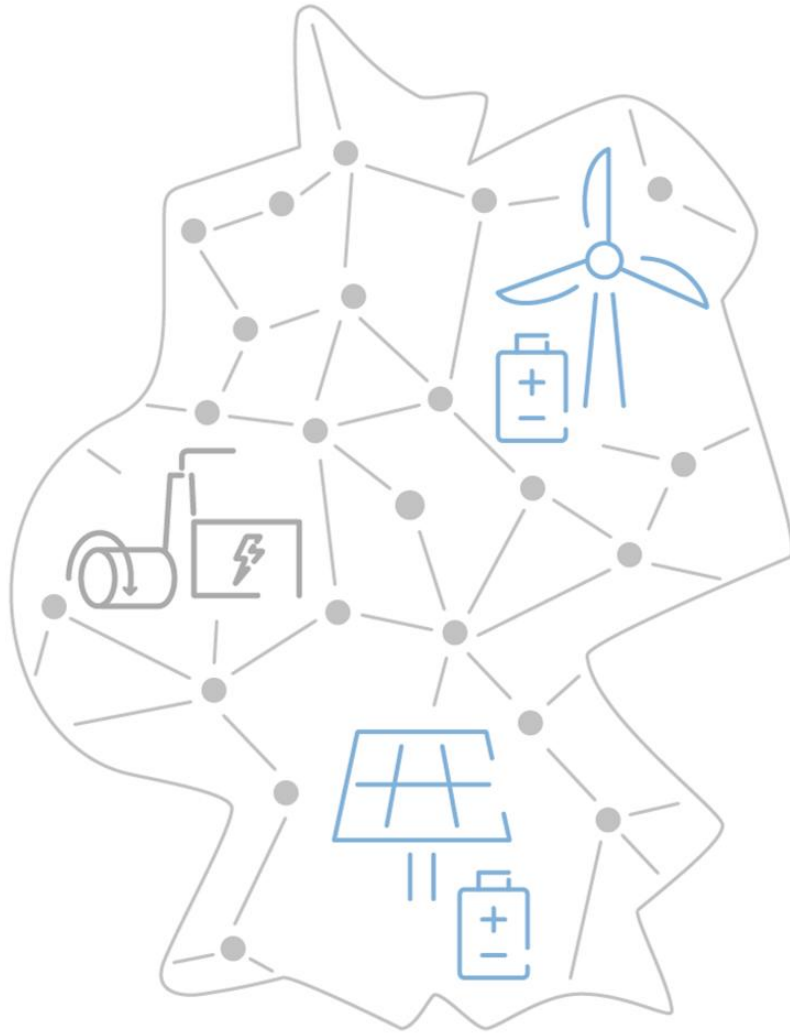




Technische Anforderungen an Netzbildende Eigenschaften inklusive der Bereitstellung von Momentanreserve

Anforderungen und Nachweise für Netzbildende Einheiten und
Anlagen

Version 2.1
Januar 2026

Inhaltsverzeichnis

BILDERVERZEICHNIS	VIII
TABELLENVERZEICHNIS	X
VORWORT	XI
1 EINLEITUNG.....	1
2 ANWENDUNGSBEREICH.....	2
3 BEGRIFFE UND ABKÜRZUNGEN	5
3.1 Begriffe	5
3.2 Abkürzungen	15
4 ANFORDERUNGEN AN NETZBILDENDE EINHEITEN UND ANLAGEN.....	16
4.1 Netzbildende Typ-1-Einheiten.....	16
4.1.1 Grundsätzliche Anforderungen.....	16
4.1.1.1 Verhalten bei steilen Frequenzgradienten (RoCoF)	16
4.1.1.2 Festlegungen zur Anlaufzeitkonstante	16
4.1.1.3 Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung am Netzanschlusspunkt	16
4.1.2 Anforderungen an das Verhalten bei Über- und Unterfrequenz	17
4.1.3 Priorisierung der Anforderungen	18
4.2 Netzbildende Einheiten (Typ-2, Speicher und regelbare Bezugseinheiten).....	19
4.2.1 Grundsätzliche Anforderungen.....	19
4.2.1.1 Spannungsquellenverhalten.....	19
4.2.1.2 Anforderungen an das Verhalten im sub- und supersynchronen Frequenzbereich	22
4.2.1.3 Anforderungen an das Verhalten im harmonischen Frequenzbereich	22
4.2.1.4 Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung am Netzanschlusspunkt	23
4.2.1.5 Spannungsquellenregelung für netzbildende Einheiten.....	24
4.2.1.5.1 Allgemeines.....	24
4.2.1.5.2 Dynamische Anforderungen.....	26
4.2.1.5.3 Eingeschränkte Spannungsquellenregelung während Netzfehlern	26
4.2.1.5.4 Verhalten bei Erreichen und Verlassen der Stromgrenzen	27
4.2.1.5.5 Verhalten bei Rückkehr in das Spannungsband von $U_c \pm 10 \% U_c$ bzw. $U_n \pm 10 \% U_n$	27
4.2.1.6 Robustheit gegen kurzzeitige Über- und Unterspannungsereignisse (O-/UVRT-Robustheit).....	28
4.2.1.7 Schneller Schutz bei hohen Spannungen	30
4.2.1.7.1 Allgemeines.....	30
4.2.1.7.2 Anforderung an den Schnellen Schutz bei hohen Spannungen	30
4.2.1.8 Synchronität und Winkelstabilität	31
4.2.1.9 Auslegung des netzseitigen Umrichters.....	31
4.2.1.10 Verhalten bei steilen Frequenzgradienten (RoCoF)	31
4.2.1.11 Netzparallelbetriebsfähigkeit	31
4.2.1.12 Dämpfung von Frequenz-Leistungspendelungen	31
4.2.1.13 Festlegungen zur Anlaufzeitkonstante	32
4.2.1.14 Anforderungen an die Momentanreserveleistung und -Energie	32
4.2.2 Anforderungen an das Verhalten bei Über- und Unterfrequenz (Netzsicherheitsbasierte Primärregelung).....	34
4.2.2.1 Allgemeines.....	34
4.2.2.2 Anforderungen an die Netzsicherheitsbasierte Primärregelung	35
4.2.2.3 Eingeschränkte Anforderungen aufgrund technologiespezifischer Restriktionen	38
4.2.2.4 Anforderungen bei Frequenzabweichungen im dynamischen Kurzzeitbereich	39
4.2.2.5 Ende des kritischen Netzzustandes und Rückkehr in den Normalbetrieb	39
4.2.2.6 Parametrierung des Totbandes der netzsicherheitsbasierten Primärregelung	39
4.2.2.7 Hinweis zur Bestimmung der elektrischen Frequenz und des RoCoF	40
4.2.3 Priorisierung der Anforderungen	40
4.2.4 Netzbildende Anlagen (Typ-2, Speicher und regelbare Bezugseinheiten)	41
4.2.4.1 Allgemeines.....	41
4.2.4.2 Anforderungen an die wirksame Impedanz der Anlage	41
4.2.4.3 Anforderungen an das Verhalten im sub- und supersynchronen Frequenzbereich auf Anlagenebene	41

4.2.4.4	Anforderungen das Verhalten im harmonischen Frequenzbereich auf Anlagenebene	41
4.2.4.5	Anforderungen an die $P_{AV,E}$ -Schutzeinrichtung	41
5	NACHWEIS DER ELEKTRISCHEN EIGENSCHAFTEN FÜR NETZBILDENDE EINHEITEN	42
5.1	Grundsätze zum Nachweisprozess	42
5.2	Prototypenregelung für Netzbildende Einheiten und Anlagen	43
5.2.1	Allgemeines	43
5.2.2	Prototypen-Regelung für netzbildende Einheiten (Übergangsregelung)	44
5.2.3	Nachweisverfahren für netzbildende Anlagen mit Prototypen	45
5.2.4	Überwachung mittels Störschreiber	45
5.2.5	Bewertung der Anforderungen des FNN Hinweises im Rahmen des Einzelnachweis- verfahrens	47
5.3	Übertragbarkeit der Vermessungen auf andere Einheiten	47
5.4	Netzbildende Typ-1-Einheiten	49
5.4.1	Allgemeines	49
5.4.2	Anforderungen an Simulationsmodelle und Modellgenauigkeiten	49
5.4.2.1	Allgemeine Modellanforderungen	49
5.4.2.2	Validierung des Simulationsmodells – Standardverfahren (Einheitenzertifizierung)	49
5.4.2.2.1	Anlaufzeitkonstante entsprechend der Prüfung nach 5.4.3.2.3	49
5.4.2.2.2	Verhalten der PRNB entsprechend der Prüfung nach 5.4.3.3.2	49
5.4.2.3	Validierung des Simulationsmodells – Einzelnachweisverfahren	50
5.4.2.3.1	Anlaufzeitkonstante entsprechend der Prüfung nach 5.4.3.2.3	50
5.4.2.3.2	Verhalten der PRNB entsprechend Abschnitt 5.4.3.3.2	50
5.4.3	Nachweise	51
5.4.3.1	Nachweis des Verhaltens bei steilen Frequenzgradienten (RoCoF) (Abschnitt 4.1.1.1)	51
5.4.3.2	Nachweise zur Anlaufzeitkonstanten (Abschnitt 4.1.1.2)	51
5.4.3.2.1	Allgemeines	51
5.4.3.2.2	Nachweis der Anlaufzeitkonstanten des Generators und zusätzlicher Schwungmasse	52
5.4.3.2.3	Nachweis der Anlaufzeitkonstanten des vollständigen Wellenstrangs	52
5.4.3.3	Nachweis der Netzsicherheitsbasierten Primärregelung	53
5.4.3.3.1	Allgemeines	53
5.4.3.3.2	Messtechnischer Nachweis (Typ-Prüfung) im Rahmen der Einheitenzertifizierung	53
5.4.3.3.3	Simulativer Nachweis im Rahmen des Einzelnachweisverfahrens	57
5.5	Netzbildende Einheiten (Typ-2, Speicher und regelbare Bezugseinheiten)	62
5.5.1	Allgemeines	62
5.5.2	Grundsätzliche Voraussetzungen	65
5.5.2.1	Anforderungen an Messgrößen und Signale	65
5.5.2.2	Anforderungen an Prüfeinrichtungen	66
5.5.3	Anforderungen an Simulationsmodelle und Modellgenauigkeit	67
5.5.3.1	Modellkategorien und Allgemeine Festlegungen	67
5.5.3.2	Allgemeine Modellanforderungen	68
5.5.3.3	Anforderungen an EMT-Modelle	68
5.5.3.4	Anforderungen an das detaillierte RMS-Modell	69
5.5.3.5	Anforderungen an RMS Typ-Modelle	70
5.5.3.6	Validierung und Dokumentation von Simulationsmodellen	72
5.5.3.6.1	Einleitung	72
5.5.3.6.2	Validierung der Simulationsmodelle	72
5.5.3.6.3	Plausibilisierung der Simulationsmodelle	83
5.5.3.6.4	Modelldokumentation	83
5.5.3.7	Anforderungen an die Simulationsumgebung und Toolunabhängigkeit	83
5.5.3.8	Herstellermodelle zum Zweck der Zertifizierung	84
5.5.3.9	Modelle zur Nutzung durch den Netzbetreiber	84
5.5.4	Nachweise im Fiktiven Inselnetzbetrieb	85
5.5.4.1	Ziel der Messungen	85
5.5.4.2	Prüfumgebung zur Vermessung im Fiktiven Inselnetzbetrieb	85
5.5.4.3	Messverfahren	86
5.5.4.4	Auswertungen	87
5.5.4.4.1	Auswertung des Spannungsquellenverhaltens	87
5.5.4.4.2	Auswertung des Verhaltens bei Über- und Unterfrequenz (PRNB) im unbeschränkten Stellbereich	87
5.5.4.5	Darstellung im Messbericht	88

5.5.4.5.1	Darstellung im Messbericht: Spannungsquellenverhalten	88
5.5.4.5.2	Darstellung im Messbericht: Verhalten bei Über- und Unterfrequenz (PRNB) im unbeschränkten Stellbereich	88
5.5.5	Nachweise im Netzsynchronen Betrieb	90
5.5.5.1	Ziele der Prüfungen	90
5.5.5.2	Prüfumgebung zur Vermessung im Netzsynchronen Betrieb	90
5.5.5.3	Nachweis zur Winkelsprungleistung (Abschnitt. 4.2.1.1)	91
5.5.5.3.1	Ziel der Messung	91
5.5.5.3.2	Messverfahren	91
5.5.5.3.3	Auswertungen	91
5.5.5.3.4	Darstellung im Messbericht	92
5.5.5.4	Nachweis der wirksamen Impedanz (Abschnitt. 4.2.1.1)	92
5.5.5.4.1	Ziel der Messung	92
5.5.5.4.2	Messverfahren	92
5.5.5.4.3	Auswertungen	93
5.5.5.4.4	Darstellung im Messbericht	94
5.5.5.5	Nachweis der Passivitätseigenschaften im harmonischen Frequenzbereich (Abschnitt 4.2.1.3)	94
5.5.5.6	Nachweis der Spannungsquellenregelung und des FRT-Verhaltens (Abschnitt 4.2.1.5 bis 4.2.1.6)	96
5.5.5.6.1	Nachweis des Führungsverhaltens	96
5.5.5.6.2	Nachweis des Störverhaltens und der Linearität der wirksamen Impedanz	96
5.5.5.6.3	Nachweis der Robustheit und Spannungsquellenregelung bei kurzzeitigen Über- und Unterspannungsereignissen (O-/UVRT-Robustheit) (Abschnitt 4.2.1.6)	99
5.5.5.6.4	Nachweis des Verhaltens bei Erreichen und Verlassen der Stromgrenzen (Abschnitt 4.2.1.5.4)	102
5.5.5.6.5	Nachweis des Verhaltens bei Rückkehr in das Spannungsband von $U_T \pm 10 \% U_T$ (Abschnitt 4.2.1.5.5)	105
5.5.5.6.6	Nachweis des Verhaltens der eingeschränkten Spannungsquellenregelung während Netzfehlern (Abschnitt 4.2.1.5.3)	106
5.5.5.6.7	Nachweis des Schnellen Schutzes bei hohen Spannungen (Abschnitt 4.2.1.7)	107
5.5.5.7	Nachweis des Verhaltens bei steilen Frequenzgradienten (RoCoF) (Abschnitt 4.2.1.10)	108
5.5.5.8	Nachweis der Dämpfung von Frequenz-Leistungspendelungen (Abschnitt 4.2.1.12)	108
5.5.5.8.1	Ziel der Messung	108
5.5.5.8.2	Messverfahren	108
5.5.5.8.3	Auswertungen	109
5.5.5.8.4	Darstellung im Messbericht	110
5.5.5.9	Nachweis der Anlaufzeitkonstanten T_A sowie der Momentanreserveleistung und – Energie (Abschnitt 4.2.1.13 und 4.2.1.14)	110
5.5.5.9.1	Ziel der Messung	110
5.5.5.9.2	Messverfahren	110
5.5.5.9.3	Auswertungen	114
5.5.5.9.4	Darstellung im Messbericht	120
5.5.5.10	Nachweis der Eigenschaften des Verhaltens bei Über- und Unterfrequenz (Netzsicher- heitsbasierte Primärregelung) im beschränkten Stellbereich (Abschnitt 4.2.2)	121
5.5.5.10.1	Ziel der Messung	121
5.5.5.10.2	Messverfahren	121
5.5.5.10.3	Auswertungen	121
5.5.5.10.4	Darstellung im Messbericht	122
5.5.6	Ergänzende Nachweise von Reglerfunktionen	122
5.5.6.1	Priorisierung der Wirkleistungsvorgaben bei Unterfrequenz	122
5.5.6.1.1	Ziel der Messung	122
5.5.6.1.2	Messverfahren	122
5.5.6.1.3	Auswertungen	123
5.5.6.1.4	Darstellung im Messbericht	123
5.5.7	Ergänzende Nachweise auf Basis von Simulationen	123
5.5.7.1	Simulativer Nachweis der Winkelsprungleistung (Abschnitt 4.2.1.1)	123
5.5.7.1.1	Allgemeines	123
5.5.7.1.2	Ziel der Prüfung	123
5.5.7.1.3	Prüfverfahren	123
5.5.7.1.4	Auswertungen und Darstellung im Prüfbericht	123

5.5.7.2	Simulativer Nachweis der Wirksamen Impedanz (Abschnitt 4.2.1.1)	124
5.5.7.2.1	Allgemeines	124
5.5.7.2.2	Ziel der Prüfung	124
5.5.7.2.3	Prüfverfahren	124
5.5.7.2.4	Auswertungen und Darstellung im Prüfbericht	124
5.5.7.3	Simulativer Nachweis der Dämpfung von Frequenz-Leistungspendelungen (Abschnitt 4.2.1.12)	125
5.5.7.3.1	Allgemeines	125
5.5.7.3.2	Ziel der Prüfung	125
5.5.7.3.3	Prüfverfahren	125
5.5.7.3.4	Auswertungen und Darstellung im Prüfbericht	126
5.5.7.4	Simulativer Nachweis der Anlaufzeitkonstanten sowie der Momentanreserveleistung und -Energie (Abschnitt 4.2.1.13 und 4.2.1.14)	126
5.5.7.4.1	Allgemeines	126
5.5.7.4.2	Ziel der Prüfung	126
5.5.7.4.3	Prüfverfahren	126
5.5.7.4.4	Auswertungen und Darstellung im Prüfbericht	127
5.5.7.5	Simulativer Nachweis des Führungsverhaltens der Spannungsquellenregelung (Abschnitt 4.2.1.5)	128
5.5.7.5.1	Allgemeines	128
5.5.7.5.2	Ziel der Prüfung	128
5.5.7.5.3	Prüfverfahren	128
5.5.7.5.4	Auswertungen und Darstellung im Prüfbericht	128
5.5.7.6	Simulativer Nachweis des Störverhaltens der Spannungsquellenregelung (Abschnitt 4.2.1.5)	129
5.5.7.6.1	Allgemeines	129
5.5.7.6.2	Ziel der Prüfung	129
5.5.7.6.3	Prüfverfahren	129
5.5.7.6.4	Auswertungen und Darstellung im Prüfbericht	129
5.5.7.7	Simulativer Nachweis des Verhaltens bei Rückkehr in das Spannungsband von $U_r \pm 10 \% U_r$ (Abschnitt 4.2.1.5.5)	130
5.5.7.7.1	Allgemeines	130
5.5.7.7.2	Ziel der Prüfung	130
5.5.7.7.3	Prüfverfahren	130
5.5.7.7.4	Auswertungen und Darstellung im Prüfbericht	130
5.5.7.8	Simulativer Nachweis des Dämpfungsverhaltens im sub- und supersynchronen Frequenzbereich (Abschnitt 4.2.1.2)	131
5.5.7.8.1	Ziel der Prüfung	131
5.5.7.8.2	Prüfverfahren	131
5.5.7.8.3	Auswertungen und Darstellung im Prüfbericht	131
5.5.7.9	Simulativer Nachweis des Abklingens des DC-Anteils (Abschnitt 4.2.1.1)	132
5.5.7.9.1	Allgemeines	132
5.5.7.9.2	Ziel der Prüfung	132
5.5.7.9.3	Prüfverfahren	132
5.5.7.9.4	Auswertung und Darstellung im Prüfbericht	132
5.5.7.10	Nachweis der Netzparallelbetriebsfähigkeit (Abschnitt 4.2.1.11)	133
5.5.7.10.1	Allgemeines	133
5.5.7.10.2	Ziel der Prüfung	133
5.5.7.10.3	Prüfverfahren	133
5.5.7.10.4	Auswertungen	135
5.5.7.10.5	Darstellung im Prüfbericht	136
5.6	Vorgehensweise Anlagenzertifikat	137
5.6.1	Allgemeines	137
5.6.2	Von TAR abweichende Anforderungen im Rahmen der Anlagenzertifizierung	137
5.6.2.1	Von Abschnitt 11.4.1 (Allgemeines) abweichende Anforderungen	137
5.6.2.1.1	Allgemeines	137
5.6.2.1.2	Anlagenzertifizierung für Neueinheiten	137
5.6.2.1.3	Anlagenzertifizierung bei Umrüstung von Bestandsanlagen	137
5.6.2.2	Von Abschnitt 11.4.2 (Vom Anschlussnehmer zur Erstellung des Anlagenzertifikates bereitzustellenden Unterlagen) abweichende Anforderungen	138
5.6.2.3	Von Abschnitt 11.4.3 (Einspeiseleistung) abweichende Anforderungen	138

5.6.2.4	Von Abschnitt 11.4.8.2 (Polrad-/Netzpendelungen) abweichende Anforderungen	139
5.6.2.5	Von Abschnitt 11.4.9 (Nachweis Inselbetrieb und Teilnetzbetriebsfähigkeit) abweichende Anforderungen.....	139
5.6.2.6	Von Abschnitt 11.4.11 (Statische Spannungshaltung/Blindleistungsbereitstellung) abweichende Anforderungen	139
5.6.2.6.1	Allgemeines	139
5.6.2.6.2	Simulativer Nachweis der statischen Spannungshaltung (Gesamtanlagenverhalten)	141
5.6.2.7	Von Abschnitt 11.4.12 (Dynamische Netzstützung) abweichende Anforderungen	142
5.6.2.7.1	Von Abschnitt 11.4.12.1 (Allgemeines) abweichende Anforderungen.....	142
5.6.2.7.2	Von Abschnitt 11.4.12.3 (Dynamische Netzstützung für eine Erzeugungsanlage des Typs 2) abweichende Anforderungen	143
5.6.2.7.3	Von Abschnitt 11.4.12.4 (Eingeschränkte dynamische Netzstützung für eine Erzeugungsanlage des Typs 2) abweichende Anforderungen	144
5.6.2.8	Von Abschnitt 11.4.13 (Wirkleistungsabgabe) abweichende Anforderungen.....	144
5.6.2.9	Von Abschnitt 11.4.15 (Wirkleistungseinspeisung in Abhängigkeit der Netzfrequenz (Über- und Unterfrequenz) abweichende Anforderungen	144
5.6.2.10	Von Abschnitt 11.4.23 (EZA-Modell) abweichende Anforderungen	144
5.6.2.11	Von Abschnitt 11.4.24 (VDE-AR-N 4110) (Anlagenzert. B) abweichende Anforderungen....	144
5.6.3	Erweitertes Anlagenzertifikatsverfahren (Höchstspannung)	145
5.6.3.1	Allgemeines	145
5.6.3.2	Netzanschlussprozess im erweiterten Anlagenzertifikatsverfahren.....	145
5.6.3.2.1	Allgemeines	145
5.6.3.2.2	Vorbereitung und Planung des Netzanschlusses sowie Erweiterte Ersatznetzdaten	145
5.6.3.2.3	Detaillierte Netzstudien durch den Netzbetreiber und Konkretisierung des Erweiterten Ersatznetzes.....	146
5.6.3.2.4	Studie zur Bestätigung der Anlagenkonformität.....	146
5.6.3.2.5	Finale Einstellungen an der Erzeugungsanlage	146
5.6.3.2.6	Abschluss des erweiterten Anlagenzertifikatsverfahrens und vorläufige Betriebserlaubnis.....	147
5.6.3.2.7	Ausstellung der Konformitätserklärung und Endgültige Betriebserlaubnis	147
5.6.3.3	Qualifiziertes Anlagengutachten	149
5.6.3.3.1	Allgemeines	149
5.6.3.3.2	Nachweis der wirksamen Impedanz	149
5.6.3.3.3	Nachweis der minimalen Phasensprungleistung	149
5.6.3.3.4	Nachweis der Dämpfung von Frequenz-Wirkleistungs- und Spannungs-Blindleistungspendelungen (0,1 Hz bis 10 Hz)	149
5.6.3.3.5	Nachweis der Dämpfung von spezifischen sub- und supersynchronen Schwingungen (3 Hz bis 100 Hz).....	150
5.6.3.3.6	Nachweis der Passivitätseigenschaften im harmonischen Frequenzbereich (100 Hz bis 2,5 kHz).....	151
5.6.3.3.7	Nachweis Spannungshaltung.....	151
5.7	Vorgehensweise Konformitätserklärung	151
5.7.1	Allgemeines	151
5.7.2	Messtechnische Überprüfung des Anlagenverhaltens bezüglich der Spannungshaltung im Rahmen der Konformitätserklärung	151
5.7.2.1.1	Ziel der Messung.....	151
5.7.2.1.2	Messverfahren.....	151
5.7.2.1.3	Auswertungen	153
5.7.2.1.4	Darstellung im Messbericht	153
A.	ANHANG (INFORMATIV).....	155
A.I.	Qualitative Erläuterung zur Ermittlung des Dämpfungsmaßes	155
A.II.	Erläuterungen zur Fiktiven Insel.....	156
A.III.	Erläuterungen zur Kleinsignalstabilität der Primärregelung im unbeschränkten Stellbereich und Empfehlungen zur Reglerstabilität von Typ-1-Anlagen.....	157
A.IV.	Nachweisverfahren (beispielhaft) zur Bestimmung der Innenimpedanz und der Spannungsquellen im harmonischen Frequenzbereich	164
A.IV.1.	Ziel der Messung.....	164
A.IV.2.	Messverfahren.....	164
A.IV.3.	Auswertungen	167
A.IV.4.	Darstellung im Messbericht	167

A.V.	Bereinigung des Wirkleistungsverlaufs vom Einfluss mechanischer Schwingungen mittels Prony-Analyse	168
B.	ANHANG (NORMATIV)	169
B.I.	Parameter für die Netzsicherheitsbasierte Primärregelung	169
B.II.	Technologiespezifische Einschränkungen von Stellgeschwindigkeiten von Typ-1-Einheiten im Rahmen der Netzsicherheitsbasierten Primärregelung	171
B.III.	Ergänzende Vorgaben zum Prozessdatenumfang (Anhang C.5 der VDE-AR-N 4110)	173
B.IV.	Konstruktion der Hüllkurve zur Bewertung der Dämpfung der Spannungsquellenregelung	173
B.V.	Ermittlung von Momentanwertgrößen	175
B.VI.	Ermittlung des zeitlichen Winkeländerungsverlaufs	177
B.VII.	Benchmarksystem zum Nachweis der Netzparallelbetriebsfähigkeit.....	178
B.VIII.	Auswertung der Harmonischen Ströme während der Strombegrenzung zur Identifikation des Current Clippings	183
B.IX.	Toleranzvorgaben für den Nachweis der Statischen Spannungshaltung	184
B.X.	Ablaufplan zum Netzanschlussprozess von netzbildenden Einheiten	187
C.	ANHANG (NORMATIV)	189
C.I.	Vordrucke für Betriebserlaubnisverfahren – Mittelspannung	190
C.I.1.	(E.1) Antragstellung - Mittelspannung	190
C.I.2.	(E.7) Inbetriebsetzungsprotokoll für Übergabestationen - Mittelspannung.....	194
C.I.3.	(E.8) Datenblatt einer Erzeugungsanlage/eines Speichers – Mittelspannung	195
C.I.4.	(E.9) Netzbetreiber-Abfragebogen – Mittelspannung	199
C.I.5.	(E.10) Inbetriebsetzungsprotokoll für Erzeugungseinheiten und Speicher - Mittelspannung	206
C.I.6.	(E.11) Inbetriebsetzungserklärung Erzeugungsanlage/Speicher - Mittelspannung.....	208
C.I.7.	(E.12) Konformitätserklärung für Erzeugungsanlage/Speicher - Hochspannung	215
C.II.	Vordrucke für Betriebserlaubnisverfahren – Hochspannung	217
C.II.1.	(E.1) Antragstellung - Hochspannung	217
C.II.2.	(E.5) Inbetriebsetzungsprotokoll für Übergabestationen - Hochspannung	221
C.II.3.	(E.6) Datenblatt einer Erzeugungsanlage/eines Speichers – Hochspannung	222
C.II.4.	(E.7) Netzbetreiber-Abfragebogen – Hochspannung.....	226
C.II.5.	(E.8) Inbetriebsetzungsprotokoll für Erzeugungsanlagen und Speicher - Hochspannung	232
C.II.6.	(E.9) Inbetriebsetzungserklärung Erzeugungsanlage/Speicher - Hochspannung.....	234
C.II.7.	(E.10) Konformitätserklärung für Erzeugungsanlage/Speicher - Hochspannung	241
C.III.	Vordrucke für Betriebserlaubnisverfahren – Höchstspannung	243
C.III.1.	(E.6) Datenblatt einer Erzeugungsanlage/eines Speichers – Höchstspannung	243

Bilderverzeichnis

Bild 1 Prinzipielle Darstellung des grundfrequenten Spannungsquellenverhaltens einer netzbildenden Einheit am NAP mit optionaler Gegensystemspannungsquelle	22
Bild 2 Beispielhafte Darstellung der statischen Spannungshaltung der Spannungsquellenregelung bei Umsetzung in der netzbildenden Einheit.....	25
Bild 3 Grenzkurve für relative Spannungserhöhungen (Bild 12 (VDE-AR-N 4110) bzw. Bild 10 (VDE-AR-N 4120))	30
Bild 4 Referenzfrequenzverläufe zum Nachweis von Momentanreserveleistung und -energie.....	34
Bild 5 Stationärer Endwert der Wirkleistungsanpassung im Rahmen der PRNB von (a) Erzeugungseinheiten und (b) EZSE und Speichern entsprechend der geforderten Statiken	36
Bild 6 Anforderung an die Abgabeleistung der Erzeugungsanlagen im dynamischen Kurzzeitbereich.....	39
Bild 7 Fiktives Inselnetz zum Nachweis der Typ-1-EZE-Eigenschaften.....	54
Bild 8 Beispielhafte Prüfumgebung zur Vermessung im Fiktiven Inselnetz	85
Bild 9 Beispielhafte Prüfumgebung zur Vermessung im Netzsynchronen Betrieb	90
Bild 10 Hüllkurve zur Feststellung der Dämpfung der Spannungsquellenregelung (i_Q ist bezogen auf $\Delta i_{Q,End}$).....	98
Bild 11 Exemplarische Ermittlung der Dämpfung von Frequenz-Leistungspendelungen; a) Anregung mittels Frequenzsprung, b) Anregung mittels Phasensprung	110
Bild 12 Beispielhafte Auswertung der Anlaufzeitkonstanten und Momentanreserveleistung bei Vermarktung negativer Momentanreserve für $T_A < 10$ s.....	116
Bild 13 Beispielhafte Auswertung der Anlaufzeitkonstanten und Momentanreserveleistung bei Vermarktung positiver Momentanreserve für $T_A < 10$ s	118
Bild 14 Netzanschlussprozess im erweiterten Anlagenzertifikatsverfahren bei Anschluss netzbildender Anlagen an das Höchstspannungsnetz.....	148
Bild 15 Sprungantwort eines Regelkreises zur quantitativen Ermittlung des Dämpfungsmaßes	155
Bild 16 Sprungantwort eines Regelkreises zur quantitativen Ermittlung des Dämpfungsmaßes auf Basis der absoluten Differenzen aufeinanderfolgender Extrema	156
Bild 17 Vereinfachte Leistungsbilanz-Darstellung der netzsicherheitsbasierten Primärregelung durch Summenbetrachtung im Fiktiven Inselnetz	157
Bild 18 Beispiel 1: Dynamisches Verhalten einer Typ-1-Anlage (Gasturbine) im Bereich der PRNB (im Fiktiven Inselnetz) für eine sprunghafte Laständerung von (a) - 5 % $P_{b\ inst}$ und (b) + 5 % $P_{b\ inst}$	160
Bild 19 Beispiel 2: Dynamisches Verhalten einer Typ-1-Anlage (Gasturbine) im Bereich der PRNB (im Fiktiven Inselnetz) für eine sprunghafte Laständerung von (a) - 10 % $P_{b\ inst}$ und (b) + 10 % $P_{b\ inst}$ (der temporär aktive beschränkte Stellbereich ist in grau schattiert)	161
Bild 20 Beispiel 3: Exemplarische Rückführung der synthetisierten Anteile der Ventilposition in der PRNB-Steuereinheit.....	162
Bild 21 Prinzipielle Reglerstrukturen in leistungsgeregelten Erzeugungsanlagen mit beispielhaften Implementierungen der PRNB	163
Bild 22 Prinzip der differentiellen Impedanzspektroskopie zur Ermittlung von Innenimpedanzen und Oberschwingungsquellen und einer Einheit.....	164
Bild 23 Technologische Einschränkungen der Stellbereiche (Beispiel GuD).....	172
Bild 24 Hüllkurve zur Bewertung des Dämpfungsverhaltens bei Großsignal-Änderungen der Spannungsamplitude an den Klemmen der netzbildenden Einheit	175

Bild 25 Benchmarksystem zum Nachweis der Netzparallelbetriebsfähigkeit.....	182
Bild 26 Alternativer Aufbau der EZA 1 (EZA 2 dito)	182
Bild 27 (a) Sprungantwort der statischen Spannungshaltung mit auslegungsrelevanten Toleranzbändern für einen beispielhaften Sollwertsprung von $0,325 \cdot \sigma(t)$; (b) initiale Verzögerung Δt_0 in Abhängigkeit der Übergangszeit $t_{\ddot{u}}$	185
Bild 28 Sprungantwort der statischen Spannungshaltung (Typ-1-Anlagen) für ein PT1- und PT2- Verhalten innerhalb der zulässigen Toleranzen für einen beispielhaften Sollwertsprung von $0,325 \cdot \sigma(t)$, $\Delta t_0 = 3 \text{ s}$ und $t_{\ddot{u}} = 30 \text{ s}$	186

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 Übersicht zu ergänzender bzw. ersetzender TAR-Abschnitte	2
Tabelle 2 Übersicht zu geforderten Übergangszeiten für das Regelverhalten der statischen Spannungshaltung für netzbildende Erzeugungsanlagen (Typ-2).....	24
Tabelle 3 Vorgaben zur Statik im Bereich der netzsicherheitsbasierten Primärregelung	35
Tabelle 4 Übersicht: Anforderungen und zugehörige Nachweise für netzbildende Einheiten (Typ 2, Speicher und regelbare Bezugseinheiten)	63
Tabelle 5 Messungen im Fiktiven Inselnetz zum Nachweis der Eigenstabilität, des Spannungsquellenverhaltens und PRNB für Einheiten, mit denen negative Momentanreserve angeboten wird.....	86
Tabelle 6 Ausgangsbetriebszustände für die Messverfahren 1 und 2 zur Ermittlung der wirksamen Impedanz	93
Tabelle 7 Messungen zum Nachweis der eingeschränkten Spannungsquellenregelung während Netzfehlern	106
Tabelle 8 Prüfungen zum Nachweis der Dämpfung von Frequenz-Leistungspendelungen	109
Tabelle 9 Testfälle: Messverfahren 1 zum Nachweis des Verhaltens während positiver Frequenzabweichungen (Bild 4 (a))	112
Tabelle 10 Testfälle: Messverfahren 2 zum Nachweis des Verhaltens während negativer Frequenzabweichungen (Bild 4 (b))	113
Tabelle 11 Messungen für die Überprüfung des Anlagenverhaltens bezüglich der statischen Spannungshaltung im Rahmen der Konformitätserklärung	153
Tabelle 12 Messungen zum Nachweis der Passivität im harmonischen Frequenzbereich	165
Tabelle 13 Schrittweiten für Prüfungen zum Nachweis der Passivität im harmonischen Frequenzbereich	166
Tabelle 14 Dynamische Anforderungen an die netzsicherheitsbasierte Primärregelung für die Wirkleistungsstellbereiche von Typ-1- und Typ-2-EZA, Erzeugungs- und Speichereinheiten sowie Speicher im unbeschränkten Stellbereich	169
Tabelle 15 Dynamische Anforderungen an die netzsicherheitsbasierte Primärregelung für die Wirkleistungsstellbereiche von Typ-1- und Typ-2-EZA im beschränkten Stellbereich	170
Tabelle 16 Ergänzung der Tabelle C.2 (VDE-AR-N 4110:2023-09) „Beispiel für zusätzliche Prozessdaten für Erzeugungsanlagen (1 von 2)“	173
Tabelle 17 Nennspannungen der Knoten im Benchmarksystem (Nachweis Netzparallelbetriebsfähigkeit)	178
Tabelle 18 (Netz)Transformatoraten im Benchmarksystem (Nachweis Netzparallelbetriebsfähigkeit)	179
Tabelle 19 Wirk- und Blindleistungsarbeitspunkte im Benchmarksystem (Nachweis Netzparallelbetriebsfähigkeit)	181

Vorwort

Der mit der Energiewende einhergehende Zubau an umrichterbasierten Anlagen bei gleichzeitigem Rückbau von konventioneller Erzeugung führt zu neuen Herausforderungen bei der Sicherstellung der Systemstabilität auf gesamteuropäischer Ebene. Wesentliche destabilisierende Faktoren sind der Verlust an netzbildenden Anlagen, die auch die für den stabilen Betrieb netzfolgender Anlagen benötigte Momentanreserve bereitstellen, wie auch die fortschreitende Reduktion des für netzfolgende Anlagen erforderlichen effektiven Kurzschlussleistungsverhältnisses. Zusätzliche Bedarfe an Momentanreserve zeigt insbesondere der Netzentwicklungsplan für das Jahr 2035 aus dem Jahr 2021 sowie der Netzentwicklungsplan für das Jahr 2037 aus dem Jahr 2023 auf. Netzbildende Eigenschaften - insbesondere die Bereitstellung von Momentanreserve - sind deshalb wesentliche Fähigkeiten von Kundenanlagen zur Sicherstellung der Systemstabilität.

Mit ihrer marktlichen Beschaffung soll dem Verlust sowie den zusätzlichen Bedarfen an Momentanreserve im Stromversorgungssystem begegnet werden. Die Bundesnetzagentur hat im April 2025 in dem Festlegungsverfahren (BK6-23-010) gem. §§ 12h Abs. 5, 29 Abs. 1 EnWG zu den Spezifikationen und technischen Anforderungen der transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Beschaffung der nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistung „Trägheit der lokalen Netzstabilität“ („Momentanreserve“) gem. § 12h Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 EnWG die marktgestützte Beschaffung von Momentanreserve durch die deutschen Übertragungsnetzbetreiber beschlossen. In diesem Festlegungsverfahren wird als Voraussetzung für die marktliche Beschaffung von Momentanreserve die am 18.12.2020 seitens der Bundesnetzagentur festgelegte Ausnahme für Momentanreserve von der marktlichen Beschaffung aufgehoben.

Anlagen, die an der marktlichen Beschaffung von Momentanreserve teilnehmen, müssen sich hierfür qualifizieren und geeignete Anforderungen erfüllen und Nachweise erbringen. Diese werden im Rahmen dieses FNN Hinweises beschrieben und dienen als Grundlage für den Nachweis der Konformität.

Dieser FNN Hinweis wurde von der Projektgruppe Systemanforderungen des Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN) erarbeitet. Der Anforderungsteil wurde vom 20.02.2024 bis zum 20.03.2024 in Version 0.1 konsultiert und in Version 1.0 im Juli 2024 veröffentlicht. Der Nachweisteil wurde vom 12.07.2024 bis zum 23.08.2024 in Version 0.1 öffentlich konsultiert und in Verbindung mit den Anforderungen in Version 2.0 am 15.05.2025 veröffentlicht.

Hinweis zur Version 2.1

Dieser VDE FNN Hinweis (Version 2.1) ersetzt ab dem Veröffentlichungszeitpunkt die Version 2.0 dieses FNN Hinweises und beschreibt verbindliche Anforderungen und Nachweise an netzbildende Einheiten und aus diesen gebildete Anlagen, die als Voraussetzung für die Teilnahme am Momentanreservemarkt einzuhalten sind und enthält u.a. die in *Änderungsübersicht 1* aufgeführten wesentlichen Änderungen.

Für diesen FNN Hinweis in Version 2.1 besteht keine Übergangszeit. Entsprechend ist eine Inbetriebsetzung einer netzbildenden Einheit nur nach Vorlage einer Prototypenbestätigung bzw. eines Einheitenzertifikats sowie der Einhaltung der in diesem FNN Hinweis definierten Vorgaben an die Nachweisverfahren für netzbildende Anlagen mit Prototypen bzw. die Anlagenzertifizierung zulässig. Eine Prototypenbestätigung nach FNN Hinweis Version 2.0 darf durch ein Einheitenzertifikat nach FNN Hinweis Version 2.1 abgelöst werden.

Dennoch, darf bereits eine Prototypenbestätigung inklusive qualifiziertem Gutachten für die netzbildende Einheit nach diesem FNN Hinweis in Version 2.0 für die Unterbreitung eines Angebots zur Teilnahme am Momentanreservemarkt sowie für das entsprechende Netzanschlussbegehren herangezogen werden.

ANMERKUNG In diesem Fall liegt es in der Verantwortung des Anbieters dafür Sorge zu tragen, dass für die einzusetzende netzbildende Einheit ein entsprechendes Upgrade der Prototypenbestätigung bzw. des Einheitenzertifikats (von Version 2.0 auf Version 2.1) rechtzeitig vorgelegt werden kann.

Änderungsübersicht 1 Übersicht (wesentlicher) vorgenommener Änderungen im FNN Hinweis Version 2.1 gegenüber Version 2.0

	Abschnitt	Änderung
Δ	2	– Vervollständigung Tabelle 1 bez. zu ergänzender bzw. ersetzender TAR-Abschnitte – Ergänzung Anwendungsbereich um netzbildende Anlagen
Δ	3	Ergänzung notwendiger Begriffe
+	4.1.1.3	Aufnahme von Anforderungen zur statischen Spannungshaltung für Typ-1-Anlagen
Δ	4.1.2	Strukturelle Überarbeitung der Anforderungen an die PRNB für Typ-1-Einheiten
Δ	4.2.1.1	– Entfall der Vorgabe eines Maximalwerts der Einheitenimpedanz auf Hochspannungsebene – Ergänzung von Anforderungen an das Abklingen des DC-Stroms der Einheit – Änderung der Anforderungen an die durch EZSE und Speicher bereitzustellende Winkelsprungleistung
+	4.2.1.2, 4.2.1.3	Aufteilung der bisherigen Anforderungen an das Dämpfungsverhalten oberhalb von 10 Hz in Anforderungen an das: – Verhalten im sub- und supersynchronen Frequenzbereich – Verhalten im harmonischen Frequenzbereich
Δ	4.2.1.4	Umfangreiche Überarbeitung der Anforderungen an die statische Spannungshaltung für netzbildende Typ-2-Anlagen
Δ	4.2.1.5	Überarbeitung und Klarstellung der Anforderungen an die bisherige „kontinuierliche Spannungsregelung“ und Verwendung neuer Begriff: Spannungsquellenregelung
+	4.2.1.5.3	Ergänzung eines regelungstechnischen Verfahrens zur eingeschränkten Spannungsquellenregelung
Δ	4.2.1.13	Ergänzung von Anforderungen an die Zeit zur Bereitstellung des wirksamen T_A
Δ	4.2.2	Anpassung der Anforderungen an die PRNB an VDE-AR-N 4110/20:2026
+	4.2.4	Aufnahme von Anforderungen an netzbildende Anlagen vom Typ-2, Speichern und regelbaren Bezugseinheiten
Δ	5.2	Überarbeitung und Korrekturen der Prototypenregelung für netzbildende Einheiten und Anlagen inkl. Übergangsregelung für Prototypen nach FNN Hinweis Version 2.0
+	5.2.3	Aufnahme eines Nachweisverfahrens für netzbildende Anlagen mit Prototypen
Δ	5.3	Überarbeitung der Regelung zur Übertragbarkeit der Vermessungen auf andere Typ-1-Einheiten
Δ	5.4.2	Umstrukturierung der Anforderungen an die Modellvalidierung netzbildender Typ-1-Einheiten für das Einheitenzertifizierungsverfahren und Einzelnachweisverfahren
+	5.4.2.2	Einführung von Vorgaben zur Modellvalidierung der Anlaufzeitkonstanten T_A sowie der PRNB bei Typ-1-Einheiten im Rahmen der Einheitenzertifizierung
Δ	5.4.3.3.2	Änderung des Messverfahrens zum Nachweis der PRNB
Δ	5.5.3	Überarbeitung der allgemeinen Modellanforderungen hinsichtlich des Eigenbedarfs netzbildender Einheiten
Δ	5.5.4	Änderung der Messbedingungen zum Nachweis des Spannungsquellenverhaltens für EZSE und Speicher
Δ	5.5.5.3	Ergänzung des Nachweises der Winkelsprungleistung um die Überprüfung der Einhaltung der Anforderungen an die Priorisierung
Δ	5.5.5.4	Überarbeitung des Messverfahrens 2 zum Nachweis der wirksamen Impedanz

	Abschnitt	Änderung
Δ	5.5.5.5	Ersatz des Nachweises des bisherigen Dämpfungsverhaltens oberhalb von 10 Hz durch den Nachweis der Passivitätseigenschaften im harmonischen Frequenzbereich
Δ	5.5.5.6.2	Überarbeitung und Klarstellung des Nachweises des Störverhaltens und Linearität der effektiven Impedanz
Δ	5.5.5.6.3	Überarbeitung des Nachweises der Robustheit und Spannungsquellenregelung bei kurzzeitigen Über- und Unterspannungsereignissen (O-/UVRT-Robustheit)
+	5.5.5.6.6	Aufnahme des Nachweises des Verhaltens der eingeschränkten Spannungsquellenregelung während Netzfehlern
Δ	5.5.5.8	Überarbeitung des Nachweises der Dämpfung von Frequenz-Leistungspendelungen
Δ	5.5.5.9	Überarbeitung des Nachweises der Anlaufzeitkonstanten T_A und Ergänzung um die Überprüfung der Einhaltung der Anforderungen an die Priorisierung
Δ	5.5.5.10	Überarbeitung des Nachweises der Eigenschaften des Verhaltens bei Über- und Unterfrequenz im beschränkten Stellbereich der PRNB
+	5.5.6	Aufnahme des ergänzenden Nachweises von Reglerfunktionen zum Nachweis der Priorisierung der Wirkleistungsvorgaben bei Unterfrequenz
+	5.5.7.1	Ergänzung des simulativen Nachweises der Winkelsprungleistung bei parametrierbarer Verstärkung der Spannungsquellenregelung bzw. der wirksamen Impedanz
+	5.5.7.2	Ergänzung des simulativen Nachweises der wirksamen Impedanz bei parametrierbarer Verstärkung der Spannungsquellenregelung bzw. der wirksamen Impedanz
Δ	5.5.7.5	Ergänzung des simulativen Nachweises des Führungsverhaltens der Spannungsquellenregelung um Vorgaben bei parametrierbarer Verstärkung dieser
Δ	5.5.7.6	Ergänzung des simulativen Nachweises des Störverhaltens der Spannungsquellenregelung um Vorgaben bei parametrierbarer Verstärkung dieser
+	5.5.7.7	Aufnahme des simulativen Nachweises des Verhaltens bei Rückkehr in das Spannungsband von $U_T \pm 10 \% U_T$ bei parametrierbarer Verstärkung der Spannungsquellenregelung
+	5.5.7.8	Aufnahme des simulativen Nachweises des Dämpfungsverhaltens im sub- und supersynchronen Frequenzbereich
+	5.5.7.9	Aufnahme des simulativen Nachweises des Abklingens des DC-Anteils des Stroms der netzbildenden Einheit
+	5.6.2.1	Ergänzung der gegenüber der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel von der Anlagenzertifizierung (Abschnitt 11.4) abweichenden bzw. zu ergänzenden Festlegungen
+	5.6.3	Einführung des erweiterten Anlagenzertifikats für netzbildende Erzeugungsanlagen im Anwendungsbereich der VDE-AR-N 4130
+	5.7	Einführung von Vorgaben zur Vorgehensweise bei der Konformitätserklärung für netzbildende Einheiten
Δ	A.I	Überarbeitung der Kriterien zur Ermittlung der Dämpfung
+	A.II	Aufnahme einer Erläuterung zur Fiktiven Insel
Δ	A.III	Überarbeitung der Erläuterung zur Kleinsignalstabilität der Primärregelung im unbeschränkten Stellbereich entsprechend VDE-AR-N 4110/20:2026
Δ	A.IV	Überarbeitung des Nachweisverfahrens zur Bestimmung der Innenimpedanz und der Spannungsquellen im harmonischen Frequenzbereich
+	B.IX	Aufnahme der Toleranzvorgaben für den Nachweis der statischen Spannungshaltung
+	B.X	Aufnahme des Ablaufplans zum Netzanschlussprozess netzbildender Einheiten
Δ: geänderter Abschnitt +: neuer Abschnitt		

Neben den in der *Änderungsübersicht 1* angegebenen wesentlichen Änderungen, wurden diverse erläuternde Ergänzungen für die Vermessung (siehe auch FGW TR3 Beiblatt 26.2) sowie diverse redaktionelle Korrekturen und Ergänzungen zur Verständlichkeit eingearbeitet.

Die in diesem FNN Hinweis festgelegten „*TR8-Hinweise*“ dienen als Bewertungsgrundlage für die Zertifizierung und werden in das diesem FNN Hinweis zugehörige Beiblatt der FGW TR8 eingearbeitet.

1 Einleitung

Dieser FNN Hinweis beschreibt Anforderungen und Nachweise als technische Grundlage für ein Anreizsystem zur Beschaffung von netzbildenden Eigenschaften einschließlich Momentanreserve und richtet sich an netzbildende Erzeugungseinheiten (EZE) von Typ-1 bzw. Typ-2, netzbildende Erzeugungs- und Speichereinheiten (EZSE), netzbildende Speicher sowie netzbildende regelbare Bezugseinheiten (rBE) – im folgenden als netzbildende Einheiten bezeichnet – und aus diesen gebildete Kundenanlagen. Alle für netzbildende Erzeugungsanlagen beschriebenen Anforderungen gelten in gleicher Weise - wenn nicht explizit gesonderte Anforderungen gestellt werden - auch für netzbildende: Misanlagen, Erzeugungs- und Speichereinheiten, Speicher und regelbare Bezugsanlagen.

Die Bereitstellung von Momentanreserve durch Kundenanlagen erfordert die Einhaltung definierter technischer Eigenschaften. Hierzu gehören die spannungseinprägenden Eigenschaften, das Anlaufzeitkonstantenverhalten sowie die Reglerstabilität der Wirkleistungs-¹ und Blindleistungsregelung.

Aus technischer Sicht werden drei Kategorien netzbildender Einheiten unterschieden:

- 1 Netzbildende Einheiten mit „symmetrischer Momentanreserve“ verfügen gleichermaßen über positive wie auch negative Momentanreserve.
- 2 Netzbildende Einheiten mit „negativer Momentanreserve“ wirken insbesondere einem positiven Frequenzgradienten entgegen.
- 3 Netzbildende Einheiten mit „positiver Momentanreserve“ wirken insbesondere einem negativen Frequenzgradienten entgegen.

ANMERKUNG In bestimmten Betriebssituationen ist auch bei der Vermarktung unsymmetrischer Momentanreserve eine geringe Leistungsreaktion in nicht vermarktete Richtung erforderlich (siehe Abschnitt 4.2.1.1 und 4.2.1.14).

Die allgemeinen Grundsätze zur Nachweisführung sind in Abschnitt 5.1 beschrieben.

¹ Siehe auch: FNN Hinweis - Netzbildendes und Systemstützendes Verhalten von Erzeugungsanlagen, Dezember 2021.

2 Anwendungsbereich

Dieser FNN Hinweis gilt für netzbildende Einheiten, die an der marktlichen Beschaffung von Momentanreserve teilnehmen und ist für diese als Ergänzung zu den VDE-AR-N 4110, VDE-AR-N 4120 und VDE-AR-N 4130 zu verstehen². Dabei ersetzen bzw. ergänzen die Abschnitte in diesem FNN Hinweis die Abschnitte der bestehenden VDE-Anwendungsregeln wie folgt:

Tabelle 1 Übersicht zu ergänzender bzw. ersetzender TAR-Abschnitte

FNN Hinweis		VDE-AR-N 4110	VDE-AR-N 4120	VDE-AR-N 4130
Typ-1-Einheit	Typ-2-Einheit			
Anforderungen				
-	5.6.3.2	-	-	4.2
4.1.3	4.2.3	8.1 (Priorisierung)	8.1 (Priorisierung)	8.1 (Priorisierung)
4.1.1.1+ 4.1.2	4.2.1.10 + 4.2.2	10.2.4.3	10.2.4.3	10.2.4.3
4.1.1.3	4.2.1.4	10.2.2	10.2.2	10.2.2
-	4.2.1.6	10.2.3	10.2.3	10.2.3
-	4.2.1.5.5	10.2.3.3.4	10.2.3.3	10.2.3.3
5.4.2	5.5.3	10.6	10.6	10.6
Nachweise (Einheitenzertifikat)				
5.2	5.2	12	12	12
5.4.3.1 + 5.4.3.3.2	5.5.4 + 5.5.4.4.2	11.2.8	11.2.8	11.2.8
Nachweise (Anlagenzertifikat)				
5.6.2.1	5.6.2.1	11.4.1	11.4.1	11.4.1
5.6.2.2	5.6.2.2	11.4.2	11.4.2	11.4.2
5.6.2.3	5.6.2.3	11.4.3	11.4.3	11.4.3
5.6.2.4	5.6.2.4	11.4.8.2	11.4.8.2	11.4.8.2
5.6.2.5	5.6.2.5	11.4.9	11.4.9	11.4.9
5.6.2.6	5.6.2.6	11.4.11	11.4.11	11.4.11
5.6.2.7	5.6.2.7	11.4.12	11.4.12	11.4.12
5.6.2.7.1	5.6.2.7.1	11.4.12.1	11.4.12.1	11.4.12.1
5.6.2.7.2	5.6.2.7.2	11.4.12.3	11.4.12.3	11.4.12.3
5.6.2.7.3	5.6.2.7.3	11.4.12.4	-	-
5.6.2.8	5.6.2.8	11.4.13	11.4.13	11.4.13
5.6.2.10	5.6.2.10	11.4.23	11.4.23	11.4.23
5.6.2.11	5.6.2.11	11.4.24	11.4.24	11.4.24
Prototypen-Regelung				
5.2	5.2	12	12	12
Konformitätserklärung				
5.7	5.7	11.5.4	11.5.4	11.5.4
E-Formulare				
C.I	C.I	Anhang E	-	-
C.II	C.II	-	Anhang E	
C.III	C.III	-	-	Anhang E

Zusätzlich sind die in diesem FNN Hinweis von den Frequenzschutzeinstellungen nach der jeweils anzuwendenden technischen Anschlussregel abweichenden Vorgaben bei der Parametrierung der Schutzeinrichtung der Kundenanlage zu berücksichtigen.

² Dabei sind in diesem FNN Hinweis für alle Verweise auf die Technischen Anschlussregeln die Versionen: VDE-AR-N 4110:2023-09, VDE-AR-N 4120:2018-11 und VDE-AR-N 4130:2018-11 heranzuziehen. Grundsätzlich darf die jeweils aktuelle Technische Anschlussregel angewendet werden. Hierbei können jedoch Abweichungen hinsichtlich der Verweise auf die TAR in diesem FNN Hinweis auftreten. Es ist geplant, diese Abweichungen in einer Folgeversion dieses FNN Hinweises zu berücksichtigen.

ANMERKUNG 1 Abweichende Vorgaben für den Frequenzschutz ergeben sich insbesondere aus Abschnitt 4.2.1.14 sowie 4.2.2 und abweichende Vorgaben für die Parametrierung der $P_{AV,E}$ -Schutzeinrichtung sind Abschnitt 4.2.4.5 zu entnehmen.

Die in diesem FNN Hinweis festgelegten Anforderungen und Nachweise sind anzuwenden auf an der marktlichen Beschaffung teilnehmende:

- Erzeugungseinheiten vom Typ 1 (Typ-1-EZE mit zusätzlicher Schwungmasse und/oder Option für Phasenschieberbetrieb),
- Neu zu errichtende netzbildende Typ-2-Einheiten,
- Bestehende netzfolgende Typ-2-Einheiten (Bestandsanlagen), die zu netzbildenden Typ-2-Einheiten ertüchtigt werden sollen,
- Netzbildende Erzeugungs- und Speichereinheiten sowie netzbildende Speicher,
- Umrichterbasierte netzbildende regelbare Bezugseinheiten (rBE)

sowie aus diesen Einheiten gebildete Erzeugungsanlagen.

Als Bestandseinheiten bzw. -anlagen im Sinne dieses Hinweises - die zu netzbildenden Einheiten bzw. Anlagen ertüchtigt werden sollen - gelten Einheiten bzw. Anlagen mit Inbetriebsetzung bis zum 31.12.2027. Die zugrundeliegende Technologie ist für die technische Beschreibung der Momentanreserve wesentlich. Im Rahmen eines Beschaffungsprozesses sind die technologischen Unterschiede entsprechend zu berücksichtigen. Dies gilt ebenso für den Einsatz von Momentanreserve innerhalb der Netzbetriebsprozesse.

Vorabhinweise zur Anwendung

Der Wert der Anlaufzeitkonstanten einer einzelnen netzbildenden Einheit wird beschränkt durch:

- a) den technischen Mindestwert der Anlaufzeitkonstanten $T_{A,E,min}$;
- b) die maximale Anlaufzeitkonstante $T_{A,E,max} = 25$ s (systemisch sinnvoller Maximalwert), es sei denn es werden größere Werte mit dem Netzbetreiber vereinbart.

Für netzbildende Batteriespeichersysteme (BESS) wird ein Wert von T_A im Bereich von 7,5 s und 12,5 s empfohlen.

ANMERKUNG 2 Es werden in diesem Hinweis keine Mindestanforderungen für $T_{A,min}$ gestellt. Netzbildende Einheiten müssen jedoch mindestens ein T_A in der Höhe bereitstellen, dass die Erfüllung der Anforderungen dieses FNN Hinweises inkl. der Eigenstabilität der Einheit (Teilnetzbetriebsfähigkeit, bzw. Stabilität im Fiktiven Inselnetz) ohne beigestellte Schwungmasse nach Abschnitt 4.2.2 sichergestellt ist. Analog können netzbildende Einheiten maximal ein T_A in der Höhe bereitstellen, dass der Referenzfrequenzverlauf nach Bild 4 nach Abschnitt 4.2.1.14 ohne Einschränkungen durchfahren werden kann.

ANMERKUNG 3 Der im Rahmen der Mindestanforderung (im Anwendungsbereich der VDE-AR-N 4120/30) an netzbildende Eigenschaften für BESS eingestellte Wert für T_A entsprechend diesem FNN Hinweis beinhaltet keine Pflicht zur betrieblichen Vorhaltung einer Leistungsreserve. Die tatsächlich verfügbare Momentanreserveleistung kann durch den Arbeitspunkt eingeschränkt sein.

ANMERKUNG 4 Die obige Empfehlung des T_A im Bereich von 7,5 s bis 12,5 s für den Betrieb von BESS wird aus Gründen der Systemstabilität empfohlen. Insbesondere bei BESS ist davon auszugehen, dass diese einen sehr kleinen Wert von $T_{A,E,min}$ technisch realisieren können. Zwar trägt die netzbildende Einheit bereits ab einem $T_A \geq T_{A,E,min}$ nicht mehr zur Minderung des T_A des Systems bei; Abweichungen von einem mittleren Wert von derzeit ca. 12 s (basierend auf Typ-1-EZA) zerstören jedoch die systeminhärente Stabilität bei Netzstörungen und können insbesondere zum Verlust der Synchronität von Netzgebieten oder auch größeren Netzregionen führen.

Besonderheiten bei netzbildenden Typ-1-Einheiten

Die in diesem FNN Hinweis festgelegten Anforderungen und Nachweise sind anzuwenden auf an der marktlichen Beschaffung teilnehmende:

- Typ-1-Einheiten mit zusätzlicher Schwungmasse (Generator und Antriebsmaschine fest gekuppelt)
- Typ-1-Einheiten mit optionalem Phasenschieberbetrieb (Kupplung zwischen Generator und Antriebsmaschine)
- Typ-1-Einheiten mit zusätzlicher Schwungmasse bei optionalem Phasenschieberbetrieb.

Typ-1-Einheiten ohne zusätzliche Schwungmasse oder ohne optionalem Phasenschieberbetrieb liegen außerhalb des Anwendungsbereiches dieses FNN Hinweises. Ebenso liegen rotierende Phasenschieber-Anlagen (RPSA) außerhalb des Anwendungsbereiches dieses FNN Hinweises.

3 Begriffe und Abkürzungen

3.1 Begriffe

Für die Anwendung dieses Dokuments gelten die folgenden Begriffe.

3.1.1

Typ-1-EZE-Anlaufzeitkonstante

T_A

Zeit, die bei einer Typ-1-EZE mit der Bemessungswirkleistung P_{rE} benötigt wird, um den Turbosatz (Antriebsmaschine und Synchronmaschine mit Polpaarzahl p) oder eine Synchronmaschine mit dem Trägheitsmoment J_E bei Nennmoment vom Stillstand auf Nenndrehzahl bzw. Nennfrequenz f_n zu beschleunigen:

$$T_A = \frac{J_E \cdot (2\pi f_n)^2}{P_{rE} \cdot p^2}$$

Anmerkung 1 zum Begriff: Die Anlaufzeitkonstante der Typ-1-EZE ist ein Maß für das auf Nennleistung und Nennfrequenz bezogene Trägheitsmoment J_E der Erzeugungseinheit.

3.1.2

Anlaufzeitkonstante netzbildender Einheiten (Typ-2, Speicher oder rBE)

T_A

durch die Regelung des Umrichters emulierter Parameter, dessen Wirkung auf die Trägheit des internen Spannungswinkels der netzbildenden Einheit der Wirkung der Anlaufzeitkonstanten einer Typ-1-EZE entspricht und sich bestimmt aus:

$$T_A = \frac{\left(\frac{\Delta P}{P_{rE}}\right)}{\left(\frac{\Delta f / f_n}{\Delta t}\right)}$$

3.1.3

Technischer Mindestwert der Anlaufzeitkonstanten der netzbildenden Einheit

$T_{A,E,min}$

technisch mindestens erforderlicher Wert der Anlaufzeitkonstanten T_A der netzbildenden Einheit, um die an die Einheit gestellten Anforderungen an die netzbildenden Eigenschaften dieses FNN Hinweises vollumfänglich zu erfüllen

Anmerkung 1 zum Begriff: Der Wert von $T_{A,E,min}$ muss für die Anwendung dieses FNN Hinweises nicht bestimmt werden.

3.1.4

Minimalwert der Anlaufzeitkonstanten der netzbildenden Einheit

$T_{A,min}$

Minimalwert der Anlaufzeitkonstanten T_A der netzbildenden Einheit, der durch den Hersteller festgelegt und ausgewiesen wird

Anmerkung 1 zum Begriff: Der Wert von $T_{A,min}$ wird zwar durch den Hersteller selbst festgelegt und ausgewiesen, muss jedoch größer gleich $T_{A,E,min}$ betragen, um die in diesem FNN Hinweis gestellten Anforderungen inkl. der Eigenstabilität vollumfänglich zu erfüllen.

3.1.5

Maximalwert der Anlaufzeitkonstanten der netzbildenden Einheit

$T_{A,max}$

Maximalwert der Anlaufzeitkonstanten T_A der netzbildenden Einheit, der durch den Hersteller festgelegt und ausgewiesen wird

3.1.6

Anschwingzeit

$T_{an\_90\%}$

Zeit zwischen der sprunghaften Änderung eines Sollwertes und dem Zeitpunkt, an dem die Regelgröße erstmalig 90 % der Änderung des Sollwertes erreicht hat, im Falle einer Proportionalregelung maximal jedoch die Zeit bis zum erstmaligen Erreichen von 90 % der Differenz des stationären Anfangs- und Endwertes

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

Anmerkung 2 zum Begriff: Bei der Ermittlung der Anschwingzeit im Rahmen der Spannungsquellenregelung führt das zum Sollwert relative Toleranzkriterium zu sehr langen Anschwingzeiten und unnötig hohen Genauigkeitsanforderungen. Daher wurde das zweite Kriterium (90 % der Differenz des stationären Anfangs- und Endwertes) eingeführt.

3.1.7

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

[QUELLE: VDE-AR-N 4120:2018-11]

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 oder Einheitenachweise, ggf. Komponentenzertifikate oder Komponentennachweise 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.

3.1.8

Erweitertes Anlagenzertifikat A

Anlagenzertifikat A, in dem das Vorliegen des vom Netzbetreiber freigegebenen Qualifizierten Anlagengutachtens bestätigt wird, sowie die im Qualifizierten Anlagengutachten ermittelten Parameter für die im Rahmen der Anlagenzertifizierung erforderlichen (RMS-)Simulationen und Berechnungen verwendet werden

3.1.9

Qualifiziertes Anlagengutachten

Anlagengutachten, das durch eine qualifizierte Stelle in enger Abstimmung mit dem Netzbetreiber auf Basis simulativer Studien zur Überprüfung und Bewertung der Einhaltung der an die Erzeugungsanlage gestellten Anforderungen nach einem nicht-standardisierten Verfahren erstellt wird

Anmerkung zum Begriff: Hierbei handelt es sich um zusätzliche zum Anlagenzertifikat A durchzuführende simulative Studien für Erzeugungsanlagen im Anwendungsbereich der VDE-AR-N 4130.

3.1.10

Qualifizierte Stelle

fachlich geeignete Institution mit nachgewiesener Expertise in der Durchführung und eigenständigen Bewertung von simulativen Studien zur Systemstabilität elektrischer Energieversorgungssysteme, einschließlich RMS- und EMT-Simulationen, sowie mit nachgewiesener Erfahrung im Kontext der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregeln und der zugehörigen Nachweis- und Zertifizierungsverfahren

Anmerkung 1 zum Begriff: Die fachliche Eignung umfasst insbesondere Kenntnisse in der Modellierung, Parametrierung und Analyse netzbildender Erzeugungseinheiten sowie der Bewertung dynamischer Wechselwirkungen im Übertragungsnetz.

Anmerkung 2 zum Begriff: Die Stelle muss in der Lage sein, Simulationen eigenverantwortlich durchzuführen, zu interpretieren und zu bewerten sowie in einem qualifizierten Anlagengutachten nachvollziehbar zu dokumentieren.

3.1.11

Ausgangsbetriebszustand

AZ_X

Betriebszustand in X Prozent von P_{rE} hinsichtlich der Wirkleistungsabgabe einer Erzeugungseinheit, hybriden Erzeugungs- und Speichereinheit, eines Speichers oder einer regelbaren Bezugseinheit von dem ausgehend eine Prüfung stattfindet

Anmerkung 1 zum Begriff: Der Betriebszustand AZ_{min} bezieht sich auf die jeweilige technische Mindestleistung der zu prüfenden Einheit.

3.1.12

Bemessungswirkleistung

P_{rE}

vom Hersteller angegebene Wirkleistung der Erzeugungseinheit bei Nennbedingungen

[QUELLE: VDE-AR-N 4120:2018-11]

Anmerkung 1 zum Begriff: Bei Erzeugungseinheiten mit Gasturbinen sind die Nennbedingungen (Umgebungstemperatur: 15 °C, Umgebungsdruck: 101,325 kPa, relative Luftfeuchte: 60 %, Meereshöhe: 0 m) nach ISO 3977-2:1997 definiert.

Anmerkung 2 zum Begriff: P_{rE} entspricht P_N im Beschaffungskonzept³.

3.1.13

maximale Wirkleistung

$P_{E_{max}}$

höchster 10-Minuten-Mittelwert der Wirkleistung einer Erzeugungseinheit oder eines Speichers

Anmerkung 1 zum Begriff: Für Windenergieanlagen kann dieser Wert (z.B. als 600-Sek-Höchstwert) dem Prüfbericht nach FGW TR3, Anhang B entnommen werden. Ist dieser Wert nicht explizit angegeben, wird in der Regel die elektrische Bemessungswirkleistung der Erzeugungseinheit eingesetzt.

[QUELLE: VDE-AR-N 4120:2018-11]

Anmerkung 2 zum Begriff: Bei Photovoltaik-Anlagen wird dieser Wert durch die Größe des Umrichters bestimmt und ist unabhängig von der tatsächlichen in einer Anlage installierten Spitzenleistung der Photovoltaik-Module.

³ Bundesnetzagentur. (2025, 22. April). Festlegung gemäß §§ 12h Abs. 5, 29 Abs. 1 EnWG zu den Spezifikationen und technischen Anforderungen der transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Beschaffung der inhärenten Reaktion auf ein Wirkleistungsungleichgewicht („Momentanreserve“) als Bestandteil der nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistung „Trägheit der lokalen Netzstabilität“ (Beschluss BK6-23-010; Beschaffungskonzept „Momentanreserve“, Stand: 24. April 2025). Bundesnetzagentur. Amtsblatt 09/2025.

3.1.14

maximale Wirkleistung im Bezug

$P_{\text{Emax,B}}$

höchster 10-Minuten-Mittelwert der Wirkleistung eines Speichers bzw. einer EZSE oder regelbaren Bezugseinheit in Bezugsrichtung

3.1.15

technische Mindestleistung der Einheit (Einspeisung)

$P_{\text{Emin,E}}$

technische Mindestleistung der Einheit, für die die hier beschriebenen Anforderungen dauerhaft gelten

Anmerkung 1 zum Begriff: Der Wert von $P_{\text{Emin,E}}$ muss $\leq P_{\text{ub,min}}$ (Tabelle 14) sein, bzw. dem unteren Grenzwert des Stellbereichs nach Tabelle 15 liegen.

3.1.16

minimale dynamisch abrufbare Wirkleistung bei negativer Momentanreserve

$P_{\text{min,dyn}}$

minimale dynamisch abrufbare Wirkleistung bei negativer Momentanreserve (im Erzeugerzählpeilsystem) in Abhängigkeit von $P_{\text{grenzneg,min}}$:

$$P_{\text{min,dyn}} = P_{\text{grenzneg,min}} - \left(T_A \cdot P_{\text{rE}} \cdot \frac{0,04}{s} \right)$$

3.1.17

maximale dynamisch abrufbare Wirkleistung bei positiver Momentanreserve

$P_{\text{max,dyn}}$

maximale dynamisch abrufbare Wirkleistung bei positiver Momentanreserve (im Erzeugerzählpeilsystem) in Abhängigkeit von $P_{\text{grenzpos,max}}$:

$$P_{\text{max,dyn}} = P_{\text{grenzpos,max}} + \left(T_A \cdot P_{\text{rE}} \cdot \frac{0,04}{s} \right)$$

3.1.18

minimale Wirkleistung für vollumfängliche Bereitstellung negativer Momentanreserve

$P_{\text{grenzneg,min}}$

minimale Wirkleistung für die vollumfängliche Bereitstellung von negativer Momentanreserve (im Erzeugerzählpeilsystem)

Anmerkung 1 zum Begriff: Entspricht P_{grenzneg} im Beschaffungskonzept³ bei $m = 1$.

3.1.19

maximale Wirkleistung für vollumfängliche Bereitstellung negativer Momentanreserve

$P_{\text{grenzneg,max}}$

maximale Wirkleistung für die vollumfängliche Bereitstellung von negativer Momentanreserve (im Erzeugerzählpeilsystem)

Anmerkung 1 zum Begriff: Sofern keine technischen Einschränkungen durch den Hersteller ausgewiesen werden, entspricht $P_{\text{grenzneg,max}}$ dem Wert von P_{Emax} .

3.1.20

minimale Wirkleistung für vollumfängliche Bereitstellung positiver Momentanreserve

$P_{\text{grenzpos,min}}$

minimale Wirkleistung für die vollumfängliche Bereitstellung von positiver Momentanreserve (im Erzeugerzählpeilsystem)

Anmerkung 1 zum Begriff: Sofern keine technischen Einschränkungen durch den Hersteller ausgewiesen werden, entspricht $P_{\text{grenzpos,min}}$ für Erzeugungseinheiten dem Wert von Null und für Speicher sowie EZSE dem Wert von $P_{\text{Emin,B}}$.

3.1.21

maximale Wirkleistung für vollumfängliche Bereitstellung positiver Momentanreserve

$P_{\text{grenzpos,max}}$

maximale Wirkleistung für die vollumfängliche Bereitstellung von positiver Momentanreserve (im Erzeugerzählpeilsystem)

Anmerkung 1 zum Begriff: $P_{\text{grenzpos,max}}$ entspricht P_{grenzpos} im Beschaffungskonzept³ bei $m = 1$.

3.1.22

Dämpfungsgrad, Dämpfungsmaß

D

Maß für die Dämpfung eines schwingungsfähigen Systems, welches sich zu dem kleinsten Dämpfungsmaß D_i ermittelt, mit:

$$D = \min_{(i=1,n)} \frac{|\sigma_i|}{\sqrt{\sigma_i^2 + \lambda_i^2}} = \frac{\Lambda}{\sqrt{(2\pi)^2 + \Lambda^2}}$$

wobei σ_i und λ_i den Real- bzw. Imaginärteil des i -ten Eigenwertes bezeichnen und Λ das logarithmische Dekrement mit $\Lambda = \ln(x_n/x_{n+1})$ der Schwingung mit dem kleinsten Dämpfungsmaß definiert

Anmerkung 1 zum Begriff: Die Größen x_n bzw. x_{n+1} bezeichnen dabei zwei aufeinanderfolgende Amplituden-Maxima (bzw. -Minima) der betrachteten Zustandsgröße x , wobei das darauffolgende Amplituden-Maximum (bzw. Minimum) bezogen auf das vorherige einen geringeren Wert annimmt. Damit lässt sich das Dämpfungsmaß neben der Ermittlung aus den Eigenwerten auch direkt mittels Simulation oder Messung festlegen. Eine grafische Erläuterung des Dämpfungsmaßes ist unter Anhang A.I zu finden.

3.1.23

Erzeugungseinheit und Speichereinheit (EZSE)

Erzeugungseinheit, die DC-seitig mit einem Speicher kombiniert ist und mit diesem zum Netz gemeinsame AC-Klemmen nutzt

Anmerkung 1 zum Begriff: Je nach Ausführung kann eine EZSE unterschiedliche primär- (i.d.R. DC-) seitige und sekundär- (i.d.R. AC-) seitige Mindest- bzw. Maximalleistungen aufweisen.

3.1.24

Fiktiver Inselnetzbetrieb, Fiktives Inselnetz

Netzbetriebssituation mit einer Stabilitätsbedingung, die bei einer Netzfrequenz außerhalb von $50 \text{ Hz} \pm 200 \text{ mHz}$ aufgrund des Eingriffs der PRNB entsteht und aus der sich gleichzeitig die Nachweissituation der PRNB ergibt, in der das Netz jenseits des NAPs ausschließlich durch eine konstante Last sowie bei Typ-2-EZA bzw. EZSE oder Speichern mit netzfolgenden Umrichtern durch eine zusätzlich beigestellte Schwungmasse und Kurzschlussleistung beschrieben wird und die EZA bzw. die EZSE oder Speicher mit dem NAP verbunden bleibt ohne diese Situation der EZE bzw. EZSE oder dem Speicher zu signalisieren

Anmerkung 1 zum Begriff: Eine Grundvoraussetzung für einen stabilen Netzbetrieb im Bereich der netzsicherheitsbasierten Primärregelung ist, dass die an das Netz angeschlossenen EZA bzw. die EZSE oder Speicher die Netzfrequenz in einem stabilen Arbeitspunkt halten können und zwar unabhängig davon, wie der Arbeitspunkt des Ausgangszustandes zustande kam.

Anmerkung 2 zum Begriff: Mit dem Fiktiven Inselnetzbetrieb entsteht eine Betriebssituation, deren Stabilitätsbedingung der des Inselnetzbetriebs entspricht. Beim Übergang vom regulären Netzparallelbetrieb in eine solche Betriebssituation findet keine Signalisierung der Inselnetzbetriebssituation statt. Eine Erkennung des Fiktiven Inselnetzzustandes hat ausschließlich über die Ermittlung und Überwachung der PRNB-Frequenzgrenzen zu erfolgen. Eine Darstellung des Fiktiven Inselnetzes erfolgt im entsprechenden Nachweisabschnitt. Hintergrundinformationen zur Entstehung der Betriebssituation des Fiktiven Inselnetzes im Netzparallelbetrieb finden sich in Anhang A.II.

Anmerkung 3 zum Begriff: Der Fiktive Inselnetzbetrieb ist von dem definierten „Inselbetrieb“, bei dem der Leistungsschalter am NAP geöffnet ist und von der EZA bzw. der EZSE oder dem Speicher auch als geöffnet erkannt wird, grundsätzlich zu unterscheiden. Es können deshalb für das „Fiktive Inselnetz“ bzw. für den „Fiktiven Inselnetzbetrieb“ keine expliziten und speziellen Inselbetriebsanforderungen, wie sie z. B. durch die ISO 8528 festgelegt werden, gelten. Vielmehr handelt es sich bei dem „Fiktiven Inselnetzbetrieb“ um eine Netzbetriebssituation, bei der die Frequenz des Netzes ausschließlich durch die EZA bzw. der EZSE oder dem Speicher selbst gebildet wird.

3.1.25

Kurzschlussleistungsverhältnis (SCR Short Circuit Ratio)

SCR_{NAP}

Verhältnis der Anfangs-Kurzschlusswechselstromleistung S''_k , die an einem NAP vorhanden ist, zu der am NAP installierten, Erzeugungsleistung P_{inst}

$$SCR_{\text{NAP}} = \frac{S''_k}{P_{\text{inst}}}$$

Anmerkung 1 zum Begriff: Die Anfangs-Kurzschlusswechselstromleistung ist nach der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel zu bestimmen.

3.1.26

marktbasierte Primärregelung (entspricht FSM, kurz: Primärregelung)

Primärregelung, die überwiegend auf dem Regelenenergiemarkt gehandelt und im Frequenzbereich von 49,8 Hz bis 50,2 Hz eingesetzt wird

3.1.27

Maximum Power Point (MPP)

Arbeitspunkt einer Erzeugungseinheit, bei dem keine Drosselung zur Leistungsbegrenzung im Eingriff ist

Anmerkung 1 zum Begriff: Dies gilt z.B. für eine Windenergieanlage unterhalb des Nennwindes, wenn deren eingespeiste Leistung nicht marktbedingt oder im Rahmen des Netzsicherheitsmanagements abgesenkt wird.

3.1.28

Momentanreserveenergie

Energie zur Bereitstellung von Momentanreserve

Anmerkung 1 zum Begriff: Die Momentanreserveenergie einer Erzeugungseinheit vom Typ 1 entspricht dem Anteil der gespeicherten kinetischen Rotationsenergie, die bei Frequenzänderungen ein- bzw. ausgespeichert wird.

Anmerkung 2 zum Begriff: Die Momentanreserveenergie einer netzbildenden Erzeugungseinheit vom Typ 2 wird in einem elektrischen Speicher und / oder durch eine geeignete Regelung aus der zur Verfügung stehenden Primärenergie bereitgestellt.

3.1.29

Momentanreserveleistung

Leistungsbeitrag einer netzbildenden Einheit, der RoCoF-bedingt oder verursacht durch einen Winkelsprung von der stationären Leistung in positiver sowie negativer Richtung abweicht und mit der diese Einheit inhärent dazu beiträgt, der Änderung des Netzspannungswinkels bzw. dem ursächlichen Leistungsungleichgewicht entgegenzuwirken

3.1.30

netzbildende Eigenschaft

Eigenschaft einer Erzeugungseinheit, einer EZSE, eines Speichers oder einer regelbaren Bezugseinheit die hinsichtlich der Regeleinrichtung der Frequenz und Spannung derart ausgelegt ist, dass sie im Fiktiven Inselnetzbetrieb wie auch im Netzparallelbetrieb einen stabilen Arbeitspunkt bei konstanter Spannung und Frequenz aufrechterhalten kann sowie ein stabiles Verhalten bei definierten Störungen mit stationären und dynamischen Abweichungen vom Arbeitspunkt sicherstellt

Anmerkung 1 zum Begriff: Eine Grundvoraussetzung dabei ist die Fähigkeit Momentanreserveleistung und Momentanreserveenergie bereitzustellen.

3.1.31

netzbildende Einheit

Erzeugungseinheit, EZSE, Speicher oder regelbare Bezugseinheit, die über netzbildende Eigenschaften verfügt

3.1.32 Netzsicherheitsbasierte Primärregelung (Begriffssammlung)

3.1.32.1

Netzsicherheitsbasierte Primärregelung (entspricht LFSM-O/U)

außerhalb des Frequenzbereichs von 49,8 Hz bis 50,2 Hz zur Gewährleistung der Netzsicherheit erforderliche Beteiligung von Erzeugungsanlagen, Erzeugungs- und Speichereinrichtungen, Speichern und kontinuierlich regelbaren Bezugseinheiten an der Primärregelung

3.1.32.2

Kleinsignalstabilität der netzsicherheitsbasierten Primärregelung

Stabilitätseigenschaft der netzsicherheitsbasierten Primärregelung einer Erzeugungsanlage im Fiktiven Inselnetzbetrieb innerhalb des unbeschränkten Wirkleistungsstellbereichs

Anmerkung 1 zum Begriff: Die Kleinsignalstabilität der netzsicherheitsbasierten Primärregelung ist dann gegeben, wenn mittels der Regeleinrichtung zur Frequenzregelung kleine Störungen der Wirkleistungsbilanz stabil ausgeglichen werden können und der sich ergebende neue Arbeitspunkt stabil gehalten werden kann (siehe auch Anhang A.III).

3.1.32.3

unbeschränkte netzsicherheitsbasierte Primärregelung

Beiträge der netzsicherheitsbasierten Primärregelung, die keinen wesentlichen typ- und/oder anlagenspezifischen Beschränkungen des Wirkleistungsgradienten innerhalb des vereinbarten Wirkleistungsstellbereichs unterliegen, so dass das Zeitverhalten die Anforderungen der Kleinsignalstabilität an die Primärregelung erfüllt

3.1.32.4

beschränkte netzsicherheitsbasierte Primärregelung

Beiträge der netzsicherheitsbasierten Primärregelung, die durch typ- und anlagenspezifische Beschränkungen von Wirkleistungsgradienten für festgelegte Wirkleistungsstellamplituden innerhalb des vereinbarten Wirkleistungsstellbereichs begrenzt sind

3.1.32.5

unbeschränkter Stellbereich der netzsicherheitsbasierten Primärregelung

für die netzsicherheitsbasierte Primärregelung ausgehend von einem beliebigen zulässigen Arbeitspunkt verfügbare Stellbereich der Wirkleistung, für den keine typ- und/oder anlagenspezifischen Beschränkungen dahingehend vorliegen, dass die Anforderungen der Kleinsignalstabilität der netzsicherheitsbasierten Primärregelung eingehalten werden können

Anmerkung 1 zum Begriff: Der unbeschränkte Stellbereich der netzsicherheitsbasierten Primärregelung ist der Stellbereich, für den das dynamische Verhalten ausgehend von einem beliebigen stationären Arbeitspunkt (siehe auch Tabelle 14) bei Frequenzabweichungen i.d.R. annähernd linear ist. Der unbeschränkte Stellbereich der PRNB stellt sicher, dass eine Anlage in der Lage ist, kleine Auslenkungen von einem beliebigen zulässigen Arbeitspunkt im Fiktiven Inselnetz stabil mit definierter Dämpfung auszuregeln.

3.1.32.6

beschränkter Stellbereich der netzsicherheitsbasierten Primärregelung

für die netzsicherheitsbasierte Primärregelung insgesamt verfügbarer Stellbereich, der über den unbeschränkten Stellbereich hinausgeht, und für den typ- und anlagenspezifische Beschränkungen gelten

3.1.32.7

oberer Leistungsgrenzwert im unbeschränkten Stellbereich der PRNB

$P_{ub,max}$

technologiespezifischer oberer Grenzwert der Wirkleistungsabgabe bzw. Wirkleistungsaufnahme im unbeschränkten Stellbereich der netzsicherheitsbasierten Primärregelung

3.1.32.8

unterer Leistungsgrenzwert im unbeschränkten Stellbereich der PRNB

$P_{ub,min}$

technologiespezifischer unterer Grenzwert der Wirkleistungsabgabe bzw. Wirkleistungsaufnahme im unbeschränkten Stellbereich der netzsicherheitsbasierten Primärregelung

Anmerkung 1 zum Begriff: Sofern $P_{Emin,E}$ unterhalb von $P_{ub,min}$ nach Tabelle 14 liegt, sind alle Anforderungen an den unbeschränkten Stellbereich der netzsicherheitsbasierten Primärregelung anstelle von $P_{ub,min}$ auf $P_{Emin,E}$ zu beziehen.

3.1.32.9

leistungsbezogene Statik der netzsicherheitsbasierten Primärregelung

s

Steigung der Reglerkennlinie der netzsicherheitsbasierten Primärregelung außerhalb des Totbands, die die Änderung der Wirkleistung einer Erzeugungseinheit in Abhängigkeit zu der Änderung der Netzfrequenz charakterisiert

Anmerkung 1 zum Begriff: Die Statik lässt sich ermitteln als Betrag des Verhältnisses des auf die Nenndrehzahl n_n bzw. Nennfrequenz f_n bezogenen Wertes des Reglereingangssignals Δn bzw. Δf zur auf die Referenzleistung P_{ref} der Erzeugungseinheit bezogenen Wertes der drehzahl- bzw. frequenzabhängigen Leistungsänderung ΔP der Erzeugungseinheit:

$$s = \left| \frac{\frac{\Delta f}{f_n}}{\frac{\Delta P}{P_{ref}}} \right| \text{ bzw. } s = \left| \frac{\frac{\Delta n}{n_n}}{\frac{\Delta P}{P_{ref}}} \right|$$

3.1.32.10

Sprungförmige Änderung der Frequenzdifferenz

Δf

sprungförmige Änderung der Regelabweichung von Frequenzsoll- zu Frequenzistwert bzw. des Drehzahlsoll- zu Drehzahlwertes

3.1.32.11

positive sprungförmige Änderung der Frequenzdifferenz im unbeschränkten Stellbereich der PRNB

Δf_+

positive sprungförmige Änderung der Frequenzdifferenz Δf , durch die eine positive Änderung der abgegebenen Wirkleistung entsprechend technologiespezifischer Stellbereiche im unbeschränkten Stellbereich der netzsicherheitsbasierten Primärregelung hervorgerufen wird

3.1.32.12

positive sprungförmige Änderung der Frequenzdifferenz im beschränkten Stellbereich der PRNB

Δf_{++}

positive sprungförmige Änderung der Frequenzdifferenz Δf , durch die eine positive Änderung der abgegebenen Wirkleistung entsprechend technologiespezifischer Stellbereiche im beschränkten Stellbereich der netzsicherheitsbasierten Primärregelung bis zum Erreichen der maximal möglichen Wirkleistungsabgabe hervorgerufen wird

3.1.32.13

negative sprungförmige Änderung der Frequenzdifferenz im unbeschränkten Stellbereich der PRNB Δf_-

negative sprungförmige Änderung der Frequenzdifferenz Δf , durch die eine negative Änderung der abgegebenen Wirkleistung entsprechend technologiespezifischer Stellbereiche im unbeschränkten Stellbereich der netzsicherheitsbasierten Primärregelung hervorgerufen wird

3.1.32.14

negative Änderung der Frequenzdifferenz im beschränkten Stellbereich der PRNB Δf_{-}

negative sprungförmige Änderung der Frequenzdifferenz Δf , durch die ausgehend von technischer Mindestleistung eine negative Änderung der abgegebenen Wirkleistung entsprechend technologiespezifischer Stellbereiche im beschränkten Stellbereich der netzsicherheitsbasierten Primärregelung bis zum Erreichen der technischen Mindestleistung hervorgerufen wird

3.1.33

stoßfreie Reglerumschaltung

Umschaltung oder Parameteränderung, ohne einen Sprung in den Stellgrößen einzuleiten, sodass die Ableitung der Zustandsgrößen des Systems vor und nach der Umschaltung die gleichen Werte annehmen müssen

3.1.34

Trägheit

Bei einem gegebenen Leistungsungleichgewicht bestimmt die Trägheit die Änderungsgeschwindigkeit der Winkelgeschwindigkeit (Frequenz) des Spannungszeigers der inneren Spannung der netzbildenden Einheit

Anmerkung 1 zum Begriff: Die Trägheit einer einzelnen Typ-1-Einheit wird durch die kinetische Rotationsenergie des Turbosatzes oder alternativ durch dessen Anlaufzeitkonstante als bezogene Größe beschrieben. Diese Anlaufzeitkonstante kann als Äquivalent zur Beschreibung der Trägheit weiterhin verwendet werden, wenn netzbildende Einheiten durch ihre Regelung eine in ihrer Wirkung gleichwertige Trägheit bereitstellen.

Anmerkung 2 zum Begriff: Der Beitrag einer einzelnen Einheit zur Systemträgheit entspricht der Trägheit der Einheit.

Anmerkung 3 zum Begriff: Die Systemträgheit beschreibt die gesamte kinetische Rotationsenergie der synchron umlaufenden Schwungmassen oder alternativ durch die Anlaufzeitkonstante als bezogene Größe. Diese Größen können als Äquivalent zur Beschreibung der Systemträgheit weiterhin verwendet werden, wenn umrichterbasierte netzbildende Einheiten durch ihre Regelung gleichwertig zur Systemträgheit beitragen. Die Systemträgheit definiert die Frequenzänderungsrate bei einer auftretenden Störung mit einem sich einstellenden Leistungsungleichgewicht zwischen dem Verbrauch (Last) und der momentan erzeugten Leistung im betrachtenden System (momentane Leistungsentbindung).

3.1.35

Übergangszeit des PT1-Glieds

$t_{\ddot{u}}$

Zeit, bis die Sprungantwort des PT1-Glieds auf 95 % des Endwertes angestiegen ist

Anmerkung 1 zum Begriff: Dieser Zeitpunkt wird auch mit 3τ des PT1-Verhaltens bezeichnet.

3.1.36

vorübergehende Mindestleistung

minimale über einen begrenzten Zeitraum von einer Typ-1-EZE/EZA erbringbare elektrische Leistung ohne Berücksichtigung der behördlichen Auflagen (z.B. Emissionsgrenzwerte) und Prozessvorgaben im Störfall und dadurch verschieden von der technischen Mindestleistung, in der die behördlichen Auflagen dauerhaft zu erfüllen sind

3.1.37

Winkelsprungleistung

maximaler Wert des Verlaufs der Wirkleistungsänderung, die die netzbildende Einheit in der unmittelbaren Folge eines sich sprunghaft ändernden Winkels der Spannung im Übergang in den neuen Arbeitspunkt abgibt

3.1.38

zusätzliche Schwungmasse

separate mitrotierende Masse, die direkt mit dem Generator oder der Turbine bzw. mit diesem/dieser über eine Kupplung verbunden ist

3.2 Abkürzungen

EZA	Erzeugungsanlage
EZE	Erzeugungseinheit
EZSE	Erzeugungs- und Speichereinheit
FSM	Frequency Sensitive Mode
LFSM-O	Limited Frequency Sensitive Mode Over-Frequency
LFSM-U	Limited Frequency Sensitive Mode Under-Frequency
MPP	Maximum Power Point
NAP	Netzanschlusspunkt
OVRT	Over Voltage Ride Through
UVRT	Under Voltage Ride Through
PRNB	Netzsicherheitsbasierte Primärregelung (entspricht LFSM-O/U)
rBE	Regelbare Bezugseinheit
SCR	Kurzschlussleistungsverhältnis (en: Short Circuit Ratio)
THD	Gesamtüberschwingungsgehalt (en: Total Harmonic Distortion)
VSM	Virtuelle Synchron-Maschine (en: Virtual Synchronous machine)

4 Anforderungen an Netzbildende Einheiten und Anlagen

4.1 Netzbildende Typ-1-Einheiten

4.1.1 Grundsätzliche Anforderungen

4.1.1.1 Verhalten bei steilen Frequenzgradienten (RoCoF)

Netzbildende Typ-1-Einheiten müssen schnelle Frequenzänderungen am NAP ohne Trennung vom Netz durchfahren können. Es gelten hierbei die Anforderungen an das „Durchfahren schneller Frequenzänderungen“ nach Abschnitt 10.2.4.3 der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel.

4.1.1.2 Festlegungen zur Anlaufzeitkonstante

In Bezug auf die Option zum Phasenschieberbetrieb und der Installation einer zusätzlichen Schwungmasse legt der Betreiber der Anlage die Eigenschaften der Anlage fest und gibt diese sowie die folgenden Massenträgheitsmomente gegenüber dem Netzbetreiber an:

- Massenträgheitsmoment des Generators
- Massenträgheitsmoment der zusätzlichen Schwungmasse mit gekoppeltem Generator
- Massenträgheitsmoment des gesamten Wellenstrangs (Gesamtsystem).

ANMERKUNG 1 Es bestehen keine Anforderungen an die Fähigkeit im Betrieb zwischen generatorischem Betrieb und Phasenschieberbetrieb zu wechseln.

ANMERKUNG 2 Bei einem relativ hohen T_A und Betrieb in Teillast kann der Abruf von Momentanreserve die stationär eingespeiste Leistung temporär überschreiten. In diesem Fall ist ein kurzzeitiger Betrieb mit Rückleistung zu ermöglichen und der Rückleistungsschutz geeignet zu parametrieren.

Bei Änderungen an Bestandsanlagen sind folgende Fälle zu unterscheiden:

- Bei Ergänzung einer zusätzlichen Schwungmasse ist das Massenträgheitsmoment der zusätzlichen Schwungmasse auszuweisen.
- Bei der Ertüchtigung zum Phasenschieberbetrieb ist das Massenträgheitsmoment des Generators auszuweisen.

4.1.1.3 Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung am Netzanschlusspunkt

Es gilt der Abschnitt 10.2.2.4 der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel.

Für netzbildende Typ-1-Anlagen wird die Anforderung an das Regelverhalten der Blindleistung am Netzanschlusspunkt wie folgt angepasst:

„Das Regelverhalten der Blindleistung nach den Verfahren a), b) und c) der VDE-AR-N 4110, bzw. Verfahren a) und b) der VDE-AR-N 4120 gemäß Abschnitt 10.2.2.4 am Netzanschlusspunkt muss sowohl im Führungs- wie auch im Störverhalten (als Reaktion auf eine sprunghafte Änderung der Regelabweichung der Blindleistung bei konstantem Sollwert, z.B. in Folge einer sprunghaften Spannungsänderung) innerhalb der aus einem PT1-Verhalten abgeleiteten Toleranzen entsprechend Bild 27 in Abschnitt B.IX liegen. Ein vom PT1-Verlauf abweichendes Regelverhalten ist innerhalb der in Bild 27 nach Abschnitt B.IX definierten Toleranzgrenzen akzeptabel (siehe auch Bild 28). Das Regelverhalten muss innerhalb der Toleranzgrenzen nach Bild 27 gedämpft verlaufen.“

Jeder Blindleistungswert, der sich aus dem vom Netzbetreiber vorgegebenen Regelverhalten ergibt, muss von der netzbildenden Typ-1-Anlage einstellbar zwischen 15 Sekunden und 45 Sekunden bereitgestellt werden. Die vom Netzbetreiber vorgegebene Zeit (Übergangszeit $t_{Ü}$) entspricht 3τ eines PT1-Verhaltens bzw. der Zeit bis zum Erreichen von 95 % des Sollwertes. Wird vom Netzbetreiber hierzu kein konkreter Wert

vorgegeben, gilt ein Wert von 30 Sekunden. Die hier angegebenen Zeiten beziehen sich auf die Umsetzung der Regelung ohne Berücksichtigung der Stufung eines ggf. vorhandenen anlageninternen Transformatorstufenschalters (en: OLTC).

ANMERKUNG 1 Die zulässige Übergangszeit verlängert sich beim Ansprechen des Transformatorstufenstellers im Zuge des Regelvorganges.

ANMERKUNG 2 Es ist dem Hersteller überlassen, wie das vorgegebene Verhalten der Blindleistungsregelung am Netzanschlusspunkt realisiert wird. Dies kann z.B. durch die Parametrierung von expliziten Zeiten oder auch durch Reglerparameter erfolgen.

Dabei ist zu beachten, dass das Verhalten der Spannungsregelung der netzbildenden Typ-1-Einheit mit der initialen Dynamik der statischen Spannungshaltung interagiert. Dies ist zulässig, auch wenn das Toleranzband nach Bild 27 dabei kurzzeitig überschritten wird.

ANMERKUNG 3 Das Verhalten der Blindleistung nach einem Netzfehler ergibt sich aus einer Überlagerung mit dem EZE-Verhalten bei Wiederkehr der Spannung. Die Anforderung an die o.g. Übergangszeit der Blindleistung gilt hier nicht.

4.1.2 Anforderungen an das Verhalten bei Über- und Unterfrequenz

Es gelten ohne Einschränkungen die Abschnitte 4.2.2.1, 4.2.2.3, 4.2.2.5, 4.2.2.6 und 4.2.2.7 (für Typ-1-Einheiten mit Frequenzmessung).

Es gilt Abschnitt 4.2.2.2, wobei folgende abweichende Anforderungen zu berücksichtigen sind:

- Bezüglich der Anforderungen an die **Statik und Dämpfung** im Bereich der PRNB ist **Punkt 1** des Abschnitts 4.2.2.2 einzuhalten, wobei die wirksame PRNB als proportionale Drehzahlregelung auszuführen ist.
- Bezüglich des **Verhaltens bei Über- und Unterfrequenz** im Bereich der PRNB ist **Punkt 5** des Abschnitts 4.2.2.2 einzuhalten, wobei anstelle des ersten Spiegelstrichs ausgehend von $P_{b\ inst}$ eine spontane Lastabschaltung auf den unteren Grenzwert des Stellbereichs nach Tabelle 15, maximal jedoch um 45 % von $P_{b\ inst}$ beherrscht werden muss. Zusätzlich muss eine Lastabschaltung mit beliebiger Amplitude, maximal jedoch 45 % $P_{b\ inst}$, innerhalb des Betriebsbereichs von $P_{b\ inst}$ und technischer Mindestleistung beherrscht werden.
- Für netzbildende Typ-1-EZE gelten zudem folgende **Besonderheiten im Bereich der PRNB**:
Jede Typ-1-EZE muss in der Lage sein zwischen den Betriebspunkten vorrübergehende Mindestleistung- und Maximallast P_{Amax} auf Basis der PRNB einen Fiktiven Inselnetzbetrieb nach den Vorgaben dieses Abschnitts sicherzustellen. Die dafür nachgewiesenen systemstützenden Eigenschaften der EZE müssen im Netzbetrieb jederzeit innerhalb des PRNB-Regelbereichs aktiv sein. Im Falle einer Umschaltung von Parametern und/oder Strukturen der Regeleinrichtungen bei der Aktivierung der PRNB (Überschreiten des 200 mHz Totbandes) und umgekehrt muss ein stabiler Betrieb der EZE gewährleistet sein.

ANMERKUNG 1 Es ist sicherzustellen, dass bei der Aktivierung der PRNB kein isochroner Betrieb erfolgt.

ANMERKUNG 2 Das Überschreiten des 200 mHz Totbandes kann auch mit beliebig kleinen Gradienten erfolgen.

Es gilt Abschnitt 4.2.2.4, wobei folgende von Abschnitt 4.2.2.4 abweichende Anforderungen zu berücksichtigen sind:

- Folgende Einschränkung ist am Ende des ersten Absatzes des Abschnitts 4.2.2.4 zu ergänzen: Technologiebedingt ist für Verbrennungsmotoren und Gasturbinen eine Reduzierung um 3 % $P_{b\ inst}$ im dynamischen Kurzzeitbereich bis zum Wiedererreichen von 49,5 Hz zulässig.

- Bei Gas- und Dampfturbinen ist bei abnehmender Drehzahl unterhalb von 49,5 Hz und unterhalb der in Bild 6 dargestellten Kurve, ein durch den Gas- oder Dampfprozess bedingter Rückgang der maximalen Wirkleistungsabgabe der Erzeugungseinheiten von nicht mehr als $10 \% \cdot P_{b \text{ inst}} \cdot (49,5 \text{ Hz} - f) / 1 \text{ Hz}$ zulässig. Dies gilt auch für Verbrennungsmotoren. Bei darüberhinausgehendem 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.

4.1.3 Priorisierung der Anforderungen

Es gelten die Anforderungen an die Priorisierung des Abschnitts 8.1 der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel.

4.2 Netzbildende Einheiten (Typ-2, Speicher und regelbare Bezugseinheiten)

4.2.1 Grundsätzliche Anforderungen

4.2.1.1 Spannungsquellenverhalten

Die netzbildende Einheit muss sich aus Sicht des Netzes an ihren Klemmen dauerhaft äquivalent zu einer mit der Anlaufzeitkonstanten T_A trägheitsbehafteten Spannungsquelle hinter einer wirksamen Impedanz (Thevenin-Quelle) entsprechend dem Ersatzschaltbild für das Mitsystem nach Bild 1 verhalten, wobei die innere Spannungsquelle eine grundfrequente Mitsystemspannungsquelle sein muss. In Ausnahmefällen kann eine Gegensystemspannung eingeprägt werden.

Die wirksame Impedanz ist anteilig physikalisch (z.B. Kuppeltransformator, Filterinduktivität) und kann zusätzlich regelungstechnisch ausgeprägt sein.

ANMERKUNG 1 Es ist wünschenswert, dass die virtuelle Impedanz lediglich transient im Eingriff ist (z.B. innerhalb der Strombegrenzung) und im stationären Zustand möglichst klein ist, bzw. dass die wirksame Impedanz stationär der physikalischen Impedanz entspricht. Die für einen stabilen Betrieb notwendige Möglichkeit zur regelungstechnischen Vergrößerung sehr geringer physikalischer Impedanzen im niedrigen einstelligen Prozentbereich wird hierdurch nicht eingeschränkt.

Eine Spannungsquelle hinter einer vorrangig induktiven Impedanz ist dadurch gekennzeichnet, dass diese auf eine sprunghafte Änderung:

- der Spannungsamplitude des Netzes (vgl. Bild 1) instantan im Wesentlichen eine Blindstromänderung und
- des Spannungswinkels des Netzes (vgl. Bild 1) instantan im Wesentlichen eine Wirkstromänderung hervorruft.

Die Wirk- und Blindkomponenten des Mitsystem-Stroms $i_{P1,EZE}$ und $i_{Q1,EZE}$ an den Klemmen der netzbildenden Einheit können unter der Annahme, dass $r_{w,1} \ll x_{w,1}$, näherungsweise wie folgt mittels bezogener Größen beschrieben werden:

$$i_{P1,EZE} = \frac{p_{1,EZE}}{u_{1,EZE}} \approx -\frac{u_1}{x_{w,1}} \sin(\delta_1) \quad (1)$$

$$i_{Q1,EZE} = \frac{q_{1,EZE}}{u_{1,EZE}} \approx \frac{1}{x_{w,1}} (u_{1,EZE} - u_1 \cdot \cos(\delta_1)) \quad (2)$$

mit

$$\delta_1 = \varphi_{u1,EZE} - \varphi_{u1} \quad (3)$$

Dabei ist:

δ_1	Winkeldifferenz zwischen der Mitsystemspannung an den Klemmen und der Mitsystemspannung der inneren Spannungsquelle der EZE;
$\varphi_{u1,EZE}$	Spannungswinkel der Mitsystemspannung an den Klemmen der netzbildenden Einheit;
φ_{u1}	entsprechend der eingestellten Anlaufzeitkonstante T_A trägheitsbehafteter Spannungswinkel der Mitsystemspannung der inneren Spannungsquelle der netzbildenden Einheit;
$p_{1,EZE}$	von der netzbildenden Einheit an ihren Klemmen abgegebene/aufgenommene Wirkleistung im Mitsystem;
$q_{1,EZE}$	von der netzbildenden Einheit an ihren Klemmen abgegebene/aufgenommene Blindleistung im Mitsystem;

$r_{w,1}$	Wirkwiderstand der wirksamen Mitsystemimpedanz $z_{w,1}$ der netzbildenden Einheit;
$x_{w,1}$	induktiver Blindwiderstand der wirksamen Mitsystemimpedanz $z_{w,1}$ der netzbildenden Einheit;
u_1	Betrag der Mitsystemspannung der inneren Spannungsquelle der EZE;
$u_{1,EZE}$	Betrag der Mitsystemspannung an den Klemmen der netzbildenden Einheit.

Bei unsymmetrischen Netzbedingungen kann der Gegensystem-Blindstrom $i_{Q2,EZE}$ näherungsweise durch folgende Gleichung in bezogenen Größen beschrieben werden:

$$i_{Q2,EZE} \approx \frac{1}{x_{w,2}} (u_{2,EZE} - u_2 \cdot \cos(\delta_2)) \quad (4)$$

mit

$$\delta_2 = \varphi_{u2,EZE} - \varphi_{u2} \quad (5)$$

Dabei ist:

δ_2	Winkeldifferenz zwischen der Gegensystemspannung an den Klemmen und der Gegensystemspannung der inneren Spannungsquelle der netzbildenden Einheit;
$\varphi_{u2,EZE}$	Spannungswinkel der Gegensystemspannung an den Klemmen der netzbildenden Einheit;
φ_{u2}	Spannungswinkel der Gegensystemspannung der inneren Spannungsquelle der netzbildenden Einheit;
$x_{w,2}$	induktiver Blindwiderstand der wirksamen Gegenimpedanz $z_{w,2}$ der netzbildenden Einheit;
u_2	Betrag der Gegensystemspannung der inneren Spannungsquelle der EZE;
$u_{2,EZE}$	Betrag der Gegensystemspannung an den Klemmen der netzbildenden Einheit.

Der Wert von $\cos(\delta_2)$ ist typischerweise eins, solange keine Einspeisung von Wirkstrom im Gegensystem erfolgt.

ANMERKUNG 2 Es wird hiermit das gewünschte Verhalten an den Klemmen und explizit kein Regelungskonzept beschrieben.

Solange die Stromgrenzen (vgl. Abschnitt 4.2.1.5.4) der netzbildenden Einheit nicht erreicht sind, muss die (grundfrequente) regelungstechnische Impedanz konstant gehalten werden.

Die bei Änderungen der Netzspannungsamplitude wirksame Impedanz z_w ist für Neuanlagen so auszulegen, dass die netzbildende Einheit ohne Eingriff der Strombegrenzung folgenden Maximalwert $z_{w,max}$ nicht überschreitet:

- a) ohne Einheitentransformator (bzw. auf Niederspannungsseite der Einheit): 0,27 p.u. oder
- b) inklusive Einheitentransformator (bzw. auf Mittelspannungsseite der Einheit): 0,35 p.u.

Bei doppelt gespeisten Asynchrongeneratoren darf die obere Grenze der Impedanz alternativ durch die physikalische transiente Reaktanz des Asynchrongenerators zuzüglich der Ständerresistanz des Asynchrongenerators und der Impedanz des Einheitentransformators bestimmt werden.

ANMERKUNG 3 Als Basiswert zur Bestimmung der Impedanzen in p.u. gilt die Bemessungswirkleistung P_{rE} .

Für umgerüstete Bestandsanlagen gilt alternativ, dass die regelungstechnische Impedanz so auszulegen ist, dass sie innerhalb der Auslegungsgrenzen der netzbildenden Einheit einen Maximalwert von 0,2 p.u. nicht überschreitet.

ANMERKUNG 4 Es werden in diesem FNN Hinweis keine Anforderungen an die minimale wirksame Impedanz gestellt.

Für netzbildende Einheiten mit Inbetriebsetzung ab dem 01.01.2028 gilt: DC-Anteile im Strom der netzbildenden Einheit müssen innerhalb von 100 ms auf 10 % zur erfolgten Änderung des DC-Stromes der Einheit, ohne Berücksichtigung des Einflusses des Einheitentransformators (z.B. Inrushstrom), abgeklungen sein. Bleibende stationäre Abweichungen von 2 % des Bemessungsstromes werden hierbei nicht berücksichtigt.

Die wirksame Gegensystemimpedanz ist im Normalbetrieb grundsätzlich gleich der wirksamen Mitsystemimpedanz auszulegen. Für netzbildende Einheiten mit doppelt gespeistem Asynchrongenerator sind kleinere Werte der Gegensystemimpedanz zulässig wenn sonst eine Höherauslegung des Umrichters erforderlich wäre.

ANMERKUNG 5 Es wird empfohlen, dass das R/X-Verhältnis der regelungstechnischen Impedanz möglichst klein gewählt wird (im Bereich von ca. 0,1).

Bei einem Spannungswinkelsprung an der Klemme der netzbildenden Einheit muss diese innerhalb ihrer Stromgrenzen eine Winkelsprungleistung an der Klemme der Einheit entsprechend der folgenden Vorgaben liefern. Für den jeweiligen Maximalwert $\Delta i_{P1,EZE,max}$ der Wirkstromreaktion $\Delta i_{P,EZE}$, die durch den Sprung des Phasenwinkels der Spannung ausgelöst wird, gilt:

$$\Delta i_{P1,EZE,max} = -\frac{1}{Z_{w,max}} (\sin(\delta_{n1}) - \sin(\delta_{v1})), \quad (6)$$

mit δ_{v1} und δ_{n1} als Winkel der Mitsystemspannung an der Klemme der netzbildenden Einheit vor (v) und nach (n) dem Ereignis.

Für die Wirkstromreaktion $\Delta i_{P,EZE}$ gilt:

- In vermarktete Richtung müssen mindestens 50 % von $\Delta i_{P1,EZE,max}$ (für EZSE und Speicher 70 %) bereitgestellt werden, wobei eine Leistungsänderung auf Werte $\geq 45 \% P_{E,max}$ (für EZSE und Speicher $\geq 100 \%$) beschränkt werden darf.
- In nicht vermarktete Richtung müssen mindestens 5 % von $\Delta i_{P1,EZE,max}$ bereitgestellt werden, wobei eine Leistungsänderung auf Werte $\geq 5 \% P_{E,max}$ beschränkt werden darf. Für Bestandsanlagen gilt bezüglich der Bereitstellung von $\Delta i_{P1,EZE,max}$ keine Anforderung in nicht vermarktete Richtung.

Zur Bewertung von $\Delta i_{P,EZE}$ sind Momentanwerte heranzuziehen.

ANMERKUNG 6 Es wird davon ausgegangen, dass die Winkelsprungleistung nicht ausschließlich durch die wirksame Impedanz beeinflusst wird, sondern zum Beispiel auch durch regelungstechnische Maßnahmen zur Dämpfung.

Gegensystemkomponenten der Spannungsquelle sind zulässig, sofern sie dazu dienen, an den Klemmen eine möglichst symmetrische Spannung zu gewährleisten oder eine dauerhafte Belastung durch unsymmetrische Ströme auf Werte $> 3 \% I_T$ zu limitieren.

Das Spannungsquellenverhalten ist eine permanente und grundlegende Eigenschaft, die auch erhalten werden muss, wenn die netzbildende Einheit in eine Begrenzung läuft (Strombegrenzung). Nach Erreichen der Stromgrenze (siehe auch Abschnitt 4.2.1.5.4) darf nach Spannungswinkelsprüngen und sprunghaften Änderungen der Spannungsamplitude für bis zu 40 ms ein Current-Clipping erfolgen. Um ein anhaltendes Current-Clipping zu vermeiden, ist es zulässig, den Strom auf 95 % des Stromes, bei dem Current-Clipping auftreten würde auszuregeln, mindestens jedoch auf I_T .

ANMERKUNG 7 *Current-Clipping* zeigt sich durch eine wesentliche Verzerrung im Ausgangsstrom der netzbildenden Einheit. *Current-Clipping* bei asymmetrischen Fehlern wird in dieser Version des FNN Hinweises nicht berücksichtigt. Perspektivisch sind die Ströme betragsmäßig so stark zu begrenzen, dass diese nach maximal 40 ms trotz der auftretenden 100-Hz-Schwankungen sinusförmig bleiben.

Befindet sich die EZE im Zustand der Strombegrenzung, so soll auf Systemereignisse in Richtung einer Aufhebung der Begrenzung unter Aufrechterhaltung des Spannungsquellenverhaltens reagiert werden. Dabei darf von der stationär wirksamen Impedanz abgewichen werden.

ANMERKUNG 8 Entsprechend des Spannungsquellenverhaltens (Thevenin-Quelle) erfolgt beim Auftreten eines Ereignisses innerhalb des Netzes am oder jenseits des NAP eine instantane Anpassung des Stroms bzw. der elektrischen Leistung an den Klemmen der netzbildenden Einheit entsprechend der über den NAP jeweils wirksamen Impedanz (physikalische und regelungstechnische Impedanz) auf Basis physikalischer Phänomene (z.B. elektromagnetische Ausgleichsvorgänge). Dies erfordert einer sich ändernden Winkeldifferenz (Winkel der inneren Spannungsquelle gegenüber dem Spannungswinkel am NAP bzw. den Klemmen der netzbildenden Einheit) mit einer vorzeichenrichtigen Leistungsänderung entgegenzuwirken. Der Nachweis der Spannungseinprägung erfolgt durch die Nachweise zur Eigenstabilität im Fiktiven Inselnetz.

