

	VDE-AR-N 4130	VDE
	Dies ist eine VDE-Anwendungsregel im Sinne von VDE 0022 unter gleichzeitiger Einhaltung des in der VDE-AR-N 100 (VDE-AR-N 4000) beschriebenen Verfahrens. Sie ist nach der Durchführung des vom VDE-Präsidium beschlossenen Genehmigungsverfahrens unter der oben angeführten Nummer in das VDE-Vorschriftenwerk aufgenommen und in der „etz Elektrotechnik + Automation“ bekannt gegeben worden.	FNN
<p>ICS 29.240.01</p> <p>Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Höchstspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Höchstspannung)</p> <p>Technical requirements for the connection and operation of customer installations to the extra high voltage network (TAR extra high voltage)</p> <p>Exigences techniques pour la connexion et l'opération des installations des clients au réseau à très haute tension (TAR très haute tension)</p> <p>Gesamtumfang 171 Seiten</p> <p>VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.</p>		

Anwendungsbeginn

Anwendungsbeginn dieser VDE-Anwendungsregel ist 2018-11-01.

Bis 2019-04-26 darf das zum Zeitpunkt der Veröffentlichung dieser VDE-Anwendungsregel gültige Regelwerk angewendet werden.

Es sind die Fristen des NC RfG (Artikel 4, Abs. 2 und Artikel 72), des NC DCC (Artikel 4, Abs. 2 und Artikel 59) sowie nationale Festlegungen zu beachten.

Inhalt

Seite

Vorwort.....	4
Einleitung	10
1 Anwendungsbereich	11
2 Normative Verweisungen	11
3 Begriffe und Abkürzungen	12
3.1 Begriffe	12
3.2 Abkürzungen	26
4 Allgemeine Grundsätze	27
4.1 Bestimmungen und Vorschriften	27
4.2 Anschlussprozess und anschlussrelevante Unterlagen	27
4.2.1 Allgemeines	27
4.2.2 Prozess und Anschlusszusage	28
4.2.3 Prozess für Erlaubnis zur Zuschaltung (EZZ)	29
4.2.4 Prozess für vorübergehende Betriebserlaubnis (VBE)	31
4.3 Prozess für Endgültige Betriebserlaubnis (EBE)	31
5 Netzanschluss	32
5.1 Grundsätze für die Ermittlung des Netzanschlusspunktes	32
5.2 Bemessung der Netzbetriebsmittel	32
5.3 Spannung und Frequenz am Netzanschlusspunkt	32
5.4 Netzurückwirkungen	33
5.4.1 Allgemeines	33
5.4.2 Schnelle Spannungsänderungen	34
5.4.3 Flicker	34
5.4.4 Harmonische, Zwischenharmonische und höherfrequente Emission	35
5.4.5 Kommutierungseinbrüche	38
5.4.6 Unsymmetrien	38
5.5 Blindleistungsverhalten	39
5.6 Resonanzen und Reglerinteraktionen	40
6 Planung und Ausführung des Netzanschlusses	40
6.1 Baulicher Teil	40
6.1.1 Allgemeines	40
6.1.2 Einzelheiten zur baulichen Ausführung	40

	Seite
6.2 Elektrischer Teil	40
6.2.1 Allgemeines	40
6.2.2 Schaltanlagen	41
6.2.3 Sternpunktbehandlung	41
6.2.4 Erdungsanlage	41
6.3 Sekundärtechnik	42
6.3.1 Prozessdatenübertragung	42
6.3.2 Eigenbedarfs- und Hilfsenergieversorgung	42
6.3.3 Schutzeinrichtungen	42
6.3.4 Sprachkommunikation	43
6.4 Bereitstellung von Daten für Netz- und Störungsanalysen	43
6.4.1 Netzanalysen	43
6.4.2 Störungsanalysen	44
7 Abrechnungsmessung	44
7.1 Allgemeines	44
7.2 Spannungsebene der Abrechnungsmessung	44
8 Betrieb der Kundenanlage	44
8.1 Allgemeines	44
8.2 Netzführung	45
8.3 Arbeiten in der Übergabestation	45
8.4 Zugang	45
8.5 Bedienung vor Ort	45
8.6 Instandhaltung	45
8.7 Kupplung von Netzen	45
8.8 Betrieb bei Störungen	46
8.9 Notstromaggregate	46
9 Änderungen, Außerbetriebnahmen und Demontage	46
10 Erzeugungsanlagen	46
10.1 Allgemeines	46
10.2 Verhalten der Erzeugungsanlage am Netz	47
10.2.1 Allgemeines	47
10.2.2 Statische Spannungshaltung/Blindleistungsbereitstellung	50
10.2.3 Dynamische Netzstützung	60
10.2.4 Wirkleistungsabgabe	67
10.2.5 Kurzschlussstrombeitrag der Erzeugungsanlage	74
10.3 Schutzeinrichtungen und Schutzeinstellungen	75
10.3.1 Allgemeines	75
10.3.2 Netzschutzeinrichtungen	75
10.3.3 Kurzschlusschutzeinrichtungen des Anschlussnehmers	75

10.3.4	Entkopplungsschutzeinrichtungen des Anschlussnehmers	75
10.3.5	Zusammenfassung Schutzkonzept bei Anschluss einer Erzeugungsanlage	76
10.3.6	Schutzkonzept für Mischanlagen	76
10.3.7	Schnittstellen für Schutzfunktionsprüfungen	76
10.4	Zuschaltbedingungen und Synchronisierung	76
10.4.1	Allgemeines	76
10.4.2	Zuschalten nach Auslösung durch Schutzeinrichtungen	77
10.4.3	Zuschaltung von Erzeugungseinheiten und -anlagen	78
10.4.4	Kuppelschalter	78
10.5	Weitere Anforderungen an Erzeugungsanlagen	79
10.5.1	Abfangen auf Eigenbedarf	79
10.5.2	Trennen der Erzeugungseinheit vom Netz bei Instabilität	79
10.5.3	Fähigkeit zur Bereitstellung von Primärregelleistung	79
10.5.4	Fähigkeit zur Bereitstellung von Sekundärregelleistung und Minutenreserve	82
10.6	Modelle	82
10.6.1	Allgemeines	82
10.6.2	Detaillierte EZA-Modelle	84
10.6.3	Aggregiertes EZA-Modell	85
10.6.4	Validierung von Modellen	85
10.7	Gesonderte Anforderungen an Erzeugungsanlagen mit Offshore-Netzanschlusspunkt	86
10.7.1	Allgemeines	86
10.7.2	Gesonderte Anforderungen hinsichtlich der Spannungshaltung	86
10.7.3	Gesonderte Anforderungen hinsichtlich der Robustheit	88
10.7.4	Gesonderte Anforderungen hinsichtlich des Netzsicherheitsmanagements	89
10.7.5	Gesonderte Anforderungen hinsichtlich Zuschaltbedingungen und Synchronisierung	89
11	Nachweis der elektrischen Eigenschaften für Erzeugungsanlagen	89
11.1	Gesamter Nachweisprozess	89
11.2	Einheitenzertifikat	92
11.2.1	Allgemeines	92
11.2.2	Netzurückwirkungen	93
11.2.3	Quasistationärer Betrieb und Pendelungen	94
11.2.4	Statische Spannungshaltung/Blindleistungsbereitstellung	94
11.2.5	Dynamische Netzstützung	95
11.2.6	Modelle	98
11.2.7	Wirkleistungsabgabe und Netzsicherheitsmanagement	100
11.2.8	Wirkleistungsanpassung in Abhängigkeit der Netzfrequenz	101
11.2.9	Kurzschlussstrombeitrag der Erzeugungseinheit	105
11.2.10	Schutztechnik und Schutzeinstellungen	106
11.2.11	Zuschaltbedingungen und Synchronisierung	107

11.2.12	Trennen der Erzeugungseinheit vom Netz bei Instabilität	107
11.3	Komponentenzertifikat	107
11.3.1	Allgemeines.....	107
11.3.2	Anforderung an EZA-Regler	108
11.3.3	Anforderungen an aktive statische Kompensationsanlagen.....	109
11.3.4	Anforderungen an Spannungsregler inkl. des Erregersystems einer Typ-1- Erzeugungseinheit	109
11.3.5	Anforderungen an Hilfsaggregate bei Typ-1-Erzeugungseinheiten.....	111
11.3.6	Modelle.....	111
11.4	Anlagenzertifikat.....	112
11.4.1	Allgemeines.....	112
11.4.2	Vom Anschlussnehmer zur Erstellung des Anlagenzertifikates bereitzustellenden Unterlagen.....	112
11.4.3	Einspeiseleistung	113
11.4.4	Bemessung der Betriebsmittel	114
11.4.5	Spannungsänderung am Netzanschlusspunkt	114
11.4.6	Erforderliche Netzkurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt.....	114
11.4.7	Netzurückwirkungen.....	114
11.4.8	Quasistationärer Betrieb, Polrad-/Netzpendelungen	116
11.4.9	Nachweis der Teilnetzbetriebsfähigkeit	116
11.4.10	Nachweis der Schwarzstartfähigkeit	117
11.4.11	Statische Spannungshaltung/Blindleistungsbereitstellung	117
11.4.12	Dynamische Netzstützung	119
11.4.13	Wirkleistungsabgabe.....	122
11.4.14	Netzsicherheitsmanagement	122
11.4.15	Wirkleistungseinspeisung in Abhängigkeit der Netzfrequenz (Über- und Unterfrequenz)	123
11.4.16	Kurzschlussstrombeitrag der Erzeugungsanlage	123
11.4.17	Schutztechnik und Schutzeinstellungen	123
11.4.18	Zuschaltbedingungen und Synchronisierung.....	124
11.4.19	Abfangen auf Eigenbedarfsbetrieb bzw. schnelle Resynchronisierung.....	125
11.4.20	Anforderungen an die Fähigkeit zur Regelleistungsbereitstellung	125
11.4.21	Eigenbedarfs- und Hilfsenergieversorgung.....	125
11.4.22	Sprunghafte Spannungsänderungen	125
11.4.23	EZA-Modell und Genauigkeit.....	125
11.4.24	Gesonderte Anforderungen hinsichtlich des Nachweises der elektrischen Eigenschaften bei Erzeugungsanlagen mit Offshore-Netzanschlusspunkt.....	126
11.4.25	Nachtrag zum Anlagenzertifikat	126
11.5	Inbetriebnahmephase	126
11.5.1	Inbetriebnahme der Netzanschlusses.....	126
11.5.2	Inbetriebnahme der Erzeugungseinheiten	126

11.5.3	Inbetriebnahme der gesamten Erzeugungsanlage und Inbetriebnahmeerklärung	126
11.5.4	Konformitätserklärung	128
11.5.5	Betriebsphase.....	129
11.6	Einzelnachweisverfahren.....	130
11.6.1	Allgemeines	130
11.6.2	Inbetriebnahme einer Erzeugungsanlage	131
12	Prototypen-Regelung.....	131
Anhang A (informativ)	Begriffe „Erzeugungseinheit“ und „Erzeugungsanlage“	134
Anhang B (informativ)	Erläuterungen	135
B.1	Erläuterungen zur sprunghaften Spannungsänderung	135
B.2	„Fault-Ride-Through“-Kurven	135
B.3	Ermittlung des k -Faktors am Netzanschlusspunkt	136
B.4	Gleichungen für die Beschreibung der dynamischen Netzstützung	137
B.5	Richtungsdefinition von P und Q	138
B.6	Netzurückwirkungen	139
B.6.1	Spannungsänderungen bei Erzeugungseinheiten	139
B.6.2	Flicker	140
B.6.3	Flicker für Erzeugungsanlagen.....	140
B.6.4	Addition der Langzeitflickerstärken	140
B.6.5	Oberschwingungen und Zwischenharmonische	141
B.7	Teilnetzbetriebsfähigkeit und Reglerstruktur	141
Anhang C (normativ)	Weitere Festlegungen	143
C.1	Toleranzbereich für den zusätzlichen Blindstrom	143
C.2	Prinzipielles Reglerverhalten	144
Anhang D (informativ)	Erläuterungen zum gleitenden Totband für die Primärregelleistung	145
Anhang E (informativ)	Vordrucke.....	146
E.1	Antragstellung.....	146
E.2	Datenblatt zur Beurteilung von Netzurückwirkungen	147
E.3	Netzanschlussplanung	149
E.4	Errichtungsplanung.....	149
E.5	Inbetriebsetzungsprotokoll für Übergabestationen.....	149
E.6	Datenblatt einer Erzeugungsanlage/eines Speichers – Höchstspannung	150
E.7	Netzbetreiberabfragebogen.....	155
E.8	Inbetriebsetzungsprotokoll für Erzeugungseinheiten und Speicher	161
E.9	Inbetriebnahmeerklärung Erzeugungsanlage/Speicher	161
E.10	Konformitätserklärung für Erzeugungsanlagen/Speicher.....	165
E.11	Einheitenzertifikat	167
E.12	Komponenten-Zertifikat	168
E.13	Anlagenzertifikat	169

E.14 Betriebserlaubnisverfahren	170
Literaturhinweise	171

Bilder

Bild 1 – Anschluss- und Inbetriebnahmeprozess	28
Bild 2 – Mindestanforderungen an den quasistationären Betrieb von Kundenanlagen	33
Bild 3 – Zulässiger Bereich des Verschiebungsfaktors $\cos \varphi$ bei Wirkleistungsbezug der Kundenanlage (dargestellt im Verbraucherzählpeilsystem)	39
Bild 4 – Mindestanforderungen an den quasistationären Betrieb von Erzeugungsanlagen	47
Bild 5 – Varianten der Anforderungen an Erzeugungsanlagen des Typen 1 an die Blindleistungsbereitstellung am Netzanschlusspunkt für die 380-kV- und 220-kV-Ebene	52
Bild 6 – Varianten der Anforderungen an Erzeugungsanlagen des Typen 2 an die Blindleistungsbereitstellung am Netzanschlusspunkt für die 380-kV- und 220-kV-Ebene	53
Bild 7 – Varianten der PQ -Diagramme der Erzeugungsanlagen des Typen 2 am Netzanschlusspunkt im Verbraucherzählpeilsystem.....	54
Bild 8 – Beispiel für eine $Q(U)$ -Kennlinie	56
Bild 9 – Beispiel für eine Q -Vorgabe (für Variante 2 nach den Bildern 5 und 6)	58
Bild 10 – Grenzkurve für relative Spannungserhöhungen	62
Bild 11 – Fault-Ride-Through-Grenzkurve (FRT) für den Spannungsverlauf am Netzanschlusspunkt für eine Erzeugungsanlage vom Typ 1	63
Bild 12 – Fault-Ride-Through-Grenzkurve für den Spannungsverlauf am Netzanschlusspunkt für eine Erzeugungsanlage vom Typ 2.....	64
Bild 13 – Prinzip der Spannungsstützung bei Netzfehlern	66
Bild 14 – Anforderung an die Abgabeleistung der Erzeugungsanlagen im dynamischen Kurzzeitbereich	69
Bild 15 – Wirkleistungsanpassung von Erzeugungsanlagen vom Typ 1 und Typ 2 sowie stufenlos steuerbarer Verbrauchseinrichtungen und Speicher vom Typ 1 bei Über- und Unterfrequenz mit einer Statik von 5 % und Frequenzgrenzwerten von 49,8 Hz und 50,2 Hz für den Beginn der Wirkleistungsanpassung	71
Bild 16 – Wirkleistungsanpassung stufenlos steuerbarer Verbrauchseinrichtungen und Speicher vom Typ 2 bei Über- und Unterfrequenz mit einer Statik von 2 % und Frequenzgrenzwerten von 49,8 Hz und 50,2 Hz für den Beginn der Wirkleistungsanpassung.....	72
Bild 17 – Bildung des Signals für die Zuschaltbedingungen am Netzanschlusspunkt.....	77
Bild 18 – Funktionsschema Zuschaltung eines Kuppelschalters (der Erzeugungseinheiten)	77
Bild 19 – Leistungs-Frequenzkennlinie zur Bereitstellung von Primärregelleistung ohne Totband	80
Bild 20 – Zeitverhalten zur Bereitstellung von Primärregelleistung (bei voller Aktivierung).....	81
Bild 21 – Anforderungen an Offshore-Erzeugungsanlagen an die Blindleistungsbereitstellung für die 150-kV- und 220-kV-Ebene.....	87
Bild 22 – PQ -Diagramme der Offshore-Erzeugungsanlagen am Netzanschluss im Erzeugerzählpeilsystem	88
Bild 23 – Grenzkurve für relative Spannungserhöhungen für Offshore-Stromerzeugungsanlagen.....	89
Bild 24 – Darstellung des Nachweisprozesses für Anlagenzertifikat A.....	90
Bild 25 – Veranschaulichung der Frequenzsprünge für Erzeugungseinheiten der Typen 1 und 2 sowie Speicher vom Typ 1	103
Bild 26 – Veranschaulichung der Frequenzsprünge für Speicher vom Typ 2.....	103

Bild B.1 – Beispiel für eine sprunghafte Spannungsänderung	135
Bild B.2 – Beispiel eines Windparks zur Ermittlung der k -Faktoren	137
Bild B.3 – Positive Richtung von Spannungen und Strömen	139
Bild B.4 – Scheinleistungskreis.....	139
Bild B.5 – Prinzipielle Reglerstruktur in leistungsregelbaren Erzeugungseinheiten.....	142
Bild C.1 – Toleranzbereich für Δi_B	143
Bild C.2 – Prinzipielles Reglerverhalten einer Erzeugungsanlage	144
Bild D.1 – Aufbau des gleitenden Totbands	145

Tabellen

Tabelle 1 – Zulässige Spannungsänderung in Abhängigkeit von Häufung und Pausenzeit.....	34
Tabelle 2 – Proportionalitätsfaktoren q_V für die Berechnung der zulässigen Oberschwingungsströme	37
Tabelle 3 – Proportionalitätsfaktoren für die vereinfachte Berechnung der zulässigen zwischenharmonischen Ströme der Ordnung μ	37
Tabelle 4 – Anforderungen an die Anschwing- und Einschwingzeiten bezüglich Wirkleistungseinspeisung bei Über- und Unterfrequenz	73
Tabelle 5 – Parameter für die Fähigkeit zur Bereitstellung von Primäreigelleistung.....	80
Tabelle 6 – Parameter für die Fähigkeit zur Bereitstellung von Sekundäreigelleistung und Minutenreserve.....	82
Tabelle 7 – Mindestanforderungen an detaillierte und aggregierte EZA-Modelle	84
Tabelle 8 – Prüfsequenz für Mehrfachfehler	96
Tabelle 9 – Umfang der notwendigen Angaben im Einheitenzertifikat zu den Kurzschlussstrombeiträgen	105
Tabelle 10 – Zeitpunkte nach Fehlereintritt zum Ausweis der Kurzschlussströme	106
Tabelle 11 – Vom Anschlussnehmer bereitzustellende Unterlagen zur Erarbeitung des Anlagenzertifikates	113

Vorwort

Vorausgegangener VDE-Anwendungsregel-Entwurf: E VDE-AR-N 4130:2017-09.

Dieses Dokument wurde vom Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN) erarbeitet und der Öffentlichkeit zur Stellungnahme vorgelegt.

Für dieses Dokument ist die vom Lenkungskreis Hoch- und Höchstspannung gegründete Projektgruppe „Technische Anschlussregeln für das Höchstspannungsnetz“ des Forums Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN) zuständig.

Mit dieser VDE-Anwendungsregel werden die Anforderungen an Erzeugungsanlagen des Typen D aus der Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger (NC RfG) [1]* und die Anforderungen an Verbrauchsanlagen aus der Verordnung (EU) 2016/1388 der Kommission vom 17. August 2016 zur Festlegung eines Netzkodex für den Lastanschluss (NC DCC) [2] national umgesetzt.

Die Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger (NC RfG) [1] und die Verordnung zum Nachweis von elektrotechnischen Eigenschaften von Energieanlagen (Elektrotechnische-Eigenschaften-Nachweis-Verordnung – NELEV) vom 12. Juni 2017 [11] regeln u. a. den Nachweis der Einhaltung der allgemeinen technischen Mindestanforderungen. Diese VDE-Anwendungsregel fordert nicht selbst Zertifikate bzw. Konformitätsnachweise, sondern gestaltet nur die im NC RfG und der NELEV geforderten Nachweise aus. Die Konkretisierung in [Abschnitt 11](#) und [Abschnitt 12](#) dieser VDE-Anwendungsregel erfolgt als Ausnahme nach dem VDE-Vorstandsbeschluss vom Januar 2014.

Es wird auf die Möglichkeit hingewiesen, dass einige Elemente dieses Dokuments Patentrechte berühren können. VDE ist nicht dafür verantwortlich, einige oder alle diesbezüglichen Patentrechte zu identifizieren.

Das Original-Dokument enthält Bilder in Farbe, die in der Papierversion in einer Graustufen-Darstellung wiedergegeben werden. Elektronische Versionen dieses Dokuments enthalten die Bilder in der originalen Farbdarstellung.

* Ziffern in eckigen Klammern beziehen sich auf die Literaturhinweise.

Einleitung

Diese VDE-Anwendungsregel fasst die wesentlichen Gesichtspunkte zusammen, die beim Anschluss von Kundenanlagen am Höchstspannungsnetz des Netzbetreibers zu beachten sind. Sie dient gleichermaßen dem Netzbetreiber wie dem Errichter als Planungsunterlage und Entscheidungshilfe. Außerdem erhält der Betreiber wichtige Informationen zum Betrieb solcher Anlagen.

Am 27.04.2019 wird der TransmissionCode 2007 [3] in [Abschnitt 3](#) und [Abschnitt 5](#) sowie der VDN-Leitfaden „EEG-Erzeugungsanlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz“ [4] für Höchstspannungs-Netzanschlüsse für Neuanlagen außer Kraft gesetzt.

Zu einzelnen Punkten werden zusätzliche Informationen gegeben, um bestimmte Vorgaben der VDE-Anwendungsregel zu erläutern. Um den Text auf das Wichtigste zu beschränken, sind diese erläuternden Informationen in [Anhang B](#) abschnittsweise zusammengefasst.

Der [Anhang E](#) enthält Vordrucke für die Zusammenstellung der erforderlichen Daten einer Kundenanlage von der Planung des Netzanschlusses bis zu dessen Inbetriebnahme.

1 Anwendungsbereich

Diese VDE-Anwendungsregel legt die Technischen Anschlussregeln (TAR) für Planung, Errichtung, Betrieb und Änderung von Kundenanlagen (Bezugs- und Erzeugungsanlagen, Speicher sowie Mischanlagen) fest, die am Netzanschlusspunkt an ein Höchstspannungsnetz der allgemeinen Versorgung angeschlossen werden. Als Höchstspannungsnetz wird in dieser VDE-Anwendungsregel das Drehstromnetz mit Spannungen ≥ 150 kV mit einer Netzfrequenz von 50 Hz betrachtet.

Bei Mischanlagen mit Anschluss an Höchstspannungsnetze, in denen Bezugs- bzw. Erzeugungsanlagen mit Anschluss an kundeneigene Hoch-, Mittel- und/oder Niederspannungsnetze betrieben werden, sind hingegen für diese Bezugs- bzw. Erzeugungsanlagen die Anforderungen der VDE-Anwendungsregel für die jeweilige Spannungsebene des Anschlusses maßgebend. In diesem Fall erbringt der Anschlussnehmer den Nachweis der Fähigkeiten gegenüber dem Übertragungsnetzbetreiber.

ANMERKUNG Im NC RfG wird hinsichtlich der Netzanschlussbedingungen nicht zwischen geschlossenen Verteilnetzen und Verteilnetze eines Netzbetreibers der allgemeinen Versorgung unterschieden. Erfolgt der Anschluss von Erzeugungsanlagen in einem geschlossenen Verteilnetz, sind für diese Erzeugungsanlagen somit die Anforderungen der jeweiligen VDE-Anwendungsregel für die Spannungsebene maßgebend, an welcher die Erzeugungsanlage im geschlossenen Verteilnetz angeschlossen ist.

Diese VDE-Anwendungsregel gilt auch für Änderungen in Bestandsanlagen (im Sinne des Vorwortes) die eine wesentliche Überarbeitung des Netzanschlussvertrages nach sich ziehen. Ob eine wesentliche Überarbeitung des Netzanschlussvertrages notwendig ist, wird wie folgt entschieden:

- 1) Der Betreiber der Kundenanlage muss die Pläne zu Änderungsmaßnahmen dem relevanten Netzbetreiber vor Durchführung der Maßnahme vorlegen. Dies ist nur bei Maßnahmen notwendig, die sich auf die technischen Eigenschaften der Anlage auswirken.
- 2) Der relevante Netzbetreiber prüft die Maßnahme. Ist der relevante Netzbetreiber der Meinung, dass die Maßnahme eine wesentliche Überarbeitung des Netzanschlussvertrages nach sich zieht, teilt er dies der Regulierungsbehörde mit.
- 3) Die Regulierungsbehörde entscheidet, ob der Netzanschlussvertrag wesentlich überarbeitet werden muss und welche Anforderungen dieser VDE-Anwendungsregel dann anzuwenden sind.

Darüber hinaus kann die Regulierungsbehörde auf Vorschlag des Übertragungsnetzbetreibers entscheiden, dass eine bestehende Kundenanlage allen oder einigen Anforderungen dieser VDE-Anwendungsregel unterliegt. Für den Vorschlag des Übertragungsnetzbetreibers gelten bezüglich Erzeugungsanlagen die Vorgaben des Artikels 4, Absatz 3, Absatz 4 und Absatz 5 des NC RfG, und bezüglich Verbrauchsanlagen die Vorgaben des Artikels 4, Absätze 3., 4. und 5. des NC DCC.

Diese VDE-Anwendungsregel gilt nicht für an das Höchstspannungsnetz angeschlossene Verteilnetze der allgemeinen Versorgung und an das Höchstspannungsnetz angeschlossene geschlossene Verteilnetze.

2 Normative Verweisungen

Die folgenden Dokumente werden im Text in solcher Weise in Bezug genommen, dass einige Teile davon oder ihr gesamter Inhalt Anforderungen des vorliegenden Dokuments darstellen. Bei datierten Verweisungen gilt nur die in Bezug genommene Ausgabe. Bei undatierten Verweisungen gilt die letzte Ausgabe des in Bezug genommenen Dokuments (einschließlich aller Änderungen).

DIN EN 50522 (VDE 0101-2), *Erdung von Starkstromanlagen mit Nennwechselspannungen über 1 kV*

DIN EN 60034-1 (VDE 0530-1):2011-02, *Drehende elektrische Maschinen – Teil 1: Bemessung und Betriebsverhalten (IEC 60034-1:2010, modifiziert)*; Deutsche Fassung EN 60034-1:2010 + Cor.:2010

DIN EN 60909-0 (VDE 0102):2016-12, *Kurzschlussströme in Drehstromnetzen – Teil 0: Berechnung der Ströme*

DIN EN 61000-4-7 (VDE 0847-4-7), *Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) – Teil 4-7: Prüf- und Messverfahren – Allgemeiner Leitfadens für Verfahren und Geräte zur Messung von Oberschwingungen und Zwischenharmonischen in Stromversorgungsnetzen und angeschlossenen Geräten*

DIN EN 61230 (VDE 0683-100), *Arbeiten unter Spannung – Ortsveränderliche Geräte zum Erden oder Erden und Kurzschließen*

DIN EN 62271-100 (VDE 0671-100), *Hochspannungs-Schaltgeräte und -Schaltanlagen – Teil 100: Wechselstrom-Leistungsschalter*

DIN EN ISO/IEC 17025, *Allgemeine Anforderungen an die Kompetenz von Prüf- und Kalibrierlaboratorien*

DIN EN ISO/IEC 17065, *Konformitätsbewertungen – Anforderungen an Stellen, die Produkte, Prozesse und Dienstleistungen zertifizieren*

DIN EN ISO/IEC 17067, *Konformitätsbewertungen – Grundlagen der Produktzertifizierung und Leitlinien für die Produktzertifizierungsprogramme*

DIN VDE 0105-100 (VDE 0105-100):2015-10, *Betrieb von elektrischen Anlagen – Teil 100: Allgemeine Festlegungen*

IEC/TR 61000-3-6, *Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) – Teil 3-6: Grenzwerte – Abschätzung von Aussendungsgrenzwerten für den Anschluss von verzerrenden Anlagen an Mittel- und Hoch- und Höchstspannungs-Energieversorgungsnetzen*

IEC/TR 61000-3-7, *Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) – Teil 3-7: Grenzwerte – Abschätzung von Aussendungsgrenzwerten für den Anschluss von schwankenden Anlagen an Mittel- und Hoch- und Höchstspannungs-Energieversorgungsnetze*

IEC/TR 61000-3-13, *Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) – Teil 3-13: Grenzwerte – Abschätzung von Aussendungsgrenzwerten für den Anschluss von unsymmetrischen Anlagen an Mittel- und Hoch- und Höchstspannungs-Energieversorgungsnetze*

VDE-AR-N 4110, *Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung)*

VDE-AR-N 4120:2015-01, *Technische Bedingungen für den Anschluss und Betrieb von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz (TAB Hochspannung)*

VDE-AR-N 4120:2018-11, *Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Hochspannung)*

VDE-AR-N 4400, *Messwesen Strom (Metering Code)*

3 Begriffe und Abkürzungen

3.1 Begriffe

Für die Anwendung dieses Dokuments gelten die folgenden Begriffe.

3.1.1

Abfangen auf Eigenbedarf

Fähigkeit einer Erzeugungsanlage, die sich auf Grundlage einer Netzstörung entsprechend vereinbarter Schutzkonzepte vom Netz trennt bzw. getrennt wird, unverzüglich einen stabilen Betriebszustand zu erreichen, in dem sie alle für ihren eigenen Weiterbetrieb notwendigen Anlagen und Einrichtungen weiterversorgt

3.1.2

Anlagenbetreiber

natürliche oder juristische Person mit der Gesamtverantwortung für den sicheren Betrieb der Kundenanlage, die Regeln und Randbedingungen der Organisation vorgibt

3.1.3**Anlagenerrichter**

Person oder Unternehmen, die/das eine elektrische Anlage errichtet, erweitert, ändert oder instand hält

3.1.4**Anschlussnehmer**

jede natürliche oder juristische Person (z. B. Eigentümer), deren Kundenanlage unmittelbar über einen Anschluss mit dem Netz des Netzbetreibers verbunden ist und die verantwortlich für die Einhaltung dieser VDE-Anwendungsregel und damit den ordnungsgemäßen Betrieb des Netzanschlusses ist

Anmerkung 1 zum Begriff: Diesbezüglich notwendige Vereinbarungen mit Dritten (Anschlusserrichter, Anlagenbetreiber, Anschlussnutzern) trifft der Anschlussnehmer selbst.

3.1.5**Anschlussnutzer**

natürliche oder juristische Person, die dazu berechtigt ist, im Rahmen eines Anschlussnutzungsverhältnisses einen Anschluss an das Netz zur allgemeinen Versorgung zur Entnahme oder zur Einspeisung von elektrischer Energie zu nutzen

3.1.6**Anschwingzeit**

$T_{\text{an } 90 \%}$

Zeit zwischen dem sprunghaften Eintritt einer Regelabweichung und dem erstmaligen Erreichen von 90 % des Sollwertes (siehe [Anhang C.2](#))

Anmerkung 1 zum Begriff: Die Anschwingzeit ist eine charakteristische Größe der Sprungantwort. Sie umfasst auch die Zeit des Erkennens der Regelabweichung.

3.1.7**automatische Wiedereinschaltung****AWE**

von einer automatischen Einrichtung gesteuerte Wiedereinschaltung des einem fehlerbehafteten Teil des Netzes zugeordneten Leistungsschalters, mit der Erwartung, dass die Fehlerursache bis zur Wiedereinschaltung nicht mehr vorliegt

3.1.8**Bedienen**

ist Teil des Betriebes und umfasst das bei bestimmungsgemäßem Gebrauch gefahrlose Beobachten, Steuern, Regeln und Schalten von elektrischen Anlagen

[QUELLE: DIN VDE 0105-100 (VDE 0105-100):2015-10]

3.1.9**beschränkte Betriebserlaubnis****BBE**

Erlaubnis, die der Netzbetreiber dem Anlagenbetreiber einer Erzeugungsanlage oder einem neu errichteten Speicher ausstellt, der die endgültige Betriebserlaubnis bereits erreicht hatte, aber bei dem vorübergehend eine wesentliche Änderung aufgetreten ist, so dass die Anforderungen nicht mehr erfüllt sind, und die es dem Anlagenbetreiber gestattet, die Erzeugungsanlage befristet weiter zu betreiben und in dieser Zeit den ordnungsgemäßen Zustand wieder herzustellen

3.1.10**Betrieb**

alle technischen und organisatorischen Tätigkeiten, die erforderlich sind, damit die elektrische Anlage funktionieren kann

[QUELLE: DIN VDE 0105-100 (VDE 0105-100):2015-10, modifiziert – Anmerkung zum Begriff wurde nicht übernommen]

3.1.11**Betriebserlaubnisverfahren**

Verfahren zur Betriebserlaubnis von Erzeugungsanlagen nach Titel III des NC RfG

3.1.12

Eigenbedarf der Erzeugungsanlage

elektrische Leistung, die ausschließlich für den Betrieb einer Erzeugungsanlage, deren Erzeugungseinheiten, Neben- und Hilfsanlagen benötigt wird

3.1.13

Einschwingzeit

$T_{\text{ein } \Delta x}$

Zeit zwischen dem sprungförmigen Auftreten einer Regelabweichung bis zu dem Zeitpunkt, an dem die Einschwingvorgänge soweit abgeklungen sind, dass die Regelgröße (z. B. der Blindstrom I_B) im Toleranzband um den stationären Endwert liegt und dort verbleibt

3.1.14

Endgültige Betriebserlaubnis

EBE

vom Netzbetreiber für den Anlagenbetreiber einer neu errichteten Erzeugungsanlage oder einem neu errichteten Speicher ausgestellte Erlaubnis, die es diesem gestattet, den Netzanschluss für einen unbegrenzten Zeitraum zu nutzen, da die Anforderungen nachweislich eingehalten werden

3.1.15

vorübergehende Betriebserlaubnis

VBE

vom Netzbetreiber für den Anlagenbetreiber einer neu errichteten Erzeugungsanlage oder einem neu errichteten Speicher ausgestellte Erlaubnis, die es diesem gestattet, den Netzanschluss für einen begrenzten Zeitraum zu nutzen, um die Einhaltung der Anforderungen abschließend nachweisen zu können

3.1.16

Erlaubnis zur Zuschaltung

EZZ

vom Netzbetreiber für den Anlagenbetreiber einer neu errichteten Kundenanlage ausgestellte Erlaubnis zur Zuschaltung seines internen Netzes

3.1.17

Erzeugungsanlage

Anlage, in der sich eine oder mehrere Erzeugungseinheiten elektrischer Energie und alle zum Betrieb erforderlichen elektrischen Einrichtungen befinden

Anmerkung 1 zum Begriff: Formelzeichen, die sich auf die Erzeugungsanlage beziehen, erhalten den Index „A“.

3.1.17.1

Erzeugungsanlage Typ 1

Erzeugungsanlage, die ausschließlich Erzeugungseinheiten vom Typ 1 beinhaltet

Anmerkung 1 zum Begriff: Wenn eine Erzeugungseinheit vom Typ 1 Betriebsmittel gemeinsam mit anderen Erzeugungseinheiten vom Typ 1 nutzt (z. B. einen gemeinsamen Transformator oder eine gemeinsame Zentralsteuerung) und diese Erzeugungseinheiten damit nicht unabhängig voneinander betrieben werden, bilden diese Erzeugungseinheiten eine Erzeugungsanlage vom Typ 1.

3.1.17.2

Erzeugungsanlage Typ 2

Erzeugungsanlage, die nicht den Bedingungen für Typ 1 entspricht

Anmerkung 1 zum Begriff: Eine oder mehrere Erzeugungseinheiten, die entweder nicht synchron oder mithilfe von Leistungselektronik an das Netz angeschlossen sind und zudem einen gemeinsamen Netzanschlusspunkt haben.

3.1.18

Erzeugungseinheit

einzelne Einheit zur Erzeugung elektrischer Energie

Anmerkung 1 zum Begriff: Formelzeichen, die sich auf die Erzeugungseinheit beziehen, erhalten den Index „E“.

3.1.18.1**Erzeugungseinheit Typ 1**

Erzeugungseinheit, die zur Erzeugung elektrischer Energie ausschließlich Synchrongeneratoren beinhaltet, die direkt (nur über Transformatoren) mit dem Netz gekoppelt sind

3.1.18.2**Erzeugungseinheit Typ 2**

Erzeugungseinheit, die nicht den Bedingungen für Typ 1 entspricht

3.1.19**EZA-Regler**

Regler, der die Differenz aus Soll- und Istwerten verschiedener Regelgrößen am Netzanschlusspunkt erfasst (z. B. Blindleistung) und daraus die notwendige Änderung der entsprechenden Stellgröße zur Weiterleitung an die Erzeugungseinheiten bzw. Komponenten ermittelt

Anmerkung 1 zum Begriff: Ein EZA-Regler darf auch mehrere nachgelagerte EZA-Regler ansteuern.

Anmerkung 2 zum Begriff: Für EZA-Regler werden auch die Begriffe „Parkregler“ und „Zentralsteuerung“ verwendet.

3.1.20 Fault Ride-Through (FRT)**3.1.20.1****Fault Ride-Through-Fähigkeit****FRT-Fähigkeit**

Fähigkeit einer Erzeugungsanlage bzw. einer Erzeugungseinheit, während sprunghafter Spannungsänderungen, den anschließenden Ausgleichsvorgängen sowie bei absoluten Abweichungen der Netzspannung sich nicht vom Netz zu trennen

3.1.20.2**FRT-Grenzkurve**

beschreibt die Grenzkurve der FRT-Fähigkeit. Sie ist eine Hüllkurve für die Eigenschaft der Spannung bei Fehlern. Sie wird auch als Spannungs-Zeit-Profil oder FRT-Profil bezeichnet

3.1.21**Fehlerklärung**

Vorgang, der dazu führt, dass in einer elektrischen Anlage durch eine Fehlerstelle kein Strom mehr fließt, d. h. der Fehler ist geklärt, sobald der letzte Leistungsschalter, der den Fehlerort begrenzt, ausgeschaltet und den (Fehler-)Strom unterbrochen hat

3.1.22**Fehlerklärungszeit**

(en: Fault period)

Zeit zwischen dem Beginn des Netzfehlers und der Fehlerklärung

3.1.23**Flicker**

Eindruck der Unstetigkeit visueller Empfindungen, hervorgerufen durch Lichtreize mit zeitlicher Schwankung der Leuchtdichten oder der spektralen Verteilung

[QUELLE: IEC 161-08-13:2015-05]

3.1.23.1**Flickerkoeffizient**

c

anlagenspezifische, dimensionslose Größe, die zusammen mit den Einflussgrößen „Bemessungsscheinleistung der Erzeugungseinheit S_{rE} “ und „Kurzschlussleistung am Netzverknüpfungspunkt S_{KV} “ die Höhe des am Netzverknüpfungspunkt von der Anlage erzeugten Flickers bestimmt

3.1.23.2

Kurzzeit-Flickerstärke

P_{st}

Größe zur Bewertung flickerwirksamer Spannungsschwankungen eines Zeitintervalls von 10 min

Anmerkung 1 zum Begriff: Der Index „st“ bedeutet dabei Kurzzeit (en: short term).

3.1.23.3

Langzeit-Flickerstärke

P_{lt}

Größe zur Bewertung flickerwirksamer Spannungsschwankungen eines Zeitintervalls von 120 min

Anmerkung 1 zum Begriff: Der Index „lt“ bedeutet dabei Langzeit (en: long term).

3.1.24

Höchstspannungsnetz

Drehstromnetz mit Nennspannungen ≥ 150 kV und mit einer Nennfrequenz von 50 Hz

3.1.25 Konformität

3.1.25.1

Konformitätsbewertung der Erzeugungsanlage

mehrstufiger Prozess, mit dem nachgewiesen wird, dass die gesamte Erzeugungsanlage in Übereinstimmung mit den Anforderungen der Netzanschlussbedingungen geplant, errichtet und in Betrieb gesetzt wurde

3.1.25.2

Konformitätserklärung

Bestätigung und Nachweis, dass die gesamte Erzeugungsanlage in Übereinstimmung mit den Anforderungen dieser VDE-Anwendungsregel, den weiteren Anschlussbestimmungen des Netzbetreibers und mit den Festlegungen im Anlagenzertifikat errichtet und in Betrieb gesetzt wurde

Anmerkung 1 zum Begriff: Mit dem Ausstellen der Konformitätserklärung wird der Prozess der Anlagenzertifizierung abgeschlossen.

3.1.26

Kunde

natürliche oder juristische Person, die sowohl Anschlussnehmer als auch Anschlussnutzer ist

Anmerkung 1 zum Begriff: Der Begriff „Kunde“ wird verwendet, wenn sowohl der Anschlussnehmer als auch der Anschlussnutzer gemeint sind.

3.1.27

Kundenanlage

Gesamtheit aller elektrischen Betriebsmittel hinter dem Netzanschlusspunkt mit Ausnahme der Messeinrichtung zur Versorgung der Anschlussnehmer und der Anschlussnutzer (oder des Kunden)

3.1.28 Kurzschlussleistungsbegriffe

3.1.28.1

Anfangs-Kurzschlusswechselstromleistung

S_k''

fiktive Größe, berechnet als Produkt aus dem größten zu erwartenden Anfang-Kurzschlusswechselstrom I_k''

nach **DIN EN 60909-0 (VDE 0102)**, der Nennspannung U_n und dem Faktor $\sqrt{3}$: $S_k'' = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_k''$

3.1.28.2**Netzkurzschlussleistung** S_{kv}

maßgebende minimale zu erwartende Kurzschlussleistung aus dem Netz ohne den Beitrag der Kundenanlagen an dieser Schaltanlage

3.1.29 Leistungsbegriffe**3.1.29.1****Blindleistung** Q

Anteil an elektrischer Leistung, mit dem elektrische und magnetische Felder aufgebaut werden und der zwischen den Feldern ausgetauscht wird

Anmerkung 1 zum Begriff: Die Blindleistung ist das Produkt der sich aus den Grundschrwingungen ergebenden Scheinleistung und dem Sinus des Phasenverschiebungswinkels φ zwischen der Leiter-Erde-Spannung U und dem Strom I in diesem Leiter.

3.1.29.2**Wirkleistung** P

elektrische Leistung, die für den Verbrauch oder die Erzeugung elektrischer Energie maßgebend ist und die für die Umwandlung in andere Leistungen (z. B. mechanische, thermische oder chemische) verfügbar ist

Anmerkung 1 zum Begriff: In diesem Dokument der Grundschrwingungsanteil der Wirkleistung.

3.1.29.3**Scheinleistung** S

bei Drehstrom Produkt der Effektivwerte aus Betriebsspannung, Strom und dem Faktor $\sqrt{3}$

3.1.29.4**Leistung, Bemessungswirkleistung der Erzeugungseinheit** P_{rE}

vom Hersteller angegebene Wirkleistung der Erzeugungseinheit bei Nennbedingungen

3.1.29.5**vereinbarte Anschlusswirkleistung** P_{AV}

zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer vereinbarte stationäre Wirkleistung der Kundenanlage am Netzanschlusspunkt

3.1.29.5.1**vereinbarte Anschlusswirkleistung für Bezug** $P_{AV, B}$

zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer vereinbarte stationäre Wirkleistung der Kundenanlage für den Bezug am Netzanschlusspunkt

3.1.29.5.2**vereinbarte Anschlusswirkleistung für Einspeisung** $P_{AV, E}$

zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer vereinbarte stationäre Wirkleistung der Kundenanlage für die Einspeisung am Netzanschlusspunkt

3.1.29.6

maximale Wirkleistung

P_{Emax}

höchster 10-Minuten-Mittelwert der Wirkleistung einer Erzeugungseinheit

Anmerkung 1 zum Begriff: Für Windenergieanlagen kann dieser Wert (z. B. als 600-s-Höchstwert) dem Prüfbericht nach FGW-Richtlinie TR 3 [5], [Anhang B](#) entnommen werden. Ist dieser Wert nicht explizit angegeben, wird in der Regel die elektrische Bemessungswirkleistung der Erzeugungseinheit eingesetzt.

3.1.29.7

installierte Wirkleistung

P_{inst}

Summe der Bemessungswirkleistungen aller Erzeugungseinheiten innerhalb einer Erzeugungsanlage

3.1.29.8

in Betrieb befindliche installierte Wirkleistung

$P_{\text{b inst}}$

Summe der Bemessungswirkleistungen aller sich generatorisch in Betrieb befindenden Erzeugungseinheiten

3.1.29.9

momentane Wirkleistung

P_{mom}

momentaner Wert der am Netzanschlusspunkt eingespeisten Wirkleistung, gleitend gemittelt über 200 ms

3.1.29.10

vereinbarte Anschlussscheinleistung

S_{AV}

zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer vereinbarte stationäre Scheinleistung der Kundenanlage am Netzanschlusspunkt

3.1.29.11

vereinbarte Anschlussscheinleistung für Bezug

$S_{\text{AV, B}}$

zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer vereinbarte stationäre Scheinleistung der Kundenanlage für den Wirkleistungsbezug am Netzanschlusspunkt

3.1.29.12

vereinbarte Anschlussscheinleistung für Einspeisung

$S_{\text{AV, E}}$

zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer vereinbarte stationäre Scheinleistung der Kundenanlage für die Wirkleistungseinspeisung am Netzanschlusspunkt

3.1.29.13

maximale Scheinleistung einer Erzeugungsanlage

S_{Amax}

höchster 10-Minuten-Mittelwert der Scheinleistung einer Erzeugungsanlage

Anmerkung 1 zum Begriff: In der Berechnung sind alle Netzkomponenten zwischen Netzanschlusspunkt und den Erzeugungseinheiten zu berücksichtigen.

3.1.29.14

maximale Scheinleistung einer Erzeugungseinheit

S_{Emax}

Höchste Scheinleistung einer Erzeugungseinheit während eines Zeitraums von 10 min

3.1.29.15

Leistung, Bemessungsscheinleistung einer Erzeugungsanlage

S_{rE}

Scheinleistung, für die die Komponenten der Erzeugungseinheit bemessen sind

3.1.29.16**technische Mindestleistung**

minimale, dauerhaft von einer Erzeugungseinheit des Typs 1 abgebbare elektrische Leistung

Anmerkung 1 zum Begriff: In Sonderfällen haben auch Typ 2-Anlagen eine technische Mindestleistung.

Anmerkung 2 zum Begriff: Wird vom Anlagenbetreiber definiert und dem Netzbetreiber mitgeteilt.

Anmerkung 3 zum Begriff: Die technische Mindestleistung einer Erzeugungsanlage ist auf geeignete Weise auf Basis der technischen Mindestleistungen der Erzeugungseinheiten zu bestimmen.

3.1.29.17**Referenzleistung**

$S_{t\text{ HÖS}}$

die maximal anschließbare Scheinleistung der betrachteten Schaltanlage

3.1.30**Mischanlage**

Kundenanlage, bestehend aus einer Kombination von Bezugsanlage und/oder Erzeugungsanlage und/oder Speichern

Anmerkung 1 zum Begriff: Folgende Kombinationen sind möglich:

- Bezugsanlage und Erzeugungsanlage mit einem gemeinsamen Netzanschlusspunkt;
- Speicher in Kombination mit Bezugsanlage/Erzeugungsanlage mit einem gemeinsamen Netzanschlusspunkt.

3.1.31**Netzanschlusspunkt**

Netzpunkt, an dem die Kundenanlage an das Netz der allgemeinen Versorgung oder an ein geschlossenes Verteilnetz angeschlossen ist

Anmerkung 1 zum Begriff: Der Netzanschlusspunkt hat vor allem Bedeutung im Zusammenhang mit der Netzplanung. Eine Unterscheidung zwischen Netzanschlusspunkt und Netzverknüpfungspunkt ist nicht in allen Fällen erforderlich.

Anmerkung 2 zum Begriff: Die Eigentumsgrenze wird zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer unabhängig vom Netzanschlusspunkt vereinbart.

3.1.32**Netzverknüpfungspunkt**

der Kundenanlage am nächsten gelegene Stelle im Netz der allgemeinen Versorgung, an der weitere Kundenanlagen angeschlossen sind oder angeschlossen werden können

Anmerkung 1 zum Begriff: In der Regel ist der Netzverknüpfungspunkt gleich dem Netzanschlusspunkt. Er findet Anwendung ausschließlich bei der Beurteilung von Netzurückwirkungen.

3.1.33**Netzbetreiber**

Betreiber eines Netzes der allgemeinen Versorgung für elektrische Energie

3.1.34**Netzführende Stelle**

netzführende Stelle eines Netzbetreibers, die die operativen Aufgaben der System- und Netzführung durchführt

3.1.35**Netzführungsvereinbarung**

Vereinbarung, in der die Verantwortung für die Netzüberwachung und für die Netzbetriebsführung festgelegt wird

3.1.36

Netzimpedanzwinkel

ψ_k

Arcustangens des Verhältnisses aus Reaktanz X_k zu Widerstand R_k der Kurzschlussimpedanz am betrachteten Netzknoten, $\psi_k = \arctan (X_k/R_k)$

3.1.37

Netzsicherheitsmanagement

Beeinflussung der Leistungsabgabe von Erzeugungsanlagen bis zu deren kompletter Abschaltung zur Umsetzung von Maßnahmen nach und § 11 EEG [7] (Einspeisemanagement) sowie nach § 13, Abs. 2 EnWG [6] (Systemsicherheitsmanagement)

Anmerkung 1 zum Begriff: Das Netzsicherheitsmanagement wird zur Verhinderung und Beseitigung von Netzengpässen und im Rahmen der Systemsicherheit eingesetzt.

3.1.38

Normalbetrieb des Netzes

Betrieb des Netzes der allgemeinen Versorgung mit einer Netzfrequenz von 50 Hz \pm 200 mHz und einer Netzspannung im Bereich 220 kV bis 245 kV bzw. 390 kV bis 420 kV.

Anmerkung 1 zum Begriff: Bei Offshore-Netzanbindungen (150 kV, 220 kV) liegt der Normalbetrieb für gewöhnlich bei geringeren Spannungen.

3.1.39

Oberschwingung (Harmonische)

sinusförmige Schwingung, deren Frequenz ein ganzzahliges Vielfaches der Grundfrequenz ist

3.1.40

Parallelschaltseinrichtung

Elektrotechnische Messeinrichtung, die dazu dient, die Bedingungen für das Synchronisieren von Erzeugungseinheiten oder -anlagen an das Netz über einen Kuppelschalter zu ermitteln. Es werden dabei in der Regel zwei Parameter, der Betrag der Spannung und die (Netz-)Frequenz an den beiden Enden der offenen Schaltstrecke des Kuppelschalters gemessen. Wenn die Größen sich innerhalb der zulässigen Abweichungen gegeneinander befinden und Phasengleichheit der Spannungsvektoren im Zuschaltaugenblick vorliegt, wird ein Signal zum Schließen an den Kuppelschalter gegeben

3.1.41

Rückfallverhältnis

Verhältnis des Rückfallwertes einer charakteristischen Größe bei einem Schutzrelais zum Ansprechwert dieser Größe, beispielsweise $U_{\text{rück}}/U_{\text{an}}$ bei einem Spannungsrelais

3.1.42

Schutzeinrichtung

Einrichtung, die ein oder mehrere Schutzrelais sowie – soweit erforderlich – Logikbausteine enthält, um eine oder mehrere vorgegebene Schutzfunktionen auszuführen

Anmerkung 1 zum Begriff: Eine Schutzeinrichtung ist Teil eines Schutzsystems.

3.1.43

Schutzsystem

Anordnung aus einer oder mehreren Schutzeinrichtungen sowie weiteren Geräten, die vorgesehen sind, um eine oder mehrere vorgegebene Schutzfunktionen auszuführen

Anmerkung 1 zum Begriff: Ein Schutzsystem umfasst eine oder mehrere Schutzeinrichtungen, Messwandler, Verdrahtung, Ausschaltstromkreis, Hilfsspannungsversorgung sowie – sofern vorgesehen – Informationssysteme.

3.1.44 Spannungsbegriffe

3.1.44.1

Betriebsspannung

U_b

Spannungen bei Normalbetrieb zu einem bestimmten Zeitpunkt an einer bestimmten Stelle des Netzes als Effektivwert (10-min-Mittelwert) der verketteten Spannung

3.1.44.2

Mittelwert

U_{1min}

gleitender 1-min-Mittelwert des Effektivwertes einer Spannung

3.1.44.3

höchste Spannung für Betriebsmittel

U_m

höchster Effektivwert der verketteten Spannung, auf den ein Betriebsmittel betreffend seiner Isolation dauerhaft ausgelegt ist

3.1.44.4

Nennspannung

U_n

Spannung, durch die ein Netz oder eine Anlage bezeichnet oder identifiziert wird

3.1.44.5

Bemessungsspannung

U_r

Spannung eines Gerätes oder einer Einrichtung, für die das Gerät oder die Einrichtung durch eine Norm oder vom Hersteller zum dauerhaften Betrieb ausgelegt ist

3.1.44.6

sprunghafte Spannungsänderung

Abweichung des gemessenen Grundswingungsmomentanwerts einer Spannung um einen Betrag von mindestens 5 % des Scheitelwertes der Nennspannung vom Momentanwert der fortgeführten Vorfehlerspannung

Anmerkung 1 zum Begriff: Siehe auch B.1. Damit kann sich eine sprunghafte Spannungsänderung auf Außenleiter-Spannungen oder Leiter-Erde-Spannungen beziehen.

Anmerkung 2 zum Begriff: Vektorsprünge werden damit ebenso wie Kurzschlüsse als sprunghafte Spannungsänderung betrachtet.

Anmerkung 3 zum Begriff: Der Messwert der Spannung darf geeignet gefiltert werden, um eventuelle Oberschwingungseffekte zu eliminieren.

3.1.44.7

Vorfehlerspannung

Spannung $u(t)$, deren Amplitude, Frequenz und Phasenlage sich aus der Mittelung der Grundschiwingung der letzten 50 Perioden ergibt

3.1.44.8

Änderung der Mitsystemspannung

Δu_1

auf die Nennspannung U_n bezogene Änderung der Mitsystemspannung nach Auftreten einer sprunghaften Spannungsänderung

3.1.44.9

Änderung der Gegensystemspannung

Δu_2

auf die Nennspannung U_n bezogene Änderung der Gegensystemspannung nach Auftreten einer sprunghaften Spannungsänderung

Anmerkung 1 zum Begriff: Es ist nicht vorgeschrieben, das Mit- und Gegensystem explizit zu errechnen, andere technische Lösungen sind ausdrücklich zulässig. Die hier genannte Definition macht ausdrücklich keine Vorgaben, wie die Erkennung und Reaktion auf eine sprunghafte Spannungsänderung technisch erfolgen soll.

3.1.44.10

Reglersollspannung

U_{MS}

Betriebsspannung eines Netzes, auf die der Spannungsregler des Netztransformators unterspannungsseitig regelt

Anmerkung 1 zum Begriff: In Analogie zu den Technischen Anschlussregeln der Mittel- und Hochspannung wird das Formelzeichen U_{MS} beibehalten. Im Kontext der Höchstspannung kann es sich jedoch nicht nur um Mittelspannung, sondern auch um andere Spannungsebenen handeln.

3.1.44.11

unterspannungsseitige Bezugsspannung

U_{US}

Spannungswert auf der Unterspannungsseite des Maschinentransformators unter Berücksichtigung der Reglersollspannung des Netztransformators von Erzeugungsanlagen des Typs 2

3.1.44.12

Referenzspannung

U_{Q0}

Spannungswert, den der Netzbetreiber einer Erzeugungsanlage bei einer Spannungs-Blindleistungskennlinie vorgibt und bei der kein Blindleistungsaustausch mit dem Netz stattfindet

3.1.44.13

Referenzwert der Netzspannung

U_{ref}

je Spannungsebene festgelegter Bezugswert, dieser beträgt 400 kV (1 pu) bei der Spannungsebene mit der Nennspannung 380 kV, 220 kV (1 pu) in der Spannungsebene 220 kV und 150 kV (1 pu) bei der Spannungsebene 150 kV

3.1.45

Spannungsänderung

ΔU

Erhöhung oder Reduzierung der Spannung in einem Zeitabschnitt

3.1.45.1

langsame Spannungsänderung

Erhöhung oder Abnahme der Spannung, üblicherweise aufgrund von Änderungen der Gesamtlast in einem Netz bzw. der Gesamteinspeisung in ein Netz

3.1.45.2

schnelle Spannungsänderung

einzelne schnelle Änderung des Effektivwertes einer Spannung zwischen zwei aufeinander folgenden Spannungswerten mit jeweils bestimmter aber nicht festgelegter Dauer

3.1.46

Spannungsband

Spannungseffektivwerte zwischen einer oberen und unteren Betriebsspannung des Netzes

Anmerkung 1 zum Begriff: Siehe Bild 4 in 10.2.1.2.

3.1.47**Speicher**

Einheit oder Anlage, die elektrische Energie aus einer Kundenanlage oder aus dem Netz der allgemeinen Versorgung beziehen, speichern und wieder einspeisen kann

Anmerkung 1 zum Begriff: Dies gilt unabhängig von der Art der technischen Umsetzung.

Anmerkung 2 zum Begriff: Der Begriff „Speicher“ umfasst im vorliegenden Regelwerk auch alle zum bestimmungsgemäßen Betrieb systemtechnisch notwendigen Komponenten, wie z. B. ein Speichermanagementsystem. Er ist damit auch Synonym für den Begriff „Speichersystem“.

Anmerkung 3 zum Begriff: Typ-1-Speicher sind Anlagen, die in ihrem Einspeiseverhalten (Energiefreisetzung in das Netz) gegenüber dem Netz wie Erzeugungsanlagen von Typ-1-Anlagen wirken. Alle anderen Speicher sind Typ-2-Speicher.

3.1.48**nutzbare Speicherkapazität**

mit dem Bemessungsstrom aus einem Speicher entnehmbare Energie zwischen dem im Betrieb erreichbaren oberen Ladezustand und dem im Betrieb definierten Entladeschluss

3.1.49**steuerbare Verbrauchseinrichtung**

elektrische Verbrauchseinrichtung, die vom Anschlussnutzer als steuerbar oder abschaltbar deklariert bzw. als Flexibilität angeboten wird

Anmerkung 1 zum Begriff: Siehe auch §14a EnWG für die Niederspannung.

Anmerkung 2 zum Begriff: $P_{\text{steuerbar}}$ bezeichnet dabei die gesamte Leistung der steuerbaren Verbrauchseinrichtung.

3.1.50 Strombegriffe**3.1.50.1****Blindstrom**

I_B

Anteil der Strom-Grundschiwingung, der nicht zur Wirkleistung beiträgt

Anmerkung 1 zum Begriff: Blindströme, die auf den Bemessungsstrom I_r bezogen sind, werden mit i_B bezeichnet.

Anmerkung 2 zum Begriff: Die Mit- und Gegensystemkomponenten des Blindstromes I_B werden mit I_{B1} und I_{B2} bezeichnet.

3.1.50.2**zusätzlicher Blindstrom**

ΔI_B

Blindstrom, der während eines Fehlers zusätzlich zu dem stationären Blindstrom bereitgestellt wird

3.1.50.3**Wirkstrom**

I_W

Anteil der Strom-Grundschiwingung, der zur Wirkleistung beiträgt

3.1.50.4**Anfangs-Kurzschlusswechselstrom**

Effektivwert des Wechselstromanteils eines zu erwartenden Kurzschlussstromes im Augenblick des Kurzschlussereignisses

[QUELLE: DIN EN 60909-0 (VDE 0102):2016-12, modifiziert – Relativsatz wurde nicht übernommen]

3.1.50.5

Beitrag der Vollumrichter zum Anfangs-Kurzschlusswechselstrom

$I_{k\text{ PF}}''$

Effektivwert des Wechselstromanteils eines zu erwartenden Kurzschlussstroms aller Erzeugungseinheiten mit Vollumrichtern im Augenblick des Kurzschlusseintritts, wenn die Impedanz ihre Größe zum Zeitpunkt Null beibehält

3.1.50.6

Stoßkurzschlussstrom

i_p

maximal möglicher Augenblickswert des zu erwartenden Kurzschlussstromes

[QUELLE: DIN EN 60909-0 (VDE 0102):2016-12, modifiziert – Anmerkung zum Begriff wurde nicht übernommen]

3.1.50.7

Bemessungsstrom

I_r

Strom eines Gerätes, für den das Gerät durch eine Norm oder vom Hersteller zum dauerhaften Betrieb ausgelegt ist

3.1.51

Synchronisierungseinrichtung

Parallelschalteneinrichtung, die zusätzlich bei Verletzung der Bedingungen für das Synchronisieren von Erzeugungseinheiten oder -anlagen an das Netz Signale an die Regelung der Erzeugungseinheiten gibt, um vollautomatisch durch Veränderung der relevanten Parameter auf der Seite der Erzeugungseinheiten die Bedingungen für die Zusammenschaltung herzustellen

3.1.52

untererregt

Betriebszustand einer Erzeugungsanlage bzw. einer Erzeugungseinheit, bei dem sich die Erzeugungsanlage bzw. die Erzeugungseinheit wie eine Induktivität verhält

Anmerkung 1 zum Begriff: Siehe B.5.

3.1.53

übererregt

Betriebszustand einer Erzeugungsanlage bzw. einer Erzeugungseinheit, bei dem sich die Erzeugungsanlage bzw. die Erzeugungseinheit wie eine Kapazität verhält

Anmerkung 1 zum Begriff: Siehe B.5.

3.1.54

Überschwingweite Δx_{\max} der Regelgröße

auf den Nennwert bezogene größte vorübergehende Regelabweichung beim Übergang der Regelgröße von einem stationären Zustand zu einem neuen stationären Zustand

3.1.55

Übersetzungsverhältnis

i_i

Quotient aus den Bemessungsspannungen zweier Wicklungen eines Transformators, ggf. unter Berücksichtigung der Stellung des Stufenschalters

3.1.56

Verfügungsbereich

Bereich, der die Zuständigkeit für die Anordnung von Schalthandlungen festlegt

Anmerkung 1 zum Begriff: Bei manchen Netzbetreibern wird dieser Bereich als Schaltbefehlsbereich bezeichnet.

3.1.57**Verschiebungsfaktor**

$\cos \varphi$

Cosinus des Phasenwinkels zwischen den Grundschnitten einer Leiter-Erde-Spannung und des Stromes in diesem Leiter

3.1.58**Verteilnetz**

Netz der allgemeinen Versorgung für elektrische Energie in den Spannungsebenen Nieder- und/oder Mittel- und/oder Hochspannung

3.1.59 Zertifikate**3.1.59.1****Anlagenzertifikat**

von nach DIN EN ISO/IEC 17065 hierfür akkreditierten Zertifizierungsstellen ausgestelltes Zertifikat, das die Konformität der geplanten Erzeugungsanlage mit den Anforderungen dieser VDE-Anwendungsregel sowie mit den ergänzenden Anforderungen des Netzbetreibers (soweit vorhanden) ausweist

Anmerkung 1 zum Begriff: In der Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger wird für das Anlagenzertifikat der Begriff „Nachweisdokument für Stromerzeugungsanlagen“ verwendet.

Anmerkung 2 zum Begriff: Basis für das Anlagenzertifikat bilden Einheitenzertifikate, ggf. Komponentenzertifikate sowie Netzberechnungen und Simulationen.

Anmerkung 3 zum Begriff: Im Gegensatz zum Einheitenzertifikat und zum Komponentenzertifikat handelt es sich bei dem Anlagenzertifikat nicht um ein überwachungspflichtiges Produktzertifikat nach DIN EN ISO/IEC 17067, sondern um eine zertifizierte Netzanschlussplanung.

3.1.59.2**Einheitenzertifikat**

von nach DIN EN ISO/IEC 17065 hierfür akkreditierten Zertifizierungsstellen ausgestelltes typenspezifisches Zertifikat für jede Erzeugungseinheit und für jeden Speicher, in dem die elektrischen Eigenschaften der Erzeugungseinheit bzw. des Speichers ausgewiesen werden, um die Konformität einer geplanten Erzeugungsanlage mit den Anforderungen der vorliegenden VDE-Anwendungsregel nachzuweisen

Anmerkung 1 zum Begriff: In der Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger wird für das Einheitenzertifikat der Begriff „Betriebsmittelbescheinigung“ verwendet.

Anmerkung 2 zum Begriff: Ein Einheitenzertifikat ist ein überwachungspflichtiges Produktzertifikat nach DIN EN ISO/IEC 17067 für alle Erzeugungseinheiten.

3.1.59.3**Komponentenzertifikat**

Nach DIN EN ISO/IEC 17065 akkreditierten Zertifizierungsstellen ausgestelltes Zertifikat, das das Verhalten von nicht in Einheitenzertifikaten enthaltenen aktiven Betriebsmitteln einer Erzeugungsanlage ausweist, die Einfluss auf das elektrische Verhalten am Netzanschlusspunkt haben

Anmerkung 1 zum Begriff: Ein Komponentenzertifikat ist ein überwachungspflichtiges Produktzertifikat nach DIN EN ISO/IEC 17067.

3.1.60**Zwischenharmonische**

sinusförmige Schwingung, deren Frequenz kein ganzzahliges Vielfaches der Grundfrequenz ist

3.2 Abkürzungen

Für die Anwendung dieses Dokuments gelten die folgenden Abkürzungen.

AWE	Automatische Wiedereinschaltung
BBE	Beschränkte Betriebserlaubnis
BF-V	Betriebsführungsvereinbarung
EBE	Endgültige Betriebserlaubnis
EEG	Gesetz für den Ausbau der erneuerbaren Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz)
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EZZ	Erlaubnis zur Zuschaltung
EZA	Erzeugungsanlage
EZE	Erzeugungseinheit
FACTS	Flexible-Altering-Current-Transmission-System
FGW	Fördergesellschaft Windenergie und andere Dezentrale Energien e.V.
FRT	Fault Ride-Through
GuD	Gas- und Dampf-Kombikraftwerk
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
IP	Internet Protokoll
KraftNAV	Kraftwerks-Netzanschlussverordnung
LS	Leistungsschalter
MS	Mittelspannung
NAP	Netzanschlusspunkt
NB	Netzbetreiber
NA-V	Netzanschlussvertrag
NF-V	Netzführungsvereinbarung
NN-V	Netznutzungsvertrag
NS	Niederspannung
OS	Oberspannungsseite
PV	Photovoltaik
TAB	Technische Anschlussbedingungen (des Netzbetreibers)
TAR	Technische Anschlussregeln (des VDE FNN)
TR	Technische Richtlinie
US	Unterspannungsseite
VBE	Vorübergehende Betriebserlaubnis

4 Allgemeine Grundsätze

4.1 Bestimmungen und Vorschriften

Kundenanlagen sind unter Beachtung der geltenden behördlichen Vorschriften oder Verfügungen, nach den allgemein anerkannten Regeln der Technik, insbesondere nach den DIN/VDE-Normen, den Arbeitsschutz- und Unfallverhütungsvorschriften der zuständigen Berufsgenossenschaften, der Betriebssicherheitsverordnung und den technischen Anforderungen des Netzbetreibers zu errichten, anzuschließen und zu betreiben, so dass unzulässige Rückwirkungen auf das Netz oder andere Kundenanlagen ausgeschlossen werden.

Der Anschlussnehmer muss sicherstellen, dass die vorgenannten Bedingungen seinem Anlagenerrichter und seinem Anlagenbetreiber bekannt sind und von diesem eingehalten werden. Der Anschluss an das Netz ist im Einzelnen in der Planungsphase – vor Bestellung der wesentlichen Komponenten – mit dem Netzbetreiber abzustimmen. Planung, Errichtung und Anschluss der Kundenanlage an das Netz des Netzbetreibers sind durch geeignete Fachfirmen vorzunehmen.

Der Netzbetreiber und der Anschlussnehmer müssen im Verlauf der Netzanschlussplanung gemeinsam die folgenden Punkte vereinbaren:

- die Netzanschlusskapazität („vereinbarte Anschlusswirk- und -scheinleistung“ für Bezug und Einspeisung);
- die Spannungsebene und den Netzanschlusspunkt;
- die Ausführung des Netzanschlusses;
- den Aufbau der Höchstspannungsschaltanlage; die Art der Sternpunktbehandlung im Netz des Netzbetreibers wird vom Netzbetreiber bekannt gegeben;
- die notwendigen Netzschutzeinrichtungen;
- eine erforderliche Fernsteuerung/Fernüberwachung und Umschaltautomatiken;
- das Messkonzept und die Art und die Anordnung der Messeinrichtung nach [Abschnitt 7](#);
- Eigentumsgrenze;
- den Liefer- und Leistungsumfang (inklusive der erforderlichen behördlichen Genehmigungen und privatrechtlichen Zustimmungen und Anzeigen) des Kunden und des Netzbetreibers.

Der Anschlussnehmer hat sicherzustellen, dass alle über diesen Netzanschluss betriebenen Anlagen (auch bei mehreren Anschlussnutzern an einem Netzanschluss) in ihrer Gesamtheit den oben aufgeführten Verpflichtungen am Netzanschlusspunkt nachkommen. Der Netzbetreiber behält sich vor, eine Kontrolle der Einhaltung der Anschlussbedingungen vorzunehmen. Bei Verstößen gegen die Bedingungen für den Netzanschluss ist der Netzbetreiber berechtigt, die Kundenanlage nicht in Betrieb zu nehmen oder vom Netz zu trennen.

ANMERKUNG Der Netzbetreiber ist nach Energiewirtschaftsgesetz [\[6\]](#) dazu verpflichtet, seine Bedingungen für den Netzanschluss zu veröffentlichen.

Der Anschlussnehmer muss den ordnungsgemäßen Betrieb im Sinne von [DIN VDE 0105-100 \(VDE 0105-100\)](#) und den technischen Zustand seiner elektrischen Anlagen nach den einschlägigen Verordnungen, Normen und Richtlinien sicherstellen. Hierzu ist vom Anschlussnehmer ein Anlagenbetreiber zu benennen.

Betreiber von Erzeugungsanlagen haben bei Aufforderung durch den Netzbetreiber eine Mitwirkungspflicht bei Trainingsmaßnahmen zur Beherrschung kritischer Netzsituationen, insbesondere wenn es sich um schwarzstartfähige Erzeugungsanlagen handelt.

4.2 Anschlussprozess und anschlussrelevante Unterlagen

4.2.1 Allgemeines

Der Anschlussprozess erfolgt für alle Kundenanlagen nach dem in [Bild 1](#) dargestellten Prozess und einem zwischen dem Netzbetreiber und dem Anschlussnehmer abzustimmenden Zeitplan. Prinzipiell sollte die

Planung des Netzan Anschlusses in enger Abstimmung mit dem Netzbetreiber erfolgen und Betriebsmittelbestellungen des Anschlussnehmers erst nach Bestätigung des Netzan Anschlusskonzeptes durch den Netzbetreiber erfolgen. Gesetzliche Bestimmungen zu Fristen sind zu berücksichtigen.

Alle für eine Erzeugungsanlage in den nachfolgenden Abschnitten beschriebenen Anforderungen gelten in gleicher Weise auch für eine Erzeugungsanlage innerhalb einer Mischanlage, für Speicher sowie für Notstromaggregate mit einem Netzparallelbetrieb von ≥ 5 min je Monat.

ANMERKUNG Für Erzeugungsanlagen > 100 MW, die nach der KraftNAV [15] angeschlossen werden, sind die in der KraftNAV formulierten Anmeldeverfahren einzuhalten.

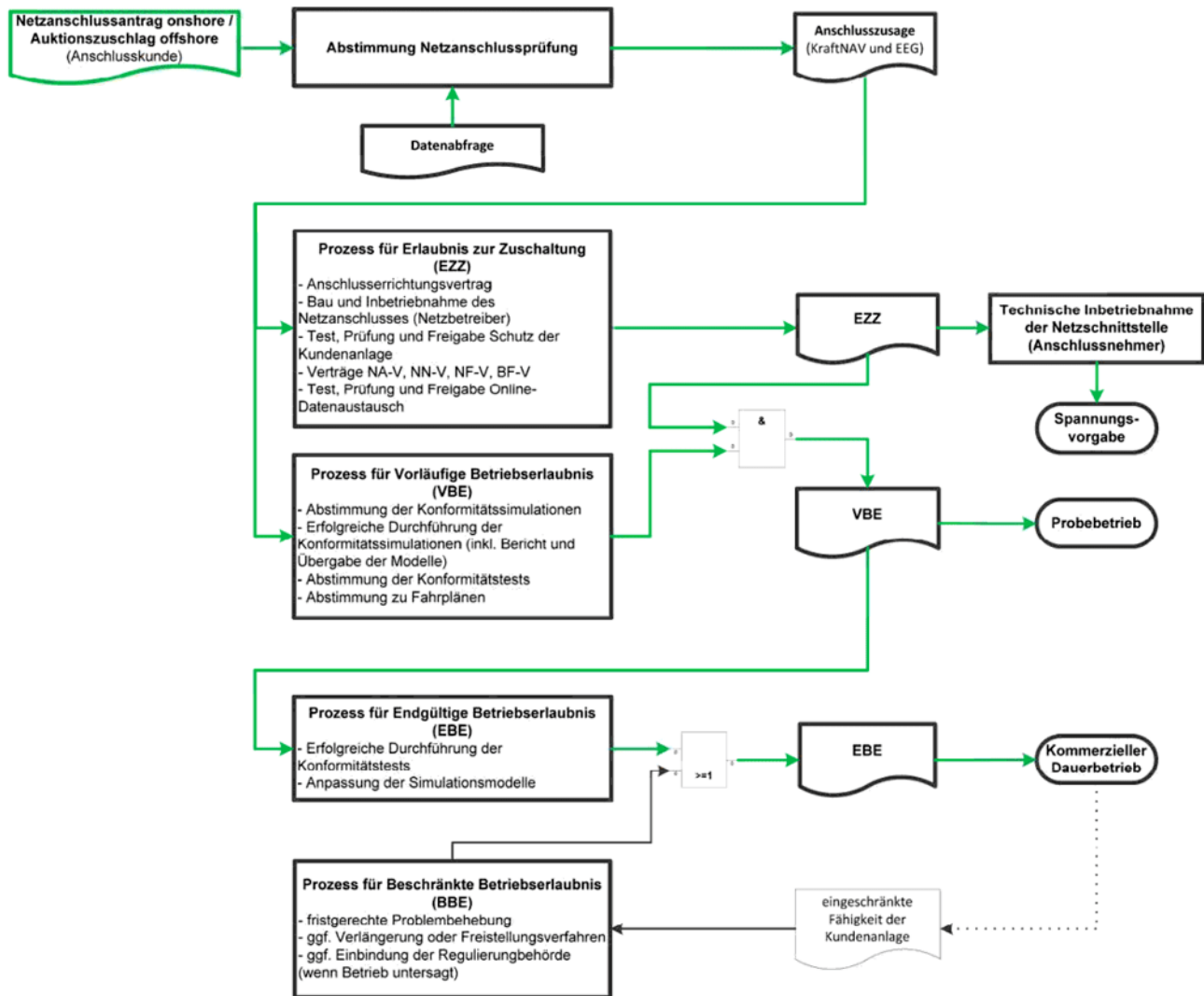


Bild 1 – Anschluss- und Inbetriebnahmeprozess

Je nach Einordnung der Erzeugungsanlage, bei ggf. vorhandenem Prototypenstatus oder bei Erzeugungsanlagen im Einzelnachweisverfahren, ergeben sich dabei Unterschiede bezüglich der Möglichkeit zur Verwendung von Einheitszertifikaten, Anlagenzertifikaten und Konformitätserklärungen. Bezüglich dieser Nachweise sind die Bestimmungen des [Abschnittes 11](#) zu beachten.

