

	VDE-AR-N 4105	VDE
	Dies ist eine VDE-Anwendungsregel im Sinne von VDE 0022. Sie ist nach der Durchführung des vom VDE-Präsidium beschlossenen Genehmigungsverfahrens unter der oben angeführten Nummer in das VDE-Vorschriftenwerk aufgenommen und in der „etz Elektrotechnik + Automation“ bekannt gegeben worden.	FNN

Vervielfältigung – auch für innerbetriebliche Zwecke – nicht gestattet.

ICS 29.160.40

Einsprüche bis 2024-11-27

Entwurf

Vorgesehen als Ersatz für
VDE-AR-N 4105:2018-11 und
VDE-AR-N 4105
Berichtigung 1:2020-10

Anschluss und Betrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz (TAR EZA NS)

Requirements for low voltage grid connection of generators

Exigences relatives à la connexion des générateurs au réseau basse tension

Anwendungswarnvermerk

Dieser Entwurf für eine VDE-Anwendungsregel mit Erscheinungsdatum 2024-09-27 wird öffentlich konsultiert.

Weil das beabsichtigte Dokument von der vorliegenden Fassung abweichen kann, ist die Anwendung dieses Entwurfs besonders zu vereinbaren.

Stellungnahmen werden erbeten

- vorzugsweise online im Norm-Entwurfs-Portal des VDE-Verlags unter www.entwuerfe.normenbibliothek.de, sofern dort wiedergegeben;
- oder als Datei per E-Mail an fnn@vde.com möglichst in Form einer Tabelle. Die Vorlage dieser Tabelle kann im Internet unter www.vde.com/fnn-stellungnahme abgerufen werden.

Der VDE behält sich vor, die eingegangenen Stellungnahmen auf der Internetseite des VDE (www.vde.com/fnn) zu veröffentlichen. Soweit in den übermittelten Dokumenten personenbezogene Daten (z. B. Namen, Telefonnummern, E-Mail-Adressen mit Namen als Bestandteilen) enthalten sind, wird ausdrücklich darauf hingewiesen, dass es der einsendenden Stelle obliegt, entweder eine Einwilligung des Betroffenen in die Veröffentlichung seiner personenbezogenen Daten einzuholen oder zusätzlich eine für die Veröffentlichung bestimmte Fassung zu übersenden, in der die personenbezogenen Daten geschwärzt sind. Entsprechendes gilt, soweit in den übermittelten Stellungnahmen Betriebs- oder Geschäftsgeheimnisse enthalten sind.

Es wird gebeten, mit den Kommentaren zu diesem Entwurf für eine VDE-Anwendungsregel jegliche relevanten Patentrechte, die bekannt sind, mitzuteilen und unterstützende Dokumentationen zur Verfügung zu stellen.

Gesamtumfang 143 Seiten

VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.

1 **Anwendungsbeginn**

2 Anwendungsbeginn dieser VDE-Anwendungsregel ist

3

4

5

Inhalt

Seite

6	Vorwort.....	8
7	1 Anwendungsbereich	9
8	2 Normative Verweisungen	10
9	3 Begriffe und Abkürzungen.....	11
10	3.1 Begriffe	11
11	3.2 Abkürzungen	23
12	4 Allgemeine Rahmenbedingungen.....	24
13	4.1 Bestimmungen und Vorschriften.....	24
14	4.2 Anmeldeverfahren und anschlussrelevante Unterlagen	24
15	4.3 Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage und/oder des Speichers.....	25
16	4.4 Vereinfachter Anmelde- und Inbetriebsetzungsprozess	26
17	4.4.1 Vereinfachter Anschlussprozess für eine neu zu errichtende PV-Anlage mit oder ohne	
18	Speicher bis max. 7 kVA (Vordruck E.1.1).....	26
19	4.4.2 Vereinfachter Anschlussprozess für eine Kleinsterzeugungsanlagen und/oder	
20	Kleinstspeicher mit in Summe $S_{Amax} \leq 800$ VA(Vordruck E.1.2).....	26
21	5 Netzanschluss	27
22	5.1 Grundsätze für die Festlegung des Netzanschlusspunktes	27
23	5.2 Bemessung der Netzbetriebsmittel.....	28
24	5.3 Zulässige Spannungsänderung	28
25	5.4 Netzurückwirkungen	29
26	5.5 Anschlusskriterien.....	29
27	5.5.1 Allgemeines	29
28	5.5.2 Leistungsüberwachung am Netzanschlusspunkt	29
29	5.5.3 Kleinsterzeugungsanlagen und/oder Kleinstspeicher bis 800 W / 800 VA	33
30	5.5.4 Prüfstände	34
31	5.6 Drehstrom-Umrichteranlagen	34
32	5.7 Verhalten von Erzeugungsanlagen und Speichern am Netz	34
33	5.7.1 Allgemeines	34
34	5.7.2 Statische Spannungshaltung/Blindleistungsbereitstellung.....	35
35	5.7.3 Dynamische Netzstützung.....	42
36	5.7.4 Wirkleistungsabgabe.....	46
37	5.7.5 Kurzschlussstrombeitrag.....	57
38	6 Ausführung der Erzeugungsanlage/Netz- und Anlagenschutz (NA-Schutz).....	57
39	6.1 Generelle Anforderungen	57
40	6.2 Zentraler NA-Schutz.....	59
41	6.3 Integrierter NA-Schutz.....	59

42	6.4	Kuppelschalter	60
43	6.4.1	Allgemeines	60
44	6.4.2	Zentraler Kuppelschalter	61
45	6.4.3	Integrierter Kuppelschalter	61
46	6.5	Schutzeinrichtungen und Schutzeinstellungen	61
47	6.5.1	Allgemeines	61
48	6.5.2	Schutzfunktionen	62
49	6.5.3	Inselnetzerkennung	64
50	6.6	Weitere Anforderungen an Erzeugungsanlagen	65
51	6.6.1	Fähigkeit zur Bereitstellung von Primärregelleistung	65
52	6.6.2	Fähigkeit zur Bereitstellung von Sekundärregelleistung und Minutenreserve	65
53	7	Abrechnungsmessung	65
54	8	Betrieb der Anlage	66
55	8.1	Allgemeines	66
56	8.1.1	Netznotwendige Leistungsreduzierung oder Abschaltung	67
57	8.1.2	Zugang	67
58	8.1.3	Austausch von Informationen	68
59	8.1.4	Kopplung von Netzanschlusspunkten	68
60	8.1.5	Verhalten bei Störungen	68
61	8.2	Besonderheiten bei der Betriebsführung des Netzbetreiber-Netzes	68
62	8.2.1	Erden und Kurzschließen bei Arbeiten im Netz	68
63	8.2.2	Betrieb von Netzersatzanlagen	69
64	8.3	Zuschaltbedingungen und Synchronisierung	69
65	8.3.1	Allgemeines	69
66	8.3.2	Zuschaltung von Synchrongeneratoren	70
67	8.3.3	Zuschaltung von Asynchrongeneratoren	70
68	8.3.4	Zuschaltung von Erzeugungseinheiten und Speichern mit Umrichtern	70
69	8.4	Besonderheiten bei Erzeugungsanlagen und Speichern mit einer kumulierten Leistung $P_{inst} \leq 500$ kW und einer maximalen Einspeiseleistung $P_{AV,E}$ von 270 kW, die nach dieser Anwendungsregel an eine höhere Spannungsebene angeschlossen werden	70
70			
71			
72	8.4.1	Allgemeines	70
73	8.4.2	Anmelde- und Inbetriebsetzungsverfahren	70
74	8.4.3	Netzzrückwirkungen	70
75	8.4.4	Übergabestation und Abrechnungsmessung	71
76	8.4.5	$P_{AV,E}$ -Überwachung	71
77	8.4.6	Umsetzung Netzsicherheitsmanagement / Redispatch	71
78	8.4.7	Anforderungen an den EZA/EZE-Entkupplungsschutz	71
79	8.4.8	Besonderheiten bei der Parametrierung	71
80	8.5	Besonderheiten bei der Planung, Errichtung und beim Betrieb von Erzeugungsanlagen und Speichern mit einer kumulierten Leistung $\sum P_{Amax} > 500$ kW oder einer maximalen Einspeiseleistung $P_{AV,E}$ von > 270 kW	71
81			
82			
83	9	Nachweis der elektrischen Eigenschaften	72
84	9.1	Allgemeines	72

85	9.2	Einheiten und Komponentenzertifikat	72
86	9.3	Anlagenzertifikat	74
87	9.3.1	Allgemeines	74
88	9.3.2	Bewertungsumfang	75
89	9.3.3	Konformitätserklärung	76
90	Anhang A (informativ) Allgemeines		78
91	A.1	Erzeugungsanlage und Erzeugungseinheit.....	78
92	A.2	Zulässige Spannungsänderung	79
93	A.3	Drehstrom- und Drehspannungssystem	79
94	A.3.1	Allgemeines	79
95	A.3.2	Drehstrom-Synchrongeneratoren	79
96	A.4	Prinzipielles Reglerverhalten	80
97	A.5	Richtungsdefinition von P und Q	81
98	A.6	Erläuterungen zur Wirkleistungsanpassung bei Über- und Unterfrequenz	
99		(Netzsicherheitsbasierte Primärregelung).....	82
100	A.6.1	Allgemeines	82
101	A.6.2	Nachweis des Verhaltens bei steilen Frequenzgradienten (RoCoF).....	82
102	A.6.3	Prüfung von Typ-2-EZE, EZSE und Speichern	83
103	A.6.3.1	Allgemeines	83
104	A.6.3.2	Prüfungen	84
105	A.6.3.3	Überfrequenz für EZE	84
106	A.6.3.4	Überfrequenz für Erzeugungs- und Speichereinheiten und Speicher	85
107	A.6.3.5	Unterfrequenz für EZE	86
108	A.6.3.6	Unterfrequenz Erzeugungs- und Speichereinheiten und Speicher	87
109	A.6.3.7	Prüfung 2.....	88
110	A.6.3.8	Dokumentation der Prüfungen.....	88
111	A.6.4	Qualitative Erläuterung zur Ermittlung des Dämpfungsgrades	89
112	A.6.5	Erläuterungen zur Kleinsignalstabilität der Primärregelung im unbeschränkten Stellbereich	
113		und Empfehlungen zur Reglerstruktur	89
114	A.6.6	Erläuterungen zur Verwendung des ESCR-Verhältnisses.....	92
115	A.7	Rückfallverhältnis.....	93
116	Anhang B (informativ) Anschluss- und Ausführungsbeispiele		95
117	B.1	Anschlussbeispiele	95
118	B.1.1	Maximale Anschlussscheinleistung $S_{Amax} \leq 4,6$ kVA.....	95
119	B.1.2	Maximale Anschlussscheinleistung $S_{Amax} \leq 13,8$ kVA.....	96
120	B.1.3	Erzeugungsanlage mit dreiphasigen Umrichtern und zentralem NA-Schutz, >30 kVA.....	97
121	B.1.4	Anschlussscheinleistung $S_{Amax} > 30$ kVA.....	98
122	B.1.5	Anschlussscheinleistung $S_{Amax} > 30$ kVA mit P_{AV} , E-Überwachung	99
123	B.1.6	Anschluss bei Überschusseinspeisung (EEG und KWK-G).....	100
124	B.1.7	Beispielschaltplan PV-Anlage mit Speichersystem im Verbraucherpfad	101
125	B.2	Ausführungsbeispiele NA-Schutz	102
126	B.2.1	Zentraler NA-Schutz und Kuppelschalter – Anlagenerweiterung mit zentralem NA-Schutz.....	102

127	B.2.2	Zentraler NA-Schutz und Kuppelschalter – Anlagenerweiterung, Bestandsanlage ohne	
128		zentralen NA-Schutz	105
129	B.2.3	Ausführung des zentralen NA-Schutzes und des Auslöseweges zum Kuppelschalter	106
130	B.3	Ausführungsbeispiele $P_{AV,E}$ -Überwachung	107
131	Anhang C (informativ)	Beispiele für Zählerplatz-Konfigurationen.....	111
132	C.1	Zählerplatz für den Anschluss einer Erzeugungsanlage mit einer maximalen	
133		Anschlussleistung von $S_{Amax} \leq 30$ kVA.....	111
134	C.2	Zählerplatz für den Anschluss einer Erzeugungsanlage mit Wandlermessung	114
135	C.3	Zählerplatz (kann auch dezentral angeordnet sein) für den Anschluss einer	
136		Erzeugungsanlage im Selbstverbrauch bzw. Überschusseinspeisung nach KWK-G ≤ 30 kVA	
137		115
138	Anhang D (informativ)	Beispiel für die Anschlussbeurteilung von Erzeugungsanlagen – Anschluss	
139		einer 20-kW-Photovoltaik-Anlage	116
140	Anhang E (normativ)	Vordrucke	121
141	E.1	Antragstellung.....	121
142	E.1.1	Vereinfachter Anschlussprozess für eine neu zu errichtende PV-Anlage mit oder ohne	
143		Speicher bis max. 7 kVA (Wechselrichter-Ausgangsleistung S_{Amax})	123
144	E.1.2	Vereinfachter Anschlussprozess für Kleinsterzeugungsanlagen und/oder Kleinst-speicher mit	
145		in Summe $S_{Amax} \leq 800$ VA beim Netzbetreiber.....	126
146	E.2	Datenblatt für Erzeugungsanlagen und/oder Speicher	128
147	E.3	Einheitenzertifikat.....	130
148	E.4	Prüfbericht „Netzurückwirkungen“ für Erzeugungseinheiten mit einem Eingangsstrom > 75 A.....	131
149	E.5	Zertifikat für den Netz- und Anlagenschutz	133
150	E.6	Anforderungen an den Prüfbericht zum NA-Schutz.....	134
151	E.7	Zertifikat für den $P_{AV, E}$ - Schutz.....	136
152	E.8	Anlagenzertifikat	137
153	E.9	Inbetriebsetzungsprotokoll für Erzeugungsanlagen und/oder Speicher	138
154	E.10	Konformitätserklärung für Erzeugungsanlagen/Speicher.....	140
155	E.11	Betriebserlaubnisverfahren.....	142
156	Literaturhinweise.....		143
157	Bilder		
158	Bild 1 – Wirkleistungs-Grenzkurve für Erzeugungsanlagen und Speicher		31
159	Bild 2 – Wirkleistungs-Grenzkurve für BHKW und Brennstoffzellen-Erzeugungseinheiten, hier zum		
160	Beispiel $P_{inst.} = 50$ kW und $P_{AV, E} = 60\%$ $P_{inst.}$ (rot) und $P_{inst.} = 50$ kW und $P_{AV, E} = 0\%$ $P_{inst.}$		
161	(blau)		32
162	Bild 3 – Anforderungen an Erzeugungseinheiten bezüglich der Blindleistungsbereitstellung an den		
163	Generatorklemmen ($S_{Emax} \leq 4,6$ kVA).....		36
164	Bild 4 – Anforderungen an Erzeugungseinheiten bezüglich der Blindleistungsbereitstellung an den		
165	Generatorklemmen ($S_{Emax} > 4,6$ kVA).....		36
166	Bild 5 – Blindleistungsbereitstellung bei Erzeugungseinheiten vom Typ 1 sowie vom Typ 2		
167	Brennstoffzellen mit $S_{Emax} > 4,6$ kVA		37
168	Bild 6 – P/Q-Diagramm für Typ 2 $S_{Emax} \leq 4,6$ kVA sowie Typ 1, Brennstoffzelle $S_{Emax} > 4,6$ kVA		
169	an den Generatorklemmen im Verbraucherzählpeilsystem		37
170	Bild 7 – P/Q-Diagramm für Typ 2 (nur Umrichter) $S_{Emax} > 4,6$ kVA an den Generatorklemmen im		
171	Verbraucherzählpeilsystem		37
172	Bild 8 – Standard-Q(U)-Kennlinie		39

E VDE-AR-N 4105:2024-10

173	Bild 9 – Standard-Kennlinie für Typ 2 $S_{E_{max}} \leq 4,6$ kVA sowie Typ 1, Brennstoffzelle $S_{E_{max}} >$	
174	4,6 kVA	39
175	Bild 10 – Standard-Kennlinie für Typ 2 (nur Umrichter) $S_{E_{max}} > 4,6$ kVA	39
176	Bild 11 – Veranschaulichung bei 3 Tau = 10 s	41
177	Bild 12 – Fault-Ride-Through-Grenzkurve (FRT) für den Spannungsverlauf an den	
178	Generatorklemmen für eine Erzeugungseinheit vom Typ 1	44
179	Bild 13 – Fault-Ride-Through-Grenzkurve für den Spannungsverlauf an den Generatorklemmen für	
180	eine Erzeugungseinheit vom Typ 2 und für Speicher	45
181	Bild 14 – Sequenz für den Frequenzverlauf (Überfrequenz) für den Fall 2. c) an den	
182	Generatorklemmen	50
183	Bild 15 – Sequenz für den Frequenzverlauf (Unterfrequenz) für den Fall 2. c) an den	
184	Generatorklemmen	51
185	Bild 16 – Wirkleistungsanpassung von Erzeugungseinheiten vom Typ 2 bei Über- und Unterfrequenz	
186	mit einer Statik von 5 % und Frequenzgrenzwerten von 49,8 Hz und 50,2 Hz für den Beginn	
187	der Wirkleistungsanpassung.	52
188	Bild 17 – Wirkleistungsanpassung von Speichern bei Überfrequenz mit einer Statik von 5 % bzw. bei	
189	Unterfrequenz mit einer Statik von 1,6 % und Frequenzgrenzwerten von 49,8 Hz und 50,2 Hz	
190	für den Beginn der Wirkleistungsanpassung	53
191	Bild 18 – Grenzkurven entsprechend Tabelle 6	54
192	Bild 19 – Anforderung an die Abgabeleistung der Erzeugungseinheiten	
193	im dynamischen Kurzzeitbereich	56
194	Bild A.1 – Übersichtsdarstellung zu den Begriffen Erzeugungseinheit und Erzeugungsanlage	78
195	Bild A.2 – Polradspannung eines Synchrongenerators mit einem $x_d'' \ll 1$ als ideales symmetrisches	
196	Dreiphasensystem	80
197	Bild A.3 – Ersatzschaltbild eines Synchrongenerators für den Kurzschlussfall	80
198	Bild A.4 – Prinzipielles Reglerverhalten einer Erzeugungsanlage	81
199	Bild A.5 – Positive Richtung von Spannungen und Strömen	81
200	Bild A.6 – Scheinleistungskreis	82
201	Bild B.1 – Anschluss einer einphasigen Erzeugungseinheit mit Überschusseinspeisung und einer	
202	maximalen Anschlusscheinleistung $\leq 4,6$ kVA	95
203	Bild B.2 – Anschluss von 3 einphasigen Erzeugungseinheiten mit Überschusseinspeisung und einer	
204	maximalen Anschlusscheinleistung $\leq 4,6$ kVA je Außenleiter	96
205	Bild B.3 – Anschluss von 3 dreiphasigen Erzeugungseinheiten in Überschusseinspeisung	
206	und mit zentralem NA-Schutz >30 kVA	97
207	Bild B.4 – Anschluss von 3 dreiphasigen Erzeugungseinheiten mit Volleinspeisung	98
208	Bild B.5 – Anschluss einer Erzeugungsanlage mit Anschlusscheinleistung $S_{A_{max}} > 30$ kVA mit	
209	PAV, E-Überwachung	99
210	Bild B.6 – Anschluss einer Erzeugungsanlage mit Überschusseinspeisung (EEG und KWK-G)	100
211	Bild B.7 – Beispielschaltplan in einphasiger Darstellung für Anmelde- und Dokumentationszwecke	101
212	Bild B.8 – Integration einer Neuanlage ≤ 30 kVA in eine Bestandsanlage mit zentralem NA-Schutz	102
213	Bild B.9 – Integration einer bestehenden Anlage in den neuen zentralen NA-Schutz	103
214	Bild B.10 – Integration einer Neuanlage > 30 kVA mit neuem zentralem NA-Schutz bei unverändertem	
215	Weiterbetrieb der Bestandsanlage mit bestehendem zentralem NA-Schutz	104
216	Bild B.11 – Integration einer Neuanlage, Summenleistung mit Bestand > 30 kVA, mit neuem	
217	zentralem NA-Schutz für beide Anlagen	105
218	Bild B.12 – Übersicht Ausführungsbeispiele des zentralen NA-Schutzes und des Auslöseweges zum	
219	Kuppelschalter	106

220	Bild B.13 – Integrierter PAVE-Schutz 30 kW.....	107
221	Bild B.14 – Externer PAVE-Schutz oder Anlagen ohne integrierten PAVE-Schutz	108
222	Bild B.15 – Integrierter PAVE-Schutz mit parallelen EZE bis 30 kVA	109
223	Bild B.16 – Unterschiedliche Aufgaben der Leistungsmessung S1 (PAVE-Überwachung) und S2	
224	(kaufmännisch-bilanzielle Abgrenzung)	110
225	Bild C.1 – Zählerplatz Bezugsanlage und Erzeugungsanlage ≤ 30 kVA, z. B. PV-Anlage nach B.1.....	111
226	Bild C.2 – Zählerplatz für den Anschluss einer Erzeugungsanlage mit einer maximalen	
227	Anschlusscheinleistung von $S_{Amax} \leq 30$ kVA und zentralem NA-Schutz	112
228	Bild C.3 – Zählerplatz Bezugsanlage und Erzeugungsanlagen ≤ 30 kVA, z.B. PV-Anlage und KWK-	
229	Anlage nach B.6.....	113
230	Bild C.4 – Zählerplatz für den Anschluss einer Erzeugungsanlage mit einer maximalen	
231	Anschlusscheinleistung von $S_{Amax} > 30$ kVA und max. 100 A	114
232	Bild C.5 – Zählerplatz (kann auch dezentral angeordnet sein) für den Anschluss einer	
233	Erzeugungsanlage im Selbstverbrauch bzw. in der Überschusseinspeisung ≤ 30 kVA.....	115
234	Bild D.1 – Erzeugungseinheit (Skizze Aufbau und Anschluss)	116
235	Bild D.2 – Netz (Skizze)	116
236	Tabellen	
237	Tabelle 1 – Einstellwerte für den P_{AV} , E-Schutz.....	33
238	Tabelle 2 – Frequenz-/Zeitbereiche für einen ordnungsgemäßen Betrieb der Erzeugungsanlagen und	
239	Speicher	35
240	Tabelle 3 – Dynamische Anforderungen an die netzsicherheitsbasierte Primärregelung für die	
241	Wirkleistungsstellbereiche Typ-2-EZE bzw. Erzeugungs- und Speichereinheiten sowie	
242	Speicher im unbeschränkten Stellbereich	48
243	Tabelle 4 – Dynamische Anforderungen an die netzsicherheitsbasierte Primärregelung für die	
244	Wirkleistungsstellbereiche Typ-1-EZE im beschränkten Stellbereich.....	49
245	Tabelle 5 – Gleichungen der Toleranzbänder für die Prüfung der Sprungantwort.....	55
246	Tabelle 6 – Parameter der Toleranzbänder	55
247	Tabelle 7 – Einstellwerte für den NA-Schutz.....	63
248	Tabelle A.1 – Signale und Werte für die Prüfung	83
249	Tabelle A.2 – Prüfablauf zur Prüfung 1 bei EZE bei Überfrequenz	84
250	Tabelle A.3 – Prüfablauf zur Prüfung 2 für EZE bei Überfrequenz.....	85
251	Tabelle A.4 Prüfablauf zur Prüfung 1 für EZSE und Speicher bei Überfrequenz	85
252	Tabelle D.1 – Spannungsänderung an den einzelnen Verknüpfungspunkten	118
253	Tabelle D.2 – Spannungsänderung an den einzelnen Verknüpfungspunkten (mit der Kennlinie	
254	$\cos \varphi (P)$)	118
255		
256		

257 **Vorwort**

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

260 Für diesen Entwurf einer VDE-Anwendungsregel ist die vom Lenkungskreis Systemfragen und Netzcodes
261 (SyNe) beauftragte Projektgruppe „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“ des Forums
262 Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN) zuständig.

263 Aktuelle Informationen zu diesem Dokument können über die Internetseiten von FNN (www.fnn.de) durch eine
264 Suche nach der Dokumentennummer aufgerufen werden.

265 Diese VDE-Anwendungsregel ersetzt die Ausgabe vom November 2018. Die Überarbeitung enthält not-
266 wendige Weiterentwicklungen der technischen Mindestanforderungen. Die in der VDE-Anwendungsregel
267 beschriebenen technischen Mindestanforderungen sind erforderlich, damit die Sicherheit und Zuverlässigkeit
268 des Netzbetriebes nach den Vorgaben des Energiewirtschaftsgesetzes auch mit weiterwachsendem Anteil an
269 dezentralen Erzeugungsanlagen erhalten bleibt und die in DIN EN 50160 formulierten Grenzwerte der
270 Spannungsqualität eingehalten werden können.

271 Mit dieser VDE-Anwendungsregel werden die Anforderungen an Erzeugungsanlagen des Typs A aus der
272 Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit
273 Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger (NC RfG) [1]¹ national umgesetzt.