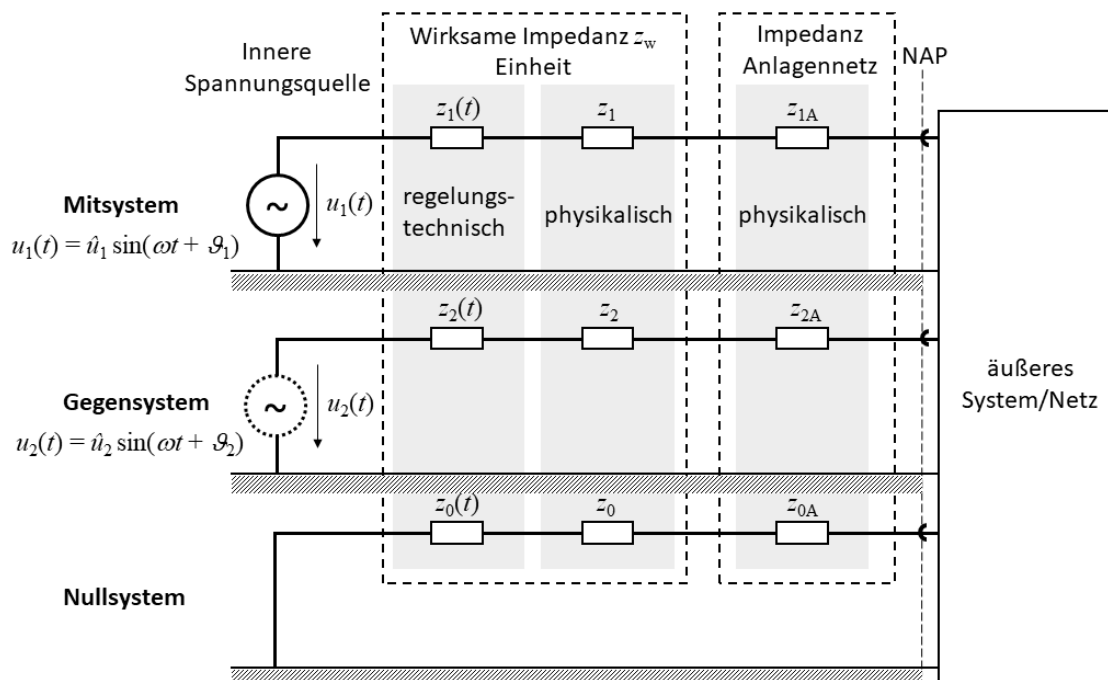


Bild 1 Prinzipielle Darstellung des grundfrequenten Spannungsquellenverhaltens einer netzbildenden Einheit am NAP mit optionaler Gegensystemspannungsquelle

4.2.1.2 Anforderungen an das Verhalten im sub- und supersynchronen Frequenzbereich

Die netzbildende Einheit muss im Bereich sub- und supersynchroner Oszillationen dämpfend wirken. Der sub- und supersynchrone Frequenzbereich erstreckt sich von 3 Hz bis exklusive 50 Hz im rotierenden Referenzsystem.

ANMERKUNG Im stationären Referenzsystem sind dabei die Frequenzen von > 0 Hz bis 47 Hz im subsynchronen sowie von 53 Hz bis < 100 Hz im supersynchronen eingeschlossen.

4.2.1.3 Anforderungen an das Verhalten im harmonischen Frequenzbereich

Die netzbildende Einheit muss im harmonischen Frequenzbereich passiv wirken. Der harmonische Frequenzbereich erstreckt sich von inklusive 100 Hz bis 2,5 kHz im stationären Referenzsystem.

4.2.1.4 Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung am Netzanschlusspunkt

Es gilt der Abschnitt 10.2.2.4 der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel. Hierbei entfällt Satz 1: „Die Blindleistungsbereitstellung darf die dynamische Netzstützung nicht beeinträchtigen.“

Dieser wird ersetzt durch: „Bei der Umsetzung der statischen Spannungshaltung ist zu beachten, dass diese außerhalb des quasistationären Betriebsbereiches der Erzeugungsanlage für netzbildende Einheiten gemäß Bild 4 im Anwendungsbereich der VDE-AR-N 4110 und VDE-AR-N 4120 bzw. Bild 2 im Anwendungsbereich der VDE-AR-N 4130 und innerhalb der jeweiligen FRT-Grenzkurven die Spannungsquellenregelung an den netzbildenden Einheiten und das UVRT/OVRT-Verhalten von netzbildenden Einheiten gemäß Abschnitt 4.2.1.6 nicht beeinträchtigt.

ANMERKUNG 1 Dies kann zum Beispiel durch eine hinreichende zeitliche Entkopplung und eine Stellwertbegrenzung (z.B. auf einen Bereich zwischen 0,85 und 1,15 U_0) erfolgen,

Für netzbildende Erzeugungsanlagen wird die Anforderung an das Regelverhalten der Blindleistung am Netzanschlusspunkt wie folgt angepasst:

„Das Regelverhalten der Blindleistung nach den Verfahren a), b) und c) der VDE-AR-N 4110, bzw. Verfahren a) und b) der VDE-AR-N 4120 und VDE-AR-N 4130 gemäß Abschnitt 10.2.2.4 am Netzanschlusspunkt muss sowohl im Führungs- als auch im Störverhalten (z.B. als Reaktion auf eine sprungförmige Änderung der Regelabweichung, z.B. ΔQ in Bild 2) innerhalb der aus einem PT1-Verhalten abgeleiteten Toleranzen entsprechend Bild 27 in Abschnitt B.IX liegen. Ein vom PT1-Verlauf abweichendes Regelverhalten ist innerhalb der in Bild 27 definierten Toleranzgrenzen akzeptabel. Die Anforderungen an die Toleranz sind für einen SCR-Wert im Bereich von 10 bis 50 am NAP einzuhalten. Das Regelverhalten muss innerhalb der Toleranzgrenzen nach Bild 27 gedämpft verlaufen.

ANMERKUNG 2 Dies schränkt die Regeldynamik bzgl. Frequenz-/Leistungspendelungen gemäß Abschnitt 4.2.1.12 nicht ein.

Jeder Blindleistungswert, der sich aus dem vom Netzbetreiber vorgegebenen Regelverhalten ergibt, muss von der netzbildenden Erzeugungsanlage innerhalb der Vorgaben nach Tabelle 2 einstellbar sein.. Die vom Netzbetreiber vorgegebene Zeit entspricht 3τ eines PT1-Verhaltens bzw. der Zeit bis zum Erreichen von 95 % des Sollwertes. Wird vom Netzbetreiber hierzu kein konkreter Wert vorgegeben, gilt der in Tabelle 2 angegebene Standardwert. Dies bestimmt somit auch die Dynamik für den Sollwert $U_{\text{ref,EZE}}$ in Bild 2. Die in Tabelle 2 angegebenen Zeiten beziehen sich auf die Umsetzung der Regelung ohne Berücksichtigung der Stufung eines ggf. vorhandenen anlageninternen Transformatorstufenschalters.

Darüber hinaus kann es bei Übergangszeiten kleiner 5 s und niedrigen SCR-Werten in speziellen Szenarien (z.B. Sollwertverhalten bei $Q(U)$ -Verfahren) zu Überschreitungen des Toleranzbandes kommen. In solchen Fällen ist es zulässig, in Abstimmung mit dem Netzbetreiber alternative Akzeptanzkriterien anzuwenden, z.B. eine Mindestdämpfung (vgl. hierzu Anhang A.I).

ANMERKUNG 3 Die zulässige Einschwingzeit verlängert sich beim Ansprechen des Transformatorstufenstellers im Zuge des Regelvorganges.

ANMERKUNG 4 Es ist dem Hersteller überlassen, wie das vorgegebene Verhalten der Blindleistungsregelung am Netzanschlusspunkt realisiert wird. Dies kann z.B. durch die Parametrierung von expliziten Zeiten oder auch durch Reglerparameter erfolgen.

Tabelle 2 Übersicht zu geforderten Übergangszeiten für das Regelverhalten der statischen Spannungshaltung für netzbildende Erzeugungsanlagen (Typ-2)

	Geforderte Übergangszeit $t_{\text{Ü}}$ in s			
	$Q(U)$ -Kennlinie	$Q(P)$ -Kennlinie ^{a)}	Spannungsbegrenzungsfunktion	$\cos\phi$ -Vorgabe
MS	5 bis 45, Standard 20	5 bis 45, Standard 20	5 bis 45, Standard 20	5 bis 45, Standard 20
HS	3 bis 45, Standard 20	-	5 bis 45, Standard 20	5 bis 45, Standard 20
HöS	1 bis 45, Standard 5	-	5 bis 45, Standard 20	5 bis 45, Standard 20
Die angegebenen Übergangszeiten gelten für einen SCR-Wert im Bereich von 10 bis 50. Bei kleineren SCR-Werten werden die Akzeptanzkriterien in Abstimmung mit dem Netzbetreiber festgelegt.				
a) Nur relevant für Anlagen im Anwendungsbereich der VDE-AR-N 4110.				

Dabei ist zu beachten, dass das Verhalten der Spannungsquellenregelung mit der initialen Dynamik der statischen Spannungshaltung im Führungs- und Störverhalten interagiert. Dies ist zulässig, auch wenn das Toleranzband nach Bild 27 dabei kurzzeitig überschritten wird.

ANMERKUNG 5 Das Verhalten der Blindleistung nach einem Netzfehler ergibt sich aus einer Überlagerung mit dem EZE-Verhalten bei Wiederkehr der Spannung. Die Anforderung an die o.g. Übergangszeit der Blindleistung gilt hier nicht.“

Für Erzeugungsanlagen im Anwendungsbereich der VDE-AR-N 4120/30 gilt: Beträgt die installierte Leistung der netzbildenden Einheiten mehr als 10 % und weniger als 90 % der installierten Leistung der Erzeugungsanlage (P_{Amax}), hat die Umsetzung der statischen Spannungshaltung der Gesamtanlage in Abstimmung mit dem Netzbetreiber zu erfolgen. Insbesondere sind Interaktionen zwischen dem nicht-netzbildenden und netzbildenden Teil der Erzeugungsanlage zu minimieren und es ist sicherzustellen, dass die netzbildenden Eigenschaften der Einheiten auf Anlagenebene dadurch nicht unterlaufen werden.

ANMERKUNG 6 Bei Unterschreitung dieses Grenzwertes von 10 % kann für die netzbildenden Einheiten die statische Spannungshaltung durch eine Q -Vorgabe umgesetzt werden.“

4.2.1.5 Spannungsquellenregelung für netzbildende Einheiten

4.2.1.5.1 Allgemeines

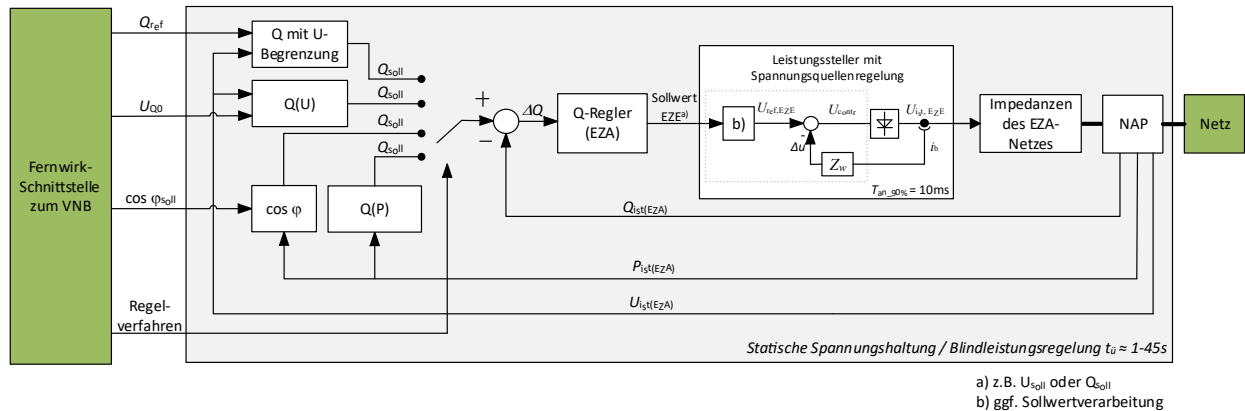
Die Spannungsquellenregelung bildet alle regelungstechnischen Vorgänge hinsichtlich der Amplitude der Spannungsquelle einschließlich wirksamer Impedanz aus Abschnitt 4.2.1.1 ab.

Die Spannungsquellenregelung ist so auszulegen, dass die Anforderungen an diese auch im Verbund mit mehreren netzbildenden Einheiten parallel an einem Netzanschlusspunkt erfüllt werden können.

ANMERKUNG 1 Die übergeordneten Anforderungen an die statische Spannungshaltung nach Abschnitt 10.2.2 der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel beziehen sich auf die netzbildende Anlage.

ANMERKUNG 2 Eine beispielhafte Darstellung der statischen Spannungshaltung und der Spannungsquellenregelung bei Umsetzung in der netzbildenden Einheit findet sich in Bild 2.

Für netzbildende Einheiten, die aufgrund der Verfügbarkeit der Primärenergie eine Wirkleistung von $\leq 5\%$ P_{Emax} einspeisen, gelten Anforderungen an die Spannungsquellenregelung außerhalb des quasistationären Betriebsbereichs nach Können und Vermögen.



Voraussetzung für eine stabile Spannungsquellenregelung ist die Stabilität des geschlossenen Spannungsregelkreises mit einer maximalen Anschwingzeit und Mindestdämpfung bei einer Impedanz, die sich aus der Impedanz des Anlagennetzes und der Impedanz des äußeren Netzes zusammensetzt (vgl. Bild 1). Die Spannungsquellenregelung muss dabei die genannten Stabilitätsanforderungen für einen Wertebereich des Kurzschlussleistungsverhältnisses an der Klemme der netzbildenden Einheit von $SCR \geq 1$ bzw. für einen Betrieb in der Fiktiven Insel erfüllen.

Dies ist durch ein adäquates Design der Spannungsquellenregelung zu gewährleisten. Dabei ist insbesondere zu beachten, dass die Sollwerte in jedem Betriebszustand so zu begrenzen sind, dass sie nicht zu Schutzauslösungen führen können.

Die Anforderungen gelten nur solange, wie die Voraussetzungen der statischen Spannungsstabilität zur Übertragung der abgegebenen Leistung erfüllt sind.

Die Regelung der Spannung an der Klemme der netzbildenden Einheit erfolgt im Sinne einer geregelten Spannungsquelle hinter einer wirksamen Impedanz z_w gemäß Abschnitt 4.2.1.1 und weist somit im gesamten unbeschränkten Arbeitsbereich ein Proportionalverhalten ohne Totband auf.

ANMERKUNG 3 Das Proportionalverhalten entspricht dem im Kontext von netzfolgenden Anlagen verwendeten k -Faktor bzw. dem Kehrwert der wirksamen Impedanz im eingeschwungenen Zustand.

Insbesondere soll bei einem Amplitudensprung der Spannung an den Klemmen der netzbildenden Einheit eine Stromreaktion erfolgen, die auf eine konstante Spannungsquelle hinter einer konstanten Impedanz schließen lässt. Dies ist erfüllt, wenn im unbegrenzten Arbeitsbereich ausgehend von einem Arbeitspunkt die Verdopplung eines an der Klemme der netzbildenden Einheit eingepprägten Spannungssprungs zu einer Verdoppelung der Blindstromänderung führt. Hierbei sind jeweils die Werte im eingeschwungenen Zustand zu betrachten.

Die Verstärkung der Spannungsquellenregelung bzw. die wirksame Impedanz einer netzbildenden Einheit darf durch den Hersteller parametrierbar ausgeführt werden. Der Nominalwert ist auszuweisen.

ANMERKUNG 4 Die parametrierbare Impedanz soll es ermöglichen, individuellen Anforderungen von Netzsituationen Rechnung zu tragen wie bei fehlerbedingt entstehenden Insel- bzw. Teilnetzsituationen.

Es gilt bzgl. der Linearität eine Toleranz von $(\Delta u_I/\Delta i_I)/(\Delta u_{II}/\Delta i_{II}) = 100 \% \pm 15 \%$. Dabei sind Δu_{II} und Δu_I die beiden Spannungssprünge ggü. dem ursprünglichen Arbeitspunkt und Δi_I und Δi_{II} die daraus jeweils resultierenden Blindstromänderungen.

4.2.1.5.2 Dynamische Anforderungen

Bei einer Änderung des Sollwertes der Spannungsquellenregelung der netzbildenden Einheit darf die Anschwingzeit innerhalb des in Abschnitt 10.2.3.2 der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel angegebenen Kurzschlussleistungsbereichs maximal 1 s betragen.

Bei einer sprunghaften Änderung der Amplitude der Klemmenspannung bei konstantem Sollwert werden folgende Anforderungen an die Dynamik des sich aus der Spannungsquellenregelung ergebenden Stromes gestellt:

- Anschwingzeit des Scheinstromes: $T_{an\_90\%} \leq 10 \text{ ms}$
- Einschwingzeit des Blindstromes: $T_{ein\_Ax} \leq 60 \text{ ms}$
- Dämpfung des Blindstromes: $D \geq 0,3$.

Die Anschwingzeit ist unter Einhaltung der Anforderungen an die Dämpfung für den gesamten Kurzschlussleistungsbereich so gering wie möglich zu halten.

Die Anschwingzeit und die Einschwingzeit werden dabei auf den Endwert bezogen. Die Einschwingtoleranzen betragen $+20 \% I_r$ und $-10 \% I_r$ für $\Delta i_Q > 0$ bzw. $-20 \% I_r$ und $+10 \% I_r$ für $\Delta i_Q < 0$, wobei Δi_Q dem Blindstrom entspricht, der während eines Fehlers zusätzlich zu dem stationären Blindstrom bereitgestellt wird.

Für netzbildende Einheiten mit doppeltgespeisten Asynchrongeneratoren wird die Dämpfung nach Ablauf der Einschwingzeit bewertet.

ANMERKUNG 1 Als Beginn einer sprunghaften Änderung der Amplitude der Klemmenspannung wird der Moment definiert, in dem eine Änderung des Betrages der Klemmenspannung im αβ-System von 10 % des Endwertes der Spannungsänderung, erreicht wurde.

ANMERKUNG 2 Für die Bewertung der Einhaltung der Anschwingzeit werden die Momentanwerte verwendet. Für die Bewertung der Einhaltung der Einschwingzeit und Dämpfung ist die Obergrenze von 80 ms (Einschwingzeit) zu berücksichtigen, da die Ermittlung von Mit- und Gegensystemgrößen über einen 20 ms Zeitraum stattfindet.

4.2.1.5.3 Eingeschränkte Spannungsquellenregelung während Netzfehlern

Für netzbildende Einheiten im Anwendungsbereich der VDE-AR-N 4110 und Anschluss in der Netzebene 5 gilt:

Netzbildende Erzeugungsanlagen (Typ 2) mit Inbetriebsetzung ab 01.01.2028 müssen auf Anforderung des Netzbetreibers in der Lage sein, bei Netzspannungseinbrüchen auf Werte $\leq 0,7 U_c$ die Spannungsquellenregelung an den netzbildenden Einheiten auszusetzen. Dabei ist die Spannungsquellenregelung für einen Zeitraum von 150 ms nach Unterschreiten der kleinsten EZE-Leiter-Leiter-Klemmenspannung von $0,7 U_{NS}$ aufrechtzuerhalten. Nach maximal 210 ms nach Unterschreiten der EZE-Klemmenspannung von $0,7 U_{NS}$ darf der größte Leiterstrom nicht mehr als 20 % des Bemessungsstromes I_r und nach 250 ms nicht mehr als 10 % I_r betragen.

ANMERKUNG 1 Für den Übergang in die eingeschränkte Spannungsquellenregelung ist als Bezugspunkt die Spannung an den Klemmen der Erzeugungseinheit zugrunde zu legen.

ANMERKUNG 2 Die eingeschränkte Spannungsquellenregelung kann vom Netzbetreiber gefordert werden, um die Wirksamkeit einer AWE (keine Einspeisung auf Lichtbogen des Fehlers) sicherzustellen und der Messwertverfälschung durch Zwischeneinspeiseeffekte vorzubeugen.

ANMERKUNG 3 Im Zustand der Stromreduktion können die netzbildenden Eigenschaften der Einheit eingeschränkt sein bzw. werden.

Typ-2-Anlagen mit doppeltgespeistem Asynchrongenerator können bei asymmetrischen Netzfehlern eine Stromspeisung im Gegensystem $\Delta i_{B2} = k \cdot \Delta u_2$ proportional zur Gegensystemspannung nicht unterdrücken. Dieses Verhalten wird akzeptiert.

ANMERKUNG 4 Sollte dieses Verhalten von Typ-2-Anlagen mit doppeltgespeistem Asynchrongenerator nicht ausreichend sein, um die oben beschriebene Wirkung im Netz zu unterstützen, kann der Netzbetreiber die Stromeinspeisung der Erzeugungseinheit bei Spannungseinbrüchen durch geeignete Vorgabe der Entkopplungsschutzeinstellungen an der Erzeugungseinheit unterbinden.

Für Anlagen mit Inbetriebsetzung bis zum 31.12.2027 ist es alternativ dauerhaft zulässig, dass keine Einschränkung des Fehlerstroms erfolgt und stattdessen der Netzbetreiber verlangen kann, dass der Entkopplungsschutz an den Erzeugungseinheiten eine Stromeinspeisung unterbindet, wobei in Netzabschnitten ohne AWE die Einstell- bzw. Verzögerungszeit mind. 150 ms beträgt. In Netzabschnitten mit AWE können dabei folgende Einstellungen für den Spannungsrückgangsschutz gewählt werden:

- $U \ll U_{ns}$, Einstell- bzw. Verzögerungszeit: 0 bis 150 ms
- $U < 0,8 U_{ns}$, Einstell- bzw. Verzögerungszeit: 300 ms

Geringere Einstell- bzw. Verzögerungszeiten sind nicht zulässig.

ANMERKUNG 5 Dies soll sicherstellen, dass die AWE wirksam bleibt (keine Einspeisung auf den Lichtbogen des Fehlers) und Messwertverfälschungen durch Zwischeneinspeisungen vermieden werden.

4.2.1.5.4 Verhalten bei Erreichen und Verlassen der Stromgrenzen

Über die Anforderungen nach Abschnitt 4.2.1.1 hinaus hat bei Erreichen der Stromgrenzen eine Strombegrenzung betragsmäßig zu erfolgen.

ANMERKUNG Eine direkte Priorisierung von Wirk- oder Blindstrom ist grundsätzlich unzulässig. Die Aufteilung zwischen Wirk- und Blindstrom wird durch die Regelungsfunktionen zur Sicherstellung der Anforderungen an die netzbildende Einheit nach diesem FNN Hinweis bestimmt.

Ist die Notwendigkeit einer Strombegrenzung nicht mehr gegeben, muss die netzbildende Einheit unverzüglich in den Betriebszustand ohne Strombegrenzung übergehen, der sich zu diesem Zeitpunkt aufgrund der jeweiligen Anforderungen an das dynamische Verhalten der netzbildenden Einheit ergibt.

4.2.1.5.5 Verhalten bei Rückkehr in das Spannungsband von $U_c \pm 10 \% U_c$ bzw. $U_n \pm 10 \% U_n$

Falls sich die Netzspannung nach einem Fehler entsprechend Abschnitt 4.2.1.6 wieder innerhalb des Spannungsbandes von $U_c \pm 10 \% U_c$ bzw. $U_n \pm 10 \% U_n$ (für die VDE-AR-N 4120/4130) befindet und der Wirkstrom der Erzeugungsanlage während des Netzfehlers reduziert wurde, muss dieser sofort nach Fehlerende so schnell wie möglich gesteigert werden, bis der Vorfehlerwert des Wirkstromes oder der Wirkleistung erreicht ist. Vorbehaltlich des Einflusses ggf. erbrachter Momentanreserve, sollte die Anschwingzeit dabei maximal 1 s betragen. Höhere Anschwingzeiten sind zu begründen.

Bei Typ-2-Erzeugungseinheiten mit doppeltgespeistem Asynchrongenerator darf bei Fehlern, bei denen alle 3 Leiter-Leiter-Spannungen $25 \% U_n$ unterschritten haben, die Anschwingzeit bis zu 1,0 s betragen. Zudem 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.

Vorübergehende Überspannungen im Mitsystem an der EZE bei Spannungswiederkehr sind bezogen auf den stationären Endwert der Klemmenspannung auf 5 % zu begrenzen. Bei Inbetriebsetzung der netzbildenden Einheit nach dem 31.12.2027 gilt anstelle von 5 % ein Wert von 2,5 %. Spannungsänderungen, die auf das Wirkleistungsverhalten zurückzuführen sind, sind davon ausgenommen. Der stationäre Endwert der Klemmenspannung ermittelt sich dabei unter der Annahme eines durch die überlagerte statische Blindleistungsregelung als konstant vorgegebenen Spannungssollwertes.

4.2.1.6 Robustheit gegen kurzzeitige Über- und Unterspannungsereignisse (O-/UVRT-Robustheit)

Anstelle der Anforderungen des Abschnitts 10.2.3 der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel gelten für netzbildende Typ-2-Anlagen folgende Anforderungen bzgl. des Durchfahrens von Netzfehlern, die sich in kurzzeitigen Überspannungen (Over Voltage Ride Through – OVRT) oder Unterspannungen (Under Voltage Ride Through – UVRT) bemerkbar machen:

Ziel der O-/UVRT-Robustheit ist es, bei kurzzeitigen Spannungseinbrüchen oder -erhöhungen eine ungewollte Abschaltung von Erzeugungsleistung und damit eine Gefährdung der Systemstabilität 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.

Netzbildende Einheiten müssen die Anforderungen an die O-/UVRT-Robustheit erfüllen. Diese Anforderungen gelten sowohl für symmetrische als auch für unsymmetrische Fehler im Netz. Hilfsaggregate, die ggf. nicht Bestandteil der zertifizierten netzbildenden Einheit, aber für den Betrieb der netzbildenden Einheit erforderlich sind, dürfen die Fähigkeit der netzbildenden Einheit zur Erfüllung der Anforderungen nicht unterlaufen.

Es gelten dabei folgende Anforderungen:

- a) Die netzbildenden Einheiten dürfen sich bei Über- und Unterspannungsereignissen innerhalb der vorgegebenen Grenzen nicht vom Netz trennen:
 - Solange alle Leiter-Leiter-Spannungen am Netzanschlusspunkt innerhalb der in Bild 14 für netzbildende Einheiten im Anwendungsbereich der VDE-AR-N 4110 bzw. Bild 12 für netzbildende Einheiten im Anwendungsbereich der VDE-AR-N 4120 und VDE-AR-N 4130 dargestellten Grenzkurven (rot für dreiphasige und grün für zweiphasige Spannungseinbrüche sowie blau für die Überspannungs-Grenzkurve) liegen, darf es im gesamten Betriebsbereich der netzbildenden Einheit nicht zur Instabilität der netzbildenden Einheit und nicht zu einer Trennung vom Netz kommen, wenn das am Netzanschlusspunkt verbleibende Kurzschlussleistungsverhältnis nach Fehlerklärung größer ist als drei.
 - Zur Beurteilung der O-/UVRT-Grenzkurven⁴ bei Spannungsrückgang ist jeweils die kleinste der drei Leiter-Leiter-Spannungen am Netzanschlusspunkt heranzuziehen, bei Spannungssteigerung die größte der drei Leiter-Leiter-Spannungen am Netzanschlusspunkt (Details siehe Anhang B.4).

⁴ Auch als „FRT-Grenzkurven“ bezeichnet

- Als Zeitpunkt für den Fehlerbeginn (und damit für den Bezugspunkt $t = 0$ in Bild 14 (VDE-AR-N 4110) bzw. Bild 12 (VDE-AR-N 4120 und VDE-AR-N 4130)) wird das Auftreten des folgenden Ereignisses definiert:

- Spannungen $> 1,1 U_c$ oder $< 0,9 U_c$.

Als Kriterium für das Fehlerende wird das folgende Ereignis festgelegt:

- Wiedereintritt aller Leiter-Leiter-Spannungen in den Bereich von $U_c \pm 10 \% U_c$;

Bezugspunkt für diese Anforderung an die Robustheit gegenüber Netzfehlern ist der Netzanschlusspunkt.

- b) Die netzbildenden Einheiten müssen für das Durchfahren von mehreren aufeinander folgenden Netzfehlern ausgelegt sein.

- Netzbildende Einheiten 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 Netzfeder nicht in das Netz eingespeist werden konnte, kleiner als das Äquivalent einer elektrischen Energie von $P_{\text{Emax}} \cdot 2 \text{ s}$ ist.

ANMERKUNG 2 Zur Umsetzung dieser Anforderung sind keine technischen Lösungen vorgeschrieben. Entsprechend sind sowohl thermische Betrachtungen (beispielsweise der Einsatz von Chopperwiderständen) als auch äquivalente Kriterien zulässig.

Netzbildende Einheiten mit Anschluss an ein Verteilnetz mit isolierten Sternpunkten oder mit Erschlusskompensation dürfen sich bei einem einpoligen Fehler (Erdschluss) nicht vom Netz trennen. Sollten aufgrund der Sternpunktbehandlung des Mittelspannungs-Verteilnetzes einpolige Fehler zu signifikanten Einbrüchen der verketteten Netzspannung führen (Erd-Kurzschluss), ist die Kennlinie für den zweipoligen Fehler in Bild 13 und Bild 14 für netzbildende Einheiten im Anwendungsbereich der VDE-AR-N 4110 bzw. Bild 11 und Bild 12 für netzbildende Einheiten im Anwendungsbereich der VDE-AR-N 4120 und VDE-AR-N 4130 anzuwenden.

ANMERKUNG 3 Die FRT-Kurven nach Bild 13 und Bild 14 bzw. 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 netzbildender Einheit 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 netzbildenden Einheit berücksichtigt werden.

Die in 10.2.3.2 und 10.2.3.3 der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel beschriebenen Anforderungen (siehe auch Bild 14 (VDE-AR-N 4110) bzw. Bild 12 (VDE-AR-N 4120 und VDE-AR-N 4130)) 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 vereinbarte Versorgungsspannung) die Grenzkurve nach Bild 12 (VDE-AR-N 4110) bzw. Bild 10 (VDE-AR-N 4120 und VDE-AR-N 4130) überschreitet.

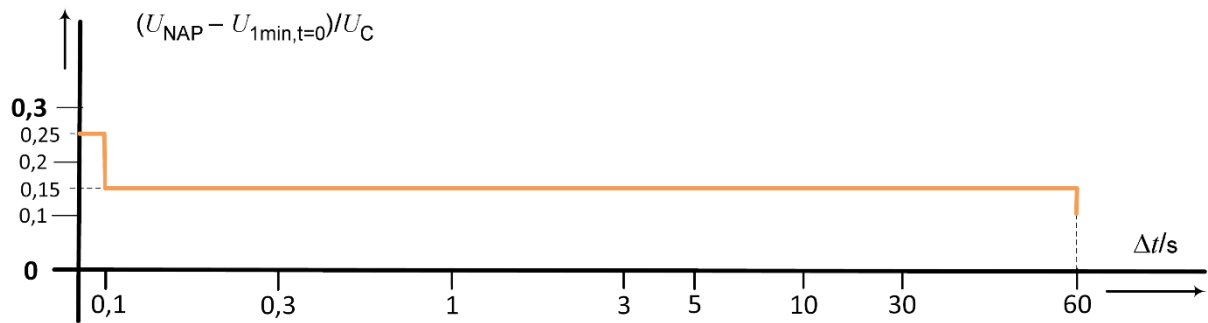


Bild 3 Grenzkurve für relative Spannungserhöhungen (Bild 12 (VDE-AR-N 4110) bzw. Bild 10 (VDE-AR-N 4120))

An Kundenanlagen mit netzbildenden Einheiten werden die Anforderungen an die dynamische Netzstützung (Typ-1-EZE) bzw. O-/UVRT-Robustheit (netzbildende Typ-2-Einheiten, EZSE und Speicher) separat nach den für die jeweiligen Typen geltenden Anforderungen gestellt.

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

4.2.1.7 Schneller Schutz bei hohen Spannungen

4.2.1.7.1 Allgemeines

Bei der galvanischen Trennung eines Teilnetzes mit einer oder mehreren netzbildenden Einheiten gemeinsam mit einer hohen wirksamen Kapazität (z.B. Kabel oder Kompensationseinrichtung) kann es im Zusammenspiel zur Ausprägung einer hohen zeitweiligen Überspannung kommen. Diese kann kritisch für angeschlossene weitere Netzteilnehmer und die Einheiten selbst sein.

Im eigenen Interesse der netzbildenden Einheit wird diese über einen zulässigen Eigenschutz bei sehr hohen Spannungen verfügen, die oberhalb der HVRT-Kennlinie liegen. Eine zuverlässige Schutzwirkung dieses Eigenschutzes für weitere Netzteilnehmer entfaltet sich nur, wenn der Zulässigkeit der Netztrennung oberhalb der HVRT-Kennlinie eine Abschaltanforderung hinzugefügt wird.

4.2.1.7.2 Anforderung an den Schnellen Schutz bei hohen Spannungen

Die Anforderung an den schnellen Schutz bei hohen Spannungen gilt nur für netzbildende Einheiten vom Typ 2, die in Anlagen mit Netzanschlusspunkt in der Mittelspannung (Netzebenen 4 und 5) angeschlossen werden sollen. Netzbildende Einheiten auf Basis doppelt-ge-speister Asynchronmaschinen sind von der Anforderung ausgenommen.

Bei Auftreten einer Spannung an den Klemmen der netzbildenden Einheit, die einen Halbschwingungs-Effektivwert $\geq 1,35$ p.u. aufweist, muss die netzbildende Einheit innerhalb von 40 ms dauerhaft in einen Zustand überführt werden, in dem der Halbschwingungs-Effektivwert des Stromes in jedem Leiter auf maximal 5 % des Nennstromes limitiert wird. Ströme, die aus noch mit dem Netz verbundenen passiven Komponenten resultieren, sind grundsätzlich zulässig. Dieser Zustand darf erst nach Erfüllung der Wiederzuschaltbedingungen wieder aufgehoben werden.

ANMERKUNG 1 Es darf z.B. auch eine mitgehende Auslösung des Kuppelschalters der netzbildenden Einheit erfolgen, auf den der Entkupplungsschutz wirkt.

Die Anforderung bezieht sich auf die Klemmenspannung der netzbildenden Einheit auf der Niederspannungsseite des Einheitentransformators.

ANMERKUNG 2 Dies können z.B. die Spannungen (Leiter-Erde/Strangspannung oder Leiter-Leiter) in abc- oder Raumzeiger-Koordinaten sein. Die Umsetzung wird nicht vorgegeben.

Die Abschaltung darf auch schon bei kürzerer Dauer oder geringerer Amplitude der Überspannung erfolgen.

ANMERKUNG 3 Es wird hierüber keine Anforderung an einen Netzverbleib oberhalb der OVRT-Anforderungen definiert. Die Anforderung an die OVRT-Robustheit nach Abschnitt 4.2.1.6 darf nicht unterlaufen werden.

4.2.1.8 Synchronität und Winkelstabilität

Die Synchronität der inneren Spannungsquelle der netzbildenden Einheit mit dem Netz ist betrieblich fortlaufend als auch bei den auslegungsrelevanten Ereignissen nach diesem FNN Hinweis zu erhalten. Unterhalb von Restspannungen von 20 % an den Einheitenklemmen gilt diese Anforderung nur nach Können und Vermögen. Die Anforderungen nach Abschnitt 4.2.1.6 sind davon unberührt.

ANMERKUNG 1 Im quasistationären Betrieb ist die Dynamik, mit der der Winkel zwischen der inneren Spannungsquelle und der Netzspannung nachgeführt wird, maßgeblich von T_A abhängig.

ANMERKUNG 2 Bei einer Instabilität der Einheitenregelung oder Anlagenregelung gilt Abschnitt 10.5.2 für Typ-2-Anlagen der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel.

4.2.1.9 Auslegung des netzseitigen Umrichters

Aus der Bereitstellung von Momentanreserve resultieren keine zusätzlichen Anforderungen an den Bemessungsscheinstrom der netzbildenden Einheit. Die Ausnutzung einer temporären Überstromfähigkeit jenseits des Bemessungsscheinstroms ist ausdrücklich erlaubt.

4.2.1.10 Verhalten bei steilen Frequenzgradienten (RoCoF)

Netzbildende Einheiten müssen schnelle Frequenzänderungen am NAP ohne Trennung vom Netz durchfahren können. Es gelten hierbei die Anforderungen an das „Durchfahren schneller Frequenzänderungen“ nach Abschnitt 10.2.4.3 der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel. Zusätzlich ist bezüglich der Frequenzmessung bzw. der Ermittlung des RoCoF der Abschnitt 4.2.2.7 zu beachten.

ANMERKUNG Der in Abschnitt 4.2.1.14 im Bild 4 gezeigte Frequenzverlauf ist ohne Trennung der Anlage vom Netz zu durchfahren.

4.2.1.11 Netzparallelbetriebsfähigkeit

Eine netzbildende Einheit muss netzparallelbetriebsfähig sein. Die Netzparallelbetriebsfähigkeit bedeutet in diesem Zusammenhang, dass die netzbildende Einheit nicht ausschließlich die hier festgelegten Anforderungen in Bezug auf einen definierten Netzanschlusspunkt erfüllen muss, sondern mit Typ-1-EZE, anderen netzbildenden Einheiten und netzfolgenden Typ-2-Einheiten (EZE, EZSE, Speicher und rBE), die für sich betrachtet jeweils den Nachweis der Einhaltung der festgelegten Anforderungen in Bezug auf einen einzelnen Netzanschlusspunkt erbracht haben, stabil betrieben werden kann. Diese Anforderung ist für geeignete Betriebssituationen mit einem SCR von 1.0, 3.0 und 25.0 an den EZE-Klemmen nachzuweisen.

ANMERKUNG Die Fähigkeit zum Betrieb der netzbildenden Einheit für SCR-Werte gegen Null wird durch den Nachweis der Stabilität im Fiktiven Inselnetz im entsprechenden Nachweisabschnitt abgedeckt.

4.2.1.12 Dämpfung von Frequenz-Leistungspendelungen

Die durch den kontinuierlichen Vorgang der Synchronisierung (Austausch von synchronisierender Leistung) der netzbildenden Einheit mit dem elektrischen Netz am NAP entstehenden Frequenz-Leistungspendelungen sind durch die netzbildende Einheit über den gesamten Frequenzbereich zwischen 0,05 Hz und 10 Hz, im rotierenden Referenzsystem, zu dämpfen.

ANMERKUNG 1 Im stationären Referenzsystem sind dabei die Frequenzen von 50 ± 10 Hz bis $50 \pm 0,05$ Hz eingeschlossen.

Die netzbildende Einheit muss über eine Dämpfungsfähigkeit verfügen, die basierend auf der Auswertung der elektrischen Leistung unabhängig von der Frequenz der netzbildenden Einheit auf Leistungsabweichungen auch bei nahezu unverändertem Winkel der inneren Spannungsquelle einen dämpfenden Beitrag erzeugt. Das Dämpfungsmaß ohne Berücksichtigung des Einflusses der netzsicherheitsbasierten Primärregelung (siehe Abschnitt 4.2.2) darf einen Wert von 0,5 nicht unterschreiten. Die Anforderungen an die Dämpfung müssen für einen SCR-Wert von 3 und größer an den Klemmen der netzbildenden Einheit eingehalten werden. Der Einfluss der netzsicherheitsbasierten Primärregelung auf das Dämpfungsmaß der Frequenz-Leistungspendelungen muss stets positiv sein.

ANMERKUNG 2 Das hier betrachtete Dämpfungsverhalten bezieht sich auf den Wirkungskreis der Leistungs-Synchronisationsregelung der Einheit in der Grundschrwingungsleistung.

Die dauerhafte Erbringung von Synchronisierungs- bzw. Dämpfungsleistung als Reaktion auf netzseitig auftretende Oszillationen ist dabei für netzbildende Einheiten nur im Rahmen der Begrenzungen der mechanischen Strukturen der Erzeugungseinheit vorgeschrieben, die durch die auftretenden Wirkleistungspendelungen nicht kritisch angeregt werden dürfen.

4.2.1.13 Festlegungen zur Anlaufzeitkonstante

Sind für eine netzbildende Einheit im Betrieb unterschiedliche Werte von T_A vorgesehen, so sind diese auszuweisen und alle erforderlichen Nachweise darauf anzuwenden.

Bei netzbildenden Einheiten, die richtungsabhängige Momentanreserve anbieten, ist die Anlaufzeitkonstante für positive Momentanreserve $T_A = T_{A, \text{pos}}$ oder eine Anlaufzeitkonstante für negative Momentanreserve $T_A = T_{A, \text{neg}}$ zu berücksichtigen. Das so festgelegte T_A muss in allen Betriebsbereichen aufrecht erhalten werden, solange keine zulässigen Begrenzungen entsprechend Abschnitt 4.2.1.14 greifen. Netzbildende Einheiten, die sowohl positive als auch negative Momentanreserve anbieten, sind hinsichtlich der Anlaufzeitkonstanten symmetrisch auszulegen mit $T_A = T_{A, \text{pos}} = T_{A, \text{neg}}$.

Eine stationäre Reduktion der aufgenommenen Primärenergie (Androsselung) mit dem Ziel, diese Leistungsreserve für positive Momentanreserve zu nutzen, ist zulässig.

ANMERKUNG 1 Solange keine zulässigen Begrenzungen entsprechend Abschnitt 4.2.1.14 eingreifen, ist die Beziehung $T_A \cdot d\omega/dt = p_{\text{gen}} - p_{\text{ist}} - p_D$ einzuhalten, wobei p_{gen} der primärseitig erzeugten Leistung, p_{ist} der abgegebenen elektrischen Leistung und p_D der Dämpfungsleistung entsprechen.

Der Bereich der Wirkleistungsarbeitspunkte in dem die vermarktete Momentanreserve vollumfänglich abgerufen werden kann, ist anzugeben.

ANMERKUNG 2 Dieser Arbeitsbereich dient im Rahmen der marktlichen Beschaffung zur Ermittlung der Verfügbarkeit.

ANMERKUNG 3 Beim Abruf der Momentanreserve sind für netzbildende Erzeugungseinheiten Arbeitspunkte mit Rückleistung und für netzbildende EZSE bzw. Speicher Arbeitspunkte mit Wirkleistungsumkehr zulässig.

4.2.1.14 Anforderungen an die Momentanreserveleistung und -Energie

Die in den Abschnitten 4.2.1.5 (Spannungsquellenregelung), 4.2.1.6 (O-/UVRT-Robustheit) und 4.2.2 (Über- und Unterfrequenzverhalten) festgelegten Anforderungen, sowie der Referenzverlauf der Frequenz am NAP nach Bild 4 sind stabil zu durchfahren, wobei die Anlaufzeitkonstante T_A nach den in den hier genannten Abschnitten jederzeit nachweisbar erhalten sein muss.

Von dem wirksamen T_A darf vorübergehend in den folgenden Betriebssituationen der netzbildenden Einheit abgewichen werden, wenn:

- a) beim Erreichen der Auslegungsgrenzen des Umrichters die Strombegrenzungsfunktion aktiv ist;
- b) die Anforderungen an die Spannungsquellenregelung, O-/UVRT-Robustheit, PRNB und den Referenzfrequenzverlauf nach Bild 4 erfüllt sind und in darüber hinaus gehenden Betriebssituationen Momentanreserve-Energie angefordert werden würde;
- c) zum Erhalt der Stabilität (Verbleiben am Netz, Transiente Stabilität) eine Winkelbegrenzungsfunktion aktiviert werden muss.

Für das Durchfahren des Referenzfrequenzverlaufes nach Bild 4 gilt die Kurve (a) bei der Vermarktung negativer Momentanreserve und die Kurve (b) bei Vermarktung von positiver Momentanreserve bei einem SCR von jeweils 3 am NAP⁵. In beiden Fällen ist das T_A jeweils aufrechtzuerhalten. Bei Vermarktung von unsymmetrischer Momentanreserve ist die Kurve in der jeweils nicht vermarkteten Richtung ebenfalls zu durchfahren, wobei die Anforderung an die Aufrechterhaltung des T_A nur nach Können und Vermögen gilt. Bei der Vermarktung von symmetrischer Momentanreserve sind die Kurven (a) und (b) gleichermaßen unter Aufrechterhaltung des T_A zu durchfahren.

ANMERKUNG 1 Die benötigte Energie für die Bereitstellung von Momentanreserve ist nicht zwangsläufig durch einen dedizierten Energiespeicher bereitzustellen. Stattdessen können bereits vorhandene Energiespeicher, Bremswiderstände oder sonstige Regelungsfunktionen ausgenutzt werden, um den ggf. zusätzlich benötigten Energiespeicher zu minimieren.

Die sich aus dem wirksamen T_A ergebenden Leistungsänderungen in Folge der Referenzfrequenzverläufe nach Bild 4 müssen sich spätestens nach 800 ms ($T_A \leq 10$ s) bzw. 1,3 s ($T_A > 10$ s) mit einer Toleranz von ± 5 % nach Beginn der jeweiligen Sequenz einstellen.

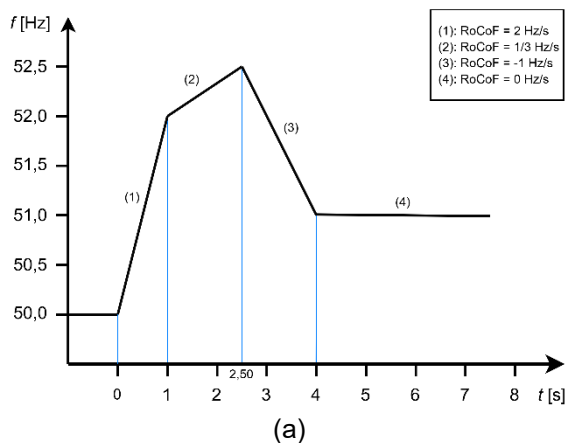
ANMERKUNG 2 Die Dämpfung bestimmt wesentlich die Dynamik der bereitgestellten Leistung in Folge einer Frequenzänderung bzw. der Änderung der Frequenz in Folge einer Leistungsänderung.

ANMERKUNG 3 Die sich aus dem wirksamen T_A ergebenden Leistungsänderungen in Folge der Referenzfrequenzverläufe nach Bild 4 ermitteln sich inhärent aus der Wirkung des trägheitsbehafteten Spannungszeiges der inneren Spannungsquelle der netzbildenden Einheit. Sie darf nicht aus dem in Abschnitt 5.5.5.9.3.2 (Gleichung (21)) aufgezeigten Zusammenhang gebildet werden.

Bei Ereignissen, die zum Abruf von Momentanreserveleistung bzw. -energie jenseits einer Auslegung nach Bild 4 führen würden, darf vorübergehend von dem festgelegten T_A abgewichen werden.

⁵ Nach dem Erreichen eines Frequenzmaximums oder –Minimums ist auch Momentanreserve in die entgegengesetzte Richtung mit der entsprechenden Anlaufzeitkonstante bereitzustellen, um dem Frequenzabfall oder Frequenzanstieg in gleicher Weise entgegenzuwirken.

Vermarktung negativer Momentanreserve



Vermarktung positiver Momentanreserve

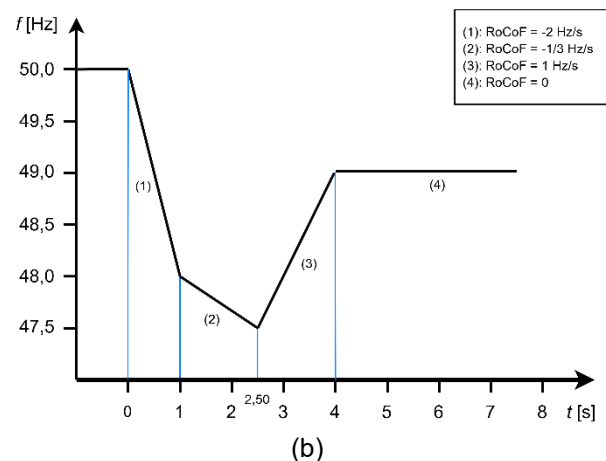


Bild 4 Referenzfrequenzverläufe zum Nachweis von Momentanreserveleistung und -energie

ANMERKUNG 4 Aufgrund der Frequenzschwankungen im Normalbetrieb (in einem Bereich von ca. ± 50 mHz um die Istfrequenz) kann es bei der Bereitstellung unsymmetrischer Momentanreserve prinzipbedingt zu Wirkleistungseinbußen kommen. Dies sollte bei der Auslegung berücksichtigt werden.

Nach der Erbringung von Momentanreserveenergie darf die netzbildende Einheit die Energie des internen Speichers aus dem Netz ausgleichen. Hierfür gilt für Anlagen, die unsymmetrisch Momentanreserve anbieten:

- nach Erbringung von positiver Momentanreserve darf die vom internen Speicher aufgenommene Energie maximal das 1,5-fache der abgegebenen Energie betragen.
- nach Erbringung von negativer Momentanreserve darf die vom internen Speicher abgegebene Energie maximal das 1,5-fache der aufgenommenen Energie betragen.

ANMERKUNG 5 Bei einem Betrieb im Maximum Power Point (MPP) einer Windkraftanlage wird durch die Bereitstellung von positiver Momentanreserve ein Arbeitspunkt angefahren, der darauffolgend zu einer vorübergehend reduzierten Leistungseinspeisung führt.

4.2.2 Anforderungen an das Verhalten bei Über- und Unterfrequenz (Netzsicherheitsbasierte Primärregelung)

4.2.2.1 Allgemeines

Steigt bzw. fällt die Netzfrequenz außerhalb des Frequenzbandes von $50 \text{ Hz} \pm 200 \text{ mHz}$, haben sämtliche netzbildende Einheiten an der netzsicherheitsbasierten Primärregelung (PRNB) teilzunehmen.

ANMERKUNG 1 Ein solches Ereignis, das zum Verlassen des Frequenzbandes von $50 \text{ Hz} \pm 200 \text{ mHz}$ führt, kann beispielsweise dann auftreten, wenn ein sehr hohes Leistungsungleichgewicht nicht mehr durch die marktbasierende Primär- und Sekundärregelung stationär ausgeglichen werden kann. Das Frequenzband von $50 \text{ Hz} \pm 200 \text{ mHz}$ ist europaweit harmonisiert, jedoch ist der Schwellwert nach Abschnitt 4.2.2.2 als einstellbar vorzusehen.

Die Teilnahme an der netzsicherheitsbasierten Primärregelung kann je nach Erzeugungstechnologie Einschränkungen unterliegen.

ANMERKUNG 2 Einschränkungen ergeben sich insbesondere durch beschränkte Stellgeschwindigkeiten (Wirkleistungsgradienten) außerhalb eines anlagenspezifisch festgelegten Stellbereichs.

Bei der netzsicherheitsbasierten Primärregelung kann zwischen der Stellgeschwindigkeit im unbeschränkten und dem beschränkten Stellbereich unterschieden werden. Eine Differenzierung zwischen dem unbeschränkten und beschränkten Stellbereich der Stellgeschwindigkeit erfolgt technologiespezifisch durch

Tabelle 14 und Tabelle 15. Innerhalb der jeweils typspezifischen Wirkleistungsstellbereiche bezieht sich der Bereich der unbeschränkten Stellgeschwindigkeit nach Tabelle 14 jeweils auf den zum Zeitpunkt der Anforderung an die netzsicherheitsbasierte Primärregelung geltenden stationären Zustand. Dabei sind ggf. zusätzliche Einschränkungen innerhalb ausgewiesener Wirkleistungsstellbereiche zu beachten.

4.2.2.2 Anforderungen an die Netzsicherheitsbasierte Primärregelung

Netzbildende Einheiten müssen im Fiktiven Inselnetz jederzeit stabil betrieben werden können. Für die netzsicherheitsbasierte Primärregelung gelten dabei folgende Anforderungen:

Statik und Dämpfung im Bereich der PRNB

- 1) Die innerhalb der Frequenzbereiche von 47,5 Hz bis 49,8 Hz bzw. 50,2 Hz bis 51,5 Hz (vorübergehend bis 52,5 Hz) wirksame PRNB muss als proportionale Frequenzregelung ausgeführt sein. Dabei muss entsprechend der Vorgaben nach Tabelle 3: der Statik-Einstellbereich der frequenzabhängigen Wirkleistungseinspeisung einstellbar sein, der Statik-Standardwert vorgesehen werden und die Bezugsgröße P_{ref} berücksichtigt werden.

Für Erzeugungseinheiten, EZSE und Speicher wird der aus den Standardeinstellungen der Statik resultierende stationäre Endwert der Wirkleistungsanpassung im Bereich der PRNB in Bild 5 dargestellt.

Tabelle 3 Vorgaben zur Statik im Bereich der netzsicherheitsbasierten Primärregelung

EZE Technologie	Statik-Einstellbereich ⁽¹⁾	Statik-Standardwert	Bezugsgröße P_{ref}
Typ-1-EZE	2 % bis 12 %	5 %	$P_{\text{b inst}}$
Typ-2-EZE	2 % bis 12 %	5 %	$P_{\text{mom}}^{(2)}$
Erzeugungs- und Speichereinheit	Überfrequenz: 2 % bis 12 %	Überfrequenz: 5 %	P_{Emax}
Speicher	Unterfrequenz: 0,2 % bis 5 %	Unterfrequenz: 1,6 %	
Regelbare Bezugseinheit ⁽⁴⁾	-	Überfrequenz: 5 % ⁽³⁾ Unterfrequenz: 5 %	$P_{\text{mom}}^{(2)}$
(1) Die Statik der frequenzabhängigen Wirkleistungseinspeisung muss (ggf. getrennt für den Über- und Unterfrequenzbereich) einstellbar sein. (2) P_{mom} entspricht der über einen Zeitraum von 200 ms gleitend gemittelten Wirkleistung an den Klemmen der Einheit zum Zeitpunkt der Überschreitung von 50,2 Hz bzw. zum Zeitpunkt der Unterschreitung von 49,8 Hz. (3) Die Anforderung im Überfrequenzbereich gilt für regelbare Bezugseinheiten nach Können und Vermögen. (4) Sofern deren Verbrauch kontinuierlich innerhalb des für die PRNB relevanten Zeitbereichs als frequenzabhängig regelbar vorgesehen und mit dem Netzbetreiber vereinbart ist.			

Struktur und Parametrierung der Drehzahl- bzw. Frequenzregelung

Bezüglich der Struktur und Parametrierung der Frequenzregelung sind folgende Bedingungen einzuhalten:

- Die Frequenzregelung muss innerhalb des unbeschränkten Stellbereichs nach Tabelle 14 zwischen Mindest- bis Maximallast ($P_{ub,min}$ und $P_{ub,max}$) ein Dämpfungsmaß nach den Vorgaben in Tabelle 14 aufweisen. Für EZSE und Speicher gilt dies im Bereich von maximaler Lade- bis Entladeleistung (und umgekehrt).
- Die Frequenzregelung ist bei netzbildenden Einheiten im geschlossenen Regelkreis so auszulegen, dass die Anforderung an die Dämpfung eingehalten wird.
- Abweichungen von einer rein proportional wirkenden Reglerstruktur sind nur insoweit zulässig, wie die vorgegebenen leistungsbezogenen Statiken dies zur Einhaltung der Dämpfung erfordern.

ANMERKUNG 1 Abweichungen von einer rein proportional wirkenden Reglerstruktur können z.B. durch eine vorübergehend wirkende transiente Statik oder andere Reglerstrukturen realisiert werden, die in ihrer Wirkung der reinen Frequenzregelung entsprechen. Hierbei ist Punkt 2) zu beachten.

Für netzbildende Erzeugungseinheiten mit dargebotsabhängiger Primärenergie gelten diese Anforderungen uneingeschränkt nur für den Bereich der Überfrequenz (50,2 Hz bis 51,5 Hz; transient bis 52,5 Hz). Für den Bereich der Unterfrequenz gilt diese Anforderung nur insoweit, wie eine niedriger priorisierte Wirkleistungsreduzierung bestand.

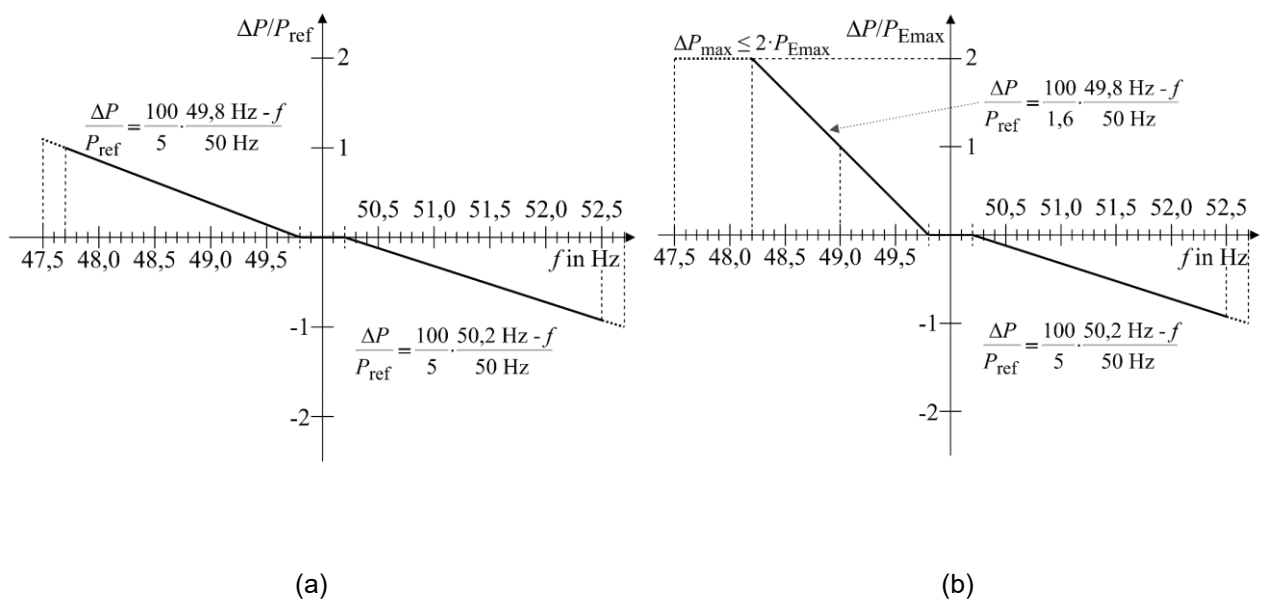


Bild 5 Stationärer Endwert der Wirkleistungsanpassung im Rahmen der PRNB von (a) Erzeugungseinheiten und (b) EZSE und Speichern entsprechend der geforderten Statiken

ANMERKUNG 3 Die Leistungserhöhung bei Unterfrequenz bis zu $> 2 \cdot P_{E_{max}}$ nach Bild 5 ist lediglich im Rahmen der Betriebsbereiche nach Tabelle 14 gefordert und stellt keine Anforderungen an eine Überlastfähigkeit dar.

ANMERKUNG 4 Befindet sich der Speicher nach Bild 5 zum Zeitpunkt des Frequenzabfalls im maximalen Bezug, ist dieser in Abhängigkeit der Frequenz zu reduzieren und auf die maximal mögliche Einspeisung zu erhöhen. Sollte der Speicher überlastfähig sein, ist die Leistung gemäß der Kennlinie weiter zu steigern (gestrichelter Bereich).

- 2) Kann mit der leistungsbezogenen Statik im geforderten Einstellbereich nach Punkt 1 das geforderte Dämpfungsmaß nach Anhang B nur mittels zusätzlicher transienter Statik oder durch ergänzende

Reglerstrukturen erreicht werden, so ist durch eine geeignete zusätzliche Steuerung sicherzustellen, dass in Betriebszuständen, in denen der Frequenzgradient einen Wert von $\pm 0,5$ Hz/s gemittelt über 400 ms überschreitet, jeweils die maximal mögliche Stellgeschwindigkeit des Stellorgans bzw. des Prozesses insgesamt zur Anwendung kommt.

Verhalten bei Über- und Unterfrequenz im Bereich der PRNB

- 3) Für die netzsicherheitsbasierte Primärregelung gelten die Anforderungen im unbeschränkten Stellbereich nach Tabelle 14 und für netzbildende Erzeugungseinheiten zusätzlich die Stellgeschwindigkeiten im beschränkten Stellbereich nach Tabelle 15. Höhere als die in Tabelle 15 angegebenen Stellgeschwindigkeiten sind zulässig und durch den Hersteller bzw. Anlagenbetreiber auszuweisen.
- 4) Netzbildende EZSE und Speicher müssen im Fiktiven Inselnetz einen spontanen Übergang von Lade- in den Entladebetrieb und in umgekehrter Richtung um mindestens 100 % (entsprechend Tabelle 14) auf Basis einer sprungförmigen Sollwertänderung beherrschen.
- 5) Netzbildende Einheiten müssen im Fiktiven Inselnetzbetrieb im Falle einer spontanen Lastabschaltung (**Überfrequenzereignis**) folgende Anforderungen erfüllen:

Netzbildende Erzeugungseinheiten:

- Eine Typ-2-EZE muss eine spontane Lastabschaltung von 45 % von P_{mom} beherrschen, solange der Wert der Untergrenze des Stellbereichs nach Tabelle 15 nicht unterschritten wird.
- Netzbildende Erzeugungseinheiten müssen die Wirkleistung, ausgehend von der abgegebenen Leistung vor Eintritt der Lastabschaltung, bis zum Erreichen der Mindest- bzw. Teillast, innerhalb des transient zulässigen Drehzahl- bzw. Frequenzbereichs von 52,5 Hz reduzieren können.
- Die Wirkleistungsabgabe muss bis zum Erreichen der technischen Mindestleistung reduziert werden können. Eine weitergehende Reduzierung unter die technische Mindestleistung ist nur dann zulässig, wenn ein stabiler Betrieb der netzbildenden Erzeugungseinheit nach diesem Abschnitt erhalten bleibt. Die technische Mindestleistung ist technologieabhängig (siehe Tabelle 14 und Tabelle 15). Niedrigere als die in Tabelle 14 und Tabelle 15 ausgewiesenen Werte der technischen Mindestleistung sind zulässig.

Netzbildende EZSE und Speicher:

- EZSE und Speicher müssen im Entladebetrieb eine spontane Entlastung von Nennleistung auf eine beliebige Teillast einschließlich Leistungsumkehr beherrschen.
 - Im Entladebetrieb muss die abgegebene Wirkleistung bis zum Erreichen der Teillast, die einem dauerhaft zulässigen Frequenzwert von 51,5 Hz entspricht, reduziert werden können.
- 6) Netzbildende Einheiten müssen im Fiktiven Inselnetzbetrieb im Falle einer spontanen Leistungsanforderung (Leistungserhöhung, **Unterfrequenzereignis**) bedingt durch einen Abfall der Netzfrequenz in den Bereich der PRNB folgende Anforderungen erfüllen:
 - Netzbildende Erzeugungseinheiten müssen mit den in Tabelle 14 enthaltenen Anforderungen innerhalb des unbeschränkten und darüber hinaus im beschränkten Stellbereichs nach Tabelle 15 ihre Leistung steigern. Dies gilt unter der Voraussetzung, dass eine entsprechende Leistungsreserve betrieblich vorgesehen war.
 - Netzbildende EZSE und Speicher müssen im Ladebetrieb eine spontane Entlastung von Nennentladung auf eine beliebige Teilladung einschließlich Leistungsumkehr beherrschen.

- Netzbildende EZSE und Speicher müssen im Ladebetrieb die aufgenommene Wirkleistung bis zum Erreichen des Teilverbrauchs, der einem transient zulässigen Frequenzwert von 48,5 Hz entspricht, reduzieren können.
- 7) Die Schwellwerte zur Aktivierung der PRNB müssen zwischen 49,5 Hz und 49,8 Hz bzw. 50,2 Hz und 50,5 Hz in Schritten von 10 mHz einstellbar sein. Sofern der Netzbetreiber keine konkreten Werte vorgibt, liegen diese bei 49,8 Hz bzw. 50,2 Hz.
 - 8) Die maximale Unempfindlichkeit der frequenzabhängigen Wirkleistungsanpassung um den gemessenen Frequenzwert beträgt ± 10 mHz.
 - 9) Der Übergang in die PRNB und auch das mehrfache Durchfahren der Schwellwerte muss bezogen auf das Leistungsstellglied stoßfrei erfolgen.
 - 10) Eine Netztrennung innerhalb des Frequenzbereichs von 47,5 Hz bis 51,5 Hz ist unzulässig.
 - 11) Bei Netzfrequenzen unterhalb von 47,5 Hz dürfen sich netzbildende Einheiten automatisch vom Netz trennen.
 - 12) Bei Netzfrequenzen oberhalb von 51,5 Hz müssen netzbildende Einheiten mindestens 10 s am Netz verbleiben und dürfen sich oberhalb von 52,5 Hz automatisch vom Netz trennen.

4.2.2.3 Eingeschränkte Anforderungen aufgrund technologiespezifischer Restriktionen

Technologieorientierte Kennwerte der Wirkleistungsabgabe innerhalb der netzsicherheitsbasierten Primärregelung sind Tabelle 14 und Tabelle 15 zu entnehmen. Aufgrund technischer Restriktionen können sich zusätzliche Einschränkungen ergeben. In diesen Fällen gelten folgende Anforderungen:

Bei Verbrennungsmotoren mit Gemischbildung kommt es zu einem signifikanten Totzeitverhalten. Ursächlich dafür ist, unter Anderem, die erhebliche Kraftstoffmenge in der Strecke zwischen Drosselklappe(n) und Motorzylindern. Beim Übergang in den fiktiven Inselnetzbetrieb kann die Vorgabe einer maximalen transienten Frequenz von 52,5 Hz im Bereich der PRNB nach Punkt 5) Abschnitt 4.2.2.2 deshalb nicht eingehalten werden. Es kann deshalb eine Beschränkung der spontanen Lastabschaltung der Art vorgenommen werden, dass die maximale Frequenz von 52,5 Hz nicht überschritten wird. Die Lastabschaltung muss jedoch mindestens 5 % $P_{b\ inst}$ betragen. Beim Betrieb innerhalb der Fiktiven Insel darf, je nach Können und Vermögen, die Höhe der spontanen Lastab- und Zuschaltung auf Werte bis zu den Amplituden gemäß Tabelle 14 beschränkt werden, sodass die maximale Frequenz von 52,5 Hz nicht überschritten bzw. 47,5 Hz nicht unterschritten wird. Alternativ darf beim Übergang in den fiktiven Inselnetzbetrieb sowie bei Betrieb innerhalb der fiktiven Insel bei einer Lastab- bzw. Zuschaltung nach Tabelle 14 ausgehend von einem Arbeitspunkt zwischen $P_{b\ inst}$ und technischer Mindestleistung bzw. vorübergehender Mindestleistung, je nach Können und Vermögen, eine maximale transiente Frequenz von über 52,5 Hz bzw. von unter 47,5 Hz zugelassen werden.

4.2.2.4 Anforderungen bei Frequenzabweichungen im dynamischen Kurzzeitbereich

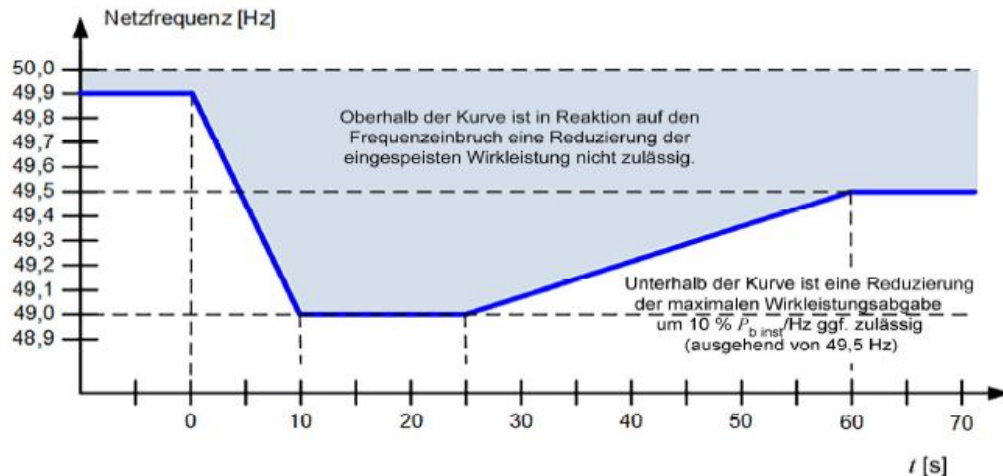


Bild 6 Anforderung an die Abgabeleistung der Erzeugungsanlagen im dynamischen Kurzzeitbereich

Bild 6 stellt die Anforderung an die Abgabeleistung der netzbildenden Erzeugungseinheiten in einer möglichen Ausprägung des dynamischen Frequenzverhaltens nach einer Wirkleistungsbilanzstörung dar. Eine netzbildende Erzeugungseinheit darf bei Frequenzverläufen zwischen 50 Hz und der blau gezeichneten Kurve ihre vorgegebene Wirkleistungsabgabe nicht verringern.

4.2.2.5 Ende des kritischen Netzzustandes und Rückkehr in den Normalbetrieb

Auch wenn die Frequenz nach einer Abweichung in den Bereich der netzsicherheitsbasierten Primärregelung wieder in den Bereich der marktbasieren Primärregelung von i.d.R. $50,0 \text{ Hz} \pm 200 \text{ mHz}$ zurückkehrt, ist zunächst noch von einem gefährdeten Netzzustand auszugehen.

Der Wert von P_{mom} ist erst zu aktualisieren, wenn sich die Netzfrequenz ununterbrochen mindestens 30 Sekunden lang innerhalb des Toleranzbandes von $50,0 \text{ Hz} \pm 200 \text{ mHz}$ befunden hat.

Die Anpassung der Soll-Wirkleistung an das ggf. inzwischen erhöhte Primärenergieangebot ist (ausgenommen zur Erbringung von Regelleistung) auf einen Gradienten von maximal $10 \% P_{b \text{ inst}} / \text{min}$ zu begrenzen. Erst wenn sich die Netzfrequenz ununterbrochen 10 Minuten lang innerhalb des Toleranzbandes von $50,0 \text{ Hz} \pm 100 \text{ mHz}$ befunden hat, gilt der Netznormalbetrieb als wiederhergestellt. Eine Gradienten-Begrenzung bei der Anpassung der Soll-Wirkleistung ist dann nicht mehr erforderlich.

Die Festlegung des Gradienten bei potenziellen Leistungsbeschränkungen innerhalb der Dauer des gefährdeten Netzzustands erfolgt nach der Priorisierungsregelung im Abschnitt 4.2.3.

4.2.2.6 Parametrierung des Totbandes der netzsicherheitsbasierten Primärregelung

Bei Vorhandensein einer fernwirktechnischen Anbindung zum Netzbetreiber muss die netzbildende Einheit über eine Signalschnittstelle verfügen, die es dem Netzbetreiber erlaubt, im Fall eines kritischen Netzzustandes das Totband der netzsicherheitsbasierten Primärregelung der netzbildenden Einheit zu deaktivieren (Vorgabe = 0 mHz) bzw. wieder zu aktivieren⁶ (z.B. bei Netzwiederaufbau, Teilnetzbetrieb).

Der Übergang in den deaktivierten bzw. aktivierten Zustand muss schnellstmöglich stoßfrei erfolgen.

⁶ Ergänzend hierzu sind Festlegungen für die marktbasierte Primärregelung erforderlich. Hierzu wird vorgeschlagen, dass ausgelöst durch die Reduktion des Totbandes, die marktbasierte Primärregelung zu deaktivieren ist. Unabhängig hiervon wird empfohlen, dass die marktbasierte Primärregelung grundsätzlich auf Basis einer lokalen Frequenzmessung oder Drehzahlmessung an der EZE zu betreiben ist.

ANMERKUNG Zur Umsetzung der Deaktivierung des Totbandes ist Tabelle C.2 im Anhang C.5 der VDE-AR-N 4110:2023-09 entsprechend Anhang B.II dieses FNN Hinweises zu ergänzen.

4.2.2.7 Hinweis zur Bestimmung der elektrischen Frequenz und des RoCoF

Für netzbildende Einheiten ist es erforderlich zur Umsetzung der PRNB die elektrische Frequenz an der Klemme der EZE, der EZSE bzw. des Speichers zu ermitteln, sofern nicht die intern mit Trägheit gebildete Frequenz verwendet wird. Auf typisch verfügbare und adäquat anwendbare Messmethoden wird in dem FNN Hinweis „Ermittlung und Bewertung der Frequenz in Energieversorgungsnetzen“ hingewiesen. Abweichend zu den dort getroffenen Unterscheidungen in den Anwendungsbereichen der Schutztechnik bzw. der Frequenzregelung („Fahren auf der Kennlinie“) kann im Zusammenhang mit der Frequenzermittlung für die Umsetzung der PRNB ein gleitendes Messfenster von 3 bis 5 Perioden mit einem entsprechenden Auswerteverfahren (Beispiel siehe FNN Hinweis „Ermittlung und Bewertung der Frequenz in Energieversorgungsnetzen“) verwendet werden.

Für die Nachweisführung der Anforderungen, die auf den Frequenz- oder RoCoF-Angaben basieren (z.B. PRNB), soll eine Frequenzermittlung über ein gleitendes Messfenster von 3 bis 5 Perioden zugrunde gelegt werden, sofern keine abweichende Definition explizit vorgegeben ist. Für die Ermittlung des RoCoF sind die Messwerte mehrerer aufeinander folgender Frequenzmessungen zu verwenden.

4.2.3 Priorisierung der Anforderungen

Während des Betriebs der netzbildenden Einheit innerhalb einer Erzeugungsanlage können Netzsituationen eintreten, in denen die Anforderungen dieses FNN Hinweises bzw. der Technischen Anschlussregeln nicht gleichzeitig widerspruchsfrei erfüllt werden können. In diesen Situationen gilt die Priorisierung der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel, die entsprechend der Anforderungen an das netzbildende Verhalten zu ergänzen sind. Für die Priorisierung nach VDE-AR-N 4130 Abschnitt 8.1 gelten folgende abweichende Anforderungen⁷:

- 1 *Vermeidung bzw. Begrenzung etwaiger Schäden an netzbildender Einheit und Betriebsmitteln*
- 2 *Einhaltung der Festlegungen bzgl. Systemautomatiken nach 10.2.4.2 (VDE-AR-N 4130)*
- 3 *Spannungsquellenverhalten⁸ einschließlich Synchronität, Winkelstabilität, Dämpfung von Frequenz-Leistungspendelungen und höherfrequentes Dämpfungsverhalten nach 4.2.1*
- 4 *Anforderungen an die Anlaufzeitkonstante nach 4.2.1.13 und 4.2.1.14*
- 5 *Einhaltung der Anforderungen an das Verhalten bei Über- und Unterfrequenz nach 4.2.2*
- 6 *Frequenzregelung (Regelleistung) nach 10.5.3 und 10.5.4 (VDE-AR-N 4130) außerhalb der PRNB*
- 7 *Vorgaben durch das Netzsicherheitsmanagement des Netzbetreibers nach 10.2.4.2 (VDE-AR-N 4130)*
- 8 *max. Wirkleistungsgradienten bei Rückkehr in den Normalbetrieb nach 4.2.2.5 und sonstige Wirkleistungsgradienten*
- 9 *Einhaltung der Anforderungen an die Blindleistungsfahrweise zur statischen Spannungshaltung nach 4.2.1.4*
- 10 *betriebliche Sollwertvorgaben für Wirk- und Blindleistung inklusive Bezugsleistungsbegrenzungen*

Für die Priorisierung nach VDE-AR-N 4110 und VDE-AR-N 4120 Abschnitt 8.1 gelten folgende abweichende Anforderungen:

- 1 *Vermeidung bzw. Begrenzung etwaiger Schäden an netzbildender Einheit, Anlagen und Betriebsmitteln, für die die jeweiligen Schutzeinrichtungen nach 6.3.4 (VDE-AR-N 4110) bzw. 6.3.3 (VDE-AR-N 4120) und 10.3 (VDE-AR-N 4110 und 4120) den Hauptschutz darstellt*

⁷ Bestandstext entsprechend den technischen Anschlussregeln ist hier in Kursiv dargestellt.

⁸ Das Spannungsquellenverhalten ersetzt die bisherige Anforderung der dynamischen Netzstützung in den Technischen Anschlussregeln. Zudem sind Robustheitsanforderungen in der Priorisierungsliste nicht aufgeführt.

- 2 Spannungsquellenverhalten⁸ einschließlich Synchronität, Winkelstabilität, Dämpfung von Frequenz-Leistungspendelungen und höherfrequentes Dämpfungsverhalten nach 4.2.1
- 3 Anforderungen an die Anlaufzeitkonstante nach 4.2.1.13 und 4.2.1.14
- 4 *Vorgaben durch das Netzsicherheitsmanagement durch den Netzbetreiber nach Abschnitt 10.2.4.2 und die Anforderungen an $P_{AV,E}$ der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel*
- 5 *Einhaltung der Anforderungen an das Verhalten bei Über- und Unterfrequenz nach 4.2.2*
- 6 *Einhaltung der Anforderungen an die Blindleistungsfahrweise zur statischen Spannungshaltung nach 4.2.1.4*
- 7 *Frequenzregelung (Regelleistung) außerhalb der PRNB*
- 8 max. Wirkleistungsgradienten bei Rückkehr in den Normalbetrieb *nach 4.2.2.5* und sonstige Wirkleistungsgradienten
- 9 betriebliche Sollwertvorgaben für Wirk- und Blindleistung inklusive Bezugsleistungsbegrenzungen

4.2.4 Netzbildende Anlagen (Typ-2, Speicher und regelbare Bezugseinheiten)

4.2.4.1 Allgemeines

Die im Folgenden definierten Anforderungen gelten für netzbildende Typ-2-EZE, EZSE sowie Speicher und regelbare Bezugseinheiten, die eine netzbildende Erzeugungsanlage bilden, zusätzlich zu den Anforderungen des Abschnitts 4.2.1, 4.2.2 und 4.2.3.

4.2.4.2 Anforderungen an die wirksame Impedanz der Anlage

Die bei Änderungen der Netzspannungsamplitude wirksame Impedanz $z_{w,A}$ ist für Neuanlagen so auszulegen, dass die netzbildende Erzeugungsanlage ohne Eingriff der Strombegrenzung folgenden Maximalwert $z_{w,A,max}$ nicht überschreitet:

- a) Hochspannungsnetz: 0,50 p.u.
- b) Höchstspannungsnetz: 0,40 p.u.

In Abstimmung mit dem Übertragungsnetzbetreiber darf von dem Wert in b) abgewichen werden.

Für Erzeugungsanlagen im Anwendungsbereich der VDE-AR-N 4130 gilt für das R/X -Verhältnis auf Anlagenebene ein Wert von maximal 0,15.

4.2.4.3 Anforderungen an das Verhalten im sub- und supersynchronen Frequenzbereich auf Anlagenebene

Die Anforderungen an das Verhalten im sub- und supersynchronen Frequenzbereich mit Bezug auf den Netzanschlusspunkt der Erzeugungsanlage beziehen sich nur auf Erzeugungsanlagen im Anwendungsbereich der VDE-AR-N 4130. Die Anforderungen nach Abschnitt 4.2.1.2 an die netzbildende Einheit müssen auch auf Anlagenebene erhalten bleiben.

4.2.4.4 Anforderungen an das Verhalten im harmonischen Frequenzbereich auf Anlagenebene

Die Anforderungen an das Verhalten im harmonischen Frequenzbereich mit Bezug auf den Netzanschlusspunkt der Erzeugungsanlage beziehen sich nur auf Erzeugungsanlagen im Anwendungsbereich der VDE-AR-N 4130. Die Anforderungen nach Abschnitt 4.2.1.3 an die netzbildende Einheit müssen auch auf Anlagenebene erhalten bleiben.

4.2.4.5 Anforderungen an die $P_{AV,E}$ -Schutzeinrichtung

Sofern für die Erzeugungsanlage eine $P_{AV,E}$ -Überwachung vorgesehen ist, ist die entsprechende $P_{AV,E}$ -Schutzeinrichtung so zu parametrieren, dass diese für einen Wirkleistungsbetriebspunkt der Erzeugungsanlage bei $P_{AV,E}$ bei Auftreten der nach diesem FNN Hinweis geforderten Winkelsprungleistung in Verbindung mit dem transienten Verlauf der Momentanreserveleistung auf Basis der eingestellten Anlaufzeitkonstanten der netzbildenden Einheiten nicht zu einer Auslösung führt.

5 Nachweis der elektrischen Eigenschaften für Netzbildende Einheiten

5.1 Grundsätze zum Nachweisprozess

Die im folgenden für netzbildende Einheiten beschriebenen Nachweise können angewendet werden auf:

- Einheiten mit bereits bestehenden Einheitenzertifikaten, die mittels einer entsprechenden Ergänzung im Einheitenzertifikat zu netzbildenden Einheiten ertüchtigt werden;
- Netzbildende Einheiten, für die ein Einheitenzertifikat neu erstellt wird;
- Netzbildende Einheiten, die den Konformitätsnachweis nach diesem FNN Hinweis in Ergänzung zu der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel, nach dem Einzelnachweisverfahren (Anlagenzertifikat C bzw. C2) erbringen.

Im Falle einer Ergänzung eines bereits bestehenden Einheitenzertifikats, sind die im folgenden beschriebenen Nachweise von einer akkreditierten Zertifizierungsstelle als Ergänzung zu einem bestehenden Einheitenzertifikat nach VDE-AR-N 4110, VDE-AR-N 4120 und VDE-AR-N 4130 zu erbringen. Hierbei werden die Nachweise nach Abschnitt 11 der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel teilweise durch entsprechende Nachweise in diesem FNN Hinweis ersetzt. Dies ist Abschnitt 2 Tabelle 1 zu entnehmen.

Bei neu zu erstellenden Einheitenzertifikaten dürfen die Nachweise der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel, die gemäß Abschnitt 2 Tabelle 1 ersetzt werden, entfallen.

Eine Ergänzung zu einem bestehenden Anlagenzertifikat nach VDE-AR-N 4110, VDE-AR-N 4120 und VDE-AR-N 4130 ist entsprechend der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel zu erbringen. Hierbei werden die Nachweise nach Abschnitt 11 der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel teilweise durch die entsprechenden Nachweise gemäß Abschnitt 2 Tabelle 1 (zu den netzbildenden Eigenschaften) ersetzt. Bei neu zu erstellenden Anlagenzertifikaten dürfen die Nachweise zu den technischen Mindestanforderungen, die gemäß Abschnitt 2 Tabelle 1 ersetzt werden, entfallen.

Der vollständige Nachweis gemäß diesem FNN Hinweis ist für netzbildende Einheiten, für die gemäß NELEV ein Anlagenzertifikat erforderlich ist, mit dem Anlagenzertifikat A entsprechend der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel sowie der Vorgaben dieses FNN Hinweises erbracht. Die Konformitätserklärung darf in den Fristen gemäß der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel nachgereicht werden. Ein Anlagenzertifikat C bzw. C2 alleine genügt nicht zum Nachweis gemäß diesem FNN Hinweis. Der Nachweis ist erst mit der Vorlage der erweiterten Konformitätserklärung erbracht.

Die Nachweise in diesem FNN-Hinweis enthalten nur die Punkte die aktuell zum Nachweis der Eigenschaften aus dem FNN Hinweis „Technische Anforderung an Netzbildende Eigenschaften inklusive der Bereitstellung von Momentanreserve“ in den Regularien der FGW TR8, TR4 und TR3 noch nicht enthielten sind. Alle anderen Punkte sind gemäß den Regularien der FGW durchzuführen.

Bezüglich der Vermessung, Modellierung, Modellvalidierung und Zertifizierung gelten folgende Grundsätze:

- Die Zertifizierung von netzbildenden Einheiten und zugehöriger 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 TR8⁹ geregelt;

- Details zur Ausgestaltung messtechnischer Nachweise sowie die Dokumentation der Messergebnisse sind in diesem FNN Hinweis sowie ergänzend in der FGW TR3⁹ beschrieben. Die Ergänzungen in der FGW TR3 dürfen die Anforderungen des vorliegenden Hinweises in Ergänzung der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel weder unterlaufen noch verschärfen. Die Vermessung von netzbildenden Einheiten und zugehörigen Komponenten muss durch ein nach DIN EN ISO/IEC 17025 hierfür akkreditiertes Prüfinstitut / Messinstitut erfolgen. Dazu sind durch das Labor u.a. erfolgreiche Teilnahmen an den durch die FGW organisierten Ringversuchen und Schulungen nachzuweisen.;
- Details zur Ausgestaltung der Modellierung, Simulation und der Modellvalidierung sind in diesem FNN Hinweis sowie ergänzend in der FGW TR4⁹ beschrieben. Die Ergänzungen in der FGW TR4 dürfen die Anforderungen des vorliegenden Hinweises in Ergänzung der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel weder unterlaufen noch verschärfen.

Für eine Herstellererklärung im Sinne dieses FNN Hinweises gelten folgende Anforderungen:

Eine Herstellererklärung muss unterzeichnet und inhaltlich derart begründet sein, dass dem Nachweisführenden hinsichtlich der bestätigenden Einhaltung der Anforderungen seine eigene fachlich nachvollziehbare Überprüfung ermöglicht wird. Daraus folgt:

- Eindeutiger Bezug zur ausstellenden Firma
- Stempel und Unterschrift einer berechtigten / in Verantwortung stehenden Person
- Eindeutiger Bezug zum zertifizierten Produkt (eindeutige Benennung wie im geplanten Zertifikat)
- Nachvollziehbare technische Begründung / Nachweis, wie die Einhaltung der Anforderung gesichert wird (Verweis auf weitere technische Dokumente möglich).

5.2 Prototypenregelung für Netzbildende Einheiten und Anlagen

5.2.1 Allgemeines

Für netzbildende Einheiten gelten abweichend vom Abschnitt 12 der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel für die Prototypenregelung die Anforderungen des Abschnitts 5.2.2 dieses FNN Hinweises. Die Ausstellung einer Prototypenbestätigung erfolgt für netzbildende Einheiten in Kombination mit einem qualifizierten Gutachten.

ANMERKUNG Aufgrund der neuen Technologie netzbildender Einheiten und insbesondere der Möglichkeit auf deren Basis an der marktlichen Beschaffung von Momentanreserve teilzunehmen, werden die Voraussetzungen zur Ausstellung einer Prototypenbestätigung für netzbildende Einheiten gegenüber den Voraussetzungen nach Abschnitt 12 der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel verschärft.

Mit dem Nachweis gemäß diesem FNN Hinweis, müssen auch die bestehenden Anforderungen der jeweils gültigen Technischen Anschlussregel (wie in Abschnitt 2 angegeben) nachgewiesen werden.

Netzbildende Typ-1-Einheiten, für die der Nachweis der elektrischen Eigenschaften im Rahmen des Einzelnachweisverfahrens erfolgt, dürfen ebenso auf Basis einer zusätzlichen Bewertung eines qualifizierten Gutachtens, in welchem die in diesem FNN Hinweis gestellten Anforderungen nachgewiesen werden, in Betrieb gesetzt werden.

Für Windenergieanlagen wird ein Prototypenverfahren analog zum Abschnitt 12 der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel zum Zwecke der Vermessung sowie zum Stellen des Netzanschlussbegehrens und der Inbetriebnahme zuzüglich der Elektroplanung nach TAR – nicht als Berechtigung zur Teilnahme am Momentanreservemarkt – in Version 2.2 dieses FNN Hinweises nachgereicht.

⁹ Grundsätzlich kann die jeweils aktuelle Richtlinie der FGW TR3, TR4 oder TR8 angewendet werden. Ab Erscheinen der entsprechenden diesen FNN Hinweis ergänzenden Beiblätter der TR3 und TR4 sollten diese berücksichtigt werden. Das entsprechende Beiblatt der TR8 ist ab Erscheinen zu berücksichtigen.

5.2.2 Prototypen-Regelung für netzbildende Einheiten (Übergangsregelung)

Ein Prototyp im Sinne dieses FNN Hinweises ist die erste netzbildende Einheit eines Typs, für den die Anforderungen dieses FNN Hinweises erstmalig umgesetzt werden, sowie für alle weiteren netzbildenden Einheiten dieses Typs, die innerhalb von zwei Jahren nach Veröffentlichung dieses FNN Hinweises in Version 2.0 von Mai 2025 in Betrieb gesetzt werden. Der Zeitraum der Gültigkeit der Prototypenbestätigung für netzbildende Einheiten ist unabhängig vom Datum ihrer Inbetriebsetzung beschränkt auf den Zeitraum von drei Jahren nach Veröffentlichung dieses FNN Hinweises in Version 2.0 von Mai 2025.

Für einen Prototypen einer netzbildenden Einheit gelten die Anforderungen dieses FNN Hinweises. Innerhalb von zwei Jahren nach Veröffentlichung dieses FNN Hinweises, ist für einen Prototypen einer netzbildenden Einheit anstelle des Einheitenzertifikats nach diesem FNN Hinweis eine Prototypenbestätigung ausreichend, in der eine nach DIN EN ISO/IEC 17065 (für die jeweils anzuwendende Technische Anschlussregel) akkreditierte Zertifizierungsstelle die vollständige Einhaltung der Anforderungen auf Basis eines qualifizierten Gutachtens bestätigt. Die für das qualifizierte Gutachten erforderlichen Vermessungen sind von einem nach DIN EN ISO/IEC 17025 (für die FGW TR3, Rev. 26) akkreditierten Prüfinstitut unter Einhaltung der in diesem FNN Hinweis beschriebenen Nachweisverfahren durchzuführen. Auf Grundlage des qualifizierten Gutachtens ist durch die Zertifizierungsstelle in der Prototypenbestätigung nachvollziehbar auszuweisen, ob der Prototyp in der Lage ist, die Anforderungen nach diesem FNN Hinweis zu erfüllen. Ferner ist durch die Zertifizierungsstelle in der Prototypenbestätigung auszuweisen, ob die in diesem FNN Hinweis gestellten Anforderungen an die Nachweisführung bei der Vermessung sowie an die Modellvalidierung eingehalten wurden.

ANMERKUNG 1 Eine Berechtigung zur Teilnahme am Momentanreservemarkt sowie das Stellen des entsprechenden Netzanschlussbegehrens bedingt die Konformität der netzbildenden Einheit mit den in diesem FNN Hinweis in Version 2.0 an die Einheit gestellten Anforderungen. Eine Inbetriebsetzung der netzbildenden Einheit hingegen darf nur erfolgen, wenn für die netzbildende Einheit die Konformität mit den in diesem FNN Hinweis in Version 2.1 (oder neuer) gestellten Anforderungen sichergestellt wird. Entsprechend muss eine für Version 2.0 ausgestellte Prototypenbestätigung vor Inbetriebnahme auf Version 2.1 (oder neuer) revidiert oder ein Einheitenzertifikat nach diesem FNN Hinweis in Version 2.1 erstellt werden.

Zusätzlich ist das Verhalten einer netzbildenden Einheit des Typs 2 unter Auswertung gemessener Ströme und Spannungen an ihren Klemmen mittels eines Störschreibers für den Zeitraum der Gültigkeit der Prototypenbestätigung zu überwachen. Hierbei gelten die Anforderungen nach Abschnitt 5.2.4.

Spätestens nach Ablauf der oben genannten Frist ist ein Einheitenzertifikat nach diesem FNN Hinweis erforderlich.

ANMERKUNG 2 Für einen netzbildenden Prototypen mit Prototypenbestätigung nach diesem FNN Hinweis in Version 2.0 darf direkt ein Einheitenzertifikat nach diesem FNN Hinweis in Version 2.1 (oder neuer) ausgestellt werden (siehe auch Anmerkung 1 oben).

Im übrigen gilt (u.a. für das Nachreichen des Anlagenzertifikats und der Konformitätserklärung) Abschnitt 12 der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel ab Absatz 8 „ANMERKUNG 2 ...“.

Für eine netztechnische Bewertung auf Anlagenebene ist vor geplanter Umrüstung bzw. Inbetriebnahme der netzbildenden Einheiten auf Anforderung des Netzbetreibers ein Prototypen-Anlagengutachten (hierunter wird nach VDE-AR-N 4110/20/30:2018 der Begriff „Elektroplanung der Erzeugungsanlage“ verstanden) ausgestellt von einer nach DIN EN ISO/IEC 17065 (für die jeweils anzuwendende Technische Anschlussregel) akkreditierten Zertifizierungsstelle einzureichen.

ANMERKUNG 3 Nach Umrüstung bzw. Inbetriebnahme der netzbildenden Einheiten ist eine erweiterte Inbetriebsetzungserklärung einzureichen, dabei ist ergänzend Abschnitt 5.2.3 zu beachten.

5.2.3 Nachweisverfahren für netzbildende Anlagen mit Prototypen

Für den Nachweis auf Anlagenebene ist bei Einsatz von Prototypen (nach Umrüstung oder für Neueinheiten) ein Anlagengutachten für Prototypen netzbildender Einheiten einzureichen. Hierbei gelten die Fristen des Abschnitts 12 (Prototypenregelung) der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel.

Nach erfolgter Umrüstung bzw. Inbetriebsetzung einer Bestandseinheit oder Neueinheit ist eine erweiterte Inbetriebsetzungserklärung für die Erzeugungsanlage einzureichen. Hierfür sind folgende Dokumente bereitzustellen:

- für die umzurüstenden Einheiten bzw. Neueinheiten eine Prototypenbestätigung nach diesem FNN Hinweis,
- Bestätigung der Durchführung von notwendigen Softwareupdates für alle umgerüsteten Einheiten durch einen jeweiligen Auszug aus dem Ereignisprotokoll,
- Herstellererklärung zum Nachweis über den Austausch von notwendigen Hardwarekomponenten,
- Parameterauszug der umgerüsteten Einheiten,
- Messtechnischer Nachweis auf Basis von intern aufschaltbaren Signalen an einer durch den Zertifizierer frei wählbaren Einheit im Feld durch folgende Messungen: nach Abschnitt 5.5.5.3, 5.5.5.8 und 5.5.5.9 (Auswertung nach Abschnitt 5.5.5.9.3.3),
- Alternativ zum messtechnischen Nachweis darf für die umgerüstete Einheit mit Hilfe von Störschreiber-Auswertungen nach den Kriterien des Abschnitts 5.2.4 ein Nachweisdokument eingereicht werden. Hierbei greifen die Festlegungen nach Abschnitt 5.2.4 bezüglich der Überwachung in einer Anlage mit mehreren typgleichen netzbildenden Einheiten.
- Der messtechnische Nachweis bzw. dessen Alternative (Überwachung mittels Störschreiber) kann entfallen, sofern die Umrüstung der jeweiligen Einheit lediglich auf Basis eines Softwareupdates erfolgte.

Zusätzlich ist zu prüfen, dass alle umgerüsteten Einheiten der Anlage dem Stand der geprüften bzw. überwachten Einheit entsprechen.

Der Nachweis auf Anlagenebene ist durch eine nach DIN EN ISO/IEC 17065 (für die jeweils anzuwendende Technische Anschlussregel) akkreditierte Zertifizierungsstelle zu erbringen. Die erforderlichen Messungen sind von einem nach DIN EN ISO/IEC 17025 (für die FGW TR3, Rev. 26) akkreditierten Prüfinstitut durchzuführen. Für die Nachreichung des Anlagenzertifikats und der Konformitätserklärung gelten die in Abschnitt 12 der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel gestellten Anforderungen.

5.2.4 Überwachung mittels Störschreiber

Für die Überwachung einer netzbildenden Einheit (Neueinheit oder umgerüstete Bestandseinheit) mittels Störschreiber, gelten folgende Anforderungen:

Im Falle mehrerer netzbildender Einheiten gleichen Typs innerhalb einer Anlage, ist der Störschreiber für eine beliebige Einheit dieses Typs innerhalb der Anlage vorzusehen. Eine Anbindung des Störschreibers an die netzführende Stelle des Netzbetreibers ist nicht erforderlich. Derjenige, in dessen Eigentum sich der Störschreiber befindet, stellt der Zertifizierungsstelle zweimal vierteljährig und anschließend halbjährig die aufgezeichneten Daten zur Verfügung sowie auf Anforderung dem Netzbetreiber. Die vom Störschreiber aufgezeichneten Daten sind durch die Zertifizierungsstelle auszuwerten, auf Nachvollziehbarkeit zu prüfen und bezüglich der Anforderungen nach diesem FNN Hinweis zu überprüfen.

ANMERKUNG 1 Sofern vom Störschreiber keine Daten aufgezeichnet wurden, ist dies zu dokumentieren und die Zertifizierungsstelle ist darüber zu informieren.

Sofern die Aufzeichnungen des Störschreibers der Konformität widersprechen, ist der Anlagenbetreiber durch die Zertifizierungsstelle darüber zu informieren. Anschließend ist der Netzbetreiber durch den Anlagenbetreiber (bzw. auf Wunsch durch den Zertifizierer) zu informieren sowie im Falle eines Anschlusses in einem Verteilnetz der verantwortliche Übertragungsnetzbetreiber durch den Anlagenbetreiber (bzw. auf Wunsch durch die Zertifizierungsstelle). In dem Falle der Nichterfüllung der Konformität, räumt der Netzbetreiber eine angemessene Frist zur Nachbesserung ein. Andernfalls endet der Überwachungszeitraum im Rahmen der Prototypenbestätigung durch die Zertifizierungsstelle spätestens nach Ausstellung der Konformitätserklärung. Nach Maßgabe des Netzbetreibers kann der Überwachungszeitraum nach einer ausreichenden Zahl repräsentativer Netzereignisse mit jeweils positiver Bewertung der Konformität durch die Zertifizierungsstelle auch vorzeitig enden.

Für den Störschreiber der netzbildenden Einheit des Typs 2 gelten grundsätzlich die allgemeinen Anforderungen nach Anhang F der VDE-AR-N 4120. Die Aufzeichnungen sind im comtrade-Format nach DIN EN 60255-24 (VDE 0435-3040) zur Verfügung zu stellen. Gegenüber diesen allgemeinen Anforderungen gelten zusätzlich folgende erweiterte Anforderungen:

- Abtastfrequenz ≥ 10 kHz
- Kalibrierung, ab Sekundärseite der Wandler, durch ein nach DIN EN ISO/IEC 17025 akkreditiertes Kalibrier- oder Prüflabor mit entsprechender Zulassung.

Der Störschreiber muss folgende Signale fortlaufend ermitteln:

- Rohwerte der Ströme und Spannungen mit Abtastfrequenz.
- Momentanwerte von Strom, Spannung, Wirk- und Blindleistung im $\alpha\beta$ -Koordinatensystem. Die Momentanwerte der gemessenen Ströme und Spannungen sind mit einer gleitenden arithmetischen Mittelwertbildung über 5 ms zu filtern.
- Grundschrwingungs- Mit-, Gegen- und Nullsystem-Zeiger mit 20 ms Filter (gleitende arithmetische Mittelwertbildung über eine Periode).
- Elektrische Frequenz der Spannung mit fortlaufender Frequenzermittlung über ein 100 ms -Fenster

Die Initiierung einer Aufzeichnung der zuvor genannten Signale ist so zu konfigurieren, dass für die netzbildenden Merkmale signifikante Ereignisse aufgezeichnet werden können. Dazu gehören insbesondere:

- Sprungförmige Änderungen des Spannungsbetrags (vgl. Definition einer sprunghaften Spannungsänderung in den VDE-AR-N 4110/4120, Anhang B.2, bzw. 4130 Anhang B.1). Der Schwellwert zum Start einer Aufzeichnung muss zwischen 2,5 % und 25 % einstellbar sein.
- Sprungförmige Änderungen des Spannungswinkels. Der Schwellwert zum Start einer Aufzeichnung muss zwischen 2,5 Grad und 25 Grad einstellbar sein.
- Schnelle Frequenzänderungen. Der Schwellwert zum Start der Aufzeichnung beträgt 50 mHz/s in einem gleitendem 0,5 s-Zeitfenster.

Für diese Ereignisse sind die Momentanwerte mit einer Vorlaufzeit von bis zu 10 s und einer Nachlaufzeit von 30 s aufzuzeichnen. Die Aufzeichnungen sind mindestens für einen Zeitraum von 6 Monaten vorzuhalten, sofern keine Anforderung durch den Netzbetreiber erfolgt. Für die aufgezeichneten Ereignisse ist von der Zertifizierungsstelle auf Anforderung des Netzbetreibers zu prüfen, ob die Anforderungen nach diesem FNN Hinweis erfüllt sind. Falls die vom Störschreiber aufgezeichneten Messwerte eine kritische Verletzung der Anforderungen nach diesem FNN Hinweis nachweisen, ist das Verfahren nach Abschnitt 8.8 der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel unter Berücksichtigung dieses FNN Hinweises anzuwenden.

5.2.5 Bewertung der Anforderungen des FNN Hinweises im Rahmen des Einzelnachweisverfahrens

Dieser Abschnitt gilt für netzbildende Typ-1-Einheiten, für die der Nachweis der elektrotechnischen Eigenschaften im Rahmen des Einzelnachweisverfahrens erbracht wird. Für diese Einheiten, darf innerhalb von zwei Jahren nach Veröffentlichung dieses FNN Hinweises in Version 2.0 von Mai 2025 die Nachweisführung der in diesem FNN Hinweis gestellten Anforderungen auf Basis eines im Rahmen des Einzelnachweisverfahrens erstellten qualifizierten Gutachtens erfolgen.

ANMERKUNG Das qualifizierte Gutachten beschränkt sich hierbei ausschließlich auf den Nachweis der Anforderungen, die in diesem FNN Hinweises die Anforderungen der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel ersetzen oder ergänzen. Der Prozess zum Nachweis der nach der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel gestellten Anforderungen bleibt hiervon unberührt.

Das qualifizierte Gutachten ist durch eine nach DIN EN ISO/IEC 17065 (für die jeweils anzuwendende Technische Anschlussregel) akkreditierte Zertifizierungsstelle zu erstellen und hat die Einhaltung der Anforderungen dieses FNN Hinweises zu bestätigen. Die für das qualifizierte Gutachten erforderlichen Vermessungen sind von einem nach DIN EN ISO/IEC 17025 (nach FGW TR3, Rev. 26) akkreditierten Prüfinstitut unter Einhaltung der in diesem FNN Hinweis beschriebenen Nachweisverfahren durchzuführen. Auf Grundlage des qualifizierten Gutachtens ist durch die Zertifizierungsstelle nachvollziehbar auszuweisen, ob die netzbildende Typ-1-Einheit in der Lage ist, die Anforderungen nach diesem FNN Hinweis zu erfüllen. Ferner ist durch die Zertifizierungsstelle auszuweisen, ob die in diesem FNN Hinweis gestellten Anforderungen an die Nachweisführung bei der Vermessung eingehalten wurden.

Zusätzlich ist das Verhalten der netzbildenden Typ-1-Einheit unter Auswertung gemessener Ströme und Spannungen an ihren Klemmen mittels eines Störschreibers entsprechend der Vorgaben nach Abschnitt 11.6.5 der VDE-AR-N 4120 unter Berücksichtigung der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel zu überwachen.

Spätestens nach Ablauf der oben genannten Frist ist für neue oder umgerüstete netzbildende Typ-1-Einheit nach diesem FNN Hinweis ein Anlagenzertifikat C zu erbringen.

5.3 Übertragbarkeit der Vermessungen auf andere Einheiten

Ergebnisse der Vermessung einer netzbildenden Einheit können in Summe oder in Teilen auf andere netzbildende Einheiten übertragen werden, wenn:

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

Für die Übertragbarkeit bei Typ-1-Einheiten gilt bezüglich der Anlaufzeitkonstanten zusätzlich: Für jeden Typ (bzw. jede zertifizierungsrelevante Typausprägung) ist ein vollständiger Nachweis der Anlaufzeitkonstanten inkl. Messung bzw. einer Validierung des Berechnungsverfahrens zur Ermittlung der Anlaufzeitkonstanten durch die Zertifizierungsstelle zu führen. Voraussetzung für die Validierung des Verfahrens ist die Nachvollziehbarkeit der durch den Hersteller herangezogenen Berechnungsmethode im Rahmen einer Herstellererklärung. Die Nachvollziehbarkeit durch die Zertifizierungsstelle ist dann gegeben, wenn die Angabe des Massenträgheitsmoments des gesamten EZE-Antriebsstrangs auf Basis einer Mehrkörper-Simulations-Modellbeschreibung inklusive der erforderlichen Parameterangaben bzw. entsprechender Simulationsberichte in der Herstellererklärung enthalten sind. Dies hat folgendes zu beinhalten:

- die Massenträgheitsmomente der einzeln abgegrenzten Komponentenbaugruppen (z.B. Drehschwingungsdämpfer, Kurbelwelle, Zylinderbaugruppe, Schwungrad, Elastische Kupplung, Generator, etc.) des vollständigen Wellenstrangs,
- die Topologie des Modells (z.B. mehrere Komponenten durch Getriebe verbunden),
- die Nenndrehzahl der einzelnen Komponenten.

5.4 Netzbildende Typ-1-Einheiten

5.4.1 Allgemeines

Für den Fall, dass die zusätzliche Schwungmasse optional abkoppelbar vom Generator ist, sind alle Nachweise dieses FNN Hinweises sowie des FRT-Verhaltens entsprechend der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel mit und ohne die zusätzliche Schwungmasse zu führen. Andernfalls ist die zusätzliche Schwungmasse bei allen Nachweisen zu berücksichtigen.

ANMERKUNG Ergebnisse der Vermessung einer netzbildenden Typ-1-Einheit können entsprechend des Abschnitts 11 der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel in Summe oder in Teilen auf andere netzbildende Typ-1-Einheiten übertragen werden.

Bei den folgenden messtechnischen Versuchen sollten die in TR3 Rev. 26 Kapitel 3 festgelegten allgemeinen Anforderungen an Messaufbau /-technik und Prüfbedingungen (Kapitel 3.2.1 - 3.2.3 bzw. Kapitel 7.1.3 bis 7.1.5) berücksichtigt werden.

5.4.2 Anforderungen an Simulationsmodelle und Modellgenauigkeiten

5.4.2.1 Allgemeine Modellanforderungen

Für den Fall, dass der relevante Netzbetreiber Simulationsmodelle der Typ-1-Einheit fordert, gilt:

Für netzbildende Typ-1-Einheiten ist bezüglich der Anforderungen an Simulationsmodelle und Modellgenauigkeiten mit Bezug auf den Nachweis der Anforderungen an die netzsicherheitsbasierte Primärregelung nach Abschnitt 5.4.3.3 und den Nachweis der Anlaufzeitkonstanten nach Abschnitt 5.4.3.2.3 die FGW TR4, Rev. 10. Kapitel E.5.2 heranzuziehen.

5.4.2.2 Validierung des Simulationsmodells – Standardverfahren (Einheitenzertifizierung)

5.4.2.2.1 Anlaufzeitkonstante entsprechend der Prüfung nach 5.4.3.2.3

Der Wert der Anlaufzeitkonstante gemäß Herstellerangaben ist im Simulationsmodell zu verwenden.

TR8-Hinweis:

Der Wert der Anlaufzeitkonstante gemäß Herstellerangaben ist im Simulationsmodell zu verwenden.

5.4.2.2.2 Verhalten der PRNB entsprechend der Prüfung nach 5.4.3.3.2

Die in Abschnitt 5.4.3.3.2 beschriebene Prüfung (Messung 1 und 3) ist simulativ für das Simulationsmodell in gleicher Weise nachzuvollziehen. Dabei sind folgende Schritte erforderlich:

- 1) Das Simulationsmodell der EZE wird bzgl. der Wirkleistungsabgabe, der Drehzahl, der Blindleistungseinspeisung und der Generatorspannung auf den Startpunkt der Messungen initialisiert. Dabei ist zu bestätigen, dass die jeweiligen Zwischengrößen wie Ausgangssignal des Primärreglers (u_R) und – sofern diese im Modell abgebildet ist - Position der Stellglieder (v_{Ti}) innerhalb der zulässigen Toleranzen (siehe FGW TR4 Rev.10, Kapitel E.5.2.1.1) liegen. Der Betriebsmodus der Generatorregelung wie auch der Regelung der Antriebseinheit werden entsprechend der Messbedingungen nach Abschnitt 5.4.3.3.2.2 gewählt.
- 2) Ausgehend von dem stationären Anfangszustand und dem sich einstellenden stationären Endzustand ist die Statik der PRNB gemäß Messung 3 zu ermitteln. Hierbei ist eine maximale Abweichung von $\pm 5\%$ von dem an der Einheit eingestellten Wert nachzuweisen. Es werden die Wirkleistungsstellgeschwindigkeiten ermittelt, wobei die des beschränkten Stellbereichs mindestens den Kennwerten nach Tabelle 15 entsprechen müssen.

- 3) Die Dämpfung und Frequenz des Einschwingvorgangs der Frequenz bzw. Drehzahl ist für die simulativ durchgeführte Prüfung (Messung 1) zu ermitteln. Die Ermittlung der Dämpfung kann dabei nach dem Verfahren gemäß Anhang A.I erfolgen. Das für die jeweilige Technologie erforderliche Dämpfungsmaß nach Tabelle 14 (Anhang B.I) sowie die Frequenz des Einschwingvorgangs der Drehzahl ist durch das Simulationsmodell mit einer Genauigkeit von $\pm 15 \%$ bezogen auf den messtechnisch ermittelten Wert einzuhalten. Alternativ zum Dämpfungsmaß darf auch das entsprechende Amplitudenverhältnis direkt ausgewertet werden unter Berücksichtigung der Genauigkeit von $\pm 15 \%$ des messtechnisch ermittelten Amplitudenverhältnisses.
- 4) Für den Fall, dass der Einschwingvorgang bei der simulativen Prüfung (Messung 1) der Drehzahl der Einheit stark gedämpft verläuft und ein Dämpfungsmaß nicht ermittelt werden kann, ist der transiente Verlauf der Frequenz des Simulationsmodells der netzbildenden Einheit ausgehend von dem stationären Anfangszustand bis zum Erreichen des eingeschwungenen Endzustands mit der am Prüfling messtechnisch ermittelten Drehzahl zu vergleichen. Bei der Bewertung der Übereinstimmung von Simulationsmodell und Prüfling ist das Verfahren nach FGW TR4, Rev. 10, Kap. E.5.2.1.1 Punkt 2 Absatz (3) auf die Frequenz der netzbildenden Einheit anzuwenden, wobei für das Toleranzband $\varepsilon_{\text{dyn}}^{10} = \pm 15 \%$ für die Frequenz zu berücksichtigen ist.

TR8-Hinweis:

Das Modell gilt hinsichtlich der korrekten Abbildung des Verhaltens im unbeschränkten wie beschränkten Stellbereich der PRNB der netzbildenden Einheit unter folgenden Voraussetzungen als validiert:

- *der simulativ ermittelte Wert der Statik entspricht dem in der netzbildenden Einheit eingestellten Wert mit einer maximalen Abweichung von $\pm 5 \%$;*
- *es werden mindestens die Wirkleistungsstellgeschwindigkeiten nach Tabelle 15 eingehalten;*
- *das simulativ ermittelte Dämpfungsmaß bzw. alternativ das entsprechende Amplitudenverhältnis der PRNB sowie die Frequenz des Einschwingvorgangs der Drehzahl entspricht dem messtechnisch ermittelten Wert mit einer maximalen Abweichung von $\pm 15 \%$ des messtechnisch ermittelten Amplitudenverhältnisses;*
- *falls das Verfahren nach FGW TR4, Rev. 10, Kapitel E.5.2.1.1 Punkt 2 Absatz (3) angewendet wird, liegt die Frequenz des Simulationsmodells der netzbildenden Einheit innerhalb des zulässigen Toleranzbandes.*

5.4.2.3 Validierung des Simulationsmodells – Einzelnachweisverfahren

5.4.2.3.1 Anlaufzeitkonstante entsprechend der Prüfung nach 5.4.3.2.3

Es gelten die Vorgaben nach Abschnitt 5.4.2.2.1.

5.4.2.3.2 Verhalten der PRNB entsprechend Abschnitt 5.4.3.3.2

5.4.2.3.2.1 Simulationsmodell

Für den simulativen Nachweis der PRNB nach Abschnitt 4.1.2 für Typ-1-EZE ist ein Simulationsmodell ggf. inkl. EZA-Regler für den Wirkleistungspfad einer EZE, sowie falls erforderlich für die EZA zu erstellen (z.B. bei GuD-Anlagen). Eingangsgrößen sind dabei Leistungs- und Drehzahlabweichungen. Die Ausgangsgröße des geregelten Stellglieds ist die mechanische Antriebsleistung.

Der grundsätzliche Prüfaufbau ist in Bild 7 dargestellt. Hierbei ist die Last des Fiktiven Inselnetzes als konstant, d.h. frequenz- und spannungsunabhängig anzunehmen. Die Detailtiefe des Simulationsmodells ist

¹⁰ Siehe Gleichungen E-3 bis E-6 sowie Punkt 2 Absatz (3) in FGW TR4, Rev. 10, Kap. E.5.2.1.1.

dabei auf die Anforderungen der netzsicherheitsbasierten Primärregelung und der dabei einzuhaltenden Toleranzen nach FGW TR4 (Festlegungen für die Wirkleistungsabgabe) und FGW TR8 im geschlossenen Regelkreis des Fiktiven Inselnetzes abzustellen. Dies gilt insbesondere auch für die Ausgangsgröße des Primärreglers. Falls für die Einhaltung der Modellgenauigkeit erforderlich, können ergänzend weitere Größen, wie Reglerausgang, Ventilstellung, Massenstrom, etc., in den Modellvergleich mit einbezogen werden.

5.4.2.3.2.2 Anpassung an das Simulationsmodell (Modellidentifikation)

Die Ermittlung des statischen und dynamischen Wirkleistungsverhaltens der EZE bzw. EZA erfolgt durch Auswertung der Vermessung an der betriebsbereiten Anlage nach Abschnitt 5.4.3.3.3.2 sowie Prüfung 4 nach Abschnitt 5.4.3.3.2.2. Die Übereinstimmung von Modell und EZE bzw. EZA ist zu bewerten.

Anforderungen an die Modellgenauigkeit

Es sind folgende Modellgenauigkeiten einzuhalten:

- 1) Die stationäre Beziehung der Wirkleistungsabgabe in Abhängigkeit der wirksamen Frequenzabweichung oder des effektiven Leistungssollwerts muss durch das Simulationsmodell mit einer Genauigkeit von 3 % bezogen auf den Nennwert der Wirkleistung P_{TE} abgebildet werden. Kommt ein PI-Leistungsregler zum Einsatz, so bezieht sich diese Anforderung auf das Ausgangssignal des Leistungsreglers.
- 2) Die Bewertung der Abweichungen der Wirkleistungsabgabe zwischen Messung und Modellsimulation erfolgt auf Basis der Festlegungen nach FGW TR4, Revision 10, Abschnitt E.5.2.1.1 bzw. der jeweiligen aktualisierten Festlegungen in nachfolgenden Revisionen der TR4.