4.2.2 Prozess und Anschlusszusage

Vom Anschlussnehmer ist der Anschluss von elektrischen Anlagen an das Höchstspannungsnetz bzw. Änderungen am Anschluss oder den elektrischen Anlagen rechtzeitig nach dem beim Netzbetreiber üblichen Verfahren anzumelden (qualifiziertes Netzan Anschlussbegehren). Dies betrifft

- neue Anlagen,

- zu erweiternde Anlagen (z. B. wenn die im Netzanschlussvertrag vereinbarte Leistung für Bezug oder für Einspeisung oder für Erzeugung überschritten wird) bzw. zu ändernde Anlagen,
- vorübergehend angeschlossene Anlagen

und gilt weiterhin für Inbetriebnahme bzw. Wiederinbetriebnahme sowie nach Trennung oder Zusammenlegung von Kundenanlagen.

Damit der Netzbetreiber den Netzanschluss leistungsgerecht auslegen sowie die Art der Messeinrichtungen festlegen und mögliche Netzzrückwirkungen beurteilen kann, muss der Anschlussnehmer zusammen mit der Anmeldung die erforderlichen und nachfolgend aufgeführten Angaben über die anzuschließenden elektrischen Anlagen (in der Regel mit einem Vordruck des Netzbetreibers, ansonsten mit Vordruck [E.1](#), Antragstellung) möglichst in elektronischer Form liefern:

- Anlagenanschrift, Bezeichnung des Bauvorhabens;
- Anschlussnehmer;
- Anlagenerrichter (sofern abweichend von Anschlussnehmer);
- Anlagenart (Bezugsanlage, Erzeugungsanlage, Mischanlage, Speicher, Notstromaggregat mit Netzparallelbetrieb ≥ 5 min je Monat);
- Maßnahme (Neuerrichtung, Erweiterung, Rückbau);
- die örtliche Lage der Kundenanlage (Plan mit geeignetem Maßstab);
- die voraussichtliche Anschlussleistung, deren Charakteristik und ggf. Ausbaustufen;
- besondere Anforderungen an die Versorgungszuverlässigkeit;
- die Netzzrückwirkungen der Verbrauchsgeräte (siehe [E.2](#), Datenblatt zur Beurteilung von Netzzrückwirkungen);
- den zeitlichen Bauablaufplan und geplante Übergang in den Dauerbetrieb.

Bei Erzeugungsanlagen oder gemischten Bezugs- und Erzeugungsanlagen – einschließlich Speichern – sowie bei Notstromaggregaten mit einem Netzparallelbetrieb von ≥ 5 min je Monat sind folgende weitere Unterlagen beim Netzbetreiber einzureichen:

- Datenblatt mit den technischen Daten der Erzeugungsanlage (siehe Mustervorlage [E.6](#)).

ANMERKUNG Zu diesem Zeitpunkt ist das Befüllen der Seiten 1 (5) und 3 (5) sowie bei Speichern zusätzlich 4 (5) in [E.6](#) ausreichend, da noch keine Angaben zum Umfang des kundeneigenen Netzes gemacht werden können.

Der Netzbetreiber führt daraufhin mit den Angaben aus den Antragsunterlagen eine Grobplanung durch und legt unter Berücksichtigung der berechtigten Interessen des Anschlussnehmers einen Netzanschlusspunkt und die Art des Anschlusses fest. Ebenfalls werden der Umfang und die Dauer eines ggf. notwendigen Netzausbaus benannt. Der Netzbetreiber muss dabei ggf. auch eine Abwägung zwischen einem standortnahen Netzanschlusspunkt zzgl. Netzausbau und einem standortfernen Netzanschlusspunkt ohne Netzausbau-notwendigkeit treffen.

4.2.3 Prozess für Erlaubnis zur Zuschaltung (EZZ)

Nach der Anschlusszusage wird der Netzbetreiber mit der Vorbereitung des Netzanschlusses (Planung) beginnen. Die Errichtung eines neuen oder die Erweiterung eines bestehenden Netzanschlusses im Höchstspannungsnetz ist vertraglich zu vereinbaren. Insbesondere bei einem ggf. notwendigen Netzausbau sind auch längere Genehmigungsfristen und Realisierungsdauern zu beachten.

Bei Netzanschlüssen von Erzeugungsanlagen müssen Anschlussnehmer und Netzbetreiber im Vorfeld der Anlagenzertifizierung Daten austauschen. Der Anschlussnehmer spezifiziert die Netzanschlussplanung auf den im Rahmen der Grobplanung ermittelten Netzanschlusspunkt und teilt dem Netzbetreiber die relevanten Daten der Kundenanlage mit (z. B. unter Verwendung des Vordrucks [E.6](#)). Daraufhin teilt der Netzbetreiber dem Anschlussnehmer relevante Daten des Netzes mit (z. B. unter Verwendung des Vordrucks [E.7](#)). Der Anschlussnehmer benötigt diese Daten zur Erstellung der Nachweisdokumente.

Anschlussnehmer, die Erzeugungsanlagen an das Netz anschließen wollen, sollten das Anlagenzertifikat nach Inkrafttreten der Anschlusszusage erstellen lassen, sofern der Nachweis der elektrischen Eigenschaften nicht im Einzelnachweisverfahren erfolgt. Der Umfang der notwendigen Simulationen ist mit dem Netzbetreiber abzustimmen. Innerhalb von 6 Wochen nach Vorlage eines Anlagenzertifikates wird der Netzbetreiber das Anlagenzertifikat prüfen.

Für die Errichtung und Inbetriebnahme des Netzanschlusses bestehen folgende netzwirtschaftliche Voraussetzungen:

- rechtsverbindlich unterzeichneter Anschlusserrichtungsvertrag zwischen Anschlussnehmer und Netzbetreiber;
- rechtsverbindlich unterzeichneter Netzanschlussvertrag zwischen Anschlussnehmer und Netzbetreiber;
- rechtsverbindlich unterzeichneter Netznutzungs- und Anschlussnutzungsvertrag zwischen Anschlussnutzer und Netzbetreiber (oder ggf. ein Lieferantenrahmenvertrag mit dem Netznutzer bzw. Stromlieferanten);
- Anmeldung der Entnahmestelle beim Netzbetreiber durch den Stromlieferanten;
- unterzeichnete Netzführungsvereinbarung und unterzeichnete Betriebsführungsvereinbarung.

ANMERKUNG Nach § 7 Abs. 1 EEG [7] gilt für EEG-Anlagen: „Netzbetreiber dürfen die Erfüllung ihrer Verpflichtung aus diesem Gesetz nicht vom Abschluss eines Vertrages abhängig machen“.

Der Netzbetreiber erteilt eine Erlaubnis zur Zuschaltung (siehe E.14) und gibt bei Bedarf eine Spannungsvorgabe, wenn:

- Bau und Inbetriebnahme des Netzanschlusses (bis zum Netzanschlusspunkt) abgeschlossen sind;
- der Schutz in der Kundenanlage und der Online-Datenaustausch (zur Übertragung von Befehlen, Meldungen und Messwerten zur netzführenden Stelle des Netzbetreibers, siehe 6.3.1) getestet, geprüft und freigegeben wurden;
- die Schutzprüfprotokolle beim Netzbetreiber eingereicht wurden. Bei Erzeugungsanlagen gilt dies einschließlich der übergeordneten Entkopplungsschutzfunktionen. Der diesbezügliche Umfang der Prüfungen und deren Nachweis im Schutzprüfprotokoll ist entsprechend den Vorgaben der beiden Technischen Hinweise des FNN „Anforderungen an digitale Schutzeinrichtungen“ [8] und „Leitfaden zum Einsatz von Schutzsystemen in elektrischen Netzen“ [9] auszuführen, sofern zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer nicht anders vereinbart;
- das Erdungsprotokoll dem Netzbetreiber und ggf. dem Anschlussnehmer vorliegt;
- bei fernwirktechnischer Anbindung der Kundenanlage ist außerdem eine Funktionsprüfung von der netzführende Stelle des Netzbetreibers bis in die Kundenanlage durch den Anlagenerrichter/Inbetriebsetzer gemeinsam mit dem Netzbetreiber vorzunehmen (Bittest);
- eine funktionierende Abrechnungs- und Vergleichsmessung vorhanden ist und
- die technische Inbetriebnahme des Netzanschlusses (auf Kundenseite) abgestimmt ist.

Die Inbetriebnahme des Netzanschlusses erfolgt vom Netzbetreiber bis zum Netzanschlusspunkt (in der Regel erstes kundeneigenes Schaltgerät, z. B. Übergabeleistungsschalter). Die Durchschaltung der Spannung in die Kundenanlage erfolgt durch den Anlagenbetreiber.

Vor der Inbetriebnahme der Anlagen und Einrichtungen des Netzanschlusses des Kunden ist dem Netzbetreiber durch den Anschlussnehmer ein diesbezügliches Inbetriebnahmeprogramm zu übermitteln und mit dem Netzbetreiber abzustimmen. Bei der Inbetriebnahme der Anlagen und Einrichtungen des Netzanschlusses des Kunden hat der Netzbetreiber das Recht, anwesend zu sein. Der Netzbetreiber behält sich eine Sichtkontrolle der für den Netzanschluss relevanten Komponenten, Anlagen und Einrichtungen zum Netzanschluss des Kunden und eine Funktionskontrolle der Schutz- und Leittechnik vor. Werden Mängel festgestellt, die den Netzbetrieb beeinträchtigen können, so darf der Netzbetreiber die Erlaubnis zur Zuschaltung bzw. die vorübergehende Betriebserlaubnis bis zur Mängelbeseitigung aussetzen.

4.2.4 Prozess für vorübergehende Betriebserlaubnis (VBE)

Der Übergang in den Dauerbetrieb der Kundenanlagen muss zwischen Anschlussnehmer und Netzbetreiber rechtzeitig abgestimmt werden. Der Netzbetreiber wird die Inbetriebnahme des Netzanschlusses daraufhin in die Schaltungsplanung des entsprechenden Zeitraumes einordnen. Der Netzbetreiber wird den Probebetrieb der Kundenanlage daraufhin betrieblich in dem entsprechenden Zeitraum einplanen. Bis zum Beginn des Probebetriebes sind Inhalt und Umfang der Konformitätsnachweise (Tests) abzustimmen. Darüber hinaus sind die erforderlichen Anlagenzertifikate zu erstellen. Im Falle des Anlagenzertifikates C beinhaltet dies u. a. die Durchführung der Konformitätssimulationen. Der Probebetrieb der Kundenanlage beginnt frühestens mit Erteilung der vorübergehenden Betriebserlaubnis durch den Netzbetreiber und der abgestimmten Inbetriebnahme des Netzanschlusses.

Der Netzbetreiber erteilt eine vorübergehende Betriebserlaubnis [E.14](#) (Erlaubnis zum Probebetrieb mit Wirkleistungseinspeisung) für maximal 24 Monate, wenn:

- die Konformitätssimulationen (ggf. in Form eines Anlagenzertifikats [E.13](#)) vollständig durchgeführt wurden, inklusive Bericht, Simulationsmodellen und Modelldokumentation an den Netzbetreiber übergeben und von diesem geprüft und freigegeben wurden und
- eine Abstimmung bezüglich der konkreten Umsetzung der Konformitätstests und der erstmaligen Wirkleistungseinspeisung zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber erfolgt ist.

Auf Antrag darf der Netzbetreiber die Gültigkeit der vorübergehenden Betriebserlaubnis auf bis zu 24 Monate verlängern, wenn erhebliche Fortschritte im Hinblick auf die vollständige Konformität erzielt wurden.

Der Zeitraum, in dem der Anlagenbetreiber den Status der vorübergehenden Betriebserlaubnis behalten darf, kann über den genannten Zeitraum hinaus verlängert werden, wenn beim Netzbetreiber vor Ablauf dieses Zeitraums nach dem Freistellungsverfahren nach NC RfG eine Freistellung beantragt wird.

4.3 Prozess für Endgültige Betriebserlaubnis (EBE)

Der Netzbetreiber erteilt eine EBE ([E.14](#) Erlaubnis zum kommerziellen Dauerbetrieb), wenn:

- die Konformitätstest (nach Abschnitt 11) erfolgreich abgeschlossen sowie ein entsprechender Bericht (ggf. als Konformitätserklärung [E.10](#)) erstellt, geprüft und freigegeben wurde und
- aktualisierte Simulationsmodelle (entsprechend dem tatsächlich beobachtetem Verhalten) an den Netzbetreiber übergeben wurden.

Sofern bei der Durchführung der Konformitätstest keine vollständige Konformität festgestellt wurde, verbleibt die Erzeugungsanlage innerhalb der in 4.2.4 genannten Fristen im Status der vorübergehenden Betriebserlaubnis:

- wenn es nach Einschätzung des Übertragungsnetzbetreibers (und in Rücksprache mit dem Anlagenbetreiber) möglich ist, die Konformität herzustellen und
- so lange durch die fehlende Konformität (auch lokal) keine unmittelbare Gefahr für den Systembetrieb besteht.

Fehlende Konformität muss beseitigt werden. Innerhalb der Gültigkeit der vorübergehenden Betriebserlaubnis muss die Konformität nachgewiesen werden. Dies ist Voraussetzung für die Erteilung der EBE.

Sofern die Voraussetzungen für den Fortbestand der vorübergehenden Betriebserlaubnis nicht gegeben sind oder die Konformität innerhalb der Gültigkeit der vorübergehenden Betriebserlaubnis nicht nachgewiesen wird, hat der Netzbetreiber das Recht, den Betrieb der Anlage zu untersagen.

Der Netzbetreiber darf in begründeten Fällen auch nach erfolgter Inbetriebnahme der Kundenanlage eine Prüfung auf Einhaltung der technischen Anforderungen dieser VDE-Anwendungsregel verlangen.

5 Netzanschluss

5.1 Grundsätze für die Ermittlung des Netzanschlusspunktes

Kundenanlagen sind an einem geeigneten Punkt im Netz der allgemeinen Versorgung, dem Netzanschlusspunkt, anzuschließen. Anhand der unter 4.2 aufgeführten Unterlagen ermittelt der Netzbetreiber den geeigneten Netzanschlusspunkt, der auch unter Berücksichtigung der Kundenanlage einen sicheren Netzbetrieb sicherstellt und an dem die beantragte Leistung übertragen werden kann. Wesentliche Kriterien zur Bestimmung des Netzanschlusspunktes und des Netzanschlusskonzeptes sind:

- Höhe der Anschlussleistung (vereinbarte Leistung für Bezug oder Einspeisung);
- Art und Betriebsweise der anzuschließenden Kundenanlage;
- örtliche Netzverhältnisse;
- eindeutige Schutzverhältnisse zur selektiven Fehlererfassung im Netz;
- die vom Anschlussnehmer gewünschte Versorgungszuverlässigkeit;
- Beeinflussung anderer, an dieses Netz angeschlossener Kundenanlagen.

Nach Stellung des Anschlussantrages durch den Anschlussnehmer erfolgt eine Prüfung durch den Netzbetreiber. Diese Prüfung erfolgt für das Netz der allgemeinen Versorgung unter Berücksichtigung des durch den Netzbetreiber festgelegten Normalschaltzustandes des Netzes. Die Schaltfreiheit des Netzbetreibers darf durch den Betrieb der Kundenanlage zur Wahrung der Versorgungszuverlässigkeit sowie für Instandhaltungsaufgaben nicht eingeschränkt werden.

Das Netzanschlusskonzept wird zwischen dem Kunden und dem Netzbetreiber abgestimmt.

Der Netzanschluss von Bezugskundenanlagen wird grundsätzlich (n-1)-sicher ausgelegt, sofern mit den Kunden nicht anders vereinbart. Der Netzanschluss von Erzeugungsanlagen wird grundsätzlich (n-0)-sicher ausgelegt, sofern mit dem Kunden nicht anders vereinbart.

Die Beurteilung der Anschlussmöglichkeit unter dem Gesichtspunkt der Netzurückwirkungen erfolgt anhand der Impedanz des Netzes am Netzverknüpfungspunkt (wie Kurzschlussleistung, Resonanzen usw.), der Anschlussleistung sowie der Art und Betriebsweise der Kundenanlage.

5.2 Bemessung der Netzbetriebsmittel

Der Betrieb der Kundenanlagen verursacht eine Änderung der Belastung von Leitungen, Transformatoren und anderen Betriebsmitteln des Netzes. Daher ist eine Überprüfung der Belastungsfähigkeit der Netzbetriebsmittel im Hinblick auf die angeschlossenen Kundenanlagen nach den einschlägigen Bemessungsvorschriften durch den Netzbetreiber erforderlich.

Bei möglichen Überschreitungen von Bemessungsgrenzwerten muss das Netz ausgebaut bzw. verstärkt werden.

5.3 Spannung und Frequenz am Netzanschlusspunkt

In dem gesamten Frequenzbereich (siehe Bild 2) von 47,5 Hz bis 51,5 Hz und Spannungen im Bereich von 0,9 pu bis 1,1 pu bzw. 1,15 pu (Effektivwerte der verketteten Spannung) müssen die Bezugsanlagen im quasistationären Betrieb zu einem Netzparallelbetrieb entsprechend der zeitlichen Mindestanforderungen nach Bild 2 in der Lage sein. Der quasistationäre Betrieb ist definiert durch einen Spannungsgradienten von $< 0,05 \text{ pu/min}$ und einen Frequenzgradienten von $< 0,5 \% f_n/\text{min}$.

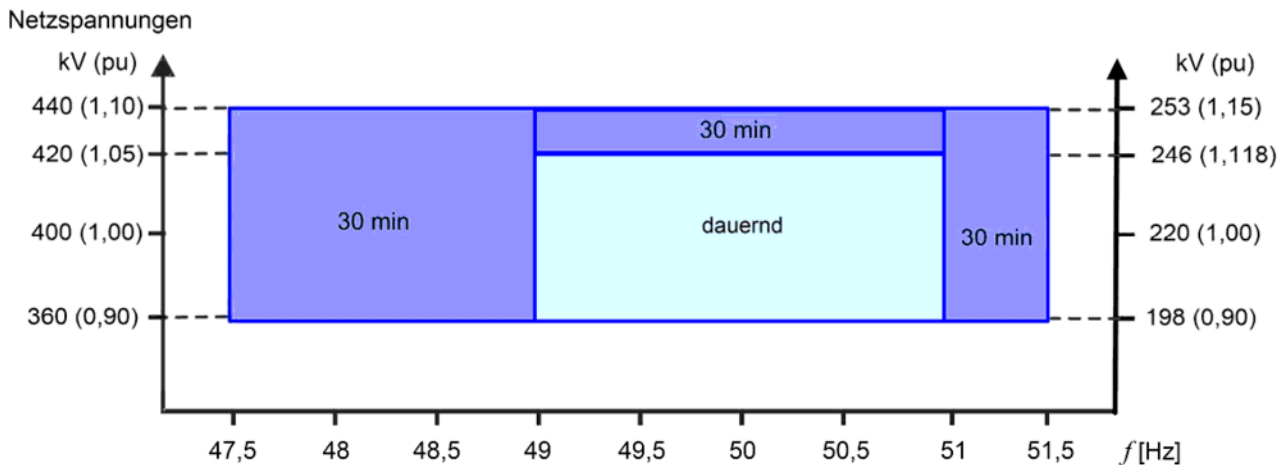


Bild 2 – Mindestanforderungen an den quasistationären Betrieb von Kundenanlagen

Für den Spannungsbereich zwischen 0,85 pu und 0,9 pu sollen Bezugsanlagen nach Können und Vermögen weiterhin am Netz bleiben.

Für Erzeugungsanlagen gelten die Anforderungen nach [10.2.1.2](#).

5.4 Netzurückwirkungen

5.4.1 Allgemeines

Die Übertragungsnetzbetreiber haben im Rahmen ihrer Systemverantwortung eine Koordination der Störgrößen über alle Netzebenen hinweg zu berücksichtigen. Der zulässige Störeintrag im Höchstspannungsnetz entspricht deshalb nur einem Anteil am entsprechenden Verträglichkeitspegel. Für die nachfolgenden Festlegungen wird ferner nur die Überlagerung von Kundenanlagen an einer Schaltanlage betrachtet. Die Überlagerung von Kundenanlagen, die an unterschiedliche Schaltanlagen angeschlossen sind, wird nur vereinfachend durch eine angemessene Reduzierung des zulässigen Störeintrages für die betrachtete Schaltanlage berücksichtigt. Werden durch den Netzbetreiber Grenzwerte auf Basis detaillierterer Verfahren bestimmt, so ist deren Anwendung zu bevorzugen.

Für einige der behandelten Netzurückwirkungen ist die Bestimmung der betragsmäßigen Summe aller direkt an die Schaltanlage anschließbaren Kundenanlagen (maximal anschließbare Scheinleistung $S_{\text{thöS}}$) erforderlich. Dabei sind auch zukünftig anschließbare Anlagen zu berücksichtigen. Eigene Anlagen des Netzbetreibers sind dabei ebenfalls zu berücksichtigen, wenn diese die entsprechende Netzurückwirkung emittieren können. Der Netzbetreiber prüft, ob und inwiefern Leistungen, die zwischen verschiedenen Schaltanlagen übertragen werden, einzubeziehen sind.

ANMERKUNG Zur genaueren Bestimmung der Netzurückwirkungen im Höchstspannungsnetz sind prinzipiell die Emissionen aller angeschlossenen Kundenanlagen, teils unter Berücksichtigung von Betrag und Phasenlage, zu berücksichtigen. Dies erfordert einen hohen Aufwand, da Höchstspannungsnetze weit vermascht sind und die gewünschte Genauigkeit aufgrund der im Detail oft nicht hinreichend bekannten Eingabedaten und Modelle nicht ohne weiteres erreichbar ist. Entsprechende Ansätze und Methoden sind u. a. in IEC 61000-3-6, IEC 61000-3-7 und IEC 61000-3-13 zu finden.

Die elektrischen Einrichtungen der Kundenanlage sind so zu planen, zu bauen und zu betreiben, dass Rückwirkungen auf das Höchstspannungsnetz und die Anlagen anderer Kunden auf ein zulässiges Maß begrenzt werden. Treten unzulässige Rückwirkungen auf, die auf die Kundenanlage zurückzuführen sind, so hat der Kunde in seiner Anlage Maßnahmen zur Begrenzung der Rückwirkungen zu treffen. Die Maßnahmen sind mit dem Netzbetreiber abzustimmen. Richtwerte für zulässige Netzurückwirkungen sind in 5.4 beschrieben. In Einzelfällen können davon abweichend andere vertragliche Festlegungen für die zulässige Störaussendung einer Kundenanlage getroffen werden.

5.4.2 Schnelle Spannungsänderungen

Um unzulässige Netzurückwirkungen zu vermeiden, müssen Spannungsänderungen durch Schaltvorgänge von Kundenanlagen auf nachfolgend aufgeführte Werte begrenzt werden. Die Bewertung erfolgt für die Normalschaltzustände des Höchstspannungsnetzes.

ANMERKUNG 1 Bei Angaben der relativen Spannungsänderung Δu wird die Spannungsänderung der verketteten Spannung ΔU auf die vereinbarte Versorgungsspannung U_n bezogen.

$$\Delta u = \Delta U / U_n \quad (1)$$

ANMERKUNG 2 Zu bewerten sind hier sowohl Betriebsmittel in Bezugskundenanlagen (z. B. Pumpenmotoren, Transformatoren) als auch Erzeugungseinheiten und Komponenten (z. B. FACTS, Transformatoren) und Speicher.

Die zulässige Häufigkeit und die dazugehörigen Pausenzeiten sind Tabelle 1 zu entnehmen.

Tabelle 1 – Zulässige Spannungsänderung in Abhängigkeit von Häufung und Pausenzeit

Spannungsänderung	Häufigkeit (n)	Mindestpausenzeit (z) zwischen den Spannungsänderungen
2 %	für 2 % → 9 mal in 2 h	13 min

Bei kleineren Spannungsänderungen als 2 % kann die zulässige Häufigkeit (n) und die dazugehörige Pausenzeit (z) nach Gleichung (2) und Gleichung (3) berechnet werden.

$$n = \frac{12 (0,25)^3}{\left(\frac{\Delta u}{7,36 \%}\right)^3} \quad (2)$$

$$z = \frac{120 \text{ min}}{n} \quad (3)$$

Wird die Häufigkeit einer zulässigen Spannungsänderung erreicht, dann werden die anderen möglichen zulässigen Spannungsänderungen der Kundenanlage nicht zugestanden.

Wird die Häufung über- und die dazugehörige Pausenzeit unterschritten, dann ist mit dem Netzbetreiber eine gesonderte Vereinbarung zu treffen, oder es sind Abhilfemaßnahmen abzusprechen (z. B. durch geeignete Betriebsführung).

Wird eine Kundenanlage durch eine Schutzauslösung am Netzanschlusspunkt getrennt, ist die Spannungsänderung an jedem Punkt im Netz zu begrenzen auf:

$$\Delta u_{\max} \leq 5 \% \quad (4)$$

ANMERKUNG 3 Unzulässige Spannungsänderungen durch das großflächige zeitgleiche Hoch- bzw. Abfahren von vielen Kundenanlagen in vielen Umspannwerken (z. B. durch Marktprozesse oder Netzsicherheitsmanagement) werden durch die Festlegung des maximal zulässigen Leistungsgradienten begrenzt (siehe 10.2.4). Hierzu ist keine Berechnung bei der Anschlussbewertung einer Kundenanlage durchzuführen.

5.4.3 Flicker

Die Planungspegel für das Höchstspannungsnetz betragen:

$$L_{\text{Pst H\ddot{o}S}} = 0,45,$$

$$L_{\text{Plt H\ddot{o}S}} = 0,35.$$

Es ist sicherzustellen, dass der vom Netzbetreiber festgelegte Planungspegel im Höchstspannungsnetz nicht überschritten wird. Daraus ergibt sich, dass die zulässigen Störaussendungspegel einer einzelnen Kundenanlage vom Verhältnis der vereinbarten Anschlussscheinleistung S_{AV} dieser Anlage zur maximal anschließbaren Leistung $S_{t\text{HöS}}$ dieser Schaltanlage abhängig sind.

Die zulässige Störaussendung einer einzelnen Kundenanlage im Höchstspannungsnetz beträgt

$$P_{st\text{ A HöS}} = L_{Pst\text{ HöS}} \cdot \sqrt{\frac{S_{AV}}{S_{t\text{HöS}}}} \quad (5)$$

$$P_{lt\text{ A HöS}} = 0,65 \cdot P_{st\text{ A HöS}} \quad (6)$$

Dabei ist

- $L_{Pst\text{ HöS}}$ der Planungspegel für die Kurzzeitflickerstärke in der Höchstspannung;
- $P_{st\text{ A HöS}}$ die zulässige Kurzzeit-Flickerstöraussendung einer Kundenanlage;
- $P_{lt\text{ A HöS}}$ die zulässige Langzeit-Flickerstöraussendung einer Kundenanlage;
- S_{AV} die vereinbarte Anschlussscheinleistung der Kundenanlage;
- $S_{t\text{HöS}}$ die maximal anschließbare Scheinleistung der betrachteten Schaltanlage.

Sollten sich bei der Berechnung der Störaussendungsgrenzwerte nach Gleichung (1) und Gleichung (2) Werte kleiner $P_{st\text{ A HöS}} = 0,30$ bzw. $P_{lt\text{ A HöS}} = 0,25$ ergeben, dürfen $P_{st\text{ A HöS}} = 0,30$ bzw. $P_{lt\text{ A HöS}} = 0,25$ angesetzt werden, da die Flicker in dieser Größenordnung nicht mehr wahrnehmbar sind.

5.4.4 Harmonische, Zwischenharmonische und höherfrequente Emission

Der Netzbetreiber gibt in Abhängigkeit der Anschlussleistung der Kundenanlage und den Netzbedingungen Obergrenzen für die Einspeisung von Oberschwingungsströmen am Netzanschlusspunkt vor. Maßnahmen zur Reduzierung der Oberschwingungsströme erfolgen durch den Kunden in Absprache mit dem Netzbetreiber.

ANMERKUNG Dies gilt insbesondere für passive Filterkreise, da diese die frequenzabhängige Netzimpedanz signifikant beeinflussen können.

Für die Berechnung von Grenzwerten wird zwischen geradzahligen und ungeradzahligen Oberschwingungen (Harmonische), Zwischenharmonischen und Frequenzanteilen im Bereich zwischen 2 kHz und 9 kHz (Supraharmonische/höherfrequente Emission) unterschieden. Die zur Berechnung der zulässigen Oberschwingungsströme erforderlichen Eingangsparameter wie z. B. die Resonanzfaktoren k_v werden vom Netzbetreiber in Systemanalysen (z. B. frequenzabhängige Netzimpedanz, Netzvorbelastung) ermittelt und vorgegeben. Für die Berechnung der maximal zulässigen Oberschwingungsströme einer Kundenanlage sind folgende allgemeingültige Gleichungen anzuwenden.

Für geradzahlige und ungeradzahlige Oberschwingungen v :

$$I_{v\text{ zul}} = \frac{1}{k_v} \cdot \frac{q_v}{10000} \cdot \frac{S_{kV}}{S_{AV}} \cdot \sqrt{\frac{S_{AV}}{S_{t\text{HöS}}}} \cdot I_A \quad (7)$$

Und für Zwischenharmonische μ bzw. Frequenzband b (2 kHz bis 9 kHz):

$$I_{\mu/b \text{ zul}} = \frac{1}{k_{\mu/b}} \cdot \frac{g_{\mu/b}}{100} \cdot \frac{S_{kV}}{S_{AV}} \cdot I_A \quad (8)$$

Dabei ist

- q_v der Proportionalitätsfaktor für ungeradzahlige Harmonische der Ordnung v ;
- $g_{\mu/b}$ der Proportionalitätsfaktor für Zwischenharmonische der Ordnung μ bzw. des 200-Hz-Bandes b im Frequenzbereich 2 kHz bis 9 kHz;
- $I_{v \text{ zul}}$ der zulässige Oberschwingungsstrom der Ordnung v ;
- $I_{\mu/b \text{ zul}}$ der zulässige zwischenharmonischer bzw. supraharmonischer Strom der Ordnung μ bzw. des 200-Hz-Bandes b;
- I_A der aus der vereinbarten Anschlussscheinleistung und der Nennspannung berechneter Anlagenstrom der Kundenanlage;
- S_{kV} die Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt;
- S_{AV} die vereinbarte Anschlussscheinleistung der Kundenanlage;
- $S_{t \text{ HöS}}$ die maximal anschließbare Scheinleistung der betrachteten Schaltanlage;
- k_v der Resonanzfaktor für die Harmonische mit der Ordnungszahl v ;
- $k_{\mu/b}$ der Resonanzfaktor für die Zwischenharmonische μ bzw. das Frequenzband b;

Für eine Kundenanlage gelten für Oberschwingungen die Proportionalitätsfaktoren q_v nach [Tabelle 2](#).

Tabelle 2 – Proportionalitätsfaktoren q_v für die Berechnung der zulässigen Oberschwingungsströme

Ungeradzahlige Oberschwingungen	
v	q_v
3	5,88
5	9,58
7	5,70
9	2,19
11	4,43
13	3,21
15	0,90
17	2,58
19	2,07
21	0,58
23	1,86
25	1,57
27	0,35
29	1,18
31	1,03
33	0,32
35	0,89
37	0,80
39	0,28
	5,88

Geradzahlige Oberschwingungen	
v	q_v
2	3,06
4	2,56
6	1,66
8	1,49
10	2,44
12	1,88
14	1,53
16	1,27
18	1,08
20	0,99
22	0,88
24	0,79
26	0,72
28	0,66
30	0,63
32	0,59
34	0,55
36	0,52
38	0,49
40	0,46

Grundsätzlich kann jede Harmonische Mit-, Gegen- und Nullsysteme ausbilden. Die Einprägung harmonischer Nullsysteme ist zu vermeiden (z. B. durch geeignete Transformatoren). Dies gilt insbesondere für durch drei teilbare Oberschwingungsordnungen, welche als Vorzugssystem ein Nullsystem ausbilden.

Die Proportionalitätsfaktoren nach Tabelle 2 gelten für harmonische Untergruppen entsprechend **DIN EN 61000-4-7 (VDE 0847-4-7)**.

Für die Zwischenharmonischen μ (die Ordnung μ einer Zwischenharmonischen entspricht der Ordnungszahl v der benachbarten, niedrigeren Harmonischen) einer Kundenanlage gelten die Proportionalitätsfaktoren g_μ nach Tabelle 3.

Tabelle 3 – Proportionalitätsfaktoren für die vereinfachte Berechnung der zulässigen zwischenharmonischen Ströme der Ordnung μ

μ	g_μ
1	0,07
2	0,04
3 ..39	$0,2/(\mu + 0,5)$

Die Proportionalitätsfaktoren nach Tabelle 3 gelten für zwischenharmonische Untergruppen entsprechend **DIN EN 61000-4-7 (VDE 0847-4-7)**.

Für Frequenzanteile im Bereich 2 kHz bis 9 kHz gilt für den Proportionalitätsfaktor g_b eines 200-Hz-Bandes mit der Mittenfrequenz b (in Hz) entsprechend **DIN EN 61000-4-7 (VDE 0847-4-7), B.3** für eine Kundenanlage:

$$g_b = 0,5 \cdot \frac{50 \text{ Hz}}{b} \quad (9)$$

Dabei ist

b die Mittenfrequenz des betrachteten 200-Hz-Bandes in Hz.

Sofern eine Kundenanlage absichtlich und dauerhaft dämpfend auf die Oberschwingungsspannungen am Netzanschlusspunkt zu wirken, sind Abweichungen von den Werten in den Tabellen 2 und 3 in Absprache mit dem Netzbetreiber zulässig.

5.4.5 Kommutierungseinbrüche

Kommutierungseinbrüche sind nur zu bewerten, wenn in der Kundenanlage gesteuerte, netzgeführte Umrichter eingesetzt werden. Die relative Tiefe von Kommutierungseinbrüchen

$$d_{\text{kom}} = \frac{\Delta U_{\text{kom}}}{\hat{U}_1} \quad (10)$$

darf am Netzanschlusspunkt im ungünstigsten Betriebszustand $d_{\text{kom}} = 2 \%$ nicht überschreiten.

Dabei ist

d_{kom} die relative Tiefe des Kommutierungseinbruchs;

\hat{U}_1 der Scheitelwert der Grundschiwingung;

ΔU_{kom} die höchste Abweichung der Netzspannung vom Augenblickswert der Grundschiwingung.

5.4.6 Unsymmetrien

Kundenanlagen zum Anschluss an das Höchstspannungsnetz sind grundsätzlich so zu planen, dass ihr Beitrag zur Unsymmetrie so gering wie möglich ist. Die Einprägung von Nullsystemen ist generell nicht zulässig.

Für die Berechnung des anteilig zulässigen Gegensystemstroms einer Kundenanlage ist Gleichung (11) anzuwenden:

$$I_{2 \text{ zul}} = \frac{4}{1000} \cdot \frac{S_{\text{kV}}}{S_{\text{AV}}} \cdot \sqrt{\frac{S_{\text{AV}}}{S_{\text{t HöS}}}} \cdot I_{\text{A}} \quad (11)$$

Dabei ist

$I_{2 \text{ zul}}$ der zulässiger Gegensystemstrom der Kundenanlage;

I_{A} der aus der vereinbarten Anschlussscheinleistung und der Nennspannung berechneter Anlagenstrom der Kundenanlage;

S_{kV} die Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt;

S_{AV} die vereinbarte Anschlussleistung der Kundenanlage;

$S_{\text{t HöS}}$ die maximal anschließbare Scheinleistung der betrachteten Schaltanlage.

Unter bestimmten Umständen können die Berechnungen zu unverhältnismäßig niedrigen Grenzwerten führen. Deshalb wird jeder Kundenanlage ein minimaler Gegensystemstrom von $I_{2/I_{\text{A}}} = 1,5 \%$ zugestanden. Es ist jeweils über 1 min zu mitteln.

Sofern eine Kundenanlage absichtlich und dauerhaft dämpfend auf die Spannungsunsymmetrie am Netzanschlusspunkt wirkt, sind Abweichungen von dem oben angegebenen Grenzwert in Absprache mit dem Netzbetreiber zulässig.

5.5 Blindleistungsverhalten

Bei Bezug von Wirkleistung aus dem Höchstspannungsnetz muss die Kundenanlage technisch in der Lage sein, im gesamten Spannungsband nach 5.3 und im gesamten Wirkleistungsbereich (siehe Bild 3):

- die Aufnahme von Blindleistung (induktive und kapazitive) auf bis zu maximal 5 % der vereinbarten Anschlusswirkleistung $P_{AV, B}$ unabhängig von der Wirkleistung zu beschränken;
- oberhalb von 15 % der vereinbarten Anschlusswirkleistung $P_{AV, B}$ den Verschiebungsfaktor $\cos \varphi = 0,95_{\text{induktiv}}$ nicht zu unterschreiten;
- die obigen Werte sind als 15-Minuten-Mittelwerte zu bestimmen.

ANMERKUNG Gegebenenfalls muss der Kunde zur Einhaltung dieser Grenzwerte eine seinen tatsächlichen Belastungsverhältnissen angepasste, ausreichende Blindleistungskompensation vorsehen.

Über den betrieblichen Blindleistungsaustausch können Kunden und Netzbetreiber eine zusätzliche vertragliche Regelung treffen.

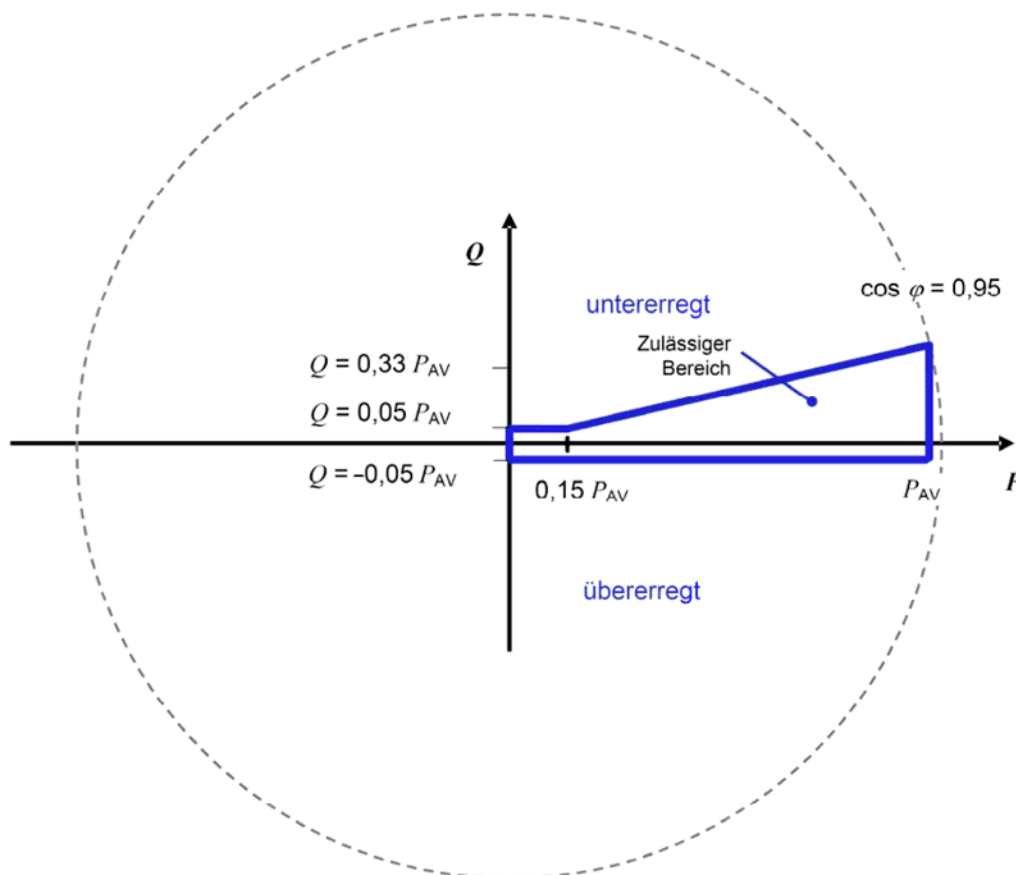


Bild 3 – Zulässiger Bereich des Verschiebungsfaktors $\cos \varphi$ bei Wirkleistungsbezug der Kundenanlage (dargestellt im Verbraucherzählpfeilsystem)

Der Betrieb einer Kompensationsanlage kann Maßnahmen zur Begrenzung der Oberschwingungsströme erfordern. Leistung, Schaltung und Regelungsart der Kompensationsanlage sind daher mit dem Netzbetreiber abzustimmen. Durch das Schalten von Kompensationsanlagen darf eine schaltbedingte Spannungsänderung von 0,5 % U_n am Netzanschlusspunkt nicht überschritten werden.

Das Blindleistungsverhalten bei Einspeisung von Wirkleistung in das Höchstspannungsnetz ist in [10.2.2](#) beschrieben.

5.6 Resonanzen und Reglerinteraktionen

Durch Wechselwirkungen zwischen verschiedenen Elementen im Netz können unter anderem Torsionsschwingungen, subsynchrone und supersynchrone Resonanzen auftreten. Der Netzbetreiber sollte mögliche Resonanzen und Reglerinteraktionen im Regelfall bereits vor Inbetriebnahme untersuchen. Sollte der Kunde dennoch im Betrieb eines dieser Phänomene feststellen, ist der Netzbetreiber hierüber in Kenntnis zu setzen. Dieser leitet einen Austauschprozess der betroffenen Parteien ein, mit dem Ziel gemeinsam Gegenmaßnahmen zu entwickeln.

6 Planung und Ausführung des Netzanschlusses

6.1 Baulicher Teil

6.1.1 Allgemeines

Der Anschluss des Kunden an das Netz der Netzbetreibers und die an das Netz des Netzbetreibers angeschlossenen und mit elektrischer Energie zu versorgenden Anlagen des Kunden müssen den jeweiligen gesetzlichen und behördlichen Bestimmungen und den jeweils allgemein anerkannten Regeln der Technik (DIN-, DIN-IEC- und DIN-EN-Normen, VDE-Bestimmungen, Unfallverhütungsvorschriften usw.) sowie den jeweiligen technischen Mindestanforderungen für den Anschluss an das Netz des Netzbetreibers entsprechen.

Sofern, keine abweichenden vertraglichen Regelungen bestehen, unterhalten und erneuern der Netzbetreiber und der Anschlussnehmer die im jeweiligen Eigentum stehenden Anlagen, Einrichtungen und Gegenstände selbst. Sie müssen die Arbeiten so ausführen, dass sich keine störenden Rückwirkungen auf die Anlagen des anderen Vertragspartners und keine Beschädigungen derselben ergeben. Jeder Vertragspartner muss vor Beginn solcher Arbeiten diese dem anderen Vertragspartner so früh wie möglich mitteilen, damit diese ohne wesentliche Beeinträchtigung der Versorgung durchgeführt werden können.

Zur Installation und Erweiterung notwendiger Anlagen und Betriebsmittel für die Herstellung und Unterhaltung des Netzanschlusses stellen sich der Kunde und der Netzbetreiber gegenseitig geeignete Flächen und/oder Räume nach Abstimmung zur Verfügung. Soweit von der Installation oder Erweiterung der Anlagen und der erforderlichen Betriebsmittel das Eigentum Dritter betroffen ist, muss der Kunde zuvor schriftlich deren Zustimmung nachweisen.

Der Kunde und der Netzbetreiber gewähren sich gegenseitig sowie Beauftragten den Zutritt zu den wechselseitig genutzten Flächen und/oder Räumen.

6.1.2 Einzelheiten zur baulichen Ausführung

Einzelheiten zur baulichen Ausführung der wechselseitig genutzten Flächen und/oder Räumen werden vertraglich zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer bzw. Anschlussnutzer geregelt.

6.2 Elektrischer Teil

6.2.1 Allgemeines

Der Netzbetreiber gibt die erforderlichen Kennwerte am Netzanschlusspunkt für die Dimensionierung der Betriebsmittel des Kunden vor (z. B. Bemessungsspannungen und Anfangs-Kurzschlusswechselstrom). Ferner stellt der Netzbetreiber dem Kunden nach Anfrage zur Dimensionierung der anschlussnehmereigenen Schutzeinrichtungen und für Netzurückwirkungsbetrachtungen folgende Daten zur Verfügung:

- voraussichtlich minimaler Anfangs-Kurzschlusswechselstrom und der Impedanzwinkel aus dem Netz des Netzbetreibers am Netzanschlusspunkt,

- die gesamte Fehlerabschaltzeit des Hauptschutzes aus dem Netz des Netzbetreibers am Netzanschlusspunkt.

Darüber hinaus können vom Netzbetreiber weitere Kenngrößen vorgegeben werden. Bei der Bemessung der Betriebsmittel sind Kurzschlussströme sowohl aus dem Netz des Netzbetreibers als auch aus der Kundenanlage – insbesondere bei Erzeugungsanlagen – zu berücksichtigen.

Der Kunde muss die in seinem Eigentum befindlichen elektrischen Anlagen für Kurzschlussströme mindestens im Rahmen der Kurzschlussfestigkeit der Anlagen des Netzbetreibers am Netzanschluss auslegen. Bei perspektivisch höheren relevanten Kurzschlussströmen gibt der Netzbetreiber dem Kunden die geforderte Kurzschlussfestigkeit der Anlage des Kunden vor. Wird durch einen Anstieg der Kurzschlussleistung über die bisherige Kurzschlussfestigkeit der Anlagen des Netzbetreibers am Netzanschluss hinaus eine Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit der bestehenden Anlagen des Kunden erforderlich, wird die Maßnahme mit dem Netzbetreiber unter Beachtung der Entwicklung der Verhältnisse im Netz des Netzbetreibers abgestimmt.

6.2.2 Schaltanlagen

Überspannungsableiter

Für den Schutz der Kundenanlage sind der Bedarf und die Spezifikation von Überspannungsableitern mit dem Netzbetreiber abzustimmen.

Wandler

Auswahl und Anschluss der Wandler sind zwischen Netzbetreiber und dem Kunden abzustimmen.

6.2.3 Sternpunktbehandlung

Die Sternpunktbehandlung für die Netze des Netzbetreibers legt der Netzbetreiber fest. Für diejenigen Betriebsmittel, die mit dem Netz des Netzbetreibers galvanisch verbunden sind, gibt der Netzbetreiber die Art der Behandlung der Sternpunkte auch für die Betriebsmittel des Anschlussnehmers vor.

Der höchstspannungsseitige Sternpunkt der Transformatoren zwischen dem Höchstspannungsnetz und dem Netz des Kunden ist nach Angaben des Netzbetreibers belastbar auszuführen. Die höchstspannungsseitige Sternpunkterdung darf nicht beeinträchtigt werden. Deshalb ist ein Anschluss von E-Spulen (Erdschlusskompensationsspule) des Kunden an die unterspannungsseitigen Sternpunkte dieser Transformatoren nur im Einzelfall nach Zustimmung des Netzbetreibers zulässig. Das gleichzeitige Erden des höchstspannungsseitigen Sternpunktes und die unterspannungsseitige Anschaltung einer E-Spule an den Transformatorsternpunkt sind nicht zulässig.

Die Isolationskoordination und die Belastbarkeit des Sternpunktes sind zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber abzustimmen.

Die Rückwirkungen unsymmetrischer Fehler aus an das Höchstspannungsnetz angeschlossenen Anlagen sind zu minimieren. Insbesondere dürfen keine Nullsystemkomponenten aus dem Netz des Anschlussnehmers übertragen werden.

ANMERKUNG In der Praxis bedeutet dies, dass bei Transformatoren mit der Schaltgruppe YNyn der Kundenanlage nur einer der beiden Sternpunkte beschaltet werden darf.

6.2.4 Erdungsanlage

Die Erdungsanlage ist unter Berücksichtigung der Netzdaten des Netzbetreibers entsprechend **DIN EN 50522 (VDE 0101-2)** auszulegen. Die Einhaltung der zulässigen Berührungsspannung nach **DIN EN 50522 (VDE 0101-2)** muss messtechnisch nachgewiesen werden.

Die Erdungsmessprotokolle inkl. Plan und Prüfbericht sind dem Netzbetreiber rechtzeitig vor dem erstmaligen Unter-Spannung-Setzen zu übergeben. Die eingesetzten Erdungsgarnituren müssen der **DIN EN 61230 (VDE 0683-100)** entsprechen.

6.3 Sekundärtechnik

6.3.1 Prozessdatenübertragung

Das Höchstspannungsnetz wird von der netzführenden Stelle des Netzbetreibers fernüberwacht und ferngesteuert. Um die damit verbundenen Funktionalitäten vollumfänglich zu nutzen und vor allem im Störungs- und Ereignisfall schnell und sicher agieren zu können, müssen Meldungen und Messwerte aus der Kundenanlage und ggf. Steuersignale von der netzführenden Stelle des Netzbetreibers zur Kundenanlage übertragen werden. Der Umfang und die Art der Bereitstellung sowie die Übertragung der Prozessdaten (in der Regel technik- und wegeredundant) sind mit dem Netzbetreiber abzustimmen.

6.3.2 Eigenbedarfs- und Hilfsenergieversorgung

Eigenbedarf und Hilfsenergie für Einrichtungen des Netzbetreibers bzw. des Messstellenbetreibers auf dem Gelände des Anlagenbetreibers stellt der Anschlussnehmer dem Netzbetreiber bzw. dem Messstellenbetreiber zur Verfügung.

Der Anlagenbetreiber ist für die Überwachung des Eigenbedarfs und der Hilfsenergieversorgung verantwortlich. Die Funktionsfähigkeit ist durch entsprechende Maßnahmen dauerhaft zu sichern, sowie in bestimmten Zeitabständen nachzuweisen und in einem Prüfprotokoll zu dokumentieren.

Die Anforderungen an die Hilfsenergieversorgung werden zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber festgelegt.

6.3.3 Schutzeinrichtungen

6.3.3.1 Allgemeines

Der Anlagen- und der Netzbetreiber sind für den zuverlässigen Schutz ihrer Anlagen selbst verantwortlich. Hierzu haben sie die erforderlichen Schutzeinrichtungen zu installieren und zu betreiben. Die Verantwortung für die Umsetzung der Einstellwerte und den ordnungsgemäßen Betrieb der Schutzeinrichtungen liegt beim jeweiligen Betreiber. Der Umfang der Schutzeinrichtungen ist wesentlich abhängig von der konkreten Netz- bzw. Anlagenkonfiguration.

Konzepte für Haupt- und Reserveschutz an den Schnittstellen und die zugehörigen Einstellwerte sind zwischen dem Netzbetreiber und dem Anlagenbetreiber/Anschlussnehmer abzustimmen. Soweit Anlagen- und Netzbetreiber für Reserveschutzfunktionen auf Einrichtungen des jeweils Anderen zugreifen, bedarf dies einer gesonderten Vereinbarung.

Wesentliche Änderungen an den Schutzeinrichtungen und/oder deren Einstellungen werden zwischen dem Netzbetreiber und dem Anlagenbetreiber rechtzeitig abgestimmt.

Die Schutzsysteme sind vor der Inbetriebnahme, nach Änderungen und darüber hinaus in regelmäßigen Abständen auf ihre Funktionsfähigkeit zu prüfen. Die Ausführung der Schutzprüfungen und deren Ergebnisse sind vom Anlagen- und Netzbetreiber durch Prüfprotokolle zu dokumentieren und gegenseitig auf Verlangen vorzulegen.

6.3.3.2 Automatische Frequenzentlastung

Zur Vermeidung von Netzzusammenbrüchen gelten die Anforderungen der Übertragungsnetzbetreiber zum frequenzabhängigen Lastabwurf entsprechend FNN-Hinweis „Technische Anforderungen an die automatische Frequenzentlastung unter Berücksichtigung einer veränderten Erzeugungssituation“ [10]. Individuelle vertragliche Lösungen zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber sind zulässig.

6.3.4 Sprachkommunikation

Der Netzbetreiber wird bei Kundenanlagen einen TK-Übergabepunkt einrichten, an dem Kunden ein Anschluss an das Sprachkommunikationsnetz des Netzbetreibers zur Kommunikation mit der netzführenden Stelle des Netzbetreibers zur Verfügung gestellt wird. Die für die Sprachkommunikation mit der netzführenden Stelle des Netzbetreibers erforderlichen Einrichtungen müssen nach Vorgaben des Netzbetreibers auch bei Ausfall der Stromversorgung funktionsfähig und gegen Spannungsunterbrechungen gesichert sein.

6.4 Bereitstellung von Daten für Netz- und Störungsanalysen

6.4.1 Netzanalysen

Der Kunde stellt dem Netzbetreiber Daten und Modelle zur Verfügung, die für Netzanalysen erforderlich sind.

Durch den Kunden werden Informationen über den Bedarf von Wirk- und Blindleistung am Netzanschlusspunkt im Bezugsfall in stationären Betriebszuständen zur Verfügung gestellt werden. Hierzu zählen Vollast, Mindestlast und Stillstand/Revision.

Netzbetreiber und Kunde legen anhand der Laststruktur fest, ob ein statisches Lastverhalten für die Nachbildung des Kundennetzes ausreicht, oder ein dynamisches Modell zusätzlich notwendig ist. Wenn nicht anders vereinbart, sind folgende Modelldaten bereitzustellen:

Für statische Lasten ist ein Lastäquivalent zur Spannungsabhängigkeit der Lasten in folgender Form anzugeben:

$$P = P_0 \left(\frac{U}{U_0} \right)^{p_u} \quad (12)$$

$$Q = Q_0 \left(\frac{U}{U_0} \right)^{q_u} \quad (13)$$

Dabei sind

P_0, Q_0, U_0 die stationären Ausgangswerte.

Die Exponenten haben folgende Bedeutung:

$p_u = q_u = 0$ konstante Leistung;

$p_u = q_u = 1$ konstanter Strom;

$p_u = q_u = 2$ konstante Admittanz.

Als dynamisches Äquivalent ist für vorhandene direkt angeschlossene Asynchronmotoren eine Ersatzmaschine mit folgenden Parametern anzugeben:

P_m Antriebsleistung;

I_n Motornennstrom;

I_a/I_n Anlaufstromverhältnis;

U_n Nennspannung;

T_a Anlaufzeitkonstante.

ANMERKUNG Die hier beschriebenen Anforderungen gelten für Bezugsanlagen und für den Eigenbedarf von Erzeugungsanlagen. Zusätzliche Anforderungen an Modelle für Erzeugungsanlagen werden in 10.2.6 beschrieben.

6.4.2 Störungsanalysen

Die für Störungsklärungen notwendigen Informationen (z. B. Messdaten, Schutzreaktionen und Aufzeichnungen zum Verhalten der Kundenanlage während des Störungsverlaufs) sind zwischen dem Netzbetreiber und dem Anschlussnehmer auszutauschen. Netzbetreiber und Anschlussnehmer werden im Rahmen der Störungsaufklärung kooperativ zusammenarbeiten. Netzbetreiber und Anschlussnehmer informieren sich gegenseitig über die Ergebnisse der Störungsanalysen. Einzelheiten zur Aufzeichnung und Auswertung von Störungen können bilateral zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer vereinbart werden.

7 Abrechnungsmessung

7.1 Allgemeines

Einbau, Betrieb und Wartung der Messeinrichtungen erfolgen nach **VDE-AR-N 4400** und den Bedingungen für den Netzanschluss des Netzbetreibers.

7.2 Spannungsebene der Abrechnungsmessung

Die Zählung der von der an das Höchstspannungsnetz angeschlossenen Kundenanlage bezogenen bzw. eingespeisten elektrischen Energie erfolgt auf der Höchstspannungsseite.

8 Betrieb der Kundenanlage

8.1 Allgemeines

Die Systeme und Einstellungen des Schutzes einer Kundenanlage gegen interne elektrische Fehler (Eigenschutz), des Netzschutzes, sowie Regelungen für den Anlagenbetrieb sind so auszulegen, dass die Fähigkeit der Anlage zur Erfüllung der in dieser Anwendungsregel beschriebenen Anforderungen konzeptionell nicht eingeschränkt wird.

Während des Betriebs der Kundenanlage können Netzsituationen eintreten, in denen die Anforderungen dieser Anwendungsregel nicht gleichzeitig widerspruchsfrei erfüllt werden können. In diesen Situationen gilt folgende (absteigend geordnete) Priorisierung für die Aufgaben und Wirkungsweisen von Eigenschutz, Netzschutz und betrieblichen Regelungsfunktionen:

- 1) Vermeidung bzw. Begrenzung etwaiger Schäden an Anlagen und Betriebsmitteln, für die die jeweilige Schutzeinrichtung nach [6.3.3](#) und [10.3](#) den Hauptschutz darstellt;
- 2) Einhaltung der Festlegungen bzgl. Systemautomatiken nach [10.2.4.2](#);
- 3) Einhaltung der Anforderungen an die dynamische Netzstützung nach [10.2.3](#);
- 4) Einhaltung der Anforderungen an das Verhalten bei Über- und Unterfrequenzen nach [10.2.4.3](#);
- 5) Frequenzregelung (Regelleistung) nach [10.5.3](#) und [10.5.4](#);
- 6) Vorgaben durch das Netzsicherheitsmanagement des Netzbetreibers nach [10.2.4.2](#);
- 7) max. Wirkleistungsgradienten bei Rückkehr in den Normalbetrieb nach [10.2.4.3](#) und sonstige Wirkleistungsgradienten;
- 8) Einhaltung der Anforderungen an die Blindleistungsfahrweise zur statischen Spannungshaltung nach [10.2.2](#);
- 9) betriebliche Sollwertvorgaben für Wirk- und Blindleistung.

Die Priorisierung schränkt die Anforderungen an die Auslegung der Anlage und ihre Schutzeinrichtungen nicht ein.

ANMERKUNG Die niedriger priorisierten Anforderungen sind umzusetzen, sofern sie den höher priorisierten Anforderungen nicht widersprechen.

Bei Mischanlagen mit kritischen Lasten können der Anschlussnehmer und der Netzbetreiber die Bedingungen für eine Trennung von Erzeugungsanlagen zusammen mit kritischen Lasten, die für die Sicherung der Produktionsprozesse erforderlich sind, vereinbaren (sogenannter Inselbetrieb).

Besondere Anforderungen an den Wirkleistungsbezug von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen sind in [10.2.4](#) beschrieben.

8.2 Netzführung

Für den sicheren Betrieb und den ordnungsgemäßen Zustand der Kundenanlage ist deren Anlagenbetreiber verantwortlich.

Der Anschlussnehmer und der Netzbetreiber benennen gegenseitig „netzführende Stellen“ zur Abstimmung von anlagentechnischen und betrieblichen Maßnahmen (z. B. Fragen der Netzführung und der Durchführung von Arbeiten mit gegenseitigen Auswirkungen), und die auch Ansprechpartner bei Störungen und auf eine Störung hinweisenden Unregelmäßigkeiten sind. Die netzführenden Stellen müssen jederzeit erreichbar sein. Näheres wird in einem gesondert abzuschließenden Netzführungsvertrag geregelt.

8.3 Arbeiten in der Übergabestation

Keine Anforderungen.

8.4 Zugang

Keine Anforderungen.

8.5 Bedienung vor Ort

Keine Anforderungen.

8.6 Instandhaltung

Für die ordnungsgemäße Instandhaltung der Anlagen und Betriebsmittel ist der jeweilige Eigentümer verantwortlich. Das gilt auch für die Anlagenteile, die im Verfügungsbereich des Netzbetreibers stehen.

Der Anlagenbetreiber hat nach den geltenden Unfallverhütungsvorschriften und VDE-Bestimmungen dafür zu sorgen, dass in bestimmten Zeitabständen die elektrischen Anlagen und Betriebsmittel (z. B. Schalter, Schutzeinrichtungen, Hilfsspannungsversorgung) auf ihren ordnungsgemäßen Zustand geprüft werden. Die Ergebnisse der Prüfungen sind vom Anlagenbetreiber in einem Prüfbericht zu dokumentieren und auf Anforderung an den Netzbetreiber zu übergeben.

8.7 Kupplung von Netzen

Sollte ein weiterer Anschluss der Kundenanlage an das Netz eines Dritten vorhanden sein, so ist eine Kupplung dieses Drittnetzes mit dem Netz des Netzbetreibers über das kundeneigene Netz in der Kundenanlage nur kurzzeitig für die unterbrechungsfreie Umschaltung der Versorgung der Kundenanlage nach Freigabe durch die netzführende Stelle des Netzbetreibers zulässig. Die Verantwortung für die Kupplung liegt bei dem Kunden.

Sollten mehrere Anschlüsse an das Netz des Netzbetreibers, auch in der gleichen Spannungsebene, vorhanden sein, so ist eine Kupplung dieser Netze ebenfalls nur kurzzeitig für die unterbrechungsfreie Umschaltung der Versorgung der Kundenanlage nach Freigabe durch die netzführende Stelle des Netzbetreibers zulässig. Die Verantwortung für die Kupplung liegt bei dem Kunden.

In Ausnahmefällen dürfen unterschiedliche Netzanschlusspunkte eines Netzbetreibers mit Zustimmung des Netzbetreibers durch Anlagen eines Anlagenbetreibers dauerhaft miteinander verbunden betrieben werden.

8.8 Betrieb bei Störungen

Die Kundenanlage darf vom Netz getrennt bzw. in ihrer Wirkleistungsaufnahme reduziert werden, soweit dies bei Gefahr, im Störfall, zur Vermeidung eines drohenden Netzzusammenbruchs oder zur Abwendung einer unmittelbaren Gefahr für Personen oder Anlagen erforderlich ist.

Erfolgt eine Netztrennung der Kundenanlage durch eine Schutzauslösung, darf eine Wiedereinschaltung nur nach Klärung der Störungsursache und nach Freigabe durch die netzführende Stelle des Netzbetreibers erfolgen.

8.9 Notstromaggregate

Keine Anforderungen.

9 Änderungen, Außerbetriebnahmen und Demontage

Plant der Anschlussnehmer Änderungen, die die elektrischen Eigenschaften der Kundenanlage betreffen, so ist der Netzbetreiber rechtzeitig von diesem Vorhaben schriftlich zu benachrichtigen. Dies gilt auch für eine vom Kunden geplante Änderung der Betriebsführung seiner Anlage und der Betriebsmittel des Kunden, die Auswirkungen auf das Netz des Netzbetreibers haben kann.

Falls sich durch eine Erhöhung der Anfangs-Kurzschlusswechselstromleistung S_k , einer Verringerung der Netzkurzschlussleistung S_{kV} oder durch eine Änderung der Netznennspannung gravierende Auswirkungen auf die Kundenanlage ergeben, teilt dies der Netzbetreiber dem Kunden rechtzeitig mit.

10 Erzeugungsanlagen

10.1 Allgemeines

Alle für Erzeugungsanlagen und Erzeugungseinheiten beschriebenen Anforderungen gelten in gleicher Weise auch für Mischanlagen und Speicher. Besonderheiten von Mischanlagen werden in den nachfolgenden Unterabschnitten separat benannt.

Erzeugungsanlagen, die an das Höchstspannungsnetz angeschlossen werden, müssen als dreiphasige Drehstromanlagen ausgeführt werden. Das bedeutet, dass Erzeugungsanlagen im ungestörten Betrieb mit symmetrischen Drehspannungsquellen arbeiten müssen. Ebenfalls zugelassen ist die Einspeisung von symmetrischen Drehströmen. Als Bezugsgröße für diese Ströme ist – auch wenn die Klemmenspannungen nicht symmetrisch sind – das Mitsystem der Klemmenspannungen heranzuziehen.

Die folgenden Anforderungen gelten auch für Mischanlagen. Dabei gelten diese Ausnahmen:

- Mischanlagen, bei denen der maximale Wirkleistungsbezug größer als 10 % der vereinbarten Anschlusswirkleistung $P_{AV, E}$ der gesamten Mischanlage ohne Berücksichtigung des Eigenbedarfs der Erzeugungsanlagen und der Bezugsleistung von Speichern in der Mischanlage ist, müssen am Netzanschlusspunkt nur die Anforderungen der statischen Spannungshaltung/Blindleistungsbereitstellung für Erzeugungsanlagen und Speicher nach 10.2.2 erfüllen,
- bei Mischanlagen, bei denen der maximale Wirkleistungsbezug größer als 50 % der vereinbarten Anschlusswirkleistung $P_{AV, E}$ der gesamten Mischanlage ohne Berücksichtigung des Eigenbedarfs der Erzeugungsanlagen und der Bezugsleistung von Speichern in der Mischanlage ist, sind Vereinfachungen entsprechend 10.2.2.5, zulässig.

Die Anforderungen dieser VDE-Anwendungsregel können auch durch den Anschluss von Zusatzgeräten (wie z. B. FACTS usw.) erbracht werden, die dann Bestandteil der Erzeugungsanlagen sind. Diese sind sowohl bei Anschluss und Betrieb der Erzeugungsanlagen als auch, sofern zutreffend, in deren Anlagenzertifikaten zu berücksichtigen.

Sofern die installierte Wirkleistung P_{inst} der Erzeugungsanlage größer als die vereinbarte Anschlusswirkleistung $P_{\text{AV, E}}$ ist, so ist, sofern nicht anders angegeben, bei allen weiteren Anschlussbedingungen als Bezugsgröße die vereinbarte Anschlusswirkleistung $P_{\text{AV, E}}$ zu wählen.

Der Netzbetreiber ist berechtigt, die Erzeugungsanlage vom Netz zu trennen, wenn die vorgegebenen netzvertraglichen Grenzen im stationären Betrieb wie beispielsweise die vereinbarte Anschlussleistung $S_{\text{AV, E}}$ überschritten werden.

Pumpspeicherkraftwerke mit Antriebsmaschinen mit variabler Drehzahl für den Pumpbetrieb müssen im generatorischen und motorischen Betrieb die Anforderungen für Erzeugungsanlagen vom Typ 1 und zusätzlich die Anforderungen zur Wirkstrom- und Blindstromeinspeisung während und nach Netzfehlern nach 10.2.3.3 erfüllen.

10.2 Verhalten der Erzeugungsanlage am Netz

10.2.1 Allgemeines

10.2.1.1 Allgemeines

Bei Erzeugungsanlagen, deren Primärenergiedargebot nicht beeinflussbar ist (z. B. Windenergie- und Photovoltaikanlagen), werden alle Anforderungen an die Erbringung eines Wirkstroms bzw. einer Wirkleistung unter dem Vorbehalt eines ausreichend zur Verfügung stehenden Primärenergiedargebots gestellt.

Bei der Spannungsebene mit der Nennspannung 380 kV entspricht der Referenzwert der Netzspannung $U_{\text{ref}} = 400 \text{ kV}$ (1 pu). Bei der Netzspannungsebene 220 kV beträgt der Referenzwert der Netzspannung $U_{\text{ref}} = 220 \text{ kV}$ (1 pu).

10.2.1.2 Quasistationärer Betrieb

In dem gesamten Frequenzbereich (siehe Bild 4) von 47,5 Hz bis 51,5 Hz und bei Spannungen im Bereich von 0,85 pu bis 1,1 pu bzw. 1,15 pu (Effektivwerte der verketteten Spannung) müssen die Erzeugungsanlagen im quasistationären Betrieb zu einem Netzparallelbetrieb entsprechend der zeitlichen Mindestanforderungen nach Bild 4 in der Lage sein. Der quasistationäre Betrieb ist definiert durch einen Spannungsgradienten von $< 0,05 \text{ pu/min}$ und einen Frequenzgradienten von $< 0,5 \% f_n/\text{min}$.

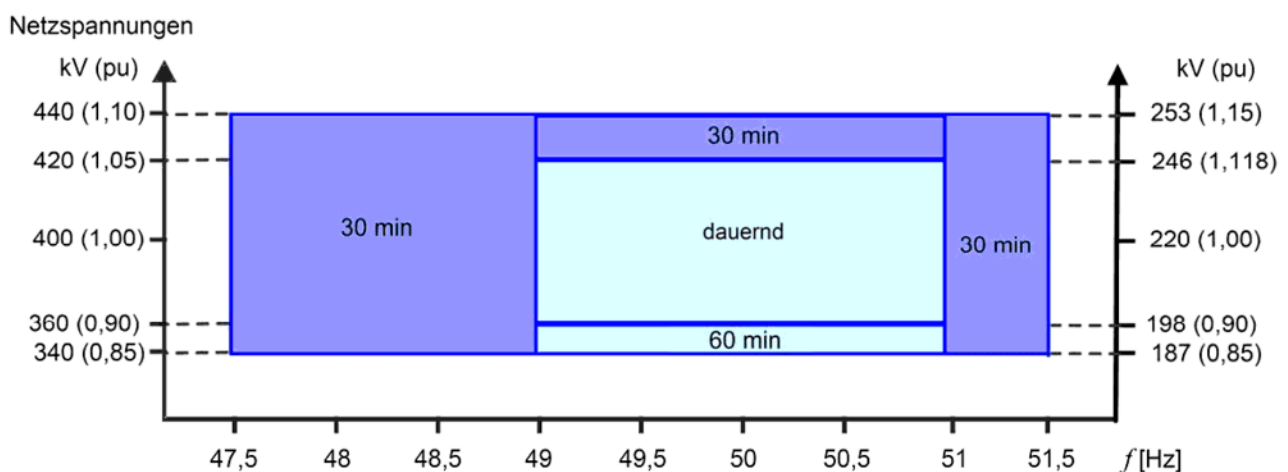


Bild 4 – Mindestanforderungen an den quasistationären Betrieb von Erzeugungsanlagen

Bei quasistationären Netzspannungen $\leq 0,85 \text{ pu}$ darf eine Trennung der Erzeugungsanlage vom Netz erfolgen.

Bei Spannungen im Spannungsbereich von 340 kV bis 360 kV bzw. 187 kV bis 198 kV und der Gefahr der Überlastung von Betriebsmitteln in der Erzeugungsanlage dürfen diese die Wirkleistung reduzieren, um die Erzeugungsanlage in dieser außergewöhnlichen Situation möglichst lange am Netz zu halten und das Netz zu stützen.

10.2.1.3 Polrad- bzw. Netzpendelungen

Polrad- bzw. Netzpendelungen treten im kontinentaleuropäischen Synchrongebiet derzeit erfahrungsgemäß mit Frequenzen von 0,12 Hz bis 1,5 Hz auf. Diese dürfen nicht zu einer Auslösung des Schutzes der Erzeugungseinheiten führen.

Als Folge von Netzpendelungen können die Spannungen im Netz für mehrere Sekunden außerhalb des im [Bild 4](#) definierten Spannungsbereichs sein. Dies hat auch Auswirkungen auf die Spannungen auf der Generatorseite der Erzeugungseinheiten. Während einer Netzpendelung darf die Wirkleistung der Erzeugungseinheit nicht reduziert werden, es sei denn

- diese trägt gewollt zur Dämpfung der Netzpendelungen bei oder
- eine Überlastung von Betriebsmitteln der Erzeugungsanlage wird dadurch vermieden.

Bei der Dimensionierung von Erzeugungsanlagen darf davon ausgegangen werden, dass die Pendelung gedämpft verläuft und die Spannungsamplitude der Pendelung +0,1 pu nicht über- und –0,2 pu nicht unterschreitet. Bei Verlust der Stabilität müssen sich Erzeugungseinheiten automatisch vom Netz trennen.

10.2.1.4 Inselbetrieb sowie Teilnetzbetriebsfähigkeit

Inselbetrieb

Kundenanlagen mit Erzeugungsanlagen können bei Störungen im vorgelagerten Netz zur Deckung des eigenen Energiebedarfes in den Inselbetrieb gehen. Ein vom Kunden vorgesehener Inselbetrieb ist vertraglich mit dem Netzbetreiber zu vereinbaren (siehe auch [8.1](#)).

Für den Inselbetrieb einer Kundenanlage werden keine Mindestanforderungen des Netzbetreibers an die Erzeugungsanlagen in der Kundenanlage gestellt.

Teilnetzbetriebsfähigkeit

Unter Beherrschung einer Teilnetzbildung wird ein erfolgreicher transients Übergang der Erzeugungsanlage in den Teilnetzbetrieb und deren stabiler Betrieb im Teilnetz (Stabilisierung von Frequenz und Spannung, Beherrschung von Lastsprüngen) verstanden, ohne dass sich die Erzeugungsanlage vom Netz trennt.

ANMERKUNG Eine Teilnetzbildung kann beliebige Netzgebiete umfassen und kann daher nicht topologisch (z. B. durch Schalterstellungssignale) identifiziert oder eingegrenzt werden. Sie kann unter anderem durch ein plötzliches Leistungsungleichgewicht im Netz mit entsprechender Frequenzänderung, eine plötzliche Änderung der Netzkurzschlussleistung, eine plötzliche Änderung der Trägheit des Systems (Schwungmasse) und/oder einen Vektorsprung der Netzspannung charakterisiert sein.

Erzeugungsanlagen müssen teilnetzbetriebsfähig sein. Erzeugungsanlagen sind teilnetzbetriebsfähig, wenn sie alle der folgenden drei Anforderungen erfüllen:

- Sie erfüllen alle anderen Anforderungen des Abschnitts 10 dieser VDE-Anwendungsregel. Dabei wird kein Einregeln auf die Nennfrequenz 50 Hz oder einen Sollwert der Netzspannung gefordert. Die Beherrschung einer Teilnetzbildung kann nur sichergestellt werden, wenn zur Blindleistungsregelung eine $Q(U)$ -Regelung aktiv ist.
- Sie müssen zur Beherrschung des transienten Übergangs in den Teilnetzbetrieb gegebenenfalls die abgegebene Wirkleistung so weit reduzieren können, wie dies angesichts ihrer inhärenten Eigenschaften technisch möglich ist, mindestens jedoch auf 55 % P_{binst} bei Typ-1-Anlagen und 10 % P_{binst} bei Typ-2-Anlagen. Beim Nachweis entsprechend [11.4.9](#) ist ein temporärer Frequenzanstieg über 51,5 Hz bis 52,5 Hz zulässig, solange hierbei die Fähigkeit zum Fangen im Eigenbedarf nach [10.5.1](#) nicht beeinträchtigt wird. Wenn aufgrund von technologisch inhärenten Einschränkungen der Entlastungsdynamik nach [10.2.4.3](#) der transiente Übergang zu unzulässigen Frequenzen führen würde, ist die maximal mög-

liche Entlastung während des transienten Übergangs per Simulation zu ermitteln und mit dem Netzbetreiber abzustimmen.

- Für den Betrieb im Teilnetz müssen die Erzeugungsanlagen stoßartige Lastzuschaltungen von bis zu 10 % P_{binst} (maximal jedoch 50 MW) in Abständen von nicht weniger als 5 min ausregeln können. Hierbei werden kraftwerksspezifische, unvermeidliche Einschränkungen (z. B. Zuschalten von Kohlemühlen, dauerhafte Überschreitung der maximalen Bemessungswirkleistung) berücksichtigt.

Erläuternde Angaben zur grundsätzlichen Reglerstruktur für Typ-1-Anlagen siehe [B.7](#).

10.2.1.5 Schwarzstartfähigkeit

Die Schwarzstartfähigkeit der Erzeugungsanlage bzw. -einheit ist nicht zwingend erforderlich.

Auf Aufforderung des Netzbetreibers muss der Betreiber einer Erzeugungseinheit vom Typ 1 jedoch ein Angebot für die Schwarzstartfähigkeit vorlegen. Der Netzbetreiber kann ein solches Angebot einholen, wenn er der Ansicht ist, dass die Systemsicherheit in seiner Regelzone aufgrund mangelnder Schwarzstartfähigkeit gefährdet ist.

Eine Erzeugungseinheit mit Schwarzstartfähigkeit muss in der Lage sein, über ihre Kuppelschalter an ein spannungsfreies Netz geschaltet zu werden.