274 Die Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit
275 Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger (NC RfG) [1] und die Elektrotechnische-Eigenschaften-
276 Nachweis-Verordnung vom 12. Juni 2017 (NELEV) [2] regeln u. a. den Nachweis der Einhaltung der
277 allgemeinen technischen Mindestanforderungen. Diese VDE-Anwendungsregel fordert nicht selbst Zertifikate
278 bzw. Konformitätsnachweise, sondern gestaltet nur die im NC RfG und der NELEV geforderten Nachweise
279 aus. Die Konkretisierung im Abschnitt 9 dieser VDE-Anwendungsregel erfolgt als Ausnahme nach dem VDE-
280 Vorstandsbeschluss vom Januar 2014.

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

283 Das Original-Dokument enthält Bilder in Farbe, die in der Papierversion in einer Graustufen-Darstellung wieder-
284 gegeben werden. Elektronische Versionen dieses Dokuments enthalten die Bilder in der originalen Farb-
285 darstellung.

286 **Änderungen**

287 Gegenüber VDE-AR-N 4105:2018-11 und VDE-AR-N 4105 Berichtigung 1:2020-10 wurden folgende
288 Änderungen vorgenommen:

- 289 a) Vereinfachung der technischen Mindestanforderungen für Erzeugungsanlagen und Speicher bis 800 VA;
- 290 b) Weiterentwicklung P_{AV,E}-Überwachung und Nulleinspeisung;
- 291 c) Q(U) als Standardverfahren für die Blindleistung (Auslieferungszustand);
- 292 d) erweiterte Anforderungen an systemstützende Eigenschaften der Erzeugungseinheiten (RoCoF, P(f) und
293 Einstellwerte des NA-Schutzes);
- 294 e) neue NA-Schutz-Varianten;
- 295 f) Anforderungen und Nachweisvorgaben für rückspeisefähige Ladeeinrichtungen;
- 296 g) Referenzierung des FNN Hinweises zum Einzelnachweisverfahren;
- 297 h) Überarbeitung der Formulare für den Anschlussprozess und Reduzierung des erforderlichen
298 Datenumfangs;
- 299 i) vereinfachter Anschlussprozess für PV-Anlagen mit und ohne Speicher bis max. 7 kVA;
- 300 j) Einarbeitung der FAQ's (z. B. NA-Schutz-Kuppelschalter-Konfiguration);
- 301 k) aktualisierte Beispiele für Zählerplatzkonfigurationen.

¹ Nummern in eckigen Klammern beziehen sich auf die Literaturhinweise.

302 1 Anwendungsbereich

303 Diese VDE-Anwendungsregel legt die wesentlichen Anforderungen fest, die beim Anschluss und Betrieb von
304 Erzeugungsanlagen und Speichern an das Niederspannungsnetz des Netzbetreibers gelten.

305 Die Anforderungen dieser Anwendungsregel gelten auch unabhängig von der Spannungsebene des
306 Netzanschlusspunktes, bei einer kumulierten installierten Leistung ≤ 500 kW mit einer vereinbarten
307 Einspeiseleistung von $P_{AV,E} \leq 270$ kW.

308 Für Erzeugungseinheiten und Speicher sind Einheitszertifikate nach Abschnitt 9 erforderlich.

309 Die Anwendungsregel dient dem Netzbetreiber, Planer und Anlagenerrichter/Elektrofachbetrieb als
310 Planungsunterlage und Entscheidungshilfe.

311 Erzeugungsanlagen sind zum Beispiel:

- 312 – Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen),
- 313 – Generatoren, die von Verbrennungskraftmaschinen angetrieben werden
- 314 – Wasserkraftanlagen,
- 315 – Windenergieanlagen,
- 316 – Brennstoffzellenanlagen.

317 Diese VDE-Anwendungsregel legt die technischen Anforderungen für Erzeugungsanlagen und Speicher fest,
318 die über VDE-AR-N 4100 hinausgehen.

319 Die VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4100 „Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an
320 das Niederspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Niederspannung)“ fasst die technischen Anforderungen
321 zusammen, die bei der Planung, bei der Errichtung, beim Anschluss und beim Betrieb von allen Kundenanlagen
322 – also von Bezugsanlagen, Erzeugungsanlagen und Speichern – an das Niederspannungsnetz des
323 Netzbetreibers zu beachten sind. In VDE-AR-N 4100 sind auch die zulässigen Grenzwerte für Netz-
324 rückwirkungen sowie grundlegende Anforderungen an Ersatzstromversorgungsanlagen beschrieben, die über
325 den zur Synchronisierung zugelassenen Kurzzeitparallelbetrieb von ≤ 100 ms parallel mit dem öffentlichen
326 Netz betrieben werden. Da diese Ersatzstromversorgungsanlagen in diesem Fall die Anforderungen für
327 Erzeugungsanlagen erfüllen müssen, werden sie im Weiteren nur dann noch explizit benannt, wenn spezielle
328 Anforderungen nur an diese Ersatzstromversorgungsanlagen bestehen.

329 Rückspeisefähige Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge gelten im Sinne dieser Anwendungsregel als
330 Speicher, solange ein Fahrzeug angeschlossen ist.

331 Diese VDE-Anwendungsregel gilt für alle Erzeugungsanlagen und Speicher, die parallel mit dem Netz des
332 Netzbetreibers betrieben werden, auch für solche, die nicht in das Netz des Netzbetreibers einspeisen sowie
333 bei einer Erweiterung oder Änderung bestehender Anlagen. Für einen bestehenden, unveränderten Teil der
334 elektrischen Anlage gibt es seitens dieser VDE-Anwendungsregel keine Anpassungspflicht, sofern eine sichere
335 und störungsfreie Stromversorgung sichergestellt ist.

336 Eine Änderung oder ein Austausch von Komponenten der Erzeugungseinheit und/oder des Speichers ist dann
337 eine wesentliche Änderung, wenn durch die Änderung oder den Austausch von Komponenten die elektrischen
338 Eigenschaften der Erzeugungseinheit und/oder des Speichers vom ursprünglichen Stand (vor der Änderung)
339 abweichen. Wesentliche Änderungen können sein:

- 340 – Erhöhung der vereinbarten Anschlussscheinleistung S_{Amax} um > 10 % (unbeschadet dessen, ist der
341 Netzbetreiber über jede Leistungsänderung, auch dauerhafte Ausserbetriebsetzung, zu informieren);
- 342 – Verschlechterung der Netzurückwirkungen derart, dass die zum Zeitpunkt der ursprünglichen Netzan-
343 schlussprüfung gültigen Netzurückwirkungs-Grenzwerte verletzt werden;
- 344 – Änderung des Schutzkonzeptes.

345 Ein einfacher Ersatz durch typgleiche oder technisch gleichwertige Erzeugungseinheiten, Speicher oder
346 Komponenten neueren Baujahres (z. B. Ersatz eines PV-Umrichters durch einen gleichwertigen PV-

E VDE-AR-N 4105:2024-10

347 Umrichter), beispielsweise aufgrund eines Defektes, ist keine wesentliche Änderung, solange sichergestellt ist,
348 dass das elektrische Verhalten nicht verschlechtert wird.

349 Bei KWK-Erzeugungseinheiten sowie für Wind- und Wasserkrafterzeugungseinheiten, Brennstoffzellen und
350 direkt mit dem Netz gekoppelten Asynchrongeneratoren mit einer Summenwirkleistung von jeweils
351 $\sum P_{E_{\max}} < 30 \text{ kW}$ ist unabhängig von der Leistung der gesamten Erzeugungsanlage für diese
352 Erzeugungseinheiten diese VDE-Anwendungsregel anzuwenden.

353 Diese VDE-Anwendungsregel gilt auch für Kleinsterzeugungsanlagen und -speicher mit einem $P_{A_{\max}} \leq 0,8 \text{ kW}$.
354 Bis zu diesem Grenzwert gelten teilweise vereinfachte Bedingungen, die in den Abschnitten 4.4 und 5.5.3
355 sowie den zugehörigen Anhängen dieser Anwendungsregel beschrieben sind.

356 Die Anforderungen an Erzeugungsanlagen gelten nicht für Anlagen, bei denen es sich eindeutig und
357 nachweislich um Prüfstände oder vergleichbare technische Sonderanlagen nach 5.5.4 handelt.

358 Die Anforderungen dieser Anwendungsregel gelten ebenfalls nicht für elektrische Antriebe, die sich temporär
359 generatorisch verhalten und Energie in das Netz des Netzbetreibers zurückspeisen. Für den Eigenschutz
360 dieser Anlagen ist der Anschlussnehmer verantwortlich.

361 2 Normative Verweisungen

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

366 DIN EN 50160, *Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen*

367 DIN EN 60034-1 (VDE 0530-1), *Drehende elektrische Maschinen – Teil 1: Bemessung und Betriebsverhalten*

368 DIN EN 60335 (VDE 0700) (alle Teile), *Sicherheit elektrischer Geräte für den Hausgebrauch und ähnliche*
369 *Zwecke*

370 DIN EN 60670-24 (VDE 0606-24), *Dosen und Gehäuse für Installationsgeräte für Haushalt und ähnliche*
371 *ortsfeste elektrische Installationen – Teil 24: Besondere Anforderungen für Gehäuse zur Aufnahme von*
372 *Schutzgeräten und ähnlichen energieverbrauchenden Geräten*

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

375 DIN EN 61000-3-11 (VDE 0838-11), *Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) – Teil 3-11: Grenzwerte –*
376 *Begrenzung von Spannungsänderungen, Spannungsschwankungen und Flicker in öffentlichen Nieder-*
377 *spannungs-Versorgungsnetzen – Geräte und Einrichtungen mit einem Bemessungsstrom $\leq 75 \text{ A}$, die einer*
378 *Sonderanschlussbedingung unterliegen*

379 DIN EN 61000-3-12 (VDE 0838-12), *Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) – Teil 3-12: Grenzwerte –*
380 *Grenzwerte für Oberschwingungsströme, verursacht von Geräten und Einrichtungen mit einem Eingangsstrom*
381 *$\geq 16 \text{ A}$ und $\leq 75 \text{ A}$ je Leiter, die zum Anschluss an öffentliche Niederspannungsnetze vorgesehen sind*

382 DIN EN 62116 (VDE 0126-2), *Photovoltaik-Wechselrichter für den Anschluss an das Stromversorgungsnetz –*
383 *Prüfverfahren für Maßnahmen zur Verhinderung der Inselbildung*

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

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

- 387 DIN EN ISO/IEC 17067, *Konformitätsbewertung – Grundlagen der Produktzertifizierung und Leitlinien für*
388 *Produktzertifizierungsprogramme*
- 389 DIN IEC 62752 (VDE 0666-10), *Ladeleitungsintegrierte Steuer- und Schutzeinrichtungen (IC-CPD) für die*
390 *Ladebetriebsart 2 von Elektro-Straßenfahrzeugen*
- 391 DIN VDE 0100 (VDE 0100) (alle Teile), *Errichten von Niederspannungsanlagen*
- 392 DIN VDE 0100-200 (VDE 0100-200), *Errichten von Niederspannungsanlagen – Teil 200: Begriffe*
- 393 DIN VDE 0100-410 (VDE 0100-410), *Errichten von Niederspannungsanlagen – Teil 4-41: Schutzmaßnahmen –*
394 *Schutz gegen elektrischen Schlag*
- 395 DIN VDE 0100-460 (VDE 0100-460), *Errichten von Niederspannungsanlagen – Teil 4-46: Schutzmaßnahmen –*
396 *Trennen und Schalten*
- 397 DIN VDE 0100-551 (VDE 0100-551), *Errichten von Niederspannungsanlagen – Teil 5-55: Auswahl und*
398 *Errichtung elektrischer Betriebsmittel – Andere Betriebsmittel – Abschnitt 551: Niederspannungsstromerzeugungseinrichtungen*
399
- 400 DIN VDE V 0100-551-1 (VDE V 0100-551-1), *Errichten von Niederspannungsanlagen – Teil 5-55: Auswahl und*
401 *Errichtung elektrischer Betriebsmittel – Andere Betriebsmittel – Abschnitt 551: Niederspannungsstromerzeugungseinrichtungen – Anschluss von Stromerzeugungseinrichtungen für den Parallelbetrieb mit anderen Stromquellen einschließlich einem öffentlichen Stromverteilungsnetz*
402
403
- 404 DIN VDE 0100-712 (VDE 0100-712), *Errichten von Niederspannungsanlagen – Teil 7-712: Anforderungen für*
405 *Betriebsstätten, Räume und Anlagen besonderer Art – Solar-Photovoltaik-(PV)-Stromversorgungssysteme*
- 406 DIN VDE 0105-100 (VDE 0105-100), *Betrieb von elektrischen Anlagen – Teil 100: Allgemeine Festlegungen*
- 407 DIN VDE V 0124-100 (VDE V 0124-100), *Netzintegration von Erzeugungsanlagen – Niederspannung – Prüf-*
408 *anforderungen an Erzeugungseinheiten vorgesehen zum Anschluss und Parallelbetrieb am Niederspannungsnetz*
409
- 410 VDE-AR-E 2510-2, *Stationäre elektrische Energiespeichersysteme vorgesehen zum Anschluss an das*
411 *Niederspannungsnetz*
- 412 VDE-AR-N 4100, *Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Niederspannungsnetz und*
413 *deren Betrieb (TAR Niederspannung)*
- 414 VDE-AR-N 4110, *Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und*
415 *deren Betrieb (TAR Mittelspannung)*
- 416 VDE-AR-N 4120, *Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz und*
417 *deren Betrieb (TAR Hochspannung)*
- 418 VDE-AR-N 4400:2019-07, *Messwesen Strom (Metering Code)*

419 **3 Begriffe und Abkürzungen**

420 **3.1 Begriffe**

421 Für die Anwendung dieses Dokuments gelten die folgenden Begriffe.

422 DIN und DKE stellen terminologische Datenbanken für die Verwendung in der Normung unter den folgenden
423 Adressen bereit:

- 424 • DIN-TERMinologieportal: verfügbar unter <https://www.din.de/go/din-term>
425 • DKE-IEV: verfügbar unter <https://www.dke.de/DKE-IEV>

- 426 **3.1.1**
427 **Anlagenbetreiber**
428 natürliche oder juristische Person mit der Gesamtverantwortung für den sicheren Betrieb der Kundenanlage,
429 die Regeln und Randbedingungen der Organisation vorgibt
- 430 **3.1.2**
431 **Anlagenerrichter**
432 Person oder Unternehmen, die/das eine elektrische Anlage errichtet, erweitert, ändert oder instand hält
433 Anmerkung 1 zum Begriff: In der Niederspannung üblicherweise der *Elektrofachbetrieb* (3.1.7).
- 434 **3.1.3**
435 **Anschlussnehmer**
436 natürliche oder juristische Person (z. B. Eigentümer), deren Kundenanlage unmittelbar über einen Anschluss
437 mit dem Netz des Netzbetreibers verbunden ist
- 438 **3.1.4**
439 **Anschlussnutzer**
440 natürliche oder juristische Person, die im Rahmen eines Anschlussnutzerverhältnisses einen Anschluss an das
441 Niederspannungsnetz zur allgemeinen Versorgung zur Entnahme oder Einspeisung von elektrischer Energie
442 nutzt
- 443 **3.1.5**
444 **Anschlussnutzeranlage**
445 Gesamtheit aller elektrischen Betriebsmittel hinter der Messeinrichtung zur Entnahme oder Einspeisung von
446 elektrischer Energie
- 447 **3.1.6**
448 **Anschlusswirkleistung für Einspeisung, vereinbarte $P_{AV,E}$**
449 zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer vereinbarte Wirkleistung der Kundenanlage für die Einspeisung
- 450 **3.1.6.1**
451 **Anschlusscheinleistung für Einspeisung, vereinbarte $S_{AV,E}$**
452 zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer vereinbarte Scheinleistung der Kundenanlage für die Ein-
453 speisung
- 454 **3.1.6.2**
455 **Regelung zur Einhaltung der vereinbarten Anschlusswirkleistung für Einspeisung**
456 **$P_{AV,E}$ -Regelung**
457 Regelungsfunktion zur Einhaltung der vereinbarten Anschlusswirkleistung für Einspeisung
- 458 **3.1.6.3**
459 **Schutzeinrichtung zur Einhaltung der vereinbarten Anschlusswirkleistung für Einspeisung**
460 **$P_{AV,E}$ -Schutz**
461 Schutzeinrichtung mit $P_{AV,E}$ -Schutz-Zertifikat
- 462 **3.1.6.4**
463 **Überwachung der vereinbarten Anschlusswirkleistung für Einspeisung**
464 **$P_{AV,E}$ -Überwachung**
465 Summe der Maßnahmen zur Einhaltung der vereinbarten Anschlusswirkleistung für Einspeisung
- 466 **3.1.7**
467 **Elektrofachbetrieb**
468 ein in ein Installateurverzeichnis -Strom- eines Netzbetreibers eingetragenes Unternehmen, das eine
469 Kundenanlage oder Teile davon errichtet, erweitert oder ändert sowie die Verantwortung für deren
470 ordnungsgemäße Ausführung übernimmt

471 **3.1.8**

472 **Ersatzstromversorgungsanlage**

473 Stromversorgungsanlage, die dazu bestimmt ist, die Funktion einer elektrischen Anlage oder von einem Teil
474 oder mehreren Teilen einer Anlage bei einer Unterbrechung der üblichen Stromversorgung aus anderen
475 Gründen als für Sicherheitszwecke aufrecht zu erhalten

476 Anmerkung 1 zum Begriff: Die Art der Erzeugungseinheiten ist nicht auf einen Generatortyp oder eine Energiequelle
477 begrenzt und umfasst z. B. Generatoren mit Verbrennungsmotoren genauso wie ausschließlich für Ersatzstrombetrieb ein-
478 gesetzte Speicher oder Brennstoffzellen mit Wechselrichter.

479 Anmerkung 2 zum Begriff: Erzeugungseinheiten, die Netzbetreiber für die Aufrechterhaltung der elektrischen Energie-
480 versorgung ihrer Netze verwenden, werden im Gegensatz dazu Netzersatzanlagen genannt.

481 [QUELLE: IEV 826-10-07, modifiziert – Anmerkungen ergänzt]

482 **3.1.9**

483 **Ersatzstromquelle**

484 **Ersatzstromerzeuger**

485 **Stromerzeugungseinrichtung für Ersatzstromspeisung**

486 Stromquelle, die dazu bestimmt ist, die Versorgung einer elektrischen Anlage oder von einem oder mehreren
487 Teilen einer Anlage bei einer Unterbrechung der üblichen Stromversorgung aus anderen Gründen als für
488 Sicherheitszwecke aufrecht zu erhalten

489 [QUELLE: IEV 826-10-08]

490 **3.1.10**

491 **Erzeugungsanlage**

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

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

495 **3.1.10.1**

496 **Erzeugungsanlage Typ 1**

497 Erzeugungsanlage, die ausschließlich Erzeugungseinheiten vom Typ 1 beinhaltet

498 Anmerkung 1 zum Begriff: Wenn mehrere Erzeugungseinheiten vom Typ 1 einen gemeinsamen EZA-Regler nutzen,
499 gelten diese Erzeugungseinheiten als nicht unabhängig voneinander betreibbar und bilden zusammen eine
500 Erzeugungsanlage vom Typ 1. (Der EZA-Regler beinhaltet in diesem Zusammenhang ausschließlich der Funktion der
501 Blindleistungsregelung)

502 **3.1.10.2**

503 **Erzeugungsanlage Typ 2**

504 Erzeugungsanlage, die nicht den Bedingungen für Typ 1 entspricht

505 **3.1.11**

506 **Erzeugungseinheit**

507 einzelne Einheit zur Erzeugung elektrischer Energie

508 Anmerkung 1 zum Begriff: Bei einer Photovoltaik-Einheit z. B. ist dies der Umrichter einschließlich der (aus Netz-Sicht)
509 nachgeschalteten Komponenten/Solarmodule. Eine Photovoltaik-Erzeugungsanlage mit zwei fest an den Zählerplatz
510 angeschlossenen Umrichtern besteht also aus zwei Erzeugungseinheiten.

511 Anmerkung 2 zum Begriff: Formelzeichen, die sich auf die Erzeugungseinheit beziehen, erhalten den Index „E“.

512 Anmerkung 3 zum Begriff: Eine Übersichtsdarstellung zu den Begriffen Erzeugungseinheit und Erzeugungsanlage ist in
513 Bild A.1 dargestellt.

514 **3.1.11.1**

515 **Erzeugungseinheit, bedingt regelbare**

516 Erzeugungseinheit, die nicht regelbar oder nur in einem eingeschränkten Wirk-Leistungsbereich von $P_{E_{max}}$
517 betrieben werden kann

E VDE-AR-N 4105:2024-10

518 **3.1.11.2**

519 **Erzeugungseinheit, regelbare**

520 Umrichter von Photovoltaikanlagen und allen anderen Erzeugungseinheiten, die im Leistungsbereich von
521 0 % P_{Emax} bis 100 % P_{Emax} betrieben werden können

522 **3.1.11.3**

523 **Erzeugungseinheit Typ 1**

524 Erzeugungseinheit, die zur Erzeugung elektrischer Energie ausschließlich einen Synchrongenerator beinhaltet,
525 der direkt mit dem Netz gekoppelt ist

526 **3.1.11.4**

527 **Erzeugungseinheit Typ 2**

528 Erzeugungseinheit, die nicht den Bedingungen für Typ 1 entspricht

529 **3.1.12**

530 **Flicker**

531 über die Wirkungskette elektrische Lampe – Auge – Gehirn entstehender subjektiver Eindruck von Schwan-
532 kungen der Leuchtdichte, der durch Spannungsschwankungen hervorgerufen wird

533 **3.1.12.1**

534 **Kurzzeit-Flickerstärke**

535 P_{st}

536 Größe zur Bewertung flickerwirksamer Spannungsschwankungen eines Zeitintervalls von 10 min

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

538 **3.1.12.2**

539 **Langzeit-Flickerstärke**

540 P_{lt}

541 Größe zur Bewertung flickerwirksamer Spannungsschwankungen eines Zeitintervalls von 120 min

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

543 **3.1.13**

544 **Generatorklemmen**

545 bei Typ-1 Erzeugungseinheiten die Klemmen des rotierenden Generators, bei umrichtergekoppelten Erzeu-
546 gungseinheiten oder Speichern die netzseitigen Anschlüsse des Umrichters

547 **3.1.14**

548 **HAN-Schnittstelle**

549 **Home Area Network-Schnittstelle**

550 Schnittstelle des Smart Meter Gateways nach TR-03109-1, über die ein authentifizierter und autorisierter
551 Anschlussnutzer die ihn betreffenden Informationen wie beispielsweise die Messwerte der ihm zugeordneten
552 Zähler oder Logeinträge abrufen kann. Zudem kann der Anschlussnutzer über diese Schnittstelle
553 nachverfolgen, wer wann welche Daten erhalten hat oder ob benutzerbezogenen Daten (z. B. Profile) geändert
554 bzw. hinzugefügt oder entfernt wurden.

555 **3.1.15**

556 **Inselnetzbildendes System**

557 System mit den notwendigen Schalt-, Steuer- und Messeinrichtungen, welches bei Netzausfall oder -
558 abschaltung einen Inselbetrieb der gesamten Kundenanlage oder Teilen der Kundenanlage erzeugt

559 Anmerkung 1 zum Begriff: Die Art der Erzeugungseinheiten ist nicht auf einen Generatortyp oder eine Energiequelle
560 begrenzt und umfasst z. B. Generatoren mit Verbrennungsmotoren genauso wie ausschließlich für Notstrombetrieb ein-
561 gesetzte Speicher oder Brennstoffzellen mit Umrichtern.

562 Anmerkung 2 zum Begriff: Erzeugungseinheiten, die Netzbetreiber für die Aufrechterhaltung der elektrischen Energie-
563 versorgung ihrer Netze verwenden, werden im Gegensatz dazu Netzersatzanlagen genannt.