ANMERKUNG Es ist zu beachten, dass ggfls. verbleibende Abweichungen zwischen Messung und Simulationsmodell dahingehend zu bewerten sind, inwieweit sie für die Einhaltung der Anforderungen an die EZE innerhalb der vorgegebenen Toleranzen relevant sind.

5.4.3 Nachweise

5.4.3.1 Nachweis des Verhaltens bei steilen Frequenzgradienten (RoCoF) (Abschnitt 4.1.1.1)

Die Anforderung, dass Erzeugungseinheiten schnelle Frequenzänderungen nach Abschnitt 4.1.1.1 ohne Trennung vom Netz durchfahren können, ist in Form einer Herstellererklärung nach den Vorgaben des Abschnitts 11.2.8 der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel zu bestätigen.

TR8-Hinweis:

Der Nachweis gilt als erbracht, wenn die Herstellererklärung dokumentiert, dass die nach Abschnitt 4.1.1.1 geforderten RoCoF-Werte ohne Netztrennung durchfahren werden können, andernfalls sind die Rahmenbedingungen für die Erfüllung der Anforderungen im Zertifikat auszuweisen.

5.4.3.2 Nachweise zur Anlaufzeitkonstanten (Abschnitt 4.1.1.2)

5.4.3.2.1 Allgemeines

Der Nachweis der Massenträgheitsmomente bzw. Anlaufzeitkonstanten der netzbildenden Typ-1-Einheit erfolgt für:

- den Generator mit Erregereinrichtung durch Herstellererklärung nach Abschnitt 5.4.3.2.2;
- die zusätzliche Schwungmasse ggf. einschließlich der generatorseitigen Kupplung durch Herstellererklärung nach Abschnitt 5.4.3.2.2;
- den vollständigen Wellenstrang (Gesamtsystem bestehend aus Generator, Turbinen, zusätzlicher Schwungmasse, etc.) durch messtechnischen Nachweis nach Abschnitt 5.4.3.2.3.

5.4.3.2.2 Nachweis der Anlaufzeitkonstanten des Generators und zusätzlicher Schwungmasse

Ziel

Es sind in der Herstellererklärung die Massenträgheitsmomente bzw. Anlaufzeitkonstanten für den Generator sowie die zusätzliche Schwungmasse vom Hersteller zu ermitteln und auszuweisen.

Verfahrensweisen

Die Massenträgheit der zusätzlichen Schwungmasse wird vom Hersteller der Erzeugungseinheit rechnerisch nachvollziehbar basierend auf Konstruktions- und Materialkenngrößen angegeben.

Die Massenträgheit des Generators wird vom Hersteller nachvollziehbar auf Basis von Konstruktionsdaten angegeben. Alternativ kann die Angabe in der Herstellererklärung zur Massenträgheit des Generators durch eine Auslaufprüfung des Herstellers nach den gültigen Maschinenstandards (z.B. nach IEC 60034-4-1) ermittelt werden. Die Massenträgheiten der Erregereinrichtung und anderer im Phasenschieberbetrieb fest gekoppelter Teile des Wellenstrangs dürfen bei diesem Nachweis inkludiert werden.

Darstellung in der Herstellererklärung

In der Herstellererklärung tabellarisch auszuweisen sind die Massenträgheiten bzw. Anlaufzeitkonstanten nach Herstellerangaben sowie nach der entsprechenden Verfahrensweise ermittelten Werte für:

- den Generator mit Erregereinrichtung;
- die zusätzliche Schwungmasse ggf. einschließlich der generatorseitigen Kupplung.

Die Massenträgheitsmomente sind in kgm^2 anzugeben, die Anlaufzeitkonstanten T_A in Sekunden. Weiterhin sind die jeweiligen Nenndrehzahlen sowie für den Generator die Polpaarzahl anzugeben. Als Bezugsgröße für die Anlaufzeitkonstante ist die Scheinleistung des Generators zu verwenden.

In der Herstellererklärung ist das Verfahren zur Ermittlung der Massenträgheit bzw. Anlaufzeitkonstanten des Generators zu beschreiben und es ist das der Verfahrensweise zugehörige erstellte x - t -Diagramm (nur bei einem Auslaufversuch vorhanden) sowie der ermittelte Wert der Massenträgheit bzw. Anlaufzeitkonstanten anzugeben. Es ist anzugeben, welche Komponenten (z.B. fest gekoppelte Teile des Generatorwellenstrangs) bei der Ermittlung der Anlaufzeitkonstanten inkludiert wurden.

TR8-Hinweis:

Der Nachweis der Massenträgheiten bzw. Anlaufzeitkonstanten gilt als erbracht, wenn die Herstellerangaben und die jeweiligen messtechnisch bzw. rechnerisch ermittelten Werte für:

- den Generator mit Erregereinrichtung,
- die zusätzliche Schwungmasse ggf. einschließlich der generatorseitigen Kupplung,

in der Herstellererklärung fachlich nachvollziehbar ausgewiesen sind. Sofern sich die in der Herstellererklärung ausgewiesenen Verfahrensweisen auf gültige Normen beziehen, ist die entsprechende Verfahrensweise durch den Zertifizierer auf Normenkonformität zu prüfen.

5.4.3.2.3 Nachweis der Anlaufzeitkonstanten des vollständigen Wellenstrangs

5.4.3.2.3.1 Ziel der Messung

Ziel der Messung ist die Ermittlung der Massenträgheit bzw. der Anlaufzeitkonstante T_A des Wellenstrangs (des Gesamtsystems) und die Verifizierung der Herstellerangaben anhand der messtechnisch ermittelten Werte.

5.4.3.2.3.2 Messverfahren

Die Messung ist gemäß FGW TR 3, Rev. 26 Kapitel 7.2.2.3.1.2 durchzuführen.

5.4.3.2.3.3 Auswertungen

Die Auswertungen sind entsprechend FGW TR 3, Rev. 26 Kapitel 7.2.2.3.1.3 durchzuführen.

5.4.3.2.3.4 Darstellung im Messbericht

Die Darstellung im Messbericht hat nach FGW TR 3, Rev. 26 Kapitel 7.2.2.3.1.4 zu erfolgen.

TR8-Hinweis:

Der Nachweis der Anlaufzeitkonstanten des vollständigen Wellenstrangs (Gesamtsystem bestehend aus Generator, Turbinen, zusätzlicher Schwungmasse, etc.) gilt als erbracht, wenn die Herstellerangaben und der messtechnisch ermittelte Wert in der Herstellererklärung ausgewiesen sind. Dabei darf der messtechnisch für den vollständigen Wellenstrang ermittelte Wert um maximal 10 % von der Herstellerangabe abweichen.

5.4.3.3 Nachweis der Netzsicherheitsbasierten Primärregelung

5.4.3.3.1 Allgemeines

Der Nachweis der netzsicherheitsbasierten Primärregelung darf erbracht werden mittels eines messtechnischen Nachweises (Typ-Prüfung) nach Abschnitt 5.4.3.3.2 im Rahmen der Einheitenzertifizierung oder, bei Erzeugungseinheiten bei denen die Einheitenzertifizierung nicht möglich oder zu aufwändig ist, mittels eines simulativen Nachweises nach Abschnitt 5.4.3.3.3 im Rahmen des Einzelnachweisverfahrens. Im Einzelnachweisverfahren muss zusätzlich die Messung 4 des Abschnitts 5.4.3.3.2.2 zum Nachweis der Unempfindlichkeit der netzsicherheitsbasierten Primärregelung durchgeführt werden.

Sämtliche Prüfungen sind mit den Standardeinstellungen der Statik vorzunehmen und im Prüfbericht zu dokumentieren.

5.4.3.3.2 Messtechnischer Nachweis (Typ-Prüfung) im Rahmen der Einheitenzertifizierung

5.4.3.3.2.1 Ziel der Messung

Es ist nachzuweisen, dass die Erzeugungseinheit im Frequenzbereich von 50,2 Hz bis 51,5 Hz (ggf. 52,5 Hz) bzw. 49,8 Hz bis 47,5 Hz die Anforderungen an die netzsicherheitsbasierte Primärregelung nach Abschnitt 4.1.2 erfüllt. Dabei ist festzustellen, dass die wirksame netzsicherheitsbasierte Primärregelung mit einer proportionalen Drehzahlregelung entsprechend der Anforderungen nach Abschnitt 4.1.2 ausgeführt ist. Die Ausführung der wirksamen netzsicherheitsbasierten Primärregelung als proportionale Drehzahlregelung ist zusätzlich innerhalb einer Herstellererklärung zu bestätigen.

5.4.3.3.2.2 Messverfahren

Mittels der nachfolgend beschriebenen Prüfumgebung zur Vermessung der netzbildenden Typ-1-Einheit, wird die Fähigkeit des Prüflings zur Erfüllung der netzsicherheitsbasierten Primärregelung ermittelt. Dabei wird in vier messtechnischen Prüfungen festgestellt, ob die Stabilität des stationären und dynamischen Regelverhaltens des Prüflings im Fiktiven Inselnetz und im Netzparallelbetrieb gegeben ist.

Beschreibung der Prüfumgebung zur Vermessung

Die Messungen zum Nachweis des Zeitverhaltens und der damit verbundenen Einhaltung der Anforderungen des Mindestdämpfungsmaßes sind an einem Prüfstand so zu gestalten, dass bei geöffnetem Kuppelschalter (S_{Netz}) zum externen Netz eine definierte ohmsche Last (Last des Fiktiven Inselnetzes) im Fiktiven Inselnetzbetrieb versorgt werden kann. Siehe hierzu auch Bild 7. Alternativ ist ein Nachweis am Netzemulator zulässig. Der Schaltzustand des Kuppelschalters (S_{Netz}) darf dem Prüfling nicht signalisiert werden. Es wird empfohlen, die Schalterstellung S_{Netz} messtechnisch zu erfassen sowie einen zusätzlichen Messpunkt am Netzübergabepunkt oder an der Last vorzusehen.

Eine eventuell vorhandene Regelung der Leistung der Last(bank) darf die Regelung der EZE nicht beeinflussen. Die Last(bank) sollte sich während der Messdauer passiv verhalten. Bei einer passiven ohmschen Last(bank) ist zu beachten, dass sich die Leistung der Last(bank) quadratisch mit der Spannung ändert und auch durch die Temperatur beeinflusst wird.

ANMERKUNG 1 Die Wirkleistung wird in der Fiktiven Insel weitestgehend durch die Last(bank) eingeprägt.

Vor Öffnung des Kuppelschalters (S_{Netz}) zum externen Netz ist der Prüfling in einem Arbeitspunkt bei $\cos \varphi \approx 1$ bzw. $Q \approx 0$ zu betreiben. Die Spannungsregelung der EZE ist so zu parametrieren, dass die durchzuführenden Laständerungen zu möglichst geringen, transienten Spannungsabweichungen führen und ein gedämpftes Verhalten gewährleistet ist. Der spannungsbedingte Selbstregeleffekt darf stationär und während des dynamischen Ausgleichsvorgangs nach Möglichkeit 5 % bezogen auf die Bemessungswirkleistung der EZE nicht überschreiten.

ANMERKUNG 2 Während des Prüfvorganges sollte sich die Leistung der Last nicht um mehr als 5 % ändern.

Bei den Messungen, bei denen eine Simulation der gemessenen Frequenz bzw. Drehzahl erfolgt, müssen die jeweils vorgegebenen Messpunkte mit einer Genauigkeit von ± 10 mHz angefahren werden. Die vorgegebene Anfangswirkleistung ist mit einer Toleranz von $\pm 5\%$ $P_{b \text{ inst}}$ einzuhalten. Die Abweichung ist bei der Auswertung zu berücksichtigen.

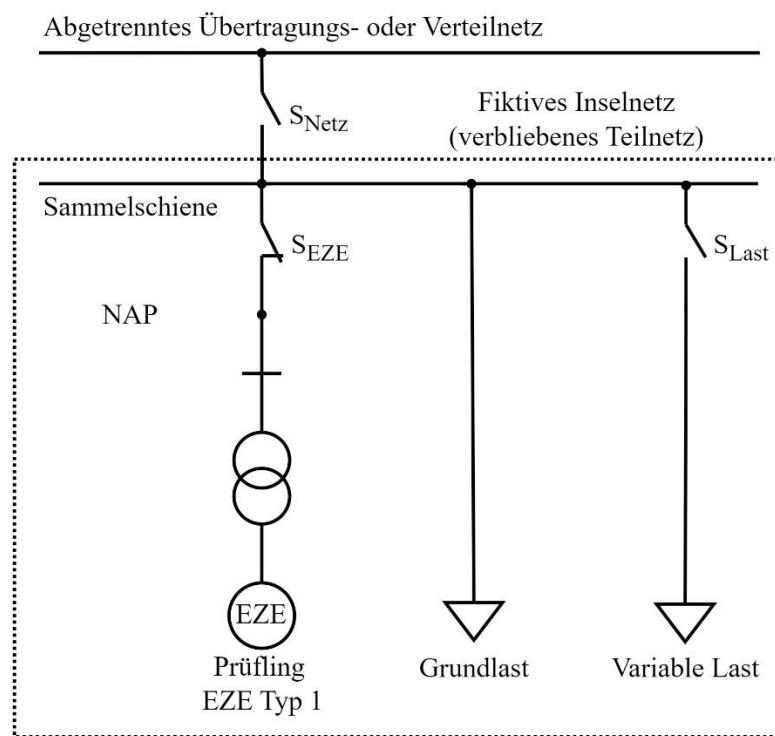


Bild 7 Fiktives Inselnetz zum Nachweis der Typ-1-EZE-Eigenschaften

Durchführung der Messungen

Die im Folgenden beschriebenen Messungen 1 und 2 werden jeweils zwei Mal mit identischer Einstellung des Prüflings und des Prüfaufbaus durchgeführt, die Messungen 3 und 4 müssen nur einmal durchgeführt werden.

Messung 1

Ausgehend von einem Netzparallelbetrieb bei $P_{b \text{ inst}}$ wird der Kuppelschalter (S_{Netz}) geöffnet. Zuvor ist die Last des Fiktiven Inselnetzes auf den unteren Grenzwert des Stellbereichs entsprechend Tabelle 15 maximal jedoch 55 % $P_{b \text{ inst}}$ des Prüflings bei Nennspannung einzustellen. Zusätzlich sind folgende Wiederholungen vorzunehmen, bei denen die Last des Fiktiven Inselnetzes:

- auf 65 % $P_{b \text{ inst}}$, 75 % $P_{b \text{ inst}}$ und 85 % $P_{b \text{ inst}}$ eingestellt wird;
- auf $P_{Emin,E}$ eingestellt wird, wobei der Arbeitspunkt im Netzparallelbetrieb so einzustellen ist, dass sich beim Öffnen des Kuppelschalters (S_{Netz}) eine Leistungsreduktion um 45 % $P_{b \text{ inst}}$ ergibt.

ANMERKUNG 3 Sofern diese Prüfung bereits durch die vorherigen Wiederholungen durchlaufen wurde, kann auf die zusätzliche Durchführung verzichtet werden.

Im Falle von Verbrennungskraftmotoren mit Gemischbildung ist die Last des Fiktiven Inselnetzes und die Leistungsabgabe der EZE im vorherigen Netzparallelbetrieb jeweils so einzustellen, sodass beim Übergang in den Fiktiven Inselnetzbetrieb ein Sprung von mindestens 5 % $P_{b \text{ inst}}$ erfolgt. Der Übergang in den Fiktiven Inselnetzbetrieb erfolgt dabei aus einem vorherigen Netzparallelbetrieb bei $P_{b \text{ inst}}$, sowie aus einem vorherigen Netzparallelbetrieb bei einer Teillast, die jeweils so angepasst wird, dass beim Übergang in den Fiktiven Inselnetzbetrieb ein Lastsprung auf eine verbleibende Last in der Fiktiven Insel von 65 % $P_{b \text{ inst}}$, 75 % $P_{b \text{ inst}}$, 85 % $P_{b \text{ inst}}$ sowie $P_{Emin,E}$ resultiert.

Die Messung sollte mindestens 10 s vor der Umschaltung vom Netzparallelbetrieb in den Fiktiven Inselbetrieb starten und frühestens 30 s nach Erreichen des stationären Arbeitspunkts (Einschwingvorgang abgeschlossen) enden.

Messung 2

Ausgehend von einem stationären Zustand bei technischer Mindestleistung und geöffnetem Kuppelschalter (S_{Netz}) zum Übertragungs- oder Verteilnetz wird die variable Last des Fiktiven Inselnetzes in Stufen erhöht. Die Stufen sind dabei so zu wählen, dass sie den Angaben in Tabelle 14 (Amplitude im unbeschränkten Stellbereich) entsprechen. Die Stufen der variablen Last sind hierbei mit einer Genauigkeit von 2 % $P_{b \text{ inst}}$ einzustellen. Die letzte Stufe ist so zu wählen, dass im eingeschwungenen Zustand $P_{b \text{ inst}}$ abzüglich der festgelegten Stufenamplitude nach Tabelle 14 erreicht wird. Anschließend wird die variable Last im Fiktiven Inselnetz in den entsprechenden Stufen auf eine Stufe oberhalb der technischen Mindestleistung reduziert. Vor dem Einbringen einer Stufe ist jeweils der eingeschwungene Zustand abzuwarten. Es ist zulässig diese Prüfung bei einem Arbeitspunkt im Überfrequenzbereich zu starten (z.B. dem Zustand, der sich am Ende der Prüfung 1 ergibt).

ANMERKUNG 4 Zu den Stufenhöhen sollte berücksichtigt werden, dass z.B. bei einer Stufenhöhe von 10 % $P_{b \text{ inst}}$ die Leistung am Ende der letzten Stufe 90 % $P_{b \text{ inst}}$ betragen soll, also z.B. bei Gasturbinen > 2 MW die folgenden Stufen: 55 %, 65 %, 75 %, 85 %, 90 % $P_{b \text{ inst}}$.

ANMERKUNG 5 Während der Messung 2 ist es möglich, dass das Frequenzband von 50 Hz $\pm$ 200 mHz durchfahren wird.

Die Messdauer pro Stufe sollte mindestens 30 s betragen, dabei muss sichergestellt sein, dass die Frequenz am Ende der Stufe einer der Statik entsprechenden Zielfrequenz entspricht. Die Messung darf bei einer Frequenz oberhalb von 50 Hz gestartet werden, um während der Messung eine Unterfrequenzabschaltung zu vermeiden.

Messung 3

Ausgehend von einem Netzparallelbetrieb (geschlossener Kuppelschalter (S_{Netz}) zum Übertragungs- oder Verteilnetz) erfolgt eine Simulation der gemessenen Frequenz wie folgt:

- tatsächliche Frequenz + 300 mHz; tatsächliche Frequenz – 300 mHz
- tatsächliche Frequenz + 800 mHz; tatsächliche Frequenz – 800 mHz
- tatsächliche Frequenz + 1,3 Hz; tatsächliche Frequenz – 2 Hz
- tatsächliche Frequenz + 300 mHz; tatsächliche Frequenz – 300 mHz
- tatsächliche Frequenz + 0 Hz; tatsächliche Frequenz – 0 Hz.

Die Messungen mit einer simulierten Frequenzerhöhung sind bei einer Anfangsleistung von 100 % $P_{b \text{ inst}}$ durchzuführen und nahe der Netznennfrequenz von 50 Hz zu beginnen. Die Messungen mit einer simulierten Frequenzreduktion sind bei einer Anfangsleistung entsprechend der technischen Mindestleistung durchzuführen.

Die Simulation der Frequenzerhöhung und -reduktion ausgehend von der Nennfrequenz 50 Hz anstelle der während der Messung tatsächlich vorherrschenden Frequenz ist zulässig. Darüberhinaus ist die Frequenzerhöhung bzw. -reduktion auch mittels der Vorgabe von Frequenzgradienten statt Frequenzsprüngen zulässig, sofern die Wirkleistungsstellgeschwindigkeiten nach Tabelle 15 nachweisbar sind.

Die Messungen werden vorzugsweise in einer fortlaufenden Sequenz durchfahren (50 Hz → 50,3 Hz → 50,8 Hz → 51,3 Hz → 50,3 Hz → 50,0 Hz bzw. 50 Hz → 49,7 Hz → 49,2 Hz → 48,0 Hz → 49,7 Hz → 50,0 Hz) wobei vor jeder Frequenzänderung der stationäre Zustand abzuwarten ist.

ANMERKUNG 6 Es ist zulässig, dass die Einheit ihre Wirkleistungsreaktion bei ihrer maximalen Wirkleistungsabgabe begrenzt. Dieses Verhalten ist bei der Bewertung der Leistungsreaktion zu berücksichtigen.

ANMERKUNG 7 Für die Messgenauigkeit der Frequenz bzw. Drehzahl ist zu beachten, dass auch die Netzfrequenz geringfügig schwanken kann. Diese Schwankung ist bei der Bewertung zu berücksichtigen und von der Toleranz des simulierten Signals zu unterscheiden. Neben der simulierten Frequenz sollte ebenfalls die Netzfrequenz während der gesamten Messung erfasst werden.

Messung 4

Die maximale Unempfindlichkeit der frequenzabhängigen Wirkleistungsanpassung um den gemessenen Frequenzwert kann analog zu dem in FGW TR 3 (Kapitel 7.2.1.6 bzw. 7.2.2.3.3 in Rev. 26) beschriebenen Verfahren zur „Ermittlung des wirksamen Totbandes“ ermittelt werden, wobei das Totband von 200 mHz auf Null zu setzen ist.

ANMERKUNG 8 Die PRMB sollte hierbei deaktiviert werden.

5.4.3.3.2.3 Auswertungen

Auswertung Messung 1 und Messung 2

Es sind die Zeitverläufe der Wirkleistung und Frequenz bzw. Drehzahl zu ermitteln. Basierend auf den Zeitverläufen der Frequenz bzw. Drehzahl ist die Dämpfung des Einschwingverhaltens zu ermitteln. Zur Ermittlung der Dämpfung kann Anhang A.I herangezogen werden.

Es wird empfohlen, die Auswahl der zu bewertenden Amplitudenmaxima mit dem Hersteller abzustimmen. Insgesamt muss ein dämpfendes Verhalten nachgewiesen werden, wobei eine temporäre Verletzung des Dämpfungskriteriums für einzelne Amplituden zugelassen ist.

Auswertung Messung 3

Es sind die Zeitverläufe der Wirkleistung und Frequenz bzw. Drehzahl zu ermitteln. Basierend auf den Zeitverläufen der Wirkleistung ist der Gradient der Wirkleistungsabgabe (Wirkleistungsstellgeschwindigkeiten) zu ermitteln. Hierbei ist nur der beschränkte Stellbereich der PRNB auszuwerten. Weiterhin ist auf Basis der jeweiligen stationären Stufenwerte aus tatsächlicher und simulierter Frequenz und den jeweiligen stationären Werten der Wirkleistungsabgabe die wirksame Statik der PRNB zu ermitteln.

Auswertung Messung 4

Die Auswertung erfolgt analog zu FGW TR3 Rev. 26, Kapitel 7.2.1.6.

5.4.3.3.2.4 Darstellung im Messbericht

Die gemessene Frequenz bzw. Drehzahl sowie die gemessene Wirkleistung sind für alle Prüfungen ausgehend von dem stationären Anfangszustand vor Prüfbeginn bis einschließlich dem eingeschwungenen Zustand grafisch zu dokumentieren. Bezüglich Messung 3 ist die jeweils ermittelte Statik und jeweils ermittelte Wirkleistungsstellgeschwindigkeit des beschränkten Stellbereichs der PRNB auszuweisen.

Bezüglich Messung 4 erfolgt die Darstellung im Messbericht analog zu FGW TR3 Rev. 26, Kapitel 7.2.1.6.

TR8-Hinweis:

Messung 1 gilt als bestanden, wenn der Frequenzverlauf des Prüflings die vorgegebenen Kriterien erfüllt:

- *der Frequenzwert 52,5 Hz wird maximal 0,1 s überschritten*
- *der Frequenzwert 51,5 Hz wird maximal 10 s überschritten*
- *das Einschwingverhalten der gemessenen Frequenz/Drehzahl erfüllt das geforderte Dämpfungsmaß von $D \geq 0,06$.*

Messung 2 gilt als bestanden, wenn der Drehzahlverlauf des Prüflings jeweils die Anforderung an das Dämpfungsmaß $D \geq 0,06$ erfüllt. Das Dämpfungsmaß ist entsprechend Definition 3.1.22 und unter Berücksichtigung von Abschnitt A.1 zu bestimmen.

Messung 3 gilt als bestanden, wenn die stationären Endwerte der Wirkleistung maximal um $\pm 5\%$ der zu erwartenden Leistungsänderung oder $\pm 0,5\%$ $P_{b\text{ inst}}$ von den aus der eingestellten Statik resultierenden Werten abweichen und mindestens die Wirkleistungsstellgeschwindigkeiten nach Tabelle 15 eingehalten werden.

Messung 4 gilt als bestanden, wenn die ermittelte Unempfindlichkeit den geforderten Grenzwert von ± 10 mHz mit einer maximalen Abweichung von $\pm 20\%$ auf den Grenzwert bezogen einhält.

Durch das Bestehen der vier Messungen sowie eine Herstellererklärung ist festzustellen, dass die netzsicherheitsbasierte Primärregelung mit einer proportionalen Drehzahlregelung ausgeführt ist.

5.4.3.3.3 Simulativer Nachweis im Rahmen des Einzelnachweisverfahrens

5.4.3.3.3.1 Allgemeines

Der simulative Nachweis der netzsicherheitsbasierten Primärregelung der Einheit gemäß Abschnitt 5.4.3.3.3.3 (Simulativer Nachweis im Einzelnachweisverfahren für Typ-1-Anlagen) auf Basis eines nach Abschnitt 5.4.2.3.2 validierten Simulationsmodells des $P(f)$ -Verhaltens erfordert die Durchführung entsprechender messtechnischer Untersuchungen nach Abschnitt 5.4.3.3.3.2 an der betriebsbereiten Einheit. Diese Vermessung der Einheit erfolgt im netzsynchronen Betrieb.

ANMERKUNG Der Nachweis der Anforderungen an die netzsicherheitsbasierte Primärregelung ist grundsätzlich auf die einzelne Einheit bezogen, kann jedoch bei untrennbar miteinander verbundenen Erzeugungseinheiten (z.B. GuD-Anlagen) auch von der Anlage erbracht werden.

5.4.3.3.3.2 Messtechnische Ermittlung des $P(f)$ -Verhaltens für die Modellvalidierung im Rahmen des Einzelnachweisverfahrens

5.4.3.3.3.2.1 Ziel der Messung

Ziel der Vermessung ist es, das Verhalten der Erzeugungseinheit im beschränkten Stellbereich der netzsicherheitsbasierten Primärregelung festzustellen sowie die $P(f)$ -Funktion (hinsichtlich unbeschränktem und beschränktem Stellbereich) in einer Form aufzunehmen, die eine Modellvalidierung des Simulationsmodells ermöglicht. Für den Fall, dass die $P(f)$ -Funktion innerhalb des Betriebsbereichs von technischer Mindestleistung $P_{\text{Emin,E}}$ bis Maximalleistung ($P_{\text{b inst}}$) in mehrere Abschnitte mit unterschiedlichen Kenngrößen nach Tabelle 14 und Tabelle 15 zu gliedern ist, steht es dem Anwender frei, die im folgenden Abschnitt beschriebenen Messungen für jeden festgelegten Lastbereich der $P(f)$ -Funktion durchzuführen.

Unabhängig davon, ob eine Erzeugungseinheit mit einstellbarer Primärenergie (z.B. Gasturbine) betrieben wird, sind die Messungen für den Bereich der Über- wie auch Unterfrequenz durchzuführen. Es wird empfohlen, für die Durchführung der Messungen das Totband der netzsicherheitsbasierten Primärregelung auf dem Wert ± 200 mHz zu belassen.

ANMERKUNG Die Frequenz- bzw. Drehzahlmessung kann im Modell berücksichtigt werden. Eine explizite Validierung dieser findet für Typ-1-Einheiten jedoch nicht statt.

5.4.3.3.3.2.2 Messverfahren

Die im folgenden beschriebenen Messungen 1 und 2 sind ausgehend von einem Wirkleistungsarbeitspunkt im Bereich 70 % bis 80 % P_{rE} durchzuführen.

Messung 1 - Verhalten im unbeschränkten Stellbereich

Entsprechend der in Tabelle 14 für die unterschiedlichen Erzeugungstechnologien hinterlegten Stellbereiche ist die durch eine sprungförmige Änderung der Frequenzdifferenz Δf_+ hervorgerufene positive Änderung der abgegebenen Wirkleistung der Einheit aufzuzeichnen. Die Amplitude der Frequenzdifferenz ist dabei entsprechend der eingestellten bzw. wirksamen Statik und des 200 mHz Totbandes so zu wählen, dass die Änderung der abgegebenen Wirkleistung dem unbeschränkten Stellbereich der Einheit entspricht.

Nach Erreichen des stationären Zustands, ist die Änderung der Frequenzdifferenz aufzuheben. Nach erneutem Erreichen des eingeschwungenen Zustands ist in ebensolcher Weise eine sprungförmige Änderung der Frequenzdifferenz in negative Richtung mit Δf_- herbeizuführen und nach Erreichen des eingeschwungenen Zustandes wieder aufzuheben. Sind für eine Einheit in Tabelle 14 für unterschiedliche Betriebsbereiche abweichende unbeschränkte Stellbereiche angegeben, so ist die beschriebene Messung für jeden der festgelegten Stellbereiche separat durchzuführen.

Messung 2 - Verhalten im beschränkten Stellbereich

Die in „Messung 1“ beschriebene Messung ist dahingehend zu erweitern, dass die festzulegende sprungförmige Änderung der Frequenzdifferenz eine Reaktion der abgegebenen Wirkleistung der Einheit über den unbeschränkten Stellbereich hinaus initiiert. Die Amplitude der negativen sprungförmigen Änderung der Frequenzdifferenz Δf_- ist dabei so zu wählen, dass die abgegebene Wirkleistung, ausgehend von der zum Messzeitpunkt maximal möglichen Leistung (mindestens jedoch 75 % P_{rE}), auf die Mindestleistung $P_{\text{Emin,E}}$ absinkt.

Nach Erreichen des eingeschwungenen Zustands ist die Änderung der Frequenzdifferenz Δf_- wieder aufzuheben, so dass der Wert der ursprünglichen Leistungsabgabe vor Versuchsbeginn wieder erreicht wird.

In ebensolcher Weise ist ausgehend von der Mindestleistung $P_{\text{Emin,E}}$ eine positive sprungförmige Änderung der Frequenzdifferenz Δf_{++} derart vorzugeben, dass die maximal mögliche Wirkleistungsabgabe der Einheit erreicht wird, mindestens jedoch 75 % P_{rE} .

Nach Erreichen des eingeschwungenen Zustands ist die Änderung der Frequenzdifferenz wiederum aufzuheben. Die Messung ist beendet, wenn wiederum der eingeschwungene Zustand erreicht ist.

Hinweise zur Durchführung der Messung

Der Prüfling befindet sich am starren Netz mit entsprechend konstanter Netzfrequenz. Es wird für die folgende Erläuterung die Regelungsstruktur nach Anhang A.III im Bild 21 vorausgesetzt.

Um die abgegebene Leistung der EZE zu erhöhen, muss entsprechend die Frequenzdifferenz $\Delta f = f_{\text{soll}} - f_{\text{ist}}$ positiv werden, womit sich zwei Optionen ergeben:

- a) Der Sollwert f_{soll} wird erhöht, womit bei konstantem f_{ist} (mit $f_{\text{ist}} < f_{\text{soll}}$) Δf positiv größer wird.
- b) Der Ist-Wert f_{ist} wird manipuliert und reduziert, womit bei konstantem f_{soll} (mit $f_{\text{ist}} < f_{\text{soll}}$) Δf positiv größer wird.

Entsprechend umgekehrt ist es bei der Leistungsreduktion, wobei Δf negativ werden muss, zur Leistungsreduktion:

- a) Der Sollwert f_{soll} wird reduziert, womit bei konstantem f_{ist} (mit $f_{\text{ist}} > f_{\text{soll}}$) der Wert von Δf negativ größer wird.
- b) Der Ist-Wert f_{ist} wird manipuliert und erhöht, womit bei konstantem f_{soll} (mit $f_{\text{ist}} > f_{\text{soll}}$) der Wert von Δf negativ größer wird.

5.4.3.3.3.2.3 Auswertungen

Messung 1

Es sind jeweils die Zeitverläufe der abgegebenen Wirkleistung der netzbildenden Typ-1-Einheit aufzuzeichnen.

Messung 2

Es ist jeweils der Zeitverlauf der Wirkleistung zu ermitteln. Basierend auf den Zeitverläufen der Wirkleistung ist der Gradient der Wirkleistungsabgabe des beschränkten Stellbereichs zu ermitteln. Weiterhin ist auf Basis der jeweiligen stationären Endwerte aus tatsächlicher und simulierter Frequenz und den jeweiligen stationären Werten der Wirkleistungsabgabe die wirksame Statik der PRNB zu ermitteln.

5.4.3.3.3.2.4 Darstellung im Messbericht

Die gemessene Wirkleistung ist für alle Messungen ausgehend von dem stationären Anfangszustand vor Messbeginn bis einschließlich dem eingeschwungenen Zustand grafisch zu dokumentieren. Bezüglich Messung 2 ist die jeweils ermittelte Statik und die jeweils ermittelte Wirkleistungsstellgeschwindigkeit des beschränkten Stellbereichs der PRNB auszuweisen.

TR8-Hinweis:

Der Nachweis des Verhaltens der Erzeugungseinheit im beschränkten Stellbereich gilt als erbracht, wenn die stationären Endwerte der Wirkleistung maximal um $\pm 5\%$ der zu erwartenden Leistungsänderung oder $\pm 0,5\%$ $P_{\text{b inst}}$ von den aus der eingestellten Statik resultierenden Werten abweichen und mindestens die Wirkleistungsstellgeschwindigkeiten nach Tabelle 15 eingehalten werden. Eine Bewertung des Verhaltens im unbeschränkten Stellbereich findet nicht statt.

5.4.3.3.3.3 Nachweis der Netzsicherheitsbasierten Primärregelung im Einzelnachweisverfahren

5.4.3.3.3.3.1 Allgemeines

Erfolgt der Nachweis des Über- und Unterfrequenzverhaltens gemäß dieses Abschnitts im Einzelnachweisverfahren, kann der Nachweis nach Abschnitt 11.2 der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel sowie nach Abschnitt 5.4.3.3.2 – mit Ausnahme der Messung 4 – dieses FNN Hinweises entfallen.

5.4.3.3.3.3.2 Ziel der Prüfung

Es ist simulativ nachzuweisen, dass die Erzeugungseinheit im Frequenzbereich von 50,2 Hz bis 51,5 Hz (ggf. 52,5 Hz) bzw. 49,8 Hz bis 47,5 Hz die Anforderungen an die netzsicherheitsbasierte Primärregelung nach Abschnitt 4.1.2 erfüllt. Dabei ist festzustellen, dass die wirksame netzsicherheitsbasierte Primärregelung mit einer proportionalen Drehzahlregelung entsprechend der Anforderungen nach Abschnitt 4.1.2 ausgeführt ist.

5.4.3.3.3.3.3 Durchführung der Prüfungen am Simulationsmodell

Der simulative Nachweis der PRNB erfolgt im Fiktiven Inselnetz ausgehend von festzulegenden Anfangszuständen bei Nennfrequenz durch die Zuschaltung (Erzeugung einer negativen Frequenzabweichung) sowie Abschaltung bzw. Verminderung einer Last P_L (Erzeugung einer positiven Frequenzabweichung) mit $P_{L+} = P_L + \Delta P_L$ bzw. $P_{L-} = P_L - \Delta P_L$.

Festlegung von Ausgangsbetriebszuständen

Als Ausgangsbetriebszustand (AZ) der Wirkleistungsabgabe für die Prüfung des Überfrequenzverhaltens sind die Werte von 100 % P_{rE} (AZ₁₀₀) und 75 % P_{rE} (AZ₇₅) zu wählen.

Als Ausgangsbetriebszustand der Wirkleistungsabgabe für die Prüfung des Unterfrequenzverhaltens sind die Werte von 75 % P_{rE} (AZ₇₅) und technische Mindestleistung $P_{Emin,E}$ (AZ_{min}) zu wählen. Der Wert der zu- bzw. abzuschaltenden Last P_{L+} und P_{L-} entspricht dem Betrag des unbeschränkten Stellbereichs der EZE nach Tabelle 14.

Prüfung 1 - Dämpfung des geschlossenen Regelkreises

Ausgehend von einem stationären Zustand bei technischer Mindestleistung und geöffnetem Kuppelschalter (S_{Netz}) zum Übertragungs- oder Verteilnetz wird die Last des Fiktiven Inselnetzes in Stufen erhöht. Die Stufen sind dabei so zu wählen, dass sie den Angaben in Tabelle 14 (Amplitude im unbeschränkten Stellbereich) entsprechen. Die letzte Stufe ist so zu wählen, dass im eingeschwungenen Zustand P_{rE} abzüglich der festgelegten Stufenamplitude nach Tabelle 14 erreicht wird. Anschließend wird die Last im Fiktiven Inselnetz in den entsprechenden Stufen auf eine Stufe oberhalb der technischen Mindestleistung reduziert. Vor dem Einbringen einer Stufe ist jeweils der eingeschwungene Zustand abzuwarten.

ANMERKUNG 1 Zu den Stufenhöhen sollte berücksichtigt werden, dass z.B. bei einer Stufenhöhe von 10 % $P_{b\ inst}$ die Leistung am Ende der letzten Stufe 90 % $P_{b\ inst}$ betragen soll, also z.B. bei Gasturbinen > 2 MW die folgenden Stufen: 55 %, 65 %, 75 %, 85 %, 90 % $P_{b\ inst}$.

Prüfung 2 - Überfrequenzverhalten

Ausgehend von den festgelegten EZE/EZA-Betriebszuständen AZ₁₀₀ und AZ₇₅ hat eine sprungförmige Lastabschaltung ΔP_L auf die technische Mindestleistung zu erfolgen, maximal jedoch um 45 % $P_{b\ inst}$. Zusätzlich sind Wiederholungen vorzunehmen, bei denen eine sprungförmige Lastabschaltung ΔP_L um 35 % $P_{b\ inst}$, 25 % $P_{b\ inst}$ und 15 % $P_{b\ inst}$ zu erfolgen hat.

ANMERKUNG 2 Falls der Arbeitspunkt nach Wirkung der PRNB unterhalb der technischen Mindestleistung liegen kann, ist sicherzustellen, dass keine Instabilitäten auftreten.

Prüfung 3 - Unterfrequenzverhalten

Ausgehend von den festgelegten EZE/EZA-Betriebszuständen AZ_{75} und $AZ_{\min}$ ist das Wirkleistungsverhalten bei sprungförmigen Lastzuschaltungen ΔP_L zu ermitteln. Die Lastzuschaltung ΔP_L soll so gewählt werden, dass bei der Laststufe ΔP_L die EZE-Antriebsnennleistung (stationär und dynamisch) nicht überschritten wird. Durch anschließende Aufhebung der Lastzuschaltung ΔP_L ist der Anfangszustand wiederherzustellen.

Prüfung 4 - Durchfahren eines Über- und Unterfrequenzbereichs

Ausgehend von dem festgelegten EZE/EZA-Betriebszustand AZ_{75} bei Nennfrequenz hat eine Lastzuschaltung ΔP_L derart zu erfolgen, dass ein transienter Frequenzrückgang bis auf 47,5 Hz – 48,0 Hz entsteht. Anschließend ist nach Erreichen des stationären Zustands durch eine Lastreduktion eine Reaktion der netzsicherheitsbasierten Primärregelung innerhalb des Überfrequenzbereichs von 51,0 Hz - 51,5 Hz zu initiieren, sowie anschließend nach erneutem Erreichen des stationären Zustands eine Rückführung des Systems in den Ausgangszustand durch Aufhebung der Laständerungen durchzuführen. Es ist weiterhin nachzuweisen, dass das Durchfahren des PRNB-Totbandes bezogen auf das Leistungsstellglied stoßfrei erfolgt.

5.4.3.3.3.4 Auswertungen und Darstellung im Prüfbericht

Für alle Prüfungen ist der Wirkleistungs- und Frequenz- bzw. Drehzahlverlauf ausgehend von dem stationären Anfangszustand vor Prüfbeginn bis einschließlich dem eingeschwungenen Zustand nach der Prüfung bzw. dem jeweiligen Prüfschritt grafisch darzustellen. Amplituden-Maxima und –Minima sind jeweils zu kennzeichnen. Die jeweiligen Werte sind anzugeben. Die Dämpfung ist jeweils aus den gekennzeichneten bzw. angegebenen Amplituden-Maxima und -Minima zu ermitteln und auszuweisen. Die Dämpfung kann anhand Anhang A.I ermittelt werden. Aus den jeweiligen stationären Anfangs- und Endzuständen ist jeweils die Statik zu ermitteln. Für die Prüfungen 2 bis 4 ist zusätzlich die Wirkleistungsstellgeschwindigkeit für den beschränkten Stellbereichs der PRNB auszuweisen. TR8-Hinweis:

Die Prüfungen gelten als bestanden, wenn:

- *die geforderten Frequenzgrenzen gemäß E.9 (VDE-AR-N 4110) bzw. E.7 (VDE-AR-N 4120/4130) mit einer Toleranz von max. ± 100 mHz eingehalten werden;*
- *der Drehzahlverlauf des Prüflings für den Einschwingvorgang jeweils die Anforderung an das geforderte Dämpfungsmaß von $D \geq 0,06$ mit einer Toleranz von -10 %, demnach $D \geq 0,054$, erfüllt;*
- *die stationären Endwerte der Wirkleistung maximal um $\pm 5\%$ $P_{b\ inst}$ von den aus der eingestellten Statik resultierenden Werten abweichen und mindestens die Wirkleistungsstellgeschwindigkeiten nach Tabelle 15 eingehalten werden; die netzsicherheitsbasierte Primärregelung mit einer proportionalen Drehzahlregelung ausgeführt ist (es ist festzustellen, dass ein Falschregeleffekt nicht sichtbar ist (siehe auch Anhang A.III)).*

5.5 Netzbildende Einheiten (Typ-2, Speicher und regelbare Bezugseinheiten)

5.5.1 Allgemeines

Der Nachweis der netzbildenden Eigenschaften von Erzeugungseinheiten, EZSE sowie Speichern und regelbaren Bezugseinheiten muss nach einem der nachfolgend genannten Prüf- und Messaufbauten durchgeführt werden (siehe hierzu auch Tabelle 4):

- 1) Freifeldmessungen am realen Netz oder an einem Netzemulator
- 2) Prüfstandtests am realen Netz oder an einem Netzemulator.

Zum Zweck der Vermessung ist der temporäre Anschluss einer netzbildenden Einheit ohne Prototypenbestätigung in Abstimmung mit dem Netzbetreiber zulässig.

Fallweise können ergänzende simulative Nachweise auf Basis eines validierten Simulationsmodells erforderlich sein.

Bei Windenergieanlagen ist bei Prüfstandtests die gesamte netzbildende Einheit mit allen dazugehörigen Komponenten (z.B. mechanische Komponenten) zu prüfen. Sofern diesbezüglich Ausnahmen zulässig sind, sind diese im entsprechenden Nachweisverfahren angegeben.

Es sei an dieser Stelle explizit erwähnt, dass bekannt ist, dass auch weitere Alternativnachweisverfahren im Bereich der Netzkonformität der netzbildenden Eigenschaften sinnvoll sein können, die in dieser Version des FNN Hinweises nicht adressiert sind. Hierbei sei auf die Nachweisführung der netzbildenden Eigenschaften von Windenergieeinheiten auf Testständen (M-HIL¹¹ und P-HIL¹²) bei fehlenden Komponenten wie z.B. Rotor und Generator (diese werden simulativ ersetzt) analog zu IEC TS 61400-21-4 hingewiesen. Vorstellbar ist auch die Nachweisführung auf Basis der C-HIL-Ebene¹³. Da zum jetzigen Zeitpunkt keine etablierten Erfahrungswerte zu diesen Alternativnachweisverfahren vorliegen, sind diese in der aktuellen Version des FNN Hinweises nicht berücksichtigt. Ziel ist es jedoch, diese Alternativnachweisverfahren in einer Revision des FNN Hinweises aufzunehmen, sobald entsprechende Erfahrungswerte vorliegen. Daher sind alle Beteiligten in der Übergangszeit aufgerufen, solche Verfahren zu untersuchen und Ihre Erfahrungen im VDE FNN vorzustellen.

Die Anwendbarkeit der Prüf- und Messaufbauten ist abhängig von der Art der netzbildenden Einheit. Die Verwendung von Prüfstandtests anstelle von Freifeldmessungen ist nur dann zulässig, wenn mit diesen das Verhalten der netzbildenden Einheit in den zu untersuchenden Eigenschaften äquivalent zu denen im Freifeld ist. Die angepassten Anforderungen für die Durchführung von Tests auf Prüfständen einschließlich der Festlegungen zu DC-Quellen für PV-EZE und EZSE sind in Anhang D der FGW TR3 aufgeführt. Die Verwendung von Netzemulatoren hat sinngemäß zu erfolgen.

Tabelle 4 zeigt einen Überblick der nachzuweisenden Anforderungen und den entsprechend durchzuführenden Nachweisen. Es ist dargestellt, welche Nachweise messtechnisch, simulativ oder als Herstellererklärung zu erbringen sind. Ferner erfolgt eine Zuordnung der Nachweise in die Prüfsituation des „Fiktiven Inselnetzes“ bzw. des „Netzsynchrone Betriebs“. Messtechnische Nachweise werden zusätzlich in Feldmessungen bzw. Prüfstandtestmessungen unter Verwendung eines Netzemulators untergliedert.

¹¹ M-HIL: Mechanical Hardware-in-the-Loop (weitere Details: siehe IEC TC 61400-21-4)

¹² P-HIL: Power Hardware-in-the-Loop (weitere Details: siehe IEC TC 61400-21-4)

¹³ C-HIL: Controller Hardware-in-the-Loop (weitere Details: siehe IEC TC 61400-21-4)

Tabelle 4 Übersicht: Anforderungen und zugehörige Nachweise für netzbildende Einheiten (Typ 2, Speicher und regelbare Bezugseinheiten)

Anforderung		Nachweis						
Abschnitt	Titel	Messtechnischer Nachweis				Simulativer Nachweis		Herstellereerklärung
		Fiktives Inselnetz		Netzsynchrone Betrieb		Fiktives Inselnetz	Netzsynchrone Betrieb	
		Feldmessung	Prüfstand/Netzemulator	Feldmessung	Prüfstand/Netzemulator			
4.2.1.1	Spannungsquellenverhalten	Abschnitt 5.5.4 ^{a)} (Auswertung nach Abschnitt 5.5.4.4.1)		-		-		-
4.2.2.2	Verhalten im Unter- und Überfrequenzbereich (PRNB) – unbeschränkter Stellbereich	Abschnitt 5.5.4 ^{a)} (Auswertung nach Abschnitt 5.5.4.4.2)		-		-		-
4.2.1.1	Winkelsprungleistung	-		Abschnitt 5.5.5.3 ^{b)}		-	Abschnitt 5.5.7.1 ^{d)}	-
4.2.1.1	Wirksame Impedanz	-		Abschnitt 5.5.5.4 ^{b)}		-	Abschnitt 5.5.7.2 ^{d)}	-
4.2.1.1	Abklingen DC-Anteil (Strom)	-		-		-	Abschnitt 5.5.7.9	-
4.2.1.2	Verhalten im sub- und supersynchronen Frequenzbereich	-		-		-	Abschnitt 5.5.7.8	-
4.2.1.3	Verhalten im harmonischen Frequenzbereich	-		-		-		Abschnitt 5.5.5.5 ^{b)}
4.2.1.5	Spannungsquellenregelung – Führungsverhalten	-		Abschnitt 5.5.5.6.1 ^{b)}		-	Abschnitt 5.5.7.5 ^{b), d)}	-
4.2.1.5	Spannungsquellenregelung – Störverhalten und Linearität der wirksamen Impedanz	-		Abschnitt 5.5.5.6.2 ^{b)}		-	Abschnitt 5.5.7.6 ^{b), d)}	-
4.2.1.6	Robustheit gegen kurzzeitige Über- und Unterspannungs-ereignisse (O/-UVRT-Robustheit)	-		Abschnitt 5.5.5.6.3 ^{b)}		-		-
4.2.1.5.4	Verhalten an den Stromgrenzen	-		Abschnitt 5.5.5.6.4 ^{b)}		-		-
4.2.1.5.5	Verhalten bei Rückkehr in das Spannungsband	-		Abschnitt 5.5.5.6.5 ^{b)}		-	Abschnitt 5.5.7.7 ^{d)}	-
4.2.1.5.3	Verhalten der eingeschränkten Spannungsquellenregelung	-		Abschnitt 5.5.5.6.6 ^{b)}		-		-
4.2.1.7	Schneller Schutz bei hohen Spannungen	-		-		-		Abschnitt 5.5.5.6.7 ^{b)}
4.2.1.10	Verhalten bei steilen Frequenzgradienten (RoCoF)	-		-		-		Abschnitt 5.5.5.7 ^{a)}
4.2.1.11	Netzparallelbetriebsfähigkeit	-		-		-	Abschnitt 5.5.7.10 ^{b)}	-
4.2.1.12	Dämpfung von Frequenz-Leistungspendelungen (0,05 Hz – 10 Hz)	-		Abschnitt 5.5.5.8 ^{a)}		-	Abschnitt 5.5.7.3 ^{c)}	
4.2.1.13 + 4.2.1.14	Erbringung von Momentanreserve (T_A)	-		Abschnitt 5.5.5.9 ^{a)}		-	Abschnitt 5.5.7.4 ^{c)}	
4.2.2.2	Verhalten im Unter- und Überfrequenzbereich (PRNB) – beschränkter Stellbereich	-		Abschnitt 5.5.5.10 ^{a)}		-		-
4.2.3	Priorisierung der Anforderungen (Einheiten)	-		Abschnitte: 5.5.5.3 ^{b)} , 5.5.5.9 ^{a)}		-		-
a) Die Messungen sind durchzuführen bei $T_A = T_{A,min}$ und $T_A = T_{A,max}$, sowie dem durch den Hersteller ausgewiesenen Nominalwert der Verstärkung der Spannungsquellenregelung bzw. der wirksamen Impedanz.								
b) Die Messungen sind bei einem durch den Zertifizierer gewählten Wert von T_A sowie dem durch den Hersteller ausgewiesenen Nominalwert der Verstärkung der Spannungsquellenregelung bzw. der wirksamen Impedanz durchzuführen.								
c) Im Falle der Parametrierbarkeit von $T_{A,min} < T_A < T_{A,max}$ sind zusätzliche simulative Prüfungen durchzuführen, mit dem durch den Hersteller ausgewiesenen Nominalwert der Verstärkung der Spannungsquellenregelung bzw. der wirksamen Impedanz.								
d) Im Falle verschiedener Verstärkungen der Spannungsquellenregelung bzw. wirksamer Impedanzwerte, die durch den Hersteller angegeben werden, sind für diese zusätzlich die gekennzeichneten Prüfungen simulativ durchzuführen.								

Bestandsanlagen, die von netzfolgender Technologie auf eine netzbildende Technologie mit Bereitstellung von Momentanreserve umgerüstet werden sollen, sind an dem bestehenden Netzanschlusspunkt zu vermessen. Ein entsprechendes Prüfumfeld ist dabei vorzusehen.

ANMERKUNG 1 Sofern die auf netzbildende Technologie umzurüstende Bestandsanlage auf netzbildenden Einheiten beruht, die nach diesem FNN Hinweis zertifiziert wurden, kann das in diesem FNN Hinweis beschriebene Verfahren basierend auf der Einheitenzertifizierung auch auf Bestandsanlagen angewendet werden.

Die in den Prüfungen vorgegebenen Arbeitspunkte sind über die durch den Hersteller der Einheit bereitgestellten Schnittstellen geeignet einzustellen. Die Nutzung eines Parkreglers ist nicht zwingend notwendig. Sofern nicht anderweitig vorgegeben, ist der Spannungssollwert U_{soII} konstant zu halten.

Die Prüfungen sind grundsätzlich mit den Standardwerten (PRNB aktiv, mit Standard-Einstellungen) durchzuführen, sofern nicht anders gefordert. Die Anlaufzeitkonstante, mit der die Nachweise zu erbringen sind, wird durch die Zertifizierungsstelle im Rahmen der Zertifizierung aus dem Einstellbereich, für den die netzbildende Einheit ausgelegt ist, gewählt. Die Anlaufzeitkonstante, für die die Einhaltung der Anforderungen dieses FNN Hinweises nachgewiesen werden soll, ist, sofern nicht anders angegeben, für alle Nachweise zu verwenden und auszuweisen. Eine Übersicht der zu prüfenden Werte von T_A in den messtechnisch durchzuführenden Nachweisen ist in Tabelle 4 (siehe Fußnoten) dargestellt.

ANMERKUNG 2 Einige Nachweise sind mit $T_{A\text{min}}$ und $T_{A\text{max}}$ sowie ggf. ebenfalls für zusätzliche Werte von T_A im Einstellbereich durchzuführen. Nachweise für ein parametrisiertes T_A im Bereich zwischen $T_{A,\text{min}}$ und $T_{A,\text{max}}$ dürfen simulativ erfolgen.

Einige Prüfungen erfordern stationäre Arbeitspunkte in definierten Bereichen bezüglich Wirk- und Blindleistung. Die Blindleistungsarbeitspunkte „max. ind“ und „max. cap“ gelten als erreicht, sofern mind. 90 % der Blindleistung, die der Prüfling zusätzlich zur Wirkleistung gemäß Herstellerangaben bereitstellen kann, bereitgestellt werden.

Wenn bei den messtechnischen Prüfungen ein stationärer Endwert zu ermitteln ist, aber kein Verfahren in dem spezifischen Prüfpunkt zur Ermittlung des stationären Endwertes gegeben ist, so kann die Definition des stationären Endwertes aus der TR3, Rev. 26 herangezogen werden, sofern diese im spezifischen Fall anwendbar ist. Generell gilt ein stationärer Zustand als erreicht, wenn die Amplituden der Schwankungen innerhalb der zulässigen Toleranz in der Tendenz nicht mehr zunehmen.

Die ergänzenden simulativen Nachweise nach Abschnitt 5.5.7 erfordern ein herstellerspezifisches Simulationsmodell, welches auf Basis der zum Zwecke der Zertifizierung durchgeführten Vermessung an der betriebsbereiten Einheit zu validieren ist (siehe Abschnitt 5.5.3.6). Auf Basis des validierten Simulationsmodells sind neben den Nachweisen zum Verhalten der netzbildenden Einheit an einem NAP ergänzende Prüfungen nach Abschnitt 5.5.7.10 in einer nach Abschnitt B.VII festgelegten Netzumgebung im Sinne eines erweiterten Benchmarks durchzuführen.

5.5.2 Grundsätzliche Voraussetzungen

5.5.2.1 Anforderungen an Messgrößen und Signale

Signale und Messgrößen

Neben den in der FGW TR3 Rev. 26, Kapitel 3 festgelegten allgemeinen Anforderungen an den Messaufbau (Kapitel 3.2.1), die Messtechnik (Kapitel 3.2.2) in Verbindung mit Anhang F und den Prüfbedingungen (Kapitel 3.2.3), sind folgende ergänzende Festlegungen zu berücksichtigen, sofern sie für die gewählten Varianten der Nachweisführung erforderlich sind.

Mit Bezug auf Kapitel 3.2.2 der FGW TR3, Rev. 20 sind ergänzend folgende Signale bzw. Messgrößen jeweils als auf ihren Nennwert bezogene Größen (für Ströme ist der Nennscheinstrom heranzuziehen) zu ermitteln:

i_a, i_b, i_c	Momentanwerte der Phasenströme der netzbildenden Einheit
u_a, u_b, u_c	Momentanwerte der Phasenspannungen (Leiter-Neutralleiter) der netzbildenden Einheit
u_α, u_β	$\alpha\beta$ -Komponenten des Spannungsraumzeigers ¹⁴
i_α, i_β	$\alpha\beta$ -Komponenten des Stromraumzeigers ¹⁴
$u_{\alpha\beta}$	Betrag des Spannungsraumzeigers im $\alpha\beta$ -Koordinatensystem ¹⁴
$i_{\alpha\beta}$	Betrag des Stromraumzeigers im $\alpha\beta$ -Koordinatensystem ¹⁴
$i_{P,\alpha\beta}$	Betrag des Wirkstromzeigers im $\alpha\beta$ -Koordinatensystem ¹⁴
$P_{\alpha\beta}$	Wirkleistung im $\alpha\beta$ -Koordinatensystem
$q_{\alpha\beta}$	Blindleistung im $\alpha\beta$ -Koordinatensystem
$u_{\alpha\beta,5ms}$	Betrag des Spannungsraumzeigers im $\alpha\beta$ -Koordinatensystem als 5-ms Mittelwert ¹⁴
$i_{\alpha\beta,5ms}$	Betrag des Stromraumzeigers im $\alpha\beta$ -Koordinatensystem als 5-ms Mittelwert ¹⁴
$i_{P,\alpha\beta,5ms}$	Betrag des Wirkstromzeigers im $\alpha\beta$ -Koordinatensystem als 5-ms Mittelwert ¹⁴
$P_{\alpha\beta,5ms}$	Wirkleistung im $\alpha\beta$ -Koordinatensystem als 5-ms Mittelwert ¹⁴
$q_{\alpha\beta,5ms}$	Blindleistung im $\alpha\beta$ -Koordinatensystem als 5-ms Mittelwert ¹⁴
$i_{P,1}, i_{P,2}$	Grundschrwingungs-Mit- und Gegensystem-Stromzeiger (Wirkanteil)
$i_{Q,1}, i_{Q,2}$	Grundschrwingungs-Mit- und Gegensystem-Stromzeiger (Blindanteil)
$i_{P,1,100ms}, i_{P,2,100ms}$	Grundschrwingungs-Mit- und Gegensystem-Stromzeiger (Wirkanteil) als 100-ms-Mittelwert
$i_{Q,1,100ms}, i_{Q,2,100ms}$	Grundschrwingungs-Mit- und Gegensystem-Stromzeiger (Blindanteil) als 100-ms Mittelwert
u_1, u_2	Grundschrwingungs-Mit- und Gegensystem-Spannungszeiger
p_1, p_2	Grundschrwingungs-Mit- und Gegensystem-Wirkleistung
q_1, q_2	Grundschrwingungs-Mit- und Gegensystem-Blindleistung
$i_{S,1}, i_{S,2}$	Grundschrwingungs-Mit- und Gegensystem-Scheinstromzeiger
f_1	Grundschrwingungs-Mitsystem-Frequenz

¹⁴ Zur Bestimmung der $\alpha\beta$ -Komponenten von Strom und Spannung siehe Anhang B.V.

Die messtechnisch ermittelten Momentanwerte im $\alpha\beta$ -Koordinatensystem sind jeweils unter Anwendung einer gleitenden Mittelwertbildung über 5 ms aus den gemessenen Momentanwerten zu ermitteln.

Der Grundschrwingungs-Mitsystemzeiger ist jeweils über eine entsprechend der ermittelten Frequenz adaptierten Auswertezeit als 1-Perioden-Wert darzustellen. Die Frequenz soll dabei über einen gleitenden Zeitraum von maximal 100 ms ermittelt werden.

Interne Signale der Regelung der netzbildenden Einheit

In Fällen, in denen die Ermittlung der Anlaufzeitkonstante T_A nur mittels der Auswertung interner Signale der Regelung der netzbildenden Einheit erfolgen kann, sind sämtliche Signale des Regelsystems, die zur Drehzahl- bzw. Frequenzbildung verwendet werden, aufzuzeichnen. Dies hängt maßgeblich von dem implementierten Regelungskonzept der netzbildenden Einheit ab.

Interne Signale zur Bewertung der Primärleistung bei Wind und PV-EZE

Zum Nachweis der Primärleistung (Winddargebot, PV-Einstrahlung) können weitere interne Signale je nach Technologie des Herstellers erforderlich werden. Hierbei ist darzulegen, dass die solchermaßen festgelegten Signale für die Umsetzung der entsprechenden Regelfunktionen (z.B. Grad der Androsselung) verwendet werden.

Aufzuschaltende Testsignale bei der Durchführung von Prüfungen

Bei der Durchführung von Prüfungen, für die die Aufschaltung von Testsignalen vorgesehen ist, sind folgende Anforderungen zu beachten:

- Die als erforderlich festgelegten Signale sind als digitale Signale direkt aus den Regelungs-Systemen der netzbildenden Einheit zu übernehmen. Die Abtastrate soll dabei der Zyklusrate des Regel- und Steuersystems entsprechen.
- Der Umfang der notwendigen Signale entsprechend dieses Abschnitts wird in Abstimmung zwischen akkreditierter Zertifizierungsstelle, Hersteller und akkreditiertem Messinstitut bestimmt.
- Im Rahmen der Durchführung von Prüfungen in einer Simulationsumgebung oder in der realen Anlage ist die Aufschaltung der folgenden Testsignale zu berücksichtigen, sofern diese für das jeweils gewählte Nachweisverfahren erforderlich sind:
 - Spannungssollwert des -Reglers der netzbildenden Einheit
 - Signalaufschaltung auf die interne Referenzfrequenz der netzbildenden Einheit
 - Signalaufschaltung auf den internen Spannungswinkel der netzbildenden Einheit
 - Signalaufschaltung auf den internen Leistungssollwert der netzbildenden Einheit.

Die Aufschaltung der Signale kann dabei entweder über eine externe Signalankopplung erfolgen oder durch eine zeitlich steuerbare Aktivierung interner, über ein Interface definierter Signalaufschaltungen.

5.5.2.2 Anforderungen an Prüfeinrichtungen

Ergänzend zu den in der FGW TR 3, Rev. 26 Kapitel 3.2.4 aufgeführten Anforderungen an Prüfstände gilt folgendes:

Bei Einsatz einer umrichterbasierten Last ist sicherzustellen, dass sich die umrichterbasierte Last weitestgehend wie eine passive Last verhält und die Stabilität der zu prüfenden netzbildenden Einheit nicht beeinflusst. Nach Übergang in den Fiktiven Inselnetzbetrieb und nach Abklingen der Ausgleichsvorgänge darf die Leistung der Last um nicht mehr als um $\pm 5\%$ der aus dem Endwert der sich in der Fiktiven Insel im Mittel ergebenden Spannung und der Lastcharakteristik erwarteten Leistung schwanken. Die

Ausgleichsvorgänge müssen abgeklungen sein, bevor der für die Bewertung relevante Messzeitraum beginnt. Entsprechendes gilt für den Einsatz von Leistungsquellen.

Netzemulatoren, umrichterbasierte Lasten und Leistungsquellen, die zur Evaluation des Spannungsquellenverhaltens durch Fallen in die Insel gemäß Abschnitt 5.5.4 eingesetzt werden, dürfen für die Betriebssituationen, in denen sie als Last oder Leistungsquelle in der Fiktiven Insel eingesetzt werden, selbst keine netzbildenden Eigenschaften aufweisen. Dies gilt als erfüllt, wenn sie an ihren Klemmen nach Trennung vom Prüfling selbst keine Spannung mehr aufrechterhalten können und wird bei Inbetriebnahme des entsprechenden Prüfaufbaus einmalig nachgewiesen. Sofern dieser Nachweis im Rahmen einer generellen Qualifizierung der Prüfeinrichtung erbracht wurde, kann dieser explizite Test entfallen.

Anforderungen an Netzemulatoren werden in IEC 61400-21-4 gestellt und sollten zukünftig berücksichtigt werden. Diese bezieht sich zwar auf Windenergieanlagen, ist für andere Technologien im Sinne dieses FNN Hinweises jedoch äquivalent anzuwenden.

5.5.3 Anforderungen an Simulationsmodelle und Modellgenauigkeit

5.5.3.1 Modellkategorien und Allgemeine Festlegungen

Im Rahmen der Konformitätsbewertung einer zu zertifizierenden netzbildenden Einheit werden Simulationsmodelle erforderlich. Diese sind dem Netzbetreiber im Rahmen der Netzanschlussprüfung vorzulegen.

ANMERKUNG Auch sind dem relevanten Netzbetreiber, z.B. für die Bewertung von Anschlussgesuchen, für die detaillierte Ermittlung des dynamischen Verhaltens von Anlagen innerhalb einer begrenzten Netzregion oder für die Durchführung von umfangreichen ENTSO-E Verbundnetzstudien, entsprechende Simulationsmodelle zu übergeben, die innerhalb des Zertifizierungsprozesses bereitgestellt werden müssen. Die Simulationsmodelle dürfen innerhalb des Zertifizierungsprozesses nur dann genutzt werden, wenn sie die vermessenen Eigenschaften ausreichend genau abbilden.

Es sind folgende drei Modellkategorien zu unterscheiden:

EMT-Modelle: Das EMT-Modell umfasst eine Momentanwertdarstellung von Strömen und Spannungen der netzbildenden Einheit im Zeitbereich einschließlich der Modellierung von elektrischen und regelungstechnischen Komponenten.

RMS-Modelle: Das detaillierte RMS-Modell basiert auf einer Effektivwertdarstellung von Strömen und Spannungen der netzbildenden Einheit im Mit-, Gegen-, und Nullsystem einschließlich der Modellierung von elektrischen, regelungstechnischen Komponenten sowie Schutzfunktionen. In dem detaillierten RMS-Modell dürfen herstellersistenspezifische Komponenten in verschlüsselter Form abgebildet werden.

RMS Typ-Modelle: Typisiertes generisches Modell mit Effektivwertdarstellung von Strömen und Spannungen der netzbildenden Einheit im Mit-, Gegen-, und Nullsystem einschließlich der Modellierung von elektrischen und regelungstechnischen Komponenten, die in einem Frequenzbereich bis 10 Hz wirksam sind. Modellbasis ist eine offene (White – Box), typisierte Grundstruktur, die mit der geforderten Genauigkeit das Verhalten des herstellersistenspezifischen, detaillierten RMS-Modells abbildet.

5.5.3.2 Allgemeine Modellanforderungen

Das Simulationsmodell einer netzbildenden Einheit muss folgende grundsätzliche Eigenschaften aufweisen:

- 1) Das Simulationsmodell ist je nach Modell-Typ als offenes oder teilweise geschütztes (Black-Box) Modell zur Verfügung zu stellen. Der Leistungsteil darf nicht im Black-Box-Modell enthalten sein. Gehören zu der netzbildenden Einheit ein Einheitentransformator, Filter oder andere elektrische Komponenten, sind diese im Simulationsmodell in der jeweiligen Simulationsumgebung explizit darzustellen. Ist der Einheitentransformator mit einem automatischen Stufenschalter ausgerüstet, so ist die Stufenschalter-Regelung ebenso in das Simulationsmodell mit aufzunehmen. Die Stufenschalter-Regelung muss in einem separaten, abschaltbaren Modellteil implementiert werden.
- 2) Schutzfunktionen (Entkopplungsschutz an der Einheit, z.B. Spannungssteigerungsschutz, Spannungsrückgangsschutz, Frequenzsteigerungsschutz, Frequenzrückgangsschutz) - soweit sie eine Abschaltung der netzbildenden Einheit auslösen, wenn Netzzustände eintreten, die außerhalb der Anforderungen zum Verbleib der netzbildenden Einheit am Netz führen - sind soweit möglich in einem abschaltbaren Modellteil zu implementieren. Mindestens muss aber eine Deaktivierung durch Umparametrierung möglich sein.
- 3) Eine Modellierung des gemittelten Eigenbedarfs (unter üblichen Betriebsbedingungen ohne sporadische/gelegentliche Verbraucher, gemäß Herstellerangaben) kleiner $3 \% P_{E_{\max}}$ sowie bei Einheiten mit einem $P_{E_{\max}} < 50 \text{ kW}$ ist nicht erforderlich. Der gemittelte Eigenbedarf darf vereinfacht, z.B. als Impedanzlast, modelliert werden.
- 4) Das Modell der netzbildenden Einheit muss über die jeweils erforderlichen Eingangssignale für die Ansteuerung durch einen EZA-Regler verfügen.
- 5) Es müssen beliebig viele Instanzen des Modells derselben Einheit unabhängig voneinander parallel ausführbar sein. Einheiten-Modelle müssen mehrfach instanzierbar sein, dies gilt auch für DLL-basierte Modelle.
- 6) Durch die Nutzung des Simulationsmodells der Einheit dürfen keine Einschränkungen bzgl. der Nutzung anderer Modelle, auch anderer Hersteller entstehen. Generische RMS-Modelle wie auch RMS-Typ-Modelle müssen parallel genutzt werden können. Dies gilt auch für EMT-Modelle, soweit dies die Toolumgebung unterstützt.
- 7) Sämtliche Simulationsmodelle (mit Ausnahme DLL-basierter Modelle) sind auf Basis von Submodellen modular zu strukturieren, so dass Teilfunktionen (Schutz, PRNB, etc.) abgeschaltet und Parameteränderungen einfach durchgeführt werden können.

5.5.3.3 Anforderungen an EMT-Modelle

Für das EMT-Modelle einer netzbildenden Einheit gelten folgende Anforderungen:

- 1) Das EMT-Modell bildet Ströme und Spannungen der netzbildenden Einheit als Phasenwerte ab. Die Modellierung von elektrischen und regelungstechnischen Komponenten, die in einem Frequenzbereich bis 1 kHz (wenn möglich bis 2,5 kHz) wirksam sind, sind abzubilden. Messglieder sind zu berücksichtigen. Der Detaillierungsgrad des Simulationsmodells ist dabei grundsätzlich so zu wählen, dass eine Modellvalidierung nach Abschnitt 5.5.3.6 erfolgreich durchgeführt werden kann.

- 2) Der relevante Original-Regler-Code ist z.B. in Form einer DLL zu verwenden. Um eine vereinfachte Darstellung des Leistungsteils (leistungselektronische Schaltelemente) für eine vereinfachte zeitkontinuierliche Darstellung der Pulsmustererzeugung zu ermöglichen, ist ein Ausgangssignal des Reglers in Form eines Sollwerts zur Pulsmustererzeugung bereitzustellen. Die Möglichkeit, die Pulsmustererzeugung und den Leistungsteil hinzuschalten zu können, ist nicht gefordert.
- 3) Das Modell ist so zu detaillieren, dass der gesamte Betriebsbereich der Einheit zwischen $P_{Emin,E}$ und P_{max} bzw. Q_{min} und Q_{max} im stationären Anfangszustand, wie auch bei transienten Ausgleichsvorgängen, abgebildet wird. Der Gültigkeitsbereich des Modells muss dabei alle Betriebszustände und Arbeitspunkte innerhalb der Auslegung der Einheit umfassen.
- 4) Es wird empfohlen, dass die Initialisierung des Modells dahingehend unterstützt wird, dass die sich aus der Lastflussberechnung ergebenden Ströme und Spannungen automatisch als Sollwertssignale vorgegeben werden können. Sofern die Simulationsumgebung dies zulässt, muss das Modell über eine Funktion (Modell-Snapshot) verfügen, die stationäre Zustände speichern und ohne erneute Initialisierung wieder lesen bzw. aktivieren kann.
- 5) Parametrierungen der netzbildenden Einheit, die entsprechend der Anforderungen als einstellbar festgelegt sind, müssen vom Anwender änderbar sein (z.B. Statik der PRNB). Die Einstellbereiche sind jeweils zu dokumentieren.
- 6) Sämtliche Signale und Zustände, die für die Nachbildung der Prüfungen zum Nachweis der Anforderungen an die netzbildende Einheit sowie für die Validierung des Simulationsmodells erforderlich sind, müssen für den Anwender beobachtbar sein.
- 7) Das EMT-Modell kann als Black-Box-Modell zur Verfügung gestellt werden.

5.5.3.4 Anforderungen an das detaillierte RMS-Modell

Für das detaillierte RMS-Modelle einer netzbildenden Einheit gelten folgende Anforderungen:

- 1) Das detaillierte RMS-Modell basiert auf einer Effektivwertdarstellung von Strömen und Spannungen der netzbildenden Einheit im Mit-, Gegen-, und Nullsystem einschließlich der Modellierung von elektrischen, regelungstechnischen Komponenten sowie Schutzfunktionen. Aspekte der Primärseite (z.B. Mechanik, Chemie) sind nur soweit abzubilden, wie sie für die Modellvalidierung erforderlich sind. Der Detaillierungsgrad des Simulationsmodells ist dabei so zu wählen, dass eine Modellvalidierung nach Abschnitt 5.5.3.6 erfolgreich durchgeführt werden kann.
- 2) Die Reglerfunktionen sind als äquivalentes, zeitkontinuierliches Modell des Original-Reglercodes zu implementieren (Herstellererklärung).

ANMERKUNG 1 Getaktete Modelle können im Gegensatz zu zeitkontinuierlichen Modellen innerhalb einer komplexen und umfangreichen Netzumgebung (siehe Anmerkung in Abschnitt 5.5.3.1) simulativ nicht effizient gelöst werden, da durch für jedes Modell individuell einzuhaltende schrittweisen inakzeptable Rechenzeiten entstehen würden und sich adaptive Schrittweiten nicht anwenden ließen.

- 3) Das detaillierte RMS-Modell soll mit einer Simulationsschrittweite ≥ 1 ms genutzt werden können. Sollte eine geringere Schrittweite für die Berechnung von subtransienten Vorgängen erforderlich werden, so ist das Modell möglichst so zu gestalten, dass nach Abklingen der subtransienten Vorgänge Schrittweitenadaptionen bis mindestens zu 15 ms möglich sind.

- 4) Das Modell ist so zu detaillieren, dass der gesamte Betriebsbereich der netzbildenden Einheit zwischen $P_{\text{Emin,E}}$ und P_{max} bzw. Q_{min} und Q_{max} im stationären Anfangszustand, wie auch bei transienten Ausgleichsvorgängen, abgebildet wird. Der Gültigkeitsbereich des Modells muss dabei alle Betriebszustände und Arbeitspunkte innerhalb der Auslegung der Einheit umfassen.
- 5) Die Initialisierung des Modells der netzbildenden Einheit hat auf Basis der in einer Lastflussberechnung an den Klemmen der netzbildenden Einheit ermittelten Spannungen und Ströme innerhalb des Modells selbst zu erfolgen. Hierbei ist sicherzustellen, dass die Ableitungen von Zustandsgrößen unterhalb der gewählten Simulationsfehler verbleiben („Flat Run“ d.h. es ist kein merklicher Einschwingvorgang zu beobachten). Wurde bei der Lastflussberechnung ein Betriebszustand gewählt, der durch das Simulationsmodell nicht abgebildet ist, so sind bei der Modellinitialisierung entsprechende Meldungen auszugeben.
- 6) Parametrierungen der netzbildenden Einheit, die entsprechend den Anforderungen als einstellbar festgelegt sind, müssen vom Anwender änderbar sein (z.B. Statik der PRNB). Die Einstellbereiche sind jeweils zu dokumentieren.
- 7) Sämtliche Signale und Zustände, die für die Nachbildung der Prüfungen zum Nachweis der Anforderungen an die netzbildende Einheit sowie für die Validierung des Simulationsmodells erforderlich sind, müssen für den Anwender zugänglich und beobachtbar sein.
- 8) Das detaillierte RMS-Modell kann als Black-Box-Modell zur Verfügung gestellt werden.
- 9) Das detaillierte RMS-Modell ist für alle gängigen für die Durchführung von Systemstudien durch die deutschen Übertragungsnetzbetreiber genutzten Simulationsumgebungen bereitzustellen. Vorgaben an die zu unterstützenden Simulationsumgebungen sind den Technischen Anschlussbedingungen (TAB) der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zu entnehmen.

ANMERKUNG 2 Sofern der Anschlussnetzbetreiber (Verteilnetzbetreiber) eine von den Vorgaben der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (innerhalb ihrer TAB) abweichende Simulationsumgebung verwendet, können Systemstudien oder Netzanschlussstudien durch diesen auf Basis des toolunabhängigen generischen Modells durchgeführt werden.

5.5.3.5 Anforderungen an RMS Typ-Modelle

Ergänzend zu dem detaillierten RMS-Simulationsmodell nach Abschnitt 5.5.3.4 ist ein typisiertes Simulationsmodell bereitzustellen.

ANMERKUNG 1 Mit dem RMS Typ-Modell wird das Ziel verfolgt unterschiedliche Realisierungen von netzbildenden Einheiten in einer konzeptionellen Form zu kategorisieren, so dass das Verhalten einer netzbildenden Einheit allein durch die Wahl des Modell-Typs und der Festlegung der beschreibenden Parameter mit ausreichender Genauigkeit wiedergegeben wird, ohne dabei herstellerspezifische Information transparent zu machen. Eine wesentliche Voraussetzung ist dabei, dass durch die Zuordnung der Typ-Kategorie und die Wahl der Parameter die jeweiligen Anforderungen einer Technischen Anschlussregel eingehalten werden, ohne dass dabei das charakteristische, herstellerspezifische Verhalten verloren geht. Beispiele dieses Typ-Ansatzes findet man in der IEEE Modellbibliothek für Erzeugungsanlagen, Erregereinrichtungen, Spannungsregler, PSS, wie auch netzfolgende Typ-2-Einheiten.

Es sind folgende Anforderungen zu beachten:

- 1) Das Modellverhalten kann im Vergleich zu dem in Abschnitt 5.5.3.4 beschriebenen Simulationsmodell vereinfacht sein und sich auf eine verallgemeinerte Darstellung (z.B. als VSM- oder Droop-Modell)¹⁵ beziehen. Kann das Verhalten einer Einheit nicht mit einem bestehenden, öffentlich zugänglichen Modell mit der geforderten Genauigkeit abgebildet werden, so steht es dem Hersteller frei, ein entsprechendes Modell zu entwerfen und in die Typ-Bibliothek mit aufzunehmen.

- 2) Das RMS-Typ-Modell ist als zeitkontinuierliches Modell zu implementieren, welches mit möglichst geringen Simulationszeiten in Systemstudien zum Einsatz kommen kann.

ANMERKUNG 2 Getaktete Modelle können im Gegensatz zu zeitkontinuierlichen Modellen innerhalb einer komplexen und umfangreichen Netzumgebung (siehe Anmerkung in Abschnitt 5.5.3.1) simulativ nicht effizient gelöst werden, da durch für jedes Modell individuell einzuhaltende Schrittweiten inakzeptable Rechenzeiten entstehen würden und sich adaptive Schrittweiten nicht anwenden ließen.

- 3) Das vereinfachte bzw. typisierte Modell muss sämtliche Anforderungen an die netzbildende Einheit nachweisbar erfüllen (z.B. Phasensprungleistung, Anlaufzeitkonstante, Dämpfungsverhalten bzgl. Frequenz-Leistungspendelungen, Strombegrenzung, FRT-Verhalten) und damit ein vergleichbares Verhalten aufweisen, wie dies für das detaillierte RMS-Simulationsmodell nach Abschnitt 5.5.3.4 gilt.
- 4) Das Modell ist so zu detaillieren, dass der gesamte Betriebsbereich der netzbildenden Einheit zwischen $P_{Emin,E}$ und P_{max} bzw. Q_{min} und Q_{max} im stationären Anfangszustand, wie auch bei transienten Ausgleichsvorgängen, abgebildet wird. Der Gültigkeitsbereich des Modells muss dabei alle Betriebszustände und Arbeitspunkte innerhalb der Auslegung der Einheit umfassen.
- 5) Das typisierte Simulationsmodell ist gegen das detaillierte RMS-Simulationsmodell nach Abschnitt 5.5.3.4 zu validieren. Hierbei sind die Toleranzvorgaben nach Abschnitt 5.5.3.6 zu beachten.
- 6) Das typisierte RMS-Modell ist so zu konzipieren, dass es mit Simulationsschrittweiten ≥ 1 ms genutzt werden kann. Sollte eine geringere Schrittweite für die Berechnung von subtransienten Vorgängen erforderlich werden, so sind die Modelle so zu gestalten, dass nach Abklingen der subtransienten Vorgänge Schrittweitenadaptionen möglichst bis zu 15 ms unterstützt werden.
- 7) Die Initialisierung des RMS-Typ-Modells der netzbildenden Einheit hat auf Basis der in einer Lastflussberechnung an den Klemmen der netzbildenden Einheit ermittelten Spannungen und Ströme innerhalb des Modells selbst zu erfolgen. Hierbei ist sicherzustellen, dass die Ableitungen von Zustandsgrößen unterhalb der gewählten Simulationsfehler verbleiben („Flat Run“ d.h. es ist kein merklicher Einschwingvorgang zu beobachten). Wurde bei der Lastflussberechnung ein Betriebszustand gewählt, der durch das Simulationsmodell nicht abgebildet ist, so sind bei der Modellinitialisierung entsprechende Meldungen auszugeben.
- 8) Für den Fall, dass die gewählte Toolumgebung die Berechnung von Eigenwerten unterstützt, ist das Modell möglichst so zu gestalten, dass eine Linearisierung durch die Eigenwert-Berechnungsfunktion möglich ist.

¹⁵ Ein Überblick über VSM- und Droop-Regelungskonzepte kann z.B. folgendem Paper entnommen werden: S. D'Arco and J. A. Suul, "Equivalence of Virtual Synchronous Machines and Frequency-Droops for Converter-Based MicroGrids," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 1, pp. 394-395, Jan. 2014

- 9) Das typisierte Modell muss als White-Box-Modell zur Verfügung gestellt werden und auf Basis eines Blockdiagramms dargestellt sein. Sämtliche Zustandsgrößen, Signale, Parameter oder Charakteristiken müssen zugänglich sein. Für neue Technologien, für die noch keine geeigneten öffentlich zugänglichen Modelle nach Punkt 1) verfügbar sind, darf der Hersteller alternativ ein RMS Typ-Modell mit verschlüsselten Komponenten bereitstellen, deren Zustandsgrößen, interne Signale, Parameter und Charakteristiken nicht zugänglich sein müssen. Signale, die zur Auswertung in der Nachweisführung verwendet werden, sind zugänglich zu machen. Für diese Modelle kommt die Anforderung hinsichtlich der Veröffentlichung nach Punkt 1) nicht zur Anwendung. Dies gilt solange, wie die jeweils anzuwendende Technische Anschlussregel keine anderen Anforderungen diesbezüglich stellt.

5.5.3.6 Validierung und Dokumentation von Simulationsmodellen

5.5.3.6.1 Einleitung

Die Validierung der Simulationsmodelle hat durch den Vergleich des Verhaltens der netzbildenden Einheit auf Basis der durchzuführenden messtechnischen Prüfungen mit einem entsprechenden simulativen Prüfaufbau zu erfolgen. Für die Validierung der Modellkategorien gilt:

- 1) Die Validierung des EMT-Modells erfolgt auf Basis der Ergebnisse der Vermessung.
- 2) Die Validierung des detaillierten RMS-Modells erfolgt auf Basis der Ergebnisse der Vermessung.
- 3) Die Validierung des RMS-Typ-Modells erfolgt auf Basis des validierten detaillierten RMS-Modells.

Die Modellvalidierung muss dabei die folgenden Signale mit umfassen, sofern diese für die jeweilige Prüfung erforderlich sind:

- 1) Sämtliche Signale, die bei den Prüfungen zum Verhalten der netzbildenden Einheit festgelegt wurden.
- 2) Betrag und Winkel der internen Spannung der netzbildenden Einheit sowie die intern generierte Frequenz.
- 3) Signalaufschaltungen, soweit sie für die Prüfungen erforderlich sind.

ANMERKUNG Wird T_A über eine Messvorschrift mit Auswertung von internen Signalen ermittelt, so sind die hierfür erforderlichen Signale in die Modellvalidierung zwingend mit einzubeziehen. Das können sein: Interne Zustandsgrößen, Drehzahl bzw. Frequenz sowie interner Winkel der Spannungsquelle der netzbildenden Einheit.

5.5.3.6.2 Validierung der Simulationsmodelle

Die Gültigkeit der Simulationsmodelle nach Abschnitt 5.5.3.8 (Herstellermodelle zur Zertifizierung) und Abschnitt 5.5.3.9 (Anlagenmodelle für Netzbetreiber) ist durch den Vergleich des jeweiligen Verhaltens der netzbildenden Einheit entsprechend der durchgeführten Prüfungen gemäß Abschnitt 5.5.4 und 5.5.5 sowie dem entsprechenden Verhalten der Einheiten-Simulationsmodelle festzustellen. Bei den durchzuführenden Simulationen ist der jeweils verwendete Prüfaufbau simulativ nachzubilden. In die Modellvalidierung müssen folgende Prüfungen mit einbezogen werden:

- 1) Prüfung des Spannungsquellenverhaltens (Abschnitt 5.5.4)
- 2) Prüfung der Anlaufzeitkonstante und Momentanreserveenergie (Abschnitt 5.5.5.9)
- 3) Prüfung des Verhaltens der PRNB (Abschnitt 5.5.4.4.2 und Abschnitt 5.5.5.10)
- 4) Prüfung der Winkelsprungleistung (Abschnitt 5.5.5.3)
- 5) Überprüfung der wirksamen Impedanz (Abschnitt 5.5.5.4)
- 6) Überprüfung des Verhaltens der Spannungsquellenregelung (Abschnitt 5.5.5.6)

- 7) Überprüfung des Verhaltens bei steilen Frequenzgradienten (Abschnitt 5.5.5.7)
- 8) Überprüfung der Dämpfung von Frequenz-Leistungspendelungen (Abschnitt 5.5.5.8)

Die Simulationsmodelle nach Abschnitt 5.5.3.8 und Abschnitt 5.5.3.9 müssen ein entsprechend der Anforderungen konformes Verhalten aufweisen. Die Anforderungen an die Modelle der netzbildenden Einheit sind erfüllt, wenn deren Einhaltung nachgewiesen werden kann und wenn das bei dem messtechnisch ermittelten Verhalten der netzbildenden Einheit durch die Simulationsmodelle innerhalb der vorgegebenen Toleranzen wiedergegeben werden kann.

5.5.3.6.2.1 Allgemeine Festlegungen zu Modelltoleranzen

Überschreitungen von Modelltoleranzen sind zulässig, wenn:

- die Toleranzen bezüglich $T_{A,min}$, $T_{A,max}$ nach Abschnitt 5.5.5.9, sowie der Dämpfung von Frequenzleistungspendelungen nach Abschnitt 5.5.5.8 eingehalten werden,
- mit den jeweiligen Simulationsmodellen ein Nachweis über die Einhaltung aller Anforderungen erfolgreich geführt werden kann, und
- die tatsächlichen Toleranzen ausgewiesen werden.

5.5.3.6.2.2 Validierung der EMT- sowie der detaillierten RMS-Modelle

5.5.3.6.2.2.1 Festlegungen zu den Signalen

Für die Modellvalidierung des EMT- wie auch des detaillierten RMS-Modells sind je nach Prüfung die Signale nach Abschnitt 5.5.2.1 zu verwenden, wobei der Index „S“ die jeweiligen Simulations-Werte kennzeichnet.

Die messtechnisch ermittelten wie auch simulierten Momentanwerte im $\alpha\beta$ -Koordinatensystem sind jeweils unter Anwendung einer gleitenden Mittelwertbildung über 5 ms aus den gemessenen Momentanwerten bzw. den simulativ erzeugten Momentanwerten zu ermitteln. Die Werte im Gegensystem sind nur dann zu verwenden, wenn die Simulationsumgebung dies unterstützt.

In den Fällen, in denen der Vergleich zwischen den messtechnisch ermittelten und simulierten EMT-Signalen auf Basis der Grundswingungs-Mitsystemzeiger ($i_{p,1}$, u_1 , p_1 , q_1 bzw. $i_{p,1,S}$, $u_{1,S}$, $p_{1,S}$, $q_{1,S}$) erfolgt, sind die RMS-Werte jeweils über eine Periode arithmetisch zu mitteln.

5.5.3.6.2.2.2 Festlegungen zur Initialisierung des Simulationsmodells

Für die Initialisierung des Simulationsmodells gelten folgende Vorgaben:

- 1) Der stationäre Zustand der Mitsystem-Spannung $u_{1,S}$ und des Mitsystem-Stroms $|i_{p,1,S}|$ vor Prüfbeginn ist durch einen Mittelwert über ein Zeitfenster von 1 s festzustellen. In diesem Zeitfenster muss die Mitsystem-Spannung innerhalb eines Toleranzbandes von $\pm 0,25\%$ bezogen auf den Nennwert der Spannung verbleiben. Die Initialisierung des Simulationsmodells hat auf die so ermittelten Werte zu erfolgen. Dies gilt sinngemäß für die Wirk- und Blindleistungen $p_{1,S}$ und $q_{1,S}$.
- 2) Die Initialisierung der Simulationsmodelle ist weiterhin so auszuführen, dass sämtliche transiente Einschwingvorgänge abgeklungen sind und mindestens nach Punkt 1) festgelegter stationärer Anfangszustand erreicht ist.

TR8-Hinweis:

Die Anforderung an die Initialisierung der Simulationsmodelle gilt als erfüllt, wenn:

- die *simulativ ermittelte Mitsystem-Spannung, Mitsystem-Wirk- und -Blindleistung für jede simulative Prüfung vor Prüfbeginn in einem Zeitfenster von 1 s innerhalb eines Toleranzbandes von $\pm 0,25$ % bezogen auf den jeweiligen Nennwert verbleibt;*
- die *Initialisierung des Modells auf den unter Berücksichtigung von Strich 1 festgelegten stationären Startpunkt (insb. dem über 1 s gebildeten Mittelwert der Mitsystem-Spannung) der jeweiligen Prüfung erfolgt und sämtliche transiente Einschwingvorgänge vor Prüfbeginn abgeklungen sind.*

5.5.3.6.2.2.3 Spannungsquellenverhalten entsprechend der Prüfung nach Abschnitt 5.5.4

Die in Abschnitt 5.5.4 beschriebene Prüfung ist simulativ für das EMT- wie auch für das detaillierte RMS-Modell in gleicher Weise nachzuvollziehen und nach den Vorgaben des Abschnitts 5.5.4.4.1 auszuwerten. Die Initialisierung von Spannung und Strom bzw. Wirk- und Blindleistung der netzbildenden Einheit hat gemäß Abschnitt 5.5.3.6.2.2.2 zu erfolgen. Bei der Modellvalidierung ist wie folgt vorzugehen:

- 1) Die sich nach dem Fallen in die Insel stationär einstellende Klemmenspannung $u_{1,S}$ der netzbildenden Einheit des EMT- bzw. detaillierten RMS-Simulationsmodells darf maximal um ± 3 % bezogen auf ihren Nennwert von dem bei der Messung ermittelten Wert abweichen.
- 2) Für das EMT- wie auch für das detaillierte RMS-Modell erfolgt keine Überprüfung des Verlaufs des transienten Übergangs in das Fiktive Inselnetz.

TR8-Hinweis:

Das Modell gilt hinsichtlich der korrekten Abbildung des Spannungsquellenverhaltens der netzbildenden Einheit als validiert, wenn die sich nach dem Fallen in die Insel stationär einstellende Klemmenspannung der netzbildenden Einheit um maximal ± 3 % bezogen auf ihren Nennwert von dem bei der Messung ermittelten Wert abweichen.

Darüber hinaus gelten die Festlegungen nach Abschnitt 5.5.3.6.2.1.

5.5.3.6.2.2.4 Anlaufzeitkonstante, Momentanreserveleistung und -energie entsprechend der Prüfung nach Abschnitt 5.5.5.9

Die in Abschnitt 5.5.5.9 beschriebene Prüfung ist simulativ für das EMT- wie auch für das detaillierte RMS-Modell in gleicher Weise nachzuvollziehen. Die Initialisierung von Spannung und Strom bzw. Wirk- und Blindleistung der netzbildenden Einheit hat gemäß Abschnitt 5.5.3.6.2.2.2 zu erfolgen. Bei der Modellvalidierung ist wie folgt vorzugehen:

- 1) In dem jeweiligen EMT- bzw. detaillierten RMS-Simulationsmodell ist die nachzuweisende Anlaufzeitkonstante T_A gemäß Herstellerangabe einzustellen. Die Prüfungen sind entsprechend des Abschnitts 5.5.5.9 simulativ durchzuführen und auszuwerten. Die Toleranzvorgaben für den Nachweis der Anlaufzeitkonstante T_A sind den Prüfungen entsprechend einzuhalten. Für den Fall, dass bei den jeweiligen Abschnittsübergängen Einschwingvorgänge der Wirkleistung auftreten, ist zu zeigen, dass die Frequenz von Einschwingvorgängen der Wirkleistung $p_{1,S}$ des Simulationsmodells von denen der Messung p_1 , um maximal ± 40 % bezogen auf die messtechnisch ermittelten Frequenzen abweichen. Bei Windenergieeinheiten kann der Verlauf der Wirkleistung durch Anregungen der mechanischen Resonanzen beeinflusst werden. Die von den mechanischen Schwingungen überlagerte Wirkleistung kann mittels Prony-Analyse nach Anhang A.V extrahiert werden. Falls aus dem Wirkleistungsverlauf die mechanischen Schwingungen eliminiert wurden, sind beide Wirkleistungsverläufe (ohne und mit der Eliminierung des Einflusses mechanischer Schwingungen) darzustellen.

- 2) Wenn innerhalb der durch die Prüfvorschrift vorgegebenen Zeiträume keine stationären Zustände ermittelt werden können, muss die Ermittlung der Anlaufzeitkonstante T_A durch Auswertung der internen Signale nach Abschnitt 5.5.5.9.3.3 erfolgen.

TR8-Hinweis:

Das Modell gilt hinsichtlich der korrekten Abbildung der Anlaufzeitkonstante sowie der Momentanreserveleistung- und energie der netzbildenden Einheit unter folgenden Voraussetzungen als validiert:

- die jeweils simulativ ermittelte Leistung verbleibt innerhalb der nach Abschnitt 5.5.5.9.3 geforderten Zeiten nach dem Beginn des jeweiligen Segmentes innerhalb der geforderten Toleranzbänder;*
- für den Fall des Auftretens von Einschwingvorgängen der Wirkleistung zwischen den jeweiligen zu durchfahrenden Segmenten nach Bild 4 gilt zusätzlich, dass die Frequenz der Einschwingvorgänge der Wirkleistung des Simulationsmodells gegenüber den messtechnisch ermittelten Ergebnissen um maximal $\pm 40\%$ abweicht;*
- für den Fall, dass innerhalb der vorgegebenen Zeiträume keine stationären Zustände ermittelt werden konnten, kann die Anlaufzeitkonstante anhand der Auswertung der internen Signale mit einer maximalen Abweichung von 5% von dem jeweils vereinbarten Wert ermittelt werden.*

Darüber hinaus gelten die Festlegungen nach Abschnitt 5.5.3.6.2.1.

5.5.3.6.2.2.5 Verhalten der PRNB entsprechend der Prüfung nach Abschnitt 5.5.4 und 5.5.5.10

Die in Abschnitt 5.5.4 sowie 5.5.5.10 beschriebene Prüfung ist simulativ für das EMT- wie auch für das detaillierte RMS-Modell in gleicher Weise nachzuvollziehen. Die Initialisierung von Spannung und Strom bzw. Wirk- und Blindleistung der netzbildenden Einheit hat gemäß Abschnitt 5.5.3.6.2.2.2 zu erfolgen. Bei der Modellvalidierung ist wie folgt vorzugehen:

- 1) Ausgehend von dem stationären Anfangszustand und dem sich einstellenden stationären Endzustand ist die Statik der PRNB zu ermitteln. Hierbei ist eine maximale Abweichung von $\leq \pm 5\%$ von dem an der netzbildenden Einheit eingestellten Wert nachzuweisen.
- 2) Die Dämpfung des Einschwingvorgangs der Frequenz ist für die simulativ durchgeführte Prüfung nach Abschnitt 5.5.4.4.2 zu ermitteln. Die Ermittlung der Dämpfung kann dabei nach dem Verfahren gemäß Anhang A.I erfolgen. Das für die jeweilige Technologie erforderliche Dämpfungsmaß nach Tabelle 14 (Anhang B.I) sowie die Frequenz des Einschwingvorgangs der Frequenz ist durch das Simulationsmodell mit einer Genauigkeit von $\pm 15\%$ bezogen auf den messtechnisch ermittelten Wert einzuhalten.
- 3) Für den Fall, dass der Einschwingvorgang der Frequenz der netzbildenden Einheit stark gedämpft verläuft und ein Dämpfungsmaß nicht ermittelt werden kann, ist der transiente Verlauf der Frequenz des Simulationsmodells der netzbildenden Einheit ausgehend von dem stationären Anfangszustand bis zum Erreichen des eingeschwungenen Endzustands mit der am Prüfling messtechnisch ermittelten Frequenz zu vergleichen. Bei der Bewertung der Übereinstimmung von Simulationsmodell und Prüfling ist das Verfahren nach FGW TR4, Rev. 10, Kap. E.5.2.1.1 Punkt 2 Absatz (3) auf die Frequenz der

netzbildenden Einheit anzuwenden, wobei für das Toleranzband ($\varepsilon_{\text{dyn}}^{16}$) der Frequenz ein Wert von $\pm 15 \%$ bezogen auf die stationäre Frequenzabweichung zu berücksichtigen ist.

TR8-Hinweis:

Das Modell gilt hinsichtlich der korrekten Abbildung des Verhaltens im unbeschränkten wie beschränkten Stellbereich der PRNB der netzbildenden Einheit unter folgenden Voraussetzungen als validiert:

- *der simulativ ermittelte Wert der Statik entspricht dem in der netzbildenden Einheit eingestellten Wert mit einer maximalen Abweichung von $\pm 5 \%$;*
- *es werden mindestens die Wirkleistungsstellgeschwindigkeiten nach Tabelle 15 eingehalten. Sofern nach Tabelle 15 keine Mindestanforderungen für die netzbildende Einheit gestellt werden, ist der Nachweis der Stellgeschwindigkeiten mit dem Ausweisen dieser erbracht;*
- *das simulativ ermittelte Dämpfungsmaß der PRNB sowie die Frequenz des Einschwingvorgangs der Frequenz entspricht dem messtechnisch ermittelten Wert mit einer maximalen Abweichung von $\pm 15 \%$;*
- *falls das Verfahren nach FGW TR4, Rev. 10, Kapitel E.5.2.1.1 angewendet wird, liegt die Frequenz des Simulationsmodells der netzbildenden Einheit innerhalb des Toleranzbandes von $\pm 15 \%$ bezogen auf die stationäre Frequenzabweichung.*

Darüber hinaus gelten die Festlegungen nach Abschnitt 5.5.3.6.2.1.

5.5.3.6.2.2.6 Winkelsprungleistung entsprechend der Prüfung nach Abschnitt 5.5.5.3

Die in Abschnitt 5.5.5.3 beschriebene Prüfung ist simulativ nachzuvollziehen. Dabei ist das Kurzschlussverhältnis (SCR) an den Klemmen der netzbildenden Einheit in der Simulationsumgebung auf den in der Prüfumgebung jeweils ermittelten Wert einzustellen. Es ist wie folgt vorzugehen:

- 1) Ausgehend von dem stationären Ausgangszustand bis zum eingeschwungenen bzw. stationären Endzustand ist der Verlauf der aus der Prüfung ermittelten Wirkleistung $p_{\alpha\beta}$ mit der entsprechenden simulierten Wirkleistung $p_{\alpha\beta,S}$ des EMT-Modells zu vergleichen. Hierbei darf der Maximalwert der Winkelsprungleistung des Simulationsmodells um maximal -10% / $+25 \%$ von dem messtechnisch ermittelten Maximalwert der Winkelsprungleistung in angebotener Richtung und um maximal $\pm 25 \%$ in nicht angebotene Richtung abweichen.
- 2) Der Einschwingvorgang in Bezug auf Dämpfung und Frequenz hat zusätzlich nach Abschnitt 5.5.5.8 zu erfolgen und die Werte sind auszuweisen.

TR8-Hinweis:

Das Modell gilt hinsichtlich der korrekten Abbildung der Winkelsprungleistung der netzbildenden Einheit unter folgenden Voraussetzungen als validiert:

- *der simulativ ermittelte maximale Wert der Winkelsprungleistung des EMT-Modells der netzbildenden Einheit entspricht dem messtechnisch ermittelten Maximalwert in angebotener Richtung mit einer maximalen Abweichung von -10% bzw. $+25 \%$, sowie von maximal $\pm 25 \%$ in nicht angebotener Richtung;*
- *die Werte von Dämpfung und Frequenz des Einschwingvorgangs der Wirkleistung sind ausgewiesen.*

Darüber hinaus gelten die Festlegungen nach Abschnitt 5.5.3.6.2.1.

¹⁶ Siehe Gleichungen E-3 bis E-6 sowie Punkt 2 Absatz (3) in FGW TR4, Rev. 10, Kap. E.5.2.1.1.

5.5.3.6.2.2.7 Wirksame Impedanz entsprechend der Prüfung nach Abschnitt 5.5.5.4

Die in Abschnitt 5.5.5.4.2 aus den beiden alternativ beschriebenen Messverfahren „Messung 1“ oder „Messung 2“ durchgeführte Messung ist simulativ mit dem EMT-Modell nachzuvollziehen und entsprechend Abschnitt 5.5.5.4.3 für die „Messung 1“ bzw. „Messung 2“ auszuwerten. Die auf Basis der jeweiligen Simulation ermittelte wirksame Impedanz darf von dem innerhalb der Messung ermittelten Wert um nicht mehr als $\pm 5\%$ abweichen. Die auf Basis der Messung ermittelte wirksame Impedanz ist für das detaillierte RMS-Simulationsmodell vorzugeben.

TR8-Hinweis:

Das Modell gilt hinsichtlich der korrekten Abbildung der wirksamen Impedanz der netzbildenden Einheit als validiert, sofern der simulativ ermittelte Wert der wirksamen Impedanz der netzbildenden Einheit dem messtechnisch ermittelten Wert mit einer maximalen Abweichung von $\pm 5\%$ entspricht.

Darüber hinaus gelten die Festlegungen nach Abschnitt 5.5.3.6.2.1.

5.5.3.6.2.2.8 Spannungsquellenregelung entsprechend der Prüfung nach Abschnitt 5.5.5.6

Die im Abschnitt 5.5.5.6 beschriebenen Messungen sind simulativ nachzuvollziehen.

ANMERKUNG Es wird empfohlen dass das Kurzschlussverhältnis (SCR) an den Klemmen der netzbildenden Einheit in der Simulationsumgebung dem jeweiligen Kurzschlussverhältnis in der Prüfumgebung hinreichend genau entspricht.

Führungsverhalten entsprechend der Prüfung nach Abschnitt 5.5.5.6.1

Die in Abschnitt 5.5.5.6.1.2 beschriebene Messung ist simulativ mit dem EMT- und dem detaillierten RMS-Modell nachzuvollziehen. Die simulativ ermittelte Anschlagzeit der Spannung u_1 bzw. $u_{1,S}$, bzw. alternativ des Blindstroms $i_{Q,1}$ bzw. $i_{Q,1,S}$ ist mit dem Ergebnis der Messung zu vergleichen. Die simulativ ermittelte Anschlagzeit darf von dem innerhalb der Messung ermittelten Wert um nicht mehr als $\pm 5\%$ bzw. ± 50 ms abweichen. Die mit dem EMT – bzw. detaillierten RMS-Modell simulativ ermittelten stationären Ströme und Spannungen dürfen von denjenigen der Messung nur um $\pm 5\%$ abweichen.

TR8-Hinweis:

Das Modell gilt hinsichtlich der korrekten Abbildung des Führungsverhaltens der Spannungsquellenregelung der netzbildenden Einheit als validiert, wenn:

- die simulativ ermittelte Anschlagzeit der Spannung bzw. des Blindstroms der jeweiligen messtechnisch ermittelten Anschlagzeit mit einer maximalen Abweichung von $\pm 5\%$ bzw. ± 50 ms entspricht;*
- die simulativ ermittelten stationären Ströme und Spannungen den jeweiligen messtechnisch ermittelten Strömen und Spannungen mit einer maximalen Abweichung von $\pm 5\%$ entsprechen.*

Darüber hinaus gelten die Festlegungen nach Abschnitt 5.5.3.6.2.1.

Störverhalten und Linearität der wirksamen Impedanz entsprechend der Prüfung nach Abschnitt 5.5.5.6.2

Die in Abschnitt 5.5.5.6.2.2 beschriebene Messung ist mit dem EMT- und detaillierten RMS-Modell simulativ nachzuvollziehen und entsprechend Abschnitt 5.5.5.6.2.3 auszuwerten. Die mit dem EMT- und dem RMS-Modell ermittelte Einschwingzeit des Blindstromes $i_{Q,1,S}$ sowie die Dämpfung des Einschwingvorgangs darf von dem innerhalb der Messung ermittelten Werten um nicht mehr als $\pm 15\%$ abweichen. Dabei muss der Verlauf des Blindstroms jederzeit innerhalb der Hüllkurve nach Bild 10 liegen. Die mit dem EMT – bzw. detaillierten RMS-Modell simulativ ermittelten stationären Ströme und Spannungen dürfen von denjenigen der Messung nur um $\pm 5\%$ abweichen.

TR8-Hinweis:

Das Modell gilt hinsichtlich der korrekten Abbildung des Störverhaltens der Spannungsquellenregelung sowie der Linearität der wirksamen Impedanz der netzbildenden Einheit als validiert, wenn:

- die mit dem EMT- und dem detaillierten RMS-Modell simulativ ermittelte Einschwingzeit des Blindstroms der messtechnisch ermittelten Einschwingzeit mit einer maximalen Abweichung von $\pm 15\%$ entspricht und der Verlauf des Blindstroms jederzeit innerhalb der Hüllkurve nach Bild 10 liegt;*
- die mit dem EMT- und dem detaillierten RMS-Modell simulativ ermittelte Dämpfung des Einschwingvorgangs des Blindstroms der messtechnisch ermittelten Dämpfung mit einer maximalen Abweichung von $\pm 15\%$ entspricht;*
- die simulativ ermittelten stationären Ströme und Spannungen den jeweiligen messtechnisch ermittelten Strömen und Spannungen mit einer maximalen Abweichung von $\pm 5\%$ entsprechen.*

Darüber hinaus gelten die Festlegungen nach Abschnitt 5.5.3.6.2.1.

O-/UVRT-Robustheit der Spannungsquellenregelung entsprechend der Prüfung nach Abschnitt 5.5.5.6.3

Die in Abschnitt 5.5.5.6.3.2 beschriebenen Messungen sind mit dem EMT- und dem detaillierten RMS simulativ nachzuvollziehen. Die Auswertung der Simulationen erfolgt dabei entsprechend Abschnitt 5.5.5.6.3.3. Hierbei darf die simulativ ermittelte Anschwingzeit des Momentanwertes des Stromes um nicht mehr als $\pm 20\%$ von dem jeweils messtechnisch ermittelten Wert abweichen. Die simulativ ermittelte Einschwingzeit des Mitsystem-Blindstroms sowie die Dämpfung des Einschwingvorgangs darf um nicht mehr als $\pm 20\%$ von dem jeweils messtechnisch ermittelten Wert abweichen.

TR8-Hinweis:

Das Modell gilt hinsichtlich der korrekten Abbildung der O-/UVRT-Robustheit der netzbildenden Einheit als validiert, wenn:

- die simulativ ermittelte Anschwingzeit des Momentanwertes des Stromes der messtechnisch ermittelten Anschwingzeit mit einer maximalen Abweichung von $\pm 20\%$ entspricht;*
- die simulativ ermittelte Einschwingzeit des Mitsystem-Blindstromes der messtechnisch ermittelten Einschwingzeit mit einer maximalen Abweichung von $\pm 20\%$ entspricht;*
- die simulativ ermittelte Dämpfung des Einschwingvorgangs des Mitsystem-Blindstromes dem messtechnisch ermittelten Wert mit einer maximalen Abweichung von $\pm 20\%$ entspricht.*

Darüber hinaus gelten die Festlegungen nach Abschnitt 5.5.3.6.2.1.

Nachweis des Verhaltens bei Erreichen und Verlassen der Stromgrenzen entsprechend der Prüfungen nach 5.5.5.6.4

Die in Abschnitt 5.5.5.6.4 beschriebene Messung ist simulativ nachzuvollziehen. Auf Berücksichtigung des Leistungsteils kann in dem EMT-Simulationsmodell verzichtet werden, da eine Bewertung des THD nicht erforderlich ist.

Für das EMT- wie auch das detaillierte RMS-Modell ist nachzuweisen, dass:

- die Stabilität der netzbildenden Einheit bei Spannungseinbrüchen auf Restspannungen $\geq 0,2$ p.u. sichergestellt wird;
- der über die Dauer des Spannungseinbruchs gemittelte Scheinstrom der netzbildenden Einheit 95 % des Nennstromes, bzw. für den Fall, dass die Stromgrenze der netzbildenden Einheit nicht erreicht

wird, des sich aus dem Arbeitspunkt vor der Messung und dem sich aus dem Mittelwert der in Abschnitt 5.5.5.4 ermittelten wirksamen Impedanzen resultierenden erwartbaren Scheinstromes der Einheit, nicht unterschreitet;

- der Wirkstrom bei einem Spannungseinbruch auf ca. 50 % und 25 % und Ausgangszuständen bei Volllast nicht kleiner als 5 % des Nennstromes beträgt.

TR8-Hinweis:

Das Modell gilt hinsichtlich der korrekten Abbildung des Verhaltens der netzbildenden Einheit bei Erreichen und Verlassen der Stromgrenzen als validiert, wenn:

- *die Simulationsergebnisse mit dem EMT- und dem detaillierten RMS-Modell zeigen, dass die Stabilität der netzbildenden Einheit bei Spannungseinbrüchen $\geq 0,2$ p.u sichergestellt ist;*
- *die Simulationsergebnisse mit dem EMT- und dem detaillierten RMS-Modell zeigen, dass der über die Dauer des Spannungseinbruchs gemittelte Scheinstrom der netzbildenden Einheit 95 % des Nennstromes, bzw. für den Fall, dass die Stromgrenze der netzbildenden Einheit nicht erreicht wird, des sich aus dem Arbeitspunkt vor der Messung und dem sich aus dem Mittelwert der in Abschnitt 5.5.5.4 ermittelten wirksamen Impedanzen resultierenden erwartbaren Scheinstromes der Einheit, nicht unterschreitet;*
- *der simulativ ermittelte Wirkstrom bei dem geprüften Spannungseinbruch ausgehend von einem Arbeitspunkt bei Volllast nicht kleiner als 5 % des Nennstromes beträgt.*

Darüber hinaus gelten die Festlegungen nach Abschnitt 5.5.3.6.2.1.

Verhalten bei Rückkehr in das Spannungsband von $U_c \pm 10 \% U_c$ entsprechend der Prüfungen nach Abschnitt 5.5.5.6.5

Die in Abschnitt 5.5.5.6.5 beschriebene Messung ist simulativ nachzuvollziehen. Für das EMT- und detaillierte RMS-Modell ist nachzuweisen, dass die Wirkstromwiederkehr nach Fehlerende die Bedingungen an die netzbildende Einheit erfüllt. Dies gilt ebenfalls in Bezug auf das Verhalten bzgl. vorübergehender Überspannungen.

Für das EMT- wie auch das detaillierte RMS-Modell ist nachzuweisen, dass:

- die Einschwingzeit des simulativ ermittelten Wirkstroms zum Erreichen des Vorfehlerwirkstroms ≤ 1 s beträgt und der simulativ ermittelte Wert um nicht mehr als 20 % von dem messtechnisch ermittelten Wert abweicht. Andernfalls, falls diese Zeit aufgrund des wirksamen T_A nicht erreicht werden kann, ist die benötigte Zeit zum Erreichen des Ziels auszuweisen.
- die simulativ ermittelten Mitsystem-Überspannungen (Überschwingweite) den stationären Endwert der Spannung um nicht mehr als 5 % überschreiten; abweichend hiervon gilt bis zum 31.12.2027 ein Wert von 2,5 % des stationären Endwertes der Spannung.
- der simulativ ermittelte Wert der Überspannungen um nicht mehr als 20 % von dem messtechnisch ermittelten Wert abweicht.

TR8-Hinweis:

Das Modell gilt hinsichtlich der korrekten Abbildung des Verhaltens der netzbildenden Einheit bei Rückkehr in das Spannungsband von $U_c \pm 10 \% U_c$ als validiert, wenn das Modell die folgenden Kriterien erfüllt.

- *Bezüglich des Verhaltens für die Wirkstromwiederkehr gilt: der simulativ ermittelte Wirkstrom erreicht wieder den Wert des Vorfehlerwirkstroms nach 1 s und der simulativ ermittelte Wert weicht nicht mehr als 20 % von dem messtechnisch ermittelten Wert ab, andernfalls, falls dieses Ziel aufgrund des*

wirksamen T_A innerhalb dieser Zeit nicht erreicht werden kann, wird die benötigte Zeit zum Erreichen des Ziels ausgewiesen.

- Bezüglich des Verhaltens bei vorübergehenden Überspannungen nach Spannungswiederkehr gilt: die simulativ ermittelten Mitsystem-Überspannungen (Überschwingweite) überschreiten den stationären Endwert der Spannung um nicht mehr als 5 %; abweichend hiervon gilt bis zum 31.12.2027 ein Wert von 2,5 % des stationären Endwertes der Spannung.
- Der simulativ ermittelte Wert der Überspannungen weicht um nicht mehr als 20 % von dem messtechnisch ermittelten Wert ab.

Darüber hinaus gelten die Festlegungen nach Abschnitt 5.5.3.6.2.1.