ANMERKUNG 1 Bei Erzeugungseinheiten mit Generatorschalter müssen spannungslose Maschinen- und Netztransformatoren und ein angeschlossenes spannungsloses Teilnetz mit dem Generatorschalter bei Spannung Null zugeschaltet werden können.

Eine Erzeugungseinheit mit Schwarzstartfähigkeit muss in der Lage sein, aus abgeschaltetem Zustand ohne externe Zufuhr elektrischer Energie innerhalb eines vom Netzbetreiber festgelegten Zeitraums wieder hochzufahren. Sie muss dabei im Leerlauf des hochzufahrenden Netzes bei Deckung der Ladeleistung und der Netzverluste eine Spannung mit etwa Nennfrequenz am Netzanschlusspunkt bereitstellen können.

Der Netzbetreiber kann fordern, dass das hochzufahrende Netz einschließlich der Maschinen- und Netztransformatoren der Erzeugungseinheit über die Erregung des Generators unter Spannung gesetzt werden kann. Die Spannung an den Generatorklemmen muss dazu im Bereich von 10 % bis 105 % der Bemessungsspannung des Generators U_{rG} stufenlos regelbar sein und in ≤ 10 min rampenförmig von 10 % auf rund 90 % bis 100 % U_{rG} erhöht werden können. Ein Betrieb muss in jedem Arbeitspunkt des bei der jeweiligen Spannung gültigen Betriebsdiagramms des Generators möglich sein. Nach dem Hochfahren der Erregung ($U_{\text{G}} > 90 \% U_{\text{rG}}$) muss die automatische Generatorspannungsregelung (Spannungsreglermodus) aktiviert werden, damit die Spannung bei späteren Lastzuschaltungen im Netz geregelt wird.

ANMERKUNG 2 Durch das Hochfahren der Spannung werden hohe Transformator-Rushströme vermieden, die bei der Zuschaltung von spannungslosen Transformatoren mit Betriebsspannung auftreten können. Beim Hochfahren der Spannung müssen die Verluste durch die Erzeugungseinheit gedeckt und die Frequenz geregelt werden. Die Regelung darf nicht zu Drehzahlschwingungen des Generators führen.

Erzeugungseinheiten mit Schwarzstartfähigkeit müssen in der Lage sein, sprunghafte Zuschaltungen von Wirklasten mit bis zu 10 % Bemessungswirkleistung der Erzeugungseinheit und einem $\cos \varphi = 0,8$ (induktiv als auch kapazitiv) zu beherrschen. Außerdem müssen reine Blindleistungssprünge von bis zu 50 % der installierten Bemessungsscheinleistung der Erzeugungseinheit, maximal jedoch 150 Mvar, ausgeregelt werden können. Eine Bereitstellung von Blindleistung am Netzanschlusspunkt muss auch ohne Wirkleistungsabgabe innerhalb des Betriebsdiagramms des Generators möglich sein.

Erzeugungseinheiten mit Schwarzstartfähigkeit müssen in der Lage sein, bei Über-/Unterfrequenz die Wirkleistungsabgabe zu reduzieren/erhöhen, um die Frequenz im Falle einer Über- oder Unterfrequenz innerhalb des gesamten Wirkleistungsbereichs stabilisieren zu können. Die Frequenzänderung infolge der Lastzuschaltungen (≤ 10 % der Bemessungswirkleistung der Erzeugungseinheit) darf zu keinem Zeitpunkt größer als 1 Hz sein. Für die erste Lastzuschaltung auf ein leerlaufendes Netz können abweichende Grenzen mit dem Netzbetreiber vereinbart werden. Es ist normalerweise nicht erforderlich, dass die Frequenz im hochzufahrenden Netz wieder genau auf den Wert wie vor der Lastzuschaltung eingeregelt wird. Auf Anforderung

des Netzbetreibers muss der Frequenzsollwert der Erzeugungseinheit angepasst werden können, um z. B. die Frequenz vor einer Lastzuschaltung zu erhöhen.

Erzeugungseinheiten mit Schwarzstartfähigkeit müssen mit anderen Erzeugungsanlagen innerhalb eines Teilnetzes synchronisiert und parallel betrieben werden können (siehe 10.2.1.4).

Weitere Spezifikationen zu den Anforderungen an die Schwarzstartfähigkeit (wie z. B. vorzuhaltende Energiemenge für die autarke Versorgung des Primärprozesses, Anzahl der Schwarzstartversuche) sowie an die Nachweisführung zur Erfüllung der Anforderungen werden zwischen Netzbetreiber und dem Betreiber der Erzeugungseinheit im Zuge der Angebotserstellung abgestimmt.

10.2.2 Statische Spannungshaltung/Blindleistungsbereitstellung

10.2.2.1 Allgemeine Randbedingungen

Unter der statischen Spannungshaltung ist die Bereitstellung von Blindleistung durch eine Erzeugungsanlage zur Spannungshaltung im Höchstspannungsnetz zu verstehen. Durch die statische Spannungshaltung sollen langsame (quasistationäre) Spannungsänderungen im Höchstspannungsnetz in verträglichen Grenzen gehalten werden.

Die Netztransformatoren der Erzeugungsanlagen müssen mit einem unter Last stufbaren Stufenschalter ausgestattet sein. Die Übersetzungsverhältnisse und die Stufenstellbereiche sind so auszulegen, dass über den gesamten Bereich der betrieblich zulässigen Spannung die Anforderungen an das Blindleistungsverhalten am Netzanschlusspunkt erfüllt werden können. Während der Trafostufenregelung ist eine temporäre Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung zugunsten der Blindleistungsbereitstellung zulässig, sofern dies entsprechend Herstellerangaben für den stabilen Betrieb der Erzeugungsanlage (wie die Vermeidung von Überlastungen) notwendig ist. Eine Wirkleistungsreduzierung ist während der Trafostufenregelung so schnell wie möglich (nach Können und Vermögen entsprechend Herstellerangaben) wieder aufzuheben, sobald die Notwendigkeit hierfür entfällt. In begründeten Ausnahmefällen können auch Netztransformatoren ohne Stufenschalter eingesetzt werden.

ANMERKUNG 1 In diesen Fällen ist besonders auf die Einhaltung der Anforderungen bezüglich des Durchfahrens von Netzfehlern, der statischen Spannungshaltung und des Spannungs-Frequenz-Verhältnisses (entsprechend Bild 4) zu achten. Hierfür sind Erzeugungsanlagen inklusive aller Transformatoren entsprechend auszulegen.

Jeder vom Netzbetreiber vorgegebene Sollwert muss entsprechend des geforderten Blindleistungsbereiches (Bild 5 und Bild 6) innerhalb von maximal 10 min angefahren und beliebig lange betrieben werden können. Änderungen der Blindleistungsbereitstellung innerhalb des vereinbarten Blindleistungsbereiches müssen jederzeit möglich sein.

Neben der zeitlichen Anforderung an das Anfahren eines vom Netzbetreiber vorgegebenen Sollwertes (maximal 10 min) werden in den folgenden Unterabschnitten auch zeitliche Anforderungen hinsichtlich des Regelverhaltens gestellt.

Für Erzeugungsanlagen vom Typ 1 gilt darüber hinaus:

- Die Blindleistungsabgabe bzw. der -bezug der Erzeugungsanlage muss über die Stufung des Netztransformators eingestellt werden.
- Die Generatorspannungsregelung der Erzeugungseinheit muss im Normalbetrieb aktiv sein. Eine Regelung der Blindleistung oder des Leistungsfaktors ist nicht zulässig.

Für Erzeugungsanlagen vom Typ 2 gilt darüber hinaus:

- Die Blindleistungsbereitstellung aller drei in 10.2.2.4 beschriebenen Verfahren a) bis c) bezieht sich auf die Mitsystemkomponenten der Strom- und Spannungs-Grundschiwingung. Das bedeutet im Verbrauchszählpeilsystem den Betrieb der Erzeugungsanlage im Quadranten II (untererregt) oder im Quadranten III (übererregt).

Für das Schalten von Kompensationsanlagen gilt bezüglich der Spannungsänderung 5.4.2.

ANMERKUNG 2 Unabhängig von der Blindleistungsbereitstellung nach 10.2.2.4 ist analog zu Typ-1-Anlagen eine (schnellere) Spannungsregelung an den Klemmen von Erzeugungseinheiten zulässig.

Die Dimensionierung der Erzeugungsanlage hinsichtlich der geforderten Blindleistungsbereitstellung am Netzanschlusspunkt liegt in der Verantwortung des Anschlussnehmers. In 10.2.2.2 und 10.2.2.3 ist als Bezugsgröße für die Mindestanforderungen an die Blindleistungsbereitstellung im Allgemeinen $P_{b \text{ inst}}$ zu verwenden. Für den Fall $P_{b \text{ inst}} > P_{AV, E}$ ist stattdessen $P_{AV, E}$ als Bezugsgröße zu verwenden.

Nach vertraglicher Vereinbarung mit dem Netzbetreiber darf der Blindleistungsstellbereich projektspezifisch ausgedehnt werden.

10.2.2.2 Blindleistungsbereitstellung bei $P_{b \text{ inst}}$

Jede Erzeugungsanlage muss in der Lage sein, bei der maximalen Wirkleistungsabgabe aller in Betrieb befindlichen Erzeugungseinheiten $P_{b \text{ inst}}$ die Anforderungen bzgl. der technischen Fähigkeit zur Blindleistungsabgabe bzw. -bezug am Netzanschlusspunkt ohne vorherige Anpassung der Wirkleistungsabgabe nach einer der drei Varianten 1, 2 oder 3 in Bild 5 für Typ-1-Anlagen und in Bild 6 für Typ-2-Anlagen zu erfüllen.

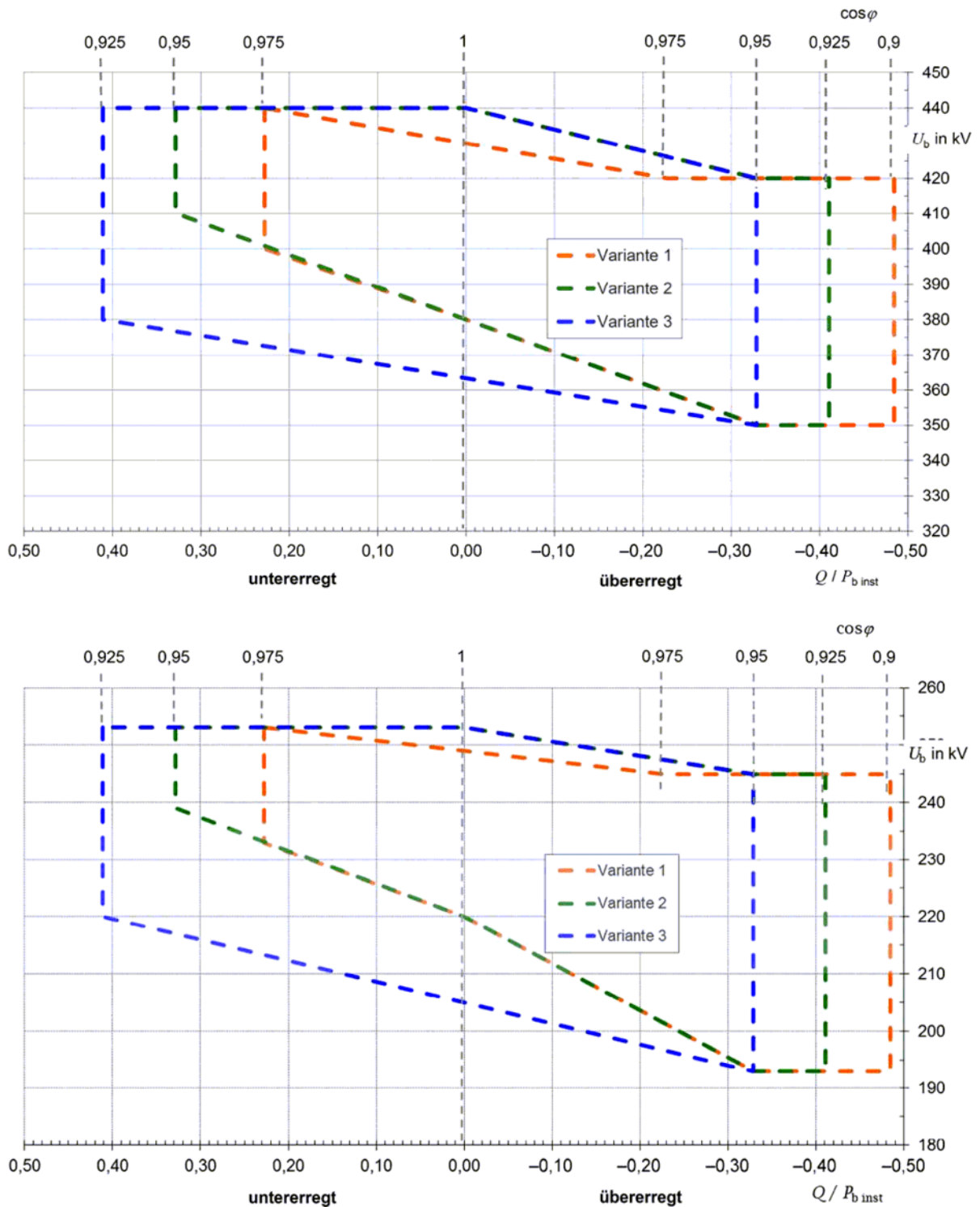


Bild 5 – Varianten der Anforderungen an Erzeugungsanlagen des Typen 1 an die Blindleistungsbereitstellung am Netzanschlusspunkt für die 380-kV- und 220-kV-Ebene

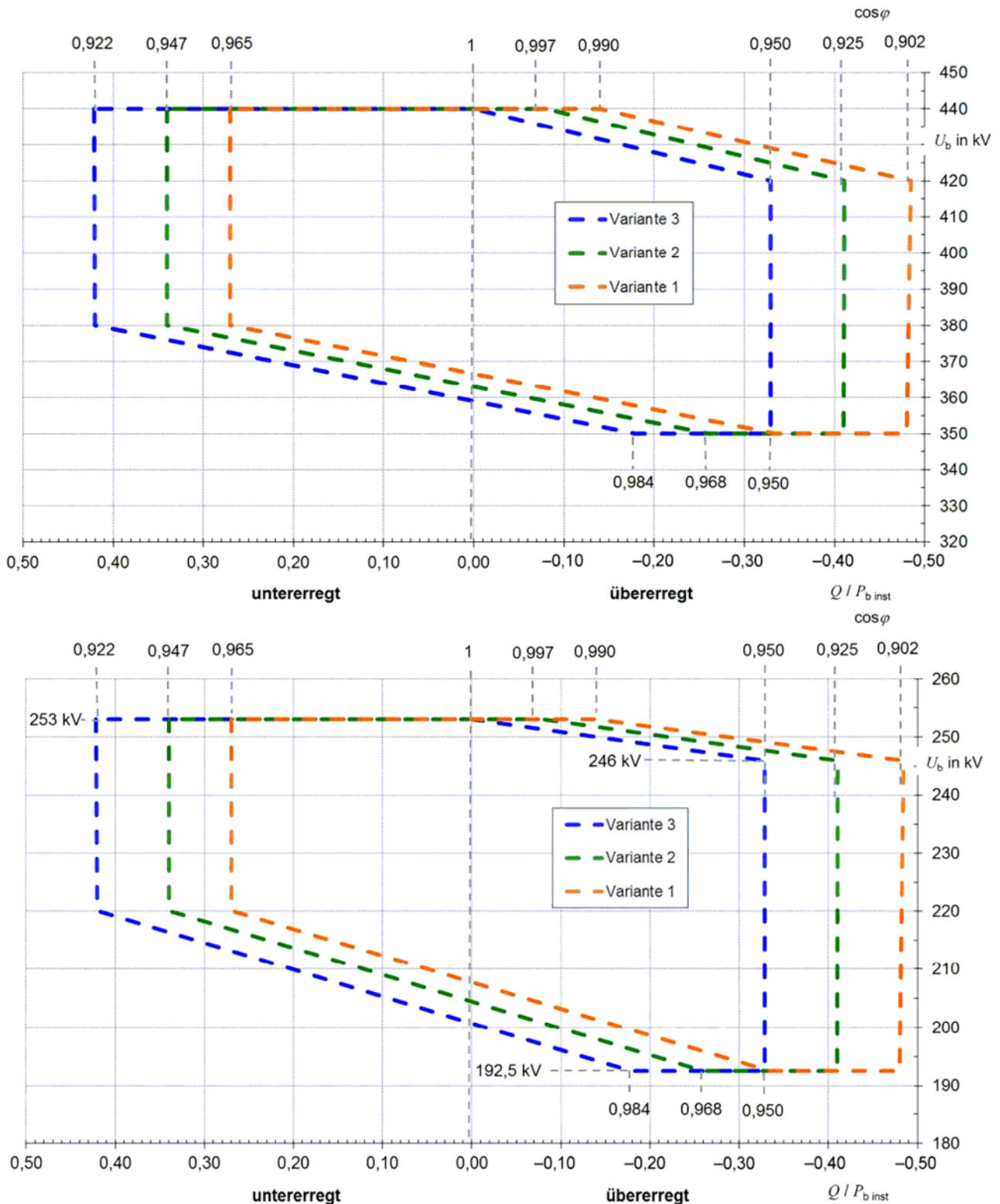


Bild 6 – Varianten der Anforderungen an Erzeugungsanlagen des Typen 2 an die Blindleistungsbereitstellung am Netzanschlusspunkt für die 380-kV- und 220-kV-Ebene

Der Netzbetreiber wählt aufgrund der jeweiligen Netzanforderungen genau eine der drei möglichen Varianten im Zuge der Planung des Netzanschlusses aus und gibt diese dem Anschlussnehmer vor.

10.2.2.3 Blindleistungsbereitstellung unterhalb von $P_{b\text{ inst}}$

Neben den Anforderungen für die Blindleistungsbereitstellung im Betriebspunkt $P_{b\text{ inst}}$ der Erzeugungsanlage ($P_{\text{mom}} = P_{b\text{ inst}}$) bestehen auch Anforderungen an den Betrieb mit einer momentanen Wirkleistung P_{mom} , die kleiner als $P_{b\text{ inst}}$ ist.

Für Erzeugungsanlagen vom Typ 1 muss ein stationärer Betrieb für jeden Betriebspunkt entsprechend den Generatorleistungsdiagrammen unter Berücksichtigung des Netztransformators und der Mindestwirkleistung möglich sein.

ANMERKUNG 1 Die Fähigkeit zur Blindleistungsbereitstellung am Netzanschlusspunkt muss dem Generatorleistungsdiagramm dieser Erzeugungsanlage entsprechen, wobei der Eigenbedarf und die Wirk- Blindleistungsverluste der Maschinen- und Netztransformatoren zu berücksichtigen sind.

Bild 7 zeigt als PQ -Diagramm die Mindestanforderung an die Blindleistungsbereitstellung von Erzeugungsanlagen vom Typ 2 im Teillastbetrieb ($0,1 < P_{\text{mom}}/P_{b\text{ inst}} < 1$) am Netzanschlusspunkt. Die in Bild 7 dargestellten Kennlinien ergeben sich in Abhängigkeit von der gewählten Variante 1, 2 oder 3 und der Netzspannung am Netzanschlusspunkt aus Bild 6.

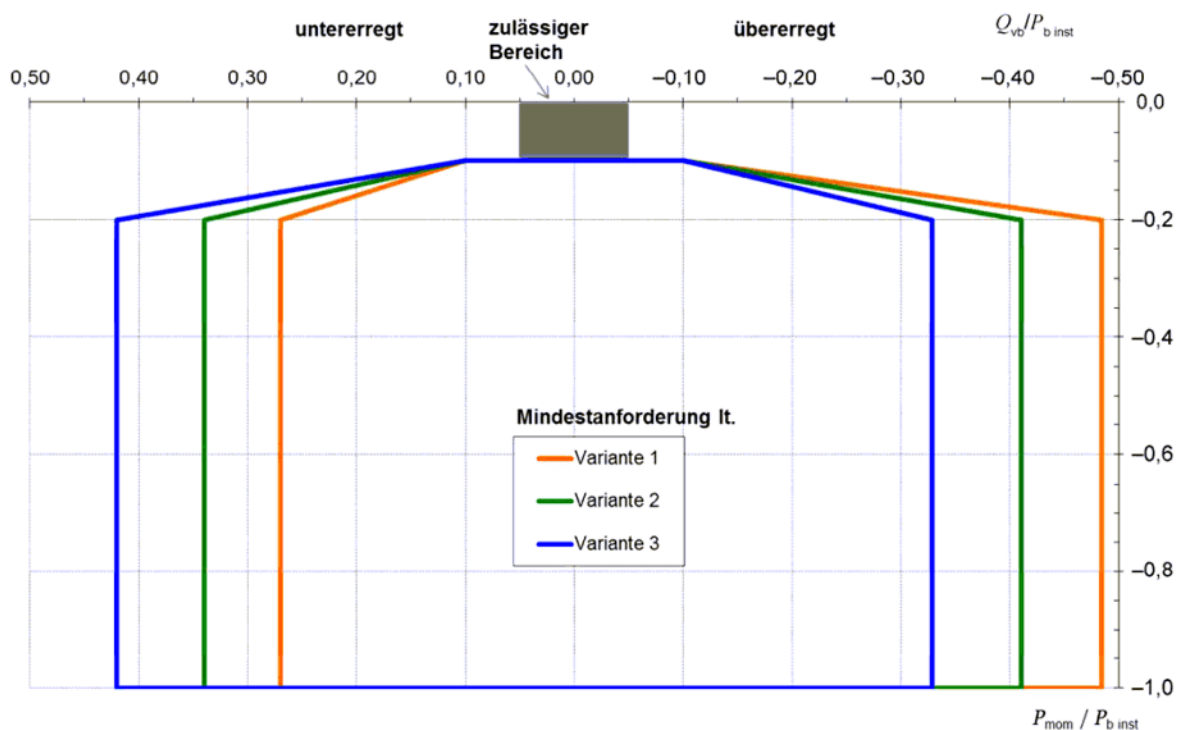


Bild 7 – Varianten der PQ -Diagramme der Erzeugungsanlagen des Typen 2 am Netzanschlusspunkt im Verbraucherzählpfeilsystem

In dem PQ -Diagramm gibt die Abszisse die zur Verfügung zu stellende Blindleistung Q_{vb} , bezogen auf die in Betrieb befindliche installierte Wirkleistung $P_{b\text{ inst}}$ an. Die Ordinate gibt die momentane Wirkleistung P_{mom} (im Verbraucherzählpfeilsystem negativ), bezogen auf die in Betrieb befindliche installierte Wirkleistung $P_{b\text{ inst}}$, an.

ANMERKUNG 2 Die in Bild 7 dargestellten Kennlinien-Varianten 1, 2 und 3 gelten für die Spannungsbereiche entsprechend Bild 5, Varianten 1, 2 und 3.

Die maximale, bleibende Abweichung zwischen Soll- und Istwert darf innerhalb der nach Bild 7 angegebenen Bereiche maximal 5 Mvar oder $\pm 5\%$ bezogen auf $P_{AV, E}$ betragen (wobei der jeweils niedrigere Wert anzuwenden ist).

Für den Betrieb im Teillastbereich zwischen $0 \leq P_{\text{mom}}/P_{\text{b inst}} < 0,1$ bzw. der technischen Mindestleistung bestehen keine Anforderungen an die geregelte Blindleistungsbereitstellung am Netzanschlusspunkt.

Der zulässige Bereich bezüglich des Blindleistungsverhaltens der Erzeugungsanlage am Netzanschlusspunkt (siehe Bild 7) in diesem unteren Teillastbereich ist hier wie folgt definiert:

- Ein untererregter Betrieb in Höhe von bis zu maximal 5 % der vereinbarten Anschlusswirkleistung $P_{\text{AV, E}}$ ist unabhängig von der Wirkleistung zulässig.
- Ein übererregter Betrieb in Höhe von bis zu maximal 5 % der vereinbarten Anschlusswirkleistung $P_{\text{AV, E}}$ ist unabhängig von der Wirkleistung zulässig.

Nach vertraglicher Vereinbarung mit dem Netzbetreiber darf der Blindleistungsstellbereich ausgedehnt werden.

10.2.2.4 Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung für Typ-2-Anlagen

Die Blindleistungsbereitstellung darf die dynamische Netzstützung nicht beeinträchtigen.

Der Netzbetreiber gibt dem Anschlussnehmer im Rahmen der Planung des Netzanschlusses eines der folgenden Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung am Netzanschlusspunkt vor:

- a) Blindleistungs-Spannungskennlinie $Q(U)$;
- b) Blindleistung mit Spannungsbegrenzungsfunktion;
- c) Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$.

Der Netzbetreiber kann zu einem späteren Zeitpunkt ein anderes der hier genannten Verfahren fordern, wenn sich die technische Notwendigkeit ergibt.

Falls der Netzbetreiber keine Vorgaben zu dem Verfahren macht, ist eine $Q(U)$ -Regelung mit den unterhalb von Bild 8 genannten Standardwerten zugrunde zu legen.

Zudem gibt der Netzbetreiber im Rahmen der Planung des Netzanschlusses genau eine der folgenden Varianten der Sollwertvorgabe vor:

- fester Sollwert,
- variabel einstellbarer Sollwert per Fernwirkanlage (oder anderer Steuertechniken).

Die Übergabe des Sollwertes erfolgt in der Kundenanlage.

Maßgebend für die Blindleistungsbereitstellung ist der Netzanschlusspunkt.

Kommt es zu einem vollständigen oder teilweisen Ausfall der Regelung der Blindleistungsabgabe der Erzeugungsanlage (z. B. Ausfall der Messung oder Ausfall von Reglern in der Erzeugungsanlage), sind durch den Anlagenbetreiber unverzüglich Maßnahmen zur Beseitigung einzuleiten. Der Netzbetreiber ist umgehend zu informieren. Die vom Ausfall betroffenen Erzeugungseinheiten müssen mit einem Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$ von 1 betrieben werden, sofern die gesamte Erzeugungsanlage nicht den Ausfall der betreffenden Erzeugungseinheiten intern kompensieren kann. Sonstige durch den Ausfall nicht mehr geregelt betriebene Betriebsmittel zur Blindleistungsbereitstellung (z. B. Kondensatorbänke oder Static Var Compensators) müssen abgeschaltet werden. Auf Anforderung des Netzbetreibers muss die Erzeugungsanlage bis zur Reparatur mit verminderter Leistung betrieben oder abgeschaltet werden.

Eine fernwirktechnische und/oder manuelle Umschaltung zwischen den Regelverfahren a), b) und c) muss ermöglicht werden.

Zu a) Blindleistungs-Spannungskennlinie $Q(U)$

Ziel dieses Verfahrens ist es, dass die Erzeugungsanlage in Abhängigkeit von der aktuellen Betriebsspannung am Netzanschlusspunkt Blindleistung mit dem Netz austauscht ($Q = f(U)$).

Dabei gibt der Netzbetreiber die Kennlinie vor. Die bezogene Referenzspannung U_{Q0}/U_{ref} kann per Fernwirkanlage vorgegeben werden, alle weiteren Größen (Steigung, Totband) sind in der Erzeugungsanlage gemäß Vorgabe einzustellen. Der Blindleistungswert, den die Erzeugungsanlage am Netzanschlusspunkt austauschen muss, ergibt sich aus der tatsächlich am Netzanschlusspunkt auf Höchstspannungsebene gemessenen Spannung und den Parametern der Kennlinie (inklusive ihres Totbandes). Wenn seitens des Netzbetreibers ein anderer Blindleistungsaustausch gewünscht ist, so wird dafür die bezogene Referenzspannung U_{Q0}/U_{ref} verändert.

Die am Netzanschlusspunkt gemessene Spannung darf geeignet gemittelt oder gefiltert werden. Die Spannungsmessung darf einen Messfehler von maximal 1 % bezogen auf den Nennwert nicht überschreiten. Die in 10.2.2.3 geforderte Blindleistungsgenauigkeit bezieht sich auf den sekundären Messwert der Spannung.

ANMERKUNG 1 Für die Vorgabe der Kennlinie durch den Netzbetreiber wird davon ausgegangen, dass $P_{b\ inst} = P_{inst}$.

Die maximal zulässige Anschlagzeit für das Erreichen des Blindleistungssollwerts muss von der Erzeugungsanlage zwischen 1 s und 5 s eingestellt werden können. Wird vom Netzbetreiber hierzu kein konkreter Wert vorgegeben, gilt ein Wert von 5 s. Die maximal zulässige Einschwingzeit für das Erreichen des Blindleistungssollwerts wird vom relevanten Netzbetreiber im Bereich zwischen 5 s und 60 s vorgegeben, wobei die Toleranz für die Blindleistungsabgabe im statischen Zustand höchstens 5 % der maximalen Blindleistungsabgabe beträgt.

Diese Zeitangaben gelten für die vom Netzbetreiber angegebene Kurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt S_{KV} unter der Annahme, dass andere benachbarte Erzeugungsanlagenregler außer Betrieb sind. Die Signallaufzeit vom Netzanschlusspunkt zu den Erzeugungseinheiten ist in diesen Zeiten genauso enthalten wie die Erfassung der Netzspannung bzw. der Wirk- und Blindleistung.

Eine Beispiel- $Q(U)$ -Kennlinie ist in Bild 8 dargestellt.

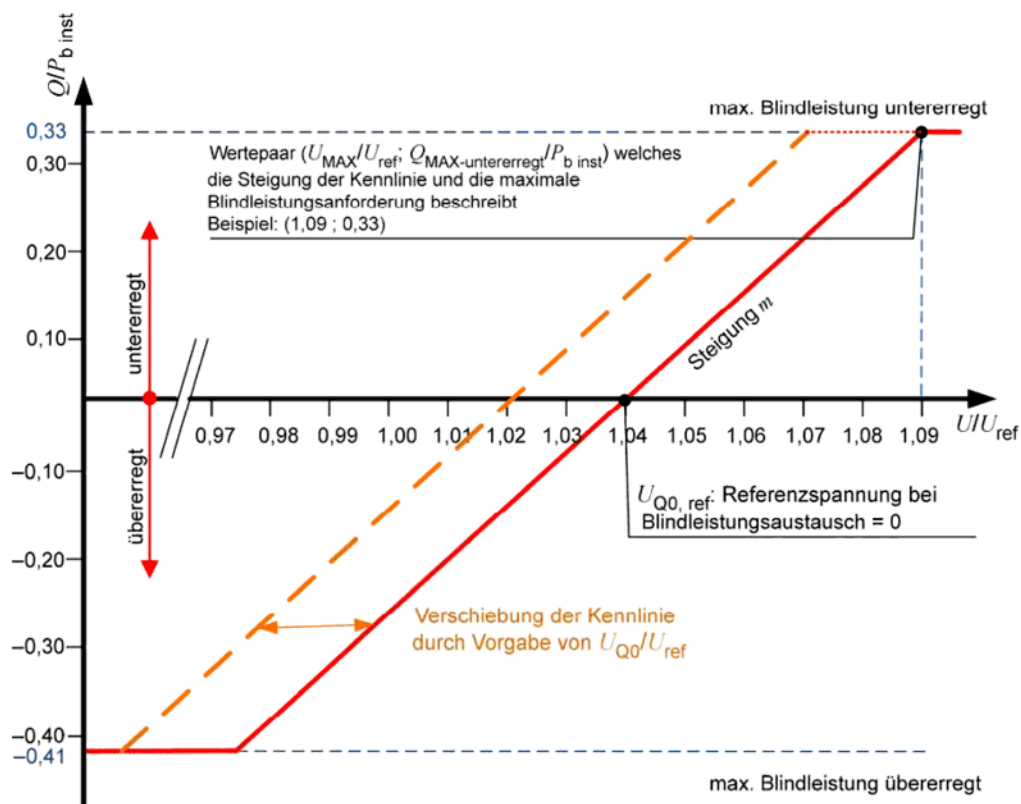


Bild 8 – Beispiel für eine $Q(U)$ -Kennlinie

In **Bild 8** beträgt die bezogene Referenzspannung $1,04 U_{Q0}/U_{ref}$ ohne Spannungstotband. Solange sich die Netzspannung innerhalb des Totbandes befindet, findet keine Änderung der Blindleistungseinspeisung durch die Erzeugungsanlage statt (systembedingte elektromagnetische Ausgleichsvorgänge werden hierbei nicht berücksichtigt). Die $Q(U)$ -Kennlinie wird einerseits durch die maximalen Blindleistungsgrenzen (siehe **Bild 7**, Varianten 1, 2 und 3) und andererseits durch eine obere und eine untere Spannungsgrenze abgeschlossen.

Spannungstotband

Das Spannungstotband muss zwischen 0 % U_{Ref} bis 5 % U_{ref} in Schritten von höchstens 0,5 % U_{ref} einstellbar sein. Falls der Netzbetreiber keinen Wert vorgibt, gilt als Standardwert 0 % U_{ref} .

Definition der Kennlinie

Die Steigung m der Kennlinie ergibt sich aus der Vorgabe eines Standardwertes der bezogenen Referenzspannung $U_{Q0,ref}/U_{ref}$, bei $Q/P_{b inst} = 0$ und dem Wertepaar $(U_{MAX}/U_{ref}; Q_{MAX-untererregt}/P_{b inst})$ zu:

$$\rightarrow m = (Q_{MAX-untererregt}/P_{b inst}) / (U_{MAX}/U_{ref} - U_{Q0,ref}/U_{ref}) \quad (14)$$

Das Wertepaar $(U_{MAX}/U_{ref}; Q_{MAX-untererregt}/P_{b inst})$ sowie $U_{Q0,ref}/U_{ref}$ werden durch den Netzbetreiber im Rahmen der Planung vorgegeben. Die Steigung muss dabei für Variante 1 nach **Bild 5** in einem Wertebereich $7 \leq m \leq 24$ bzw. für Variante 2 und 3 nach **Bild 5** in einem Wertebereich $6 \leq m \leq 20$ einstellbar sein. Diese Werte sind auf Anforderung des Netzbetreibers bei netztechnischer Notwendigkeit in Abstimmung mit dem Anlagenbetreiber anzupassen. Falls vom Netzbetreiber nichts anderes vorgegeben wird, gilt als Standardwertepaar (1,05; 0,33) und $U_{Q0,ref}/U_n = 1,00$.

Die Referenzspannung U_{Q0} ist die Spannung, bei der keine Blindleistung am Netzanschlusspunkt ausgetauscht wird. Sie wird vom Netzbetreiber via Fernwirkbefehl in Schritten von 1 kV vorgegeben und führt zu einer horizontalen Parallelverschiebung der Kennlinie (Beispiel siehe **Bild 8**). Nach einer Anpassung von U_{Q0} ist der resultierende Sollwert innerhalb von maximal 4 min anzufahren.

Bei Ausfall der Fernwirkverbindung über einen Zeitraum von mehr als 1 min ist entweder mit dem zuletzt gültigen Wert für die Referenzspannung U_{Q0} oder mit einem $\cos \varphi$ von etwa 1 der Betrieb fortzuführen. Dies ist vom Netzbetreiber in der Planungsphase vorzugeben.

Anforderungen an das Regelverhalten

Für die Blindleistungsbereitstellung gelten folgende Anforderungen (siehe **C.2**):

- Die Regelgröße ist die Blindleistung.
- Die maximal zulässige Anschlagzeit $T_{an_90\%}$ beträgt, wie zuvor beschrieben, 1 s bis 5 s. Wird vom Netzbetreiber hierzu kein konkreter Wert vorgegeben, gilt ein Wert von 5 s.
- Die maximal zulässige Einschwingzeit $T_{ein_ΔQ}$ beträgt, wie zuvor beschrieben, 5 s bis 60 s.
- Die Einschwingtoleranz beträgt $ΔQ = \pm 5\%$ der maximalen Blindleistungsabgabe.
- Die zulässige Überschwingweite beträgt im Fall der Blindleistungs-Spannungskennlinie $Q(U)$. $ΔQ_{max} = (25\% (2 s/T_{an_90\%}) + 5\%)$ des Sollwertsprunghes.

Zu b) Blindleistung mit Spannungsbegrenzungsfunktion

Ziel ist es, dass die Erzeugungsanlage nach **Bild 9** weitestgehend unabhängig von der Wirkleistungseinspeisung vom Netzbetreiber vorgegebene Blindleistung in das Netz einspeist ($Q_{EA} = \text{const}$).

Um konträre Auswirkungen zwischen Blindleistungsvorgaben des Netzbetreibers einerseits und Einhaltung von Spannungsgrenzen andererseits zu vermeiden, muss in definierten Bereichen der Spannung eine spannungsabhängige Blindleistungsbereitstellung erfolgen.

Das Verfahren wird damit in Form einer Kennlinie abgebildet. Die Kennlinie wird durch Vorgabe folgender 4 Wertepaare definiert (siehe Bild 9):

$$P1 (U_{P1}/U_{ref}; Q_{ref}/P_{binst}) \quad P2 (U_{P2}/U_{ref}; Q_{ref}/P_{binst}) \quad (15)$$

$$\rightarrow \text{Steigung des Kennlinienabschnittes} \quad m_A = (Q_{P1}/P_{binst} - Q_{ref}/P_{binst}) / (U_{P1}/U_{ref} - U_{P2}/U_{ref}) \quad (16)$$

$$P3 (U_{P3}/U_{ref}; Q_{ref}/P_{binst}) \quad P4 (U_{P4}/U_{ref}; Q_{ref}/P_{binst}) \quad (17)$$

$$\rightarrow \text{Steigung des Kennlinienabschnittes} \quad m_B = (Q_{ref}/P_{binst} - Q_{P4}/P_{binst}) / (U_{P3}/U_{ref} - U_{P4}/U_{ref}) \quad (18)$$

Aus Stabilitätsgründen sind Steigungen größer als $m = 24$ unzulässig.

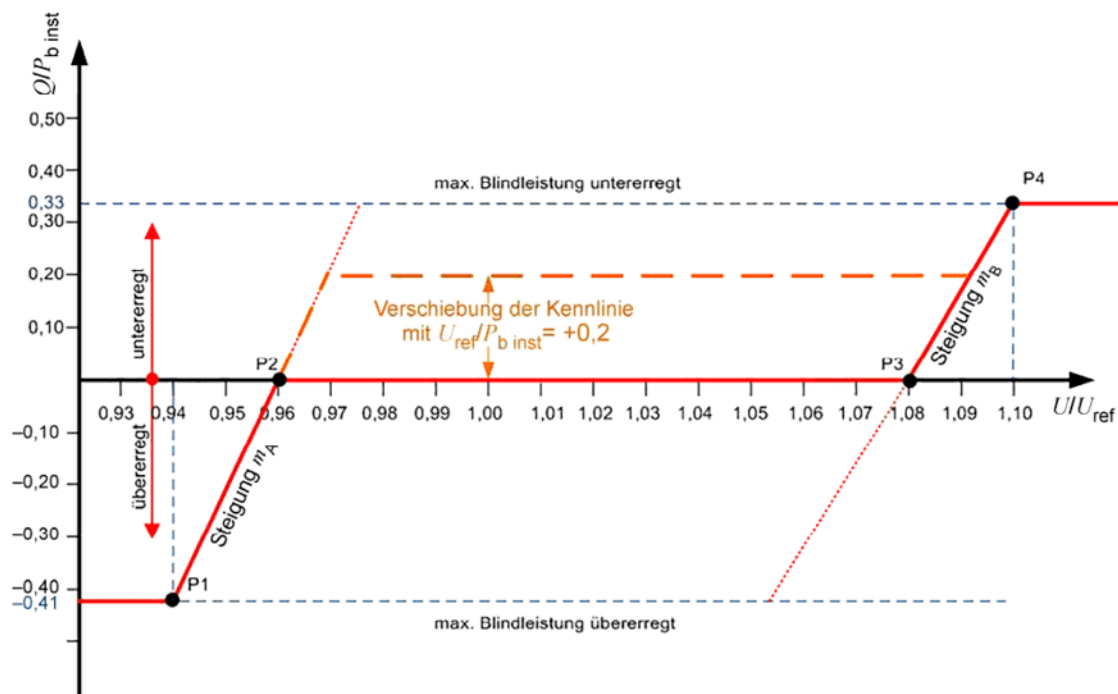


Bild 9 – Beispiel für eine Q -Vorgabe (für Variante 2 nach den Bildern 5 und 6)

Der Blindleistungswert, den die Erzeugungsanlage am Netzanschlusspunkt austauschen muss, ergibt sich aus der tatsächlich am Netzanschlusspunkt auf Höchstspannungsebene gemessenen Spannung und den Parametern der Kennlinie.

Durch fernwirktechnische Vorgabe des Blindleistungswertes Q_{ref}/P_{binst} in Schritten von 1 % P_{binst} kann der Bereich der Kennlinie zwischen P2 und P3 unter Berücksichtigung der Steigungen m_A und m_B vertikal verschoben werden.

Nach einer Anpassung von Q_{ref}/P_{binst} ist der resultierende Sollwert entsprechend der Regelvorgabe innerhalb von maximal 4 min anzufahren.

Falls eine Fernwirkverbindung zwischen Netzbetreiber und Erzeugungsanlage für die Übertragung des Blindleistungssollwertes verwendet wird, ist bei Ausfall der Fernwirkverbindung über einen Zeitraum von mehr als 1 min vorzugsweise mit dem zuletzt gültigen Wert für die Referenzblindleistung fortzufahren oder ein voreingestellter Referenzwert anzufahren. Dies ist vom Netzbetreiber in der Planungsphase vorzugeben.

Die am Netzanschlusspunkt gemessene Spannung darf geeignet gemittelt oder gefiltert werden. Die Spannungsmessung darf einen Messfehler von maximal 1 % bezogen auf den Nennwert nicht überschreiten.

ANMERKUNG 2 Für die Vorgabe der Kennlinie durch den Netzbetreiber wird davon ausgegangen, dass $P_{b\text{ inst}} = P_{\text{inst}}$.

Die Kennliniendefinition und ob eine fernwirktechnische Vorgabe des Blindleistungswertes erfolgt, wird durch den Netzbetreiber im Rahmen der Planung vorgegeben. Diese Werte sind auf Anforderung des Netzbetreibers bei netztechnischer Notwendigkeit in Abstimmung mit dem Anlagenbetreiber anzupassen.

Falls vom Netzbetreiber nichts anderes vorgegeben wird, gelten folgende Wertepaare:

$$P1 (U_1/U_n = 0,94; Q_A/P_{b\text{ inst}} = -0,33) \quad P2 (0,96; 0) \quad (19)$$

$$P3 (1,04; 0) \quad P4 (U/U_n = 1,06; Q_B/P_{b\text{ inst}} = +0,33) \quad (20)$$

Die Einschwingzeit darf maximal Anschwingzeit plus 1 min betragen.

Zu c) Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$

Ziel der Verschiebungsfaktorregelung ist es, dass die Erzeugungsanlage Leistung mit einem konstanten Verhältnis aus Wirk- zu Scheinleistung in das Netz einspeist ($\cos \varphi_{EA} = \text{const}$). Der Regler muss so gedämpft sein, dass keine unzulässigen Netzzrückwirkungen auftreten.

Der Sollwert für den Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$ wird in einem Bereich nach Bild 7 vorgegeben. Die Vorgabe erfolgt dabei mit einer minimalen Schrittweite von $\Delta \cos \varphi = 0,005$. Die maximal zulässige Fehlertoleranz berechnet sich aus der in 10.2.2.3 aufgeführten Fehlertoleranz von $\pm 2 \%$ bezogen auf P_{inst} .

Der Netzbetreiber gibt einen Verschiebungsfaktor-Sollwert vor. Macht der Netzbetreiber hierzu keine Angaben, ist ein Sollwert von $\cos \varphi = 1$ zugrunde zu legen.

Falls eine Fernwirkverbindung zwischen Netzbetreiber und Erzeugungsanlage für die Übertragung des Verschiebungsfaktor-Sollwertes verwendet wird, ist bei Ausfall der Fernwirkverbindung über einen Zeitraum von mehr als 1 min ein vom Netzbetreiber vorgegebener Default-Sollwert von der Erzeugungsanlage anzufahren. Dies kann ein fester Sollwert oder die Beibehaltung des letzten empfangenen Sollwertes sein. Macht der Netzbetreiber hierzu keine Angaben, ist ein Default-Sollwert von $\cos \varphi = 1$ zugrunde zu legen.

Die Einschwingzeit darf maximal Anschwingzeit plus 1 min betragen.

10.2.2.5 Besonderheiten bei Mischanlagen mit Bezugsanlagen

Folgende Besonderheiten gelten für Mischanlagen, bei denen der maximale Wirkleistungsbezug größer als 50 % der vereinbarten Anschlusswirkleistung $P_{AV, E}$ der gesamten Mischanlage abzüglich des Eigenbedarfs der Erzeugungsanlagen in der Mischanlage ist.

Für die Anforderungen nach 10.2.2.2 und 10.2.2.3 ist die geforderte Blindleistung der Erzeugungsanlage bei $P_{b\text{ inst}}$ und unterhalb von $P_{b\text{ inst}}$ am Netzanschlusspunkt bereitzustellen. Der Einfluss von Lasten darf hierbei unberücksichtigt bleiben.

Für die Anforderungen nach 10.2.2.4 ist es zulässig, mit dem Netzbetreiber einen vom Netzanschlusspunkt abweichenden Ort innerhalb der Kundenanlage für den Messpunkt der Regler zu vereinbaren. Das Messkonzept und der Aufwandaufbau sind zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber abzustimmen.

Für Erzeugungsanlagen mit Speichern oder Speicher alleine gelten die oben beschriebenen Vereinbarungen nicht.

Bei Mischanlagen mit Bezugsanlagen mit mehr als einem Netzanschlusspunkt sind die Anforderungen nach 10.2.2.2, 10.2.2.3 und 10.2.2.4 zwischen dem Betreiber der Mischanlage und dem Netzbetreiber abzustimmen.

10.2.3 Dynamische Netzstützung

10.2.3.1 Allgemeines

Ziel der dynamischen Netzstützung ist es, bei kurzzeitigen Spannungseinbrüchen oder -erhöhungen eine ungewollte Abschaltung von Erzeugungsleistung und damit eine Gefährdung der Netzstabilität zu verhindern.

ANMERKUNG 1 Ereignisse, die zu kurzzeitigen Spannungseinbrüchen oder -erhöhungen führen, sind typischerweise Netzfehler (Kurzschlüsse), können aber auch andere Ursachen haben. Zur besseren Lesbarkeit wird im Folgenden der Begriff Netzfehler verwendet.

Erzeugungsanlagen im Modus „Energieförderung“ und Speicher in den Modi „Energiebezug“ und „Energieföderung“ müssen sich an der dynamischen Netzstützung beteiligen (die nachfolgend aufgeführten Anforderungen an Erzeugungsanlagen bzw. Erzeugungseinheiten gelten in gleichem Maße auch für Speicher). Dies bedeutet, dass Erzeugungsanlagen in der Lage sein müssen, alle folgenden Anforderungen zu erfüllen. Diese Anforderungen gelten sowohl für symmetrische als auch für unsymmetrische Fehler im Netz:

- a) Die Erzeugungsanlagen (inklusive sämtlicher Hilfsaggregate) dürfen sich bei Über- und Unterspannungsereignissen innerhalb der vorgegebenen Grenzen nicht vom Netz trennen. Bezugspunkt für diese Anforderung an die Robustheit gegenüber Netzfehlern ist der Netzanschlusspunkt.

Zur Beurteilung der FRT-Grenzkurven ist bei Spannungsrückgang jeweils die kleinste der drei Leiter-Leiter-Spannungen am Netzanschlusspunkt heranzuziehen, bei Spannungssteigerung die größte der drei Leiter-Leiter-Spannungen am Netzanschlusspunkt (Details siehe B.2). Des Weiteren ist vor dem Netzfehler eine quasistationäre Spannung am Netzanschlusspunkt von 1,0 pu bis 1,1 pu im 380-kV-Netz (bzw. 1,0 pu bis 1,118 pu im 220-kV-Netz) anzunehmen.

- Netzfehler machen sich an den Erzeugungseinheiten in der Regel als sprunghafte Spannungsänderung bemerkbar.
- Als Zeitpunkt für den Fehlerbeginn (und damit für den Bezugspunkt $t = 0$ in den Bildern 10 und 11) wird das Auftreten des ersten der beiden folgenden Ereignisse definiert:
 - Auftreten einer sprunghaften Spannungsänderung (mindestens 5 % Toleranzband nach 3.1.44.6 und Anhang B.1) oder
 - Leiter-Leiter-Spannungen $> 110\%$ oder $< 90\%$ der Betriebsspannung, auf die der Spannungsregler des Netztransformators der Erzeugungsanlage regelt.

ANMERKUNG 2 Dies ist eine Definition des Fehlerbeginns, keine technische Realisierungsvorgabe für die Aktivierung der dynamischen Netzstützung.

- Als Kriterium für das Fehlerende wird das frühere der beiden folgenden Ereignisse festgelegt:
 - Wiedereintritt aller Leiter-Leiter-Spannungen in den Bereich von $< 110\%$ und $> 90\%$ der Betriebsspannung, auf die der Spannungsregler des Netztransformators der Erzeugungsanlage regelt;
 - 5 s nach dem Beginn des Fehlers.

ANMERKUNG 3 Dies ist eine Definition des Fehlerendes, keine technische Realisierungsvorgabe für die Deaktivierung der dynamischen Netzstützung. Eine zeitlich (z. B. 1 s) oder über eine Hysterese (z. B. $\pm 2\% U_n$) verzögerte Abschaltung der dynamischen Blindstromstützung ist zulässig.

ANMERKUNG 4 Führt eine sprunghafte Spannungsänderung zu einer Rückkehr aller Leiter-Leiter-Spannungen in den Bereich $> 110\%$ oder $< 90\%$ der Betriebsspannung, auf die der Spannungsregler des Netztransformators der Erzeugungsanlage regelt, sollte dies nicht als ein erneuter Fehlerbeginn gewertet werden.

ANMERKUNG 5 Nach Fehlerklärung sind die Spannungen zwar in der Regel weitgehend symmetrisch, sie können jedoch höher oder niedriger als vor dem Fehler sein und auch außerhalb des Spannungsbands nach Bild 4 liegen. Insofern bedeutet die Fehlerklärung nicht notwendigerweise das Fehlerende für die Erzeugungsanlage oder die Erzeugungseinheiten.

ANMERKUNG 6 Die Erzeugungsanlage darf sich erst dann vom Netz trennen, wenn die Grenzkurven nach Bild 10 und Bild 11 verletzt werden.

- b) Die Erzeugungsanlagen müssen während eines Netzfehlers die Netzspannung durch Einspeisung eines geeigneten Blindstromes stützen können. Die Blindstromeinspeisung durch die Erzeugungsanlage hat bei unsymmetrischen Fehlern nicht nur im Mitsystem, sondern auch im Gegensystem zu erfolgen. Eine Einspeisung eines Blindstroms im Nullsystem ist nicht erforderlich. Es ist zulässig, dass die Eigenschaften zur dynamischen Netzstützung nicht in den Erzeugungseinheiten, sondern durch andere Komponenten – z. B. FACTS – zentral oder dezentral erbracht werden. Bezugspunkt für die Blindstromeinspeisung und die dazu ggf. notwendige Spannungsmessung sind die Klemmen der Erzeugungseinheiten (bzw. Komponenten wie z. B. FACTS). Für Erzeugungseinheiten, die vor Fehlereintritt eine Wirkleistung von $\leq 5 \% P_{E_{\max}}$ einspeisen, gelten Anforderungen an die Stromeinspeisung nach Können und Vermögen.
- c) Die Erzeugungsanlagen müssen für das Durchfahren von mehreren aufeinander folgenden Netzfehlern ausgelegt sein.
- Bei Typ-1-Anlagen ist durch die thermische Auslegung nach **DIN EN 60034-1 (VDE 0530-1), 9.3.2**, sicherzustellen, dass mehrere Netzfehler durchfahren werden können. Wenn durch eine Folge von Netzfehlern die thermischen Auslegungsgrenzen nach **DIN EN 60034-1 (VDE 0530-1)** überschritten werden, darf sich die Erzeugungsanlage bzw. die Erzeugungseinheit vom Netz trennen.
 - Typ-2-Anlagen müssen in der Lage sein, eine beliebige Folge von Netzfehlern zu durchfahren, solange die gesamte kumulierte Energie, die in den vorangegangenen 30 min aufgrund von Netzfehlern während der Netzfehler nicht in das Netz eingespeist werden konnte, kleiner als das Äquivalent einer elektrischen Energie von $P_{E_{\max}} \cdot 2 \text{ s}$ ist.

ANMERKUNG 7 Zur Umsetzung dieser Anforderung sind keine technischen Lösungen vorgeschrieben. Entsprechend sind sowohl thermische Betrachtungen (beispielsweise der Einsatz von Chopperwiderständen) als auch äquivalente Kriterien zulässig.

Wenn durch eine Folge von Netzfehlern Wellenschwingungen oder ähnliches angeregt wurden, dürfen sich die Erzeugungsanlagen bzw. die Erzeugungseinheiten zum Eigenschutz vom Netz trennen.

Erzeugungsanlagen dürfen sich bei einem einpoligen Fehler (Erdkurzschluss) nicht vom Netz trennen. Sollten aufgrund der Sternpunktbehandlung des Höchstspannungsnetzes einpolige Fehler zu signifikanten Einbrüchen der verketteten Netzspannung führen (Erdkurzschluss), ist die Kennlinie für den zweipoligen Fehler in **Bild 11** und **Bild 12** anzuwenden.

ANMERKUNG 8 Die FRT-Grenzkurven nach **Bild 11** und **Bild 12** beschreiben die Mindestanforderungen an das Verbleiben der Erzeugungsanlage am Netz. Sie sind nicht dafür konzipiert, einen Unterspannungsschutz zu parametrieren.

Nach Fehlerklärung kommt es aufgrund der dynamischen Wechselwirkungen zwischen Erzeugungsanlage und Netz zu einem über die Fehlerdauer hinaus andauernden Ausgleichsvorgang in der Spannung (Netzanschlusspunkt wie auch Eigenbedarfsspannung). Über- und Unterspannungsereignis treten dabei zeitlich unabhängig voneinander auf, können aber dieselbe Ursache haben. Dies muss bei der Auslegung der Erzeugungseinheiten berücksichtigt werden.

An Kundenanlagen mit Typ-1- und Typ-2-Erzeugungseinheiten werden die Anforderungen an die dynamische Netzstützung separat nach den für die jeweiligen Typen geltenden Anforderungen gestellt.

Die in **10.2.3.2** und **10.2.3.3** beschriebenen Anforderungen (siehe auch **Bild 11** bzw. **Bild 12**) müssen nicht erfüllt werden, wenn eine auftretende kurzzeitige Spannungserhöhung Δu_{NAP} (Differenz der höchsten Leiter-Leiter-Spannung am Netzanschlusspunkt zu deren 1-Minuten-Mittelwert $U_{1\text{min}}$ bei Fehlerbeginn bezogen auf die Nennspannung) die Grenzkurve nach **Bild 10** überschreitet.

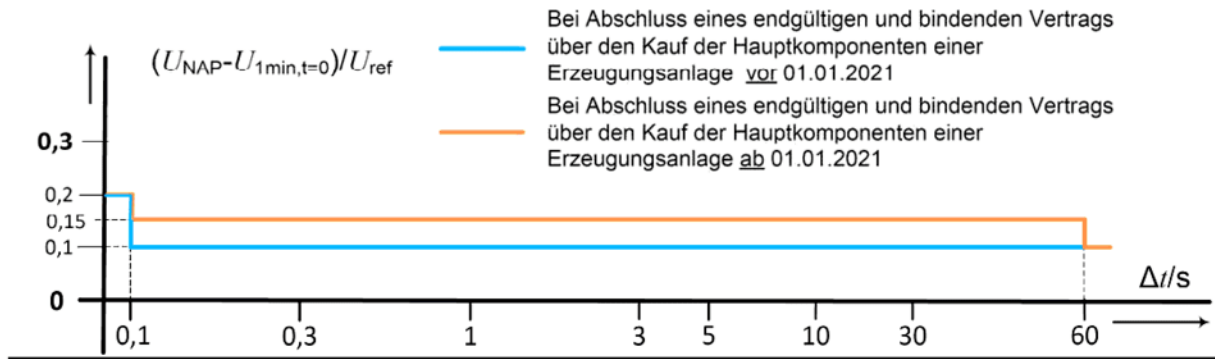


Bild 10 – Grenzkurve für relative Spannungserhöhungen

Abhängig von den konkreten netztechnischen Bedingungen kann die tatsächliche Dauer des Verbleibens der Erzeugungsanlage am Höchstspannungsnetz durch schutztechnische Vorgaben des Netzbetreibers verkürzt werden.

10.2.3.2 Dynamische Netzstützung für Typ-1-Anlagen

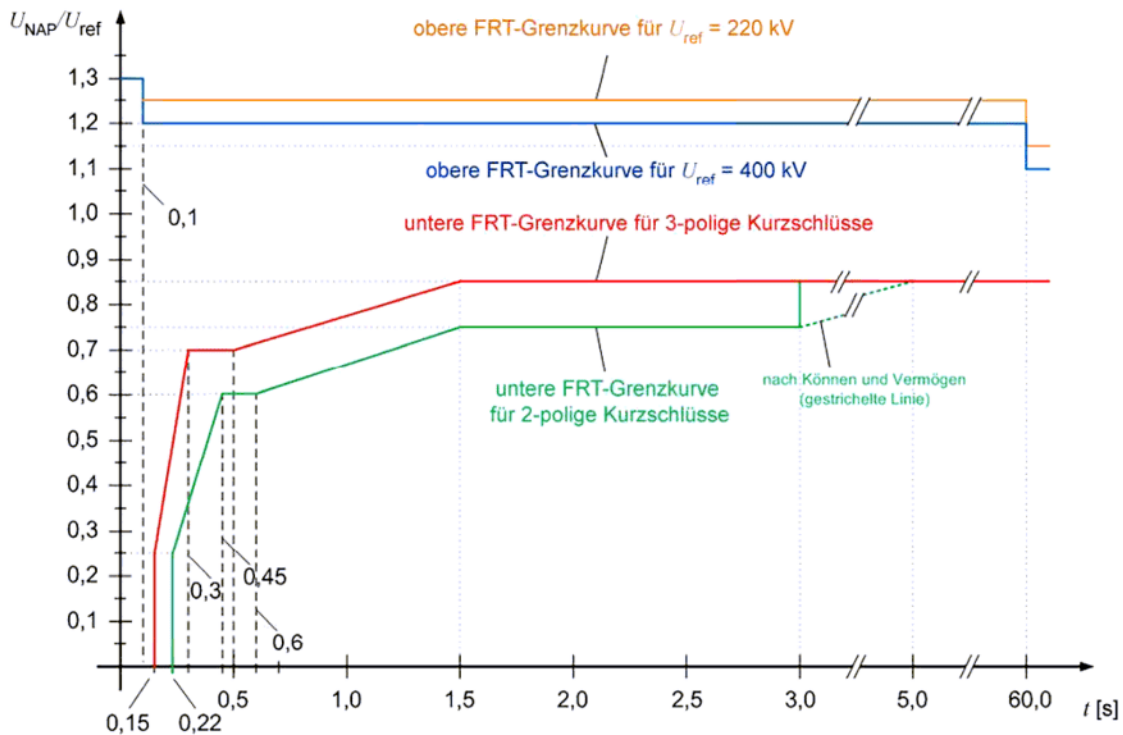
10.2.3.2.1 Transiente Stabilität – Verhalten bei Kurzschlüssen

Für Typ-1-Anlagen gilt hinsichtlich des Verbleibens der Erzeugungsanlage am Netz:

Spannungseinbrüche und die darauf folgenden Ausgleichsvorgänge in der Spannung, dürfen im gesamten Betriebsbereich der Erzeugungsanlage nicht zur Instabilität der Erzeugungsanlage und nicht zu einer Trennung vom Netz führen, wenn die Spannung Werte innerhalb der in Bild 11 dargestellten Grenzkurven (rot für dreiphasige und grün für zweiphasige Spannungseinbrüche sowie blau und orange für die Überspannungs-Grenzkurve) annimmt, und wenn die am Netzanschlusspunkt netzseitig verbleibende Netzkurzschlussleistung S_{KV} nach Fehlerklärung größer ist als der sechsfache Zahlenwert der Summe der maximalen Scheinleistungen S_{Amax} der an diesem Netzanschlusspunkt galvanisch verbundenen Erzeugungsanlagen des Typen 1.

Bei netzseitig anstehender geringerer Netzkurzschlussleistung S_{KV} ist im Einzelfall in Absprache mit dem Netzbetreiber durch spezielle Stabilitätsberechnungen zu untersuchen und zu begründen, unter welchen Bedingungen eine Erzeugungsanlage an das Netz angeschlossen werden darf.

Ferner darf unter diesen Rahmenbedingungen bei symmetrischen und unsymmetrischen Netzfehlern oberhalb der unteren Grenzkurven nach Bild 11 während und nach dem Netzfehler die Spannung am Netzanschlusspunkt durch das Einspeiseverhalten der Erzeugungsanlage nicht unzulässig angehoben werden (die obere FRT-Grenzkurve darf nicht verletzt werden).



Legende

U_{NAP} Effektivwert der aktuellen Spannung am Netzanschlusspunkt

Bild 11 – Fault-Ride-Through-Grenzkurve (FRT) für den Spannungsverlauf am Netzanschlusspunkt für eine Erzeugungsanlage vom Typ 1

Für Erzeugungsanlagen des Typs 1 ist ein Power System Stabilizer (PSS) zur Dämpfung von Polrad- und Netzpendelungen vorzusehen. Die Aktivierung und die Einstellung des PSS werden durch den Netzbetreiber vorgegeben. Alle stabilitätsrelevanten Kenngrößen (z. B. Einstellung des PSS und des Spannungsreglers) sind zwischen dem Betreiber der Erzeugungsanlage und dem Netzbetreiber zu vereinbaren. Der jeweilige Netzbetreiber hat sicherzustellen, dass die Einstellwerte mit den Anforderungen benachbarter Netze koordiniert sind. Die Turbosatzregelung darf Polrad- bzw. Netzpendelungen nicht anregen. Die Stromeinspeisung während der sprunghaften Spannungsabweichung entspricht unter anderem dem durch die Reaktanzen des Synchrongenerators und der Erregeranlage vorgegebenen Verhalten.

10.2.3.2.2 Leistungswiederkehr

Nach der Fehlerklärung muss die mechanische Antriebsleistung des Generators so schnell wie technisch möglich (nach Können und Vermögen gemäß Herstellerangaben) aber maximal mit einer Anschlagzeit von:

- 6 s bei einer Restspannung von $\leq 20 \%$;
- 3 s bei einer Restspannung $> 20 \%$

bei mindestens $80 \% P_{rE}$ liegen, wenn die Erzeugungseinheit zuvor mit mindestens $80 \% P_{rE}$ betrieben wurde. Bei vorherigem Teillastbetrieb unter $80 \% P_{rE}$ muss in dieser Zeit die entsprechende Teillast wieder erreicht werden. Ausgenommen sind Reglereingriffe aufgrund Frequenz-/Drehzahlabweichungen.

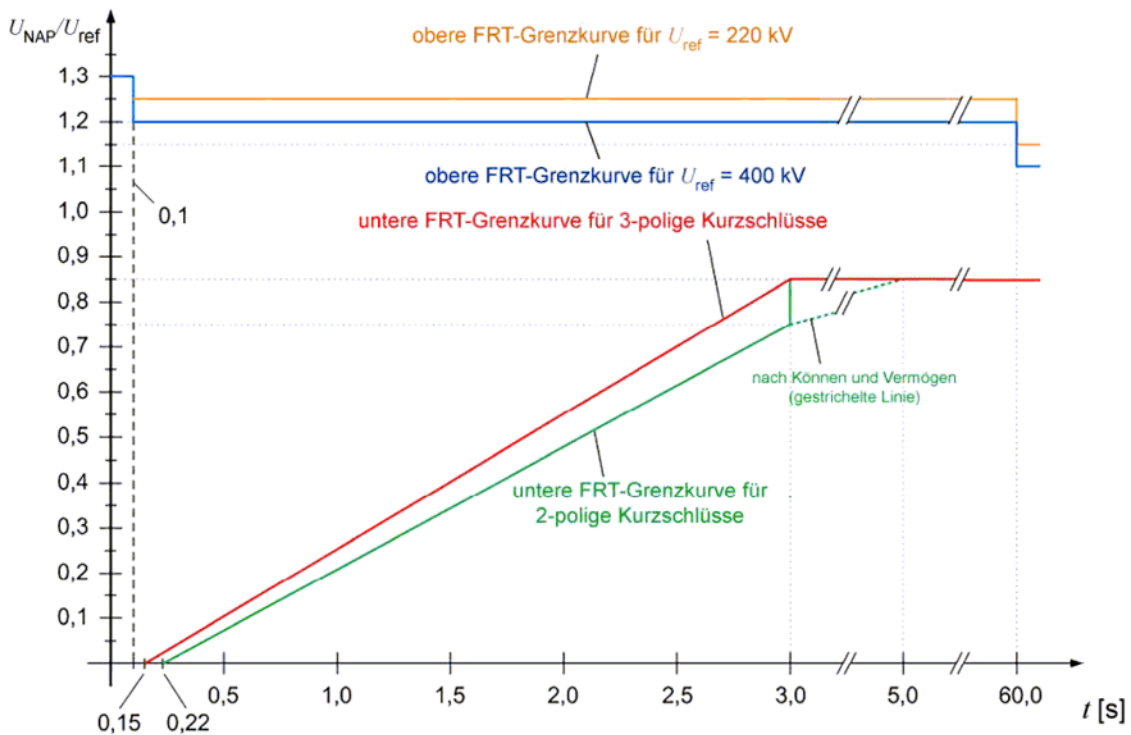
ANMERKUNG Diese Anforderung ist nur relevant, wenn die mechanische Leistung während eines Fehlers zur Wahrung der dynamischen Anlagenstabilität aktiv reduziert wurde.

10.2.3.3 Dynamische Netzstützung für Typ-2-Anlagen

Für alle Erzeugungsanlagen des Typs 2 gelten folgende Bedingungen:

Solange alle Leiter-Leiter-Spannungen am Netzanschlusspunkt innerhalb der in Bild 12 dargestellten Grenzkurven (rot für dreiphasige und grün für zweiphasige Spannungseinbrüche sowie blau und orange für die Überspannungs-Grenzkurve) liegen, darf es im gesamten Betriebsbereich der Erzeugungsanlage nicht zur Instabilität der Erzeugungsanlage und nicht zu einer Trennung vom Netz kommen. Dies gilt, wenn die am Netzanschlusspunkt netzseitig verbleibende minimale Netzkurzschlussleistung S_{KV} nach Fehlerklärung größer ist als der 5-fache Zahlenwert der Summe der Nennwirkleistungen der an diesem Netzanschlusspunkt galvanisch verbundenen Erzeugungsanlagen.

Bei netzseitig anstehender geringerer Netzkurzschlussleistung S_{KV} ist im Einzelfall in Absprache mit dem Netzbetreiber durch spezielle Stabilitätsberechnungen zu untersuchen und zu begründen, unter welchen Bedingungen eine Erzeugungsanlage an das Netz angeschlossen werden kann.



Legende

U_{NAP} Effektivwert der aktuellen Spannung am Netzanschlusspunkt

Bild 12 – Fault-Ride-Through-Grenzkurve für den Spannungsverlauf am Netzanschlusspunkt für eine Erzeugungsanlage vom Typ 2

Wirkstrom- und Blindstromeinspeisung während und nach Netzfehlern

Folgende Anforderungen sind zu beachten (siehe auch B.4):

- Ab Fehlerbeginn müssen die Erzeugungseinheiten die Spannung durch Anpassung (Erhöhung oder Absenkung) des Blindstromes I_B (durch einen zusätzlichen Blindstrom ΔI_B) stützen.
- Der zusätzliche Blindstrom ΔI_B muss bis zum Fehlerende eingespeist werden können.
- Der zusätzliche Blindstrom Δi_B der Erzeugungseinheit (bzw. des FACTS-Elements) muss dabei proportional zur Spannungsabweichung Δu sein ($\Delta i_B = k \cdot \Delta u$), dabei ist k der Verstärkungsfaktor (siehe Bild 13). Der zusätzliche Blindstrom im Mitsystem Δi_{B1} ist proportional zur Änderung der Mitsystemspannung Δu_1 , der zusätzliche Blindstrom im Gegensystem Δi_{B2} ist proportional zur Änderung der Gegensystemspannung Δu_2 .

- Der Verstärkungsfaktor k muss an den Erzeugungseinheiten zwischen 2 und 6 in Schritten von 0,5 einstellbar sein.
- Das Toleranzband für den zusätzlichen Blindstrom $\Delta i_{B1,2}$ (gilt für Mit- und Gegensystemkomponente) ist in Bild C.1 grün dargestellt.
- Nach Fehlerbeginn muss die Sprungantwort des Blindstroms $\Delta i_{B1,2}$ an der Erzeugungseinheit folgende Werte einhalten:
 - a) Anschwingzeit: $T_{an_90\%} \leq 30 \text{ ms}$;
 - b) Einschwingzeit: $T_{ein_Ax} \leq 60 \text{ ms}$.

ANMERKUNG 1 Die Einspeisung eines zusätzlichen Blindstromes vor Ablauf der Anschwingzeit im Sinne der Spannungsstützung ist ausdrücklich gewünscht. Eine Ungenauigkeit bezüglich Betrag und Phasenlage vor Ablauf der Anschwingzeit ist zulässig.

- Für die Mit- und die Gegensystemkomponente des Blindstromes gelten dieselben Anforderungen an die An- und Einschwingzeiten. Die Ermittlung des Arbeitspunktes auf der Kennlinie in Bild 13 ist kontinuierlich bis zum Fehlerende fortzuführen. Damit reagiert die Erzeugungseinheit auf alle fehlerbedingten Spannungsänderungen, z. B. auch auf Fehlerwechsel. Bei allen fehlerbedingten Spannungsänderungen gelten die oben genannten An- und Einschwingzeiten.
- Für Fehler mit Restspannungen $< 15\% U_n$ am Netzanschlusspunkt bestehen keine Anforderungen an die Einspeisung eines Stromes. Bei Spannungen am Netzanschlusspunkt $> 120\% U_{ref}$ sollte die Erzeugungsanlage einen Blindstrom entsprechend Bild 13 einspeisen.
- Erzeugungseinheiten müssen in der Lage sein, in jedem Leiter einen Blindstrom I_B von mindestens 100 % der Höhe des Bemessungsstromes der Erzeugungseinheit zu speisen. Dabei darf der Wirkstrom zugunsten der Blindstromeinspeisung und zur Sicherung der Anlagenstabilität abgesenkt werden, wobei auch während des Fehlers der technisch maximal mögliche Wirkstrom einzuspeisen ist (nach Können und Vermögen entsprechend Herstellerangaben). Eine ggf. erforderliche Begrenzung des Blindstromes erfolgt vorzugsweise durch gleichmäßige Absenkung des Mit- und Gegensystemstromes.
- Die Ermittlung der fehlerbedingten Spannungsänderung und die daraus folgende Bereitstellung des zusätzlichen Blindstromes ΔI_B erfolgt in der Regel an den Klemmen der Erzeugungseinheit.

Der Netzbetreiber gibt den k -Faktor im Zuge der Netzanschlussplanung vor. Als Bezugspunkt für den k -Faktor darf auch der Netzanschlusspunkt gewählt werden. Das Verhalten der Erzeugungseinheiten ist dann derart zu wählen, dass sich am Netzanschlusspunkt das vom Netzbetreiber geforderte Verhalten ergibt (zur Umrechnung des k -Faktors auf den Netzanschlusspunkt siehe B.3). Sofern die Berechnungen zeigen, dass an der Erzeugungseinheit ein höherer k -Faktor als 6 einzustellen wäre, ist es ausreichend, einen k -Faktor von 6 an den Erzeugungseinheiten einzustellen, sofern diese eine Einstellung eines höheren k -Faktors nicht zulassen. Wenn vom Netzbetreiber keine Vorgaben gemacht werden, gilt $k = 5$ an der Erzeugungseinheit.

- Nach Fehlerende erfolgt der Übergang in die statische Spannungshaltung. Die oben genannten An- und Einschwingzeiten bzgl. der Regelung des Blindstromes sind dabei nicht gefordert. Die Wirkstromwiederkehr hat bei Erreichen der Scheinstromgrenze Priorität. Ein wiederholtes Aktivieren der dynamischen Netzstützung in Folge der Deaktivierung der dynamischen Netzstützung („Klappern“) ist konzeptionell zu vermeiden.
- Ebenfalls zulässig ist eine kontinuierliche dynamische Netzstützung im Sinne der vorgenannten Anforderungen, die unabhängig von der Erfüllung der Kriterien für Fehlerbeginn und Fehlerende permanent und parallel zur stationären Spannungshaltung im Eingriff ist.
- Ebenfalls zulässig sind Verfahren, bei denen sich die Erzeugungseinheit wie eine Spannungsquelle hinter einer virtuellen, einstellbaren Impedanz verhält. Falls ein Maschinentransformator vorhanden ist, ist dieser Teil der virtuellen Impedanz.

Geforderter zusätzlicher Blindstrom

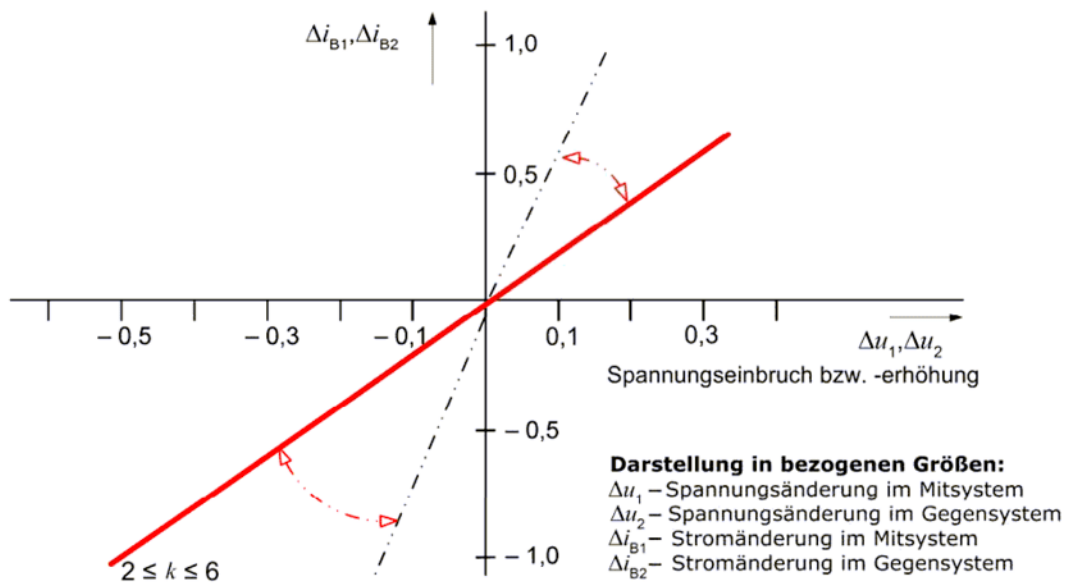


Bild 13 – Prinzip der Spannungsstützung bei Netzfehlern

Bezugspunkt für die Spannungsänderung ist zunächst der Netzanschlusspunkt. Die Spannungsänderung im Mitsystem ΔU_1 bzw. im Gegensystem ΔU_2 ist die Abweichung des Betrages der Netzspannung vom 1-Minuten-Mittelwert der Netzspannung vor Fehlerbeginn bezogen auf U_n :

$$\Delta u_{1,2} = \frac{\Delta U_{1,2}}{U_n} \quad (21)$$

Bezugsstrom für den zusätzlichen Blindstrom im Mit- bzw. Gegensystem ist der Bemessungsstrom I_r :

$$\Delta i_{B1,2} = \frac{\Delta I_{B1,2}}{I_r} \quad (22)$$

Die Realisierung der Blindstromeinspeisung darf direkt an den Klemmen der Erzeugungseinheiten erfolgen. Bei der Ermittlung der relativen Spannungsänderung $\Delta u_{1,2}$ wird davon ausgegangen, dass $\Delta u_{1,2}$ an den Klemmen der Erzeugungseinheit identisch ist mit der relativen Spannungsänderung am Netzanschlusspunkt.