- 564 **3.1.16**
 565 **Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage**
 566 **KWK-Anlage**
 567 Anlage zur gleichzeitigen Gewinnung von elektrischer Energie und Wärme
- 568 Anmerkung 1 zum Begriff: KWK-Anlagen können zum Beispiel als Verbrennungskraftmaschinen mit rotierenden
 569 Generatoren oder als Brennstoffzellen ausgeführt werden.
- 570 **3.1.17**
 571 **Kundenanlage**
 572 Gesamtheit der elektrischen Betriebsmittel hinter der Übergabestelle mit Ausnahme der Messeinrichtung zur
 573 Versorgung der Anschlussnehmer und der Anschlussnutzer
- 574 Anmerkung 1 zum Begriff: Die Kundenanlage ist identisch mit der elektrischen Anlage nach NAV [3].
- 575 **3.1.18**
 576 **Ladeeinrichtung für Elektrofahrzeuge, rückspeisefähige**
 577 Einrichtung, mit der ein Energieaustausch eines Elektrofahrzeugs über die Elektroinstallation mit dem
 578 Niederspannungsnetz in beide Energieflussrichtungen erfolgen kann
- 579 Anmerkung 1 zum Begriff: Die Ladeeinrichtung besteht entweder aus stationären Komponenten wie einer AC- oder
 580 einer DC-Ladestation oder einem nach DIN VDE 0100-722 (VDE 0100-722) errichteten Stromkreis, der für den Anschluss
 581 von ladeleitungsintegrierten Steuer- und Schutzeinrichtungen für die Ladebetriebsart 2 von Elektrofahrzeugen nach
 582 DIN IEC 62752 (VDE 0666-10) installiert worden ist.
- 583 **3.1.19**
 584 **Leistung** (Begriffssammlung)
- 585 **3.1.19.1**
 586 **Blindleistung**
 587 Q
 588 derjenige Anteil elektrischer Leistung, mit dem elektrische und magnetische Felder aufgebaut werden und der
 589 zwischen den Feldern ausgetauscht wird
- 590 Anmerkung 1 zum Begriff: Die Blindleistung ist das Produkt der sich aus den Grundsicherungen ergebenden
 591 Scheinleistung und dem Sinus des Phasenverschiebungswinkels φ zwischen der Leiter-Erde-Spannung U und dem Strom
 592 I in diesem Leiter.
- 593 **3.1.19.2**
 594 **Mindestleistung, technische**
 595 minimale, dauerhaft von einer Erzeugungseinheit abgebbare elektrische Leistung
- 596 **3.1.19.3**
 597 **Netzkurzschlussleistung**
 598 S_{kv}
 599 maßgebende minimale Netzkurzschlussleistung für die Bewertung von Netzurückwirkungen am Netzver-
 600 knüpfungspunkt sowie der dynamischen Netzstützung am Netzanschlusspunkt
- 601 Anmerkung 1 zum Begriff: In der Niederspannung die im Normalbetrieb minimal zu erwartende Kurzschlussleistung, die
 602 aus dem überlagerten Netz (in der Regel dem überlagerten Mittelspannungsnetz) ohne Berücksichtigung aller im
 603 Niederspannungsnetz angeschlossenen Erzeugungsanlagen und Motoren zugrunde gelegt wird.
- 604 **3.1.19.4**
 605 **Scheinleistung**
 606 S
 607 das Produkt der Effektivwerte aus Außenleiter-Neutralleiter-Spannung und Strom je Außenleiter
- 608 **3.1.19.5**
 609 **Scheinleistung einer Erzeugungsanlage, maximale**
 610 S_{Amax}
 611 höchster 10-Minuten-Mittelwert der Scheinleistung einer Erzeugungsanlage
- 612 Anmerkung 1 zum Begriff: S_{Amax} ist Grundlage für die Netzanschlussprüfung.

E VDE-AR-N 4105:2024-10

613 **3.1.19.6**

614 **Scheinleistung einer Erzeugungseinheit, maximale**

615 $S_{E_{max}}$

616 höchster 10-Minuten-Mittelwert der Scheinleistung einer Erzeugungseinheit

617 Anmerkung 1 zum Begriff: $S_{E_{max}}$ kann dauerhaft leistungsreduziert werden ($= S_{E_{max,red}}$). In diesem Fall gelten die

618 Bedingungen von $P_{E_{max,red}}$.

619 **3.1.19.7**

620 **Summe aller Erzeugungsanlagen und Speicher, kumuliert**

621 $\sum P_{A_{max}}$

622 Summe aller an einem Netzanschluss angeschlossenen Erzeugungsanlagen und Speicher

623 Anmerkung 1 zum Begriff: Ergibt sich aus der Summe aller maximalen Wirkleistungen $P_{A_{max}}$ hinter einem

624 Netzanschlusspunkt

625 **3.1.19.8**

626 **Wirkleistung**

627 P

628 elektrische Leistung, die für den Verbrauch oder die Erzeugung elektrischer Energie maßgebend ist und die

629 für die Umwandlung in andere Leistungen (z. B. mechanische, thermische oder chemische) verfügbar ist

630 Anmerkung 1 zum Begriff: In diesem Dokument der Grundschiwungsanteil der Wirkleistung.

631 **3.1.19.9**

632 **Wirkleistung, installierte**

633 $P_{inst.}$

634 Summe $P_{E_{max}}$, die der $P_{A,VE}$ -Überwachung unterliegt

635 **3.1.19.10**

636 **Wirkleistung der Erzeugungsanlage, maximale**

637 $P_{A_{max}}$

638 höchste Wirkleistung einer Erzeugungsanlage, die sich aus der Summe der maximalen Wirkleistungen der

639 Erzeugungseinheiten ($P_{A_{max}} = \sum P_{E_{max}}$) ergibt

640 **3.1.19.11**

641 **Wirkleistung der Erzeugungseinheit, maximale**

642 $P_{E_{max}}$

643 höchste Wirkleistung einer Erzeugungseinheit, die sich als höchstmöglicher Mittelwert während eines Zeit-

644 raumes von 10 min ergibt

645 **3.1.19.12**

646 **Wirkleistung der Erzeugungseinheit, maximale reduzierte**

647 $P_{E_{max,red}}$

648 höchster 10-Minuten-Mittelwert der Wirkleistung einer Erzeugungseinheit, welcher bei Einsatz einer

649 dauerhaften Leistungsreduzierung durch diese Erzeugungseinheit erbracht werden kann ($P_{E_{max,red}} \leq P_{E_{max}}$). Die

650 Umsetzung einer dauerhaften Leistungsreduzierung an der Erzeugungseinheit darf auch nicht durch Software-

651 Updates überschrieben werden. Eine ungewollte und unautorisierte Aufhebung der dauerhaften

652 Leistungsreduzierung ist durch eingeschränkte Zugriffsrechte / Passwortschutz sicherzustellen. Diese

653 reduzierte Leistung $P_{E_{max,red}}$ kann in allen Abschnitten dieser Anwendungsregel mit $P_{E_{max}}$ gleichgesetzt werden.

654 Anmerkung 1 zum Begriff: Trotz dauerhafter Leistungsreduzierung behält das Einheitenzertifikat seine Gültigkeit.

655 Anmerkung 2 zum Begriff: Eine Reduzierung der Primärenergie (z. B. Installation einer geringeren Modul- als

656 Umrichterleistung) allein ist nicht ausreichend. Die Verwendung von $P_{E_{max,red}}$ ist nur zulässig, wenn die Begrenzung der

657 Leistung im Umrichter bzw. der Maschinensteuerung umgesetzt ist.

658 **3.1.19.13**

659 **Wirkleistung, momentane**

660 $P_{mom,EZE}$

661 momentaner Wert der an den Generatorklemmen eingespeisten Wirkleistung, gleitend gemittelt über 200 ms

- 662 **3.1.20**
663 **Leistungsmessung am Netzanschlusspunkt**
664 technische Einrichtung (EnFluRi) zur Ermittlung der aktuellen Leistung am Netzanschlusspunkt mit
665 kommunikativer Kopplung
- 666 **3.1.21**
667 **Mischanlage**
668 Kundenanlage, bestehend aus einer Kombination von Bezugsanlage und/oder Erzeugungsanlage und/oder
669 Speichern
- 670 Anmerkung 1 zum Begriff: Folgende Kombinationen sind möglich: Bezugsanlage und Erzeugungsanlage mit einem
671 gemeinsamen Netzanschlusspunkt; Speicher allein sowie Speicher in Kombination mit Bezugsanlage/Erzeugungsanlage
672 mit einem gemeinsamen Netzanschlusspunkt.
- 673 **3.1.22**
674 **Mittelspannungsnetz**
675 Drehstromnetz der allgemeinen Versorgung mit einer Nennspannung > 1 kV bis < 60 kV
- 676 **3.1.23**
677 **Netzanschlusspunkt**
678 Netzpunkt, an dem die Kundenanlage über den Netzanschluss an das Netz der allgemeinen Versorgung an-
679 geschlossen ist
- 680 Anmerkung 1 zum Begriff: Der Netzanschlusspunkt hat vor allem Bedeutung im Zusammenhang mit der Netzplanung.
681 Eine Unterscheidung zwischen Netzanschlusspunkt und Verknüpfungspunkt ist nicht in allen Fällen erforderlich.
- 682 **3.1.24**
683 **Netzbetreiber**
684 Betreiber des Netzes der allgemeinen Versorgung für elektrische Energie
- 685 **3.1.25**
686 **Netzsicherheitsbasierte Primärregelung** (Begriffssammlung)
- 687 **3.1.25.1**
688 **Erzeugungs- und Speichereinheit, DC-gekoppelte**
689 **EZSE**
690 Speichereinheit, die mit einer Erzeugungseinheit kombiniert ist (DC-gekoppelt) und mit dieser zum Netz
691 gemeinsame AC-Klemmen nutzt sowie je nach Ausführung unterschiedliche primärseitige und sekundärseitige
692 Mindest- bzw. Maximalleistungen aufweisen kann.
- 693 **3.1.25.2**
694 **netzsicherheitsbasierte Primärregelung**
695 **entspricht LFSM-O/U**
696 außerhalb des Frequenzbereichs von 49,8 Hz bis 50,2 Hz zur Gewährleistung der Netzsicherheit erforderliche
697 Beteiligung von Erzeugungsanlagen, Erzeugungs- und Speichieranlagen sowie Speichern an der
698 Primärregelung
- 699 **3.1.25.3**
700 **marktbasierte Primärregelung**
701 **entspricht FSM, kurz: Primärregelung**
702 Primärregelung, die auf dem Regelenergiemarkt gehandelt und ausschließlich im Frequenzbereich von derzeit
703 49,8 Hz bis 50,2 Hz eingesetzt wird
- 704 **3.1.25.4**
705 **unbeschränkte netzsicherheitsbasierte Primärregelung**
706 Beiträge der netzsicherheitsbasierten Primärregelung, die keinen wesentlichen typ- und/oder
707 anlagenspezifischen Beschränkungen des Wirkleistungsgradienten innerhalb des vereinbarten
708 Wirkleistungsstellbereichs unterliegen, so dass das Zeitverhalten die Anforderungen der Kleinsignalstabilität
709 an die Primärregelung erfüllt

710 **3.1.25.5**

711 **unbeschränkter Stellbereich der netzsicherheitsbasierten Primärregelung**

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

716 Anmerkung 1 zum Begriff: Der unbeschränkte Stellbereich der netzsicherheitsbasierten Primärregelung ist der Stellbereich,
717 für den das dynamische Verhalten ausgehend von einem beliebigen stationären Arbeitspunkt (siehe auch Tabelle 3) bei
718 Frequenzabweichungen i.d.R. annähernd linear ist. Der unbeschränkte Stellbereich der PRNB stellt sicher, dass eine
719 Anlage in der Lage ist, kleine Auslenkungen von einem beliebigen zulässigen Arbeitspunkt im fiktiven Inselnetz stabil mit
720 definierter Dämpfung auszuregeln.

721 **3.1.25.6**

722 **beschränkte netzsicherheitsbasierte Primärregelung**

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

726 **3.1.25.7**

727 **beschränkter Stellbereich der netzsicherheitsbasierten Primärregelung**

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

730 **3.1.25.8**

731 **leistungsbezogene Statik der Primärregelung**

732 **s**
733 Steigung der Reglerkennlinie der Primärregelung außerhalb des Totbands, die die Änderung der Wirkleistung
734 einer Erzeugungseinheit in Abhängigkeit zu der Änderung der Netzfrequenz charakterisiert

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

739
$$s = \left| \frac{\frac{\Delta f}{f_n}}{\frac{\Delta P}{P_{\text{ref}}}} \right| \text{ bzw. } s = \left| \frac{\frac{\Delta n}{n_n}}{\frac{\Delta P}{P_{\text{ref}}}} \right|$$

740 **3.1.25.9**

741 **Kleinsignalstabilität der Primärregelung**

742 Stabilitätseigenschaft der Primärregelung einer Erzeugungsanlage im fiktiven Inselnetzbetrieb innerhalb des
743 unbeschränkten Wirkleistungsstellbereichs

744 Anmerkung 1 zum Begriff: Die Kleinsignalstabilität der Primärregelung ist dann gegeben, wenn mittels der Regeleinrichtung
745 zur Frequenzregelung kleine Störungen der Wirkleistungsbilanz stabil ausgeregelt werden können und der sich ergebende
746 neue Arbeitspunkt stabil gehalten werden kann (siehe auch Anhang A.7.5).

747 **3.1.25.10**

748 **fiktiver Inselnetzbetrieb, fiktives Inselnetz**

749 fiktive Betriebssituation zum Nachweis der Stabilität der Primärregelung, in der das Netz jenseits der EZE-
750 Klemme ausschließlich aus einer konstanten Last sowie bei Typ-2-EZE bzw. EZSE oder Speichern mit
751 netzfolgenden Umrichtern einer zusätzlich beigestellten Schwungmasse und Kurzschlussleistung besteht und
752 die EZE bzw. die EZSE oder Speicher mit dem Netz verbunden bleibt

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

756 Anmerkung 2 zum Begriff: Mit dem fiktiven Inselnetzbetrieb entsteht eine Betriebssituation, deren Stabilitätsbedingung der
757 des Inselnetzbetriebs entspricht. Beim Übergang vom regulären Netz-parallelbetrieb in eine solche Betriebssituation findet

758 keine Signalisierung der Inselnetzbetriebssituation statt. Eine Erkennung des fiktiven Inselnetzzustandes hat ausschließlich
759 über die Ermittlung und Überwachung der PRNB-Frequenzgrenzen zu erfolgen.

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

766 Anmerkung 4 zum Begriff: Im fiktiven Inselnetzbetrieb wird davon ausgegangen, dass die EZE einer EZA, die den
767 entsprechenden Anforderungen unterliegen, den o.g. Anforderungen in Summe entsprechen müssen.

768 **3.1.25.11**

769 **Typ-1-EZE-Anlaufzeitkonstante**

770 T_A

771 diejenige Zeit, die von einer Erzeugungseinheit vom Typ 1 benötigt wird, um den Turbosatz (Synchronmaschine
772 und Turbine) oder eine vergleichbare Anordnung aus Synchronmaschine und Antriebsmaschine anderer Typ-
773 1-EZE bei Nennmoment vom Stillstand auf Nenndrehzahl bzw. Nennfrequenz f_n unter Berücksichtigung der
774 Polpaarzahl p zu beschleunigen:

775
$$T_A = \frac{J_{r,E} \cdot \left(\frac{2\pi f_n}{p}\right)^2}{P_{r,E}}$$

776 Anmerkung 1 zum Begriff: Die Typ-1-EZE Anlaufzeitkonstante ist ein Maß für das Trägheitsmoment $J_{r,E}$ der
777 Erzeugungseinheit.

778 **3.1.25.12**

779 **stoßfreie Reglerumschaltung**

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

783 **3.1.25.13**

784 **Dämpfungsgrad, Dämpfungsmaß**

785 D

786 Maß für die Dämpfung eines schwingungsfähigen Systems, welches sich zu dem kleinsten Dämpfungsmaß D_1
787 ermittelt, mit:

788
$$D = \frac{\Lambda}{\sqrt{(2\pi)^2 + \Lambda^2}}$$

789 wobei Λ das logarithmische Dekrement mit $\Lambda = \ln(x_n/x_{n+1})$ der Schwingung mit dem kleinsten Dämpfungsmaß
790 definiert.

791 Anmerkung 1 zum Begriff: Die Größen x_n bzw. x_{n+1} bezeichnen dabei zwei aufeinanderfolgende Amplituden-Maxima (bzw.
792 -Minima) der betrachteten Zustandsgröße x , wobei das darauffolgende Amplituden-Maximum (bzw. Minimum) bezogen auf
793 das vorherige einen geringeren Wert annimmt. Damit lässt sich der Dämpfungsgrad neben der Ermittlung aus den
794 Eigenwerten auch direkt mittels Simulation oder Messung festlegen. Eine grafische Erläuterung des Dämpfungsgrads ist
795 unter Anhang A.6.4 zu finden.

796 **3.1.25.14**

797 **systemstützende Eigenschaft**

798 Eigenschaft einer Anlage, die hinsichtlich der Regeleinrichtung zur Wirkleistungsregelung an der EZE-Klemme
799 derart ausgelegt ist, dass sie die Stabilität des Netzes jenseits der EZE-Klemme stützt, ohne jedoch selbst
800 netzbildende Eigenschaften zu besitzen

801 Anmerkung 1 zum Begriff: Die Einheit verfügt über keine bzw. keine ausreichende eigene Schwungmasse und ist deshalb
802 auf die Hinzurechnung einer externen Schwungmasse angewiesen, zur Sicherstellung eines stabilen Regelverhaltens der
803 Wirkleistungs-Frequenzregelung im fiktiven Inselnetzbetrieb.

804 **3.1.25.15**

805 **vorübergehende Mindestleistung**

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

810 **3.1.26**

811 **Netzsicherheitsmanagement**

812 Beeinflussung der Leistungsabgabe von Erzeugungsanlagen bis zu deren kompletter Abschaltung zur Um-
813 setzung von Maßnahmen nach § 14 EnWG und nach § 13 EnWG (Systemsicherheitsmanagement)

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

816 **3.1.27**

817 **Netz- und Anlagenschutz**

818 **NA-Schutz**

819 typgeprüfte Schutzeinrichtung mit NA-Schutz-Zertifikat, in der alle Schutzfunktionen nach 6.5 installiert sind

820 **3.1.28**

821 **Netzverknüpfungspunkt**

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

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

826 **3.1.29**

827 **Niederspannungsnetz**

828 Drehstromnetz der Netzbetreiber zur allgemeinen Versorgung mit einer Nennspannung ≤ 1 kV

829 **3.1.30**

830 **Oberschwingung, harmonische**

831 v

832 sinusförmige Schwingung, deren Frequenz ein ganzzahliges Vielfaches der Grundfrequenz (50 Hz) ist

833 **3.1.31**

834 **Redispatch**

835 strom- und spannungsbedingte Anpassungen der Wirkleistungserzeugung oder des Wirkleistungsbezugs nach
836 § 13 Abs. 1 Satz 2 EnWG

837 [QUELLE: BK6-20-060 [4], modifiziert: normgerechte Darstellung]

838 **3.1.32**

839 **Schaltstelle mit Trennfunktion, jederzeit zugängliche**

840 oberirdischer Anschlusspunkt des Hausanschlusskabels an das Niederspannungsnetz des Netzbetreibers
841 (z. B. Kabelanschlussschrank, Kabelverteilerschrank, Trafostation, Hausanschlusskasten), sofern er dem
842 Personal des Netzbetreibers jederzeit uneingeschränkt zugänglich ist

843 **3.1.33**

844 **Schaltstromfaktor, maximaler**

845 k_{imax}

846 Verhältnis des größten während eines Schaltvorganges auftretenden Stromes (z. B. Anzug- oder Zuschalt-
847 strom oder der größte betriebsmäßige Abschaltstrom) zum Generator-Bemessungsstrom I_{rE} . Hierbei ist der
848 Strom als Effektivwert über eine Periode zu verstehen

- 849 $k_u(\psi)$ spannungswirksame Schaltfaktor (wird nach FGW TR 3 bestimmt) und ist im Einheitenzertifikat
850 anzugeben
- 851 **3.1.34**
852 **Schutzeinrichtung**
853 Einrichtung, die ein oder mehrere Schutzrelais sowie – soweit erforderlich – Logikbausteine enthält, um eine
854 oder mehrere vorgegebene Schutzfunktionen auszuführen
- 855 **3.1.35**
856 **Selbstüberwachung**
857 Funktion, die üblicherweise innerhalb der Schutzeinrichtung durchgeführt wird und dazu vorgesehen ist, Fehler
858 innerhalb und außerhalb der Schutzeinrichtung automatisch festzustellen
- 859 **3.1.36**
860 **Spannung** (Begriffssammlung)
- 861 **3.1.36.1**
862 **Bemessungsspannung**
863 U_r
864 Spannung eines Gerätes oder einer Einrichtung, für die das Gerät oder die Einrichtung zum dauerhaften
865 Betrieb durch eine Norm oder vom Hersteller ausgelegt ist
- 866 **3.1.36.2**
867 **Betriebsspannung**
868 U_b
869 Spannung als Effektivwert (10-Minuten-Mittelwert) der verketteten Spannung bei Normalbetrieb zu einem be-
870 stimmten Zeitpunkt an einer bestimmten Stelle des Netzes
- 871 **3.1.36.3**
872 **Nennspannung**
873 U_n
874 Spannung, durch die ein Netz oder eine Anlage bezeichnet oder identifiziert wird
- 875 **3.1.37**
876 **Spannungsänderung**
877 Δu
878 Erhöhung oder Abnahme des Effektivwertes einer Spannung, mit der Unterscheidung in langsame und schnelle
879 Spannungsänderung
- 880 Anmerkung 1 zum Begriff: Bei Angabe einer relativen Spannungsänderung wird die Spannungsänderung der ver-
881 ketteten Spannung auf die Betriebsspannung des Netzes bezogen:
- 882
$$\Delta u = \frac{\Delta U_{max}}{U_b}$$
- 883 Anmerkung 2 zum Begriff: Bei der Anschlussprüfung wird anstelle der Betriebsspannung die Nennspannung U_n
884 zugrunde gelegt.
- 885 **3.1.37.1**
886 **Spannungsänderung, langsame**
887 Erhöhung oder Abnahme der Spannung (10-Minuten-Mittel des Effektivwertes), üblicherweise aufgrund von
888 Änderungen der Gesamtlast/der Gesamteinspeisung in einem Netz oder in einem Teil des Netzes
- 889 **3.1.37.2**
890 **Spannungsänderung, schnelle**
891 eine einzelne schnelle Änderung des Effektivwertes einer Spannung zwischen zwei aufeinanderfolgenden
892 Spannungswerten mit jeweils bestimmter, aber nicht festgelegter Dauer
- 893 **3.1.38**
894 **Speicher**
895 Einheit oder Anlage, die elektrische Energie über einen Umrichter aus einer Kundenanlage, einer
896 Anschlussnutzeranlage oder aus dem öffentlichen Netz beziehen, speichern und wieder zeitlich versetzt

E VDE-AR-N 4105:2024-10

897 einspeisen kann. DC-gekoppelte Speicher sind Bestandteil der Typ-2-Erzeugungseinheit, da sie denselben
898 Umrichter wie die Typ 2 Erzeugungseinheit nutzen.

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

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

903 **3.1.39**

904 **Speicherkapazität, nutzbare**

905 die zwischen dem im Betrieb erreichbaren oberen Ladezustand und dem im Betrieb definierten Entladeschluss
906 entnehmbare Ladungsenergie

907 Anmerkung 1 zum Begriff: Entscheidend ist die Ladungsenergie, die beim Entladen mit dem Bemessungsstrom nutzbar
908 ist.

909 **3.1.40**

910 **Strom** (Begriffssammlung)

911 **3.1.40.1**

912 **Anfangs-Kurzschlusswechselstrom**

913 I_k''
914 Effektivwert des Wechselstromanteils eines zu erwartenden Kurzschlussstromes im Augenblick des Kurz-
915 schlusseintritts

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

917 **3.1.40.2**

918 **Bemessungsstrom**

919 I_r
920 Strom, der vom Hersteller für eine festgelegte Betriebsbedingung elektrischer Betriebsmittel zugeordnet ist

921 **3.1.41**

922 **übererregt**

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

925 **3.1.42**

926 **Übergabestelle**

927 technisch und räumlich definierter Ort der Übergabe elektrischer Energie aus dem öffentlichen Nieder-
928 spannungsnetz in die Kundenanlage bzw. aus der Kundenanlage in das öffentliche Niederspannungsnetz

929 Anmerkung 1 zum Begriff: Im Allgemeinen ist dies der Hausanschlusskasten.

930 **3.1.43**

931 **Umrichter**

932 Einrichtung zur Änderung einer oder mehrerer Kenngrößen elektrischer Energie

933 Anmerkung 1 zum Begriff: Kenngrößen elektrischer Energie sind zum Beispiel Spannung, Phasenzahl und Frequenz
934 einschließlich der Frequenz Null.

935 [QUELLE: IEC 61119-01, modifiziert – Definition des Begriffs wurde neu verfasst]

936 **3.1.44**

937 **untererregt**

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

940 **3.1.45**

941 **Verschiebungsfaktor**

942 **cos φ**

943 Cosinus des Phasenwinkels zwischen den Grundsicherungen einer Leiter-Erde-Spannung und des Stromes
944 in diesem Leiter

945 **3.1.46**
 946 **Wechselrichter**
 947 Umrichter, der Gleichstrom in einphasige oder mehrphasige Wechselströme umformt
 948 [QUELLE: IEC 151-13-46]

949 **3.1.47**
 950 **Wiedereinschaltung, automatische**
 951 von einer automatischen Einrichtung gesteuerte Wiedereinschaltung des einem fehlerbehafteten Teil des
 952 Netzes zugeordneten Leistungsschalters, mit der Erwartung, dass der Fehler während der Unterbrechungszeit
 953 verschwindet

954 **3.1.48**
 955 **Zwischenharmonische**
 956 μ
 957 sinusförmige Schwingung, deren Frequenz kein ganzzahliges Vielfaches der Grundfrequenz (50 Hz) ist
 958 Anmerkung 1 zum Begriff: Zwischenharmonische können auch im Frequenzbereich zwischen 0 Hz und 50 Hz auftreten.