Schneller Schutz bei hohen Spannungen entsprechend der Prüfungen nach Abschnitt 5.5.5.6.7

Es ist mit dem EMT- und dem detaillierten RMS-Modell entsprechend der Vorgaben des Abschnitts 5.5.5.6.7 simulativ nachzuweisen, dass die Funktionalität des schnellen Schutzes bei hohen Spannungen (Amplitudensprung der Spannung auf einen Wert größer 1,35 p.u.) folgende Kriterien erfüllt:

- Die netzbildende Einheit wird innerhalb von 40 ms dauerhaft in einen Zustand überführt, in dem der Halbschwingungs-Effektivwert des Stromes in jedem Leiter auf maximal 5 % des Nennstroms limitiert wird. In diesem Fall sind die Halbschwingungs-Effektivwerte der Ströme nach Aufprägung der Spannung für jeden Leiter ausgewiesen.
- Die Erfüllung der Anforderungen an den schnellen Schutz bei hohen Spannungen unterläuft nicht die Anforderungen an die OVRT-Robustheit nach Abschnitt 4.2.1.7.2.

TR8-Hinweis:

Das Modell gilt hinsichtlich der korrekten Abbildung des schnellen Schutzes bei hohen Spannungen als validiert, wenn:

- die im RMS- und EMT-Modell der netzbildenden Einheit implementierte Funktionalität des schnellen Schutzes bei hohen Spannungen die netzbildende Einheit innerhalb von 40 ms dauerhaft in einen Zustand überführt, in dem der Halbschwingungs-Effektivwert des simulativ ermittelten Stromes in jedem Leiter auf maximal 5 % des Nennstroms limitiert wird;
- die Anforderungen an die OVRT-Robustheit trotz der implementierten Funktionalität des schnellen Schutzes bei hohen Spannungen erfüllt werden.

5.5.3.6.2.2.9 Verhalten bei steilen Frequenzgradienten entsprechend der Prüfung nach Abschnitt 5.5.5.7

Es ist simulativ nachzuweisen, dass die Erfüllung der Anforderungen der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel nach Abschnitt 10.2.4.3 „Durchfahren schneller Frequenzänderungen“ auch für das Simulationsmodell bestätigt werden kann. Falls durch den Hersteller andere Rahmenbedingungen für die Erfüllung der Anforderungen per Herstellererklärung angegeben wurden, sind diese für die Prüfung zu berücksichtigen. Zusätzlich ist aufzuzeigen, dass die in Abschnitt 4.2.1.14 im Bild 4 gezeigten Frequenzverläufe ohne Trennung der Einheit vom Netz bzw. ohne Stabilitätsverlust der Einheit durchfahren werden können. Dieser Validierungsschritt gilt als erfolgreich abgeschlossen, wenn die Modellvalidierung auf Basis der Prüfungen zur Anlaufzeitkonstante und Momentanreserveenergie (Abschnitt 5.5.5.9) ohne Erreichen von Zuständen durchgeführt werden konnte, die zu einer Abschaltung der netzbildenden Einheit durch den Eigen- oder Entkopplungsschutz führen würde.

TR8-Hinweis:

Das Modell gilt hinsichtlich der korrekten Abbildung des Verhaltens der netzbildenden Einheit bei steilen Frequenzgradienten als validiert wenn:

- die Simulationsergebnisse zeigen, dass die nach Abschnitt 10.2.4.3 der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel geforderten RoCoF-Werte von der netzbildenden Einheit ohne Trennung der Einheit vom Netz bzw. Verlust der Stabilität durchfahren können; bzw. falls durch den Hersteller andere Rahmenbedingungen für die Erfüllung der Anforderungen angegeben wurden, die genannten Kriterien unter diesen Rahmenbedingungen erfüllt werden;
- die Simulationsergebnisse zeigen, dass die nach Bild 4 gezeigten Frequenzverläufe von der netzbildenden Einheit ohne Trennung der Einheit vom Netz bzw. Verlust der Stabilität durchfahren werden können.

5.5.3.6.2.2.10 Dämpfung von Frequenz-Leistungspendelungen entsprechend Prüfung nach Abschnitt 5.5.5.8

Die in Abschnitt 5.5.5.8 beschriebenen Prüfungen sind simulativ nachzuvollziehen. Dabei ist das Kurzschlussverhältnis (SCR) an den Klemmen der netzbildenden Einheit in der Simulationsumgebung an den in der Prüfumgebung jeweils ermittelten Wert einzustellen bzw. die genutzte Prüfumgebung in die Modellvalidierung mit einzubeziehen.

- 1) Ausgehend von dem stationären Ausgangszustand bis zum eingeschwungenen bzw. stationären Endzustand ist der Verlauf der aus der Messung ermittelten Grundschrwingungs-Mitsystem-Wirkleistung p_1 mit der entsprechenden simulierten Grundschrwingungs-Mitsystem-Wirkleistung $p_{1,S}$ (EMT-Modell bzw. RMS-Modell) zu vergleichen.
- 2) Die Dämpfung des Einschwingvorgangs der Mitsystemwirkleistung ist für die durchgeführten Prüfungen zu ermitteln. Die Ermittlung der Dämpfung aufgrund einer Frequenz- oder Winkelsprungleistung kann entsprechend der in der Prüfvorschrift enthaltenen Vorgehensweise ermittelt werden. Das als erforderlich anzusetzende Dämpfungsmaß entspricht den Anforderungen zur Dämpfung von Frequenz-Leistungspendelungen im Frequenzbereich von 0,05 Hz – 10 Hz und ist durch das Simulationsmodell gegenüber dem messtechnisch ermittelten Dämpfungsmaß mit einer Genauigkeit von $\pm 5\%$ einzuhalten. Ebenso ist die Frequenz des Einschwingvorgangs der messtechnisch ermittelten Mitsystemwirkleistung p_1 der netzbildenden Einheit zu ermitteln und mit der Frequenz des Einschwingvorgangs der Mitsystemwirkleistung des Simulationsmodells $p_{1,S}$ zu vergleichen. Hierbei darf die Frequenz des Einschwingvorgangs im Frequenzbereich der Frequenzleistungspendelungen von 0,05 Hz bis 10 Hz der Wirkleistung des Simulationsmodells $p_{1,S}$ um max. $\pm 5\%$ von dem aus der Prüfung ermittelten Wert p_1 abweichen.
- 3) Für den Fall, dass der Einschwingvorgang der messtechnisch ermittelten Leistung p_1 stark gedämpft verläuft und ein Dämpfungsmaß nicht ermittelt werden kann, ist der transiente Verlauf der Leistung $p_{1,S}$ des Simulationsmodells ausgehend von dem stationären Anfangszustand bis zum Erreichen des eingeschwungenen Endzustands mit der am Prüfling messtechnisch ermittelten Wirkleistung p_1 zu vergleichen. Bei der Bewertung der Übereinstimmung von Simulationsmodell und Prüfling ist das Verfahren nach FGW TR4, Rev. 10, Kap. E.5.2.1.1 Punkt 2 Absatz (3) anzuwenden.
- 4) Bei Windturbinen ist zu beachten, dass für den Fall, dass der Einschwingvorgang der Wirkleistung durch sonstige anlagentypische Schwingungen (z.B. Turmschwingungen) überlagert wird, eine entsprechende Bereinigung der Wirkleistungsmessung erfolgen kann. Die hierfür in Frage kommenden Methoden sind mit der jeweiligen Zertifizierungsstelle abzustimmen.

TR8-Hinweis:

Das Modell gilt hinsichtlich der korrekten Abbildung der Dämpfung von Frequenz-Leistungspendelungen der netzbildenden Einheit als validiert wenn:

- das simulativ ermittelte Dämpfungsmaß im Frequenzbereich von 0,05 Hz – 10 Hz den Wert von 0,5 um nicht mehr als 10 % unterschreitet ($D \geq 0,45$) und dem messtechnisch ermittelten Dämpfungsmaß mit einer maximalen Abweichung von $\pm 5 \%$ entspricht;*
- die Frequenz des Einschwingvorgangs (im Frequenzbereich der Frequenzleistungspendelungen) der simulativ ermittelten Wirkleistung entspricht der messtechnisch ermittelten Frequenz mit einer maximalen Abweichung von $\pm 5 \%$;*
- falls das Verfahren nach FGW TR4, Rev. 10, Kapitel E.5.2.1.1 angewendet wird, sind die dort angegebenen Toleranzen nachgewiesen.*

Darüber hinaus gelten die Festlegungen nach Abschnitt 5.5.3.6.2.1.

5.5.3.6.2.3 Validierung der RMS-Typ-Modelle

Für die Modellvalidierung des RMS-Typ-Modells sind je nach Prüfung die Signale $i_{P,1,S}$, $u_{1,S}$ und $p_{1,S}$ zu verwenden.

Die Modellvalidierung des RMS-Typ-Modells erfolgt auf Basis des Vergleichs mit dem detaillierten RMS-Modell. Hierbei sind die ausgewiesenen Modelltoleranzen für das EMT- bzw. detaillierte RMS-Modell in Bezug auf das Verhalten des Prüflings systematisch auf das vergleichende Verhalten zwischen dem detaillierten RMS-Modell und dem RMS-Typ-Modell anzuwenden. Hierbei gelten folgende Ausnahmen:

- 1) Die für das RMS-Typ-Modell ermittelten stationären Klemmenspannungen der netzbildenden Einheit dürfen von den für das detaillierte Simulationsmodell ermittelten Werten um nicht mehr als $\pm 1 \%$ bezogen auf den Spannungsnennwert abweichen.
- 2) Der Maximalwert der für das RMS-Typ-Modell ermittelten Winkelsprungleistung darf von dem des detaillierten RMS-Modells um nicht mehr als $\pm 5 \%$ bezogen auf den Nennwert abweichen.
- 3) Die für das RMS-Typ-Modell ermittelten Werte für die Dämpfung der Frequenz-Leistungspendelungen dürfen von denjenigen des detaillierten RMS-Modells um nicht mehr als $\pm 5 \%$ abweichen. Dies gilt ebenso für die Periode der Frequenz-Leistungspendelungen.
- 4) Das ermittelte Verhalten des detaillierten RMS-Simulationsmodells ist bzgl. des FRT-Verhaltens mit dem RMS-Typ-Modell wie folgt in Übereinstimmung zu bringen:
 - Die sich 100 ms nach Fehlereintritt bis Fehlerklärung sowie 100 ms nach Fehlerklärung bis zum stationären Zustand ergebenden Verläufe der Wirk- und Blindströme müssen sich innerhalb eines Toleranzbandes von $\pm 15 \%$ um die entsprechenden Werte des detaillierten RMS-Simulationsmodells befinden.
 - Die Toleranzangabe von 15 % ist auf den ermittelten Wert des detaillierten RMS-Modells zu beziehen. Der minimale Toleranzwert beträgt dabei 2 % des Nennwertes.

Grundsätzlich ist sicherzustellen, dass mit dem RMS-Typ-Modell alle Anforderungen dieses FNN Hinweises eingehalten werden.

5.5.3.6.3 Plausibilisierung der Simulationsmodelle

Die bereitgestellten Modelle sind nach FGW TR4, Rev. 10, Kapitel 9 zu plausibilisieren.

5.5.3.6.4 Modelldokumentation

Das Simulationsmodell ist in seiner Funktionalität und Parametrierung zu dokumentieren. Ebenso ist aufzuzeigen, dass die Anforderungen gemäß Abschnitt 4.2 innerhalb der Testumgebung entsprechend der in Abschnitt 5.5.3.6.2 festgelegten Prüfungen simulativ nachgewiesen sind. Im Einzelnen muss die Modelldokumentation folgende Inhalte vorweisen:

- 1) Die Dokumentation des Simulationsmodells hat gemäß FGW TR4, Rev. 10 Kapitel 7.2 zu erfolgen. Dabei soll ausgehend von dem RMS-Typ-Modell die Funktionsweise der netzbildenden Einheit beschrieben werden. Auf Basis der EMT- bzw. RMS-Modelle ist die netzbildende Einheit dann insgesamt im Detail darzustellen. Hierzu gehören die leistungselektronischen Komponenten, die der netzbildenden Einheit zuzurechnenden elektrischen Komponenten (z.B. Filter), die Regelung, der Eigenbedarf (falls relevant), der Entkopplungsschutz sowie der Eigenschutz, soweit er Bestandteil des Simulationsmodells ist.
- 2) Die für die unterschiedlichen Simulationsmodelle wesentlichen Vereinfachungen und Annahmen sind anzugeben.
- 3) Ergänzend sind auf Basis einer vollständigen Projektdefinition die durchgeführten Prüfungen an der betriebsbereiten Anlage neben den entsprechenden Simulationen mit den validierten Modelltypen (EMT, detailliertes RMS-Modell und RMS-Typ-Modell) für ausgewählte Messwerte bzw. Signale der netzbildenden Einheit wie Spannungen und Ströme sowie die als erforderlich identifizierten Zwischengrößen in einheitlichen grafischen Darstellungen in vergleichender Form zur Verfügung zu stellen.
- 4) Sämtliche Parameter zur Festlegung von Typen von netzbildenden Einheiten innerhalb einer Familie sowie deren Parametrierungen und Betriebsbereiche (z.B. Nennwerte, PQ - und UQ -Diagramme) sind in Form einer Tabelle zu beschreiben. Vorgesehene bzw. zulässige Einstellbereiche von Parametern sowie evtl. vorhandene Abhängigkeiten sind anzugeben.
- 5) Die nach Abschnitt 5.5.7 erforderlichen simulativen Nachweise für nicht vermessene Werte der Anlaufzeitkonstante T_A sind in die Modelldokumentation einschließlich evtl. erforderlich werdender zusätzlicher Parametrierungen mit aufzunehmen.

5.5.3.7 Anforderungen an die Simulationsumgebung und Toolunabhängigkeit

Es sind die Anforderungen gemäß FGW TR4, Rev. 10, Kapitel 4 an die Modellierungssoftware und Toolumgebung zu beachten. Sollten sich seitens der Anwender (Hersteller, Zertifizierungsstellen und Netzbetreiber) erweiterte und den Prozess vereinfachende Entwicklungen ergeben, die noch nicht in neue Revisionen der FGW TR4 eingearbeitet sind, so müssen diese Berücksichtigung finden.

Zu solchen Entwicklungen zählen:

- 1) Verfügbarkeit von Regler-Code in Form einer universell nutzbaren DLL mit Eingangs- und Ausgangssignalen (C-Interface) zur Nutzung in EMT- und/oder detaillierten RMS-Modellen in den vereinbarten Simulationsumgebungen bzw. zur flexiblen Anbindung an andere genutzte Simulationstools.

- 2) Nutzung neuer Defacto-Standards für die Integration von Regler-Code (z.B. FMI for CS, FMI for ME, IEEE/Cigre/IEC, etc.).

Abweichungen von Festlegungen der FGW TR4, Rev. 10 sind nur dann möglich, solange Anforderungen an die Modellierung und deren Validierung nicht betroffen sind. Sie bedürfen jedoch grundsätzlich einer Vereinbarung zwischen Zertifizierungsstelle, Netzbetreiber und Hersteller.

Die Simulationsmodelle sind für die vereinbarte Simulationsumgebung für die vom Hersteller der Simulationssoftware unterstützten Softwareversionen zur Verfügung zu stellen. Es liegt in seinem Verantwortungsbereich dafür zu sorgen, dass die Simulationsmodelle in den jeweils aktuell unterstützen Softwareversionen lauffähig sind und Retro-Modellversionen nutzbar bleiben. Als vereinbarte Simulationsumgebung gelten kommerziell verfügbare Programme, die bei Netzbetreibern und Zertifizierungsstellen überwiegend im Einsatz sind.

5.5.3.8 Herstellermodele zum Zweck der Zertifizierung

Es steht dem Hersteller frei den Detaillierungsgrad des Simulationsmodells der netzbildenden Einheit festzulegen. Der Detaillierungsgrad ist dabei jedoch so zu wählen, dass die Anforderungen an die Modellgenauigkeit für alle simulativen Nachweise auf Basis eines einheitlichen, für ein festgelegtes T_A parametrisiertes Modell eingehalten werden können. Falls erforderlich, sind die bei unterschiedlichen T_A jeweils anzuwendenden Parametersätze zu dokumentieren. Die in Abschnitt 5.5.2.1 gelisteten Signale sowie vorgesehene Parametrierungen sind zugänglich zu machen, sofern sie für die entsprechenden Nachweise erforderlich sind.

5.5.3.9 Modelle zur Nutzung durch den Netzbetreiber

Die nach der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel bzw. individuellen Technischen Anschlussbedingungen des Netzbetreibers zu übergebenden Simulationsmodelle der Anlage sind auf Basis von geeigneten, verifizierten Einheitenmodellen zu erstellen. Sofern durch die jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregeln oder Anschlussbedingungen keine höherwertigen Anforderungen resultieren, sind Einheitenmodelle zu verwenden, welche die Anforderungen des Abschnitts 5.5.3 erfüllen.

Die Weitergabe von in einer öffentlich zugänglichen Typ-Bibliothek vom Hersteller veröffentlichten offenen, lauffähigen Modellen mit Modell-Typ-Zuordnungen, entsprechenden Beschreibungen und anzuwendenden Parametern, ist jederzeit gestattet.

Die Weitergabe von EMT- und RMS-Modellen mit inkludiertem Regler-Code oder anderweitig verschlüsselter Komponenten bedarf der Zustimmung des jeweiligen Herstellers. Die Weitergabe an Dritte zum Zwecke der Nutzung der Modelle im Rahmen von Netzstudien bedarf in jedem Fall der Vereinbarung eines standardisierten NDA zwischen Drittem und Netzbetreiber.

5.5.4 Nachweise im Fiktiven Inselnetzbetrieb

5.5.4.1 Ziel der Messungen

Durch die am Fiktiven Inselnetz durchzuführenden Messungen sind folgende Eigenschaften nachzuweisen:

- 1) Spannungsquellenverhalten nach Abschnitt 4.2.1.1
- 2) Einhaltung der Anforderungen an das Verhalten bei Über- und Unterfrequenz (Netzsicherheitsbasierte Primärregelung) nach Abschnitt 4.2.2.

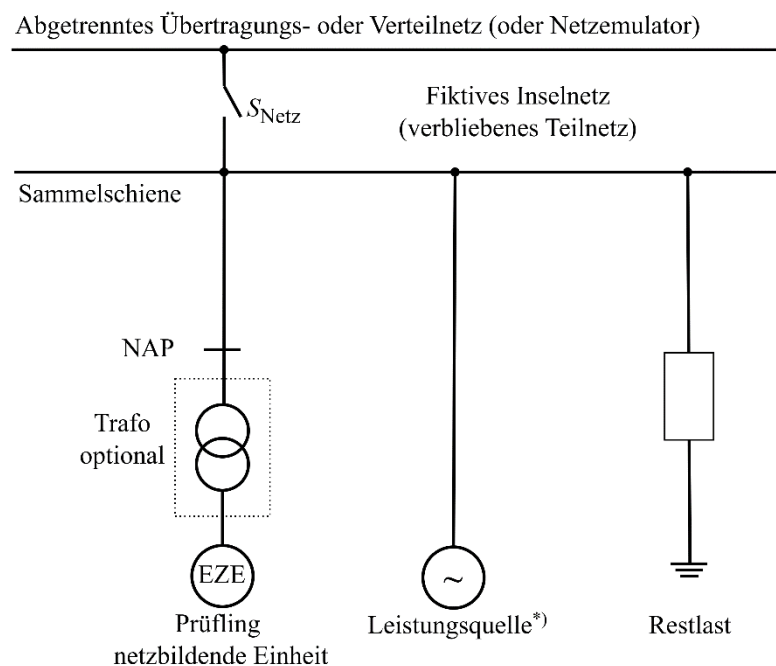
Die Ausführung der wirksamen netzsicherheitsbasierten Primärregelung als proportionale Frequenzregelung ist zusätzlich innerhalb einer Herstellererklärung zu bestätigen. Im Rahmen der Messungen nach Punkt 1) ist zudem die Wirksamkeit des parametrisierten T_A zu plausibilisieren.

5.5.4.2 Prüfumgebung zur Vermessung im Fiktiven Inselnetzbetrieb

Die netzbildende Einheit wird zur Vermessung im Fiktiven Inselnetzbetrieb in einer Prüfumgebung entsprechend Bild 8 netzsynchron bzw. an einem Netzemulator betrieben. Das Kurzschlussleistungsverhältnis sollte $SCR \geq 3$ betragen¹⁷.

Bestandteil der Prüfumgebung sind einstellbare Lasten (schaltbare Lastbänke (P) und/oder Umrichter-basierte Lasten mit einstellbarem P -Bereich mit Konstantleistungs- oder Widerstandscharakteristik), die einer Belastung der netzbildenden Einheit von der technischen Mindestleistung $P_{Emin,E}$ bis zur maximalen Wirkleistung P_{Emax} entsprechen.

Der Eigenschutz der Einheit und die PRNB müssen aktiv sein.



*) nur notwendig für Messung 1.4)

Bild 8 Beispielhafte Prüfumgebung zur Vermessung im Fiktiven Inselnetz

¹⁷ Die Verwertung von Ergebnissen aus Tests, die bei einem niedrigeren Kurzschlussleistungsverhältnis durchgeführt wurden, ist zulässig

5.5.4.3 Messverfahren

Einleitung

Mittels der in Abschnitt 5.5.4.2 beschriebenen Prüfumgebung zur Vermessung der netzbildenden Einheit, wird die Fähigkeit des Prüflings zur Erfüllung der Anforderungen an das Spannungsquellenverhalten nach Abschnitt 4.2.1.1 sowie der Erfüllung der netzsicherheitsbasierten Primärregelung nach Abschnitt 4.2.2 ermittelt. Für beide Eigenschaften wird auf Basis der messtechnischen Prüfungen nach Tabelle 5 festgestellt, ob die Stabilität des Klein- und Großsignalverhaltens des Prüflings im Fiktiven Inselnetz entsprechend der Anforderungen gegeben ist. Beide Eigenschaften werden auf Basis der Messverfahren dieses Abschnitts im Abschnitt 5.5.4.4 individuell ausgewertet und im Abschnitt 5.5.4.5 individuell dokumentiert.

Tabelle 5 Messungen im Fiktiven Inselnetz zum Nachweis der Eigenstabilität, des Spannungsquellenverhaltens und PRNB für Einheiten, mit denen negative Momentanreserve angeboten wird

Messung		Ausgangsleistung der netzbildenden Einheit		Restlast	
		P_{mom} (% P_{Emax})	Q / P_{Emax} (-)	P_{rest} (-)	$Q_{\text{rest}} / P_{\text{Emax}}$ (-)
Spannungsquellenverhalten (Großsignal) & PRNB in Richtung angebotener Momentanreserveleistung	1.1	$\geq (P_{\text{rest}} + 23 \% P_{\text{Emax}}^{\text{e}})$	0,0	45 % P_{Emax} bis 65 % P_{Emax} bzw. - 45 % P_{Emax} bis - 65 % P_{Emax} bei Messung 1.4	0,0
	1.2		max. ind.		
	1.3		max. cap.		
	1.4 ^{a)}	$P_{\text{Emax}} + P_{\text{rest}}$	0,0		
Kleinsignalverhalten in Richtung nicht angebotener Momentanreserveleistung	2.1 ^{b)-d)}	85 % – 95 % P_{rest}	0,0		
a) Nur für Einheiten, die Bezugs- und Erzeugungsrichtung nutzen (z.B. Speicher), Prüfung Lastsprung mit Wirkleistungsumkehr. b) Für diese Prüfung ist ein geeigneter gedrosselter Betrieb und hinreichend Primärenergiedargebot erforderlich. c) Sofern nach Tabelle 14 Anhang B.I. bzgl. der Leistungsamplitude kleinere Werte zugelassen werden, können diese angewendet werden. d) Entfällt, sofern Momentanreserve in positive und negative Richtung angeboten wird. e) Dies entspricht mindestens der Hälfte der in den Anforderungen geforderten Winkelsprungleistung von 45 % P_{Emax} in (negativ)vermarkteter Richtung. Dies stellt einen Kompromiss dar, um die Tests in der Praxis mit vertretbarem Aufwand durchführen zu können.					

Durchführung der Messungen

Ausgehend von einem stationären Arbeitspunkt der Ausgangsleistung der netzbildenden Einheit im Netzparallelbetrieb (Spalten 3 und 4 in Tabelle 5) wird für alle in Tabelle 5 genannten Messungen durch Öffnen des Netzkupplerschalters (S_{Netz}) die Betriebssituation des Fiktiven Inselnetzes nach Bild 8 erzeugt, in der die zu vermessende netzbildende Einheit ausschließlich die einstellbare Restlast (P_{rest}) (Spalten 5 und 6 in Tabelle 5) versorgt. Für die Restlast sind für die jeweiligen Messungen vor der Herstellung der Betriebssituation des Fiktiven Inselnetzes die Werte entsprechend Tabelle 5 einzustellen.

Es wird empfohlen, die Schalterstellung S_{Netz} messtechnisch zu erfassen sowie einen zusätzlichen Messpunkt am Netzübergabepunkt oder an der Last vorzusehen. Der Start der Messung sollte mindestens 10 s vor Öffnen von S_{Netz} liegen.

Eine eventuell vorhandene Regelung der Leistung der Lastbank darf die Regelung der netzbildenden Einheit nicht beeinflussen. Die Lastbank sollte sich während der Messdauer möglichst passiv verhalten. Bei einer passiven ohmschen Lastbank ist zu beachten, dass sich die Leistung der Lastbank quadratisch mit der Spannung ändert und auch durch die Temperatur beeinflusst wird.

ANMERKUNG 1 Die Wirkleistung wird in der Fiktiven Insel weitestgehend durch die Last(bank) eingeprägt.

Die Betriebssituation des Fiktiven Inselnetzes ist aufrecht zu erhalten, bis sich ein stabiler Arbeitspunkt ergeben hat, mindestens jedoch 50 Sekunden.

Prüfaufbaubedingte induktive oder kapazitive Komponenten (wie z.B. Kabel und Transformatoren), können für die folgenden Messungen unberücksichtigt bleiben und deren Einfluss vernachlässigt werden.

Für EZSE bzw. Speicher ist für die Durchführung der Messung 1.4 eine Statik zwischen 2 % und 2,5 % vorzusehen.

5.5.4.4 Auswertungen

5.5.4.4.1 Auswertung des Spannungsquellenverhaltens

Für alle Messungen nach Tabelle 5 sind die maximalen bzw. minimalen sowie die stationären Werte der aufgezeichneten Mitsystem-Größen der Wirkleistung p_1 , Blindleistung q_1 , Frequenz f_1 und Spannung u_1 zu bestimmen.

Weiterhin sind die jeweiligen Abweichungen zu den stationären Ausgangspunkten zu ermitteln. Das Erreichen eines stationären, stabilen Endwertes ist jeweils festzustellen.

Zusätzlich ist für die Messung 1.1 der Wert der eingestellten Anlaufzeitkonstanten zu plausibilisieren. Hierfür ist aus dem Verlauf der Frequenz zu prüfen, dass das eingestellte T_A wirksam ist. Es ist der Frequenzgradient $\Delta f_1 / \Delta t$ ausgehend vom Zeitpunkt des Beginns der Messung (Zeitpunkt des Fallens in die Insel) bis zum Zeitpunkt des Abklingens der Dämpfung zu ermitteln. Das wirksame T_A ist unter Berücksichtigung des im selben Zeitraum an den Klemmen der Einheit gemessenen Δp_1 nach Gleichung (7) zu ermitteln.

$$T_A = \left| \frac{\Delta p_1}{P_{rE} \cdot \left(\frac{\Delta f_1 / f_n}{\Delta t} \right)} \right| \quad (7)$$

5.5.4.4.2 Auswertung des Verhaltens bei Über- und Unterfrequenz (PRNB) im unbeschränkten Stellbereich

Für alle Messungen nach Tabelle 5 sind die maximalen bzw. minimalen sowie die stationären Werte der aufgezeichneten Mitsystem-Größen der Wirkleistung p_1 und Frequenz f_1 zu bestimmen.

Bei Windenergieeinheiten kann der Verlauf der Frequenz durch Anregungen der mechanischen Resonanzen beeinflusst werden. Die von den mechanischen Schwingungen überlagerte Frequenz kann mittels Prony-Analyse nach Anhang A.V extrahiert werden.

Weiterhin sind die jeweiligen Abweichungen zu den stationären Ausgangspunkten zu ermitteln. Das Erreichen eines stationären, stabilen Endwertes ist jeweils festzustellen.

Die nach Tabelle 5 durchgeführte Messung 2.1 ist ergänzend wie folgt auszuwerten: für den festgestellten Einschwingvorgang der Frequenz auf den stationären Endwert ist die Dämpfung zu bestimmen. Dies kann wahlweise durch die Auswertung zweier aufeinander folgender Frequenzminima bzw. Frequenzmaxima erfolgen, wobei das erste Frequenzmaximum bzw. Frequenzminimum nicht in die Auswertung mit einbezogen werden soll (siehe auch Anhang A.I).

Sollte ein Einschwingvorgang beobachtet werden, der keine aufeinander folgend feststellbaren Amplituden-Maxima bzw. Minima aufweist, so kann mittels Approximation durch eine Schwingungsgleichung 2. Ordnung das Dämpfungsmaß durch Parameteradaption festgestellt werden. Lässt sich auch hierdurch kein

eindeutiger Wert für die Dämpfung ermitteln, so kann die Dämpfung vereinfachend als aperiodisch mit einem Dämpfungsmaß $D > 0,5$ angenommen werden.

5.5.4.5 Darstellung im Messbericht

5.5.4.5.1 Darstellung im Messbericht: Spannungsquellenverhalten

Die gemessenen bzw. die berechneten Mitsystem-Größen der Wirkleistung p_1 , Blindleistung q_1 , Frequenz f_1 sowie die Mit- und Gegensystemkomponenten der Spannung u_1, u_2 sind ausgehend von dem stationären Zustand vor Prüfbeginn bis zum Erreichen des eingeschwungenen, stationären Zustands innerhalb des Fiktiven Inselnetzes grafisch zu dokumentieren. Maximale, Minimale und stationäre Werte sind zu kennzeichnen. Falls aus dem Wirkleistungsverlauf die mechanischen Schwingungen eliminiert wurden, sind beide Wirkleistungsverläufe (ohne und mit der Eliminierung des Einflusses mechanischer Schwingungen) darzustellen.

Die Momentanwerte der Phasenströme i_a, i_b, i_c und Phasenspannungen u_a, u_b, u_c an den Klemmen der netzbildenden Einheit sind ab zwei Netzperioden vor dem Zeitpunkt der Herstellung der Betriebssituation des Fiktiven Inselnetzes über insgesamt 15 bis 30 Netzperioden darzustellen.

Der für die Messung 1.1 ermittelte Wert von T_A ist grafisch darzustellen und auszuweisen.

TR8-Hinweis:

Der Nachweis gilt als erbracht, wenn folgende Bedingung eingehalten wird:

Ausgehend von einem Betriebszustand bei Nennfrequenz wird nach dem Öffnen des Netzkuppelschalters (S_{Netz}) ein stationärer Zustand der Frequenz und Wirkleistungsabgabe der netzbildenden Einheit entsprechend der voreingestellten Restlast erreicht, ohne dass es innerhalb der FRT-Grenzkurven der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel zu Auslösungen des Eigenschutzes kommt, die zur vollständigen Trennung der netzbildenden Einheit führen würden.

Der für die Messung 1.1 ermittelte bzw. plausibilisierte Wert von T_A entspricht dem eingestellten Wert mit einer Toleranz von 50 %.

5.5.4.5.2 Darstellung im Messbericht: Verhalten bei Über- und Unterfrequenz (PRNB) im unbeschränkten Stellbereich

Die gemessenen Mitsystem-Größen der Wirkleistung p_1 und Frequenz f_1 sind ausgehend von dem stationären Zustand vor Prüfbeginn bis zum Erreichen des eingeschwungenen, stationären Zustands innerhalb des Fiktiven Inselnetzes grafisch zu dokumentieren. Maximale, Minimale und stationäre Werte sind zu kennzeichnen.

Die zur Ermittlung der Dämpfung verwendeten Amplituden-Minima bzw. Maxima sind grafisch zu kennzeichnen. Die entsprechenden Amplitudenwerte sind auszuweisen. Das ermittelte Dämpfungsmaß ist anzugeben. Erfolgt die Ermittlung der Dämpfung mittels Approximation einer Schwingungsgleichung 2. Ordnung, so ist die gemessene Frequenz der rechnerisch adaptierten Frequenz gegenüberzustellen. Konnte hierbei kein eindeutiger Wert für die Dämpfung ermittelt werden und wurde entsprechend ein Dämpfungsmaß $D > 0,5$ angenommen, ist dies nachvollziehbar zu dokumentieren.

Falls aus dem Frequenzverlauf die mechanischen Schwingungen eliminiert wurden, sind beide Frequenzverläufe (ohne und mit der Eliminierung des Einflusses mechanischer Schwingungen) darzustellen.

TR8-Hinweis:

Der Nachweis gilt als erbracht, wenn der Betrieb in der Fiktiven Insel stabil aufrechterhalten werden kann und für die Messungen 1.1 bis 1.4 die folgenden Kriterien erfüllt sind:

- der Frequenzwert 52,5 Hz wird maximal 0,1 s überschritten
- der Frequenzwert 51,5 Hz wird maximal 10 s überschritten
- das Einschwingverhalten der gemessenen Frequenz erfüllt das geforderte Dämpfungsmaß nach Tabelle 14,

und wenn für die Messung 2.1 der gemessene Frequenzverlauf die Anforderung an das geforderte Dämpfungsmaß nach Tabelle 14 erfüllt. Zusätzlich ist durch das Bestehen der Messungen 1.1 bis 1.4 und 2.1 sowie eine Herstellererklärung festzustellen, dass die netzsicherheitsbasierte Primärregelung mit einer proportionalen Frequenzregelung ausgeführt ist.

5.5.5 Nachweise im Netzsynchrone Betrieb

5.5.5.1 Ziele der Prüfungen

Durch die Prüfungen an der netzbildenden Einheit im netzsynchronen Betrieb sind folgende Eigenschaften nachzuweisen:

- 1) Die Anforderungen an die Winkelsprungleistung und die wirksame Impedanz gemäß Abschnitt 4.2.1.1
- 2) Das Dämpfungsverhalten oberhalb von 10 Hz gemäß Abschnitt 4.2.1.2
- 3) Das geforderte Verhalten der Spannungsquellenregelung inkl. Robustheit gegen kurzzeitige Über- und Unterspannungsereignisse (O-/UVRT-Robustheit) sowie dem schnellen Schutz bei hohen Spannungen gemäß Abschnitt 4.2.1.5 bis 4.2.1.7
- 4) Die Robustheit gegenüber steilen Frequenzgradienten (RoCoF) gemäß Abschnitt 4.2.1.10
- 5) Die grundsätzliche Netzparallelbetriebsfähigkeit gemäß Abschnitt 4.2.1.11
- 6) Die Dämpfung von Frequenz-Leistungspendelungen entsprechend Abschnitt 4.2.1.12
- 7) Die Momentanreserveleistung und -Energie gemäß Abschnitt 4.2.1.14 entsprechend der Anlaufzeitkonstanten T_A gemäß Abschnitt 4.2.1.13
- 8) Die Eigenschaften des Verhaltens bei Über- und Unterfrequenz (Netzsicherheitsbasierte Primärregelung) im beschränkten Stellbereich gemäß Abschnitt 4.2.2.2

Die unter den Punkten 1) bis 8) genannten Prüfungen werden in den folgenden Abschnitten weiter ausgeführt.

5.5.5.2 Prüfumgebung zur Vermessung im Netzsynchrone Betrieb

Die netzbildende Einheit wird in einer Prüfumgebung entsprechend Bild 9 netzsynchron bzw. an einem Netzemulator betrieben. Bestandteil der Prüfumgebung ist eine FRT-Prüfeinrichtung, die z.B. aus einer jeweils schaltbaren Längs- wie Querdrossel besteht.

Alternativ zu dem Prüfaufbau mit einer FRT-Prüfeinrichtung kann die netzbildende Einheit direkt an einem Netzanschlusspunkt betrieben werden. Diese Prüfanordnung ist jedoch nur möglich, wenn eine Prüfung gemäß Abschnitt 5.5.5.1 Punkt 1) bis Punkt 8) durch entsprechende Signalaufschaltungen an der netzbildenden Einheit realisiert werden kann.

Sofern nicht anders angegeben, gilt für alle unter Abschnitt 5.5.5.1 Punkt 1) bis Punkt 8) angegebenen Prüfungen die Prüfumgebung nach diesem Abschnitt.

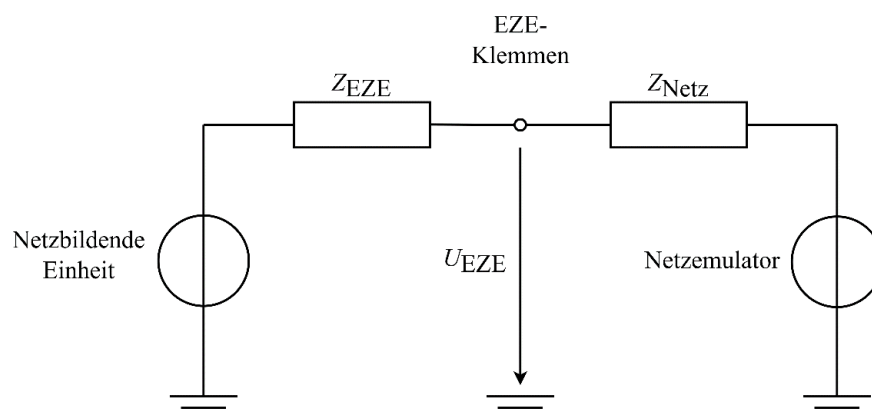


Bild 9 Beispielhafte Prüfumgebung zur Vermessung im Netzsynchrone Betrieb

5.5.5.3 Nachweis zur Winkelsprungleistung (Abschnitt. 4.2.1.1)

5.5.5.3.1 Ziel der Messung

Ziel der Messung ist die Ermittlung der Winkelsprungleistung, die durch die netzbildende Einheit bereitgestellt wird. Hierbei ist zu überprüfen, ob die Anforderungen nach Abschnitt 4.2.1.1 eingehalten werden. Zusätzlich ist festzustellen, ob eine Höherpriorisierung des Spannungsquellenverhaltens nach Abschnitt 4.2.3 vor Vorgaben durch Dritte bzw. dem Netzsicherheitsmanagement des Netzbetreibers erfolgt. Sofern die Verstärkung der Spannungsquellenregelung bzw. die wirksame Impedanz der netzbildenden Einheit durch den Hersteller als parametrierbar vorgesehen ist, ist die Messung für den vom Hersteller jeweils ausgewiesenen Nominalwert durchzuführen. Für den minimalen und maximalen der parametrierbaren Werte ist der simulative Nachweis nach Abschnitt 5.5.7.1 durchzuführen.

5.5.5.3.2 Messverfahren

Ausgehend von einem Arbeitspunkt von $50 \% P_{E_{\max}} \pm 5 \% P_{E_{\max}}$, ist eines der beiden folgenden Messverfahren durchzuführen, wobei die Blindleistungseinspeisung bei Prüfungsbeginn in einem Bereich von $\pm 5 \%$ (bezogen auf $P_{E_{\max}}$) zu erfolgen hat. Dabei ist eine Begrenzungsvorgabe der Wirkleistung durch die höchstpriorisierte Begrenzungsvorgabe nach Abschnitt 4.2.3 (z.B. Schnittstelle, die im Rahmen einer NSM-Vorgabe verwendet würde) derart vorzusehen, dass der begrenzte Wert aufgrund der auftretenden Winkelsprungleistung überschritten wird.

Messverfahren 1 – Aufschaltung eines Winkelsprungs

Es erfolgt eine Aufschaltung eines Winkelsprungs $\Delta\theta_{\text{solI}}$ auf den internen Spannungswinkel θ_{intern} der netzbildenden Einheit, sodass in vermarkteter Richtung eine entsprechende Änderung der abgegebenen Wirkleistung ΔP_{EZE} von betragsmäßig mindestens $45 \% P_{E_{\max}}$ an den Klemmen der netzbildenden Einheit gemessen werden kann. Diese Messung ist ausgehend vom selben Arbeitspunkt $\pm 5 \% P_{E_{\max}}$ mit dem identischen Winkelsprung mit negativem Vorzeichen $-\Delta\theta_{\text{solI}}$ zu wiederholen.

Messverfahren 2 – Einprägung einer Winkeländerung

Es wird der Klemmenspannung der netzbildenden Einheit eine Winkeländerung eingeprägt z.B. durch Netzemulator oder FRT-Prüfeinrichtung, sodass in vermarkteter Richtung eine entsprechende Änderung der abgegebenen Wirkleistung P_{EZE} von betragsmäßig mindestens $45 \% P_{E_{\max}}$ an den Klemmen der netzbildenden Einheit gemessen werden kann. Diese Messung ist ausgehend vom selben Arbeitspunkt $\pm 5 \% P_{E_{\max}}$ mit dem identischen Winkelsprung mit negativem Vorzeichen $-\Delta\theta_{\text{solI}} \pm 10 \%$ zu wiederholen. Mit dem Winkelsprung einhergehende Spannungsänderungen an der Klemme der netzbildenden Einheit sind nicht weiter zu berücksichtigen.

Der Spannungswinkel der Klemmenspannung der netzbildenden Einheit ist als Winkel des Spannungsraumzeigers in einem mit der Nennfrequenz rotierenden Koordinatensystem zu ermitteln.

5.5.5.3.3 Auswertungen

Messverfahren 1

Aus dem transienten Verlauf des Spannungswinkels an der Klemme der netzbildenden Einheit wird ausgehend von dem stationären Anfangszustand eine maximale Winkeländerung ermittelt. Es ist die Differenz zwischen der aufgeschalteten Winkeländerung des internen Spannungswinkels und der ermittelten maximalen Winkeländerung der Spannung an den Klemmen der netzbildenden Einheit zu ermitteln ($\Delta\delta_1$). Die hierbei transient auftretende Wirkleistungsänderung (d.h. Winkelsprungleistung) und Wirkstromänderung $\Delta i_{P,EZE}$ sind als Momentanwert ausgehend von dem stationären Anfangszustand zu bestimmen.

Zur Ermittlung des geforderten Maximalwertes $\Delta i_{P1,EZE,\max}$ wird Gleichung (6) herangezogen. In dieser ist eine Annahme über die Linearität der Sinus-Form zulässig:

$$(\sin(\delta_{n1}) - \sin(\delta_{v1})) \approx \sin(\Delta\delta_1). \quad (8)$$

Damit ist der Maximalwert $\Delta i_{P1,EZE,max}$ der durch den Sprung des Phasenwinkels der Spannung ausgelösten Wirkstromreaktion $\Delta i_{P,EZE}$ basierend auf dem zuvor ermittelten $\Delta\delta_1$ wie folgt zu bestimmen und auszuweisen:

$$\Delta i_{P1,EZE,max} = -\frac{1}{z_{w,max}} \sin(\Delta\delta_1), \quad (9)$$

wobei die Werte für $z_{w,max}$ dem Abschnitt 4.2.1.1 zu entnehmen sind.

Messverfahren 2

Die bei Messung 2 transient auftretende Wirkleistungsänderung $p_{\alpha\beta}$ (d.h. Winkelsprungleistung) und Wirkstromänderung $\Delta i_{P,EZE}$ sind als Raumzeigerwerte $i_{P,\alpha\beta}$ ausgehend von dem stationären Anfangszustand zu ermitteln. Für den Zeitpunkt der maximalen Wirkleistungsänderung ist die Winkeldifferenz der Spannung an den Klemmen der netzbildenden Einheit zu ihrem Anfangswert zu ermitteln ($\Delta\delta_1$) (siehe hierzu Anhang B.VI). Zur Ermittlung des geforderten Maximalwertes $\Delta i_{P1,EZE,max}$ wird Gleichung (6) herangezogen. Dabei ist die in Gleichung (8) beschriebene Annahme zulässig.

Damit ist der Maximalwert $\Delta i_{P1,EZE,max}$ der Wirkstromreaktion $\Delta i_{P,EZE}$, die durch den Sprung des Phasenwinkels der Spannung ausgelöst wird, basierend auf dem zuvor ermittelten Wert von $\Delta\delta_1$ nach Gleichung (9) zu bestimmen und auszuweisen.

5.5.5.3.4 Darstellung im Messbericht

Die gemessene Wirkleistung $p_{\alpha\beta}$ und der gemessene Wirkstrom $i_{P,\alpha\beta}$ sind ausgehend von dem stationären Anfangszustand vor Messbeginn bis einschließlich dem eingeschwungenen Zustand nach der Messung grafisch zu dokumentieren. Die Maximalwerte der Wirkleistung und des Wirkstroms sind zu kennzeichnen und ihre Werte sind auszuweisen. Zusätzlich ist die Begrenzungsvorgabe der Wirkleistung darzustellen.

TR8-Hinweis:

Die Prüfung gilt als bestanden, wenn die maximale Wirkstromänderung $\Delta i_{P,EZE}$ in der angebotenen Richtung mindestens 50 % (für EZSE und Speicher 70 %) und in der nicht angebotenen Richtung mindestens 5 % des ermittelten Maximalwerts $\Delta i_{P1,EZE,max}$ beträgt. Hierbei kann eine Toleranz von 1 % des nominalen Wirkstroms berücksichtigt werden. In der nicht angebotenen Richtung gilt die Prüfung als bestanden, wenn die maximale Wirkleistungsänderung mindestens 5 % $P_{E,max}$ beträgt. Die Winkelsprungleistung wird nicht durch die Begrenzungsvorgabe der Wirkleistung eingeschränkt.

5.5.5.4 Nachweis der wirksamen Impedanz (Abschnitt. 4.2.1.1)

5.5.5.4.1 Ziel der Messung

Das Ziel der Messung ist die Ermittlung der wirksamen Impedanz sowie ihrer Bewertung bzgl. der Einhaltung der maximalen Werte ($z_{w,max}$) nach Abschnitt 4.2.1.1 bei Änderungen der Spannungsamplitude an den Klemmen der netzbildenden Einheit. Sofern die Verstärkung der Spannungsquellenregelung bzw. die wirksame Impedanz der netzbildenden Einheit durch den Hersteller als parametrierbar vorgesehen ist, ist die Messung für den vom Hersteller jeweils ausgewiesenen Nominalwert durchzuführen. Für den minimalen und maximalen der parametrierbaren Werte ist der simulative Nachweis nach Abschnitt 5.5.7.2 durchzuführen.

5.5.5.4.2 Messverfahren

Die Ermittlung der wirksamen Impedanz erfolgt nach einer der nachfolgend beschriebenen Messverfahren. In beiden Messverfahren erfolgen jeweils zwei verschiedene Änderungen der Klemmenspannung ausgehend von den Betriebszuständen nach Tabelle 6.

Ein wirkleistungsgedrosselter Betrieb ist zulässig, die Wirkleistung ist während der Messungen möglichst konstant zu halten ($\pm 10 \% P_n$).

Tabelle 6 Ausgangsbetriebszustände für die Messverfahren 1 und 2 zur Ermittlung der wirksamen Impedanz

Nr.	Ausgangswirkleistung	Ausgangsblindleistung	Kurzschlussleistungsverhältnis
1	$> 55 \% P_{\text{Emax}}$	10 % ($\pm 5 \%$) bez. auf P_{Emax}	SCR $\geq 3^{18}$
2	$> 55 \% P_{\text{Emax}}$	- 10 % ($\pm 5 \%$) bez. auf P_{Emax}	
3a)	15 % bis 45 % P_{Emax}	- 10 % bis + 10 % bez. auf P_{Emax}	
a) Der Spannungs-Sollwertsprung Δu_{soll} nach Messverfahren 1 hat in negativer Richtung zu erfolgen.			

Messverfahren 1 - Anregung durch Aufschaltung eines Sollwertsprungs

Die netzbildende Einheit wird durch Aufschaltung eines Sollwertsprungs Δu_{soil} angeregt, der zu einer Änderung des Klemmenspannungssollwerts u_{soil} der netzbildenden Einheit führt (siehe auch Bild 2). Der Sollwertsprung Δu_{soil} soll dabei $\pm 0,03$ bis $0,05$ p.u. betragen. Zwischen einer erneuten Änderung des Spannungssollwertes ($\Delta u_{\text{soil}} = +0,03$ bis $0,05$ p.u. $\rightarrow 0$ p.u. $\rightarrow -0,05$ bis $-0,03$ p.u. $\rightarrow 0$ p.u.) ist jeweils der eingeschwungene Zustand abzuwarten.

ANMERKUNG 1 Die Δu_{soil} -Vorgaben an den Klemmen der netzbildenden Einheit werden dabei aufgrund der P-Charakteristik der Spannungsquellenregelung nicht erreicht.

ANMERKUNG 2 Das Kurzschlussleistungsverhältnis an den Klemmen der netzbildenden Einheit ist dabei ggf. von der Prüfeinrichtung abhängig. Falls das Kurzschlussleistungsverhältnis der Prüfeinrichtung keine Werte von $\text{SCR} \geq 3$ zulässt, ist die Durchführung der Messung auch bei einem Wert von $\text{SCR} \geq 1$ zulässig.

Messverfahren 2 - Änderung der Klemmenspannung

Es erfolgt eine Änderung der Klemmenspannung der netzbildenden Einheit (z.B. durch einen Netzemulator oder entsprechend kleine Stufung der Querdrossel der FRT-Prüfeinrichtung). Die Messung besteht aus zwei Schritten, die zu einer Änderung der Klemmenspannung Δu_{EZE} der netzbildenden Einheit führen. Die sich unter Berücksichtigung des Einflusses der Spannungsquellenregelung in den beiden Schritten einstellenden Werte der Mitsystem-Klemmenspannung Δu_{I} und Δu_{II} der netzbildenden Einheit müssen sich betragsmäßig sowohl vom ursprünglichen Arbeitspunkt als auch untereinander um mindestens 2 % unterscheiden (z.B. $\Delta u_{\text{I}} = 0,03$ bis $0,05$ p.u. und $\Delta u_{\text{II}} = 0,07$ bis $0,1$ p.u.). Um externe Einflüsse zu vermeiden, sollten diese beiden Schritte kurz hintereinander erfolgen. Mit der Aufschaltung des Spannungssprungs einhergehende Winkelsprünge sind in der Auswertung bereits berücksichtigt.

ANMERKUNG 3 Während der Messungen sollte keine Strombegrenzung greifen.

5.5.5.4.3 Auswertungen

Messverfahren 1

Ausgehend von der Klemmenspannung $\underline{u}_{1,v}$ der netzbildenden Einheit vor (v) Messbeginn und dem zugehörigen Scheinstrom $\underline{i}_{S1,v}$, der sich jeweils stationär einstellenden Klemmenspannung $\underline{u}_{1,n}$ der netzbildenden Einheit und dem zugehörigen Scheinstrom $\underline{i}_{S1,n}$ nach (n) Durchführung der Messung und der vorgegebenen Sollwertänderung Δu_{soil} ist die wirksame Impedanz $\underline{z}_{w,1}$ wie folgt zu ermitteln:

¹⁸ Die Verwertung von Ergebnissen aus Tests, die bei einem niedrigeren Kurzschlussleistungsverhältnis durchgeführt wurden, ist zulässig.

$$\underline{z}_{w,1} = \frac{\underline{u}_{1,n} - \underline{u}_{1,v} \pm \Delta \underline{u}_{\text{soll}}}{\underline{i}_{S1,n} - \underline{i}_{S1,v}} \quad (10)$$

Dabei ist zu beachten, dass der Winkel der internen Spannung relevant für die Auswertung ist. Erfolgt die Ermittlung der wirksamen Impedanz nach diesem Verfahren, ist somit der Winkel der internen Spannungsquelle auszuwerten, um die interne Spannungsänderung nach Betrag und Phase zu ermitteln.

Messverfahren 2

Ausgehend von der Klemmenspannung $\underline{u}_{1,v}$ der netzbildenden Einheit vor (v) Messbeginn und dem zugehörigen Scheinstrom $\underline{i}_{S1,v}$, der sich jeweils stationär einstellenden Klemmenspannung $\underline{u}_{1,n}$ der netzbildenden Einheit und dem zugehörigen Scheinstrom $\underline{i}_{S1,n}$ nach (n) Durchführung der Messung ist die wirksame Impedanz $\underline{z}_{w,1}$ wie folgt zu ermitteln:

$$\underline{z}_{w,1} = \frac{\underline{u}_{1,n} - \underline{u}_{1,v}}{\underline{i}_{S1,n} - \underline{i}_{S1,v}} \quad (11)$$

Die Werte gelten als stationär, sofern sich alle über 100 ms gemittelten Mitsystemwerte über 2 s um nicht mehr als $\pm 2 \%$ der jeweiligen Nenngroße verändert haben. Die in Gleichung (11) einzusetzenden Werte entsprechen den über 2 s gemittelten Mitsystemwerten des betrachteten Auswertefensters.

5.5.5.4 Darstellung im Messbericht

Der zeitliche Verlauf der gemessenen Mitsystem-Klemmenspannungen u_1 der netzbildenden Einheit und die Wirk- und Blindkomponenten $i_{P,1}$, $i_{Q,1}$ des Mitsystem-Scheinstromes $i_{S,1}$ sind ausgehend von dem stationären Anfangszustand vor Messbeginn bis einschließlich dem eingeschwungenen Zustand nach Durchführung der Messung grafisch zu dokumentieren. Die jeweils stationären Werte der Spannungen $\underline{u}_{1,v}$, $\underline{u}_{1,n}$ und Ströme $\underline{i}_{S1,v}$, $\underline{i}_{S1,n}$ sind zu kennzeichnen und ihre Werte sind auszuweisen.

Die aus den stationären Werten der Spannungen und Ströme resultierenden Werte der Impedanz $\underline{z}_{w,1}$ sind in Betrag und Phasenwinkel auszuweisen.

TR8-Hinweis:

Der Nachweis gilt als erbracht, wenn die Beträge der ermittelten Impedanz $|\underline{z}_{w,1}|$ den Vorgaben an den Maximalwert $z_{w,\text{max}}$ nach Abschnitt 4.2.1.1 entsprechen.

5.5.5.5 Nachweis der Passivitätseigenschaften im harmonischen Frequenzbereich (Abschnitt 4.2.1.3)

Der Nachweis der Passivitätseigenschaften für den Frequenzbereich von 100 Hz bis 2,5 kHz im stationären Referenzsystem erfolgt auf Basis einer Herstellererklärung (Auswertung der Impedanz im geforderten Frequenzbereich).

Dabei sind die hier angegebenen Festlegungen zu Verfahrensweisen und zur Auswertung zu berücksichtigen. Alternativ darf – sofern verfügbar – ein entsprechendes Verfahren nach FNN oder FGW gewählt werden.

Verfahrensweisen

Die Ermittlung des Impedanzverlaufs im angegebenen Frequenzbereich kann dabei, z.B. unter Berücksichtigung des Verfahrens in A.IV, mittels folgender Verfahrensweisen erfolgen:

- Vermessung der Einheit im Feld oder auf dem Prüfstand (z.B. P-HIL, M-HIL);
- Vermessung einzelner Komponenten (z.B. Umrichter mit Filter);

- C-HIL Simulation, vorausgesetzt, dass die Halbleiterkomponenten nachgebildet sind;
- Offline-Simulation, vorausgesetzt, dass die Halbleiterkomponenten und die realen Regelungsalgorithmen basierend auf Herstellermodellen nachgebildet sind.

Die Schrittweite der Impedanzbestimmung darf maximal 5 Hz betragen. Die Anregung der netzbildenden Einheit ist monofrequent durchzuführen, also mit ausschließlich einer Frequenzkomponente im anregenden Signal.

Im Falle der Nutzung eines Prüfstandsverfahrens (z.B. P-HIL), dürfen abweichend von den grundsätzlichen Anforderungen an Prüfstandstest für Windenergieanlagen (siehe Abschnitt 5.5.1), die nicht relevanten Komponenten (z.B. mechanische Komponenten) vernachlässigt werden, bzw. durch Simulationen ersetzt werden.

Unabhängig vom gewählten Verfahren, sind alle Regelungen gemäß der Anforderungen dieses FNN Hinweises in ihrer Standard-Parametrierung zu aktivieren (insb. PRNB) und die Parameter ausgehend hiervon im relevanten Bereich zu variieren.

Es ist dem Hersteller freigestellt, ob die ausgewiesene frequenzabhängige Impedanz den Einheitentransformator mit beinhaltet oder nicht. Sofern in der ausgewiesenen Impedanz der netzbildenden Einheit die Impedanz des Einheitentransformators mitberücksichtigt wurde, ist diese separat auszuweisen. Eine Aussage, dass der resistive Anteil des nicht vermessenen Einheitentransformators eine etwaige Nichtpassivität der Einheit kompensieren würde, ist ohne Nachweis nicht zulässig.

Im gewählten Verfahren sind sowohl die Arbeitspunkte der Einheit (Spannung, Wirkleistung, Blindleistung) als auch die Regelungsmodi zu variieren, sofern diese zu einer Änderung der frequenzabhängigen Impedanz an mindestens einer Frequenz im relevanten Frequenzbereich von mehr als 15 % führen.

Auswertungen und Darstellung in der Herstellererklärung

Der Verlauf der frequenzabhängigen Impedanz ist in Betrag und Phase im Mit- und Gegensystem zu ermitteln und auszuweisen. Der Impedanzverlauf beinhaltet dabei sowohl die physikalische Impedanz, als auch den Anteil der regelungstechnischen Impedanz und ggf. weitere Einflüsse der Umrichterregelung, welche im untersuchten Frequenzbereich wirksam sind.

Bei der frequenzabhängigen Impedanz handelt es sich gemäß Kleinsignaltheorie um eine differenzielle Bestimmung durch die Änderung des Stromes bei der vermessenen Frequenz im Verhältnis zur Änderung der Spannung bei der vermessenen Frequenz in Folge einer gezielten monofrequenten Anregung.

TR8-Hinweis:

Die fachliche Nachvollziehbarkeit der Herstellererklärung ist gegeben, wenn die frequenzabhängige Impedanz der netzbildenden Einheit im Frequenzbereich von 100 Hz bis 2,5 kHz ausgewiesen ist, einen positiven Realteil aufweist und das durch den Hersteller angewendete Verfahren zur Ermittlung der Impedanzwerte nachvollziehbar und begründet dargelegt ist.

5.5.5.6 Nachweis der Spannungsquellenregelung und des FRT-Verhaltens (Abschnitt 4.2.1.5 bis 4.2.1.6)

5.5.5.6.1 Nachweis des Führungsverhaltens

5.5.5.6.1.1 Ziel der Messung

Ziel der Messung ist die Ermittlung des Verhaltens der Spannungsquellenregelung bei Änderung des Sollwertes. Sofern die Verstärkung der Spannungsquellenregelung bzw. die wirksame Impedanz der netzbildenden Einheit durch den Hersteller als parametrierbar vorgesehen ist, ist die Messung für den vom Hersteller jeweils ausgewiesenen Nominalwert durchzuführen. Für weitere parametrierbare Werte ist der simulative Nachweis nach Abschnitt 5.5.7.5 durchzuführen.

5.5.5.6.1.2 Messverfahren

Der Nachweis des Verhaltens der netzbildenden Einheit bei Änderung des Sollwertes erfolgt analog zum Messverfahren 1 unter Abschnitt 5.5.5.4.2 durch Aufschaltung eines Sollwertsprungs unter den dort genannten Ausgangs-Betriebszuständen und Anregungen.

ANMERKUNG Das Kurzschlussleistungsverhältnis an den Klemmen der netzbildenden Einheit ist dabei ggf. von der Prüfeinrichtung abhängig. Falls das Kurzschlussleistungsverhältnis der Prüfeinrichtung keine Werte $SCR \geq 3$ zulässt, ist der Nachweis auch bei einem Wert von $SCR \geq 1$ zulässig.

5.5.5.6.1.3 Auswertungen

Aus dem zeitlichen Verlauf der Mitsystem-Spannung u_1 wird die Anschwingzeit von u_1 bezogen auf den Endwert ermittelt. Der Zeitpunkt $t = 0$, an dem der Sollwert geändert wird, ist dabei abhängig vom Prüfumfeld geeignet zu ermitteln. Für den Fall, dass die effektive Spannungsänderung (z. B. aufgrund eines hohen Kurzschlussleistungsverhältnisses) für die Auswertung nicht geeignet ist, kann zur Auswertung der Anschwingzeit auch der Blindstrom $i_{Q,1}$ der EZE herangezogen werden.

ANMERKUNG Die zu ermittelnde Anschwingzeit ist üblicherweise definiert durch das Erreichen von 90 % des Sollwertsprungs. Da die Spannung am Ausgang aber nicht den Sollwert erreichen wird (P-Regelung), bezieht sich hier die Ermittlung der Anschwingzeit auf den stationären Endwert der Spannungsänderung.

5.5.5.6.1.4 Darstellung im Messbericht

Der Verlauf des Sollwertes sowie der bewerteten Größe (u_1 oder $i_{Q,1}$) ist grafisch zu dokumentieren. Die ermittelte Anschwingzeit ist auszuweisen.

TR8-Hinweis:

Der Nachweis gilt als erbracht, wenn die ermittelte Anschwingzeit der Spannung u_1 (bzw. alternativ des Stromes $i_{Q,1}$) < 1 s beträgt.

5.5.5.6.2 Nachweis des Störverhaltens und der Linearität der wirksamen Impedanz

5.5.5.6.2.1 Ziel der Messung

Ziel der Messung ist die Feststellung der Anschwingzeit des Scheinstromes, der Einschwingzeit und Dämpfung des Blindstromes sowie der Linearität der wirksamen Impedanz im Kleinsignal- bzw. Betriebsbereich ohne Strombegrenzung infolge einer sprunghaften Änderung der Netzspannung. Das Verhalten der netzbildenden Einheit wird dabei auch im direkten Parallelbetrieb mit anderen netzbildenden Einheiten festgestellt. Sofern die Verstärkung der Spannungsquellenregelung bzw. die wirksame Impedanz der netzbildenden Einheit durch den Hersteller als parametrierbar vorgesehen ist, ist die Messung für den vom Hersteller jeweils ausgewiesenen Nominalwert durchzuführen. Für weitere parametrierbare Werte ist der simulative Nachweis nach Abschnitt 5.5.7.6 durchzuführen.

5.5.5.6.2.2 Messverfahren

Der Messung zur Feststellung des Verhaltens der netzbildenden Einheit bei einer sprunghaften Änderung ihrer Klemmenspannung bei konstantem Sollwert erfolgt nach den Vorgaben des Messverfahrens 2 nach Abschnitt 5.5.5.4.2. Hierbei liegt die Netzspannung im Bemessungsbereich der Einheit (z.B. $U_T \pm 10 \% U_T$).

ANMERKUNG Die Nutzung des Messverfahrens 1 nach Abschnitt 5.5.5.4.2 ist nur möglich, wenn eine hinreichend schnelle Sollwertverarbeitung in der netzbildenden Einheit erfolgt.

Die Feststellung des Verhaltens der netzbildenden Einheit im Verbund mit mehreren direkt parallel betriebenen netzbildenden Einheiten erfolgt durch Wiederholung der Messung im Parallelbetrieb analog zum vorgenannten Aufbau von mindestens zwei netzbildenden Einheiten. Diese zusätzliche Messung kann entfallen, wenn die netzbildende Einheit über einen der netzbildenden Einheit zugeordneten Transformator (bzw. ihr eigens zugeordnete Transformatorwicklungen) angeschlossen wird.

5.5.5.6.2.3 Auswertungen

Die Ermittlung der sprunghaften Änderung der Amplitude der Klemmenspannung der netzbildenden Einheit erfolgt unter Auswertung der Spannung $u_{\alpha\beta,5ms}$ in $\alpha\beta$ -Koordinaten (siehe Anhang B.V). Als Beginn einer sprunghaften Änderung der Amplitude der Klemmenspannung und somit Zeitpunkt $t = 0$ wird der Moment definiert, in dem die Änderung von $u_{\alpha\beta,5ms}$ 10 % des Endwertes der Spannungsänderung Δu gegenüber dem arithmetischen Mittelwert der letzten 25 ± 5 Netzperioden vor der Spannungsänderung überschreitet. Bei geringen Spannungsänderungen ($\Delta u \leq 0,1$ p.u.) darf diese Schwelle auf bis zu 25 % des Endwertes der Spannungsänderung Δu erhöht werden, sofern eine eindeutige Schwellwertbestimmung aufgrund einer zu hohen Welligkeit von $u_{\alpha\beta,5ms}$ nicht möglich ist.

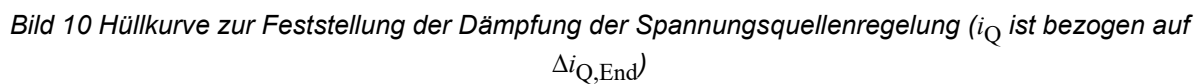
Die Auswertung der Anschwingzeit des Stromes (Scheinstrom) erfolgt unter Verwendung von $i_{\alpha\beta,5ms}$ (siehe Anhang B.V) für den Zeitraum zwischen dem Startzeitpunkt (10 % der Spannungsänderung) bis 90 % der Änderung des Stromes (ermittelt aus dem stationären Endwertes des Stromes).

Die Ermittlung des Wertes von $\Delta i_{Q,End}$, als stationärem Endwert der Blindstromänderung, erfolgt analog zur Ermittlung der stationären Scheinströme $i_{S1,v}$ und $i_{S1,n}$ zur Verwendung in Gleichung (11) in Abschnitt 5.5.5.4.3.

Die Auswertung der Einschwingzeit des Blindstromes erfolgt unter Verwendung des zeitlichen Verlaufs des Mitsystem-Blindstromes $i_{Q,1}$. Die Einschwingtoleranzen betragen $+20 \% I_T$ und $-10 \% I_T$ für $\Delta i_{Q,End} > 0$ bzw. $-20 \% I_T$ und $+10 \% I_T$ für $\Delta i_{Q,End} < 0$.

Zur Feststellung der Einhaltung der Dämpfungsanforderungen kann die Hüllkurve in Bild 10 angewendet werden. Diese basiert auf einem PT2-Glied mit Dämpfungsmaß $D = 0,3$ und dem jeweils ermittelten stationären Endwert $\Delta i_{Q,End}$ der Blindstromkomponente $i_{Q,1}$ aus dem analog zu Abschnitt 5.5.5.4.3 ermittelten $i_{S1,v}$ bzw. $i_{S1,n}$.

ANMERKUNG 1 Bild 10 dient ausschließlich zur Ermittlung der Dämpfung. Der Wert von i_2 ist in Bild 10 mit 80 ms anzusetzen und dient der Konstruktion der Hüllkurve.


$$\Delta x_M = e^{-\frac{D \cdot \pi}{\sqrt{1-D^2}}} \cdot \Delta i_{Q, \text{End}} = 0,3723 \cdot \Delta i_{Q, \text{End}} \quad (12)$$

$$\Delta x_{\text{E,min}}(t) = \left(1 - \frac{e^{-\frac{D \cdot \pi}{t_{\text{M}} \sqrt{1-D^2}} t}}{\sqrt{1-D^2}} \right) \cdot \Delta i_{\text{Q,End}} \quad (14)$$

$$t'_2 = T_{\text{ein}} \Delta x + 20 \text{ ms} = 80 \text{ ms} \quad (15)$$

$$t_1 = 42,6 \text{ ms} \quad (16) \quad t_M = 40,65 \text{ ms} \quad (17)$$

$$L_Z = \frac{\Delta u_I \cdot \Delta i_{Q,II}}{\Delta u_{II} \cdot \Delta i_{Q,I}} \quad (18)$$
$$\Delta i_{Q,I} = i_{Q1,n} - i_{Q1,v} \text{ als Reaktion auf den Spannungssprung } \Delta u_I \quad (19)$$

$$\Delta i_{Q,II} = i_{Q1,n} - i_{Q1,v} \text{ als Reaktion auf den Spannungssprung } \Delta u_{II}. \quad (20)$$

5.5.5.6.2.4 Darstellung im Messbericht

Für jeden der in Abschnitt 5.5.5.4 aufgeführten Ausgangsbetriebszustände und jede (ggf. im Parallelbetrieb mit einer anderen Einheit) vermessene Einheit gilt:

Die Momentanwerte der Phasenströme i_a , i_b , i_c und Phasenspannungen u_a , u_b , u_c an den Klemmen der netzbildenden Einheit sind ab zwei Netzperioden vor der sprunghaften Spannungsänderung über insgesamt 15 - 30 Netzperioden darzustellen.

Die zeitlichen Verläufe der Größen $u_{\alpha\beta,5ms}$, $i_{\alpha\beta,5ms}$ und $i_{Q,1}$ sind grafisch zu dokumentieren.

Die jeweils ermittelte Anschwingzeit des Momentanwertes des Stromes ist auszuweisen.

Der zeitliche Verlauf der gemessenen Mitsystem-Klemmenspannungen u_1 der netzbildenden Einheit und die Wirk- und Blindkomponenten $i_{P,1}$, $i_{Q,1}$ des Mitsystem-Scheinstromes $i_{S,1}$ sind ausgehend von dem stationären Anfangszustand vor Messbeginn bis einschließlich dem eingeschwungenen Zustand nach Durchführung der Messung grafisch zu dokumentieren. Die jeweils stationären Werte sind zu kennzeichnen und ihre Werte sind auszuweisen.

Die jeweils ermittelte Einschwingzeit t'_{ein} des Mitsystem-Blindstromes $i_{Q,1}$ ist auszuweisen.

Die Hüllkurve zum Nachweis der Erfüllung der Anforderung an die Dämpfung und die Einschwingtoleranzen sind zusammen mit dem zeitlichen Verlauf des Blindstromes darzustellen.

Die jeweils ermittelte Linearität L_Z der wirksamen Impedanz je Arbeitspunkt ist auszuweisen.

TR8-Hinweis:

Die Anforderung an die Anschwingzeit des Scheinstromes gilt als erfüllt, wenn der mit 5 ms gleitend gemittelte Momentanwert des Stromes $i_{\alpha\beta,5ms}$ spätestens 15 ms nach der sprunghaften Spannungsänderung erstmalig 90 % des Endwertes erreicht hat.

Die Anforderung an die Einschwingzeit des Blindstromes gilt als erfüllt, wenn der Blindstrom $i_{Q,1}$ im Zeitraum zwischen 80 ms und 150 ms nach der sprunghaften Spannungsänderung im Toleranzband für den Blindstrom verbleibt.

Die Anforderung an die Dämpfung des Blindstromes gilt als erfüllt, wenn der Verlauf der Blindstromkomponente infolge der sprunghaften Spannungsänderung (nach den Vorgaben des Messverfahrens 2 nach Abschnitt 5.5.5.4.3) innerhalb der Hüllkurve nach Bild 10 liegt.

Die Anforderung an die Linearität der wirksamen Impedanz gilt als erfüllt, wenn $L_Z = 0,85 \dots 1,15$ beträgt.

5.5.5.6.3 Nachweis der Robustheit und Spannungsquellenregelung bei kurzzeitigen Über- und Unterspannungsereignissen (O-/UVRT-Robustheit) (Abschnitt 4.2.1.6)

5.5.5.6.3.1 Ziel der Messung

Ziel der Messung ist die Feststellung des Verhaltens der netzbildenden Einheit bei Über- und Unterspannungsereignissen bzgl. des An- und Einschwingverhaltens sowie der Dämpfung des Stromes. Darüber hinaus sind die Nachweise an das Beherrschen von Mehrfachfehlern nach Abschnitt 11.2.5.2 der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel sowie der zugehörigen Nachweisverfahren nach FGW TR3, Rev. 26 zu erbringen und diese sind nach FGW TR8, Rev. 10 zu bewerten.

5.5.5.6.3.2 Messverfahren

Die netzbildende Einheit wird symmetrischen und unsymmetrischen Spannungseinbrüchen der Netzspannung um Δu auf jeweils einen Wert zwischen 0,7 p.u. und 0,8 p.u., 0,45 p.u. und 0,6 p.u., 0,2 p.u. und 0,3 p.u. sowie für $< 0,05$ p.u. (VDE AR-N 4120 und VDE-AR-N 4130) für eine Mindestdauer nach der Grenzlinie aus Bild 14 [VDE-AR-N 4110] / Bild 12 [VDE-AR-N 4120 bzw. VDE-AR-N 4130] ausgesetzt. Eine Übersicht zu den Messungen ist in FGW TR3, Rev. 26 Kapitel 4.6.3.1 dargestellt. Dort entfällt die Spalte des k -Faktors.

ANMERKUNG 1 Tests, die nach Kapitel 4.6.3.1 nach FGW TR3, Rev. 26 explizit für unterschiedliche k -Faktoren wiederholt werden, entfallen sinngemäß.

Die Messungen werden bei stationären Arbeitspunkten bei Volllast ($> 0,9 P_n$ bei Freifeldtests und $> 0,98 P_n$ bei Prüfstandtests) und zusätzlich bei Teillast (0,1 bis 0,5 P_n) durchgeführt, jeweils ausgehend von $\cos \varphi \approx 1$ bzw. $Q \approx 0$. Zusätzlich ist ein Versuch mit der nach Herstellerangabe maximal möglichen Blindleistung der Erzeugungseinheit untererregt und übererregt durchzuführen. Sofern das Vermögen der Erzeugungseinheit einen $\cos \varphi$ von 0,95 übersteigt, ist ein Versuch mit $\cos \varphi$ von 0,95 ausreichend.

ANMERKUNG 2 Für symmetrische Spannungseinbrüche im Bereich $\leq 30 \% U_c$ sind die Ergebnisse der Prüfungen nach Tabelle 14 [VDE-AR-N 4110] bzw. Tabelle 11 [VDE-AR-N 4120] bzw. Tabelle 8 [VDE-AR-N 4130] anwendbar.

ANMERKUNG 3 Für EZSE und Speicher sind die Messungen sowohl für die Betriebsmodi „Energieabgabe“ als auch für „Energiebezug“ durchzuführen. In beiden Betriebsmodi beziehen sich Volllast und Teillast auf die Nennleistung für diesen jeweiligen Betriebsmodus.

Das Verhalten der Spannungsquellenregelung der netzbildenden Einheit bei Überspannungen ist durch einen Spannungssprung um mindestens 0,1 p.u. auf einen Wert $> 1,1$ p.u. für symmetrische sowie auf $\geq 1,1$ p.u. als größte Außenleiterspannung für unsymmetrische Spannungserhöhungen mit der Dauer von ≥ 5 s nachzuweisen. Für ESZE und Speicher ist die Messung bei der vom Hersteller ausgewiesenen minimal möglichen DC-Spannung durchzuführen.

ANMERKUNG 4 Relevant für die Bewertung der Höhe der Restspannung ist die Spannung, die die Prüfeinrichtung, an die der Prüfling angeschlossen ist, im Leerlauf des Prüflings stellt.

5.5.5.6.3.3 Auswertungen

Die Ermittlung der sprunghaften Änderung der Amplitude der Klemmenspannung erfolgt unter Auswertung der Spannung $u_{\alpha\beta,5\text{ms}}$ in $\alpha\beta$ -Koordinaten (siehe Anhang B.V).

Die Auswertung der Anschwingzeit des Stromes erfolgt unter Verwendung von $i_{\alpha\beta,5\text{ms}}$ (siehe Anhang B.V). Als Beginn einer sprunghaften Änderung der Amplitude der Klemmenspannung und somit Zeitpunkt $t = 0$ wird der Moment definiert, in dem die Änderung von $u_{\alpha\beta,5\text{ms}}$ 10 % des Endwertes der Spannungsänderung Δu überschreitet.

Die Auswertung der Anschwingzeit des Momentanwertes des Scheinstromes basiert auf der Auswertung des gefilterten Momentanwertes des Stromes $i_{\alpha\beta,5\text{ms}}$ (siehe Anhang B.V). Eine Auswertung ausgehend von Betriebspunkten bei Volllast entfällt.

Es wird empfohlen, den Endwert der Blindstromänderung $\Delta i_{Q,\text{End}}$ aus dem Mittelwert des Stromes zwischen 350 ms bis 500 ms (bzw. die letzten 150 ms vor Spannungswiederkehr bei tiefen Spannungseinbruchstests mit kurzen Einbruchzeiten) nach Auftreten der sprunghaften Spannungsänderung zu ermitteln. Bei kürzeren Fehlerdauern (Restspannung $< 0,05$ p.u.) können die letzten 60 ms vor Spannungswiederkehr zur Mittelwertbildung herangezogen werden.

ANMERKUNG 1 Hintergrund dazu ist, dass ggf. notwendige Regelmaßnahmen im weiteren Verlauf des Spannungseinbruches keinen Einfluss auf die Bestimmung des Endwertes haben sollen.

Für den Fall, dass eine ggf. bestehende Überstromfähigkeit über den nominalen Dauerstrom hinaus für mehr als 150 ms ausgenutzt wird, ist dieses Verhalten durch den Hersteller auszuweisen.

Die Auswertung der Einschwingzeit des Blindstromes erfolgt über den zeitlichen Verlauf der Blindkomponente des Stromes im Mit- und im Gegensystem $i_{Q,1}$, $i_{Q,2}$. Bei Spannungseinbrüchen der Netzspannung um Δu auf einen Wert $< 0,05$ p.u., darf anstelle des Blindstromes auch der Scheinstrom zur Auswertung herangezogen werden. Die Einschwingtoleranzen betragen $+20\% I_T$ und $-10\% I_T$ für $\Delta i_{Q,End} > 0$ bzw. $-20\% I_T$ und $+10\% I_T$ für $\Delta i_{Q,End} < 0$.

Die zwischen 80 ms und 130 ms sowie 130 ms bis 300 ms ab der sprunghaften Spannungsänderung auftretende maximale Differenz des Blindstromes zu $\Delta i_{Q,End}$ ist jeweils auszuweisen.

ANMERKUNG 2 Diese Werte können zur Ermittlung der Dämpfung herangezogen werden.

Oberhalb von $120\% U_n$ ist Spannungsquellenregelung nach Können und Vermögen gefordert. Das Vermögen ist im Einheitenzertifikat auszuweisen.

5.5.5.6.3.4 Darstellung im Messbericht

Die Momentanwerte (abc) der Phasenströme i_a , i_b , i_c und Phasenspannungen u_a , u_b , u_c an den Klemmen der netzbildenden Einheit sind ab zwei Netzperioden vor der sprunghaften Spannungsänderung über insgesamt 15 bis 30 Netzperioden darzustellen.

Die zeitlichen Verläufe der Größen $u_{\alpha\beta,5ms}$, $i_{\alpha\beta,5ms}$, $i_{Q,1}$ und $i_{Q,2}$ über ebendiesen Zeitraum sind grafisch zu dokumentieren.

Die jeweils ermittelte Anschwingzeit des Momentanwertes des Stromes ist auszuweisen.

Der zeitliche Verlauf der gemessenen Mitsystem-Klemmenspannungen u_1 der netzbildenden Einheit und die Wirk- und Blindkomponenten $i_{P,1}$, $i_{Q,1}$ des Mitsystem-Scheinstromes $i_{S,1}$ sind ausgehend von dem stationären Anfangszustand vor Messbeginn bis zur Spannungswiederkehr grafisch zu dokumentieren. Die für die Bewertung heranzuziehenden Endwerte $\Delta i_{Q1,End}$ und $\Delta i_{Q2,End}$ sind zu kennzeichnen und ihre Werte sind auszuweisen.

Die jeweils ermittelte Einschwingzeit des Mitsystem-Blindstromes $i_{Q,1}$ ist auszuweisen.

Die jeweilige maximale Differenz des Blindstromes im Mit- und Gegensystem zum Endwert ist, bezogen auf den Endwert für die Abschnitte 80 ms bis 130 ms nach der sprunghaften Spannungsänderung und 130 ms nach der sprunghaften Spannungsänderung bis zur Spannungswiederkehr auszuweisen.

Es ist auszuweisen, unter welchen Annahmen zu den relevanten Einflussgrößen und welchen etwaigen Einschränkungen die Beherrschung eines symmetrischen Spannungssprungs um mindestens 0,15 p.u. auf einen Wert $> 1,15$ p.u. für ≥ 5 s bzw. $\geq 1,15$ p.u. für ≥ 60 s möglich oder ggf. nicht möglich ist.

TR8-Hinweis:

Der Nachweis zur Erfüllung der Anforderung an die Robustheit gegenüber Über- und Unterspannungseignissen gilt als erbracht, wenn die Einheit bei sämtlichen Spannungseinbrüchen und -erhöhungen am Netz verbleibt.

Die Anforderung an die Anschlagzeit des Scheinstromes gilt als erfüllt, wenn der mit 5 ms gleitend gemittelte Momentanwert des Stromes $i_{\alpha\beta,5ms}$ spätestens 15 ms nach der sprunghaften Spannungsänderung 90 % des Endwertes erreicht hat.

Die Anforderung an die Einschwingzeit des Blindstromes gilt als erfüllt, wenn der Blindstrom jeweils im Mit- und Gegensystem ($i_{Q,1}$ und $i_{Q,2}$) spätestens 80 ms nach der sprunghaften Spannungsänderung im Toleranzband für den Blindstrom (+20% I_T und -10 % I_T für $\Delta i_Q > 0$ bzw. -20 % I_T und +10 % I_T für $\Delta i_Q < 0$) verbleibt.

Die Anforderung an die Dämpfung des Blindstromes gilt als erfüllt, wenn ab 80 ms nach Auftreten der sprunghaften Spannungsänderung für die Mit- und Gegensystemkomponente der Klemmenspannung der netzbildenden Einheit (u_1, u_2) jeweils das Dämpfungsmaß von mindestens 0,3 nachgewiesen werden kann (vgl. hierzu Anhang B.IV).

Alternativ gilt die Anforderung an die Dämpfung des Blindstromes als erfüllt, wenn die Mit- und Gegensystemkomponente des Blindstromes ($i_{Q,1}$ und $i_{Q,2}$) 80 ms nach der sprunghaften Spannungsänderung in einem Band ± 15 % von $\Delta i_{Q,End,1,2}$ sowie im Zeitraum 130 ms bis 300 ms nach der sprunghaften Spannungsänderung in einem Band ± 5 % von $\Delta i_{Q,1,2,End}$ verbleiben.

Zur Bewertung der Dämpfung werden nur Größen herangezogen, deren Wert $\Delta i_{Q,1,2,End} > 0,1$ p.u. (bezogen auf I_T) beträgt.

Die Anforderung nach Bild 12 [VDE-AR-N 4110] bzw. Bild 10 [4120, 4130] 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 (FGW TR3, Rev. 26 Kapitel 4.6.3.1) nachgewiesen, gelten die Anforderungen als erfüllt und die Herstellererklärung ist nicht erforderlich.

Der Nachweis darüber, dass ein symmetrischer Spannungssprung um mindestens 0,15 p.u. auf einen Wert $> 1,15$ p.u. bzw. $\geq 1,15$ p.u. für ≥ 60 s beherrscht werden kann, ist erbracht, wenn eine entsprechende Herstellererklärung vorliegt.

5.5.5.6.4 Nachweis des Verhaltens bei Erreichen und Verlassen der Stromgrenzen (Abschnitt 4.2.1.5.4)

5.5.5.6.4.1 Ziel der Messung

Ziel der Messung ist die Feststellung des Verhaltens und die Überprüfung der Einhaltung der Anforderungen der netzbildenden Einheit an den Stromgrenzen hinsichtlich:

- des Current Clippings gemäß Abschnitt 4.2.1.1,
- der betragsmäßigen Strombegrenzung und
- des Übergangs in den Betriebszustand ohne Strombegrenzung.

5.5.5.6.4.2 Messverfahren

Die Durchführung der Messung erfolgt nach Abschnitt 5.5.5.6.3. Die sich bei Durchführung der Messung nach Abschnitt 5.5.5.6.3 ergebenden Ströme aus der netzbildenden Einheit sind aufzuzeichnen. Dabei sind die Vorgaben an die Messtechnik zur Messung von Oberschwingungen gemäß Kapitel 3.2.2 der FGW TR 3 einzuhalten.

5.5.5.6.4.3 Auswertung

Die Spannungseinbrüche bezüglich der Anforderungen an das Erreichen und Verlassen der Stromgrenzen nach Abschnitt 4.2.1.5.4 werden wie folgt ausgewertet:

Für jeden symmetrischen Spannungseinbruch erfolgt die Ermittlung des mit 1 ms Schrittweite gleitend bestimmten THD (bis 2,5 kHz, Auflösung von 25 Hz) des Stromes i_a , i_b , i_c der netzbildenden Einheit über ein 40 ms breites Messfenster. Die Ermittlung des THD erfolgt in Anlehnung an IEC 61000-4-7. Der zur Bewertung heranzuziehende Wert zu einem Zeitpunkt t_1 $\text{THDI}(t_1)$ entspricht dabei dem Ergebnis des Messfensters von $t_1 - 40$ ms bis t_1 .

Sollte bei der Auswertung des Stromes i_a , i_b , i_c der netzbildenden Einheiten das Kriterium des THD nicht eingehalten werden oder eine Auswertung aus anderen Gründen nicht möglich sein, kann für diese Fälle die Feststellung des THD auf Basis eines Signals der netzbildenden Einheit erfolgen, das den Einsatz eines Current Clippings unter den selben zeitlichen Rahmenbedingungen ausweist.

ANMERKUNG Für Details zur Auswertung vgl. Anhang B.VIII.

Zudem wird der zeitliche Verlauf des Scheinstromes $i_{S,1}$, $i_{S,2}$, sowie der Wirk- und Blindanteil $i_{P,1}$, $i_{P,2}$, $i_{Q,1}$, $i_{Q,2}$ der Mit- und Gegensystemkomponenten des Stromes der netzbildenden Einheit ausgewertet. Der Mittelwert des über die Dauer des Spannungseinbruchs bzw. der Überspannung mit dem Netz ausgetauschten Scheinstromes $i_{S,1}$, $i_{S,2}$ ist zu ermitteln.

Der Mittelwert des zwischen 150 ms und 300 ms nach der sprunghaften Spannungsänderung gemessenen Wirk- und Blindstromes $i_{P,1}$, $i_{Q,1}$ ist für jeden geforderten Ausgangs-Arbeitspunkt und die Restspannung festzustellen.

Bei kürzeren Fehlerdauern (Restspannung < 0,05 p.u.) können die letzten 60 ms vor Spannungswiederkehr zur Mittelwertbildung herangezogen werden.

5.5.5.6.4.4 Darstellung im Messbericht

Die Momentanwerte der Phasenströme i_a , i_b , i_c und Phasenspannungen u_a , u_b , u_c an den Klemmen der netzbildenden Einheit sind ab zwei Netzperioden vor der sprunghaften Spannungsänderung über insgesamt 15 bis 30 Netzperioden grafisch darzustellen.

Für alle Messungen zu symmetrischen Über- und Unterspannungsprüfungen sind die Momentanwerte der Phasenspannungen u_a , u_b , u_c und Phasenströme i_a , i_b , i_c sowie der zeitliche Verlauf des THDs des Stromes grafisch darzustellen.

Sofern die Feststellung des THD auf Basis eines von der netzbildenden Einheit ausgegebenen Signals, welches den Einsatz des Current-Clippings ausweist, erfolgte, so ist der zeitliche Verlauf dieses Signals grafisch darzustellen.

Für alle Messungen ist der Verlauf von Wirk- und Blindkomponente $i_{P,1}$, $i_{Q,1}$ sowie $i_{P,2}$, $i_{Q,2}$ des Stromes der netzbildenden Einheit im Mit- und Gegensystem grafisch darzustellen.

Die Mittelwerte $i_{P1,End}$, $i_{P2,End}$, $i_{Q1,End}$, $i_{Q2,End}$ des zwischen 150 ms und 300 ms nach der sprunghaften Spannungsänderung gemessenen Wirk- und Blindstromes $i_{P,1}$, $i_{P,2}$, $i_{Q,1}$, $i_{Q,2}$ sind für jeden geforderten Ausgangs-Arbeitspunkt grafisch über der jeweiligen Restspannung im Mit- und Gegensystem darzustellen.

Die Werte des Wirkstromes $i_{P1,End,25}$, $i_{P1,End,50}$ und $i_{P1,End,75}$ in der Strombegrenzung sind auszuweisen. Dabei steht der Index „75“ für den jeweiligen Wert, der sich bei der Prüfung eines Spannungseinbruchs auf ca. 0,7 p.u. bis 0,8 p.u., einstellt der Index „50“ für den Wert, der sich bei der Prüfung mit einem Spannungseinbruch auf 0,45 p.u. bis 0,6 p.u. einstellt und der Index „25“ für den Wert, der sich bei einem Spannungseinbruch auf 0,2 p.u. bis 0,3 p.u. einstellt.

Der Mittelwert des über die Dauer des Spannungseinbruchs bzw. der Überspannung mit dem Netz ausgetauschten Scheinstromes $i_{S,1}$, $i_{S,2}$ ist auszuweisen.

TR8-Hinweis:

Der Nachweis zur Erfüllung der Anforderungen an die Maximalzeit für ein Current Clipping bei Erreichen der Stromgrenzen gemäß Abschnitt 4.2.1.1 gilt als erbracht, wenn der ermittelte THD des Stromes spätestens 100 ms nach Beginn einer sprunghaften Änderung der Amplitude der Klemmenspannung nicht signifikant ist.

ANMERKUNG 1 Dies gilt unter der Voraussetzung, dass keine netzseitige Ursache für die fortwährende Einspeisung harmonischer Stromkomponenten (z.B. Lichtbogen, harmonische Lasten, Inrush-Situation, Resonanzstellen, Harmonische der netzseitigen Spannung) oder Sättigungseffekte der Prüfeinrichtung vorliegen.

Sollte das Kriterium des THD auf Basis der Auswertung des Stromes der netzbildenden Einheit nicht eingehalten werden oder eine Auswertung aus anderen Gründen nicht möglich sein, kann für diese Fälle die Bewertung auf Basis eines Signals der netzbildenden Einheit erfolgen, das den Einsatz eines Current-Clippings ausweist. Sofern dieses für die fehlgeschlagene oder nicht bestandene Bewertung des THD 40 ms nach der sprunghaften Änderung der Spannungsamplitude einen Betrieb ohne Current Clipping ausweist, gilt der Nachweis als erbracht.

Der Nachweis der Erfüllung der Anforderungen an die betragsmäßige Strombegrenzung (bzw. dass keine direkte Blindstrompriorisierung erfolgt) gilt als erbracht, sofern:

- die Stabilität der netzbildenden Einheit bei Spannungseinbrüchen auf Restspannungen $\geq 0,2$ p.u. sichergestellt wird;*
- der über die Dauer des Spannungseinbruchs gemittelte Scheinstrom der netzbildenden Einheit 95 % des Nennstromes, bzw. für den Fall, dass die Stromgrenze der netzbildenden Einheit nicht erreicht wird, des sich aus dem Arbeitspunkt vor der Messung und dem sich aus dem Mittelwert der in Abschnitt 5.5.4 ermittelten wirksamen Impedanzen resultierenden erwartbaren Scheinstromes der Einheit, nicht unterschreitet;*
- der Wirkstrom bei einem Spannungseinbruch auf ca. 50 % und 25 % und Ausgangszuständen bei Volllast nicht kleiner als 5 % des Nennstromes beträgt;*

ANMERKUNG 2 Eine betragsmäßige Strombegrenzung würde bei höheren Restspannungen als 0,2 p.u. höhere Wirkströme erwarten lassen. Bis auf weiteres soll mit diesem Kriterium verhindert werden, dass eine reine Blindstrompriorisierung erfolgt, ohne zu präskriptive Anforderungen an das Wirkstromverhalten zu stellen.

Der Nachweis dafür, dass die Einheit unverzüglich in den Betriebszustand ohne Strombegrenzung übergeht, wenn die Notwendigkeit einer Strombegrenzung nicht mehr gegeben ist, ist erbracht, wenn der Blindstrom bei Spannungswiederkehr 150 ms nach Eintritt der Mitsystemspannung in das Spannungsband von $U_n \pm 10 \% U_n$ eine Einschwingtoleranz von $\pm 10 \% I_r$ um den stationären Endwert des Blindstromes nicht überschreitet.

ANMERKUNG 3 Treten während der Messung Inrush-Effekte an den im Prüfaufbau befindlichen Transformatoren auf, können diese bei der Ermittlung der Zeiten berücksichtigt werden, so dass ggf. längere Einschwingzeiten akzeptiert werden können. Bei dieser Betrachtung können auch Vergleichssimulationen herangezogen werden.

5.5.5.6.5 Nachweis des Verhaltens bei Rückkehr in das Spannungsband von $U_r \pm 10 \% U_r$ (Abschnitt 4.2.1.5.5)

5.5.5.6.5.1 Ziel der Messung

Ziel der Messung ist die Feststellung und Überprüfung der Einhaltung der Anforderungen an das Verhalten der netzbildenden Einheit nach einem Netzfehler sowie der Nachweis der anforderungsgemäßen Wirkstromwiederkehr nach einem solchen zuzüglich der Begrenzung vorübergehender Überspannungen. Sofern die Verstärkung der Spannungsquellenregelung bzw. die wirksame Impedanz der netzbildenden Einheit durch den Hersteller als parametrierbar vorgesehen ist, ist die Messung für den vom Hersteller jeweils ausgewiesenen Nominalwert durchzuführen. Für weitere parametrierbare Werte ist der simulative Nachweis nach Abschnitt 5.5.7.7 durchzuführen.

5.5.5.6.5.2 Messverfahren

Die Durchführung der Messung erfolgt nach Abschnitt 5.5.5.6.3. Vorfehlerwerte sollten über einen Zeitraum von 10 s vor Fehlereintritt ermittelt werden.

5.5.5.6.5.3 Auswertungen

Grundlage der Auswertung sind die Mit- und Gegensystemkomponenten der Klemmenspannung u_1, u_2 sowie des Wirk- und des Blindstromes $i_{P,1}, i_{P,2}, i_{Q,1}, i_{Q,2}$ der netzbildenden Einheit.

Als Referenzzeitpunkt für die Spannungswiederkehr wird der Zeitpunkt gewertet, an dem die Mitsystemspannung u_1 an den Klemmen der netzbildenden Einheit das Spannungsband von $\pm 0,1$ p.u. um den Vorfehlerwert erreicht.

Als Vorfehlerwerte für Wirkstrom bzw. Wirkleistung werden die Mittelwerte der jeweiligen Mitsystemgrößen $i_{P,1}$ bzw. p_1 über die letzten Sekunden vor der sprunghaften Spannungsänderung herangezogen.

Zur Ermittlung der Anschwinzeit des Wirkstromes $i_{P,1}$ nach Fehlerende wird ein Toleranzband von $\pm 0,1$ p.u. des (bezogenen) Nennstromes der Einheit um den einzuregelnden Vorfehler-Wirkstrom gezogen. Als Anschwingzeit des Wirkstromes $i_{P,1}$ nach Fehlerende wird das Zeitintervall zwischen Spannungswiederkehr und dem Zeitpunkt ausgewiesen, zu dem der Wirkstrom erstmalig in das Toleranzband des Wirkstromes eintritt. Befindet sich der Wirkstrom zum Zeitpunkt des Fehlerendes bereits innerhalb des Toleranzbandes, so wird die Anschwingzeit mit Null Sekunden angegeben.

Zur Ermittlung der Mitsystem-Überspannungen an den Klemmen der Einheit wird die Mitsystemspannung u_1 nach Spannungswiederkehr ausgewertet. Dabei ist deren Maximalwert bezogen auf den stationären Endwert zu ermitteln. Die Spannung nach Spannungswiederkehr gilt als stationär, sofern sich ihr über 100 ms gemittelter Mitsystemwert über 2 s um nicht mehr als $\pm 0,02$ p.u. verändert hat. Der über diese 2 s gemittelte Mitsystemwert des betrachteten Auswertefensters ist der stationäre Endwert der Spannung (stationärer Endwert $U_{1,End}$ der Mitsystemspannung nach Spannungswiederkehr).

5.5.5.6.5.4 Darstellung im Messbericht

Die Momentanwerte der Phasenströme i_a, i_b, i_c und Phasenspannungen u_a, u_b, u_c an den Klemmen der netzbildenden Einheit sind ab zwei Netzperioden vor der Spannungswiederkehr über insgesamt 15 bis 30 Netzperioden grafisch darzustellen.

Der zeitliche Verlauf der gemessenen Mitsystem-Klemmenspannungen u_1 der netzbildenden Einheit sowie die Wirk- und Blindkomponenten $i_{P,1}, i_{Q,1}$ des Mitsystem-Scheinstromes $i_{S,1}$ sind ausgehend von dem stationären Anfangszustand vor Messbeginn bis zum Erreichen des stationären Endwertes der Spannung u_1 nach Spannungswiederkehr grafisch zu dokumentieren.

Der Zeitpunkt der Spannungswiederkehr und der Zeitpunkt, an dem der Wirkstrom $i_{p,1}$ das Toleranzband des Vorfehlerwirkstromes erreicht, ist zu kennzeichnen und die Anschwingzeit des Wirkstromes nach Spannungswiederkehr ist auszuweisen.

Der für die Bewertung heranzuziehende Endwert $u_{1,End}$ und der Maximalwert der Mitsystemspannung u_1 nach Spannungswiederkehr sind zu kennzeichnen und ihre Werte sind auszuweisen.

TR8-Hinweis:

Der Nachweis für das korrekte Verhalten für die Wirkstromwiederkehr nach Fehlerende ist erbracht, wenn der Vorfehlerwirkstrom nach 1s wieder erreicht ist. Kann der Wirkstrom aufgrund technischer Restriktionen diese Zeit nicht erreichen, ist dies zu begründen.

Der Nachweis zur Erfüllung der Anforderungen an das Verhalten bzgl. vorübergehender Überspannungen nach Spannungswiederkehr gilt als erbracht, sofern die ermittelten Mitsystem-Überspannungen u_1 5 % (bzw. 2,5 % bei Inbetriebsetzung der Einheit nach dem 31.12.2027) bezogen auf den stationären Endwert $u_{1,End}$ der Spannung nicht überschreiten.

5.5.5.6.6 Nachweis des Verhaltens der eingeschränkten Spannungsquellenregelung während Netzfehlern (Abschnitt 4.2.1.5.3)

5.5.5.6.6.1 Ziel der Messung

Ziel der Messung ist die Prüfung des Verhaltens der netzbildenden Einheit hinsichtlich der Umsetzung einer wirksamen eingeschränkten Spannungsquellenregelung während Netzfehlern entsprechend der hierfür gestellten Anforderungen nach Abschnitt 4.2.1.5.3. Hierbei ist festzustellen, ob mittels der eingeschränkten Spannungsquellenregelung eine wirksame Begrenzung des Leiterstroms der netzbildenden Einheit erfolgt. Die Messung ist nur für netzbildende Einheiten im Anwendungsbereich der VDE-AR-N 4110, die nach dem 01.01.2028 inbetriebgesetzt werden, durchzuführen.

5.5.5.6.6.2 Messverfahren

Die Messung erfolgt nach FGW TR3, Rev. 26 Kapitel 4.6.3.1. Hierbei sind jedoch anstelle der Tests nach Tabelle 4-80 die Messungen nach Tabelle 7 dieses FNN Hinweises durchzuführen.

Tabelle 7 Messungen zum Nachweis der eingeschränkten Spannungsquellenregelung während Netzfehlern

Test Nr.	Verbleibende verkettete Spannung U/U_n in p.u.	Fehlerart	Fehlerdauer in ms	Last	Blindleistung Q/P_n
50.3. FL.Lim	0,45 – 0,60	dreiphasig	≥ 1371 (bei $U = 0,45$ p.u.)	Vollast	0 bis ± 10 %
50.3.FL.OE.Lim			≥ 1982 (bei $U = 0,60$ p.u.)	Vollast	20 % bis max. übererregt
50.2.FL.Lim		zweiphasig	≥ 1610 (bei $U = 0,45$ p.u.) ≥ 2305 (bei $U = 0,60$ p.u.)	Vollast	0 bis ± 10 %
80.3.FL.Lim	0,65 – 0,75	dreiphasig	≥ 2593 bei $U = 0,65$ p.u.) ≥ 3000 (bei $U = 0,75$ p.u.)	Vollast	0 bis ± 10 %
80.2.FL.Lim		zweiphasig	≥ 3000	Vollast	0 bis ± 10 %

5.5.5.6.3 Auswertungen

Die Auswertung erfolgt nach FGW TR3, Rev. 26 Kapitel 4.6.3.2, wobei anstelle des Textabschnitts zur „Eingeschränkte(n) dynamische Netzstützung“ folgendes gilt:

Für den Betriebsmodus „eingeschränkte Spannungsquellenregelung bei Netzfehlern“ sind folgende Auswertungen für Spannungseinbrüche $\leq 0,8 U_n$ zusätzlich durchzuführen:

Für den Mitsystemwert des Scheinstroms, den Gegensystemwert des Scheinstroms sowie für die Grundschiebungseffektivwerte der Scheinstrome der drei Phasen sind die maximalen Leiterströme als Einperiodenwerte für die folgenden Zeitbereiche zu bestimmen:

- 60 ms nach $t_{\leq 0,8 U_n}$ bis 20 ms vor Fehlerklärung t_2' .
- 100 ms nach $t_{\leq 0,8 U_n}$ bis 20 ms vor Fehlerklärung t_2' .

Zeitpunkt $t_{\leq 0,8 U_n}$ ist der Zeitpunkt, bei dem die kleinste Außenleiterspannung $\leq 0,8 U_n$ ist.

5.5.5.6.4 Darstellung im Messbericht

Die Darstellung im Messbericht erfolgt nach FGW TR3, Rev. 26 Kapitel 4.6.3.3, wobei für die Nr. 77 bis 86 der Tabelle 4-82 Spannungseinbrüche $\leq 0,8 U_n$ zu berücksichtigen sind sowie der Zeitpunkt $t_{\leq 0,8 U_n}$ heranzuziehen ist.

TR8-Hinweis: Der Nachweis gilt als erbracht, wenn:

- *Alle erforderlichen Tests nach FGW TR3 Rev. 26 unter Berücksichtigung der Tests nach Tabelle 7 bezüglich der eingeschränkten Spannungsquellenregelung vollständig durchgeführt worden sind.*
- *Die Spannungsquellenregelung für alle Netzspannungseinbrüche unterhalb von $0,8 U_n$ für einen Zeitraum von 150 ms aufrechterhalten wird.*
- *Der größte Scheinstrom (der drei Leiterströme) für alle Netzspannungseinbrüche unterhalb von $0,8 U_n$ nach maximal 210 ms nicht mehr als 20 % des Bemessungsstromes I_T beträgt.*
- *Der größte Scheinstrom (der drei Leiterströme) für alle Netzspannungseinbrüche unterhalb von $0,8 U_n$ nach maximal 250 ms nicht mehr als 10 % des Bemessungsstromes I_T beträgt.*

5.5.5.6.7 Nachweis des Schnellen Schutzes bei hohen Spannungen (Abschnitt 4.2.1.7)

Der Nachweis der Anforderungen an den schnellen Schutz bei hohen Spannungen erfolgt in Form einer Herstellererklärung. In der Herstellererklärung ist nachvollziehbar auszuweisen und zu bestätigen, dass bei Aufprägung einer sinusförmigen Spannung auf die Klemmen der netzbildenden Einheit und einem Amplitudensprung dieser Spannung auf einen Wert größer 1,35 p.u. die Kriterien der Anforderungen nach 4.2.1.7.2 erfüllt werden.

TR8-Hinweis:

Der Nachweis gilt als erbracht, wenn die Herstellererklärung nachvollziehbar dokumentiert, dass bei Aufprägung einer sinusförmigen Spannung auf die Klemmen der netzbildenden Einheit und einer sprunghaften Amplitudenänderung dieser Spannung auf einen Wert größer 1,35 p.u. folgende Kriterien erfüllt werden:

- *Die netzbildende Einheit wird innerhalb von 40 ms nach der sprunghaften Amplitudenänderung dauerhaft in einen Zustand überführt, in dem der Halbschwingungs-Effektivwert des Stromes in jedem Leiter auf maximal 5 % des Nennstroms limitiert wird. In diesem Fall sind die Halbschwingungs-Effektivwerte der Ströme nach Aufprägung der Spannung für jeden Leiter auszuweisen.*

- Es ist auszuweisen, dass durch die Erfüllung der Anforderungen an den schnellen Schutz bei hohen Spannungen die Anforderungen an die OVRT-Robustheit nach Abschnitt 4.2.1.7.2 nicht unterlaufen werden.
- Es ist auszuweisen, welche Kriterien zur Abschaltung herangezogen worden sind.

5.5.5.7 Nachweis des Verhaltens bei steilen Frequenzgradienten (RoCoF) (Abschnitt 4.2.1.10)

Die Anforderung, dass Erzeugungseinheiten schnelle Frequenzänderungen nach Abschnitt 4.2.1.10 ohne Trennung vom Netz durchfahren können, ist in Form einer Herstellererklärung nach den Vorgaben des Abschnitts 11.2.8 der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel zu bestätigen.

TR8-Hinweis:

Der Nachweis gilt als erbracht, wenn die Herstellererklärung dokumentiert, dass die nach Abschnitt 4.2.1.10 geforderten RoCoF-Werte ohne Netztrennung durchfahren werden können, andernfalls sind die Rahmenbedingungen für die Erfüllung der Anforderungen im Zertifikat auszuweisen.

5.5.5.8 Nachweis der Dämpfung von Frequenz-Leistungspendelungen (Abschnitt 4.2.1.12)

5.5.5.8.1 Ziel der Messung

Ziel der Messung ist es, die Dämpfung von Frequenz-Leistungspendelungen der netzbildenden Einheit im netzsynchronen Betrieb zu ermitteln.

5.5.5.8.2 Messverfahren

Die Messung kann auf Basis der in diesem Abschnitt beschriebenen, gleichwertigen und somit frei wählbaren Messverfahren durchgeführt werden, wobei jeweils die in Tabelle 8 enthaltenen Einzelprüfungen durchzuführen sind.

Unabhängig von dem gewählten Prüf- und Messaufbau ist sicher zu stellen, dass der Prüfling mit einem SCR größer 3 an den Klemmen der netzbildenden Einheit betrieben wird. Die Verwertung von Ergebnissen aus Tests, die bei einem niedrigeren Kurzschlussleistungsverhältnis durchgeführt wurden, ist zulässig. Sollte die Prüfung in diesem Fall nicht bestanden werden oder sollte der SCR-Wert des Prüfaufbaus bzw. die Impedanz der Prüfeinrichtung unbekannt sein, kann ein simulativer Nachweis (gem. Abschnitt 5.5.7.3) mit Hilfe eines validierten Simulationsmodells bei einem SCR von 3 durchgeführt werden. Voraussetzung hierfür ist, dass die hierzu erforderliche Modellvalidierung die Testumgebung mit einbezieht.

Die Wirkleistungsabgabe soll im Bereich von 50 % bis 75 % $P_{E_{max}}$ liegen. Der Leistungsfaktor $\cos \varphi$ ist auf 1,0 einzustellen. Sind für die Anlaufzeitkonstante mehrere Einstellungen vorgesehen, so ist die Prüfung für $T_{A,min}$ und $T_{A,max}$ durchzuführen. Für dazwischen liegende Werte darf der Nachweis alternativ zum messtechnischen Nachweis auch simulativ nach Abschnitt 5.5.7.3 erfolgen.

ANMERKUNG 1 Bei Prüfstandtests dient die Angabe des Kurzschlussleistungsverhältnisses (SCR_{EZE}) der Definition der maximalen Netzimpedanz (Grundschiwingung, Mitsystem, emuliert oder physikalisch). Die Angaben bezüglich des Kurzschlussleistungsverhältnisses stellen keine Anforderung an die maximalen Ströme des Netzemulators.

Allgemeine Hinweise zur Durchführung der Messungen bei Wind- und PV-Anlagen

- Der Wirkleistungsverlauf kann durch ein zeitveränderliches Primärenergie-Dargebot beeinflusst werden. Um diese Beeinflussung zu vermeiden, sollen die Arbeitspunkte der Tabelle 8 im gedrosselten Zustand erreicht werden.
- Bei Windenergieeinheiten kann der Verlauf der Wirkleistung durch Anregungen der mechanischen Resonanzen beeinflusst werden. Die von den mechanischen Schwingungen überlagerte Wirkleistung kann mittels Prony-Analyse nach Anhang A.V extrahiert werden.

Messverfahren 1 – Anregung mittels Frequenzsprung

Eine Anregung von Frequenz-Leistungspendelungen erfolgt durch eine sprungförmige Frequenzänderung in Höhe von ca. 250 mHz bis 500 mHz (siehe Tabelle 8 – Spalte: Störung nach Messverfahren 1). Die Amplitude der Frequenzänderung ist so zu wählen, dass die Änderung der Wirkleistung als Reaktion auf den Frequenzsprung nicht zur Begrenzung des Stroms der netzbildenden Einheit führt. Diese kann durch eine Frequenzänderung an den Klemmen, z.B. durch einen Netzemulator oder durch Signalaufschaltung einer Frequenzänderung auf die interne Frequenz der netzbildenden Einheit erfolgen. Bei Nutzung der Signalaufschaltung ist sicherzustellen, dass die Frequenzänderung auch auf die PRNB wirkt.

Tabelle 8 Prüfungen zum Nachweis der Dämpfung von Frequenz-Leistungspendelungen

Prüfung	Wirkleistung	PRNB	Störung nach Messverfahren 1	Störung nach Messverfahren 2
1	50 - 75 % $P_{E_{\max}}$ ^{a)}	deaktiviert	$+\Delta f_{\text{ref}}$	$\Delta\theta_{\text{aR}^{c)}}$
2	50 - 75 % $P_{E_{\max}}$ ^{a)}	deaktiviert	$-\Delta f_{\text{ref}}$	$\Delta\theta_{\text{naR}^{c)}}$
3	50 - 75 % $P_{E_{\max}}$ ^{a)}	aktiviert ^{b)}	$+\Delta f_{\text{ref}}$	$\Delta\theta_{\text{aR}^{c)}}$
4	50 - 75 % $P_{E_{\max}}$ ^{a)}	aktiviert ^{b)}	$-\Delta f_{\text{ref}}$	$\Delta\theta_{\text{naR}^{c)}}$
a) Für bidirektionale Einheiten müssen die Prüfungen für beide Leistungsrichtungen (Lade- und Entladebetrieb) durchgeführt werden. b) Das Frequenztotband der PRNB (typischerweise ± 200 mHz) ist zu deaktivieren. c) aR: angebotene Richtung / naR: nicht angebotene Richtung				

Messverfahren 2 - Anregung mittels Phasensprung

Die netzbildende Einheit wird mit einem Phasensprung beaufschlagt und die Wirkleistungsreaktion der Einheit wird bewertet (siehe Tabelle 8 – Spalte: Störung nach Messverfahren 2). Die Anregung durch einen Phasensprung kann durch verschiedene Verfahren erzeugt werden:

- Aufprägung mittels eines Netzemulators,
- Aufschaltung eines Phasensprungs auf den internen Phasenwinkel, oder
- im netzsynchronen Betrieb durch einen nahen Lastsprung oder den Sprung der Netzimpedanz etwa durch die Schaltung der Längsimpedanz einer FRT-Prüfeinrichtung.

Die Höhe des Phasensprungs ist so zu wählen, dass dies zu einer Wirkleistungsänderung von 15 % bis 30 % $P_{E_{\max}}$ in der angebotenen Richtung bzw. 2 % bis 4 % $P_{E_{\max}}$ in der nicht angebotenen Richtung führt.

Es ist sicherzustellen, dass die Änderung der Wirkleistung als Reaktion auf den Phasensprung nicht zur Begrenzung des Stroms der netzbildenden Einheit führt.

5.5.5.8.3 Auswertungen

Aus dem Signalverlauf der Mitsystem-Wirkleistung p_1 der netzbildenden Einheit (gleitendes Zeitfenster über einer Grundschwingungsperiode) werden die ersten maximal bis zu vier Maxima und Minima ermittelt. Aus diesen Werten ist das Amplitudenverhältnis der aufeinanderfolgenden Minima und Maxima zu ermitteln. Dies ist exemplarisch in Bild 11 für die Amplitudenverhältnisse AV_{21} und AV_{32} dargestellt, auf Basis der Wirkleistungsänderung ΔP (Differenz zwischen Istwert und stationärem Anfangswert der Wirkleistung zu Beginn der Messung der Wirkleistung). Sofern das Messverfahren 1 angewendet wird, darf für die Messungen mit aktivierter PRNB deren Einfluss bei der Auswertung der Dämpfung eliminiert werden.

ANMERKUNG Der Signalverlauf der Wirkleistungsänderung in Bild 11 basiert auf einem System zweiter Ordnung mit einem Dämpfungsmaß von 0,45. Der Einfluss der PRNB ist hier vernachlässigt.

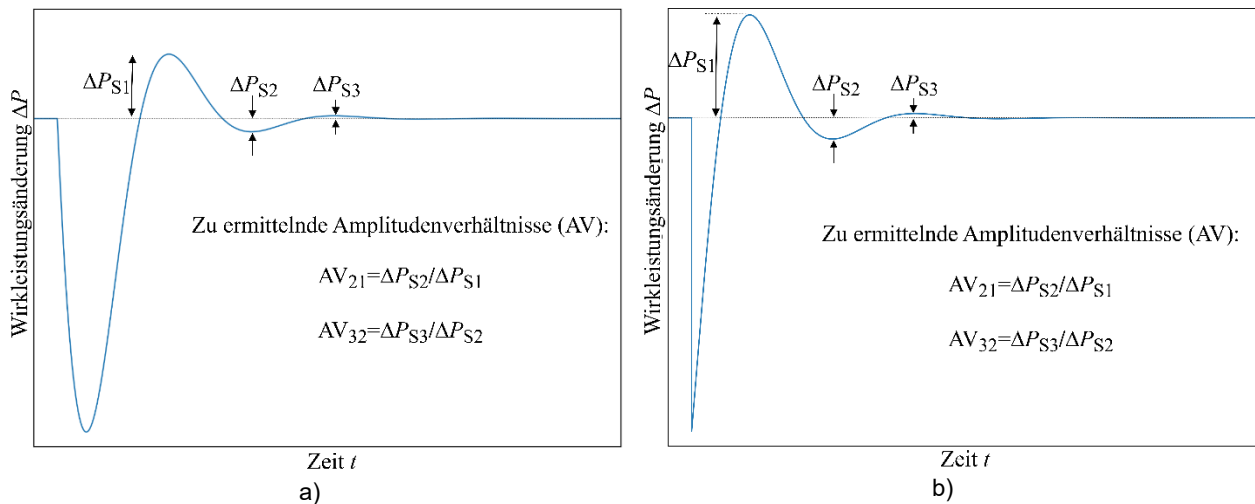


Bild 11 Exemplarische Ermittlung der Dämpfung von Frequenz-Leistungspendelungen; a) Anregung mittels Frequenzsprung, b) Anregung mittels Phasensprung

5.5.5.8.4 Darstellung im Messbericht

Das jeweils verwendete Signal zur Anregung der Frequenz-Leistungspendelungen sowie der Verlauf der Mitsystem-Wirkleistung p_1 der netzbildenden Einheit sind grafisch darzustellen. Amplituden-Maxima und –Minima sind zu kennzeichnen. Die jeweiligen Werte sind anzugeben. Falls aus dem Wirkleistungsverlauf die mechanischen Schwingungen eliminiert wurden, sind beide Wirkleistungsverläufe (vor und nach der Eliminierung des Einflusses mechanischer Schwingungen) darzustellen.