ANMERKUNG 2 Bild 13 stellt Spannungsabweichungen und zusätzliche Ströme ausschließlich in symmetrischen Komponenten dar. Es kann nicht verwendet werden, um Grenzen der Leiter-Leiter-Spannungen oder der Leiterströme abzuleiten.

ANMERKUNG 3 Zur Beschreibung des Verhaltens der Erzeugungseinheiten siehe auch Erläuterungen in [Anhang B](#).

Reduziert sich der Bedarf an Blindstrom nach Bild 13 vor Fehlerende und/oder wurde der Wirkstrom nach Fehlerbeginn zugunsten der Blindstromeinspeisung oder zur Sicherung der Anlagenstabilität abgesenkt, muss der Wirkstrom so schnell wie möglich (nach Können und Vermögen entsprechend Herstellerangaben) bis zum Vorfehlerwert gesteigert werden. Hierbei können die geforderte Blindstromeinspeisung sowie die Sicherung der Anlagenstabilität weiterhin begrenzend wirken.

Falls sich die Netzspannung nach Fehlerende wieder innerhalb des Spannungsbandes $U_n \pm 10 \% U_n$ befindet und der Wirkstrom der Erzeugungsanlage während des Netzfehlers reduziert wurde, muss der Wirkstrom sofort nach Fehlerende so schnell wie möglich gesteigert werden, bis der Vorfehlerwert des Wirkstromes oder der Wirkleistung erreicht ist. Die Anschwingzeit darf maximal 1 s betragen. Bei Typ-2-Erzeugungseinheiten mit doppeltgespeistem Asynchrongenerator darf bei aufeinanderfolgenden Fehlern, bei

denen alle 3 Leiter-Leiter-Spannungen 25 % U_n unterschritten haben, frühestens mit dem Ende des zweiten Netzfehlers die Anschwingzeit für den Wirkstrom maximal 5 s betragen.

10.2.4 Wirkleistungsabgabe

10.2.4.1 Allgemeines

Bei Zuschaltungen nach 10.4, Sollwertvorgaben durch Dritte (z. B. Direktvermarktung, Fahrplanfahrweise) sowie beim Netzsicherheitsmanagement nach 10.2.4.2 ist der neue Sollwert mit den unten aufgeführten Leistungsgradienten der Kundenanlage, bezogen auf den Netzanschlusspunkt, anzufahren. Eine Umsetzung dieser Leistungsgradienten direkt an den Erzeugungseinheiten, Speichern bzw. den steuerbaren Verbrauchseinrichtungen ist zur Erfüllung der Anforderung ausreichend.

Folgende Leistungsgradienten sind für das Steigern und Reduzieren der Wirkleistungsabgabe bei Erzeugungsanlagen (technische Mindestleistung $\leftrightarrow 100\% P_{b\text{ inst}}$), Speichern ($0 \leftrightarrow 100\% P_{b\text{ inst}}$) und des Wirkleistungsbezugs für die steuerbaren Verbrauchseinrichtungen ($0 \leftrightarrow 100\% P_{b\text{ steuerbar}}$) einzuhalten:

- nicht schneller als mit 0,66 % $P_{b\text{ inst}}$ (bzw. $P_{b\text{ steuerbar}}$) je Sekunde;
- nicht langsamer als mit 0,33 % $P_{b\text{ inst}}$ (bzw. $P_{b\text{ steuerbar}}$) je Sekunde. Davon abweichend dürfen Erzeugungsanlagen bei Sollwertvorgaben durch Dritte auch langsamer reagieren, jedoch nicht langsamer als 4 % $P_{b\text{ inst}}$ je Minute.

ANMERKUNG Von den oben aufgeführten Leistungsgradienten ist die Erbringung von Regelleistung ausgenommen.

Andere technisch begründete Leistungsgradienten (z. B. für Wasserkraftanlagen mit Pegelhaltung, Dampfprozesse) sind in Abstimmung mit dem bzw. nach Vorgabe des Netzbetreibers zulässig.

Es ist ein gleichmäßiger Verlauf der Leistungssteigerung bzw. -reduzierung während des Hoch- bzw. Abfahrens der Kundenanlage und damit ein möglichst lineares Verhalten zu realisieren.

Die Vorgaben sind auf die Wirkleistung bezogen. Die Blindleistung muss dabei den Vorgaben aus 5.5 (Bezugsanlagen) bzw. 10.2.2 (Erzeugungsanlagen) folgen.

Bei Leistungsreduzierungen an der Erzeugungseinheit aufgrund von Genehmigungsauflagen (z. B. Schall- bzw. Naturschutzaufgaben) sind die gleichen Leistungsgradienten wie oben beschrieben einzuhalten. Die Umsetzung kann auch im EZA-Regler erfolgen.

Bei Erzeugungsanlagen mit Verbrennungskraftmaschinen sind im Falle der Reduzierung der Wirkleistungsabgabe bei Sollwerten unterhalb von 50 % $P_{b\text{ inst}}$ der Verbrennungskraftmaschine die motortechnisch maximal zulässigen Betriebsdauern zu berücksichtigen. Bei einer Leistung $< 50\% P_{b\text{ inst}}$ der Verbrennungskraftmaschine und Überschreitung der zulässigen Betriebsdauer darf sich die Verbrennungskraftmaschine vom Netz trennen.

Bei Erzeugungsanlagen mit Dampfturbinen sind im Falle der Anforderung zur Erhöhung der Wirkleistungsabgabe die Restriktionen des Dampfprozesses zu berücksichtigen. In jedem Fall ist ein Leistungssteigungsgradient von mindestens 4 % P_{rE} je Minute einzuhalten. Bezüglich der Reduzierung der Wirkleistungsabgabe gelten die Anforderungen des vorhergehenden Absatzes.

10.2.4.2 Netzsicherheitsmanagement

Anpassung der Wirkleistungsfahrweise

Erzeugungsanlagen müssen ihre Wirkleistung auf einen vom Netzbetreiber am Netzanschlusspunkt vorgegebenen Leistungswert ohne Trennung vom Netz anpassen können. Die Leistungsanpassung muss aus jedem Betriebspunkt möglich sein.

ANMERKUNG 1 Bei einem vorgegebenen Leistungswert von 0 % $P_{b\text{ inst}}$ ist eine Trennung vom Netz nicht zwingend notwendig.

Systemautomatiken

Ist der Netzbetreiber der Ansicht, dass in einer Erzeugungsanlage zusätzliche Anforderungen gestellt werden sollten um den Netzbetrieb oder die Systemsicherheit wiederherzustellen bzw. aufrecht zu erhalten, so prüfen der Netzbetreiber und der Anschlussnehmer dies und vereinbaren eine geeignete Lösung.

ANMERKUNG 2 In diesem Fall werden in der Regel abweichend von den oben genannten Leistungsgradienten deutlich schnellere Anschwingzeiten bzw. Leistungsgradienten vereinbart.

10.2.4.3 Wirkleistungsanpassung bei Über- und Unterfrequenz

Liegt die Netzfrequenz außerhalb des Toleranzbandes von ± 200 mHz um die Netznennfrequenz von 50,0 Hz, liegt ein kritischer Systemzustand im Verbundnetz vor und alle Erzeugungsanlagen und steuerbaren Verbrauchseinrichtungen müssen zur Stützung der Netzfrequenz beitragen.

Erzeugungsanlagen müssen schnelle Frequenzänderungen ohne Trennung vom Netz (Frequenzänderungsgeschwindigkeit, RoCoF) durchfahren können. Diese Anforderung gilt, solange die folgenden gemittelten Frequenzänderungsgeschwindigkeiten nicht überschritten werden:

- $\pm 2,0$ Hz/s ermittelt über ein gleitendes Zeitfenster von 0,5 s oder
- $\pm 1,5$ Hz/s ermittelt über ein gleitendes Zeitfenster von 1 s oder
- $\pm 1,25$ Hz/s ermittelt über ein gleitendes Zeitfenster von 2 s.

Die Anforderungen für Wirkleistungseinspeisung bei Über- und Unterfrequenz gelten für die Erzeugungsanlagen und Speicher. Die Fähigkeit darf auch direkt an den Einheiten umgesetzt und nachgewiesen werden.

Speicher und steuerbare Verbrauchseinrichtungen, die sich in einem Stromsparmodes („Standby-Betrieb“) befinden, sind von den Verpflichtungen nach 10.2.4.3 ausgenommen.

Die Frequenzmessung darf nicht mehr als 200 ms beanspruchen. Die minimale Genauigkeit der Frequenzmessung beträgt ± 50 mHz.

Bei **Überfrequenz** steht ein Überschuss an Erzeugungsleistung einem Defizit an Bezugslast gegenüber. Daher müssen Erzeugungsanlagen und steuerbare Verbrauchseinrichtungen in der Lage sein, bei Überfrequenz bis maximal 51,5 Hz den Wirkleistungs-Arbeitspunkt anzupassen (Bild 15). Der Frequenzwert für den Beginn dieser frequenzabhängigen Wirkleistungseinspeisung muss von 50,2 Hz bis 50,5 Hz einstellbar sein. Sofern der Netzbetreiber keine anderweitige Vorgabe macht, ist der Beginn auf 50,2 Hz einzustellen.

Die Statik der frequenzabhängigen Wirkleistungseinspeisung ($s = \frac{\Delta f}{f_n} \bigg/ \frac{\Delta P}{P_{\text{ref}}}$) muss von 2 % bis 12 % einstell-

bar sein. Dies entspricht einem Leistungsgradienten von 16,67 % von P_{ref} je Hertz ($s = 12$ %) bis 100 % von P_{ref} je Hertz ($s = 2$ %). Sofern der Netzbetreiber keine anderweitige Vorgabe macht, ist ein Gradient von 40 % von P_{ref} je Hertz ($s = 5$ %) einzustellen (siehe Bild 15). Für Speicher vom Typ 2 gilt ein Gradient von 100 % P_{ref} je Hertz ($s = 2$ %), sofern der Netzbetreiber keine anderweitige Vorgabe macht (siehe Bild 16). Die frequenzabhängige Wirkleistungseinspeisung bewirkt, dass sich die Erzeugungsanlage in dem Frequenzbereich zwischen 50,2 Hz (sofern keine anderweitige Vorgabe der Netzbetreibers erfolgt) und 51,5 Hz hinsichtlich ihrer Wirkleistungs-Einspeisung permanent auf der Frequenz-Kennlinie auf und ab bewegt („Fahren auf der Kennlinie“). Oberhalb von 51,5 Hz sollen die Erzeugungsanlagen in der Lage sein, für mindestens weitere 5 s am Netz zu bleiben. Dabei ist möglichst weiter auf der Kennlinie zu fahren, wobei eine Steigerung der Wirkleistungseinspeisung bei steigender Netzfrequenz nicht zulässig ist.

Bei Netzfrequenzen $f > 51,5$ Hz dürfen sich die Erzeugungsanlagen aus Gründen des Eigenschutzes vom Netz trennen (siehe Bilder 15 und 16 sowie 10.3.4.1).

Die Reduzierung der Wirkleistungsabgabe muss mindestens bis zum Erreichen der technischen Mindestleistung erfolgen. Eine weitergehende Reduzierung unter die technische Mindestleistung ist zulässig. Dabei ist ein stabiler Betrieb der Erzeugungsanlage sicherzustellen.

Bei Unterfrequenz steht ein Defizit an Erzeugungsleistung einem Überschuss an Bezugslast gegenüber.

Bild 14 stellt die Anforderung an die Abgabeleistung der Erzeugungsanlage im dynamischen Kurzzeitbereich dar. Die Erzeugungsanlage darf bei Frequenzverläufen zwischen 50 Hz und der blauen Kurve ihre vorgegebene Wirkleistungsabgabe nicht verringern. Für Gasturbinen und Verbrennungskraftmaschinen ist eine Reduzierung um 3 % im dynamischen Bereich bis zum Wiedererreichen von 49,5 Hz zulässig. Für andere Technologien, die diese Forderung nicht erfüllen können, ist die Zustimmung des Netzbetreibers erforderlich.

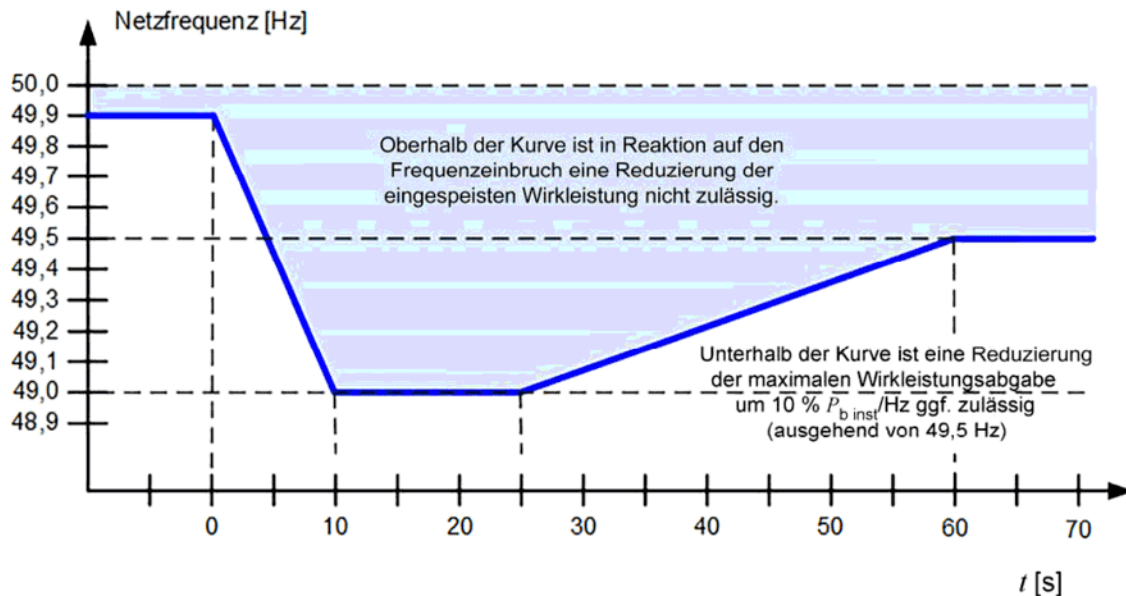


Bild 14 – Anforderung an die Abgabeleistung der Erzeugungsanlagen im dynamischen Kurzzeitbereich

Darüber hinaus müssen Erzeugungsanlagen und steuerbare Verbrauchseinrichtungen in der Lage sein, bei Unterfrequenz den Wirkleistungs-Arbeitspunkt anzupassen (Bild 15). Der Frequenzwert für den Beginn dieser frequenzabhängigen Wirkleistungseinspeisung muss von 49,5 Hz bis 49,8 Hz einstellbar sein. Sofern der Netzbetreiber keine anderweitige Vorgabe macht, ist der Beginn auf 49,8 Hz einzustellen. Die Statik der frequenzabhängigen Wirkleistungseinspeisung ($s = \frac{\Delta f}{f_n} \bigg/ \frac{\Delta P}{P_{ref}}$) muss von 2 % bis 12 % einstellbar sein. Dies

entspricht einem Leistungsgradienten von 16,67 % von P_{ref} je Hertz ($s = 12 \%$) bis 100 % von P_{ref} je Hertz ($s = 2 \%$). Sofern der Netzbetreiber keine anderweitige Vorgabe macht, ist ein Gradient von 40 % von P_{ref} je Hertz ($s = 5 \%$) einzustellen (siehe Bild 15). Für Speicher vom Typ 2 gilt ein Gradient von 100 % P_{ref} je Hertz ($s = 2 \%$), sofern der Netzbetreiber keine anderweitige Vorgabe macht (siehe Bild 16). Der Maximalwert wird durch das aktuelle Primärenergiedargebot sowie durch die nutzbare Speicherleistung bestimmt.

Die frequenzabhängige Wirkleistungseinspeisung bewirkt, dass sich die Erzeugungsanlage auch in dem Frequenzbereich zwischen 49,8 Hz (sofern keine anderweitige Vorgabe der Netzbetreibers erfolgt) und 47,5 Hz hinsichtlich ihrer maximal möglichen Wirkleistungseinspeisung permanent auf der Frequenzkennlinie auf- und ab bewegt („Fahren auf der Kennlinie“).

Ladeanwendungen für elektrochemische Speicher (stationäre Batterien, Elektrofahrzeuge usw.) sind grundsätzlich in ihrer Leistung regelbar auszuführen und mit einem entsprechenden Verhalten auszustatten.

Bei Netzfrequenzen $f < 47,5$ Hz dürfen sich die Erzeugungsanlagen und Speicher vom Netz trennen (siehe Bild 15 und Bild 16 sowie 10.3.4.1).

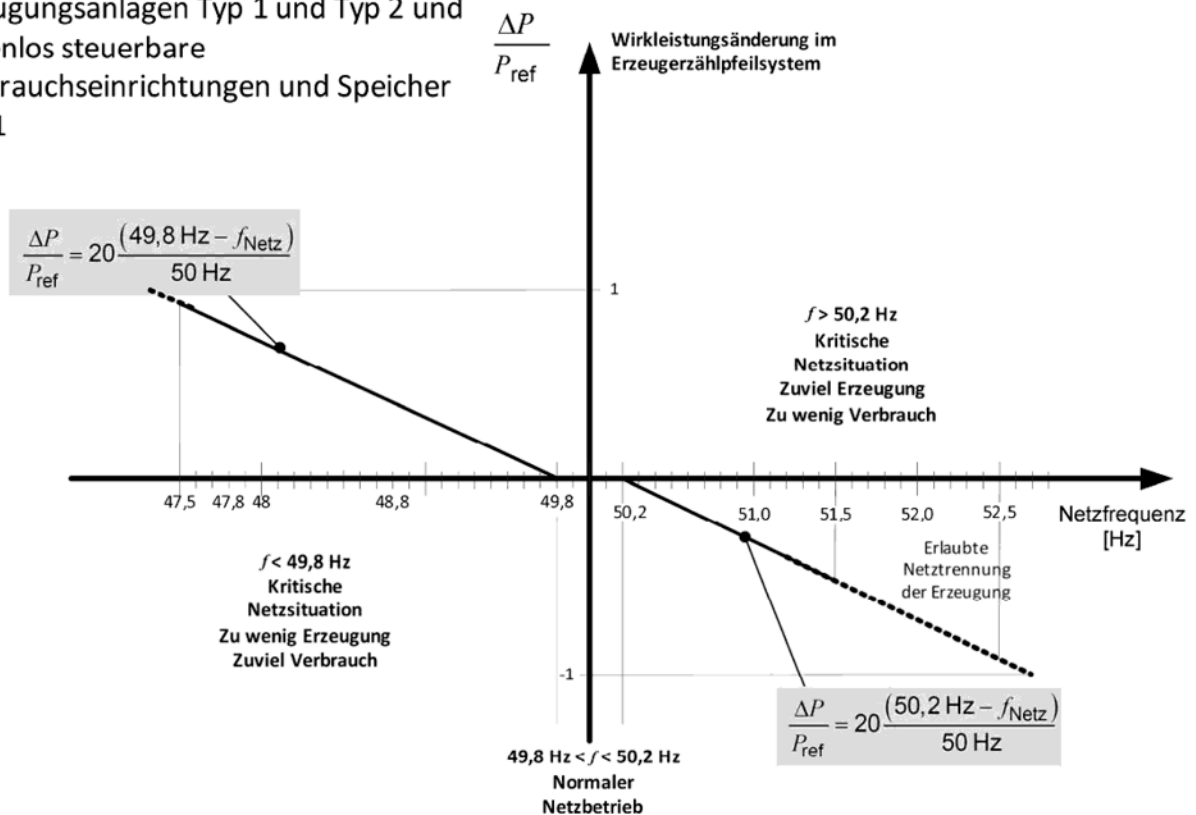
Bei abnehmender Netzfrequenz ist unterhalb von 49,5 Hz ein durch den Gas- und Dampfprozess bedingter Rückgang der maximalen Wirkleistungsabgabe bei Erzeugungsanlagen von nicht mehr als $10 \% \cdot P_{\text{Inst}} \cdot \frac{49,5 \text{ Hz} - f}{1 \text{ Hz}}$ zulässig. Bei darüber hinaus gehendem Rückgang der maximalen Wirkleistungsabgabe sind durch den Betreiber der Erzeugungsanlage die zugrunde zu legenden Umgebungsbedingungen (z. B. Umgebungstemperatur) und die technischen Fähigkeiten nachweislich zu dokumentieren und die Zustimmung des Netzbetreibers einzuholen.

Die anfängliche Zeitverzögerung der frequenzabhängigen Anpassung der Wirkleistungsabgabe bei Über- und Unterfrequenz muss möglichst kurz sein. Der Anlagenbetreiber teilt dem Netzbetreiber den Wert der anfänglichen Zeitverzögerung T_V mit. Beträgt diese Zeitverzögerung mehr als 2 s, muss der Betreiber der Stromerzeugungsanlage die Verzögerung unter Vorlage technischer Nachweise gegenüber dem Netzbetreiber begründen.

Für den zeitlichen Verlauf der frequenzabhängigen Anpassung der Wirkleistung sind folgende Bedingungen bzgl. der anfänglichen Zeitverzögerung T_V und der Anschwingzeit $T_{\text{an}_90 \%}$ einzuhalten:

- Nach Ablauf von $T_V + 0,1 \cdot (T_{\text{an}_90 \%} - T_V)$ sind mindestens 9 % der erforderlichen Leistungsanpassung ΔP erbracht.
- 90 % der Leistungsanpassung ΔP sind nach Ablauf der Anschwingzeit $T_{\text{an}_90 \%}$ erbracht.

Erzeugungsanlagen Typ 1 und Typ 2 und
stufenlos steuerbare
Verbrauchseinrichtungen und Speicher
Typ 1



Legende

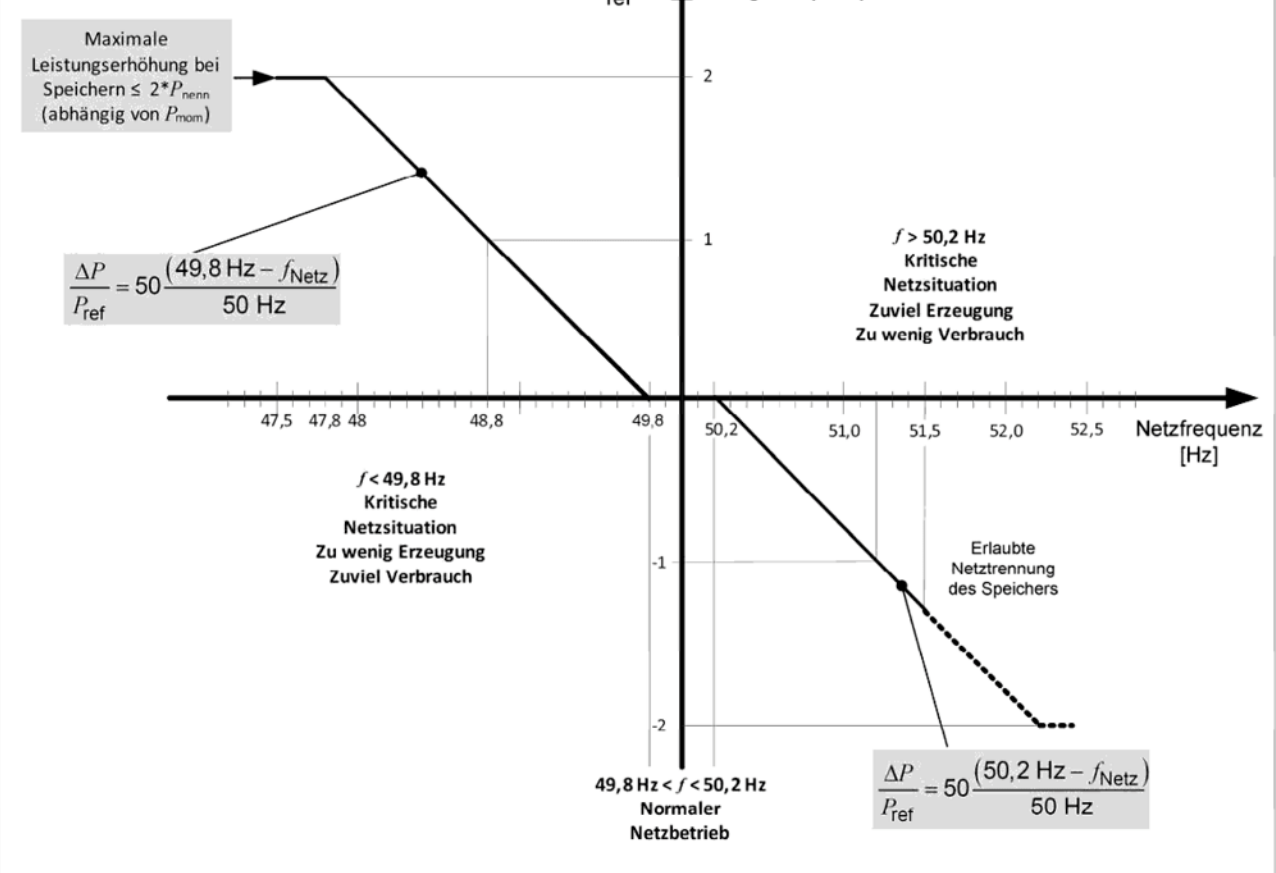
P_{ref} entspricht $P_{b \text{ inst}}$ bzw. entspricht P_{mom} für Erzeugungsanlagen vom Typ 2 (exklusive Speicher) zum Zeitpunkt der Überschreitung von 50,2 Hz

ΔP Leistungsänderung

f Netzfrequenz

Bild 15 – Wirkleistungsanpassung von Erzeugungsanlagen vom Typ 1 und Typ 2 sowie stufenlos steuerbarer Verbrauchseinrichtungen und Speicher vom Typ 1 bei Über- und Unterfrequenz mit einer Statik von 5 % und Frequenzgrenzwerten von 49,8 Hz und 50,2 Hz für den Beginn der Wirkleistungsanpassung

Stufenlos steuerbare

Verbrauchseinrichtungen und Speicher
Typ 2

Legende

P_{ref} entspricht $P_{\text{b inst}}$ bzw. entspricht P_{mom} für Erzeugungsanlagen vom Typ 2 (exklusive Speicher) zum Zeitpunkt der Überschreitung von 50,2 Hz

ΔP Leistungsänderung

f Netzfrequenz

Bild 16 – Wirkleistungsanpassung stufenlos steuerbarer Verbrauchseinrichtungen und Speicher vom Typ 2 bei Über- und Unterfrequenz mit einer Statik von 2 % und Frequenzgrenzwerten von 49,8 Hz und 50,2 Hz für den Beginn der Wirkleistungsanpassung

Anforderungen an die Regelzeiten für Erzeugungsanlagen, Speicher und steuerbare Verbrauchseinrichtungen

Bei der Regelung (Fahren auf der Kennlinie) gilt, dass die Erzeugungsanlage auf Änderungen der Netzfrequenz nach den in [Tabelle 4](#) aufgeführten Anschwing- und Einschwingzeiten reagieren muss. Bei Frequenzabweichungen, die zu größeren Leistungsänderungen ΔP führen als in [Tabelle 4](#) angegeben gilt:

- Für den in [Tabelle 4](#) angegebenen Anteil der Leistungsänderung ΔP sind die angegebenen Zeiten einzuhalten.
- Für den darüber hinausgehenden Anteil der Leistungsänderung ΔP ist ein möglichst schnelles Regelverhalten umzusetzen (nach Können und Vermögen entsprechend Herstellerangaben).

Grundsätzlich ist bei der Frequenzmessung der FNN Hinweis „Ermittlung und Bewertung der Netzfrequenz – Auswirkungen netzseitiger Störeinflüsse“ [\[16\]](#) zu beachten.

ANMERKUNG 1 Es sind die technisch schnellstmöglichen Anschwing- und Einschwingzeiten zu realisieren.

Tabelle 4 – Anforderungen an die Anschwing- und Einschwingzeiten bezüglich Wirkleistungseinspeisung bei Über- und Unterfrequenz

		Typ 1	Typ 2	
		Erzeugungsanlagen, Speicher und stufenlos steuerbaren Verbrauchseinrichtung	Erzeugungsanlagen und stufenlos steuerbaren Verbrauchseinrichtung	Speicher
Leistungserhöhung	Anschwingzeit bei Frequenzrückgang im Bereich von 49,8 Hz bis 47,5 Hz	$\leq 5 \text{ min}$ für ein $\Delta P \leq 20 \%$ von $P_{b \text{ inst}}$	$\leq 10 \text{ s}$ für ein $\Delta P \leq 50 \%$ von $P_{b \text{ inst}}$	$\leq 1 \text{ s}$ für ein $\Delta P \leq 100 \%$ von $P_{b \text{ inst}}$
	Anschwingzeit bei Frequenzrückgang im Bereich von 51,5 Hz bis 50,2 Hz	$\leq 5 \text{ min}$ für ein $\Delta P \leq 20 \%$ von $P_{b \text{ inst}}$ ^a		
	Einschwingzeit	$\leq 6 \text{ min}$	$\leq 30 \text{ s}$	$\leq 10 \text{ s}$
Leistungsreduzierung	Anschwingzeit bei Frequenzanstieg im Bereich von 50,2 Hz bis 51,5 Hz	$\leq 8 \text{ s}$ für ein $\Delta P \leq 45 \%$ von $P_{b \text{ inst}}$	$\leq 2 \text{ s}$ für ein $\Delta P \leq 50 \%$ von $P_{b \text{ inst}}$	$\leq 1 \text{ s}$ für ein $\Delta P \leq 100 \%$ von $P_{b \text{ inst}}$
	Anschwingzeit bei Frequenzanstieg im Bereich von 47,5 Hz bis 49,8 Hz			
	Einschwingzeit	$\leq 30 \text{ s}$	$\leq 20 \text{ s}$	$\leq 10 \text{ s}$
^a Wenn eine vorangegangene Leistungsreduzierung bei Überfrequenz ohne Anpassung des Primärprozesses (z. B. Feuerungsleistung) erfolgt ist, muss die anschließende Leistungserhöhung deutlich schneller erfolgen.				

Eingeschränkte Anforderungen aufgrund technischer Restriktionen

Bei Windenergieanlagen gilt für die Erhöhung der Wirkleistungsabgabe (Anschwingzeit bei Frequenzrückgang im Bereich von 49,8 Hz bis 47,5 Hz und 51,5 Hz bis 50,2 Hz), dass die Windenergie-Erzeugungsanlagen auf eine Änderungen der Netzfrequenz schnellstmöglich, höchstens jedoch mit einer Anschwingzeit von 5 s (bei einem Leistungssprung $\leq 20 \%$ $P_{b \text{ inst}}$) reagieren muss. Dies gilt in Abhängigkeit des vorhandenen Energiedangebotes ab einer Wirkleistungseinspeisung von mind. 50 % $P_{b \text{ inst}}$. Unterhalb von 50 % $P_{b \text{ inst}}$ ist ein möglichst schnelles Regelverhalten umzusetzen (nach Können und Vermögen entsprechend Herstellerangaben).

ANMERKUNG 2 Die oben geforderten Anschwingzeiten spiegeln den momentan erreichbaren Stand der Technik wider. Aus Systemsicht werden zur besseren Beherrschung von Großstörungen jedoch schnellere Reaktionszeiten benötigt. Deshalb werden zukünftig voraussichtlich kürzere Anschwingzeiten gefordert werden.

Bei Erzeugungsanlagen mit Verbrennungskraftmaschinen oder Gasturbinen erfolgt eine Wirkleistungsänderung (Steigerung oder Reduzierung) mit einem Leistungsgradienten von

- $\leq 2 \text{ MW}$ mindestens 66 % $P_{b \text{ inst}}$ je Minute (entspricht 1,11 % $P_{b \text{ inst}}$ je Sekunde);
- $> 2 \text{ MW}$ mindestens 20 % $P_{b \text{ inst}}$ je Minute (entspricht 0,33 % $P_{b \text{ inst}}$ je Sekunde).

Somit kann die Anschwingzeit von 8 s z. B. bei einer Erzeugungsanlage ≤ 2 MW bis zu einer Leistungsänderung von $8,88 \% P_{b \text{ inst}}$ eingehalten werden. Bei einer größeren Frequenzänderung ist die Anschwingzeit entsprechend größer.

Die Ein- und Anschwingzeiten für Wasserkraftwerke (inklusive Pumpspeicherkraftwerke) sind projektspezifisch mit dem Netzbetreiber abzustimmen.

Ende des kritischen Netzzustandes und Rückkehr in den Normalbetrieb

Auch wenn nach der Frequenzabweichung die Netzfrequenz wieder innerhalb des Toleranzbandes von $50,0 \text{ Hz} \pm 200 \text{ mHz}$ liegt, ist zunächst immer noch von einem kritischen Netzzustand auszugehen.

Der Übergang vom „kritischen Netzzustand“ in den „Normalbetrieb“ wird durch eine maximale Änderung der Soll-Wirkleistung, ausgehend von P_{mom} , zeitlich begrenzt.

Diese Soll-Wirkleistungsänderung (ausgenommen zur Erbringung von Regelleistung) muss auf einen Gradienten von max. $10 \% P_{rE}/\text{min}$ begrenzt werden. Erst wenn sich die Netzfrequenz ununterbrochen 10 min lang innerhalb des Toleranzbandes von $50,0 \text{ Hz} \pm 200 \text{ mHz}$ befindet, gilt der Netznormalbetrieb als wiederhergestellt und diese Anforderung nicht mehr.

10.2.5 Kurzschlussstrombeitrag der Erzeugungsanlage

10.2.5.1 Allgemeines

Die Kurzschlussstrombeiträge des Höchstspannungsnetzes und der Erzeugungsanlage dürfen die genormten Bemessungswerte der Betriebsmittel nach **DIN EN 62271-100 (VDE 0671-100)** nicht überschreiten. Die aus dem Höchstspannungsnetz kommenden Anteile des Kurzschlussstroms werden nach **DIN EN 60909-0 (VDE 0102)** berechnet.

Durch den Betrieb einer Erzeugungsanlage wird der Kurzschlusswechselstrom bei Kurzschlüssen im Netz, insbesondere in der Umgebung des Netzanschlusspunktes, um den Kurzschlusswechselstrom der Erzeugungsanlage erhöht. Die Angabe der zu erwartenden Kurzschlusswechselströme der Erzeugungsanlage am Netzanschlusspunkt hat daher mit dem Antrag zum Netzanschluss zu erfolgen.

10.2.5.2 Beitrag zum Kurzschlussstrom

Bei der Kurzschlussstromberechnung nach **DIN EN 60909-0 (VDE 0102):2016-12** handelt es sich um eine stationäre Kurzschlussstromberechnung zum Zwecke der Netzplanung/des Netzbetriebes. Die erforderlichen Eingangsdaten für die Abbildung der Erzeugungseinheiten in der Kurzschlussstromberechnung nach **DIN EN 60909-0 (VDE 0102):2016-12** sind durch den jeweiligen Hersteller bereitzustellen.

Für die Ermittlung der Beanspruchung der Betriebsmittel sind die nachfolgenden Größen nach **DIN EN 60909-0 (VDE 0102)** zu ermitteln und anzugeben:

- Anfangs-Kurzschlusswechselstrom I_k'' ;
- Dauerkurzschlussstrom I_k ;
- Stoßkurzschlussstrom i_p .

Dem Netzbetreiber sind folgende Informationen der Erzeugungsanlage für Netzersatzäquivalente zu übergeben:

- die nach **DIN EN 60909-0 (VDE 0102)** für die gesamte Erzeugungsanlage ermittelte
 - Kurzschlussmitimpedanz Z_1 ,
 - Kurzschlussnullimpedanz Z_0 sowie
 - Kurzschlussgegenimpedanz Z_2 ;

- den für die über Vollumrichter angeschlossenen Erzeugungseinheiten
 - resultierenden Beitrag $I_{k\text{ PF}}''$;
 - die resultierenden Beiträge für unsymmetrische Fehler $I_{k2\text{ PF}}''$ sowie $I_{k\text{ 1PF}}''$.

Für die Zertifizierung von Erzeugungseinheiten sind vom Anlagenhersteller die in 11.2.9 aufgeführten Angaben zur Verfügung zu stellen.

10.3 Schutzeinrichtungen und Schutzeinstellungen

10.3.1 Allgemeines

Keine Anforderungen.

10.3.2 Netzschutzeinrichtungen

Der Netzbetreiber wird zum Schutz seiner Anlagen am Netzanschlusspunkt Schutzeinrichtungen installieren. Das Schutzkonzept einschließlich der Einstellwerte wird zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber abgestimmt (siehe auch E.7).

Aufbau und Auslegung der notwendigen Wandler, insbesondere die gemeinsame Nutzung dieser, sind zwischen den Vertragspartnern abzustimmen.

Die Zuschaltung ist in 10.4.2 beschrieben.

Der Netzbetreiber behält sich vor, am Netzanschlusspunkt Einrichtungen zu installieren, die das Verhalten der Erzeugungsanlage im Fehlerfall registrieren.

10.3.3 Kurzschlusschutzeinrichtungen des Anschlussnehmers

Es gelten die in 6.3.3.3 beschriebenen Anforderungen.

10.3.4 Entkopplungsschutzeinrichtungen des Anschlussnehmers

10.3.4.1 Allgemeines

In der Erzeugungsanlage sind Einrichtungen zu installieren, die die Erzeugungseinheiten bzw. die Erzeugungsanlage als Reserveschutzfunktion bei Fehlern im Netz zeitverzögert (d. h. die Staffelung zu anderen Schutzeinrichtungen) abschalten. Die Konzeption und Einstellung dieser Schutzeinrichtungen gibt der Netzbetreiber vor. Bei den Einstellwerten wird davon ausgegangen, dass die Summe der Eigenzeiten von Schutzeinrichtung und Schalteinrichtung 100 ms (Angaben ohne ggf. erforderliche Verzögerungszeit) nicht überschreitet. Ggf. ist diesbezüglich eine Anpassung erforderlich.

Für den zuverlässigen Schutz der Erzeugungsanlage bzw. der Erzeugungseinheiten (Eigenschutz) ist der Anschlussnehmer selbst verantwortlich. Insofern ist die Schutzkonzeption durch den Anschlussnehmer der Erzeugungsanlage entsprechend zu erweitern und mit dem Netzbetreiber abzustimmen. Der Eigenschutz darf die in dieser VDE-Anwendungsregel beschriebenen Anforderungen nicht unterlaufen. Der Einsatz von Vektorsprungrelais ist nicht zulässig.

Das Rückfallverhältnis von Spannungssteigerungsschutzeinrichtungen darf 0,98 nicht unterschreiten, das des Spannungsrückgangsschutzes darf 1,02 nicht überschreiten. Zudem darf der Messfehler der verwendeten Schutzgeräte einen Wert von maximal 1 % bezogen auf den Nennwert (z. B. 100 V) nicht überschreiten. Spannungsschutzeinrichtungen für den Entkopplungsschutz sollen den Effektivwert der Spannung auswerten. Hierbei reicht die Auswertung der Grundschiwingung aus.

Frequenzrückgangs- und Frequenzsteigerungsschutzeinrichtungen dürfen einphasig ausgeführt werden. Als Messgröße ist die Spannung zwischen zwei Außenleitern zu wählen.

10.3.4.2 Entkopplungsschutzeinrichtungen an den Erzeugungseinheiten

Eigenschutzeinrichtungen dürfen das Verbleiben der Erzeugungseinheiten am Netz bei Netzstörungen nicht unterlaufen. Dies betrifft insbesondere Spannungsschutzeinrichtungen.

Die Einhaltung der Anforderung ist im Rahmen der Anlagenzertifizierung unter Berücksichtigung der Konfiguration der Erzeugungsanlage (z. B. größere Entfernungen zwischen Netzanschlusspunkt und Erzeugungseinheit, Ausführung/Einstellung des Parkreglers bzw. Reglers der Erzeugungseinheit, Ausführung/Einstellung der Stufenschalter und Regler des Maschinen- und Netztransformatoren) nachzuweisen. Insbesondere ist sicherzustellen, dass sprunghafte Spannungsabweichungen nach 10.2.1 nicht zu einer Auslösung des Schutzes an der Erzeugungseinheit führen.

Die Bedingungen für die Zuschaltung nach einer Auslösung der Entkopplungsschutzeinrichtungen sind 10.4 zu entnehmen.

10.3.5 Zusammenfassung Schutzkonzept bei Anschluss einer Erzeugungsanlage

Keine Anforderungen.

10.3.6 Schutzkonzept für Mischanlagen

Grundsätzlich ist der Schutz von Mischanlagen in Analogie zu den Erzeugungsanlagen aufzubauen. Einzelheiten sind zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber zu vereinbaren.

10.3.7 Schnittstellen für Schutzfunktionsprüfungen

Zur Durchführung der Funktionsprüfung der für den Netzbetrieb relevanten Schutzeinrichtungen (auch an den Erzeugungseinheiten) sind Schnittstellen vorzusehen, welche eine Prüfung ohne Änderung der Verdrahtung ermöglichen (z. B. Prüfschalter, Prüftrennleisten oder Prüfklemmenleisten mit Längstrennung). Diese sind an gut zugänglicher Stelle anzubringen. Über diese Schnittstellen sind die Messeingänge der Schutzeinrichtungen, die Hilfsspannungen und die Auslösungen für den Kuppelschalter (sowie ggf. zusätzliche Auslöse und Steuersignale) zu führen. Dies gilt auch, wenn Funktionen des Entkopplungsschutzes einzeln oder gesamt in anderen Geräten (z. B. einer programmierbaren Steuerung) integriert sind. Die Geräte sind in diesem Fall so aufzubauen bzw. zu programmieren, dass die Schutzfunktionen unabhängig vom Betriebszustand der Erzeugungsanlage auslösen bzw. geprüft werden können.

Für die Netzschutzeinrichtungen sind Art und Aufbau der Schnittstelle mit dem Netzbetreiber abzustimmen. Als Schnittstelle kann der Netzbetreiber eine Prüfklemmenleiste, eine Prüfsteckleiste oder einen Prüfschalter fordern.

Für alle anderen Schutzeinrichtungen gibt der Anlagenbetreiber Art und Aufbau der Schnittstellen vor.

10.4 Zuschaltbedingungen und Synchronisierung

10.4.1 Allgemeines

Bei Netzspannungen am Netzanschlusspunkt zwischen 85% und 110% U_n sowie bei Netzfrequenzen zwischen 47,5 Hz und 51 Hz muss eine Zuschaltung der Erzeugungsanlage und der Erzeugungseinheiten an das Höchstspannungsnetz technisch möglich sein. Der Spannungswert bezieht sich dabei auf den kleinsten Wert der drei verketteten Netzspannungen.

Ausreichendes Primärenergiedargebot vorausgesetzt müssen die Erzeugungsanlage und die Erzeugungseinheiten technisch auch in der Lage sein, Leistung ins Netz einzuspeisen.

Für die Leistungssteigerung am Netzanschlusspunkt nach Zuschaltung der Erzeugungsanlage gelten die Vorgaben gemäß Kapitel 10.2.4, sowie die Bedingungen nach 5.4.2, 5.4.3.

ANMERKUNG 1 Die Anforderungen an die Leistungssteigerung gelten bei Zuschaltungen nach Schutzauslösungen als auch nach sonstigen betrieblichen Maßnahmen (z. B. Wartung der Erzeugungsanlage). Betriebliche Zuschaltungen einzelner Erzeugungseinheiten sind hiervon ausgenommen.

Als Nachweis für die Fähigkeit zur Zuschaltung bei Netzfrequenzen oberhalb von 50,2 Hz ist eine Herstellererklärung ausreichend.

ANMERKUNG 2 Eine Aufforderung durch den Netzbetreiber zur Zuschaltung bei Netzfrequenzen oberhalb von 50,2 Hz ist nur im Kontext eines Netzwiederaufbaus zu erwarten.

10.4.2 Zuschalten nach Auslösung durch Schutzeinrichtungen

Nach Trennung einer **Erzeugungsanlage** (Typ 1 oder Typ 2) oder einer Erzeugungseinheit vom Typ 1 vom Netz durch eine Ausschaltung des Übergabeschalters aufgrund von Auslösungen durch Kurzschluss- oder Entkopplungsschutzeinrichtungen (Überfrequenz, Unterfrequenz, Spannungsrückgang, Spannungssteigerung, Blindleistungsrichtungs-Unterspannungsschutz) ist eine Zuschaltung ohne vorherige Freigabe der zuständigen netzführende Stelle nicht erlaubt.

Nach Trennung einer **Erzeugungseinheit** in einer Erzeugungsanlage vom Typ 2 vom Netz durch Ausschaltung des Kuppelschalters (galvanische Trennung) an der Erzeugungseinheit aufgrund von Auslösungen durch Entkopplungsschutzeinrichtungen (Überfrequenz, Unterfrequenz, Spannungsrückgang, Spannungssteigerung) ist eine Zuschaltung ohne Freigabe durch die netzführende Stelle der Erzeugungseinheiten nur dann zulässig, wenn die Spannung am Netzanschlusspunkt mindestens 95 % U_{ref} beträgt und die Frequenz zwischen 49,9 Hz und 50,1 Hz liegt. Der Spannungswert bezieht sich dabei auf den kleinsten Wert der drei verketteten Netzspannungen (siehe Bild 17).

Die Zuschaltung ohne Freigabe durch die netzführende Stelle darf erst dann erfolgen, wenn Netzspannung und Netzfrequenz für eine einstellbare Zeit stabil innerhalb der vorgenannten Grenzwerte für Spannung und Frequenz gelegen haben (Funktionsschema siehe Bild 18). Diese Zeit muss von unverzüglich bis 30 min einstellbar sein. Sofern der Netzbetreiber keine Angaben macht, sind als Defaultwert 10 min einzustellen.

ANMERKUNG 1 Für die Spannungsabfrage am Netzanschlusspunkt bedarf es der Bildung eines entsprechenden Signals am Netzanschlusspunkt und der Weiterleitung an die einzelnen Erzeugungseinheiten (Kommunikationsverbindung notwendig). Dieses Signal muss in die Bedingungen für die Wiederschaltung des Kuppelschalters implementiert werden. Bezüglich der Anordnung der Spannungswandler am Netzanschlusspunkt bestehen diesbezüglich keine Anforderungen.

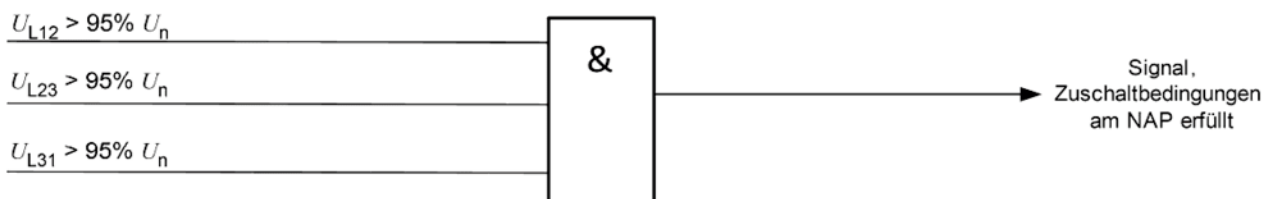


Bild 17 – Bildung des Signals für die Zuschaltbedingungen am Netzanschlusspunkt

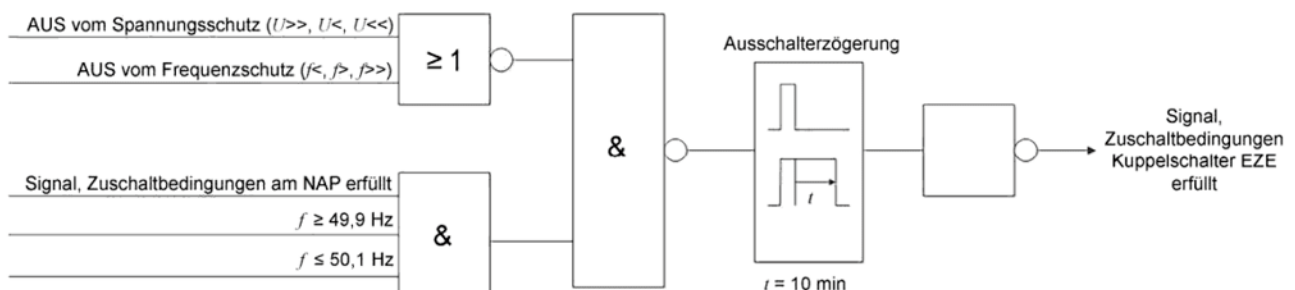


Bild 18 – Funktionsschema Zuschaltung eines Kuppelschalters (der Erzeugungseinheiten)

ANMERKUNG 2 Für das Zuschalten der Erzeugungseinheit durch den Kuppelschalter ist neben dem Signal „Zuschaltbedingungen Kuppelschalter EZE erfüllt“ das Vorhandensein der Netzspannung an der Erzeugungseinheit notwendig. Hierzu ist immer die Spannung netzzeitig am Kuppelschalter auszuwerten. Es müssen Spannungshöhe und Frequenz ausgewertet und in die Zuschaltung einbezogen werden.

10.4.3 Zuschaltung von Erzeugungseinheiten und -anlagen

Für **Erzeugungseinheiten**, die für eine Zuschaltung mit der Netzfrequenz synchronisiert werden müssen, sind an geeigneten Stellen nach Vorgabe des Netzbetreibers Synchronisierungs- oder Parallelschalt-einrichtungen vorzusehen. Diese Erzeugungseinheiten müssen sich über eigene Schaltgeräte zuschalten lassen.

Erzeugungsanlagen darf der Betreiber erst nach Freigabe durch den relevanten Netzbetreiber unter Spannung setzen und die Erzeugungseinheiten zuschalten. Für Erzeugungsanlagen, die für eine Zuschaltung mit der Netzfrequenz synchronisiert werden müssen, sind nach Vorgabe des Netzbetreibers Synchronisierungs- oder Parallelschalt-einrichtungen einzubauen, die ein Zuschalten in folgenden Fällen ermöglichen:

- Anfahren der Erzeugungsanlage,
- Synchronisieren (Parallelschalten) nach einem Betrieb im Eigenbedarf und,
- falls durch den Netzbetreiber gefordert, unter Spannung setzen eines spannungslosen Teilnetzes.

Erzeugungsanlagen müssen sich nach Vorgabe des Netzbetreibers über eigene Schaltgeräte oder Schaltgeräte des Netzbetreibers an das Netz des Netzbetreibers anschalten lassen.

ANMERKUNG Die Synchronisierungseinrichtung wird zweckmäßigerweise dem Generatorschalter zugeordnet. Bei Erzeugungsanlagen, die sich im Eigenbedarf abfangen können, ist zusätzlich eine Synchronisierungs- oder eine Parallelschalt-einrichtung am Kuppelschalter vorzusehen.

Die Einstellwerte für die Spannungsdifferenz und die Frequenzdifferenz und ggf. die Frequenzänderungsgeschwindigkeit einer Synchronisierungs- oder Parallelschalt-einrichtung zur Ermittlung der Zuschaltbedingungen sind mit dem Netzbetreiber abzustimmen. Übliche Einstellwerte sind:

- $\Delta f = \pm 100 \text{ mHz}$,
- $\Delta U = \pm 5 \% U_N$.

Die Zuschaltbedingungen sind erfüllt, wenn die tatsächlichen Werte der Differenzen über die offene Schaltstrecke des Kuppelschalters kleiner oder gleich den Einstellwerten sind und Phasengleichheit der Spannungsvektoren im Zuschaltaugenblick vorliegt.

10.4.4 Kuppelschalter

Für die Verbindung der Erzeugungsanlage mit dem Netz des Netzbetreibers müssen als Kuppelschalter Leistungsschalter eingesetzt werden, auf die die Schutz-einrichtungen nach 10.3 am Netzanschlusspunkt wirken.

Bei Erzeugungsanlagen sind höchstspannungsseitige Leistungsschalter für die sichere Abschaltung der auftretenden Kurzschlussströme sowohl bei erzeugungsanlagenseitigen als auch netzseitigen Fehlern auszu-legen. Dabei ist für Typ-1-Erzeugungsanlagen zu beachten, dass der Leistungsschalter für Fehler auf der Netzseite des Leistungsschalters für fehlende Nulldurchgänge im Kurzschlussstrom (Überlagerung von Gleichstromkomponente und der von der Erzeugungsanlage geprägten Wechselstromkomponente) ausge-legt sein muss.

In den Erzeugungseinheiten müssen Kuppelschalter eingesetzt werden, auf die die Schutz-einrichtungen nach 10.3 an den Erzeugungseinheiten wirken. Hierfür eignen sich z. B.:

- Leistungsschalter;
- Motorschutzschalter;
- verschweißsicheres Schaltschütz mit Lastschaltvermögen und vorgeschaltetem Kurzschlussschutz.

Durch Kuppelschalter muss eine dreipolige galvanische Trennung sichergestellt sein.

Die Kuppelschalter an den Erzeugungseinheiten können sich sowohl auf der Niederspannungs- als auch auf der Mittelspannungsseite befinden.

Bei Erzeugungseinheiten bei denen ein oder mehrere Wechselrichter zur Leistungseinspeisung ins Netz verwendet werden, muss ein Kuppelschalter die galvanische Trennung des oder der Wechselrichter vom Netz sicherstellen. Ist dieser Schalter im Gehäuse des Wechselrichters untergebracht, darf er durch einen Kurzschluss im Wechselrichter in seiner Schaltfunktion nicht beeinträchtigt werden.

Kuppelschalter müssen für den am Einbauort auftretenden maximalen Kurzschlussstrom ausgelegt und unter Berücksichtigung der nach 10.3 erforderlichen Schutzeinrichtungen unverzüglich auslösbar sein.

10.5 Weitere Anforderungen an Erzeugungsanlagen

10.5.1 Abfangen auf Eigenbedarf

Wenn Erzeugungsanlagen weder in der Lage sind:

- a) innerhalb von maximal 15 min nach Netztrennung und mindestens für eine Dauer von bis zu 2 h netz-unabhängig (z. B. bei Eigenbedarfsdeckung durch Notstromaggregate oder Speicher) eine Leistungseinspeisung mit der Zuschaltung an das Netz aufzunehmen

noch

- b) nach Zuschaltung nach einer Netztrennung von bis zu 2 h ohne zwischenzeitliche Versorgung des Eigenbedarfs ihren Anfahrprozess bis zur Leistungseinspeisung innerhalb von maximal 15 min zu beenden,

müssen sich diese auf Eigenbedarf abfangen können. Das Abfangen auf Eigenbedarf muss:

- aus jedem zulässigen Betriebspunkt der Erzeugungsanlage möglich sein,
- auch ohne Schalterstellungssignale von Netzschaltern durch die Erzeugungsanlage beherrscht werden können.

Nach Abfangen auf Eigenbedarf muss die Erzeugungsanlage mindestens 2 h im Eigenbedarf betrieben werden können.

10.5.2 Trennen der Erzeugungseinheit vom Netz bei Instabilität

Bei Verlust der statischen oder transienten Stabilität einer Typ-1-Erzeugungseinheit muss eine automatische Trennung vom Netz erfolgen.

Bei Typ-2-Erzeugungseinheiten muss eine automatische Trennung vom Netz erfolgen, falls die Anlagenregelung instabil wird und dieser Zustand länger als 100 ms andauert.

Die automatische Trennung darf auch schneller erfolgen.

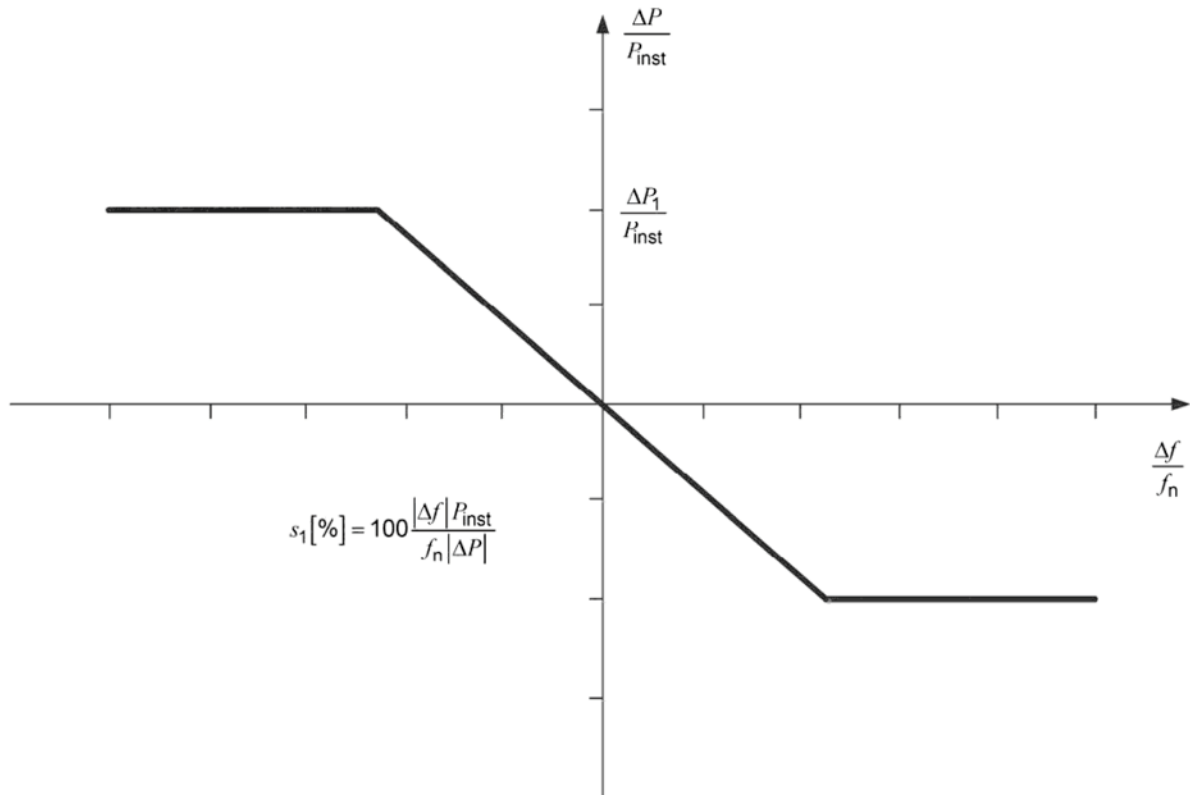
10.5.3 Fähigkeit zur Bereitstellung von Primärregelleistung

Jede Erzeugungsanlage muss technisch zur Abgabe von Primärregelleistung fähig sein. Dazu muss sie in der Lage sein, kontinuierlich die Wirkleistungsabgabe frequenzabhängig anzupassen. Diese Fähigkeit muss auch während einer Änderung der Wirkleistungsabgabe (z. B. durch Marktvorgaben, Netzsicherheitsmanagement, Erbringung von Sekundärregelleistung und/oder Minutenreserve oder die Änderung des Primärenergieangebots) gegeben sein.

ANMERKUNG 1 Zur besseren Verständlichkeit werden in diesem Dokument die Namen der Systemdienstleistung „Primärregelleistung“, „Sekundärregelleistung“ und „Minutenreserve“ auch für die Fähigkeiten der Erzeugungsanlagen verwendet. Tatsächlich werden diese Systemdienstleistungen durch den Übertragungsnetzbetreiber erbracht und die Anforderungen an die Erzeugungsanlagen bestehen in der Fähigkeit zur „frequenzabhängigen Wirkleistungsanpassung bei Normalbetrieb des Netzes“ bzw. der Fähigkeit zur „signalgeführten Wirkleistungsanpassung“.

ANMERKUNG 2 Die Fähigkeit zur Bereitstellung von Primärregelleistung berechtigt nicht zur Teilnahme am Regelenergiemarkt. Hierfür sind zusätzlich die aktuell gültigen Präqualifikationsanforderungen der Übertragungsnetzbetreiber zu erfüllen.

Die Erzeugungsanlage muss in der Lage sein, im Einklang mit Bild 19 und mit den Parametern nach Tabelle 5, die Wirkleistungsabgabe frequenzabhängig anzupassen.



Legende

ΔP Änderung der Wirkleistungsabgabe der Erzeugungsanlage

f_n Nennfrequenz (50 Hz) des Netzes

Δf Frequenzabweichung im Netz

Bild 19 – Leistungs-Frequenzkennlinie zur Bereitstellung von Primärregelleistung ohne Totband

Tabelle 5 – Parameter für die Fähigkeit zur Bereitstellung von Primärregelleistung

Parameter		Bereiche
Minimaler Wirkleistungsbereich, bezogen auf die installierte Wirkleistung $\frac{ \Delta P_1 }{P_{\text{inst}}}$		$\pm 2 \%$
Maximale Unempfindlichkeit der frequenzabhängigen Wirkleistungsanpassung um den gemessenen Frequenzwert	$ \Delta f_i $	10 mHz
Totband einstellbar um den Frequenzsollwert für die frequenzabhängige Wirkleistungsanpassung		0 mHz bis 200 mHz
Einstellbereich der Statik s_1	für Erzeugungsanlagen und Pumpspeicher	2 % bis 12 %
	für sonstige Speicher	0,4 % bis 12 %

Das Totband um den Frequenzsollwert für die frequenzabhängige Wirkleistungsanpassung muss hinsichtlich der Frequenzabweichung und des Statikwerts einstellbar sein. Werden keine abweichenden Anforderungen gestellt, ist die Summe aus Unempfindlichkeit und Totband mit ± 10 mHz einzustellen.

ANMERKUNG 3 Ziel des Totbandes ist es, bei Anlagen mit aktiver Primärregelung, Anpassungen der Wirkleistungsabgabe bei sehr kleinen Frequenzänderungen zu vermeiden.

Die Kennlinie nach Bild 19 ist so zu parametrieren, dass sie an den Grenzen des Totbands keine Sprünge aufweist.

Durch den Netzbetreiber kann das Totband um die Abweichung zwischen Frequenzsollwert und gemessenem Frequenzwert für die frequenzabhängige Wirkleistungsanpassung als gleitendes Totband (entspricht einem festen Totband mit Nachlaufilter) um den jeweils gemessenen Frequenzwert vorgegeben werden.

ANMERKUNG 4 Die Zeitkonstante des Nachlaufilters sollte im Bereich von 10 s bis 30 s gewählt werden (siehe Anhang D).

ANMERKUNG 5 Die frequenzabhängige Wirkleistungsanpassung wird bei einer Frequenzabweichung in Höhe der Summe von Totband und Unempfindlichkeit ausgelöst.

Die Frequenzmessung erfolgt lokal an der Erzeugungsanlage bzw. den -einheiten und darf (inkl. Kommunikation) nicht mehr als 500 ms beanspruchen. Die minimale Genauigkeit der Frequenzmessung beträgt ± 10 mHz.

Im Falle eines Frequenzsprungs muss die Erzeugungsanlage in der Lage sein, die Primärregelleistung entsprechend der eingestellten Parameter auf oder oberhalb der in Bild 20 dargestellten durchgehenden Linie zu aktivieren. Die anfängliche Verzögerung bei der Aktivierung der Primärregelleistung ist möglichst kurz zu halten. Beträgt bei Erzeugungsanlagen vom Typ 1 die anfängliche Verzögerung bei der Aktivierung der Primärregelleistung mehr als 2 s (t_1 in Bild 20), muss der Betreiber der Erzeugungsanlage technische Nachweise für die Notwendigkeit dieses längeren Aktivierungszeitraums vorlegen. Für Erzeugungsanlagen vom Typ 2 darf die Verzögerungszeit maximal 1 s (t_1 in Bild 20) betragen. Kann der Betreiber der Erzeugungsanlage diese Anforderung nicht erfüllen, so muss er technische Nachweise für die Notwendigkeit eines längeren Zeitraums für die anfängliche Aktivierung der Primärregelleistung vorlegen.

Der maximale Zeitraum bis zur vollständigen Aktivierung der Primärregelleistung beträgt 30 s (t_2 in Bild 20). Bei kleineren Frequenzabweichungen gilt dieselbe Leistungsänderungsgeschwindigkeit, bis die benötigte Leistung erreicht ist.

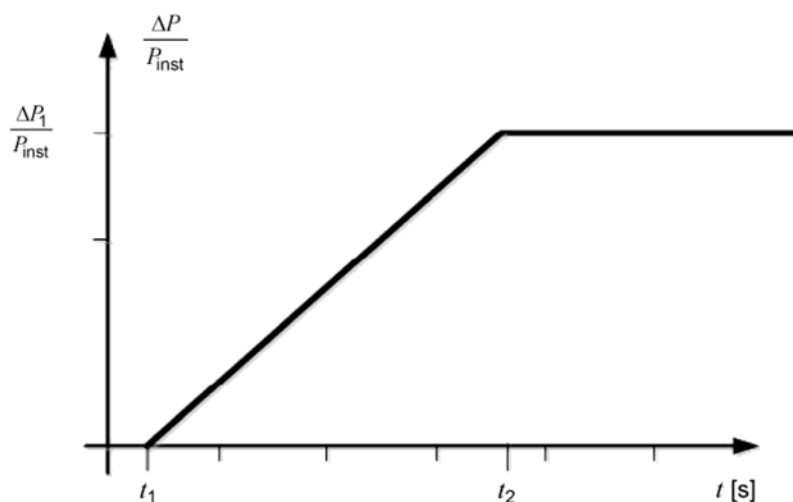


Bild 20 – Zeitverhalten zur Bereitstellung von Primärregelleistung (bei voller Aktivierung)

Die frequenzabhängige Wirkleistungsanpassung muss im gesamten Betriebsbereich zwischen 10 % P_{binst} bzw. technischer Mindestleistung und P_{binst} erbracht werden können. Ausnahme sind technologisch bedingte Beharrungspunkte, welche auf Anforderung des Netzbetreibers nachzuweisen sind. Bei der Erbringung von Primärregelleistung ist es zulässig die stationäre Wirkleistungsabgabe so anzupassen, so dass die gesamte Wirkleistungsabgabe inklusive der Regelleistungserbringung innerhalb der Grenzen des gesamten Betriebsbereiches liegt. Die Erzeugungsanlage muss in der Lage sein, die vollständige Anpassung der Wirkleistungsabgabe für einen Zeitraum von mindestens 15 min zu erbringen.

10.5.4 Fähigkeit zur Bereitstellung von Sekundärregelleistung und Minutenreserve

Jede Erzeugungsanlage muss in der Lage sein, den Vorgaben des Netzbetreibers zu entsprechen und Funktionen bieten, die dazu beitragen, die Frequenz auf den Frequenzsollwert zurückzuführen bzw. die Leistungsbilanzen der Regelzonen auf die Sollwerte (Fahrpläne) zurückzuführen.

ANMERKUNG 1 Zur besseren Verständlichkeit werden in diesem Dokument die Namen der Systemdienstleistung „Primärregelleistung“, „Sekundärregelleistung“ und „Minutenreserve“ auch für die Fähigkeiten der Erzeugungsanlagen verwendet. Tatsächlich werden diese Systemdienstleistungen durch den Übertragungsnetzbetreiber erbracht und die Anforderungen an die Erzeugungsanlagen bestehen in der Fähigkeit zur „frequenzabhängigen Wirkleistungsanpassung bei Normalbetrieb des Netzes“ bzw. der Fähigkeit zur „signalgeführten Wirkleistungsanpassung“.

ANMERKUNG 2 Die Fähigkeit zur Bereitstellung von Sekundärregelleistung und Minutenreserve berechtigt nicht zur Teilnahme am Regelenenergiemarkt. Hierfür sind zusätzlich die aktuell gültigen Präqualifikationsanforderungen der Übertragungsnetzbetreiber zu erfüllen.

Die Fähigkeit zur Bereitstellung von Sekundärregelleistung und Minutenreserve muss im gesamten Betriebsbereich zwischen 10 % $P_{\text{AV, E}}$ bzw. technischer Mindestleistung und vereinbarter Anschlussleistung der Anlage gegeben sein. Ausnahme sind technologisch bedingte Beharrungspunkte, welche auf Anforderung des Netzbetreibers nachzuweisen sind.

Die Erzeugungsanlage muss die technische Fähigkeit aufweisen, im Rahmen der Sekundärregelleistung und Minutenreserve entsprechend der Parameter nach Tabelle 6 die Wirkleistungsabgabe anzupassen. Die Anforderungen an Sekundärregelleistung und Minutenreserve müssen nicht zeitgleich erfüllt werden.

Tabelle 6 – Parameter für die Fähigkeit zur Bereitstellung von Sekundärregelleistung und Minutenreserve

Parameter	Sekundärregelung	Minutenreserve
min. Regelband (nicht zeitgleich)	Typ 1: $\pm 5 \% P_{\text{AV, E}}$ Typ 2: $\pm 10 \% P_{\text{AV, E}}$	Typ 1: $\pm 10 \% P_{\text{AV, E}}$ Typ 2: $\pm 20 \% P_{\text{AV, E}}$
max. Verzögerung der Aktivierung	30 s	7,5 min
Zeit bis zur vollen Aktivierung	2 min bis 7,5 min	7,5 min bis 15 min

10.6 Modelle

10.6.1 Allgemeines

Der Netzbetreiber ist berechtigt, EZA-Daten für stationäre Netzberechnungen und Modelle für dynamische RMS-Simulationen der Erzeugungsanlage vom Anlagenbetreiber zu verlangen. Es können sowohl detaillierte Modelle für Konformitätssimulationen und lokale Netzstudien des Übertragungsnetzbetreibers („Detailliertes EZA-Modell“), als auch vereinfachte Modelle z. B. für Systemstudien, bei denen ggf. Erzeugungseinheiten aggregiert sind („Aggregiertes EZA-Modell“), verlangt werden. In beiden Fällen ist das Verhalten der gesamten Erzeugungsanlage am Netzanschlusspunkt nachzubilden. Details muss der Netzbetreiber mit dem Anlagenbetreiber im Rahmen des Netzanschlussprozesses gemeinsam vereinbaren.

Das Detaillierte EZA-Modell kann

- als herstellerspezifisches Simulationsmodell („Herstellerspezifisches EZA-Modell“), das ggf. verschlüsselt („blackboxed“) werden kann, oder
- vollständig in Form von Blockschaltbildern und Parametereinstellungen für eine EZA-Modellierung auf Basis generischer Bibliothekselemente der Simulationsprogramme („Generisches EZA-Modell“)

bereitgestellt werden.

ANMERKUNG 1 Die Verschlüsselung von Modellen oder Modellteilen sollte auf ein Mindestmaß begrenzt werden.

Das Aggregierte EZA-Modell muss als ein Generisches EZA-Modell bereitgestellt werden.

ANMERKUNG 2 Der Zeitpunkt zur Bereitstellung der Daten und Modelle ergibt sich aus dem Anschlussprozess nach [Abschnitt 4](#).

Für stationäre Netzberechnungen sind auf Anfrage die folgenden EZA-Daten bezogen auf den Netzanschlusspunkt zur Verfügung zu stellen:

Für Erzeugungsanlagen mit einem maximalen Eigenbedarf $\leq 3 \% P_{\text{inst}}$

- *UQ*- und *PQ*-Diagramme der gesamten Erzeugungsanlage für den gesamten stationären Betriebsbereich unter Berücksichtigung der betrieblich relevanten Stufenstellung von Transformatoren innerhalb der Erzeugungsanlage.

Für Erzeugungsanlagen mit einem maximalen Eigenbedarf $> 3 \% P_{\text{inst}}$

- *UQ*- und *PQ*-Diagramme jeder Erzeugungseinheit für den gesamten stationären Betriebsbereich unter Berücksichtigung der betrieblich relevanten Stufenstellung von Transformatoren innerhalb der Erzeugungsanlage.
- Daten der relevanten Transformatoren für Lastflussberechnungen wie: -spannungen, Leerlaufübersetzungsverhältnis, rel. Kurzschlussspannung, Leerlauf- und Kupferverluste, Magnetisierungsstrom, Anzahl der Stufen und Spannungsänderung je Stufe.
- Informationen über den Eigenbedarf jeder Erzeugungseinheit und ggf. erzeugungseinheiten-unabhängiger Lasten in der Erzeugungsanlage (Wirk- und Blindleistung) bei charakteristischen und zu erwartenden Betriebszuständen.
- Vereinfachtes einpoliges Ersatzschaltbild der Erzeugungsanlagen.

ANMERKUNG 3 Die geforderten *UQ*- und *PQ*-Diagramme müssen das tatsächliche technische Vermögen einer Erzeugungseinheit bzw. der Erzeugungsanlage darstellen.

Für dynamische **RMS-Simulationen** sind mindestens die in [Tabelle 7](#) aufgeführten Funktionen/ Eigenschaften der Erzeugungsanlage nachzubilden:

Tabelle 7 – Mindestanforderungen an detaillierte und aggregierte EZA-Modelle

Anforderung	Herstellerspezifisches EZA-Modell	generisches EZA-Modell
quasistationärer Betrieb nach 10.2.1.2	X	X
Statische Spannungshaltung/Blindleistungsbereitstellung nach 10.2.2	X	X
Dynamische Netzstützung nach 10.2.3	X	Sofern geeignete generische Modelle verfügbar sind
Netzsicherheitsmanagement nach 10.2.4.2	X	X
Wirkleistungsanpassung bei Über- und Unterfrequenz nach 10.2.4.3	X	Sofern geeignete generische Modelle verfügbar sind
Schutzeinrichtungen und -einstellungen nach 10.3	X	X
Anforderungen an die Primärregelleistungserbringung (FSM) nach 10.5.3	X	X
10.2.1.3 Polrad- bzw. Netzpendelungen nach 10.2.3.2	X	X
10.2.1.4 Inselbetrieb sowie Teilnetzbetriebsfähigkeit	X	Sofern geeignete generische Modelle verfügbar sind
10.2.1.5 Schwarzstartfähigkeit, falls vereinbart	X	–

Es sind nur die Schutzfunktionen und Systemautomatiken zu implementieren, die für typische Stabilitätsbetrachtungen mit RMS-Modell relevant sind. Die Schutzfunktionen und Systemautomatiken können auch vereinfacht modelliert werden.

Der Eigenbedarf der Erzeugungsanlage ist nach 6.4 zu modellieren. Für Erzeugungsanlagen mit einem maximalen Eigenbedarf $\leq 3 \% P_{\text{inst}}$ reicht eine aggregierte Modellierung für die gesamte Erzeugungsanlage aus. Für Erzeugungsanlagen mit einem maximalen Eigenbedarf $> 3 \% P_{\text{inst}}$ ist der Eigenbedarf jeder Erzeugungseinheit und ggf. erzeugungseinheitenunabhängiger Lasten in der Erzeugungsanlage bei charakteristischen und zu erwartenden Betriebszuständen zu modellieren.

ANMERKUNG 4 Derzeit sind nicht bzgl. aller Anforderungen geeignete generische Simulationsmodelle oder -komponenten verfügbar.

Die ggf. notwendige Bereitstellung von weiteren Daten und Modellen (wie beispielsweise Wellenstrangmodelle) muss zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber im Rahmen des Netzanschlussprozesses vereinbaren werden.

10.6.2 Detaillierte EZA-Modelle

Die Voraussetzung für eine hinreichend genaue Bewertung der elektrischen Eigenschaften ist ein Detailliertes EZA-Modell inklusive sämtlicher Komponenten, die einen nennenswerten Einfluss auf das Verhalten des Gesamtsystems haben. Das Detaillierte EZA-Modell muss dabei die erforderliche Genauigkeit aufweisen, so dass ein Nachweis der geforderten Eigenschaften anhand dieses Simulationsmodells am Netzanschlusspunkt möglich ist. Insbesondere muss mit dem Detaillierten EZA-Modell die Mess- und Testsituation dargestellt werden können, um im Zuge der Inbetriebnahme eine Parameteridentifikation und Verifikation des Detailliertes EZA-Modells anhand der Messergebnisse durchführen zu können.