959 **3.2 Abkürzungen**

960 Für die Anwendung dieses Dokuments gelten die folgenden Abkürzungen.

APZ	Abschlusspunkt Zählerplatz
BHKW	Blockheizkraftwerk
DGUV	Deutsche Gesetzliche Unfallversicherung e.V.
EnFluri-Sensor	Energieflussrichtungs-Sensor
EZA	Erzeugungsanlage
EZE	Erzeugungseinheit
EZSA	Erzeugungs- und Speicheranlage
EZSE	Erzeugungs- und Speichereinheit
FSM	Frequenzabhängiger Modus (en: Frequency Sensitive Mode)
iMSys	Intelligentes Messsystem
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LFSM-O	Beschränkt frequenzabhängiger Modus — Überfrequenz (en: Limited Frequency Sensitive Mode Over-Frequency)
LFSM-U	Beschränkt frequenzabhängiger Modus — Unterfrequenz (en: Limited Frequency Sensitive Mode Under-Frequency)
NAP	Netzanschlusspunkt
NA-Schutz	Netz- und Anlagenschutz
PV	Photovoltaik
PRNB	Netzsicherheitsbasierte Primärregelung (entspricht LFSM-O/U)
RfZ	Raum für Zusatzanwendungen
RoCoF	Frequenzänderungsgeschwindigkeit (en: Rate of Change of Frequency)
TRBS	Technische Regeln für Betriebssicherheit
TN-C	Kombinierter Schutz- und Neutralleiter (fr: Terre Neutre Combiné)
TN-S	Getrennter Schutz- und Neutralleiter (fr: Terre Neutre Séparé)
TT	Getrennter Schutzleiter (fr: Terre Terre)

961

962 **4 Allgemeine Rahmenbedingungen**

963 **4.1 Bestimmungen und Vorschriften**

964 Erzeugungsanlagen und Speicher sind unter Beachtung der jeweils gültigen Bestimmungen und Vorschriften
965 so zu errichten und zu betreiben, dass sie für den Parallelbetrieb mit dem Niederspannungsnetz des Netz-
966 betreibers geeignet sind und unzulässige Rückwirkungen auf das Netz oder andere Kundenanlagen aus-
967 geschlossen werden.

968 Für die Errichtung und den Betrieb der elektrischen Anlagen sind einzuhalten:

- 969 – die jeweils gültigen gesetzlichen und behördlichen Vorschriften;
- 970 – die Arbeitsschutz- und Unfallverhütungsvorschriften der zuständigen Berufsgenossenschaften;
- 971 – die gültigen DIN-Normen und DIN-VDE-Normen, insbesondere DIN VDE 0100 (VDE 0100) (alle Teile)
972 und damit auch DIN VDE V 0100-551-1 (VDE V 0100-551-1);
- 973 – VDE-AR-N 4100;
- 974 – die TAB des Netzbetreibers.

975 Das Anschließen von Erzeugungsanlagen in Überschusseinspeisung (z. B. Photovoltaik-
976 Eigenverbrauchsanlagen) und/oder Speichern sowie alle Arbeiten an der kundenseitigen elektrischen Anlage
977 dürfen nach Niederspannungsanschlussverordnung (NAV), außer durch den Netzbetreiber, nur durch einen in
978 ein Installateurverzeichnis der Netzbetreiber eingetragenen Elektroinstallateur vorgenommen werden.
979 Ausgenommen hiervon sind Instandhaltungsarbeiten hinter der Messeinrichtung. Für den Anschluss von
980 Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien und aus Grubengas, die direkt an das Netz des
981 Netzbetreibers angeschlossen werden (z. B. PV-Volleinspeisung mit Zähleranschluss säule ohne elektrische
982 Verbrauchseinrichtungen), ist die Fachkunde des Elektroinstallateurs nachzuweisen, wobei die Eintragung in
983 ein Installateurverzeichnis der Netzbetreiber dazu ausreichend ist. Das Inbetriebsetzen von
984 Kleinsterzeugungsanlagen und/oder -Kleinstspeicher mit in Summe bis max. 800 VA nach 5.5.3 ist unter den
985 dort vorgegebenen Bedingungen auch durch den Anlagenbetreiber zulässig.

986 Der Netzbetreiber darf in begründeten Einzelfällen Änderungen und Ergänzungen an zu errichtende oder
987 bestehende Anlagen verlangen, soweit dies aus Gründen der sicheren und störungsfreien Versorgung
988 notwendig ist.

989 **4.2 Anmeldeverfahren und anschlussrelevante Unterlagen**

990 Der Netzbetreiber ist bereits in der Planungsphase mit einzubinden. Die Anmeldung erfolgt entsprechend dem
991 beim Netzbetreiber verwendeten Verfahren. Bei digitalen Netzanschlussportalen sind die in den Vordrucken
992 geforderten Angaben zu verwenden.

993 Für die Anmeldung sind im Allgemeinen, unter Beachtung der TAB des Netzbetreibers sowie VDE-AR-N 4100
994 und des beim Netzbetreiber geltenden Anmeldeverfahrens, folgende Unterlagen rechtzeitig vor Beginn der
995 Ausführungen beim Netzbetreiber einzureichen:

- 996 – Anmeldung zum Netzanschluss (in der Regel Vordruck des Netzbetreibers, ansonsten Vordruck „Antrag-
997 stellung“ in E.1).
- 998 – Aufstellungsort der Erzeugungsanlage und/oder Speicher als digitaler Eintrag in einem Geosystem des
999 Netzbetreibers (in der Regel ist die Anschrift der Anlage aus E.1 ausreichend).
- 1000 – Für Erzeugungsanlagen und/oder Speicher: Für jede zugehörige Erzeugungseinheit oder Speicher ein
1001 Datenblatt mit den technischen Daten (siehe Vordruck E.2).
- 1002 – Bei Nachrüstung eines DC-gekoppelten Speichers bei vorhandenem EZSE-fähigem Wechselrichter oder
1003 Erhöhung der Speicherkapazität ist eine Anmeldung (keine Fertigmeldung) über das Formular E.2
1004 erforderlich.
- 1005 – Mit der Anmeldung zum Netzanschluss muss der Anschlussnehmer dem Netzbetreiber die ID aus der
1006 ZEREZ-Datenbank für die eingesetzten Einheiten und Komponenten (z.B. Wechselrichter, BHKW, NA-
1007 Schutz, P_{AV,E}-Schutz) mitteilen.
- 1008 – Beschreibung der Schutzeinrichtungen nach Abschnitt 6 im Vordruck E.1.

1009 – Übersichtsschaltplan des Anschlusses der Erzeugungsanlage und/oder des Speichers (ggf. einschließlich
1010 bereits vorhandener Erzeugungsanlagen und/oder Speicher) an das Niederspannungsnetz mit den Daten
1011 der eingesetzten Betriebsmittel inkl. der Anordnung der Mess- und Schutzeinrichtungen sowie der
1012 Anordnung der Zählerplätze (auch dezentrale Zählerplätze). Siehe hierzu auch Beispiel im Anhang B.1.7.

1013 ANMERKUNG: Für Einheitenzertifikate und Prüfberichte ist der Aufbau einer zentralen Datenbank bei der
1014 Fördergesellschaft Windenergie und andere Dezentrale Energien (FGW) vorgesehen – ZEREZ – Zentrales Register für
1015 Einheiten- und Komponentenzertifikate. Die dort hinterlegten Zertifikate und Prüfberichte ersetzen das Einreichen einzelner
1016 Zertifikate und Prüfberichte im Zuge des Anmeldeverfahrens.

1017 **4.3 Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage und/oder des Speichers**

1018 Für die Inbetriebsetzung wendet der Anlagenerrichter das beim Netzbetreiber verwendete Verfahren an. Für
1019 Erzeugungsanlagen und Speicher > 30 kW übermittelt der Anlagenbetreiber spätestens eine Woche vor der
1020 geplanten Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage und/oder des Speichers dem Netzbetreiber den Inbetrieb-
1021 setzungsauftrag.

1022 Die Inbetriebsetzung einer Erzeugungsanlage oder eines Speichers ohne Zustimmung des Netzbetreibers
1023 kann die Sicherheit des Netzbetriebes und die Spannungsqualität im Netz gefährden und ist nicht zulässig.

1024 Bei Inbetriebsetzung von wärmegeführten KWK-Anlagen mit monovalenter Betriebsweise (kein weiterer
1025 Wärmeerzeuger vorhanden) ist eine möglichst rasche Inbetriebsetzung anzustreben.

1026 Die Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage und/oder des Speichers nimmt der Anlagenerrichter vor. Nach
1027 EEG §8 Abs.6 (Stand 2023) ist die Anwesenheit des Netzbetreibers bei Inbetriebsetzungen von
1028 Erzeugungsanlagen und Speichern ≤ 30 kW nur ausnahmsweise im begründeten Einzelfall erforderlich. Bei
1029 Erzeugungsanlagen und Speichern > 30 kW stimmen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber ab, ob hierzu die
1030 Anwesenheit des Netzbetreibers erforderlich ist und vereinbaren ggf. einen gemeinsamen Termin. Über die
1031 Inbetriebsetzung ist durch den Anlagenerrichter ein Inbetriebsetzungsprotokoll (siehe Vordruck E.7)
1032 anzufertigen.

1033 Mit dem Inbetriebsetzungsprotokoll bestätigt der Anlagenerrichter, dass die Erzeugungsanlage und/oder der
1034 Speicher nach den jeweils gültigen VDE-Bestimmungen, insbesondere dieser VDE-Anwendungsregel,
1035 VDE-AR-N 4100 und den technischen Anschlussbedingungen des Netzbetreibers errichtet wurde. Der An-
1036 lagenerrichter hat den Anlagenbetreiber einzuweisen und eine vollständige Dokumentation inkl. Schaltplan und
1037 Inbetriebsetzungsprotokoll (siehe Abschnitt B.7) zu übergeben. Ein Exemplar des Inbetriebsetzungsprotokolls
1038 erhält der Netzbetreiber.

1039 Bei der Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage und/oder des Speichers ist wie folgt vorzugehen:

1040 – Besichtigung der Anlage.

1041 – Vergleich des Anlagenaufbaus mit der Planungsvorgabe.

1042 – Vergleich des Aufbaus der Abrechnungsmessung mit den vertraglichen und technischen Vorgaben.

1043 – Durchführen einer Anlaufkontrolle der Zähler für Lieferung und ggf. Bezug.

1044 – Da Ein- und Ausschaltvorgänge die Lebensdauer reduzieren, sollten Brennstoffzellen bei deren Inbe-
1045 triebsetzung nicht ausgeschaltet werden. Brennstoffzellen dürfen in Absprache mit dem Netzbetreiber vor
1046 der Inbetriebsetzung eingeschaltet werden und Strom erzeugen.

1047 ANMERKUNG: Die Anfahrprozesse von Brennstoffzellen und damit der Beginn der Stromabgabe in das Netz variieren
1048 je nach Typ von wenigen Minuten bis zu mehreren Stunden.

1049 – Überprüfung der Symmetriebedingung (siehe VDE-AR-N 4100, 5.6).

1050 – Wenn ein Netzsicherheitsmanagement gefordert wird, ist die technische Einrichtung zu überprüfen (siehe
1051 5.7.4.2).

1052 – Überprüfung der Einstellung der vom Netzbetreiber geforderten Blindleistungseinspeisung für die statische
1053 Spannungshaltung.

1054 – Überprüfung der Funktionsweise der $P_{AV, E}$ -Überwachung, wenn für die Anschlusskonstellation not-
1055 wendig.

E VDE-AR-N 4105:2024-10

1056 – Überprüfung der Einrichtung zur Überwachung der maximalen Anschlusscheinleistung (wenn die Über-
1057 wachung vom Netzbetreiber gefordert wird).

1058 – Einweisung des Anlagenbetreibers durch den Anlagenerrichter.

1059 Im Falle des zentralen NA-Schutzes (Netz- und Anlagenschutz; siehe Abschnitt 6) ist weiterhin zur Prüfung des
1060 Auslösekreises „NA-Schutz – Kuppelschalter“ vom Anlagenerrichter ein Auslösetest vorzunehmen. Der
1061 zentrale NA-Schutz muss dazu über eine Möglichkeit verfügen, die Auslösung des Kuppelschalters vor Ort zu
1062 prüfen (z. B. über eine Prüftaste). Am Kuppelschalter muss die Auslösung visualisiert sein. Außerdem ist zu
1063 überprüfen, dass eine Unterbrechung des Auslösekreises zwischen zentralem NA-Schutz und Kuppelschalter
1064 zur Ausschaltung des Kuppelschalters führt.

1065 Der Einstellwert für den Spannungssteigerungsschutz $U >$ in dem NA-Schutz, der dem Netzanschluss am
1066 nächsten liegt (dies kann der zentrale, aber auch der integrierte NA-Schutz sein), ist hinsichtlich der Einstellung
1067 auf $1,1 U_n$ zu kontrollieren, ggf. auf $1,1 U_n$ zu ändern und im Inbetriebsetzungsprotokoll E.7 zu dokumentieren.

1068 Bei Drehstrommaschinen ist für die Funktionskontrolle eine Abschaltung aller Außenleiter der
1069 Erzeugungsanlage, z.B. am zentralen Zählerplatz, vorzunehmen. Alternativ darf auch ein Außenleiter des NA-
1070 Schutzes vom Netz getrennt werden. Dazu kann entweder eine Sicherung des NA-Schutzes entfernt oder,
1071 wenn eine solche vorhanden ist, die Prüfklemmleiste zur Trennung genutzt werden. Bei allen diesen
1072 vorgenannten Verfahren, muss eine unmittelbare Auslösung des NA-Schutzes und eine unmittelbare
1073 Abschaltung der Erzeugungsanlage vom Netz erfolgen.

1074 Sowohl zentraler als auch integrierter NA-Schutz sind nach der Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage
1075 und/oder des Speichers zu plombieren oder mit einem Passwortschutz zu versehen. Das Passwort darf dem
1076 Anlagenbetreiber nicht zugänglich gemacht werden.

1077 Für Erzeugungsanlagen mit einem $P_{Amax} < 135$ kW ist mit Vorlage der Unterlagen nach 4.2 und 4.3 das
1078 Betriebserlaubnisverfahren des NC RfG abgeschlossen. Für Erzeugungsanlagen mit einem $P_{Amax} \geq 135$ kW
1079 erteilt der Netzbetreiber eine Endgültige Betriebserlaubnis entsprechend des NC RfG (siehe E.8).

1080 4.4 Vereinfachter Anmelde- und Inbetriebsetzungsprozess

1081 Neben dem Standard Anmelde- und Inbetriebsetzungsprozess nach 4.2 und 4.3 ist für eine neu zu errichtende
1082 PV-Anlage mit oder ohne Speicher bis max. 7 kVA (Wechselrichter-Ausgangsleistung S_{Amax}) und eine
1083 Kleinsterzeugungsanlagen und/oder Kleinstspeicher mit in Summe $S_{Amax} \leq 800$ VA ein vereinfachter
1084 Anschlussprozess anzuwenden.

1085 4.4.1 Vereinfachter Anschlussprozess für eine neu zu errichtende PV-Anlage mit oder ohne 1086 Speicher bis max. 7 kVA (Vordruck E.1.1)

1087 Für den vereinfachten Anschlussprozess müssen die folgenden Bedingungen erfüllt sein:

1088 – vorhandener Netzanschlusspunkt mit elektronischem Zwei-Richtungs-Zähler (\Rightarrow);

1089 – erste Erzeugungsanlage in/an/auf einem Gebäude oder einer baulichen Anlage oder Freifläche
1090 § 48 (1) EEG 1a;

1091 – die Erzeugungsanlage muss nicht mit einer anderen Erzeugungsanlage mit separatem Netzanschluss auf
1092 diesem Grundstück zusammengefasst werden (z. B. für die Vergütungseinordnung);

1093 – Betriebsweise Überschusseinspeisung (Eigenversorgung);

1094 – falls ein Speicher geplant ist, wird dieser im Betriebsmodus „kein Bezug aus und keine Einspeisung in das
1095 Netz des Netzbetreibers“ mit Einsatz eines Energieflussrichtungssensors (EnFluRi) betrieben;

1096 – Wechselrichter von PV-Anlage und Speicher sind bei $> 4,6$ kVA Leistung als Drehstromgerät ausgeführt;

1097 4.4.2 Vereinfachter Anschlussprozess für eine Kleinsterzeugungsanlagen und/oder Kleinstspeicher 1098 mit in Summe $S_{Amax} \leq 800$ VA (Vordruck E.1.2)

1099 Für den vereinfachten Anschlussprozess müssen die folgenden Bedingungen erfüllt sein:

- 1100 – Die maximale Erzeugungsleistung S_{Amax} von 800 VA wird nicht überschritten und es werden über diese
1101 maximale Erzeugungsleistung hinaus keine weiteren Kleinst-Erzeugungsanlagen, z. B. steckerfertige PV-
1102 Anlagen betrieben.
- 1103 – Die Stromerzeugungsanlage entspricht den Bedingungen der VDE-Anwendungsregel
1104 VDE-AR-N 4105:2018-11 „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“. Ein entsprechendes
1105 Einheiten- und NA-Schutz-Zertifikat zur Konformität sind vorhanden und können auf Nachfrage vorgelegt
1106 werden.
- 1107 – Der Anschluss erfolgte nach der Installationsnorm DIN VDE 0100-551 und bei steckerfertigen
1108 Erzeugungsanlagen zusätzlich nach der Gerätenorm E DIN VDE V 0126-95.
- 1109 Wenn es sich ausschließlich um eine PV-Anlage und Verzicht auf eine Vergütung der eingespeisten Energie
1110 handelt, dann besteht eine gesetzliche Anmeldepflicht für diese Kleinsterzeugungsanlage ausschließlich im
1111 Marktstammdatenregister auf der Internetplattform der Bundesnetzagentur.

1112 5 Netzanschluss

1113 5.1 Grundsätze für die Festlegung des Netzanschlusspunktes

1114 Erzeugungsanlagen und Speicher sind an einem geeigneten Punkt im Netz, dem Netzanschlusspunkt, anzu-
1115 schließen. Anhand der in 4.2 aufgeführten Unterlagen ermittelt der Netzbetreiber den geeigneten Netz-
1116 anschlusspunkt, der auch unter Berücksichtigung der Erzeugungsanlage und des Speichers einen sicheren
1117 Netzbetrieb sicherstellt und an dem die beantragte Leistung aufgenommen und übertragen werden kann.
1118 Entscheidend für eine Netzanschlussbeurteilung ist stets das Verhalten der Erzeugungsanlage und des
1119 Speichers am Netzanschlusspunkt bzw. am Verknüpfungspunkt. Damit soll sichergestellt werden, dass die
1120 Erzeugungsanlage bzw. der Speicher ohne störende Rückwirkungen betrieben und die Versorgung anderer
1121 Kunden nicht beeinträchtigt wird. Ein Beispiel für die Anschlussbeurteilung von Erzeugungsanlagen ist in
1122 Anhang D aufgeführt.

1123 Bei der Ermittlung der Netzverträglichkeit teilt der Netzbetreiber dem Anschlussnehmer die maximal
1124 installierbare und ins Netz einspeisbare Wirkleistung mit. Es besteht auch die Möglichkeit darüber hinaus
1125 zwischen Anschlussnehmer und Netzbetreiber eine Einspeisewirkleistung $P_{AV,E}$ zu vereinbaren.

1126 Grundsätzlich werden Erzeugungsanlagen und Speicher an die Übergabestelle der Bezugsanlage oder
1127 innerhalb der Bezugsanlage angeschlossen.

1128 Anmerkung 1: Bei Anlagenleistungen ≤ 30 kW je Grundstück und einem bestehenden Netzanschluss gilt gemäß
1129 § 8 EEG (2023) dieser Anschlusspunkt des Grundstückes mit dem Netz als günstigster Netzanschlusspunkt.

1130 Anmerkung 2: Weitere Informationen sind im FNN-Hinweis „Ermittlung Netzanschlusspunkt für Anlagen nach
1131 EEG/KWKG“ beschrieben.

1132 Mehrere Anschlüsse in einem Gebäude sind nur zulässig, wenn der Anschluss und Betrieb der Erzeugungs-
1133 anlage oder des Speichers über einen Netzanschluss nicht sicherzustellen ist. Abweichungen von diesem
1134 Grundsatz sind mit dem Netzbetreiber abzustimmen. Dabei ist sicherzustellen, dass hinter der Übergabestelle
1135 die Erzeugungsanlage bzw. der Speicher von der übrigen Verbrauchsanlage des Kunden elektrisch eindeutig
1136 getrennt ist. Alle Übergabestellen sind mit einem Hinweis auf die Örtlichkeit der jeweils anderen
1137 Übergabestellen zu versehen. Jede separate Übergabestelle ist je nach Verwendung laut den Vorgaben der
1138 VDE-AR-N 4100, Abschnitt 5.2 zu kennzeichnen.

1139 Erzeugungsanlagen und Speicher, die auf Grundstücken mit eigenem Netzanschluss installiert sind, dürfen
1140 grundsätzlich nur über diesen Netzanschluss einspeisen. Bei Anlagenleistungen > 30 kW kann ein vom
1141 Netzanschluss des Grundstücks abweichender Netzanschlusspunkt ermittelt werden (§ 8 EEG (2023)).
1142 Erzeugungsanlagen und Speicher, die auf verschiedenen Grundstücken mit jeweils eigenem Netzanschluss
1143 installiert sind, dürfen grundsätzlich nicht zusammengefasst an einem Netzanschlusspunkt an das Netz des
1144 Netzbetreibers angeschlossen werden. Gleiches gilt für Erzeugungsanlagen und Speicher, die auf verschie-
1145 denen Gebäuden mit jeweils eigenem Netzanschluss installiert sind.

E VDE-AR-N 4105:2024-10

1146 Solarmodule, die auf benachbarten Gebäuden mit eigenen Netzanschlüssen installiert sind, dürfen DC-seitig
1147 zusammengefasst und über Umrichter an einem Netzanschlusspunkt an das Netz des Netzbetreibers
1148 angeschlossen werden. Die Übergabestellen sind zu kennzeichnen.

1149 Die Beurteilung der Anschlussmöglichkeit unter dem Gesichtspunkt der Netzzrückwirkungen erfolgt anhand der
1150 Impedanz des Netzes am Verknüpfungspunkt (Netzkurzschlussleistung, Resonanzen), der maximalen
1151 Anschlussscheinleistung sowie der Art und Betriebsweise der Erzeugungsanlage bzw. des Speichers. Dabei
1152 werden der normale Schaltzustand und der ungestörte Betrieb des Netzes zugrunde gelegt. Sofern mehrere
1153 Erzeugungsanlagen bzw. Speicher im gleichen Niederspannungsnetz angeschlossen sind, muss deren
1154 Gesamtwirkung betrachtet werden. Bei wartungs- oder störungsbedingten Schaltungsänderungen kann es für
1155 den ermittelten Netzanschlusspunkt erforderlich sein, die Erzeugungsanlage bzw. den Speicher vorüber-
1156 gehend in ihrer Leistung zu reduzieren oder vom Netz abzuschalten. Anschlussbeispiele befinden sich in
1157 Anhang B (siehe Bild B.1 bis Bild B.6).

1158 Bei Typ-1-Anlagen ist aus Systemstabilitätsgründen zur Erfüllung der Anforderungen der dynamischen Netz-
1159 stützung und der statischen Spannungshaltung eine bestimmte Mindestkurzschlussleistung am Netzan-
1160 schlusspunkt S_{KV} erforderlich. Diese Mindestkurzschlussleistung ist bei der Anschlussbeurteilung von Typ-1-
1161 Anlagen vom Netzbetreiber mit folgendem vereinfachten Verfahren zu überprüfen:

- 1162 – Die Netzkurzschlussleistung an der Niederspannungs-Sammelschiene des einspeisenden Ortsnetztrans-
1163 formators $S_{K\ NS-SS}$ muss mindestens das 10-Fache der Summe der Scheinleistungen aller in diesem
1164 Niederspannungsnetz angeschlossenen Typ-1-Anlagen betragen ($S_{K\ NS-SS} \geq 10 \cdot \sum S_{Amax}$) (Typ-1-Anlagen
1165 des gesamten NS-Netzes des Ortsnetztransformators) und
- 1166 – am Netzanschlusspunkt muss die Netzkurzschlussleistung S_{KV} mindestens das 10-Fache der Summe der
1167 Scheinleistungen aller an diesem Netzanschlusspunkt anzuschließenden Typ-1-Anlagen betragen. Dabei
1168 ist zu beachten, dass die Scheinleistungen der Typ-1-Anlagen an diesem Netzanschlusspunkt selbst und
1169 am nachfolgenden Niederspannungsnetz bis zur Normal-Trennstelle bzw. bis zum Leitungsende zu
1170 addieren sind.