TR8-Hinweis:

Die Anforderung an die Dämpfung gilt als erfüllt, wenn das ermittelte Dämpfungsmaß den nach Abschnitt 4.2.1.12 festgelegten Wert um nicht mehr als 10 % unterschreitet (d.h. $D \geq 0,45$). Wenn insgesamt drei Maxima und Minima vom Verlauf der Mitsystem-Wirkleistung erkennbar sind, müssen die zwei ermittelten Amplitudenverhältnisse der aufeinanderfolgenden Minima und Maxima (AV_{21} und AV_{32}) kleiner als 0,2 sein. Wenn insgesamt weniger als drei Maxima und Minima vom Verlauf der Mitsystem-Wirkleistung erkennbar sind, dann gilt die Bedingung ebenso als erfüllt.

5.5.5.9 Nachweis der Anlaufzeitkonstanten T_A sowie der Momentanreserveleistung und – Energie (Abschnitt 4.2.1.13 und 4.2.1.14)

5.5.5.9.1 Ziel der Messung

Das Ziel der Messung ist der Nachweis der in der netzbildenden Einheit eingestellten Anlaufzeitkonstante sowie der Nachweis der Bereitstellung der sich aus den Anforderungen ergebenden Momentanreserveleistung und -energie. Zusätzlich ist festzustellen, ob eine Höherpriorisierung der Momentanreserveleistung nach Abschnitt 4.2.3 vor Vorgaben durch Dritte bzw. dem Netzsicherheitsmanagement des Netzbetreibers erfolgt.

5.5.5.9.2 Messverfahren

Sollte ein Nachweis für einen Einstellbereich von T_A erfolgen, werden die folgenden Messungen mindestens mit dem minimalen und dem maximalen Einstellwert $T_{A,min}$ und $T_{A,max}$ durchgeführt. Für den Bereich dazwischen kann alternativ ein simulativer Nachweis nach Abschnitt 5.5.7.4 mit Hilfe des anhand der Messungen validierten Simulationsmodells erfolgen.

Unabhängig davon, ob negative, positive oder symmetrische Momentanreserve vermarktet wird, sind Messverfahren 1 und 2 durchzuführen. Diese werden je nach angebotener Richtung unterschiedlich ausgewertet.

Messverfahren 1 – Verhalten während positiver Frequenzabweichungen

Ausgehend von einer Wirkleistungsabgabe gemäß Tabelle 9 und bei einer Blindleistung von $0 \pm 5\%$ bezogen auf $P_{E_{\max}}$ ist die Messung nach einer der folgenden Varianten durchzuführen:

- 1) Die netzbildende Einheit ist an einem Netzemulator angeschlossen. Bei Messung 1.1 bis 1.6 (Tabelle 9) wird die Frequenz des Netzemulators durch den Frequenzverlauf nach Bild 4 (a) ersetzt.
- 2) Die netzbildende Einheit ist an einem realen Netz angeschlossen. Bei Messung 1.1 bis 1.6 wird die Frequenzdifferenz zur Nennfrequenz nach Bild 4 (a) mit negativem Vorzeichen auf die interne Frequenz der netzbildenden Einheit aufgeschaltet. Bei Messung 1.5 und 1.6 ist sicherzustellen, dass die PRNB aktiv ist und der Frequenzverlauf nach Bild 4 (a) wirksam ist.

Dabei ist für die Messungen 1.1 bis 1.4 eine Begrenzungsvorgabe der Wirkleistung durch die höchstpriorisierte Begrenzungsvorgabe nach Abschnitt 4.2.3 (z.B. Schnittstelle, die im Rahmen einer NSM-Vorgabe verwendet würde) derart vorzusehen, dass der begrenzte Wert aufgrund der auftretenden Momentanreserveleistung überschritten wird. Hierfür kann bspw. eine Drosselung nach Fußnote a) Tabelle 9 über die höchstpriorisierte Begrenzungsvorgabe realisiert werden.

Bei Vermarktung ausschließlich positiver Momentanreserve entfallen die Messungen 1.1 bis 1.4.

Bei beiden Varianten soll sich die netzbildende Einheit im Normalbetriebszustand befinden. Bei netzbildenden Erzeugungseinheiten wird bei den Messungen 1.1 und 1.2 ein konstantes Primärenergiedargebot vorausgesetzt. Erfolgt diese Prüfung am Prüfstand, ist ein konstantes Primärenergiedargebot sicherzustellen. Bei Freifeldmessungen, ist die EZE-seitig fortlaufend ermittelte verfügbare Primärleistung bzw. eine repräsentative Erstazgröße bei netzbildenden Erzeugungseinheiten fortlaufend aufzuzeichnen. Sollte sich diese bzw. die daraus abgeleitete Leistung während der Durchführung der Messung um mehr als $\pm 5\% P_{E_{\max}}$ ändern, ist die Messung zu wiederholen. Alternativ können die Messungen 1.1 und 1.2 im angedrosselten Zustand durchgeführt werden.

Der minimale Wert $P_{\text{grenzneg,min}}$ und maximale Wert $P_{\text{grenzneg,max}}$ für eine vollumfängliche Bereitstellung der Momentanreserve sowie der Wert $P_{\text{min,dyn}}$ sind durch den Hersteller zu bestimmen und im Einheitenzertifikat auszuweisen.

ANMERKUNG 1 Die genannten Leistungswerte $P_{\text{grenzneg,min}}$, $P_{\text{grenzneg,max}}$ und $P_{\text{min,dyn}}$ werden im Rahmen der Nachweisführung auf Basis eines Arbeitspunktes der Einheit bei $Q \approx 0$ und Umgebungsbedingungen (z.B. Temperatur/Luftdruck) ermittelt, die ggü. den Nennbedingungen (vgl. Abschnitt 3.1.8) keine Einschränkungen aufweisen, ermittelt. Bei der gleichzeitigen Bereitstellung von Blindleistung können diese aufgrund der Scheinstromgrenzen niedriger ausfallen. Dieser Einfluss wird in Kauf genommen ist aber im Rahmen der Anlagenzertifizierung auszuweisen.

Die Messungen 1.3 und 1.4 müssen nur dann durchgeführt werden, wenn T_A in Segment (3) (Bild 4 (a)) nicht schon durch die Messungen 1.1 und 1.2 nachgewiesen werden konnte.

Tabelle 9 Testfälle: Messverfahren 1 zum Nachweis des Verhaltens während positiver Frequenzabweichungen (Bild 4 (a))

Messung	Wirkleistungsarbeitspunkt der EZE/EZSE	PRNB	Realisierung des Wirkleistungsarbeitspunktes	Ziel der Messung
1.1	$P_{\text{grenzneg,min}}$: Minimaler Wert für vollumfängliche Bereitstellung der Momentanreserve (Toleranz $\pm 5\% P_{\text{Emax}}$)	Deaktiviert	Gedrosselter Zustand für Erzeugungseinheiten zugelassen	Prüfung von T_A in Segment (1) und (2) und ggf. (3)
1.2	$P_{\text{grenzneg,max}}$: Maximaler Wert für vollumfängliche Bereitstellung der Momentanreserve (Toleranz $\pm 5\% P_{\text{Emax}}$)	Deaktiviert		
1.3	$P_{\text{grenzneg,min}}$: Minimaler Wert für vollumfängliche Bereitstellung der Momentanreserve (Toleranz $\pm 5\% P_{\text{Emax}}$)	Deaktiviert	Gedrosselter Zustand für Erzeugungseinheiten ^{a)}	Prüfung von T_A in Segment (3)
1.4	$P_{\text{grenzneg,max}}$: Maximaler Wert für vollumfängliche Bereitstellung der Momentanreserve ^{b)} (Toleranz $\pm 5\% P_{\text{Emax}}$)	Deaktiviert		
1.5	$P_{\text{grenzneg,min}}$ bzw. $P_{\text{grenzpos,min}}$: Minimaler Wert für vollumfängliche Bereitstellung der Momentanreserve (Toleranz $\pm 5\% P_{\text{Emax}}$)	Aktiviert	Kein gedrosselter Zustand für Erzeugungseinheiten	Prüfung 1,5-facher Energie Ggf. Prüfung von T_A in Segment (3) mit Offenlegung der internen Signale
1.6	$P_{\text{grenzneg,max}}$ bzw. $P_{\text{grenzpos,max}}$: Maximaler Wert für vollumfängliche Bereitstellung der Momentanreserve (Toleranz $\pm 5\% P_{\text{Emax}}$)	Aktiviert		
a) Die Drosselung soll eine hinreichende Leistungsreserve für die Erbringung der positiven Momentanreserve bei Segment (3) (Bild 4 (a)) ermöglichen. Die Leistungsreserve darf jedoch den zu erwartenden Momentanreservebeitrag + 5 % P_{Emax} nicht überschreiten. b) Falls ausgehend vom maximalen Wert für die vollumfängliche Bereitstellung der Momentanreserve für diese Messung aufgrund des Erreichens der Leistungsgrenze der Einheit (z.B. P_{Emax}) keine ausreichende Reserve für die Erbringung der positiven Momentanreserve bei Segment (3) (Bild 4 (a)) vorhanden ist, darf der Ausgangswirkleistungsarbeitspunkt entsprechend reduziert werden.				

Tabelle 10 Testfälle: Messverfahren 2 zum Nachweis des Verhaltens während negativer Frequenzabweichungen (Bild 4 (b))

Messung	Wirkleistungsarbeitspunkt der EZE/EZSE	PRNB	Ziel der Messung
2.1	$P_{\text{grenzpos,min}}$: Minimaler Wert für vollumfängliche Bereitstellung der Momentanreserve (Toleranz $\pm 5 \% P_{\text{Emax}}$)	Deaktiviert	Prüfung von T_A in Segment (1) und (2) und ggf. (3)
2.2	$P_{\text{grenzpos,max}}$: Maximaler Wert für vollumfängliche Bereitstellung der Momentanreserve (Toleranz $\pm 5 \% P_{\text{Emax}}$)	Deaktiviert	
2.3	$P_{\text{grenzpos,min}}$: Minimaler Wert für vollumfängliche Bereitstellung der Momentanreserve ^{a)} (Toleranz $\pm 5 \% P_{\text{Emax}}$)	Deaktiviert	Prüfung von T_A in Segment (3)
2.4	$P_{\text{grenzpos,max}}$: Maximaler Wert für vollumfängliche Bereitstellung der Momentanreserve ^{a)} (Toleranz $\pm 5 \% P_{\text{Emax}}$)	Deaktiviert	
2.5	$P_{\text{grenzpos,min}}$ bzw. $P_{\text{grenzneg,min}}$: Minimaler Wert für vollumfängliche Bereitstellung der Momentanreserve (Toleranz $\pm 5 \% P_{\text{Emax}}$)	Aktiviert	Prüfung 1,5-facher Energie Ggf. Prüfung von T_A in Segment (3) mit Offenlegung der internen Signale
2.6	$P_{\text{grenzpos,max}}$ bzw. $P_{\text{grenzneg,max}}$: Maximaler Wert für vollumfängliche Bereitstellung der Momentanreserve (Toleranz $\pm 5 \% P_{\text{Emax}}$)	Aktiviert	
c) Falls ausgehend vom minimalen bzw. maximalen Wert für die vollumfängliche Bereitstellung der Momentanreserve für diese Prüfung aufgrund des Erreichens der Leistungsgrenze (minimale Leistung) der Einheit (z.B. $P_{\text{Emax,B}}$ bei Ladebetrieb von Speichereinheiten) keine ausreichende Reserve für die Erbringung der negativen Momentanreserve bei Segment (3) Bild 4 (b) vorhanden ist, darf der Ausgangswirkleistungsarbeitspunkt entsprechend erhöht werden.			

Messverfahren 2 - Verhalten während negativer Frequenzabweichungen

Ausgehend von einer Wirkleistungsabgabe gemäß Tabelle 10 und bei einer Blindleistung von $0 \pm 5 \%$ bezogen auf P_{Emax} ist die Messung nach einer der folgenden Varianten durchzuführen:

- 1) Die netzbildende Einheit ist an einem Netzemulator angeschlossen. Bei Messung 2.1 bis 2.6 wird die Frequenz des Netzemulators durch den Frequenzverlauf nach Bild 4 (b) ersetzt.
- 2) Die netzbildende Einheit ist an einem realen Netz angeschlossen. Bei Messung 2.1 bis 2.6 wird die Frequenzdifferenz zur Nennfrequenz nach Bild 4 (b) mit negativem Vorzeichen auf die interne Frequenz der netzbildenden Einheit aufgeschaltet. Bei Messung 2.5 und 2.6 ist sicherzustellen, dass die PRNB aktiv ist und der Frequenzverlauf nach Bild 4 (b) wirksam ist.

Dabei ist für die Messungen 2.1 bis 2.4 eine Begrenzungsvorgabe der Wirkleistung durch die höchstpriorisierte Begrenzungsvorgabe nach Abschnitt 4.2.3 (z.B. Schnittstelle, die im Rahmen einer NSM-Vorgabe verwendet würde) derart vorzusehen, dass der begrenzte Wert aufgrund der auftretenden Momentanreserveleistung überschritten wird.

Bei Vermarktung ausschließlich negativer Momentanreserve entfallen die Messungen 2.1 bis 2.4.

Bei beiden Varianten soll sich die netzbildende Einheit im Normalbetriebszustand befinden. Bei den Messungen 2.1 und 2.2 wird eine konstante Primärenergie vorausgesetzt. Die Durchführung der Messungen in einem Wirkleistungsarbeitspunkt mit einer Leistungsrosselung ist nicht zulässig. Erfolgt diese Prüfung am Prüfstand, ist ein konstantes Primärenergiedargebot sicherzustellen. Bei Freifeldmessungen, ist die EZE-seitig fortlaufend ermittelte verfügbare Primärleistung bzw. eine repräsentative Ersatzgröße bei netzbildenden Erzeugungseinheiten fortlaufend aufzuzeichnen. Sollte sich diese bzw. die daraus abgeleitete

Leistung während der Durchführung der Messung um mehr als $\pm 5\%$ $P_{E\max}$ ändern, ist die Messung zu wiederholen.

Der minimale Wert $P_{\text{grenzpos,min}}$ und maximale Wert $P_{\text{grenzpos,max}}$ für eine vollumfängliche Bereitstellung der Momentanreserve sowie der Wert $P_{\text{max,dyn}}$ sind durch den Hersteller im Einheitenzertifikat auszuweisen.

ANMERKUNG 2 Die genannten Leistungswerte $P_{\text{grenzpos,min}}$, $P_{\text{grenzpos,max}}$ und $P_{\text{max,dyn}}$ werden im Rahmen der Nachweisführung auf Basis eines Arbeitspunktes der Einheit bei $Q \approx 0$ und Umgebungsbedingungen (z.B. Temperatur/Luftdruck) ermittelt, die ggü. den Nennbedingungen (vgl. Abschnitt 3.1.8) keine Einschränkungen aufweisen, ermittelt. Bei der gleichzeitigen Bereitstellung von Blindleistung können diese aufgrund der Scheinstromgrenzen niedriger ausfallen. Dieser Einfluss wird in Kauf genommen ist aber im Rahmen der Anlagenzertifizierung auszuweisen.

Die Messungen 2.3 und 2.4 müssen nur dann durchgeführt werden, wenn T_A in Segment (3) (Bild 4 (b)) nicht schon durch die Messungen 2.1 und 2.2 nachgewiesen werden konnte.

Für netzbildende Einheiten mit einem $T_A > 10$ s gilt: Sofern während einer Messung die maximale Momentanreserveleistung in Segment 1 durchgängig um mehr als 5 % unter dem Betrag des erwarteten Wertes liegt, ist die jeweilige Prüfung von Segment 1 bei angepasstem Wirkleistungsarbeitspunkt zu wiederholen, bis im Zeitraum von Segment 1 die Toleranzgrenze von -5 % unter dem Betrag der für den ursprünglichen Wirkleistungsarbeitspunkt (siehe Tabelle 10) erwarteten Momentanreserveleistung in Segment 1 überschritten wird.

5.5.5.9.3 Auswertungen

5.5.5.9.3.1 Allgemeines

Die Auswertung der Messverfahren nach Abschnitt 5.5.5.9.2 erfolgt nach Abschnitt 5.5.5.9.3.2. Für den Fall, dass die dort angegebenen Kriterien zum Nachweis der Anlaufzeitkonstanten nicht eingehalten werden können, hat die Ermittlung von T_A zusätzlich nach Abschnitt 5.5.5.9.3.3 auf Basis der Auswertung interner Signale zu erfolgen.

5.5.5.9.3.2 Auswertungen: Messverfahren 1 und 2

Auswertung des Messverfahrens 1 bei Vermarktung negativer oder symmetrischer Momentanreserve

- 1) Es ist festzustellen, ob die netzbildende Einheit bei allen Messungen am Netz verbleibt.
- 2) Aus den Messungen 1.1 und 1.2 ist das angegebene T_A jeweils abschnittsweise für die Segmente (1) und (2) (Bild 4 (a)) sowie aus den Messungen 1.3 und 1.4 für das Segment (3) anhand der abgegebenen Wirkleistung p_1 zu überprüfen. Sofern der Nachweis von T_A im Segment (3) in Abschnitt 5.5.5.9.2 durch die Messungen 1.1 und 1.2 anstelle von 1.3 und 1.4 vereinbart wurde, erfolgt die Überprüfung von T_A für alle Segmente ((1) bis (3)) auf Basis der Messungen 1.1 und 1.2. Hierbei wird die erwartete Momentanreserveleistung anhand Gleichung (21) für jedes Segment bzw. jeden Zeitraum in Bild 4 (a) bestimmt.

$$\Delta P = -T_A \cdot P_{rE} \cdot \left(\frac{\Delta f / f_n}{\Delta t} \right) \quad (21)$$

Somit ergeben sich die zu erwartenden Momentanreserveleistungen für die Segmente (1), (2) und (3) in Bild 4 (a) (ΔP_1 , ΔP_2 und ΔP_3) nach den Gleichungen (22) bis (24).

$$\Delta P_1 = -T_A \cdot P_{rE} \cdot \left(\frac{2 \text{ Hz/s}}{50 \text{ Hz}} \right) \quad (22)$$

$$\Delta P_2 = -T_A \cdot P_{rE} \cdot \left(\frac{1/3 \text{ Hz/s}}{50 \text{ Hz}} \right) \quad (23)$$

$$\Delta P_3 = -T_A \cdot P_{rE} \cdot \left(\frac{-1 \text{ Hz/s}}{50 \text{ Hz}} \right) \quad (24)$$

Somit ergeben sich folgende zu erwartende Wirkleistungsänderungen ab Beginn von Segment (1) (Bild 4 (a)) und den jeweiligen Übergängen zu Segment (2) und (3) (siehe Darstellung in Bild 12):

$$\Delta P_{01} = \Delta P_1 \quad (25)$$

$$\Delta P_{12} = \Delta P_2 - \Delta P_1 \quad (26)$$

$$\Delta P_{23} = \Delta P_3 - \Delta P_2 \quad (27)$$

Für die Überprüfung des Erreichens der zu erwartenden Werte, wird ein Toleranzband von $\pm 5 \%$ der erwarteten Änderung der Momentanreserveleistung (ΔP_{01} , ΔP_{12} und ΔP_{23}) nach Gleichungen (25) bis (27) zugrunde gelegt, sofern das nachzuweisende $T_A < 10 \text{ s}$ ist. Es ist festzustellen, ob die gemessene Leistung p_1 spätestens 800 ms nach dem Beginn des jeweiligen Segments innerhalb dieses Toleranzbandes verbleibt. Im Falle von $T_A > 10 \text{ s}$ gilt abweichend für:

- Segment (1): ein Toleranzband von $\pm 15 \%$ nach spätestens 1 s nach Beginn des Segments,
- Segment (2) und (3): ein Toleranzband von $\pm 5 \%$ nach spätestens 1,3 s nach Beginn des jeweiligen Segments.

Sofern während einer Messung die maximale Momentanreserveleistung in Segment (1) durchgängig um mehr als 5 % unter dem Betrag des erwarteten Wertes liegt, ist die jeweilige Auswertung von Segment (1) bei angepasstem Wirkleistungsarbeitspunkt zu wiederholen, bis im Zeitraum von Segment (1) die Toleranzgrenze von -5 % unter dem Betrag der für den ursprünglichen Wirkleistungsarbeitspunkt (siehe Tabelle 10) erwarteten Momentanreserveleistung in Segment (1) überschritten wird.

Sofern nicht festgestellt werden kann, dass die vorgegebenen Toleranzbänder in den vorgegebenen Zeiten eingehalten werden, kann T_A auf Basis interner Signale gemäß Abschnitt 5.5.5.9.3.3 ermittelt werden.

- 3) Für den Fall, dass die Wirkleistung p_1 bei den Messungen 1.5 und 1.6 ab dem Ende des Segments (3) Bild 4 (a) durchgängig unterhalb der Ausgangswirkleistung (Wirkleistungsarbeitspunkt der netzbildenden Einheit nach Tabelle 9) bleibt, ist keine weitere Auswertung notwendig. Falls die Wirkleistung p_1 ab dem Ende des Segments (3) Bild 4 (a) ihren Anfangswert überschreitet, sind ΔE_{neg} und ΔE_{pos} zu ermitteln nach:

$$\Delta E_{\text{neg}} = \int_{t_{n1}}^{t_{n2}} (P(t) - P_0) dt \quad (28)$$

$$\Delta E_{\text{pos}} = \int_{t_{p1}}^{t_{p2}} (P(t) - P_0) dt, \quad (29)$$

wobei die Zwischengrößen wie folgt definiert sind:

- $P(t)$ zeitlicher Verlauf der Wirkleistung,
- P_0 Ausgangswert der Wirkleistung,
- t_{n1} Zeitpunkt des Beginns des Segments (1),

- t_{n2} Zeitpunkt des Endes des Segments (2),
 t_{p1} Zeitpunkt der Überschreitung des Wirkleistungsausgangswerts,
 t_{p2} Zeitpunkt der Rückkehr der Wirkleistung unter dem Ausgangswert.

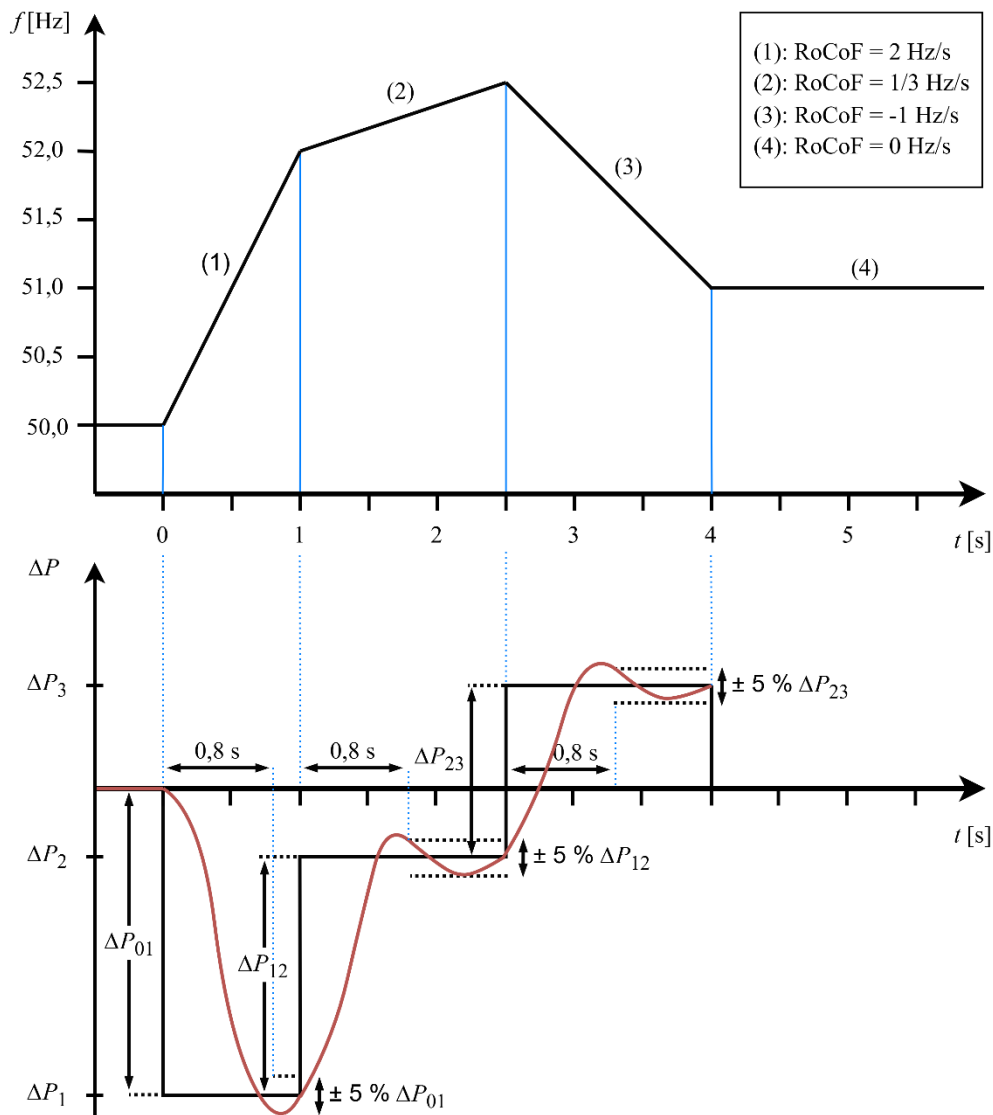


Bild 12 Beispielhafte Auswertung der Anlaufzeitkonstanten und Momentanreserveleistung bei Vermarktung negativer Momentanreserve für $T_A < 10$ s

Auswertung des Messverfahrens 1 bei Vermarktung positiver Momentanreserve

- 1) Es ist festzustellen, ob die netzbildende Einheit bei den Messungen 1.5 und 1.6 am Netz verbleibt.
- 2) Das Auswertungszeitfenster $T_{\text{Auswertung}}$ erstreckt sich vom Beginn des Segments (1) der Referenzfrequenzkurve in Bild 4 (a) bis zum Zeitpunkt, in dem ein stationärer Zustand nach Segment (3) mit einem Toleranzband von $\pm 5 \% P_{\text{Emax}}$ erreicht wird.
- 3) In den Segmenten (1) und (2) (Bild 4 (a)) ist für die Zeiträume, in denen die Wirkleistung p_1 oberhalb bzw. unterhalb der Ausgangswirkleistung (Wirkleistungsarbeitspunkt der netzbildenden Einheit nach Tabelle 9) liegt, jeweils ein Integralwert ($\Delta E_{\text{pos},12}$ bzw. $\Delta E_{\text{neg},12}$ nach Gleichung (29) bzw. (28)) über die Abweichung der Wirkleistung p_1 gegenüber dem Ausgangswert zu ermitteln.

- 4) In Segment (3) (Bild 4 (a)) ist für die Zeiträume, in denen die Wirkleistung p_1 oberhalb bzw. unterhalb der Ausgangswirkleistung liegt, jeweils ein Integralwert ($\Delta E_{\text{pos},3}$ bzw. $\Delta E_{\text{neg},3}$ nach Gleichung (29) bzw. (28)) über die Abweichung der Wirkleistung p_1 gegenüber dem Ausgangswert zu ermitteln.
- 5) Ab Ende des Segments (3) (Bild 4 (a)) bis zum Ende des Auswertungszeitfensters $T_{\text{Auswertung}}$ ist erneut für die Zeiträume, in denen die Wirkleistung p_1 oberhalb bzw. unterhalb der Ausgangswirkleistung liegt, jeweils ein Integralwert ($\Delta E_{\text{pos},4}$ bzw. $\Delta E_{\text{neg},4}$ nach Gleichung (29) bzw. (28)) über die Abweichung der Wirkleistung p_1 gegenüber dem Ausgangswert zu ermitteln.

Auswertung des Messverfahrens 2 bei Vermarktung positiver Momentanreserve oder symmetrischer Momentanreserve

- 1) Es ist festzustellen, ob die netzbildende Einheit bei allen Messungen am Netz verbleibt.
- 2) Aus den Messungen 2.1 und 2.2 ist das angegebene T_A jeweils abschnittsweise für die Zeiträume (1) und (2) (Bild 4 (b)) sowie aus den Messungen 2.3 und 2.4 für den Zeitraum (3) anhand der abgegebenen Wirkleistung p_1 zu überprüfen. Sofern der Nachweis von T_A im Segment (3) in Abschnitt 5.5.5.9.2 durch die Messungen 2.1 und 2.2 anstelle von 2.3 und 2.4 vereinbart wurde, erfolgt die Überprüfung von T_A für alle Segmente ((1) bis (3)) auf Basis der Messungen 1.1 und 1.2. Hierbei wird die erwartete Momentanreserveleistung anhand Gleichung (30) für jedes Segment bzw. jeden Zeitraum in Bild 4 (b) bestimmt.

$$\Delta P = -T_A \cdot P_{\text{rE}} \cdot \left(\frac{\Delta f / f_n}{\Delta t} \right). \quad (30)$$

Somit ergeben sich die zu erwartenden Momentanreserveleistungen für die Segmente (1), (2) und (3) in Bild 4 (b) (ΔP_1 , ΔP_2 und ΔP_3) nach den Gleichungen (31) bis (33).

$$\Delta P_1 = -T_A \cdot P_{\text{rE}} \cdot \left(\frac{-2 \text{ Hz/s}}{50 \text{ Hz}} \right) \quad (31)$$

$$\Delta P_2 = -T_A \cdot P_{\text{rE}} \cdot \left(\frac{-1/3 \text{ Hz/s}}{50 \text{ Hz}} \right) \quad (32)$$

$$\Delta P_3 = -T_A \cdot P_{\text{rE}} \cdot \left(\frac{+1 \text{ Hz/s}}{50 \text{ Hz}} \right) \quad (33)$$

Somit ergeben sich die zu erwartenden Wirkleistungsänderungen ab Beginn von Segment (1) (Bild 4 (b)) und den jeweiligen Übergängen zu Segment (2) und (3) nach den Gleichungen (25) bis (27).

Für die Überprüfung des Erreichens der zu erwartenden Werte, wird ein Toleranzband von $\pm 5 \%$ der erwarteten Änderung der Momentanreserveleistung (ΔP_{01} , ΔP_{12} und ΔP_{23}) nach Gleichungen (25) bis (27) zugrunde gelegt, sofern das nachzuweisende $T_A < 10 \text{ s}$ ist. Es ist festzustellen, ob die gemessene Leistung p_1 spätestens 800 ms nach dem Beginn des jeweiligen Segments innerhalb dieses Toleranzbandes verbleibt. Im Falle von $T_A > 10 \text{ s}$ gilt abweichend für:

- Segment (1): ein Toleranzband von $\pm 15 \%$ nach spätestens 1 s nach Beginn des Segments,
- Segment (2) und (3): ein Toleranzband von $\pm 5 \%$ nach spätestens 1,3 s nach Beginn des jeweiligen Segments.

Sofern während einer Messung die maximale Momentanreserveleistung in Segment (1) durchgängig um mehr als 5 % unter dem Betrag des erwarteten Wertes liegt, ist die jeweilige Auswertung von Segment

(1) bei angepasstem Wirkleistungsarbeitspunkt zu wiederholen, bis im Zeitraum von Segment (1) die Toleranzgrenze von -5 % unter dem Betrag der für den ursprünglichen Wirkleistungsarbeitspunkt (siehe Tabelle 10) erwarteten Momentanreserveleistung in Segment (1) überschritten wird.

Sofern nicht festgestellt werden kann, dass die vorgegebenen Toleranzbänder in den vorgegebenen Zeiten eingehalten werden, kann T_A auf Basis interner Signale gemäß Abschnitt 5.5.5.9.3.3 ermittelt werden.

- 3) Für den Fall, dass die Wirkleistung p_1 bei den Messungen 2.5 und 2.6 ab dem Ende des Segments (3) (Bild 4 (b)) durchgängig oberhalb der Ausgangswirkleistung (Wirkleistungsarbeitspunkt der netzbildenden Einheit nach Tabelle 10) bleibt, ist keine weitere Auswertung notwendig. Falls die Wirkleistung p_1 ab dem Ende des Segments (3) ihren Anfangswert überschreitet, sind ΔE_{pos} und ΔE_{neg} zu ermitteln nach Gleichung (29) bzw. (28) unter Berücksichtigung von Bild 4 (b).

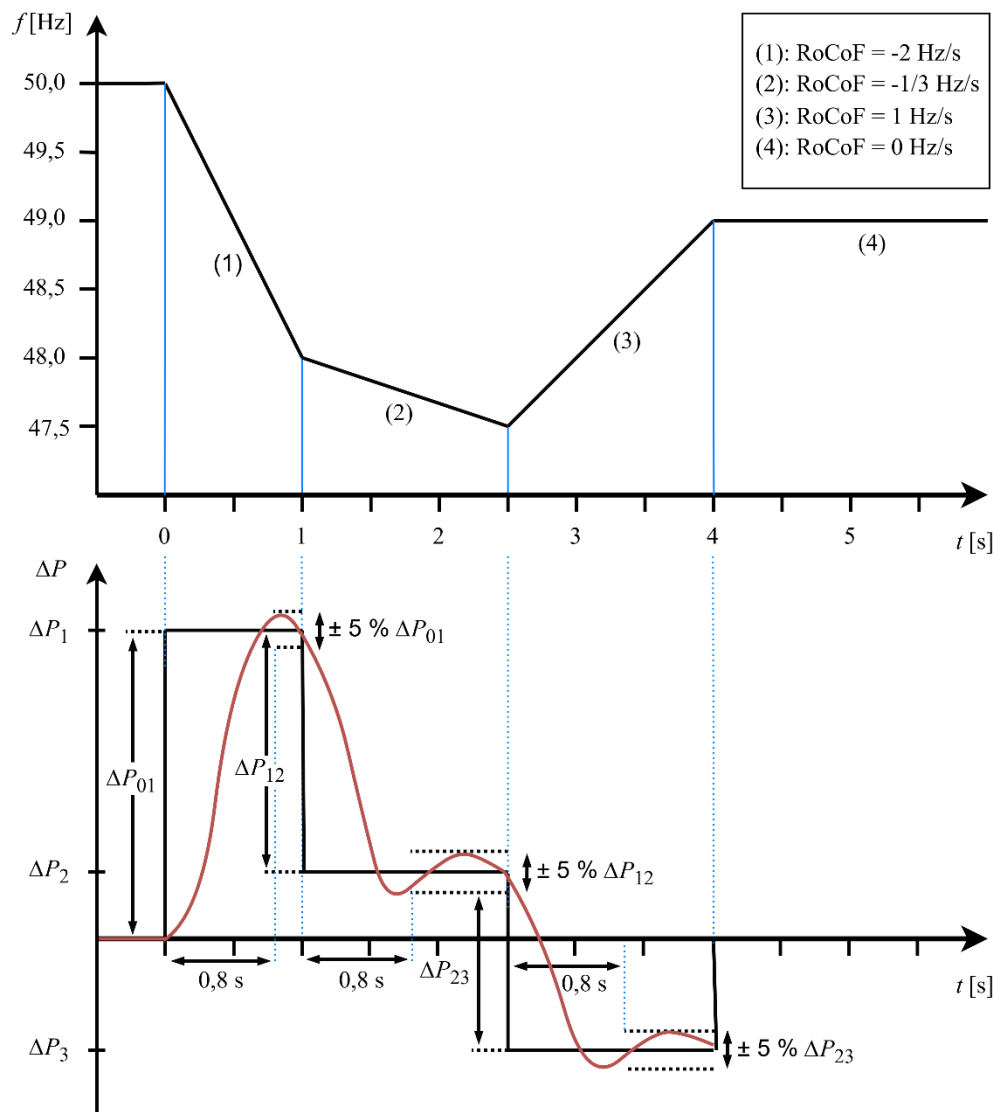


Bild 13 Beispielhafte Auswertung der Anlaufzeitkonstanten und Momentanreserveleistung bei Vermarktung positiver Momentanreserve für $T_A < 10$ s

Auswertung des Messverfahrens 2 bei Vermarktung negativer Momentanreserve

- 1) Es ist festzustellen, ob die netzbildende Einheit bei den Messungen 2.5 und 2.6 am Netz verbleibt.
- 2) Das Auswertungszeitfenster $T_{\text{Auswertung}}$ erstreckt sich vom Beginn des Segments (1) der Referenzfrequenzkurve in Bild 4 (b) bis zum Zeitpunkt, in dem ein stationärer Zustand nach Segment (3) mit einem Toleranzband von $\pm 5 \% P_{\text{Emax}}$ erreicht wird.
- 3) In den Segmenten (1) und (2) (Bild 4 (b)) ist für die Zeiträume, in denen die Wirkleistung p_1 oberhalb bzw. unterhalb der Ausgangswirkleistung liegt, jeweils ein Integralwert ($\Delta E_{\text{pos},12}$ bzw. $\Delta E_{\text{neg},12}$ nach Gleichung (29) bzw. (28)) über die Abweichung der Wirkleistung p_1 gegenüber dem Ausgangswert zu ermitteln.
- 4) In Segment (3) (Bild 4 (b)) ist für die Zeiträume, in denen die Wirkleistung p_1 oberhalb bzw. unterhalb der Ausgangswirkleistung liegt, jeweils ein Integralwert ($\Delta E_{\text{pos},3}$ bzw. $\Delta E_{\text{neg},3}$ nach Gleichung (29) bzw. (28)) über die Abweichung der Wirkleistung p_1 gegenüber dem Ausgangswert zu ermitteln.
- 5) Ab Ende des Segments (3) (Bild 4 (b)) bis zum Ende des Auswertungszeitfensters $T_{\text{Auswertung}}$ ist erneut für die Zeiträume, in denen die Wirkleistung p_1 oberhalb bzw. unterhalb der Ausgangswirkleistung liegt, jeweils ein Integralwert ($\Delta E_{\text{pos},4}$ bzw. $\Delta E_{\text{neg},4}$ nach Gleichung (29) bzw. (28)) über die Abweichung der Wirkleistung p_1 gegenüber dem Ausgangswert zu ermitteln.

5.5.5.9.3.3 Auswertungen: Alternative Ermittlung und Nachweis der Anlaufzeitkonstanten T_A

Falls die Anlaufzeitkonstante T_A nicht nach den (Auswertungs)-Kriterien des Abschnitts 5.5.5.9.3.2 ermittelt werden kann, ist der Wert von T_A gemäß der Vorgaben dieses Abschnitts, in Ergänzung zu dem in Abschnitt 5.5.5.9.3.2 beschriebenen Nachweisverfahren, festzustellen. In diesem Fall, ist aus den Gradienten der Drehzahl bzw. Frequenz und den Eingangsgrößen der die Frequenz bildenden Größen (oftmals Zustandsgröße), die Anlaufzeitkonstante T_A auf Basis einer Rückrechnung aus dem Verlauf der aufgezeichneten Größen entsprechend der individuellen Implementierung zur Realisierung der Anlaufzeitkonstanten zu ermitteln. Bei der Auswertung der Prüfungen ist darauf zu achten, dass die effektiv wirksame Anlaufzeitkonstante T_A nicht durch Begrenzungssignale verfälscht ist.

Um die aufzuzeichnenden Größen, die eine Rückrechnung der wirksamen Anlaufzeitkonstante T_A erlauben, zu bestimmen, ist das hinterlegte Verfahren zur Frequenzbildung der Zertifizierungsstelle gegenüber offen zu legen. Die Zertifizierungsstelle hat die systematisch korrekte Vorgehensweise zu bestätigen. Eine Dokumentation über die Ermittlung der Anlaufzeitkonstante im Prüfbericht ist jedoch nicht erforderlich.

Das grundsätzlich mögliche Vorgehen soll beispielhaft für das Konzept der Virtuellen Synchronmaschine (VSM) erläutert werden:

In dem VSM-Algorithmus wird die Leistungsbeziehung einer rotierenden Masse auf Basis der resultierenden Momente (bzw. Leistung bei Vernachlässigung der Drehzahlabweichung) nachgebildet. Wird die Gleichung zur Momentenbeziehung nach der Anlaufzeitkonstante aufgelöst, so ergibt sich die Berechnungsvorschrift: $T_A = (p_{\text{gen}} - p_{\text{ist}} - p_D) / (d\omega/dt)$, wobei p_{gen} der primärseitig erzeugten Leistung, p_{ist} der abgegebenen elektrischen Leistung und p_D der Dämpfungsleistung entsprechen. Hieraus kann die Anlaufzeitkonstante fortlaufend ermittelt und als Signal ausgegeben werden. In dem Signal p_D dürfen sämtliche Signale, die als Dämpfungsbeitrag zu werten sind, zusammengefasst werden. Eine transparente Darlegung über die Synthetisierung dieses Signals ist nicht erforderlich.

5.5.5.9.4 Darstellung im Messbericht

Der zeitliche Verlauf der Mitsystem-Spannung u_1 , des Mitsystem-Wirkstroms $i_{p,1}$ sowie die Wirk- und Blindleistung p_1 , q_1 jeweils im Mitsystem, an den Klemmen der netzbildenden Einheit sind darzustellen. Zusätzlich ist die Begrenzungsvorgabe der Wirkleistung darzustellen. Darüber hinaus sind die nach Abschnitt 5.5.5.9.3.2 geforderten jeweiligen Toleranzbänder darzustellen.

Im Punkt 1) der Messverfahren 1 und 2 ist der zeitliche Verlauf der gemessenen Frequenz f_1 darzustellen. Im Punkt 2) der Messverfahren 1 und 2 ist der zeitliche Verlauf der aufgeschalteten Frequenzdifferenz darzustellen.

Sofern die Anlaufzeitkonstante nach Abschnitt 5.5.5.9.3.3 ermittelt wurde, ist die ermittelte Anlaufzeitkonstante T_A im Messbericht auszuweisen.

TR8-Hinweis:

Messverfahren 1 gilt bei **Vermarktung negativer oder symmetrischer Momentanreserve** als bestanden, wenn:

- die netzbildende Einheit am Netz verbleibt;
- die gemessene Leistung innerhalb der nach Abschnitt 5.5.5.9.3.2 geforderten Zeiten nach dem Beginn des jeweiligen Segmentes innerhalb der geforderten Toleranzbänder verbleibt,
- die gemessene Leistung für $T_A > 10$ s in Segment (1) (ggf. bei angepasstem Wirkleistungs-Arbeitspunkt) 95 % der erwarteten Momentanreserveleistung erreicht hat,
- sofern die Anlaufzeitkonstante nach Abschnitt 5.5.5.9.3.3 ermittelt wurde, gilt diese als nachgewiesen, wenn der ermittelte Wert nicht mehr als 5 % von dem jeweils vereinbarten Wert abweicht,
- die Momentanreserveleistung nicht durch die Begrenzungsvorgabe der Wirkleistung (Priorisierung) eingeschränkt wird,
- die Auswertung des Punktes 3) des Messverfahrens 1 ergibt, dass $\Delta E_{\text{pos}} \leq 1,5 \Delta E_{\text{neg}}$.

Messverfahren 1 gilt bei **Vermarktung positiver Momentanreserve** als bestanden, wenn:

- die netzbildende Einheit am Netz verbleibt;
- die Auswertung der Messung ergibt, dass $(|\Delta E_{\text{pos},12}| + |\Delta E_{\text{neg},3}| + |\Delta E_{\text{pos},4}| + |\Delta E_{\text{neg},4}|) \leq 1,5 \cdot (|\Delta E_{\text{neg},12}| + |\Delta E_{\text{pos},3}|)$.

Messverfahren 2 gilt bei **Vermarktung positiver oder symmetrischer Momentanreserve** als bestanden, wenn:

- die netzbildende Einheit am Netz verbleibt;
- die gemessene Leistung innerhalb der nach Abschnitt 5.5.5.9.3.2 geforderten Zeiten nach dem Beginn des jeweiligen Segmentes innerhalb der geforderten Toleranzbänder verbleibt,
- die gemessene Leistung für $T_A > 10$ s in Segment (1) (ggf. bei angepasstem Wirkleistungs-Arbeitspunkt) 95 % der erwarteten Momentanreserveleistung erreicht hat,
- sofern die Anlaufzeitkonstante nach Abschnitt 5.5.5.9.3.3 ermittelt wurde, gilt diese als nachgewiesen, wenn der ermittelte Wert nicht mehr als 5 % von dem jeweils vereinbarten Wert abweicht,
- die Momentanreserveleistung nicht durch die Begrenzungsvorgabe der Wirkleistung (Priorisierung) eingeschränkt wird,
- die Auswertung des Punktes 3) des Messverfahrens 2 ergibt, dass $\Delta E_{\text{neg}} \leq 1,5 \Delta E_{\text{pos}}$.

Messverfahren 2 gilt bei **Vermarktung negativer Momentanreserve** als bestanden, wenn:

- die netzbildende Einheit am Netz verbleibt;
- die Auswertung der Messung ergibt, dass $(|\Delta E_{\text{neg},12}| + |\Delta E_{\text{pos},3}| + |\Delta E_{\text{neg},4}| + |\Delta E_{\text{pos},4}|) \leq 1,5 \cdot (|\Delta E_{\text{pos},12}| + |\Delta E_{\text{neg},3}|)$.

5.5.5.10 Nachweis der Eigenschaften des Verhaltens bei Über- und Unterfrequenz (Netzsicherheitsbasierte Primärregelung) im beschränkten Stellbereich (Abschnitt 4.2.2)

5.5.5.10.1 Ziel der Messung

Ziel der Messung ist die Feststellung des Verhaltens der netzbildenden Einheit bei Über- und Unterfrequenz im beschränkten Stellbereich der netsicherheitsbasierten Primärregelung. Dabei werden die Stellgeschwindigkeiten und die Statik der netsicherheitsbasierten Primärregelung ermittelt. Die Messung ist für alle EZE-Technologien durchzuführen, unabhängig davon, ob für diese ein beschränkter Stellbereich nach Tabelle 15 gefordert wird.

5.5.5.10.2 Messverfahren

Die Ermittlung von Stellgeschwindigkeiten und Statik der PRNB im beschränkten Stellbereich erfolgt durch Simulation der Netzfrequenz (siehe auch FGW TR3, Rev. 26 Kapitel 7.2.1.1.3.2). Hierbei ist jeweils für positive und negative Abweichungen der Frequenz zu unterscheiden. Die Simulation der Frequenzabweichung kann z.B. durch Addition eines entsprechenden Offset-Signals auf den Sollwert des PRNB-Reglers oder vollständige Simulation der Netzfrequenz (bspw. durch Netzemulator oder durch Überschreiben der gemessenen Netzfrequenz) erfolgen. Bei der Durchführung der Messung ist die marktbasierende Primärregelung zu deaktivieren.

Messverfahren 1

Die Messung mit positiven Frequenzabweichungen hat ausgehend von einer Wirkleistungsabgabe von 100 %, mindestens jedoch im Bereich von 75 % bis 100 % $P_{E\max}$ zu erfolgen. Hierbei sind folgende Frequenzstufen für den auf den Frequenzsollwert aufzuschaltenden Offset vorzusehen:

- Stufe 1: Sollwert - Ist-Frequenz + 300 mHz;
- Stufe 2: Sollwert - Ist-Frequenz + 800 mHz;
- Stufe 3: Sollwert - Ist-Frequenz + 1,3 Hz
- Stufe 4: Sollwert - Ist-Frequenz + 300 mHz;
- Stufe 5: Sollwert - Ist-Frequenz + 0,0 Hz.

Vor der Aktivierung einer Frequenzstufe ist jeweils der stationäre Wert der Wirkleistungsabgabe abzuwarten.

Messverfahren 2

Die Messung mit negativen Frequenzabweichungen hat ausgehend von einer Wirkleistungsabgabe entsprechend der Mindestleistung zu erfolgen. Hierbei sind folgende Frequenzstufen vorzusehen:

- Stufe 1: Sollwert - Ist-Frequenz – 300 mHz;
- Stufe 2: Sollwert - Ist-Frequenz – 800 mHz;
- Stufe 3: Sollwert - Ist-Frequenz – 2,0 Hz
- Stufe 4: Sollwert - Ist-Frequenz – 300 mHz;
- Stufe 5: Sollwert - Ist-Frequenz + 0,0 Hz.

Vor der Aktivierung einer Frequenzstufe ist jeweils der stationäre Wert der Wirkleistungsabgabe abzuwarten.

5.5.5.10.3 Auswertungen

Bei Messverfahren 1 und Messverfahren 2 ist für jede Messung (Stufe) aus dem gesamten Verlauf der Wirkleistung p_1 der netzbildenden Einheit der Gradient der Wirkleistungsabgabe (Wirkleistungsstellgeschwindigkeit) zu ermitteln. Hierbei wird die Anschwingzeit (bezogen auf das erstmalige Erreichen von 90 % des stationären Endwertes der Wirkleistungsänderung) berücksichtigt, um den Gradienten zu bilden. Weiterhin ist auf Basis der jeweiligen stationären Stufenwerte aus tatsächlicher und simulierter Frequenz und den jeweiligen stationären Werten der Wirkleistungsabgabe die wirksame Statik der PRNB zu ermitteln.

5.5.5.10.4 Darstellung im Messbericht

Die gemessene Mitsystem-Wirkleistung p_1 der netzbildenden Einheit und die simulierten Frequenzen sind für alle Stufen ausgehend von dem stationären Anfangszustand vor Messbeginn bis einschließlich dem eingeschwungenen Zustand nach der jeweiligen Messung (Stufe) grafisch zu dokumentieren. Die jeweils stationären Werte, sowie die Wirkleistungsgradienten sind zu kennzeichnen und ihre Werte sind auszuweisen. Außerdem ist auszuweisen, mit welchem T_A die netzbildende Einheit bei Durchführung der Messungen parametrisiert war.

TR8-Hinweis:

Die Messung gilt als bestanden, wenn die stationären Endwerte der Wirkleistung p_1 maximal um $\pm 5\%$ der zu erwartenden Leistungsänderung oder $\pm 0,5\%$ $P_{E_{\max}}$ von den aus der eingestellten Statik resultierenden Werten abweichen und mindestens die Wirkleistungsstellgeschwindigkeiten nach Tabelle 15 eingehalten werden. Sofern nach Tabelle 15 keine Mindestanforderungen für die netzbildende Einheit gestellt wird, ist der Nachweis der Stellgeschwindigkeiten mit dem Ausweisen dieser erbracht.

5.5.6 Ergänzende Nachweise von Reglerfunktionen

5.5.6.1 Priorisierung der Wirkleistungsvorgaben bei Unterfrequenz

5.5.6.1.1 Ziel der Messung

Das Ziel der Messung ist der Nachweis der wirksamen Umsetzung der Anforderungen an die Priorisierung nach Abschnitt 4.2.3 entsprechend der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel. Dabei ist zu unterscheiden zwischen dem Nachweis:

- a) der Priorisierung der Netzsicherheitsbasierten Primärregelung bei einem Unterfrequenzereignis (siehe Punkt 5 Abschnitt 4.2.3) und
- b) der Priorisierung des Spannungsquellenverhaltens (siehe Punkt 3 bzw. 2 Abschnitt 4.2.3) bzw. dem Verhalten auf Basis der Anlaufzeitkonstanten (siehe Punkt 4 bzw. 3 Abschnitt 4.2.3)

jeweils bei gleichzeitiger Vorgabe durch Dritte (z.B. einem Direktvermarkter) bzw. durch das Netzsicherheitsmanagement des Netzbetreibers.

Für den Fall a) erfolgt die Messung nach den nachfolgend beschriebenen Kriterien auf Basis des Beiblattes 26.1 der TR3 unter Berücksichtigung der im Folgenden ausgeführten Ergänzungen bzw. Abweichungen.

Für den Fall b) erfolgt der Nachweis innerhalb der Nachweise nach Abschnitt 5.5.5.3 und 5.5.5.9.

5.5.6.1.2 Messverfahren

Diese Messung darf grundsätzlich, da es sich um einen reinen Funktionstest der Priorisierung handelt, auf entsprechenden Prüfständen durchgeführt werden. Für Vermessungen an Komponenten darf auch die Stellgröße der Wirkleistung statt der eigentlichen Wirkleistung als Ausgangsgröße herangezogen werden.

ANMERKUNG *Wie im TR3-Beiblatt bereits beschrieben, handelt es sich bei den hier beschriebenen Prüfung um reine Funktionstests, bei denen es nicht um die Ermittlung von dynamischen Parametern und Regelgenauigkeiten geht.*

Die Messung erfolgt auf Grundlage des Kapitels 2.2 (Prüfverfahren) des Beiblatts 1 zur FGW TR 3 Rev. 26. Abweichend zum Beiblatt werden für die Messung folgende Parameter festgelegt:

- Statik-Standardwert gemäß Tabelle 3
- Anstelle der im Beiblatt definierten Gradienten („ $\Delta P/\Delta f$...“) gelten die Vorgaben gemäß Tabelle 14 und Tabelle 15
- Die Anforderungen bezüglich Anschwing- und Einschwingzeiten für die „ $P(f)$ -Regelung“ nach Beiblatt entfallen.

Sofern für die vollumfängliche Umsetzung der Funktion der PRNB (inkl. Messung und Regelung) über die Einheit hinausgehende Komponenten (z.B. EZA-Regler) verwendet werden, ist für die jeweilige Kombination von Einheit und Komponente die Einhaltung der Anforderungen nachzuweisen. Dieser Nachweis kann im Rahmen der Einheitenzertifizierung mit einer externen Komponente erbracht worden sein.

5.5.6.1.3 Auswertungen

Die Auswertung erfolgt auf Grundlage des Kapitels 2.3 (Auswertung) des Beiblatts 1 zur FGW TR 3 Rev.26.

5.5.6.1.4 Darstellung im Messbericht

Die Darstellung im Messbericht erfolgt auf Grundlage des Kapitels 2.4 (Darstellung) des Beiblatts 1 zur FGW TR 3 Rev.26. Davon abweichend gilt anstelle des vierten Anstrichs: „Der durch die simulierte bzw. vorgegebene Frequenz und der Statik resultierende stationäre Endwert der Wirkleistungsanpassung im Bereich der PRNB als Sollwert der Wirkleistung.“

5.5.7 Ergänzende Nachweise auf Basis von Simulationen

5.5.7.1 Simulativer Nachweis der Winkelsprungleistung (Abschnitt 4.2.1.1)

5.5.7.1.1 Allgemeines

Sofern die Verstärkung der Spannungsquellenregelung bzw. die wirksame Impedanz der netzbildenden Einheit durch den Hersteller als parametrierbar vorgesehen ist, ist zusätzlich zu dem messtechnischen Nachweis nach Abschnitt 5.5.5.3 - bei dem der Nominalwert der Verstärkung der Spannungsquellenregelung vorgesehen ist - für den minimalen und maximalen Wert eine simulative Prüfung nach diesem Abschnitt durchzuführen.

5.5.7.1.2 Ziel der Prüfung

Ziel der simulativen Prüfung ist die Ermittlung der Winkelsprungleistung, die durch die netzbildende Einheit bereitgestellt wird. Hierbei ist zu überprüfen, ob die Anforderungen nach Abschnitt 4.2.1.1 eingehalten werden.

5.5.7.1.3 Prüfverfahren

Prüfumgebung

Die simulative Prüfung erfolgt auf Basis des nach Abschnitt 5.5.3.6.2 validierten detaillierten RMS-Modells in einer simulativen Prüfumgebung, die der Prüfumgebung nach Abschnitt 5.5.5.2 entspricht. Der in Bild 9 dargestellte Netzemulator ist in der Simulationsumgebung durch ein Netzäquivalent zu ersetzen. Die Elemente der Prüfumgebung sind entsprechend der realen Prüfumgebung so zu parametrieren, dass die simulative Prüfumgebung die realen Prüfbedingungen abbildet. In der netzbildenden Einheit ist für alle durchzuführenden Prüfungen jeweils der minimale und maximale Wert der Verstärkung der Spannungsquellenregelung bzw. der wirksamen Impedanz gemäß Herstellerangaben einzustellen.

Durchführung der Prüfung

Die Durchführung der Prüfung erfolgt entsprechend Abschnitt 5.5.5.3.2 simulativ, wobei das für den messtechnischen Nachweis herangezogene Messverfahren zu verwenden ist.

5.5.7.1.4 Auswertungen und Darstellung im Prüfbericht

Die simulative Prüfung ist entsprechend der Vorgaben des Abschnitts 5.5.5.3.3 auszuwerten unter Berücksichtigung der simulativ ermittelten Größen von $\Delta\delta_{1,S}$, $\Delta i_{P,EZE,S}$, $\delta_{n1,S}$, $\delta_{v1,S}$, $\Delta i_{P1,EZE,max,S}$, $p_{\alpha\beta,S}$ und $i_{P,\alpha\beta,S}$.

Die Darstellung im Prüfbericht erfolgt für den minimalen und maximalen Wert der parametrisierten Verstärkungen der Spannungsquellenregelung bzw. der wirksamen Impedanz der netzbildenden Einheit für

die jeweiligen simulativ ermittelten Größen bzw. die jeweiligen simulativ ermittelten Verläufe nach Abschnitt 5.5.5.3.4.

TR8-Hinweis:

Die simulative Prüfung gilt als bestanden, wenn für den minimalen und maximalen Wert der Verstärkung der Spannungsquellenregelung bzw. der wirksamen Impedanz folgende Kriterien erfüllt sind:

- *die maximale Wirkstromänderung $\Delta i_{P,EZE,S}$ beträgt in der angebotenen Richtung mindestens 50 % (für EZSE und Speicher 70 %) und in der nicht angebotenen Richtung mindestens 5 % des ermittelten Maximalwerts $\Delta i_{P1,EZE,max,S}$. Hierbei kann eine Toleranz von 1 % des nominalen Wirkstroms berücksichtigt werden.*
- *die maximale Wirkleistungsänderung beträgt mindestens 5 % $P_{E_{max}}$ in der nicht angebotenen Richtung.*
- *die Winkelsprungleistung wird nicht durch die Begrenzungsvorgabe der Wirkleistung eingeschränkt.*

5.5.7.2 Simulativer Nachweis der Wirksamen Impedanz (Abschnitt 4.2.1.1)

5.5.7.2.1 Allgemeines

Sofern die Verstärkung der Spannungsquellenregelung bzw. die wirksame Impedanz der netzbildenden Einheit durch den Hersteller als parametrierbar vorgesehen ist, ist zusätzlich zu dem messtechnischen Nachweis nach Abschnitt 5.5.5.4 - bei dem der Nominalwert der Verstärkung der Spannungsquellenregelung bzw. der wirksamen Impedanz vorgesehen ist - für den minimalen und maximalen Wert eine simulative Prüfung nach diesem Abschnitt durchzuführen.

5.5.7.2.2 Ziel der Prüfung

Das Ziel der simulativen Prüfung ist die Ermittlung der wirksamen Impedanz sowie ihrer Bewertung bzgl. der Einhaltung der maximalen Werte ($z_{w,max}$) nach Abschnitt 4.2.1.1 bei Änderungen der Spannungsamplitude an den Klemmen der netzbildenden Einheit.

5.5.7.2.3 Prüfverfahren

Prüfaufbau

Die simulative Prüfung erfolgt auf Basis des nach Abschnitt 5.5.3.6.2 validierten detaillierten RMS-Modells in einer simulativen Prüfumgebung, die der Prüfumgebung nach Abschnitt 5.5.5.2 entspricht. Der in Bild 9 dargestellte Netzemulator ist in der Simulationsumgebung durch ein Netzäquivalent zu ersetzen. Die Elemente der Prüfumgebung sind entsprechend der realen Prüfumgebung so zu parametrieren, dass die simulative Prüfumgebung die realen Prüfbedingungen abbildet. In der netzbildenden Einheit ist für alle durchzuführenden Prüfungen jeweils der minimale und maximale Wert der Verstärkung der Spannungsquellenregelung bzw. der wirksamen Impedanz gemäß Herstellerangaben einzustellen.

Durchführung der Prüfung

Die Durchführung der Prüfung erfolgt entsprechend Abschnitt 5.5.5.4.2 simulativ, wobei das für den messtechnischen Nachweis herangezogene Messverfahren zu verwenden ist.

5.5.7.2.4 Auswertungen und Darstellung im Prüfbericht

Die simulative Prüfung ist entsprechend der Vorgaben des Abschnitts 5.5.5.4.3 auszuwerten unter Berücksichtigung der simulativ ermittelten Größen von $\underline{u}_{1,v}$, $\underline{u}_{1,n}$, $\dot{i}_{S1,v}$, $\dot{i}_{S1,n}$, Δu_{soll} und $z_{w,1}$.

Die Darstellung im Prüfbericht erfolgt für den minimalen und maximalen Wert der parametrisierten Verstärkungen der Spannungsquellenregelung bzw. der wirksamen Impedanz der netzbildenden Einheit für die jeweiligen simulativ ermittelten Größen bzw. die jeweiligen simulativ ermittelten Verläufe nach Abschnitt 5.5.5.4.4.

TR8-Hinweis:

Der simulative Nachweis gilt als erbracht, wenn für den minimalen und maximalen Wert der Verstärkung der Spannungsquellenregelung bzw. der wirksamen Impedanz die Beträge der ermittelten Impedanz $|\underline{z}_{w,1}|$ jeweils den Vorgaben an den Maximalwert $z_{w,max}$ nach Abschnitt 4.2.1.1 entsprechen.

5.5.7.3 Simulativer Nachweis der Dämpfung von Frequenz-Leistungspendelungen (Abschnitt 4.2.1.12)

5.5.7.3.1 Allgemeines

Die im Folgenden beschriebenen Prüfungen sind nur dann durchzuführen, wenn seitens des Herstellers der netzbildenden Einheit für mehr als zwei, d.h. über $T_{A,min}$ und $T_{A,max}$, hinausgehende Parametrierungen der Anlaufzeitkonstanten T_A in der zu prüfenden netzbildenden Einheit vorgesehen sind. Die Prüfungen können auch dann durchgeführt werden, wenn der messtechnische Nachweis nach 5.5.5.8.2 aufgrund niedriger Kurzschlussleistungsverhältnisse nicht bestanden wurde oder wenn der SCR-Wert des Prüfaufbaus bzw. die Impedanz der Prüfeinrichtung unbekannt ist. Voraussetzung hierfür ist, dass die erforderliche Modellvalidierung die Testumgebung mit einbezieht. Sofern der Nachweis der Anforderungen nach 4.2.1.12 bereits für die auszuweisenden Werte zwischen $T_{A,min}$ und $T_{A,max}$ durch einen messtechnischen Nachweis nach Abschnitt 5.5.5.8 erbracht wurde, ist die Durchführung der im Folgenden beschriebenen simulativen Prüfungen nicht erforderlich.

5.5.7.3.2 Ziel der Prüfung

Ziel der simulativen Prüfung ist die Ermittlung der Dämpfung von Frequenz-Leistungspendelungen der netzbildenden Einheit im netzsynchronen Betrieb für Werte von T_A zwischen $T_{A,min}$ und $T_{A,max}$. Sofern anstelle eines messtechnischen Nachweises der Dämpfung von Frequenz-Leistungspendelungen für $T_{A,min}$ und $T_{A,max}$ nach Abschnitt 5.5.5.8.2 der simulative Nachweis herangezogen wird, ist die Dämpfung von Frequenz-Leistungspendelungen für Werte von $T_{A,min}$ und $T_{A,max}$ zu ermitteln.

5.5.7.3.3 Prüfverfahren

Prüfumgebung

Die simulative Prüfung erfolgt auf Basis des nach Abschnitt 5.5.3.6.2 validierten detaillierten RMS-Modells in einer simulativen Prüfumgebung, die der Prüfumgebung nach Bild 9 entspricht. Der in Bild 9 dargestellte Netzemulator ist in der Simulationsumgebung durch ein Netzäquivalent zu ersetzen. Die Elemente der Prüfumgebung sind entsprechend der realen Prüfumgebung so zu parametrieren, dass die simulative Prüfumgebung die realen Prüfbedingungen abbildet. Die Prüfumgebung ist so zu parametrieren, dass die simulativen Prüfungen der netzbildenden Einheit bei einem SCR von 3 durchgeführt werden.

Durchführung der Prüfung

In dem detaillierten RMS-Modell ist die Anlaufzeitkonstante T_A sowie ggf. zusätzliche Parameter gemäß Herstellerangaben einzustellen, für die der Nachweis der Dämpfung von Frequenz-Leistungspendelungen für die netzbildende Einheit erbracht werden soll. Es sind die Messungen des Abschnitts 5.5.5.8.2 simulativ durchzuführen, wobei nur eines der frei wählbaren „Messverfahren 1“ und „Messverfahren 2“ durchzuführen ist. In beiden Fällen sind die nach Tabelle 8 (Abschnitt 5.5.5.8.2) enthaltenen Einzelprüfungen durchzuführen.

Die Wirk- und Blindleistungsarbeitspunkte der netzbildenden Einheit sind entsprechend der Vorgaben in Abschnitt 5.5.5.8.2 vor Durchführung der Prüfung einzustellen.

Die „Allgemeinen Hinweise zur Durchführung der Messungen bei Wind- und PV-Anlagen“ nach Abschnitt 5.5.5.8.2 sind auch für die simulative Nachweisführung anwendbar.

5.5.7.3.4 Auswertungen und Darstellung im Prüfbericht

Die simulative Prüfung ist entsprechend der Vorgaben des Abschnitts 5.5.5.8.3 auszuwerten unter Berücksichtigung der simulativ ermittelten Wirkleistung $p_{1,S}$. Alternativ kann die Dämpfung der Frequenz-Leistungspendelungen auch unter Berücksichtigung des Anhangs A.I bestimmt werden auf Grundlage der simulativ ermittelten Wirkleistung $p_{1,S}$. Die Anwendung einer Eigenwertermittlung ist ebenfalls zulässig, wobei vorausgesetzt wird, dass die für $T_{A,min}$ und $T_{A,max}$ ermittelten Eigenwerte von den Ergebnissen der Vermessung um nicht mehr als $\pm 10\%$ abweichen.

Im Prüfbericht grafisch darzustellen ist das jeweils verwendete Signal zur Anregung der Frequenz-Leistungspendelungen sowie der Verlauf der Mitsystem-Wirkleistung $p_{1,S}$ der netzbildenden Einheit. Amplituden-Maxima und –Minima sind zu kennzeichnen. Die jeweiligen Werte sind anzugeben. Falls aus dem Wirkleistungsverlauf die mechanischen Schwingungen eliminiert wurden, sind beide Wirkleistungsverläufe (vor und nach der Eliminierung des Einflusses mechanischer Schwingungen) darzustellen.

TR8-Hinweis:

Die Anforderung an die Dämpfung gilt als erfüllt, wenn das ermittelte Dämpfungsmaß den nach Abschnitt 4.2.1.12 festgelegten Wert um nicht mehr als 10 % unterschreitet (d.h. $D \geq 0,45$).

Falls die Dämpfung auf Basis der Auswertung der Amplitudenverhältnisse ermittelt wurde, gilt zusätzlich: wenn insgesamt vier Maxima und Minima vom Verlauf der Mitsystem-Wirkleistung erkennbar sind, müssen die drei ermittelten Amplitudenverhältnisse der aufeinanderfolgenden Minima und Maxima (AV_{21} , AV_{32} und AV_{43}) kleiner als 0,2 sein. Wenn insgesamt weniger als vier Maxima und Minima vom Verlauf der Mitsystem-Wirkleistung erkennbar sind, dann gilt die Bedingung ebenso als erfüllt, wobei das erste Amplitudenverhältnis (AV_{21}) kleiner als 0,25 sein muss.

5.5.7.4 Simulativer Nachweis der Anlaufzeitkonstanten sowie der Momentanreserveleistung und -Energie (Abschnitt 4.2.1.13 und 4.2.1.14)

5.5.7.4.1 Allgemeines

Die im Folgenden beschriebenen Prüfungen sind nur dann durchzuführen, wenn seitens des Herstellers der netzbildenden Einheit für mehr als zwei, d.h. über $T_{A,min}$ und $T_{A,max}$, hinausgehende Parametrierungen der Anlaufzeitkonstanten T_A in der zu prüfenden netzbildenden Einheit vorgesehen sind. Sofern der Nachweis der Anforderungen nach 4.2.1.14 bereits für Werte zwischen $T_{A,min}$ und $T_{A,max}$ durch einen messtechnischen Nachweis nach Abschnitt 5.5.5.9 erbracht wurde, ist die Durchführung der im Folgenden beschriebenen Prüfungen nicht erforderlich.

5.5.7.4.2 Ziel der Prüfung

Ziel der simulativen Prüfung ist die Feststellung der in der netzbildenden Einheit eingestellten bzw. parametrierten Anlaufzeitkonstante sowie der sich aus dieser ergebenden Momentanreserveleistung und -energie. Der sich aus der simulativen Prüfung ergebende Wert für T_A ist auf Übereinstimmung mit den Herstellerangaben zu prüfen. Es ist die Einhaltung der Anforderungen nach 4.2.1.13 und 4.2.1.14 sicherzustellen.

5.5.7.4.3 Prüfverfahren

Prüfumgebung

Die simulative Prüfung erfolgt auf Basis des nach Abschnitt 5.5.3.6.2 validierten detaillierten RMS-Modells in einer simulativen Prüfumgebung, die der Prüfumgebung nach Bild 9 entspricht. Der in Bild 9 dargestellte Netzemulator ist in der Simulationsumgebung durch ein Netzäquivalent zu ersetzen. Die Elemente der Prüfumgebung sind entsprechend der realen Prüfumgebung so zu parametrieren, dass die simulative Prüfumgebung die realen Prüfbedingungen abbildet.

Durchführung der Prüfung

In dem detaillierten RMS-Modell ist die nachzuweisende Anlaufzeitkonstante T_A gemäß Herstellerangaben einzustellen. Die Messverfahren 1 und 2 des Abschnitts 5.5.5.9.2 sind simulativ durchzuführen. Die Toleranzvorgaben für den Nachweis der Anlaufzeitkonstante T_A sind entsprechend der Anforderungen nach Abschnitt 5.5.5.9 einzuhalten.

5.5.7.4.4 Auswertungen und Darstellung im Prüfbericht

Die simulative Prüfung ist entsprechend der Vorgaben des Abschnitts 5.5.5.9.3 auszuwerten unter Berücksichtigung der simulativ ermittelten Wirkleistung $p_{1,S}$.

Im Prüfbericht darzustellen ist der zeitliche Verlauf der simulativ an den Klemmen der netzbildenden Einheit ermittelten Mitsystem-Spannung $u_{1,S}$, des Mitsystem-Stroms $i_{P,1,S}$ sowie der Wirk- und Blindleistung $p_{1,S}$, $q_{1,S}$ jeweils im Mitsystem. Darüber hinaus sind die nach Abschnitt 5.5.5.9.3.2 jeweils geforderten Toleranzbänder darzustellen.

Im Punkt 1) der simulativ durchgeführten Messverfahren 1 und 2 ist der zeitliche Verlauf der simulativ ermittelten Frequenz $f_{1,S}$ darzustellen. Im Punkt 2) der simulativ durchgeführten Messverfahren 1 und 2 ist der zeitliche Verlauf der aufgeschalteten Frequenzdifferenz darzustellen.

TR8-Hinweis:

*Das simulativ durchgeführte Messverfahren 1 gilt bei **Vermarktung negativer oder symmetrischer Momentanreserve** als bestanden, wenn:*

- *die netzbildende Einheit synchron am Netz verbleibt;*
- *die simulativ ermittelte Leistung innerhalb der nach Abschnitt 5.5.5.9.3.2 geforderten Zeiten nach dem Beginn des jeweiligen Segmentes innerhalb der geforderten Toleranzbänder verbleibt,*
- *die simulativ ermittelte Leistung für $T_A > 10$ s in Segment (1) (ggf. bei angepasstem Wirkleistungs-Arbeitspunkt) 95 % der erwarteten Momentanreserveleistung erreicht hat,*
- *sofern die Anlaufzeitkonstante nach Abschnitt 5.5.5.9.3.3 ermittelt wurde, gilt diese als nachgewiesen, wenn der ermittelte Wert nicht mehr als 5 % von dem jeweils vereinbarten Wert abweicht,*
- *die Auswertung des Punktes 3) des simulativ durchgeführten Messverfahrens 1 ergibt, dass $\Delta E_{\text{pos}} \leq 1,5 \Delta E_{\text{neg}}$.*

*Das simulativ durchgeführte Messverfahren 1 gilt bei **Vermarktung positiver Momentanreserve** als bestanden, wenn:*

- *die netzbildende Einheit synchron am Netz verbleibt;*
- *die Auswertung der simulativen Prüfung ergibt, dass $(|\Delta E_{\text{pos},12}| + |\Delta E_{\text{neg},3}| + |\Delta E_{\text{pos},4}| + |\Delta E_{\text{neg},4}|) \leq 1,5 \cdot (|\Delta E_{\text{neg},12}| + |\Delta E_{\text{pos},3}|)$.*

*Das simulativ durchgeführte Messverfahren 2 gilt bei **Vermarktung positiver oder symmetrischer Momentanreserve** als bestanden, wenn:*

- *die netzbildende Einheit synchron am Netz verbleibt;*
- *die simulativ ermittelte Leistung innerhalb der nach Abschnitt 5.5.5.9.3.2 geforderten Zeiten nach dem Beginn des jeweiligen Segmentes innerhalb der geforderten Toleranzbänder verbleibt,*
- *die simulativ ermittelte Leistung für $T_A > 10$ s in Segment (1) (ggf. bei angepasstem Wirkleistungs-Arbeitspunkt) 95 % der erwarteten Momentanreserveleistung erreicht hat,*
- *sofern die Anlaufzeitkonstante nach Abschnitt 5.5.5.9.3.3 ermittelt wurde, gilt diese als nachgewiesen, wenn der ermittelte Wert nicht mehr als 5 % von dem jeweils vereinbarten Wert abweicht,*
- *die Auswertung des Punktes 3) des simulativ durchgeführten Messverfahrens 2 ergibt, dass $\Delta E_{\text{neg}} \leq 1,5 \Delta E_{\text{pos}}$.*

Das simulativ durchgeführte Messverfahren 2 gilt bei **Vermarktung negativer Momentanreserve** als bestanden, wenn:

- die netzbildende Einheit synchron am Netz verbleibt;
- die Auswertung der simulativen Prüfung ergibt, dass
$$(|\Delta E_{\text{neg},12}| + |\Delta E_{\text{pos},3}| + |\Delta E_{\text{neg},4}| + |\Delta E_{\text{pos},4}|) \leq 1,5 \cdot (|\Delta E_{\text{pos},12}| + \Delta E_{\text{neg},3}|).$$

5.5.7.5 Simulativer Nachweis des Führungsverhaltens der Spannungsquellenregelung (Abschnitt 4.2.1.5)

5.5.7.5.1 Allgemeines

Die im Folgenden beschriebenen simulativen Prüfungen sind in Ergänzung zu den messtechnischen Prüfungen nach 5.5.5.6.1 grundsätzlich durchzuführen. Sofern die Verstärkung der Spannungsquellenregelung bzw. die wirksame Impedanz der netzbildenden Einheit durch den Hersteller als parametrierbar vorgesehen ist, ist für die parametrierbaren Werte eine simulative Prüfung nach diesem Abschnitt durchzuführen.

5.5.7.5.2 Ziel der Prüfung

Ziel der simulativen Prüfung ist die Feststellung des Führungsverhaltens der Spannungsquellenregelung der netzbildenden Einheit bei von den messtechnischen Prüfungen nach Abschnitt 5.5.5.6.1 verschiedenen SCR-Verhältnissen, um den gesamten Bereich der geforderten Netzkurzschlussleistung zu prüfen.

5.5.7.5.3 Prüfverfahren

Prüfumgebung

Die simulative Prüfung erfolgt auf Basis des nach Abschnitt 5.5.3.6.2 validierten detaillierten RMS-Modells in einer simulativen Prüfumgebung, die der Prüfumgebung nach Abschnitt 5.5.5.2 entspricht. Der in Bild 9 dargestellte Netzemulator ist in der Simulationsumgebung durch ein Netzäquivalent zu ersetzen. Die Elemente der Prüfumgebung sind entsprechend der realen Prüfumgebung so zu parametrieren, dass die simulative Prüfumgebung die realen Prüfbedingungen abbildet.

Durchführung der Prüfung

Es hat eine Änderung des Sollwertes für den Spannungsregler des detaillierten RMS-Modells bei Netzimpedanzen in Höhe von $Z_{\text{Netz}} = 0,05$ und $0,3$ p.u. bezogen auf $S_{\text{E}_{\text{max}}}$ der netzbildenden Einheit (entspricht SCR = 20, bzw. 3 an der netzbildenden Einheit) zu erfolgen. Die Sollwertänderung sollte dabei so gewählt werden, dass daraus jeweils eine Blindleistungsänderung von mindestens 50 % des Blindleistungsstellbereichs der netzbildenden Einheit resultiert. Eine Blindleistungsänderung von mehr als 30 % bezogen auf $P_{\text{E}_{\text{max}}}$ ist dabei nicht erforderlich.

5.5.7.5.4 Auswertungen und Darstellung im Prüfbericht

Die simulative Prüfung ist entsprechend der Vorgaben des Abschnitts 5.5.5.6.1.3 auszuwerten unter Berücksichtigung der simulativ ermittelten Mitsystem-Spannung $u_{1,S}$ und dem simulativ ermittelten Blind- und Wirkstrom $i_{Q,1,S}$, $i_{P,1,S}$.

Im Prüfbericht darzustellen ist der zeitliche Verlauf des Sollwertes sowie die bewertete Größe ($u_{1,S}$ oder $i_{Q,1,S}$). Die ermittelte Aschwingzeit ist auszuweisen.

TR8-Hinweis:

Der Nachweis gilt als erbracht, wenn die ermittelte Anschwingzeit der simulativ ermittelten Spannung (bzw. alternativ des simulativ ermittelten Stromes) < 1 s beträgt.

5.5.7.6 Simulativer Nachweis des Störverhaltens der Spannungsquellenregelung (Abschnitt 4.2.1.5)

5.5.7.6.1 Allgemeines

Die im Folgenden beschriebenen simulativen Prüfungen sind in Ergänzung zu den messtechnischen Prüfungen nach 5.5.5.6.2 grundsätzlich durchzuführen. Sofern die Verstärkung der Spannungsquellenregelung bzw. die wirksame Impedanz der netzbildenden Einheit durch den Hersteller als parametrierbar vorgesehen ist, ist für die parametrierbaren Werte eine simulative Prüfung nach diesem Abschnitt durchzuführen.

5.5.7.6.2 Ziel der Prüfung

Ziel der simulativen Prüfung ist die Feststellung des Störverhaltens der Spannungsquellenregelung der netzbildenden Einheit sowie die Überprüfung der Einhaltung der Anforderungen an die Dynamik der Spannungsquellenregelung bei von den messtechnischen Prüfungen nach Abschnitt 5.5.5.6.2 verschiedenen SCR-Verhältnissen, um den gesamten Bereich der geforderten Netzkurzschlussleistung zu prüfen. Darüber hinaus ist ggf. das Störverhalten der Spannungsquellenregelung der netzbildenden Einheit im Parallelbetrieb mit einer weiteren netzbildenden Einheit festzustellen.

5.5.7.6.3 Prüfverfahren Prüfumgebung

Die simulative Prüfung erfolgt auf Basis des nach Abschnitt 5.5.3.6.2 validierten detaillierten RMS-Modells in einer simulativen Prüfumgebung, die der Prüfumgebung nach Abschnitt 5.5.5.2 entspricht. Der in Bild 9 dargestellte Netzemulator ist in der Simulationsumgebung durch ein Netzäquivalent zu ersetzen. Die Elemente der Prüfumgebung sind entsprechend der realen Prüfumgebung so zu parametrieren, dass die simulative Prüfumgebung die realen Prüfbedingungen abbildet. Falls die zu prüfende netzbildende Einheit nicht über einen ihr zugeordneten Transformator (bzw. ihr eigens zugeordnete Transformatorwicklungen) angeschlossen wird, ist in einem zweiten Prüfschritt die simulative Prüfumgebung dahingehend zu erweitern, dass eine zweite netzbildende Einheit desselben Typs parallel zur ersten Einheit betrieben wird. Die Anbindung in den Prüfaufbau nach Bild 9 erfolgt gemäß eines üblichen Aufbaus nach Herstellerangaben.

Durchführung der Prüfung

Es erfolgt die Aufprägung eines Amplitudensprungs auf die Netzspannungsquelle ohne zusätzliche parallele Einheiten. Dieser Amplitudensprung sollte dabei so gewählt werden, dass daraus jeweils eine Blindleistungsänderung von mindestens 50 % des Blindleistungsstellbereichs der netzbildenden Einheit resultiert. Dieser Nachweis erfolgt bei Netzimpedanzen in Höhe von $Z_{\text{Netz}} = 0,05 \text{ p.u.}$ und $0,3 \text{ p.u.}$ bezogen auf S_{Emax} der netzbildenden Einheit (entspricht $\text{SCR} = 20$, bzw. $\text{SCR} = 3$ an der EZE). Eine Blindleistungsänderung von mehr als 30 % bezogen auf P_{Emax} ist dabei nicht erforderlich. Die Prüfung ist, falls erforderlich, zu wiederholen im Parallelbetrieb mit einer typgleichen netzbildenden Einheit.

5.5.7.6.4 Auswertungen und Darstellung im Prüfbericht

Die simulativen Prüfungen sind entsprechend der Vorgaben des Abschnitts 5.5.5.6.2.3 auszuwerten unter Berücksichtigung der simulativ ermittelten Spannungen $u_{\alpha\beta,5\text{ms},S}$, $u_{1,S}$ und der simulativ ermittelten Ströme $i_{\alpha\beta,5\text{ms},S}$, $i_{Q,1,S}$.

Für jeden der in Abschnitt 5.5.5.4 aufgeführten Ausgangsbetriebszustände und jede (ggf. im Parallelbetrieb mit einer anderen Einheit) vermessene Einheit sind die Prüfungen nach den Vorgaben des Abschnitts 5.5.5.6.2.4 zu dokumentieren unter Berücksichtigung der jeweils ermittelten simulativen Größen.

TR8-Hinweis:

Die Anforderung an die Anschlagzeit des Scheinstromes gilt als erfüllt, wenn der mit 5 ms gleitend gemittelte Momentanwert des simulativ ermittelten Stromes $i_{\alpha\beta,5\text{ms},S}$ spätestens 15 ms nach der sprunghaften Spannungsänderung erstmalig 90 % des Endwertes erreicht hat.

Die Anforderung an die Einschwingzeit des Blindstromes gilt als erfüllt, wenn der simulativ ermittelte Blindstrom $i_{Q,1,S}$ spätestens 80 ms nach der sprunghaften Spannungsänderung im Toleranzband für den Blindstrom verbleibt.

Die Anforderung an die Dämpfung des Blindstromes gilt als erfüllt, wenn der Verlauf der simulativ ermittelten Blindstromkomponente infolge der sprunghaften Spannungsänderung (nach den Vorgaben des Messverfahrens 2 nach Abschnitt 5.5.5.4.3) innerhalb der Hüllkurve nach Bild 10 liegt.

Die Anforderung an die Linearität der wirksamen Impedanz gilt als erfüllt, wenn $L_{Z,S} = 0,85 \dots 1,15$ beträgt.

5.5.7.7 Simulativer Nachweis des Verhaltens bei Rückkehr in das Spannungsband von $U_T \pm 10 \% U_T$ (Abschnitt 4.2.1.5.5)

5.5.7.7.1 Allgemeines

Sofern die Verstärkung der Spannungsquellenregelung bzw. die wirksame Impedanz der netzbildenden Einheit durch den Hersteller als parametrierbar vorgesehen ist, ist für die parametrierbaren – mit Ausnahme des Nominalwerts – Werte eine simulative Prüfung nach diesem Abschnitt durchzuführen.

5.5.7.7.2 Ziel der Prüfung

Ziel der simulativen Prüfung ist die Feststellung und Überprüfung der Einhaltung der Anforderungen an das Verhalten der netzbildenden Einheit nach einem Netzfehler sowie der Nachweis der anforderungsgemäßen Wirkstromwiederkehr nach einem solchen zuzüglich der Begrenzung vorübergehender Überspannungen.

5.5.7.7.3 Prüfverfahren

Prüfumgebung

Die simulative Prüfung erfolgt auf Basis des nach Abschnitt 5.5.3.6.2 validierten detaillierten RMS-Modells in einer simulativen Prüfumgebung, die der Prüfumgebung nach Abschnitt 5.5.5.2 entspricht. Der in Bild 9 dargestellte Netzemulator ist in der Simulationsumgebung durch ein Netzäquivalent zu ersetzen. Die Elemente der Prüfumgebung sind entsprechend der realen Prüfumgebung so zu parametrieren, dass die simulative Prüfumgebung die realen Prüfbedingungen abbildet. In der netzbildenden Einheit ist die Verstärkung der Spannungsquellenregelung bzw. die wirksame Impedanz gemäß Herstellerangaben einzustellen.

Durchführung der Prüfung

Die Durchführung der Prüfung erfolgt entsprechend Abschnitt 5.5.5.6.3.2 simulativ.

5.5.7.7.4 Auswertungen und Darstellung im Prüfbericht

Die simulative Prüfung ist entsprechend der Vorgaben des Abschnitts 5.5.5.6.5.3 auszuwerten unter Berücksichtigung der simulativ ermittelten Mitsystem- und Gegensystemkomponenten der Spannung $u_{1,S}$, $u_{2,S}$ und dem simulativ ermittelten Blind- und Wirkstrom $i_{Q,1,S}$, $i_{Q,2,S}$, $i_{P,1,S}$ und $i_{P,2,S}$.

Die Darstellung im Prüfbericht erfolgt für die jeweils parametrierten Verstärkungen der Spannungsquellenregelung bzw. der wirksamen Impedanz der netzbildenden Einheit für die jeweiligen simulativ ermittelten Größen bzw. die jeweiligen simulativ ermittelten Verläufe nach Abschnitt 5.5.5.6.5.4.

TR8-Hinweis:

Der simulative Nachweis für das korrekte Verhalten für die Wirkstromwiederkehr nach Fehlerende ist erbracht, wenn für die jeweils nach Herstellerangaben parametrierten Verstärkungen der Spannungsquellenregelung bzw. die wirksame Impedanz – mit Ausnahme des herstellerseitig ausgewiesenen Nominalwertes - der Vorfehlerwirkstrom nach 1 s wieder erreicht ist. Kann der Wirkstrom aufgrund technischer Restriktionen diese Zeit nicht erreichen, ist dies zu begründen.

Der simulative Nachweis zur Erfüllung der Anforderungen an das Verhalten bzgl. vorübergehender Überspannungen nach Spannungswiederkehr gilt als erbracht, sofern für die jeweils nach Herstellerangaben parametrisierten Verstärkungen der Spannungsquellenregelung bzw. die wirksame Impedanz – mit Ausnahme des herstellerseitig ausgewiesenen Nominalwertes - die ermittelten Mitsystem-Überspannungen $u_{1,S}$ 5 % (bzw. 2,5 % bei Inbetriebsetzung der Einheit nach dem 31.12.2027) bezogen auf den stationären Endwert $u_{1,End}$ der Spannung nicht überschreiten.

5.5.7.8 Simulativer Nachweis des Dämpfungsverhaltens im sub- und supersynchronen Frequenzbereich (Abschnitt 4.2.1.2)

5.5.7.8.1 Ziel der Prüfung

Ziel der simulativen Prüfung ist die Ermittlung des Dämpfungsverhaltens im sub- und supersynchronen Frequenzbereich. Die Prüfung des Dämpfungsverhaltens erfolgt im rotierenden Referenzsystem und umfasst Frequenzen von 3 Hz bis exklusive 50 Hz.

5.5.7.8.2 Prüfverfahren

Um zu zeigen, dass die zu bewertende netzbildende Einheit Dämpfungseigenschaften im sub- und supersynchronen Frequenzbereich besitzt, die im Netz vorhandene Generator- oder Netzpendelungen nicht negativ beeinflussen, sind in dieser simulativen Prüfung Frequenzgänge für verschiedene Prüfkfigurationen zu ermitteln. Für die Prüfung ist das nach Abschnitt 5.5.3.6.2.2 validierte EMT-Modell der netzbildenden Einheit zu verwenden. Für die Prüfung darf das EMT-Modell der Einheit entweder entsprechend des Prüfaufbaus nach Abschnitt 5.5.7.10 oder alternativ direkt an einer idealen Spannungsquelle (infinite Bus) betrieben werden. Hierbei ist im Prüfaufbau nach nach Abschnitt 5.5.7.10 die Speisefrequenz der Spannungsquelle am Netzknoten „HÖS-1“ oder alternativ die ideale Spannungsquelle sinusförmig im Bereich von 3 Hz bis 50 Hz zu variieren. Hierbei ist der Bodeplot (Frequenz- und Phasengang) der Übertragungsfunktion $G_{EZE}(s) = P_{EZE}(s) / f_{EZE}(s)$ zu ermitteln. Der Arbeitspunkt der netzbildenden Einheit ist entsprechend Prüfung 4 aus Tabelle 19 zu wählen.

ANMERKUNG Wird der Prüfaufbau nach Abschnitt 5.5.7.10 verwendet, ist ausschließlich das EMT-Modell der netzbildenden Einheit zu aktivieren.

Zur Erstellung des Bodeplots kann die Speisefrequenz der Spannungsquelle am Knoten „HÖS-1“ bzw. der idealen Spannungsquelle an den Klemmen der netzbildenden Einheit sinusförmig mit einer Amplitude Δf von 0,1 Hz und einer Frequenz von f_{anreg} im Bereich von 3 Hz bis 50 Hz in Schritten von ≤ 1 Hz variiert werden (im rotierenden Koordinatensystem mit $f = 50 \text{ Hz} + \Delta f \cdot \sin(2\pi f_{anreg} \cdot t)$).

Bei Windenergieanlagen kann diese Anregung zu mechanischen Wechselwirkungen führen. Der WEA-Hersteller darf für die zu zertifizierende Einheit bis zu drei Frequenzen bezüglich der mechanischen Resonanzen angeben. Diese drei Frequenzen (f_{res}) inklusive eines Toleranzbands von $\pm 0,1$ Hz bzw. ± 20 % von f_{res} werden bei der Erstellung des Bodediagramms nicht berücksichtigt.

Für die Prüfungen ist die PRNB zu deaktivieren. Dies kann durch die Erhöhung des Frequenz-Totbandes oder durch die Anpassung der Statik realisiert werden.

5.5.7.8.3 Auswertungen und Darstellung im Prüfbericht

Die Phasenlage und Amplitude der Übertragungsfunktion $G_{EZE}(s)$ im Erzeugerzählpeilsystem im Frequenzbereich von 3 Hz bis 50 Hz ist darzustellen. Die jeweilige Phasenreserve an den $\pm 90^\circ$ Rändern ist auszuweisen.

Es sind die wesentlichen Größen innerhalb von x-t-Diagrammen mit Beschriftung bzw. Markierung relevanter Zustände darzustellen. Zusätzlich sind die ermittelten Bodediagramme mit Auszeichnung der Resonanzstelle und Phasenreserve für den Frequenzbereich zwischen 3 Hz und 50 Hz darzustellen. Falls

im Falle von Windenergieanlagen mechanische Resonanzen berücksichtigt wurden, sind diese mit dem entsprechenden Toleranzband im Bodediagramm darzustellen.

TR8-Hinweis:

Die simulative Prüfung gilt für netzbildende Einheiten als bestanden, wenn:

- *die Amplitude und Phasenlage der Übertragungsfunktion $G_{EZE}(s)$ des EMT-Modells der netzbildenden Einheit im Frequenzbereich von 3 Hz bis 50 Hz ausgewiesen ist,*
- *die jeweilige Phasenreserve an den $\pm 90^\circ$ Rändern im Prüfbericht ausgewiesen ist,*
- *die wesentlichen Größen innerhalb von x - t -Diagrammen dargestellt sind,*
- *in den Bodediagrammen die Resonanzstellen und Phasenreserve für den Frequenzbereich von 3 Hz und 50 Hz dargestellt sind,*
- *im Falle von Windenergieanlagen mechanische Resonanzen berücksichtigt wurden, diese mit dem entsprechenden Toleranzband im Bodediagramm dargestellt sind.*

5.5.7.9 Simulativer Nachweis des Abklingens des DC-Anteils (Abschnitt 4.2.1.1)

5.5.7.9.1 Allgemeines

Die im Folgenden beschriebene simulative Prüfung ersetzt einen messtechnischen Nachweis und bezieht sich auf die in Abschnitt 4.2.1.1 festgelegte Anforderung an das Abklingen des DC-Anteils im Strom. Der Nachweis ist für netzbildende Einheiten mit Inbetriebsetzung ab dem 01.01.2028 zu führen.

5.5.7.9.2 Ziel der Prüfung

Ziel der simulativen Prüfung ist der Nachweis, dass im Falle eines relevanten Netzfehlers die DC-Anteile der Ströme der netzbildenden Einheit innerhalb von 100 ms auf weniger als 10 % zur erfolgten Änderung des DC-Stromes der Einheit abklingen.

5.5.7.9.3 Prüfverfahren

Prüfumgebung

Die simulative Prüfung erfolgt auf Basis des nach Abschnitt 5.5.3.6.2.2 validierten EMT-Simulationsmodells in einer simulativen Prüfumgebung bestehend aus der netzbildenden Einheit, die direkt an einen angenommenen NAP entsprechender Spannungsebene angeschlossen ist. Ein Einheiten-Transformator ist grundsätzlich zu berücksichtigen, wobei die Transformatorsättigung unberücksichtigt bleiben muss.

Durchführung der Prüfung

Ausgehend vom Nennbetrieb der EZE ($P = P_n$, $Q = 0$, $U = U_n$) ist am NAP ein 3-phasiger Kurzschluss mit einer Kurzschlussimpedanz von 0Ω zu simulieren, wobei der Eintritt des Kurzschlusses bei einem Spannungsnulldurchgang der Phase a erfolgen soll. Die Simulationsdauer nach Fehlereintritt soll 150 ms betragen. Eine Fehlerklärung ist nicht erforderlich. Das SCR am NAP ist dabei unerheblich.

5.5.7.9.4 Auswertung und Darstellung im Prüfbericht

Die Auswertung der Simulation hat wie folgt zu erfolgen:

- 1) Für die Phasenströme a, b und c sind mittels grafischer Approximation jeweils die obere und untere Einhüllende sowie deren Mittelwert einzuzeichnen (optional).
- 2) Für alle Ströme der Phasen a, b und c ist jeweils pro Phase der Mittelwert zwischen der oberen und unteren Einhüllenden zum Zeitpunkt 100 ms nach Fehlereintritt zu ermitteln und auszuweisen. Der Mittelwert entspricht dabei jeweils dem DC-Anteil in der Phase.

Die simulativ ermittelten Fehlerströme sowie die für die Phasen a, b und c ermittelten Einhüllenden und deren Mittelwerte sind grafisch zu dokumentieren.

TR8-Hinweis:

Der Nachweis gilt als erbracht, wenn für alle Mittelwerte der Phasen a, b und c zum Zeitpunkt 100 ms festgestellt werden kann, dass deren Betrag einen Wert von 10 % zur erfolgten Änderung des DC-Stromes der Einheit nicht überschreitet. Dabei werden bleibende stationäre Abweichungen in Höhe von 2 % des Bemessungsstromes nicht bewertet. Der Nachweis ist für netzbildende Einheiten mit Inbetriebsetzung ab dem 01.01.2028 zu führen.

5.5.7.10 Nachweis der Netzparallelbetriebsfähigkeit (Abschnitt 4.2.1.11)

5.5.7.10.1 Allgemeines

Die im Folgenden beschriebenen simulativen Prüfungen sind grundsätzlich durchzuführen.

5.5.7.10.2 Ziel der Prüfung

Die Prüfungen zur Netzparallelbetriebsfähigkeit dienen dem Nachweis, dass eine EZE, die die festgelegten Anforderungen in Bezug auf eine vereinfachte Prüf- und Nachweissituation erfüllt (EZE/EZA am NAP), in einer hiervon abweichenden Netzumgebung stabil betrieben werden kann. Die Nachweise sind simulativ zu erbringen. Dabei sind die detaillierten RMS-Modelle oder die EMT-Modelle nach Abschnitt 5.5.3 anzuwenden. Die Nachweise basieren dabei auf einem einheitlichen Benchmark-Modellnetz welches in Anhang B.VII beschrieben ist.

5.5.7.10.3 Prüfverfahren

Beschreibung der Prüfumgebung und Initialisierung

Die Prüfumgebung für den Nachweis der Netzparallelbetriebsfähigkeit (Benchmark-Netz) besteht aus den folgenden Netz- und EZE/EZA-Komponenten:

- 1) Zwei Erzeugungsanlagen bestehend aus je drei identischen, zu prüfenden netzbildenden Erzeugungseinheiten. Die innere Verschaltung der EZE in der EZA des Benchmark-Netzes ist Anhang B.VII zu entnehmen. Erforderliche Abweichungen von den grundsätzlichen Festlegungen des Benchmark-Netzes sind zu begründen.
- 2) Das Höchstspannungsnetz wird als frequenzstarr angenommen und mittels einer Spannungsquelle modelliert.
- 3) Die Festlegung der Betriebsmitteldaten des Modellnetzes hat auf Basis der Vorgaben nach Anhang B.VII so zu erfolgen, dass die Netzanschlussituation der EZE ausreichend Berücksichtigung findet.

Die Initialisierung der Simulationsmodelle der EZE hat auf Basis der Ergebnisse einer der Simulation vorgeschalteten Lastflussberechnung zu erfolgen. Diese ist so zu konfigurieren, dass die Spannungssollwerte der EZE derart festgelegt werden, dass sich die Blindleistungseinspeisungen entsprechend der Vorgaben der Berechnungsfälle ergeben. Eine dynamische Modellierung der EZA-Regler soll im Simulationsmodell grundsätzlich unberücksichtigt bleiben. EZA-Regler sind in angemessenem Umfang für die Lastflussrechnung der Initialisierung abzubilden.

Mit den Prüfungen werden folgende Ziele verfolgt:

- 1) Nachweis, dass mehrere identische Erzeugungseinheiten, die gemeinsam an einem NAP angeschlossen sind, jederzeit stabil betrieben werden können.
- 2) Nachweis eines stabilen Betriebs von mehreren, identischen netzbildenden Erzeugungsanlagen, die an einem frequenzstarrten HÖS-Netz angeschlossen sind. Betrachtet werden hierbei ihre

Spannungsquellenregelung, das FRT-Verhalten, das Verhalten der PRNB und der Nachweis einer ausreichenden Dämpfung von Frequenz-Leistungspendelungen.

- 3) Nachweis, dass die EZE auf im vorgelagerten Netz auftretende Frequenz-Leistungspendelungen mit Perioden von 0,05 Hz – 10 Hz nicht entdämpfend wirkt.

Durchführung der Prüfungen

Prüfung 1

Auf Basis von Spannungs-Sollwertänderungen an einer einzelnen EZE ist nachzuweisen, dass die Spannungs- und Wirkleistungs-Regelungen jederzeit stabil bleiben und die Anforderungen an die Spannungsquellenregelung erfüllt sind. Sollte keine entsprechende Schnittstelle in den Modellen der netzbildenden Einheiten vorgesehen sein, kann die Anregung auch z.B. durch die Stufenstellung des Einheiten-Transformators oder die Schaltung einer Impedanz erfolgen. Die Anregung ist einmal auf die 1. EZE der EZA-1 und einmal auf die 1. EZE der EZA-2 zu applizieren.

Für diese Prüfung ist das EMT-Modell (mit vereinfachter Darstellung des Leistungsteils nach Punkt 2), Abschnitt 5.5.3.3) zu verwenden.

Prüfung 2

Prüfung 2a (EZA-Ferner Fehler)

Es ist ein dreiphasiger Kurzschluss ohne Fehlerrestspannung mit einer Fehlerdauer von 150 ms als EZA-ferner Fehler an dem Netzknoten „HÖS-1“ zu simulieren.

Prüfung 2b (EZA-Ferner Fehler)

Es ist ein dreiphasiger Kurzschluss am Netzknoten „HS-1“ mit linearer, induktiver Fehlerimpedanz mit einer Fehlerrestspannung von 25 % (bei Leerlauf am Knoten „HS-1“) mit einer Fehlerdauer von 500 ms zu simulieren, wobei zur Fehlerklärung keine zusätzliche Abschaltung eines Betriebsmittels stattfinden muss.

Prüfung 2c (Fehler in benachbarten MS-Abgängen zu den EZA)

Es ist ein dreiphasiger (3K) und ein zweiphasiger (2K) Kurzschluss ohne Fehlerimpedanz mit einer Restspannung von 22 % bis 25 % (3K) bzw. 20 % bis 22 % (2K) am Knoten „MS-1“ mit einer Fehlerdauer von jeweils 450 ms zu simulieren. Der Kurzschluss ist am Netzknoten „MS-1-EOL“ einzulegen. Die Fehlerklärung ist durch Abschaltung des Abgangsleistungsschalters vorzunehmen. Die Prüfung ist für einen Fehler am Netzknoten „MS-2-EOL“ unter identischen Bedingungen und der Restspannung am Knoten „MS-2“ zu wiederholen.

Die jeweilige Simulationsdauer ist dabei so zu wählen, dass die dynamischen Ausgleichsvorgänge erkennbar ihren stationären Zustand erreicht haben.

Für diese Prüfungen ist das EMT-Modell (mit vereinfachter Darstellung des Leistungsteils nach Punkt 2), Abschnitt 5.5.3.3) zu verwenden.

Prüfung 3

Eine stabile Regelung der PRNB auch innerhalb einer erweiterten Testumgebung ist durch Aufschaltung der Referenzverläufe nach Abschnitt 4.2.1.14, Bild 4 auf die Frequenz der HöS-Spannungsquelle „ext HöS Netz“ am Netzknoten „HÖS-1“ nachzuweisen. Die jeweilige Simulationsdauer ist dabei so zu wählen, dass die dynamischen Ausgleichsvorgänge erkennbar ihren stationären Zustand erreicht haben.

Für diese Prüfungen ist das detaillierte RMS-Modell zu verwenden.

Prüfung 4

Um zu zeigen, dass die zu bewertende EZE Dämpfungseigenschaften besitzt, die im Netz vorhandene Generator- oder Netzpendelungen nicht negativ beeinflussen, sind in dieser simulativen Prüfung Frequenzgänge für verschiedene Prüfkfigurationen zu ermitteln. Hierbei ist die Speisefrequenz ($f_{SP}(s)$) der Spannungsquelle am Netzknoten „HÖS-1“ sinusförmig im Bereich von 0,05 Hz bis 10 Hz zu variieren. Hierbei ist der Bodeplot (Frequenz- und Phasengang) der Übertragungsfunktion $G_p(s) = P_{EZE}(s) / f_{SP}(s)$ und $G_{EZE}(s) = P_{EZE}(s) / f_{EZE}(s)$ zu ermitteln.

Es sind folgende Berechnungen durchzuführen:

Ermittlung des Frequenzgangs in Bezug auf die elektrische Leistung einer EZE der EZA-1 mit Betrieb der EZA-1 und EZA-2.

Zur Erstellung des Bodeplots kann die Speisefrequenz der Spannungsquelle am Knoten „HÖS-1“ sinusförmig mit einer Amplitude Δf von 0,1 Hz und einer Frequenz von f_{anreg} im Bereich von 0,05 Hz bis 10 Hz in Schritten von $\leq 0,05$ Hz variiert werden (im rotierenden Koordinatensystem mit $f = 50 \text{ Hz} + \Delta f \cdot \sin(2\pi f_{anreg} \cdot t)$).

Bei Windenergieanlagen kann diese Anregung zu mechanischen Wechselwirkungen führen. Der WEA-Hersteller darf für die zu zertifizierende Einheit bis zu drei Frequenzen bezüglich der mechanischen Resonanzen angeben. Diese drei Frequenzen (f_{res}) inklusive eines Toleranzbands von $\pm 0,1$ Hz bzw. ± 20 % von f_{res} werden bei der Erstellung des Bodediagramms nicht berücksichtigt.

Für die Prüfungen ist die PRNB zu deaktivieren. Dies kann durch die Erhöhung des Frequenz-Totbandes oder durch die Anpassung der Statik realisiert werden.

Für diese Prüfung ist das detaillierte RMS-Modell zu verwenden.

5.5.7.10.4 Auswertungen

Prüfung 1

Es ist zu zeigen, dass die Einhaltung der Anforderungen an die Spannungsquellenregelung der netzbildenden Einheit gemäß Abschnitt 4.2.1.5 und den entsprechend geführten messtechnischen Nachweisen nach Abschnitt 5.5.5.6 auch innerhalb der definierten Netzumgebungen zu einem stabilen Betrieb der netzbildenden Erzeugungseinheiten innerhalb einer Anlage führt.

Prüfung 2

Es ist zu zeigen, dass die Einhaltung der Anforderungen an die FRT-Fähigkeit der netzbildenden Einheit gemäß Abschnitt 4.2.1.6 und den entsprechend geführten messtechnischen Nachweise nach 5.5.5.6.3 auch innerhalb der definierten Netzumgebungen zu einem stabilen Betrieb der netzbildenden Erzeugungseinheit führt. Weiterhin ist aufzuzeigen, dass Eintritt und Aufhebung von Strombegrenzungen der netzbildenden Einheiten stabil verlaufen und keine instabilen Interaktionen zwischen den EZE einer EZA oder zwischen den EZA beobachtet werden können.

Prüfung 3

Es ist zu zeigen dass das Durchfahren der Frequenzkurven nach Abschnitt 4.2.1.14, Bild 4 bei sämtlichen EZE der EZA-1 und EZA-2 stabil verläuft und keine instabilen Interaktionen zwischen den EZE bzw. EZA auftreten.

Prüfung 4

Es ist zu zeigen, ob im Frequenzbereich von 0,05 Hz bis 10 Hz die Phasenlage der EZE-Wirkleistung im Erzeugerzählpeilsystem in Bezug auf die Phasenlage der Spannungsquelle im Bereich von $-180^\circ \pm 90^\circ$ verbleibt. Die jeweilige Phasenreserve an den $\pm 90^\circ$ Rändern ist auszuweisen.

5.5.7.10.5 Darstellung im Prüfbericht

Der Nachweis der Netzparallelbetriebsfähigkeit hat innerhalb eines Prüfberichts zu erfolgen. Dieser ist inhaltlich wie folgt auszugestalten:

- 1) Darstellung des Netzmodells und der gewählten Parametrierung sowie ggfls. notwendige Abweichungen von den grundsätzlichen Festlegungen des Benchmark-Netzes. Erforderliche Abweichungen sind zu begründen.
- 2) Zusammenstellung der konkreten Netzbetriebsfälle des Benchmark-Netzes mit Bezug auf die spezifischen Werte der EZE, für die die Eigenschaften nachzuweisen sind.
- 3) Darstellung der wesentlichen Größen innerhalb von x - t -Diagrammen mit Beschriftung bzw. Markierung relevanter Zustände. Hierzu gehören mindestens folgende Größen:
 - 3.1) Prüfung 1: EZE-Soll- und Ist-Spannungen, Wirk- und Blindleistung sowie Wirk-, Blind- und Scheinströme für alle EZE.
 - 3.2) Prüfung 2: EZE-Wirk- und Blindleistung, Mit- und Gegensystem-Strom, Frequenz, Mitsystem-Spannung sowie interne Größen soweit verfügbar für alle EZE, Spannung am Fehlerort und an den Netzanschlusspunkten.
 - 3.3) Prüfung 3: EZE-Wirk- und Blindleistung, Scheinstrom, Frequenz, Spannung sowie interne Größen soweit verfügbar für alle EZE sowie Frequenz der Spannungsquelle.
 - 3.4) Prüfung 4: Darstellung der ermittelten Bodediagramme mit Auszeichnung der Resonanzstelle und Phasenreserve bei den Frequenzen 0,05 Hz und 10 Hz. Falls im Falle von Windenergieanlagen mechanische Resonanzen berücksichtigt wurden, sind diese mit dem entsprechenden Toleranzband im Bodediagramm darzustellen.
- 4) Schriftliche Zusammenfassung der Ergebnisse in Bezug auf die darzustellenden Eigenschaften der netzbildenden Erzeugungseinheiten.

ANMERKUNG Sollten sich bei der Durchführung der festgelegten Prüfungen ein von den Anforderungen abweichendes Verhalten in Form von Instabilitäten oder unsystematischem Verhalten feststellen lassen, so ist dieses entsprechend darzustellen.

TR8-Hinweis:

Die Prüfung gilt als bestanden, wenn die Ergebnisse im Prüfbericht nachvollziehbar ausgewiesen sind.

5.6 Vorgehensweise Anlagenzertifikat

5.6.1 Allgemeines

Für Kundenanlagen mit netzbildenden Einheiten ist entsprechend der Anforderungen nach der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel ein Anlagenzertifikat durch den Anschlussnehmer beim Netzbetreiber einzureichen. Hierbei ist der jeweilige Abschnitt 11.4 zu berücksichtigen. Bei der Anlagenzertifizierung nach Abschnitt 11.4 der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel abweichende Anforderungen, sind im folgenden beschrieben.

5.6.2 Von TAR abweichende Anforderungen im Rahmen der Anlagenzertifizierung

5.6.2.1 Von Abschnitt 11.4.1 (Allgemeines) abweichende Anforderungen

5.6.2.1.1 Allgemeines

Es gilt grundsätzlich Abschnitt 11.4.1 der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel. Ergänzend zu Abschnitt 11.4.1 gelten die in den folgenden Unterabschnitten gestellten Anforderungen.

5.6.2.1.2 Anlagenzertifizierung für Neueinheiten

Bei der Anlagenzertifizierung von Einheiten mit netzbildenden Eigenschaften sind Einheitenzertifikate nach diesem FNN Hinweis in Version 2.1 (oder neuer) zu verwenden.

5.6.2.1.3 Anlagenzertifizierung bei Umrüstung von Bestandsanlagen

Die Umrüstung von bestehenden netzfolgenden Typ-2-Einheiten (Bestandsanlagen) zu netzbildenden Typ-2-Einheiten gilt immer als wesentliche Änderung. Für diese ist ein neues Anlagenzertifikat auf Basis der Einheitenzertifikate der umgerüsteten Einheiten nach diesem FNN Hinweis in Version 2.1 (oder neuer) zu erstellen. Für diese Anlagen gilt ergänzend zu Abschnitt 11.4.1 der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel zusätzlich:

„Für die Ausstellung der Konformitätserklärung gelten für Bestandsanlagen, die zu netzbildenden Typ-2-Einheiten umgerüstet werden, folgende Voraussetzungen:

- Die Durchführung von notwendigen Softwareupdates wird für alle umgerüsteten Einheiten nachgewiesen durch einen jeweiligen Auszug aus dem Ereignisprotokoll,
- Der Austausch von notwendigen Hardwarekomponenten wird per Herstellererklärung nachgewiesen,
- Ein Parameterauszug der umgerüsteten Einheit wird vorgelegt,
- Auf Basis von intern aufschaltbaren Signalen an einer durch den Zertifizierer frei wählbaren Einheit im Feld werden folgende Messungen nach Abschnitt 5.5.5.3, 5.5.5.8 und 5.5.5.9 (Auswertung nach Abschnitt 5.5.5.9.3.3) durchgeführt und die Einhaltung der jeweils beschriebenen Anforderungen nachgewiesen.
- Alternativ zum messtechnischen Nachweis darf für die umgerüstete Einheit mit Hilfe von Störschreiber-Auswertungen nach den Kriterien des Abschnitts 5.2.4 ein Nachweisdokument eingereicht werden. Hierbei greifen die Festlegungen nach Abschnitt 5.2.4 bezüglich der Überwachung in einer Anlage mit mehreren typgleichen netzbildenden Einheiten. Dieser Nachweis erfolgt im Nachgang zur Konformitätserklärung. Die netzbildende Einheit ist für einen Zeitraum von mindestens einem Jahr zu überwachen. Anstelle einer endgültigen Betriebserlaubnis wird in diesem Fall eine auf den Überwachungszeitraum beschränkte Betriebserlaubnis durch den Netzbetreiber ausgestellt. Nach erfolgreichem Nachweis der Konformität durch Auswertung der Störschreiberdaten wird die endgültige Betriebserlaubnis ausgestellt.
- Der messtechnische Nachweis bzw. dessen Alternative (Überwachung mittels Störschreiber) kann entfallen, sofern die Umrüstung der jeweiligen Einheit lediglich auf Basis eines Softwareupdates erfolgte.