Ein Detailliertes EZA-Modell muss Wirk- und Blindströme sowie Wirk- und Blindleistungen in symmetrischen Komponenten (Mit-, Gegen- und Nullsystem) im Zeitbereich berechnen und ausgeben können. Für

Erzeugungseinheiten des Typs 1 ist zusätzlich der Polradwinkel als Winkel zwischen der inneren Polradspannung und der Klemmenspannung zu berechnen und auszugeben. Schutzauslösungen innerhalb der EZA müssen ebenfalls ausgegeben werden. Wenn erforderlich können die in [Tabelle 7](#) aufgeführten Funktionen in mehreren Modellen abgebildet werden.

Das Detaillierte EZA-Modell ist aus Modellen der eingesetzten Erzeugungseinheiten sowie weiterer vorhandener Betriebsmittel (EZA-Regler, FACTS, Statcom, geregelte Transformatoren, ...) zusammenzustellen.

Für Modelle einer Erzeugungseinheit gelten folgende Mindestanforderungen:

- Dynamische Netzstützung
 - Das Modell muss geeignet sein, ausgehend von einem beliebigen Arbeitspunkt im quasistationären Betrieb, das Verhalten bei einem Netzfehler und die Rückkehr zum quasistationären Betrieb abzubilden.
- Sonstige Funktionen/Eigenschaften
 - Die Modelle müssen die Wirk- und Blindleistungen in ihrem zeitlichen Verhalten so nachbilden, dass die Anforderungen an alle Einstellzeiten und sonstigen Einstellgenauigkeiten in der rechnerischen Nachbildung dargestellt werden können.

Sofern vorhanden sollten validierte Modelle für Erzeugungseinheiten oder Komponenten verwendet werden.

Die zeitliche Schrittweite darf maximal 10 ms betragen. Eine automatische Simulationsschrittweitenanpassung auf bis zu 200 ms ist zulässig.

In der Modelldokumentation sind notwendige variable Einstellgrößen des EZA-Modells (z. B. k -Faktor, FRT-Schwellen, Schutzeinstellungen usw.) zusammen mit den zulässigen Einstellbereichen aufzuführen. Für diese Einstellgrößen des Modells sind zudem die zugehörigen Einstellgrößen in Steuerungs- und Schutzsystemen der Erzeugungsanlage zu dokumentieren.

10.6.3 Aggregiertes EZA-Modell

In diesem Generischen EZA-Modell sind alle Netztransformatoren und Maschinentransformatoren bei Erzeugungsanlagen des Typs 1 als einzelne Elemente abzubilden und alle Erzeugungseinheiten ähnlichen Typs zu einer äquivalenten Erzeugungseinheit zu aggregieren.

Für diese Generischen EZA-Modelle ist die jeweils am besten geeignete Modellstruktur auf Basis generischer Elemente auszuwählen. Diese Modellstruktur muss vollständig dokumentiert werden, z. B. in Form von Blockschaltbildern. Parametereinstellungen für Generische EZA-Modelle müssen entsprechend dem realen Anlagenverhalten gewählt werden und den Modellelementen eindeutig zugeordnet werden können. Parametereinstellungen müssen frei zugänglich und einstellbar sein.

Eine Weitergabe der Generischen EZA-Modelle im Rahmen von ÜNB-übergreifenden Netzstudien ist zu gestatten.

Falls sich Detailliertes Modell und Aggregiertes Modell unterscheiden, bestehen folgende Anforderungen an die Dokumentation des aggregierten Modells:

Zur Dokumentation der Genauigkeit des aggregierten EZA-Modells sollten Testfälle simuliert werden, die im Rahmen der Anlagenzertifizierung/Konformitätssimulationen simuliert werden. Die jeweiligen Simulationsergebnisse auf Basis des aktualisierten Detaillierten Modells (nach [4.3](#)) und des aggregierten Modells sind je Testfall gegenüberzustellen.

ANMERKUNG Absolute Anforderungen an die Genauigkeit von aggregierten EZA-Modellen bestehen nicht.

10.6.4 Validierung von Modellen

Das Detaillierte EZA-Modell ist auf Basis von Konformitätstests zu validieren. Detaillierte Modelle müssen nicht nur für die vermessenen Arbeitspunkte angewandt werden können. Um sicherzustellen, dass diese Modelle plausible Werte auch bei nicht vermessenen Arbeitspunkten ausgeben, müssen Plausibili-

sierungstests mit diesen Modellen durchgeführt werden. Bei den Plausibilisierungstests sind auch die Ergebnisse der Konformitätstests zum Abfangen auf Eigenbedarf zu berücksichtigen.

ANMERKUNG Weitere Anforderungen für Einheiten- und Anlagenmodelle sowie für die Validierung sind der Verordnung zum Nachweis von elektrotechnischen Eigenschaften von Energieanlagen (NELEV) [11], den entsprechenden VDE-Normen und/oder der FGW-Richtlinie TR 4 [12] zu entnehmen.

10.7 Gesonderte Anforderungen an Erzeugungsanlagen mit Offshore-Netzanschlusspunkt

10.7.1 Allgemeines

Die Anforderungen dieses Abschnittes gelten für den Netzanschluss von Typ-2-Anlagen, die sich vor der Küste befinden und über eine Drehstromverbindung angeschlossen sind (im Folgenden als Offshore-Erzeugungsanlagen bezeichnet). Eine Offshore-Erzeugungsanlage, die einen Netzanschlusspunkt auf dem Festland hat, muss die in 10.1 bis 10.5 beschriebenen Anforderungen erfüllen.

ANMERKUNG Der Offshore-Netzanschlusspunkt wird vom relevanten Netzbetreiber im Rahmen der gesetzlich vorgeschriebenen Prozesse bestimmt.

Findet dieser Abschnitt Anwendung auf Anschlüsse mit einer Nennspannung kleiner 220 kV, so sind die gleichen pu-Werte wie für Netzanschlüsse am 220-kV-Netz anzusetzen. Hierbei sind die jeweiligen Nennspannungen als Bezugswerte zu verwenden.

Werden keine anderen Angaben gemacht, müssen Offshore-Erzeugungsanlagen, die an das Übertragungsnetz angeschlossen sind, die Anforderungen nach 10.1 bis 10.5 erfüllen, es sei denn der Netzbetreiber passt die Anforderungen projektspezifisch an.

10.7.2 Gesonderte Anforderungen hinsichtlich der Spannungshaltung

Abweichend von 10.2.2.2 und 5.5 gelten für Offshore-Erzeugungsanlagen die modifizierten Anforderungen bezüglich der technischen Fähigkeit zu Blindleistungsabgabe bzw. -bezug am Netzanschlusspunkt entsprechend Bild 21. Netzbetreiber und Anlagenbetreiber vereinbaren, welche der Varianten anzuwenden ist.

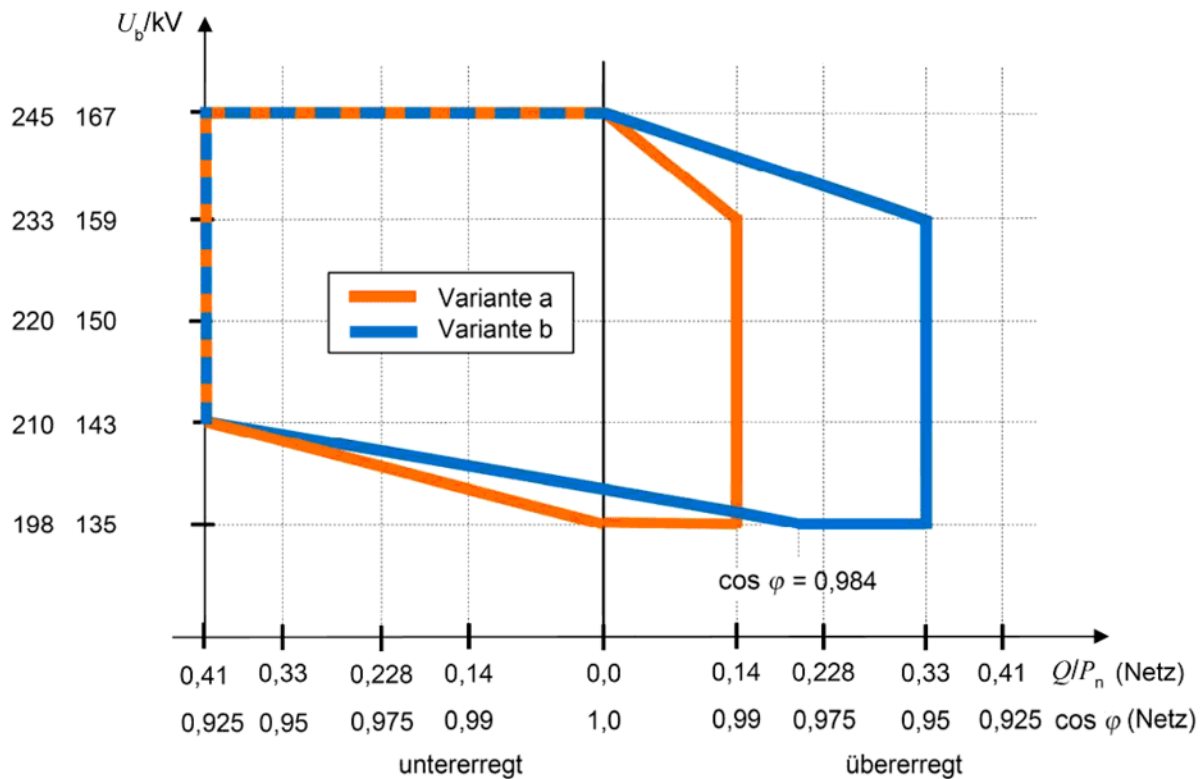


Bild 21 – Anforderungen an Offshore-Erzeugungsanlagen an die Blindleistungsbereitstellung für die 150-kV- und 220-kV-Ebene

Abweichend von 10.2.2.3 und 5.5 gelten für Offshore-Erzeugungsanlagen modifizierte Anforderungen bezüglich der Blindleistungsbereitstellung entsprechend Bild 22. Die in Bild 22 dargestellten Kennlinien ergeben sich in Abhängigkeit der gewählten Variante a) oder b) und der Netzspannung am Netzanschlusspunkt aus Bild 21.

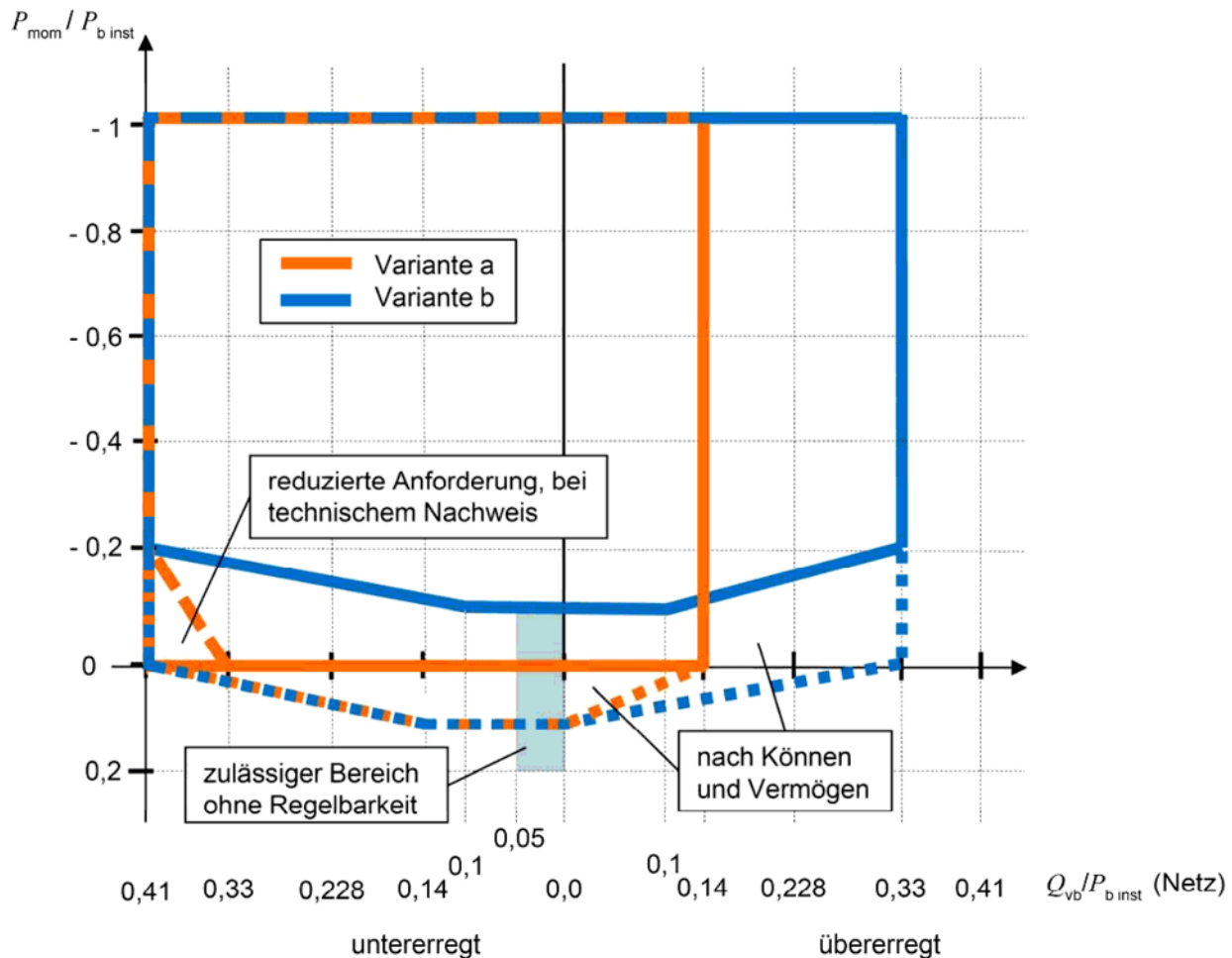


Bild 22 – PQ-Diagramme der Offshore-Erzeugungsanlagen am Netzanschluss im Erzeugerzählfeilsystem

Abweichend von 10.2.2.4 a) gelten für Offshore-Erzeugungsanlagen erweiterte Anforderungen bezüglich der Blindleistungsregelung mit Blindleistungs-Spannungskennlinie $Q(U)$. In der Blindleistungs-Spannungskennlinie sind separate einstellbare Steigungen m für die Blindleistungsbereitstellung bei Spannungen größer und auch kleiner U_{Q0} vorzusehen.

10.7.3 Gesonderte Anforderungen hinsichtlich der Robustheit

Abweichend von 10.2.3 gelten für Offshore-Erzeugungsanlagen erweiterte Anforderungen bezüglich der Dynamischen Netzstützung. Die in 10.2.3.1 und 10.2.3.3 für Typ-2-Anlagen beschriebenen Anforderungen müssen nur für den Fall nicht erfüllt werden, wenn eine auftretende kurzzeitige Spannungserhöhung Δu_{NAP} (Differenz der höchsten Leiter-Leiter Spannung am NAP zu deren 1-Minuten-Mittelwert $U_{1\text{min}}$ bei Beginn des Ereignisses bezogen auf die Nennspannung) die Grenzkurve nach Bild 23 überschreitet.

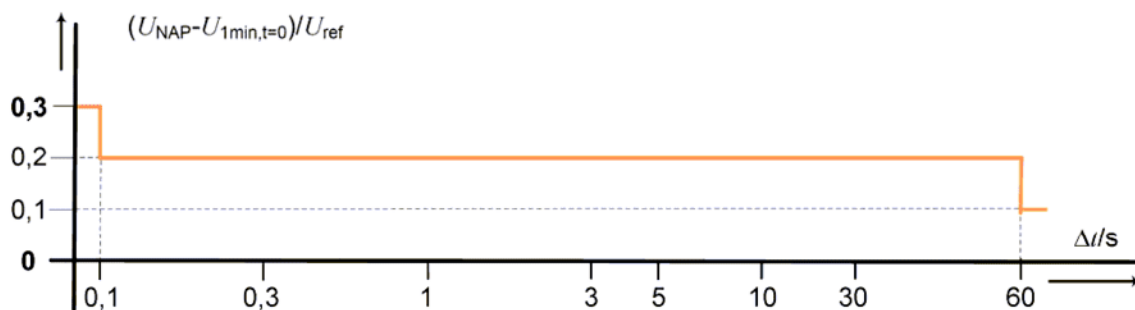


Bild 23 – Grenzkurve für relative Spannungserhöhungen für Offshore-Stromerzeugungsanlagen

Bezüglich der Wirkstrom- und Blindstromeinspeisung während und nach Netzfehlern können, in Abhängigkeit von der Topologie der Anbindung und in Abstimmung zwischen Netzbetreiber und Kunde, zusätzliche Maßnahmen implementiert werden, um das sichere Durchfahren von Netzfehlern sicherzustellen.

10.7.4 Gesonderte Anforderungen hinsichtlich des Netzsicherheitsmanagements

Abweichend von der Priorisierung für die Aufgaben und Wirkungsweisen von Eigenschutz, Netzschutz und betrieblichen Regelungsfunktionen nach 8.1, sind die Wirkleistungsgradienten (Punkt 7) folglich auch bei Vorgaben durch das Netzsicherheitsmanagement (Punkt 6) einzuhalten.

10.7.5 Gesonderte Anforderungen hinsichtlich Zuschaltbedingungen und Synchronisierung

Über die Anforderungen nach 10.4 hinaus, ist das Einschalten der Netztransformatoren durch gesteuertes Schalten zu realisieren.

11 Nachweis der elektrischen Eigenschaften für Erzeugungsanlagen

11.1 Gesamter Nachweisprozess

Diese VDE-Anwendungsregel fordert nicht selbst Zertifikate bzw. Konformitätsnachweise, sondern gestaltet nur die im NC RfG und der NELEV geforderten Nachweise aus (siehe [Vorwort](#), Absatz 6).

Alle im Folgenden für Erzeugungsanlagen und Erzeugungseinheiten beschriebenen Anforderungen gelten in gleicher Weise auch für Mischanlagen, Speicher sowie für Notstromaggregate mit einem Netzparallelbetrieb nach 4.2.1. Aus Vereinfachungsgründen wird im Folgenden für diese Anschlussvarianten nur der Begriff „Erzeugungsanlage“ verwendet. Die Anforderungen sind aber bei allen Anschlussvarianten zu erfüllen.

Für den messtechnischen Nachweis der Anforderungen nach Abschnitt 11, die über die Anforderungen der [VDE-AR-N 4120:2015](#) hinausgehen und für die kein Nachweis nach FGW-Richtlinie TR 3 Rev. 24 formuliert ist, sind für einen Übergangszeitraum von 12 Monaten nach Anwendungsbeginn dieser VDE-Anwendungsregel Herstellererklärungen zulässig. Nach Ablauf der 12 Monate sind die Nachweise für diese Anlagen entsprechend Abschnitt 11 nachzureichen.

Das Nachweisverfahren für das Anlagenzertifikat A erfolgt durch einen mehrstufigen Prozess nach [Bild 24](#). Das Einzelnachweisverfahren (Anlagenzertifikat C) erfolgt nach [11.6](#).

Sofern im Folgenden für einzelne Nachweise verschiedene Methoden alternativ zur Wahl stehen, obliegt die Auswahl der Methode dem Nachweispflichtigen.

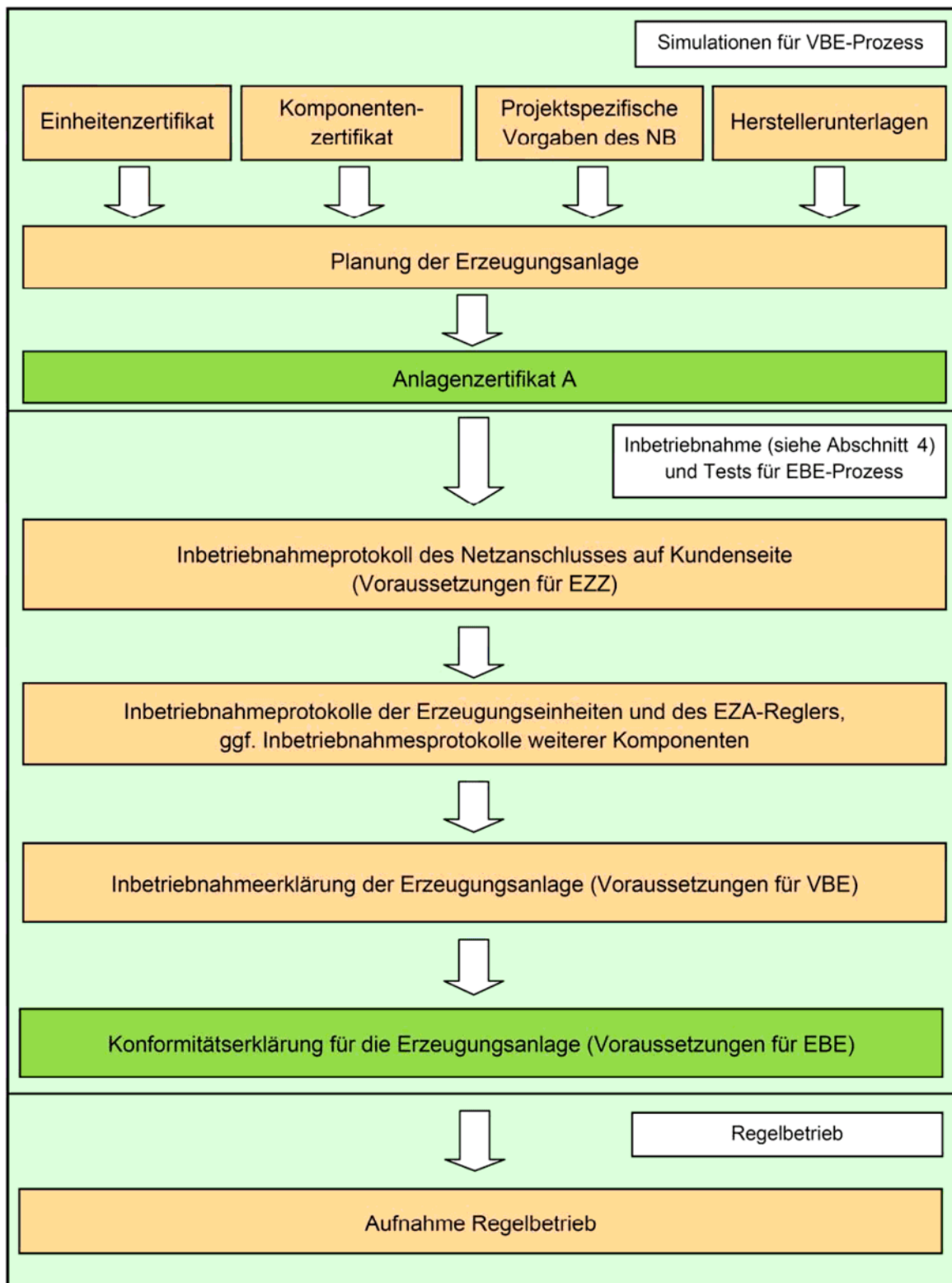


Bild 24 – Darstellung des Nachweisprozesses für Anlagenzertifikat A

Im Rahmen der Planung der Erzeugungsanlage ist durch den Anschlussnehmer beim Netzbetreiber ein Anlagenzertifikat einzureichen.

Es wird zwischen den folgenden zwei Typen von Anlagenzertifikaten unterschieden:

- Anlagenzertifikat A: Anlagenzertifikat; (siehe 11.2, 11.3 und 11.4)
- Anlagenzertifikat C: Einzelnachweise (siehe 11.6).

ANMERKUNG Der Begriff Anlagenzertifikat B (vereinfachtes Anlagenzertifikat für Erzeugungsanlagen < 1 MVA am Mittelspannungsnetz) wird aus Gründen der Konsistenz zur **VDE-AR-N 4110** nicht belegt.

Liegen bei Bestandseinheiten keine Angaben zu $S_{E_{\max}}$ vor, werden diese durch die Bemessungsscheinleistung der Erzeugungseinheiten S_{rE} ersetzt. Alternativ kann auch die Wirkleistung $P_{E_{\max}}$ mit dem einheitlichen $\cos \varphi = 0,90$ verwendet werden.

In Abschnitt 11 wird der Begriff „Erzeugungseinheit“ sowohl für die Erzeugungseinheit, als auch für den Speicher verwendet, außer die Nachweisführung für Speicher ist gesondert geregelt.

Anlagenzertifikat A

Das Anlagenzertifikat basiert auf dem/den Einheitenzertifikat(en), dem/den Komponentenzertifikat(en) und den Vorgaben des Netzbetreibers für den Netzanschluss sowie Herstellerunterlagen. Mit dem Anlagenzertifikat wird nachgewiesen, dass die geplante Erzeugungsanlage die Anforderungen dieser VDE-Anwendungsregel unter Berücksichtigung der Vorgaben des Netzbetreibers erfüllen kann. Einheiten- und Komponentenzertifikate sind in deutscher oder alternativ in englischer Sprache zu erstellen. Anlagenzertifikate inkl. aller Konformitätsbewertungsberichte sind dem Netzbetreiber in deutscher Sprache vorzulegen. Alle sonstigen Anlagen zum Anlagenzertifikat sind in deutscher oder alternativ in englischer Sprache einzureichen.

Das Anlagenzertifikat ist Voraussetzung für die Erteilung der vorübergehenden Betriebserlaubnis.

Im Rahmen der Inbetriebnahme ist durch den Anschlussnehmer oder eine von ihm beauftragte qualifizierte Stelle der Nachweis zu erbringen, dass die Erzeugungsanlage auch tatsächlich entsprechend den Vorgaben dieser VDE-Anwendungsregel und unter Berücksichtigung der Vorgaben des Netzbetreibers errichtet wurde.

Auf Basis von Inbetriebnahmeprotokollen, die ggf. durch Messprotokolle ergänzt werden, ist durch den Anschlussnehmer eine Inbetriebnahmeerklärung der Erzeugungsanlage vorzulegen. Der Inbetriebnahmeerklärung liegt eine vollständige Dokumentation der Inbetriebnahme sowie der errichteten Erzeugungsanlage zugrunde.

Die Inbetriebnahmeerklärung bildet zusammen mit dem Anlagenzertifikat die Grundlage für die Konformitätserklärung der Erzeugungsanlage. Hiermit wird nachgewiesen, dass die Erzeugungsanlage die Anforderungen dieser VDE-Anwendungsregel unter Berücksichtigung der Vorgaben des Netzbetreibers erfüllt. Der Nachweisprozess wird durch die Konformitätserklärung abgeschlossen. Danach wird die Endgültige Betriebserlaubnis (EBE) erteilt.

Der Ersteller der Konformitätserklärung muss gegenüber dem Ersteller der Inbetriebnahmeerklärung unabhängig sein (4-Augen-Prinzip). Diese Unabhängigkeit kann bei der Erstellung der Konformitätserklärung durch eine akkreditierte Zertifizierungsstelle unterstellt werden. Konformitätserklärungen inkl. der Inbetriebnahmeerklärungen sind dem Netzbetreiber in deutscher Sprache vorzulegen.

Die Zertifizierung von Erzeugungsanlagen, Erzeugungseinheiten und Komponenten sowie die Erstellung von Konformitätserklärungen muss durch eine nach DIN EN ISO/IEC 17065 hierfür akkreditierte Zertifizierungsstelle erfolgen.

Details zur Ausgestaltung des Nachweisverfahrens und zum Bewertungsumfang werden in der FGW-Richtlinie TR 8 [13] geregelt. Details zur Ausgestaltung der messtechnischen Nachweise sowie die Dokumentation der Messergebnisse sind in der FGW-Richtlinie TR 3 [5] beschrieben, Details zur Ausgestaltung der Simulation und der Modellvalidierung in der FGW-Richtlinie TR 4 [12]. Dabei dürfen die Anforderungen der vorliegenden VDE-Anwendungsregel weder unterlaufen noch verschärft werden. Alternative Prüf-, Mess- und Zertifizierungsvorschriften sind nur dann zugelassen, wenn diese den anerkannten Regeln der Technik entsprechen und sie die Anforderungen dieser VDE-Anwendungsregel vollumfänglich abdecken.

11.2 Einheitenzertifikat

11.2.1 Allgemeines

Für jede Erzeugungseinheit ist ein typenspezifisches Einheitenzertifikat erforderlich. In diesem Einheitenzertifikat werden die elektrischen Eigenschaften der Erzeugungseinheit ausgewiesen, um die Konformität einer geplanten Erzeugungsanlage mit den Anforderungen der vorliegenden VDE-Anwendungsregel nachweisen zu können.

Für Erzeugungseinheiten, bei denen das Einheitenzertifikatsverfahren nach 11.2 nicht möglich oder zu aufwendig ist, kann das Einzelnachweisverfahren nach 11.6 angewendet werden. Dieses Verfahren hat vorrangig das Ziel, Einzelanlagen behandeln zu können, die nur in einer geringen Stückzahl produziert werden.

Das Einheitenzertifikat kann nur ausgestellt werden, wenn folgende Nachweise erfolgt sind und dadurch die Erfüllung der entsprechenden Anforderungen aus Abschnitt 10 durch die Erzeugungseinheit – ggf. unter Zuhilfenahme externer Komponenten – nachgewiesen ist:

- 11.2.3 Quasistationärer Betrieb und Pendelungen;
- 11.2.5 Dynamische Netzstützung;
- 11.2.7 Wirkleistungsabgabe und Netzsicherheitsmanagement;
- 11.2.8 Wirkleistungsanpassung in Abhängigkeit der Netzfrequenz, sofern auf Erzeugungseinheitenebene umgesetzt;
- 11.2.10 Schutztechnik und Schutzeinstellungen.

Ferner muss ein validiertes Simulationsmodell der Erzeugungseinheit nach 11.2.6. für die dynamische Netzstützung und sonstige Funktionen/Eigenschaften vorhanden sein.

Sollten externe Komponenten für die dynamische Netzstützung verwendet werden, müssen diese im Einheitenzertifikat auf dem Deckblatt ausgewiesen werden. Es ist dabei anzugeben, ob für diese Komponenten ein Komponentenzertifikat nach 11.3 erforderlich ist.

Für alle anderen Nachweise nach 11.2 ist mindestens ein Ausweis des Vermögens der Erzeugungseinheit erforderlich.

Grundlage für die Erstellung eines Einheitenzertifikates sind die Vermessung nach FGW-Richtlinie TR 3 [5] durch ein hierfür nach DIN EN ISO/IEC 17025 akkreditiertes Messinstitut und ergänzend Herstellererklärungen zur Erzeugungseinheit. Zur Sicherung der dauerhaften Produktqualität müssen die relevanten Fertigungsprozesse des Herstellers über ein zertifiziertes Qualitätsmanagementsystem nach ISO 9001 verfügen. Dieses Qualitätsmanagementsystem ist über die gesamte Laufzeit der Einheitenzertifikate aufrecht zu erhalten. Alternativ ist eine Fertigungsüberwachung durch die mit der Ausstellung des Einheitenzertifikates beauftragte Zertifizierungsstelle zulässig.

Ergebnisse der Vermessung einer Erzeugungseinheit können in Summe oder in Teilen auf andere Erzeugungseinheiten übertragen werden, wenn

- 1) Die Ausführung und die für die elektrischen Eigenschaften maßgebende Regelungstechnik einschließlich der eingesetzten Software in diesen Erzeugungseinheiten technisch gleichwertig ist und
- 2) die Ergebnisse für die kleinste und größte Leistungsvariante vorliegen oder alternativ die Bemessungsscheinleistung der zu zertifizierenden Erzeugungseinheit zwischen dem $1/\sqrt{10}$ -fachen und $1/\sqrt{10}$ -fachen (bei Typ-1-Anlagen) bzw. zwischen dem $1/\sqrt{10}$ -fachen und 2-fachen (bei Typ-2-Anlagen) der Bemessungsscheinleistung der vermessenen Erzeugungseinheit liegt.
- 3) Für die Nachweise des quasistationären Betriebes (11.2.3) sowie der statischen Spannungshaltung (11.2.4, Absatz Spannungsabhängigkeit des Blindleistungsvermögens) können zur Validierung der Herstellerangaben die unter 2) genannten Grenzen erweitert werden, wenn das Konzept der Erzeugungseinheit sowie die eingesetzten Komponenten technisch gleichwertig sind. Unter diesen Voraussetzungen sind Übertragungen für Erzeugungseinheiten Typ 2 von 100 kVA bis 10 MVA Bemessungsscheinleistung zulässig.

Herstellerprüfungen von relevanten Baugruppen der Erzeugungseinheit auf Testständen können durch die Zertifizierungsstelle anerkannt werden, wenn sichergestellt ist, dass die Äquivalenz zu den Feldmessungen gegeben ist. Der Nachweis der Zulässigkeit ist im Zertifikat zu führen.

Eine Herstellererklärung muss unterzeichnet und inhaltlich fachlich nachvollziehbar begründet sein, so dass dem Nachweisführenden hinsichtlich der Einhaltung der Anforderung eine eigene Überprüfung ermöglicht wird.

In den folgenden Abschnitten wird die Art der Nachweisführung definiert.

11.2.2 Netzurückwirkungen

11.2.2.1 Schnelle Spannungsänderungen

Der spannungswirksame Schaltfaktor $k_u(\psi)$ und der flickerwirksame Schaltfaktor $k_f(\psi)$ inklusive der Häufigkeit der Schalthandlungen werden durch Messungen an einer Erzeugungseinheit bestimmt und sind im Einheitenzertifikat auszuweisen.

11.2.2.2 Flicker

Der Flickerkoeffizient c wird durch Messungen an einer Erzeugungseinheit ermittelt und ist im Einheitenzertifikat auszuweisen.

11.2.2.3 Oberschwingungen

Die Ströme der Oberschwingungen werden durch Messungen an der Erzeugungseinheit bestimmt. Bei Typ 1 Erzeugungseinheiten ist es ausreichend die Oberschwingungen der Synchronmaschine ohne die dazugehörige Antriebseinheit (gemäß **VDE 0530-1**) zu vermessen.

Die Oberschwingungsströme, die nachweislich nicht der Erzeugungseinheit, sondern einer Vorbelastung des Netzes zuzuordnen sind, können bei dem Ausweis der emittierten Oberschwingungsstrompegel berücksichtigt bzw. abgezogen werden. Erfolgt nach Herstellerangaben eine Reduzierung vorhandener Oberschwingungsspannungspegel, muss hierzu ein messtechnischer Nachweis vorliegen.

Die Ströme der Oberschwingungen sind im Einheitenzertifikat auszuweisen.

11.2.2.4 Kommutierungseinbrüche

Der Nachweis ist nur für Umrichter mit Thyristoren erforderlich, die den aus dem Netz kommenden Kurzschlussstrom zur Kommutierung der Thyristoren verwenden (netzgeführte Umrichter mit Gleichstromzwischenkreis).

Ist ein Nachweis zu erbringen, sind folgende Punkte im Einheitenzertifikat aufzuführen:

- $S_{r \text{ Str}}$ Bemessungsscheinsleistung des Stromrichters,
- p Pulszahl des Stromrichters,
- α ungünstigster Steuerwinkel des Stromrichters.

Sollten im Rahmen der Netzverträglichkeitsvermessung der Erzeugungseinheit relevante Kommutierungseinbrüche durch Hilfsantriebe mit Thyristoren auftreten, müssen die oben aufgeführten Punkte im Einheitenzertifikat auch ausgewiesen werden.

Die Kommutierungseinbrüche sind im Einheitenzertifikat auszuweisen, soweit vorhanden.

11.2.2.5 Unsymmetrien

Der Nachweis ist durch Messungen an der Erzeugungseinheit ab der technischen Mindestleistung bei Typ-1-Erzeugungseinheiten bzw. 10 % P_{nrE} bei Typ-2-Erzeugungseinheiten zu erbringen. Dabei sind Mit- und Gegensystem des Einspeisestromes als 1-min-Mittelwerte in Abhängigkeit von der Scheinleistung zu bestimmen und auszuweisen. Als Bezugsspannung gilt das Mitsystem der Netzspannung.

Der Wert des Quotienten der Ströme aus Gegen- und Mitsystem ist auszuweisen. Die Bewertung erfolgt im Rahmen der Anlagenzertifizierung.

11.2.3 Quasistationärer Betrieb und Pendelungen

11.2.3.1 Quasistationärer Betrieb

Es ist auf Basis von Herstellererklärungen auszuweisen, dass die gesamte Erzeugungseinheit bzw. Komponente mit allen zugehörigen Teilen wie u. a. Hilfsaggregate, Steuer- und Schutzeinrichtungen für den in 10.2.1.2 definierten Frequenzbereich des quasistationären Betriebes ausgelegt ist. Darüber hinaus ist im Einheitenzertifikat eine Spannungs-Zeit-Kennlinie auszuweisen, die das diesbezügliche Vermögen der gesamten Erzeugungseinheit beschreibt. Herstellerangaben sind zulässig.

Die Angaben in der Herstellererklärung sind für PV-Erzeugungseinheiten kleiner 100 kW für den gesamten quasistationären Frequenz- und Spannungsbereich auf Basis von exemplarischen Messungen an der Erzeugungseinheit zu verifizieren. Für PV-Erzeugungseinheiten größer 100 kW und alle anderen Erzeugungseinheiten sind die Angaben in der Herstellererklärung für den quasistationären Spannungsbereich auf Basis von exemplarischen Messungen nach 11.2.4 an der Erzeugungseinheit zu verifizieren. Die Übertragung von Messergebnissen nach 11.2.1 ist zulässig.

11.2.3.2 Polradpendelungen

Der Nachweis für die Erfüllung der Anforderung nach 10.2.1.3 für Erzeugungseinheiten des Typ 1 erfolgt im Rahmen der dynamischen Netzstützung. Für Erzeugungseinheiten des Typs 2 ist kein Nachweis bezüglich der Polradpendelungen erforderlich.

11.2.3.3 Netzpendelungen

Für Erzeugungseinheiten ist der Nachweis im Rahmen des Anlagenzertifikats abgedeckt.

11.2.4 Statische Spannungshaltung/Blindleistungsbereitstellung

Das Vermögen von Erzeugungseinheiten zur Blindleistungsbereitstellung ist im Einheitenzertifikat in Form von PQ -Diagrammen unter Berücksichtigung der Spannungsgrenzen sowie in Abhängigkeit von der Wirkleistung auszuweisen. Es ist auszuweisen, für welche Spannungsebene bzw. an welchen Klemmen das Vermögen gilt.

Im Einheitenzertifikat sind für den vom Hersteller angegebenen Dauerbetriebsbereich der Spannung die maximalen Blindleistungsstellbereiche für den untererregten und übererregten Bereich in Abhängigkeit der eingespeisten Wirkleistung auszuweisen. Der Nachweis kann durch eine Herstellererklärung erbracht werden.

Die Herstellerangaben bezüglich des Blindleistungsvermögens müssen durch eine Messung für den max. untererregten und max. übererregten Bereich in Abhängigkeit der eingespeisten Wirkleistung an der Erzeugungseinheit verifiziert werden. Die Spannung zum Zeitpunkt der Messung muss bei der Verifizierung berücksichtigt werden. Das gemessene Blindleistungsvermögen der Erzeugungseinheit muss größer gleich den Herstellerangaben sein.

Die Herstellerangaben bezüglich der Spannungsabhängigkeit des Blindleistungsvermögens sind durch die Vermessung von mindestens zwei aussagekräftigen Arbeitspunkten für den untererregten Blindleistungsbereich und mindestens zwei aussagekräftigen Arbeitspunkten für den übererregten Blindleistungsbereich

nachzuweisen. Die Übertragung der Messergebnisse nach 11.2.1, Punkt 3, sind für diese Nachweise zur Spannungsabhängigkeit zulässig.

Wenn eines der Blindleistungsverfahren nach 10.2.2.4 in der Erzeugungseinheit vorhanden ist, dann ist ein Nachweis der Reglerfunktion auf der Ebene der Erzeugungseinheit durchzuführen. In diesem Fall ist im Einheitenzertifikat nachzuweisen, dass die Anforderungen aus 10.2.2.4 und Anhang C.2 umsetzbar sind und welche technischen Randbedingungen hierfür erforderlich sind.

Im Einheitenzertifikat ist auszuweisen, welche Arten der Sollwertvorgabe und welche Schnittstellen zur Regelung der Blindleistungsbereitstellung der Einheit zur Verfügung stehen. Es ist für die seitens des Herstellers angegebenen Schnittstellen/Sollwert-Kombinationen jeweils der Ausweis einer Q -Übergangsfunktion über eine Sprungantwort erforderlich.

11.2.5 Dynamische Netzstützung

11.2.5.1 Allgemeines

Es ist nachzuweisen und im Einheitenzertifikat auszuweisen, dass die gesamte Erzeugungseinheit mit allen zugehörigen Teilen, die laut Hersteller Bestandteil der Erzeugungseinheit sind wie u. a. Hilfsaggregate, Steuer- und Schutzeinrichtungen, die in 10.2.3 aufgeführten Anforderungen an die dynamische Netzstützung erfüllt. Für die auf den Netzanschlusspunkt bezogenen Grenzkurven nach Bild 11 und 12 sowie Spannungssprünge innerhalb der Grenzkurven gilt: Die auf die Erzeugungseinheit bezogenen Anforderungen gelten als erfüllt, wenn die nach 11.2.5 inkl. Unterkapitel geforderten Versuche erfolgreich absolviert werden. Das Vermögen der Erzeugungseinheit ist im Einheitenzertifikat darzustellen. Der Nachweis ist durch Messungen für zwei- und dreiphasige Spannungseinbrüche bzw. Spannungserhöhungen im Teil- und Nennlastbetrieb der Erzeugungseinheit zu erbringen. Hierbei sind die unsymmetrischen Tests so zu variieren, dass unterschiedliche Phasen vom Netzfehler betroffen sind.

Die nachfolgenden Versuche für Einheiten der Typen 1 und 2 sind mit einer Blindleistung vor dem Fehler entsprechend eines Zahlenwertes zwischen $-10\% \leq Q/P_{TE} \leq +10\%$ (d. h. $\cos \varphi \approx 1$) durchzuführen. Zusätzlich ist ein Versuch mit mindestens 90% der nach Herstellerangabe maximal möglichen Blindleistung der Erzeugungseinheit untererregt und übererregt durchzuführen. Bei begründeten Einschränkungen durch das Netz sind die Tests mit den höchstmöglichen standortbezogenen Blindleistungswerten durchzuführen, mindestens aber mit $\pm 0,33 Q/P_{\text{nom}}$.

Für alle Versuche sind die Spannungen und die Ströme sowie die daraus ermittelten Wirk- und Blindleistungen zu ermitteln und zu dokumentieren. Diese Werte sind für die Validierung des Einheitenmodells heranzuziehen.

ANMERKUNG Die Angabe der Residualspannung während des Netzfehlers erfolgt in diesem Abschnitt jeweils ohne Berücksichtigung des Kurzschlussstrombeitrags der Erzeugungseinheit (Leerlaufversuch an den Ausgangsklemmen der Prüfeinrichtung).

Bestandsmessungen, die nach FGW-Richtlinie TR 3 Rev. 24 [5] zum Nachweis der Erfüllung der Anforderungen der dynamischen Netzstützung der VDE-AR-N 4120 vom 01.01.2015 erfolgt sind, können für einen Übergangszeitraum von 24 Monaten nach Inkraftsetzung dieser VDE-Anwendungsregel für den Nachweis der Anforderungen an die dynamische Netzstützung für symmetrische und unsymmetrische Netzfehler herangezogen werden. Der Gültigkeitszeitraum der hierauf basierend ausgestellten Einheitenzertifikate wird durch den Übergangszeitraum nicht eingeschränkt.

11.2.5.2 Mehrfachfehler

Der Nachweis, dass eine Typ-1-Erzeugungseinheit in der Lage ist, mehrfach aufeinanderfolgende Spannungseinbrüche durchfahren zu können, ist erbracht, wenn der Generator nachweislich nach DIN EN 60034-1 (VDE 0530-1), 9.3.2, ausgelegt ist.

Der Nachweis, dass eine Typ-2-Erzeugungseinheit in der Lage ist, mehrfach aufeinanderfolgende Spannungseinbrüche durchfahren zu können, ist erbracht, wenn die Erzeugungseinheit in der Lage ist während

der Netzfehler, mindestens die Energie $P_{E_{\max}} \times 2 \text{ s}$ abzuführen, ohne Berücksichtigung der in das Netz eingespeisten Energie. Dieser Nachweis kann rechnerisch erfolgen.

Alternativ kann dieser Nachweis messtechnisch durch Tests an der Erzeugungseinheit nach Tabelle 8 bei $P \geq 75 \% P_{rE}$ erbracht werden.

Tabelle 8 – Prüfsequenz für Mehrfachfehler

Netzereignis	Residualspannung bezogen auf $U_{1\min}$	Dauer	Pausenzeit
Doppelfehler	$\leq 0,3$	140 ms bis 160 ms	0,3 s bis 2 s
	$\leq 0,3$	550 ms bis 600 ms	20 s bis 30 s
Standardfehler	$\leq 0,3$	950 ms bis 1050 ms	20 s bis 30 s
Doppelfehler	$\leq 0,3$	140 ms bis 160 ms	0,3 s bis 2 s
	$\leq 0,3$	950 ms bis 1050 ms	

Es Zusätzlich ist für Erzeugungseinheiten der Typen 1 und 2 anhand einer Herstellererklärung nachvollziehbar darzulegen, dass und wie die Erzeugungseinheit nach 30 min erneut in der Lage ist, einen Mehrfachfehler wie oben beschrieben zu durchfahren.

11.2.5.3 Dynamische Netzstützung für Typ-1-Erzeugungseinheiten

Testprozedur

Die folgenden Versuche sind für Erzeugungseinheiten des Typs 1 so durchzuführen, dass mindestens die 2-fache Bemessungsscheinleistung der Erzeugungseinheit als Netzkurzschlussleistung an den Klemmen der Erzeugungseinheit vor und nach dem Spannungseinbruch vorhanden ist. Dies kann beispielsweise durch Veränderung der Längsdrossel im Prüfstand erzielt werden. Diese Tests werden herangezogen, um unter anderem die dynamischen Simulationsmodelle zu validieren. Daher ist hier nach Fehlerklärung eine Netzkurzschlussleistung unterhalb von $6 P_{rE}$ an der Oberspannungsseite des Maschinentransformators zulässig (siehe 10.2.3.2).

Es muss geprüft werden, dass der eingesetzte Spannungsregler dreiphasig misst und den Spannungseinbruch korrekt erfasst.

Das korrekte Verhalten der Erzeugungseinheiten ist für symmetrische und unsymmetrische Spannungseinbrüche bei Absinken der Netzspannung auf einen Wert jeweils zwischen $70 \% U_n$ und $80 \% U_n$, $45 \% U_n$ und $60 \% U_n$, $20 \% U_n$ und $30 \% U_n$ sowie für $< 5 \% U_n$ für eine Minstdauer nach der Grenzlinie aus Bild 11 nachzuweisen.

Das korrekte Verhalten nach 10.2.3.2 und 10.2.3.4 im Übergang vom dynamischen zum quasistationären Betrieb der Erzeugungseinheiten ist für einen symmetrischen Spannungseinbruch durch Absinken der Netzspannung auf einen Wert zwischen $85 \% U_n$ und $90 \% U_n$ für $\geq 60 \text{ s}$ nachzuweisen.

Das Verhalten der Erzeugungseinheit bzw. Komponente bei sprunghaften Spannungsänderungen ist durch einen Spannungssprung um mindestens $10 \% U_n$ auf einen Wert $> 110 \% U_n$ für symmetrische sowie auf $\geq 110 \% U_n$ als größte Außenleiterspannung für unsymmetrische Spannungserhöhungen mit einer Dauer von $\geq 5 \text{ s}$ nachzuweisen.

Das korrekte Verhalten im Übergang vom dynamischen zum quasistationären Betrieb der Erzeugungseinheit ist für eine symmetrische Spannungserhöhung durch Steigern der Netzspannung auf einen Wert $\geq 110 \% U_n$ für $\geq 60 \text{ s}$ nachzuweisen.

Es ist auszuweisen unter welchen Annahmen zu den relevanten Einflussgrößen und welchen etwaigen Einschränkungen die Beherrschung eines symmetrischen Spannungssprungs um mindestens 15 % U_n auf einen Wert $> 115 \% U_n$ für $\geq 5 \text{ s}$ bzw. $\geq 115 \% U_n$ für $\geq 60 \text{ s}$ möglich oder ggf. nicht möglich ist.

Bei Abschluss eines endgültigen und bindenden Vertrags über den Kauf der Hauptkomponenten einer Erzeugungsanlage ist ab dem 01.01.2021 zusätzlich in Form einer Herstellererklärung die Beherrschung eines symmetrischen Spannungssprungs um mindestens 15 % U_n auf einen Wert $> 115 \% U_n$ bzw. $\geq 115 \% U_n$ für $\geq 60 \text{ s}$ nachzuweisen. Die zusätzliche Anforderung ab 2021 nach Bild 10 gilt als erfüllt, wenn die Herstellererklärung mindestens beinhaltet unter welchen Annahmen zu den relevanten Einflussgrößen und welchen etwaigen Einschränkungen eine Einhaltung möglich ist. Werden die genannten Anforderungen durch einen geeigneten Test nachgewiesen, gelten die Anforderungen als erfüllt und die Herstellererklärung ist nicht erforderlich.

Hierbei ist jeweils der Nachweis zu erbringen, dass es zu keiner Trennung der Erzeugungseinheit vom Netz kommt.

Übertragung der validierten Modelle auf andere Erzeugungseinheiten

Voraussetzung für die Übertragung des validierten Modells der getesteten Erzeugungseinheit auf eine andere Erzeugungseinheit der gleichen Produktfamilie ist, dass der Spannungsregler identisch und das Erregersystem typgleich ist und das Messsystem (Strom- und Spannungseingang) die gleiche oder eine bessere Genauigkeit hat. Unterschiedliche Nenngrößen für Ein- und Ausgänge von Strom und Spannung sind zulässig.

11.2.5.4 Verhalten nach Fehlerende für Typ-1-Erzeugungseinheiten

Es ist nachzuweisen, dass die Erzeugungseinheit die Anforderungen nach 10.2.3.2 erfüllt. Die Anforderungen gelten als erfüllt, wenn sich die Erzeugungseinheit in allen Tests nach 11.2.5.2 innerhalb von 60 s nach Fehlerklärung nicht vom Netz getrennt hat. Dies gilt ebenfalls für die notwendigen Hilfsantriebe.

Es ist auszuweisen, wie die Steigerung der Wirkleistung erfolgt. Die Anforderungen gelten als erfüllt, wenn die Erzeugungseinheit in allen Tests nach 11.2.5 die mechanische Antriebsleistung, sofern dieser während des Fehlers reduziert wurde, nach Fehlerende mit der geforderten Anschwingzeit (nach 10.2.3.2) auf den ursprünglichen Wert steigert.

11.2.5.5 Dynamische Netzstützung für Typ-2-Erzeugungseinheiten

Das korrekte Verhalten der Erzeugungseinheiten ist für symmetrische und unsymmetrische Spannungseinbrüche der Netzspannung auf jeweils einen Wert zwischen 70 % U_n und 80 % U_n , 45 % U_n und 60 % U_n , 20 % U_n und 30 % U_n sowie für $< 5 \% U_n$ für eine Mindestdauer nach der Grenzlinie aus Bild 12 nachzuweisen.

ANMERKUNG Für symmetrische Spannungseinbrüche im Bereich $\leq 30 \% U_n$ sind die Ergebnisse der Prüfungen nach Tabelle 8 anwendbar.

Das korrekte Verhalten nach 10.2.3.3 im Übergang vom dynamischen zum quasistationären Betrieb der Erzeugungseinheiten ist für einen symmetrischen Spannungseinbruch durch Absinken der Netzspannung auf einen Wert zwischen 85 % U_n und 90 % U_n für $\geq 60 \text{ s}$ nachzuweisen. Für die ersten 5 s gelten die Anforderungen gemäß der dynamischen Netzstützung.

Für die angegebenen Spannungsbereiche ist der Verbleib der Erzeugungseinheit am Netz und die Einhaltung des eingestellten k -Faktors mit $k = 2$ nachzuweisen.

Das Verhalten der Erzeugungseinheit bzw. Komponente bei sprunghaften Spannungsänderungen ist durch einen Spannungssprung um mindestens 10 % U_n auf einen Wert $> 110 \% U_n$ für symmetrische sowie auf $\geq 110 \% U_n$ als größte Außenleiterspannung für unsymmetrische Spannungserhöhungen mit einer Dauer von $\geq 5 \text{ s}$ nachzuweisen.

Das korrekte Verhalten der Erzeugungseinheit ist für eine symmetrische Spannungserhöhung durch Steigern der Netzspannung auf einen Wert $\geq 110 \% U_{ref}$ für ≥ 60 s nachzuweisen.

Es ist auszuweisen unter welchen Annahmen zu den relevanten Einflussgrößen und welchen etwaigen Einschränkungen die Beherrschung eines symmetrischen Spannungssprungs um mindestens $15 \% U_n$ auf einen Wert $> 115 \% U_n$ für ≥ 5 s bzw. $\geq 115 \% U_n$ für ≥ 60 s möglich ist.

Bei Abschluss eines endgültigen und bindenden Vertrags über den Kauf der Hauptkomponenten einer Erzeugungsanlage ist ab dem 01.01.2021 zusätzlich in Form einer Herstellererklärung die Beherrschung eines symmetrischen Spannungssprungs um mindestens $15 \% U_n$ auf einen Wert $> 115 \% U_n$ bzw. $\geq 115 \% U_n$ für ≥ 60 s nachzuweisen. Die zusätzliche Anforderung ab 2021 nach Bild 10 gilt als erfüllt, wenn die Herstellererklärung mindestens beinhaltet unter welchen Annahmen zu den relevanten Einflussgrößen und welchen etwaigen Einschränkungen eine Einhaltung möglich oder ggf. nicht möglich ist. Werden die genannten Anforderungen durch einen geeigneten Test nachgewiesen, gelten die Anforderungen als erfüllt und die Herstellererklärung ist nicht erforderlich.

Die Bewertung des zusätzlichen Blindstromes basiert auf dem Zeitraum von 30 ms bis 50 ms nach dem Auftreten einer sprunghaften Spannungsänderung (Fehlerbeginn) für die Anschwingzeit und dem Zeitraum von 60 ms bis 80 ms nach Fehlerbeginn für die Einschwingzeit. Basierend auf den beiden o. g. Zeiträumen sind die Mit- und die Gegensystemkomponente zu errechnen und zu bewerten. Oberhalb von $120 \% U_n$ ist eine Einspeisung eines zusätzlichen Blindstromes nach Können und Vermögen gefordert. Das Vermögen ist im Einheitenzertifikat auszuweisen.

Die Einstellung des Proportionalitätsfaktors k ist für die Einstellung $k = 4$ anhand der folgenden Versuche zu überprüfen:

- das Absinken aller drei Leiter-Leiter-Spannungen von etwa $100 \% U_n$ auf $70 \% U_n$ bis $80 \% U_n$;
- das Absinken zweier Leiter-Leiter-Spannungen von etwa $100 \% U_n$ auf $70 \% U_n$ bis $80 \% U_n$.

Die sich im eingeschwungenen Zustand ergebenden zusätzlichen Blindströme im Mit- und Gegensystem müssen mit dem sich aus dem Verlauf der Spannungen und den eingestellten Proportionalitätsfaktoren ergebenden Ströme mit maximalen Abweichungen nach Anhang C.1 übereinstimmen.

Der Nachweis der elektrischen Eigenschaft „dynamische Netzstützung für Erzeugungseinheiten vom Typ 2 ist erfolgreich erbracht, wenn gemäß der obigen Tests die Anforderungen nach 10.2.3.3 erfüllt sind.

11.2.5.6 Wirkstromwiederkehr für Typ-2-Erzeugungseinheiten

Es ist nachzuweisen, dass die Steigerung der Wirkleistung die Anforderungen nach 10.2.3.3 erfüllt. Die Anforderungen gelten als erfüllt, wenn die Erzeugungseinheit in allen Tests nach 11.2.5 den Wirkstrom, der während des Fehlers reduziert wurde, mit einer Anschwingzeit von höchstens 1 s nach Fehlerende auf den Vorfehlerwert mit einer Toleranz von $\pm 10 \% P_{rE}$ steigert. Schwankungen des Primärenergiedargebots sind dabei zu berücksichtigen.

11.2.6 Modelle

11.2.6.1 Allgemeines

Im Folgenden werden Anforderungen an die Modellierung und Validierung von Simulationsmodellen der elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten beschrieben, die im Rahmen des Zertifizierungsprozesses verwendet werden. Außerdem werden Anforderungen an das aggregierte EZA-Modell beschrieben.

Das Ziel der Modellierung ist, die vermessenen elektrischen Eigenschaften der Erzeugungseinheit in einem rechnerlauffähigen Modell ausreichend genau abzubilden.

Weitere Anforderungen für Einheiten- und Komponentenmodelle sind der FGW-Richtlinie TR 4 [12] zu entnehmen.

11.2.6.2 Funktionsumfang der Modelle

Es sind mindestens die folgenden Funktionen/Eigenschaften der Erzeugungseinheit nachzubilden:

- quasistationärer Betrieb;
- statische Spannungshaltung/Blindleistungsbereitstellung;
- dynamische Netzstützung;
- Verhalten bei Wirkleistungssollwertvorgabe;
- Schutzeinrichtungen und -einstellungen.

Optional können noch weitere Funktionen in den Modellen abgebildet werden. Insbesondere wird empfohlen, das Verhalten der Wirkleistungseinspeisung bei Über- und Unterfrequenz abzubilden.

Wenn erforderlich können, die oben aufgeführten Funktionen in mehreren Modellen abgebildet werden.

11.2.6.3 Mindestanforderungen an Modelle

Für die validierten Modelle der Erzeugungseinheiten gelten folgende Mindestanforderungen:

- Modell für die Dynamische Netzstützung:
 - Das Modell ist als Effektivwertmodell auszuführen. Sofern hiervon abweichend in begründeten Fällen Electromagnetic Transient (EMT)-Modelle verwendet werden, sind die mit diesen Modellen gewonnenen Berechnungsergebnisse auf Robustheit unter Variation der Randbedingungen (z. B. Phasenlage zum Fehlereintrittszeitpunkt) zu überprüfen.
 - Die Modelle dienen der Simulation von Netzfehlern, insbesondere hinsichtlich der Wirk- und Blindleistungseinspeisung der Erzeugungseinheit.
 - Um auch unsymmetrische Fehler darstellen zu können, müssen die Modelle das Mit- und Gegensystem sowie – sofern die Nullsysteme von Netz- und Erzeugungseinheit nicht entkoppelt sind – das Nullsystem abbilden.
 - Die Modelle müssen geeignet sein, ausgehend von einem beliebigen Arbeitspunkt im quasistationären Betrieb, das Verhalten bei einem Netzfehler und die Rückkehr zum quasistationären Betrieb abzubilden.
 - Die Modelle umfassen die Erzeugungseinheiten in der Regel ohne Maschinentransformator, aber mit den relevanten Schutzeinrichtungen, sofern diese Teil der Erzeugungseinheit sind.
 - In dynamischen Simulationen für den Nachweis der elektrischen Eigenschaften von Typ-1-Anlagen dürfen nur validierte Modelle von Spannungsreglern mit Komponentenzertifikat verwendet werden. Ausnahme ist, wenn die Erzeugungseinheit inklusive dieses Spannungsreglers vermessen wurde und für diese Erzeugungseinheit ein Einheitenzertifikat erreicht werden soll. Dies gilt auch im Rahmen der Übertragungsregeln nach 11.2.1, sofern der Spannungsregler und das zugehörige Modell hierzu nicht verändert werden müssen. Änderungen an der Regelungssoftware, die das zertifizierte Verhalten beeinflussen, erfordern eine neue Validierung. Das Modell des Spannungsreglers muss Begrenzungen von Messwerten, internen Größen, Ausgangswerten und Strukturumschaltungen richtig wiedergeben. Das Modell der Erregereinrichtung hat insbesondere die Zeitkonstanten sowie Begrenzungen der Erregereinrichtungen realistisch darzustellen.
- Modelle für alle weiteren Funktionen:
 - Die Modelle müssen die im Normalbetrieb auftretenden Wirk- und Blindleistungen sowie die Wirk- und Blindleistungen der Erzeugungseinheiten in ihrem zeitlichen Verhalten so nachbilden, dass die Anforderungen an alle Einstellzeiten und Einstellgenauigkeiten in der rechnerischen Nachbildung dargestellt werden können.
 - Die simulierten und gemessenen Daten sind jeweils mit einem gleitenden 5-Sekunden-Mittelwertfilter (arithmetisches Mittel) aufzubereiten. Anschließend ist die Differenz zwischen gefilterten Simulations- und Messdaten für jeden Zeitschritt zu bestimmen. Der Maximalwert des so generierten Differenzvektors darf im dynamischen Übergangsbereich, z. B. nach einem Sollwertsprung, einen Zahlenwert von 15 % S_{FE} nicht überschreiten. Im stationären Bereich, d. h. nach Abschluss des Einschwingvorgangs auf einen neuen Sollwert darf der Maximalwert des so generierten

Differenzvektors einen Zahlenwert von 5 % S_{rE} nicht überschreiten. Abweichungen durch Primärenergieschwankungen sind für die Bewertung nicht relevant.

- Die zeitliche Schrittweite darf für dynamische und quasistationäre Vorgänge maximal 10 ms betragen. Eine automatische Schrittweitenanpassung auf bis zu 0,2 s ist zulässig.
- Für Modelle, die zur Ermittlung der Genauigkeit der aggregierten EZA-Modelle nach 10.6 herangezogen werden, gelten folgende weitere Anforderungen:
 - Sofern das Modell das Verhalten der Erzeugungseinheit bei Frequenzabweichungen beschreibt, erfolgt die Validierung durch Abgleich mit der Vermessung nach 11.2.7. Wenn dieses Verhalten nicht durch das Modell abgebildet wird, ist der Modell-zu-Modell-Vergleich des aggregierten EZA-Modells nach 10.6 hinsichtlich dieser Eigenschaft durch den Abgleich des aggregierten EZA-Modells direkt mit der Vermessung nach 11.2.7 unter Berücksichtigung der in der Erzeugungsanlage verbauten Erzeugungseinheiten durchzuführen.

11.2.6.4 Plausibilisierung der Modelle

Die Modelle müssen nicht nur für die vermessenen Arbeitspunkte angewandt werden können. Um sicherzustellen, dass das Modell plausible Werte auch bei nicht vermessenen Arbeitspunkten ausgibt, müssen Plausibilisierungstests mit dem Modell durchgeführt werden.

11.2.6.5 Modelldokumentation

In der Modelldokumentation sind variable Einstellgrößen des Einheitenmodells (z. B. k -Faktor, FRT-Schwellen, Schutzeinstellungen) zusammen mit den zulässigen Einstellbereichen aufzuführen. Für diese Einstellgrößen des Modells sind zudem die zugehörigen Einstellgrößen in der Anlagensteuerung der Erzeugungseinheit zu dokumentieren. Weiterhin ist die Einbindung und Anwendung des Modells in der genutzten Simulationsumgebung eindeutig zu beschreiben.

11.2.6.6 Validierung

Die Modellvalidierung im Rahmen der Einheitenzertifizierung muss durch eine hierfür nach DIN EN ISO/IEC 17065 hierfür akkreditierten Stellen erfolgen.

Für alle Typen von Erzeugungseinheiten und Speichern – unabhängig von der verwendeten Technologie – erfolgt die Validierung nach FGW-Richtlinie TR 4 [12].

Anhand des Verhaltens der Erzeugungseinheit bei einem Netzfehler (siehe 11.2.5) inklusive Blindstrom einspeisung und Schutzfunktion (siehe 11.2.10) wird das Modell für den Netzfehlerfall validiert. Anhand des Verhaltens der Erzeugungseinheit bei Wirk- bzw. Blindleistungssollwerten im Normalbetrieb (siehe 11.2.4 und 11.2.7) wird das Modell für den Normalbetrieb hinsichtlich des Verhaltens im normalen Betriebsbereich validiert.

11.2.7 Wirkleistungsabgabe und Netzsicherheitsmanagement

In dem Einheitenzertifikat sind die folgenden Punkte für den Normalbetrieb auszuweisen:

- a) Für die maximale Wirkleistungsabgabe sind gemittelte Werte über 200 ms, 1 min und 10 min auf Basis von Messungen auszuweisen. Sofern nach Herstellerangaben eine signifikante Abhängigkeit der maximalen Wirkleistungsabgabe von den Umgebungsbedingungen (z. B. Temperatur, Luftdruck) besteht, ist diese in Form einer Herstellererklärung auszuweisen.
- b) Es ist ein minimaler und maximaler Wirkleistungsgradient der Erzeugungseinheit bei Leistungssteigerung und Leistungsreduzierung ohne Trennung vom Netz auszuweisen. Der Nachweis für den maximalen Wirkleistungsgradienten ist durch einen Sprung der Wirkleistungssollwert-Vorgabe von 90 % P_{rE} auf die technische Mindestleistung (bei Typ-1-Anlagen) bzw. auf 10 % P_{rE} (bei Typ-2-Anlagen) zu erbringen. Für den Test des minimalen Wirkleistungsgradienten ist ein Sollwertsprung von 60 % P_{rE} auf 50 % P_{rE} ausreichend. Für die Wirkleistungssteigerung wird der Sprung der Wirkleistungssollwert-Vorgabe in umgekehrter Richtung durchgeführt. Es ist im Einheitenzertifikat auszuweisen, ob das Verfahren der Gradienten in der Erzeugungseinheit oder im EZA-Regler umgesetzt wird.

Es wird davon ausgegangen, dass alle Gradienten zwischen den maximalen und minimalen Gradienten der Erzeugungseinheit abgefahren werden können. Sollte dies nicht möglich sein, muss der Hersteller dies explizit angeben.

Es muss der Erzeugungseinheit mindestens möglich sein, innerhalb der nach 10.2.4.1 geforderten minimalen und maximalen Wirkleistungsgradienten die Wirkleistung gleichmäßig zu steigern und zu reduzieren (Sollwertvorgabe durch Dritte, Netzsicherheitsmanagement).

Jeder Wirkleistungssollwert, beginnend mit der Mindestleistung der Erzeugungseinheit, ist mindestens mit einer Genauigkeit von $\pm 5\% P_{rE}$ einzuregeln. Die Bewertung erfolgt auf Basis von 1-Minuten-Mittelwerten.

11.2.8 Wirkleistungsanpassung in Abhängigkeit der Netzfrequenz

11.2.8.1 Allgemeines

Für die im Folgenden beschriebenen Tests werden unter Beachtung des Schemas der Regelungssysteme simulierte Frequenzabweichungssignale gleichzeitig auf die Sollwerte der Regelungssysteme aufgeschaltet. Für die Durchführung des Tests, ist die Erbringung von Primär- und Sekundärregelleistung zu deaktivieren.

Frequenzänderungsgeschwindigkeit (RoCoF)

Die Anforderung, dass Erzeugungseinheiten schnelle Frequenzänderungen ohne Trennung vom Netz durchführen können, ist in Form einer Herstellererklärung zu bestätigen. Sollten die Anforderungen nach 10.2.4.3 nur mit Einschränkungen eingehalten werden können, muss die Herstellererklärung beinhalten, unter welchen Rahmenbedingungen eine Erfüllung der Anforderungen möglich ist und welche Annahmen zu den relevanten Einflussgrößen berücksichtigt werden müssen.

Überfrequenz

Es ist nachzuweisen, dass die Erzeugungseinheit im Frequenzbereich von 50,2 Hz bis 51,5 Hz ihre momentan anliegende Wirkleistung mit einem Gradienten von $40\% P_{ref}$ je Hertz verringert. Ferner ist nachzuweisen, dass bei einer Verringerung der Netzfrequenz in diesem Bereich die Wirkleistung mit diesem Gradienten erhöht wird ("Fahren auf der Kennlinie"), wenn das Primärenergiedargebot ausreichend ist. Für Speicher vom Typ 2 gilt ein Gradient von $100\% P_{ref}$ je Hertz. Die geforderten Einstellwerte sind basierend auf einer Herstellererklärung auszuweisen.

Bei Wiedereintritt der Netzfrequenz in das Toleranzband ist nachzuweisen, dass die Wirkleistungseinspeisung mit einem Gradienten von max. $10\% P_{rE}/\text{min}$ geändert wird.

Das Verhalten bei Überfrequenz ist für Erzeugungseinheiten (ausgenommen Windenergieanlagen) durch Frequenzsprünge von 1. $50 \pm 0,05$ Hz auf 2. $50,3 \pm 0,05$ Hz, weiter auf 3. $51,4 \pm 0,05$ Hz, zurück auf 4. $50,3 \pm 0,05$ Hz, weiter auf 5. $50,0 \pm 0,05$ Hz an der Erzeugungseinheit zu testen (siehe Bild 25).

Das Verhalten bei Überfrequenz ist für Windenergieanlagen durch Frequenzsprünge von 1. $50 \text{ Hz} \pm 0,05$ Hz auf 2. $50,3 \text{ Hz} \pm 0,05$ Hz, weiter auf 3. $51,4 \text{ Hz} \pm 0,05$ Hz, zurück auf 4. $50,9 \text{ Hz} \pm 0,05$ Hz, weiter auf 5. $50,0 \text{ Hz} \pm 0,05$ Hz an der Erzeugungseinheit zu testen (siehe Bild 25).

Das Verhalten bei Überfrequenz ist für Speicher vom Typ 2 durch Frequenzsprünge von 1. $50 \text{ Hz} \pm 0,05$ Hz auf 2. $50,3 \text{ Hz} \pm 0,05$ Hz, weiter auf 3. $51,4 \text{ Hz} \pm 0,05$ Hz, zurück auf 4. $50,3 \text{ Hz} \pm 0,05$ Hz, weiter auf 5. $50,0 \text{ Hz} \pm 0,05$ Hz an der Erzeugungseinheit zu testen (siehe Bild 26).

Auf den vorgenannten Stufen ist solange zu verharren, bis nachgewiesen werden kann, dass keine ungedämpften Leistungsspendelungen auftreten. Für die Sprünge 2. auf 3. sowie 3. auf 4. sind die An- und Einschwingzeit gemäß den Anforderungen nach 10.2.4.3 zu erfüllen. Die momentane Wirkleistung P_{mom} zu Beginn des Versuchs sollte für Erzeugungseinheiten mind. $50\% P_{rE}$ betragen. Für Speicher vom Typ 2 sollte die momentane Wirkleistung zu Beginn des Versuchs $100\% P_{rE}$ betragen.

Es ist in Form einer Herstellererklärung zu bestätigen, dass die Statik der frequenzabhängigen Wirkleistungseinspeisung $\left(s = \frac{\Delta f}{f_n} / \frac{\Delta P}{P_{\text{ref}}} \right)$ mindestens zwischen 2 % bis 12 % einstellbar ist. Ist die Erzeugungseinheit in der Lage, auch oberhalb von 51,5 Hz, entsprechend den Anforderungen nach 10.2.4.3, in Betrieb zu bleiben, ist eine Bestätigung dieser Funktion und eine Beschreibung des Verhaltens in diesem Frequenzbereich in Form einer Herstellererklärung ausreichend.

Unterfrequenz

Es ist nachzuweisen, dass die Erzeugungseinheit im Frequenzbereich von 49,8 Hz bis 48,8 Hz ihre momentan eingespeiste Wirkleistung von nicht mehr als 50 % der installierten Leistung mit einem Gradienten von 40 % P_{ref} je Hertz steigert. Ferner ist nachzuweisen, dass bei einer Erhöhung der Netzfrequenz in diesem Bereich die Wirkleistung nach diesem Gradienten reduziert wird („Fahren auf der Kennlinie“). Für Speicher vom Typ 2 gilt ein Gradient von 100 % P_{ref} je Hertz. Die geforderten Einstellbereiche sind basierend auf einer Herstellererklärung auszuweisen. Die Ausnahmeregelung für thermische Erzeugungsanlagen bei einer Frequenz unterhalb von 49,5 Hz ist zu beachten.

Das Verhalten bei Unterfrequenz ist für Erzeugungseinheiten (ausgenommen Windenergieanlagen) durch Frequenzsprünge von 1. 50,0 Hz \pm 0,05 Hz, auf 2. 49,7 Hz \pm 0,05 Hz, weiter auf 3.1 47,6 Hz \pm 0,05 Hz, zurück auf 4.1 48,7 Hz \pm 0,05 Hz weiter auf 5. 49,7 Hz \pm 0,05 Hz und weiter auf 6. 50,0 Hz \pm 0,05 Hz an der Erzeugungseinheit zu testen (siehe Bild 25).

Das Verhalten bei Unterfrequenz ist für Windenergieanlagen durch Frequenzsprünge von 1. 50,0 Hz \pm 0,05 Hz auf 2. 49,7 Hz \pm 0,05 Hz, weiter auf 3.2 49,2 Hz \pm 0,05 Hz, weiter auf 4.2 48,4 Hz \pm 0,05 Hz zurück auf 5. 49,7 Hz \pm 0,05 Hz und weiter auf 6. 50,0 Hz \pm 0,05 Hz an der Erzeugungseinheit zu testen (siehe Bild 25).

Das Verhalten bei Unterfrequenz ist für Speicher vom Typ 2 durch Frequenzsprünge von 1. 50,0 Hz \pm 0,05 Hz auf 2. 49,7 Hz \pm 0,05 Hz, weiter auf 3. 48,8 Hz \pm 0,05 Hz, weiter auf 4. 47,8 Hz \pm 0,05 Hz, zurück auf 5. 48,8 Hz \pm 0,05 Hz und weiter auf 6. 50,0 Hz \pm 0,05 Hz an der Erzeugungseinheit zu testen (siehe Bild 26). Auf den vorgenannten Stufen ist solange zu verharren, bis nachgewiesen werden kann, dass keine ungedämpften Leistungsspendelungen auftreten.

Für die Sprünge 2. auf 3., 3. auf 4., (für Windenergieanlagen und Speicher vom Typ 2 von 2. auf 3. und 4. auf 5.) sind die An- und Einschwingzeit gemäß der Anforderungen nach 10.2.4.3 zu erfüllen. Die momentane Wirkleistung P_{mom} zu Beginn des Versuchs sollte für Erzeugungseinheiten höchstens 10 % P_{ref} bzw. die technische Mindestleistung betragen. Für Windenergieanlagen sollte die momentane Wirkleistung zu Beginn des Versuchs höchstens 60 % P_{ref} betragen. Für Speicher vom Typ 2 sollte die momentane Wirkleistung zu Beginn des Versuchs 100 % P_{ref} betragen um dann in den Ausspeicherungsbetrieb zu wechseln.

Es ist in Form einer Herstellererklärung zu bestätigen, dass die Statik der frequenzabhängigen Wirkleistungseinspeisung $\left(s = \frac{\Delta f}{f_n} / \frac{\Delta P}{P_{\text{ref}}} \right)$ mindestens zwischen 2 % bis 12 % einstellbar ist.