1171 Werden die Grenzwerte nicht eingehalten, darf die Erzeugungsanlage nicht angeschlossen werden.

1172 5.2 Bemessung der Netzbetriebsmittel

1173 Erzeugungsanlagen und Speicher können durch ihre Betriebsweise eine höhere Belastung von Leitungen,
1174 Transformatoren und anderen Betriebsmitteln des Netzes verursachen. Daher überprüft der Netzbetreiber die
1175 Übertragungsfähigkeit der Netzbetriebsmittel im Hinblick auf die angeschlossenen Erzeugungsanlagen und
1176 Speicher nach den einschlägigen Bemessungsvorschriften.

1177 Es ist mit der maximalen Scheinleistung der Summe aller Erzeugungsanlagen und Speicher $\sum S_{Amax}$ zu
1178 rechnen. Der nicht rückspeisefähige Speicher ist hierbei nicht zu berücksichtigen.

1179 Für den Fall, dass eine maximale Anschlusswirkleistung $P_{AV,E}$ vereinbart wurde, gilt $S_{AV,E} = P_{AV,E} / \cos \varphi$ anstelle
1180 von $\sum S_{Amax}$. Für $\cos \varphi$ ist der maximale Wert anzusetzen, der sich aus den Vorgaben des Netzbetreibers für
1181 die Erzeugungsanlage nach Abschnitt 5.7.2 ergibt.

1182 5.3 Zulässige Spannungsänderung

1183 Im ungestörten Betrieb des Netzes darf der Betrag der von allen Erzeugungsanlagen und Speichern mit
1184 Netzanschlusspunkt in einem Niederspannungsnetz verursachten langsamen Spannungsänderung an keinem
1185 Verknüpfungspunkt in diesem Netz einen Wert von 3 % gegenüber der Spannung ohne Erzeugungsanlagen
1186 und Speichern überschreiten:

$$1187 \quad \Delta u_a \leq 3 \% \quad (1)$$

1188 Nach Maßgabe des Netzbetreibers kann von dem Wert von $\Delta u_a \leq 3 \%$ abgewichen werden (z. B. bei Einsatz
1189 eines regelbaren Ortsnetztransformators).

1190 ANMERKUNG Abhängig vom resultierenden Verschiebungsfaktor aller Erzeugungsanlagen und Speicher kann die
1191 Spannungsänderung positiv oder negativ werden, also eine Spannungsanhebung oder -absenkung erfolgen.

1192 Bei der Berechnung der Spannungsänderung ist der Verschiebungsfaktor zu berücksichtigen, der bei der
1193 maximalen Anschlussscheinleistung der Erzeugungsanlage S_{Amax} vom Netzbetreiber vorgegeben wird.

1194 **5.4 Netzurückwirkungen**

1195 Die zulässigen Grenzwerte für Netzurückwirkungen sind auch für Erzeugungsanlagen und Speicher in VDE-AR-
1196 N 4100, 5.6, beschrieben. Für die Anschlussbewertung von Erzeugungsanlagen und Speichern stellt der
1197 Anschlussnehmer dem Netzbetreiber die ausgefüllten Vordrucke E.2 bis E.7 zur Verfügung.

1198 **5.5 Anschlusskriterien**

1199 **5.5.1 Allgemeines**

1200 Beim Anschluss einer Erzeugungsanlage oder eines Speichers sind die technischen Anschlussbedingungen
1201 des Netzbetreibers einzuhalten.

1202 Im Falle einer Volleinspeisung in das Netz des Netzbetreibers ist die Anschlussleitung der Erzeugungsanlage
1203 fest am Zählerplatz anzuschließen; der Zählerplatz ist dann nach VDE-AR-N 4100 und der TAB des Netz-
1204 betreibers auszuführen. Dabei erfolgt die Einspeisung auf den Zählerplatz immer über den anlagenseitigen
1205 Anschlussraum.

1206 Im Falle einer Überschusseinspeisung (z. B. nach EEG oder KWK-G) kann die Anschlussleitung der
1207 Erzeugungsanlage zentral am Zählerplatz oder dezentral in einer Unterverteilung angeschlossen werden. Die
1208 Zählerplätze für die Erzeugungszähler (siehe Abschnitt 7 und Anschlussbeispiele in Anhang B) müssen dann
1209 folgendermaßen ausgeführt sein:

1210 a) bei zentraler Anordnung nach VDE-AR-N 4100;

1211 b) bei dezentraler Anordnung neben der Erzeugungsanlage nach VDE-AR-N 4100 oder – bei KWK-G-
1212 Anlagen – im Kleinverteiler nach DIN EN 60670-24 (VDE 0606-24), auch mit Hutschienenzähler, welcher
1213 die Anforderungen des § 29 MsbG an eine moderne Messeinrichtung bzw. ein intelligentes Messsystem
1214 erfüllt;

1215 c) bei KWK-G-Anlagen und dezentraler Anordnung in der Erzeugungseinheit unter Berücksichtigung der
1216 Spezifikationen der gewählten Zählerbauart und der Produktnorm der Erzeugungseinheit.

1217 ANMERKUNG Bei dezentraler Anordnung des Erzeugungszählers nach b) oder c) können sich weitere Aufwendungen
1218 für die Kommunikations- und Steuerfähigkeit der Erzeugungsanlage ergeben.

1219 Bei KWK-G-Anlagen darf der Anlagenbetreiber den Betrieb des Nettostromzählers selbst übernehmen, wenn
1220 er die gesetzlichen Anforderungen, die das MsbG an einen Dritten als Messstellenbetreiber stellt, erfüllt. Der
1221 Nettostrom ergibt sich aus dem Bruttostrom (an der Generatorklemme) abzüglich des Eigenbedarfes. Nur bei
1222 interner Strommessung können die Verbraucher dem Brutto- oder dem Nettostrom zugeordnet werden.

1223 Der Betrieb des unter c) aufgeführten Netto-Stromzählers darf auch durch einen dritten Messstellenbetreiber
1224 realisiert werden.

1225 Beispiele für Zählerplatz-Konfigurationen sind in Anhang C dargestellt.

1226 **5.5.2 Leistungsüberwachung am Netzanschlusspunkt**

1227 **5.5.2.1 Anforderungen an die Leistungsmessung am Netzanschlusspunkt (EnFluRi)**

1228 Für die Leistungsüberwachung am Netzanschlusspunkt oder ggf. dem Anschlusspunkt der
1229 Anschlussnutzeranlage ist eine Leistungsmessung (EnFluRi) erforderlich, die für Überwachungs- und
1230 Regelfunktionen genutzt wird.

1231 Folgende Grundsätze sind zu beachten:

1232 – Die Leistungsmessung kann für verschiedene Funktionen der Anlage genutzt werden, wie z.B. $P_{AV,E}$ -
1233 Regelung & $P_{AV,E}$ -Schutz oder Regelung des Speichers (bilanzielle Anforderung)

E VDE-AR-N 4105:2024-10

- 1234 – Die Leistungsmessung ist am zentralen Zählerplatz in einem Verteilerfeld umzusetzen. Sofern bei
 - 1235 Kundenanlagen mit mehreren Anschlussnutzeranlagen die Leistung am Netzanschlusspunkt erfasst
 - 1236 werden soll, dürfen Stromsensoren entsprechend VDE-AR-N 4100, Abschnitt 6.4 im ungezählten Bereich
 - 1237 installiert werden
 - 1238 – Messgröße: richtungsselektive Wirkleistung, saldiert über alle Außenleiter des Netzanschlusses
 - 1239 – Die Messgenauigkeit der Leistungsmessung (gesamte Messkette ggf. inkl. Wandler) muss der
 - 1240 Genauigkeitsklasse A für Energiezähler entsprechen.
 - 1241 – Für bilanzielle Anforderungen bei Speichersystemen muss ein Ausfall der Leistungsmessung am
 - 1242 Netzanschlusspunkt (EnFluRi) innerhalb von einer Minute zu einem Systemverhalten führen, das ein
 - 1243 Verletzen der bilanziellen Anforderungen verhindert. Das Speichersystem darf zur Verhinderung einer
 - 1244 Tiefentladung und damit zur Verhinderung seiner Beschädigung unabhängig der bilanziellen Anforderung
 - 1245 betrieben werden.
- 1246 Die Erfüllung der bilanziellen Anforderungen ist mittels einer Konformitätserklärung durch den Hersteller mit
- 1247 Verweis auf diese Anwendungsregel, 5.5.2.1 nachzuweisen.

1248 5.5.2.2 $P_{AV,E}$ -Überwachung (Einspeisebegrenzung)

- 1249 Die $P_{AV,E}$ -Überwachung ist erforderlich, wenn die mit dem Netzbetreiber am Netzanschlusspunkt vereinbarte
- 1250 Einspeiseleistung $P_{AV,E}$ kleiner ist als die Summe der installierten maximalen Anschluss-Wirkleistung aller
- 1251 Erzeugungsanlage(n) und/oder Speicher an diesem Netzanschlusspunkt. Dies gilt bis zu einer Leistung von
- 1252 $P_{AV,E}=0$ kW (Nulleinspeisung).

1253 Die Möglichkeit der Nutzung der $P_{AV,E}$ -Überwachung ist zwischen Anlagen- und Netzbetreiber zu vereinbaren.

- 1254 Anmerkung: Bei Anlagen mit einer installierten Wirkleistung kleiner gleich 30 kW kann die $P_{AV,E}$ -Überwachung dazu
- 1255 genutzt werden, um eine Erzeugungsanlage am bestehenden Netzanschluss eines schon ausgelasteten Netzes
- 1256 anzuschließen, bevor der notwendige Netzausbau abgeschlossen ist. Bei Anlagen größer 30 kW kann eine höhere
- 1257 Wirkleistung der Erzeugungsanlage installiert werden als die maximal mögliche Einspeiseleistung an dem vorhandenen
- 1258 Netzanschlusspunkt. Auch die Wahl eines kostengünstigeren, bzw. näher gelegenen Netzanschlusspunkt oder die
- 1259 Vermeidung oder Verschiebung des Ausbaus des vorgelagerten Netzes kann hierdurch ermöglicht werden.

1260 Auch bei einer Nulleinspeisung ist ein Zwei-Richtungs-Zähler zu verwenden.

- 1261 Die $P_{AV,E}$ -Überwachung besteht aus einem zertifizierten $P_{AV,E}$ -Schutz und einem $P_{AV,E}$ -Regler. Die
- 1262 Messwerte für den $P_{AV,E}$ -Schutz und den $P_{AV,E}$ -Regler können durch ein und dasselbe Leistungsmessgerät
- 1263 (EnFluRi) erfasst werden. Der $P_{AV,E}$ -Schutz muss unabhängig vom $P_{AV,E}$ -Regler die Grenzwerte überwachen.

1264 Der $P_{AV,E}$ -Schutz kann

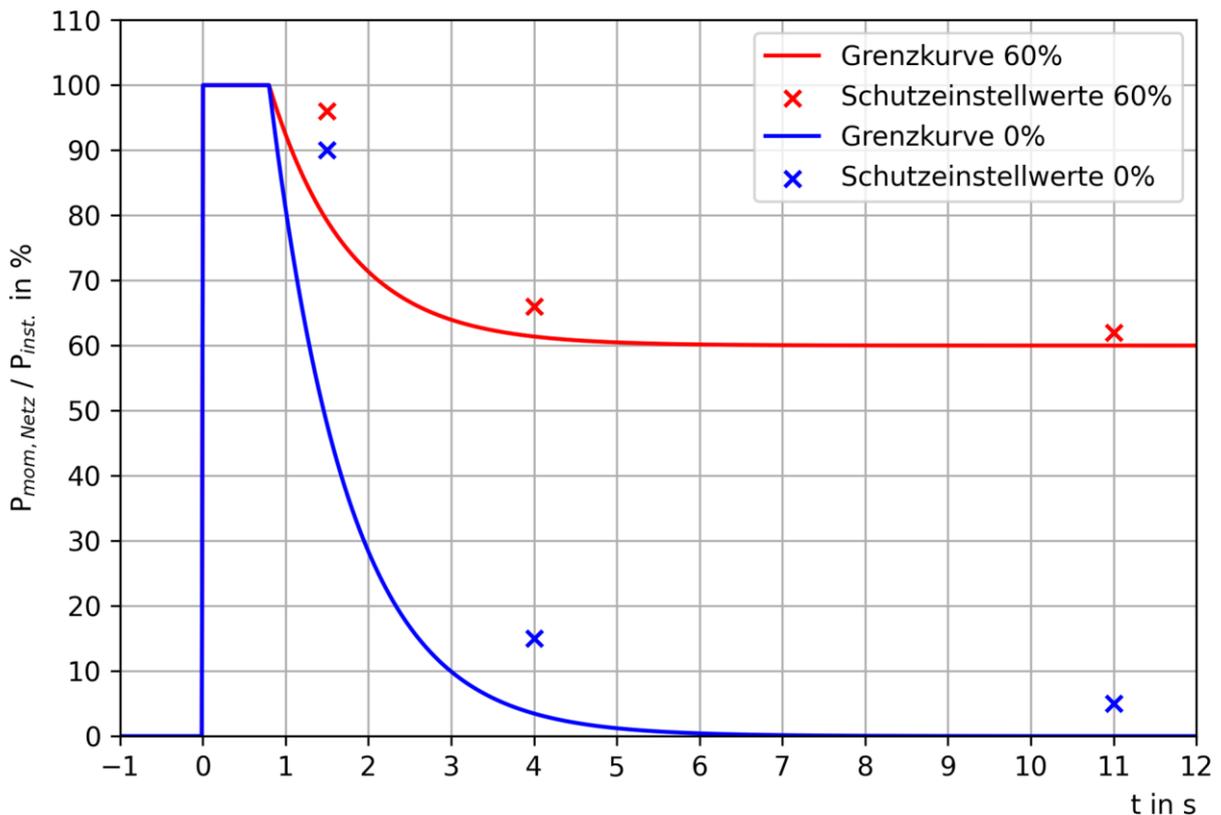
- 1265 – als eigenständiges Betriebsmittel am zentralen Zählerplatz nach VDE-AR-N 4100, Abschnitt 7.1 oder
- 1266 – in einem dafür geeigneten Stromkreisverteiler nach VDE-AR-N 4100, Abschnitt 8 zentral oder dezentral
- 1267 installiert werden
- 1268 – Bis zu einer Anlagenscheinleistung $S_{Amax} \leq 30$ kVA kann der $P_{AV,E}$ -Schutz auch Bestandteil einer
- 1269 Erzeugungseinheit, eines Speichers oder einer rückspeisefähigen Ladeeinrichtung für Elektrofahrzeuge
- 1270 sein.

1271 Der $P_{AV,E}$ -Regler kann

- 1272 – als eigenständiges Betriebsmittel installiert oder
- 1273 – in einem $P_{AV,E}$ -Schutz
- 1274 – in einer Erzeugungseinheit
- 1275 – in einem Speicher
- 1276 – in einer rückspeisefähigen Ladeeinrichtung

1277 integriert sein.

1278 Der $P_{AV,E}$ -Regler regelt die Summenwirkleistung aller Außenleiter ($P_{mom, Netz}$) der in das Niederspannungsnetz
 1279 eingespeisten Wirkleistung und bildet den Vergleichswert für die mit dem Netzbetreiber vereinbarte
 1280 Anschlusswirkleistung $P_{AV,E}$. Überschreitet die momentane Einspeiseleistung ($P_{mom, Netz}$) die vereinbarte
 1281 Anschlusswirkleistung $P_{AV,E}$, so ist die von der Erzeugungsanlage und/oder Speicher eingespeiste
 1282 Wirkleistung zu reduzieren oder die Bezugsleistung zu erhöhen, so dass die mit dem Netzbetreiber vereinbarte
 1283 Anschlusswirkleistung $P_{AV,E}$ nicht mehr überschritten wird. Dabei sind die Symmetriebedingungen der VDE-
 1284 AR-N 4100, 5.6.2 einzuhalten. Wenn dies nicht oder zu langsam passiert und die Grenzwerte des $P_{AV,E}$ -
 1285 Schutzes überschritten werden, müssen Erzeugungsanlagen und/oder Speicher durch den $P_{AV,E}$ -Schutz
 1286 abgeschaltet werden.



1287

Bild 1 – Wirkleistungs-Grenzkurve für Erzeugungsanlagen und Speicher

1288

1289 Die Wirkleistungs-Grenzkurve folgt im exponentiellen Verlauf ($t > 0,8$ s) folgender Funktion:

1290
$$\frac{P_{mom, Netz}}{P_{inst.}} = \frac{P_{AV,E} + (P_{inst.} - P_{AV,E})e^{-1,05(t-0,8)}}{P_{inst.}} \quad (2)$$

1291 Bei Lastabwurf oder Wolkenzug kann kurzzeitig die gesamte installierte Wirkleistung am Netzanschlusspunkt
 1292 in das Netz des Netzbetreibers eingespeist werden. Die überschüssige Leistung, also die Differenz zwischen
 1293 P_{inst} und $P_{AV,E}$, muss entsprechend Bild 1 in 3 s auf nur noch 10 % ihres Ausgangswertes reduziert werden.
 1294 Nach spätestens 10 s muss die vereinbarte Anschlusswirkleistung $P_{AV,E}$ wieder vollständig eingehalten
 1295 werden.

1296 Wenn die mit dem Netzbetreiber vereinbarte Anschlusswirkleistung $P_{AV,E} \geq 0\%$ und $< 60\%$ der installierten
 1297 Wirkleistung P_{inst} aller in der Kundenanlage betriebenen Erzeugungsanlagen und aller in das Netz des
 1298 Netzbetreibers zeitgleich einspeisenden Speicher beträgt, prüft der Netzbetreiber die Netzverträglichkeit
 1299 zusätzlich nach folgendem Kriterium:

E VDE-AR-N 4105:2024-10

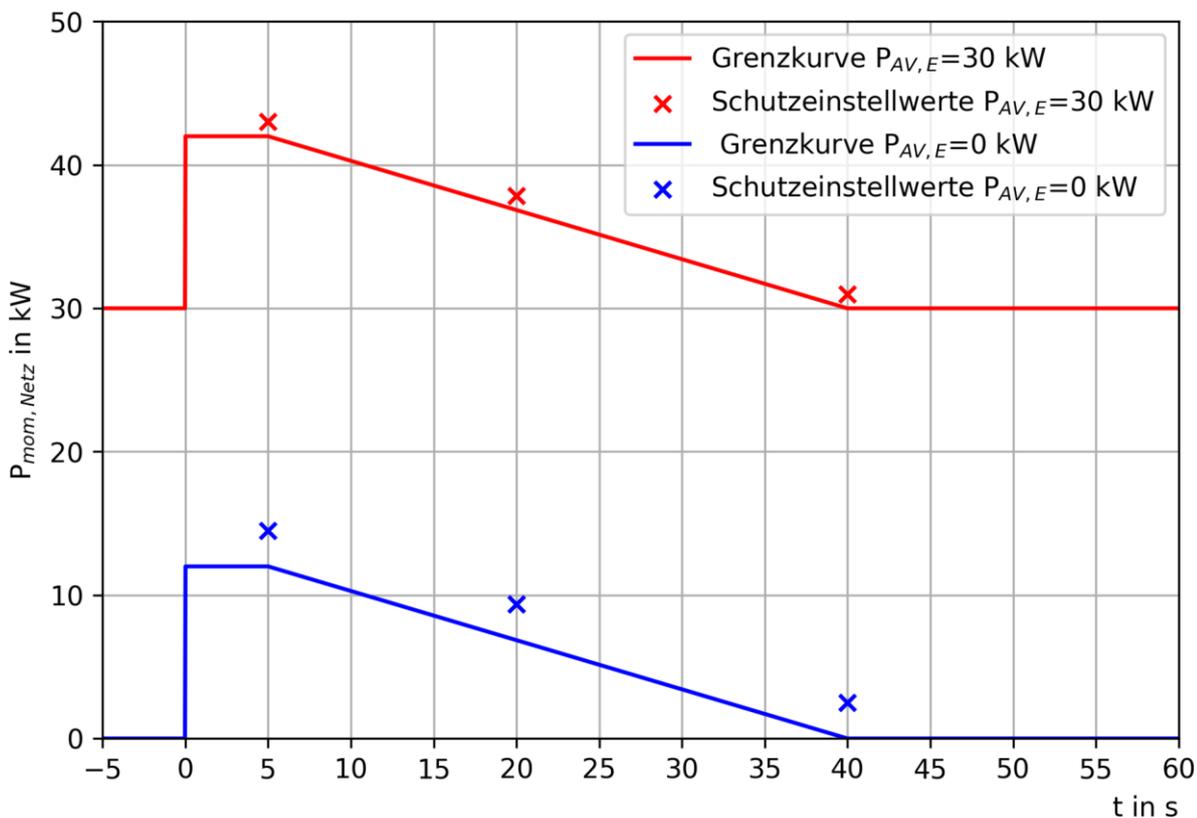
1300 Die installierte Wirkleistung P_{Inst} muss $\leq 2\%$ der Netz-Kurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt sein.

1301 BEISPIEL 1: Ohne zusätzliche Anschlussbeurteilung durch den VNB ($P_{\text{AV,E}} = 60\% P_{\text{Inst}}$): P_{Inst} einer PV-Anlage beträgt
 1302 30 kW, die vereinbarte Anschlusswirkleistung $P_{\text{AV,E}}$ muss dann mindestens 18 kW betragen. Kurzzeitig können nach Bild 1
 1303 bis zu 30 kW eingespeist werden ($P_{\text{AV,E}} \times 1,67 = 30 \text{ kW}$).

1304 BEISPIEL 2: mit zusätzlicher Anschlussbeurteilung durch den VNB ($P_{\text{AV,E}} = 0\% P_{\text{Inst}}$): P_{Inst} einer PV-Anlage beträgt
 1305 30 kW, die vereinbarte Anschlusswirkleistung $P_{\text{AV,E}}$ beträgt dann 0 kW. Kurzzeitig können nach Bild 1 bis zu 30 kW
 1306 eingespeist werden, wenn die installierte Wirkleistung $P_{\text{Inst}} \leq 2\%$ der Netz-Kurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt
 1307 beträgt.

1308 Erzeugungseinheiten mit relativ geringen maximalen Leistungsgradienten, wie beispielweise BHKW oder
 1309 Brennstoffzellen-Erzeugungseinheiten, sind nicht in der Lage, Überschreitungen der Grenzleistungen nach
 1310 Bild 1, wie sie beim Abschalten großer Lasten auftreten können, innerhalb der zulässigen Zeiten nach Bild 1
 1311 auszuregeln.

1312 Für BHKW und Brennstoffzellen-Erzeugungseinheiten gilt die in Bild 2 dargestellte, abweichende
 1313 Wirkleistungs-Grenzkurve.



1314

1315 **Bild 2 – Wirkleistungs-Grenzkurve für BHKW und Brennstoffzellen-Erzeugungseinheiten, hier**
 1316 **zum Beispiel $P_{\text{Inst.}} = 50 \text{ kW}$ und $P_{\text{AV,E}} = 60\% P_{\text{Inst.}}$ (rot) und $P_{\text{Inst.}} = 50 \text{ kW}$ und $P_{\text{AV,E}} = 0\% P_{\text{Inst.}}$ (blau)**

1317 Diese Grenzkurve erlaubt für 5 s eine Überschreitung der vereinbarten Anschlusswirkleistung $P_{\text{AV,E}}$ um
 1318 12 kW. Danach muss die Einspeiseleistung linear mit 0,343 kW/s reduziert werden, so dass nach insgesamt
 1319 40 s die vereinbarte Anschlusswirkleistung $P_{\text{AV,E}}$ wieder eingehalten wird.

1320 Anmerkung: Der Grenzwert für die Überschreitung von 12 kW ergibt sich aus dem Abschnitt 5.5.4.2 Netzzrückwirkungen,
 1321 schnelle Spannungsänderung aus der VDE-AR-N 4100

1322 Bei einem Ansprechen des $P_{AV,E}$ -Schutzes muss die Erzeugungsanlage oder der Speicher über die internen
 1323 oder externen Kuppelschalter innerhalb der in Tabelle 1 genannten Gesamtabschaltzeit (vgl. Abschnitt 6.5.2
 1324 NA-Schutz) vom Netz getrennt werden. Eine automatische Wiederzuschaltung erfolgt nach den
 1325 Zuschaltbedingungen nach 8.3.