- Der Zertifizierer hat geprüft, dass alle Einheiten der Anlage dem Stand der geprüften bzw. überwachten Einheit entsprechen.“
- Die erforderlichen Messungen sind von einem nach DIN EN ISO/IEC 17025 (für die FGW TR3, Rev. 26) akkreditierten Prüfinstitut durchzuführen.
- Sofern im Rahmen eines Nachweises für netzbildende Anlagen mit Prototypen nach Abschnitt 5.2.3 der geforderte messtechnische Nachweis erbracht wurde, kann dieser auch für die Konformitätserklärung verwendet werden.

5.6.2.2 Von Abschnitt 11.4.2 (Vom Anschlussnehmer zur Erstellung des Anlagenzertifikates bereitzustellenden Unterlagen) abweichende Anforderungen

In Tabellenzeile Nr. 1 des Abschnitts 11.4.2 der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel sind der Zertifizierungsstelle anstelle der dort angegebenen Datenblätter folgende Datenblätter des Anhangs C dieses FNN Hinweises einzureichen:

VDE-AR-N 4110

- E.1 der VDE-AR-N 4110: Datenblatt E.1 (Anhang C.I.1)
- E.7 der VDE-AR-N 4110: Datenblatt E.7 (Anhang C.I.2)
- E.8 der VDE-AR-N 4110: Datenblatt E.8 (Anhang C.I.3)
- E.9 der VDE-AR-N 4110: Datenblatt E.9 (Anhang C.I.4)
- E.10 der VDE-AR-N 4110: Datenblatt E.10 (Anhang C.I.5)
- E.11 der VDE-AR-N 4110: Datenblatt E.11 (Anhang C.I.6)
- E.12 der VDE-AR-N 4110: Datenblatt E.12 (Anhang C.I.7)

VDE-AR-N 4120

- E.1 der VDE-AR-N 4120: Datenblatt E.1 (Anhang C.II.1)
- E.5 der VDE-AR-N 4120: Datenblatt E.5 (Anhang C.II.2)
- E.6 der VDE-AR-N 4120: Datenblatt E.6 (Anhang C.II.3)
- E.7 der VDE-AR-N 4120: Datenblatt E.7 (Anhang C.II.4)
- E.8 der VDE-AR-N 4120: Datenblatt E.8 (Anhang C.II.5)
- E.9 der VDE-AR-N 4120: Datenblatt E.9 (Anhang C.II.6)
- E.10 der VDE-AR-N 4120: Datenblatt E.10 (Anhang C.II.7)

VDE-AR-N 4130

- E.6 der VDE-AR-N 4130: Datenblatt E.6 (Anhang C.III.1)

5.6.2.3 Von Abschnitt 11.4.3 (Einspeiseleistung) abweichende Anforderungen

Zusätzlich zu Abschnitt 11.4.3 der jeweils anzuwendenden Anschlussregel gilt:

Bei der Auslegung der Anlage ist darauf zu achten, dass bei Einhaltung der geforderten Blindleistungsbereitstellung nach Abschnitt 11.2.2 der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel die Fähigkeit zur Bereitstellung von Momentanreserve nicht eingeschränkt wird. Im Anlagenzertifikat ist auszuweisen, inwieweit die Summe der Leistung ($\sum P_{\text{grenzneg,min}}$, $\sum P_{\text{grenzpos,max}}$) der in der Anlage verbauten Einheiten zur vollumfänglichen Bereitstellung der Momentanreserve durch die Blindleistungsbereitstellung

bei maximaler geforderter über- bzw. untererregter Fahrweise (entsprechend Netzbetreiberabfragebogen) am NAP bei Nennspannung (U_n bzw. U_c) eingeschränkt wird.

ANMERKUNG Dies kann auf Basis einer Lastflussberechnung durchgeführt werden unter Verwendung der jeweiligen PQ-Diagramme der Einheiten.

5.6.2.4 Von Abschnitt 11.4.8.2 (Polrad-/Netzpendelungen) abweichende Anforderungen

Anstelle des zweiten Absatzes des Abschnitts 11.4.8.2 der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel gilt:

„Bei netzbildenden Typ-2-Anlagen ist diese Anforderung im Rahmen der erfolgreichen Prüfung der Dämpfung von Frequenzleistungspendelungen nach Abschnitt 5.5.5.8 dieses FNN Hinweises im Rahmen der Einheitenzertifizierung erfüllt.“.

5.6.2.5 Von Abschnitt 11.4.9 (Nachweis Inselbetrieb und Teilnetzbetriebsfähigkeit) abweichende Anforderungen

Teilnetzbetriebsfähigkeit

Der Nachweis zur Teilnetzbetriebsfähigkeit nach der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel entfällt. Stattdessen gilt:

„Bei netzbildenden Einheiten ist diese Anforderung mit dem Einheitenzertifikat nach diesem FNN Hinweis erfüllt. Die Fähigkeit zur Teilnetzbetriebsfähigkeit der netzbildenden Einheiten der Anlage ist im Anlagenzertifikat auszuweisen. Für Erzeugungsanlagen vom Typ 1 ist, sofern nicht der gesamte Stellbereich der Wirkleistung im Rahmen der netzsicherheitsbasierten Primärregelung mit der geforderten Amplitude nach Tabelle 14 abgedeckt wird, eine entsprechende technische Begründung vorzulegen und das Vorgehen ist mit dem Netzbetreiber abzustimmen.“

Es ist zusätzlich nachzuweisen, dass das Betriebskonzept der Erzeugungsanlage eine Reduktion der eingespeisten Leistung auf die technische Mindestleistung nach Tabelle 15 erlaubt.“.

5.6.2.6 Von Abschnitt 11.4.11 (Statische Spannungshaltung/Blindleistungsbereitstellung) abweichende Anforderungen

5.6.2.6.1 Allgemeines

Das reale Regelverhalten der statischen Spannungshaltung wird durch die Impedanz des Netzes (SCR), Kommunikationszeiten sowie der Erzeugungsanlage (Erzeugungseinheiten + Parknetz) beeinflusst.

Es gilt Abschnitt 11.4.11 der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel. Bezüglich des Nachweises des Regelverhaltens gilt für Typ-1-Anlagen im Anwendungsbereich der VDE-AR-N 4110 und 4120 sowie für netzbildende Typ-2-Anlagen davon abweichend folgendes:

Bezüglich des Regelverhaltens ist für die netzbildenden Einheiten und Komponenten der Erzeugungsanlage zu bewerten, inwieweit die Erzeugungsanlage einen Blindleistungssprung von maximal geforderter untererregter auf maximal geforderter übererregter Blindleistungseinspeisung innerhalb der geforderten Zeiten nach Abschnitt 4.1.1.3 (Typ-1-Anlagen) bzw. 4.2.1.4 (Typ-2-Anlagen) dieses FNN Hinweises erreicht. Dieser Bereich darf insoweit eingeschränkt werden, wenn hierfür die Stufung des Stufenstellers erforderlich wäre. Die Zeitvorgabe (3τ des PT1-Verhaltens) ist dem Datenabfragebogen des Netzbetreibers E.7 [VDE-AR-N 4120/30] bzw. E.9 [VDE-AR-N 4110] zu entnehmen. Dabei ist die Erfüllung der Anforderungen an die Übergangszeit (3τ des PT1-Verhaltens) sowohl im Führungs- wie auch im Störverhalten für Typ-2-Anlagen nach Abschnitt 4.2.1.4 und für Typ-1-Anlagen nach Abschnitt 4.1.1.3 dieses FNN Hinweises nachzuweisen. Hierbei gelten die Toleranzvorgaben nach Bild 27 in Anhang B.IX. Innerhalb der Toleranzgrenzen ist für das Regelverhalten ein gedämpftes Verhalten nachzuweisen. Alternativ dazu darf - sofern es im Rahmen der

Nachweisführung zu Überschreitungen des Toleranzbandes kommt - im Falle von Übergangszeiten kleiner 5 s und niedrigen SCR-Werten ein alternatives Akzeptanzkriterium in Abstimmung mit dem Netzbetreiber festgelegt werden (bspw. auf Basis einer geeigneten Mindestdämpfung; siehe hierzu auch Anhang A.I).

Bei der Bewertung des dynamischen Verhaltens ist zu beachten, dass das Verhalten der Spannungsquellenregelung netzbildender Typ-2-Einheiten bzw. des Spannungsreglers der netzbildenden Typ-1-Einheiten mit der initialen Dynamik der statischen Spannungshaltung im Führungs- und Störverhalten interagiert. Als Beginn für die Bewertung des Störverhaltens ist ein Zustand nach initialer Reaktion der Spannungsquellenregelung (Typ 2) bzw. des Spannungsreglers (Typ 1) heranzuziehen.

ANMERKUNG 1 Unter initialer Reaktion der Spannungsquellenregelung der Einheit wird der Vorgang bis zum Erreichen eines nahezu stationären Zustandes bei deaktivierter überlagerter Blindleistungsregelung verstanden. Für Typ 2-Einheiten kann z.B. die Anforderung an die Einschwingzeit als Beginn für die Bewertung des Störverhaltens der statischen Spannungshaltung herangezogen werden.

ANMERKUNG 2 Bei gemischten netzfolgenden und netzbildenden Einheiten innerhalb einer Erzeugungsanlage sind die genannten Nachweise für das Anlagenverhalten nur für den netzbildenden Anteil der Erzeugungsanlage zu betrachten.

Für Erzeugungsanlagen im Anwendungsbereich der VDE-AR-N 4120 und 4130, in denen die installierte Leistung der netzbildenden Typ-2-Einheiten mehr als 10 % P_{Amax} bzw. weniger als 90 % P_{Amax} beträgt, gilt: Das mit dem Netzbetreiber abgestimmte Konzept zur statischen Spannungshaltung der gesamten Erzeugungsanlage ist vorzulegen und darzustellen. Fordert der Netzbetreiber die Überprüfung des Gesamtanlagenverhaltens, hat dies messtechnisch zu erfolgen.

Der Nachweis des Regelverhaltens der statischen Spannungshaltung darf nach einem der nachfolgend genannten Verfahren erbracht werden:

Verfahren A) Messtechnischer Nachweis des Verhaltens der Gesamtanlage:

Der messtechnische Nachweis erfolgt im Rahmen der Konformitätserklärung nach Abschnitt 5.7.2 durch ein nach DIN EN ISO/IEC 17025 akkreditiertes Prüfinstitut. Diese Vorgehensweise ist im Anlagenzertifikat entsprechend auszuweisen.

Verfahren B) Simulativer Nachweis unter Berücksichtigung der Einheitenmodelle sowie des EZA-Regler-Modells:

Der simulative Nachweis erfolgt nach Abschnitt 5.6.2.6.2.

Verfahren C) Nachweis des Regelverhaltens der netzbildenden Einheit mit zugehörigem EZA-Regler im Rahmen der Komponentenzertifizierung:

Der Nachweis des Regelverhaltens der statischen Spannungshaltung erfolgt im Rahmen der Komponentenzertifizierung des EZA-Reglers unter Berücksichtigung der netzbildenden Einheit. Hierbei ist sicherzustellen, dass die erforderlichen Einstellwerte des EZA-Reglers unter den Voraussetzungen der für die Erzeugungsanlage wesentlichen Parameter (z.B. SCR-Wert des Netzes, Impedanzen der Erzeugungsanlage) im Komponentenzertifikat ausgewiesen sind und somit die Konformität des Reglerverhaltens der statischen Spannungshaltung für die Erzeugungsanlage sichergestellt werden kann. Sofern der Nachweis des Regelverhaltens der statischen Spannungshaltung der netzbildenden Einheit und des EZA-Reglers bereits im Rahmen der Komponentenzertifizierung erfolgt ist, ist dies im Anlagenzertifikat auszuweisen und die Konformität für die Erzeugungsanlage zu bestätigen.

Verfahren D) Bewertung des Regelverhaltens auf Basis der Komponenten- und Einheitenzertifikate und entsprechender Herstellerdokumentation:

Der Nachweis des Regelverhaltens der statischen Spannungshaltung für die Erzeugungsanlage erfolgt auf Basis der Auswertung des für die Komponenten (EZA-Regler) und netzbildenden Einheiten im Rahmen der Komponenten- bzw. Einheitenzertifikate ausgewiesenen Vermögens.

ANMERKUNG 3 Hierbei ist es erforderlich, dass für die Komponente (EZA-Regler) durch den Hersteller z.B. auf Basis eines validierten Simulationsmodells (z.B. tabellarisch) dokumentiert wird, unter welchen Voraussetzungen und mit welcher Parametrierung für die Erzeugungsanlage das geforderte Regelverhalten umgesetzt werden kann. Dabei ist die Impedanz der Erzeugungsanlage, Kommunikationszeiten zwischen EZA-Regler und Einheiten, der SCR-Wert an ihrem NAP sowie eine Variation der Verzögerung des Blindstromverhaltens der netzbildenden Einheit zu berücksichtigen.

TR8-Hinweis:

Der Nachweis der statischen Spannungshaltung darf nach einem der folgenden Verfahren erbracht werden und ist entsprechend zu bewerten:

- Verfahren A) Messtechnischer Nachweis des Verhaltens der Gesamtanlage,*
- Verfahren B) Simulativer Nachweis unter Berücksichtigung der Einheitenmodelle sowie des EZA-Regler-Modells,*
- Verfahren C) Nachweis des Regelverhaltens der netzbildenden Einheit mit zugehörigem EZA-Regler im Rahmen der Komponentenzertifizierung,*
- Verfahren D) Bewertung des Regelverhaltens auf Basis der Komponenten- und Einheitenzertifikate und entsprechender Herstellerdokumentation.*

Das für den Nachweis herangezogene Verfahren ist im Anlagenzertifikat auszuweisen.

Unabhängig vom gewählten Verfahren gilt der Nachweis der statischen Spannungshaltung als erbracht, wenn für die vom Netzbetreiber geforderte Übergangszeit (3τ) das Regelverhalten der statischen Spannungshaltung der Gesamtanlage im Führungs- wie auch im Störverhalten innerhalb der geforderten Toleranzbereiche nach Bild 27 des Anhangs B.IX liegt. Dies kann entsprechend des herangezogenen Verfahrens messtechnisch (Verfahren A) oder simulativ (Verfahren B) nachgewiesen bzw. auf Basis der Auswertung der entsprechenden Angaben in den Komponenten- und Einheitenzertifikaten nachvollziehbar ausgewiesen werden (Verfahren C und D). Für das Regelverhalten innerhalb der Toleranzgrenzen ist ein gedämpftes Verhalten nachzuweisen. Bei Verwendung der Verfahren A und B gilt als Beginn für die Bewertung des Störverhaltens ein Zustand nach initialer Reaktion der Spannungsquellenregelung (Typ 2) bzw. des Spannungsreglers (Typ 1).

Für Erzeugungsanlagen im Anwendungsbereich der VDE-AR-N 4120 und 4130, in denen die installierte Leistung der netzbildenden Typ-2-Einheiten mehr als 10 % P_{Amax} bzw. weniger als 90 % P_{Amax} beträgt, liegt ein mit dem Netzbetreiber abgestimmtes Konzept zur statischen Spannungshaltung vor und dieses ist nachvollziehbar dargestellt.

5.6.2.6.2 Simulativer Nachweis der statischen Spannungshaltung (Gesamtanlagenverhalten)

5.6.2.6.2.1 Ziel der Prüfung

Ziel der simulativen Prüfung ist es das Gesamtanlagenverhalten bezüglich der statischen Spannungshaltung für die vom Netzbetreiber vorgegebenen Blindleistungsverfahren festzustellen und die Einhaltung der Anforderungen nach Abschnitt 4.1.1.3 (Typ-1-Einheiten) und 4.2.1.4 (Typ-2-Einheiten) zu überprüfen. Dabei ist die Einhaltung der geforderten Toleranzbänder nach Bild 27 sowie die vom Netzbetreiber geforderte Übergangszeit für das Regelverhalten der statischen Spannungshaltung festzustellen.

5.6.2.6.2.2 Prüfverfahren

Die simulative Prüfung ist mit dem RMS-Modell der Erzeugungsanlage durchzuführen, wobei ein SCR-Wert von 10 [VDE-AR-N 4120] bzw. 20 [VDE-AR-N 4110] am NAP anzunehmen ist sowie der für den NAP der Erzeugungsanlage angegebene SCR-Wert. Die Prüfung ist entsprechend der Vorgaben des Messverfahrens 1 (Führungsverhalten) und Messverfahrens 2 (Störverhalten) nach Abschnitt 5.7.2.1.2 durchzuführen.

5.6.2.6.2.3 Auswertung und Darstellung im Prüfbericht

Die Auswertung und Dokumentation der simulativen Prüfung erfolgt entsprechend der Vorgaben nach Abschnitt 5.7.2.1.3 bzw. 5.7.2.1.4.

TR8-Hinweis:

Die simulative Prüfung gilt als bestanden, sofern für alle durchgeführten Prüfungen die Sprungantworten innerhalb der entsprechenden Toleranzbänder liegen und für Regelverhalten innerhalb der Toleranzbänder ein gedämpftes Verhalten nachgewiesen wird. Als Beginn für die Bewertung des Störverhaltens gilt ein Zustand nach initialer Reaktion der Spannungsquellenregelung (Typ 2) bzw. des Spannungsreglers (Typ 1).

5.6.2.7 Von Abschnitt 11.4.12 (Dynamische Netzstützung) abweichende Anforderungen

5.6.2.7.1 Von Abschnitt 11.4.12.1 (Allgemeines) abweichende Anforderungen

Anstelle des Abschnitts 11.4.12.1 der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel gelten folgende Festlegungen:

Für die netzbildenden Einheiten einer Typ-2-EZA bzw. Typ-2-EZA, die nur aus netzbildenden Einheiten bestehen, gelten die Nachweise auf Anlagenebene dieses Abschnitts. Für Typ-2-EZA mit netzbildenden und netzfolgenden Anlagen, sind die Nachweise auf Anlagenebene jeweils typspezifisch (für netzbildende Einheiten nach Abschnitt 5.6.2.7 dieses FNN Hinweises; für netzfolgende Einheiten nach Abschnitt 11.4.12 der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel) zu berücksichtigen. Hierzu ist ggf. zusätzlich eine Bewertung des Verhaltens der einzelnen Einheiten an deren Klemmen in der EZA erforderlich.

Der Nachweis des Verhaltens der Erzeugungsanlage erfolgt durch Simulation anhand der validierten detaillierten RMS-Simulationsmodelle der Erzeugungseinheiten und Komponenten. Sofern kein Modell des zu verwendenden EZA-Reglers unter Einhaltung der an ihn gestellten Anforderungen vorliegt, darf alternativ das konzeptionelle Verhalten des verwendeten EZA-Reglers mit berücksichtigt werden.

Dabei sind Spannungserhöhungen aufgrund der Spannungsquellenregelung der EZE auf:

- $> 110 \% U_c$ [VDE-AR-N 4110] bzw. $> 110 \% U_n$ [VDE-AR-N 4120] am Netzanschlusspunkt auszuweisen. Sofern diese Überschreitungen länger als 50 ms auftreten, ist dies mit dem Netzbetreiber abzustimmen.
- $> 110 \% U_{ref}$ [VDE-AR-N 4130] 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 darzulegen.

Eine möglicherweise festgestellte Auslösung des Q - U -Schutzes stellt dabei kein Fehlverhalten der Erzeugungsanlage dar.

Bei Typ-2-Anlagen ist zu ermitteln, ob es aufgrund der Spannungsquellenregelung zu einer Auslösung des Q - U -Schutzes kommen kann. Hierzu ist die Berechnung mit einem symmetrischen Spannungseinbruch auf einen Wert zwischen:

- 70 % U_c und 80 % U_c [VDE-AR-N 4110], einer Wirkleistungseinspeisung der Erzeugungsanlage mit P_{inst} und der mit dem Netzbetreiber vereinbarten maximalen Blindleistung der Erzeugungsanlage untererregt durchzuführen.
- 70 % U_n und 80 % U_n [VDE-AR-N 4120/30], einer Wirkleistungseinspeisung zwischen 20 % und 30 % P_{inst} und der vom Netzbetreiber geforderten maximalen Blindleistung der Erzeugungsanlage untererregt durchzuführen.

ANMERKUNG Die vorherigen drei Absätze (bezüglich des Q - U Schutzes) entfallen bei Anwendung der VDE-AR-N 4110:2026 sowie VDE-AR-N 4120:2026.

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) [VDE-AR-N 4110/20/30] und für Fehler in der nächsthöheren Spannungsebene (Fehler im vorgelagerten Netz) [VDE-AR-N 4110/20] durchzuführen.

Für Erzeugungsanlagen im Anwendungsbereich der VDE-AR-N 4110 gilt: Einpolige Fehlerfälle sind bei den Sternpunktbehandlungsverfahren starre, niederohmige und kurzzeitig niederohmige Sternpunkterdung im gleichen und im vorgelagerten Netz gemäß FRT-Grenzkurven zu simulieren. In isoliert betriebenen Netzen und in Netzen mit Erdschlusskompensation sind einpolige Fehler nicht zu simulieren, die Erzeugungsanlage darf sich bei einem Erdschluss jedoch nicht vom Netz trennen.

Für Erzeugungsanlagen im Anwendungsbereich der VDE-AR-N 4120/30 gilt: In Netzen mit Erdschlusskompensation sind einpolige Fehler nicht zu betrachten.

Die in Abschnitt 10.2.3.3 der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel aufgeführte Grenze der Kurzschlussleistung nach einem Netzfehler für Typ-2-Anlagen ist im Rahmen der Nachweisführung nicht zu berücksichtigen.

5.6.2.7.2 Von Abschnitt 11.4.12.3 (Dynamische Netzstützung für eine Erzeugungsanlage des Typs 2) abweichende Anforderungen

In der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel entfallen die folgenden Zeilen des Abschnitts 11.4.12.3:

„Weiterhin ist der sich am Netzanschlusspunkt ergebende k -Faktor auszuweisen und hinsichtlich Einhaltung der Anforderungen nach 10.2.3 und dem Netzbetreiber-Abfragebogen zu bewerten“.

„Sofern der Netzbetreiber eine solche 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 -Faktor nicht zulassen.“

Zusätzlich gilt folgende Festlegung:

Es ist nachzuweisen, dass die statische Spannungshaltung außerhalb des quasistationären Betriebsbereiches der Erzeugungsanlage für netzbildende Einheiten gemäß Bild 4 im Anwendungsbereich der VDE-AR-N 4110 und VDE-AR-N 4120 bzw. Bild 2 im Anwendungsbereich der VDE-AR-N 4130 und innerhalb der jeweiligen FRT-Grenzkurven die Spannungsquellenregelung an den netzbildenden Einheiten und das UVRT/OVRT-Verhalten von netzbildenden Einheiten gemäß Abschnitt 4.2.1.6 nicht beeinträchtigt ist.

5.6.2.7.3 Von Abschnitt 11.4.12.4 (Eingeschränkte dynamische Netzstützung für eine Erzeugungsanlage des Typs 2) abweichende Anforderungen

Anstelle des Abschnitts 11.4.12.4 der VDE-AR-N 4110 gelten folgende Festlegungen:

Der Nachweis nach Abschnitt 5.5.5.6.6 der erforderlichen Reduzierbarkeit des Scheinstroms (eingeschränkte Spannungsquellenregelung) hat für netzbildende Erzeugungsanlagen mit Inbetriebsetzungsdatum nach dem 01.01.2028 im Einheitenzertifikat zu erfolgen. Für netzbildende Erzeugungsanlagen mit Inbetriebsetzung nach diesem Zeitpunkt ist – sofern der Nachweis nach Abschnitt 5.5.5.6.6 nicht im Rahmen der Einheitenzertifizierung erfolgte - der Entkopplungsschutz entsprechend der Vorgaben des Netzbetreibers parametrisiert.

Die Umsetzbarkeit der eingeschränkten Spannungsquellenregelung bzw. die Wirksamkeit der Schutzabschaltung nach Abschnitt 4.2.1.5.2 ist im Anlagenzertifikat zu bewerten.

5.6.2.8 Von Abschnitt 11.4.13 (Wirkleistungsabgabe) abweichende Anforderungen

Es ist das Konzept zur Umsetzung der Priorisierungsanforderungen aus Abschnitt 4.2.3 für die Erzeugungsanlage zu bewerten. Es ist sicherzustellen, dass das Konzept der Anlagenregelung die Bereitstellung von Momentanreserve nicht einschränkt. Zusätzlich ist sicherzustellen, dass entsprechend der Anforderungen nach Abschnitt 4.2.4.5 die $P_{AV,E}$ -Schutzeinrichtung so parametrisiert ist, dass diese für einen Wirkleistungsbetriebspunkt der Erzeugungsanlage bei $P_{AV,E}$ bei Auftreten der nach diesem FNN Hinweis geforderten Winkelsprungleistung in Verbindung mit dem transienten Verlauf der Momentanreserveleistung auf Basis der eingestellten Anlaufzeitkonstanten der netzbildenden Einheiten nicht zu einer Auslösung führt.

5.6.2.9 Von Abschnitt 11.4.15 (Wirkleistungseinspeisung in Abhängigkeit der Netzfrequenz (Über- und Unterfrequenz) abweichende Anforderungen

Der Nachweis ist im Zuge der Erstellung des Einheitenzertifikats bzw. des Einzelnachweisverfahrens zu erbringen.

Bezüglich des Nachweises der Einhaltung der Priorisierungsvorgaben gilt für Typ-2-Anlagen anstelle des Abschnitts 11.4.15 der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel folgendes:

Die Einhaltung der Priorisierungsvorgaben gemäß Abschnitt 4.2.3 ist insbesondere bei Über- / Unterfrequenzereignissen mit zeitgleich anstehenden Wirkleistungsvorgaben durch den Netzbetreiber (Netzsicherheitsmanagement) und/oder durch Dritte (z.B. Direktvermarkter) zu prüfen. Der Nachweis des technischen Vermögens der Einheit zur Umsetzung der entsprechenden Priorisierungsvorgaben erfolgt nach Abschnitt 5.5.6.1 im Rahmen der Einheitenzertifizierung.

5.6.2.10 Von Abschnitt 11.4.23 (EZA-Modell) abweichende Anforderungen

Zusätzlich zu den Anforderungen des Abschnitts 11.4.18 der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel gelten folgende Festlegungen:

Soweit der Netzbetreiber vom Anschlussnehmer ein EZA-Modell nach Abschnitt 10.6 der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel bzw. Abschnitt 5.5.3.9 dieses FNN Hinweises verlangt, ist dieses – sofern vorhanden - mit Antragsstellung zu übergeben. Sofern kein EZA-Modell vorliegt, ist dieses zusammen mit dem Anlagenzertifikat an den Netzbetreiber zu übergeben.

5.6.2.11 Von Abschnitt 11.4.24 (VDE-AR-N 4110) (Anlagenzertifikat B) abweichende Anforderungen

Für Erzeugungsanlagen im Anwendungsbereich der VDE-AR-N 4110 gilt: Es ist in jedem Fall ein Anlagenzertifikat A einzureichen.

5.6.3 Erweitertes Anlagenzertifikatsverfahren (Höchstspannung)

5.6.3.1 Allgemeines

Für Erzeugungsanlagen mit netzbildenden Einheiten mit Anschluss am öffentlichen Höchstspannungsnetz sind neben den Anforderungen zur Anlagenzertifizierung nach Abschnitt 5.6.1 und 5.6.2 zusätzlich die Anforderungen der folgenden Unterabschnitte zu erfüllen.

5.6.3.2 Netzanschlussprozess im erweiterten Anlagenzertifikatsverfahren

5.6.3.2.1 Allgemeines

Für Erzeugungsanlagen mit netzbildenden Einheiten mit Anschluss am öffentlichen Höchstspannungsnetz erfolgt der Netzanschlussprozess im Rahmen des erweiterten Anlagenzertifikatsverfahrens nach Bild 14. Hierbei handelt es sich um eine Ergänzung des nach VDE-AR-N 4130 definierten Netzanschlussprozesses. Entsprechend bleiben die nach VDE-AR-N 4130 gestellten Anforderungen an den Prozessablauf, sofern nicht anders angegeben, hiervon unberührt.

5.6.3.2.2 Vorbereitung und Planung des Netzanschlusses sowie Erweiterte Ersatznetzdaten

Der Netzanschlussprozess wird durch den Anschlussnehmer mit der Stellung des Anschlussantrages gestartet („Start“). Die „Übermittlung der Netzdaten am NAP“ durch den Netzbetreiber an den Anschlussnehmer erfolgt im Rahmen der Anschlusszusage nach Abschnitt 4.2.2 der VDE-AR-N 4130.

Auf Basis der durch den Netzbetreiber vorgegebenen Netzdaten erfolgt die Planung der Erzeugungsanlage sowie die Auslegung des Netzanschlusses durch den Anschlussnehmer („EZA-Planung & Auslegung des Netzanschlusses“) unter Berücksichtigung der entsprechenden Einheitenzertifikate der innerhalb der Anlage vorgesehenen netzbildenden Einheiten nach diesem FNN Hinweis. Zu der detaillierten Anlagenplanung gehören u.a.:

- Festlegung und Auslegung der Anlagenstruktur und Dimensionierung der vorgesehenen Betriebsmittel
- Durchführung der hierzu erforderlichen Lastfluss- und Kurzschlussstromberechnungen zum Nachweis der im Netzanschlussvertrag festgelegten Eigenschaften und Kenngrößen
- Festlegung regelungstechnischer Strukturen (EZE/EZA-Regelung).

Nach Abschluss der detaillierten Anlagenplanung erfolgt die „Übergabe der Detailplanungsdaten“ sowie der „EMT- und RMS Modelle“ der netzbildenden Einheiten an den Netzbetreiber für den Einsatz im Rahmen von Netzstudien. Der Netzbetreiber kann ein vorläufiges Anlagenmodell auf Basis der Detailplanungsdaten sowie der Einheitenmodelle anfordern.

Für die Durchführung von Studien zur Bestätigung der Anlagenkonformität nach Abschnitt 5.6.3.2.4 übermittelt der Netzbetreiber „erweiterte Ersatznetzdaten am NAP“ bzw. ein erweitertes Ersatznetz-Modell für den NAP der Kundenanlage an den Anschlussnehmer. Dieses erweiterte Ersatznetz-Modell bildet die für das dynamische Verhalten am Netzanschlusspunkt maßgeblichen statischen und dynamischen Eigenschaften des umgebenden Netzes ab. Dazu können gehören: die frequenz- und spannungsabhängige Impedanz, das R/X -Verhältnis, Kurzschlussleistung am NAP beschrieben durch ein detailliertes Ersatznetz, relevante Oberschwingungen der Spannung und interharmonische Anteile, vorhandene Serien- und Parallelkompensationsstufen sowie das zeitabhängige Verhalten von Schutz- und Regelungseinrichtungen im vorgelagerten Netz (Netzschutz, Blindleistungsregelungen, etc.).

ANMERKUNG Im Zuge der detaillierten Netzstudien durch den Netzbetreiber nach Abschnitt 5.6.3.2.3 wird das erweiterte Ersatznetz-Modell für den Nachweis der Resonanzstabilität eventuell konkretisiert. Dennoch können die Studien zur Bestätigung der EZA-Konformität durch den Anschlussnehmer und die detaillierten Netzstudien durch den Netzbetreiber parallel durchgeführt werden.

5.6.3.2.3 Detaillierte Netzstudien durch den Netzbetreiber und Konkretisierung des Erweiterten Ersatznetzes

Der Netzbetreiber führt bei Bedarf auf Basis der detaillierten Einheiten-Modelle der Erzeugungsanlage „*detaillierte Netzstudien*“ (Interaktionsstudien) durch. Auf Basis dieser Studien wird das für den Netzanschlusspunkt der geplanten Erzeugungsanlage an den Anschlussnehmer übergebene erweiterte Ersatznetz-Modell zusätzlich bezüglich spezifischer Resonanzeigenschaften für den NAP der Kundenanlage konkretisiert. Das erweiterte Ersatznetz gibt dabei die im Rahmen der Interaktionsstudien identifizierten kritischen Betriebszustände realitätsnah wieder. Kritische Interaktionen, die mit der vorgesehenen Parametrierung der netzbildenden Einheiten identifiziert werden, werden durch den Netzbetreiber ausgewiesen und im Ersatznetz-Modell berücksichtigt. Ein eventuell modifiziertes Ersatznetz-Modell wird an den Anschlussnehmer für die Verwendung in der „*Studie zur Bestätigung der EZA-Konformität übergeben*“.

ANMERKUNG 1 Werden die Netzstudien durch Dritte durchgeführt, so sind die Anforderungen an die Modellweitergabe nach Abschnitt 5.5.3.9 zu berücksichtigen.

ANMERKUNG 2 In Abstimmung mit dem Netzbetreiber ist die Durchführung der detaillierten Studien auch in Verantwortung des Anschlussnehmers möglich. In diesem Fall stellt der Netzbetreiber für die Durchführung der Studien eine geeignete Infrastruktur zur Verfügung.

5.6.3.2.4 Studie zur Bestätigung der Anlagenkonformität

Die Bestätigung der Anlagenkonformität nach den Anforderungen dieses FNN Hinweises erfolgt mittels einer simulativen „*Studie*“. Die Durchführung der Studie erfolgt nach den Vorgaben des Abschnitts 5.6.3.3 auf Basis eines detaillierten Modells der Erzeugungsanlage sowie der durch den Netzbetreiber übermittelten „*erweiterten Ersatznetzdaten am NAP*“ (Ersatznetz-Modell) nach Abschnitt 5.6.3.2.2 und ggf. deren erforderlicher Konkretisierung nach Abschnitt 5.6.3.2.3 im Rahmen eines qualifizierten Anlagengutachtens.

ANMERKUNG Werden die Studien durch Dritte durchgeführt, so sind die Anforderungen an die Modellweitergabe nach Abschnitt 5.5.3.9 zu berücksichtigen.

Sofern weder im Rahmen der Interaktionsstudien durch den Netzbetreiber noch im Rahmen der Studie zur Bestätigung der EZA-Konformität kritische Interaktionen mit der vorgesehenen Parametrierung der netzbildenden Einheiten identifiziert wurden, übergibt der Anschlussnehmer dem Netzbetreiber das qualifizierte Anlagengutachten, in dem die Konformität der Anlage in Bezug zu den Anforderungen am NAP unter Einbeziehung der erweiterten Ersatznetzdaten nachgewiesen ist. Es erfolgt die Prüfung und anschließende Freigabe des qualifizierten Anlagengutachtens durch den Netzbetreiber. Mit Abschluss dieses Prozesses, wird die Anlagenkonformität bestätigt.

Dabei ist auf Basis der durchgeführten Interaktionsstudien seitens des Netzbetreibers wie auch durch die Studie des Anschlussnehmers zu bestätigen, dass durch den Anschlussnehmer eine „*geeignete Parametrierung innerhalb des Parameterraums der netzbildenden Einheiten*“ (bzw. dem innerhalb der Einheitenzertifizierung zulässigen Parameterraum) gewählt werden konnte, die die erwarteten Interaktionen vermeiden oder ausreichend minimieren. Nach Vorlage des entsprechend der final gewählten Parametrierung erstellten qualifizierten Anlagengutachtens, erfolgt die Prüfung und Freigabe dieses durch den Netzbetreiber. Mit Abschluss dieses Prozesses, wird die Anlagenkonformität bestätigt.

5.6.3.2.5 Finale Einstellungen an der Erzeugungsanlage

Nach Bestätigung der Anlagenkonformität sind die Erzeugungsanlage sowie die netzbildenden Einheiten innerhalb der Erzeugungsanlage entsprechend der final festgelegten Parametrierung gemäß Abschnitt 5.6.3.2.4 einzustellen. Die finale Parametrierung der Erzeugungsanlage ist im Anlagenzertifikat auszuweisen.

5.6.3.2.6 Abschluss des erweiterten Anlagenzertifikatsverfahrens und vorläufige Betriebserlaubnis

Das Vorliegen des vom Netzbetreiber freigegebenen qualifizierten Anlagengutachtens ist im Rahmen des Anlagenzertifikats durch den Zertifizierer nach den Kriterien des Abschnitts 5.6.3.3.1 zu bewerten. Zudem sind die „finalen EMT- und RMS-Modelle der Erzeugungsanlage“ durch den Anschlussnehmer an den Netzbetreiber zu übergeben. Der Prozess endet mit der Ausstellung des „erweiterten Anlagenzertifikats“ durch den Zertifizierer und der anschließenden „Ausstellung der vorläufigen Betriebserlaubnis“ (VBE) durch den Netzbetreiber.

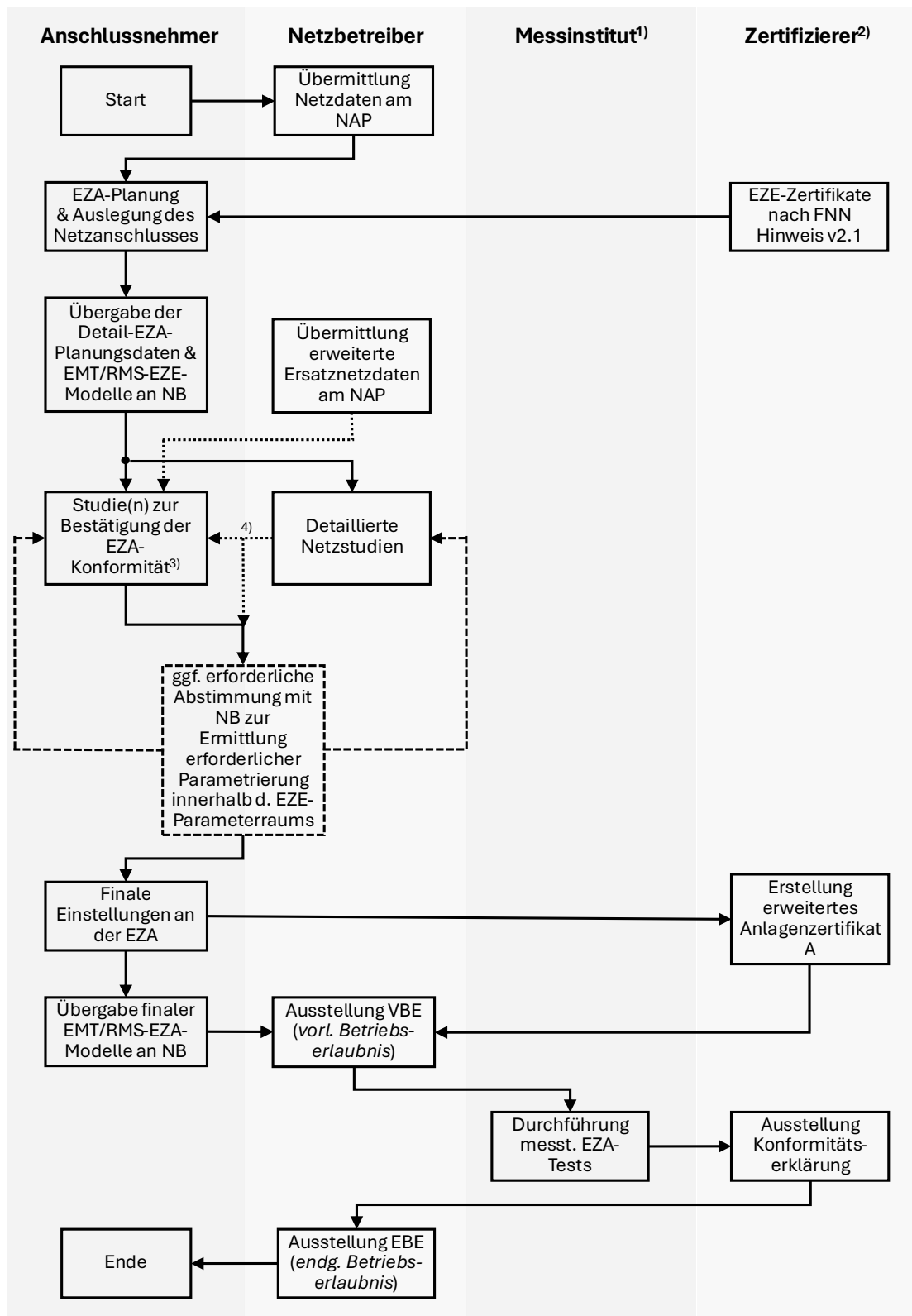
ANMERKUNG Die für die Ausstellung der vorläufigen Betriebserlaubnis nach VDE-AR-N 4130 zu erfüllenden Voraussetzungen bleiben hiervon unberührt.

5.6.3.2.7 Ausstellung der Konformitätserklärung und Endgültige Betriebserlaubnis

Nach Ausstellung des „Erweiterten Anlagenzertifikats“ durch den Zertifizierer und Vorliegen der vorläufigen Betriebserlaubnis erfolgen ggf. „messtechnische Tests“ an der betriebsbereiten Erzeugungsanlage im Rahmen der Konformitätserklärung nach Abschnitt 5.7. Sofern eine Anpassung der Parametrierung der netzbildenden Einheiten vereinbart wurde, ist im Rahmen der Konformitätserklärung zu prüfen, ob die Einstellung der Parametrierung der netzbildenden Einheiten in der Erzeugungsanlage sowie der Erzeugungsanlage selbst dieser Vereinbarung entspricht.

Mit Ausstellung der Konformitätserklärung endet der Netzanschlussprozess im erweiterten Anlagenzertifikatsverfahren, womit der Netzbetreiber die „Endgültige Betriebserlaubnis“ (EBE) für die Erzeugungsanlage erteilt.

ANMERKUNG Die für die Ausstellung der endgültigen Betriebserlaubnis nach VDE-AR-N 4130 zu erfüllenden Voraussetzungen bleiben hiervon unberührt.



¹⁾ akkreditiert nach DIN EN ISO/IEC 17025

²⁾ akkreditiert nach DIN EN ISO/IEC 17065

³⁾ siehe qualifiziertes Anlagengutachten nach Abschnitt 5.6.3.3

⁴⁾ Für den Nachweis einzelner Anforderungen erfolgt im Laufe der detaillierten Netzstudien durch den Netzbetreiber ggf. eine Anpassung der erweiterten Ersatznetzdaten, die in den Studien zur Bestätigung der EZA-Konformität zu berücksichtigen sind (siehe hierzu Abschnitt 5.6.3.2.3)

Bild 14 Netzanschlussprozess im erweiterten Anlagenzertifikatsverfahren bei Anschluss netzbildender Anlagen an das Höchstspannungsnetz

5.6.3.3 Qualifiziertes Anlagengutachten

5.6.3.3.1 Allgemeines

Für Erzeugungsanlagen mit netzbildenden Einheiten mit Anschluss am öffentlichen Höchstspannungsnetz sind neben den Anforderungen zur Anlagenzertifizierung nach Abschnitt 5.6.1 und 5.6.2 zusätzlich die Anforderungen dieses Abschnitts zu erfüllen:

Für die Erzeugungsanlage ist das Anlagenzertifikat nach VDE-AR-N 4130 sowie der nach Abschnitt 5.6.1 und 5.6.2 dieses FNN Hinweises entsprechend formulierten Ergänzungen bzw. Abweichungen, um ein qualifiziertes Anlagengutachten zu erweitern. In diesem sind die nach Abschnitt 4.2.4 gestellten Anforderungen an die Erzeugungsanlage auf Basis einer simulativen Studie entsprechend der nachfolgenden Kriterien durch eine dafür qualifizierte Stelle zu überprüfen und zu bewerten. Die qualifizierte Stelle ist durch den Anschlussnehmer in Abstimmung mit dem Netzbetreiber für die Durchführung der Studie zu beauftragen. Das durch die qualifizierte Stelle erarbeitete qualifizierte Anlagengutachten ist dem Netzbetreiber vorzulegen und durch diesen inhaltlich zu prüfen und freizugeben.

Der Nachweis der Erfüllung dieser Anforderungen erfolgt auf Basis einer Bestätigung des Netzbetreibers. Die Zertifizierungsstelle prüft im Zuge des Zertifizierungsverfahrens lediglich das Vorhandensein dieser gültigen Bestätigung des Netzbetreibers. Für die Ausstellung des Anlagenzertifikats ist die Vorlage des durch den Netzbetreiber freigegebenen qualifizierten Anlagengutachtens Voraussetzung.

TR8-Hinweis:

Die Konformität der Erzeugungsanlage mit den nach Abschnitt 4.2.4 gestellten Anforderungen auf Anlagenebene wird durch ein qualifiziertes Anlagengutachten entsprechend der Kriterien nach Abschnitt 5.6.3.3 bestätigt (Bewertungskriterium: Wahr/Nicht wahr).

Die im Rahmen der Studie nachzuweisenden Kriterien sind in den folgenden Unterabschnitten aufgeführt.

5.6.3.3.2 Nachweis der wirksamen Impedanz

Es ist rechnerisch nachzuweisen, dass die Anforderungen an die wirksame Impedanz sowohl im stationären Betriebszustand wie auch im Verlauf eines transienten Ausgleichvorgangs (ohne Ansprechen der Strombegrenzung) den Festlegungen nach Abschnitt 4.2.4.2 entsprechend eingehalten werden. Der Nachweis darf auf einen repräsentativen Anlagenteil beschränkt bleiben. Ggf. erforderliche Simulationen dürfen mit dem detaillierten RMS-Anlagenmodell durchgeführt werden. Die wirksame Impedanz der Anlage ($z_{w,A}$) ist auszuweisen. Das R/X -Verhältnis ist entsprechend der Vorgaben nach Abschnitt 5.5.5.4 für die Anlagenimpedanz $z_{w,A}$ zu bestimmen und auszuweisen.

5.6.3.3.3 Nachweis der minimalen Phasensprungleistung

Ausgehend von den Anforderungen an die Phasensprungleistung der netzbildenden Einheit (siehe Abschnitt 4.2.1.1) ist simulativ darzustellen, dass unter Annahme eines $SCR = 3$ am Netzanschlusspunkt die Wirkstromreaktion $\Delta i_{P,EZE}$ entsprechend der auf die Anlage bezogenen wirksamen Impedanz nachgewiesen werden kann.

Ergänzend hierzu ist für die simulative Prüfung der zu erwartende Wert des SCR am NAP anzuwenden. Die ermittelte Phasensprungleistung ist auszuweisen.

Die Methodik der Prüfung ist mit dem Netzbetreiber abzustimmen.

5.6.3.3.4 Nachweis der Dämpfung von Frequenz-Wirkleistungs- und Spannungs-Blindleistungspendelungen (0,1 Hz bis 10 Hz)

Ausgehend von den Anforderungen an die netzbildende Einheit bzgl. der Dämpfung von Frequenz-Leistungspendelungen (siehe Abschnitt 4.2.1.12) ist simulativ darzustellen, dass unter Annahme eines $SCR = 3$ an den Klemmen der elektrisch vom NAP am weitesten entfernten netzbildenden Einheit der Erzeugungsanlage die für die netzbildende Einheit nachgewiesene Dämpfung für Frequenz-Wirkleistungspendelungen innerhalb der vorgegebenen Toleranz erhalten bleibt. Die Prüfung ist unter den selben Annahmen auch für Spannungs-Blindleistungspendelungen durchzuführen.

Um die Dämpfungseigenschaften der EZA in Bezug auf die im erweiterten NAP-Ersatznetz vorhandenen Generator- oder Netzpendungen nachzuweisen, sind in diesem simulativen Nachweis Frequenzgänge für verschiedene Prüfkfigurationen zu ermitteln für die folgenden Prüfungen:

Prüfung 1 – Frequenz-Wirkleistungspendungen

Es ist die Speisefrequenz einer festzulegenden Spannungsquelle innerhalb des erweiterten Ersatznetzes sinusförmig im Bereich von 0,05 Hz bis 10 Hz zu variieren und ein Bodeplot (Frequenz- und Phasengang) der Übertragungsfunktion $G_P(s) = P_{EZE}(s) / f_{NAP}(s)$ für eine repräsentativ ausgewählte netzbildende Einheit innerhalb der EZA zu erstellen. Die Speisefrequenz der Spannungsquelle kann dabei sinusförmig mit einer Amplitude Δf von 0,1 Hz und einer Frequenz von f_{anreg} im Bereich von 0,05 Hz bis 10 Hz in Schritten von $\leq 0,05$ Hz variiert werden (im rotierenden Koordinatensystem mit $f = 50 \text{ Hz} + \Delta f \cdot \sin(2\pi f_{anreg} \cdot t)$).

Es ist zu zeigen, ob im Frequenzbereich von 0,05 Hz bis 10 Hz die Phasenlage der Wirkleistung der repräsentativ ausgewählten netzbildenden Einheiten im Erzeugerzählpfeilsystem in Bezug auf die Phasenlage der Spannungsquelle im Bereich von $-180^\circ \pm 90^\circ$ verbleibt. Die jeweilige Phasenreserve an den $\pm 90^\circ$ Rändern ist auszuweisen.

Bei Windenergieanlagen kann diese Anregung zu mechanischen Wechselwirkungen führen. Der WEA-Hersteller darf für die zu zertifizierende Einheit bis zu drei Frequenzen (f_{res}) inklusive eines Toleranzbands von $\pm 0,1$ Hz bzw. $\pm 20\%$ von f_{res} bezüglich der mechanischen Resonanzen angeben.

Bei dem beschriebenen Nachweis ist die PRNB zu deaktivieren. Dies kann durch die Erhöhung des Frequenz-Totbandes oder durch die Anpassung der Statik realisiert werden.

Prüfung 2 – Spannungs-Blindleistungspendungen

Es ist die Amplitude einer festzulegenden Spannungsquelle innerhalb des erweiterten Ersatznetzes sinusförmig im Bereich von 0,05 Hz bis 10 Hz zu variieren und ein Bodeplot (Frequenz- und Phasengang) der Übertragungsfunktion $G_Q(s) = Q_{EZE}(s) / U_{NAP}(s)$ für eine repräsentativ ausgewählte netzbildende Einheit innerhalb der EZA zu erstellen. Der Anlagenregler ist hierbei zu berücksichtigen. Die Amplitude der Spannungsquelle kann dabei sinusförmig mit einer Amplitude Δu von 0,05 p.u. und einer Frequenz von f_{anreg} im Bereich von 0,05 Hz bis 10 Hz in Schritten von $\leq 0,05$ Hz variiert werden (im rotierenden Koordinatensystem mit $U = U_n + \Delta u \cdot \sin(2\pi f_{anreg} \cdot t)$).

Es ist zu zeigen, ob im Frequenzbereich von 0,05 Hz bis 10 Hz die Phasenlage der Blindleistung der repräsentativ ausgewählten netzbildenden Einheiten im Erzeugerzählpfeilsystem in Bezug auf die Amplitude der Spannungsquelle im Bereich von $-180^\circ \pm 90^\circ$ verbleibt. Die jeweilige Phasenreserve an den $\pm 90^\circ$ Rändern ist auszuweisen.

ANMERKUNG Die Anregung im Spannungsbetrag kann Wirkleistungsänderungen und damit auch Frequenz-Wirkleistungspendungen auslösen. Dieser Effekt ist bei der Auswertung zu berücksichtigen.

Für diesen simulativen Nachweis ist das detaillierte RMS-Anlagenmodell zu verwenden.

5.6.3.3.5 Nachweis der Dämpfung von spezifischen sub- und supersynchronen Schwingungen (3 Hz bis 100 Hz)

Es ist simulativ für die Erzeugungsanlage nachzuweisen, dass die Anforderungen an das Verhalten im sub- und supersynchronen Frequenzbereich nach Abschnitt 4.2.1.2 an die Einheit auch auf Anlagenebene eingehalten werden. Hierfür ist der simulative Nachweis nach Abschnitt 5.5.7.8 auf Anlagenebene simulativ nachzuvollziehen.

5.6.3.3.6 Nachweis der Passivitätseigenschaften im harmonischen Frequenzbereich (100 Hz bis 2,5 kHz)

Es ist simulativ für die Erzeugungsanlage nachzuweisen, dass die Anforderungen an das Verhalten im harmonischen Frequenzbereich nach Abschnitt 4.2.1.3 an die Einheit auch auf Anlagenebene eingehalten werden. Hierfür ist das Nachweisverfahren nach Abschnitt A.IV auf Anlagenebene simulativ nachzuvollziehen.

5.6.3.3.7 Nachweis Spannungshaltung

Ein gemäß den Anforderungen konformes Verhalten der EZA-Regelung zur Spannungshaltung nach Abschnitt 4.2.1.4 in Verbindung mit der Spannungsquellenregelung der netzbildenden Einheit nach Abschnitt 4.2.1.5 (soweit anwendbar) ist simulativ nachzuweisen. Hierzu sind die in Abschnitt 5.7.2 beschriebenen messtechnischen Nachweise auf Basis des detaillierten RMS-Simulationsmodells der Anlage für das Führungsverhalten wie auch für das Störverhalten simulativ nachzuvollziehen.

5.7 Vorgehensweise Konformitätserklärung

5.7.1 Allgemeines

Es gilt der Abschnitt 11.5.4 der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel. Anstelle des ersten Absatzes gilt jeweils:

„Auf Basis des Anlagenzertifikats und der durch den Betreiber der Erzeugungsanlage bereitgestellten Inbetriebsetzungserklärung bestätigt eine nach DIN EN ISO/IEC 17065 hierfür akkreditierte Zertifizierungsstelle die Konformität der errichteten Erzeugungsanlage mit den Anforderungen nach diesem FNN Hinweis in Kombination der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel und den Vorgaben des Netzbetreibers (Dokumentenprüfung; siehe E.12 (VDE-AR-N 4110), E.10 (VDE-AR-N 4120/30)). Der Ersteller der Konformitätserklärung muss gegenüber dem Ersteller der Inbetriebsetzungserklärung unabhängig sein (4-Augen-Prinzip).“

Zusätzlich sind die in den nachfolgenden Abschnitten vorgegebenen Ergänzungen für die Ausstellung der Konformitätserklärung zu beachten.

5.7.2 Messtechnische Überprüfung des Anlagenverhaltens bezüglich der Spannungshaltung im Rahmen der Konformitätserklärung

5.7.2.1.1 Ziel der Messung

Ziel der Messung ist es das Gesamtanlagenverhalten bezüglich der statischen Spannungshaltung für die vom Netzbetreiber vorgegebenen Blindleistungsverfahren festzustellen und die Einhaltung der Anforderungen nach Abschnitt 4.1.1.3 (Typ-1-Einheiten) und 4.2.1.4 (Typ-2-Einheiten) zu überprüfen. Dabei ist die Einhaltung der geforderten Toleranzbänder nach Bild 27 sowie die vom Netzbetreiber geforderte Übergangszeit für das Regelverhalten der statischen Spannungshaltung festzustellen.

Die Messung ist nur dann erforderlich, wenn für den Nachweis der statischen Spannungshaltung (Gesamtanlagenverhalten) das Verfahren A) des Abschnitts 5.6.2.6.1 im Anlagenzertifikat gewählt bzw. ausgewiesen wurde.

5.7.2.1.2 Messverfahren

Die Überprüfung des Anlagenverhaltens bezüglich der statischen Spannungshaltung erfolgt an der betriebsbereiten Erzeugungsanlage nach den im folgenden beschriebenen Messverfahren 1 (Führungsverhalten) und 2 (Störverhalten). Es sind beide Verfahren für die jeweils vom Netzbetreiber geforderten Blindleistungsverfahren durchzuführen. Für die Versuchsdurchführung sind anlageninterne automatische Stufungen der Transformatorstufenschalter zu deaktivieren bzw. sind diese im manuellen Betriebsmodus zu betreiben.

Sofern nicht anders mit dem Netzbetreiber vereinbart (siehe Abschnitt 4.2.1.4), sind die Messungen lediglich auf den netzbildenden Teil der Erzeugungsanlage zu beziehen. Entsprechend sind alle nicht-netzbildenden Einheiten innerhalb der Erzeugungsanlage mit $Q = 0$ bzw. $\cos\varphi = 1$ Vorgabe zu betreiben. Der Test muss beim Netzbetreiber angekündigt werden.

Die Erzeugungsanlage ist für die Blindleistungsverfahren Q , $Q(U)$ und $\cos\varphi$ mit einer Wirkleistung von $\geq 40 \% P_{b \text{ inst}}$ bzw. für das Regelungsverfahren $Q(P)$ mit einer Wirkleistung von $> 90 \% P_{b \text{ inst}}$ zu betreiben. Kann einer der in den Messverfahren 1 und 2 geforderten Arbeitspunkte nicht angefahren werden, so darf dieser ausgelassen werden. Dies ist zu begründen.

Vor der Änderung des Soll- bzw. Manipulation des Ist-Wertes innerhalb der Messverfahren, ist die Erzeugungsanlage hinsichtlich der Wirkleistung innerhalb eines Toleranzbandes von $\pm 2 \% P_{b \text{ inst}}$ (bei Erzeugungsanlagen $< 300 \text{ kVA}$ $\pm 4 \% P_{b \text{ inst}}$) stabil zu betreiben.

Messverfahren 1 – Führungsverhalten (Sollwertvorgabe)

Das Messverfahren basiert auf der Vorgabe externer Sollwerte an den EZA-Regler. Bei der Durchführung des Messverfahrens ist bezüglich der durch den Netzbetreiber vorgegebenen Regelungsverfahren wie folgt zu unterscheiden:

Regelungsverfahren: Blindleistungs-Spannungskennlinie $Q(U)$

Es soll die Kennlinie gemäß Netzbetreiberabfragebogen eingestellt werden. Es sind die Blindleistungsstufen nach Tabelle 11 (Spalte 2) durch Anpassen der Parameter im Regler anzufahren, wobei sich die Angaben auf die in Betrieb befindliche Wirkleistung $P_{b \text{ inst}}$ beziehen. Ein Aufaddieren bzw. Subtrahieren eines Offsets auf den gemessenen Wert der Spannung oder Ersetzen des gemessenen Spannungswerts durch ein geeignetes Signal ist ebenfalls zulässig.

Regelungsverfahren: Blindleistung mit Spannungsbegrenzungsfunktion

Es soll die Kennlinie gemäß Netzbetreiberabfragebogen eingestellt werden. Es sind die Blindleistungsstufen nach Tabelle 11 (Spalte 4) durch Anpassen der Parameter im Regler anzufahren, wobei sich die Angaben auf die in Betrieb befindliche Wirkleistung $P_{b \text{ inst}}$ beziehen.

Regelungsverfahren: Verschiebungsfaktor $\cos\varphi$

Die vom Netzbetreiber geforderte Übergangszeit der statischen Spannungshaltung ist im EZA-Regler zu parametrieren. Es sind die Sollwerte nach Tabelle 11 (Spalte 5) für den Verschiebungsfaktor $\cos\varphi$ nacheinander anzufahren.

Regelungsverfahren: Kennlinie $Q(P)$ (nur VDE-AR-N 4110)

Die vom Netzbetreiber geforderte Übergangszeit der statischen Spannungshaltung ist im EZA-Regler für das Regelungsverfahren zu parametrieren. Es soll die Kennlinie gemäß Netzbetreiberabfragebogen eingestellt werden. Sofern möglich, ist durch Aufaddieren bzw. Subtrahieren eines Offsets auf den Wirkleistungs-Istwert ein Sprung der vom EZA-Regler erfassten Wirkleistungsabgabe am NAP von 90% auf $30 \% P_{b \text{ inst}}$ durchzuführen und dadurch ein Blindleistungssprung gemäß der Kennlinien-Charakteristik zu erzeugen. Kann das genannte Verfahren nicht angewendet werden, so darf auf diese Vermessung verzichtet werden. In diesem Fall ist dieselbe Übergangszeit wie bei der z.B. $Q(U)$ -Regelung oder $\cos\varphi$ -Regelung auszuweisen, wenn die Reglerfunktionen bzw. Reglerkerne identisch sind und dies durch eine Herstellererklärung (im Rahmen der Komponentenzertifizierung) bestätigt wird.

ANMERKUNG 1 Werden die Wirkleistungen mit einer externen Leistungsvorgabe eingestellt, überlagern sich bei dieser Messung zwei Regelungsfunktionen. Durch das Abregeln der Wirkleistung wird ein stetiger Verlauf des Blindleistungssollwert erzeugt, wodurch sich die parametrierte Übergangszeit nicht ermitteln lässt.

Tabelle 11 Messungen für die Überprüfung des Anlagenverhaltens bezüglich der statischen Spannungshaltung im Rahmen der Konformitätserklärung

Nr.	Blindleistungsverfahren			
	$Q(U)$ -Kennlinie	$Q(P)$ -Kennlinie ^{a)}	Spannungsbegrenzungsfunktion	$\cos\phi$ -Vorgabe
	Q_{soll} bez. auf $P_{\text{b inst}}$	P_{soll} bez. auf $P_{\text{b inst}}$	Q_{soll} bez. auf $P_{\text{b inst}}$	$\cos\phi_{\text{soll}}$
1	$\pm 0,05$	$0,9 \rightarrow 0,3$	$\pm 0,05$	1,0
2	0,33 (untererregt)	-	$\geq 0,33$ (untererregt)	0,95 kap.
3	0,33 (übererregt)	-	$\geq 0,33$ (übererregt)	0,95 ind.
4	$\pm 0,05$	-	$\pm 0,05$	1,0
a) Nur relevant für Anlagen im Anwendungsbereich der VDE-AR-N 4110.				
ANMERKUNG Die Sollwerte sind mit dem Netzbetreiber abzustimmen und ggf. anzupassen, damit eine ungewollte Spannungsreaktion vermieden wird.				

Messverfahren 2 – Störverhalten

Das Messverfahren basiert auf der Manipulation des Messsignals bzw. des rückgeführten Ist-Wertes des EZA-Reglers, welche je nach Reglerfunktion unterschiedlich sein können. Bei der Durchführung des Messverfahrens ist entsprechend des Messverfahrens 1 vorzugehen, wobei anstelle von externen Sollwertvorgaben die nach Tabelle 11 vorgegebenen Messungen durch Manipulation des Messsignals bzw. des rückgeführten Ist-Wertes des EZA-Reglers durchzuführen sind.

Sollten in den Messverfahren 1 und 2 stehende Schwingungen beobachtet werden, so ist deren Ursache zu ermitteln. Dies kann z.B. durch Aus- und Wiedereinschalten des EZA-Reglers erfolgen.

5.7.2.1.3 Auswertungen

Für die Messverfahren 1 und 2 sind für die geprüften Arbeitspunkte jeweils die Toleranzbänder entsprechend Anhang B.IX zu ermitteln. Es ist festzustellen, ob die Sprungantworten jeweils innerhalb der Toleranzbänder sowie innerhalb dieser gedämpft verlaufen. Als Beginn für die Auswertung des Störverhaltens nach Messverfahren 2 gilt ein Zustand nach initialer Reaktion der Spannungsquellenregelung (Typ 2) bzw. des Spannungsreglers (Typ 1).

ANMERKUNG Ein vom PT1-Verhalten abweichender Verlauf der Sprungantwort ist dabei zulässig, sofern die Toleranzbänder eingehalten werden.

Es ist jeweils die Übergangszeit $t_{\text{Ü}} = 3 \tau$, bei der die Sprungantwort einen Wert von 95 % des Endwerts bzw. der Sollwertes erreicht hat, zu ermitteln. Hierbei ist die gesamte Sprungantwort zu berücksichtigen.

5.7.2.1.4 Darstellung im Messbericht

Für die Messverfahren 1 und 2 sind die Einstellwerte aller relevanter Parameter des EZA-Reglers zu dokumentieren. Für alle Regelmodi sind jeweils die Sprungantworten und Toleranzbänder darzustellen und die relevanten auszuwertenden Größen zu kennzeichnen. Sofern in Abstimmung mit dem Netzbetreiber von den in Tabelle 11 vorgegebenen Prüfpunkten abgewichen wird, sind die geprüften Prüfpunkte auszuweisen. Es ist der Zeitpunkt des Beginns für die Auswertung des Störverhaltens nach Messverfahren 2 darzustellen, ab dem nach initialer Reaktion der Spannungsquellenregelung (Typ 2) bzw. des Spannungsreglers (Typ 1) das Störverhalten bewertet wird.

Regelmodus: Blindleistungs-Spannungskennlinie $Q(U)$

Es ist jeweils der Zeitverlauf des errechneten Blindleistungssollwertes, der gemessenen Blindleistung und der Spannung zu dokumentieren. Zudem ist die eingestellte Kennlinie darzustellen.

Regelmodus: Blindleistung mit Spannungsbegrenzungsfunktion

Es ist jeweils der Zeitverlauf des Sollwerts der Blindleistung und der gemessenen Blindleistung zu dokumentieren. Zusätzlich ist die eingestellte Kennlinie darzustellen.

Regelmodus: Verschiebungsfaktor $\cos\varphi$

Es ist jeweils der Zeitverlauf des Sollwerts des Verschiebungsfaktors und des gemessenen Verschiebungsfaktors zu dokumentieren. Zusätzlich ist der Zeitverlauf des errechneten Blindleistungssollwertes, der gemessenen Blindleistung sowie das verwendete Totband zu dokumentieren.

Regelmodus: Kennlinie $Q(P)$ (nur VDE-AR-N 4110)

Es ist jeweils der Zeitverlauf des errechneten Blindleistungssollwertes, der gemessenen Blindleistung und der Wirkleistung zu dokumentieren. Zudem ist die eingestellte Kennlinie darzustellen.

TR8-Hinweis:

Der Nachweis gilt als bestanden, sofern für alle durchgeführten Prüfungen die Sprungantworten innerhalb der entsprechenden Toleranzbänder liegen und das Regelverhalten innerhalb der Toleranzbänder gedämpft verläuft. Als Beginn für die Bewertung des Störverhaltens gilt ein Zustand nach initialer Reaktion der Spannungsquellenregelung (Typ 2) bzw. des Spannungsreglers (Typ 1). Sofern die Messungen bei einem $SCR < 10$ durchgeführt wurden und die Toleranzvorgaben hierbei nicht eingehalten wurden, darf stattdessen eine simulative Prüfung nach 5.6.2.6.2 zur Konformitätsbewertung herangezogen werden.

A. Anhang (informativ)

A.I. Qualitative Erläuterung zur Ermittlung des Dämpfungsmaßes

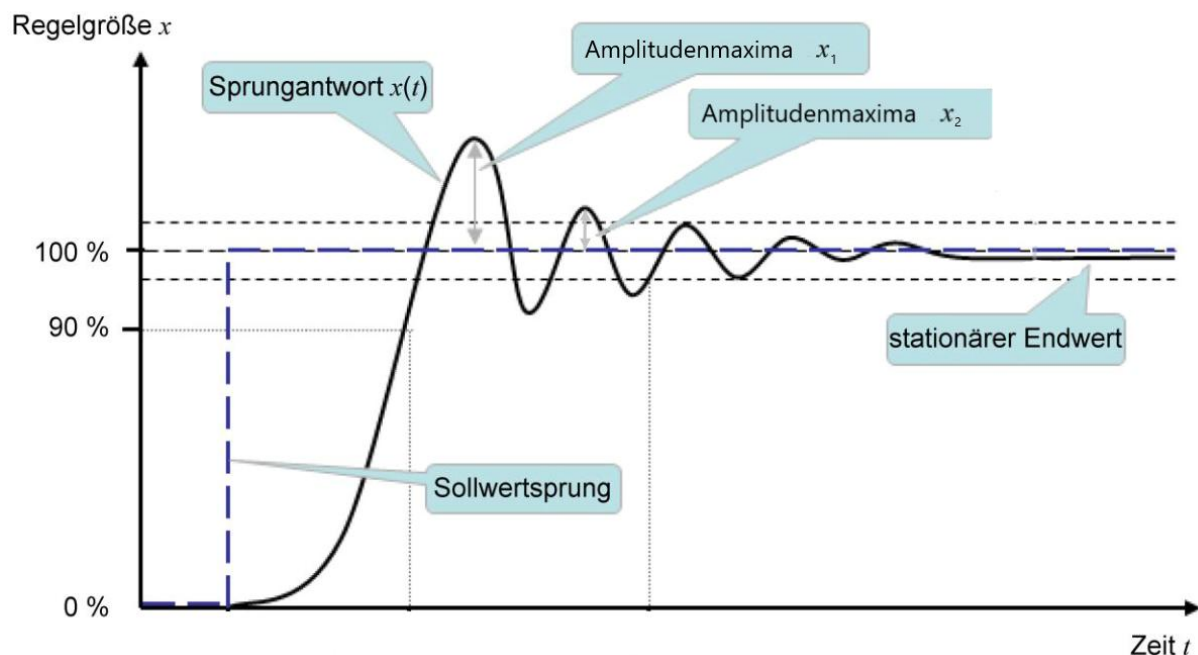


Bild 15 Sprungantwort eines Regelkreises zur quantitativen Ermittlung des Dämpfungsmaßes

Anhand Amplitudenmaximum x_1 und Amplitudenmaximum x_2 entsprechend Bild 15 ergibt sich das logarithmische Dekrement aus dem Amplitudenverhältnis zu:

$$\Lambda = \ln \left(\frac{x_n}{x_{n+1}} \right). \quad (34)$$

Aus dem Logarithmischen Dekrement Λ lässt sich das Dämpfungsmaß D bestimmen zu:

$$D = \frac{\Lambda}{\sqrt{(2\pi)^2 + \Lambda^2}}. \quad (35)$$

ANMERKUNG Praktische Erfahrungen zeigen, dass es sich anbietet, das zweite und dritte Amplitudenmaxima bzw. Amplitudenminima auszuwerten.

Die Ermittlung der Amplitudenmaxima und -minima erfolgt dabei auf Basis der jeweiligen Differenz zum stationären Endwert.

Alternativ darf das Dämpfungsmaß unter Auswertung von aufeinanderfolgenden Extrema ermittelt werden, entsprechend der Darstellung in Bild 16. Hierbei erfolgt die Bestimmung des logarithmischen Dekrements zweier aufeinander folgender Maxima und Minima nach:

$$\Lambda_k = \ln \left(\frac{\Delta x_n}{\Delta x_{n+1}} \right) = \ln \left(\frac{x_{\max,n} - x_{\min,n}}{x_{\max,n+1} - x_{\min,n+1}} \right). \quad (36)$$

Die Bestimmung des Dämpfungsmaßes D_k erfolgt entsprechend Gleichung (35) unter Berücksichtigung des k -ten logarithmischen Dekrements. Das Dämpfungsmaß D ermittelt sich anschließend aus dem Mittelwert idealerweise drei aufeinander folgender Schwingungsperioden nach:

$$D = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N D_k. \quad (37)$$

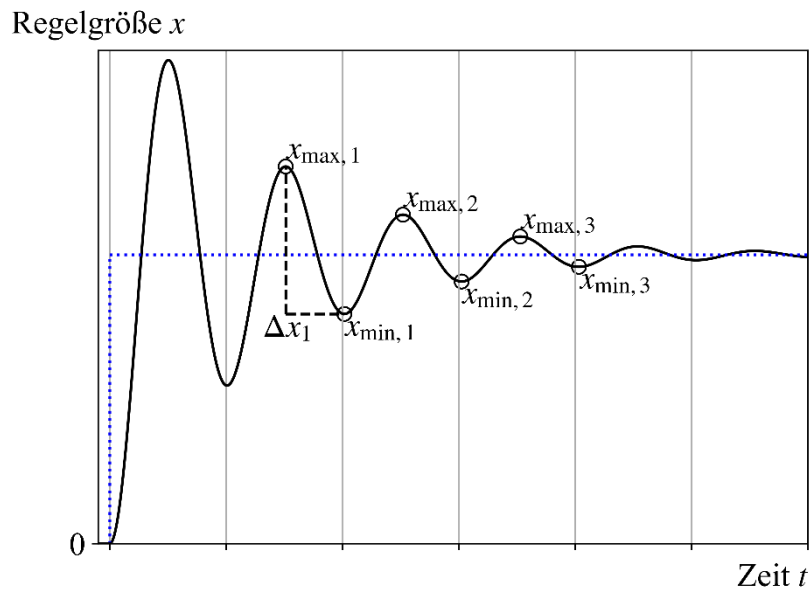


Bild 16 Sprungantwort eines Regelkreises zur quantitativen Ermittlung des Dämpfungsmaßes auf Basis der absoluten Differenzen aufeinanderfolgender Extrema

A.II. Erläuterungen zur Fiktiven Insel

Steigt bzw. fällt die Netzfrequenz außerhalb des Frequenzbandes von $50 \text{ Hz} \pm 200 \text{ mHz}$, nehmen sämtliche Erzeugungseinheiten, Erzeugungs- und Speichereinheiten sowie Speicher und regelbare Bezugseinheiten an der netzsicherheitsbasierten Primärregelung (PRNB) teil. Ein solches Ereignis, das zum Verlassen des Frequenzbandes von $50 \text{ Hz} \pm 200 \text{ mHz}$ führt, kann beispielsweise dann auftreten, wenn ein sehr hohes Leistungsungleichgewicht nicht mehr durch die marktbasierende Primär- und Sekundärregelung ausgeglichen werden kann.

In dieser Situation sieht die Einheit hinter ihrem NAP kein starres Netz mehr, sondern sie befindet sich in der Betriebssituation eines Fiktiven Inselnetzes. In diesem entsteht für die Einheit eine relevante Stabilitätsbedingung des geschlossenen PRNB-Regelkreises, d.h. unter Betrachtung der Einheit selbst wie auch dem Netz - bestehend aus der Summe aller netzbildenden und aller netzfolgenden Einheiten. Diese Situation ist vereinfacht und exemplarisch für die k te Typ-2-EZE in Bild 17 dargestellt. Die im Fiktiven Inselnetz noch verfügbare Anlaufzeitkonstante reduziert sich dabei auf ein stabilitätsrelevantes Maß. Es ist essenziell, dass Typ-1-Einheiten mit ihrer eigenen Schwungmasse und Typ-2-Einheiten mit der noch effektiv vorhandenen Anlaufzeitkonstante des Netzes (beigestellte Schwungmasse) in dieser Betriebssituation in der Lage sind, entsprechend der nach Abschnitt 4.1.2 bzw. 4.2.2.2 beschriebenen Anforderungen an die netzsicherheitsbasierte Primärregelung einen stabilen Arbeitspunkt einzuregeln und aufrecht zu halten. Für Typ-1-EZE findet sich eine beispielhafte Erläuterung des dynamischen Verhaltens der PRNB im Anhang A.III.

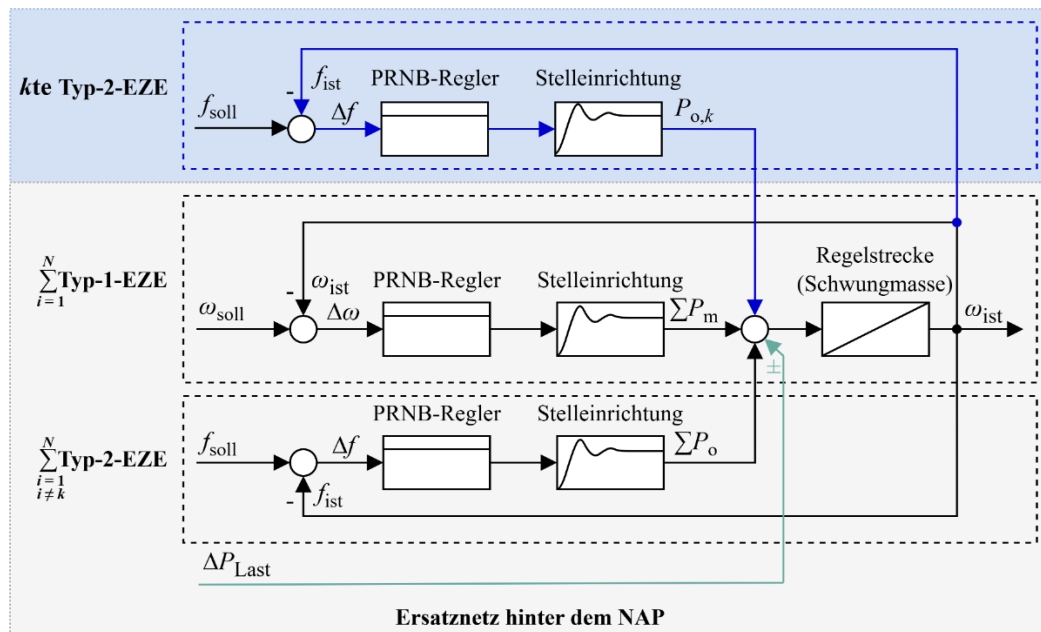


Bild 17 Vereinfachte Leistungsbilanz-Darstellung der netzsicherheitsbasierten Primärregelung durch Summenbetrachtung im Fiktiven Inselnetz

A.III. Erläuterungen zur Kleinsignalstabilität der Primärregelung im unbeschränkten Stellbereich und Empfehlungen zur Reglerstabilität von Typ-1-Anlagen

Die Kleinsignalstabilität beschreibt das Verhalten eines dynamischen Systems bei kleinen Auslenkungen um einen Arbeitspunkt. Besteht ein nichtlinearer Zusammenhang zwischen Eingangs- und Ausgangssignal werden Signale als Kleinsignale bezeichnet, solange sich in einem für die Aufgabe wesentlichen Bereich ein dennoch näherungsweise lineares Übertragungsverhalten ergibt.

In einem Verbundsystem, das rotierende Schwungmassen (z.B. Synchronmaschinen) beinhaltet, zeigt sich ein Ungleichgewicht zwischen Erzeugungsleistung und der im elektrischen Netz verbrauchten Leistung in einem initialen Frequenzgradienten, da das aktuelle Ungleichgewicht als Beschleunigungsmoment an den rotierenden Schwungmassen wirkt. Damit ist die Frequenz (Drehzahl), die abgesehen von kurzzeitigen dynamischen Schwingungen identisch ist mit der Netzfrequenz, eine im gesamten Netz verfügbare durch das Leistungsungleichgewicht verursachte integrierende Regelgröße.

Die Primärregelung (marktbasiert, netzsicherheitsbasiert) im Netz ist damit eine elementare und ständig zu erbringende Aufgabe zur Wahrung des Leistungsgleichgewichts zwischen Erzeugung und Verbrauch. Sie lässt sich in folgende Teilaufgaben gliedern, die unterschiedliche Maßnahmen erfordern:

- 1) Wahrung der Stabilität am Arbeitspunkt (Kleinsignalstabilität¹⁹)
- 2) Beherrschung eines normativen Leistungsungleichgewichts unter Einhaltung einer unteren Frequenzgrenze (49,2 Hz) ohne Funktionsbeeinträchtigung des Systems (u.a. ohne geplante Trennung von Verbraucherlast)
- 3) Beherrschung eines außergewöhnlichen Leistungsungleichgewichts mit einem resultierenden Frequenzgradienten (RoCoF) von bis zu ± 1 Hz/s und unter Einhaltung erweiterter Frequenzgrenzen

¹⁹ Die Begriffe Reglerstabilität und Kleinsignalstabilität werden hier synonym verwendet.

(47,5 Hz bis 51,5 Hz, kurzzeitig bis 52,5 Hz) mit planbaren Funktionsbeeinträchtigungen des Systems (z.B. frequenzabhängige Trennung von Verbraucherlast).

Die Wahrung der Kleinsignalstabilität bedeutet, dass ein durch ein geringes Leistungsungleichgewicht verursachter Frequenzgradient df/dt im ungestörten Betrieb und speziell in der Betriebssituation einer Fiktiven Insel auf $df/dt = 0$ stabil ausgeregelt wird und vor allem keine aufklingenden Schwingungen auftreten. Die Kleinsignalstabilität ist somit eine Grundvoraussetzung für jeden praktischen Betrieb. Sie ergibt sich – wie alle auf die Frequenz wirkenden Einflussgrößen – aus der summarischen Wirkung aller Anlagen einer Synchronzone mit Frequenz- bzw. Drehzahlregelung. Dies gilt auch für die Kleinsignalstabilität eines großen Verbundsystems.

Eine Anlage, ohne die Fähigkeit im Alleinbetrieb (oder auch Inselbetrieb, Teilnetzbetrieb, etc.) einen stabilen Arbeitspunkt mit konstanter Drehzahl bzw. Frequenz zu halten, ist auf die stabilisierende Stützung des Netzes im Parallelbetrieb angewiesen (fremdstabiles Verhalten). Dies ist stets dann der Fall, wenn die im Netzbetrieb jeweils aktive Regelung einen Alleinbetrieb mit Wahrung der Kleinsignalstabilität nicht ermöglicht.

Unbeschränkter Stellbereich

Unabhängig von prozessbedingten Begrenzungen von Wirkleistungs-Stellgeschwindigkeiten (Laständerungsgeschwindigkeit) kann die Kleinsignalstabilität nur dann gewährleistet werden, wenn die wesentlichen Anlagenparameter wie Anlaufzeitkonstante und prozessbedingtes Verhalten (z.B. Verzögerungen) bei der Wirkleistungsbereitstellung und die Stellgeschwindigkeit des Stellorgans (z.B. Turbineneinlassventil) so abgestimmt sind, dass die Kleinsignalstabilität gewährleistet ist. Da diese Anforderung zu erheblich höheren Wirkleistungsstellgeschwindigkeiten führen kann als dies nach Abschnitt 4.1.2 bzw. Tabelle 15 zulässig wäre, wird der hierfür vorgesehene Stellbereich nach Tabelle 14 reduziert festgelegt und als „unbeschränkter Stellbereich“ bezeichnet. Für diesen reduzierten Stellbereich ist die Stellgeschwindigkeit so festzulegen, dass im Fiktiven Inselnetz die Kleinsignalstabilität unter Einhaltung der festgelegten Dämpfung gewährleistet ist.

Beschränkter Stellbereich

Sobald bei einem Regelvorgang der unbeschränkte Stellbereich durchfahren wurde, dürfen die Laständerungsgeschwindigkeiten des „beschränkten Stellbereichs“ nach Abschnitt 4.1.2 bzw. Tabelle 15 aktiviert werden. Gleichzeitig ist der Arbeitspunkt des unbeschränkten Stellbereichs mit der jeweils aktivierten Laständerungsgeschwindigkeit des beschränkten Stellbereichs mitzunehmen, so dass in dem dann erneut eintretenden stationären Zustand wiederum der unbeschränkte Stellbereich verfügbar ist und damit auch die Kleinsignalstabilität nach dem Durchfahren eines beschränkten Stellbereichs wiederum vollumfänglich gegeben ist.

Beispielhafte Erläuterung des dynamischen Verhaltens der netsicherheitsbasierten Primärregelung

Im Folgenden soll das dynamische Verhalten der PRNB für unterschiedliche Störungen im Fiktiven Inselnetz beispielhaft erläutert werden. Hierfür wird die prinzipielle Reglerstruktur nach Bild 21 herangezogen mit einer innerhalb der mit „PRNB-Steuereinheit (*Beispiel 1*)“ bezeichneten Ventilregelung für den beschränkten und unbeschränkten Stellbereich der Typ-1-EZE. Als Eingang für die PRNB-Steuereinheit dient das Signal u_i , welches die Summe der Ausgangssignale des vorgelagerten Leistungs- und Drehzahlreglers abbildet. Der Ausgang y der PRNB-Steuereinheit entspricht der effektiven Ventilposition, die innerhalb der PRNB-Steuereinheit über zwei verschiedene Stellgeschwindigkeiten entsprechend der Vorgabe durch das Eingangssignal u_i adaptiert wird und entsprechend die Turbinen- bzw. mechanische Leistung P_m reguliert.

ANMERKUNG Die in Bild 21 dargestellte effektive Ventilposition y ist mit den einzelnen Ventilpositionen nicht identisch, sondern als vereinfachte Ersatzgröße zu betrachten.

Die Stellgeschwindigkeiten sind dabei so gewählt, dass sie den Anforderungen an die Dynamik der PRNB hinsichtlich der Einhaltung der Anforderungen an die Kleinsignalstabilität genügen – d.h. es wird für den unbeschränkten Stellbereich ($u_i - y \leq |0.1 \text{ p.u.}|$) eine ausreichend schnelle Stellgeschwindigkeit und für den beschränkten Stellbereich ($u_i - y > |0.1 \text{ p.u.}|$) eine langsame Stellgeschwindigkeit implementiert. Das Ausgangssignal bzw. die Ventilposition y ergibt sich demnach summarisch aus einem synthetisierten unbeschränkten (y_{ub}) und einem beschränkten (y_b) Anteil.

Bild 18 und Bild 19 zeigen das sich ergebende dynamische Verhalten mit aktiver PRNB für zwei verschieden große Störungen: eine sprunghafte Laständerung um $\pm 5 \% P_{b \text{ inst}}$ (Bild 18) und eine sprunghafte Laständerung um $\pm 10 \% P_{b \text{ inst}}$ (Bild 19).

Für den Fall der 5 %-Störung zeigen Frequenzverlauf und der Verlauf der mechanischen Leistung P_m ein dynamisch stabiles und hinreichend gedämpftes Verhalten. Die Störung wird in der PRNB-Steuereinheit vollständig durch den unbeschränkten Stellbereich beherrscht, weshalb der Verlauf der effektiven Ventilposition y vollständig durch seinen unbeschränkten Anteil y_{ub} beschrieben wird, der innerhalb der definierten Grenzwerte von $\pm 0.1 \text{ p.u.}$ verbleibt. Der beschränkte Anteil y_b erfährt hingegen keine Veränderung. Stationär ergibt sich entsprechend der Störung sowie Statik von 5 % bei Vorgabe des Schwellwertes zur Aktivierung der PRNB von 0 Hz eine Frequenzabweichung von $|0,125 \text{ Hz}|$.

In Bild 19 hingegen, führt das Auftreten der 10 %-Störung dazu, dass neben dem unbeschränkten Stellbereich auch der beschränkte Stellbereich temporär angesprochen wird. Der jeweilige temporär aktive Zeitraum des beschränkten Stellbereichs ist grau schattiert. In diesem Bereich befindet sich der unbeschränkte Anteil y_{ub} des Ausgangssignals auf seinem jeweiligen maximalen Wert von $\pm 0.1 \text{ p.u.}$ Das Ansprechen des beschränkten Stellbereichs ist darin begründet, dass prozessbedingte Verzögerungen in der Erzeugungseinheit entsprechend der verfügbaren Schwungmasse zu einem Anstieg bzw. Abfall der Drehzahl führen, die in Verbindung mit der eingestellten Reglerstatik den stationär geforderten Endwert von +10% - und damit den unbeschränkten Stellbereich - temporär überschreiten. Dies wird insbesondere in der sich langsamer ändernden mechanischen Leistung P_m deutlich. Sobald die Regelabweichung ($u_i - y$) sich wieder innerhalb der Grenzen des unbeschränkten Stellbereichs befindet, wird auch der unbeschränkte Anteil y_{ub} erneut aktiv und die mechanische Leistung P_m wird wieder mit schneller Stellgeschwindigkeit durch die Ventile reguliert. Durch diese koordinierte Ventil-Regelung, ist der Frequenz- bzw. Drehzahlverlauf sowie der Verlauf der mechanischen Leistung insgesamt hinreichend stabil und gedämpft. Stationär ergibt sich entsprechend der Störung von 10 % sowie Statik von 5 % bei Vorgabe des Schwellwertes zur Aktivierung der PRNB von 0 Hz eine Frequenzabweichung von $|0,25 \text{ Hz}|$.

Nach Erreichen eines neuen stationären Arbeitspunktes ist der unbeschränkte Stellbereich für weitere Leistungsänderungen vollumfänglich wieder zur Verfügung zu stellen. In Bild 20 ist dies exemplarisch für die +10 %-Störung des Beispiels 2 über die Ablösung des unbeschränkten Stellanteils y_{ub} durch den beschränkten Stellanteil y_b dargestellt. Dies erfolgt mit der langsameren Stellgeschwindigkeit des beschränkten Stellbereichs. Stationär entspricht somit der beschränkte Anteil y_b der Ventilposition y , da der unbeschränkte Anteil y_{ub} den Wert Null erreicht und dieser entsprechend bei einer erneut eintretenden Störung wieder vollständig zur Verfügung steht.

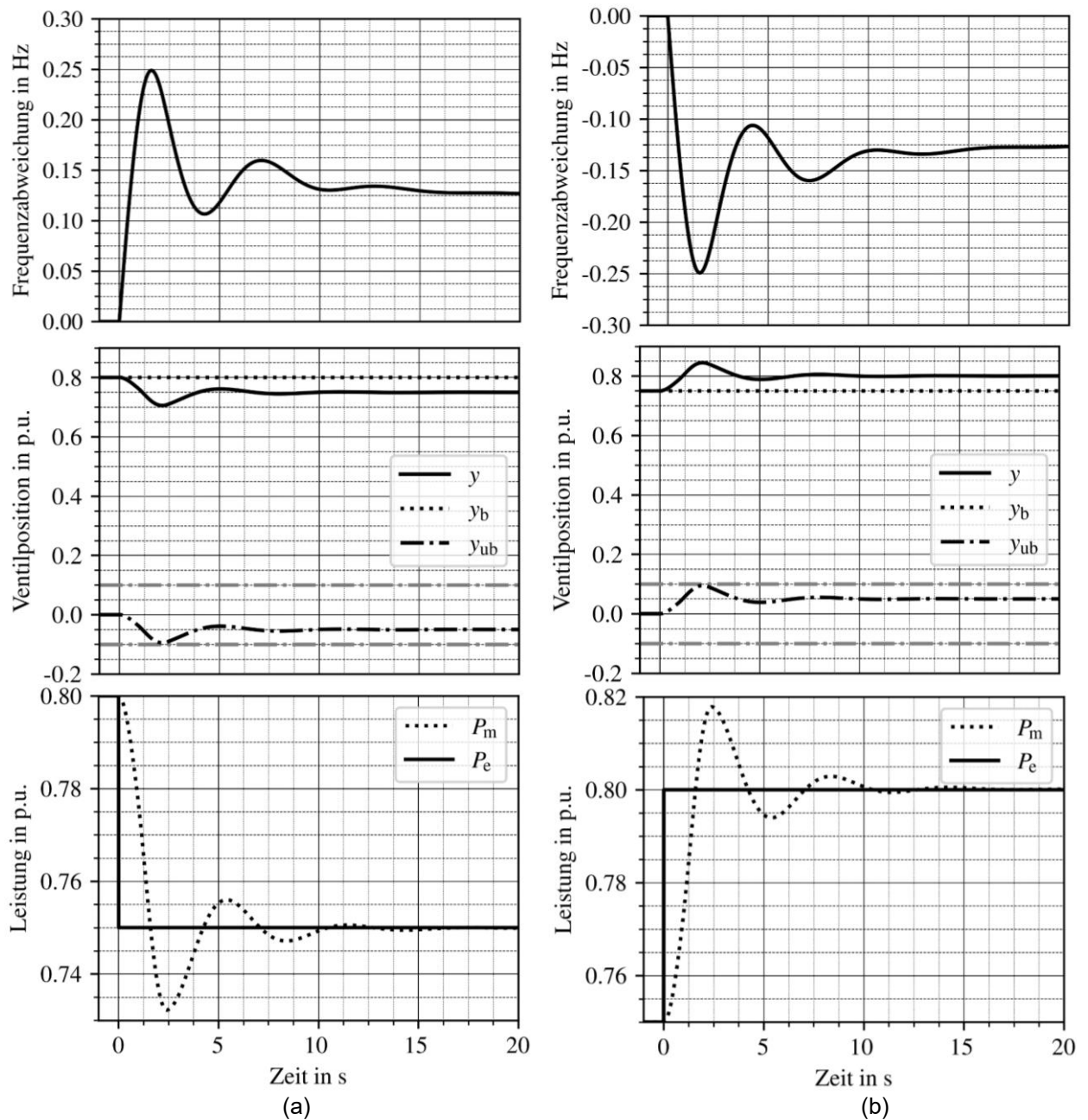


Bild 18 Beispiel 1: Dynamisches Verhalten einer Typ-1-Anlage (Gasturbine) im Bereich der PRNB (im Fiktiven Inselnetz) für eine sprunghafte Laständerung von (a) - 5 % $P_{b \text{ inst}}$ und (b) + 5 % $P_{b \text{ inst}}$

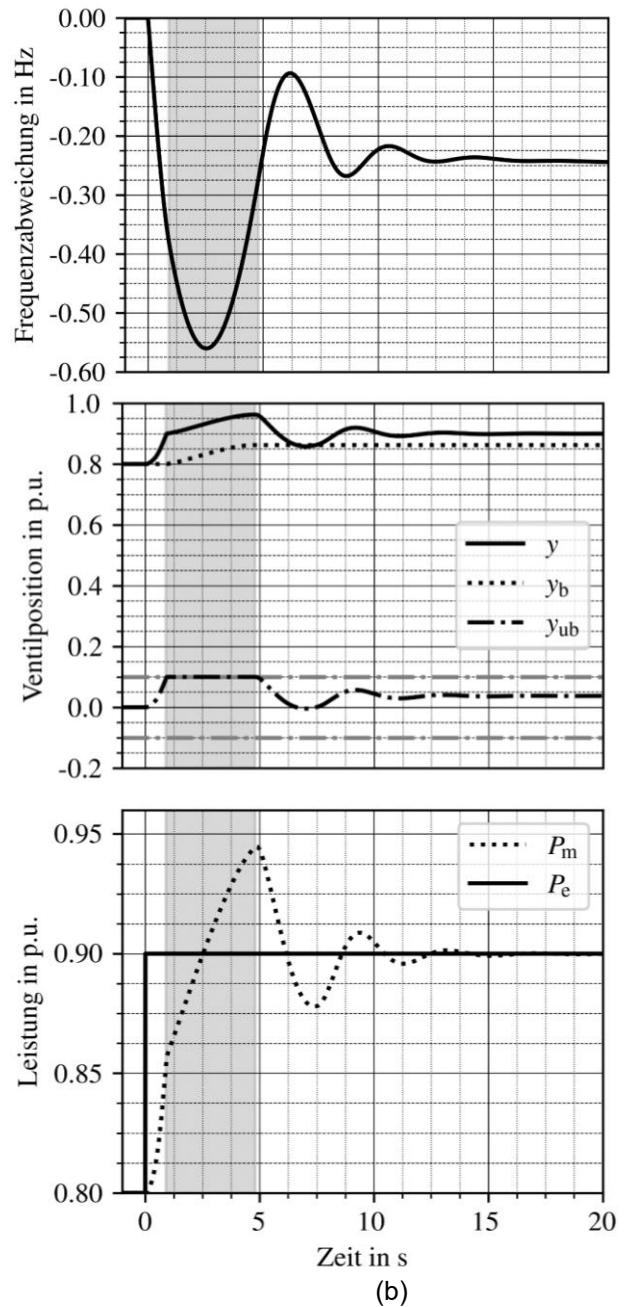
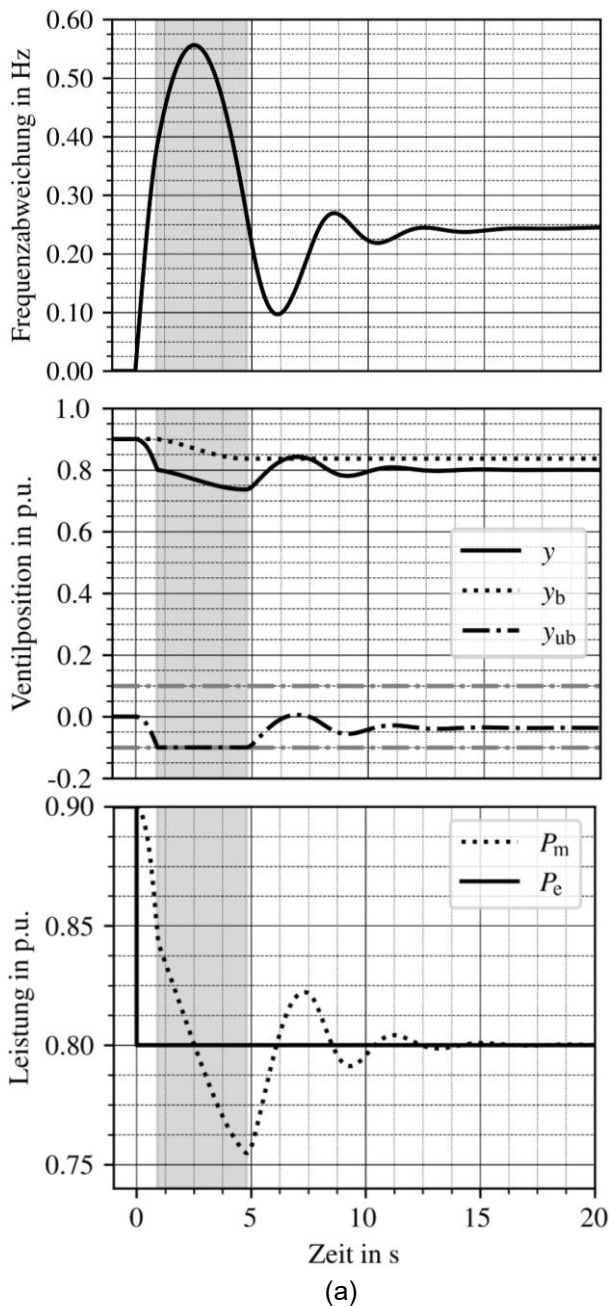


Bild 19 Beispiel 2: Dynamisches Verhalten einer Typ-1-Anlage (Gasturbine) im Bereich der PRNB (im Fiktiven Inselnetz) für eine sprunghafte Laständerung von (a) - 10 % $P_{b \text{ inst}}$ und (b) + 10 % $P_{b \text{ inst}}$ (der temporär aktive beschränkte Stellbereich ist in grau schattiert)

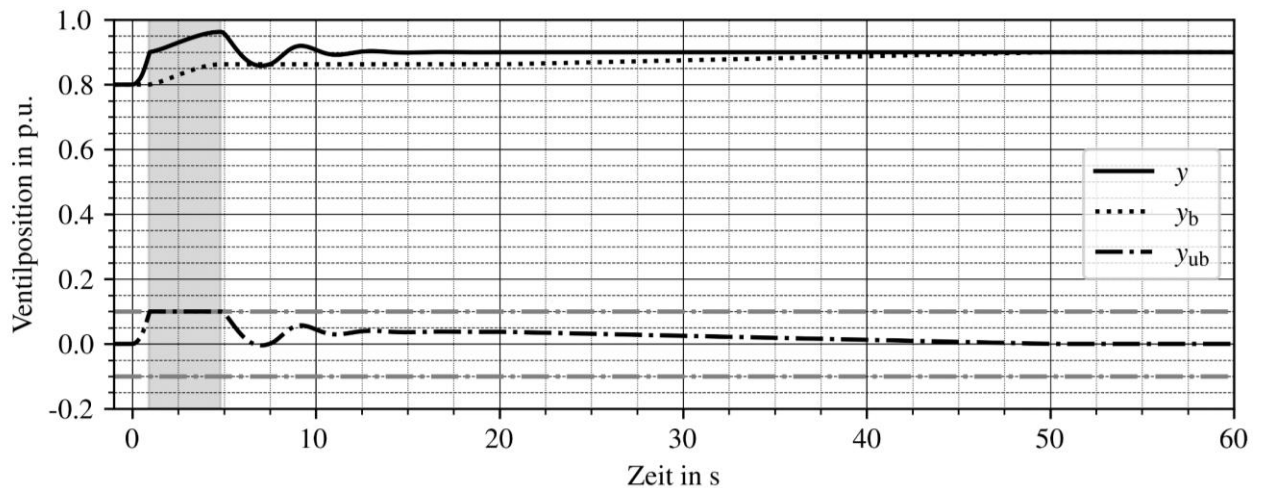


Bild 20 Beispiel 3: Exemplarische Rückführung der synthetisierten Anteile der Ventilposition in der PRNB-Steuereinheit

Empfehlungen zur Reglerstruktur

Eine Drehzahlregelung wird nicht nur für den Inselbetrieb einer Anlage (z.B. während des Anfahrens bis zur Synchronisierung mit dem Netz, im Betrieb des Eigenbedarfsnetzes) benötigt, sondern sie hat auch für die Primärregelung im Verbundsystem die wichtigste Funktion. Die Leistungsregelung kann hingegen eine stabile Primärregelung nicht gewährleisten, sie unterliegt im Hinblick auf netzdynamische Vorgänge vielmehr einigen Einschränkungen, die auch dann zu beachten sind, wenn kein Frequenzeinfluss in der Regelung wirksam ist. Die folgenden Hinweise zur Leistungsregelung lassen sich teilweise nur anhand weitergehender netzdynamischer Betrachtungen ableiten, die über den Rahmen dieses Dokuments hinausgehen. Sie sollten jedoch für die Entwicklung von Reglerstrukturen und Festlegung von Parametern berücksichtigt werden:

- 1) Falschregelleffekt: Nach einer spontanen Lastzuschaltung erhöht sich die abgegebene elektrische Leistung des Generators (P_e bzw. P_{ist}), und die abgegebene Wirkleistung ist größer als der Sollwert der Wirkleistung (P_{soll}). Es entsteht eine negative Regelabweichung am Eingang des Leistungsreglers, wodurch die Leistungsregelung einen Stellbefehl zur Reduktion der Leistung erzeugt. Damit wird das ursprüngliche Leistungsungleichgewicht abhängig von der Trägheit der Leistungsregelung unnötig vergrößert. Erst mit absinkender Frequenz wird das Stellsignal des Leistungsreglers ggf. über den frequenzabhängigen Leistungssollwert erhöht, um die Leistung der Anlage an die erhöhte Last anzupassen. Besonders im Fall einer im Vergleich zur Frequenzdynamik sehr schnellen Leistungsregelung erhöht dieser Falschregelleffekt die dynamische Frequenzabweichung (f_{nadir} , f_{zenith}) deutlich.
- 2) Negativer Beitrag zur Dämpfung der Primärregelung: Im Parallelbetrieb mit anderen Erzeugungseinheiten sind während eines dynamischen Primärregelvorgangs zwischen einzelnen Anlagen mit unterschiedlicher Dynamik gegenseitige Beschleunigungen erforderlich, um den Synchronismus zu wahren. Diese gegenseitigen Beschleunigungen führen zu dynamischen Leistungsänderungen, auf die eine schnelle Leistungsregelung ungünstig reagiert. Es kommt zu gegenläufigem Regelverhalten, wodurch die Dämpfung der Primärregelung verringert wird.
- 3) Negative Dämpfung von Polrad- und Netzpendelungen: Anhand netzdynamischer Untersuchungen lässt sich zeigen, dass die Dämpfung sowohl von lokalen Polradpendelungen als auch von weiträumigen Netzpendelungen durch eine schnelle Leistungsregelung i.d.R. negativ beeinflusst wird.

Nachfolgend wird eine grundlegende Reglerstruktur für leistungsgeregelte Erzeugungsanlagen beschrieben, mit der die Anforderungen an die Kleinsignalstabilität der Frequenzregelung mit einer geeigneten Parametrierung unter Beachtung der o.g. Punkte erfüllt werden können.

Die Reglerstruktur in Bild 21 enthält drei Pfade:

- einen Leistungsregler mit P-I-Verhalten, der dafür sorgt, dass stationär der vorgegebene Leistungssollwert (P_{soll}) eingehalten wird,
- ein frequenz-/drehzahlabhängiger proportionaler Anteil, der den Leistungssollwert (P_{soll}) frequenz-/drehzahlabhängig ändert,
- ein proportionaler Frequenz-/Drehzahlregler, dessen Ausgangssignal nach Addition mit dem Ausgangssignal des Leistungsreglers den Stellbefehl erzeugt. Dieser Regler kann dynamische Korrekturglieder enthalten, um die Anforderungen an die Dämpfung zu erfüllen.

Die Charakteristik des Frequenzeinflusses hinsichtlich des Totbandes ist in dem Block f -Totband hinterlegt.

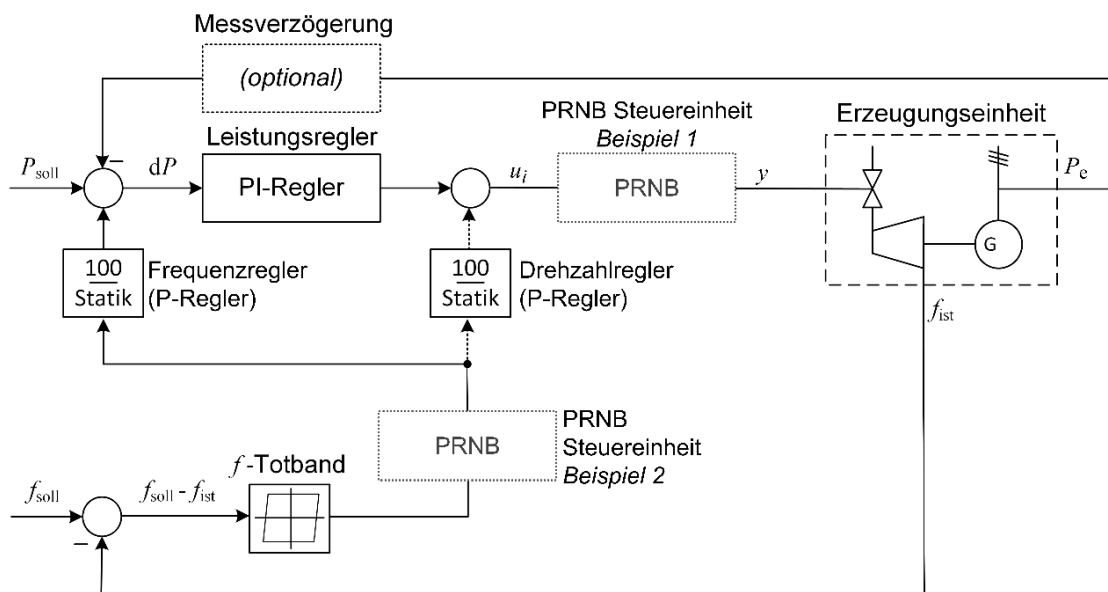


Bild 21 Prinzipielle Reglerstrukturen in leistungsgeregelten Erzeugungsanlagen mit beispielhaften Implementierungen der PRNB

Die Leistungsregelung, die als P-I-Regelung zur Einhaltung der stationären Frequenz-Leistungs-Kennlinie dient, muss träge ausgeführt sein ($T_I \geq 10 \text{ s}$, $K_p \leq 0,1$), damit sie von der Frequenzregelung sowie von Netz- und Polradpendelungen dynamisch entkoppelt wird und die unter Punkt 1 bis 3 genannten Effekte vermieden werden.

Um die unter Punkt 1 bis 3 beschriebenen Effekte zu vermeiden, kann die gemessene elektrische Leistung dem Soll-Istwertvergleich des Leistungsreglers über eine Verzögerung zugeführt werden, siehe Bild 21, wobei die Zeitkonstante der Verzögerung aus den o.g. Gründen der dynamischen Entkopplung mindestens 2,5 s (Punkt 1), idealerweise 10 s (Punkt 1-3) beträgt. Falls erforderlich, ist für andere Funktionen innerhalb der Leittechnik das unverzögerte Messsignal der elektrischen Leistung zu verwenden. Falls der Drehzahlregler mit Wirkung auf den Summenpunkt (gestrichelte Linie) nicht verwendet wird, muss die Proportionalverstärkung des Leistungsreglers $K_p \approx 1$ betragen, damit der Frequenzeinfluss unmittelbar auf die Stellgröße wirksam ist.

Die Dynamik der Primärregelung kann über den Frequenzregler beeinflusst werden, der auf den Leistungssollwert wirkt. Optional kann ein zusätzlicher Frequenzregler eingesetzt werden, dessen Ausgangssignal mit dem Ausgangssignal des Leistungsreglers addiert wird. Beide Frequenzregler können dynamische Korrekturglieder enthalten, um die Anforderungen an die Dämpfung zu erfüllen. Die in Bild 21 beispielhaft dargestellten PRNB Steuereinheiten dienen der Umsetzung der dynamischen Anforderungen an die netzsicherheitsbasierte Primärregelung.

Bei einem Lastabwurf auf Eigenbedarf nach einer Netztrennung arbeiten zusätzliche Funktionen im Turbinenregler, die hier nicht dargestellt sind. So werden zum Beispiel der Leistungssollwert (P_{soll}) abgeschaltet und Totbänder in der Frequenzerfassung deaktiviert.

A.IV. Nachweisverfahren (beispielhaft) zur Bestimmung der Innenimpedanz und der Spannungsquellen im harmonischen Frequenzbereich

A.IV.1. Ziel der Messung

Ziel der Messung ist es die frequenzabhängige Innenimpedanz der netzbildenden Einheit zu ermitteln. Zusätzlich können mittels dieser Messung die Oberschwingungsquellen der Einheit ermittelt werden. Somit ermöglicht diese Messung die Bestimmung des frequenzabhängigen Thévenin-Äquivalents der netzbildenden Einheit (Spannungsquelle mit Innenimpedanz) bzw. ihres frequenzabhängigen Norton-Äquivalent (Stromquelle mit Parallelimpedanz) für jede gewünschte Frequenz.

ANMERKUNG Thévenin-Äquivalent und Norton-Äquivalent sind jeweils ineinander umrechenbar. Der Einfachheit halber wird hier im folgenden lediglich das Thévenin-Äquivalent verwendet.

A.IV.2. Messverfahren

Beschreibung des Prüfaufbaus zur Vermessung

Zur Ermittlung der Innenimpedanz sowie der internen Oberschwingungsquellen ($V_{\text{NBWR}}(f)$ in Bild 22) der netzbildenden Einheit wird das Verfahren der differentiellen Impedanzspektroskopie verwendet. Dazu wird der Prüfling im laufenden Betrieb mit einer zusätzlichen Kleinsignal-Oberschwingungsanregung beaufschlagt (vgl. Bild 22).

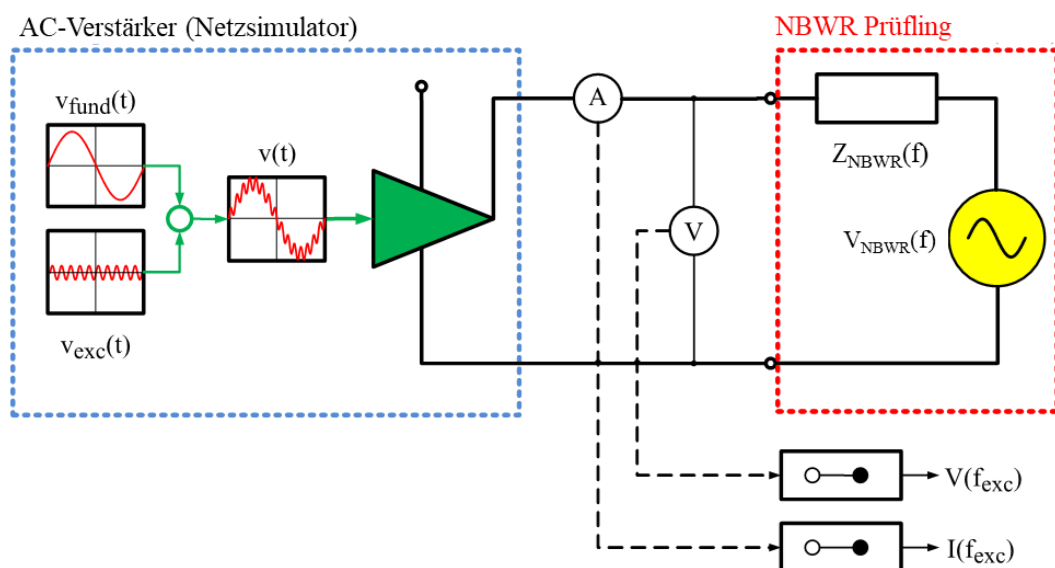


Bild 22 Prinzip der differentiellen Impedanzspektroskopie zur Ermittlung von Innenimpedanzen und Oberschwingungsquellen und einer Einheit

Die Messung kann auf Basis der folgenden vier Prüfaufbauten durchgeführt werden.

Prüfaufbau 1 - Betrieb an einem Netzemulator

Die netzbildende Einheit wird an einem Netzemulator betrieben, welcher mindestens die maximale Scheinleistung sowie den maximalen Strom des Prüflings aufnehmen bzw. liefern kann und dabei zusätzlich zur Grundschwingung die Winkel und Amplituden zusätzlicher Anregungsspannungen im Frequenzbereich (100 Hz bis 2,5 kHz) regeln kann.

Prüfaufbau 2 - Betrieb am Netz mit paralleler Oberschwingungsquelle

Die netzbildende Einheit wird an einem Netzanschlusspunkt betrieben, welcher es ermöglicht die Einheit im gesamten Betriebsbereich zu betreiben. Zusätzlich (parallel oder in Reihe) wird eine Oberschwingungsquelle betrieben, welche in der Lage ist entsprechende Spannungsüberschwingungen an den Prüflingsklemmen zu regeln. Optional kann hierbei eine zusätzliche Impedanz zwischen Netzanschlusspunkt und Oberschwingungsquelle eingebracht werden (etwa mittles der Längsimpedanz einer FRT-Prüfeinrichtung).

Prüfaufbau 3 - Simulative Vermessung mittels Controller Hardware in the Loop (c-HiL) Aufbaus

Die reale Controller Einheit der netzbildenden Einheit wird an einem Real-Time-Simulator betrieben, welcher in der Lage ist, die reale Leistungshardware inklusive aller relevanter Komponenten sowie einer entsprechenden Prüfquelle taktfrequent nachzubilden. Das Real-Time-Modell muss die relevanten Effekte, welche Einfluss auf den Impedanzverlauf sowie die Oberschwingungsquellen haben, nachbilden. Der Hersteller muss dies mittels einer geeigneten Herstellereklärung darlegen.

Prüfaufbau 4 - Simulative offline Vermessung mittels einer Software in the Loop Umgebung

Der reale Controller Code der netzbildenden Einheit wird in einer geeigneten Softwareumgebung simuliert, welche in der Lage ist die reale Leistungshardware inklusive aller relevanter Hardware- und Software-Komponenten sowie einer entsprechenden Prüfquelle taktfrequent nachzubilden. Das Simulationsmodell muss die relevanten Effekte, welche Einfluss auf den Impedanzverlauf sowie die Oberschwingungsquellen haben, nachbilden. Der Hersteller muss dies mittels einer geeigneten Herstellereklärung darlegen.

Durchführung der Messungen

Die grundsätzliche Durchführung der Messungen unterscheidet sich bei den Prüfaufbauten nicht.