Erzeugungsanlagen Typ 1 und Typ 2
und Speicher Typ 1

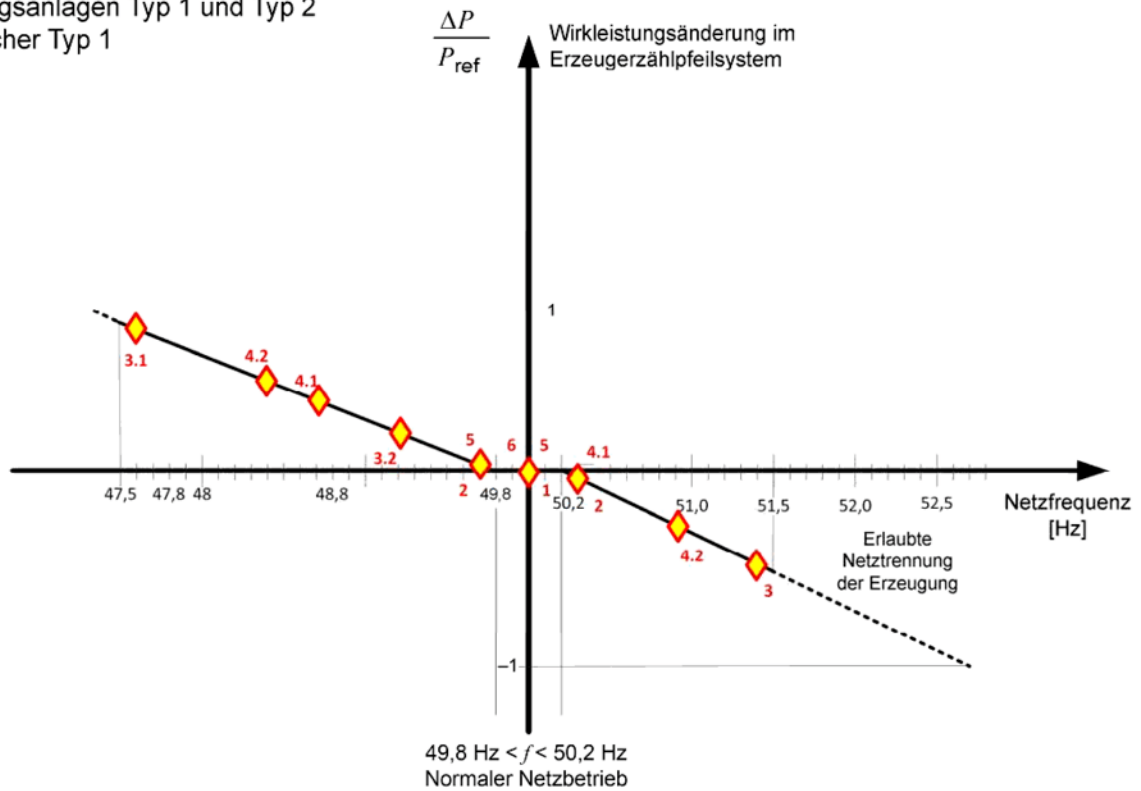


Bild 25 – Veranschaulichung der Frequenzsprünge für Erzeugungseinheiten der Typen 1 und 2 sowie Speicher vom Typ 1

Speicher Typ 2

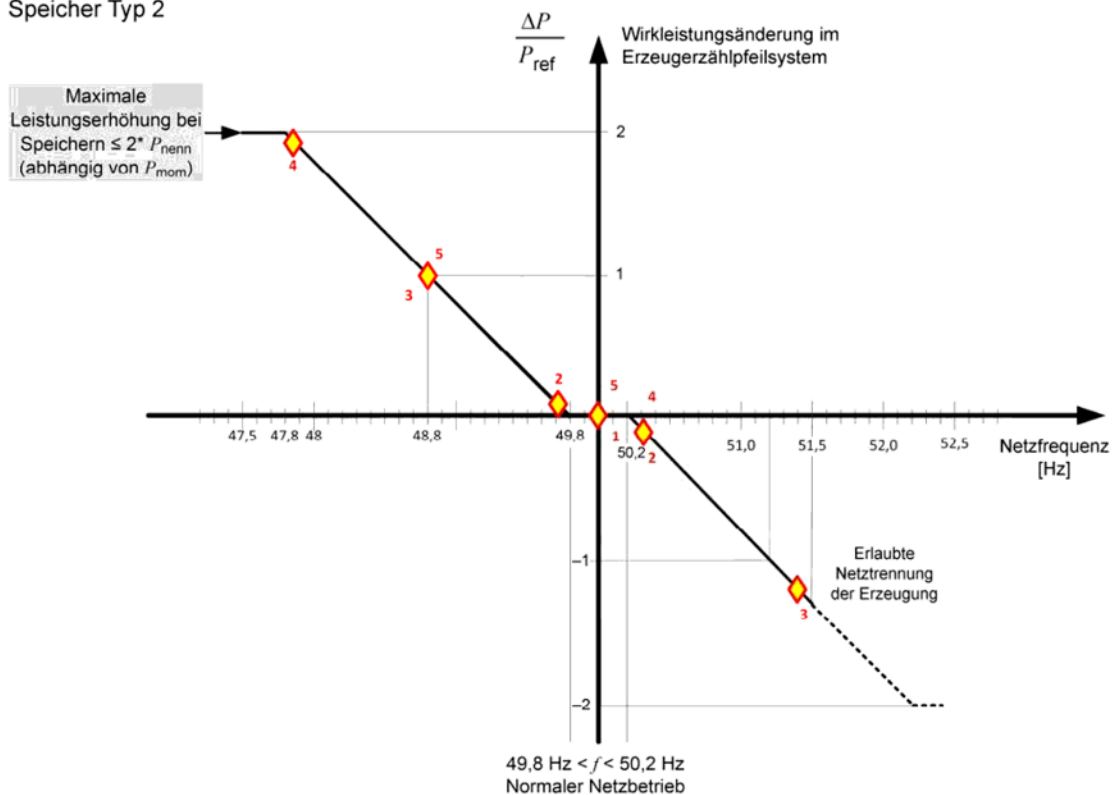


Bild 26 – Veranschaulichung der Frequenzsprünge für Speicher vom Typ 2

11.2.8.2 Abfangen auf Eigenbedarfsbetrieb bzw. schnelle Resynchronisierung

Der Test ist erfolgreich bestanden, wenn die Erzeugungseinheit

entweder

- erfolgreich in den Eigenbedarfsbetrieb abgefangen wurde, ein stabiler Eigenbedarfsbetrieb für 2 h nachgewiesen wurde und anschließend die Resynchronisierung erfolgreich abgeschlossen wurde

oder

- innerhalb von höchstens 15 min nach Zuschaltung an das Netz die Wirkleistungseinspeisung wieder aufgenommen hat.

Der Test wird bei $P_{E_{\max}}$ durchgeführt. Wenn das Primärenergiedargebot nicht ausreichend ist, kann der Test bei mindestens 90% $P_{E_{\max}}$ durchgeführt werden.

Alternativ kann diese Funktion auch im Zuge der Anlagenzertifizierung nachgewiesen werden.

11.2.8.3 Fähigkeit zur Bereitstellung von Primärregelleistung

Es ist auf Basis von Herstellererklärungen das Regelungskonzept der Erzeugungseinheit auszuweisen,

- dass die Regelung der Erzeugungseinheit die Bereitstellung von Primärregelleistung priorisiert, auch wenn eine Änderung der Wirkleistungsabgabe aus anderen Gründen (z. B. Arbeitspunktänderungen oder die Erbringung anderer Regelleistungsarten) vorliegt;
- dass die Erzeugungseinheit die Primärregelleistung im Bereich von 10 % P_{rE} bzw. technischer Mindestleistung und 100 % P_{rE} erbringen kann;
- dass etwaige übergeordnete Restriktionen, wie z. B. die Vorgabe einer maximalen Wirkleistungseinspeisung, berücksichtigt werden.

Gegebenenfalls vorhandene technische Mindestleistung und technologisch bedingte Beharrungspunkte sind auszuweisen.

Die Funktionalität zur Bereitstellung von Primärregelleistung kann entweder direkt in der Erzeugungseinheit oder alternativ in einer übergeordneten Regeleinrichtung (z. B. EZA-Regler) umgesetzt werden. Es sind die Einstellbereiche und Einstellwerte der einstellbaren Parameter nach [Tabelle 5](#) auszuweisen. Für den Nachweis ist die Summe aus Unempfindlichkeit und Totband auf ± 10 mHz und die Statik auf 4% einzustellen.

Die Genauigkeit der Frequenzmessung ist auf Basis von Komponentenzertifikaten oder der Herstellererklärung (mit einer schematischen Darstellung des Messsystems) auszuweisen.

Bei vom Primärdargebot abhängigen Erzeugungseinheiten schwankt die insgesamt abgegebene Wirkleistung über den Erbringungszeitraum von 15 min entsprechend dem naturgegebenen Angebot. Für den Nachweis ist der Verlauf der „möglichen Wirkleistungsabgabe“ der Erzeugungseinheit auf Basis des vorliegenden Primärdargebots als Schätzwert zu ermitteln und auszuweisen. Dafür können einfache Kennlinien (beispielsweise P (Windgeschwindigkeit, ...) bzw. P (Sonneneinstrahlung, ...) Verwendung finden.

ANMERKUNG Der zuständige Übertragungsnetzbetreiber stellt Anforderungen an die Ermittlung der „mögliche Einspeisung“ von Erzeugungsanlagen im Rahmen der Präqualifikation zur Erbringung von Regelleistung.

Bei vom Primärdargebot abhängigen Erzeugungsanlagen ist die Erzeugungseinheit vor Beginn der Messungen auf einen geeigneten Arbeitspunkt zu bringen, so dass sowohl positive als auch negative Änderungen der Wirkleistung vom gegebenen Primärenergiedargebot nicht beeinflusst werden.

- 1) Es ist durch Messungen nachzuweisen, dass die Aktivierungszeit und der Zeitraum bis zur vollständigen Aktivierung sowohl in positiver als auch negativer Richtung eingehalten werden. Dazu wird in die Regelung der Erzeugungseinheit ein künstlich generierter Frequenzsprung von ± 200 mHz eingeprägt,

um die Aktivierung der maximal möglichen Wirkleistung (mindestens jedoch 2 % P_{rE}) nachzuweisen. Die Frequenzabweichung bleibt jeweils 15 min lang bestehen.

- 2) Es ist durch Messungen nachzuweisen, dass die Erzeugungseinheit auch bei Frequenzabweichungen kleiner ± 200 mHz die Aktivierung der gewählten Wirkleistung erreichen kann. Dazu werden ausgehend von der Nennfrequenz künstlich generierte Frequenzsprünge von 100 mHz (5 % P_{rE}) und 150 mHz (7,5 % P_{rE}) sowohl in positive als auch negative Richtung eingeprägt. Nach dem eingeschwungenen Zustand ist jeweils wieder die Nennfrequenz einzustellen. Die Frequenzabweichung bleibt jeweils 15 min lang bestehen. In diesem Zeitraum ist der geforderte Wert für die Wirkleistung einzuhalten. Die jeweilige Aktivierungszeit und der Zeitraum bis zur vollständigen Aktivierung ist auszuweisen.
- 3) In die Regelung der Erzeugungseinheit wird ein Frequenzverlauf nach Bild 15 bzw. 16 dieser Anwendungsregel eingeprägt.

Für den vorgenannten Nachweis ist der Verlauf der Wirkleistungsabgabe, der nach Primärdargebot „möglichen Wirkleistungsabgabe“ und Frequenz auszuweisen.

Detaillierte weitere Vorgaben sind FGW-Richtlinie TR 3 [5] zu entnehmen.

Wird die geforderte Aktivierungszeit der Primärregelleistung überschritten, ist die technische Notwendigkeit der verlängerten Aktivierungszeit darzustellen.

11.2.9 Kurzschlussstrombeitrag der Erzeugungseinheit

Im Einheitenzertifikat sind alle zur Berechnung der Kurzschlusswechselströme nach DIN EN 60909-0 (VDE 0102) notwendigen Parameter auszuweisen. Dabei kann auf Angaben aus Datenblättern zurückgegriffen werden. Insbesondere gilt das für die in Tabelle 9 genannten Parameter.

Tabelle 9 – Umfang der notwendigen Angaben im Einheitenzertifikat zu den Kurzschlussstrombeiträgen

Art der Erzeugungseinheit	Angabe	Kürzel
Erzeugungseinheiten mit Vollumrichter	Effektivwert des Quellenstroms bei dreipoligen Fehler Effektivwert des Quellenstroms bei zweipoligen Fehler Effektivwert des Quellenstroms bei einpoligen Fehler Kurzschlussgegenimpedanz (Herstellerangabe nur für ganzzahlige k -Faktoren)	I_{skPF} $I_{(1)sk2PF}$ $I_{(1)sk1PF}$ $Z_{(2)PF}$
Erzeugungseinheiten mit doppeltgespeister Asynchronmaschine	Faktor zur Berechnung des Stoßkurzschlussstroms bezogen auf die Oberspannungsseite höchster Augenblickswert des Kurzschlussstromes bei dreipoligem Kurzschluss Bemessungsspannung des Blocktransformators auf der Oberspannungsseite	κ_{WD} i_{WDmax} U_{rTHV}
Erzeugungseinheiten mit Asynchronmaschine	Bemessungsübersetzungsverhältnis des Blocktransformators Impedanz des Blocktransformators auf der Oberspannungsseite Impedanz des Asynchrongenerators	t_r Z_{THV} Z_G
Erzeugungseinheiten mit Synchronmaschine	Bemessungsspannung des Generators Resistanz des Generators gesättigte subtransiente Reaktanz bezogene gesättigte subtransiente Reaktanz bezogene gesättigte subtransiente Reaktanz der Querachse Leistungsfaktor im Bemessungsbetrieb	U_{rG} R_G X_d'' x_d'' x_q'' $\cos \varphi_{rG}$

Aus den Zeitverläufen der Ströme bei dreipoligen Fehlern nach 11.2.5 ist der größte Kurzschlusswechselstrom der Erzeugungseinheit bei Fehlereintritt nach folgenden Maßgaben auszuweisen:

- höchster Augenblickswert des zu erwartenden Kurzschlussstromes, einschließlich eines eventuell vorhandenen abklingenden Gleichstromanteils; entspricht dem Stoßkurzschlussstrom i_p ;
- Effektivwert des Kurzschlussstromes (I_k'').

Darüber hinaus ist der höchste Kurzschlussstrombeitrag der Erzeugungseinheit zu den Zeiten nach Tabelle 10 auszuweisen.

Tabelle 10 – Zeitpunkte nach Fehlereintritt zum Ausweis der Kurzschlussströme

	Zeitpunkt nach Fehlereintritt in ms
1	20
2	100
3	150
4	300
5	500
6	1 000

11.2.10 Schutztechnik und Schutzeinstellungen

Im Einheitenzertifikat sind die in der Erzeugungseinheit integrierten Schutzeinrichtungen inklusive der Schwellwerte und Auslösezeiten auszuweisen.

Zusätzlich vorhandene Schutzeinrichtungen sind mit ihren Einstellbereichen (Standardwert, Schrittweite, Minimalwert und Maximalwert) auszuweisen. Der Nachweis erfolgt durch Herstellererklärungen.

Der messtechnische Nachweis der Gesamtausschaltzeit von Schutz und Schaltgerät (Gesamtwirkungskette) sollte im Rahmen der Vermessung der Erzeugungseinheit nach FGW TR3 erfolgen.

Weiterhin ist nachzuweisen, z B. durch eine Herstellererklärung, dass

- für Kurzschlusschutzeinrichtungen, welche für das Gesamtschutzkonzept des Netzbetreibers relevant sind, und für alle Entkopplungsschutzeinrichtungen in der Erzeugungseinheit Vorrichtungen wie beispielsweise Prüfklemmenleisten vorgesehen wurden, um Schutzprüfungen ohne Ausklemmen von Drähten zu ermöglichen;
- die Schutzeinrichtungen mit einer netzunabhängigen Hilfsenergie für eine projektspezifische Zeitdauer versorgt werden. Die Nutzung bereits vorhandener Hilfsenergieversorgungen ist zulässig, wenn Sie den Anforderungen genügt;
- ein Ausfall der Hilfsenergie der Schutzeinrichtungen bzw. der Anlagensteuerung zum unverzügerten Abschalten der Erzeugungseinheit führt;
- die vorgesehenen Schutzeinrichtungen die geforderten Genauigkeiten (z. B. hinsichtlich Rückfallverhältnis und Messgenauigkeit) und Einstellbereiche einhalten;
- im Falle der Nutzung eines integrierten Schutzes in den Erzeugungseinheiten dieser autark von Steuerungsfunktionen arbeitet. Dem Nachweisersteller ist auf Basis von Blockschaltbildern und Funktionsdarstellungen darzulegen, dass die integrierten Schutzfunktionen in getrennten Softwarebausteinen realisiert sind und autark von Steuerungsfunktionen arbeiten;
- die Funktionsfähigkeit der Schutzfunktionen vor Aufnahme der Leistungseinspeisung durch die Erzeugungseinheiten gegeben ist.

11.2.11 Zuschaltbedingungen und Synchronisierung

Zuschalten ohne vorherige Schutzauslösung

Im Einheitszertifikat ist auszuweisen, dass die Anforderungen an die Fähigkeit zur Zuschaltung der Erzeugungseinheit nach 10.4.1 erfüllt werden können. Auf Basis einer Herstellererklärung oder von Messungen an der Erzeugungseinheit oder der für die Auswertung der Zuschaltbedingungen maßgeblichen Steuerungseinheit ist nachzuweisen, dass eine Zuschaltung bei $47,5 \text{ Hz} \pm 0,1 \text{ Hz}$ und bei $51 \text{ Hz} \pm 0,1 \text{ Hz}$ sowie bei $85 \% U_{\text{ref}} \pm 2 \% U_{\text{ref}}$ und $110 \% U_{\text{ref}} \pm 2 \% U_{\text{ref}}$ möglich ist. Der Nachweis der Zuschaltfähigkeit kann bei simulierter Netzfrequenz und Netzspannung erfolgen.

Zuschalten nach Auslösung des Entkopplungsschutzes

Im Einheitszertifikat ist auszuweisen, dass die Anforderungen an eine Zuschaltung der Erzeugungseinheit nach 10.4.2 erfüllt werden. Auf Basis einer Herstellererklärung sowie von Messungen an der Erzeugungseinheit oder der für die Auswertung der Zuschaltbedingungen maßgeblichen Steuerungseinheit ist nachzuweisen,

- 1) dass eine Zuschaltung nur im Bereich der Netzfrequenz von größer 49,9 Hz und kleiner 50,1 Hz sowie bei einer Netzspannung von mindestens 380 kV (380-kV-Ebene) bzw. 209 kV (220-kV-Ebene) (Signal „Zuschaltbedingungen am Netzanschlusspunkt erfüllt“) möglich ist. Der Nachweis kann bei simulierter Netzfrequenz und Netzspannung erfolgen;
- 2) dass vor einer Zuschaltung eine kontinuierliche Überwachung der vorgenannten Grenzwerte für Spannung und Frequenz mit einem parametrierbaren Zeitfenster von unverzüglich bis zu 30 min möglich ist (Einstellung mindestens im Minutenraster). Der Nachweis ist bei einer Verzögerungszeit von 5 min zu führen und der mögliche Einstellbereich zu dokumentieren. Wird diese Funktion nicht in der Erzeugungseinheit sondern im EZA-Regler umgesetzt, muss diese Funktion im Komponentenzertifikat nachgewiesen werden.

11.2.12 Trennen der Erzeugungseinheit vom Netz bei Instabilität

Ein Nachweis ist nicht erforderlich.

11.3 Komponentenzertifikat

11.3.1 Allgemeines

Für Zusatzkomponenten in der Erzeugungsanlage, die die geforderten elektrischen Eigenschaften maßgeblich beeinflussen, ist durch eine akkreditierte Zertifizierungsstelle ein Komponentenzertifikat auszustellen, das die Erfüllung der Anforderungen dieser VDE-Anwendungsregel an die elektrischen Eigenschaften und die Validierung der geforderten Simulationsmodelle bestätigt. Dies gilt insbesondere für

- EZA-Regler;
- aktive statische Kompensationseinrichtungen (FACTS, Static Var Compensators, STATCOM).

Wurde die Erfüllung der Anforderungen dieser VDE-Anwendungsregel für eine in einer Erzeugungseinheit verbaute Zusatzkomponente, die die geforderten elektrischen Eigenschaften maßgeblich beeinflusst, nicht im jeweiligen Einheitszertifikat bestätigt, ist durch eine akkreditierte Zertifizierungsstelle hierfür ein Komponentenzertifikat auszustellen. Dies gilt insbesondere für

- Spannungsregler der Erzeugungseinheiten Typ 1;
- Hilfsaggregate insbesondere für Erzeugungseinheiten Typ 1;
- Schutzeinrichtungen.

Das Komponentenzertifikat basiert auf einer Beschreibung der zu zertifizierenden Funktionen und deren Nachweise. Die erfüllten Funktionen sind im Zertifikat aufzulisten, genau wie externe Schnittstellen und die dazugehörigen Protokolle. Falls der Hersteller der Komponente Anforderungen an angeschlossene Baugruppen hat, müssen diese exakt im Komponentenzertifikat dokumentiert sein.

11.3.2 Anforderung an EZA-Regler

Umsetzung der Blindleistungsvorgaben

Die drei nach 10.2.2.4 geforderten Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung müssen mit dem EZA-Regler umsetzbar sein.

- a) Blindleistungs-Spannungskennlinie $Q(U)$;
- b) Blindleistungsvorgabe mit Spannungsbegrenzungsfunktion;
- c) fester Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$.

Der Nachweis ist erfolgreich erbracht, wenn der EZA-Regler in der Vermessung gezeigt hat, dass eine Einhaltung der Anforderungen gemäß 10.2.2.4 bezüglich Genauigkeit und Dynamik möglich ist.

Umsetzung der Wirkleistungsvorgaben

Die Nachweise über die Wirkleistungsvorgabe umfassen:

- a) Wirkleistungsgradient für Netzsicherheitsmanagement und Sollwertvorgaben durch Dritte;
- b) Priorisierung nach 8.1.

Der Nachweis ist erfolgreich erbracht, wenn die Einhaltung der Anforderungen nach 10.2.4.1 und 10.2.4.2 bezüglich Funktionalität, Priorisierung, Genauigkeit und Dynamik durch den EZA-Regler möglich ist. Die Rahmenbedingungen (z. B. bzgl. der Regelstrecke sowie der verwendeten Schnittstellen und Protokolle) für die die Konformitätsaussage gilt, sind anzugeben.

Verhalten bei Kommunikationsstörungen

Weiterhin ist das Verhalten bei Kommunikationsstörungen (Fehler im Eingang und Fehler im Ausgang) und bei Ausfall der Hilfsenergie des EZA-Reglers zu untersuchen. Der Nachweis ist erbracht, wenn die Anforderungen nach 10.2.2.4 erfüllt werden.

EZA-Regler-Modelle für die Komponentenzertifizierung

Im Komponentenzertifikat muss die Genauigkeit des EZA-Regler-Modells hinsichtlich der ausgegebenen Blindleistungs- und Wirkleistungswerte angegeben werden.

Das Modell muss rechnerlauffähig sein. Die Funktionen können in mehreren Modellen abgebildet werden.

Das Modell muss die gleichen Ein- und Ausgangsgrößen beinhalten wie der abgebildete EZA-Regler.

Mindestens die Wirk- und Blindleistungsregelung im Normalbetrieb muss im EZA-Regler-Modell abgebildet werden.

Beschreibung EZA-Regler

Für einen EZA-Regler sind im Komponentenzertifikat folgende Daten aufzuführen:

- a) Systemaufbau;
 - Technische Beschreibung des EZA-Reglers;
 - Technische Daten des EZA-Reglers;
 - Anforderungen an Systemkomponenten zur Kompatibilität;
 - Bedien- und Anzeigeelemente;
 - Fernzugriff;
 - Beschreibung der zertifizierungsrelevanten Parameter;
- b) Schnittstellen (Sollwertvorgaben/Rückgabewerte);
 - Vorgabeschnittstellen Sollwert;

- Ausgabebeschnittstellen Stellglied;
 - Eingabebeschnittstelle Messglied;
 - Ausgabebeschnittstelle für Rückmeldungen;
 - Sonstiges;
- c) Regelung/Steuerung der EZA;
- Wirkleistungsmanagement;
 - Wirkleistungsreduzierung durch Sollwertvorgabe;
 - Verriegelung der Zuschaltung;
 - Sonstige;
 - Blindleistungsmanagement;
 - Blindleistungs-/Spannungskennlinie $Q(U)$;
 - Blindleistungsvorgabe mit Spannungsbegrenzungsfunktion;
 - fester Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$;
 - Einbindung/Ansteuerung externer Komponenten, wie beispielsweise Kompensationsanlagen,
 - Sonstige Funktionen;
 - Weitere mögliche Funktionen des EZA-Reglers;
- d) Kennwerte und sonstige Eigenschaften;
- Zulässige Totzeit;
 - Verhalten bei Kommunikationsstörungen.

11.3.3 Anforderungen an aktive statische Kompensationsanlagen

Der Nachweis erfolgt sinngemäß nach 11.2.2 und 11.2.4. Hierbei entfallen die Anforderungen an die Wirkleistungseinspeisung bzw. in Abhängigkeit der Wirkleistung. Die Begrifflichkeit der Erzeugungseinheit wird durch die Kompensationsanlage ersetzt. Der Nachweis der dynamischen Netzstützung nach 11.2.5 erfolgt nur bei Einfluss der Komponente auf das FRT-Verhalten. Für die Anforderungen aus dem quasistationären Betrieb reichen Herstellererklärungen aus, wenn keine Tests verfügbar sind.

Die Schnittstellen zur Ansteuerung der Kompensationsanlage sind anzugeben.

Sofern die Kompensationsanlage keinen Einfluss auf die dynamische Netzstützung der Erzeugungsanlage hat, ist ein dynamisches Modell nicht erforderlich. In diesem Fall ist nur ein Modell für den quasistationären Betrieb zu erstellen. Die validierten Ergebnisse aus der Vermessung (Verifizierung der Herstellerangaben) einer Kompensationsanlage können im Bereich 100 kvar bis 10 Mvar auf andere Kompensationsanlagen übertragen werden, wenn die Ausführung und die für die elektrischen Eigenschaften maßgebende Regelungstechnik einschließlich der eingesetzten Software und das Konzept in diesen Kompensationsanlagen technisch gleichwertig sind.

11.3.4 Anforderungen an Spannungsregler inkl. des Erregersystems einer Typ-1-Erzeugungseinheit

Der Spannungsregler muss zusammen mit dem Erregersystem und dem Messsystem für Typ-1-Erzeugungseinheiten oder mit einem geeigneten Generatormodell in einer Echtzeitsimulationsumgebung und gleichem Messsystem für die Eingangsgrößen des Reglers (z. B. Strom- und Spannungsgröße der Generatorklemmen) getestet werden. Ebenfalls ist ein validiertes Modell des Spannungsreglers inkl. Erregersystem erforderlich. Das Modell des Spannungsreglers muss Begrenzungen von Messwerten, interner Größen, Ausgangswerten und Strukturumschaltungen, soweit vorhanden, richtig wiedergeben. Ist kein separates dynamisches Modell des Spannungsreglers verfügbar, kann dieses auch als Teil des dynamischen Modells der getesteten Erzeugungseinheit an die akkreditierte Zertifizierungsstelle übergeben werden. Es muss ersichtlich sein, welcher Teil des Modells den Spannungsregler simuliert.

Prüfung der technischen Dokumentation

Es ist zu prüfen, dass die Einstellwerte definiert nachvollzogen werden können.

Zudem ist zu prüfen, dass alle drei Außenleiterspannungen berücksichtigt sind.

Da das Verhalten des Spannungsreglers der Erzeugungseinheit von Typ 1 modellierbar und die Einstellwerte eindeutig einstellbar sein müssen, ist zu prüfen, dass der Spannungsregler digital ausgeführt ist.

Es ist zu prüfen, dass alle für die Spannungsregelung erforderlichen Funktionen als integrale Bestandteile des Spannungsreglers ausgeführt sind. Externe Zusatzschaltungen sind nicht zulässig.

Es ist zu prüfen, dass die Regelungssoftware (hierzu gehören auch die Erfassung und die Auswertung von Messwerten, die in die Regelungssoftware eingreifen, beispielsweise zum Umschalten von Reglerstrukturen) ist softwaretechnisch von der Bediensoftware und den Parametersätzen getrennt ist. Softwareanpassungen und Weiterentwicklungen der Regelungssoftware müssen an der Versionsnummer eindeutig erkennbar sein.

Falls eine Strukturumschaltung im Spannungsregler stattfindet, ist zu prüfen, dass mindestens die folgenden Betriebsweisen abgedeckt werden:

- Blindleistungsregelung (Normalbetrieb);
- Spannungsregelung (FRT).

Prüfung der Testergebnisse

Der Spannungsregler darf den Erregerstrom während eines Netzfehlers verändern (zusätzlicher Erregerstrom), um den Polradwinkel zu reduzieren und damit die Stabilität der Erzeugungseinheit zu verbessern. Hierfür ist mindestens ein Aggregat mit dem entsprechenden Spannungsregler nach 11.2.5.2 zu vermessen.

Bei der Umschaltung zwischen den Betriebsweisen a) und b) müssen die Anforderungen nach 10.2.3 bezüglich Spannung, Stabilität und Zeiten eingehalten werden. Während der FRT-Tests müssen die Anforderungen nach 11.2.5.2 eingehalten werden.

Anforderungen an die Simulationsmodelle für die Anlagenzertifizierung

Für die Erstellung eines Komponentenzertifikates eines Spannungsreglers von Typ-1-Anlagen ist die Validierung des Modells mittels FRT-Test an einer Erzeugungseinheit mit einer Leistung von mindestens 500 kVA vorgeschrieben. Erfolgt die Validierung mit einer kleineren Leistung, beschränkt sich der Einsatz des Spannungsreglers in Erzeugungseinheiten auf maximal diese geprüfte Leistung.

Das Modell der Erregereinrichtung hat insbesondere die Zeitkonstanten sowie Begrenzungen der Erregereinrichtungen realistisch darzustellen.

Eine erfolgreiche Modellvalidierung für den Spannungsregler mit dem getesteten Generatortyp oder einem geeigneten Generatormodell in einer Echtzeitsimulationsumgebung und gleichem Messsystem für die Eingangsgrößen des Reglers (z. B. Strom- und Spannungsgröße der Generatorklemmen) ist gegeben, wenn die Ergebnisse aus den Simulationen mit den Testergebnissen vergleichbar sind.

ANMERKUNG Im Einheitenzertifikat muss das validierte und zertifizierte Modell des Spannungsreglers inklusive der einzusetzenden Generatortypen auf Stabilität geprüft werden.

Prüfung anhand von Simulationen mit dem validierten Modell des Spannungsreglers und der zugehörigen Erzeugungseinheit

Während eines Netzfehlers und nach einem Netzfehler darf die Spannungsanhebung durch die Blindstrom-einspeisung nicht dazu führen, dass die obere FRT-Grenzkurve verletzt wird. (siehe 10.2.3.2).

Im Komponentenzertifikat sind mindestens die folgenden Punkte auszuweisen:

- a) Systemaufbau;
 - Technische Beschreibung;
 - Technische Daten;
 - Auflistung der spezifizierten Generatortypen;
 - Bedien- und Anzeigeelemente;
 - Beschreibung der zertifizierungsrelevanten Parameter und Einstellbereiche;
 - z. B.: Einstellbereich der Begrenzer (über- und untererregt);
- b) Schnittstellen (Sollwertvorgaben/Rückgabewerte/Messwerte);
 - Vorgabeschnittstellen Sollwert (z. B.: Leistungswerte von der übergeordneten Steuerung);
 - Ausgabeschnittstellen Stellglied (z. B.: Erregerstrom);
 - Eingabeschnittstelle Messglied (z. B.: Strom und Spannung der Generatorklemmen);
 - Sonstiges;
- c) Regelung/Steuerung des Generators
 - Blindleistungsmanagement soweit zutreffen;
 - Blindleistungs-/Spannungskennlinie $Q(U)$;
 - Blindleistungsvorgabe mit Spannungsbegrenzungsfunktion;
 - fester Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$;
 - Sonstige Funktionen;
 - Weitere mögliche Funktionen des Spannungsreglers;
- d) Kennwerte und sonstige Eigenschaften (sofern vorhanden);
 - Zulässige Totzeit;
 - Verhalten bei Kommunikationsstörungen;
 - Beschreibung der Strukturumschaltung (z. B.: Schwellen, Trigger, delta Schwelle, ...);
 - Totzeiten bei einer Umschaltung von einem in den anderen Regelungsbetrieb;
 - Soweit vorhanden Beschreibung des Generatorschutzes;
- e) Dokumentation zur Nutzung des Modells durch einen sachkundigen Anwender.

11.3.5 Anforderungen an Hilfsaggregate bei Typ-1-Erzeugungseinheiten

Für den Nachweis der FRT-Fähigkeit der Hilfsaggregate, die nicht Bestandteil eines Einheitenzertifikates, jedoch relevant für die dynamische Netzstützung sind, müssen alle Prüfungen nach 11.2.5 erfolgreich durchgeführt werden. Alternativ ist kurzzeitiges Abschalten der Versorgungsspannung (Zeiten nach FRT-Grenzkurve des Bildes 11) und zusätzlich ein Absenken auf 70 % U_{ref} (ebenfalls entsprechend FRT-Grenzkurve) für den Nachweis zulässig. Hierbei ist zu unterscheiden, an welchen Erzeugungseinheitentypen die Hilfsaggregate verbaut werden. Ein Modell ist nicht notwendig.

11.3.6 Modelle

Für die Anforderungen an rechnerlauffähige Modelle für Komponenten gelten, zusätzlich zu den Anforderungen in diesem Abschnitt, sinngemäß die Anforderungen aus 11.2.6.

11.4 Anlagenzertifikat

11.4.1 Allgemeines

Durch den Anschlussnehmer ist beim Netzbetreiber ein Anlagenzertifikat einzureichen. Hierin bestätigt die akkreditierte Zertifizierungsstelle auf Basis von Einheiten- und Komponentenzertifikaten sowie weiterführender Planungsunterlagen, dass die elektrischen Eigenschaften der Erzeugungsanlage in der Gesamtheit aller am Netzanschlusspunkt angeschlossenen Erzeugungseinheiten, Zusatzkomponenten und sonstiger elektrischer Betriebsmittel (z. B. Netzanschlussleitungen, Schutz, ...) die Anforderungen dieser VDE-Anwendungsregel und die technischen Vorschriften des Netzbetreibers unter Berücksichtigung der projektspezifischen Vorgaben des Netzbetreibers im zu bewertenden Planungsstand vollumfänglich erfüllen.

Bei Erweiterungen eines bestehenden Netzanschlusses sind die bereits vorhandenen Erzeugungseinheiten und Zusatzkomponenten mit Dokumentationsstand zum Zeitpunkt ihrer Inbetriebnahme (sofern keine weiteren Unterlagen vorliegen) in die Anlagenzertifizierung einzubeziehen, unabhängig von den Eigentumsverhältnissen innerhalb der Erzeugungsanlage.

Änderungen an bestehenden Erzeugungsanlagen, die wesentliche Auswirkungen auf das elektrische Verhalten der Erzeugungsanlage am Netzanschlusspunkt haben, erfordern ein neues Anlagenzertifikat. Wesentliche Auswirkungen haben unter anderem:

- Erhöhung der installierten Wirkleistung bzw. Veränderung des Stellbereiches für die Blindleistungsbereitstellung.
- Umbau oder Modernisierung im Umfang $\geq 50 \% P_{AV, E}$.
- Austausch von bzw. Änderungen an Erzeugungseinheiten bzw. der in 11.3 aufgeführten Komponenten, sofern diese nicht typgleich sind und die gleichen Einheiten-/Komponentenzertifikat aufweisen.
- Softwareänderungen, die ein neues Einheitenzertifikat erforderlich machen (eine Beurteilung, ob das neue Einheitenzertifikat ein neues Anlagenzertifikat erfordert, hat durch eine Zertifizierungsstelle für Anlagenzertifikate zu erfolgen).
- Änderungen der elektrischen Infrastruktur (wie z. B. Netztransformatoren oder Kabelverbindungen). Die Beurteilung dieser Änderungen liegt in der Verantwortung des Anschlussnehmers.

Die Erstellung des neuen Anlagenzertifikates erfolgt sowohl für die Wirkleistungserhöhung, als auch für die umgebaute oder modernisierte Leistung (im Falle des zweiten Anstriches) anteilig auf Basis der Anforderungen zum Zeitpunkt der Wirkleistungserhöhung/Umbau/Modernisierung. In den anderen Fällen ist in dem neuen Anlagenzertifikat die weitere Einhaltung der Anforderungen aus dem zuletzt erstellten Anlagenzertifikat zu bewerten.

Der Netzbetreiber stellt zur Erarbeitung des Anlagenzertifikates die im Netzbetreiber-Abfragebogen (siehe Vordruck E.9) aufgeführten Daten zur Verfügung. Individualabreden mit dem Netzbetreiber sind im Rahmen der Erstellung des Anlagenzertifikates zu berücksichtigen.

Für alle Typen von Erzeugungseinheiten der Erzeugungsanlage sind die Einheitenzertifikate zu prüfen, ob für die Erfüllung von Anforderungen aus dieser VDE-Anwendungsregel Zusatzkomponenten erforderlich sind und wenn ja, wie diese in der zu bewertenden Erzeugungsanlage realisiert werden. Für welche Zusatzkomponenten Komponentenzertifikate erforderlich sind, ist in 11.3 beschrieben.

11.4.2 Vom Anschlussnehmer zur Erstellung des Anlagenzertifikates bereitzustellenden Unterlagen

Der Anschlussnehmer stellt der akkreditierten Zertifizierungsstelle zur Erarbeitung des Anlagenzertifikates die Einheiten- und Komponentenzertifikate (inkl. validierter Modelle) und folgende weitere Unterlagen, die in [Tabelle 11](#) aufgeführt sind, zur Verfügung:

Tabelle 11 – Vom Anschlussnehmer bereitzustellende Unterlagen zur Erarbeitung des Anlagenzertifikates

Nr.	Unterlage	Einschränkung
1.	Datenblatt mit den technischen Daten der Erzeugungsanlage (siehe E.6)	
2.	Netzurückwirkungen der Verbrauchsgeräte (siehe E.2)	Nur bei Mischanlagen
3.	Deckblätter der Einheitenzertifikate bzw. die Prototypenbestätigung, sowie – falls erforderlich – Deckblätter von Komponentenzertifikaten	
4.	Einphasiger Übersichtsschaltplan der Erzeugungsanlage einschließlich Netzanschlusspunkt, Eigentumsgrenze, Transformatoren, Mess-, Schutz- und Steuer-/Regelungseinrichtungen, Darstellung der Leitungsverbindungen, Angaben von Kabeltypen, -längen und -querschnitten und Angabe der technischen Kennwerte der Schaltanlagen.	
5.	Regelungskonzept inklusive Kommunikationsplan zum Nachweis von 11.4.11, 11.4.13 und 11.4.14 sowie Daten der Wandler für die Parkregelung (Nennströme/-spannungen, Genauigkeitsklassen, Überstromfähigkeit, Bürde). Bei Mischanlagen und Wirkleistungsvorgabe durch Dritte sind weitere Unterlagen zur zusätzlichen Bewertung der Anforderungen in 11.4.14 bereitzustellen.	
6.	Schutzkonzept zum Nachweis von 11.4.17. Hierzu gehört eine Darstellung, in der die Messgrößen für die Schutzeinrichtungen erfasst werden und auf welche Schaltgeräte die Schutzeinrichtungen wirken, Daten der Hilfsenergiequelle, Daten des Leistungsschalters am Netzanschlusspunkt, Daten der Schutzwandler (Nennströme/-spannungen, Genauigkeitsklassen, Überstromfähigkeit, thermische Bemessungs-Kurzzeitstromstärke, Bürde).	
7.	Angabe der geplanten Reglersollspannungen und Stufenstellerpositionen der unter 4. aufgeführten Transformatoren.	
8.	Technische Daten der Bestands-Erzeugungseinheiten (inkl. relevanter Parametrierungen z. B. für Blindleistungsverhalten, FRT-Verhalten und Schutz) und deren Transformatoren (inkl. Angabe der Stufenstellerposition) sowie Informationen zu den spezifischen Anforderungen an die Blindleistungsbereitstellung (z. B. Netzanschlussvertrag). Die Bestandsanlagen sind in dem einphasigen Übersichtsschaltplan (siehe 4.) darzustellen.	Nur bei Bestandsanlagen
9.	Lageplan ggf. inkl. der Koordinaten der Erzeugungseinheiten.	

11.4.3 Einspeiseleistung

Im Anlagenzertifikat ist die maximale Wirkleistungsabgabe P_{600} aufzuführen. Bei Solar- und Batteriewechselrichtern ist die Wirkleistung bei 20 °C Umgebungstemperatur, entsprechend 11.2.6, auszuweisen.

Im Falle einer dauerhaften Begrenzung der maximalen Wirkleistung der Erzeugungsanlage zur Erfüllung der Blindleistungsanforderungen müssen in Absprache mit dem Netzbetreiber die Angabe der installierten Wirkleistung P_{inst} und gegebenenfalls die vereinbarte Anschlusswirk- und -scheinleistung $P_{\text{AV, E}}$ und $S_{\text{AV, E}}$ angepasst werden.

Bei einer Wirkleistungsbegrenzung über den EZA-Regler ist diese im Anlagenzertifikat auszuweisen.

Die sich nach der Auslegung der Erzeugungsanlage dann ergebende maximale Wirk-, Blind- und Scheinleistung am Netzanschlusspunkt sind als 10-Minuten-Mittelwerte auszuweisen

- und mit dem Netzbetreiber bekanntgegebenen Wert von P_{inst} und mit den mit dem Netzbetreiber vereinbarten Werten der Anschlusswirkleistung $P_{\text{AV, E}}$ und der vereinbarten Anschlussscheinleistung $S_{\text{AV, E}}$ bzw. bei Speichern zusätzlich $P_{\text{AV, B}}$ und $S_{\text{AV, B}}$ zu vergleichen und auszuweisen und

- Grundlage der weiteren Berechnungen im Anlagenzertifikat.

Weiterhin ist bei Typ-1-Anlagen und Typ-2-Anlagen (soweit diese über eine technische Mindestleistung verfügen) die technische Mindestleistung anzugeben.

11.4.4 Bemessung der Betriebsmittel

Die Kurzschlussfestigkeit, die Dauerstrombelastbarkeit und das Schaltvermögen der Hauptkomponenten der Kundenanlage sind auszuweisen und zu bewerten.

Der Nachweis über die Dauerstrombelastbarkeit ist bei 198 kV (bei 220-kV-Ebene) bzw. 360 kV (bei 380-kV-Ebene) am Netzanschlusspunkt mit der vom Netzbetreiber vorgegebenen maximalen Blindleistung der Erzeugungsanlage durchzuführen.

Die elektrischen Kenndaten des Maschinen- und Netztransformators sind auszuweisen. Zusätzlich sind der Stellbereich und die Regelgeschwindigkeit des Spannungsreglers des Netztransformators, die Reglersollspannung U_{MS} sowie die Stufung der Maschinentransformatoren im Anlagenzertifikat auszuweisen.

11.4.5 Spannungsänderung am Netzanschlusspunkt

In der VDE-AR-N 4130 gibt es hierzu keine Anforderung und muss somit nicht nachgewiesen werden.

11.4.6 Erforderliche Netzkurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt

Wenn das in 10.2.3.2 bzw. 10.2.3.3 angegebene Mindestverhältnis der netzseitig verbleibenden Kurzschlussleistung S_{KV} und der Nennwirkleistung am Netzanschlusspunkt nicht eingehalten wird, sind im Anlagenzertifikat die Maßnahmen zu beschreiben und zu bewerten, die zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber vereinbart wurden.

ANMERKUNG Aufgrund der unterschiedlichen Charakteristika und Notwendigkeiten in den verschiedenen Spannungsebenen bei der Prüfung des Netzanschlusspunktes zielt dieser Nachweis in der Höchstspannung auf andere Kriterien als in der VDE-AR-N 4110 und VDE-AR-N 4120 ab.

11.4.7 Netzurückwirkungen

11.4.7.1 Allgemeines

Die nach 5.4 ermittelten Grenzwerte für Netzurückwirkungen sind im Anlagenzertifikat auszuweisen und die Einhaltung durch die Erzeugungsanlage ist zu bewerten.

11.4.7.2 Schnelle Spannungsänderungen

Erzeugungseinheiten

Der Nachweis und die Bewertung der Einhaltung der Spannungsänderung für die Zu- und Abschaltungen der einzelnen Erzeugungseinheiten (im ungestörten Betrieb) erfolgt über Näherungsrechnungen. Es ist dabei jeder Erzeugungseinheitentyp zu berücksichtigen.

Bei einer Erweiterung der Erzeugungsanlage sind nur die neu anzuschließenden Erzeugungseinheitentypen zu berücksichtigen.

Erzeugungsanlage

Ergibt die Bewertung der schaltbedingten Spannungsänderungen durch Schaltung einzelner Erzeugungseinheiten unter Berücksichtigung der Häufigkeit ihres Auftretens einen Wert, der größer als die dazugehörige zulässige Spannungsänderung nach 5.4.2 ist, so ist der erforderliche zeitliche Mindestabstand der Zu- und Abschaltungen der einzelnen Erzeugungseinheiten oder von Gruppen von Erzeugungseinheiten zu ermitteln und ein Konzept zu dessen technischer Umsetzung auszuweisen.

Abschaltung der Erzeugungsanlagen

Der Nachweis über die Einhaltung der Spannungsänderung bei Abschaltung der Erzeugungsanlage erfolgt über Lastflussberechnungen und deren Bewertung. Für die Abschaltung der Erzeugungsanlagen errechnet sich die entstehende Spannungsänderung, bezogen auf die Nennspannung, als Differenz der Spannungen am Netzverknüpfungspunkt mit und ohne Einspeisung bei vorgegebenem Blindleistungsverhalten der Erzeugungsanlagen. Die Spannungsregelung der Netztransformatoren – sofern relevant – bleibt ohne Berücksichtigung.

ANMERKUNG Diese Gesamtbetrachtung über die Wirkung aller Erzeugungsanlagen in einem Schutzabschnitt des Netzbetreibers kann nur der Netzbetreiber vornehmen und erfolgt außerhalb der Anlagenzertifizierung.

11.4.7.3 Flicker

Der Nachweis über die Einhaltung der zulässigen Flickerstärken durch den Langzeitflicker im Dauerbetrieb erfolgt über Näherungsrechnungen und deren Bewertung entsprechend 5.4.3 und B.6.

11.4.7.4 Oberschwingungen und Zwischenharmonische

Der Nachweis über die Einhaltung der Grenzwerte bezüglich der Oberschwingungen erfolgt über die Darstellung und Bewertung der zulässigen und erreichten Oberschwingungsströme. Dabei sind die ungünstigsten Betriebspunkte der Wirkleistungserzeugung zu berücksichtigen.

Die von der Erzeugungsanlage eingepprägten Oberschwingungsströme, Zwischenharmonischen und die hochfrequenten Stromanteile errechnen sich aus den Angaben des Prüfberichtes Netzverträglichkeit des Einheitszertifikates und der Überlagerungsgleichung (B.15) bei mehreren Erzeugungseinheiten mit entsprechender Taktfrequenz.

Oberschwingungsströme, die getrieben durch eine verzerrte Netzspannung in die Erzeugungsanlage fließen (z. B. in Filterkreise), werden nicht der Erzeugungsanlage zugerechnet.

Die für die Erzeugungsanlage zulässigen Oberschwingungsströme, Zwischenharmonische und die hochfrequenten Stromanteile errechnen sich nach 5.4.4. Die Hinweise in B.6.5 sind zu beachten.

Erzeugte und zulässige Oberschwingungsströme, Zwischenharmonische und hochfrequente Stromanteile sind auszuweisen, zu vergleichen und zu bewerten.

Bei der folgenden Ausnahmeregelung ist es die Pflicht des Netzbetreibers nach Abschnitt 5, Erzeugungsanlagen, die unzulässig hohe Netzurückwirkungen auf das Netz des Netzbetreibers verursachen, vom Netz zu trennen.

Bei Überschreitung der zulässigen Grenzwerte kann ein Anlagenzertifikat auch unter dem Vorbehalt eines zusätzlichen messtechnischen Konformitätsnachweises der Erzeugungsanlage ausgestellt werden. In diesem Fall muss innerhalb von 6 Monaten nach Abschluss der Inbetriebnahme der Erzeugungsanlage durch eine vom Anlagenbetreiber veranlasste und von der akkreditierten Zertifizierungsstelle bewertete Oberschwingungsmessung nachgewiesen werden, dass alle in 5.4.4 aufgeführten zulässigen Grenzwerte durch die Erzeugungsanlage eingehalten werden. Falls dieser Nachweis erbracht ist, wird dies im Rahmen einer Ergänzung der Konformitätserklärung der Erzeugungsanlage bestätigt. Die Messungen sind nach FGW-Richtlinie TR 3 [5] in Verbindung mit der Norm DIN EN 61000-4-7 (VDE 0847-4-7) durchzuführen, wobei die dort beschriebenen Gruppierungsverfahren

- bei Oberschwingungen: Effektivwerte von Oberschwingungs-Untergruppen;
- bei Zwischenharmonischen: Effektivwerte von zentrierten zwischenharmonischen Untergruppen;
- bei Frequenzen zwischen 2 und 9 kHz: 200-Hz-Bänder

zu verwenden sind.

Sollten bei der Oberschwingungsmessung zulässige Grenzwerte überschritten werden, müssen im Laufe eines Jahres, nachdem die Messung und die Bewertung ein negatives Ergebnis gebracht hat, eine Nach-

besserung sowie erneute Messung und Bewertung durch die akkreditierte Zertifizierungsstelle erfolgen. Werden die Oberschwingungsgrenzwerte immer noch nicht eingehalten, entscheidet der Netzbetreiber über das weitere Vorgehen.

Die Nachvermessung erfolgt nach den oben genannten Messverfahren.

In Abstimmung mit dem Netzbetreiber können die oben genannten zeitlichen Fristen für die Oberschwingungsmessung bzw. für die Nachbesserung und Nachvermessung verlängert werden (z. B. wenn der Inbetriebnahmeprozess einer Erzeugungsanlage in mehreren Bauabschnitten über mehrere Monate erfolgt oder die Einspeiseleistung, meteorologisch bedingt, noch nicht den notwendigen Leistungsbereich erreicht hat).

11.4.7.5 Kommutierungseinbrüche

Der Nachweis ist nur für Umrichter mit Thyristoren erforderlich, die den aus dem Netz kommenden Kurzschlussstrom zur Kommutierung der Thyristoren verwenden (netzgeführte Umrichter mit Gleichstrom-zwischenkreis).

Für die Berechnung der Tiefe der zu erwartenden Kommutierungseinbrüche ist durch den Betreiber der Erzeugungsanlage bzw. der Hersteller des Umrichters auszuweisen, welche Kurzschlussspannung der Kommutierungsreaktanz ($U_{k, \text{kom}}$) geplant ist.

Mit den vorgegeben Werten für die relative Kurzschlussspannung der Kommutierungsreaktanz kann unter Berücksichtigung von 5.4.5 die durch den Umrichter resultierende relative Tiefe der Kommutierungseinbrüche d_{kom} berechnet werden. Dieser Wert muss den Anforderungen nach 5.4.5 entsprechen. Andernfalls sind weitere Maßnahmen zur Verringerung der Kommutierungseinbrüche in Absprache mit dem Netzbetreiber notwendig.

11.4.7.6 Unsymmetrien

Die Bewertung des zulässigen Quotienten der Ströme aus Gegen- und Mitsystem nach 5.4.6 erfolgt auf Basis der im Einheitenzertifikat ausgewiesenen Werte für alle Erzeugungseinheitentypen der Erzeugungsanlage.

11.4.8 Quasistationärer Betrieb, Polrad-/Netzpendelungen

11.4.8.1 Quasistationärer Betrieb

Im Rahmen des Anlagenzertifikates ist nachzuweisen, dass die gesamte Erzeugungsanlage mit allen Komponenten den gestellten Anforderungen nach 10.2.1.2 genügt. Der Nachweis basiert auf den Angaben der Einheiten- und Komponentenzertifikate. Spannungsfälle und -anstiege innerhalb des kundeneigenen Netzes sind zu berücksichtigen. Die Einstellungen des Eigenschutzes der neu zu zertifizierenden Erzeugungseinheiten sind zu bewerten. Beim Nachweis ist ausdrücklich auf Hilfsaggregate/-einrichtungen zu achten.

11.4.8.2 Polrad-/Netzpendelungen

Der simulative Nachweis für die Robustheit gegenüber Polrad- bzw. Netzpendelungen im kontinentaleuropäischen Synchrongebiet wird projektspezifisch zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber vereinbart.

11.4.9 Nachweis der Teilnetzbetriebsfähigkeit

Es ist simulativ nachzuweisen, dass die Erzeugungsanlage zum transienten Übergang in den Teilnetzbetrieb und zum stabilen Betrieb im Teilnetz (Stabilisierung von Frequenz und Spannung, Beherrschung von Lastsprüngen) fähig ist, ohne sich dabei vom Netz zu trennen. Für diese Nachweise ist für Typ-2-Anlagen die $Q(U)$ -Regelung zu aktivieren.

Für Erzeugungsanlagen vom Typ 1 muss das Teilnetz für die Beherrschung der Teilnetzbildung folgende Mindesteigenschaften aufweisen:

Die Erzeugungsanlage vom Typ 1 muss vor der Teilnetzbildung mit maximaler Leistung einspeisen.

- Das Teilnetz muss die Erzeugungsanlage und eine Last von 55 % P_{inst} (oder einen entsprechend den Bestimmungen nach 10.2.4.3 mit dem Netzbetreiber abgestimmten alternativen Wert) außer dem Eigenbedarf der Erzeugungsanlage umfassen.
- Die Kurzschlussleistung und Schwungmasse des Teilnetzes bestehen nur aus dem Eigenanteil der Erzeugungsanlage.

Für Erzeugungsanlagen vom Typ 2 muss das Teilnetz für die Beherrschung der Teilnetzbildung folgende Mindesteigenschaften aufweisen:

- Die Erzeugungsanlage vom Typ 2 muss vor der Teilnetzbildung einmal mit maximaler Leistung und einmal mit 55 % P_{inst} einspeisen.
- Das Teilnetz muss die Erzeugungsanlage und eine Last von 55 % bzw. 10 % P_{inst} außer dem Eigenbedarf der Erzeugungsanlage umfassen.
- Die Kurzschlussleistung und Schwungmasse des Teilnetzes bestehen aus dem Eigenanteil der Erzeugungsanlage (einschließlich synthetischer Schwungmasse) und folgender Parameter des Teilnetzes:
 - Kurzschlussleistung (S_{KV}) $5 \cdot P_{\text{AV, E}}$;
 - Netzanlaufzeitkonstante: 11,25 s.

Es ist nachzuweisen, dass die Erzeugungsanlage bei einer Startfrequenz von 50,0 Hz einen temporären Frequenzanstieg im Bereich von 51,5 Hz bis 52,5 Hz nur in so weit zulässt, dass es ihre Fähigkeit am Netz zu bleiben (z. B. zu Gunsten des Abfangens auf Eigenbedarf) nicht beeinträchtigt.

Die Erzeugungsanlagen müssen weiterhin nachweisen, dass sie im Teilnetzbetrieb stoßartige Lastzuschaltungen von bis zu 10 % P_{inst} (maximal jedoch 50 MW) ausregeln können.

11.4.10 Nachweis der Schwarzstartfähigkeit

Es ist auszuweisen, ob die Erzeugungseinheit vom Typ 1 schwarzstartfähig ist.

Im Fall einer Schwarzstartfähigkeit der Erzeugungseinheit sind Details der praktischen Prüfung zwischen Anlagen- und Netzbetreiber zu vereinbaren, während der Inbetriebnahmephase zu testen und zu dokumentieren. Dabei ist wenigstens nachzuweisen, dass die Erzeugungseinheit ausgehend vom ausgeschalteten Zustand (kalt gemäß Herstellerangaben) ohne externe elektrische Energieversorgung hochgefahren werden kann und den Maschinen- und Netztransformator unter Spannung setzen kann.

11.4.11 Statische Spannungshaltung/Blindleistungsbereitstellung

Für das Anlagenzertifikat muss die Erfüllung der Anforderungen aus 10.2.2 am Netzanschlusspunkt nachgewiesen werden. Der Nachweis erfolgt auf Basis der Komponenten- und Einheitenzertifikate sowie der Kennwerte der weiteren Betriebsmittel der Erzeugungsanlage (z. B. Kabel, Transformatoren) rechnerisch. Die zugrunde gelegte Stellung der Maschinentransformatoren, das zugrunde gelegte Regelungskonzept sowie die Reglersollspannung U_{MS} sind auszuweisen. Für den Nachweis ist die minimale Netzkurzschlussleistung S_{KV} anzusetzen. Im Anlagenzertifikat muss je ein PQ -Diagramm für 0,85 pu, 0,9 pu, 1,00 pu, 1,05 pu und 1,10 pu der Spannung am Netzanschlusspunkt mit dem maximalen Vermögen der Erzeugungsanlage dargestellt und hinsichtlich der Einhaltung der Anforderungen nach 10.2.2 bewertet werden. In den PQ -Diagrammen sind mindestens die Wirkleistungsstufen 0 %, 10 %, 20 %, 90 % und 100 % der installierten Wirkleistung P_{inst} konkret auszurechnen. Bei Typ-1-Anlagen und auch bei Typ-2-Anlagen (soweit diese über eine technische Mindestleistung verfügen) können die Wirkleistungsstufen unterhalb der technischen Mindestleistung entfallen. In diesem Fall ist die Blindleistungsbereitstellung bei der Mindestleistung zu prüfen.

Weiterhin ist der Blindleistungsaustausch am Netzanschlusspunkt bei Betrieb der Erzeugungsanlage im Bereich zwischen 0 und 0,10 P_{inst} auszuweisen und hinsichtlich der Einhaltung der Anforderungen in 10.2.2.3 zu bewerten. Ein über den Blindleistungsbetrag von 0,05 P_{inst} im untererregten Bereich bzw. 0,00 P_{inst} hinausgehender Blindleistungsbereich der Erzeugungsanlage (z. B. STATCOM-Funktion) ist zulässig.

Im Anlagenzertifikat ist weiterhin auszuweisen, ob die Anforderungen am Netzanschlusspunkt ohne zusätzliche Komponenten erfüllt werden können, oder ob solche Komponenten erforderlich sind. Wenn zusätzliche Komponenten erforderlich sind, ist die maximale Spannungsänderung bei deren Ein- und Ausschalten zu berechnen und mit der Anforderung in 5.4.2 zu vergleichen und zu bewerten. Für Komponenten nach 11.3 muss ein Komponentenzertifikat vorliegen.

Das Konzept zur Blindleistungsbereitstellung ist inklusive der notwendigen Kommunikationsverbindungen mit Beschreibung aller Schnittstellen (z. B. Netzbetreiber ↔ Erzeugungsanlagenregler ↔ Erzeugungseinheit, Messpunkt für die Regelung) schematisch darzustellen und zu bewerten. Es ist nachzuweisen, dass mit den ausgewählten Betriebsmitteln, den gewählten Messpunkten für die Eingangsgrößen der Regelung und den Übertragungstrecken die maximale Toleranz für den stationären Zustand von $\pm 2 \% P_{AV, E}$ bzw. $\pm 4 \% P_{AV, E}$ bei Leistungen $< 10 \% P_{AV, E}$ zwischen Blindleistungs-Istwert und -Sollwert am Netzanschlusspunkt eingehalten werden kann.

Es ist weiterhin darzustellen, dass das vom Netzbetreiber aus dieser VDE-Anwendungsregel geforderte Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung durch die Erzeugungsanlage realisiert werden kann und eine Umstellung auf die anderen Verfahren aus dieser VDE-Anwendungsregel grundsätzlich möglich ist. Gibt der Netzbetreiber mehrere anzuwendende Verfahren vor, so gilt diese Anforderung für alle vom Netzbetreiber vorgegebenen Verfahren.

Wird das Verfahren $Q(U)$ -Kennlinie vom Netzbetreiber vorgegeben, ist die Einhaltung der geforderten Einstellbereiche des Spannungstotbandes und der Kennliniensteigung (soweit nicht bereits im Komponentenzertifikat des EZA-Regler erfolgt) sowie das Schwingungsverhalten der Erzeugungseinheiten aufgrund der vorgegebenen $Q(U)$ -Kennlinie innerhalb der Erzeugungsanlage zu bewerten.

ANMERKUNG Die Bewertung des Schwingungsverhaltens mit anderen Erzeugungsanlagen obliegt dem Netzbetreiber.

Es ist die Betriebsweise der Erzeugungsanlage bei vollständigem oder teilweisem Ausfall der Regelung innerhalb der Erzeugungsanlage (z. B. Ausfall des Erzeugungsanlagen-Reglers) und bei vollständigem oder teilweisem Ausfall der Fernwirkverbindung zum Netzbetreiber auszuweisen und zu bewerten.

Bezüglich des Regelverhaltens ist anhand der validierten Simulationsmodelle der Erzeugungseinheiten und Komponenten zu bewerten, inwieweit die Erzeugungsanlage einen Blindleistungssprung von maximal geforderter untererregter auf maximal geforderte übererregter Blindleistungseinspeisung innerhalb der geforderten Zeiten nach 10.2.2.4 erreicht. Außerdem ist die Erfüllung der Anforderungen an die Regelgenauigkeit, Anschwingzeit, Einschwingzeit und Überschwingweite nach 10.2.2.4 und Anhang C.2 nachzuweisen.

Es ist auszuweisen und zu bewerten, dass die Erzeugungsanlage neue Blindleistungssollwerte innerhalb von maximal 4 min anfährt.

Auswirkungen der Blindleistungsbereitstellung auf die Einstellung des Spannungssteigerungs- bzw. Spannungsrückgangsschutzes an den Erzeugungseinheiten und am Netzanschlusspunkt sind im Rahmen der Erstellung des Anlagenzertifikates nach 11.4.17 durch die akkreditierte Zertifizierungsstelle zu bewerten.

Bei der Erweiterung einer vorhandenen Erzeugungsanlage um weitere Erzeugungseinheiten gelten die Anforderungen an die Blindleistungsbereitstellung anteilig am Netzanschlusspunkt nach Gleichung (23).

$$Q_{vb, \text{anteilig; NAP}} = Q_{vb, \text{gefordert}} \cdot \frac{\sum_i^{N_{\text{neu}}} P_{\text{binst}, i}}{\sum_j^{N_{\text{ges}}} P_{\text{binst}, j}} \quad (23)$$

Dabei ist

$Q_{vb, \text{anteilig, NAP}}$ die anteilig am Netzanschlusspunkt geforderte verfügbare Blindleistung Q_{vb} , wenn eine zu erweiternde Erzeugungsanlage sowohl aus neu errichteten als auch aus bestehenden Erzeugungseinheiten besteht;

$Q_{vb, \text{gefordert}}$ die nach 10.2.2 geforderte verfügbare Blindleistung Q_{vb} , wenn eine zu erweiternde Erzeugungsanlage ausschließlich aus neu errichteten Erzeugungseinheiten bestehen würde;

- $\sum N_{\text{neu}} P_{\text{binst}}$ die Summe der in Betrieb befindlichen installierten Wirkleistung aller neu zu errichtenden Erzeugungseinheiten;
- $\sum N_{\text{ges}} P_{\text{binst}}$ die Summe der in Betrieb befindlichen installierten Wirkleistung der gesamten Erzeugungsanlage.

Für den Nachweis ist die gesamte Erzeugungsanlage mit allen vorhandenen und neuen Erzeugungseinheiten vollständig abzubilden. Der Nachweis ist mindestens bei Betrieb der Erzeugungsanlage bei U_n am Netzanschlusspunkt zu erbringen. In den P/Q -Diagrammen sind mindestens die Wirkleistungsstufen 0 %, 10 %, 20 %, 90 % und 100 % der installierten Wirkleistung P_{inst} konkret auszurechnen.

Die Berechnungsgrundlage bilden die spezifischen Anforderungen an die Blindleistungsbereitstellung der EZA_{alt} (Q_{vb} , EZA_{alt} , Netzanschlusspunkt) und der EZA_{neu} durch den Netzbetreiber (nach Netzbetreiberabfragebogen). Liegen keine spezifischen Anforderungen an die Blindleistungsbereitstellung der EZA_{alt} vom Netzbetreiber vor, ist deren reales Verhalten als Anforderung zugrunde zu legen.

Der Nachweis erfolgt in folgenden Schritten:

- 1) Ermittlung der Anforderung für die EZA_{alt} (ohne neue Anlagen);
- 2) Ermittlung der anteiligen Blindleistungsanforderung nach Gleichung (23) für die EZA_{neu} (ohne vorhandene Erzeugungseinheiten);
- 3) Bestimmung der Blindleistungsanforderung an die EZA_{ges} durch punktweise Addition der Anforderungen aus 1) und 2);
- 4) Bestimmung des Blindleistungsvermögens der gesamten Erzeugungsanlage und Vergleich mit 3).

Bei Mischanlagen ist aufzuzeigen, wie die Anforderungen der Blindleistungsbereitstellung am Netzanschlusspunkt nach 10.2.2.6 erfüllt werden. Bei allen diesbezüglichen Berechnungen wird dabei nur die direkte Leitung mit den dazugehörigen Hauptkomponenten (Transformatoren) zwischen dem Netzanschlusspunkt und der Erzeugungsanlage/Erzeugungseinheit berücksichtigt. Die an das Kundennetz angeschlossenen Lasten und Kompensationsanlagen, die nicht dem Betrieb der Erzeugungsanlage zuzuordnen sind, sind im Nachweisprozess zu vernachlässigen. Es ist dabei jedoch aufzuzeigen, dass die Anforderungen zur Blindleistungsbereitstellung der Erzeugungsanlage nicht durch eine entgegenstehende Regelung des Bezugssteils der Kundenanlage nachteilig beeinflusst werden.

11.4.12 Dynamische Netzstützung

11.4.12.1 Allgemeines

Der Nachweis des Verhaltens der Erzeugungsanlage erfolgt durch Berechnung anhand der validierten Simulationsmodelle der Erzeugungseinheiten und Komponenten.

Dabei sind Spannungserhöhungen durch die Blindstromeinspeisung der dynamischen Netzstützung auf $> 110 \% U_{\text{ref}}$ am Netzanschlusspunkt auszuweisen und mit dem Netzbetreiber abzustimmen.

Ferner sind mögliche Auswirkungen eines untererregten Betriebes der Erzeugungsanlage auf die Funktionsweise des $Q-U$ -Schutzes aufzuzeigen und mögliche Alternativen darzustellen.

Eine möglicherweise festgestellte Auslösung des $Q-U$ -Schutzes stellt dabei kein Fehlverhalten der Erzeugungsanlage dar.

ANMERKUNG Da die Blindstromstützung im Fehlerfall gemäß Sollverhalten relativ zu dem vor dem Fehler eingespeisten Blindstrom erfolgt, kann es bei flachen Spannungseinbrüchen verbunden mit einem untererregtem Betrieb vor dem Fehler zu einer Auslösung des $Q-U$ -Schutzes kommen. Dieses Verhalten ergibt sich bereits aus den Anforderungen zur Blindstromeinspeisung in Verbindung mit den Spezifikationen $Q-U$ -Schutzes. Eine Auslösung im Fehlerfall ist somit bei bestimmten Randbedingungen zu erwarten und stellt kein Fehlverhalten der Erzeugungsanlage dar.

Bei Typ-2-Anlagen ist zu ermitteln, ob es bei dem vom Netzbetreiber vorgegebenen k -Faktor zu einer Auslösung des Q - U -Schutzes kommen kann. Hierzu ist die Berechnung mit einem symmetrischen Spannungseinbruch auf einen Wert zwischen 70 % U_{ref} und 80 % U_{ref} , einer Wirkleistungseinspeisung zwischen 20 % und 30 % P_{inst} und der vom Netzbetreiber geforderten maximalen Blindleistung der Erzeugungsanlage untererregt durchzuführen. Der Netzbetreiber hat anzugeben, ob im Fall einer festgestellten Auslösung der k -Faktor angepasst werden soll oder nicht. Sofern der Netzbetreiber keine Angabe macht, ist der k -Faktor nicht anzupassen. Sollte eine Anpassung notwendig und vom Netzbetreiber vorgegeben sein, sind alle dynamischen Simulationen mit dem angepassten k -Faktor durchzuführen.

Der Nachweis des Durchfahrens von Mehrfachfehlern erfolgt im Einheiten- und Komponentenzertifikat.

Die nachfolgend genannten Berechnungen von Spannungseinbrüchen und Spannungserhöhungen sind für Fehler in der Spannungsebene des Netzanschlusspunktes (Fehler im gleichen Netz).durchzuführen.

In Netzen mit Erdschlusskompensation sind einpolige Fehler nicht zu betrachten.

Die in 10.2.3.3 aufgeführte Grenze der Kurzschlussleistung nach einem Netzfehler für Typ-2-Anlagen ist im Rahmen der Nachweisführung nicht zu berücksichtigen.

11.4.12.2 Dynamische Netzstützung für eine Erzeugungsanlage des Typ 1

Das korrekte Verhalten der Erzeugungsanlage ist rechnerisch für symmetrische und unsymmetrische Spannungseinbrüche bei Absinken der Netzspannung von 100 % U_{ref} auf jeweils einen Wert zwischen 95 % U_{ref} und 90 % U_{ref} , 70 % U_{ref} und 80 % U_{ref} , 45 % U_{ref} und 60 % U_{ref} , 20 % U_{ref} und 30 % U_{ref} sowie für kleiner 5 % für mindestens eine Dauer nach der Grenzlinie aus Bild 11 nachzuweisen. Für die unsymmetrischen Fehlerfälle ist jeweils eine Leiter-Leiter-Spannung auf den oben genannten prozentualen Wert zu bringen.

Die Simulationen der Spannungseinbrüche sind mit einer Vorfehlerspannung von 100 % U_{ref} , maximaler Wirkleistungsabgabe und maximal untererregter Blindleistungsbereitstellung laut Generatordiagramm der Erzeugungsanlage durchzuführen.

Das Verhalten der Erzeugungsanlage bei symmetrischen Spannungserhöhungen ist durch einen Spannungssprung von 100 % U_{ref} auf 105 % U_{ref} , und von 110 % U_{ref} auf 120 % U_{ref} mit der Dauer von jeweils 5 s rechnerisch nachzuweisen. Für unsymmetrische Fehlerfälle ist der Spannungssprung in einer Leiter-Leiter-Spannung von 100 % U_{ref} auf 110 % U_{ref} mit einer Dauer von 5 s rechnerisch nachzuweisen. Die Toleranz darf bei diesen Spannungssprüngen maximal ± 2 % U_{ref} betragen.

ANMERKUNG 1 Die Angabe der Residualspannung während des Netzfehlers erfolgt in diesem Abschnitt jeweils ohne Berücksichtigung des Kurzschlussstrombeitrags der Erzeugungsanlage (Leerlaufversuch an den Ausgangsklemmen der Prüfeinrichtung).

Es ist auszuweisen unter welchen Annahmen zu den relevanten Einflussgrößen und welchen etwaigen Einschränkungen die Beherrschung eines symmetrischen Spannungssprungs von 105 % U_{ref} auf ≥ 120 % U_{ref} für ≥ 5 s (für $U_{ref} = 400$ kV) bzw. von 110 % U_{ref} auf ≥ 125 % U_{ref} für ≥ 5 s (für $U_{ref} = 220$ kV) möglich oder ggf. nicht möglich ist.

Bei Abschluss eines endgültigen und bindenden Vertrags über den Kauf der Hauptkomponenten einer Erzeugungsanlage ist ab dem 01.01.2021 zusätzlich in Form einer Herstellererklärung die Beherrschung eines symmetrischen Spannungssprungs von 105 % U_{ref} auf ≥ 120 % U_{ref} für ≥ 5 s (für $U_{ref} = 400$ kV) bzw. von 110 % U_{ref} auf ≥ 125 % U_{ref} für ≥ 5 s (für $U_{ref} = 220$ kV) nachzuweisen. Die zusätzliche Anforderung ab 2021 nach Bild 10 gilt als erfüllt, wenn die Herstellererklärung mindestens beinhaltet unter welchen Annahmen zu den relevanten Einflussgrößen und welchen etwaigen Einschränkungen eine Einhaltung möglich oder ggf. nicht möglich ist.

Die Simulationen der Spannungserhöhungen sind bei maximaler übererregter Blindleistungsbereitstellung durchzuführen.

Es ist nachzuweisen, dass die Erzeugungsanlage am Netz verbleibt. Der Stabilitätsnachweis gilt als erbracht, sofern bei keiner der oben genannten Simulationen ein Polschlupf auftritt oder bei der Spannungswiederkehr das FRT-Profil entsprechend 10.2.3 verletzt wird.

Wird dieses Kriterium bei den Simulationen der Spannungseinbrüche bei maximal untererregter Blindleistungsbereitstellung laut Generatorleistungsdiagramm nicht eingehalten, so ist der Arbeitspunkt der Erzeugungsanlage bei maximaler Wirkleistungsabgabe in Richtung kleinerer Untererregung zu verschieben, bis das genannte Stabilitätskriterium erfüllt wird. Der so ermittelte Arbeitspunkt (Grenzarbeitspunkt) begrenzt den an diesem Netzanschlusspunkt stabil möglichen Betriebsbereich im untererregten Bereich bei maximaler Wirkleistungsabgabe. Ein Teil des Generatorleistungsdiagramms ist damit nicht nutzbar und muss ausgeschlossen werden. Dies geschieht durch eine Anpassung des Generatorleistungsdiagramms in der Weise, dass die die Stabilitätsgrenze beschreibende Gerade bis zu dem durch die Simulation ermittelten Grenzarbeitspunkt bei maximaler Wirkleistungsabgabe gekippt wird. Das so korrigierte Generatorleistungsdiagramm stellt das für diese Erzeugungsanlage verbindliche Generatorleistungsdiagramm dar. Umgerechnet auf den Netzanschlusspunkt muss das korrigierte Generatorleistungsdiagramm mindestens den vom Netzbetreiber gewählten Blindleistungsbereich laut Bild 5 umfassen.

Eigenschutzeinrichtungen der Erzeugungseinheit dürfen nicht durch den erhöhten Blindstrombeitrag und die damit verbundene Spannungserhöhung auslösen.

Es ist der Verlauf des Wirk- und Blindstromes über der Zeit für die oben aufgeführten Fehlerfälle darzustellen.

Der Nachweis der Erfüllung der Anforderungen an den Spannungsregler nach 10.2.3.2 erfolgt mit dem Komponentenzertifikat, sofern der Spannungsregler nicht im Einheitenzertifikat berücksichtigt ist.

Das Verhalten der Erzeugungsanlage nach Fehlerende hinsichtlich des Verbleibes der Erzeugungsanlage am Netz ist bei einer Netzspannung im Spannungsband $\pm 15 \% U_{\text{ref}}$ über 60 s auszuweisen und zu bewerten.

11.4.12.3 Dynamische Netzstützung für eine Erzeugungsanlage des Typ 2

Das korrekte Verhalten der Erzeugungsanlage ist rechnerisch für symmetrische und unsymmetrische Spannungseinbrüche bei Absinken der Netzspannung von 100 % U_{ref} auf jeweils einen Wert zwischen 95 % U_{ref} und 90 % U_{ref} , 70 % U_{ref} und 80 % U_{ref} , 45 % U_{ref} und 60 % U_{ref} , 20 % U_{ref} und 30 % U_{ref} sowie für kleiner 5 % für mindestens eine Dauer nach der Grenzlinie aus Bild 12 nachzuweisen. Für die unsymmetrischen Fehlerfälle ist jeweils eine Leiter-Leiter-Spannung auf den oben genannten prozentualen Wert zu bringen.