1326 **Tabelle 1 – Einstellwerte für den $P_{AV,E}$ -Schutz**

		$P_{AV,E}$ -Schutz -Einstellwerte/ Gesamtabschaltzeit			
		Erzeugungsanlagen und Speicher nach Bild 1		BHKW und Brennstoffzellen nach Bild 2	
P>>>	Einspeisung	$0,9 \times (P_{Inst} - P_{AV,E}) + P_{AV,E}$	1,6 s	$0,05 \times (P_{Inst} - P_{AV,E}) + 12 \text{ kW} + P_{AV,E}$	5 s
P>>	Einspeisung	$0,15 \times (P_{Inst} - P_{AV,E}) + P_{AV,E}$	4,0 s	$0,05 \times (P_{Inst} - P_{AV,E}) + 6,85 \text{ kW} + P_{AV,E}$	20 s
P>	Einspeisung	$0,05 \times (P_{Inst} - P_{AV,E}) + P_{AV,E}$	11 s	$0,05 \times (P_{Inst} - P_{AV,E}) + P_{AV,E}$	40 s

1327 Die zeitliche Vorgabe für die gesamte Abschaltzeit beinhaltet die maximale Eigenzeit für den $P_{AV,E}$ -Schutz und
 1328 die maximale Schaltzeit des Kuppelschalters. Eine weitere zeitliche Verzögerung am $P_{AV,E}$ -Schutz ist nicht
 1329 zugelassen. Ist die maximale Schaltzeit des Kuppelschalters nicht bekannt, kann mit 100 ms kalkuliert werden.

1330 In der $P_{AV,E}$ -Schutzeinrichtung müssen die installierte Leistung P_{Inst} , die mit dem Netzbetreiber vereinbarte
 1331 Leistung $P_{AV,E}$ und die Art der Erzeugungsanlage (PV-Anlagen und Speicher oder BHKW und Brennstoffzellen)
 1332 eingegeben werden können. Das $P_{AV,E}$ -Schutzgerät muss daraus die Grenzwerte $P>>>$, $P>>$, $P>$ automatisiert
 1333 ermitteln. Bei Anlagen mit unterschiedlichen Erzeugungseinheiten (z.B. PV-Anlage und BHKW) ist der Typ mit
 1334 der größten installierten Leistung einzustellen.

1335 Im $P_{AV,E}$ -Schutz zertifikat sind die zulässigen Leistungsmessungen am Netzanschlusspunkt (EnFluRi)
 1336 aufzuführen.

1337 **5.5.3 Kleinsterzeugungsanlagen und/oder Kleinstspeicher bis 800 W / 800 VA**

1338 Für Kleinsterzeugungsanlagen und/oder Kleinstspeicher mit in Summe $S_{Amax} \leq 800 \text{ VA}$ je
 1339 Anschlussnutzeranlage gelten die Anforderungen dieser VDE-Anwendungsregel mit folgenden Ausnahmen:

- 1340 – entgegen den Festlegungen von Abschnitt 5.7.2. muss die statische
 1341 Spannungshaltung/Blindleistungsbereitstellung mit einem festen $\cos \varphi = 1$ erfolgen;
- 1342 – abweichend von den Festlegungen von Abschnitt 5.7.4.3 ist die Statik für die Leistungsreduktion bei
 1343 Überschreiten einer Frequenz von 50,2 Hz fest auf $s = 5 \%$ einzustellen;
- 1344 – eine Kleinsterzeugungsanlage und/oder Kleinstspeicher je Anschlussnutzeranlage wird bei vorhandenen
 1345 Erzeugungsanlagen nicht im Sinne von Abschnitt 6.1 dieser Anwendungsregel aufsummiert, d.h. bei der
 1346 Ermittlung der Summe aller EZA nicht berücksichtigt;
- 1347 – die in Abschnitt 6.5.1 geforderte Ablesbarkeit und Speicherung der letzten fünf Fehlermeldungen am NA-
 1348 Schutz ist nicht erforderlich;
- 1349 – anstatt des Inbetriebsetzungsprotokolls E.9 ist das vereinfachte Anmelde- und Inbetriebsetzungsformular
 1350 E.1.2 zu verwenden und vom Anlagenbetreiber zu unterzeichnen;
- 1351 – ein Lageplan ist nicht notwendig.

1352 Für Kleinsterzeugungsanlagen und/oder Kleinstspeicher gelten neben dieser VDE-Anwendungsregel die
 1353 DIN VDE V 0126-95 (VDE V 126-95) und die DIN VDE V 0100-551-1 (VDE V 0100-551-1).

1354 Für den Betrieb von Kleinsterzeugungsanlagen und/oder Kleinstspeicher ist ein Zweirichtungszähler auf dem
 1355 zentralen Zählerplatz für diese Anschlussnutzeranlage erforderlich.

E VDE-AR-N 4105:2024-10

1356 Anmerkung: Bei dem Zubau einer Kleinsterzeugungsanlage und/oder eines Kleinstspeichers zu vorhandenen
1357 Erzeugungsanlagen und/oder Speichern kann es zusätzlich notwendig sein, das Messkonzept anzupassen, um z.B. eine
1358 anteilige Aufteilung der Vergütung bei gleichem Primärenergieträger vornehmen zu können.

1359 5.5.4 Prüfstände

1360 Die Anforderungen an Erzeugungsanlagen gelten nicht für Anlagen bei denen es sich eindeutig und
1361 nachweislich (vgl. Kriterien in untenstehender Aufzählung) um Motoren-, Rollen- oder Brennstoffzellen-
1362 Prüfstände oder vergleichbare technische Sonderanlagen mit nur zeitweiser Rückspeisung im Zuge des Tests
1363 (ohne Einspeisevertrag) ins Netz handelt. Kriterien hierfür sind:

- 1364 – regelmäßig wechselnde Testobjekte (z.B. Motoren, Getriebe, Batteriezellen, Brennstoffzellen,
1365 Erzeugungsanlagen)
- 1366 – Verwendung der Anlage *ausschließlich* zum Zwecke der definierten Tests
- 1367 – keine durch externe Größen gesteuerte Betriebsweise, insb. keine
1368 Vermarktung/Stromhandel/Regelleistung, keine Steuerung nach Primärenergiedargebot oder Einspeise-
1369 /Bezugsleistung am Netzanschlusspunkt (Selbstverbrauchsoptimierung), keine Förderung der
1370 Energieerzeugung des Prüfstands z. B. nach EEG oder KWK-G.

1371 Prüfstände müssen vor Inbetriebnahme unter Angabe der Erzeugungsart und der maximalen Erzeugungs- und
1372 Bezugsleistung beim Netzbetreiber angemeldet werden. Grundsätzlich ist ein frühzeitiger bilateraler Austausch
1373 zwischen Anschlussnehmer und Netzbetreiber sinnvoll. Alle Anforderungen für Bezugskunden, insbesondere
1374 die VDE-AR-N 4100, sowie zusätzlich die Anforderungen an den Entkopplungsschutz für Erzeugungseinheiten
1375 entsprechend dieser Anwendungsregel sind zu erfüllen. Die Übergabezählung der Anschlussnutzeranlage
1376 muss rücklaufgesperrt oder als Zweirichtungszähler ausgeführt werden. Bei dem gleichzeitigen Betrieb von
1377 Prüfständen und EEG- oder KWK-Anlagen ist sicherzustellen, dass keine Energiemengen aus Prüfständen als
1378 geförderte Strommengen vergütet werden.

1379 Für den Eigenschutz dieser Anlagen ist der Anschlussnehmer verantwortlich.

1380 5.6 Drehstrom-Umrichteranlagen

1381 Bei Drehstrom-Erzeugungsanlagen mit Netzeinspeisung über Umrichter ist die Leistung dreiphasig sym-
1382 metrisch in die drei Außenleiter einzuspeisen. Die Umrichterschaltung ist vorzugsweise als Drehstromeinheit
1383 aufzubauen. Als Bezugsgröße für die Ströme ist das Mitsystem der Klemmenspannungen heranzuziehen, auch
1384 wenn die Klemmenspannungen nicht symmetrisch sind.

1385 Erläuterungen zum Drehstrom- und Drehspannungssystem sind in Abschnitt A.4 beschrieben.

1386 5.7 Verhalten von Erzeugungsanlagen und Speichern am Netz

1387 5.7.1 Allgemeines

1388 Bei Frequenzen zwischen 47,5 Hz und 51,5 Hz ist eine automatische Trennung vom Netz infolge einer Fre-
1389 quenzabweichung nicht zulässig. Die konkrete Wirkungsweise sowie die Ausnahmen sind in 5.7.4.3
1390 beschrieben. Die Umsetzung der frequenzabhängigen Wirkleistungsregelung erfolgt in der Steuerung der Er-
1391 zeugungseinheiten.

1392 In dem Frequenzbereich von 47,5 Hz bis 52,5 Hz müssen die Erzeugungsanlagen und Speicher zu einem
1393 Netzparallelbetrieb entsprechend der zeitlichen Mindestanforderungen nach Tabelle 2 in der Lage sein.

1394

1395 **Tabelle 2 – Frequenz-/Zeitbereiche für einen ordnungsgemäßen Betrieb der Erzeugungsanlagen**
 1396 **und Speicher**

Frequenzbereich	Zeitraum für den Betrieb
47,5 Hz bis 48,5 Hz	≥ 30 min
48,5 Hz bis 49,0 Hz	≥ 30 min
49,0 Hz bis 51,0 Hz	unbegrenzt
51,0 Hz bis 51,5 Hz	≥ 30 min
51,5 Hz bis 52,5 Hz	≥ 10 s

1397

1398 Für diese Anforderung ist keine Einheitenzertifizierung erforderlich.

1399 Bei Erzeugungsanlagen, deren Primärenergiedargebot nicht beeinflussbar ist (z. B. Windenergie- und Photo-
 1400 voltaikanlagen), werden alle Anforderungen an die Erbringung eines Wirkstroms bzw. einer Wirkleistung unter
 1401 dem Vorbehalt eines ausreichend zur Verfügung stehenden Primärenergiedargebots gestellt.

1402 Softwareanpassungen und Weiterentwicklungen der Regelungssoftware müssen an der Versionsnummer
 1403 eindeutig erkennbar sein. Um die Aktualisierung von Bediensoftware oder Parametersätzen separat durch-
 1404 führen zu können, wird empfohlen, diese von der Regelungssoftware getrennt zu halten.

1405 **5.7.2 Statische Spannungshaltung/Blindleistungsbereitstellung**

1406 **5.7.2.1 Allgemeine Randbedingungen**

1407 Unter der statischen Spannungshaltung ist die Bereitstellung von Blindleistung durch eine Erzeugungsanlage
 1408 und/oder Speicher bei Energielieferung zur Spannungshaltung im Verteilnetz zu verstehen. Durch die statische
 1409 Spannungshaltung sollen langsame (quasistationäre) Spannungsänderungen im Verteilnetz in verträglichen
 1410 Grenzen gehalten werden.

1411 Die Blindleistungsbereitstellung aller drei in 5.7.2.4 beschriebenen Verfahren a) bis c) bezieht sich bei drei-
 1412 phasiger Einspeisung auf die Mitsystemkomponenten der Strom- und Spannungs-Grundschiwingung. Das
 1413 bedeutet im Verbraucherzählpfeilsystem (siehe Abschnitt A.8) den Betrieb der Erzeugungsanlage und/oder
 1414 Speicher bei Energielieferung im Quadranten II (untererregt) oder III (übererregt).

1415 Bezieht ein Speicher Energie aus dem Verteilnetz, so muss der Blindleistungsaustausch am
 1416 Netzanschlusspunkt den vertraglichen Vereinbarungen des Netzanschlusses für Bezugskundenanlagen
 1417 entsprechen (siehe VDE-AR-N 4100).

1418 Jeder sich aus dem angewendeten Regelverfahren ergebende Sollwert muss entsprechend des geforderten
 1419 Blindleistungsbereiches nach 5.7.2.2 angefahren und die Erzeugungseinheit darin beliebig lange betrieben
 1420 werden können. Änderungen der Blindleistungsbereitstellung innerhalb des vereinbarten Blindleistungsbe-
 1421 reiches müssen jederzeit möglich sein.

1422 Nach einer Vereinbarung mit dem Netzbetreiber kann der Blindleistungsstellbereich ausgedehnt werden.

1423 Beim Schalten von Kompensationsanlagen, die Bestandteil einer Erzeugungsanlage sind, darf ein maximaler
 1424 Spannungssprung von 0,5 % U_n nicht überschritten werden.

1425 Darüber hinaus gelten die in den folgenden Abschnitten beschriebenen Mindestanforderungen für die Er-
 1426 zeugungsanlage.

1427 **5.7.2.2 Blindleistungsbereitstellung bei $\sum S_{E_{max}}$**

1428 **5.7.2.2.1 Allgemeines**

1429 Die Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung zugunsten der Blindleistungseinspeisung ist in bestimmten
 1430 Fällen zulässig, die in 5.7.2.2.2 und 5.7.3 beschrieben werden. Hierbei handelt es sich nicht um eine Wirk-
 1431 leistungsreduzierung im Sinne des Netzsicherheitsmanagements.

1432 Erzeugungsanlagen und/oder Speicher bei Energielieferung müssen unabhängig von der Anzahl der
 1433 einspeisenden Phasen unter normalen stationären Betriebsbedingungen im Spannungstoleranzband
 1434 $U_n \pm 10\%$ die Blindleistungsbereitstellung erfüllen.

1435 **5.7.2.2.2 Typ-2-Anlagen – nur Umrichter**

1436 Jede anzuschließende Erzeugungseinheit muss an den Generatorklemmen die Anforderungen nach Bild 3 und
 1437 Bild 4 erfüllen.

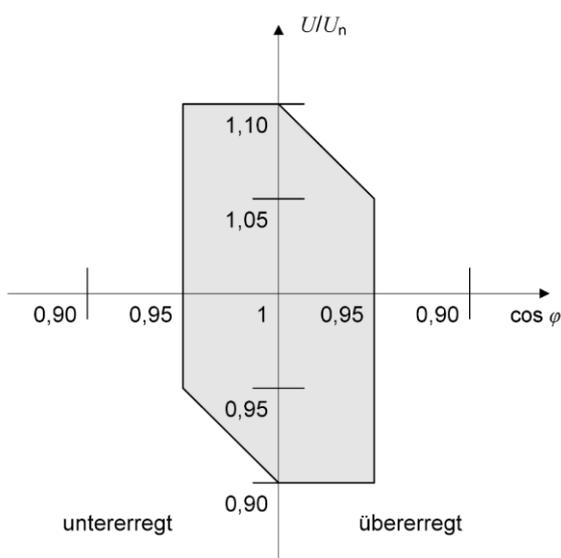


Bild 3 – Anforderungen an Erzeugungseinheiten bezüglich der Blindleistungsbereitstellung an den Generatorklemmen ($\sum S_{E_{max}} \leq 4,6$ kVA)

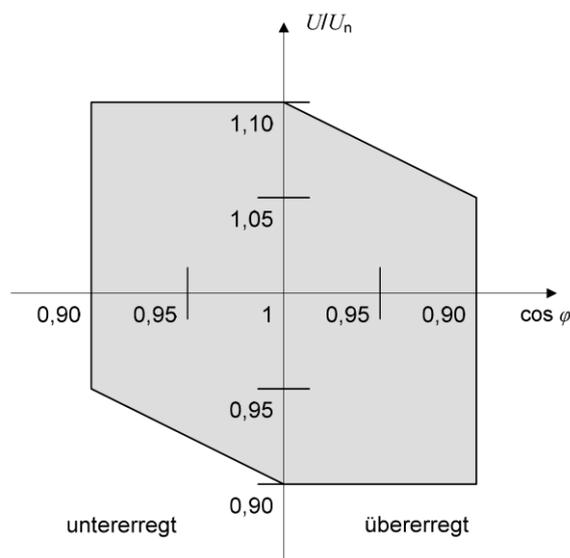


Bild 4 – Anforderungen an Erzeugungseinheiten bezüglich der Blindleistungsbereitstellung an den Generatorklemmen ($\sum S_{E_{max}} > 4,6$ kVA)

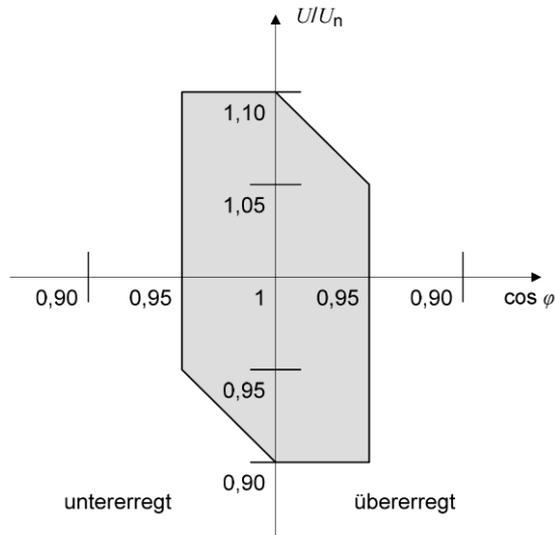
1438 **5.7.2.2.3 Typ-2-Anlagen – Asynchrongeneratoren und Typ-1-Anlagen – permanent erregte Synchrongeneratoren (direkt an das Netz gekoppelte Generatoren, die prinzipbedingt keine Blindleistung regeln können)**
 1439
 1440

1441 Für Erzeugungseinheiten mit direkt an das Netz gekoppelten Generatoren, die prinzipbedingt keine Blindleistung regeln können und deshalb konstante Kapazitäten verwenden, ist ein fester Verschiebungsfaktor von $\cos \varphi = 0,95_{\text{untererregt}}$ mit einer Genauigkeit von $\pm 0,02$ bei Nennspannung und Bemessungsleistung einzuhalten.

1444 **5.7.2.2.4 Typ-1-Anlagen sowie Typ-2-Anlagen – Brennstoffzellen**

1445 Bei Erzeugungsanlagen mit einer Bemessungsscheinleistung von $\sum S_{E_{max}} \leq 4,6$ kVA erfolgt keine Vorgabe durch den Netzbetreiber. Der $\cos \varphi$ liegt in dem Bereich zwischen $\cos \varphi = 0,95_{\text{untererregt}}$ bis $0,95_{\text{übererregt}}$.

1447 Jede anzuschließende Erzeugungseinheit in Anlagen $\sum S_{E_{max}} > 4,6$ kVA muss an ihren Generatorklemmen die Anforderungen nach Bild 5 erfüllen.
 1448



1449

1450 **Bild 5 – Blindleistungsbereitstellung bei Erzeugungseinheiten vom Typ 1 sowie vom Typ 2**
 1451 **Brennstoffzellen mit $\sum S_{E_{max}} > 4,6 \text{ kVA}$**

1452 **5.7.2.3 Blindleistungsbereitstellung unterhalb von $P_{E_{max}}$**

1453 Neben den Anforderungen für die Blindleistungsbereitstellung im Betriebspunkt $P_{E_{max}}$ der Erzeugungseinheit
 1454 ($P_{\text{mom}} = P_{E_{max}}$) bestehen auch Anforderungen an den Betrieb mit einer momentanen Wirkleistung P_{mom} , die
 1455 kleiner als $P_{E_{max}}$ ist.

1456 Die Mindestanforderung an die Blindleistungsbereitstellung im Teillastbetrieb an den Generatorklemmen ist als
 1457 rotes Dreieck im P/Q -Diagramm dargestellt.

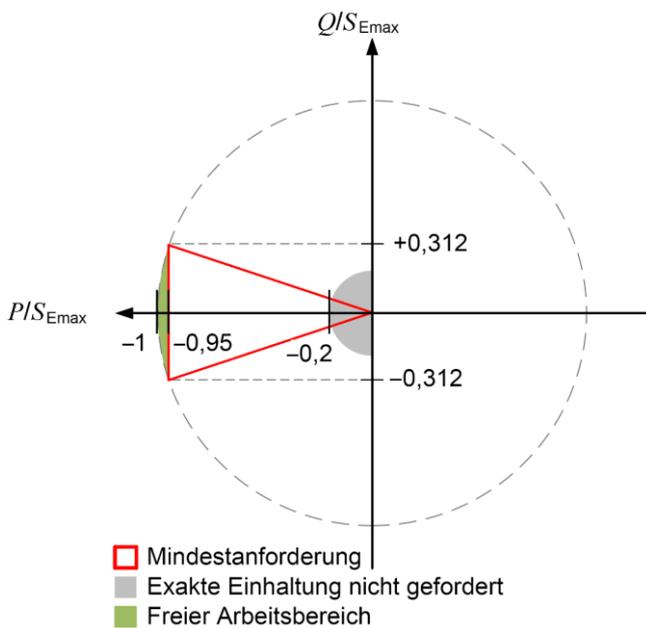


Bild 6 – P/Q -Diagramm für Typ 2
 $\sum S_{E_{max}} \leq 4,6 \text{ kVA}$ sowie
 Typ 1, Brennstoffzelle
 $\sum S_{E_{max}} > 4,6 \text{ kVA}$ an den Generatorklemmen
 im Verbraucherzählpfeilsystem

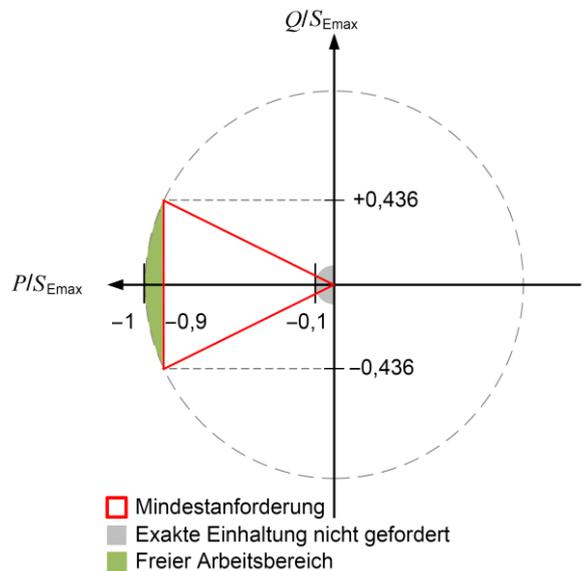


Bild 7 – P/Q -Diagramm für Typ 2
 (nur Umrichter) $\sum S_{E_{max}} > 4,6 \text{ kVA}$ an den
 Generatorklemmen im
 Verbraucherzählpfeilsystem

1458 In dem freien Arbeitsbereich ist eine Reduzierung der Wirkleistung zugunsten der Blindleistung erlaubt.

E VDE-AR-N 4105:2024-10

1459 Bedingt regelbare Erzeugungseinheiten haben nur oberhalb ihrer technischen Mindestleistung die Anforder-
1460 ungen an die Blindleistungsbereitstellungen zu erbringen.

1461 In dem P/Q -Diagramm gibt die Ordinate die zur Verfügung zu stellende Blindleistung Q_{vb} , bezogen auf die
1462 Scheinleistung $S_{E_{max}}$ an. Die Abszisse gibt die momentane Wirkleistung P_{mom} (im Verbraucherzählpfeilsystem
1463 negativ), bezogen auf die Scheinleistung $S_{E_{max}}$, an.

1464 Die maximale, bleibende Abweichung zwischen Blindleistungssoll- und Blindleistungswert darf an den Ge-
1465 neratorklemmen innerhalb der nach Bild 6 bzw. Bild 7 angegebenen Bereiche maximal $\pm 4,0$ % bezogen auf
1466 $P_{E_{max}}$ betragen.

1467 Im Bereich $0 \leq P_{mom}/P_{E_{max}} < 0,2$ (bzw. 0,1) darf die Erzeugungseinheit den Blindleistungsbetrag an den Ge-
1468 neratorklemmen von 10 % des Betrages der Wirkleistung $P_{E_{max}}$ (jeweils Blindleistungslieferung und -bezug)
1469 nicht überschreiten. Ist für eine Erzeugungseinheit eine technische Mindestleistung vereinbart, so gelten die
1470 gleichen Bedingungen wie für den Bereich $0 \leq P_{mom}/P_{E_{max}} < 0,2$ (bzw. 0,1) zwischen 0 und der technischen
1471 Mindestleistung.

1472 Für Typ-2-Anlagen mit direkt an das Netz gekoppelten Generatoren (Asynchrongeneratoren) und für
1473 permanent erregte Synchrongeneratoren, die prinzipbedingt keine Blindleistung regeln können, ergibt sich aus
1474 den Bedingungen nach 5.7.2.2 eine Kombination aus Generator und zugeordneten
1475 Kompensationseinrichtungen. Diese Kombination darf bei Leistungen $< S_{E_{max}}$ nicht verändert werden. Bei
1476 Abschaltung des Asynchrongenerators ist auch die zugehörige Kompensationseinrichtung vom Netz zu
1477 trennen.

1478 5.7.2.4 Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung

1479 Die Blindleistungsbereitstellung zur statischen Spannungshaltung darf die dynamische Netzstützung nicht be-
1480 einträchtigen.

1481 Die von der Erzeugungsanlage bereitzustellende Blindleistung ist dabei auf den Bereich nach Bild 6 bzw. Bild 7
1482 begrenzt.

1483 Der Netzbetreiber gibt dem Anschlussnehmer im Rahmen der Planung des Netzanschlusses eines der fol-
1484 genden Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung an den Generatorklemmen der Erzeugungseinheit vor:

- 1485 a) Blindleistungs-Spannungskennlinie $Q(U)$ oder
- 1486 b) Verschiebungsfaktor-/Wirkleistungskennlinie $\cos \varphi (P)$ oder
- 1487 c) fester Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$

1488 ANMERKUNG: Die Blindleistungs-Spannungskennlinie $Q(U)$ ist aufgrund Ihrer lastfallabhängigen Blindleistungsbereit-
1489 stellung und der daraus resultierenden Effizienz als Vorzugslösung zu wählen. Übersteigt im betrachteten Nieder-
1490 spannungsnetz die mit Blindleistungs-Spannungskennlinie $Q(U)$ betriebene kumulierte Erzeugungsleistung 50 % der Be-
1491 messungsleistung des verwendeten Ortsnetztransformators, sollte entweder eine Stabilitätsanalyse durchgeführt werden
1492 oder – für dann noch neu anzuschließende Erzeugungsanlagen – das Verfahren b) oder c) gewählt werden.