Die Kleinsignal-Oberschwingungsanregung wird für jede gewählte Frequenz für eine hinreichende Dauer gehalten und dabei die Stromantwort des Prüflings aufgezeichnet. Anschließend wird die Amplitude oder die Phasenlage der Oberschwingungsanregung verändert und eine zweite Messung durchgeführt. Dieses Vorgehen wird für jede gewünschte Frequenz schrittweise wiederholt^{20,21}.

Für die Arbeitspunkte in Tabelle 12 sind jeweils Impedanzspektroskopien durchzuführen. Der Prüfling ist dabei bei seiner Nennspannung ($\pm 5\%$) zu betreiben. Der zu untersuchende Frequenzbereich liegt zwischen 100 Hz und 2,5 kHz mit einer maximalen Schrittweite von 5 Hz.

Tabelle 12 Messungen zum Nachweis der Passivität im harmonischen Frequenzbereich

Messung	Wirkleistung [% P_n]	Blindleistung [% P_n]
1	0 - 25	0
2	25 - 50	0
3	50 - 75	0 / max. ind./ max cap.
4	75 - 100	0

Amplitude der Anregungsspannung:

Die Amplitude der Oberschwingung zur Anregung des Systems sollte sich deutlich vom allgemeinen Messrauschen abheben und darf 3 % der Grundschwingungsamplitude nicht überschreiten.

²⁰ S. Rogalla, S. Kaiser, B. Burger und B. Engel, „Measured Impedance Characteristics of Solar Inverters up to 1 MW“, *19th Wind Integration Workshop*, 2020

²¹ S. Rogalla, S. Kaiser, B. Burger und B. Engel, „Determination of the Frequency Dependent Thévenin Equivalent of Inverters Using Differential Impedance Spectroscopy“, *IEEE International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems; PEDG*, 11th, 2020

ANMERKUNG 1 Eine Amplitude im Bereich von 0,5 % bis 1,5 % hat sich dabei bisher als idealer Bereich gezeigt. Bei deutlich größeren Amplituden wird das Kleinsignalverhalten verletzt und der notwendige Zusammenhang zwischen Anregung und Reaktion ist nicht mehr gegeben.

Phasenlage der Anregungsspannung:

Pro Frequenzpunkt sind mindestens zwei Messungen mit verschiedenen Anregespannungen durchzuführen. Dabei kann entweder die Amplitude oder die Phasenlage der Anregung verändert werden. Wegen des eingeschränkten Amplitudenbereichs (siehe Anmerkung 2) empfiehlt es sich pro Frequenz verschiedene Phasenlagen zu verwenden.

ANMERKUNG 2 Für die Bestimmung der Impedanz und der inneren Spannungsquelle muss ein Gleichungssystem mit zwei Unbekannten gelöst werden (siehe A.IV.3). Hierfür sind mindestens zwei unabhängige Messungen notwendig. Durch die Anregung mit drei unterschiedlichen Phasenlagen wird dies ermöglicht. Durch die Wahl von mehr als zwei unabhängigen Anregungen erfolgt eine Überbestimmung, um mögliche Fehlmessungen etwa durch transiente Vorgänge auszuschließen.

ANMERKUNG 3 Es ist relevant, dass sich die Phasenlage oder die Amplitude zwischen den Messungen unterscheidet, um unabhängige Messungen zu erhalten. Die Phasenlage zur Grundfrequenz ist dabei nicht relevant.

Frequenzschritte:

Für jeden der in Tabelle 12 genannten Arbeitspunkte erfolgen jeweils im Mit- und Gegensystem zwei unabhängige Anregungen (z.B. mit unterschiedlicher Amplitude oder Phasenlage der Anregespannung) mit Frequenzen von 100 Hz bis 2,5 kHz in Schritten von maximal 5 Hz.

Tabelle 13 Schrittweiten für Prüfungen zum Nachweis der Passivität im harmonischen Frequenzbereich

Frequenzbereich	Schrittweite Δf	Symmetrische Komponente	Fenstergröße t_a
100 Hz bis 2,5 kHz	5 Hz	Mit- und Gegensystem	200 ms

Fenstergröße:

Die Fenstergröße t_a , für die jeder Frequenzschritt mindestens angeregt und ausgewertet werden muss, wird über die notwendige Auflösung der Fourier Transformation bestimmt und ist abhängig von der Schrittweite Δf . Allgemein gilt:

$$t_a = \frac{1}{\Delta f}. \quad (38)$$

Für die in diesem Dokument geforderte maximale Schrittweite von 5 Hz ergibt sich daher eine Fenstergröße von 200 ms.

ANMERKUNG 4 Es ist darauf zu achten, dass die Anregung über ein ganzzahliges Vielfaches der Anregesfrequenz konstant gehalten wird.

Aufzeichnungsdauer:

Um Einschwingvorgänge und andere transiente Effekte zu erkennen, sind pro Anregung mindestens drei Fenster der Dauer t_a aufzuzeichnen. Die minimale Aufzeichnungsdauer beträgt daher $t_b = 3 \cdot t_a$.

Anregungsdauer:

Die Anregungsdauer je Frequenzschritt beträgt ebenfalls mindestens drei Fenster der Dauer t_a daher $t_b = 3 \cdot t_a$.

ANMERKUNG 5 Sollte sich zwischen dem zweiten und dritten Fenster eine relevante Änderung ergeben kann das ein Hinweis darauf sein, dass die Einschwingvorgänge und transienten Effekte nicht abgeklungen sind und die Anregedauer ggf. verlängert werden muss.

A.IV.3. Auswertungen

Für jede Anregung (mindestens zwei pro Frequenzschritt und symmetrischer Komponente) werden die aufgezeichneten Fenster mit der Dauer t_a ausgewertet. Für jedes Fenster wird zuerst eine Fourier Transformation der Spannungen und Ströme durchgeführt (als Grundlage der Anforderungen an die Fourier Transformation gelten hier die Regelungen nach EN 61000-4-7), anschließend erfolgt die Berechnung der symmetrischen Komponenten.

Für jede Frequenz und jedes Fenster können dann zwei Spannungen $U_{a1,2}(f)$, $U_{b1,2}(f)$ und Ströme $I_{a1,2}(f)$, $I_{b1,2}(f)$ je symmetrischer Komponente unterschiedlich in Phasenlage oder Amplitude der Anregung aus dem Spektrum gewonnen werden. Mit den Formeln (39) bis (42) lassen sich dann die Impedanz und die Spannungsquellen jeweils im Mit- und Gegensystem bestimmen. Dabei werden jeweils nur die Frequenz und die symmetrische Komponente ausgewertet, welche auch angeregt wurde.

$$\underline{Z}_1(f) = \frac{U_{a1}(f) - U_{b1}(f)}{I_{a1}(f) - I_{b1}(f)} \quad (39)$$

$$\underline{Z}_2(f) = \frac{U_{a2}(f) - U_{b2}(f)}{I_{a2}(f) - I_{b2}(f)} \quad (40)$$

$$\underline{U}_1(f) = \frac{U_{a1}(f) \cdot I_{b1}(f) - U_{b1}(f) \cdot I_{a1}(f)}{I_{b1}(f) - I_{a1}(f)} \quad (41)$$

$$\underline{U}_2(f) = \frac{U_{a2}(f) \cdot I_{b2}(f) - U_{b2}(f) \cdot I_{a2}(f)}{I_{b2}(f) - I_{a2}(f)} \quad (42)$$

Für die Bewertung wird im Allgemeinen das letzte Fenster bewertet.

ANMERKUNG Sollten mehr als zwei unabhängige Messungen (Unterschied der Anregung in Betrag oder Phase) durchgeführt worden sein, können durch die Kombination der Ergebnisse mehrere Werte für Spannungsquelle und Impedanz je Frequenzwert bestimmt werden. Etwa bei drei Messungen a, b, c die jeweils miteinander kombiniert werden können, entstehen dann drei Ergebnisse. Sollten sich zwischen diesen Werten signifikante Unterschiede ergeben, deutet dies auf eine Fehlmessung, etwa durch Transienten, einen nicht eingeschwungen Zustand von Anregung oder Reaktion oder nicht synchronisierter Anregung und Auswertung bei mindestens einer Messung hin.

A.IV.4. Darstellung im Messbericht

Im Messbericht sind detaillierte Angaben zu folgenden Punkten zu machen:

- Operationsmodi der AC- und DC-Quellen (jeweils falls vorhanden)
- Tabellarische Darstellung aller gemessener Arbeitspunkte
- Tabellarische Darstellung der vermessenen Impedanz und Spannungsquellen in Betrag und Phase.

Die bestimmten Impedanzen werden je in einem Diagramm getrennt nach Betrag und Phase jeweils über der Frequenz dargestellt. Dabei können für den direkten Vergleich auch mehrere Kurven mit verschiedenen Arbeitspunkten zusammen abgebildet werden. Bei Bedarf kann der Betrag der Impedanz logarithmisch aufgetragen werden.

Die internen Spannungsquellen werden als Balkendiagramm getrennt nach Betrag und Phase über der Frequenz dargestellt. Dabei können für den direkten Vergleich auch mehrere Kurven mit verschiedenen

Arbeitspunkten zusammen abgebildet werden. Bei Bedarf kann der Betrag der Spannungen logarithmisch aufgetragen werden.

Allgemein gilt, dass alle gemessenen Arbeitspunkte grafisch mindestens einmal abgebildet sein müssen.

A.V. Bereinigung des Wirkleistungsverlaufs vom Einfluss mechanischer Schwingungen mittels Prony-Analyse

Bei Windenergieanlagen kann aufgrund von mechanischen Wechselwirkungen der Wirkleistungs- bzw. Frequenzverlauf beeinflusst werden. Der Windenergieanlagen-Hersteller darf für die zu zertifizierende Einheit bis zu drei Frequenzen bezüglich der mechanischen Resonanzen angeben. Diese drei Frequenzen (f_{res}) inklusive eines Toleranzbands von $\pm 0,1$ Hz bzw. ± 20 % von f_{res} werden bei der Auswertung der Dämpfung eliminiert.

Dieser Anhang beschreibt das Verfahren zur Bereinigung eines Wirkleistungs- bzw. Frequenzverlaufs von durch mechanische Resonanzen verursachten Schwingungen mit vorbekannten Frequenzen unter Verwendung der Prony-Analyse²². Die Prony-Analyse ist eine Methode zur Analyse von Signalen, die es ermöglicht, ein Signal durch mehrere Schwingungen mit verschiedenen Frequenzen und Dämpfungen zu modellieren.

Die Bereinigung des Wirkleistungs- bzw. Frequenzverlaufs von durch mechanische Resonanzen verursachten Schwingungen erfolgt mittels folgender für ein beliebiges Signal $g(t)$ (für die Bereinigung des Wirkleistungsverlaufes ist $p_1(t)$, für den Frequenzverlauf $f_1(t)$ heranzuziehen) erläuterten Schritte:

1) Entfernung des Signalverlaufs vor dem Ereignis

Aus dem Signalverlauf ist der Abschnitt vor dem Beginn des Ereignisses zu entfernen, sodass der Zeitpunkt $t = 0$ dem Beginn des Ereignisses entspricht.

2) Aufteilung des Signalverlaufs in mehrere Schwingungskomponenten (Prony-Analyse)

Der aus Schritt 1 resultierende Signalverlauf $g(t)$ wird anhand der Prony-Analyse in mehrere Schwingungskomponenten mit verschiedenen Frequenzen aufgeteilt. Dabei sind die i -ten Amplituden A_i , Frequenzen f_i , Phasenwinkel φ_i und Dämpfungsparameter d_i der n identifizierten Schwingungskomponenten zu bestimmen. Das durch die Prony-Analyse modellierte Signal $g_{\text{prony}}(t)$ (d.h. die Summe aller Schwingungskomponenten) stellt eine Annäherung des Signalverlaufs $g(t)$ dar:

$$g_{\text{prony}}(t) = \sum_{i=1}^n A_i e^{d_i t} \cos(2\pi f_i t + \varphi_i) \quad (43)$$

3) Vergleich der identifizierten Frequenzen mit den Frequenzen mechanischer Resonanzen

Die durch die Prony-Analyse identifizierten Frequenzen f_i der Schwingungskomponenten sind mit den Herstellerangaben bezüglich der Frequenzen der mechanischen Resonanzen zu vergleichen.

4) Bereinigung des Signalverlaufs

Sofern die identifizierte Frequenz einer oder mehrerer Komponenten im Frequenzband der mechanischen Resonanzen liegt, dürfen diese Komponenten vom Signalverlauf abgezogen werden. Das Ergebnis der Subtraktion stellt den bereinigten Signalverlauf dar.

²² Weitere Informationen zur Prony-Analyse finden sich unter anderem in: J. Machowski, Z. Lubosny, J. W. Bialek, und J. R. Bumby, *Power System Dynamics: Stability and Control*, 3. Aufl., Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons, 2020.

B. Anhang (normativ)

B.I. Parameter für die Netzsicherheitsbasierte Primärregelung

Tabelle 14 Dynamische Anforderungen an die netzsicherheitsbasierte Primärregelung für die Wirkleistungsstellbereiche von Typ-1- und Typ-2-EZA, Erzeugungs- und Speichereinheiten sowie Speicher im unbeschränkten Stellbereich

EZA Technologie	Typ	Unbeschränkter (ub) Stellbereich ⁽¹⁾			
		Stellbereich		Frequenzrückgang & Frequenzanstieg	
		$P_{ub,min}$	$P_{ub,max}$	Amplitude	Dämpfungsmaß
Gasturbine ≤ 2 MW ⁽²⁾	1	10 % $P_{b\ inst}$	100 % $P_{b\ inst}$	± 10 % $P_{b\ inst}$	$\geq 0,06$
Gasturbine > 2 MW ⁽²⁾		55 % $P_{b\ inst}$ ⁽⁹⁾	100 % $P_{b\ inst}$ ⁽⁹⁾	± 10 % $P_{b\ inst}$ ⁽⁸⁾	$\geq 0,06$
Dampfturbine ⁽⁶⁾		20 % $P_{b\ inst}$ ⁽⁹⁾	100 % $P_{b\ inst}$ ⁽⁹⁾	± 10 % $P_{b\ inst}$ ⁽⁸⁾	$\geq 0,06$
Gas- und Dampf Anlage		55 % $P_{b\ inst}$ ⁽⁹⁾	100 % $P_{b\ inst}$ ⁽⁹⁾	± 10 % $P_{b\ inst}$ ⁽⁸⁾	$\geq 0,06$
Verbrennungsmotoren (zur Stromerzeugung) ⁽³⁾		50 % $P_{E_{max}}$	100 % $P_{E_{max}}$	- 10 % / + 5 % $P_{E_{max}}$	$\geq 0,06$
Gas-Verbrennungsmotor ⁽⁴⁾		50 % $P_{E_{max}}$	100 % $P_{E_{max}}$	- 5 % / + 2,5 % $P_{E_{max}}$	$\geq 0,06$
Wasserkraftanlagen im Turbinen- und ggf. Pumpbetrieb		(7)	(7)	(7)	
Geothermie	2	10 % $P_{E_{max}}$	100 % $P_{E_{max}}$	± 10 % $P_{E_{max}}$	$\geq 0,06$
Batteriespeicher		-100 % P_{mn} ⁽⁵⁾	100 % P_{mn} ⁽⁵⁾	± 100 % P_{mn} ⁽⁵⁾	$\geq 0,2$
Brennstoffzelle		keine Anforderungen			
Photovoltaik		10 % $P_{E_{max}}$	100 % $P_{E_{max}}$	± 90 % $P_{E_{max}}$	$\geq 0,2$
Windenergieanlage		45 % $P_{E_{max}}$	100 % $P_{E_{max}}$	- 10 % / + 1 % $P_{E_{max}}$	$\geq 0,06$
		15 % $P_{E_{max}}$	45 % $P_{E_{max}}$	- 10 % $P_{E_{max}}$	

1) Unbeschränkter Stellbereich: Bereich der Kleinsignalstabilität der netzsicherheitsbasierten Primärregelung (Siehe Begriffsdefinition 3.1.32.2) für $\cos \varphi = 1$.

2) Betrifft Erdgas. Für alternative Brennstoffe (Diesel, Faulgas, Heizöl, Kerosin, Synthesegas und Wasserstoff ab einer Beimischung von 10 Vol% oder Brennstoffumstellung) können zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber angepasste Werte vereinbart werden.

3) Alle Flüssigbrennstoffe.

4) Betrifft Erdgas. Für alternative Brennstoffe (Biogas, Faulgas, Synthesegas und Wasserstoff ab einer Beimischung von 10 Vol% oder Brennstoffumstellung) können zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber angepasste Werte vereinbart werden.

5) Auslegungsbedingt maximal nutzbarer (mn) Betriebsbereich der Leistungsabgabe / Leistungsaufnahme (nach Herstellerangaben). Der Wert kann betriebsabhängig sein und bestimmt sich aus der maximal möglichen Leistung im Ladebetrieb bei Verringerung der Einspeisung (+ ΔP) und der maximal möglichen Leistung im Entladebetrieb bei Erhöhung der Einspeisung (- ΔP).

6) Alle Brennstoffe, dazu gehören: Braunkohle, Steinkohle, Biomasse, „Müllverbrennung“.

7) Der Arbeitsbereich insgesamt sowie der unbeschränkte Stellbereich der PRNB ist projektspezifisch auf Basis der hydraulischen Kenngrößen der Anlage mit dem Netzbetreiber abzustimmen. Ab einer Anlagengröße von $P_{A_{max}} > 45$ MW ist eine zusätzliche Abstimmung mit dem Übertragungsnetzbetreiber erforderlich. Auslegungen mit unwirksamen Arbeits- und zugehörigen Stellbereichen sind unzulässig.

8) Für Typ-1-Einheiten bzw. -Anlagen mit $P_{b\ inst} > 350$ MW gilt hierbei eine maximale Amplitude von: $\pm \frac{35\ MW}{P_{b\ inst}} \cdot 100$ %.

9) Falls der gesamte Stellbereich aus technologischen Gründen nicht mit der geforderten Amplitude abgedeckt werden kann, ist dies technisch zu begründen und zwischen Anlagen- und Netzbetreiber sind die Einschränkungen entsprechend Anhang B.II abzustimmen.

ANMERKUNG Für EZE, die auf einer neuartigen Technologie basieren werden der Stellbereich insgesamt sowie die Amplitude des unbeschränkten Stellbereichs der PRNB projektspezifisch zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber vereinbart.

Tabelle 15 Dynamische Anforderungen an die netzsicherheitsbasierte Primärregelung für die Wirkleistungsstellbereiche von Typ-1- und Typ-2-EZA im beschränkten Stellbereich

EZA Technologie	Typ	Beschränkter Stellbereich ⁽¹⁾							
		Frequenzrückgang im Bereich von 49,8 bis 47,5 Hz		Frequenzrückgang im Bereich von 51,5 bis 50,2 Hz		Frequenzanstieg im Bereich von 50,2 bis 51,5 Hz		Frequenzanstieg im Bereich von 47,5 bis 49,8 Hz	
		Stellbereich ⁽²⁾	Mindest-Stellgeschwindigkeit	Stellbereich ⁽²⁾	Mindest-Stellgeschwindigkeit	Stellbereich ⁽²⁾	Mindest-Stellgeschwindigkeit	Stellbereich ⁽²⁾	Mindest-Stellgeschwindigkeit
Gasturbine ≤ 2 MW ⁽³⁾	1	10 % - 100 %	66 % $P_{b \text{ inst}}$ /min	10 % - 100 %	66 % $P_{b \text{ inst}}$ /min	10 % - 100 %	66 % $P_{b \text{ inst}}$ /min	10 % - 100 %	66 % $P_{b \text{ inst}}$ /min
Gasturbine > 2 MW ⁽³⁾⁽⁶⁾		55 % - 100 %	20 % $P_{b \text{ inst}}$ /min	55 % - 100 %	20 % $P_{b \text{ inst}}$ /min	55 % - 100 %	20 % $P_{b \text{ inst}}$ /min	55 % - 100 %	20 % $P_{b \text{ inst}}$ /min
Dampfturbine ⁽⁴⁾		20 % - 100 %	20 % $P_{b \text{ inst}}$ /5 min	20 % - 100 %	20 % $P_{b \text{ inst}}$ /5 min	20 % - 100 %	45 % $P_{b \text{ inst}}$ /8s	20 % - 100 %	45 % $P_{b \text{ inst}}$ /8s
Gas- und Dampf Anlage ⁽⁶⁾		55 % - 100 %	20 % $P_{b \text{ inst}}$ /min	55 % - 100 %	20 % $P_{b \text{ inst}}$ /min	55 % - 100 %	20 % $P_{b \text{ inst}}$ /min	55 % - 100 %	20 % $P_{b \text{ inst}}$ /min
Verbrennungsmotoren (zur Stromerzeugung) ≤ 2 MW ⁽³⁾		50 % - 100 %	66 % $P_{b \text{ inst}}$ /min	50 % - 100 %	66 % $P_{b \text{ inst}}$ /min	50 % - 100 %	66 % $P_{b \text{ inst}}$ /min	50 % - 100 %	66 % $P_{b \text{ inst}}$ /min
Verbrennungsmotoren (zur Stromerzeugung) > 2 MW ⁽³⁾		50 % - 100 %	20 % $P_{b \text{ inst}}$ /min	50 % - 100 %	20 % $P_{b \text{ inst}}$ /min	50 % - 100 %	20 % $P_{b \text{ inst}}$ /min	50 % - 100 %	20 % $P_{b \text{ inst}}$ /min
Geothermie		10 % - 100 %	20 % $P_{b \text{ inst}}$ /5 min	10 % - 100 %	20 % $P_{b \text{ inst}}$ /5 min	10 % - 100 %	45 % $P_{b \text{ inst}}$ /8 s	10 % - 100 %	45 % $P_{b \text{ inst}}$ /8s
Wasserkraft	2	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)
Brennstoffzelle ≤ 2 MW		50 % - 100 %	66 % $P_{b \text{ inst}}$ /min	50 % - 100 %	66 % $P_{b \text{ inst}}$ /min	50 % - 100 %	66 % $P_{b \text{ inst}}$ /min	50 % - 100 %	66 % $P_{b \text{ inst}}$ /min
Brennstoffzelle > 2 MW		50 % - 100 %	20 % $P_{b \text{ inst}}$ /min	50 % - 100 %	20 % $P_{b \text{ inst}}$ /min	50 % - 100 %	20 % $P_{b \text{ inst}}$ /min	50 % - 100 %	20 % $P_{b \text{ inst}}$ /min
Windenergieanlage		65 % - 100 % 45 % - 65 % 15 % - 45 %	6 % $P_{b \text{ inst}}$ /s 4 % $P_{b \text{ inst}}$ /s 2 % $P_{b \text{ inst}}$ /s	65 % - 100 % 45 % - 65 % 15 % - 45 %	6 % $P_{b \text{ inst}}$ /s 4 % $P_{b \text{ inst}}$ /s 2 % $P_{b \text{ inst}}$ /s	15 % - 100 %	25 % $P_{b \text{ inst}}$ /s	15 % - 100 %	25 % $P_{b \text{ inst}}$ /s

1) Beschränkter Stellbereich: (Großsignalverhalten); Betrachtung des offenen Regelkreises

2) Der Stellbereich ist bezogen auf $P_{E\max}$ für Typ-1-Einheiten der Technologien Gasturbine, Dampfturbine sowie Gas- und Dampf Anlage jedoch auf $P_{b \text{ inst}}$

3) Alle Brennstoffe, dazu gehören: Diesel, Erdgas, Faulgas, Heizöl, Kerosin, Synthesegas. Für alternative Brennstoffe (Wasserstoff ab einer Beimischung von 10Vol% oder Brennstoffumstellung) können zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber angepasste Werte vereinbart werden.

4) Alle Brennstoffe, dazu gehören: Braunkohle, Steinkohle, Biomasse, Müll.

5) Der für die PRNB verfügbare Wirkleistungsstellbereich insgesamt sowie der unbeschränkte Stellbereich der PRNB ist projektspezifisch auf Basis der hydraulischen Kenngrößen der Anlage festzulegen. Ab einer Anlagengröße von $P_{A\max} > 45$ MW ist eine zusätzliche Abstimmung mit dem Übertragungsnetzbetreiber erforderlich. Auslegungen mit unwirksamen Arbeits- und zugehörigen Stellbereichen sind unzulässig.

6) Falls der gesamte Stellbereich aus technologischen Gründen nicht mit der geforderten Amplitude abgedeckt werden kann, ist dies technisch zu begründen und zwischen Anlagen- und Netzbetreiber sind die Einschränkungen entsprechend Anhang B.II abzustimmen.

ANMERKUNG Für EZE, die auf einer neuartigen Technologie basieren werden der Stellbereich insgesamt sowie die Amplitude des beschränkten Stellbereichs der PRNB projektspezifisch zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber vereinbart.

B.II. Technologiespezifische Einschränkungen von Stellgeschwindigkeiten von Typ-1-Einheiten im Rahmen der Netzsicherheitsbasierten Primärregelung

Gasturbinen können Lastzu- bzw. -abschaltungen mit einer Amplitude von $10 \% P_{b \text{ inst}}$ aufgrund technologischer Einschränkungen in den Randgebieten des Verdichtervorleitschaufelverstellbereiches häufig nicht abdecken.

So ist z.B. eine Lastzuschaltung in Höhe von $10 \% P_{b \text{ inst}}$ (Anforderungen zur schnellen Leistungsabgabe) bei einem Ausgangsleistungspunkt von $90 \% P_{b \text{ inst}}$ mit einem Temperaturüberschwingen der Turbineneintrittstemperatur verbunden, was bei vielen Gasturbinentypen zu Verbrennungsinstabilitäten und Schäden am Brenner bzw. an der Brennkammer führen kann. Ein Weiterbetrieb der EZE wäre nach einem derartigen Ereignis nicht möglich.

Zum Schutz der Gasturbine muss eine Einschränkung der Amplitude im unbeschränkten Stellbereich nach Bild 23 erfolgen. Der Leistungsbereich von ca. 95% bis $100 \% P_{b \text{ inst}}$ kann nur noch mit einem niedrigen Gradienten angefahren werden.

Zusätzlich begrenzt bei GuD-Anlagen der langsam nachfolgende Dampfprozess die Möglichkeit der schnellen Leistungssteigerung der Dampfturbine bei Lastzuschaltungen im unbeschränkten sowie beschränkten Stellbereich $> \text{ca. } 80 \% P_{b \text{ inst}}$ (GuD).

Die Gasturbine hat im transienten Stellbereich $> \text{ca. } 80 \% P_{b \text{ inst}}$ (GuD) nicht mehr die Fähigkeit, die fehlende Leistungssteigerung des Dampfprozesses zu überkompensieren und mit uneingeschränkter Leistungsbereitstellung der Lastzuschaltung zu entgegenen. In vielen Fällen wird die maximale Gasturbinenleistung vorzeitig erreicht.

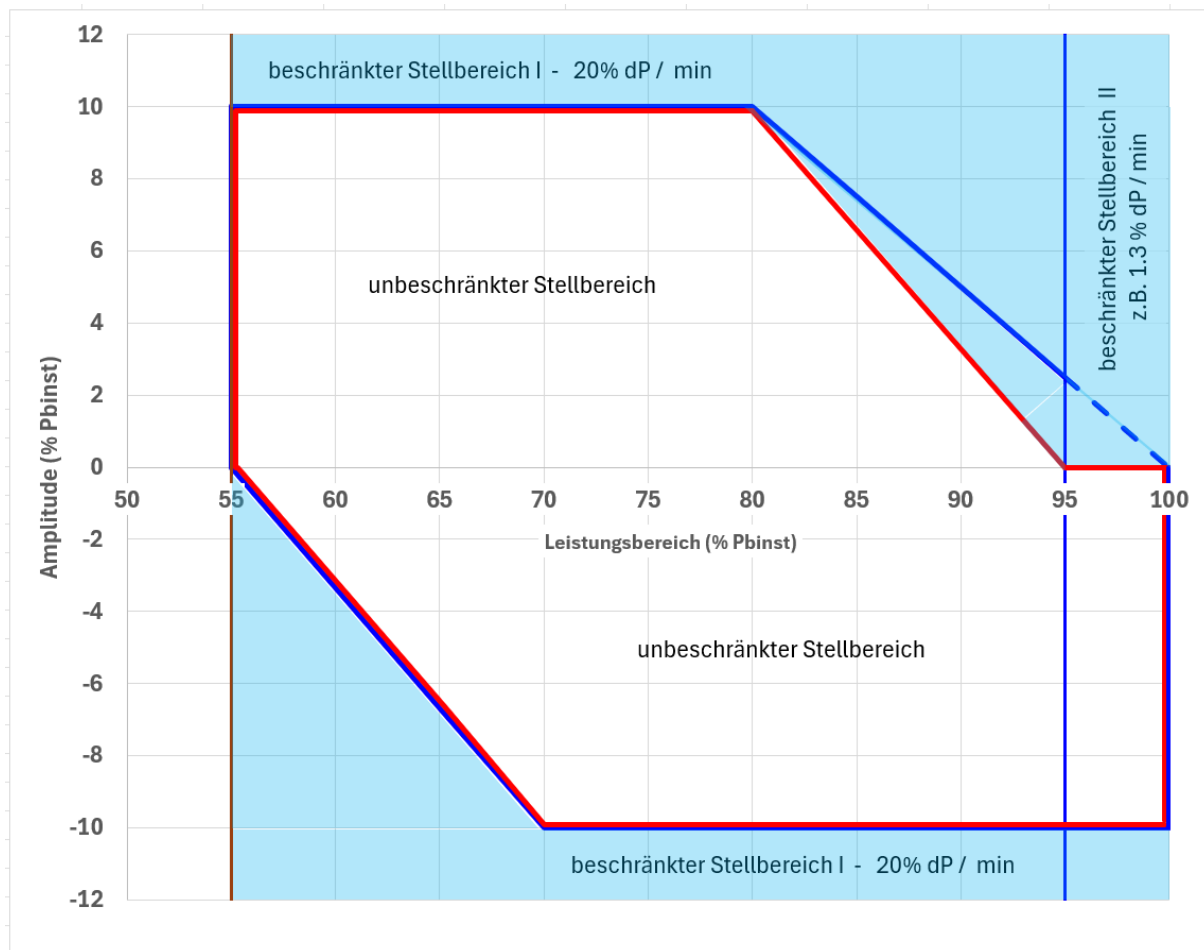
Bei Lastabschaltungen (Anforderungen zur schnellen Leistungsreduktion) kann es ebenfalls zu Einschränkungen durch den technologischen Prozess bei der Gasturbine wie auch bei GuD kommen, was zu einer Anpassung nach Bild 23 im unteren Stellbereich $< \text{ca. } 70 \% P_{b \text{ inst}}$ (GuD) führen kann.

Dieses Verhalten bedingt eine Anpassung der Anforderungen (Stellgeschwindigkeit bzw. Amplitude) in den Randzonen des beschränkten und unbeschränkten Stellbereiches nach Bild 23.

Beide Szenarien (Lastabschaltung im unteren Stellbereich bzw. Lastzuschaltung im oberen Stellbereich) sollten getrennt voneinander bei der Bewertung zur Anpassung der Stellbereiche (unbeschränkt bzw. beschränkt) behandelt werden.

Das Gleiche gilt für die Anforderungen für reine Gas-/Dampfturbinen (Single Cycle) sowie für GuD-Anlagen (Combined Cycle). Die technologischen Möglichkeiten müssen maschinen- und projektspezifisch angepasst werden. Bild 23 ist daher nur exemplarisch zu sehen.

ANMERKUNG Für Typ-1-Einheiten bzw. -Anlagen mit $(P_{b \text{ inst}} > 350 \text{ MW})$ gilt hierbei eine maximale Amplitude von: $\pm \frac{35 \text{ MW}}{P_{b \text{ inst}}} \cdot 100 \%$.



Legende:

- Blau: Amplitudenfähigkeit (statische Regelreserve)
- Rot: Grenze unbeschränkter / beschränkter Stellbereich (Dynamik)
- Blaugestrichelt: eingeschränkte Amplitude und weiter eingeschränkte Gradienten im beschränkten Stellbereich

Bild 23 Technologische Einschränkungen der Stellbereiche (Beispiel GuD)

Im in Bild 23 dargestellten Beispiel geht im positiven unbeschränkten Stellbereich die blaue und rote Kennlinie bei ca. 80 % $P_{b\text{ inst}}$ (GuD) auseinander. Dies ist dem Verhalten einer Gasturbine bzw. einer GuD-Anlage geschuldet.

Der blauen Kennlinie kann weiterhin gefolgt werden, jedoch nicht mehr mit uneingeschränkten Gradienten.

Beispielsweise ist bei einer Leistung von 95 % $P_{b\text{ inst}}$ (GuD) noch eine Regelreserve von 2,5 % $P_{b\text{ inst}}$ (GuD) vorhanden, diese kann aber nur noch mit eingeschränkten Gradienten bereitgestellt werden.

B.III. Ergänzende Vorgaben zum Prozessdatenumfang (Anhang C.5 der VDE-AR-N 4110)

Zur Deaktivierung des Totbandes der netzsicherheitsbasierten Primärregelung nach Abschnitt 4.2.2.6 ist Tabelle C.2 im Anhang C.5 der VDE-AR-N 4110:2023-09 entsprechend Tabelle 16 zu ergänzen.

Tabelle 16 Ergänzung der Tabelle C.2 (VDE-AR-N 4110:2023-09) „Beispiel für zusätzliche Prozessdaten für Erzeugungsanlagen (1 von 2)“

Steuerbefehle	Funktion	Anforderung O... Optional M... Mindest	Wertebereich/Auflösung	Einheit
[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Deaktivierung Totband der netzsicherheitsbasierten Primärregelung (4.2.2.6)	Stellbefehl	M	2 x Binär	
Aktivierung Totband der netzsicherheitsbasierten Primärregelung (4.2.2.6)	Stellbefehl	M	2 x Binär	
[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Rückmeldungen (Zur Kontrolle der übertragenen Werte)	Funktion	Anforderung O... Optional M... Mindest	Wertebereich/Auflösung	Einheit
[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Aktivierung Totband der netzsicherheitsbasierten Primärregelung (4.2.2.6)	Stellbefehl	M	2 x Binär	
Aktivierung Totband der netzsicherheitsbasierten Primärregelung (4.2.2.6)	Stellbefehl	M	2 x Binär	
[...]	[...]	[...]	[...]	[...]

B.IV. Konstruktion der Hüllkurve zur Bewertung der Dämpfung der Spannungsquellenregelung

Grundlage der Bewertung der Dämpfungsanforderungen im Störverhalten der Spannungsquellenregelung bzw. der wirksamen Impedanz gemäß Abschnitt 5.5.5.6.2 ist das Einschwingverhalten eines PT2-Gliedes mit einem Dämpfungsmaß von $D = 0,3$ sowie dem Eintritt und Verbleib des Blindstromes in ein auf den Endwert bezogenes $\pm 15\%$ Toleranzband ($\Delta x_{\text{tol}} = 15\% \cdot \Delta i_{Q,\text{End}}$) spätestens 80 ms nach einer sprunghaften Änderung der Klemmenspannung der Einheit (vgl. Bild 10). Bild 10 wird unten zur Veranschaulichung erneut gezeigt.

ANMERKUNG Die Eckpunkte der Anforderung wurden in Anlehnung an das $+20 / -30\%$ I_T Toleranzband für die Einschwingzeit von 60 ms (zzgl. 20 ms für die Bildung des Mitsystemwertes) bei der Großsignalbewertung der Dynamischen Blindstromstützung in den Technischen Anschlussregeln gewählt.

Zur Konstruktion der Hüllkurve erfolgt nach der Durchführung des Versuchs zunächst die Ermittlung des Endwertes der Blindstromänderung $\Delta i_{Q,\text{End}}$ gegenüber dem Vorfehlerblindstrom gemäß Abschnitt 5.5.5.6.2.3 bzw. 5.5.5.4.3.

Die Überschwingweite Δx_M beträgt für das geforderte Dämpfungsmaß von $D = 0,3$ generell maximal

$$\Delta x_M = e^{-\frac{D \cdot \pi}{\sqrt{1-D^2}}} \cdot \Delta i_{Q,\text{End}} = 0,3723 \cdot \Delta i_{Q,\text{End}} \quad (44)$$

und begrenzt die Hüllkurve im ersten Abschnitt bis zum Zeitpunkt t_1 nach oben.

Der Zeitpunkt t_M des ersten Maximums liegt bei

$$t_M = \frac{-1}{\ln(\Delta x_{\text{tol}} \cdot \sqrt{1-D^2})} \cdot \frac{D \cdot \pi}{\sqrt{1-D^2}} \cdot t_2' = 40,65 \text{ ms.} \quad (45)$$

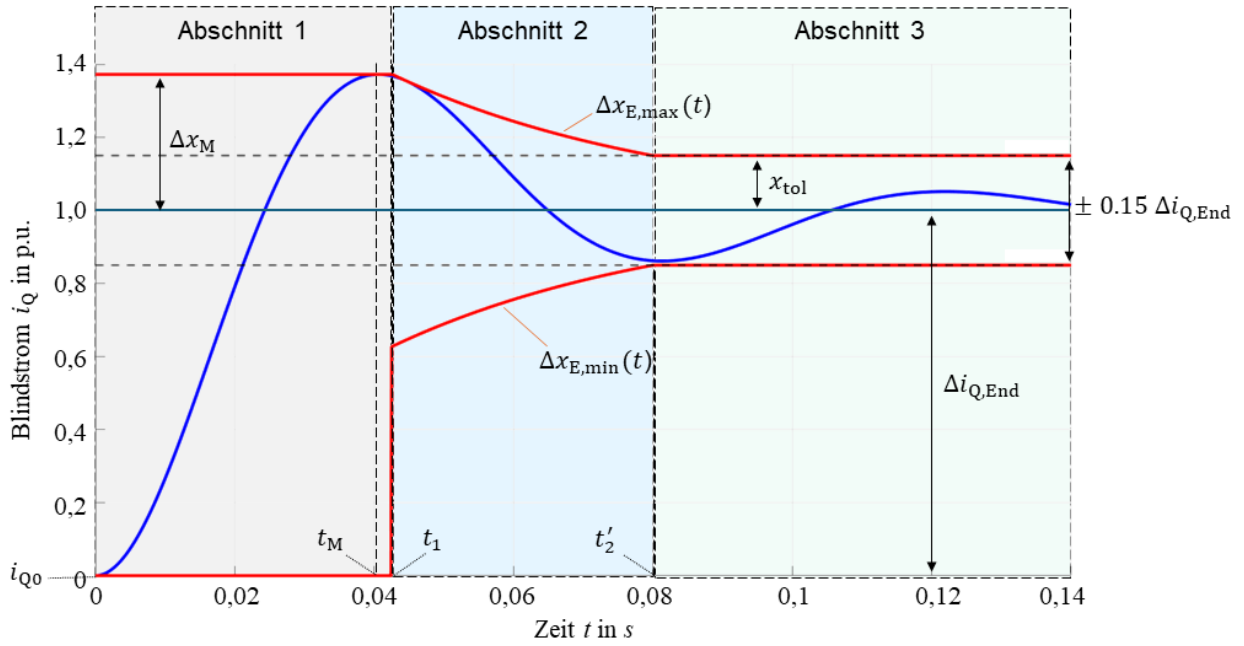


Bild 10 (Wiederholung) Hüllkurve zur Feststellung der Dämpfung der Spannungsquellenregelung

Zur Konstruktion des zweiten Abschnitts der Hüllkurve wird der Zeitpunkt bestimmt, ab dem die e-Funktion der Einhüllenden ausgehend vom Maximum starten kann, um den zeitlichen Einschwingverlauf des PT2-Gliedes zu tangieren:

$$t_1 = \left(1 - \frac{\sqrt{1-D^2}}{\pi \cdot D} \cdot \ln(\sqrt{1-D^2}) \right) \cdot t_M = 42,6 \text{ ms.} \quad (46)$$

Ausgehend hiervon ergeben sich die obere und untere Einhüllende $\Delta x_{E,\max}(t)$ bzw. $\Delta x_{E,\min}(t)$ in Form von e-Funktionen im zweiten Abschnitt der Hüllkurve zu:

$$(\text{obere Einhüllende}) \Delta x_{E,\max}(t) = \left(1 + \frac{e^{-\frac{D \cdot \pi}{t_M \cdot \sqrt{1-D^2}} t}}{\sqrt{1-D^2}} \right) \cdot \Delta i_{Q,\text{End}} \quad (47)$$

$$(\text{untere Einhüllende}) \Delta x_{E,\min}(t) = \left(1 - \frac{e^{-\frac{D \cdot \pi}{t_M \cdot \sqrt{1-D^2}} t}}{\sqrt{1-D^2}} \right) \cdot \Delta i_{Q,\text{End}}. \quad (48)$$

Im dritten Abschnitt begrenzt das oben genannte Toleranzband Δx_{tol} von $\pm 15 \% \cdot \Delta i_{Q,\text{End}}$ die Hüllkurve nach oben und unten.

Dieser Ansatz liegt grundsätzlich auch der Bewertung des Großsignalverhaltens nach Abschnitt 5.5.5.6.3 zugrunde. Abweichend zur Kleinsignalbewertung erfolgt die Bewertung der Dämpfung erst ab 80 ms nach der sprunghaften Spannungsänderung. Um verbleibende Schwingungen zu hoher Amplitude zu unterbinden, erfolgt ab 130 ms nach Auftreten der sprunghaften Spannungsänderung eine Einengung des Toleranzbandes auf $\pm 5 \% \cdot \Delta i_{Q,\text{End}}$. Dies erfolgt in Anlehnung an den weitergedachten Verlauf des zweiten Abschnitts der Hüllkurve über $t'_2 = 80 \text{ ms}$ hinaus (siehe Bild 24).

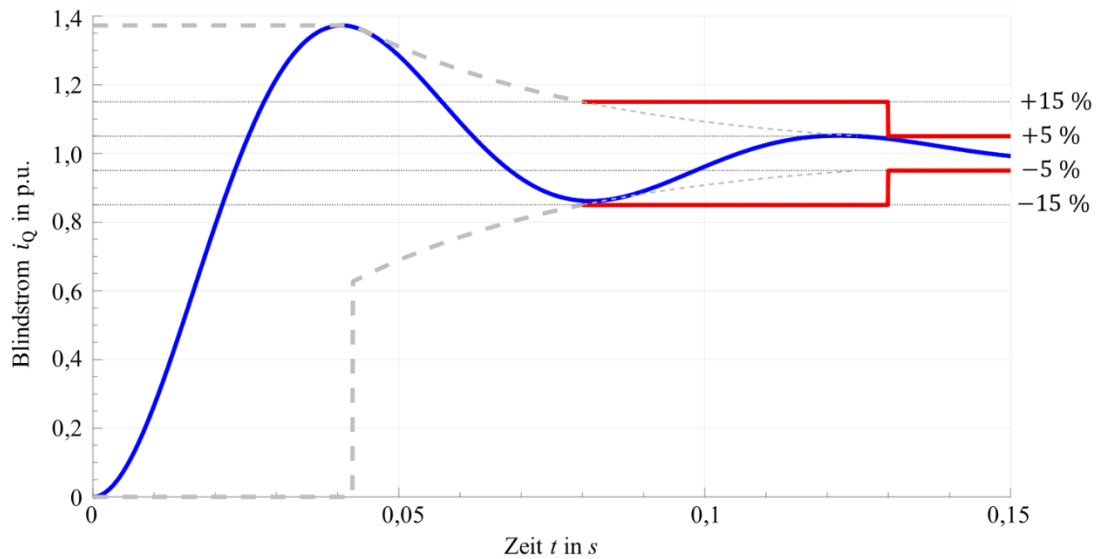


Bild 24 Hüllkurve zur Bewertung des Dämpfungsverhaltens bei Großsignal-Änderungen der Spannungsamplitude an den Klemmen der netzbildenden Einheit

B.V. Ermittlung von Momentanwertgrößen

Die Ermittlung von Momentanwertgrößen erfolgt unter Verwendung von $\alpha\beta$ -Koordinaten mit Hilfe der Clarke-Transformation. Die $\alpha\beta$ -Koordinaten der Spannungen werden dabei wie folgt ermittelt:

$$u_{\alpha} = \frac{\sqrt{2}}{3} \cdot (u_a - 0,5 \cdot u_b - 0,5 \cdot u_c) \quad (49)$$

$$u_{\beta} = \frac{\sqrt{2}}{3} \cdot \left(\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot u_b - \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot u_c \right) \quad (50)$$

$$u_0 = \frac{\sqrt{2}}{3} \cdot \left(\frac{1}{\sqrt{2}} \cdot u_a + \frac{1}{\sqrt{2}} \cdot u_b + \frac{1}{\sqrt{2}} \cdot u_c \right). \quad (51)$$

Die $\alpha\beta$ -Koordinaten der Ströme ermitteln sich nach:

$$i_{\alpha} = \frac{\sqrt{2}}{3} \cdot (i_a - 0,5 \cdot i_b - 0,5 \cdot i_c) \quad (52)$$

$$i_{\beta} = \frac{\sqrt{2}}{3} \cdot \left(\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot i_b - \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot i_c \right) \quad (53)$$

$$i_0 = \frac{\sqrt{2}}{3} \cdot \left(\frac{1}{\sqrt{2}} \cdot i_a + \frac{1}{\sqrt{2}} \cdot i_b + \frac{1}{\sqrt{2}} \cdot i_c \right). \quad (54)$$

Unter der Voraussetzung, dass im betrachteten System keine Nullsystemkomponenten auftreten (symmetrisches Dreileiter-System), erfolgt die Berechnung des Betrags des Spannungs- und Stromraumzeigers im $\alpha\beta$ -Koordinatensystem als Effektivwert über:

$$|u_{\alpha\beta}| = \sqrt{(u_{\alpha}^2 + u_{\beta}^2)}. \quad (55)$$

$$|i_{\alpha\beta}| = \sqrt{(i_{\alpha}^2 + i_{\beta}^2)}. \quad (56)$$

Die Betragsstriche von $|u_{\alpha\beta}|$ und $|i_{\alpha\beta}|$ werden in diesem Dokument vereinfachend weggelassen.

Die Momentanwirkleistung im dreiphasigen System ist definiert als:

$$p = u_a \cdot i_a + u_b \cdot i_b + u_c \cdot i_c. \quad (57)$$

Die nach Gleichung (57) ermittelte Wirkleistung entspricht der Wirkleistung im $\alpha\beta$ -Koordinatensystem, d.h.:

$$p_{\alpha\beta} = p = 3 \cdot (u_\alpha \cdot i_\alpha + u_\beta \cdot i_\beta). \quad (58)$$

Der Betrag des Wirkstromzeigers im $\alpha\beta$ -Koordinatensystem lässt sich als Effektivwert wie folgt ermitteln:

$$|i_{p,\alpha\beta}| = \frac{p}{3 \cdot |u_{\alpha\beta}|}. \quad (59)$$

Der Betragsstrich von $|i_{\alpha\beta}|$ wird in diesem Dokument vereinfachend weggelassen.

Die Momentanblindleistung im $\alpha\beta$ -Koordinatensystem ist definiert als:

$$q_{\alpha\beta} = 3 \cdot (-u_\alpha \cdot i_\beta + u_\beta \cdot i_\alpha). \quad (60)$$

Um Messrauschen zu unterdrücken, wird für die Bewertung dieser Größen in diesem FNN Hinweis ein gleitender Mittelwert über 5 ms gebildet nach:

$$u_{\alpha\beta,5ms} = \frac{1}{5 \text{ ms}} \cdot \int_{t-5 \text{ ms}}^t u_{\alpha\beta} \cdot dt \quad (61)$$

$$i_{\alpha\beta,5ms} = \frac{1}{5 \text{ ms}} \cdot \int_{t-5 \text{ ms}}^t i_{\alpha\beta} \cdot dt \quad (62)$$

$$i_{p,\alpha\beta,5ms} = \frac{1}{5 \text{ ms}} \cdot \int_{t-5 \text{ ms}}^t i_{p,\alpha\beta} \cdot dt \quad (63)$$

$$p_{\alpha\beta,5ms} = \frac{1}{5 \text{ ms}} \cdot \int_{t-5 \text{ ms}}^t p_{\alpha\beta} \cdot dt \quad (64)$$

$$q_{\alpha\beta,5ms} = \frac{1}{5 \text{ ms}} \cdot \int_{t-5 \text{ ms}}^t q_{\alpha\beta} \cdot dt. \quad (65)$$

B.VI. Ermittlung des zeitlichen Winkeländerungsverlaufs

Der zeitliche Winkeländerungsverlauf lässt sich durch die folgenden Schritte ermitteln:

- 1) Bestimmung der $\alpha\beta$ -Komponenten u_α , u_β aus den dreiphasigen Spannungen mittels $\alpha\beta$ -Transformation (siehe Gleichungen (49) und (50)).

- 2) Berechnung des Phasenwinkels:

$$\varphi_{u,\alpha\beta} = \begin{cases} \operatorname{atan}\left(\frac{u_\beta}{u_\alpha}\right) + \left(\frac{3\pi}{2}\right) & , \text{ wenn } u_\alpha < 0 \\ \operatorname{atan}\left(\frac{u_\beta}{u_\alpha}\right) + \left(\frac{\pi}{2}\right) & , \text{ wenn } u_\alpha \geq 0. \end{cases} \quad (66)$$

- 3) Ermittlung der rohen Phasenwinkeländerung, einschließlich Änderungen durch den Sägezahnverlauf:

$$\Delta\varphi_{u,\alpha\beta} = \varphi_{u,\alpha\beta}^{(2\dots n)} - \varphi_{u,\alpha\beta}^{(1\dots(n-1))}, \quad (67)$$

wobei n der Anzahl der Datenpunkte entspricht.

- 4) Bereinigung der Phasenwinkeländerung von Einflüssen des Sägezahnverlaufs:

$$\Delta\varphi_{u,\alpha\beta,\text{korrr0}} = \begin{cases} \Delta\varphi_{u,\alpha\beta}^{(-2\pi)} & , \text{ wenn } \Delta\varphi_{u,\alpha\beta} > \pi \\ \Delta\varphi_{u,\alpha\beta} & , \text{ wenn } \Delta\varphi_{u,\alpha\beta} \leq \pi \end{cases} \quad (68)$$

$$\Delta\varphi_{u,\alpha\beta,\text{korrr}} = \begin{cases} \Delta\varphi_{u,\alpha\beta,\text{korrr0}}^{(+2\pi)} & , \text{ wenn } \Delta\varphi_{u,\alpha\beta,\text{korrr0}} < -\pi \\ \Delta\varphi_{u,\alpha\beta,\text{korrr0}} & , \text{ wenn } \Delta\varphi_{u,\alpha\beta,\text{korrr0}} \geq -\pi. \end{cases} \quad (69)$$

- 5) Bestimmung der momentanen (rauschbehafteten) Frequenz:

$$f = \frac{\Delta\varphi_{u,\alpha\beta,\text{korrr}}}{2\pi \cdot \Delta t}, \quad (70)$$

wobei Δt der Zeitaufösung der Datenpunkte entspricht.

- 6) Berechnung von Frequenzmittelwerten mit zwei gleitenden Zeitfenstern von 5 ms und 1 s:

$$f_{5\text{ms}} = \frac{1}{5\text{ms}} \cdot \int_{t-5\text{ms}}^t f \cdot dt \quad (71)$$

$$f_{1\text{s}} = \frac{1}{1\text{s}} \cdot \int_{t-1\text{s}}^t f \cdot dt. \quad (72)$$

- 7) Bestimmung der Differenz zwischen den beiden oben genannten Frequenzmittelwerten (im stationären Zustand beträgt diese Differenz null):

$$\Delta f = f_{5\text{ms}} - f_{1\text{s}}. \quad (73)$$

- 8) Berechnung des Integrals der Frequenzdifferenz über die Zeit und Umrechnung von Rad in Grad:

$$\varphi_{\text{rad}} = 2\pi \cdot \int_{t-1\text{s}}^t \Delta f \cdot dt \quad (74)$$

$$\varphi_{\text{grad}} = \frac{\varphi_{\text{rad}}}{\pi} \cdot 180^\circ. \quad (75)$$

B.VII. Benchmarksystem zum Nachweis der Netzparallelbetriebsfähigkeit

Das Benchmark-Netzmodell (BN), welches zum Nachweis der Netzparallelbetriebsfähigkeit heranzuziehen ist, ist in Bild 25 dargestellt und besteht aus zwei EZA (EZA-1 und EZA-2). Die EZE dieser beiden EZA entsprechen der zu zertifizierenden netzbildenden Einheit. Die beiden EZA sind in ein Netz gemäß Bild 25 eingebunden.

EZA-1 entspricht einer Anlage mit Netzanschluss in Netzebene (NE) 5 mit niedrigem SCR, EZA-2 entspricht einem Netzanschluss in Netzebene 4 mit hohem SCR. Es sind alle EZE der EZA-1 und der EZA-2 in Betrieb.

Festlegung zu den Spannungsebenen

Die Nennspannung der Knoten ist Tabelle 17 zu entnehmen.

Tabelle 17 Nennspannungen der Knoten im Benchmarksystem (Nachweis Netzparallelbetriebsfähigkeit)

Knoten	Nennspannung
HÖS-1	380 kV
HS-0, HS-1, HS-2	110 kV
MS-1, MS-2, NAP-1-NAP2 MS 1.x, MS 2.x, (x = 1,2,3) MS-1-EOL, MS-2-EOL	20 kV
NS 1.x, NS 2.x (x = 1,2,3)	entsprechend EZE

Festlegung zu den Parametern des Randnetzes

Das Höchstspannungsnetz wird als impedanzbehaftete, frequenzstarre Spannungsquelle mit steuerbarer Amplitude, Winkel und Frequenz der Spannung modelliert.

Die zugehörige Ersatzspannungsquelle „ext HöS Netz“ ist so festzulegen, dass ein maximaler Anfangskurzschlusswechselstrom I_{kss}'' von 45 kA am Knoten „HÖS-1“ entsteht (VDE 0102). Das R/X -Verhältnis soll 0,1 betragen.

Festlegung zu den Parametern der Netztransformatoren

1) Allgemeines

- Sämtliche Transformatoren werden mit realistischen Auslegungsdaten wie in realen Netzen parametrisiert. Je nach Wahl des betrachteten Netzanschlusspunktes (Netzebene) werden die Daten adaptiert.
- Die Auslegungsdaten der Transformatoren sind auch für unsymmetrische Berechnungen vollständig zu berücksichtigen (z.B. Transformatorschaltgruppe, interne Dreiecks-Ausgleichswicklung). Das Nullsystem kann dabei ignoriert werden.
- Transformator-Stufenschalter in typischer Dimensionierung und -regler sind im Rahmen der Arbeitspunktbestimmung durch den initialen Lastfluss zu berücksichtigen, um die Arbeitspunkte (s.u.) der EZA einzustellen.
- Der magnetische Kreis der Transformatoren kann linear ohne Sättigungseffekte und Hysterese modelliert werden.

2) Die Transformatoren werden im Standard als Netztransformatoren gemäß Tabelle 18 ausgeprägt.

Tabelle 18 (Netz) Transformatoraten im Benchmarksystem (Nachweis Netzparallelbetriebsfähigkeit)

Transformator	Schaltgruppe	Leistung [MVA]	u_k [%]	u_{kr} [%]
TRF HÖS 1	YNyn0d5 (optional als interne Ausgleichswicklung)	350	21	0,25
TRF HS 1 / 2	YN(d5)yn0 (interne Ausgleichswicklung)	40	15	0,45

- 3) Ist die Summe der Nennleistungen der EZE je Anlage größer als die halbe Nennscheinleistung S_T der Transformatoren TRF HS 1 bzw. 2 oder ist das SCR-Verhältnis am „NAP-2“ kleiner als 20, ist die Nennleistung der beiden Transformatoren identisch zu erhöhen, bis die Bedingung erfüllt wird.

Festlegungen zu den Parametern der sonstigen Betriebsmittel des Netzes

- 1) Die Verbindung der Knoten „HS-0“ und „HS-1“ kann wahlweise als Leitung oder als konzentrierte Impedanz erfolgen. Die Parameter der Verbindung sind so festzulegen, dass ein Anfangskurzschlusswechselstrom I_{kss}'' von 5 kA am Knoten „HS-1“ entsteht. Das R/X -Verhältnis der Verbindung soll 0,35 betragen.
- 2) Die 110 kV-Leitung „L 110“ von Knoten „HS-1“ nach „HS-2“ wird als Freileitung gemäß folgender Parameter ausgeprägt: $R' = 0,15$ Ohm/km, $X' = 0,4$ Ohm/km, $C_1' = 9$ nF/km, Leitungslänge: 30km.
- 3) Die Verbindung der Knoten „MS-1“ und „NAP-1“ kann wahlweise als Leitung oder als konzentrierte Impedanz erfolgen. Die Parameter der Verbindung sind so festzulegen, dass ein SCR von 3 am Knoten „NAP-1“ entsteht. Das R/X -Verhältnis der Verbindung soll 0,05 betragen.
- 4) Die Verbindung der Knoten „MS-2“ und „NAP-2“ wird als impedanzlose Verbindung ausgeprägt.
- 5) Die Beläge (R', X') der Kabel zwischen den Knoten „MS-1“ und „MS-1-EOL“ sowie „MS-2“ und „MS-2-EOL“ sollen ein R/X -Verhältnis von 2 aufweisen. Die Länge bzw. Impedanz der Abgänge ist so zu wählen, dass bei einem impedanzlosen dreipoligen Querverfäher am Knoten „MS-1-EOL“ bzw. „MS-2-EOL“ eine Mitsystem-Restspannung am Netzknoten „MS-1“ bzw. „MS-2“ entsprechend der Prüfung 2c nach Abschnitt 5.5.7.10.3 erreicht wird. Das Modell des Abgangs-Leistungsschalters der Leitungen MS-Abg-1 und 2 muss für die Fehlerklärung die Stromunterbrechung im natürlichen Nulldurchgang je Phase abbilden.

Festlegungen zu Struktur und den Parametern der Betriebsmittel der EZE / EZA

- 1) Die Anordnung der EZE in der EZA 1 bzw. 2 relativ zum Netzanschlusspunkt entspricht passend zur typischen Verschaltung der EZE entweder:
 - einer Reihenschaltung über Mittelspannungs-Kabel und jeweiligem EZE-Transformator entsprechend Bild 25,
 - einer Parallelschaltung der EZE auf der Unterspannungsseite eines gemeinsamen EZE-Transformators nach Bild 26, oder
 - wird in beiden vorgenannten Varianten untersucht, falls beide Umsetzungsvarianten möglich sind.
- 2) Die Mittelspannungskabel innerhalb der beiden EZA sind für die Variante Reihenschaltung anhand üblicher Planungskriterien für entsprechende EZA oder alternativ folgender Kriterien auszulegen:

- a) Geringstmögliche Dimensionierung des Querschnitts je Abschnitt individuell oder über alle Abschnitte identisch.
 - b) Einhaltung der nominellen Leitungsbelastbarkeit I_T über alle Abschnitte.
 - c) R/X -Wert der Teilabschnitte gemäß folgender Formel: $R/X \text{ [p.u.]} = (0,3 \cdot I_T \text{ [kA]})^{-1,5}$.
 - d) Maximaler Spannungsfall entlang des gesamten Kettenleiters $< 1 \%$ bei Nennwirkleistung bzw. Einhaltung einer Impedanz des Kettenleiters $< 0,01 \text{ p.u.}$ bezogen auf die Basisimpedanz $Z_B = U_{n,LL} / I_n$ einer Einheit.
- 3) In der Variante Parallelschaltung der EZE sind die EZE 2 und 3 je EZA mittels der konzentrierten Impedanzen $Z\text{-DUT-X.Y}$ oder wahlweise Leitungen parallelzuschalten, die anhand üblicher Planungskriterien für entsprechende EZA oder alternativ anhand folgender Kriterien ausgelegt sind:
- a) Geringstmögliche Dimensionierung des Querschnitts je Abschnitt individuell oder über alle Abschnitte identisch.
 - b) Einhaltung der nominellen Leitungsbelastbarkeit I_T über alle Abschnitte.
 - c) R/X -Wert der Teilabschnitte gemäß folgender Formel: $R/X \text{ [p.u.]} = (0,28 \cdot I_T \text{ [kA]})^{-1,67}$.
 - d) Spannungsfall entlang der Impedanz $Z\text{-DUT-X.2(3)}$ für EZA 2(3) von $0,5(1,0) \%$ bei Nennwirkleistung bzw. $0,005(0,01) \text{ p.u.}$ bezogen auf die Basisimpedanz $Z_B = U_{n,LL} / I_n$ einer Einheit.
- 4) Die Nennspannung der EZE-Klemmen entsprechen der nominellen Spannung der Einheiten.
- 5) Die Daten der EZE-Transformatoren sind aus den Datenblättern zu übernehmen oder es sind plausible typische Ausprägungen anzuwenden:
- a) Die Bemessungsleistung skaliert passend zur Bemessungsleistung der EZE (z.B. 1 p.u.) bzw. der Summe der EZE für die Variante Parallelschaltung. Die relativen Kurzschlussspannungen und Verluste skalieren entsprechend der typischen Werte für die Bemessungsleistung.
 - b) Typisch ist eine Schaltgruppe Dyn5 oder Dyn11. Die Schaltgruppe wird i.d.R. mindestens eine D-Wicklung enthalten, die eine wirksame Entkopplung des Nullsystems zum Netz bewirkt. Netzseitige Sternpunkte werden i.d.R. nicht sternpunktbehandelt (verbleiben offen).
 - c) Stufenschalter können nach Bedarf abgebildet werden. Ggf. vorhandene Regler für die Stufenschalter sind im Rahmen der Arbeitspunktbestimmung durch den initialen Lastfluss zu berücksichtigen, um die Arbeitspunkte (s.u.) der EZA einzustellen.
 - d) Der magnetische Kreis der Transformatoren kann linear ohne Sättigungseffekte und Hysterese modelliert werden.
- 6) Der übergeordnete Entkupplungsschutz der EZA bzw. der Entkupplungsschutz der EZE kann vernachlässigt werden.

Betriebszustände und Parameter der EZA-1 und EZA-2

Bei den Prüfungen werden zwei Fälle unterschieden:

- Der Fall „Markt (M)“ berücksichtigt vereinfacht die notwendigen Rahmenbedingungen der Anlagenauslegung und des Betriebes der Einheiten für die Teilnahme am Markt („Verfügbarkeit“).
 - Der Fall „Interaktion (I)“ entspricht möglichen für die Stabilität und den Netzbetrieb kritischen Situationen, die in Zeiten der „Nicht-Verfügbarkeit“ für den Markt eingenommen werden könnten. Er dient auch der Prüfung der Reglerauslegung.
- 1) Für die Wirk- und Blindleistungsarbeitspunkte der EZE im Ausgangszustand gilt Tabelle 19. Für EZSE (Speicher) sind die genannten Wirkleistungsarbeitspunkte zusätzlich für den Fall eines negativen Vorzeichens (Bezug) zu prüfen.

- 2) Die Blindleistungsarbeitspunkte bzw. Spannungssollwerte der EZE werden im Fall „Markt“ im Ausgangszustand individuell durch die Leistungsflussinitialisierung ermittelt. Dabei sind Anlagenregler der EZA sowie Stufensteller der EZE- oder EZA-Transformatoren geeignet zu berücksichtigen.
- 3) Die Wirk- und Blindleistungs-Arbeitspunkte je EZE sind nach der Initialisierung einzufrieren, ebenso wie bei der Initialisierung wirksame Trafo- und EZA-Regler.
- 4) Die Prüfungen sind jeweils mit der kleinsten und der größten für die Einheit ausgewiesenen Anlaufzeitkonstante T_A durchzuführen.

Tabelle 19 Wirk- und Blindleistungsarbeitspunkte im Benchmarksystem (Nachweis Netzparallelbetriebsfähigkeit)

Prüfung	Konfiguration	Fall	EZA 1 (SCR = 3)						EZA 2 (SCR >> 10)						Initialisierung
			EZE 1.1		EZE 1.2		EZE 1.3		EZE 2.1		EZE 2.2		EZE 2.3		
			P [%]	cos(φ)	P [%]	cos(φ)	P [%]	cos(φ)	P [%]	cos(φ)	P [%]	cos(φ)	P [%]	cos(φ)	
1	B	M	80	a)	80	a)	80	a)	80	a)	80	a)	80	a)	a
1	B	I	75	0,9	50	-0,9	75	0,9	75	0,9	50	-0,9	75	0,9	b
2a-c	B	M	80	a)	80	a)	80	a)	80	a)	80	a)	80	a)	a
2a-c	B	I	90	1	75	-0,9	50	0,9	90	1	75	-0,9	50	0,9	c
3	B	M	80	a)	80	a)	80	a)	80	a)	80	a)	80	a)	a
3	B	I	75	0,9	50	-0,9	75	0,9	75	0,9	50	-0,9	75	0,9	b
4	B	M	75	1	75	1	75	1	75	1	75	1	75	1	d
a) Blindleistung gemäß Initialisierung des Anlagenreglers (vgl. Punkt 2 unter <u>Betriebszustände und Parameter der EZA-1 und EZA-2</u>)															
* Bezug der Wirkleistung: Nennscheinleistung															

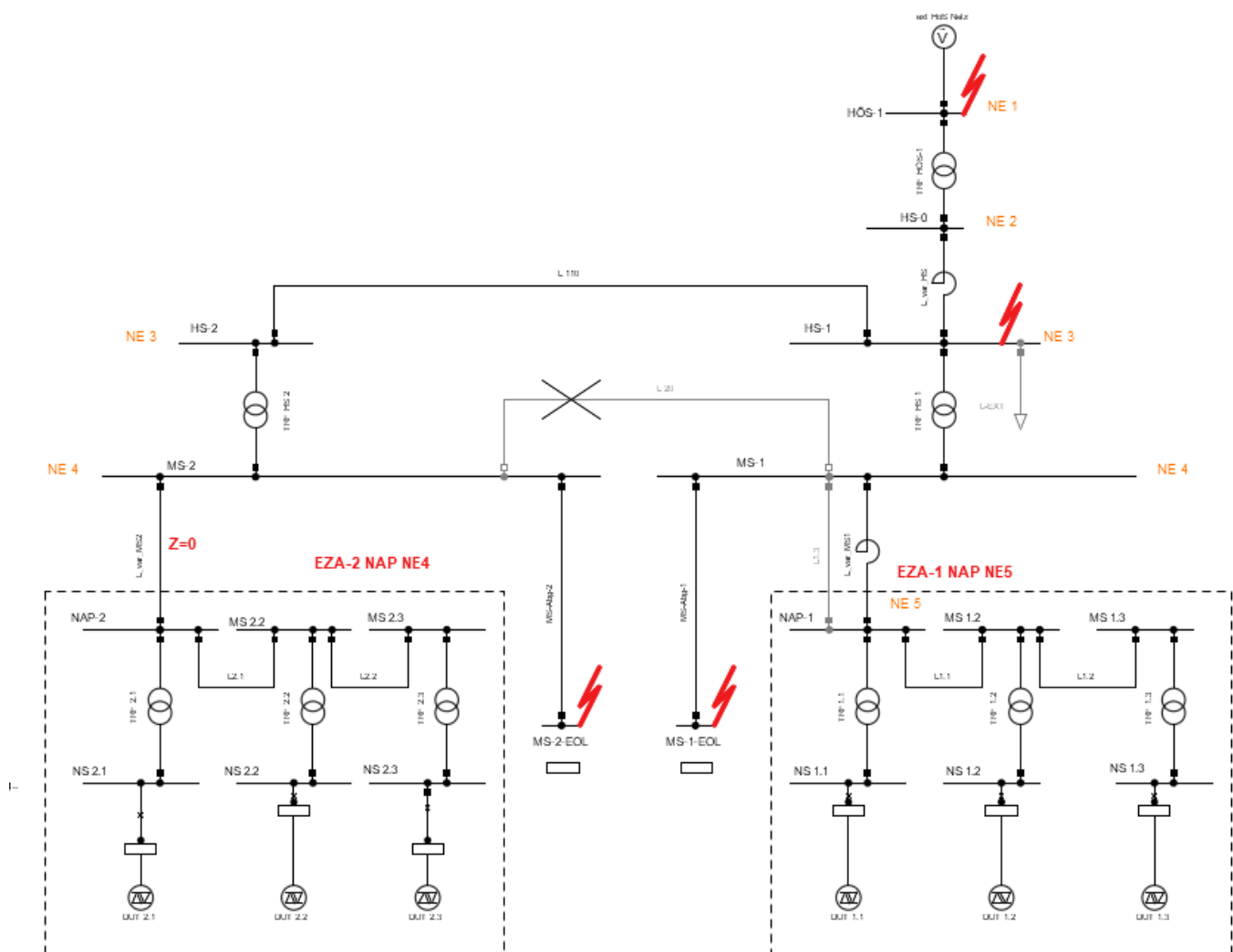


Bild 25 Benchmarksystem zum Nachweis der Netzparallelbetriebsfähigkeit

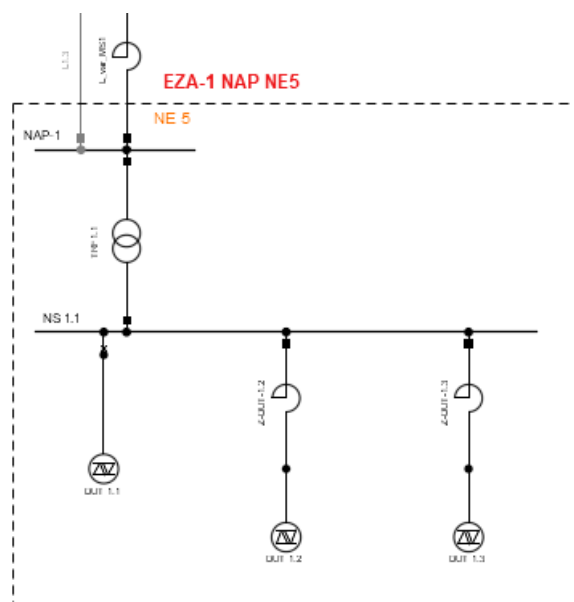


Bild 26 Alternativer Aufbau der EZA 1 (EZA 2 dito)

B.VIII. Auswertung der Harmonischen Ströme während der Strombegrenzung zur Identifikation des Current Clippings

Die Ermittlung der Verzerrung im Strom erfolgt in Anlehnung an die Oberschwingungsbewertung im Rahmen der FGW TR 3 bzw. der IEC 61000-4-7. Da der zu bewertende Zeitraum nur wenige Netzperioden umfasst, sind Anpassungen notwendig. Es wird eine fortlaufende Ermittlung des THD mit einer Schrittweite von 1 ms zur Auswertung herangezogen. Eine Gruppierung erfolgt nicht, stattdessen erfolgt eine Bewertung der Frequenzkomponenten oberhalb von 50 Hz mit einer (mit der Fensterbreite von 40 ms korrespondierenden) Auflösung von 25 Hz bis zu einer Frequenz von 2,5 kHz. Der zur Bewertung heranzuziehende Wert zu einem Zeitpunkt t_1 $\text{THDI}(t_1)$ entspricht dabei dem Ergebnis des Messfensters von $t_1 - 40 \text{ ms}$ bis t_1 .

Eingangsgröße ist der Momentanwert des jeweiligen Phasenstromes, hierfür erfolgt eine Fourieranalyse des Signals.

Aus diesen Rahmenbedingungen ergeben sich folgende Vorgaben für die Berechnung:

$$f(t) = c_0 + \sum_{k=1}^{\infty} c_k \sin\left(\frac{k}{N} \omega_1 t + \varphi_k\right) \quad (76)$$

$$c_k(t_1) = |b_k(t_1) + ja_k(t_1)| = \sqrt{b_k(t_1)^2 + a_k(t_1)^2} \quad (77)$$

$$Y_{C,k}(t_1) = \frac{c_k(t_1)}{\sqrt{2}} \quad (78)$$

$$b_k(t_1) = \frac{2}{T_N} \int_{t_1-T_N}^{t_1} f(t) \times \sin\left(\frac{k}{N} \omega_1 t\right) dt \quad (79)$$

$$a_k(t_1) = \frac{2}{T_N} \int_{t_1-T_N}^{t_1} f(t) \times \cos\left(\frac{k}{N} \omega_1 t\right) dt \quad (80)$$

$$c_0(t_1) = \frac{1}{T_N} \int_{t_1-T_N}^{t_1} f(t) dt \quad (81)$$

Der zeitliche Verlauf des THD ermittelt sich dann aus:

$$\text{THD}(t_1) = \sqrt{\sum_{k=N+1}^{h_{\max} \times N} \left(\frac{Y_{C,k}(t_1)}{Y_{H,1}(t_1)}\right)^2} = \sqrt{\sum_{k=N+1}^{h_{\max} \times N} \left(\frac{Y_{C,k}(t_1)}{Y_{C,N}(t_1)}\right)^2}, \quad (82)$$

mit

ω_1	Winkelfrequenz der Grundschwingung, $\omega_1 = 2 \cdot \pi \cdot f_{H,1}$
$T_N = 40 \text{ ms}$	Breite (oder Dauer) des Zeitfensters; das Zeitfenster ist die Zeitspanne einer zeitlichen Funktion, über die die Fourier-Transformation durchgeführt wird.
c_0	Gleichanteil
c_k	Amplitude des Anteils mit der Frequenz $f_{c,k} = \frac{k}{N} \cdot f_{H,1}$
$Y_{C,k}$	Effektivwert des Anteils c_k

$Y_{H,1}(t_1) = Y_{C,k}(t)$	Effektivwert der Grundschiwingung
$f_{H,1} = 50 \text{ Hz}$	Grundschiwingungsfrequenz des Energieversorgungssystems
k	Ordnungszahl (Ordnung der Spektrallinie), bezogen auf die Frequenzauflösung $f_{c,1} = \frac{1}{T_N} = 25 \text{ Hz}$
$N = 2$	Anzahl der Grundschiwingungsperioden innerhalb der Fensterbreite
Φ_k	Phasenwinkel der Spektrallinie k
$h_{\max} = 50$	Maximale Oberschiwingungsordnung als Vielfaches der Frequenzauflösung
$f_{H,h}$	Frequenz, die ein ganzzahliges Vielfaches der (Grund-)Frequenz des Energieversorgungssystems ist $f_{H,h} = h \cdot f_{H,1}$
$\text{THD}(t_1)$	gleitender THD mit einer zeitlichen Schrittweite von 1 ms.

B.IX. Toleranzvorgaben für den Nachweis der Statischen Spannungshaltung

Für die von der jeweiligen Übergangszeit ($t_{\text{Ü}} = 3 \tau$) abhängige Hüllkurve nach Bild 27 zur Bewertung der Anforderungen an die statische Spannungshaltung gelten folgende Anforderungen:

- Die Toleranzvorgaben gelten für einen SCR-Wertebereich von 10 bis 50 am NAP.
- Die Regelgröße ist die Blindleistung.
- Der Bezugspunkt ist der Netzanschlusspunkt.
- Die dargestellten Toleranzen beziehen sich auf Abweichungen zwischen dem Blindleistungssoll- und Blindleistungswert und werden auf $P_{b \text{ inst}}$ bezogen.
- Die Toleranz in der Amplitude während des Einschwingvorgangs ist in Bild 27 (a) dargestellt für einen beispielhaften Sprung $A \cdot \sigma(t)$, mit Amplitude (A) 0,325 (wobei $\sigma(t)$ dem Einheitssprung entspricht). Dabei ergibt sich die obere Grenze ($y_{\max}(t)$) des Toleranzbereichs aus einer Toleranz von +5 % $Q/P_{b \text{ inst}}$ ausgehend von der PT1-Sprungantwort sowie einer Verschiebung um Δt_x - sodass sich bei $t = 0$ eine Toleranz von 80 % der Amplitude A ergibt - nach:

$$y_{\max}(t) = \begin{cases} 0,02, & t < 0 \\ A \cdot \sigma(t) \cdot \left(1 - e^{-\frac{t-\Delta t_x}{\tau}}\right) + 0,05 & 0 \leq t \leq 5\tau \\ (y_{\max}(5\tau) - (A + 0,02)) \cdot e^{-\frac{t}{\tau_{II}}} + (A + 0,02) & t > 5\tau \end{cases} \quad (83)$$

$$\tau_{II} = \frac{\tau}{4} \quad (84)$$

$$\Delta t_x = \ln \left(1 - \frac{0,8 \cdot \sigma(t) - 0,05}{\sigma(t)} \right) \cdot \tau. \quad (85)$$

- Die untere Grenze ($y_{\min}(t)$) des Toleranzbereichs ergibt sich aus einer Toleranz von -5 % $Q/P_{b \text{ inst}}$ ausgehend vom PT1-Sprung und der anschließenden Verschiebung um die initiale Verzögerung Δt_0 nach:

$$y_{\min}(t) = \begin{cases} -0,02 & t < t_1 \\ A \cdot \sigma(t) \cdot \left(1 - e^{-\frac{t-\Delta t_0}{\tau}}\right) - 0,05 & t_1 \leq t \leq 5\tau \\ (-y_{\min}(5\tau) + (A - 0,02)) \cdot \left(1 - e^{-\frac{t}{\tau_{II}}}\right) + y_{\min}(5\tau) & t > 5\tau \end{cases} \quad (86)$$

$$t_1 = \Delta t_0 - \ln \left(1 + \frac{0,02 - 0,05}{A} \right) \cdot \tau. \quad (87)$$

Der Wert von Δt_0 ist dabei abhängig von der gewählten Übergangszeit nach Bild 27 (b) anzusetzen.

Die Regelgröße muss sich dabei zu Beginn des Sprungs innerhalb eines Bandes von $\pm 2 \% Q/P_{b \text{ inst}}$ befinden.

- Nach $t > 5 \tau$ gilt der Einschwingvorgang als beendet und es gelten die Anforderungen des quasistationären Betriebs. Das Toleranzband reduziert sich ab diesem Zeitpunkt entsprechend Gleichungen (83) und (86) PT1-förmig mit der Übergangszeit τ_{II} auf $\pm 2 \% Q/P_{b \text{ inst}}$.

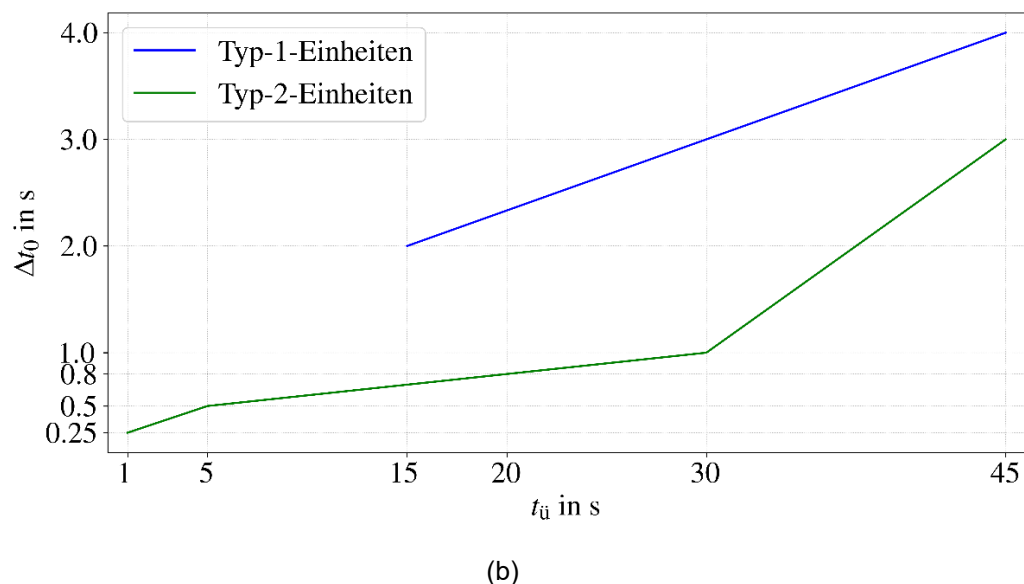
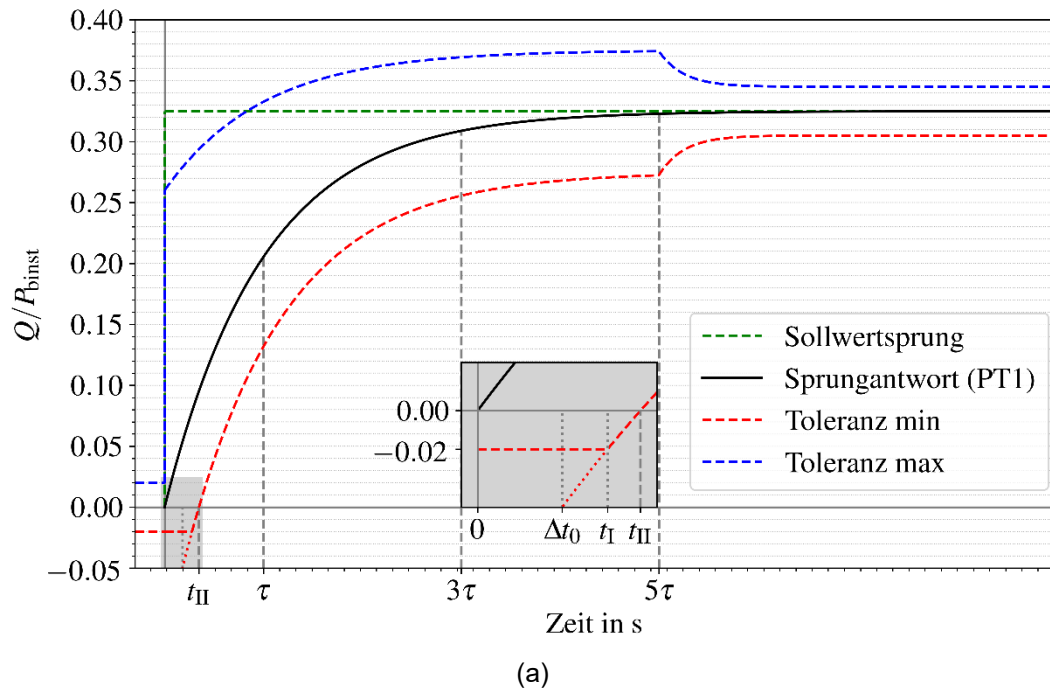


Bild 27 (a) Sprungantwort der statischen Spannungshaltung mit auslegungsrelevanten Toleranzbändern für einen beispielhaften Sollwertsprung von $0,325 \cdot \sigma(t)$; (b) initiale Verzögerung Δt_0 in Abhängigkeit der Übergangszeit $t_{\ddot{u}}$

ANMERKUNG Der Wert von t_{II} entspricht dem Zeitpunkt, an dem die minimale Toleranzkurve der Sprungantwort den Wert von $Q/P_{b \text{ inst}} = 0$ erreicht und berechnet sich nach:

$$t_{II} = \Delta t_0 - \ln \left(1 - \frac{0,05}{A} \right) \cdot \tau. \quad (88)$$

In Bild 28 ist exemplarisch ein zulässiges PT2-Verhalten der statischen Spannungshaltung innerhalb der auslegungsrelevanten Toleranzbänder für einen beispielhaften Sollwertsprung von $0,325 \cdot \sigma(t)$, einer initialen Verzögerung Δt_0 von 3 s sowie einer Übergangszeit $t_{\ddot{u}}$ von 30 s des PT1-Verhaltens für eine Typ-1-Anlage dargestellt.

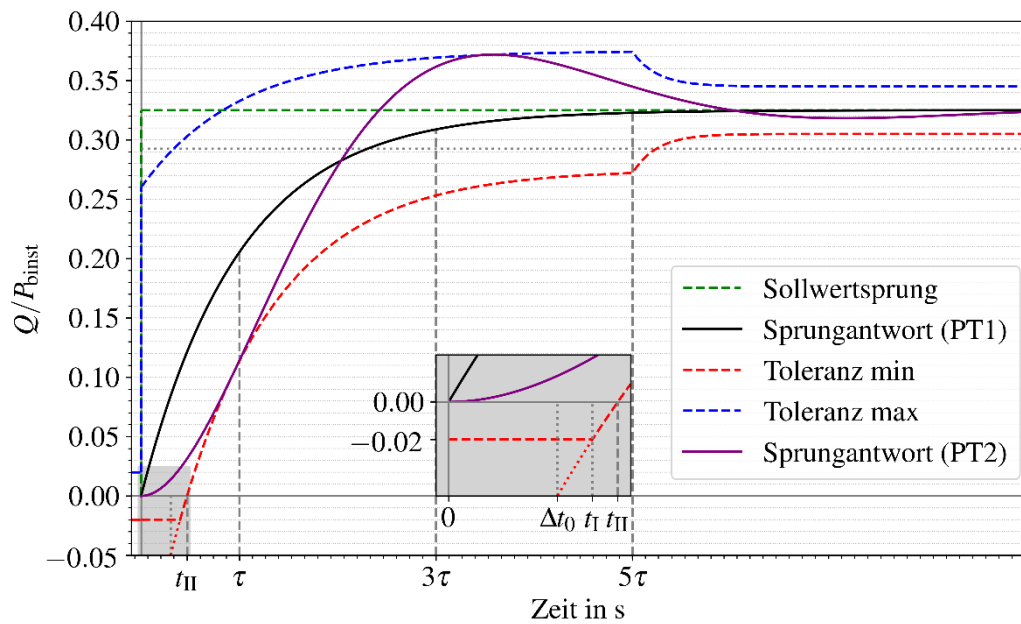
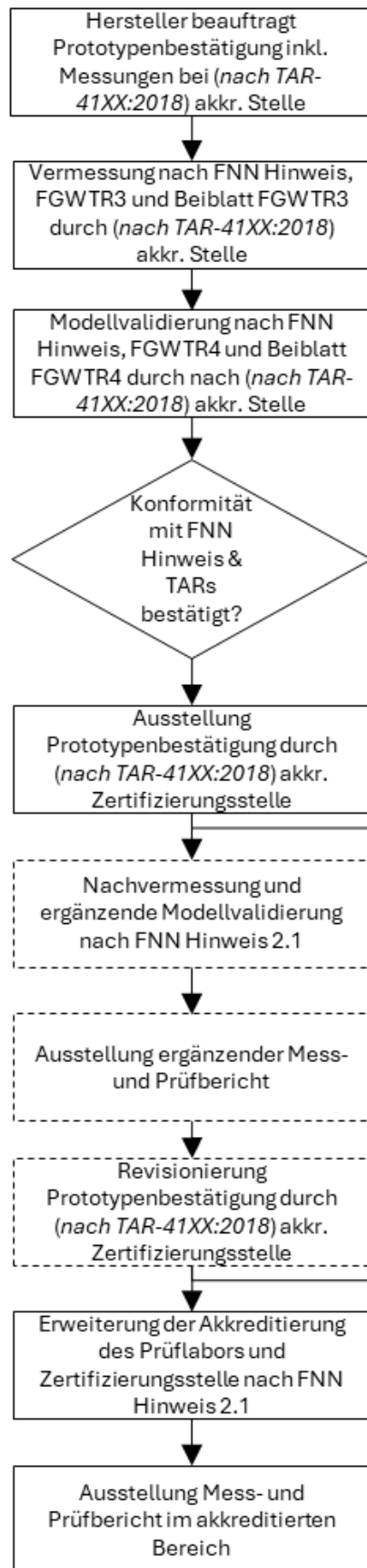


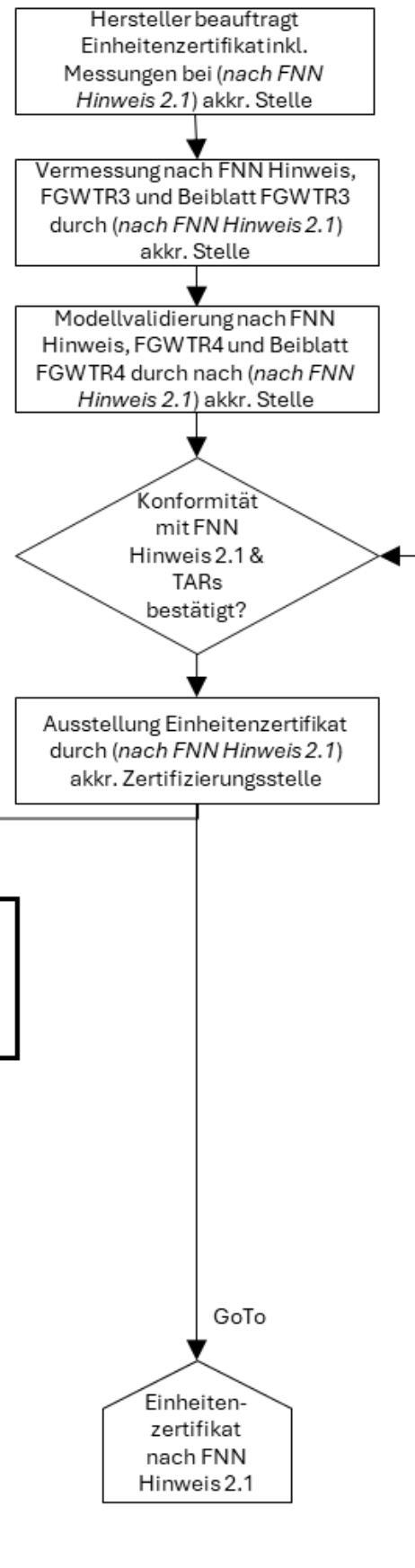
Bild 28 Sprungantwort der statischen Spannungshaltung (Typ-1-Anlagen) für ein PT1- und PT2-Verhalten innerhalb der zulässigen Toleranzen für einen beispielhaften Sollwertsprung von $0,325 \cdot \sigma(t)$, $\Delta t_0 = 3$ s und $t_{\ddot{u}} = 30$ s.

B.X. Ablaufplan zum Netzanschlussprozess von netzbildenden Einheiten

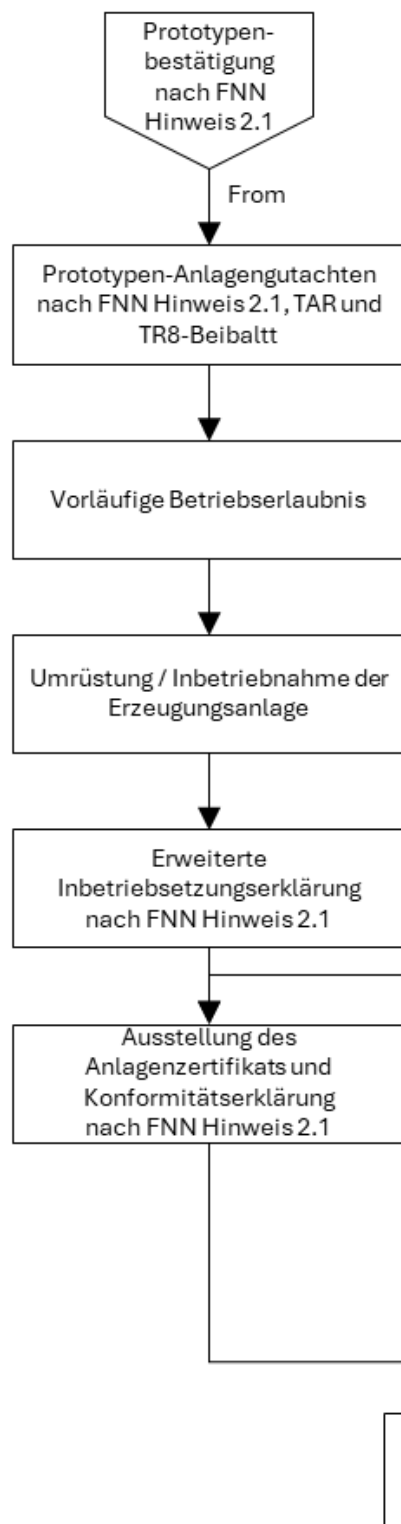
Pfad – Prototypenbestätigung



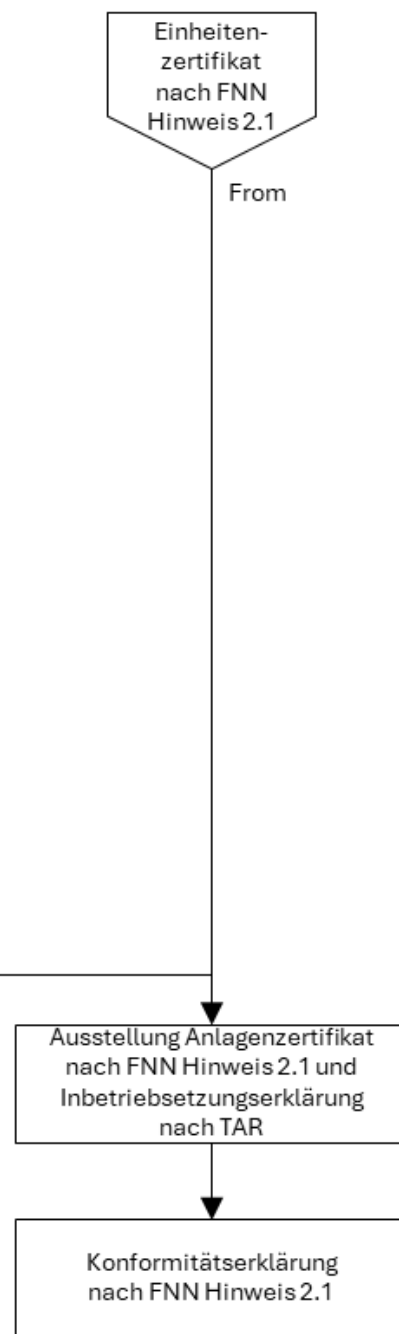
Pfad - Einheitenzertifikat



Pfad – Netzbildende Anlagen mit Prototypen



Pfad - Anlagenzertifikat



C. Anhang (normativ)

Die Formulare in diesem Anhang C sind zur Vervielfältigung durch den Anwender dieses FNN Hinweises bestimmt. Die Formulare dieses Anhangs ersetzen im Betriebserlaubnisverfahren für netzbildende Einheiten und netzbildende Anlagen die jeweils angegebenen Formulare des Anhangs E der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel.

C.I. Vordrucke für Betriebserlaubnisverfahren – Mittelspannung

C.I.1. (E.1) Antragstellung - Mittelspannung

Dieses Formular ersetzt den Anhang E.1 der VDE-AR-N 4110.

(Dieses Formular ist zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-Anwendungsregel bestimmt.)

Antragstellung für Netzanschlüsse (Mittelspannung) (Vom Anschlussnehmer auszufüllen)			1 (4)
Bezeichnung des Bauvorhabens	_____		
Anlagenstandort	PLZ, Ort, Ortsteil _____ Straße, Hausnummer oder _____ Flurstück-Nr. / Gemarkung _____		
Anschlussnehmer	Firma _____ Vorname, Name _____ Straße, Hausnummer _____ PLZ, Ort, Ortsteil _____ Telefon, E-Mail _____		
Grundstückseigentümer	☐ Anschlussnehmer ist Grundstückseigentümer ☐ Vollmacht Grundstückseigentümer liegt der Antragsstellung bei _____		
Anlagenerrichter (wenn bereits bekannt)	Firma, PLZ, Ort _____ Telefon, E-Mail _____		
Anlagenart	☐ Bezugsanlage ☐ Erzeugungsanlage ☐ Misanlage ☐ Ladeeinrichtung für Elektrofahrzeuge ☐ Speicher ☐ temporärer Anschluss (z.B. Baustrom) ☐ Notstromaggregat		
Maßnahme Netzanschluss	☐ Neuerrichtung	☐ Erweiterung / Änderung	☐ Rückbau
Örtliche Lage der Kundenanlage mit ggf. eingezeichneten Vorschlägen zu möglichen Standorten der Übergabestation. Pläne im geeigneten Maßstab (z. B. Übersichtsplan 1:25 000 oder 1:10 000, Detailplan mindestens 1:500) beigelegt? Bei Erzeugungsanlagen/Misanlagen muss der Aufstellungsort der Erzeugungseinheiten eindeutig hervorgehen.			☐ ja ☐ nein
Voraussichtliche Anschlusswirkleistung $P_{AV, B}$ und $P_{AV, E}$ [kW]			
	bisher	zukünftig benötigter Gesamtwert (im Endausbau nach Maßnahme)	
Bezugswirkleistung $P_{AV, B}$			
Einspeisewirkleistung $P_{AV, E}^*$			
Bei Erzeugungsanlagen/Misanlagen oder Speicher sind zusätzlich die Seiten 2 (4) und 3 (4) des E.1 auszufüllen. Bei Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge ist zusätzlich Seite 4 (4) auszufüllen.			
Bereitstellung der Messeinrichtung und Messstellenbetrieb soll erfolgen durch: ☐ grundyständigen MSB ☐ anderen MSB _____			
Baustrombedarf	☐ nein	wenn ja: Leistung _____ kW	ab wann _____
Datenblatt zur Beurteilung von Netzzückwirkungen (Vordruck E.2) bei Anschluss einer Bezugsanlage beigelegt?			☐ ja ☐ nein
Zeitlicher Bauablaufplan beigelegt?			☐ ja ☐ nein
Geplanter Inbetriebsetzungstermin / geplante Fertigstellung der Maßnahme			_____
Ort, Datum	Unterschrift des Anschlussnehmers		

ANMERKUNG* Maximale Einspeiseleistung der Kundenanlage in das vorgelagerte Mittelspannungsnetz.

Antragstellung für Netzanschlüsse (Mittelspannung) (Vom Anschlussnehmer bei Erzeugungsanlagen / Mischanlagen / Speicher auszufüllen)			2 (4)
Typ der Erzeugungsanlage (bei Energiemix Mehrfachnennung)	☐ Windenergie	☐ Wasserkraft	☐
	☐ Photovoltaik	☐ Freifläche	☐ Dachfläche
	☐ KWK-Anlage	Eingesetzter Brennstoff (z. B. Erdgas, Biogas, Biomasse)	
	☐ Therm. Kraftwerk		
	☐ Speicher / Speichersystem	<u>Betriebsmodus:</u> ☐ <u>Bezugsspitzenabdeckung / Eigenverbrauchsoptimierung</u> ☐ <u>Regelenergiemarkt / Systemdienstleistungen</u> ☐ <u>Inselbetrieb</u> ☐ <u>Sonstiges:</u>	
Betriebsmodus	☐ <u>Bezugsspitzenabdeckung / Eigenverbrauchsoptimierung</u> ☐ <u>Regelenergiemarkt / Systemdienstleistungen</u> ☐ <u>Inselbetrieb</u> ☐ <u>Momentanreserve</u> ☐ <u>Sonstiges:</u>		
	☐ Notstromaggregat mit > 100 ms Netzparallelbetrieb ☐ Notstromaggregat mit ≤ 100 ms Netzparallelbetrieb	<u>Betriebsmodus:</u> ☐ ausschließlich Probebetrieb nach DIN 6280-13 bzw. VDE 0100-560 (VDE 0100 560) ☐ Bezugsspitzenabdeckung ☐ Regelenergiemarkt ☐	
Maßnahme <u>Erzeugungsanlage</u>	☐ <u>Neuerrichtung</u>	☐ <u>Erweiterung / Änderung</u> ☐ <u>Rückbau</u>	
Leistungsangaben	Vorhanden (Bestand)	Neuerrichtung / Erweiterung / Rückbau	im Endausbau(neuer geplanter Gesamtwert)
maximale Erzeugungswirkleistung, kumuliert $\sum P_{Amax}^*$	kW	kW	kW
maximale Erzeugungsscheinleistung , kumuliert $\sum S_{Amax}^*$	kVA	kVA	kVA
Bei PV: Modulleistung [kWp]			
Eigenbedarf der Erzeugungsanlage kW			
Einspeisung der Gesamtenergie in das Netz des Netzbetreibers?			☐ ja ☐ nein
Einspeiseüberwachung ($P_{AV,E}$ – Überwachung) am Netzanschlusspunkt vorgesehen?			☐ ja ☐ nein
Anmerkungen zur Erzeugungsanlage:			

* Ergibt sich aus der Summe, der maximalen 10 Minuten Mittelwerte aller installierten Erzeugungseinheiten und Speicher nach Angaben aus den Einheitenzertifikaten am Netzanschlusspunkt. Etwaige dauerhaften Wirkleistungs-drosselungen an den Erzeugungseinheiten sind zu berücksichtigen. Bei Erzeugungseinheiten und Speicher ohne Einheitenzertifikat kann alternativ die Bemessungswirkleistung P_{rE} und S_{rE} verwendet werden.

** Modulleistung (maximale Ausgangsleistung (P_{max}) bei Standard Test Conditions (STC-Bedingungen)) nach DIN EN 50380 (0126-390).

Antragstellung für Netzanschlüsse (Mittelspannung) (vom Anschlussnehmer auszufüllen; für jede neu geplante baulich unterschiedliche Erzeugungseinheit / Speicher bitte ein Datenblatt ausfüllen)		3 (4)
Anzahl baugleicher Erzeugungseinheiten/Speicher: Stück		
Einheitenzertifikat vorhanden ☐ ja ☐ nein ; wenn nein: ☐ Prototyp ☐ Nachweis über Einzelnachweisverfahren		
ZEREZ ID (Zusatzangaben Speicher weiterhin notwendig):		
Sofern keine ZEREZ ID vorhanden, sind folgende Angaben notwendig:		
Einheitentyp	☐ doppelt gespeiste Asynchronmaschine	☐ Momentanreserve
	☐ Synchronmaschine (direkt gekoppelt)	☐ Phasenschieberbetrieb
	☐ Netzkopplung mit Vollumrichter (nicht Speicher)*	☐ Momentanreserve
	☐ Speicher	☐ Momentanreserve
	Andere	
Einheitenhersteller:	 Typ:	
Leistungsangaben der Erzeugungseinheit / des Speichers	Bemessungsscheinleistung S_{rE}^* kVA	
	maximale Wirkleistung (10-Minuten Mittelwert) $P_{E_{max}}^{**}$ kW	
	$P_{min,dyn}$: min. dynamisch abrufbare Wirkleistung bei neg. Momentanreserve kW	
	$P_{max,dyn}$: max. dynamisch abrufbare Wirkleistung bei max. Momentanreserve kW	
	$P_{grenzneg,max}$: max. Wirkleistung zur Erbringung neg. Momentanreserve kW	
	$P_{grenzpos,min}$: min. Wirkleistung zur Erbringung pos. Momentanreserve kW	
	vorübergehende Mindestleistung kW	
	T_A : Anlaufzeitkonstante s	
	wirksame Impedanz z_w :	
	ohne Einheitentransformator (bzw. auf Niederspannungsseite der Einheit): p.u.	
	inklusive Einheitentransformator (bzw. auf Mittelspannungsseite der Einheit): p.u.	
	ggf. auf Hochspannungsebene: 0,50 p.u. p.u.	
Beitrag zum Anfangs-Kurzschlusswechselstrom $I_K^{''}$ kA *** bei V		
☐ Deckblatt des Einheitenzertifikates nach VDE-AR-N 4110 und Auszug aus dem Prüfbericht Netzverträglichkeit der FGW TR 3 beigelegt		
Bei direkt gekoppelten Synchrongeneratoren: gesättigte subtransiente Längsreaktanz %		
☐ Herstellerdatenblatt beigelegt		
Zusatzangaben bei Speichern		
Anschluss des Speichers		☐ über eigenen Wechselrichter ☐ über den Wechselrichter einer anderen Erzeugungseinheit (bei EZSE) ☐ direkter Anschluss an das Wechselstrom-/Drehstromnetz
Betrieb des Speichers	☐ Bezug und Einspeisung in das Netz des Netzbetreibers	Einspeisung des Speichers in das Netz des Netzbetreibers gleichzeitig mit Erzeugungseinheiten geplant ☐ ja ☐ nein
	☐ Kein Bezug, aber Einspeisung in das Netz des Netzbetreibers	
	☐ Kein Bezug und keine Einspeisung in das Netz des Netzbetreibers	
	☐ Bezug, aber keine Einspeisung in das Netz des Netzbetreibers	

* Im Falle von Vollumrichtern sind im Formular E.1 3 (4) die netzseitigen Daten des Vollumrichters einzutragen

** Ist der Wert nicht explizit bekannt, kann die elektrische Bemessungswirkleistung P_{rE} der Erzeugungseinheit verwendet werden. 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})(11.2.11) addiert werden.

Antragstellung für Netzanschlüsse (Mittelspannung) (Vom Anschlussnehmer bei Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge auszufüllen)			4 (4)
Allgemeine Angaben zu den Ladeeinrichtungen		☐ öffentlich ☐ nicht öffentlich (privat)	
Leistungsangabe der Ladeeinrichtungen		Maximal gleichzeitiger Wirkleistungsbezug der Ladeeinrichtungen	 kW
		Lademanagement zur Steuerung der Ladeeinrichtungen geplant*	☐ ja ☐ nein
Informationen je baugleicher Ladeeinrichtung	Anzahl der Ladeeinrichtung	Maximale Ladeleistung der Ladeeinrichtung	Ladetechnik
		 kW	☐ AC ☐ DC** ☐ BiDi*** ZEREZ ID:
			☐ AC ☐ DC**
			☐ AC ☐ DC**
Zählung	Wird eine separate Zählung der Ladeeinrichtungen durch den grundzuständigen oder einem 3. Messtellenbetreiber gewünscht?		☐ ja*** ☐ nein

* Der Netzbetreiber kann eine technische Einrichtung zur Steuerung der Wirkleistung verlangen.

** Die Blindleistungsvorgaben des Netzbetreibers bei DC Ladeeinrichtungen > 12 kVA sind zu beachten.

*** Inbetriebnahme-/Inbetriebsetzungsauftrag erforderlich.

C.1.2. (E.7) Inbetriebsetzungsprotokoll für Übergabestationen - Mittelspannung

Dieses Formular ersetzt den Anhang E.7 der VDE-AR-N 4110.

(Dieses Formular ist zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-Anwendungsregel bestimmt.)

Inbetriebsetzungsprotokoll (Mittelspannung) (vom Betreiber der Übergabestation auszufüllen)		1 (1)
Anlagenanschrift	Stationsname/Feld-Nr. Straße, Hausnummer PLZ, Ort	
Anlagenbetreiber	Vorname, Name Telefon, E-Mail	
Anlagenerrichter	Firma, Ort Telefon, E-Mail	
Messstellenbetrieb	Die Bereitstellung der Messeinrichtung erfolgt durch den grundzuständigen Messstellenbetreiber oder durch einen anderen Messstellenbetreiber – MSB – (In diesem Fall bitte die MSB-ID laut MSB-Rahmenvertrag angeben):	
Stationsdaten	☐ Stich ☐ Doppelstich ☐ Einschleifung ☐ Bezugskunde ☐ Einspeiser ☐ Mischanlage/Speicher	
Tonfrequenzsperrern	In der Anschlusszusage gefordert: ☐ ja ☐ nein Eingebaut: ☐ ja ☐ nein Prüfprotokoll liegt vor: ☐ ja ☐ nein	
Dokumentation: Übergabe der aktualisierten Projektunterlagen mindestens 2 Wochen vor Inbetriebsetzung der Übergabestation an den Netzbetreiber erfolgt ☐ ja ☐ nein		
☐ Inbetriebsetzungsauftrag (E.5) vorhanden ☐ netzvertriebliche Voraussetzungen erfüllt ☐ Netzführungsvereinbarung vorhanden ☐ Übersichtsschaltplan, ggf. Schaltpläne Sekundärtechnik ☐ Prüfprotokoll des Übergabeschutzes und bei Erzeugungsanlagen des übergeordneten Entkopplungsschutzes ☐ Mitnahmeschaltung (gemeinsam mit Netzbetreiber) ☐ Schutz mit Schalterauslösung geprüft ☐ Beglaubigungsscheine der Wandler ☐ Protokoll der Erdungsmessung		☐ Bestätigung nach DGUV Vorschrift 3 ☐ Bei Erzeugungsanlagen: Einrichtung zum Netzsicherheitsmanagement geprüft Optional bei Fernwirkanlage: ☐ Messwertübertragung geprüft ☐ Meldungen geprüft ☐ Fernsteuerung geprüft (inkl. Not-Aus LS) ☐ Bei Erzeugungsanlagen: Messwertübertragung P , Q geprüft
Bemerkungen:		
Die von mir/uns ausgeführte Installation der Übergabestation ist unter Beachtung der geltenden Rechtsvorschriften und behördlichen Verfügungen sowie nach den anerkannten Regeln der Technik, insbesondere nach den DIN VDE-Normen, der VDE-AR-N 4110 und nach den Technischen Anschlussbedingungen des Netzbetreibers von mir/uns errichtet, geprüft und fertig gestellt worden. Die Ergebnisse der Prüfungen sind dokumentiert. Im Rahmen der Übergabe hat der Anlagenerrichter den Anlagenbetreiber eingewiesen und die Übergabestation nach DGUV-Vorschrift 3 § 3 und § 5 für betriebsbereit erklärt. Die Übergabestation gilt im Sinne der zurzeit gültigen DIN/VDE Bestimmungen und der Unfallverhütungsvorschrift DGUV Vorschrift 3 als abgeschlossene elektrische Betriebsstätte. Diese darf nur von Elektrofachkräften oder elektrisch unterwiesenen Personen betreten werden. Laien dürfen die abgeschlossene elektrische Betriebsstätte nur in Begleitung vorgenannter Personen betreten.		
Ort, Datum	Anlagenbetreiber	Anlagenerrichter (Elektrofachbetrieb)
Die Anbindung der Übergabestation an das Mittelspannungsnetz erfolgte: Datum.....Uhrzeit:.....		
Ort, Datum,	Netzbetreiber	

C.I.3. (E.8) Datenblatt einer Erzeugungsanlage/eines Speichers – Mittelspannung

Dieses Formular ersetzt den Anhang E.8 der VDE-AR-N 4110.

(Dieses Formular ist zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-Anwendungsregel bestimmt.)

Datenblatt einer Erzeugungsanlage – Mittelspannung (vom Anschlussnehmer auszufüllen, gilt auch für Mischanlagen und Speicher)		1 (4)
Einspeiser-Nr. des Anschlussnehmers _____		
Anlagenstandort	PLZ, Ort, Ortsteil _____ Straße, Hausnummer _____ oder Flurstück-Nr. / Gemarkung _____	
Anschlussnehmer	Firma _____ Vorname, Name _____ Straße, Hausnummer _____ PLZ, Ort _____ Telefon, E-Mail _____	
Die Angaben zur Erzeugungsanlage aus dem Datenblatt E.1 Seite 2(4) und Seite 3(4) sind weiterhin aktuell? Sind die Angaben aus den Datenblatt E.1 Seite 2(4) und Seite 3(4) nicht mehr aktuell, müssen diese aktualisiert mit dem E.8 eingereicht werden. Bei Änderungen mit Auswirkung auf das Netz des Netzbetreibers kann eine neue Netzverträglichkeitsprüfung durch den Netzbetreiber notwendig werden.		☐ ja, Datum E.1 _____ ☐ nein
Am Netzanschlusspunkt sind bestehende Erzeugungsanlagen/Speicher vorhanden? ☐ ja ☐ nein Letztgültiges Anlagenzertifikat Nr.: _____ Datum: _____ ANMERKUNG Wenn für bestehende Erzeugungsanlagen/Speicher kein Anlagenzertifikat vorhanden ist, ist Seite 3 (4) im E.8 auszufüllen.		
Technische Mindestleistung der Erzeugungsanlage?		☐ ja, ...kW ☐ nein
Inselbetrieb vorgesehen?		☐ ja ☐ nein
Schwarzstartfähigkeit vorhanden?		☐ ja ☐ nein

Datenblatt einer Erzeugungsanlage – Mittelspannung (folgende Informationen müssen im Übersichtsschalplan der Erzeugungsanlage dargestellt werden)		2 (4)
Angaben zum Anschlussnehmer eigenen Netztransformator (wenn vorhanden)	• Obere Bemessungsspannung U_{rOS} in kV • Untere Bemessungsspannung U_{rUS} in kV • Bemessungsscheinleistung S_r in MVA • Betriebsspannung (Reglersollspannung des Stufenschalters) U_{bUS} in kV • Kurzschlussspannung u_K in % • Schaltgruppe • Regelbereich Stufenschalter $\pm$ in % • Stufenanzahl	
Maschinentransformator	• Bemessungsscheinleistung S_r in kVA • Kurzschlussspannung u_K in % • Schaltgruppe • Regelbereich Stufenschalter $\pm$ in % • Geplante Stufung in kV/kV • Bemessungsspannung OS in kV • Bemessungsspannung US in kV	
Angaben zum Anschlussnehmer eigenen MS-Netz	• Sternpunktbehandlung (nur anzugeben, wenn das anschlussnehmereigene Netz galvanisch vom VNB-Netz getrennt ist) • schematischer Übersichtsplan des Netzes mit Angaben zu Typen, Längen und Querschnitten aller verwendeten Kabel	
Blindleistungskompensationsanlage (wenn vorhanden)	• Bemessungsblindleistung • Anzahl Stufen • Verdrosselungsgrad in % /Resonanzfrequenz in Hz	
Tonfrequenzsperre (wenn vorhanden)	Angabe in Hz	

Datenblatt einer Erzeugungsanlage – Mittelspannung (vom Anschlussnehmer auszufüllen; für jede baulich unterschiedliche Erzeugungseinheit/Speicher im Bestand ohne Anlagenzertifikatbitte ein Datenblatt ausfüllen)		3 (4)
Anzahl baugleicher Erzeugungseinheiten/Speicher: Stück		
Einheitentyp	☐ doppelt gespeiste Asynchronmaschine	☐ Momentanreserve
	☐ Synchronmaschine (direkt gekoppelt)	☐ Phasenschieberbetrieb
	☐ Netzkopplung mit Vollumrichter* (nicht Speicher)	☐ Momentanreserve
	☐ Speicher	☐ Momentanreserve
	Andere	
Betriebsmodus	☐ <u>Bezugsspitzenabdeckung / Eigenverbrauchsoptimierung</u> ☐ <u>Regelenergiemarkt / Systemdienstleistungen</u> ☐ <u>Inselbetrieb</u> ☐ <u>Momentanreserve</u> ☐ <u>Sonstiges</u>	
Einheitenhersteller:		Typ:
Leistungsangaben	Bemessungsscheinleistung S_{TE}^* kVA	
	maximale Wirkleistung (10-Minuten Mittelwert) $P_{E_{max}}^{**}$ kW	
	$P_{min,dyn}$: min. dynamisch abrufbare Wirkleistung bei neg. Momentanreserve kW	
	$P_{max,dyn}$: max. dynamisch abrufbare Wirkleistung bei max. Momentanreserve kW	
	$P_{grenzneg,max}$: max. Wirkleistung zur Erbringung neg. Momentanreserve kW	
	$P_{grenzpos,min}$: min. Wirkleistung zur Erbringung pos. Momentanreserve kW	
	vorübergehende Mindestleistung kW	
	T_A : Anlaufzeitkonstante s	
	wirksame Impedanz z_w : ohne Einheitentransformator (bzw. auf Niederspannungsseite der Einheit): p.u. inklusive Einheitentransformator (bzw. auf Mittelspannungsseite der Einheit): p.u. ggf. auf Hochspannungsebene: 0,50 p.u.	
	Beitrag zum Anfangs-Kurzschlusswechselstrom I_k'' kA *** bei V	
Bei direkt gekoppelten Synchrongeneratoren: gesättigte subtransiente Längsreaktanz % ☐ Herstellerdatenblatt beigelegt		

* 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}) (Abschnitt 11.2.11) addiert werden (Abschnitt 11.2.9) addiert werden.