Das Verhalten der Erzeugungsanlage bei symmetrischen Spannungserhöhungen ist durch einen Spannungssprung von 100 % U_{ref} auf 105 % U_{ref} und von 110 % U_{ref} auf 120 % U_{ref} mit der Dauer von jeweils 5 s rechnerisch nachzuweisen. Für unsymmetrische Fehlerfälle ist der Spannungssprung in einer Leiter-Leiter-Spannung von 100 % U_{ref} auf 110 % U_{ref} mit einer Dauer von 5 s rechnerisch nachzuweisen. Die Toleranz darf bei diesen Spannungssprüngen maximal $\pm 2 \% U_{\text{ref}}$ betragen.

ANMERKUNG Die Angabe der Residualspannung während des Netzfehlers erfolgt in diesem Abschnitt jeweils ohne Berücksichtigung des Kurzschlussstrombeitrags der Erzeugungsanlage (Leerlaufversuch an den Ausgangsklemmen der Prüfeinrichtung).

Es ist auszuweisen unter welchen Annahmen zu den relevanten Einflussgrößen und welchen etwaigen Einschränkungen die Beherrschung eines symmetrischen Spannungssprungs von 105 % U_{ref} auf $\geq 120 \% U_{\text{ref}}$ für ≥ 5 s (für $U_{\text{ref}} = 400$ kV) bzw. von 110 % U_{ref} auf $\geq 125 \% U_{\text{ref}}$ für ≥ 5 s (für $U_{\text{ref}} = 220$ kV) möglich oder ggf. nicht möglich ist.

Bei Abschluss eines endgültigen und bindenden Vertrags über den Kauf der Hauptkomponenten einer Erzeugungsanlage ist ab dem 01.01.2021 zusätzlich in Form einer Herstellererklärung die Beherrschung eines symmetrischen Spannungssprungs von 105 % U_{ref} auf $\geq 120 \% U_{\text{ref}}$ für ≥ 5 s (für $U_{\text{ref}} = 400$ kV) bzw. von 110 % U_{ref} auf $\geq 125 \% U_{\text{ref}}$ für ≥ 5 s (für $U_{\text{ref}} = 220$ kV) nachzuweisen. Die zusätzliche Anforderung ab 2021 nach Bild 10 gilt als erfüllt, wenn die Herstellererklärung mindestens beinhaltet unter welchen

Annahmen zu den relevanten Einflussgrößen und welchen etwaigen Einschränkungen eine Einhaltung möglich oder ggf. nicht möglich ist.

Die Berechnungen sind mit einer Blindleistung vor Fehlereintritt von $Q = 0$ sowie mit der vom Netzbetreiber geforderten maximalen Blindleistung der Erzeugungsanlage untererregt und übererregt durchzuführen.

Es ist nachzuweisen, dass die Erzeugungsanlage am Netz verbleibt. Eigenschutzeinrichtungen der Erzeugungseinheit dürfen nicht durch den erhöhten Blindstrombeitrag und die damit verbundene Spannungserhöhung auslösen.

Es ist der Verlauf des Wirk- und Blindstromes über der Zeit für die oben genannten Fehlerfälle darzustellen. Weiterhin ist der sich am Netzanschlusspunkt ergebende k -Faktor auszuweisen und hinsichtlich der Einhaltung der Anforderungen nach 10.2.3 und dem Netzbetreiberabfragebogen zu bewerten.

Sofern der Netzbetreiber eine Vorgabe zum k -Faktor macht und die Berechnungen zeigen, dass an den Erzeugungseinheiten ein höherer k -Faktor als 6 einzustellen wäre, ist es ausreichend, einen k -Faktor von 6 an den Erzeugungseinheiten einzustellen, sofern diese eine Einstellung eines höheren k -Faktors nicht zulassen.

Das Verhalten der Erzeugungsanlage nach Fehlerende hinsichtlich des Verbleibens der Erzeugungsanlage am Netz ist bei einer Netzspannung im Spannungsband $\pm 15 \% U_n$ über 60 s auszuweisen und zu bewerten.

Der Nachweis der Steigerung des Wirkstromes der Erzeugungsanlage nach Fehlerende ist im Zuge der Erstellung des Einheitenzertifikates zu erbringen.

Es ist zu ermitteln, ob die Spannungsverhältnisse an den Klemmen der Erzeugungseinheiten im Normalbetrieb der Erzeugungsanlage eine ausreichend große Spannungsdifferenz zu den Kriterien des Fehlerbeginns (Spannungen $> 1,1$ UMS bzw. $< 0,9$ UMS) aufweisen. Ist das nicht der Fall, sind die Grenzen in Abstimmung mit dem Netzbetreiber zu verschieben.

11.4.13 Wirkleistungsabgabe

Der Nachweis der Einhaltung der Anforderungen zum Leistungsgradienten am Netzanschlusspunkt bei Zuschaltung der Erzeugungsanlage, Sollwertvorgaben durch Dritte und beim Netzsicherheitsmanagement nach 10.2.4.1 bezüglich

- Erhöhung und Verringerung der Wirkleistung je Zeiteinheit;
- gleichmäßiger Verlauf der Leistungssteigerung und -reduzierung

ist im Anlagenzertifikat zu erbringen. Ggf. zwischen Anschlussnehmer und Netzbetreiber vereinbarte abweichende Leistungsgradienten sind zu berücksichtigen. Es ist auszuweisen, ob die Umsetzung der Gradienten auf Ebene der Erzeugungseinheiten oder auf Ebene der Erzeugungsanlage erfolgt. Die Einstellbereiche der Gradienten der Erzeugungseinheiten sind zu prüfen und zu bewerten. Die Angaben aus dem Einheitenzertifikat sind dabei zu verwenden.

Bei Umsetzung der Gradienten auf Ebene der Erzeugungsanlage ist das Kommunikationskonzept (Sollwert durch Dritten/durch Netzbetreiber \leftrightarrow Erzeugungsanlagenregler \leftrightarrow Erzeugungseinheit) zu bewerten.

Ebenfalls sind in diesem Zuge die Einstellbereiche der Gradienten bzw. das vorgegebene Konzept zur Umsetzung der Anforderungen an die Gradienten zu bewerten.

Weiterhin ist das Konzept zur Umsetzung der Priorisierungsanforderungen aus 8.1 für die Erzeugungsanlage zu bewerten.

11.4.14 Netzsicherheitsmanagement

Im Anlagenzertifikat ist auszuweisen, wie und mit welchen Komponenten die Anforderungen am Netzanschlusspunkt erfüllt werden. Das Konzept zur Umsetzung der Wirkleistungsvorgabe ist inklusive der notwendigen Kommunikationsverbindungen mit Beschreibung aller Schnittstellen und der zugehörigen Lauf-

zeiten (z. B. Netzbetreibersollwert \leftrightarrow Erzeugungsanlagenregler \leftrightarrow Erzeugungseinheit) schematisch darzustellen. Bei Mischanlagen ist das zugehörige Mess- oder Fernsteuerkonzept auszuweisen und zu plausibilisieren. Eine Umsetzung der Leistungsreduzierung direkt an den Erzeugungseinheiten in Mischanlagen ist dabei zur Erfüllung der Anforderung ausreichend. Dann kann die Bewertung an einem Messpunkt innerhalb des Kundennetzes erfolgen.

Weiterhin ist zu überprüfen, dass die Wirkleistungsschnittstellen für den Netzbetreiber und für Dritte getrennt ausgeführt werden und die Aufrufe durch den Netzbetreiber und durch Dritte für mindestens 18 Monate mit Zeitpunkt, Dauer und Höhe der vorgegebenen Wirkleistung für die Erzeugungsanlage archiviert werden.

Der Nachweis der Umsetzung einer Leistungsvorgabe des Netzbetreibers für die Erzeugungsanlage im Bereich technische Mindestleistung bis $100\% P_{b\text{ inst}}$ mit einer Auflösung von 1-%-Schritten ist im Zuge der Erstellung des Anlagenzertifikates zu erbringen. Darüber hinaus ist die technische Mindestleistung der Erzeugungsanlage auszuweisen, bei der die Erzeugungsanlage noch am Netz verbleiben kann.

Im Anlagenzertifikat ist weiterhin die theoretisch zu erwartende Regelabweichung der Wirkleistung bei Sollwertvorgabe durch den Netzbetreiber am Netzanschlusspunkt auszuweisen und zu bewerten.

11.4.15 Wirkleistungseinspeisung in Abhängigkeit der Netzfrequenz (Über- und Unterfrequenz)

Der Nachweis ist im Zuge der Erstellung des Einheitenzertifikates zu erbringen.

11.4.16 Kurzschlussstrombeitrag der Erzeugungsanlage

Aus den Angaben des Einheitenzertifikats (siehe 11.2.8) ist die resultierende Kurzschlussimpedanz, bezogen auf den Netzanschlusspunkt, für das Mitsystem $Z_{(1)\text{EZA}}$ als auch für Gegen- und Nullsystem $Z_{(2)\text{EZA}}$ bzw. $Z_{(0)\text{EZA}}$ für die Erzeugungsanlage zu ermitteln und auszuweisen.

Für Erzeugungsanlagen, die Erzeugungseinheiten mit Vollumrichtern enthalten, ist zusätzlich der resultierende Beitrag zum Kurzschlussstrom dieser Erzeugungseinheiten für symmetrische und unsymmetrische Fehler am Netzanschlusspunkt zu ermitteln und auszuweisen.

ANMERKUNG Hierfür können gegebenenfalls die Berechnungen nach 10.2.5 verwendet werden.

11.4.17 Schutztechnik und Schutzeinstellungen

Im Rahmen des Anlagenzertifikates ist das gesamte Schutzkonzept der Erzeugungsanlage zu überprüfen. Die Vorgaben des Netzbetreibers für die Kurzschlusschutz- und Entkupplungsschutzeinrichtungen des Anschlussnehmers, die relevanten Einstellungen der Netzschutzeinrichtungen sowie der Eigenschutz der Erzeugungsanlage bzw. -einheit müssen berücksichtigt sein. Darüber hinaus ist zu beachten, dass aus den Einstellvorgaben für die Entkupplungsschutzeinrichtungen der Erzeugungsanlage bzw. Erzeugungseinheit keine Anforderungen an das Vermögen der Erzeugungsanlage bzw. Erzeugungseinheit hinsichtlich der statischen Spannungshaltung und der dynamischen Netzstützung abgeleitet werden können.

Es ist nachzuweisen, dass

- die vom Netzbetreiber vorgegebenen Kurzschluss- und Entkupplungsschutzfunktionen vorgesehen sind und die entsprechenden Werte eingestellt werden können;
- ein durchgängiges Reserveschutzkonzept an der Schnittstelle vorgesehen wurde;
- der Eigenschutz der Erzeugungseinheiten und die weiteren nicht durch den Netzbetreiber vorgegebenen Schutzeinrichtungen nicht die in dieser VDE-Anwendungsregel beschriebenen Anforderungen hinsichtlich der statischen Spannungshaltung und der dynamischen Netzstützung der Erzeugungsanlage unterlaufen;
- sprunghafte Spannungsänderungen nach 10.2.3 nicht zu einer Auslösung des Schutzes an der Erzeugungseinheit führen;
- für alle Kurzschlusschutz- und Entkupplungsschutzeinrichtungen am Netzanschlusspunkt Vorrichtungen wie z. B. Prüfklemmenleisten vorgesehen wurden, um Schutzprüfungen ohne Ausklemmen von Drähten

zu ermöglichen (der Nachweis der Prüfklemmenleisten an den Erzeugungseinheiten ist im Zuge der Erstellung des Einheitszertifikates zu erbringen; beim Einsatz eines zwischengelagerten Schutzes für den Entkopplungsschutz an den Erzeugungseinheiten hat der Nachweis jedoch im Komponentenzertifikat zu erfolgen);

- die Schutzeinrichtungen am Netzanschlusspunkt mit einer netzunabhängigen Hilfsenergie versorgt werden (der Nachweis für die Erzeugungseinheiten ist im Zuge der Erstellung des Einheitszertifikates zu erbringen; beim Einsatz eines zwischengelagerten Schutzes für den Entkopplungsschutz an den Erzeugungseinheiten hat der Nachweis jedoch im Komponentenzertifikat zu erfolgen);
- ein Ausfall der Hilfsenergie der Schutzeinrichtungen am Netzanschlusspunkt zum unverzügerten Auslösen des Schalters führt (der Nachweis für die Erzeugungseinheiten ist im Zuge der Erstellung des Einheitszertifikates zu erbringen; beim Einsatz eines zwischengelagerten Schutzes für den Entkopplungsschutz an den Erzeugungseinheiten hat der Nachweis jedoch im Komponentenzertifikat zu erfolgen);
- die Funktionsfähigkeit der Schutzeinrichtungen an den Erzeugungseinheiten unter Berücksichtigung der Anlagenkonfiguration sichergestellt ist;
- die folgenden Überwachungsfunktionen für die Schutzeinrichtungen am Netzanschlusspunkt vorgesehen sind und bei Ansprechen zum Auslösen des zugeordneten Schalters führen: Selbstüberwachung der Schutzeinrichtungen (Life-Kontakt); Ausfallerkennung der Messspannung für den übergeordneten Entkopplungsschutz; Ausfallerkennung der Steuerspannung für die Auslösung des Leistungsschalters;
- die vorgesehenen Schutzeinrichtungen am Netzanschlusspunkt die geforderten Genauigkeiten (z. B. hinsichtlich Rückfallverhältnis und Messgenauigkeit) und Einstellbereiche einhalten (der Nachweis für die Erzeugungseinheiten ist im Zuge der Erstellung des Einheitszertifikates zu erbringen; beim Einsatz eines zwischengelagerten Schutzes für den Entkopplungsschutz an den Erzeugungseinheiten hat der Nachweis jedoch im Komponentenzertifikat zu erfolgen);
- im Falle der Nutzung eines integrierten Schutzes in den Erzeugungseinheiten, dieser autark von Steuerungsfunktionen arbeitet (nur soweit diese Anforderung im Einheitszertifikat nicht ausgewiesen wurde, ansonsten reicht der Bezug auf das Einheitszertifikat);
- der messtechnische Nachweis der Gesamtausschaltzeit von Schutz und Schaltgerät (Gesamtwirkungskette) im Rahmen der Einheitszertifizierung bereits erfolgt ist. Andernfalls muss diese Prüfung im Rahmen der Inbetriebsetzung nach 11.5 erfolgen.

Auswirkungen der Blindleistungsbereitstellung auf die Einstellung des Spannungssteigerungs- und Spannungsrückgangsschutzes an den Erzeugungseinheiten sind im Rahmen der Erstellung des Anlagenzertifikat durch die akkreditierte Zertifizierungsstelle zu bewerten und in Abstimmung mit dem Netzbetreiber ist die Schutzeinstellung ggf. anzupassen. Die Schutzeinstellung darf dabei die Anforderungen hinsichtlich der Blindleistungsbereitstellung nicht einschränken (siehe auch 11.4.11).

Außerdem sind die Schutzeinstellwerte am Netzanschlusspunkt und an den Erzeugungseinheiten für den gesamten, vom Netzbetreiber vorgegebenen Blindleistungsbereich bei Erreichen der Spannungsbandgrenzen (187 kV und 253 kV bzw. 340 kV und 440 kV) am Netzanschlusspunkt zu bewerten.

11.4.18 Zuschaltbedingungen und Synchronisierung

Es ist im Anlagenzertifikat nachzuweisen, dass

- a) eine Zuschaltung der Erzeugungsanlagen und der Erzeugungseinheiten möglich ist, wenn die Spannung am Netzanschlusspunkt zwischen 187 kV bzw. 340 kV (kleinster Wert der verketteten Spannungen) und 242 kV bzw. 440 kV (größter Wert der verketteten Spannungen) und die Frequenz zwischen 47,5 Hz und 51 Hz liegt;
- b) eine Zuschaltung der Erzeugungseinheiten vom Typ 2 nach Auslösung des Entkopplungsschutzes an der Erzeugungseinheit nur dann erfolgen kann, wenn die Spannung am Netzanschlusspunkt mindestens 95 % U_{ref} beträgt (kleinster Wert der verketteten Spannungen) und die Frequenz zwischen 49,9 Hz und 50,1 Hz liegt und der Anstieg der an das Netz des Netzbetreibers abgegebenen Wirkleistung einen Gradienten von maximal 10 % $P_{AV, E}$ je Minute nicht überschreitet;

- c) bei Vorliegen der Voraussetzungen nach b) eine Zuschaltung der Erzeugungseinheiten vom Typ 2 ohne vorherige Freigabe der zuständigen netzführende Stelle mit einer zwischen 0 min und 30 min einstellbaren Verzögerungszeit erfolgen kann.

Für die Zuschaltung der Erzeugungseinheit ist die Auswertung der Spannungshöhe und der Frequenz netzseitig am Leistungsschalter maßgeblich (nicht notwendigerweise am Netzanschlusspunkt). Insofern ist im Anlagenzertifikat auszuweisen, wie und mit welchen Komponenten die Einbindung der Spannung in das Zuschaltkonzept der Erzeugungseinheiten erfolgt.

Bei der Zuschaltung von direkt mit dem Netz gekoppelten Synchrongeneratoren und doppelt gespeisten Asynchronmaschinen ist im Anlagenzertifikat ein entsprechendes Konzept zur Synchronisierung auszuweisen und es sind die konkreten Synchronisierungsbedingungen für Δu , Δf und $\Delta \varphi$ zu benennen.

Wenn die Einhaltung der Anforderungen a), c) und d) bereits im Einheitenzertifikat nachgewiesen wurde, müssen diese Anforderungen nicht mehr im Anlagenzertifikat bewertet werden. Es reicht ein Verweis auf das Einheitenzertifikat. Die Einhaltung der Anforderung b) ist in jedem Fall im Anlagenzertifikat zu bewerten.

11.4.19 Abfangen auf Eigenbedarfsbetrieb bzw. schnelle Resynchronisierung

Der Test ist erfolgreich bestanden, wenn die Erzeugungsanlage

entweder

- erfolgreich in den Eigenbedarfsbetrieb abgefangen wurde, ein stabiler Eigenbedarfsbetrieb für 2 h nachgewiesen wurde und anschließend die Resynchronisierung erfolgreich abgeschlossen wurde

oder

- innerhalb von höchstens 15 min nach Zuschaltung an das Netz die Wirkleistungseinspeisung wieder aufgenommen hat.

Der Test wird bei $P_{AV, E}$ im Blindleistungsarbeitspunkt entsprechend der aktuellen Betriebsvorgabe des Netzbetreibers nach 10.2.2.4 durchgeführt.

Auf diesen Nachweis kann verzichtet werden, wenn diese Funktion im Zuge der Einheitenzertifizierung für alle verbauten Erzeugungseinheiten nachgewiesen wurde.

11.4.20 Anforderungen an die Fähigkeit zur Regelleistungsbereitstellung

Die Einhaltung der Anforderungen an die Fähigkeit zur Bereitstellung von Primärregelleistung ist im Einheitenzertifikat oder im Anlagenzertifikat nachzuweisen.

Die Fähigkeit einer Erzeugungsanlage zur Bereitstellung von Sekundär- und Minutenreserve ist über den Nachweis nach 11.4.13 und 11.4.14 erbracht. Die korrekte Ausführung der Kommunikationsanbindung zum Netzbetreiber wird im Zuge der Präqualifikation geprüft.

11.4.21 Eigenbedarfs- und Hilfsenergieversorgung

Entfällt.

11.4.22 Sprunghafte Spannungsänderungen

Die Einhaltung der Anforderungen wird im Einheitenzertifikat im Abschnitt dynamische Netzstützung nachgewiesen.

11.4.23 EZA-Modell und Genauigkeit

Für die Berechnungen/Simulation im Zuge der Anlagenzertifizierung sind die validierten Modelle nach 11.2.6 und 11.3.6 zu verwenden.

Soweit der Netzbetreiber vom Anlagenbetreiber ein aggregiertes Simulationsmodell der Erzeugungsanlage verlangt, ist ein Modell nach 10.6 zu erstellen und die Genauigkeit gegenüber dem nach 11.4 für die Anlagenzertifizierung verwendeten Simulationsmodell auszuweisen. Wenn erforderlich, können die nach 10.6.2 geforderten Funktionen in mehreren Modellen abgebildet werden.

11.4.24 Gesonderte Anforderungen hinsichtlich des Nachweises der elektrischen Eigenschaften bei Erzeugungsanlagen mit Offshore-Netzanschlusspunkt

Zusätzlich zu dem in Abschnitt 11 beschriebenen Umfang kann der Netzbetreiber verlangen, dass der simulative Nachweis aller oder einiger Anforderungen unter Berücksichtigung einer detaillierten Modellierung des Netzanschlusssystems bis zum Netzverknüpfungspunkt erfolgt. Der Netzbetreiber stellt hierfür ein geeignetes Netzäquivalent (ggf. inklusive anderer Kundenanlagen) zur Verfügung.

ANMERKUNG Unabhängig von der Tiefe der Modellierung, sind die Anforderungen am Offshore-Netzanschlusspunkt der Erzeugungsanlage (bzw. an den Erzeugungseinheiten) und nicht am Netzverknüpfungspunkt nachzuweisen.

11.4.25 Nachtrag zum Anlagenzertifikat

Ergeben sich bei der Inbetriebnahme der Erzeugungsanlage Abweichungen zum Anlagenzertifikat (z. B. andere tatsächlich verbaute Kabellängen und -querschnitte, andere Stufung der Maschinentransformatoren usw., siehe 11.4) ist die Einhaltung der Anforderungen dieser Anwendungsregel durch einen Nachtrag zum Anlagenzertifikat nachzuweisen.

11.5 Inbetriebnahmephase

11.5.1 Inbetriebnahme der Netzanschlusses

Die Inbetriebnahme des Netzanschlusses erfolgt nach 4.2.3.

11.5.2 Inbetriebnahme der Erzeugungseinheiten

Die Inbetriebnahme der Erzeugungsanlage und der Erzeugungseinheiten obliegt dem Anschlussnehmer. Der Probetrieb der Erzeugungsanlage und der Erzeugungseinheiten erfolgt nach 4.2.4.

Die Inbetriebnahme des Netzanschlusses nach 4.2.3 ist Voraussetzung für die Inbetriebnahme der einzelnen Erzeugungseinheiten.

Über die Inbetriebnahme jeder einzelnen Erzeugungseinheit ist durch den Anlagenbetreiber ein Protokoll anzufertigen. Das ausgefüllte Inbetriebnahmeprotokoll verbleibt beim Anlagenbetreiber und ist zum Nachweis der durchgeführten Prüfungen aufzubewahren. Dem Netzbetreiber ist eine Kopie auszuhändigen.

Mit dem Inbetriebnahmeprotokoll wird bestätigt, dass die jeweilige Erzeugungseinheit den Vorgaben des Netzbetreibers und dem Anlagenzertifikat entspricht.

11.5.3 Inbetriebnahme der gesamten Erzeugungsanlage und Inbetriebnahmeerklärung

Bei der Inbetriebnahme der gesamten Erzeugungsanlage handelt es sich insbesondere um Funktionsprüfungen, die erst durchgeführt werden können, wenn die gesamte Erzeugungsanlage in Betrieb ist ($P_{b\ inst} = P_{inst}$). Hierzu gehören insbesondere die Prüfung der Wirkleistungssteuerung und der Blindleistungsregelung für die Erzeugungsanlage mit dem Netzbetreiber.

Ziel der Funktionsprüfungen ist der Nachweis der Funktionstüchtigkeit der gesamten Wirkungskette vom Anschlusspunkt der Erzeugungsanlage bis zur Erzeugungseinheit, die vom Anlagenerrichter/Inbetriebsetzer vorgenommen wird. Es ist außerdem eine Funktionsprüfung von der netzführende Stelle des Netzbetreibers bis zum Anschlusspunkt der Erzeugungsanlage durch den Anlagenerrichter/Inbetriebsetzer, gemeinsam mit dem Netzbetreiber vorzunehmen.

Zur Durchführung der Prüfungen an der Erzeugungsanlage sollten mindestens 20 % P_{inst} tatsächlich erzeugt werden.

Der Nachweis ist in Form eines gemeinsamen Funktionsprüfprotokolls Netzbetreiber/Anlagenbetreiber (Inbetriebnahmeprotokoll der Erzeugungsanlage) zu dokumentieren. Alternativ kann der Netzbetreiber in Abstimmung mit dem Anlagenbetreiber die Funktionsprüfung eigenständig von fern durchführen und protokollieren. Der Anlagenbetreiber erhält eine Kopie des Protokolls.

Sollte bei der Inbetriebnahme die Sollwertvorgabe durch den Netzbetreiber nicht möglich sein (z. B. keine Hardware vor Ort, schriftliche Absage der Prüfung durch den Netzbetreiber) ist dies zu dokumentieren.

Im Rahmen dieser Funktionsprüfungen ist nachfolgender Mindestumfang zu prüfen:

Wirkleistung

- Prüfung der Reaktion der Erzeugungsanlage bei Vorgabe unterschiedlicher Befehle für die Wirkleistungssteuerung durch die netzführende Stelle (Vorgaben zur Leistungsreduzierung und zur Wiederfreigabe der Leistungseinschränkung; hierbei Auswertung der Betriebsmesswerte in der Erzeugungsanlage anhand von Messdaten beispielsweise aus dem EZA-Regler);
- die Funktionsprüfung wird für jeden Primärenergieträger gesondert durchgeführt (sofern an einem Anschlusspunkt mehrere Primärenergieträger angeschlossen sind);
- Prüfung des vom Netzbetreiber vorgegebenen Prozessdatenumfanges (siehe auch [E.9](#)).

Blindleistung

Es erfolgt ausschließlich die Prüfung der vom Netzbetreiber vorgegebenen Verfahren für die Blindleistungsbereitstellung.

- Prüfung der Reaktion der Erzeugungsanlage
 - hinsichtlich der Einhaltung der vorgegebenen Kennlinie oder des vorgegebenen Festwertes; anhand stichprobenartiger Auswertungen aufgezeichneter Betriebsmesswerte;
 - auf veränderte Sollwertvorgaben durch die netzführende Stelle des Netzbetreibers bei fernwirktechnischer Anbindung der Erzeugungsanlage an den Netzbetreiber. Hierbei quantitative Auswertung der Betriebsmesswerte durch den Netzbetreiber;
 - auf die Umschaltung zwischen verschiedenen Verfahren der Blindleistungsbereitstellung durch die netzführende Stelle des Netzbetreibers. Hierbei quantitative Auswertung der Betriebsmesswerte (nur erforderlich, wenn der Netzbetreiber mehrere Verfahren vorgegeben hat);
- Prüfung des vom Netzbetreiber vorgegebenen Prozessdatenumfanges (siehe auch [E.7](#));
- Prüfung der Reaktion der Erzeugungsanlage bei Ausfall des Vorgabewertes;
- Prüfung der Reaktion der Erzeugungsanlage bei Ausfall der Kommunikation zwischen zentralem EZA-Regler und der EZE.

Die Prüfungen zur Blindleistungsbereitstellung sind bei der zum Zeitpunkt der Prüfung vorhandenen Netzspannung durchzuführen.

Bei der Durchführung der Prüfungen ist vom Netzbetreiber darauf zu achten, dass die von ihm vorgegebenen Blindleistungsänderungen nicht zu Spannungsbandverletzungen führen.

Nachweis der (Netz-)Inselbetriebsfähigkeit und der Schwarzstartfähigkeit

Bei entsprechendem Vermögen der Erzeugungsanlage sind mit dem Netzbetreiber die Details der praktischen Prüfung abzustimmen.

Inbetriebnahme einer Erzeugungsanlage im Einzelnachweisverfahren

Die Beschreibung der zusätzlich erforderlichen Prüfungen erfolgt nach [11.6.2](#).

Inbetriebnahmeerklärung

Auf Basis der vorliegenden Inbetriebnahmeprotokolle, ggf. ergänzt um Funktions- und Messprotokolle, erstellt der Anlagenbetreiber oder eine von ihm beauftragte qualifizierte Stelle (z. B. Gutachter, Hersteller, Betriebsführer, Inspektionsstellen) eine Inbetriebnahmeerklärung für die Erzeugungsanlage (siehe Vordruck E.9). Die Inbetriebnahmeerklärung enthält eine vollständige Dokumentation der Inbetriebnahme sowie der errichteten Erzeugungsanlage.

Die Inbetriebnahmeerklärung muss inhaltlich derart begründet und fachlich nachvollziehbar sein, dass der akkreditierten Zertifizierungsstelle (Aussteller der Konformitätserklärung) hinsichtlich der zu bestätigenden Einhaltung der Anforderung eine eigene Überprüfung ermöglicht wird.

In begründeten Fällen kann der Ersteller der Inbetriebnahmeerklärung überprüft werden. Die Form und der Umfang der Überprüfung ist zwischen der Zertifizierungsstelle und dem Ersteller der Inbetriebnahmeerklärung abzustimmen. Aktuelle Qualitätsdokumente, die die Kompetenz und das Vertrauen in die ausgestellten Dokumente belegen, sind anzuerkennen.

Im Rahmen der Inbetriebnahmeerklärung sind unter anderem die folgenden Punkte zu prüfen und zu dokumentieren und damit Bestandteil der Inbetriebnahmeerklärung der Erzeugungsanlage:

- Vollständiges Übersichtsschaltbild der Erzeugungsanlage inklusive Kurzschlusschutz- und Entkuppelungsschutzeinrichtungen und zugehörige Schaltgeräte.

Die tatsächlich verbauten Erzeugungseinheiten (namentlich und mit Seriennummer aufgeführt) inklusive der im Einheitenzertifikat aufgeführten Hauptkomponenten (inklusive Softwarestände).

- Die tatsächlich verbauten Komponenten/EZA Regler (namentlich und mit Seriennummer).

Die tatsächlich verbauten Betriebsmittel der Erzeugungsanlage z. B. Typ und elektrische Kenndaten der Transformatoren.

- Die Einstellungen der errichteten Einheiten und Komponenten auf Basis der Angaben aus dem Anlagenzertifikat und den Vorgaben aus dem Netzbetreiberabfragebogen (Einstellprotokolle der Erzeugungseinheiten und des EZA-Reglers, aus denen die Parametrierung hervorgeht; Beispielhaft ist dies über einen Parameterauszug aus der jeweiligen Erzeugungseinheit oder des EZA-Reglers möglich) sowie Überprüfung der Stufenstellung der Maschinentransformatoren.
- Im Fall einer rechnerischen Überschreitung von Oberschwingungen/Zwischenharmonischen im Anlagenzertifikat legen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber gemeinsam das weitere Vorgehen fest (z. B. Nachmessungen oder Abhilfemaßnahmen).
- Funktionsprüfprotokolle und Messprotokolle zur Wirkleistungssteuerung und Blindleistungsregelung.
- Schutzprüfprotokolle der Schutzeinrichtungen am Netzanschlusspunkt und an den Erzeugungseinheiten.
- Errichterbescheinigung des Anlagenerrichters, die bestätigt, dass die Erzeugungsanlage nach den Vorgaben des Netzbetreibers errichtet und parametrierung wurde (in dem Fall, dass die Inbetriebnahmeerklärung durch den Hersteller der Erzeugungseinheiten erfolgt, kann eine Errichterbescheinigung entfallen).

Eine vollständige Liste der Prüfpunkte ist in E.9 aufgeführt.

Die ausgefüllte Inbetriebnahmeerklärung verbleibt beim Anlagenbetreiber und ist dem Netzbetreiber in Kopie auszuhändigen. Der Netzbetreiber stellt dem Anlagenbetreiber eine vorübergehende Betriebserlaubnis aus (siehe E.14).

11.5.4 Konformitätserklärung

Auf Basis des Anlagenzertifikats und der durch den Betreiber der Erzeugungsanlage bereitgestellten Inbetriebnahmeerklärung bestätigt eine nach DIN EN ISO/IEC 17065 hierfür akkreditierte Zertifizierungsstelle die Konformität der errichteten Erzeugungsanlage mit den Anforderungen dieser VDE-Anwendungsregel und den Vorgaben des Netzbetreibers (Dokumentenprüfung, siehe Vordruck E.10). Der Ersteller der Konformitätserklärung muss gegenüber dem Ersteller der Inbetriebnahmeerklärung unabhängig sein (4-Augen-Prinzip).

In begründeten Fällen kann der Ersteller der Konformitätserklärung überprüft werden. Die Form und der Umfang der Überprüfung sind zwischen den beteiligten Parteien abzustimmen. Aktuelle Qualitätsdokumente, die die Kompetenz und das Vertrauen in die ausgestellten Dokumente belegen, sind anzuerkennen.

Im Rahmen der Konformitätserklärung sind die Dokumente hinsichtlich der folgenden Punkte zu prüfen:

- Die Erzeugungsanlage (Erzeugungseinheiten, Komponenten und Betriebsmittel usw.) wurde entsprechend des Anlagenzertifikates und nach den Vorgaben des Netzbetreibers errichtet. Bei Abweichungen vom Anlagenzertifikat, sind diese im Rahmen der Konformitätserklärung von der akkreditierten Zertifizierungsstelle darzustellen und zu bewerten.
- Die in der Inbetriebnahmeerklärung ausgewiesenen Einstellungen der errichteten Erzeugungsanlage stimmen vollständig mit dem Anlagenzertifikat, Einheitenzertifikat(en) und Komponentenzertifikat(en) überein.
- Das Konzept zur statischen Blindleistungsbereitstellung, das Konzept zur Wirkleistungssteuerung, die Umsetzung der dynamischen Netzstützung und das Schutzkonzept wurden unter Berücksichtigung der Anforderungen des Netzbetreibers umgesetzt.
- Prüfung der Schutzprüfprotokolle.

Der Konformitätserklärung ist die Inbetriebnahmeerklärung der Erzeugungsanlage einschließlich zugehöriger Protokolle und Nachweise beizufügen.

Bei Abweichungen zwischen der errichteten Erzeugungsanlage und dem Anlagenzertifikat ist das EZA-Modell durch den Anschlussnehmer entsprechend anzupassen und dem Netzbetreiber neu zu übergeben.

Die Konformitätserklärung muss vom Anlagenbetreiber vor Ablauf der vorübergehenden Betriebserlaubnis beim Netzbetreiber eingereicht werden (siehe [4.2.4](#)).

Sofern eine Konformitätserklärung nicht fristgemäß beim Netzbetreiber eingereicht wird, ist dieser berechtigt, die Anlage vom Netz zu trennen.

Sollte die Übergabe der Konformitätserklärung bis zum Ablauf der vorübergehenden Betriebserlaubnis nicht sichergestellt werden können, sind für fertig gestellte Bauabschnitte Anlagenzertifikate beim Netzbetreiber einzureichen und die Konformitätserklärungen dann ebenfalls bauabschnittsweise zu übergeben. Die Erweiterung bzw. Anpassung bestehender Anlagenzertifikate ist zulässig.

Der Nachweisprozess für die Errichtung der betriebsbereiten Erzeugungsanlage wird durch die Konformitätserklärung abgeschlossen. Damit endet auch der Überwachungsprozess des Anlagenzertifikats seitens der akkreditierten Zertifizierungsstelle. Der Netzbetreiber stellt dem Anlagenbetreiber eine Endgültige Betriebserlaubnis aus. Danach kann der Regelbetrieb der Erzeugungsanlage aufgenommen werden.

Der Netzbetreiber kann auch nach erfolgter Inbetriebnahme der Erzeugungsanlage eine Prüfung auf Einhaltung der elektrischen Eigenschaften verlangen.

11.5.5 Betriebsphase

Der Anlagenbetreiber ist verpflichtet, Änderungen an bestehenden Erzeugungsanlagen, die wesentliche Auswirkungen auf das elektrische Verhalten am Netzanschlusspunkt haben, dem Netzbetreiber mitzuteilen. In Abstimmung mit dem Netzbetreiber sind in diesem Fall ein neues Anlagenzertifikat sowie eine Ergänzung der Inbetriebnahmeerklärung und der Konformitätserklärung erforderlich. Einzelheiten hierzu sind in [11.4](#) beschrieben.

Relevante Änderungen an Erzeugungseinheiten oder Komponenten sind der akkreditierten Zertifizierungsstelle der entsprechenden Erzeugungseinheit während der Dauer des Überwachungsprozesses durch den Hersteller mitzuteilen. Die akkreditierte Zertifizierungsstelle bewertet auf der Grundlage der vom Hersteller übergebenen Unterlagen und Erklärungen die Gültigkeit der entsprechenden Einheiten- bzw. Komponentenzertifikate.

Wird ein Einheitenzertifikat zurückgezogen, so muss dieses durch die akkreditierte Zertifizierungsstelle öffentlich bekannt gemacht werden. Der Inhaber des Einheitenzertifikates ist in diesem Fall verpflichtet, die

Betreiber der betroffenen Erzeugungseinheiten zu informieren. Der Anlagenbetreiber ist verpflichtet, den Netzbetreiber hierüber unter Nennung der Gründe zu unterrichten.

Der Anlagenbetreiber stellt sicher, dass die Erzeugungsanlage während der gesamten Lebensdauer die nach dieser Anwendungsregel geltenden Anforderungen erfüllt. Der Anlagenbetreiber unterrichtet den Netzbetreiber über alle Störungen oder Ausfälle einer Erzeugungsanlage, die die Erfüllung der Anforderungen dieser Anwendungsregel beeinträchtigen, unverzüglich nach deren Eintreten. Der Anlagenbetreiber unterrichtet den Netzbetreiber rechtzeitig über geplante Testprogramme und -verfahren, die bei der Prüfung der Erfüllung der Anforderungen dieser Anwendungsregel durch eine Erzeugungsanlage durchzuführen sind, bevor er sie einleitet. Die geplanten Testprogramme und -verfahren bedürfen der vorherigen Erlaubnis des Netzbetreibers. Der Netzbetreiber muss die Erlaubnis zügig erteilen und darf sie nicht ohne triftigen Grund versagen. Die Einhaltung der zulässigen Grenzwerte bezüglich Netzzrückwirkungen ist in begründeten Fällen durch den Anlagenbetreiber mittels Messung nachzuweisen.

Auch der Netzbetreiber kann eine Nachmessung der Oberschwingungen vornehmen lassen. Das ist insbesondere dann der Fall, wenn Rückwirkungen auftreten, die andere Anschlussnehmer unzulässig beeinflussen.

11.6 Einzelnachweisverfahren

11.6.1 Allgemeines

Alternativ zu dem in 11.2 bis 11.5 beschriebenen Nachweisverfahren kann für den Nachweis der elektrischen Eigenschaften auch das Einzelnachweisverfahren (auch Anlagenzertifikat C genannt) gewählt werden. Beim Einzelnachweisverfahren können die Nachweise durch eine qualifizierte Planungsstelle bzw. ein Planungsbüro oder eine Zertifizierungsstelle erstellt werden.

Bei der Anwendung des Einzelnachweisverfahrens sind als Nachweis der elektrischen Eigenschaften die technischen Anforderungen nach 11.2, 11.3 und 11.4 nachzuweisen, mit der Ausnahme des messtechnischen Nachweises der dynamischen Netzstützung nach 11.2.5. Abweichende Regelungen können grundsätzlich zwischen Anschlussnehmer und Netzbetreiber vereinbart werden. Der Nachweis der dynamischen Netzstützung ist vor Erteilung der vorübergehenden Betriebserlaubnis der Erzeugungsanlage rechnergestützt simulativ zu führen sowie anhand von Aufzeichnungen des Verhaltens der Erzeugungseinheiten bei realen Spannungseinbrüchen während des Betriebes der Erzeugungsanlage zu verifizieren.

Beim Einzelnachweisverfahren legt der Anlagenbetreiber dem Netzbetreiber folgende Unterlagen vor:

- die im Netzanschlussvertrag vereinbarten Planungsunterlagen und technischen Daten der Erzeugungsanlage und Erzeugungseinheiten;
- detailliertes EZA-Modell (nach 10.6.2) und
- Zertifikate bzw. Nachweise der in der Erzeugungsanlage verwendeten Komponenten, sofern sie Teil des Konformitätsnachweises sind.

Der Anschlussnehmer erbringt Nachweise in Form von Berechnungen und Simulationen, dass alle Anforderungen dieser Anwendungsregel sowie alle projektspezifischen Vorgaben des Netzbetreibers eingehalten werden. Die Bewertung von Oberschwingungen und Zwischenharmonischen erfolgt nach 11.4.7.4. Hierfür stellt der Netzbetreiber die notwendigen Netzdaten zur Verfügung.

Soweit bis hierhin die Konformität über Nachweise in Form von Berechnungen und Simulationen bestätigt werden kann, erteilt der Netzbetreiber die vorübergehende Betriebserlaubnis.

Im Zuge der Inbetriebnahme der Erzeugungsanlage erfolgen messtechnische Untersuchungen zum stationären, quasistationären und zum dynamischen Verhalten der Erzeugungseinheiten/der Erzeugungsanlage sowie zu Netzzrückwirkungen. Alle Messungen müssen von einem akkreditierten Prüflabor nach DIN EN IEC/ISO 17025 durchgeführt werden. In Abstimmung mit dem Netzbetreiber kann hiervon abgewichen werden.

Alle festgelegten Anforderungen können nur als erfüllt oder nicht erfüllt bewertet werden.

11.6.2 Inbetriebnahme einer Erzeugungsanlage

Zusätzlich zu den in 11.5.3 genannten Prüfungen ist im Einzelnachweisverfahren folgendes zu beachten:

Im Einzelnachweisverfahren ist das Detaillierte EZA-Modell durch Messungen an der Erzeugungseinheit bzw. Erzeugungsanlage zu validieren und gegebenenfalls zu aktualisieren.

Das Einzelnachweisverfahren erfordert somit die folgenden zusätzlichen Messungen und Überprüfungen (Konformitätstests):

Schritt 1:

Nach der Erteilung der Erlaubnis zur Zuschaltung und der vorübergehenden Betriebserlaubnis durch den Netzbetreiber kann die Durchführung von Messungen an der vorläufig in Betrieb gesetzten Erzeugungsanlage zum Nachweis der Einhaltung der Netzanschlussregeln nach 11.2 und 11.4 beginnen.

- Messung und Bewertung aller Netzurückwirkungen nach 11.4.7, sofern vom Netzbetreiber gefordert;
- Messung und Bewertung des Vermögens hinsichtlich der Anforderungen an den quasistationären Betrieb;
- Messung und Bewertung des Vermögens hinsichtlich statischer Spannungshaltung;
- Messung und Bewertung zum dynamischen Verhalten (z. B. Abfangen auf Eigenbedarf, Sollwertsprünge usw.).

Schritt 2:

Messungen und Tests im Zuge der Modellvalidierung: Durchführung spezieller Tests und messtechnischer Untersuchungen an der Erzeugungsanlage sowie der Erzeugungseinheiten. Auswertung der Messungen einschließlich Parameteridentifikation bzgl. der für das Betriebsverhalten wesentlichen Parameter (z. B. für Erzeugungseinheiten Typ 1: Generator, Spannungsregler/Erregereinrichtung, Turbinenregelung, Turbinen usw.).

- Messung und Test zur Parameteridentifikation;
- Bewertung des Vermögens hinsichtlich dynamischer Netzstützung.

Schritt 3:

Mittels der in Schritt 1 und Schritt 2 durchgeführten Versuche wird das Detaillierte EZA-Modell validiert und ggf. angepasst. Mittels der im Schritt 1 erfassten tatsächlichen Netzurückwirkungen und des Wirk- und Blindleistungsvermögen und auf Basis der angepassten Detaillierten EZA-Modelle erfolgt eine Überprüfung der elektrischen Eigenschaften der Erzeugungsanlage nach den Anforderungen nach 11.4.

Der Netzbetreiber stellt nach mängelfreier Durchführung der Konformitätstests und der Übergabe eines validierten Detaillierten EZA-Modells durch den Anlagenbetreiber eine Endgültige Betriebserlaubnis (EBE) aus. Anschließend kann die Erzeugungsanlage den Regelbetrieb aufnehmen.

12 Prototypen-Regelung

Ein Prototyp ist die erste Erzeugungseinheit eines Typs, der wesentliche technische Weiterentwicklungen oder Neuerungen aufweist, und alle weiteren Erzeugungseinheiten dieses Typs, die innerhalb von zwei Jahren nach der Inbetriebnahme der ersten Erzeugungseinheit dieses Typs in Betrieb genommen werden.

ANMERKUNG 1 Diese Definition entspricht der Begriffsdefinition nach SDLWindV. Es besteht kein Zusammenhang zum Begriff Pilotwindenergieanlage im EEG [7].

Wesentliche technische Weiterentwicklungen und Neuerungen liegen in der Regel vor, wenn Komponenten oder Softwareversionen so geändert werden, dass sich das elektrische Verhalten der Erzeugungseinheit am Netz signifikant ändert und eine Einheitenzertifizierung dieses neuen Typs erforderlich wird.

Für einen Prototypen einer Erzeugungseinheit gelten die Anforderungen dieser VDE-Anwendungsregel. Innerhalb von zwei Jahren nach der Inbetriebnahme der ersten Prototypen-Erzeugungseinheit in Deutschland ist für diese Prototypen anstelle des Einheitenzertifikats eine Prototypenbestätigung ausreichend, in der die akkreditierte Zertifizierungsstelle das Vorhandensein einer wesentlichen technischen Weiterentwicklung oder Neuerung auf Basis einer Herstellererklärung bestätigt. Weiterhin ist durch die Zertifizierungsstelle zu prüfen und in der Prototypenbestätigung nachvollziehbar auszuweisen, ob der Prototyp grundsätzlich in der Lage ist, die Anforderungen dieser VDE-Anwendungsregel an die elektrischen Eigenschaften der Erzeugungseinheit zu erfüllen. Dies erfolgt aus Basis eines vom Hersteller der Erzeugungseinheit erstellten Datenblattes der elektrischen Eigenschaften.

Für Prototypen, die vor dem 27.04.2019 in Betrieb gesetzt werden, beginnt die oben genannte Frist am 27.04.2019.

Damit die geforderte Plausibilitätsprüfung durch die Zertifizierungsstelle erfolgen kann, muss das Datenblatt der Erzeugungseinheit mindestens folgende Angaben enthalten:

- elektrische Daten (Nenn- und Bemessungsgrößen);
- schematisches Übersichtsbild der Erzeugungseinheit mit allen wesentlichen Komponenten;
- Betriebsbereiche der Erzeugungseinheit;
 - Grenzen im quasistationären Betrieb;
 - Blindleistungsstellbereich;
 - FRT-Grenzkurve (U/t-Diagramm);
- Schutzfunktionen mit Einstellbereichen;
 - Entkopplungsschutz;
 - Eigenschutz;
- Wirkleistungsregelung;
 - Leistungs-Frequenz-Verhalten;
 - Wirkleistungsgradient;
- Blindleistungsregelung;
- dynamische Blindstromeinspeisung;
 - Grundsätzliche Funktionsweise;
- Erklärung des Herstellers, dass die Erzeugungseinheit so konstruiert wurde, dass die Anforderungen dieser Anwendungsregel an die Erzeugungseinheit erfüllt werden können.

Spätestens nach Ablauf der oben genannten Frist ist ein Einheitenzertifikat erforderlich.

ANMERKUNG 2 Sofern das Einheitenzertifikat vor Ablauf der Frist von zwei Jahren nach Abschluss der Inbetriebnahme der ersten Erzeugungseinheit dieses Typs vorliegt, kann es sich dennoch um einen Prototypen handeln.

Für Erzeugungsanlagen mit Erzeugungseinheiten gleichen Prototyps müssen das Anlagenzertifikat und die Konformitätserklärung binnen eines Jahres, nachdem für den ersten Prototypen ein Einheitenzertifikat vorliegt, nachgereicht werden. Es gilt das Ausstellungsdatum des Einheitenzertifikats. Sollten in dieser Erzeugungsanlage weitere Prototypen anderen Typs in Betrieb gesetzt werden, ist spätestens jeweils ein Jahr nach Vorliegen des Einheitenzertifikats ein überarbeitetes Anlagenzertifikat inkl. dieses Prototypen nachzureichen. Die Fristen nach **11.4.7.4** sind zusätzlich zu beachten und beziehen sich auf das Ausstellungsdatum des Anlagenzertifikates.

Wird der Nachweis innerhalb dieser oben aufgeführten Fristen erbracht, so gelten die Anforderungen seit der Inbetriebnahme der Erzeugungsanlage als erfüllt. Sollte der jeweilige Anschlussnehmer für diese Prototypen innerhalb dieser Fristen noch kein Anlagenzertifikat und keine Konformitätserklärung beim zuständigen Netzbetreiber vorgelegt haben, ist der Netzbetreiber berechtigt, die Trennung dieser Erzeugungsanlagen vom Netz zu verlangen oder die Trennung dieser Anlagen vom Netz selber vorzunehmen.

Für Komponenten innerhalb der Erzeugungsanlage für die ein Komponentenzertifikat erforderlich ist, kann die Prototypenregelung entsprechend angewendet werden.

Für Erzeugungsanlagen mit Prototypen gelten – mit Ausnahme der Einreichung des Anlagenzertifikates und der Konformitätserklärung – die Prozessabläufe wie in 4.2 und 4.3 beschrieben. So sind mit dem Anschlussantrag die nachfolgend aufgeführten Unterlagen beim Netzbetreiber einzureichen. Folgende Unterlagen müssen dabei dem Netzbetreiber eine netztechnische Bewertung des Anschlusses der Erzeugungsanlage ermöglichen.

- Anschlussanmeldung (siehe E.1);
- Datenblatt Erzeugungsanlage (siehe E.6);
- Prototypenbestätigung;
- Datenblatt der elektrischen Eigenschaften der Erzeugungseinheit;
- Abschätzung der elektrischen Eigenschaften der Erzeugungseinheit;
- Elektroplanung der Erzeugungsanlage (Lastfluss-Berechnung, Wirkleistungssteuerung, statische Spannungshaltung, Schutzkonzept, Abschätzung der Netzurückwirkungen).

ANMERKUNG 3 Vor der Inbetriebnahme des ersten Prototyps einer Erzeugungseinheit reicht eine vorläufige Prototypen-Bestätigung, die die akkreditierte Zertifizierungsstelle ausstellt, aus.

Der Nachweis der elektrischen Eigenschaften im Rahmen der Inbetriebnahme erfolgt nach 11.5.1 bis 11.5.3. z. B. unter Nutzung des Vordruckes E.9. Da für Erzeugungsanlagen mit Prototypen kein Anlagenzertifikat vorliegt, sind im Rahmen der Inbetriebnahmeerklärung durch den Anschlussnehmer oder einer von ihm beauftragten qualifizierten Stelle die Dokumente hinsichtlich der folgenden Punkte zu prüfen. Als Grundlage darf der Vordruck E.9 verwendet werden. Neben der Inbetriebnahmeerklärung sind folgende Punkte zusätzlich auszuweisen:

- Die Erzeugungsanlage wurde nach den Vorgaben des Netzbetreibers und der mit dem Netzbetreiber abgestimmten Genehmigungsplanung errichtet.
- Die in der Elektroplanung ausgewiesenen Bestandteile und Einstellungen der errichteten Erzeugungsanlage stimmen vollständig mit der errichteten Erzeugungsanlage überein, wie z. B. Überprüfung der Stufenstellung der Maschinentransformatoren und der Reglersollspannung des Netztransformators.
- Die Einstellungen an den Erzeugungseinheiten hinsichtlich dynamischer Netzstützung entsprechen den Vorgaben des Netzbetreibers.
- Das Konzept zur statischen Blindleistungsbereitstellung, das Konzept zur Wirkleistungssteuerung und das Schutzkonzept wurden unter Berücksichtigung der Anforderungen des Netzbetreibers umgesetzt.

Die Konformitätserklärung durch die akkreditierte Zertifizierungsstelle erfolgt nach Erstellung des Einheiten- und Anlagenzertifikats (siehe Abschnitt 4, Bild 1). Falls sich im Rahmen der Anlagenzertifizierung Änderungen an den betriebsrelevanten Parametern ergeben, ist dies von der akkreditierten Zertifizierungsstelle dem Betreiber der Erzeugungsanlage mitzuteilen, der in diesem Fall die Änderungen an der Erzeugungsanlage und eine Revision der Inbetriebnahmeerklärung veranlassen muss.

Anhang A
(informativ)

Begriffe „Erzeugungseinheit“ und „Erzeugungsanlage“

In dieser VDE-Anwendungsregel gibt es keinen Anhang A.

Anhang B (informativ)

Erläuterungen

B.1 Erläuterungen zur sprunghaften Spannungsänderung

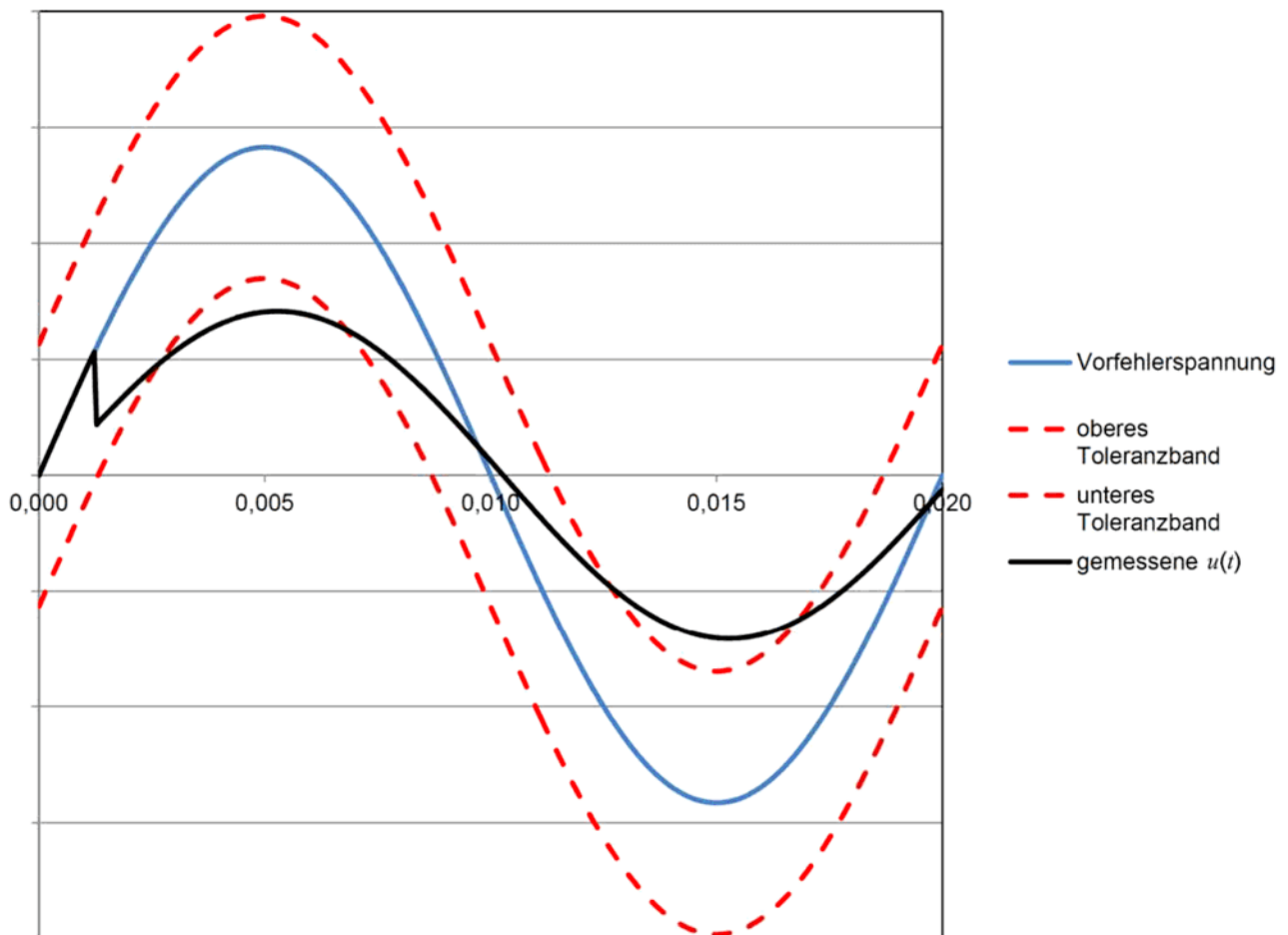


Bild B.1 – Beispiel für eine sprunghafte Spannungsänderung

Bild B.1 ist ein Beispiel für eine sprunghafte Spannungsänderung. Die Vorfehlerspannung ist (nach 3.1.44.7) die blaue Linie und gibt den fortgeführten Zeitverlauf der letzten 50 Perioden wieder. Das Toleranzband wird um diese Vorfehlerspannung gelegt. Zur besseren Veranschaulichung ist es in der Grafik vergrößert dargestellt. Jegliche Änderung des gemessenen Spannungsverlaufs, die das Toleranzband verletzt, markiert für diese VDE-Anwendungsregel den rechnerischen Fehlerbeginn. Wenn ein Fehler rechnerisch begonnen hat, bedarf es zunächst mindestens einer Bedingung zum Beenden des Fehlers (nach 10.2.3), bevor ein neuer Fehler rechnerisch beginnen kann.

B.2 „Fault-Ride-Through“-Kurven

Die „Fault-Ride-Through“-Kurven (FRT) sind wie folgt zu interpretieren:

Bei $t = 0$ tritt ein Fehler (Kurzschluss) im Netz ein. Die Spannung am Netzanschlusspunkt der Erzeugungsanlage bricht auf einen Wert U_{NAP} ein. Nach der Fehlerklärungszeit t_F ist der Fehler durch die Schutz-einrichtungen abgeschaltet, die Spannung „springt“ auf einen höheren Wert. Die Grenzkurven in Bild 11 und Bild 12 stellen Einhüllende einer möglichen Kurvenschar dar. Bei einem realen Netzfehler ist zu erwarten,

dass sich die Leiter-Leiter-Spannungen gedämpft oszillierend verhalten und in der Regel zwischen den Grenzkurven verbleiben. Der zeitliche Verlauf der Spannung hängt stark vom Netzfehler, der Netztopologie und evtl. elektromechanischen Schwingungen von betroffenen Erzeugungseinheiten ab, und ist deshalb nicht im Detail vorhersehbar. Eine Trennung der Erzeugungsanlage vom Netz ist nicht zulässig, solange die Bedingungen gemäß 10.2.3 erfüllt sind.

Die „Fault-Ride-Through“-Kurven sind bezogen auf die Nennspannung U_n dargestellt. Wegen der unterschiedlichen Behandlung von symmetrischen und unsymmetrischen Fehlern gelten die Kurven jeweils für die kleinste verkettete Spannung bei Spannungsrückgängen, und die größte verkettete Spannung bei Spannungserhöhungen.

B.3 Ermittlung des k -Faktors am Netzanschlusspunkt

Aufgabenstellung

Der Netzbetreiber gibt am Netzanschlusspunkt den k -Faktor k_{soll} vor. Der an jeder einzelnen Erzeugungseinheit einzustellende k -Faktor k_i ist zu ermitteln.

Vorgehen

Da es bei der Ermittlung des einzustellenden k -Faktors nicht auf hohe Genauigkeit ankommt, werden nur die wesentlichen Impedanzen betrachtet. Dies sind die Kurzschlussimpedanzen der Netz- und Maschinentransformatoren, beide werden als reine Reaktanzen angenommen.

Kabel- bzw. Leitungsimpedanzen werden bei kleinen Mittelspannungsnetzen vernachlässigt, bei einem ausgedehnten Mittelspannungsnetz können diese pauschal mit einem Zuschlagfaktor c_K berücksichtigt werden. In diesem Fall wird $c_K = 1,1$ empfohlen.

In diesem Beispiel (Bild B.2) sei der Anschluss eines Windparks geplant. Der Netzbetreiber gibt $k_{\text{soll}} = 2$ am Netzanschlusspunkt (Höchstspannung) vor.

Es werden m Windenergieanlagen mit unterschiedlichen Bemessungsscheinleistungen errichtet.

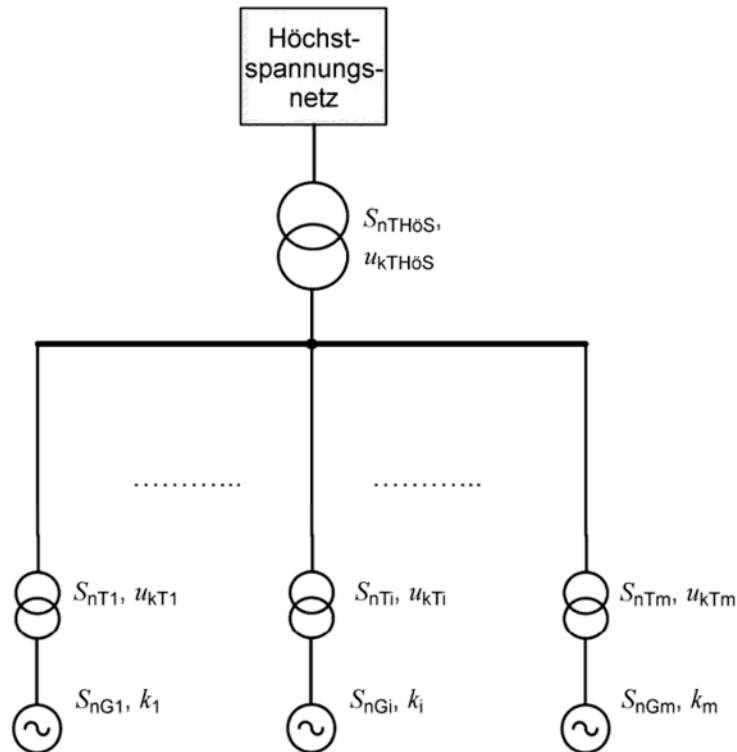


Bild B.2 – Beispiel eines Windparks zur Ermittlung der k -Faktoren

Der an der Erzeugungseinheit i einzustellende k -Faktor k_i kann nach Gleichung (B.1) näherungsweise ermittelt werden:

$$k_i = \frac{c_K}{\frac{1}{k_{\text{soll}}} - u_{kTi} \cdot \frac{S_{nGi}}{S_{nTi}} - u_{kTHöS} \cdot \frac{\sum_1^m S_{nGi}}{S_{nTHöS}}} \quad (\text{B.1})$$

B.4 Gleichungen für die Beschreibung der dynamischen Netzstützung

Für die Berechnungen in symmetrischen Komponenten werden hier die Leiter-Erde-Größen herangezogen, da dies deckungsgleich mit der Literatur ist. Da das Nullsystem nicht berücksichtigt wird, ist aber auch die Verwendung von Leiter-Leiter-Größen möglich, als Bezugsgröße ist dann U_n anstelle von $U_n\sqrt{3}$ zu verwenden. Die Spannungsänderung wird hier definiert zu:

$$\Delta U = U - U_{1\text{min}} \quad (\text{B.2})$$

Dabei ist U der aktuelle Effektivwert der Netzspannung und $U_{1\text{min}}$ der 1-Minuten-Mittelwert der Netzspannung vor dem Netzfehler mit

$$U_{1\text{min}} = \frac{1}{\tau} \int_{t-\tau}^t U_{\text{eff}} dt \text{ und } \tau = 1 \text{ min} \quad (\text{B.3})$$

ANMERKUNG 1 Hier ist es ausreichend, den Mittelwert der drei Leiter-Erde-Spannungen bzw. der drei Leiter-Leiter-Spannungen zu bilden, da das Gegensystem im Normalbetrieb vernachlässigbar ist.

ANMERKUNG 2 U , ΔU , Δu und a , sowie ΔI und Δi sind komplexe Größen, werden hier aus Gründen der Übersichtlichkeit jedoch nicht als solche gekennzeichnet.

Für bezogene Größen werden Kleinbuchstaben verwendet. Als Bezugsgröße für Spannungen wird die Nennspannung $U_n/\sqrt{3}$ verwendet, somit gilt:

$$\Delta u = \frac{\Delta U}{U_n/\sqrt{3}} \quad (\text{B.4})$$

Mitsystemgrößen werden mit Index 1, Gegensystemgrößen mit Index 2 gekennzeichnet, Leitergrößen mit Index L1, L2 bzw. L3.

Mit

$$a = e^{j\frac{2}{3}\pi} \quad (\text{B.5})$$

wird aus den Leitergrößen das Mitsystem der Spannungsdifferenz zu

$$\Delta u_1 = \frac{1}{3} \cdot (\Delta u_{L1} + a \cdot \Delta u_{L2} + a^2 \cdot \Delta u_{L3}) \quad (\text{B.6})$$

und das Gegensystem zu

$$\Delta u_2 = \frac{1}{3} \cdot (\Delta u_{L1} + a^2 \cdot \Delta u_{L2} + a \cdot \Delta u_{L3}) \quad (\text{B.7})$$

Mit k [pu] als Verstärkungsfaktor für die dynamische Netzstützung wird der zusätzliche Blindstrom in symmetrischen Komponenten zu

$$\Delta i_{B1} = k \cdot \Delta u_1 \text{ und } \Delta i_{B2} = k \cdot \Delta u_2 \quad (\text{B.8})$$

Die Rücktransformation liefert den zusätzlich Blindstrom als Leiterstrom in [pu]

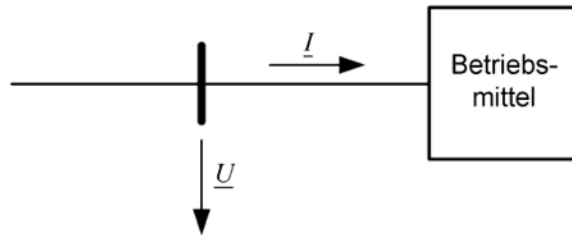
$$\begin{bmatrix} \Delta i_{BL1} \\ \Delta i_{BL2} \\ \Delta i_{BL3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 \\ a^2 & a \\ a & a^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta i_{B1} \\ \Delta i_{B2} \end{bmatrix} \quad (\text{B.9})$$

Mit I_r als Bezugsgröße für den Strom werden daraus die drei Leiterströme

$$\Delta I_{BL1,2,3} = I_r \cdot \Delta i_{BL1,2,3} \quad (\text{B.10})$$

B.5 Richtungsdefinition von P und Q

In dieser VDE-Anwendungsregel wird das Verbraucherzählpfeilsystem angewendet (siehe [Bild B.3](#)). Ströme und Spannungen werden in Pfeilrichtung positiv gezählt. Bezugspunkt ist jeweils die Sammelschiene des Netzbetreibers.



ANMERKUNG Ein Betriebsmittel kann z. B. ein Kabel, eine Erzeugungsanlage, eine Erzeugungseinheit oder ein FACTS-Element sein.

Bild B.3 – Positive Richtung von Spannungen und Strömen

Für die Darstellung in Quadranten wird ein Leistungskreis gewählt, dessen Darstellung kompatibel zu mathematischen Darstellungen der Trigonometrie und der komplexen Zahlen ist (siehe Bild B.4). Winkel werden – wie in der Mathematik – gegen den Uhrzeigersinn positiv gezählt. Als Phasenwinkel wird der Winkel vom Stromzeiger zum Spannungszeiger definiert. Der Stromzeiger liegt immer in der reellen Achse, die Lage des Spannungszeigers entspricht der Scheinleistung und dem Phasenwinkel.

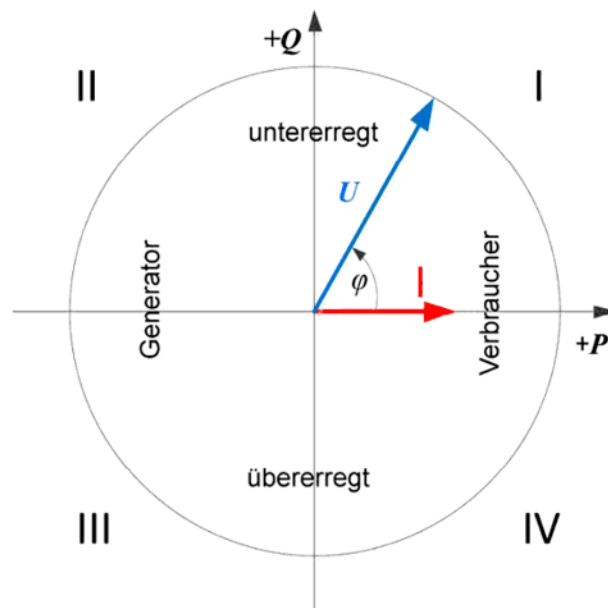


Bild B.4 – Scheinleistungskreis

Die unterschiedlichen Betriebszustände können in Quadrant I bis Quadrant IV dargestellt werden. Die Benennung der Quadranten erfolgt gegen den Uhrzeigersinn.

Beispiele für den Scheinleistungszeiger verschiedener Betriebsmittel:

- Quadrant I: Ohmsch-induktive Last (Spule);
- Quadrant II: Ein Wirkleistung liefernde Erzeugungsanlage mit gleichzeitigem Blindleistungsbezug;
- Quadrant III: Ein Wirk- und Blindleistung liefernde Erzeugungsanlage;
- Quadrant IV: Ohmsch-kapazitive Last (Kondensator).

B.6 Netzurückwirkungen

B.6.1 Spannungsänderungen bei Erzeugungseinheiten

Für die Zuschaltung einer einzelnen Erzeugungseinheit ist jeder Erzeugungseinheitentyp zu berücksichtigen:

$$\Delta u = k_u(\psi) \cdot \frac{S_{rE}}{S_{kV}} \quad (\text{B.11})$$

Dabei ist

S_{rE} die Bemessungs-Scheinleistung einer Erzeugungseinheit;

S_{kV} die Netzkurzschlussleistung am Netzverknüpfungspunkt;

$k_u(\psi)$ der spannungswirksame Schaltfaktor (wird nach FGW-Richtlinie-TR 3 [5] bestimmt und ist im Einheitenzertifikat anzugeben).

B.6.2 Flicker

Der Flickerpegel im Höchstspannungsnetz wird im Wesentlichen durch die dort angeschlossenen Kundenanlagen großer Leistung erzeugt. Der Planungspegel im HöS-Netz wird anteilig aus dem Planungspegel für die Hochspannung $L_{Pst,HS} = 0,8$ bzw. $L_{Plt,HS} = 0,6$ unter Zuhilfenahme des quadratischen Summationsgesetzes bestimmt.

B.6.3 Flicker für Erzeugungsanlagen

Die Kurzzeitflicker sind für Erzeugungsanlagen nicht relevant.

Die Langzeitflickerstärke P_{lt} einer Erzeugungseinheit kann mittels ihres Flickerkoeffizienten c (siehe FGW-Richtlinie TR 3 [5]) abgeschätzt werden zu:

$$P_{lt} = c \cdot \frac{S_{rE}}{S_{kV}} \quad (\text{B.12})$$

Dabei ist

S_{rE} die Bemessungsscheinleistung der Erzeugungseinheit und

c der Flickerkoeffizient.

B.6.4 Addition der Langzeitflickerstärken

Bei einer Anlage mit mehreren Einheiten ist P_{lti} für jede Einheit getrennt zu berechnen und daraus ein resultierender Wert für die Flickerstärke am Verknüpfungspunkt nach Gleichung (B.13) zu bestimmen:

$$P_{ltres} = \sqrt{\sum_i P_{lti}^2} \quad (\text{B.13})$$

Dabei ist

P_{lti} die Flickerstärke der Einzelanlage bei ungleichen Anlagentypen.

Bei einer Anlage, die aus n gleichen Einheiten besteht, ist der resultierende Wert für die Flickerstärke:

$$P_{ltres} = \sqrt{n \cdot P_{ltE}} \quad (\text{B.14})$$

Dabei ist

P_{ltE} die Flickerstärke einer Einzelanlage bei gleichem Anlagentyp.

B.6.5 Oberschwingungen und Zwischenharmonische

Die einschlägigen Normen (z. B. DIN EN 50160 „Merkmale der Spannung in den öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen“ [19]) schreiben die Einhaltung festgelegter Grenzwerte für die Oberschwingungsspannungen sowohl für das Nieder-, das Mittel-, als auch das Hochspannungsnetz vor. Das Höchstspannungsnetz wurde bisher nicht gesondert betrachtet, weswegen es notwendig ist, die Störeinträge in Hoch- und Höchstspannungsebene geeignet aufzuteilen. Diese Werte sind in diesen Spannungsebenen mit einer ausreichend hohen Wahrscheinlichkeit einzuhalten. In der Nieder- und Mittelspannungsebene addieren sich die Spannungsverzerrungen aller überlagerten Spannungsebenen. Die zulässigen Oberschwingungsspannungen werden zum großen Teil bereits durch die angeschlossenen Verbrauchsgeräte ausgeschöpft. In der Höchstspannungsebene müssen daher die von Bezugs- und Erzeugungsanlagen zusätzlich erzeugten Oberschwingungsspannungswerte auf zulässige Werte begrenzt werden.

Eine Bewertung im Frequenzbereich > 9 kHz erfolgt nach dieser VDE-Anwendungsregel nicht.

Die Oberschwingungsströme und die hochfrequenten Stromanteile der EZA (Index A) errechnen sich für pulsmodulierte Umrichter mit Pulsfrequenzen > 1 kHz aus den Angaben der Ströme der Erzeugungseinheiten (Index E) im Einheitenzertifikat nach

$$I_{Av,\mu} = \sqrt{\sum_{i=1}^{i=n} I_{iE,v,\mu}^2} \quad (\text{B.15})$$

B.7 Teilnetzbetriebsfähigkeit und Reglerstruktur

In einem Stromnetz, das rotierende Schwungmasse (z. B. Synchronmaschinen und Lasten) beinhaltet, zeigt sich ein Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch der elektrischen Leistung in einer Änderung der Frequenz, da die aktuelle Differenz als Beschleunigungsmoment an der rotierenden Schwungmasse wirkt. Damit ist die Frequenz (Drehzahl) (die abgesehen von kurzzeitigen dynamischen Schwingungen identisch ist mit der Netzfrequenz) eine im gesamten Netz verfügbare integrierende Regelgröße für das Leistungsungleichgewicht.

Die Frequenzstabilität im Netz ist damit eine elementare und ständig zu erbringende Aufgabe. Im Verbundnetz wird diese Aufgabe im Rahmen der für Kontinentaleuropa festgelegten Auslegungsfälle über die Primärregelung gelöst. Diese wiederum wird in Deutschland als Netzdienstleistung am Strommarkt beschafft und vergütet. Die technischen Rahmenanforderungen sind dabei in 10.5.3 und 10.5.4 festgelegt.

Leistungsungleichgewichte bei Störungen, wie z. B. Teilnetzbildungen, die die Primärregelungskapazität deutlich überschreiten, müssen in den vorgesehenen Frequenzgrenzen abgefangen und stabilisiert werden. Hierbei spielt die Reglerstruktur eine wichtige Rolle.

Die Reglerstruktur in leistungsregelbaren Erzeugungseinheiten vom Typ 1 enthält für den Verbundbetrieb üblicherweise zwei Pfade (Bild B.5):

- einen Leistungsregler mit PI-Verhalten, der dafür sorgt, dass der vorgegebene Leistungssollwert (P_{soll}) eingespeist wird, und
- einen frequenz-/drehzahlabhängigen proportionalen Anteil, der dem langsamen Leistungsregler überlagert ist.