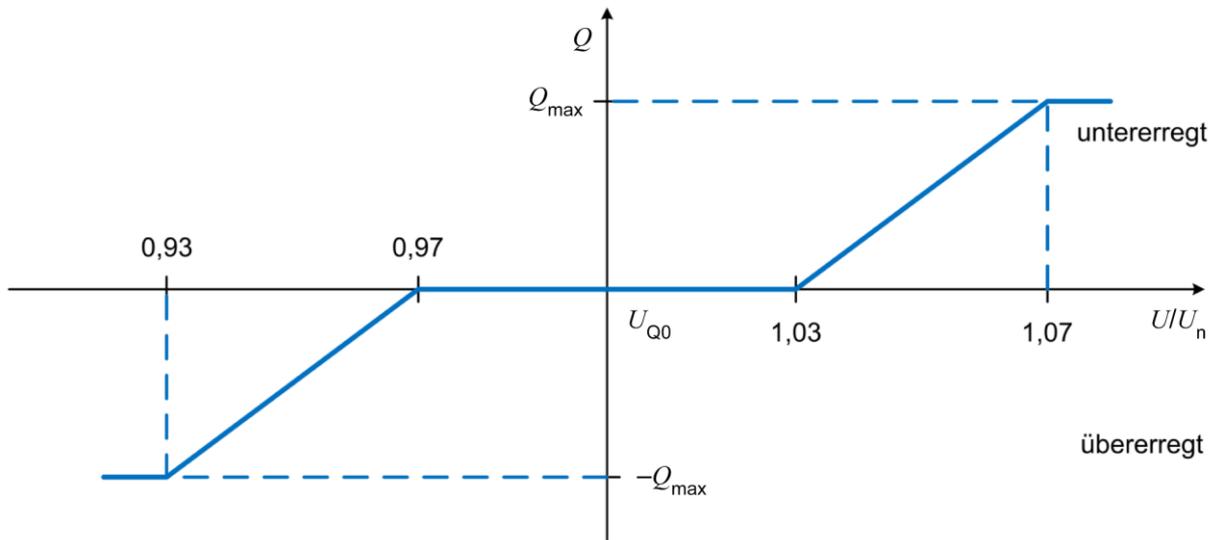
1493 Zu a) Blindleistungs-Spannungskennlinie $Q(U)$

1494 Ziel dieses Verfahrens ist es, dass die Erzeugungseinheit in Abhängigkeit von der aktuellen Spannung an den
1495 Generatorklemmen der Erzeugungseinheit Blindleistung mit dem Netz austauscht ($Q=f(U)$).

1496 Die Referenzspannung U_{Q0} beträgt $400 \text{ V}/\sqrt{3}$.

1497 Bei dreiphasigen im Drehstromsystem angeschlossenen Erzeugungseinheiten ist der arithmetische Mittelwert
1498 der Effektivwerte (wahlweise das Mitsystem) der gemessenen drei Außenleiter-Neutralleiter-Spannungen an
1499 den Generatorklemmen der Erzeugungseinheit zu bilden. Dies ist die Vorgabe für die einzuspeisende
1500 Blindleistung auf allen Außenleitern. Die Spannungsmessung darf einen Messfehler von maximal 1 % bezogen
1501 auf den Nennwert nicht überschreiten.

1502 Bei einphasigen angeschlossenen Erzeugungseinheiten ist der Effektivwert der gemessenen Außenleiter-
 1503 Neutralleiter-Spannung an den Generatorklemmen der Erzeugungseinheit die Vorgabe für die einzuspeisende
 1504 Blindleistung. Die Spannungsmessung darf einen Messfehler von maximal 1 % bezogen auf den Nennwert
 1505 nicht überschreiten.



1506

1507

Bild 8 – Standard- $Q(U)$ -Kennlinie

1508 **Zu b) Verschiebungsfaktor-/Wirkleistungskennlinie $\cos \varphi (P)$**

1509 Ziel dieses Verfahrens ist es, dass die Erzeugungseinheit in Abhängigkeit von der aktuellen Wirkleistungsab-
 1510 gabe Blindleistung bereitstellt ($Q = f(P_{\text{mom}})$).

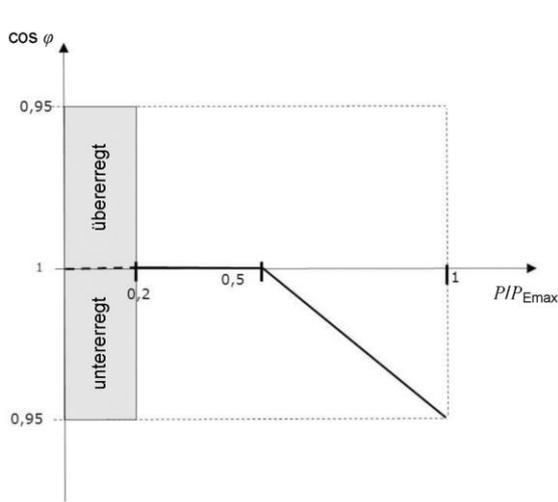


Bild 9 – Standard-Kennlinie für Typ 2
 $\sum S_{E_{\text{max}}} \leq 4,6 \text{ kVA}$ sowie Typ 1,
 Brennstoffzelle $\sum S_{E_{\text{max}}} > 4,6 \text{ kVA}$

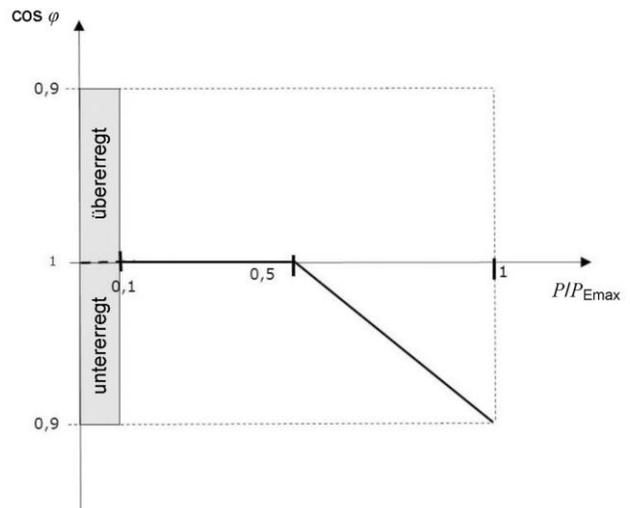


Bild 10 – Standard-Kennlinie für Typ 2
 (nur Umrichter) $\sum S_{E_{\text{max}}} > 4,6 \text{ kVA}$

1511 **Zu c) Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$**

1512 Ziel der Verschiebungsfaktorregelung ist es, dass die Erzeugungseinheit Leistung mit einem konstanten Ver-
 1513 hältnis aus Wirk- zu Scheinleistung einspeist ($\cos \varphi = \text{const}$). Der Blindleistungsstellbereich nach Bild 6 und
 1514 Bild 7 wird dadurch nur eingeschränkt genutzt.

E VDE-AR-N 4105:2024-10

1515 Die Vorgabe erfolgt dabei mit einer minimalen Schrittweite von $\Delta \cos \varphi = 0,01$. Die maximal zulässige Fehler-
1516 toleranz der Blindleistungseinspeisung berechnet sich aus der in 5.7.2.3 aufgeführten Fehlertoleranz von
1517 $\pm 4 \%$ bezogen auf P_{Emax} .

1518 Der Netzbetreiber gibt einen Verschiebungsfaktor-Sollwert vor.

1519 **5.7.2.5 Anforderungen an Blindleistungsverfahren von Typ-2-Anlagen (nur Umrichter), Speicher**
1520 **und Typ-1Anlagen**

1521 Im Auslieferungszustand ist das Blindleistungsverfahren a) Blindleistungs-Spannungskennlinie $Q(U)$ aus
1522 5.7.2.4 voreingestellt.

1523 Bei Typ-2-Anlagen mit einer Bemessungsscheinleistung von $S_{\text{Amax}} \leq 4,6$ kVA gibt der Netzbetreiber entweder

1524 – eine Blindstromeinspeisung mit $Q(U)$ -Kennlinie nach Bild 8 mit einem Stellbereich zwischen
1525 $\cos \varphi = 0,95_{\text{untererregt}}$ und $\cos \varphi = 0,95_{\text{übererregt}}$ oder

1526 – eine Blindstromeinspeisung mit der $\cos \varphi (P)$ -Kennlinie nach Bild 9 oder

1527 – einen festen $\cos \varphi$ zwischen $\cos \varphi = 0,95_{\text{untererregt}}$ und $\cos \varphi = 0,95_{\text{übererregt}}$

1528 vor.

1529 Bei Typ-1-Anlagen mit einer Bemessungsscheinleistung von $S_{\text{Amax}} \leq 4,6$ kVA gibt es keine Vorgabe des
1530 Netzbetreibers zum Blindleistungsverhalten.

1531 Bei Typ-2-Anlagen mit einer Bemessungsscheinleistung von $S_{\text{Amax}} > 4,6$ kVA gibt der Netzbetreiber entweder

1532 – eine Blindstromeinspeisung mit $Q(U)$ -Kennlinie nach Bild 8 mit einem Stellbereich zwischen
1533 $\cos \varphi = 0,90_{\text{untererregt}}$ und $\cos \varphi = 0,90_{\text{übererregt}}$ oder

1534 – eine Blindstromeinspeisung mit $\cos \varphi (P)$ -Kennlinie nach Bild 9 oder

1535 – einen festen $\cos \varphi$ zwischen $\cos \varphi = 0,90_{\text{untererregt}}$ und $\cos \varphi = 0,90_{\text{übererregt}}$

1536 vor.

1537 Bei Typ-1-Anlagen mit einer Bemessungsscheinleistung von $S_{\text{Amax}} > 4,6$ kVA gibt der Netzbetreiber entweder

1538 – eine Blindstromeinspeisung mit $Q(U)$ -Kennlinie nach Bild 8 mit einem Stellbereich zwischen
1539 $\cos \varphi = 0,95_{\text{untererregt}}$ und $\cos \varphi = 0,95_{\text{übererregt}}$ oder

1540 – eine Blindstromeinspeisung mit $\cos \varphi (P)$ -Kennlinie nach Bild 10 oder

1541 – einen festen $\cos \varphi$ zwischen $\cos \varphi = 0,95_{\text{untererregt}}$ und $\cos \varphi = 0,95_{\text{übererregt}}$

1542 vor.

1543 Bei Speichern mit einer Bemessungsscheinleistung von $S_{\text{Amax}} \leq 4,6$ kVA gibt der Netzbetreiber entweder

1544 – eine Blindstromeinspeisung mit $Q(U)$ -Kennlinie nach Bild 8 mit einem Stellbereich zwischen
1545 $\cos \varphi = 0,95_{\text{untererregt}}$ und $\cos \varphi = 0,95_{\text{übererregt}}$ oder

1546 – einen festen $\cos \varphi$ zwischen $\cos \varphi = 0,95_{\text{untererregt}}$ und $\cos \varphi = 0,95_{\text{übererregt}}$

1547 Bei Speichern mit einer Bemessungsscheinleistung von $S_{\text{Amax}} > 4,6$ kVA gibt der Netzbetreiber entweder

1548 – eine Blindstromeinspeisung mit $Q(U)$ -Kennlinie nach Bild 8 mit einem Stellbereich zwischen
1549 $\cos \varphi = 0,90_{\text{übererregt}}$ und $\cos \varphi = 0,90_{\text{untererregt}}$ oder

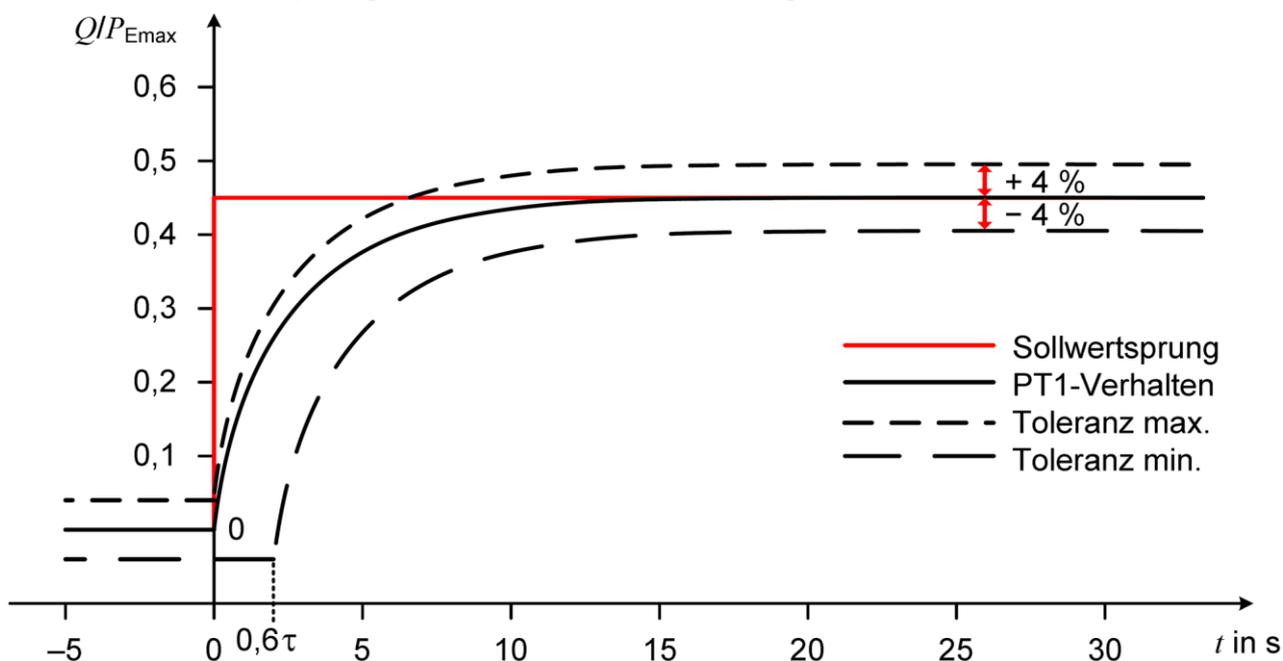
1550 – einen festen $\cos \varphi$ zwischen $\cos \varphi = 0,90_{\text{untererregt}}$ und $\cos \varphi = 0,90_{\text{übererregt}}$

1551 ANMERKUNG: Wenn Erzeugungseinheit und Speicher DC-gekoppelt sind, gelten bei Energielieferung des gemein-
 1552 samen Umrichters die Anforderungen von Erzeugungsanlagen. Bei Energiebezug gelten die Anforderungen nach
 1553 VDE-AR-N 4100, 10.5.6.

1554 Die Vorgabe für die Blindleistungseinstellung teilt der Netzbetreiber dem Antragsteller mit der Anschlussge-
 1555 nehmung mit. Der Netzbetreiber darf in begründeten Fällen auch zu einem späteren Zeitpunkt ein anderes
 1556 der hier beschriebenen Verfahren vorgeben. Die Änderung ist durch den Anschlussnehmer innerhalb von
 1557 4 Wochen umzusetzen. Für PV-Anlagen nach vereinfachtem Anschlussprozess entsprechend 4.4.1 ist das im
 1558 Auslieferungszustand vorgegebene Verfahren a) Blindleistungs-Spannungskennlinie $Q(U)$ aus 5.7.2.4
 1559 anzuwenden, sofern der Netzbetreiber in seinen Technischen Anschlussbedingungen für den Anschluss an
 1560 das Niederspannungsnetz - TAB-NS nicht grundsätzlich ein anderes Verfahren vorgibt.

1561 Das Regel- bzw. Steuerverhalten der Blindleistung (Verfahren a), b) und c)) bei Sollwertsprüngen erfolgt nach
 1562 dem in Bild 11 dargestellten PT-1-Verhalten. Bei Verfahren a) handelt es sich unter Berücksichtigung der
 1563 Netzimpedanz um einen geschlossenen Regelkreis. Jeder Blindleistungswert, der sich aus dem vom Netz-
 1564 betreiber vorgegebenen Regelverhalten ergibt, muss von der Erzeugungseinheit einstellbar zwischen 6 s und
 1565 60 s (für Typ 1 zwischen 10 s und 60 s) bereitgestellt werden. Die vom Netzbetreiber vorgegebene Zeit
 1566 entspricht 3 Tau eines PT-1-Verhaltens bzw. der Zeit bis zum Erreichen von 95 % des Sollwertes. Wird vom
 1567 Netzbetreiber hierzu kein konkreter Wert vorgegeben, gilt ein Wert von 10 s für 3 Tau bzw. 95 % des Soll-
 1568 wertes. In der Signallaufzeit ist die Erfassung der Netzspannung bzw. der Wirk- und Blindleistung enthalten.

Sprungantwort mit den auswertungsrelevanten Toleranzen



1569

1570

Bild 11 – Veranschaulichung bei 3 Tau = 10 s

1571 **5.7.2.6 Besonderheiten bei der Erweiterung von Erzeugungsanlagen**

1572 Die Anforderungen nach 5.7.2.4 sind auch für die neu hinzukommenden Erzeugungseinheiten an den Gener-
 1573 atorklemmen der Erzeugungseinheit zu erfüllen.

1574 Für die Ermittlung der Blindleistungsbereitstellung nach 5.7.2.2 der neu hinzukommenden Erzeugungsein-
 1575 heiten ist die Summe der Bemessungsscheinleistungen aller bestehenden Erzeugungsanlagen und der neu
 1576 hinzukommenden Erzeugungseinheiten zu Grunde zu legen.

1577 BEISPIEL Bei einer Erweiterung einer bestehenden PV-Anlage mit $S_{Amax} = 2,0$ kVA und einem $\cos \varphi = 1$ mit einer weiteren
 1578 PV-Erzeugungseinheit mit $S_{Amax} = 3,0$ kVA ergibt sich die neue Gesamtleistung der Erzeugungsanlage $S_{Amax} = 5,0$ kVA.
 1579 Der Blindleistungsstellbereich für die neu hinzukommenden Erzeugungseinheiten beträgt dann $\cos \varphi = 0,90_{\text{untererregt}}$ bis
 1580 $\cos \varphi = 0,90_{\text{übererregt}}$.

E VDE-AR-N 4105:2024-10

1581 **5.7.3 Dynamische Netzstützung**

1582 **5.7.3.1 Allgemeines**

1583 Ziel der dynamischen Netzstützung ist es, bei kurzzeitigen Spannungseinbrüchen oder -erhöhungen eine un-
1584 gewollte Abschaltung von Erzeugungsleistung und damit eine Gefährdung der Netzstabilität zu verhindern.

1585 Ein Netzfehler liegt vor, wenn die Spannung an den Generatorklemmen der Erzeugungseinheit unterhalb von
1586 $0,85 U_n$ oder oberhalb von $1,15 U_n$ anliegt.

1587 Als Kriterium für das Fehlerende wird das frühere der beiden folgenden Ereignisse festgelegt:

1588 – Wiedereintritt der an der Erzeugungseinheit und/oder dem Speicher anliegenden Außenleiter-Neutral-
1589 leiter-Spannungen in den Bereich von $-15\% U_n$ bis $+10\% U_n$;

1590 – 5 s nach dem Beginn des Fehlers.

1591 ANMERKUNG 1: Ereignisse, die zu kurzzeitigen Spannungseinbrüchen oder -erhöhungen führen, sind typischerweise
1592 Netzfehler (Kurzschlüsse), können aber auch andere Ursachen haben. Zur besseren Lesbarkeit wird im Folgenden der
1593 Begriff Netzfehler verwendet.

1594 Erzeugungseinheiten im Modus „Energielieferung“ und Speicher in den Modi „Energiebezug und Energie-
1595 lieferung“ müssen sich an der dynamischen Netzstützung beteiligen.

1596 ANMERKUNG 2: Für Speicher wird in 5.7.3 davon ausgegangen, dass diese über Umrichter mit der Kundenanlage oder
1597 dem Netz des Netzbetreibers verbunden sind. Sollte abweichend davon der Speicher über einen Synchrongenerator mit
1598 der Kundenanlage oder dem Netz des Netzbetreibers verbunden sein, gelten für diese Speicher die gleichen
1599 Anforderungen wie für Typ-1-Einheiten.

1600 Erzeugungseinheiten und Speicher müssen in der Lage sein, alle folgenden Anforderungen zu erfüllen. Diese
1601 Anforderungen gelten sowohl für symmetrische als auch für unsymmetrische Fehler im Netz:

1602 – Sie dürfen sich bei Über- und Unterspannungsereignissen innerhalb der vorgegebenen Grenzen nicht vom
1603 Netz trennen. Bezugspunkte sind die Generatorklemmen der Erzeugungseinheiten und Speicher.

1604 – Bei Überspannungs-Ereignissen ist durch dynamische Vorgänge während des Netzfehlers mit Span-
1605 nungserhöhungen auf bis zu $1,2 U_n$ für eine Dauer von 5 s zu rechnen (siehe auch Bild 12 und Bild 13),
1606 die zusammenhängend aber nicht > 500 ms nachgewiesen werden müssen.

1607 ANMERKUNG 3: Aus Netzsicht kann es notwendig werden, diese Spannungserhöhungen über eine Dauer von 5 s zu
1608 realisieren. Hierfür wären dann die entsprechenden Normen anzupassen.

1609 – Typ-1-Einheiten dürfen die Netzspannung während eines Netzfehlers durch Einspeisung eines geeigneten
1610 Wirk- und Blindstromes stützen. Die Stromeinspeisung durch die Erzeugungseinheit erfolgt dann
1611 entsprechend der Fehlerart nicht nur im Mitsystem, sondern auch im Gegensystem.

1612 – Typ-2-Einheiten und Speicher dürfen während eines Netzfehlers und einer Spannung an den Generator-
1613 klemmen der Erzeugungseinheit unterhalb von $0,8 U_n$ und oberhalb von $1,15 U_n$ weder einen Wirk- noch
1614 einen Blindstrom einspeisen. Eine Einspeisung zwischen Fehlerbeginn bei $0,85 U_n$ und $0,8 U_n$ ist dabei
1615 zulässig.

1616 – Asynchrongeneratoren müssen innerhalb der in Bild 12 dargestellten Grenzkurven am Netz bleiben und
1617 dürfen prinzipbedingt einen Wirk- und Blindstrom liefern.

1618 – Erzeugungseinheiten und Speicher müssen für das Durchfahren von mehreren aufeinander folgenden
1619 Netzfehlern ausgelegt sein.

1620 • Bei Typ-1-Einheiten ist durch die thermische Auslegung nach DIN EN 60034-1 (VDE 0530-1), 9.3.2,
1621 sicherzustellen, dass mehrere Netzfehler durchfahren werden können. Wenn durch eine Folge von
1622 Netzfehlern die thermischen Auslegungsgrenzen nach DIN EN 60034-1 (VDE 0530-1) überschritten
1623 werden, darf sich die Erzeugungseinheit vom Netz trennen. Es müssen maximal 4 Fehlerfälle
1624 hintereinander durchfahren werden können.

- 1625 • Typ-2-Einheiten und Speicher ohne rotierende Maschinen müssen in der Lage sein, eine beliebige
1626 Folge von Netzfehlern zu durchfahren. Dies gilt, solange die gesamte Energie, die infolge der Netz-
1627 fehler nicht in das Netz eingespeist werden konnte, kleiner als $P_{\text{Emax}} \cdot 2 \text{ s}$ ist. Zwischen der Folge von
1628 Netzfehlern und weiteren Netzfehlern darf eine fehlerfreie Zeit von 30 min zugrunde gelegt werden.
1629 Für Typ-2-Einheiten mit rotierenden Maschinen gelten die Anforderungen für Typ-1-Einheiten.
- 1630 • Wenn durch eine Folge von Netzfehlern unzulässige mechanische Schwingungen angestoßen
1631 wurden, dürfen sich die Erzeugungseinheiten und Speicher zum Eigenschutz vom Netz trennen.

1632 Erzeugungseinheiten und/oder Speicher, die bei Netzstörungen die Trennung der Kundenanlage vom Netz
1633 bewirken (Übergang in den Inselbetrieb zur Weiterversorgung der Kundenanlage oder von Teilen davon),
1634 müssen sich bis zur Trennung der Kundenanlage vom Netz an der dynamischen Netzstützung beteiligen.

1635 Folgende Erzeugungseinheiten sind von der dynamischen Netzstützung ausgenommen:

- 1636 – Brennstoffzellen, die prinzipbedingt keine dynamische Netzstützung erbringen können;
1637 – Synchron- und Asynchrongeneratoren, die direkt oder über Umrichter gekoppelt sind, mit $P_n \leq 50 \text{ kW}$.