Datenblatt einer Erzeugungsanlage – Mittelspannung (Checkliste für die vom Anschlussnehmer an den Netzbetreiber zu übergebenden Informationen; vom Anschlussnehmer auszufüllen)		4 (4)
Einphasiger Übersichtsschaltplan der Kundenanlage (Mindestvorgaben): ☐ • Übergabestation (Mittelspannungsschaltanlage mit Angabe der technischen Kennwerte) • Mess-, Schutz- und Steuereinrichtungen (wenn Schutzeinrichtungen vorhanden, Darstellung, wo die Messgrößen für die Kurzschluss- und bei Erzeugungsanlagen zusätzlich für die Entkopplungsschutzeinrichtungen erfasst werden und auf welche Schaltgeräte die Schutzeinrichtung wirkt, Daten der Hilfsenergiequelle); • Netztransformatoren/Maschinentransformatoren (siehe Seite 2(4)) • Darstellung der kundeneigenen Mittelspannungs-Leitungsverbindungen (siehe Seite 2(4)) ○ Angaben von Kabeltypen, -längen und querschnitten		
Aktuell geplanter Inbetriebsetzungstermin		
Dieses Datenblatt und das Datenblatt Antragstellung (E.1) dienen zusammen mit dem vom Netzbetreiber auszufüllenden Fragebogen E.9 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	

C.I.4. (E.9) Netzbetreiber-Abfragebogen – Mittelspannung

Dieses Formular ersetzt den Anhang E.9 der VDE-AR-N 4110.

(Dieses Formular ist zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-Anwendungsregel bestimmt.)

Datenabfragebogen Netzbetreiber für Neuanlagen								1 (7)	
Anschluss/Änderung einer Erzeugungsanlage/eines Speichers									
Bezeichnung der Erzeugungsanlage									
maximale Erzeugungswirkleistung, kumuliert $\sum P_{Amax}$ Vereinbarte Anschlusswirkleistung $P_{AV,E}$ Vereinbarte Anschlusscheinleistung $S_{AV,E}$		Bestand				Neuinstallation		Gesamt (Bestand + Neuinstallation)	
	$\sum P_{Amax}$		kW				kW		kW
		Bestand (Ist)				Gesamt (Neu)			
	$P_{AV,E}$			kW				kW	
	$S_{AV,E}$			kVA				kVA	
$P_{AV,E}$ – Überwachung			☐ ja				☐ nein		
Netzbetreiberinformationen		Datum der TAB MS			Kontaktdaten (z.B. E-Mail oder Telefon)				
Registriernummer des Netzbetreibers									
Bezeichnung Übergabestation									
Bezeichnung Netzanschlusspunkt ²³									
Bezugsanlage am gleichen Netzanschlusspunkt (außer Eigenbedarf der Erzeugungsanlage)		Bezugsanlage vorhanden ☐ ja (Misanlage nach TAR 4110) ☐ nein			Vereinbarte Anschlusswirkleistung $P_{AV,B}$				
					$P_{AV,B}$		kW		
Sonstige Bemerkungen:									

23 Leitungsbezeichnung bei Anschluss an eine Leitung bzw. Bezeichnung der benachbarten Station(en) bzw. Bezeichnung des UW-Abgangsschaltfeldes bei Direkt-Anschluss an die Sammelschiene eines netzbetreibereigenen Umspannwerkes.

Datenabfragebogen Netzbetreiber für Neuanlagen Anschluss/Änderung einer Erzeugungsanlage				2 (7)
1. Einstellwerte der Schutzeinrichtungen am Netzanschlusspunkt				
1.1 KurzschlussSchutzeinrichtungen (Zutreffendes ankreuzen)				
☐ Mitnahmeschaltung				
☐ Distanzschutz:				
Einstellgröße	Einstellvorgabe Netzbetreiber		☐ gesondertes Einstellblatt beigefügt Bemerkungen:	
	Alt (Ist)	Neu (Soll)		
Überstromanregung $I >> [A]$				
Unterspannungsanregung	$I > [A]$			
	$I >> [A]$			
	$U < [kV]$			
Unterimpedanzanregung	Bei dieser Anregung ist immer ein gesondertes Einstellblatt beizufügen			
Nullsystemanregung	$I_E > [A]$			
	$U_{NE} > [kV]$			
☐ Überstromzeitschutz ☐ HH-Sicherung mit maximal.....A				
Einstellgröße	Einstellvorgabe Netzbetreiber		☐ gesondertes Einstellblatt beigefügt Bemerkungen:	
	Alt (Ist)	Neu (Soll)		
$I >> [A]$				
$t_1 >> [ms]$				
$I > [A]$				
$t_1 > [ms]$				
☐ Erdschlussschutz ☐ kein kundeneigenes MS-Netz				
Einstellgröße	Einstellvorgabe Netzbetreiber		☐ im Distanz- bzw. Überstromzeitschutz integriert ☐ gesondertes Einstellblatt beigefügt Bemerkungen:	
	Alt (Ist)	Neu (Soll)		
$I_E >> [A]$				
$t_{IE} >> [ms]$				
$I_E > [A]$				
$t_{IE} > [ms]$				
$U_E > [kV]$				
$t_{UE} > [ms]$				

Datenabfragebogen Netzbetreiber für Neuanlagen Anschluss/Änderung einer Erzeugungsanlage			3 (7)
1.2 Übergeordneter Entkopplungsschutz			
Funktion	Einstellgröße	Empfehlung nach VDE-AR-N 4110	Einstellvorgabe Netzbetreiber
Spannungssteigerungsschutz	$U >>$	$1,20 U_c$	☐ U_c ☐ kV
	$t_U >>$	300 ms	ms
Spannungssteigerungsschutz	$U >$	$1,10 U_c$	☐ U_c ☐ kV
	$t_U >$	180 s	s
Spannungsrückgangsschutz	$U <$	$0,8 U_c$ & mind. $0,1 I_N$	☐ U_c ☐ kV
	$t_U <$	2,7 s	s
$P_{AV,E}$ – Schutzeinrichtung	$P >>$	siehe FNN Hinweis $P_{AV,E}$ – Überwachung [Tabelle 5]	kW
	$t >>$		s
	$P >$		kW
	$t >$		s
	$P <$		kW
	$t <$		s
1.3 Mischanlagen (wenn Bezugsanlage vorhanden)			
Übergeordneter Entkopplungsschutz	Messort Mittelspannung		Auslöseort
	☐ Übergabestation ☐ Erzeugungsanlage		Erzeugungsanlage
Sonstige Bemerkungen			

ANMERKUNG Bei Bestandsanlagen kann der Q - U -Schutz im Zuge der Wiederholungsprüfung nach 11.5.5 deaktiviert werden.

Datenabfragebogen Netzbetreiber für Neuanlagen Anschluss/Änderung einer Erzeugungsanlage				4 (7)	
2. Einstellvorgaben der Erzeugungseinheiten (z.B. EZE oder zwischengelagerter Entkupplungsschutz)					
2.1 Entkupplungsschutz					
Funktion	Einstellgröße	Empfehlung nach VDEARN 4110 MS-SS	Empfehlung nach VDEARN 4110 MS-Netz	Einstellvorgabe ²⁴ Netzbetreiber	
Spannungssteigerungsschutz	$U >>$	$1,25 U_{NS}^{25}$	$1,25 U_{NS}^7$		U_{NS}
	$t_U >>$	100 ms	100 ms		ms
Spannungsrückgangsschutz	$U <$	$0,8 U_{NS}^7$	$0,8 U_{NS}^7$		U_{NS}
	$t_U <$	gestaffelt (s. unten)	300 ms ... 1,0 s		ms
	$U <<$	$0,30 U_{NS}^7$	$0,45 U_{NS}^7$		U_{NS}
	$t_U <<$	800 ms	0 ... 300 ms		ms
Frequenzsteigerungsschutz	$f >>$	52,5 Hz	52,5 Hz		Hz
	$t_f >>$	≤ 100 ms	≤ 100 ms		ms
	$f >$	51,5 Hz	51,5 Hz		Hz
	$t_f >$	10 s	10 s		s
Frequenzrückgangsschutz	$f <$	47,5 Hz	47,5 Hz		Hz
	$t_f <$	≤ 100 ms	≤ 100 ms		ms
Falls eine Staffelung innerhalb einer Erzeugungsanlage erfolgen soll, bitte die Staffelungswerte nachfolgend festlegen:	Einstellgröße der Staffelung			Einstellvorgabe	
	$t_U < 1$	1,5 s			
	$t_U < 2$	1,8 s			
	$t_U < 3$	2,1 s			
	$t_U < 4$	2,4 s			
2.2 Spannungsquellenregelung (nur Typ-2-Anlagen)					
Funktion	Einstellvorgabe Netzbetreiber				
Eingeschränkte Spannungsquellenregelung: Stromeinspeisung unterhalb von $0,7 U_c$ aussetzen	☐ aktivieren				
Statik k der Spannungsquellenregelung	☐ $k = 2$ ☐ $k = \dots\dots$ ☐ keine Vorgabe (netzbildend)				

24 Die Vorgabewerte sind einzustellen, insofern sie nicht den Eigenschutz der EZE beeinträchtigen. Sind Einstellvorgaben nicht mit dem Eigenschutz der EZE vereinbar, ist eine erneute Abstimmung mit dem VNB erforderlich.

25 U_{NS} ist die niederspannungsseitige Spannung des Maschinentransformators. Sie ergibt sich aus $U_{NS} = U_c/\bar{u}$.

Datenabfragebogen Netzbetreiber für Neuanlagen		5 (7)																																	
Anschluss/Änderung einer Erzeugungsanlage																																			
3. Statische Spannungshaltung																																			
Blindleistungsstellbereich	☐ 0,33 $Q/P_{b \text{ inst}}$ untererregt bis 0,33 $Q/P_{b \text{ inst}}$ übererregt nach VDE-AR-N 4110 ☐ untererregt bis übererregt (gesonderte Regelung)																																		
☐ Blindleistungs-Spannungs-Kennlinie $Q(U)^{26}$	☐ Standard-Kennlinie nach Abschnitt 10.2.2.4.1 TAR 4110 ☐ individuelle Werte Steigung der Kennlinie: Obere Spannungsgrenze $U_{MAX}/U_C = \dots\dots\dots$ (z. B. 1,04) Untere Spannungsgrenze $U_{MIN}/U_C = \dots\dots\dots$ (z. B. 0,96) Maximale Blindleistung Q_{MAX} -untererregt/ $P_{b \text{ inst}} = \dots\dots\dots$ (z. B. 0,33) Spannungstotband = $\pm \dots\dots\dots\%$ U_C (z. B. $\pm 1,0\%$ U_C) Referenzspannung: ☐ $U_{Q0,ref}/U_C = \dots\dots\dots$ (z. B. 1,00) ☐ Referenzspannung variabel per Fernwirkanlage ²⁷																																		
☐ Kennlinie $Q(P)^{28}$	☐ Standard-Wertepaare nach Abschnitt 10.2.2.4.1 TAR 4110 ☐ individuelle Werte <table border="1"> <tr> <td>$P/P_{b \text{ inst}} [\%]$</td> <td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td> </tr> <tr> <td>$Q/P_{b \text{ inst}} [\%]$</td> <td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td> </tr> </table>			$P/P_{b \text{ inst}} [\%]$																$Q/P_{b \text{ inst}} [\%]$															
$P/P_{b \text{ inst}} [\%]$																																			
$Q/P_{b \text{ inst}} [\%]$																																			
☐ Blindleistung Q mit Spannungsbegrenzungsfunktion	☐ Standard-Wertepaare MS-Netz nach Abschnitt 10.2.2.4.1 TAR 4110 ☐ Standard-Wertepaare UW-Direkt/SS nach Abschnitt 10.2.2.4.1 TAR 4110 ☐ individuelle Werte Kennlinie mit P1 (U_{P1}/U_C ; $Q_{P1}/P_{b \text{ inst}}$) = ... (z. B. 0,94; -0,33) P2 (U_{P2}/U_C ; $Q_{ref}/P_{b \text{ inst}}$) = ... (z. B. 0,96; 0) P3 (U_{P3}/U_C ; $Q_{ref}/P_{b \text{ inst}}$) = ... (z. B. 1,04(1,06); 0) P4 (U_{P4}/U_C ; $Q_{P4}/P_{b \text{ inst}}$) = ... (z. B. 1,06(1,08); +0,33) ☐ variabel per Fernwirkanlage ¹⁰ ☐ Fahrplan ²⁹																																		
☐ Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$	☐ $\cos \varphi = \dots\dots\dots$ ☐ übererregt ☐ untererregt ☐ variabel per Fernwirkanlage ¹⁰ ☐ Fahrplan ¹²																																		
Regelverhalten bei Sollwertsprüngen	Für $Q(U)$, $Q(P)$, Q , $\cos(\varphi)$ Zeitkonstante 3 Tau = ... s (Einstellbereich 10-60 s (Typ 1), 6-60 s (Typ 2))																																		
Verhalten bei Ausfall der Fernwirkanlage ¹¹	☐ Weiterbetrieb mit dem letzten empfangenen Wert ☐ $U_{Q0}/U_C = \dots\dots\dots$; $Q = \dots\dots\dots$ kvar; $\cos \varphi = \dots\dots\dots$ (je nach gewähltem Verfahren) ☐ Umschaltung auf ☐ $Q(U)$, ☐ $Q(P)$, ☐ Q , ☐ $\cos \varphi$ ¹³																																		
Verhalten bei Ausfall des EZA-Reglers oder der dazugehörigen Messung oder der Verbindung zwischen EZA-Regler und EZE	☐ Weiterbetrieb aller EZE mit dem letzten empfangenen Wert ☐ Weiterbetrieb aller EZE mit $P = \dots\dots\dots$ (Gesamtwert für die EZA) ☐ Weiterbetrieb aller EZE mit $Q = \dots\dots\dots$ (Gesamtwert für die EZA) ☐ Weiterbetrieb aller EZE mit $\cos \varphi = \dots\dots\dots$																																		
Anforderungen hinsichtlich Blindleistungsverhalten der Bestandseinheiten bei Mischparks verschiedener EZA ^{30,31}	☐ Einbindung in die Blindleistungsregelung der Neuanlage ☐ $\cos \varphi = \dots\dots\dots$ am NAP ☐ übererregt ☐ untererregt ☐ $\cos \varphi = \dots\dots\dots$ an den EZE ☐ übererregt ☐ untererregt ☐ untererregt bis übererregt ☐ bestehende Fahrweise beibehalten (soweit keine anderen Informationen vorliegen, darf für die Nachweisführung ein $\cos(\varphi)$ von 1 angenommen werden)																																		
	MS-Messung der Führungsgröße U : ☐ an der Ü-St. ☐ an der EZA																																		
Sonstige Bemerkungen																																			

²⁶ Empfehlungen sind 10.2.2.4, Abschnitt a), zu entnehmen.

²⁷ Sofern Sollwertvorgabe per Fernwirkanlage erfolgt. Spezifikationen der Fernwirkanlage sind vom Netzbetreiber beizufügen bzw. den TAB des Netzbetreibers zu entnehmen.

²⁸ Es können bis zu 10 Wertepaare vorgegeben werden.

²⁹ Sofern Fahrpläne gefordert werden, sind diese als separates Blatt bzw. unter sonstige Bemerkungen anzugeben.

¹³ Spezifikationen werden vom Netzbetreiber übergeben bzw. sind den TAB des Netzbetreibers zu entnehmen. Sofern mehrere Bestands-Erzeugungsanlagen mit unterschiedlichem Blindleistungsverhalten bzw. Vereinbarungen- mit dem Netzbetreiber existieren, bitte detaillierte Angaben auf separatem Blatt beifügen (beispielsweise in Form dieses Blatts 5 (7) für jede Bestands-Erzeugungsanlage).

³¹ Neben der vereinbarten Fahrweise der Bestands-Erzeugungsanlagen ist auch deren tatsächliches Verhalten zu berücksichtigen. Das Berechnungsverfahren ist in der FGW TR 8 beschrieben.

Datenabfragebogen Netzbetreiber für Neuanlagen Anschluss/Änderung einer Erzeugungsanlage		6 (7)
4. Netzdaten		
Vereinbarte Versorgungsspannung des Netzes U_C		kV
am Spannungsregler des versorgenden Umspannwerkes eingestelltes Spannungsband	bis	kV
Bemessungs-Kurzzeitstrom I_k (für $T_k = 1 \text{ s}$) ³²	$\geq$	kA
Min. Netzkurzschlussleistung am Netzverknüpfungspunkt ³³ S_{kV}^*		MVA
Netzimpedanzwinkel am Netzverknüpfungspunkt ψ_k^*		°
Min. Netzkurzschlussleistung an der Normaltrennstelle (nur bei Anschlüssen im MS-Netz anzugeben)		MVA
Erzeugungsanlagen-Faktor ¹⁹ k_E		
Bezugsanlagen-Faktor ³⁴ k_B		
Speicheranlagen-Faktor ¹⁹ k_S		
Resonanz-Faktor für die Harmonischen ¹⁹ k_V		gilt für _____ Hz
Resonanz-Faktor für die Zwischenharmonischen k_μ^{19}		gilt für _____ Hz
Resonanz-Faktor für die Supraharmonischen k_b^{19}		gilt für _____ Hz
Rundsteuerfrequenz		Hz
Wirksame Netzkapazität		µF
Scheinleistung des vorgelagerten Verteilertransformators S_{Netz}		MVA
R des vorgelagerten Verteilertransformators		Ohm
X des vorgelagerten Verteilertransformators		Ohm
5. Sternpunktbehandlung des vorgelagerten MS-Netzes des Netzbetreibers		
Art der Sternpunktbehandlung	☐ Resonanzsternpunktterdung (Erdschlusslöschung) ☐ Niederohmige Sternpunktterdung ☐ Starre Sternpunktterdung ☐ Keine Sternpunktbehandlung (freier, isolierter Sternpunkt)	

* Bei Netznormalschaltzustand.

³² Zur Dimensionierung der Kurzschlussfestigkeit der Übergabestation.

³³ Der Netzbetreiber stellt zur Erarbeitung des Anlagenzertifikates 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.

³⁴ k_E , k_B , k_S , k_V , k_μ und k_b sind Faktoren zur Ermittlung der anteiligen Oberschwingungsemissionen der Erzeugungsanlage. Wenn keine Angaben gemacht werden, gelten die vereinfachten Annahmen aus 5.4.4.

C.I.5. (E.10) Inbetriebsetzungsprotokoll für Erzeugungseinheiten und Speicher - Mittelspannung

Dieses Formular ersetzt den Anhang E.10 der VDE-AR-N 4110.

(Dieses Formular ist zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-Anwendungsregel bestimmt.)

Inbetriebsetzungsprotokoll für Erzeugungseinheiten – MS (vom Anlagenbetreiber auszufüllen; gilt auch für Speicher)					1 (2)
Anlagenbezeichnung					
Anzahl der EZE		Hersteller der EZE		Typenbezeichnung der EZE	
Registriernummer des VNB					
Anschrift der Erzeugungseinheit	PLZ: Ort: Straße/Hausnummer:				
Standort der Erzeugungseinheit (wenn die Anschrift fehlt)	Gemarkung: Flur: Flurstück:				
	☐ Gauß-Krüger-Koordinaten Bezugsellipsoid: ☐ UTM-Koordinaten Zone: Rechtswert: Hochwert:				
Netzanschlusspunkt an das Netz des Netzbetreibers	Bezeichnung:				
	Abrechnungszählpunkt:				
Behördliche Genehmigung	Art: ☐ Baugenehmigung ☐ Blmsch-Genehmigung ☐ wasserrechtliche Genehmigung ☐ Aktenzeichen: Datum:				
Erfüllung gesetzlicher Vorgaben (EEG/KWK-G)	☐ Die Anforderungen des § 9 Abs.1 oder 2 EEG sind erfüllt (NSM entsprechend gesetzlicher Leistungsgrenzen) ☐ Die Anforderungen des § 9 Abs.5 Nr. 1 EEG sind erfüllt (hydraulische Verweilzeit, gilt nur für Biogasanlagen) ☐ Die Anforderungen des § 9 Abs.5 Nr. 2 EEG sind erfüllt (zus. Gasverbrauchseinrichtungen zur Vermeidung Biogasfreisetzung, gilt nur für Biogasanlagen) ☐ Die Voraussetzungen für eine vergütungsseitige Anlagenzusammenfassung gemäß §24 Abs.2 EEG sind nicht erfüllt (gilt nur für PV-Freiflächenanlagen)				
	Marktstammdatenregisterkennziffer Zuschlagsnummer gemäß §35 EEG:				
	☐ Antrag auf Zulassung als KWK-Anlage i. S. d. § 10 KWK-G (Eingangsbestätigung des BAFA beilegen) ☐ Anzeige der KWK-Anlage i. S. d. § 10 Abs. 6 KWK-G (Anzeige beim BAFA beilegen) ☐ Zulassung als KWK-Anlage i. S. d. § 10 KWK-G (Zulassung des BAFA beilegen)				
Zertifizierungsstelle für die Erzeugungseinheit	Name:				
	Anschrift:				
	Einheitenzertifikat-Nr:		 Ausstelldatum:		
Zertifizierungsstelle für Erzeugungsanlagen	Name:				
	Anschrift:				
	Anlagenzertifikat-Nr:		 Ausstelldatum:		
Leistungsangaben	maximale Wirkleistung: kW (inst. Leistung i. S. d. § 3 Nr. 31 EEG; bei PV-Anlagen gs-seitige Modulleistung)				
	maximale Scheinleistung: kVA (bei PV-Anlagen netzseitige Ausgangsleistung des Wechselrichters)				
	Speicherkapazität kWh (bei Speichersystemen)				

Inbetriebsetzungsprotokoll für Erzeugungseinheiten – MS		2 (2)	
(vom Anlagenbetreiber auszufüllen; gilt auch für Speicher)			
Dokumentation	☐ Entkopplungsschutz erfolgreich geprüft (Schutzprüfprotokolle beifügen) ☐ Spannungsquellenregelung der Erzeugungseinheit ist nach Anlagenzertifikat realisiert ☐ eingeschränkte Spannungsquellenregelung ☐ alle anderen Parameter mit Einfluss auf die elektrischen Eigenschaften entsprechend Anlagenzertifikat eingestellt ☐ Erzeugungseinheit in das Netzsicherheitsmanagement eingebunden ☐ Für Momentanreserve vermarkteter Anteil der Nennwirkleistung $m = \dots\dots\dots$ ☐ Anlaufzeitkonstante $T_A = \dots\dots\dots$		
Inbetriebsetzung	Die Inbetriebsetzung der Erzeugungseinheit am:	Datum:	Uhrzeit:
	Die Erzeugungseinheit hat erstmalig Energie in das Netz des Netzbetreibers eingespeist (bei Mischanlagen erstmalig Energie erzeugt):	Datum:	Uhrzeit:
Die elektrotechnische Anlage der Erzeugungseinheit gilt im Sinne der zurzeit gültigen DIN VDE-Bestimmungen und der Unfallverhütungsvorschrift DGUV Vorschrift 3 als abgeschlossene elektrische Betriebsstätte. Diese darf nur von Elektrofachkräften oder elektrisch unterwiesenen Personen betreten werden. Laien dürfen die Betriebsstätte nur in Begleitung vorgenannter Personen betreten. Die Erzeugungseinheit ist nach den Bedingungen der VDE-AR-N 4110 und den Technischen Anschlussbedingungen des Netzbetreibers errichtet. Im Rahmen der Übergabe hat der Anlagenerrichter den Anlagenbetreiber eingewiesen und die Erzeugungseinheit nach DGUV Vorschrift 3, § 3 und § 5 für betriebsbereit erklärt.			
Ich/wir erklären hiermit, dass die vorstehenden Angaben der Wahrheit entsprechen und verpflichte(n) mich/uns, sämtliche Änderungen der Anlage unverzüglich dem Netzbetreiber, an dessen Netz die Erzeugungseinheit angeschlossen ist schriftlich mitzuteilen. Die vorgenannten Angaben beruhen auf den geltenden gesetzlichen Bestimmungen und Rechtsverordnungen.			
Anlagenerrichter/Inbetriebsetzer Firma: Name des Bearbeiters: Straße/Hausnummer: PLZ/Ort: Datum, Stempel und Unterschrift		Anlagenbetreiber Firma: Name des Bearbeiters: Straße/Hausnummer: PLZ/Ort: Datum, Stempel und Unterschrift	

C.I.6. (E.11) Inbetriebsetzungserklärung Erzeugungsanlage/Speicher - Mittelspannung

Dieses Formular ersetzt den Anhang E.11 der VDE-AR-N 4110.

(Dieses Formular ist zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-Anwendungsregel bestimmt.)

Inbetriebsetzungserklärung Erzeugungsanlage/Speicher (vom Anlagenbetreiber auszufüllen; gilt auch für Speicher)				1 (7)	
Bezeichnung Erzeugungsanlage					
Leistungsangaben der Erzeugungsanlage		Vereinbarte Anschlusswirkleistung Einspeisung $P_{AV, E}$		kW	
		Vereinbarte Anschlussscheinleistung Einspeisung $S_{AV, E}$		kVA	
		Vereinbarte Anschlusswirkleistung Bezug $P_{AV, B}$		kW	
		Installierte Wirkleistung P_{inst}		kW	
		$P_{min, dyn}$: min. dynamisch abrufbare Wirkleistung bei neg. Momentanreserve		kW	
		$P_{max, dyn}$: max. dynamisch abrufbare Wirkleistung bei max. Momentanreserve		kW	
		$P_{grenzneg, max}$: max. Wirkleistung zur Erbringung neg. Momentanreserve		kW	
		$P_{grenzpos, min}$: min. Wirkleistung zur Erbringung pos. Momentanreserve		kW	
		vorübergehende Mindestleistung			
Registriernummer des Netzbetreibers					
Bezeichnung Netzanschlusspunkt					
Ersteller der Inbetriebsetzungserklärung		Firma			
		Straße, Hausnummer			
		PLZ, Ort			
		Telefon, E-Mail			
Anschlussnehmer		Firma			
		Straße, Hausnummer			
		PLZ, Ort			
		Telefon, E-Mail			
Ersteller des Anlagenzertifikates		Zertifizierungsstelle			
		Straße, Hausnummer			
		PLZ, Ort			
		Anlagenzertifikat-Nr.			
		Ausstelldatum			
Angaben aus dem Inbetriebsetzungsprotokoll für Übergabestationen (E.7)					
Bezeichnung der Übergabestation					
Inbetriebsetzungsprotokoll vom:					
Inbetriebsetzung des EZA-Reglers					
Hersteller	Typ	Firmwarestand	Seriennummer	Inbetriebnahmedatum	

Inbetriebsetzungserklärung Erzeugungsanlage/Speicher (vom Anlagenbetreiber auszufüllen; gilt auch für Speicher)					2 (7)	
Inbetriebsetzung aller Erzeugungseinheiten (Bestandsanlagen und Neuanlagen)						
Hersteller	Typ	Firmwarestand	Seriennummer	Bemessungs- wirkleistung P_{rE}	Inbetrieb- nahmedatum	
				kW		
				kW		
				kW		
				kW		
				kW		
				kW		
				kW		
				kW		
				kW		
				kW		
				kW		
				kW		
				kW		
				kW		
				kW		
				kW		
				kW		
				kW		
				kW		
Inbetriebsetzung weiterer Komponenten (zwischengelagerte Schutzgeräte, ggf. Kompensationsanlagen)						
Komponente	Hersteller	Typ	Firmwarestand	Seriennummer	Inbetrieb- nahmedatum	

Inbetriebsetzungserklärung Erzeugungsanlage/Speicher (vom Anlagenbetreiber auszufüllen; gilt auch für Speicher)		3 (7)
Folgende Protokolle und Nachweise sind als Anlage beigelegt	Dokumentart	angelegt
Funktionsprüfung der Gesamtwirkungskette der Wirk- und ggf. Blindleistungssteuerung durch die netzführende Stelle des Netzbetreibers (Protokoll durch Netzbetreiber anzufertigen);	Nachweis des Netzbetreibers	☐
Alternative 1: Prüfung der parkinternen Gesamtwirkungskette durch Simulation der Schnittstelle zur Fernwirktechnik des Netzbetreibers (sofern mit Netzbetreiber abgestimmt)	Nachweis	☐
Alternative 2: Prüfung der Gesamtwirkungskette mit dem Netzbetreiber zu einem späteren Zeitpunkt vereinbart. Incl. Bestätigung des Netzbetreibers (damit kein Bestandteil der Inbetriebsetzungserklärung)	Bestätigung des Netzbetreibers	☐
Funktionsprüfung der Fernwirktechnik bis zur Übergabestation (sofern vom Netzbetreiber gefordert), durch Netzbetreiber anzufertigen (Bittest, Prozessdatenumfang)	Nachweis des Netzbetreibers	☐
Nachweis des Verhaltens bei Ausfall der Fernwirkanlage, sofern im Komponentenzertifikat des EZA Reglers nicht nachgewiesen und in den Einstellprotokollen des EZA Reglers nicht dokumentiert (Anforderung: s. E.9)	Nachweis	☐
Nachweis des Verhaltens bei Ausfall des EZA-Reglers oder der dazugehörigen Messung oder der Verbindung zwischen EZA-Regler und EZE sofern im Einheitenzertifikat nicht nachgewiesen und in den Einstellprotokollen der EZE nicht dokumentiert (Anforderung: s. E.9)	Nachweis	☐
Funktionsprüfung der Blindleistungs-Kennlinienfunktion oder der Blindleistungsfestwerte gemäß Netzbetreibervorgabe (s. E.9) auf Basis aufgezeichneter Betriebsmesswerte des EZA-Reglers oder sonstiger Aufzeichnungsgeräte am Netzanschlusspunkt (Aufzeichnungszeitraum: mind. 7 Tage und mind. 20 % P_{inst} (bei $Q(P)$ - bzw. $\cos\phi(P)$ -Kennlinie mind. 60 % P_{inst}). Oder alternativ: Die Blindleistungs-Kennlinienfunktion wurde mit einer Prüfkennlinie (mittels simulierter Führungsgröße U oder P) geprüft. Nach der Prüfung wurde die ursprüngliche Kennlinie wieder eingestellt.	Prüfprotokoll	☐
Schutzprüfprotokolle der Schutzeinrichtungen am Netzanschlusspunkt	Schutzprüfprotokoll(e)	☐
Schutzprüfprotokolle der Schutzeinrichtungen an den einzelnen Erzeugungseinheiten bzw. ggf. der zwischengelagerten Schutzgeräte	Schutzprüfprotokoll(e)	☐

Inbetriebsetzungserklärung Erzeugungsanlage/Speicher (vom Anlagenbetreiber auszufüllen; gilt auch für Speicher)		4 (7)
Einstellprotokolle der Erzeugungseinheiten (insbesondere zur Umsetzung der O-/UVRT-Robustheit) inklusive Bezeichnung, der in der VDE-AR-N 4110 verwendeten Parameter; Mindestinhalt: - Hersteller, Typ, Seriennummern und ggf. Firmenware der EZE, bei welchen nachfolgende Parameter eingestellt wurden - Schutzeinstellwerte - Zuschaltparameter im ungestörten Netzbetrieb - Wiedereinschaltparameter nach Schutzauslösung - FRT-Modus, ggf. eingestellter k-Faktor und FRT Eintritt-Schwellwerte - Wirkleistungsgradient - Wirkleistungsbegrenzung (eingestellte maximale Wirkleistung) - Wirkleistungsanpassung bei Über- und Unterfrequenz ($P(f)$-Kennlinie) - Verhalten bei Ausfall des EZA-Reglers ggf. bei Anlagenregelung ausschließlich über EZE: - Angaben siehe Einstellprotokoll EZA-Regler.	Einstell-protokoll(e)	☐
Einstellprotokoll des EZA Reglers inklusive Bezeichnung, der in der VDE-AR-N 4110 verwendeten Parameter; Mindestinhalt: - Hersteller, Typ, Seriennummern sowie ggf. Firmwarestand - nachvollziehbare Einstellung der gemäß E.9 geforderten Kennlinienart - Darlegung aller Stützstellen der Kennlinie - Angabe der (maximalen) Wirkleistung, ggf. Einstellung einer Wirkleistungsbegrenzung - Einregelzeit (3 Tau) gemäß E.9 - Verhalten bei Ausfall der Verbindung zwischen Fernwirkanlage und EZA-Regler gemäß E.9 - Einbindung und Regelung ggf. bestehender Anlagenteile - sofern nicht an EZE eingestellt: Wirkleistungsgradient und Wirkleistungsanpassung bei Über- und Unterfrequenz ($P(f)$-Kennlinie), Zuschaltparameter im ungestörten Netzbetrieb	Einstell-protokoll	☐
Störlichtbogenqualifikationsnachweis der Schaltanlage bzw. Gefährdungsbeurteilung bei Bestandsanlagen	Nachweis	☐
Fotodokumentation (Die Zuordnung zu Betriebsmitteln muss erkennbar sein. Die Zertifizierungsstelle kann alternative Nachweise akzeptieren. Mindestinhalt:	Fotos	
- Typenschilder (mit Seriennummer) und Frontalansicht aller verbauten Schutzgeräte sowie der zugehörigen Prüfklemmleisten (Dokumentation im Rahmen der Schutzprüfung können akzeptiert werden)		☐
- Typenschilder der MS-Schaltanlage		☐
- Typenschilder der Wandler (sofern für Schutz/EZA-Regler genutzt; Typenschilder auf der Messzelle oder Dokumentation im Rahmen der Schutzprüfung können akzeptiert werden)		☐

Inbetriebsetzungserklärung Erzeugungsanlage/Speicher (vom Anlagenbetreiber auszufüllen; gilt auch für Speicher)		5 (7)
- Typenschilder der Transformatoren mit Stufensteller		☐
- Typenschilder der Schaltgeräte (z. B. Leistungsschalter), welche den Schutzgeräten zugeordnet sind		☐
- Schutzeinstellungen, welche direkt an den Schaltgeräten eingestellt sind (z. B. Drehrädchen/Dip-Schalter)		☐
- Typenschilder der Netzanalysegeräte (sofern für Schutz/EZA-Regler genutzt)		☐
- Typenschilder EZA-Regler (mit Seriennummer)		☐
- Typenschilder der netzunabhängigen Hilfsenergieversorgungen/USV (mit erkennbarer Kapazität der angeschlossenen Batterie) der Übergabestation und ggf. der zwischenlagerten Schutzgeräte		☐
- Sicherungsabgänge mit Typ und Größe		☐
- Namensschilder für alle Stationen		☐
Bemerkungen:		
Hinweis: Der Umfang der Inbetriebsetzungserklärung im Einzelnachweisverfahren ist projektabhängig mit der Zertifizierungsstelle abzustimmen.		
Bestätigung		
Die tatsächlich verbauten Erzeugungseinheiten (namentlich und mit Seriennummer), inklusive der im Einheitenzertifikat aufgeführten Hauptkomponenten (inklusive Firmwarestände), sind im Abs. „Inbetriebsetzung aller Erzeugungseinheiten“ aufgelistet Die tatsächlich verbauten Komponenten/EZA-Regler (namentlich und mit Seriennummer) sind im Abs. „Inbetriebsetzung des EZA-Reglers“ und „Inbetriebsetzung weiterer Komponenten“ aufgelistet Die Betriebsmittel der Erzeugungsanlage (Kennwerte und Stufenstellung der Betriebsmitteltransformatoren, Kabellängen und Typen) sind als Anlage aufgelistet bzw. als Fotodokumentation beigelegt. Der Unterzeichner bestätigt die Korrektheit der im Rahmen der Inbetriebsetzungserklärung getätigten Angaben incl. der erforderlichen Anhänge.		
Datum	Unterschrift des Erstellers der Inbetriebsetzungserklärung	

Inbetriebsetzungserklärung Erzeugungsanlage/Speicher (vom Anlagenbetreiber auszufüllen; gilt auch für Speicher)	6 (7)
Mindestinhalt Schutzprüfprotokolle am Netzanschlusspunkt und an den einzelnen Erzeugungseinheiten bzw. der zwischengelagerten Schutzgeräte	
Schutzprüfprotokolle der Schutzeinrichtungen am Netzanschlusspunkt Mindestinhalt siehe Anhang *1: – Anlagenbezeichnung, Einbauort in der Anlage und Datum der Prüfung – Hersteller, Typ sowie Seriennummer des Schutzgerätes – verwendete Wandler mit Übersetzungsverhältnis, Genauigkeitsklasse und Einbauort in der Anlage – Angabe auf welches Schaltgerät das Schutzgerät wirkt – bei allen Spannungswerten ist anzugeben, ob sich der Wert auf die Leiter-Leiter-Spannung oder Leiter-Erde-Spannung bezieht – Angabe, dass die Auslöseentscheide des Spannungssteigerungsschutzes sowie -rückgangsschutzes für alle Phasen ODER-verknüpft sind – Ausweisung aller Einstellschwellen und -zeiten (gemäß E.9) – Messwerte aller Auslöseschwellen (in MS: Leiter-Leiter-Spannungen) und -zeiten für alle Phasen – Angabe, ob die Auslösezeiten bereits die Eigenzeit des Schaltgerätes berücksichtigen (Auslösung des Schaltgerätes erfolgte) – Messwert der Eigenzeit des Schaltgerätes – - Angabe, dass die Auslösezeit nicht unterhalb der vom Netzbetreiber geforderten Einstellzeit liegt (entfällt, wenn der Netzbetreiber einen Zeitbereich ohne einen unteren Zeitwert vorgibt, z. B. ≤ 300 ms oder $0 \dots 300$ ms) – Angabe der Einstell- sowie Messwerte der Rückfallverhältnisse aller Spannungssteigerungs- und Spannungsrückgangsschutzschwellen – Angabe, ob die automatische Wiederschaltung im Schutzgerät oder ggf. durch externe Beschaltung deaktiviert wurde – Überprüfung der Auslösung des Schaltgerätes bei: • Ausfall der Hilfsenergieversorgung • ggf. bei Anschluss des Life-Kontaktes: Ausfall des Life-Kontaktes bzw. dessen Verbindung • Ausfall der Messspannung des Schutzgerätes • Ausfall der Steuerspannung des Schaltgerätes • ggf. bei räumlicher Trennung zwischen Schutz- und Schaltgerät: Ausfall der Verbindung zwischen Schutz- und Schaltgerät Der Netzbetreiber kann abweichende Vorgaben machen und weitergehende Prüfungen fordern.	

Inbetriebsetzungserklärung Erzeugungsanlage/Speicher (vom Anlagenbetreiber auszufüllen; gilt auch für Speicher)	7 (7)
Schutzprüfprotokolle der Schutzeinrichtungen an den einzelnen Erzeugungseinheiten bzw. ggf. der zwischengelagerten Schutzgeräte Mindestinhalt: - Anlagenbezeichnung, Einbauort in der Anlage und Datum der Prüfung - Hersteller, Typ sowie Seriennummer des Schutzgerätes - bei zwischengelagerten Schutzgeräten: Firmwarestand des Schutzgerätes (in Übereinstimmung mit dem Komponentenzertifikat) - verwendete Wandler mit Übersetzungsverhältnis, Genauigkeitsklasse und Einbauort in der Anlage oder bei Direktmessung: Messort in der Anlage - Angabe des Übersetzungsverhältnisses des Transformators und der vereinbarten Versorgungsspannung U_c (zur Ermittlung, ob U_{Ns} korrekt berechnet wurde) - Angabe auf welches Schaltgerät das Schutzgerät wirkt - bei allen Spannungswerten ist anzugeben, ob sich der Wert auf die Leiter-Leiter-Spannung oder Leiter-Erde-Spannung bezieht - Ausweisung aller Einstellschwellen und -zeiten (gemäß E.9) - Messwerte aller Auslöseschwellen und -zeiten für alle Phasen - Angabe, ob die Auslösezeiten bereits die Eigenzeit des Schaltgerätes berücksichtigen (Auslösung des Schaltgerätes erfolgte) - Messwert der Eigenzeit des Schaltgerätes - Angabe, dass die Auslösezeit nicht unterhalb der vom Netzbetreiber geforderten Einstellzeit liegt (entfällt, wenn der Netzbetreiber einen Zeitbereich ohne einen unteren Zeitwert vorgibt, z. B. ≤ 300 ms oder $0 \dots 300$ ms) - Angabe der Einstell- sowie Messwerte der Rückfallverhältnisse aller Spannungssteigerungs- und Spannungsrückgangsschutzschwellen - Einstellwerte aller Zuschaltparameter im ungestörten Netzbetrieb oder Angabe, dass dies im Schutzgerät deaktiviert wurde - Einstellwerte aller Zuschaltparameter nach Schutzauslösung - Überprüfung der Auslösung des Schaltgerätes bei: • Ausfall der Hilfsenergieversorgung • ggf. bei räumlicher Trennung zwischen Schutz- und Schaltgerät: Ausfall der Verbindung zwischen Schutz- und Schaltgerät Der Netzbetreiber kann abweichende Vorgaben machen und weitergehende Prüfungen fordern.	

C.I.7. (E.12) Konformitätserklärung für Erzeugungsanlage/Speicher - Hochspannung

Dieses Formular ersetzt den Anhang E.12 der VDE-AR-N 4110.

(Dieses Formular ist zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-Anwendungsregel bestimmt.)

Name Zertifizierungsstelle..... Akkreditiert nach DIN EN ISO/IEC 17065 für VDEARN 4110		LOGO 1 (2)	
Konformitätserklärung für Erzeugungsanlagen/Speicher		Nr: Unterzeichnete Kopie Nr.:	
Projektbezeichnung			
Anschlussnehmer			
Leistungsangaben der Erzeugungsanlage/des Speichers	Vereinbarte Anschlusswirkleistung $P_{AV, E}$	_____ kW	
	Vereinbarte Anschlussscheinleistung $S_{AV, E}$	_____ kVA	
	Vereinbarte Anschlusswirkleistung $P_{AV, B}$	_____ kW	
	Vereinbarte Anschlussscheinleistung $S_{AV, B}$	_____ kVA	
	Installierte Wirkleistung P_{inst}	_____ kW	
Ersteller des Anlagenzertifikates	Vorname, Name	_____	
	Straße, Hausnummer	_____	
	Nr. Anlagennachweis	_____	
	Ausstelldatum	_____	
Ersteller der Inbetriebsetzungserklärung	Vorname, Name	_____	
	Straße, Hausnummer	_____	
	Ausstelldatum	_____	
Die Erzeugungsanlage/der Speicher (Komponenten, Einheiten und Betriebsmittel, usw.) wurde entsprechend des Anlagenzertifikates und nach den Vorgaben des Netzbetreibers errichtet. ☐ Erfüllt ANMERKUNG _____ _____			
Die in der Inbetriebsetzungserklärung ausgewiesenen Bestandteile und Einstellungen der errichteten Erzeugungsanlage/des Speichers stimmen mit dem Anlagenzertifikat überein. ☐ Erfüllt ANMERKUNG _____ _____			
Das Konzept zur statischen Blindleistungsbereitstellung, das Konzept zur Wirkleistungssteuerung, die Umsetzung der O-/UVRT-Robustheit und das Schutzkonzept wurden unter Berücksichtigung der Vorgaben des Netzbetreibers umgesetzt. ☐ Erfüllt ANMERKUNG _____ _____			

Die zuvor bezeichnete Erzeugungsanlage/der Speicher

- ☐ erfüllt die Anforderungen der VDE-AR-N 4110 „TAR Mittelspannung“
- ☐ erfüllt die Anforderungen des FNN Hinweises „Technische Anforderungen an Netzbildende Eigenschaften inklusive der Bereitstellung von Momentanreserve“
- ☐ erfüllt die Anforderungen der TAB des Netzbetreibers
und wurde konform zum oben angeführten Anlagenzertifikat errichtet.

ANMERKUNG _____

Im Fall einer Überschreitung der Oberschwingungen sind folgende Punkte zu berücksichtigen.

- ☐ Einbau und Start der Messung erfolgt am: _____

Die geforderten Funktionsprüfungen zum Wirk- und Blindleistungsverhalten

- ☐ Wurden im Rahmen der Inbetriebsetzungserklärung erbracht.
- ☐ Konnten aus folgenden Gründen nicht durchgeführt werden und werden in Abstimmung mit dem Netzbetreiber nachgeholt.
- _____

Die Konformitätserklärung beinhaltet folgende Anlagen:

- Inbetriebsetzungserklärung
 - Weitere zur Erstellung der Konformitätserklärung geprüfte Dokumente: _____
- _____

Bestätigung im Fall nachträglicher Nachweismessungen:

- ☐ Nach erfolgter Messung im Zeitraum vom _____ bis _____ konnte der Nachweis erbracht werden, dass die geforderten Oberschwingungspegel eingehalten werden (Frist 6 Monate nach Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage).
- ☐ Mit der Messung im Zeitraum vom _____ bis _____ konnte der Nachweis nicht erbracht werden. Es muss eine Nachbesserung erfolgen.

Ort, Datum (TT.MM.JJJJ)

Bestätigung der Zertifizierungsstelle, Adresse, E-Mail

- ☐ 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)

Bestätigung der Zertifizierungsstelle, Adresse, E-Mail

Ort, Datum (TT.MM.JJJJ)

Zertifizierungsstelle, Adresse, E-Mail

Dieses Zertifikat darf nicht in Ausschnitten verwendet werden.

C.II. Vordrucke für Betriebserlaubnisverfahren – Hochspannung

C.II.1. (E.1) Antragstellung - Hochspannung

Dieses Formular ersetzt den Anhang E.1 der VDE-AR-N 4120.

(Dieses Formular ist zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-Anwendungsregel bestimmt.)

Antragstellung für Netzanschlüsse (Hochspannung) (Vom Anschlussnehmer auszufüllen)			1 (4)
Bezeichnung des Bauvorhabens			
Anlagenstandort	PLZ, Ort, Ortsteil Straße, Hausnummer oder Flurstück-Nr. / Gemarkung		
Anschlussnehmer	Firma Vorname, Name Straße, Hausnummer PLZ, Ort, Ortsteil Telefon, E-Mail		
Grundstückseigentümer	☐ Anschlussnehmer ist Grundstückseigentümer ☐ Vollmacht Grundstückseigentümer liegt der Antragsstellung bei		
Anlagenerrichter (wenn bereits bekannt)	Firma, PLZ, Ort Telefon, E-Mail		
Anlagenart	☐ Bezugsanlage ☐ Erzeugungsanlage ☐ Mischanlage ☐ Ladeeinrichtung für Elektrofahrzeuge ☐ Speicher ☐ temporärer Anschluss (z.B. Baustrom) ☐ Notstromaggregat		
Maßnahme Netzanschluss	☐ Neuerrichtung	☐ Erweiterung / Änderung	☐ Rückbau
Örtliche Lage der Kundenanlage mit ggf. eingezeichneten Vorschlägen zu möglichen Standorten der Übergabestation. Pläne im geeigneten Maßstab (z. B. Übersichtsplan 1:25 000 oder 1:10 000, Detailplan mindestens 1:500) beigelegt? Bei Erzeugungsanlagen/Mischanlagen muss der Aufstellungsort der Erzeugungseinheiten eindeutig hervorgehen.			☐ ja ☐ nein
Voraussichtliche Anschlusswirkleistung $P_{AV, B}$ und $P_{AV, E}$ [kW]			
	bisher	zukünftig benötigter Gesamtwert (im Endausbau nach Maßnahme)	
Bezugswirkleistung $P_{AV, B}$			
Einspeisewirkleistung $P_{AV, E}^*$			
Bei Erzeugungsanlagen/Mischanlagen oder Speicher sind zusätzlich die Seiten 2 (4) und 3 (4) des E.1 auszufüllen. Bei Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge ist zusätzlich Seite 4 (4) auszufüllen.			
Bereitstellung der Messeinrichtung und Messstellenbetrieb soll erfolgen durch: ☐ grundzuständigen MSB ☐ anderen MSB _____			
Baustrombedarf	☐ nein	wenn ja: Leistung _____ kW	ab wann _____
Datenblatt zur Beurteilung von Netzzurückwirkungen (Vordruck E.2) bei Anschluss einer Bezugsanlage beigelegt?			☐ ja ☐ nein
Zeitlicher Bauablaufplan beigelegt?			☐ ja ☐ nein
Geplanter Inbetriebsetzungstermin / geplante Fertigstellung der Maßnahme			
Ort, Datum	Unterschrift des Anschlussnehmers		

ANMERKUNG* Maximale Einspeiseleistung der Kundenanlage in das vorgelagerte Mittelspannungsnetz.

Antragstellung für Netzanschlüsse (Hochspannung) (Vom Anschlussnehmer bei Erzeugungsanlagen / Mischanlagen / Speicher auszufüllen)				2 (4)	
Typ der Erzeugungsanlage (bei Energiemix Mehrfachnennung)	☐ Windenergie		☐ Wasserkraft		☐
	☐ Photovoltaik		☐ Freifläche	☐ Dachfläche	☐ Sonstiges
	☐ KWK-Anlage		Eingesetzter Brennstoff (z. B. Erdgas, Biogas, Biomasse)		
	☐ Therm. Kraftwerk				
	☐ Speicher / Speichersystem				
Betriebsmodus	☐ <u>Bezugsspitzenabdeckung / Eigenverbrauchsoptimierung</u> ☐ <u>Regelenergiemarkt / Systemdienstleistungen</u> ☐ <u>Inselbetrieb</u> ☐ <u>Momentanreserve</u> ☐ <u>Sonstiges:</u>				
	☐ Notstromaggregat mit > 100 ms Netzparallelbetrieb ☐ Notstromaggregat mit ≤ 100 ms Netzparallelbetrieb		Betriebsmodus: ☐ ausschließlich Probetrieb nach DIN 6280-13 bzw. VDE 0100-560 (VDE 0100 560) ☐ Bezugsspitzenabdeckung ☐ Regelenergiemarkt ☐		
Maßnahme Erzeugungsanlage	☐ Neuerrichtung		☐ Erweiterung / Änderung		☐ Rückbau
Leistungsangaben		Vorhanden (Bestand)	Neuerrichtung / Erweiterung / Rückbau	im Endausbau(neuer geplanter Gesamtwert)	
maximale Erzeugungswirkleistung, kumuliert $\sum P_{Amax}^*$		kW	kW	kW	
maximale Erzeugungsscheinleistung, kumuliert $\sum P_{Amax}^*$		kVA	kVA	kVA	
Bei PV: Modulleistung [kWp]					
Eigenbedarf der Erzeugungsanlage kW					
Einspeisung der Gesamtenergie in das Netz des Netzbetreibers?				☐ ja	☐ nein
Einspeiseüberwachung ($P_{AV, E}$ – Überwachung) am Netzanschlusspunkt vorgesehen ?				☐ ja	☐ nein
Anmerkungen zur Erzeugungsanlage:					

* Ergibt sich aus der Summe, der maximalen 10 Minuten Mittelwerte aller installierten Erzeugungseinheiten und Speicher nach Angaben aus den Einheitenzertifikaten am Netzanschlusspunkt. Etwaige dauerhaften Wirkleistungsrosselungen an den Erzeugungseinheiten sind zu berücksichtigen. Bei Erzeugungseinheiten und Speicher ohne Einheitenzertifikat kann alternativ die Bemessungswirkleistung P_{TE} und S_{TE} verwendet werden.

** Modulleistung (maximale Ausgangsleistung (P_{max}) bei Standard Test Conditions (STC-Bedingungen)) nach DIN EN 50380 (VDE 0126-390).

Antragstellung für Netzanschlüsse (Hochspannung) (vom Anschlussnehmer auszufüllen; für jede neu geplante baulich unterschiedliche Erzeugungseinheit / Speicher bitte ein Datenblatt ausfüllen)		3 (4)
Anzahl baugleicher Erzeugungseinheiten/Speicher: Stück		
Einheitenzertifikat vorhanden ☐ ja ☐ nein ; wenn nein: ☐ Prototyp ☐ Nachweis über Einzelnachweisverfahren		
ZEREZ ID (Zusatzangaben Speicher weiterhin notwendig):		
Sofern keine ZEREZ ID vorhanden, sind folgende Angaben notwendig:		
Einheitentyp	☐ doppelt gespeiste Asynchronmaschine ☐ Momentanreserve	
	☐ Synchronmaschine (direkt gekoppelt) ☐ Phasenschieberbetrieb	
	☐ Netzkopplung mit Vollumrichter(nicht Speicher)* ☐ Momentanreserve	
	☐ Speicher ☐ Momentanreserve	
	Andere	
Einheitenhersteller:	 Typ:	
Leistungsangaben der Erzeugungseinheit / des Speichers	Bemessungsscheinleistung S_{rE}^* kVA	
	maximale Wirkleistung (10-Minuten Mittelwert) $P_{E\max}^{**}$ kW	
	$P_{\min, dyn}$: min. dynamisch abrufbare Wirkleistung bei neg. Momentanreserve MW	
	$P_{\max, dyn}$: max. dynamisch abrufbare Wirkleistung bei max. Momentanreserve MW	
	$P_{\text{grenzneg}, \max}$: max. Wirkleistung zur Erbringung neg. Momentanreserve MW	
	$P_{\text{grenzpos}, \min}$: min. Wirkleistung zur Erbringung pos. Momentanreserve MW	
	vorübergehende Mindestleistung MW	
	T_A : Anlaufzeitkonstante s	
	wirksame Impedanz z_w :	
	ohne Einheitentransformator (bzw. auf Niederspannungsseite der Einheit): p.u.	
	inklusive Einheitentransformator (bzw. auf Mittelspannungsseite der Einheit): p.u.	
	ggf. auf Hochspannungsebene: 0,50 p.u. p.u.	
Beitrag zum Anfangs-Kurzschlusswechselstrom S_k'' kA *** bei V		
☐ Deckblatt des Einheitenzertifikates nach VDE-AR-N 4120 und Auszug aus dem Prüfbericht Netzverträglichkeit der FGW TR 3 beigefügt		
Bei direkt gekoppelten Synchrongeneratoren: gesättigte subtransiente Längsreaktanz %		
☐ Herstellerdatenblatt beigefügt		
Zusatzangaben bei Speichern		
Anschluss des Speichers	☐ über eigenen Wechselrichter ☐ über den Wechselrichter einer anderen Erzeugungseinheit (bei EZSE) ☐ direkter Anschluss an das Wechselstrom-/Drehstromnetz	
Betrieb des Speichers	☐ Bezug und Einspeisung in das Netz des Netzbetreibers	Einspeisung des Speichers in das Netz des Netzbetreibers gleichzeitig mit Erzeugungseinheiten geplant ☐ ja ☐ nein
	☐ Kein Bezug, aber Einspeisung in das Netz des Netzbetreibers	
	☐ Kein Bezug und keine Einspeisung in das Netz des Netzbetreibers	
	☐ Bezug, aber keine Einspeisung in das Netz des Netzbetreibers	

* Im Falle von Vollumrichtern sind im Formular E.1 3 (4) die netzseitigen Daten des Vollumrichters einzutragen

** Ist der Wert nicht explizit bekannt, kann die elektrische Bemessungswirkleistung P_{rE} der Erzeugungseinheit verwendet werden. 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}) (Abschnitt 11.2.11) addiert werden.

Antragstellung für Netzanschlüsse (Hochspannung) (Vom Anschlussnehmer bei Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge auszufüllen)			4 (4)
Allgemeine Angaben zu den Ladeeinrichtungen		☐ öffentlich ☐ nicht öffentlich (privat)	
Leistungsangabe der Ladeeinrichtungen		Maximal gleichzeitiger Wirkleistungsbezug der Ladeeinrichtungen	 kW
		Lademanagement zur Steuerung der Ladeeinrichtungen geplant*	☐ ja ☐ nein
Informationen je baugleicher Ladeeinrichtung	Anzahl der Ladeeinrichtung	Maximale Ladeleistung der Ladeeinrichtung	Ladetechnik
		 kW	☐ AC ☐ DC** ☐ BiDi*** ZEREZ ID:
			☐ AC ☐ DC**
			☐ AC ☐ DC**
Zählung	Wird eine separate Zählung der Ladeeinrichtungen durch den grundzuständigen oder einem 3. Messtellenbetreiber gewünscht?		☐ ja*** ☐ nein

* Der Netzbetreiber kann eine technische Einrichtung zur Steuerung der Wirkleistung verlangen.

** Die Blindleistungsvorgaben des Netzbetreibers bei DC Ladeeinrichtungen > 12 kVA sind zu beachten.

*** Inbetriebnahme-/Inbetriebsetzungsauftrag erforderlich.

C.II.2. (E.5) Inbetriebsetzungsprotokoll für Übergabestationen - Hochspannung

Dieses Formular ersetzt den Anhang E.5 der VDE-AR-N 4120.

(Dieses Formular ist zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-Anwendungsregel bestimmt.)

Inbetriebsetzungsprotokoll (Hochspannung) (vom Anlagenbetreiber der Übergabestation auszufüllen)		1 (1)	
Anlagenanschrift	Stationsname/Feld-Nr. Straße, Hausnummer PLZ, Ort		
Anlagenbetreiber	Firma, Ort Vorname, Name Telefon, E-Mail		
Anlagenerrichter	Firma, Ort Vorname, Name Telefon, E-Mail		
Messstellenbetrieb	Die Bereitstellung der Messeinrichtung erfolgt durch den grundzuständigen Messstellenbetreiber oder durch einen anderen Messstellenbetreiber – MSB – (In diesem Fall bitte die MSB-ID laut MSB-Rahmenvertrag angeben):		
Stationsdaten	☐ Stich ☐ Doppelstich ☐ Einschleifung ☐ Bezugskunde ☐ Einspeiser ☐ Mischanlage/Speicher		
Tonfrequenzsperrern	In der Anschlusszusage gefordert: ☐ ja ☐ nein Eingebaut: ☐ ja ☐ nein Prüfprotokoll liegt vor: ☐ ja ☐ nein		
Dokumentation: Übergabe der aktualisierten Projektunterlagen mindestens 2 Wochen vor Inbetriebsetzung der Übergabestation an den Netzbetreiber erfolgt: ☐ ja ☐ nein			
☐ Netzführungsvereinbarung vorhanden ☐ netzvertriebliche Voraussetzungen erfüllt ☐ Übersichts Schaltplan, ggf. Schaltpläne Sekundärtechnik ☐ Prüfprotokoll des Übergabeschutzes und bei Erzeugungsanlagen des übergeordneten Entkopplungsschutzes ☐ Mitnahmeschaltung (gemeinsam mit Netzbetreiber) ☐ Schutz mit Schalterauslösung geprüft		☐ Beglaubigungsscheine der Wandler ☐ Protokoll der Erdungsmessung ☐ Bestätigung nach DGUV Vorschrift 3 ☐ Messwertübertragung geprüft ☐ Meldungen geprüft ☐ Fernsteuerung geprüft (inkl. Not-Aus LS)	
Bemerkungen:			
Die von mir/uns ausgeführte Installation der Übergabestation ist unter Beachtung der geltenden Rechtsvorschriften und behördlichen Verfügungen sowie nach den anerkannten Regeln der Technik, insbesondere nach den DIN VDE Normen, der VDE-AR-N 4120 und nach den Technischen Anschlussbedingungen des Netzbetreibers von mir/uns errichtet, geprüft und fertig gestellt worden. Die Ergebnisse der Prüfungen sind dokumentiert. Im Rahmen der Übergabe hat der Anlagenerrichter den Anlagenbetreiber eingewiesen und die Übergabestation nach DGUV Vorschrift 3 § 3 und § 5 für betriebsbereit erklärt. Die Übergabestation gilt im Sinne der zurzeit gültigen DIN/VDE Bestimmungen und der Unfallverhütungsvorschrift DGUV Vorschrift 3 [16] als abgeschlossene elektrische Betriebsstätte. Diese darf nur von Elektrofachkräften oder elektrisch unterwiesenen Personen betreten werden. Laien dürfen die abgeschlossene elektrische Betriebsstätte nur in Begleitung vorgenannter Personen betreten.			
Ort, Datum	Anlagenbetreiber	Anlagenerrichter	
Die Anschaltung der Kundenanlage an das Hochspannungsnetz erfolgte:			
Datum: Uhrzeit:			
Ort, Datum	Netzbetreiber		

C.II.3. (E.6) Datenblatt einer Erzeugungsanlage/eines Speichers – Hochspannung

Dieses Formular ersetzt den Anhang E.6 der VDE-AR-N 4120.

(Dieses Formular ist zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-Anwendungsregel bestimmt.)

Datenblatt einer Erzeugungsanlage – Hochspannung (vom Anschlussnehmer auszufüllen, gilt auch für Mischanlagen und Speicher)		1 (4)
Einspeiser-Nr. des Anschlussnehmers _____		
Anlagenstandort	PLZ, Ort, Ortsteil _____ Straße, Hausnummer _____ oder Flurstück-Nr. / Gemarkung _____	
Anschlussnehmer	Firma _____ Vorname, Name _____ Straße, Hausnummer _____ PLZ, Ort _____ Telefon, E-Mail _____	
Die Angaben zur Erzeugungsanlage aus dem Datenblatt E.1 Seite 2(4) und Seite 3(4) sind weiterhin aktuell? Sind die Angaben aus den Datenblatt E.1 Seite 2(4) und Seite 3(4) nicht mehr aktuell, müssen diese aktualisiert mit dem E.8 eingereicht werden. Bei Änderungen mit Auswirkung auf das Netz des Netzbetreibers kann eine neue Netzverträglichkeitsprüfung durch den Netzbetreiber notwendig werden.		☐ ja, Datum E.1 _____ ☐ nein
Am Netzanschlusspunkt sind bestehende Erzeugungsanlagen/Speicher vorhanden? ☐ ja ☐ nein Letztgültiges Anlagenzertifikat Nr.: _____ Datum: _____ ANMERKUNG Wenn für bestehende Erzeugungsanlagen/Speicher kein Anlagenzertifikat vorhanden ist, ist Seite 3 (4) im E.8 auszufüllen.		
Technische Mindestleistung der Erzeugungsanlage?		☐ ja, ...kW ☐ nein
Inselbetrieb vorgesehen?		☐ ja ☐ nein
Schwarzstartfähigkeit vorhanden?		☐ ja ☐ nein

Datenblatt einer Erzeugungsanlage – Hochspannung (folgende Informationen müssen im Übersichtsschalplan der Erzeugungsanlage dargestellt werden)		2 (4)
Angaben zum HS/MNS-Transformator	• Obere Bemessungsspannung U_{rOS} in kV • Untere Bemessungsspannung U_{rUS} in kV • Bemessungsscheinleistung S_r in MVA • Betriebsspannung (Reglersollspannung des Stufenschalter) U_{bUS} in kV • Kurzschlussspannung u_k in % • Schaltgruppe • Regelbereich Stufenschalter $\pm$ in % • Stufenanzahl	
Maschinentransformator	• Bemessungsscheinleistung S_r in kVA • Kurzschlussspannung u_k in % • Schaltgruppe • Regelbereich Stufenschalter $\pm$ in % • Geplante Stufung in kV/kV • Bemessungsspannung OS in kV • Bemessungsspannung US in kV	
Angaben zum Anschlussnehmer eigenen MS-Netz	• Sternpunktbehandlung (nur anzugeben, wenn das anschlussnehmereigene Netz galvanisch vom VNB-Netz getrennt ist) • schematischer Übersichtsplan des Netzes mit Angaben zu Typen, Längen und Querschnitten aller verwendeten Kabel	
Blindleistungskompensationsanlage (wenn vorhanden)	• Bemessungsblindleistung • Anzahl Stufen • Verdrosselungsgrad in % / Resonanzfrequenz in Hz	
Tonfrequenzsperre (wenn vorhanden)	Angabe in Hz	

Datenblatt einer Erzeugungsanlage – Hochspannung (vom Anschlussnehmer auszufüllen; für jede baulich unterschiedliche Erzeugungseinheit/Speicher im Bestand ohne Anlagenzertifikat bitte ein Datenblatt ausfüllen)		3 (4)
Anzahl baugleicher Erzeugungseinheiten/Speicher: Stück		
Einheitentyp	☐ doppelt gespeiste Asynchronmaschine	☐ Momentanreserve
	☐ Synchronmaschine (direkt gekoppelt)	☐ Phasenschieberbetrieb
	☐ Netzkopplung mit Vollumrichter* (nicht Speicher)	☐ Momentanreserve
	☐ Speicher	☐ Momentanreserve
	Andere	
Betriebsmodus	☐ <u>Bezugsspitzenabdeckung / Eigenverbrauchsoptimierung</u> ☐ <u>Regelenergiemarkt / Systemdienstleistungen</u> ☐ <u>Inselbetrieb</u> ☐ <u>Momentanreserve</u> ☐ <u>Sonstiges</u>	
Einheitenhersteller:	 Typ:	
Leistungsangaben	Bemessungsscheinleistung S_{rE}^* kVA	
	maximale Wirkleistung (10-Minuten Mittelwert) $P_{E\max}^{**}$ kW	
	$P_{\min, \text{dyn}}$: min. dynamisch abrufbare Wirkleistung bei neg. Momentanreserve MW	
	$P_{\max, \text{dyn}}$: max. dynamisch abrufbare Wirkleistung bei max. Momentanreserve MW	
	$P_{\text{grenzneg}, \max}$: max. Wirkleistung zur Erbringung neg. Momentanreserve MW	
	$P_{\text{grenzpos}, \min}$: min. Wirkleistung zur Erbringung pos. Momentanreserve MW	
	vorübergehende Mindestleistung MW	
	T_A : Anlaufzeitkonstante s	
	wirksame Impedanz z_w : ohne Einheitentransformator (bzw. auf Niederspannungsseite der Einheit): p.u. inklusive Einheitentransformator (bzw. auf Mittelspannungsseite der Einheit): p.u. ggf. auf Hochspannungsebene: 0,50 p.u. p.u.	
	Beitrag zum Anfangs-Kurzschlusswechselstrom I_K'' kA *** bei V	
Bei direkt gekoppelten Synchrongeneratoren: gesättigte subtransiente Längsreaktanz %		
☐ Herstellerdatenblatt beigelegt		

* 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}) (Abschnitt 11.2.11) addiert werden (Abschnitt 11.2.9) addiert werden.

Datenblatt einer Erzeugungsanlage – Hochspannung (Checkliste für die vom Anschlussnehmer an den Netzbetreiber zu übergebenden Informationen; vom Anschlussnehmer auszufüllen)		4 (4)
Einphasiger Übersichtsschaltplan der Kundenanlage (Mindestvorgaben): ☐ • Übergabestation (Hochspannungsschaltanlage mit Angabe der technischen Kennwerte) • Mess-, Schutz- und Steuereinrichtungen (wenn Schutzeinrichtungen vorhanden, Darstellung, wo die Messgrößen für die Kurzschluss- und bei Erzeugungsanlagen zusätzlich für die Entkopplungsschutzeinrichtungen erfasst werden und auf welche Schaltgeräte die Schutzeinrichtung wirkt, Daten der Hilfsenergiequelle); • Netztransformatoren/Maschinentransformatoren (siehe Seite 2(4)) • Darstellung der kundeneigenen Mittelspannungs-Leitungsverbindungen (siehe Seite 2(4)) ○ Angaben von Kabeltypen, -längen und querschnitten		
Aktuell geplanter Inbetriebsetzungstermin		
Dieses Datenblatt und das Datenblatt Antragstellung (E.1) dienen zusammen mit dem vom Netzbetreiber auszufüllenden Fragebogen E.9 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	

C.II.4. (E.7) Netzbetreiber-Abfragebogen – Hochspannung

Dieses Formular ersetzt den Anhang E.7 der VDE-AR-N 4120.

(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 der Erzeugungsanlage									
maximale Erzeugungswirkleistung, kumuliert $\sum P_{Amax}$ Vereinbarte Anschlusswirkleistung $P_{AV,E}$ Vereinbarte Anschlussleistung $S_{AV,E}$		Bestand			Neuinstallation		Gesamt (Bestand + Neuinstallation)		
	$\sum P_{Amax}$		MW			MW		MW	
		Bestand (Ist)			Gesamt (Neu)				
	$P_{AV,E}$		MW			MW			
	$S_{AV,E}$		MVA			MVA			
$P_{AV,E}$ – Überwachung			☐ ja			☐ nein			
Netzbetreiberinformationen		Datum der TAB HS			Kontaktdaten (z.B. E-Mail oder Telefon)				
Registriernummer des Netzbetreibers									
Bezeichnung Übergabestation									
Bezeichnung Netzanschlusspunkt ³⁵									
Bezugsanlage am gleichen Netzanschlusspunkt (außer Eigenbedarf der Erzeugungsanlage)	Bezugsanlage vorhanden				Vereinbarte Anschlusswirkleistung $P_{AV,B}$				
	☐ ja (Mischanlage nach TAR 4120) ☐ nein				$P_{AV,B}$		MW		
Sonstige Bemerkungen:									

³⁵ Leitungsbezeichnung bei Anschluss an eine Leitung bzw. Bezeichnung der benachbarten Station(en) bzw. Bezeichnung des UW-Abgangsschaltfeldes bei Direkt-Anschluss an die Sammelschiene eines netzbetreibereigenen Umspannwerkes.

Datenabfragebogen Netzbetreiber für Neuanlagen			2 (6)	
Anschluss/Änderung einer Erzeugungsanlage				
1. Einstellwerte der Schutzeinrichtungen am Netzanschlusspunkt				
1.1 KurzschlussSchutzeinrichtungen (Zutreffendes ankreuzen)				
☐ Mitnahmeschaltung				
☐ Distanzschutz:				
Einstellgröße		Einstellvorgabe Netzbetreiber		☐ gesondertes Einstellblatt beigefügt Bemerkungen:
		Alt (Ist)	Neu (Soll)	
Überstromanregung $I >> [A]$				
Unterspannungsanregung	$I > [A]$			
	$I >> [A]$			
	$U < [kV]$			
Unterimpedanzanregung	Bei dieser Anregung ist immer ein gesondertes Einstellblatt beizufügen			
Nullsystemanregung	$I_E > [A]$			
	$U_{NE} > [kV]$			
☐ Überstromzeitschutz				
Einstellgröße		Einstellvorgabe Netzbetreiber		☐ gesondertes Einstellblatt beigefügt Bemerkungen:
		Alt (Ist)	Neu (Soll)	
$I >> [A]$				
$t_I >> [ms]$				
$I > [A]$				
$t_I > [ms]$				
☐ Erdschlussschutz				
Einstellgröße		Einstellvorgabe Netzbetreiber		☐ im Distanz- bzw. Überstromzeitschutz integriert ☐ gesondertes Einstellblatt beigefügt Bemerkungen:
		Alt (Ist)	Neu (Soll)	
$I_E >> [A]$				
$t_{IE} >> [ms]$				
$I_E > [A]$				
$t_{IE} > [ms]$				
$U_E > [kV]$				
$t_{UE} > [ms]$				

Datenabfragebogen Netzbetreiber für Neuanlagen Anschluss/Änderung einer Erzeugungsanlage/eines Speichers				3 (6)
1.2 Entkupplungsschutz				
Funktion	Einstellgröße	Empfehlung nach VDE-AR-N 4120	Einstellvorgabe Netzbetreiber	
Oberspannungsseite				
Spannungssteigerungsschutz	$U >$	$1,25 U_n$		
	$t_U >$	500 ms		
Spannungsrückgangsschutz	$U <$	$0,8 U_n$		
	$t_U <$	5,0 s		
Frequenzsteigerungsschutz	$f >$	51,5 Hz		
	$t_f >$	5,4 s		
Frequenzrückgangsschutz	$f <$	47,5 Hz		
	$t_f <$	≤ 400 ms		
Unterspannungsseite				
Spannungssteigerungsschutz	$U >>$	$1,20 U_{MS}$		gültig für $U_{MS} = \dots \text{ kV}^{36)}$
	$t_U >>$	300 ms		
	$U >$	$1,10 U_{MS}$		
	$t_U >$	180 s		
$P_{AV,E}$ Schutzeinrichtung	$P >>$	Siehe FNN Hinweis $P_{AV,E}$ -Überwachung (Tabelle 5)		
	$t >>$			
	$P >$			
	$t >$			
1.3 Mischanlagen (wenn Bezugsanlage vorhanden)				
	Messort		Auslöseort	
Übergeordneter Entkupplungsschutz	☐ Übergabestation ☐ Erzeugungsanlage		☐ Übergabestation ☐ Erzeugungsanlage	

ANMERKUNG Bei Bestandsanlagen kann der Q - U -Schutz im Zuge der Wiederholungsprüfung nach Abschnitt 11.5.5 deaktiviert werden.

³⁶⁾ 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.

Datenabfragebogen Netzbetreiber für Neuanlagen Anschluss/Änderung einer Erzeugungsanlage/eines Speichers			4 (6)	
2. Einstellvorgaben der Erzeugungseinheiten (z.B. EZE oder zwischengelagerter Entkopplungsschutz)				
2.1 Entkopplungsschutz				
Funktion	Einstellgröße		Empfehlung nach VDEARN 4120 HS-Netz	Einstellvorgabe ³⁷ Netzbetreiber
Spannungssteigerungsschutz	$U >>$		$1,25 U_{NS}^7$	U_{NS}
	$t_U >>$		100 ms	ms
Spannungsrückgangsschutz	$U <$		$0,8 U_{NS}^7$	U_{NS}
	$t_U <$		300 ms ... 1,0 s	ms
	$U <<$		$0,45 U_{NS}^7$	U_{NS}
	$t_U <<$		0 ... 300 ms	ms
Frequenzsteigerungsschutz	$f >>$		52,5 Hz	Hz
	$t_f >>$		≤ 100 ms	ms
	$f >$		51,5 Hz	Hz
	$t_f >$		10 s	s
Frequenzrückgangsschutz	$f <$		47,5 Hz	Hz
	$t_f <$		≤ 100 ms	ms
Falls eine Staffelung innerhalb einer Erzeugungsanlage erfolgen soll, bitte die Staffelungswerte nachfolgend festlegen:	Einstellgröße der Staffelung			Einstellvorgabe
	$t_U < 1$	1,5 s		
	$t_U < 2$	1,8 s		
	$t_U < 3$	2,1 s		
	$t_U < 4$	2,4 s		
2.2 Spannungsquellenregelung (nur Typ-2-Anlagen)				
Funktion	Einstellvorgabe Netzbetreiber			
Statik k der Spannungsquellenregelung	☐ $k = 2$ ☐ $k = \dots\dots$ ☐ keine Vorgabe (netzbildend)			

³⁷ Die Vorgabewerte sind einzustellen, insofern sie nicht den Eigenschutz der EZE beeinträchtigen. Sind Einstellvorgaben nicht mit dem Eigenschutz der EZE vereinbar, ist eine erneute Abstimmung mit dem VNB erforderlich.

Datenabfragebogen Netzbetreiber für Neuanlagen Anschluss/Änderung einer Erzeugungsanlage/eines Speichers		5 (6)
3. Statische Spannungshaltung		
Blindleistungsstellbereich	☐ Variante 1 nach 10.2.2 ☐ Variante 2 nach 10.2.2 ☐ Variante 3 nach 10.2.2 ☐ untererregt bis übererregt (gesonderte Regelung)	
Blindleistungssollwert und Verfahren	☐ den TAB vom zu entnehmen	
	☐ Blindleistungs-Spannungs-Kennlinie $Q(U)^{38)}$	Steigung der Kennlinie: Obere Spannungsgrenze $U_{MAX}/U_n = \dots$ (z. B. 1,04) Maximale Blindleistung Q_{MAX} -untererregt/ P_b inst = ... (z. B. 0,33) Spannungstotband = $\pm \dots$ % U_n (z. B. $\pm 1,0$ % U_n) Referenzspannung: $U_{Q0,ref}/U_n = \dots$ (z. B. 1,00) ☐ U_{Q0}/U_n variabel per Fernwirkanlage ³⁹⁾
	☐ Blindleistung Q	Kennlinie mit $P1 (U_1/U_{MS}; Q_A/P_b \text{ inst}) = \dots$ (z. B. 0,94; -0,33) $P2 (U_2/U_{MS}; Q_{ref}/P_b \text{ inst}) = \dots$ (z. B. 0,96; 0) $P3 (U_3/U_{MS}; Q_{ref}/P_b \text{ inst}) = \dots$ (z. B. 1,04; 0) $P4 (U_4/U_{MS}; Q_B/P_b \text{ inst}) = \dots$ (z. B. 1,06; +0,33) ☐ $Q = \dots$ Mvar ☐ variabel per Fernwirkanlage ⁴⁰⁾ ☐ Fahrplan ⁴¹⁾
	☐ Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$	☐ $\cos \varphi = \dots$ ☐ übererregt ☐ untererregt ☐ variabel per Fernwirkanlage ¹²⁾ ☐ Fahrplan ¹³⁾
Regelverhalten bei Sollwertsprüngen	Für $Q(U)$ und Q ; Zeitkonstante 3 Tau = ... s (Einstellbereich 5 s bis 60 s)	
Verhalten bei Ausfall der Fernwirkanlage ⁴²⁾	☐ Weiterbetrieb mit dem letzten empfangenen Wert ☐ $U_0 = \dots$ kV; $Q_{ref} = \dots$ Mvar; $\cos \varphi = \dots$ (je nach gewähltem Verfahren) ☐ Umschaltung auf ⁴³⁾ ☐ $Q(U)$ ☐ Q ☐ $\cos \varphi$	
Verhalten bei Ausfall des EZA-Reglers oder der dazugehörigen Messung oder der Verbindung zwischen EZA-Regler und EZE	☐ Weiterbetrieb aller EZE mit letztem empfangenen Wert ☐ Weiterbetrieb aller EZE mit $P = \dots$ (Gesamtwert für die EZA) ☐ Weiterbetrieb aller EZE mit $Q = \dots$ (Gesamtwert für die EZA) ☐ Weiterbetrieb aller EZE mit $\cos \varphi = \dots$	
Anforderungen hins. Blindleistungsverhalten der Bestandseinheiten bei Mischparks ^{44), 45)}	☐ Einbindung in die Blindleistungsregelung der Neuanlage ☐ $\cos \varphi = \dots$ am NAP ☐ übererregt ☐ untererregt ☐ $\cos \varphi = \dots$ an den EZE ☐ übererregt ☐ untererregt ☐ untererregt bis übererregt ☐ bestehende Fahrweise beibehalten (soweit keine anderen Informationen vorliegen, darf für die Nachweisführung ein $\cos(\phi)$ von 1 angenommen werden)	

* Bei Netznormalschaltzustand.

³⁸⁾ Empfehlungen sind Abschnitt 10.2.2.4 zu entnehmen.

³⁹⁾ Sofern Sollwertvorgabe per Fernwirkanlage erfolgt. Spezifikationen der Fernwirkanlage sind vom Netzbetreiber beizufügen bzw. den TAB des Netzbetreibers zu entnehmen.

⁴⁰⁾ Spezifikationen der Fernwirkanlage sind vom Netzbetreiber beizufügen bzw. den TAB des Netzbetreibers zu entnehmen.

⁴¹⁾ Sofern Fahrpläne gefordert werden, sind diese als separates Blatt bzw. unter sonstige Bemerkungen anzugeben.

⁴²⁾ Sofern Sollwertvorgabe per Fernwirkanlage erfolgt.

⁴³⁾ Spezifikationen werden vom Netzbetreiber übergeben bzw. sind den TAB den Netzbetreibers zu entnehmen.

⁴⁴⁾ Sofern mehrere Bestandsanlagen mit unterschiedlichem Blindleistungsverhalten bzw. -vereinbarungen mit dem Netzbetreiber existieren, bitte detaillierte Angaben auf separatem Blatt beifügen.

⁴⁵⁾ Neben der vereinbarten Fahrweise der Bestandsanlagen ist auch deren tatsächliches Verhalten zu berücksichtigen. Das Berechnungsverfahren ist in der FGW TR 8 [10] beschrieben.

46) Zur Dimensionierung der Kurzschlussfestigkeit der Hochspannungs-Übergabestation.

47) Der Netzbetreiber stellt zur Erarbeitung des Anlagenzertifikats/Sachverständigengutachtens die Netzdaten Netzkurzschlussleistung S_{KV} und Netzimpedanzwinkel ψ_k des zunächst ermittelten Netzanschlusspunkts zur Verfügung. Diese Daten sind Grundlage für den Nachweis des richtlinienkonformen Verhaltens der Erzeugungsanlage.

48) Wenn die Erzeugungsanlage an einem Leitungsabschnitt zwischen 2 Umspannwerken angeschlossen ist, wird für die Referenzleistung die thermische Grenzleistung dieses Leitungsabschnitts angesetzt. Bei Anschluss der Erzeugungsanlage direkt oder über eine kundeneigene Leitung an eine Umspannanlage ist für S_0 die maximal an die Umspannanlage anschließbare Erzeugungsleistung einzusetzen.

C.II.5. (E.8) Inbetriebsetzungsprotokoll für Erzeugungsanlagen und Speicher - Hochspannung

Dieses Formular ersetzt den Anhang E.8 der VDE-AR-N 4120.

(Dieses Formular ist zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-Anwendungsregel bestimmt.)

Inbetriebsetzungsprotokoll für Erzeugungseinheiten – HS (vom Anlagenbetreiber auszufüllen; gilt auch für Speicher)		1 (2)
Anlagenbezeichnung		
Anzahl der EZE		Hersteller der EZE Typenbezeichnung der EZE
Registriernummer des VNB		
Anschrift der Erzeugungseinheit	PLZ: Ort: Straße/Hausnummer.....	
Standort der Erzeugungseinheit (wenn die Anschrift fehlt)	Gemarkung: Flur: Flurstück:	
	☐ Gauß-Krüger-Koordinaten Bezugsellipsoid: ☐ UTM-Koordinaten Zone: Rechtswert: Hochwert:	
Netzanschlusspunkt an das Netz des Netzbetreibers	Bezeichnung:	
	Abrechnungszählpunkt:	
Behördliche Genehmigung	Art: ☐ Baugenehmigung ☐ Blmsch-Genehmigung ☐ wasserrechtliche Genehmigung ☐ Aktenzeichen: Datum:	
Erfüllung gesetzlicher Vorgaben (EEG/KWK-G)	☐ Die Anforderungen des § 9 Abs.1 oder 2 EEG sind erfüllt (NSM entsprechend gesetzlicher Leistungsgrenzen) ☐ Die Anforderungen des § 9 Abs.5 Nr. 1 EEG sind erfüllt (hydraulische Verweilzeit, gilt nur für Biogasanlagen) ☐ Die Anforderungen des § 9 Abs.5 Nr. 2 EEG sind erfüllt (zus. Gasverbrauchseinrichtungen zur Vermeidung Biogasfreisetzung, gilt nur für Biogasanlagen) ☐ Die Voraussetzungen für eine vergütungsseitige Anlagenzusammenfassung gemäß §24 Abs.2 EEG sind nicht erfüllt (gilt nur für PV-Freiflächenanlagen)	
	Marktstammdatenregisterkennziffer Zuschlagsnummer gemäß §35 EEG:	
	☐ Antrag auf Zulassung als KWK-Anlage i. S. d. § 10 KWK-G (Eingangsbestätigung des BAFA beilegen) ☐ Anzeige der KWK-Anlage i. S. d. § 10 Abs. 6 KWK-G (Anzeige beim BAFA beilegen) ☐ Zulassung als KWK-Anlage i. S. d. § 10 KWK-G (Zulassung des BAFA beilegen)	
Zertifizierungsstelle für die Erzeugungseinheit	Name:	
	Anschrift:	
Zertifizierungsstelle für Erzeugungsanlagen	Einheitenzertifikat-Nr:	 Ausstelldatum:
	Name:	
	Anschrift:	
	Anlagenzertifikat-Nr:	 Ausstelldatum:
Leistungsangaben	maximale Wirkleistung: kW (inst. Leistung i. S. d. § 3 Nr. 31 EEG; bei PV-Anlagen gs-seitige Modulleistung) maximale Scheinleistung: kVA (bei PV-Anlagen netzseitige Ausgangsleistung des Wechselrichters) Speicherkapazität kWh (bei Speichersystemen)	

Inbetriebsetzungsprotokoll für Erzeugungseinheiten – HS		2 (2)	
(vom Anlagenbetreiber auszufüllen; gilt auch für Speicher)			
Dokumentation	☐ Entkopplungsschutz erfolgreich geprüft (Schutzprüfprotokolle beifügen) ☐ Spannungsquellenregelung der Erzeugungseinheit ist nach Anlagenzertifikat realisiert ☐ alle anderen Parameter mit Einfluss auf die elektrischen Eigenschaften entsprechend Anlagenzertifikat eingestellt ☐ Erzeugungseinheit in das Netzsicherheitsmanagement eingebunden ☐ Für Momentanreserve vermarkteter Anteil der Nennwirkleistung $m = \dots\dots\dots$ ☐ Anlaufzeitkonstante $T_A = \dots\dots\dots$		
Inbetriebsetzung	Die Inbetriebsetzung der Erzeugungseinheit am:	Datum:	Uhrzeit:
	Die Erzeugungseinheit hat erstmalig Energie in das Netz des Netzbetreibers eingespeist (bei Mischanlagen erstmalig Energie erzeugt):	Datum:	Uhrzeit:
Die elektrotechnische Anlage der Erzeugungseinheit gilt im Sinne der zurzeit gültigen DIN VDE-Bestimmungen und der Unfallverhütungsvorschrift DGUV Vorschrift 3 [16] als abgeschlossene elektrische Betriebsstätte. Diese darf nur von Elektrofachkräften oder elektrisch unterwiesenen Personen betreten werden. Laien dürfen die Betriebsstätte nur in Begleitung vorgenannter Personen betreten. Die Erzeugungseinheit ist nach den Bedingungen der VDE-AR-N 4120 und den Technischen Anschlussbedingungen des Netzbetreibers errichtet. Im Rahmen der Übergabe hat der Anlagenerrichter den Anlagenbetreiber eingewiesen und die Erzeugungseinheit nach DGUV Vorschrift 3 [16], § 3 und § 5 für betriebsbereit erklärt.			
Ich/wir erklären hiermit, dass die vorstehenden Angaben der Wahrheit entsprechen und verpflichte(n) mich/uns, sämtliche Änderungen der Anlage unverzüglich dem Netzbetreiber, an dessen Netz die Erzeugungseinheit angeschlossen ist schriftlich mitzuteilen. Die vorgenannten Angaben beruhen auf den geltenden gesetzlichen Bestimmungen und Rechtsverordnungen.			
Anlagenerrichter/Inbetriebsetzer		Anlagenbetreiber	
Firma:		Firma:	
Name des Bearbeiters:		Name des Bearbeiters:	
Straße/Hausnummer:		Straße/Hausnummer:	
PLZ/Ort:		PLZ/Ort:	
.....			
Datum, Stempel und Unterschrift		Datum, Stempel und Unterschrift	

C.II.6. (E.9) Inbetriebsetzungserklärung Erzeugungsanlage/Speicher - Hochspannung

Dieses Formular ersetzt den Anhang E.9 der VDE-AR-N 4120.

(Dieses Formular ist zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-Anwendungsregel bestimmt.)

Inbetriebsetzungserklärung Erzeugungsanlage/Speicher (vom Anlagenbetreiber auszufüllen; gilt auch für Speicher)				1 (7)	
Bezeichnung Erzeugungsanlage					
Leistungsangaben der Erzeugungsanlage		Vereinbarte Anschlusswirkleistung Einspeisung $P_{AV, E}$		MW	
		Vereinbarte Anschlussscheinleistung Einspeisung $S_{AV, E}$		MVA	
		Vereinbarte Anschlusswirkleistung Bezug $P_{AV, B}$		MW	
		Installierte Wirkleistung P_{inst}		MW	
		$P_{min, dyn}$: min. dynamisch abrufbare Wirkleistung bei neg. Momentanreserve		MW	
		$P_{max, dyn}$: max. dynamisch abrufbare Wirkleistung bei max. Momentanreserve		MW	
		$P_{grenzneg, max}$: max. Wirkleistung zur Erbringung neg. Momentanreserve		MW	
		$P_{grenzpos, min}$: min. Wirkleistung zur Erbringung pos. Momentanreserve		MW	
		vorübergehende Mindestleistung			
Registriernummer des Netzbetreibers					
Bezeichnung Netzanschlusspunkt					
Ersteller der Inbetriebsetzungserklärung		Firma			
		Straße, Hausnummer			
		PLZ, Ort			
		Telefon, E-Mail			
Anschlussnehmer		Firma			
		Straße, Hausnummer			
		PLZ, Ort			
		Telefon, E-Mail			
Ersteller des Anlagenzertifikates		Zertifizierungsstelle			
		Straße, Hausnummer			
		PLZ, Ort			
		Anlagenzertifikat-Nr.			
		Ausstelldatum			
Angaben aus dem Inbetriebsetzungsprotokoll für Übergabestationen (E.7)					
Bezeichnung der Übergabestation					
Inbetriebsetzungsprotokoll vom:					
Inbetriebsetzung des EZA-Reglers					
Hersteller	Typ	Firmwarestand	Seriennummer	Inbetriebnahmedatum	

Inbetriebsetzungserklärung Erzeugungsanlage/Speicher (vom Anlagenbetreiber auszufüllen; gilt auch für Speicher)					2 (7)
Inbetriebsetzung aller Erzeugungseinheiten (Bestandsanlagen und Neuanlagen)					
Hersteller	Typ	Firmwarestand	Seriennummer	Bemessungs- wirkleistung P_{rE}	Inbetrieb- nahmedatum
				kW	
				kW	
				kW	
				kW	
				kW	
				kW	
				kW	
				kW	
				kW	
				kW	
				kW	
				kW	
				kW	
				kW	
				kW	
				kW	
				kW	
				kW	
Inbetriebsetzung weiterer Komponenten (zwischenengelagerte Schutzgeräte, ggf. Kompensationsanlagen)					
Komponente	Hersteller	Typ	Firmwarestand	Seriennummer	Inbetrieb- nahmedatum

Inbetriebsetzungserklärung Erzeugungsanlage/Speicher (vom Anlagenbetreiber auszufüllen; gilt auch für Speicher)		3 (7)
Folgende Protokolle und Nachweise sind als Anlage beigefügt	Dokumentart	angefügt
Funktionsprüfung der Gesamtwirkungskette der Wirk- und ggf. Blindleistungssteuerung durch die netzführende Stelle des Netzbetreibers (Protokoll durch Netzbetreiber anzufertigen);	Nachweis des Netzbetreibers	☐
Alternative 1: Prüfung der parkinternen Gesamtwirkungskette durch Simulation der Schnittstelle zur Fernwirktechnik des Netzbetreibers (sofern mit Netzbetreiber abgestimmt)	Nachweis	☐
Alternative 2: Prüfung der Gesamtwirkungskette mit dem Netzbetreiber zu einem späteren Zeitpunkt vereinbart. Incl. Bestätigung des Netzbetreibers (damit kein Bestandteil der Inbetriebsetzungserklärung)	Bestätigung des Netzbetreibers	☐
Funktionsprüfung der Fernwirktechnik bis zur Übergabestation (sofern vom Netzbetreiber gefordert), durch Netzbetreiber anzufertigen (Bittest, Prozessdatenumfang)	Nachweis des Netzbetreibers	☐
Nachweis des Verhaltens bei Ausfall der Fernwirkanlage, sofern im Komponentenzertifikat des EZA-Reglers nicht nachgewiesen und in den Einstellprotokollen des EZA Reglers nicht dokumentiert (Anforderung: siehe E.97)	Nachweis	☐
Nachweis des Verhaltens bei Ausfall des EZA-Reglers oder der dazugehörigen Messung oder der Verbindung zwischen EZA-Regler und EZE sofern im Einheitenzertifikat nicht nachgewiesen und in den Einstellprotokollen der EZE nicht dokumentiert (Anforderung: siehe E.97)	Nachweis	☐
Funktionsprüfung der Blindleistungs-Kennlinienfunktion oder der Blindleistungsfestwerte gemäß Netzbetreibervorgabe (siehe E.97) auf Basis aufgezeichneter Betriebsmesswerte des EZA-Reglers oder sonstiger Aufzeichnungsgeräte am Netzanschlusspunkt (Aufzeichnungszeitraum: mind. 7 Tage und mind. 20 % P_{inst} (bei $Q(P)$ - bzw. $\cos\phi(P)$ -Kennlinie mind. 60 % P_{inst}). Oder alternativ: Die Blindleistungs-Kennlinienfunktion wurde mit einer Prüfkennlinie (mittels simulierter Führungsgröße U oder P) geprüft. Nach der Prüfung wurde die ursprüngliche Kennlinie wieder eingestellt.	Prüfprotokoll	☐
Schutzprüfprotokolle der Schutzeinrichtungen am Netzanschlusspunkt Mindestinhalt siehe Anhang Seite 6 von 7	Schutzprüfprotokoll(e)	☐
Schutzprüfprotokolle der Schutzeinrichtungen an den einzelnen Erzeugungseinheiten bzw. ggf. der zwischengelagerten Schutzgeräte Mindestinhalt siehe Anhang Seite 6 von 7	Schutzprüfprotokoll(e)	☐

Inbetriebsetzungserklärung Erzeugungsanlage/Speicher (vom Anlagenbetreiber auszufüllen; gilt auch für Speicher)		4 (7)
Einstellprotokolle der Erzeugungseinheiten (insbesondere zur Umsetzung der O-/UVRT-Robustheit) inklusive Bezeichnung, der in der VDE-AR-N 4120 verwendeten Parameter; Mindestinhalt: - Hersteller, Typ, Seriennummern und ggf. Firmenware der EZE, bei welchen nachfolgende Parameter eingestellt wurden - Schutzeinstellwerte - Zuschaltparameter im ungestörten Netzbetrieb - Wiederschaltparameter nach Schutzauslösung - FRT-Modus, ggf. eingestellter k-Faktor und FRT Eintritt-Schwellwerte - Wirkleistungsgradient - Wirkleistungsbegrenzung (eingestellte maximale Wirkleistung) - Wirkleistungsanpassung bei Über- und Unterfrequenz ($P(f)$-Kennlinie) - Verhalten bei Ausfall des EZA-Reglers ggf. bei Anlagenregelung ausschließlich über EZE: - Angaben siehe Einstellprotokoll EZA-Regler.	Einstell-protokoll(e)	☐
Einstellprotokoll des EZA Reglers inklusive Bezeichnung, der in der VDE-AR-N 4120 verwendeten Parameter; Mindestinhalt: - Hersteller, Typ, Seriennummern sowie ggf. Firmwarestand - nachvollziehbare Einstellung der laut E.7 geforderten Kennlinienart - Darlegung aller Stützstellen der Kennlinie - Angabe der (maximalen) Wirkleistung, ggf. Einstellung einer Wirkleistungsbegrenzung - Einregelzeit (3 Tau) laut E.7 - Verhalten bei Ausfall der Verbindung zwischen Fernwirkanlage und EZA-Regler laut E.7 - Einbindung und Regelung ggf. bestehender Anlagenteile - sofern nicht an EZE eingestellt: Wirkleistungsgradient und Wirkleistungsanpassung bei Über- und Unterfrequenz ($P(f)$-Kennlinie), Zuschaltparameter im ungestörten Netzbetrieb	Einstell-protokoll	☐
Störlichtbogenqualifikationsnachweis der Schaltanlage bzw. Gefährdungsbeurteilung bei Bestandsanlagen	Nachweis	☐
Fotodokumentation (Die Zuordnung zu Betriebsmitteln muss erkennbar sein. Die Zertifizierungsstelle kann alternative Nachweise akzeptieren. Mindestinhalt:	Fotos	
- Typenschilder (mit Seriennummer) und Frontalansicht aller verbauten Schutzgeräte sowie der zugehörigen Prüfklemmleisten (Dokumentation im Rahmen der Schutzprüfung können akzeptiert werden)		☐
- Typenschilder der HS-Schaltanlage		☐
- Typenschilder der Wandler (sofern für Schutz/EZA-Regler genutzt; Typenschilder auf der Messzelle oder Dokumentation im Rahmen der Schutzprüfung können akzeptiert werden)		☐

Inbetriebsetzungserklärung Erzeugungsanlage/Speicher (vom Anlagenbetreiber auszufüllen; gilt auch für Speicher)		5 (7)
- Typenschilder der Transformatoren mit Stufensteller		☐
- Typenschilder der Schaltgeräte (z. B. Leistungsschalter), welche den Schutzgeräten zugeordnet sind		☐
- Schutzeinstellungen, welche direkt an den Schaltgeräten eingestellt sind (z. B. Drehrädchen/Dip-Schalter)		☐
- Typenschilder der Netzanalysegeräte (sofern für Schutz/EZA-Regler genutzt)		☐
- Typenschilder EZA-Regler (mit Seriennummer)		☐
- Typenschilder der netzunabhängigen Hilfsenergieversorgungen/USV (mit erkennbarer Kapazität der angeschlossenen Batterie) der Übergabestation und ggf. der zwischen- gelagerten Schutzgeräte		☐
- Sicherungsabgänge mit Typ und Größe		☐
- Namensschilder für alle Stationen		☐
Bemerkungen:		
Hinweis: Der Umfang der Inbetriebsetzungserklärung im Einzelnachweisverfahren ist projektabhängig mit der Zertifizierungsstelle abzustimmen.		
Bestätigung		
Die tatsächlich verbauten Erzeugungseinheiten (namentlich und mit Seriennummer), inklusive der im Einheitenzertifikat aufgeführten Hauptkomponenten (inklusive Firmwarestände), sind im Abs. „Inbetriebsetzung aller Erzeugungseinheiten“ aufgelistet Die tatsächlich verbauten Komponenten/EZA-Regler (namentlich und mit Seriennummer) sind im Abs. „Inbetriebsetzung des EZA- Reglers“ und „Inbetriebsetzung weiterer Komponenten“ aufgelistet Die Betriebsmittel der Erzeugungsanlage (Kennwerte und Stufenstellung der Betriebsmitteltransformatoren, Kabellängen und Typen) sind als Anlage aufgelistet bzw. als Fotodokumentation beigelegt. Der Unterzeichner bestätigt die Korrektheit der im Rahmen der Inbetriebsetzungserklärung getätigten Angaben incl. der erforderlichen Anhänge.		
Datum	Unterschrift des Erstellers der Inbetriebsetzungserklärung	

Inbetriebsetzungserklärung Erzeugungsanlage/Speicher (vom Anlagenbetreiber auszufüllen; gilt auch für Speicher)	6 (7)
Mindestinhalt Schutzprüfprotokolle am Netzanschlusspunkt und an den einzelnen Erzeugungseinheiten bzw. der zwischengelagerten Schutzgeräte	
Schutzprüfprotokolle der Schutzeinrichtungen am Netzanschlusspunkt Mindestinhalt siehe Anhang *1: Anlagenbezeichnung, Einbauort in der Anlage und Datum der Prüfung Hersteller, Typ sowie Seriennummer des Schutzgerätes verwendete Wandler mit Übersetzungsverhältnis, Genauigkeitsklasse und Einbauort in der Anlage Angabe auf welches Schaltgerät das Schutzgerät wirkt bei allen Spannungswerten ist anzugeben, ob sich der Wert auf die Leiter-Leiter-Spannung oder Leiter-Erde-Spannung bezieht Angabe, dass die Auslöseentscheide des Spannungssteigerungsschutzes sowie -rückgangsschutzes für alle Phasen ODER-verknüpft sind Ausweisung aller Einstellschwellen und -zeiten (laut E.7) Messwerte aller Auslöseschwellen (in HS: Leiter-Leiter-Spannungen) und -zeiten für alle Phasen Angabe, ob die Auslösezeiten bereits die Eigenzeit des Schaltgerätes berücksichtigen (Auslösung des Schaltgerätes erfolgte) Messwert der Eigenzeit des Schaltgerätes - Angabe, dass die Auslösezeit nicht unterhalb der vom Netzbetreiber geforderten Einstellzeit liegt (entfällt, wenn der Netzbetreiber einen Zeitbereich ohne einen unteren Zeitwert vorgibt, z. B. ≤ 300 ms oder 0 .. 300 ms) Angabe der Einstell- sowie Messwerte der Rückfallverhältnisse aller Spannungssteigerungs- und Spannungsrückgangsschutzschwellen Angabe, ob die automatische Wiederschaltung im Schutzgerät oder ggf. durch externe Beschaltung deaktiviert wurde Überprüfung der Auslösung des Schaltgerätes bei: • Ausfall der Hilfsenergieversorgung • ggf. bei Anschluss des Life-Kontaktes: Ausfall des Life-Kontaktes bzw. dessen Verbindung • Ausfall der Messspannung des Schutzgerätes • Ausfall der Steuerspannung des Schaltgerätes • ggf. bei räumlicher Trennung zwischen Schutz- und Schaltgerät: Ausfall der Verbindung zwischen Schutz- und Schaltgerät Der Netzbetreiber kann abweichende Vorgaben machen und weitergehende Prüfungen fordern.	

Inbetriebsetzungserklärung Erzeugungsanlage/Speicher

7(7)

(vom Anlagenbetreiber auszufüllen; gilt auch für Speicher)

Schutzprüfprotokolle der Schutzeinrichtungen an den einzelnen Erzeugungseinheiten bzw. ggf. der zwischengelagerten Schutzgeräte

Mindestinhalt:

- Anlagenbezeichnung, Einbauort in der Anlage und Datum der Prüfung
- Hersteller, Typ sowie Seriennummer des Schutzgerätes
- bei zwischengelagerten Schutzgeräten: Firmwarestand des Schutzgerätes (in Übereinstimmung mit dem Komponentenzertifikat)
- verwendete Wandler mit Übersetzungsverhältnis, Genauigkeitsklasse und Einbauort in der Anlage oder bei Direktmessung: Messort in der Anlage
- Angabe des Übersetzungsverhältnisses des Transformators und der Spannung U_{MS} (zur Ermittlung, ob U_{NS} korrekt berechnet wurde)
- Angabe auf welches Schaltgerät das Schutzgerät wirkt
- bei allen Spannungswerten ist anzugeben, ob sich der Wert auf die Leiter-Leiter-Spannung oder Leiter-Erde-Spannung bezieht
- Ausweisung aller Einstellschwellen und -zeiten (laut E.7)
- Messwerte aller Auslöseschwellen und -zeiten für alle Phasen
- Angabe, ob die Auslösezeiten bereits die Eigenzeit des Schaltgerätes berücksichtigen (Auslösung des Schaltgerätes erfolgte)
- Messwert der Eigenzeit des Schaltgerätes
- Angabe, dass die Auslösezeit nicht unterhalb der vom Netzbetreiber geforderten Einstellzeit liegt (entfällt, wenn der Netzbetreiber einen Zeitbereich ohne einen unteren Zeitwert vorgibt, z. B. ≤ 300 ms oder $0 \dots 300$ ms)
- Angabe der Einstell- sowie Messwerte der Rückfallverhältnisse aller Spannungssteigerungs- und Spannungsrückgangsschutzschwellen
- Einstellwerte aller Zuschaltparameter im ungestörten Netzbetrieb oder Angabe, dass dies im Schutzgerät deaktiviert wurde
- Einstellwerte aller Zuschaltparameter nach Schutzauslösung
- Überprüfung der Auslösung des Schaltgerätes bei:
 - Ausfall der Hilfsenergieversorgung
 - ggf. bei räumlicher Trennung zwischen Schutz- und Schaltgerät: Ausfall der Verbindung zwischen Schutz- und Schaltgerät

Der Netzbetreiber kann abweichende Vorgaben machen und weitergehende Prüfungen fordern.

C.II.7. (E.10) Konformitätserklärung für Erzeugungsanlage/Speicher - Hochspannung

Dieses Formular ersetzt den Anhang E.10 der VDE-AR-N 4120.

(Dieses Formular ist zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-Anwendungsregel bestimmt.)

Name Zertifizierungsstelle Akkreditiert nach DIN EN ISO/IEC 17065 für VDEARN 4120		LOGO 1 (2)
Konformitätserklärung für Erzeugungsanlagen/Speicher		Nr: Unterzeichnete Kopie Nr.:
Projektbezeichnung		
Anschlussnehmer		
Leistungsangaben der Erzeugungsanlage/des Speichers	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
Ersteller des Anlagenzertifikates	Vorname, Name	_____
	Straße, Hausnummer	_____
	Nr. Anlagennachweis	_____
	Ausstelldatum	_____
Ersteller der Inbetriebsetzungserklärung	Vorname, Name	_____
	Straße, Hausnummer	_____
	Ausstelldatum	_____
	Die Erzeugungsanlage/der Speicher (Komponenten, Einheiten und Betriebsmittel, usw.) wurde entsprechend des Anlagenzertifikates und nach den Vorgaben des Netzbetreibers errichtet. ☐ Erfüllt ANMERKUNG _____ _____	
Die in der Inbetriebsetzungserklärung ausgewiesenen Bestandteile und Einstellungen der errichteten Erzeugungsanlage/des Speichers stimmen mit dem Anlagenzertifikat überein. ☐ Erfüllt ANMERKUNG _____ _____		
Das Konzept zur statischen Blindleistungsbereitstellung, das Konzept zur Wirkleistungssteuerung, die Umsetzung der O-/UVRT-Robustheit und das Schutzkonzept wurden unter Berücksichtigung der Vorgaben des Netzbetreibers umgesetzt. ☐ Erfüllt ANMERKUNG _____ _____		

Die zuvor bezeichnete Erzeugungsanlage/der Speicher

- ☐ erfüllt die Anforderungen der VDE-AR-N 4120 „TAR Hochspannung“
- ☐ erfüllt die Anforderungen des FNN Hinweises „Technische Anforderungen an Netzbildende Eigenschaften inklusive der Bereitstellung von Momentanreserve“
- ☐ erfüllt die Anforderungen der TAB des Netzbetreibers
und wurde konform zum oben angeführten Anlagenzertifikat errichtet.

ANMERKUNG _____

Im Fall einer Überschreitung der Oberschwingungen sind folgende Punkte zu berücksichtigen.

- ☐ Einbau und Start der Messung erfolgt am: _____

Die geforderten Funktionsprüfungen zum Wirk- und Blindleistungsverhalten

- ☐ Wurden im Rahmen der Inbetriebsetzungserklärung erbracht.
- ☐ Konnten aus folgenden Gründen nicht durchgeführt werden und werden in Abstimmung mit dem Netzbetreiber nachgeholt.

Die Konformitätserklärung beinhaltet folgende Anlagen:

- Inbetriebsetzungserklärung
- Weitere zur Erstellung der Konformitätserklärung geprüfte Dokumente: _____

Bestätigung im Fall nachträglicher Nachweismessungen:

- ☐ Nach erfolgter Messung im Zeitraum vom _____ bis _____ konnte der Nachweis erbracht werden, dass die geforderten Oberschwingungspegel eingehalten werden (Frist 6 Monate nach Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage).
- ☐ Mit der Messung im Zeitraum vom _____ bis _____ konnte der Nachweis nicht erbracht werden. Es muss eine Nachbesserung erfolgen.

Ort, Datum (TT.MM.JJJJ)

Bestätigung der Zertifizierungsstelle, Adresse, E-Mail

- ☐ 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)

Bestätigung der Zertifizierungsstelle, Adresse, E-Mail

Ort, Datum (TT.MM.JJJJ)

Zertifizierungsstelle, Adresse, E-Mail

Dieses Zertifikat darf nicht in Ausschnitten verwendet werden.

C.III. Vordrucke für Betriebserlaubnisverfahren – Höchstspannung

C.III.1. (E.6) Datenblatt einer Erzeugungsanlage/eines Speichers – Höchstspannung

Dieses Formular ersetzt den Anhang E.6 der VDE-AR-N 4130.

(Dieses Formular ist zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-Anwendungsregel bestimmt.)

Datenblatt einer Erzeugungsanlage/eines Speichers – Höchstspannung (vom Anschlussnehmer auszufüllen)		1 (5)
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)	☐ Windenergie ☐ Wasserkraft ☐ ☐ Photovoltaik ☐ Freifläche ☐ Dachfläche ☐ Fassade ☐ GuD-Anlage eingesetzter Brennstoff (z. B. Erdgas, Biogas, Biomasse) ☐ therm. Kraftwerk ☐ Speicher	
Anlagenart	☐ Neuerrichtung ☐ Erweiterung ☐ 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 $P_{min, dyn}$: min. dynamisch abrufbare Wirkleistung bei neg. Momentanreserve MW $P_{max, dyn}$: max. dynamisch abrufbare Wirkleistung bei max. Momentanreserve MW $P_{grenzneg, max}$: max. Wirkleistung zur Erbringung neg. Momentanreserve MW $P_{grenzpos, min}$: min. Wirkleistung zur Erbringung pos. Momentanreserve MW vorübergehende Mindestleistung MW T_A : Anlaufzeitkonstante s	

* 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)
Einspeisung der Gesamtenergie in das Netz des Netzbetreibers?		☐ ja ☐ nein
Inselnetzbetrieb vorgesehen?		☐ ja ☐ nein
Schwarzstartfähigkeit vorhanden?		☐ ja ☐ nein
Trägerfrequente Nutzung des Kundennetzes vorgesehen?		☐ ja ☐ nein
Kurzbeschreibung:		
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: ☐ gelöscht ☐ isoliert ☐ niederohmig geerdet	
	☐ schematischer Übersichtsplan des Netzes mit Angaben zu Längen und Querschnitten aller verwendeten Kabel beigelegt	
Blindleistungskompensationsanlage	☐ nicht vorhanden ☐ vorhanden kvar	
	Verdrosselungsgrad/Resonanzfrequenz: Hz	
	zugeordnet: ☐ der Erzeugungsanlage ☐ den Erzeugungseinheiten	
	☐ 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 ☐ Prototyp			
☐ Bestandseinheit SDL-Fähigkeit: ☐ als Altanlage ☐ 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	☐ doppelt gespeiste Asynchronmaschine ☐ Momentanreserve		
	☐ Synchronmaschine (direkt gekoppelt) ☐ Phasenschieberbetrieb		
	☐ Netzkopplung mit Vollumrichter* ☐ Momentanreserve		
	andere		
Einheitenhersteller: Typ:			
Leistungsangaben	Bemessungswirkleistung einer Erzeugungseinheit P_{rE}^{**} kW		
	Bemessungsscheinleistung S_{rE}^{**} kVA		
	Beitrag zum Anfangs-Kurzschlusswechselstrom*** I_k'' kA bei kV		
	Beitrag zum Dauerkurzschlussstrom I_k kA bei kV		
	☐ 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 % ☐ Herstellerdatenblatt beigelegt			
Netztransformator****	Bemessungsscheinleistung S_r kVA Kurzschlussspannung u_k %		
	Leerlaufverluste P_0 kW	Kurzschlussverluste P_k kW	Schaltgruppe:
	Stufensteller: $\pm$ %; Stufen geplante Stufung: kV/..... V		
	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 (vom Anschlussnehmer auszufüllen; für jeden baulich unterschiedlichen <u>Speicher</u> bitte ein Datenblatt ausfüllen)		4 (5)
Betriebsmodus	☐ Erhöhung Eigenverbrauch der Bezugskundenanlage (Lastoptimierung)	
	☐ Erbringung von Systemdienstleistungen	
	☐ Erbringung von Regelenergie	
	☐ Aufrechterhaltung Inselbetrieb der Kundenanlage	
	☐ Sonstiges	
Anschluss des Speichersystems	☐ über eigenen Wechselrichter	
	☐ über den Wechselrichter der Erzeugungseinheit	
	☐ 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): ☐	
	Verwendete Primärenergieträger (z. B. Sonne, Wind, Gas):	
	Unterschiedliche Primärenergieträger werden getrennt erfasst: ☐	
	Unterschiedliche Einspeisevergütungen werden korrekt erfasst: ☐	
	Energie des Speichersystems wird nicht vom Netz bezogen und als geförderte Energie eingespeist: ☐	
Nachweise	Für den Wechselrichter des Speichersystems ist der Auszug aus dem Prüfbericht Netzverträglichkeit nach FGW-Richtlinie TR 3 [5] vorhanden: ☐	
	Einheitenzertifikat nach VDE-AR-N 4130 liegt vor: ☐	
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?		☐
Baugenehmigung für die Erzeugungsanlage beigelegt?		☐
Positiver Bauvorbescheid beigelegt? (nicht erforderlich bei PV-Anlagen auf genehmigten Baukörpern)?		☐
Nachweis der Ernsthaftigkeit beigelegt? (z. B. BImSch-Genehmigung, Aufstellungsbeschluss B-Plan, Kaufverträge EZE, o. ä.)		☐
Zeitlicher Projektablaufplan vorhanden? (bitte beifügen)		☐
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	

VDE Verband der Elektrotechnik
Elektronik Informationstechnik e.V.

Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN)
Bismarckstraße 33
10625 Berlin
Tel. +49 30 383868-70
fnn@vde.com
www.vde.com/fnn