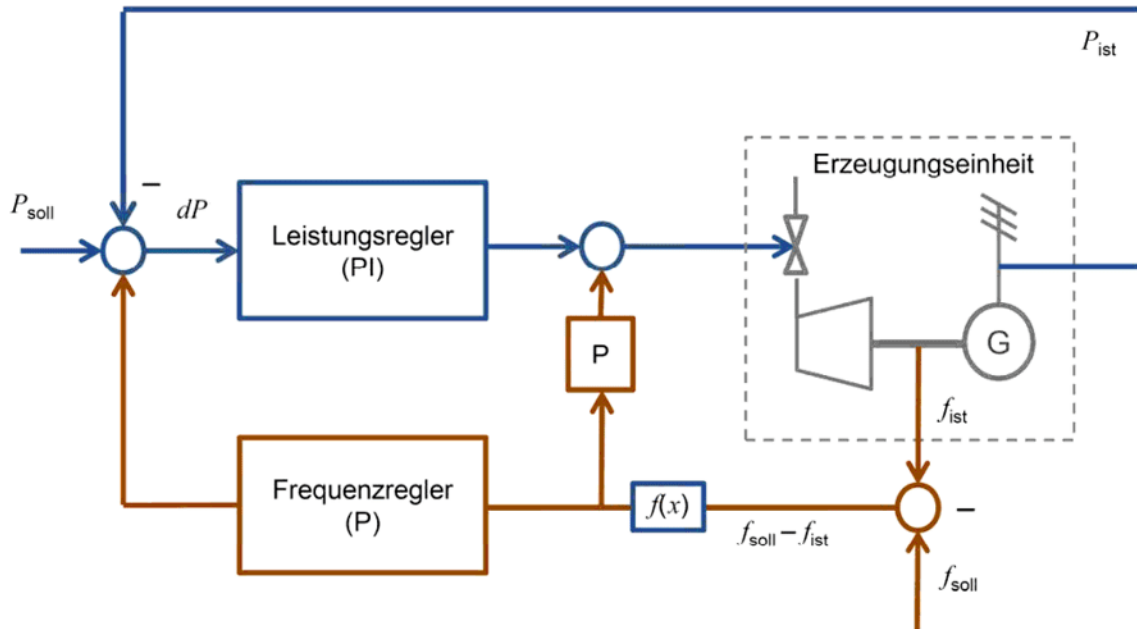


Bild B.5 – Prinzipielle Reglerstruktur in leistungsregelbaren Erzeugungseinheiten

Die Charakteristik des Frequenzeinflusses (sowohl Primärregelung als auch frequenzabhängigen Wirkleistungsanpassung nach 10.2.4.3) hinsichtlich Totband, Statik und Begrenzungen ist in der Funktion $f(x)$ hinterlegt.

Eine Leistungsregelung alleine kann keinen frequenzstabilen Betrieb von Erzeugungsanlagen im Verbundnetz sicherstellen. Der Leistungsregler regelt bei einem Leistungsungleichgewicht in die falsche Richtung (Falschregeffekt). Wenn zum Beispiel die elektrische Wirkleistungsabgabe (P_{ist}) bei einer Netzstörung einbricht, kommt es zu einem Frequenzanstieg, da die Antriebsleistung größer als die abgegebene Wirkleistung ist. Der Leistungsregler erkennt aber, dass die abgegebene Wirkleistung (P_{ist}) kleiner als der Sollwert der Wirkleistung (P_{soll}) ist und versucht das Antriebsmoment noch zu erhöhen. Dies führt zur Frequenzinstabilität.

Deshalb muss die Leistungsregelung, die in der Regel eine PI-Regelung ist, träge ausgeführt sein. ($T_I \geq 10$ s und der Kp-Anteil sollte 0,1 nicht überschreiten). Der überlagerte proportionale Drehzahlzweig in der Turbinenregelung muss schnell eingreifen und die Frequenz in solchen Fällen stabilisieren. Wenn der Erzeugungsanlage nicht unter Primärregelung läuft, muss der proportionale Drehzahleinfluss spätestens ab 50,2 Hz bzw. unterhalb 49,8 Hz eingreifen.

Durch die Funktionalität der Primärregelung nach 10.5.3 und der frequenzabhängigen Wirkleistungsanpassung nach 10.2.4.3 wird sichergestellt, dass im Netz zu jedem Zeitpunkt die Frequenz geregelt wird.

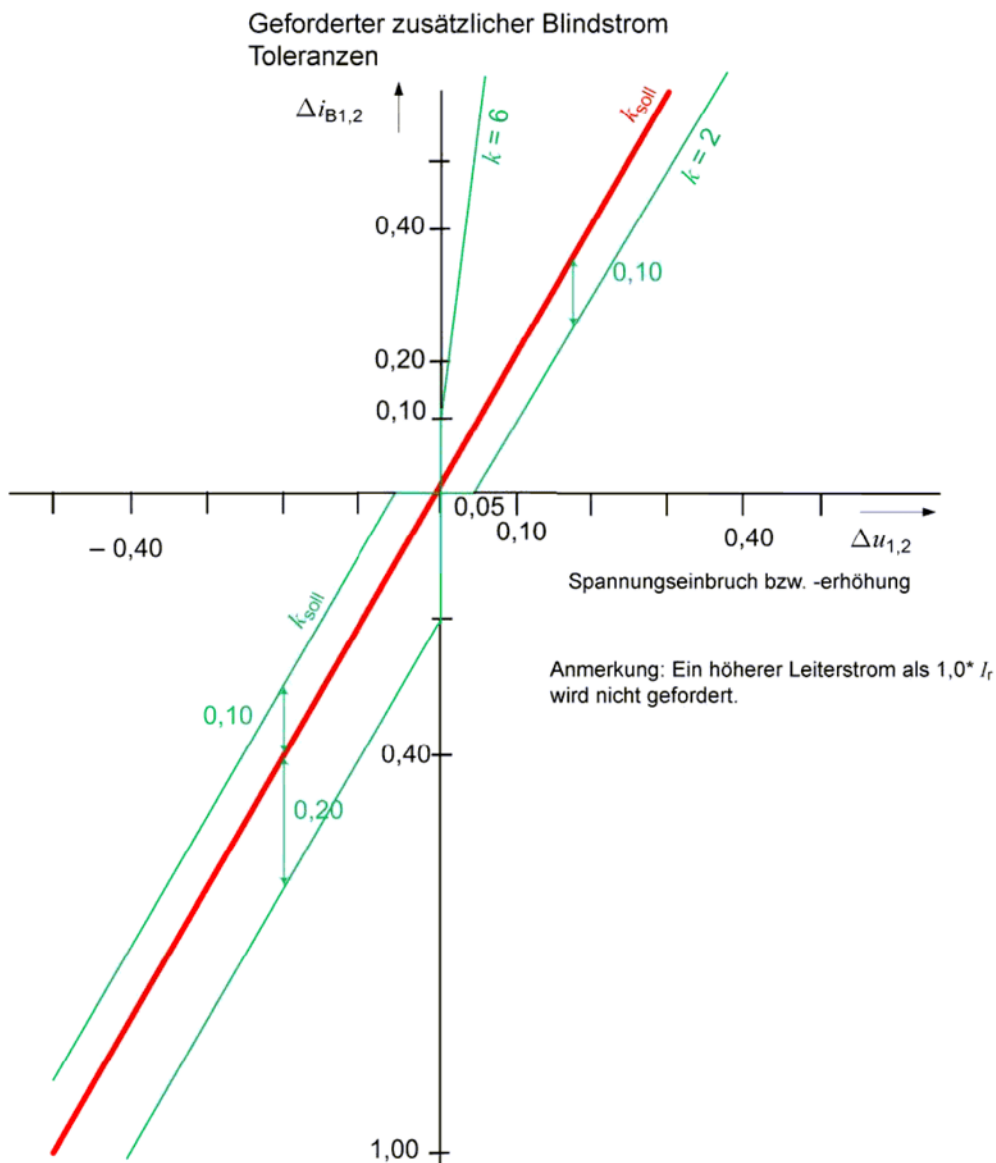
Bei einem Lastabwurf auf Eigenbedarf nach einer Netztrennung arbeiten zusätzliche Funktionen im Turbinenregler, die hier nicht dargestellt sind. So wird zum Beispiel der Leistungssollwert (P_{soll}) abgeschaltet und Totbänder in der Frequenzerfassung deaktiviert.

Anhang C (normativ)

Weitere Festlegungen

C.1 Toleranzbereich für den zusätzlichen Blindstrom

Der Toleranzbereich für den zusätzlichen Blindstrom $\Delta i_{B1,2}$ für die rot gezeichnete Sollkurve wird durch die grünen Geraden begrenzt (Bild C.1). Im dargestellten Beispiel beträgt $k_{\text{soll}} = 2$.



Legende

k bezeichnet die Steigung der Geraden, siehe [10.2.3.3](#)

Bild C.1 – Toleranzbereich für Δi_B

Im Quadranten 1 sind die Toleranzgrenzen fest und durch die grünen Linien mit den Steigungen $k = 2$ bzw. $k = 6$ vorgegeben. Die untere grüne Linie hat einen Abstand von 10 % von einer durch den Nullpunkt

führenden Geraden mit $k = 2$, analog dazu hat die obere Linie einen Abstand von 10 % von einer durch den Nullpunkt führenden Geraden mit $k = 6$.

Im Quadranten 3 richten sich die Toleranzgrenzen nach dem k_{soll} . Die untere grüne Linie hat einen Abstand von 20 % von einer durch den Nullpunkt führenden Geraden mit k_{soll} , analog hat die obere Linie einen Abstand von 10 % von einer durch den Nullpunkt führenden Geraden mit k_{soll} .

C.2 Prinzipielles Reglerverhalten

Das prinzipielle Regelverhalten ist in Bild C.2 dargestellt. Auf einen Sollwertsprung der Führungsgröße muss die Sprungantwort $x(t)$ der Regelgröße 90 % des Sollwertsprunges innerhalb der Anschwingzeit $T_{\text{an}_90\%}$ erreichen.

Die Sprungantwort $x(t)$ der Regelgröße darf die zulässige Überschwingweite Δx_{max} nicht überschreiten. Nach der Einschwingzeit $T_{\text{ein}_\Delta x}$ darf die Sprungantwort $x(t)$ der Regelgröße das Toleranzband Δx um den stationären Endwert (Einschwingtoleranz) nicht mehr verlassen.

ANMERKUNG Der Sollwertsprung ist die Differenz zwischen vorgegebenem Endwert und stationärem Anfangswert. Die Größen Δx und Δx_{max} sind ebenfalls auf den Sollwertsprung bezogen.

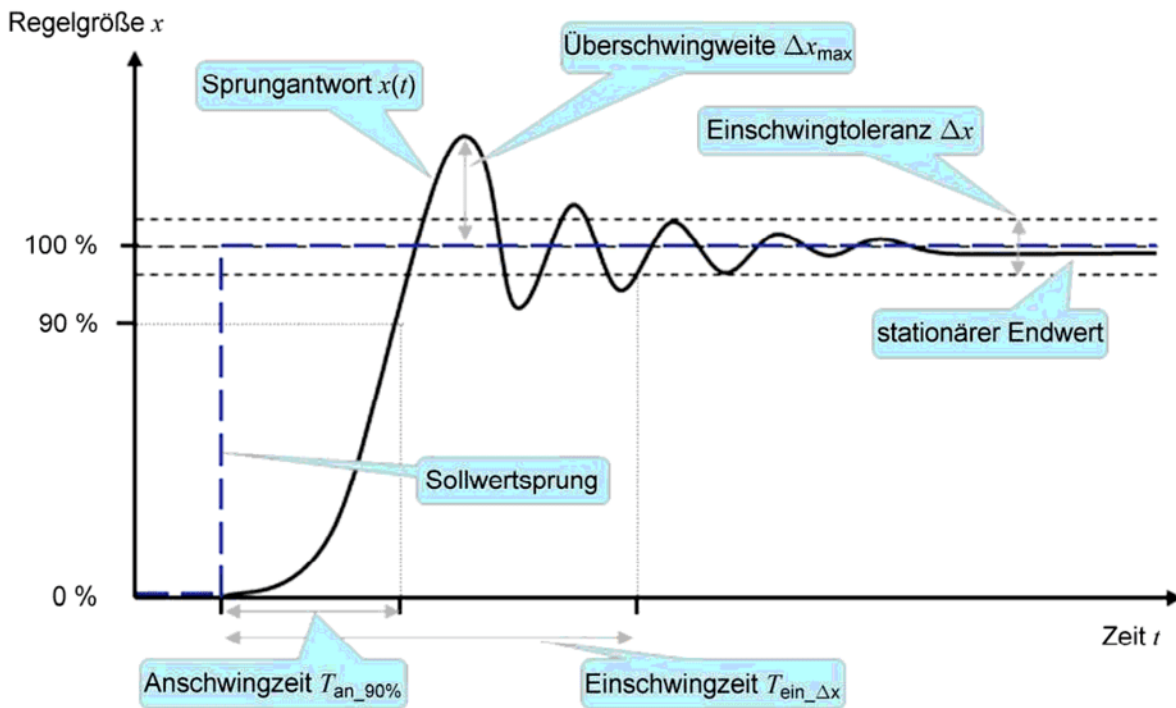


Bild C.2 – Prinzipielles Reglerverhalten einer Erzeugungsanlage

Im Hinblick auf die dynamische Netzstützung sind die im Bild C.2 aufgeführten Größen auf Mit- und Gegensystem anzuwenden.

Anhang D (informativ)

Erläuterungen zum gleitenden Totband für die Primärregelleistung

Das fortlaufende regellose Zu- und Abschalten kleinerer Erzeuger und Verbraucher im elektrischen Stromversorgungssystem führt zu einem fortlaufenden Leistungsrauschen, was ein ebenso fortlaufendes Netzfrequenzrauschen um einen mittleren Frequenzverlauf nach sich zieht. Dieses Netzfrequenzrauschen hat über die proportional wirkenden Primärregler ständige Stelleingriffe bei den primärgeregelten Anlagen zur Folge.

Ein "Ausregeln" des reinen Netzfrequenzrauschens um den mittleren Frequenzverlauf durch die Primärregelung ist nicht sinnvoll, sofern es sich innerhalb einer engen Bandbreite bewegt. Somit scheint eine gewisse Filterung der Abweichung zwischen Frequenzsollwert und gemessener Netzfrequenz als Eingangssignal für die Primärregelung gerechtfertigt. Allerdings gilt es unbedingt zu vermeiden, dass durch unkoordinierten Einsatz beliebig parametrierter Filterbausteine die Bandbreite des Netzfrequenzrauschens insgesamt zu groß und damit die Netzstabilität negativ beeinflusst wird. Zudem kann ein ungünstig parametrierter Filterbaustein die negative Auswirkung des Netzfrequenzrauschens auf eine primärgeregelte Anlage sogar noch verstärken.

Damit ist hinsichtlich einer zusätzlichen Filterung der Abweichung zwischen Frequenzsollwert und gemessener Netzfrequenz als Eingangssignals für die Primärregelung ein Optimum zwischen der entlastenden Wirkung des Filterbausteins auf die Stelleingriffe primärgeregelter Anlagen und der Wirkung auf das Netzfrequenzrauschen selbst zu finden.

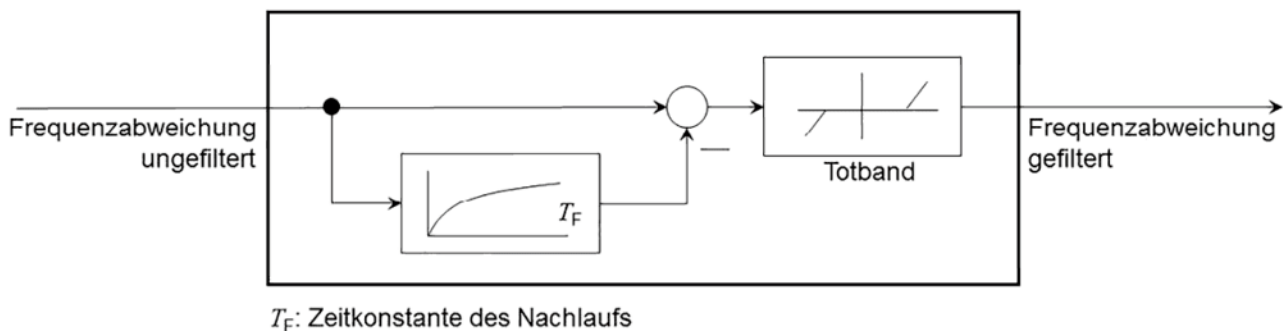


Bild D.1 – Aufbau des gleitenden Totbands

Anhang E (informativ)

Vordrucke

Die Formulare in diesem Anhang sind zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-Anwendungsregel bestimmt.

E.1 Antragstellung

(Dieses Formular ist zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-Anwendungsregel bestimmt.)

Antragstellung für Netzanschlüsse (Höchstspannung) (Vom Anschlussnehmer von Bezugs- und Erzeugungsanlagen auszufüllen)			
Anlagenanschrift	Straße, Hausnummer PLZ, Ort		
Anschlussnehmer	Firma Vorname, Name Straße, Hausnummer PLZ, Ort Telefon, E-Mail		
Anlagenerrichter	Firma, Ort Telefon, E-Mail		
Anlagenart	<input type="checkbox"/> Bezugsanlage	<input type="checkbox"/> Erzeugungsanlage	<input type="checkbox"/> Mischanlage <input type="checkbox"/> Speicher <input type="checkbox"/> Notstromaggregat mit Netzparallelbetrieb ≥ 5 min/Monat
Maßnahme	<input type="checkbox"/> Neuerrichtung	<input type="checkbox"/> Erweiterung	<input type="checkbox"/> Rückbau
Örtliche Lage der Bezugs-/Erzeugungsanlage Plan im geeigneten Maßstab (z. B. 1:10 000) beigelegt?			<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein
Voraussichtliche Anschlusswirkleistung $P_{AV, B}$ und $P_{AV, E}$ [kW]			
	bisher	neu	im Endausbau
Bezug $P_{AV, B}$			
Einspeisung $P_{AV, E}^*$			
Installierte Erzeugungsleistung			
Datenblatt zur Beurteilung von Netzzrückwirkungen (Vordruck E.2) bzw. Datenblatt einer Erzeugungsanlage (Vordruck E.6) beigelegt?			<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein
Zeitlicher Projektablaufplan beigelegt?			<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein
Geplanter Übergang in den Dauerbetrieb?			
..... Ort, Datum Unterschrift des Anschlussnehmers		

E.2 Datenblatt zur Beurteilung von Netzzrückwirkungen

(Dieses Formular ist zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-Anwendungsregel bestimmt.)

Datenblatt zur Beurteilung von Netzzrückwirkungen		1 (2)
(Durch Anschlussnehmer von Bezugsanlagen auszufüllen)		
Anlagenanschrift	Straße, Hausnummer: PLZ, Ort:	
Transformatoren	Bemessungsspannung (Oberspannungsseite): kV Bemessungsspannung (Unterspannungsseite): kV Bemessungsscheinleistung des Transformators S_{rT} : MVA Relative Kurzschlussspannung u_k : %	
	Schaltgruppe:
	Stufenschalter: Stufen relative Zusatzspannung: \pm %
	Einbauort:	<input type="checkbox"/> OS-seitig <input type="checkbox"/> US-seitig
	Bereich der einstellbaren Blindleistung kvar (induktiv) bis kvar (kapazitiv) Festkompensation kvar <input type="checkbox"/> in Stufen schaltbar; Stufenanzahl: <input type="checkbox"/> Stufenlos regelbar Verdrosselungsgrad/Resonanzfrequenz: <input type="checkbox"/> schematischer Übersichtsschaltplan beigelegt <input type="checkbox"/> Herstellerdatenblatt beigelegt	
	<input type="checkbox"/> Asynchronmotor <input type="checkbox"/> Synchronmotor <input type="checkbox"/> Antrieb mit Stromrichter Bemessungswirkleistung: kW Bemessungsspannung: V Bemessungsdrehzahl: 1/min Bemessungsstrom: A Leistungsfaktor: Wirkungsgrad:	
	Asynchronmotor Verhältnis Anlaufstrom/Bemessungsstrom I_a/I_r : Anlaufschaltung: <input type="checkbox"/> direkt <input type="checkbox"/> Stern/Dreieck <input type="checkbox"/> Sonstige Synchronmotor subtransiente Längsreaktanz: subtransiente Querreaktanz: (bitte Herstellerdatenblatt mit den elektrischen Daten beifügen) Verhalten am Netz Zahl der Anläufe je Stunde: Anlauf mit Last oder ohne Last: Zahl der Last- bzw. Drehrichtungswechsel: je Minute	

Datenblatt zur Beurteilung von Netzurückwirkungen		2 (2)									
(durch Anschlussnehmer mit Bezugsanlagen auszufüllen)											
Schweißmaschinen Summenleistung ≥ 1 MVA	Zahl und Höchstschweißleistung:										
	Für die größte Schweißmaschine sind die folgenden Felder auszufüllen:										
	Höchstschweißleistung: kVA										
	Leistungsfaktor:										
	Zahl der Schweißungen: je Minute										
	Dauer einer Schweißung: Sekunde										
	Form des Stromimpulses: <input type="checkbox"/> Dreieck <input type="checkbox"/> Viereck <input type="checkbox"/> Sägezahn										
Lichtbogenöfen	Summe der Bemessungsscheinleistungen: kVA										
	Zahl und Bemessungsscheinleistung:										
	Für den größten Stromrichter sind die folgenden Felder auszufüllen:										
Stromrichter (≥ 1 MVA)	Bemessungsscheinleistung: kVA										
	Pulszahl bzw. Schaltfrequenz:										
	Schaltung (Brücke, Mittelpunktschaltung...):										
	<input type="checkbox"/> Zwischenkreis vorhanden Glättung: <input type="checkbox"/> induktiv <input type="checkbox"/> kapazitiv										
	Stromrichtertransfor mator	Bemessungsscheinleistung S_{rT} kVA									
		relative Kurzschlussspannung u_k %									
		Schaltgruppe:									
	Kommutierungsinduktivitäten: mH										
	Herstellerangaben zu den netzseitigen Oberschwingungsströmen (bei höherpulsigen Stromrichtern, z. B. 36-Puls-Stromrichter, ist die folgende Tabelle entsprechend zu erweitern):										
	Ordnungszahl	3	5	7	9	11	13	17	19	23	25
I_v [A]											
Bemerkungen z. B. schaltbare Verbrauchslasten zur Bereitstellung von Regelleistung											
Ort, Datum		Unterschrift des Anschlussnehmers bzw. Anlagenerrichters									

E.3 Netzanschlussplanung

In der VDE-AR-N 4130 gibt es kein Formblatt E.3.

E.4 Errichtungsplanung

In der VDE-AR-N 4130 gibt es kein Formblatt E.4.

E.5 Inbetriebsetzungsprotokoll für Übergabestationen

In der VDE-AR-N 4130 gibt es kein Formblatt E.5.

E.6 Datenblatt einer Erzeugungsanlage/eines Speichers – Höchstspannung

(Dieses Formular ist zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-Anwendungsregel bestimmt.)

Datenblatt einer Erzeugungsanlage/eines Speichers – Höchstspannung		1 (5)
(vom Anschlussnehmer auszufüllen)		
Anlagenanschrift	Straße, Hausnummer PLZ, Ort	
Anschlussnehmer	Vorname, Name Straße, Hausnummer PLZ, Ort Telefon, E-Mail	
Antragsteller	Vorname, Name Straße, Hausnummer PLZ, Ort Telefon, E-Mail	
Typ der Erzeugungsanlage (bei Energiemix Mehrfachnennung)	<input type="checkbox"/> Windenergie <input type="checkbox"/> Wasserkraft <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> Photovoltaik <input type="checkbox"/> Freifläche <input type="checkbox"/> Dachfläche <input type="checkbox"/> Fassade <input type="checkbox"/> GuD-Anlage eingesetzter Brennstoff (z. B. Erdgas, Biogas, Biomasse) <input type="checkbox"/> therm. Kraftwerk <input type="checkbox"/> Speicher	
Anlagenart	<input type="checkbox"/> Neuerrichtung <input type="checkbox"/> Erweiterung <input type="checkbox"/> Rückbau	
Leistungsangaben	bereits vorhandene Anschlusswirkleistung $P_{AV, E}$ MW neu zu installierende Anschlusswirkleistung $P_{AV, E}$ MW Dabei Bemessungswirkleistung der Module bei PV-Anlagen* MWp Bemessungswirkleistung Wechselrichter $P_{r, WE}$ (PV-Anlagen) MW gesamte Anschlusswirkleistung $P_{AV, E}$ MW Technische Mindestleistung MW Eigenbedarf der Erzeugungsanlage (einschließlich Bezugsleistung der Speicher) MW	
Einspeisung der Gesamtenergie in das Netz des Netzbetreibers?		<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein
Inselnetzbetrieb vorgesehen?		<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein
Schwarzstartfähigkeit vorhanden?		<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein
Trägerfrequente Nutzung des Kundennetzes vorgesehen?		<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein
Kurzbeschreibung:		
.....		
.....		
.....		
.....		
.....		

* Summe aus bestehender und neu zu installierender Modulleistung (maximale Ausgangsleistung (P_{max}) bei Standard Test Conditions (STC-Bedingungen)) nach **DIN EN 50380 [17]**.

Datenblatt einer Erzeugungsanlage/eines Speichers – Höchstspannung (vom Anschlussnehmer auszufüllen)		2 (5)
HöS/HS(MS)-Transformator	Obere Bemessungsspannung U_{rOS} kV	
	Untere Bemessungsspannung U_{rUS} kV	
	Bemessungsscheinleistung S_r MVA	
	Kurzschlussspannung u_k %	
	Schaltgruppe: Stufenschalter: Regelbereich: \pm % Stufenanzahl:	
Angaben zum – Anschlussnehmer – eigenen Netz	Betriebsspannung (Reglersollspannung des Stufenschalters) U_{MS} kV	
	Sternpunktbehandlung: <input type="checkbox"/> gelöscht <input type="checkbox"/> isoliert <input type="checkbox"/> niederohmig geerdet	
	<input type="checkbox"/> schematischer Übersichtsplan des Netzes mit Angaben zu Längen und Querschnitten aller verwendeten Kabel beigelegt	
Blindleistungskompensationsanlage	<input type="checkbox"/> nicht vorhanden <input type="checkbox"/> vorhanden kvar	
	Verdrosselungsgrad/Resonanzfrequenz: Hz	
	zugeordnet: <input type="checkbox"/> der Erzeugungsanlage <input type="checkbox"/> den Erzeugungseinheiten	
	<input type="checkbox"/> schematischer Übersichtsschaltplan und Herstellerdatenblatt beigelegt	

Datenblatt einer Erzeugungsanlage/eines Speichers – Höchstspannung (vom Anschlussnehmer auszufüllen; für jede baulich unterschiedliche Erzeugungseinheit bitte ein Datenblatt ausfüllen)		3 (5)	
Anzahl baugleicher Erzeugungseinheiten: Stück			
neu anzuschließende Erzeugungseinheit <input type="checkbox"/> Prototyp			
<input type="checkbox"/> Bestandseinheit SDL-Fähigkeit: <input type="checkbox"/> als Altanlage <input type="checkbox"/> als Übergangs-/Neuanlage letztgültiges Anlagengutachten/-zertifikat Nr.: Datum: ANMERKUNG 2 Wenn ein Anlagengutachten/-zertifikat für die Bestandseinheit vorliegt, darf auf die Ausfüllung dieser Seite 3 (5) für die Bestandseinheit verzichtet werden.			
Einheitentyp	<input type="checkbox"/> doppelt gespeiste Asynchronmaschine		
	<input type="checkbox"/> Synchronmaschine (direkt gekoppelt)		
	<input type="checkbox"/> Netzkopplung mit Vollumrichter*		
	andere		
Einheitenhersteller: Typ:		
Leistungsangaben	Bemessungswirkleistung einer Erzeugungseinheit P_{rE}^{**} kW		
	Bemessungsscheinleistung S_{rE}^{**} kVA		
	Beitrag zum Anfangs-Kurzschlusswechselstrom*** <div style="text-align: right;">I_k'' kA bei kV</div>		
	Beitrag zum Dauerkurzschlussstrom I_k kA bei kV		
	<input type="checkbox"/> Deckblatt des Einheitenzertifikates nach VDE-AR-N 4130 und Auszug aus dem Prüfbericht Netzverträglichkeit der FGW-Richtlinie TR 3 [5] beigelegt		
bei direkt gekoppelten Synchrongeneratoren: gesättigte subtransiente Längsreaktanz % <input type="checkbox"/> Herstellerdatenblatt beigelegt			
Netztransformator****	Bemessungsscheinleistung S_r kVA Kurzschlussspannung u_k %		
	Leerlaufverluste P_0 kW	Kurzschlussverluste P_k kW	Schaltgruppe:
	Stufensteller: \pm %; Stufen geplante Stufung: <div style="text-align: right;">kV/.....V</div>		
	Bemessungsspannung OS kV Bemessungsspannung US kV		

* Im Falle von Vollumrichtern sind die netzseitigen Daten der Vollumrichter einzutragen.

** Im Falle von PV-Anlagen und Speichern sind diese Größen für die Wechselrichter anzugeben.

*** Für eine Abschätzung kann der Anteil aus den Erzeugungseinheiten ohne Wechselrichter (I_k'') und der Effektivwert des Quellenstroms aus Erzeugungseinheiten mit Wechselrichter (I_{skPF}) (siehe 11.2.9) addiert werden.

**** Ggf. sind Daten zu weiteren relevanten Transformatoren anzugeben.

Datenblatt einer Erzeugungsanlage/eines Speichers – Höchstspannung		4 (5)
(vom Anschlussnehmer auszufüllen; für jeden baulich unterschiedlichen <u>Speicher</u> bitte ein Datenblatt ausfüllen)		
Betriebsmodus	<input type="checkbox"/>	Erhöhung Eigenverbrauch der Bezugskundenanlage (Lastoptimierung)
	<input type="checkbox"/>	Erbringung von Systemdienstleistungen
	<input type="checkbox"/>	Erbringung von Regelenergie
	<input type="checkbox"/>	Aufrechterhaltung Inselbetrieb der Kundenanlage
	<input type="checkbox"/>	Sonstiges
Anschluss des Speichersystems	<input type="checkbox"/>	über eigenen Wechselrichter
	<input type="checkbox"/>	über den Wechselrichter der Erzeugungseinheit
	<input type="checkbox"/>	direkter Anschluss an das Wechselstrom-/Drehstromnetz
	Maximale Leistung $P_{E_{\max}}$ (10-min): MW	
	Nutzbare Speicherkapazität: MWh	
Wechselrichter des Speichersystems (bei eigenem Wechselrichter für die Batteriespeichereinheit)	Hersteller/Typ: Anzahl:	
	Scheinleistung Wechselrichter $S_{E_{\max}}$: kVA	
	Wirkleistung Wechselrichter $P_{E_{\max}}$: kW	
	Bemessungsstrom (AC) I_r : A	
	Beitrag zum Anfangs-Kurzschlussstrom I_k : A	
Leistungsgradient Speichersystem	Maximaler Leistungsgradient bei Bezug kW/s	
	Maximaler Leistungsgradient bei Einspeisung kW/s	
Anschlusskonzept	Nr. der Abbildung nach FNN-Hinweis „Anschluss und Betrieb von Speichern am Niederspannungsnetz“, Abschnitt 5 :	
	Übersichtsschaltplan ist beigefügt (eipolig): <input type="checkbox"/>	
	Verwendete Primärenergieträger (z. B. Sonne, Wind, Gas):	
	Unterschiedliche Primärenergieträger werden getrennt erfasst: <input type="checkbox"/>	
	Unterschiedliche Einspeisevergütungen werden korrekt erfasst: <input type="checkbox"/>	
	Energie des Speichersystems wird nicht vom Netz bezogen und als geförderte Energie eingespeist: <input type="checkbox"/>	
Nachweise	Für den Wechselrichter des Speichersystems ist der Auszug aus dem Prüfbericht Netzverträglichkeit nach FGW-Richtlinie TR 3 [5] vorhanden: <input type="checkbox"/>	
	Einheitenzertifikat nach VDE-AR-N 4130 liegt vor: <input type="checkbox"/>	
Bemerkungen	

Datenblatt einer Erzeugungsanlage/eines Speichers – Höchstspannung (Checkliste für die vom Anschlussnehmer an den Netzbetreiber zu übergebenden Informationen; vom Anschlussnehmer auszufüllen)	5 (5)
Lageplan, aus dem Orts- und Straßenlage, Flur- und Flurstücksbezeichnung, die Bezeichnung und die Grenzen des Grundstücks sowie der Aufstellungsort der Kundenanlage und der Erzeugungseinheiten hervorgehen (vorzugsweise im Maßstab 1:10.000, innerorts 1:1.000) beigelegt?	<input type="checkbox"/>
Baugenehmigung für die Erzeugungsanlage beigelegt?	<input type="checkbox"/>
Positiver Bauvorbescheid beigelegt? (nicht erforderlich bei PV-Anlagen auf genehmigten Baukörpern)?	<input type="checkbox"/>
Nachweis der Ernsthaftigkeit beigelegt? (z. B. BImSch-Genehmigung, Aufstellungsbeschluss B-Plan, Kaufverträge EZE, o. ä.)	<input type="checkbox"/>
Zeitlicher Projektablaufplan vorhanden? (bitte beifügen)	<input type="checkbox"/>
Geplanter Übergang in den Dauerbetrieb	
Dieses Datenblatt ist Bestandteil der Netzverträglichkeitsprüfung und ggf. der Netzanschlusszusage. Darüber hinaus dient es zusammen mit dem vom Netzbetreiber auszufüllenden Fragebogen E.7 als Grundlage zur Erstellung des Anlagenzertifikates. Bei Veränderungen jeglicher Art ist der zuständige Netzbetreiber unverzüglich schriftlich zu informieren. Nur vollständig ausgefüllte Datenblätter werden bearbeitet.	
..... Ort, Datum Unterschrift des Anschlussnehmers

E.7 Netzbetreiberabfragebogen

(Dieses Formular ist zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-Anwendungsregel bestimmt.)

Datenabfragebogen Netzbetreiber für Neuanlagen					1 (6)	
Anschluss/Änderung einer Erzeugungsanlage/eines Speichers						
Bezeichnung Erzeugungsanlage						
Vereinbarte Anschluss-Wirkleistung $P_{AV, E}$		Bestand nicht-SDL-fähig	Bestand SDL-fähig	neu	gesamt	
Vereinbarte Anschlussleistung $P_{AV, E}$	$P_{AV, E}$	MW	MW	MW	MW	
Vereinbarte Anschlussscheinleistung $S_{AV, E}$	$S_{AV, E}$	MVA	MVA	MVA	MVA	
Vereinbarte Anschluss-Scheinleistung $S_{AV, E}$	MVA					
Registriernummer des Netzbetreibers						
Bezeichnung Netzanschlusspunkt¹						
Bezugsanlage am gleichen Netzanschlusspunkt (außer Eigenbedarf der Erzeugungsanlage)	Bezugsanlage vorhanden <input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein		Vereinbarte Anschlusswirkleistung $P_{AV, B}$ der Bezugsanlage MW			
Ausgefüllter Anlagenbetreiberfragebogen <input type="checkbox"/> Dokument liegt bei <input type="checkbox"/> Dokument liegt nicht bei						
Sonstige Bemerkungen: 						

Hinweis Bei allen physikalischen Größen sind die PRIMÄRWERTE anzugeben (z. B. $I_{>>} 360 \text{ A}$ statt $I_{>>} 1.2 I_n$;
 $U_{<} 16 \text{ kV}$ statt $U_{<} 0,8 \cdot U_n$).

¹ Bezeichnung des Übergabeschaltfeldes bei Anschluss in einer HöS-Schaltanlage.

Datenabfragebogen Netzbetreiber für Neuanlagen			2 (6)
Anschluss/Änderung einer Erzeugungsanlage/eines Speichers			
1 Einstellwerte der Schutzeinrichtungen am Netzanschlusspunkt			
1.1 Kurzschlusschutzeinrichtungen			(Zutreffendes ankreuzen)
<input type="checkbox"/> Distanzschutz; Typ:			
Einstellgröße	Einstellvorgabe		<input type="checkbox"/> gesondertes Einstellblatt beigelegt Bemerkungen:
	Alt (Ist)	Neu (Soll)	
Überstromanregung $I_{>>}$			
Unterspannungsanregung	$I_{>}$		
	$U_{<}$		
Unterimpedanzanregung	Bei dieser Anregung ist immer ein gesondertes Einstellblatt beizufügen		
Nullsystemanregung	$I_{E>}$		
	$U_{NE>}$		
<input type="checkbox"/> Überstromzeitschutz; Typ:			
Einstellgröße	Einstellvorgabe		<input type="checkbox"/> gesondertes Einstellblatt beigelegt Bemerkungen:
	Alt (Ist)	Neu (Soll)	
$I_{>>}$			
$t_{I>>}$			
$I_{>}$			
$t_{I>}$			
<input type="checkbox"/> Erdschlussschutz; Typ:			
Einstellgröße	Einstellvorgabe		<input type="checkbox"/> im Distanz- bzw. Überstromzeitschutz integriert <input type="checkbox"/> gesondertes Einstellblatt beigelegt Bemerkungen:
	Alt (Ist)	Neu (Soll)	
$I_{E>>}$			
$t_{IE>>}$			
$I_{E>}$			
$t_{IE>}$			
$U_{E>}$			
$t_{UE>}$			
Sonstige Bemerkungen			

Datenabfragebogen Netzbetreiber für Neuanlagen				3 (6)
Anschluss/Änderung einer Erzeugungsanlage/eines Speichers				
1.2 Entkupplungsschutz				
Die geforderten Einstellwerte hinsichtlich Frequenzsteigerung und Frequenzrückgangsschutz können an den Erzeugungseinheiten realisiert werden.				
Funktion	Einstellgröße	Empfehlung nach VDE-AR-N 4130	Einstellvorgabe Netzbetreiber	
Oberspannungsseite				
Spannungssteigerungsschutz	$U >$			
	$t_U >$			
Spannungsrückgangsschutz	$U <$			
	$t_U <$			
Frequenzsteigerungsschutz	$f >$	52,5 Hz		
	$t_f >$	100 ms		
	f			
	t			
Frequenzrückgangsschutz	$f <$			
	$t_f <$			
Unterspannungsseite				
Spannungssteigerungsschutz	$U >>$			gültig für $U_{MS} = \dots \text{ kV}^2$
	$t_U >>$			
	$U >$			
	$t_U >$			
1.3 Systemschutz				
Funktion	Einstellgröße	Empfehlung nach VDE-AR-N 4130	Einstellvorgabe Netzbetreiber ³	
Blindleistungsrichtungsunterspannungsschutz	$U_{Q \rightarrow} \& U_{<}$			Anregespannung
	$U_{LL} > FG$			Freigabespannung zur Zuschaltung
	$t_{Q \rightarrow} \& U_{<}$			Auslösung LS am NAP
	φ			Anregewinkel ⁴
	$I_{\min Q(U)}$			Mindeststrom ⁵
	$Q_{\min Q(U)}$			Blindleistungsansprechschwelle ⁶
1.4 Misanlagen				
	Messort		Auslöseort	
Übergeordneter Entkupplungsschutz	<input type="checkbox"/> Übergabestation		<input type="checkbox"/> Übergabestation	
	<input type="checkbox"/> Erzeugungsanlage		<input type="checkbox"/> Erzeugungsanlage	
Systemschutz	<input type="checkbox"/> Übergabestation		<input type="checkbox"/> Übergabestation	
	<input type="checkbox"/> Erzeugungsanlage		<input type="checkbox"/> Erzeugungsanlage	

² U_{MS} ist die Reglersollspannung des Stufenschalters am HS/MS-Transformator. Weicht die eingestellte Reglersollspannung vom angegebenen Wert ab, sind die Einstellwerte des Spannungssteigerungsschutzes entsprechend umzurechnen. Die eingestellte Reglersollspannung ist in der Konformitätserklärung anzugeben.

³ Einstellungen auf Basis FNN-Lastenheft „Blindleistungsrichtungs-Unterspannungsschutz ($Q(U)$ -Schutz)“ [14].

⁴ Je nach eingesetztem Schutzgerät.

⁵ Je nach eingesetztem Schutzgerät; Einstellempfehlung $0,1 I_{Wandler}$, aber maximal $0,15 I_N$ der installierten Erzeugungseinheiten.

⁶ Je nach eingesetztem Schutzgerät.

Datenabfragebogen Netzbetreiber für Neuanlagen			4 (6)
Anschluss/Änderung einer Erzeugungsanlage/eines Speichers			
2 Einstellvorgaben an den Erzeugungseinheiten			
2.1 Entkopplungsschutz			
Funktion	Einstellgröße	Empfehlung nach VDE-AR-N 4130	Einstellvorgabe ⁷ Netzbetreiber
Spannungssteigerungsschutz	$U >>$	$1,25 U_{US}^8$	
	$t_U >>$	100 ms	
Spannungsrückgangsschutz	$U <$	$0,8 U_{US}$	
	$t_U <$	3 s	
	$U <<$	$0,3 U_{US}$	
	$t_U <<$	1,5 s	
Frequenzsteigerungsschutz	$f >$		
	$t_f >$		
	$f >>$	52,5 Hz	
	$t_f >>$	≤ 100 ms	
Frequenzrückgangsschutz	$f <$	47,5 Hz	
	$t_f <$	≤ 100 ms	
Falls eine Staffelung innerhalb einer Erzeugungsanlage erfolgen soll, bitte die Staffelungswerte nachfolgend festlegen:	Einstellgröße der Staffelung		Einstellwerte
	$t_U <,1$		
	$t_U <,2$		
	$t_U <,3$		
	$t_U <,4$		
2.2 Dynamische Netzstützung (nur Typ-2-Anlagen)			
Funktion	Empfehlung nach VDE-AR-N 4130	Einstellvorgabe Netzbetreiber	
FRT-Modus aktiv: Blindstromeinspeisung in Abhängigkeit zur Tiefe des Spannungseinbruchs mit definiertem k -Faktor ⁹	<input checked="" type="checkbox"/> aktivieren	<input type="checkbox"/> aktivieren	
k -Faktor	$k = 2$	$k = \dots\dots$	
Ort, an dem der k -Faktor einzuhalten ist	<input checked="" type="checkbox"/> EZE	<input type="checkbox"/> NAP <input type="checkbox"/> EZE	
Anpassung des k -Faktors bei festgestellter Auslösung des Q - U -Schutzes nach 11.4.11.2	<input type="checkbox"/> Einstellung ändern bis keine Auslösung mehr erfolgt <input type="checkbox"/> Einstellung ändern bis maximal $k = \dots\dots\dots$ <input type="checkbox"/> Einstellung beibehalten		

⁷ Die Vorgabewerte sind einzustellen, insofern sie nicht den Eigenschutz der Erzeugungseinheit beeinträchtigen. Sind Einstellvorgaben nicht mit dem Eigenschutz der Erzeugungseinheit vereinbar, ist eine erneute Abstimmung mit dem Netzbetreiber erforderlich.

⁸ U_{US} ist die unterspannungsseitige Spannung des Maschinentransformators.

⁹ Bei Deaktivierung der dyn. Netzstützung sind die Entkopplungsschutzeinstellungen entsprechend anzupassen.

Datenabfragebogen Netzbetreiber für Neuanlagen		5 (6)
Anschluss/Änderung einer Erzeugungsanlage/eines Speichers		
3 Statische Spannungshaltung		
Blindleistungsstellbereich	<input type="checkbox"/> Variante 1 nach 10.2.2.2 <input type="checkbox"/> Variante 2 nach 10.2.2.2 <input type="checkbox"/> Variante 3 nach 10.2.2.2 <input type="checkbox"/> untererregt bis übererregt (gesonderte Regelung)	
Blindleistungssollwert und Verfahren	<input type="checkbox"/> den TAB vom zu entnehmen	
	<input type="checkbox"/> Blindleistungs-Spannungs-Kennlinie $Q(U)^{10}$	Steigung $m = \dots\dots\dots$ Spannungstotband = $\pm \dots\dots\dots\%$ Obere Spannungsgrenze $U(Q_{\max}) = \dots\dots\dots$ Untere Spannungsgrenze $U(Q_{\min}) = \dots\dots\dots$ Referenzspannung: <input type="checkbox"/> $U_{Q0} = \dots\dots\dots\text{kV}$ <input type="checkbox"/> variabel per Fernwirkanlage Anschwingzeit $T_{\text{an}} = \dots\dots\text{s}$ (Standard: $T_{\text{an}} = 5\text{ s}$)
	<input type="checkbox"/> Blindleistung Q	Kennlinie mit $P1 (U_1/U_{\text{MS}}; Q_A/P_{\text{b inst}}) = \dots\dots\dots$ (z. B. 0,94; -0,33) $P2 (U_2/U_{\text{MS}}; Q_{\text{ref}}/P_{\text{b inst}}) = \dots\dots\dots$ (z. B. 0,96; 0) $P3 (U_3/U_{\text{MS}}; Q_{\text{ref}}/P_{\text{b inst}}) = \dots\dots\dots$ (z. B. 1,04; 0) $P4 (U_4/U_{\text{MS}}; Q_B/P_{\text{b inst}}) = \dots\dots\dots$ (z. B. 1,06; +0,33) <input type="checkbox"/> $Q = \dots\dots\dots\text{Mvar}$ <input type="checkbox"/> variabel per Fernwirkanlage ¹¹ <input type="checkbox"/> Fahrplan ¹²
	<input type="checkbox"/> Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$	<input type="checkbox"/> $\cos \varphi = \dots\dots\dots$ <input type="checkbox"/> übererregt <input type="checkbox"/> untererregt <input type="checkbox"/> variabel per Fernwirkanlage <input type="checkbox"/> Fahrplan
Regelverhalten bei Sollwertsprüngen	für $Q(U)$, Q ; Zeitkonstante 3 Tau = s (Einstellbereich 1-5 s)	
Verhalten bei Ausfall der Fernwirkanlage ¹³	<input type="checkbox"/> Weiterbetrieb mit dem letzten empfangenen Wert <input type="checkbox"/> $U_0 = \dots\dots\dots\text{kV}$; $Q = \dots\dots\dots\text{Mvar}$; $\cos \varphi = \dots\dots\dots$ (je nach gewähltem Verfahren) <input type="checkbox"/> Umschaltung auf ¹⁴ <input type="checkbox"/> $Q(U)$ <input type="checkbox"/> Q <input type="checkbox"/> $\cos \varphi$	
Verhalten bei Ausfall des EZA-Reglers oder der dazugehörigen Messung oder der Verbindung zwischen EZA-Regler und EZE	<input type="checkbox"/> Weiterbetrieb aller EZE mit letztem empfangenen Wert <input type="checkbox"/> Weiterbetrieb aller EZE mit $P = \dots\dots\dots$ (Gesamtwert für die EZA) <input type="checkbox"/> Weiterbetrieb aller EZE mit $Q = \dots\dots\dots$ (Gesamtwert für die EZA) <input type="checkbox"/> Weiterbetrieb aller EZE mit $\cos \varphi = \dots\dots\dots$	
Anforderungen hins. Blindleistungsverhalten der Bestandseinheiten bei Mischparks ^{15, 16}	<input type="checkbox"/> $\cos \varphi = \dots\dots\dots$ <input type="checkbox"/> übererregt <input type="checkbox"/> untererregt <input type="checkbox"/> an den EZE <input type="checkbox"/> am NAP	

¹⁰ Empfehlungen sind 10.2.2.4 zu entnehmen.

¹¹ Spezifikationen der Fernwirkanlage sind vom Netzbetreiber beizufügen bzw. den TAB des Netzbetreibers zu entnehmen.

¹² Sofern Fahrpläne gefordert werden, sind diese als separates Blatt bzw. unter sonstige Bemerkungen anzugeben.

¹³ Sofern Sollwertvorgabe per Fernwirkanlage erfolgt.

¹⁴ Spezifikationen werden vom Netzbetreiber übergeben bzw. sind den TAB den Netzbetreibers zu entnehmen

¹⁵ Sofern mehrere Bestandsanlagen mit unterschiedlichem Blindleistungsverhalten bzw. -vereinbarungen mit dem Netzbetreiber existieren, bitte detaillierte Angaben auf separatem Blatt beifügen.

Datenabfragebogen Netzbetreiber für Neuanlagen		6 (6)
Anschluss/Änderung einer Erzeugungsanlage/eines Speichers		
4 Netzdaten		
Nennspannung des Höchstspannungsnetzes U_n		kV
Bemessungs-Kurzzeitstrom I_k (für $T_k = 1 \text{ s}$) ¹⁷		kA
Min. Netzkurzschlussleistung am Netzverknüpfungspunkt ¹⁸ S_{kV}^*		MVA
Netzimpedanzwinkel am Netzanschlusspunkt ψ_k^*		°
Kabelanteil des Netzes		% der Systemlänge
Referenzleistung ¹⁹ S_t		MVA
Rundsteuerfrequenz		Hz
5 Sternpunktbehandlung		
Art der Sternpunktbehandlung	<input type="checkbox"/> Resonanzsternpunktterdung (Erdschlusslöschung) <input type="checkbox"/> Niederohmige Sternpunktterdung <input type="checkbox"/> Starre Sternpunktterdung <input type="checkbox"/> Keine Sternpunktbehandlung (freier, isolierter Sternpunkt)	
Beschaltung des HöS-seitigen Transformator-Sternpunktes (sofern vorhanden)	<input type="checkbox"/> Freier Sternpunkt <input type="checkbox"/> Starre Erdung $I_{k1p} = \dots\dots\dots \text{ kA}$, $T_k = \dots\dots\dots \text{ s}$ <input type="checkbox"/> Mit Erdungswiderstand $R_{ME} = \dots\dots\dots \Omega$, $I_r = \dots\dots\dots \text{ A}$, $T_k = \dots\dots\dots \text{ s}$ <input type="checkbox"/> Mit Überspannungsableiter $u_r = \dots\dots\dots \text{ kV}$ <input type="checkbox"/> Mit Erdschlussdrossel $I_r = \dots\dots\dots \text{ A}$ <input type="checkbox"/> fest <input type="checkbox"/> stufenlos regelbar	
6 EZA-Modell		
<input type="checkbox"/> Dem Netzbetreiber ist ein rechnerlauffähiges Modell der Erzeugungsanlage zur Verfügung zu stellen. Angabe zum Softwareformat (Software-Bezeichnung, Version).....		
Sonstige Bemerkungen		
Ort, Datum	Unterschrift des Netzbetreibers	

* Bei Netznormalschaltzustand.

¹⁶ Neben der vereinbarten Fahrweise der Bestandsanlagen ist auch deren tatsächliches Verhalten zu berücksichtigen. Das Berechnungsverfahren ist in der FGW TR 8 [13] beschrieben.

¹⁷ Zur Dimensionierung der Kurzschlussfestigkeit des Höchstspannungs-Schaltfeldes.

¹⁸ Der Netzbetreiber stellt zur Erarbeitung des Anlagen-Zertifikates/Sachverständigengutachtens die Netzdaten Netzkurzschlussleistung S_{kV} und Netzimpedanzwinkel ψ_k des zunächst ermittelten Netzanschlusspunktes zur Verfügung. Diese Daten sind Grundlage für den Nachweis des richtlinienkonformen Verhaltens der Erzeugungsanlage.

¹⁹ S_t ist die maximal an die Umspannanlage anschließbare Erzeugungsleistung.

E.8 Inbetriebsetzungsprotokoll für Erzeugungseinheiten und Speicher

In der VDE-AR-N 4130 gibt es kein Formblatt E.8.

E.9 Inbetriebnahmeerklärung Erzeugungsanlage/Speicher

(Dieses Formular ist zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-Anwendungsregel bestimmt.)

Inbetriebnahmeerklärung Erzeugungsanlagen/Speicher HöS (vom Anlagenbetreiber auszufüllen)				1 (4)	
Projektbezeichnung				<div></div> <div></div> <div></div>	
Leistungsangaben der Erzeugungsanlage	Vereinbarte Anschlusswirkleistung Einspeisung $P_{AV, E}$		MW	
	Vereinbarte Anschlussscheinleistung Einspeisung $S_{AV, E}$		 MVA	
	Vereinbarte Anschlusswirkleistung Bezug $P_{AV, B}$		 MW	
	Vereinbarte Anschlussscheinleistung Bezug $S_{AV, B}$		 MVA	
	Installierte Wirkleistung P_{inst}		 MW	
Registriernummer beim Netzbetreiber		<div></div> <div></div> <div></div>			
Netzanschlusspunkt an das Netz des Netzbetreibers	Bezeichnung Abrechnungszählpunkt	<div></div> <div></div> <div></div>			
Ersteller der Inbetriebnahmeerklärung	Vorname, Name Straße, Hausnummer PLZ, Ort Telefon, E-Mail	<div></div> <div></div> <div></div> <div></div>			
Anlagenbetreiber	Vorname, Name Straße, Hausnummer PLZ, Ort Telefon, E-Mail	<div></div> <div></div> <div></div> <div></div>			
Ersteller des Anlagenzertifikates	Vorname, Name Straße, Hausnummer Nr. Anlagenzertifikat Ausstelldatum	<div></div> <div></div> <div></div> <div></div>			
Inbetriebnahmeprüfung des EZA-Reglers					
Reglerfunktion	Reglerhersteller	Fabrikat/Typ	Seriennummer	Inbetriebnahmeprotokoll vom	
Wirkleistung					
Blindleistung					

Inbetriebnahmeerklärung Erzeugungsanlagen/Speicher HÖS (vom Anlagenbetreiber auszufüllen)				2 (4)
Inbetriebnahmeprüfung aller Erzeugungseinheiten (Bestandsanlagen und Neuanlagen)				
EEG-Anlagenschlüssel (sofern vorhanden)	Fabrikat/Typ	Seriennummer	Nenn- Bemessungswirkleistung P_{rE}	Inbetriebnahmeprotokoll vom
_____	_____	_____	_____ kW	_____
_____	_____	_____	_____ kW	_____
_____	_____	_____	_____ kW	_____
_____	_____	_____	_____ kW	_____
_____	_____	_____	_____ kW	_____
_____	_____	_____	_____ kW	_____
_____	_____	_____	_____ kW	_____
_____	_____	_____	_____ kW	_____
_____	_____	_____	_____ kW	_____
_____	_____	_____	_____ kW	_____
_____	_____	_____	_____ kW	_____
_____	_____	_____	_____ kW	_____
_____	_____	_____	_____ kW	_____
_____	_____	_____	_____ kW	_____
_____	_____	_____	_____ kW	_____
_____	_____	_____	_____ kW	_____
_____	_____	_____	_____ kW	_____
_____	_____	_____	_____ kW	_____
_____	_____	_____	_____ kW	_____
_____	_____	_____	_____ kW	_____
_____	_____	_____	_____ kW	_____
Inbetriebnahmeprüfung weiterer Komponenten				
Komponente	Hersteller	Fabrikat/Typ	Seriennummer	Inbetriebnahmeprotokoll vom
_____	_____	_____	_____	_____
_____	_____	_____	_____	_____
_____	_____	_____	_____	_____
_____	_____	_____	_____	_____

Inbetriebnahmeerklärung Erzeugungsanlagen/Speicher HÖS (vom Anlagenbetreiber auszufüllen)	3 (4)
Funktionsprüfung der Erzeugungsanlage/des Speichers	Prüfprotokoll vom _____
Wirkleistungssteuerung durch die netzführende Stelle des Netzbetreibers	_____
Bemerkungen _____ _____ _____	
Blindleistungssteuerung durch die netzführende Stelle des Netzbetreibers	_____
Bemerkungen _____ _____ _____	
Prüfung der Blindleistungs-Kennlinienfunktion oder der Blindleistungsfestwerte auf Basis aufgezeichneter Betriebsmesswerte des EZA-Reglers, Störschreibers oder sonstiger Aufzeichnungsgeräte am Netzanschlusspunkt durch den Anlagenbetreiber (Aufzeichnungszeitraum: mind. 7 Tage und mind. 20 % P_{inst})	_____
Bemerkungen _____ _____ _____	
Prüfung des vorgegebenen Datenumfangs für Wirk- und Blindleistung	
Prüfung des Verhaltens bei Ausfall des Vorgabewertes für Wirk- und Blindleistung	
Prüfung des Verhaltens bei Ausfall der Kommunikation zwischen EZA-Regler und Erzeugungseinheiten für Wirk- und Blindleistung	
Bestätigung	
<p>Die tatsächlich verbauten Erzeugungseinheiten (namentlich und mit Seriennummer), inklusive der im Einheitenzertifikat aufgeführten Hauptkomponenten (inklusive Softwarestände) sind als Anlage aufgelistet, beigelegt und stimmen mit den im Anlagenzertifikat aufgeführten Einheitenzertifikaten überein.</p> <p>Die tatsächlich verbauten Komponenten/EZA-Regler (namentlich und mit Seriennummer) sind als Anlage aufgelistet, beigelegt und stimmen mit den im Anlagenzertifikat aufgeführten Komponentenzertifikaten überein.</p> <p><input type="checkbox"/> Vollständig</p> <p><input type="checkbox"/> Mit folgenden Abweichungen (sind im Vorfeld mit dem Netzbetreiber abzustimmen)</p> <p>_____</p> <p>_____</p> <p><input type="checkbox"/> Einzelnachweisverfahren</p>	
<p>Die Betriebsmittel der Erzeugungsanlage/des Speichers (wie z. B. Kennwerte und Stufenstellungen der Maschinentransformatoren, Kabellängen und -typen) stimmen mit dem Anlagenzertifikat überein.</p> <p><input type="checkbox"/> Vollständig</p> <p><input type="checkbox"/> Mit folgenden Abweichungen (sind im Vorfeld mit dem Netzbetreiber abzustimmen)</p> <p>_____</p> <p>_____</p>	

Inbetriebnahmeerklärung Erzeugungsanlagen/Speichers HÖS (vom Anlagenbetreiber auszufüllen)		4 (4)
Folgende Prüfprotokolle und Nachweise sind als Anlage beigelegt		
Funktionsprüfprotokoll zur Wirkleistungssteuerung	Prüfprotokoll liegt bei	<input type="checkbox"/>
Funktionsprüfprotokoll zur Blindleistungssteuerung	Prüfprotokoll liegt bei	<input type="checkbox"/>
Protokoll zur Überprüfung der Q -Kennlinienfunktion	Prüfprotokoll liegt bei	<input type="checkbox"/>
Protokoll zur Überprüfung des Datenumfangs für P und Q	Prüfprotokoll liegt bei	<input type="checkbox"/>
Protokoll zur Überprüfung des Verhaltens bei Ausfall der Vorgabewerte für P und Q und bei Kommunikationsausfall zwischen EZA-Regler und EZE	Prüfprotokoll liegt bei	<input type="checkbox"/>
Prüfprotokoll der Schutzeinrichtungen am Netzanschlusspunkt	Schutzprüfprotokoll liegt bei	<input type="checkbox"/>
Prüfprotokoll der Schutzeinrichtungen an den einzelnen Erzeugungseinheiten	Schutzprüfprotokolle liegen bei	<input type="checkbox"/>
Einstellprotokolle der Erzeugungseinheiten (insbesondere zur Umsetzung der dynamischen Netzstützung)	Einstellprotokolle liegen bei	<input type="checkbox"/>
Einstellprotokoll des EZA Reglers	Einstellprotokoll liegt bei	<input type="checkbox"/>
Inbetriebnahmeprotokoll des Netztransformators	Protokoll liegt bei	<input type="checkbox"/>
Störlichtbogenqualifikationsnachweis der Schaltanlage	Nachweis liegt bei	<input type="checkbox"/>
Prüfprotokolle der Strom- und Spannungswandler*	Prüfprotokoll liegt bei	<input type="checkbox"/>
Prüfprotokolle der Abrechnungs- und Vergleichsmessung*	Prüfprotokoll liegt bei	<input type="checkbox"/>
Typprüfprotokolle der verbauten Schutzeinrichtungen*	Prüfprotokoll liegt bei	<input type="checkbox"/>
Herstellererklärung zum Parametersatz der Erzeugungseinheiten	liegen vollständig bei	<input type="checkbox"/>
Energieflussrichtungserfassung bei Speichern konzeptgemäß umgesetzt	Prüfprotokoll liegt bei	<input type="checkbox"/>
Bemerkungen		
<hr/> <hr/> <hr/> <hr/> <hr/> <hr/> <hr/> <hr/> <hr/> <hr/>		
<hr/> Ort, Datum	<hr/> Ersteller der Inbetriebnahmeerklärung	<hr/> Anlagenbetreiber

E.10 Konformitätserklärung für Erzeugungsanlagen/Speicher

(Dieses Formular ist zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-Anwendungsregel bestimmt.)

Name Zertifizierungsstelle Akkreditiert nach DIN EN ISO/IEC 17065 für VDE-AR-N 4130		1 (2) LOGO
Konformitätserklärung für Erzeugungsanlagen/Speicher		Nr: Unterzeichnete Kopie Nr.
Projektbezeichnung		
Anschlussnehmer		
Leistungsangaben der Erzeugungsanlage	Vereinbarte Anschlusswirkleistung $P_{AV, E}$ MW
	Vereinbarte Anschlussscheinleistung $S_{AV, E}$ MVA
	Vereinbarte Anschlusswirkleistung P_{AVE} MW
	Vereinbarte Anschlussscheinleistung S_{AVE} MVA
	Installierte Wirkleistung P_{inst} MW
Ersteller des Anlagenzertifikates	Vorname, Name	
	Straße, Hausnummer	
	Nr. Anlagennachweis	
	Ausstelldatum	
Ersteller der Inbetriebnahme-erklärung	Vorname, Name	
	Straße, Hausnr.	
	Ausstelldatum	
Die Erzeugungsanlage (Komponenten, Einheiten und Betriebsmittel usw.) wurde entsprechend des Anlagenzertifikates und nach den Vorgaben des Netzbetreibers errichtet. <input type="checkbox"/> erfüllt ANMERKUNG 1 _____ _____		
Die in der Inbetriebnahmeerklärung ausgewiesenen Bestandteile und Einstellungen der errichteten Erzeugungsanlage/des Speichers stimmen mit dem Anlagenzertifikat überein. <input type="checkbox"/> erfüllt ANMERKUNG 2 _____ _____		
Das Konzept zur statischen Blindleistungsbereitstellung, das Konzept zur Wirkleistungssteuerung, die Umsetzung der dynamischen Netzstützung und das Schutzkonzept wurden unter Berücksichtigung der Vorgaben des Netzbetreibers umgesetzt. <input type="checkbox"/> erfüllt ANMERKUNG 3 _____ _____		

Die zuvor bezeichnete Erzeugungsanlage/der Speicher <input type="checkbox"/> erfüllt die Anforderungen der VDE-AR-N 4130 „TAR Höchstspannung“ <input type="checkbox"/> erfüllt die Anforderungen der TAB des Netzbetreibers und wurde konform zum oben angeführten Anlagenzertifikat errichtet. ANMERKUNG 4: <hr style="border: 0; border-top: 1px solid black; margin: 5px 0;"/> <hr style="border: 0; border-top: 1px solid black; margin: 5px 0;"/>	2 (2)
Im Fall einer Überschreitung der Oberschwingungen sind folgende Punkte zu berücksichtigen. <input type="checkbox"/> Einbau und Start der Messung erfolgt am: _____ <hr style="border: 0; border-top: 1px solid black; margin: 5px 0;"/> <hr style="border: 0; border-top: 1px solid black; margin: 5px 0;"/>	
Die geforderten Funktionsprüfungen zum Wirk- und Blindleistungsverhalten <input type="checkbox"/> wurden im Rahmen der Inbetriebnahmeerklärung erbracht. <input type="checkbox"/> Konnten aus folgenden Gründen nicht durchgeführt werden und werden in Abstimmung mit dem Netzbetreiber nachgeholt. 	
Die Konformitätserklärung beinhaltet folgende Anlagen: – Inbetriebnahmeerklärung (E.9) – Weitere zur Erstellung der Konformitätserklärung geprüfte Dokumente: <hr style="border: 0; border-top: 1px solid black; margin: 5px 0;"/> <hr style="border: 0; border-top: 1px solid black; margin: 5px 0;"/>	
Bestätigung im Fall nachträglicher Nachweismessungen: <input type="checkbox"/> Nach erfolgter Messung im Zeitraum vom _____ bis _____ konnte der Nachweis erbracht werden, dass die geforderten Oberschwingungspegel eingehalten werden (Frist 6 Monate nach Inbetriebnahme der ersten Erzeugungsanlage). <input type="checkbox"/> Mit der Messung im Zeitraum vom _____ bis _____ konnte der Nachweis nicht erbracht werden. Es muss eine Nachbesserung erfolgen. Ort, Datum (TT.MM.JJJJ) <hr style="border: 0; border-top: 1px solid black; margin: 5px 0;"/>	
Bestätigung der Zertifizierungsstelle, Adresse, E-Mail <input type="checkbox"/> Es erfolgte eine Nachbesserung. Mit der Messung im Zeitraum vom _____ bis _____ konnte der Nachweis erbracht werden, dass die geforderten Oberschwingungspegel eingehalten werden (Frist 12 Monate nach der erfolglosen Nachweismessung). Ort, Datum (TT.MM.JJJJ) <hr style="border: 0; border-top: 1px solid black; margin: 5px 0;"/>	
Bestätigung der Zertifizierungsstelle, Adresse, E-Mail Ort, Datum (TT.MM.JJJJ) LOGO der Zertifizierungsstelle <hr style="border: 0; border-top: 1px solid black; margin: 5px 0;"/> Zertifizierungsstelle, Adresse, E-Mail 	
Dieser Nachweis darf nicht in Ausschnitten verwendet werden.	

E.11 Einheitenzertifikat

(Dieses Formular ist zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-Anwendungsregel bestimmt.)

Name Zertifizierungsstelle		LOGO
Akkreditiert nach DIN EN ISO/IEC 17065 für VDE-AR-N 4130		
Einheitenzertifikat		Nr: Exemplar-Nr.
Hersteller		
Typ Erzeugungseinheit		
Technische Daten	Bemessungswirkleistung: MW
	Bemessungsspannung: kV
	Nennfrequenz: Hz
VDE-Anwendungsregel	VDE-AR-N 4130:2018-11 „TAR Höchstspannung“	
Mitgeltende Normen/Richtlinien	DIN EN 61400-21 (VDE 0127-21) [20]; FGW-Technische Richtlinien TR 3 [5], TR 4 [12] und TR 8 [13] (jeweils mit Ausgabestand)	
<p>Die oben bezeichnete Erzeugungseinheit erfüllt die Anforderungen der VDE-AR-N 4130:2018-11 „Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Höchstspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Höchstspannung)“.</p> <p>Der Hersteller hat die Zertifizierung seines Qualitätsmanagementsystems seiner Fertigungsstätte nach DIN EN ISO 9001 nachgewiesen bzw. unterliegt einer Fertigungsüberwachung [18].</p>		
<p>Das Zertifikat beinhaltet folgende Angaben:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Technische Daten der Erzeugungseinheit, der eingesetzten Hilfseinrichtungen und der verwendeten Softwareversion; – Den schematischen Aufbau der Erzeugungseinheit; – Zusammengefasste Angaben zu den Eigenschaften der Erzeugungseinheit. – Abweichungen der Konformität der Erzeugungseinheit gegenüber der VDE-AR-N 4120:2018-11 sind auf dem Deckblatt zu benennen. <p>Das Zertifikat besteht aus Seiten und einem Anhang mit ... Seiten. Das Zertifikat ist gültig bis Datum (TT.MM.JJJJ).</p>		
<p>.....</p> <p>Ort, Datum (TT.MM.JJJJ) Name, Funktion</p> <p>.....</p> <p>Name Zertifizierungsstelle, Adresse, E-Mail</p> <p>Dieses Zertifikat darf nicht in Ausschnitten verwendet werden.</p>		

E.12 Komponenten-Zertifikat

(Dieses Formular ist zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-Anwendungsregel bestimmt.)

Name Zertifizierungsstelle		LOGO	
Akkreditiert nach DIN EN ISO/IEC 17065 für VDE-AR-N 4130			
Komponenten-Zertifikat		Nr: Exemplar-Nr.	
Hersteller			
Komponenten-Typ			
Technische Daten	Nenn-Bemessungsscheinleistung: MVA	
	Bemessungsspannung: kV	
	Nennfrequenz: Hz	
VDE-Anwendungsregel	VDE-AR-N 4130:2018-11 „TAR Höchstspannung“		
Zertifizierungsprogramm	FGW Technische Richtlinie Nr. 8 (mit Ausgabestand)		
Mitgeltende Normen/ Richtlinien	DIN EN 61400-21 (VDE 0127-21) [20]; FGW-Technische Richtlinien TR 3 [5], TR 4 [12] und TR 8 [13] (jeweils mit Ausgabestand)		
Die oben bezeichnete Komponente erfüllt die Anforderungen der oben aufgeführten VDE-Anwendungsregel. Es gelten folgende Einschränkungen und Abweichungen: <input type="checkbox"/> keine <input type="checkbox"/>			
Der Hersteller hat die Zertifizierung seines Qualitätsmanagementsystems seiner Fertigungsstätte nach DIN EN ISO 9001 nachgewiesen bzw. unterliegt einer Fertigungsüberwachung [18].			
Das Zertifikat beinhaltet folgende Angaben: <ul style="list-style-type: none"> – Technische Daten der Komponente, der eingesetzten Hilfseinrichtungen und der verwendeten Softwareversion; – Den schematischen Aufbau der Komponente; – Zusammengefasste Angaben zu den Eigenschaften der Komponente. – Abweichungen der Konformität der Komponente gegenüber der VDE-AR-N 4120:2018-11 sind auf dem Deckblatt zu benennen. Das Zertifikat besteht aus ... Seiten und einem Anhang mit ... Seiten. Das Zertifikat ist gültig bis Datum (TT.MM.JJJJ).			
..... Ort, Datum (TT.MM.JJJJ) Name, Funktion Name Zertifizierungsstelle, Adresse, E-Mail DAkKS Logo			
Dieses Zertifikat darf nicht in Ausschnitten verwendet werden.			

E.13 Anlagenzertifikat

(Dieses Formular ist zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-Anwendungsregel bestimmt.)

Name Zertifizierungsstelle		LOGO
Akkreditiert nach DIN EN ISO/IEC 17065 für VDE-AR-N 4130		
Anlagenzertifikat		Nr: Exemplar-Nr.
Projektbezeichnung		
Anschlussnehmer		
Leistungsangaben der Erzeugungsanlage	Vereinbarte Anschlusswirkleistung $P_{AV, E}$ MW
	Vereinbarte Anschlussscheinleistung $S_{AV, E}$ MVA
	Vereinbarte Anschlusswirkleistung $P_{AV, B}$ MW
	Vereinbarte Anschlussscheinleistung $S_{AV, B}$ MVA
	Installierte Wirkleistung P_{inst} MW
VDE-Anwendungsregel	VDE-AR-N 4130: „TAR Höchstspannung“	
Zertifizierungsprogramm	FGW Technische Richtlinie Nr. 8 (mit Ausgabestand)	
Die oben bezeichnete Erzeugungsanlage erfüllt die Anforderungen der oben aufgeführten VDE-Anwendungsregel.		
Das Zertifikat beinhaltet folgende Angaben: <ul style="list-style-type: none"> – Den schematischen Aufbau der Erzeugungsanlage mit Angabe der Erzeugungseinheiten und aller weiteren Komponenten; – Zusammengefasste Angaben zu den Eigenschaften der Erzeugungsanlage. – Aussagen zur Gültigkeitsdauer. Das Zertifikat besteht aus Seiten und einem Anhang mit Seiten.		
<hr/> Ort, Datum (TT.MM.JJJJ) Name, Funktion		
<hr/> Name Zertifizierungsstelle, Adresse, E-Mail DAkKS Logo		
Dieses Zertifikat darf nicht in Ausschnitten verwendet werden.		

E.14 Betriebserlaubnisverfahren

(Dieses Formular ist zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-Anwendungsregel bestimmt.)

Erteilung der Betriebserlaubnis		
durch den Netzbetreiber		
Bezeichnung Erzeugungsanlage/Speicher	
Vereinbarte Anschlusswirkleistung $P_{AV, E}$ MW	
Vereinbarte Anschlussscheinleistung $S_{AV, E}$ MVA	
Vereinbarte Anschlusswirkleistung $P_{AV, B}$ MW	
Bezeichnung Netzanschlusspunkt	
Der vorgenannten Erzeugungsanlage wird folgende Betriebserlaubnis erteilt:		
<input type="checkbox"/> Erlaubnis zur Zuschaltung	<input type="checkbox"/> Vorübergehende Betriebserlaubnis befristet bis	<input type="checkbox"/> Endgültige Betriebserlaubnis
Der Entscheidung liegt folgende vollständige Dokumentation zu Grunde:		
<input type="checkbox"/> Inbetriebnahmeerklärung der Erzeugungsanlage (E.9)		<input type="checkbox"/> Konformitätserklärung der Erzeugungsanlage (E.10)
Sonstige Bemerkungen		
Ort, Datum	Unterschrift des Netzbetreibers	

Literaturhinweise

- [1] Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger (Text von Bedeutung für EWR)
- [2] Verordnung (EU) 2016/1388 der Kommission vom 17. August 2016 zur Festlegung eines Netzkodex für den Lastanschluss (Text von Bedeutung für EWR)
- [3] TransmissionCode 2007 – Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Ausgabe August 2007, VDN
- [4] EEG-Erzeugungsanlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz – Leitfaden für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien an das Hoch- und Höchstspannungsnetz in Ergänzung zu den NetzCodes, Ausgabe August 2004, VDN
- [5] Technische Richtlinie für Erzeugungseinheiten und Anlagen – Teil 3: Bestimmung der elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten und -anlagen am Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsnetz, (TR 3), Revision 24 Stand 01.03.2016, FGW e.V.
- [6] Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung, vom 7. Juli 2005 (BGBl. I, S. 1970 (3621)), das durch Artikel 24 Absatz 28 des Gesetzes vom 23. Juni 2017 (BGBl. I, S. 1693) geändert worden ist.
- [7] Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 17. Juli 2017 (BGBl. I S. 2532) geändert worden ist
- [8] FNN-Hinweis – Anforderungen an digitale Schutzeinrichtungen, 2. Ausgabe Januar 2015, VDE|FNN, Österreichs E-Wirtschaft und VSE Verband der Schweizerischen Elektrizitätsunternehmen
- [9] FNN-Hinweis – Leitfaden zum Einsatz von Schutzsystemen in elektrischen Netzen, September 2009, Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN)
- [10] FNN-Hinweis – Technische Anforderungen an die automatische Frequenzentlastung unter Berücksichtigung einer veränderten Erzeugungssituation, 1. Ausgabe Juni 2012, VDE/FNN, Österreichs E-Wirtschaft und VSE Verband der Schweizerischen Elektrizitätsunternehmen
- [11] Verordnung zum Nachweis von elektrotechnischen Eigenschaften von Energieanlagen (Elektrotechnische-Eigenschaften-Nachweis-Verordnung – NELEV) vom 12. Juni 2017 (BGBl. I S. 1 651)
- [12] Technische Richtlinien für Erzeugungseinheiten und -anlagen – Teil 4: Anforderungen an Modellierung und Validierung von Simulationsmodellen der elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten und -anlagen (TR 4), Stand 01.03.2016, FGW e. V
- [13] Technische Richtlinien für Erzeugungseinheiten und -anlagen – Teil 8: Zertifizierung der Elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten und -anlagen am Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsnetz (TR 8), Stand 01.12.2016, FGW e. V.
- [14] Lastenheft Blindleistungsrichtungs-Unterspannungsschutz (Q(U)-Schutz), 1. Ausgabe Februar 2010, VDE|FNN
- [15] Verordnung zur Regelung des Netzanschlusses von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie (Kraftwerks-Netzanschlussverordnung – KraftNAV) vom 26. Juni 2007 (BGBl. I S. 1187)
- [16] FNN-Hinweis – Ermittlung und Bewertung der Netzfrequenz – Auswirkungen netzseitiger Störeinflüsse, 1. Ausgabe Oktober 2017, VDE|FNN
- [17] **DIN EN 50380**, *Datenblatt- und Typschildangaben von Photovoltaik-Modulen*
- [18] DIN EN ISO 9001:2015-11, *Qualitätsmanagementsysteme – Anforderungen (ISO 9001:2015); Deutsche und Englische Fassung EN ISO 9001:2015*
- [19] DIN EN 50160, *Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen*
- [20] **DIN EN 61400-21 (VDE 0127-21)**, *Windenergieanlagen – Teil 21: Messung und Bewertung der Netzverträglichkeit von netzgekoppelten Windenergieanlagen*