1638 ANMERKUNG 4: Die Hausgerätenorm DIN EN 60335 (VDE 0700) (alle Teile) fordert bei KWK-Anlagen eine Abschaltung
1639 der Brennstoffzufuhr bei Unter- und Überspannung.

1640 Die Ausnahme gilt ebenfalls für die Abschnitte 5.7.3.2 und 5.7.3.3.

1641 Die FRT-Grenzkurven nach Bild 12 und Bild 13 gelten für ein-, zwei- und dreipolige Fehler im Netz.

1642 ANMERKUNG 5: Die FRT-Grenzkurven (Bild 12 und Bild 13) beschreiben die Mindestanforderungen an das Verbleiben
1643 der Erzeugungseinheit und des Speichers am Netz. Sie sind nicht dafür konzipiert, einen Unterspannungsschutz zu para-
1644 metrieren.

1645 Nach Fehlerklärung kommt es auf Grund der dynamischen Wechselwirkungen zwischen den Erzeugungsein-
1646 heiten/Speichern und dem Netz zu einem über die Fehlerdauer hinaus andauernden Ausgleichsvorgang in der
1647 Spannung. Dies muss bei der Auslegung der Erzeugungseinheiten und Speicher berücksichtigt werden.

1648 Abhängig von den konkreten netztechnischen Bedingungen kann die tatsächliche Dauer des Verbleibens der
1649 Erzeugungseinheiten und Speicher am Niederspannungsnetz durch schutztechnische Vorgaben des Netz-
1650 betreibers für die Einstellung des NA-Schutzes verkürzt werden.

1651 Hinsichtlich des weiteren konkreten Verhaltens der Erzeugungseinheiten und Speicher bei Netzfehlern wird in
1652 dieser VDE-Anwendungsregel nach Typ-1- und Typ-2-Einheiten differenziert.

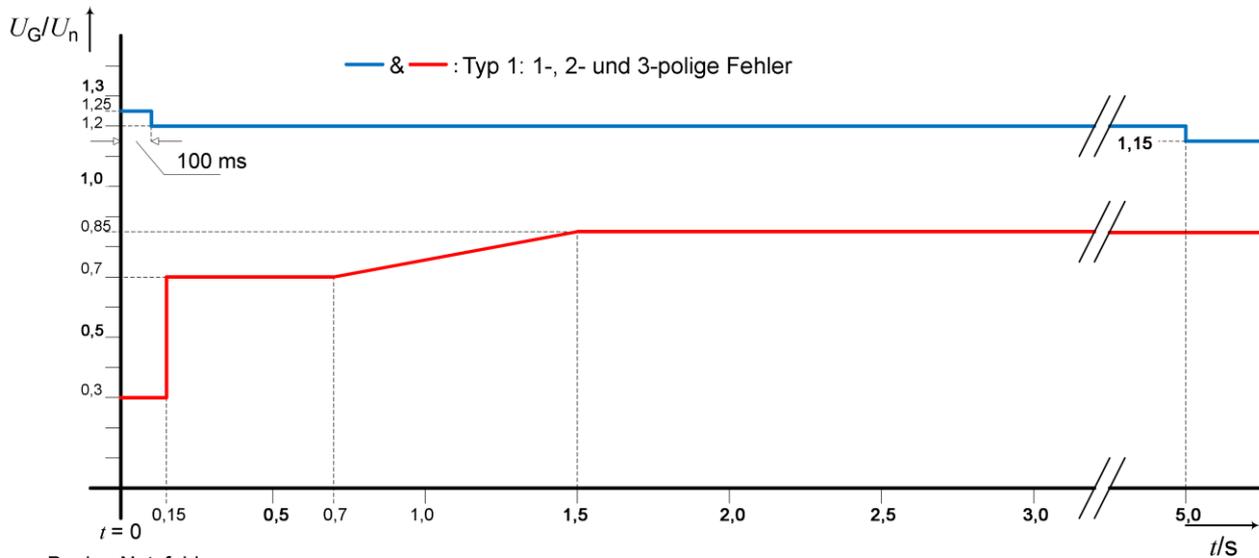
1653 **5.7.3.2 Dynamische Netzstützung für Typ-1-Einheiten**

1654 **Transiente Stabilität – Verhalten bei Netzfehlern**

1655 Für Typ-1-Einheiten gilt hinsichtlich des Verbleibens der Erzeugungseinheit am Netz:

1656 Spannungseinbrüche, die durch ein-, zwei- oder dreipolige Netzfehler hervorgerufen werden, und die
1657 darauffolgenden Ausgleichsvorgänge in der Spannung dürfen im gesamten Betriebsbereich der
1658 Erzeugungseinheit nicht zur Instabilität der Erzeugungseinheit und nicht zu einer Trennung vom Netz führen,
1659 wenn die Spannung Werte innerhalb der in Bild 12 dargestellten Grenzkurven (rot für die Unterspannungs-
1660 Grenzkurve sowie blau für die Überspannungs-Grenzkurve) annimmt.

1661



1662

1663 **Legende**

1664 — & — FRT-Kurve für 1-, 2- und 3-polige Netzfehler

1665 U_G Effektivwert der aktuellen Spannung an den Generatorklemmen

1666 **Bild 12 – Fault-Ride-Through-Grenzkurve (FRT) für den Spannungsverlauf an den**
 1667 **Generatorklemmen für eine Erzeugungseinheit vom Typ 1**

1668 Zur Beurteilung der Kurven ist bei Spannungsrückgang jeweils die kleinste der an der Erzeugungseinheit
 1669 anliegenden Außenleiter-Neutralleiter-Spannungen heranzuziehen, bei Spannungssteigerung die größte der
 1670 an der Erzeugungseinheit anliegenden Außenleiter-Neutralleiter-Spannungen.

1671 Es werden Spannungsregler empfohlen, die alle verwendeten Außenleiter-Außenleiter-Spannungen berücksichtigen.
 1672

1673 Der Spannungsregler darf den Erregerstrom während eines Netzfehlers verändern (zusätzlicher Erregerstrom),
 1674 um den Polradwinkel zu reduzieren und damit die Stabilität der Erzeugungseinheit zu verbessern. Während
 1675 eines Netzfehlers und nach einem Netzfehler darf die Spannungsanhebung durch die Blindstromspeisung
 1676 nicht dazu führen, dass die Überspannungs-Grenzkurve verletzt wird.

1677 **Verhalten nach Fehlerende**

1678 Falls sich die Netzspannung nach Fehlerende wieder innerhalb des Spannungsbandes von $-15\% U_n$ bis
 1679 $+10\% U_n$ befindet und die Wirkleistung der Erzeugungseinheit während des Netzfehlers reduziert wurde, muss
 1680 dieser sofort nach Fehlerende so schnell wie möglich auf den Vorfehlerwert gesteigert werden. Die An-
 1681 schwingzeit darf maximal 6 s betragen. Die Blindleistungsbereitstellung folgt der Wirkleistungssteigerung
 1682 schnellstmöglich.

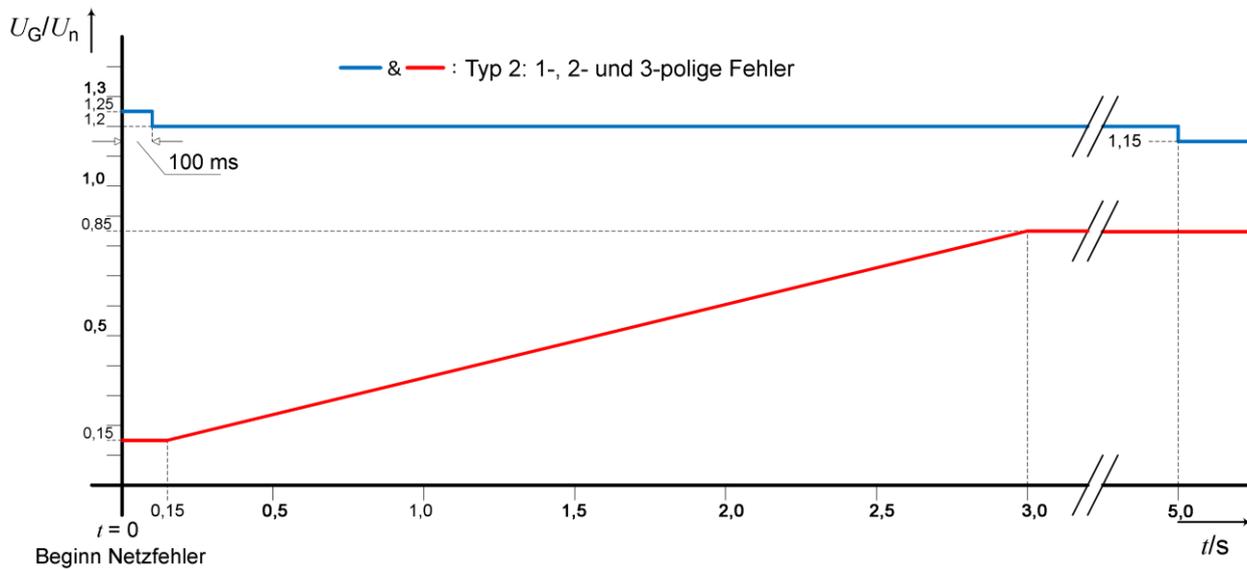
1683 Bis 60 s nach Fehlerbeginn darf sich die Erzeugungseinheit bei Spannungen bis $1,15 U_n$ nicht vom Netz
 1684 trennen. Droht eine Auslösung des Eigenschutzes der Erzeugungseinheit, dann kann die Erzeugungseinheit
 1685 ihr Blindleistungsverhalten soweit anpassen, dass eine Auslösung des Eigenschutzes vermieden wird.

1686 ANMERKUNG: Durch die Regelung der Trafostufenstellung am vorgelagerten HS/MS-Transformator des Netzbetreibers
 1687 ist davon auszugehen, dass die Betriebsspannung des Niederspannungsnetzes nach spätestens 60 s wieder innerhalb
 1688 des Spannungsbandes von $-15\% U_n$ bis $+10\% U_n$ liegt.

1689 **5.7.3.3 Dynamische Netzstützung für Typ-2-Einheiten und Speicher**

1690 Für alle Erzeugungseinheiten des Typs 2 und Speicher gelten folgende Bedingungen:

1691 Solange die an die Erzeugungseinheit oder dem Speicher anliegenden Außenleiter-Neutralleiter-Spannungen
 1692 an den Generatorklemmen innerhalb der in Bild 13 dargestellten Grenzkurven (rot für die Unterspannungs-
 1693 Grenzkurve sowie blau für die Überspannungs-Grenzkurve) liegen, darf es im gesamten Betriebsbereich der
 1694 Erzeugungseinheit als auch des Speichers nicht zur Instabilität der Erzeugungseinheit und des Speichers und
 1695 nicht zu einer Trennung vom Netz kommen.



1696 Beginn Netzfehler

1697 **Legende**

1698 — & — FRT-Kurve für 1-, 2- und 3-polige Netzfehler

1699 UG Effektivwert der aktuellen Spannung an den Generatorklemmen

1700 **Bild 13 – Fault-Ride-Through-Grenzkurve für den Spannungsverlauf an den Generatorklemmen**
 1701 **für eine Erzeugungseinheit vom Typ 2 und für Speicher**

1702 Zur Beurteilung der Kurven ist bei Spannungsrückgang jeweils die kleinste der an der Erzeugungseinheit bzw.
 1703 dem Speicher anliegenden Außenleiter-Neutralleiter-Spannungen heranzuziehen, bei Spannungssteigerung
 1704 die größte der an der Erzeugungseinheit bzw. dem Speicher anliegenden Außenleiter-Neutralleiter-
 1705 Spannungen.

1706 Soweit die Einstellwerte für den NA-Schutz nach Tabelle 7 (Spalte Umrichter) den Anforderungen nach Bild 13
 1707 in bestimmten Arbeitspunkten vorgreifen, müssen im Nachweisverfahren an diesen Arbeitspunkten nur die NA-
 1708 Schutz-Einstellwerte geprüft werden.

1709 Bei einer Unterschreitung der Spannung an den Generatorklemmen von $< 0,8 U_n$ und bei einer Überschreitung
 1710 der Spannung an den Generatorklemmen von $> 1,15 U_n$ (Fehlerbeginn) müssen Erzeugungseinheiten des
 1711 Typs 2 und Speicher Spannungseinbrüche durchfahren, ohne dabei einen Strom in das Netz des
 1712 Netzbetreibers einzuspeisen (eingeschränkte dynamische Netzstützung).

1713 Diese Anforderung ist erfüllt, wenn bei einem Spannungseinbruch unterhalb von $0,8 U_n$ bzw. bei einer Span-
 1714 nungserhöhung oberhalb von $1,15 U_n$ der eingespeiste Strom der Erzeugungseinheit(en) und/oder des
 1715 Speichers 60 ms nach Auftreten dieses Spannungseinbruchs in keinem Außenleiter 20 % des Bemessungs-
 1716 stromes I_r und nach 100 ms nicht $> 10 \% I_r$ überschreitet.

1717

1718 **Verhalten nach Fehlerende**

1719 Falls sich die Netzspannung nach Fehlerende wieder innerhalb des Spannungsbandes von $-15\% U_n$ bis
1720 $+10\% U_n$ befindet und der Wirkstrom der Erzeugungseinheit und/oder des Speichers während des Netzfehlers
1721 reduziert wurde, muss dieser sofort nach Fehlerende so schnell wie möglich auf den Vorfehlerwert gesteigert
1722 werden. Die Anschwingzeit darf maximal 1 s betragen. Die Blindleistungsbereitstellung folgt im Zeitverhalten
1723 nach 5.7.2.5. Bei rotierenden Maschinen darf die Anschwingzeit maximal 6 s betragen.

1724 Bis 60 s nach Fehlerbeginn dürfen sich die Erzeugungseinheiten und Speicher bei Spannungen bis $1,15 U_n$
1725 nicht vom Netz trennen. Droht eine Auslösung des Eigenschutzes der Erzeugungseinheiten und/oder des
1726 Speichers, dann können diese Erzeugungseinheiten und Speicher ihr Blindleistungsverhalten soweit
1727 anpassen, dass eine Auslösung des Eigenschutzes vermieden wird.

1728 ANMERKUNG: Durch die Regelung der Trafostufenstellung am vorgelagerten HS/MS-Transformator des Netzbetreibers
1729 ist davon auszugehen, dass die Betriebsspannung des Niederspannungsnetzes nach spätestens 60 s wieder innerhalb
1730 des Spannungsbandes von $-15\% U_n$ bis $+10\% U_n$ liegt.

1731 **5.7.4 Wirkleistungsabgabe**

1732 **5.7.4.1 Allgemeines**

1733 Bei Sollwertvorgaben durch Dritte (z. B. Direktvermarktung) sowie beim Netzsicherheitsmanagement/
1734 Redispatch nach 5.7.4.2 ist der neue Sollwert mit den unten aufgeführten Leistungsgradienten der
1735 Kundenanlage, bezogen auf den Netzanschlusspunkt, anzufahren. Eine Umsetzung dieser
1736 Leistungsgradienten direkt an den Erzeugungseinheiten oder Speichern ist zur Erfüllung der Anforderung
1737 ausreichend.

1738 Folgende Leistungsgradienten sind für das Steigern und Reduzieren der Wirkleistungsabgabe bei Erzeu-
1739 gungsanlagen (technische Mindestleistung oder $5\% P_{Amax} \leftrightarrow 100\% P_{Amax}$) sowie der Energielieferung und
1740 des Energiebezuges bei Speichern ($5\% P_{Amax} \leftrightarrow 100\% P_{Amax}$) einzuhalten:

1741 – nicht schneller als mit $0,66\% P_{Amax}$ je s;

1742 – nicht langsamer als mit $0,33\% P_{Amax}$ je s. Erzeugungsanlagen dürfen bei Sollwertvorgaben durch Dritte
1743 und bei Leistungssteigerungen langsamer reagieren. Dies sollte nicht langsamer als mit $4\% P_{Amax}$ je
1744 Minute erfolgen.

1745 ANMERKUNG: Von den oben aufgeführten Leistungsgradienten ist die Erbringung von Primärregelleistung ausge-
1746 nommen, da es sich nicht um Sollwertvorgaben durch Dritte handelt.

1747 Wenn eine dauerhafte Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung gefordert wird (z.B. Speicherförderung), ist
1748 die Regelgeschwindigkeit der $P_{AV,E}$ -Überwachung (Abschnitt 5.2.2) anzuwenden.

1749 Andere technisch begründete Leistungsgradienten (z. B. für Wasserkraftanlagen mit Pegelhaltung, abhängig
1750 von netztechnischen Erfordernissen) sind in Abstimmung mit dem Netzbetreiber zulässig.

1751 Es ist ein gleichmäßiger Verlauf der Leistungssteigerung bzw. -reduzierung der Kundenanlage und damit ein
1752 möglichst lineares Verhalten zu realisieren. Die Sollwertvorgabe von Dritten ist auf Ebene der einzelnen
1753 Kundenanlage oder durch die Summe aller von einem Dritten angesteuerten Anlagen zu realisieren (z. B. durch
1754 Gleichverteilung der ab- bzw. zuzuschaltenden Wirkleistungen über eine Gesamtzeit von $\geq 2,5$ min).

1755 Die Vorgaben sind auf die Wirkleistung bezogen. Die Blindleistung muss dabei den Vorgaben aus 5.7.2 dieser
1756 VDE-Anwendungsregel folgen.

1757 Bei Erzeugungsanlagen mit Verbrennungskraftmaschinen sind im Falle der Reduzierung der Wirkleistungs-
1758 abgabe bei Sollwerten unterhalb der technischen Mindestdauerleistung der Verbrennungskraftmaschine die
1759 motortechnisch maximal zulässigen Betriebsdauern zu berücksichtigen. Bei einer Leistung unterhalb der
1760 technischen Mindestleistung der Verbrennungskraftmaschine und Überschreitung der zulässigen Betriebs-
1761 dauer darf sich die Verbrennungskraftmaschine vom Netz trennen.

1762 Die Erzeugungsanlage bzw. der Speicher muss über eine logische Schnittstelle (Eingangsport) verfügen, die
1763 es ermöglicht – unabhängig von den oben aufgeführten Leistungsgradienten – die Wirkleistungsabgabe
1764 innerhalb von 5 s zu beenden, nachdem ein entsprechendes Signal des Netzbetreibers eingegangen ist. Dazu
1765 darf die Schnittstelle für das Netzsicherheitsmanagement genutzt werden.

1766 Der Netzbetreiber ist nach EnWG berechtigt, jederzeit eine vorübergehende Begrenzung der
1767 Wirkleistungsabgabe bzw. die Anlagenabschaltung zu verlangen und vorzunehmen.

1768 **5.7.4.2 Netzsicherheitsmanagement / Redispatch**

1769 **5.7.4.2.1 Erzeugungsanlagentypen und Speicher**

1770 Zur Vermeidung von Netzüberlastungen gibt es gesetzliche Anforderungen, welche nach
1771 Erzeugungsanlagentypen und Leistungsklasse unterschiedliche Vorgaben vorschreiben. Diese sind generell
1772 zugrunde zu legen.

1773 Alle EEG- und KWKG-Anlagen sowie alle Erzeugungsanlagen und Speicher, die nicht unter die Regelung des
1774 EEG oder KWKG fallen, müssen ab den Leistungsgrenzen des EEG bzw. KWKG über technische
1775 Einrichtungen zur Reduzierung der Wirkleistung durch den Netzbetreiber verfügen. Diese Einrichtungen
1776 müssen über ein Smart-Meter-Gateway, z.B. über eine Steuerbox nach FNN Lastenheft [5], angesteuert
1777 werden können.

1778 Oberhalb der Leistungsgrenze von 100 kW gibt der Netzbetreiber die Art der technischen Einrichtung vor.

1779 ANMERKUNG Perspektivisch soll die Wirkleistungs-Steuerung für Anlagen > 100 kW grundsätzlich über ein intelligentes
1780 Messsystem (iMSys) für registrierende Lastgangmessungen (RLM-Anwendungen) erfolgen.

1781 **5.7.4.2.2 Umsetzung des Netzsicherheitsmanagements / Redispatch**

1782 Erzeugungsanlagen und Speicher müssen ihre Wirkleistung auf einen vom Netzbetreiber am Netzanschluss-
1783 punkt vorgegebenen Leistungswert ohne Trennung vom Netz reduzieren können. Bewährt haben sich zum
1784 gegenwärtigen Zeitpunkt Sollwerte von 100 %/60 %/30 %/0 % bezogen auf die installierte Einspeise-
1785 wirkleistung P_{Amax} . Die reduzierte Wirkleistung darf am Netzanschlusspunkt um maximal $\pm 5\%$ vom Sollwert
1786 der Wirkleistungsbegrenzung abweichen. Die Leistungsreduzierung muss bei jedem Betriebszustand und aus
1787 jedem Betriebspunkt möglich sein.

1788 ANMERKUNG 1 Als künftige Anforderung wird eine feingliedrigere Wirkleistungssteuerung in einzelnen Prozentschritten
1789 erwartet (FNN-Anforderungen an die Kommunikationsschnittstelle).

1790 Bei Anlagen mit Überschusseinspeisung ist zu beachten, dass sich die Gesamtwirkung am
1791 Netzanschlusspunkt aus der Leistung der Erzeugungsanlage und der Leistung der Bezugsanlage ergibt. Die
1792 Anforderung zur Leistungsreduzierung bezieht sich unabhängig vom tatsächlichen Leistungsfluss und dessen
1793 Richtung am Netzanschlusspunkt auf die installierte Einspeisewirkleistung P_{Amax} . Eine Umsetzung der
1794 Leistungsreduzierung direkt an den Erzeugungseinheiten und/oder durch Zuschaltung von elektrischen
1795 Verbrauchsmitteln in Mischanlagen ist zur Erfüllung der Anforderung ausreichend. Eigenverbrauchskonzepte
1796 mit Speichern dürfen diesen Anforderungen nicht entgegenwirken. Jede Reduzierungs-Anforderung des
1797 Netzbetreibers muss über das Messkonzept oder über eine fernwirktechnische Anbindung für den
1798 Netzbetreiber nachvollziehbar sein.

1799 Unterhalb der technischen Mindestleistung darf die Erzeugungsanlage vom Netz getrennt werden (siehe hierzu
1800 auch die Ausnahmeregelung für Verbrennungskraftmaschinen in 5.7.4.1). Bei einem vorgegebenen
1801 Leistungswert von 0 % P_{Amax} ist eine Trennung vom Netz nicht zwingend notwendig.

1802 Die Wirkleistungsvorgabe erfolgt für jeden Primärenergieträger gesondert (sofern in der Kundenanlage
1803 mehrere Primärenergieträger angeschlossen sind).

1804 Vorgaben des Netzsicherheitsmanagements haben immer Vorrang vor marktrelevanten Vorgaben.

1805 **5.7.4.3 Wirkleistungsanpassung bei Über- und Unterfrequenz**

1806 **5.7.4.3.1 Allgemeines**

1807 Steigt bzw. fällt die Netzfrequenz außerhalb des Frequenzbandes von 50 Hz ± 200 mHz, haben sämtliche Typ-
 1808 2-Erzeugungseinheiten, Erzeugungs- und Speichereinheiten DC-gekoppelt (EZSE) und Speicher an der
 1809 netsicherheitsbasierten Primärregelung (PRNB) teilzunehmen.

1810 ANMERKUNG: Ein solches Ereignis, das zum Verlassen des Frequenzbandes von 50 Hz ± 200 mHz führt, kann
 1811 beispielsweise dann auftreten, wenn ein sehr hohes Leistungsungleichgewicht nicht mehr durch die marktbasierete Primär-
 1812 und Sekundärregelung stationär ausgeglichen werden kann. Dieses Frequenzband kann vorübergehend auch aufgrund
 1813 der begrenzten dynamischen Eigenschaften der marktbasiereten Primär- und Sekundärregelung überschritten werden.

1814 Innerhalb der jeweils typspezifischen Wirkleistungsstellbereiche bezieht sich der Bereich der unbeschränkten
 1815 Stellgeschwindigkeit nach Tabelle 3 jeweils auf den zum Zeitpunkt der Anforderung an die
 1816 netsicherheitsbasierte Primärregelung geltenden stationären Zustand. Dabei sind ggf. zusätzliche
 1817 Einschränkungen innerhalb ausgewiesener Wirkleistungsstellbereiche zu beachten.

1818 **Tabelle 3 – Dynamische Anforderungen an die netsicherheitsbasierte Primärregelung für die**
 1819 **Wirkleistungsstellbereiche Typ-2-EZE bzw. Erzeugungs- und Speichereinheiten sowie Speicher**
 1820 **im unbeschränkten Stellbereich**

EZE Technologie	Typ	unbeschränkter (ub) Stellbereich ¹			
		Stellbereich		Frequenzrückgang & Frequenzanstieg	
		$P_{ub,min}$	$P_{ub,max}$	Amplitude	Dämpfungsmaß
Batteriespeicher (netzfolgend)	2	-100 % $P_{v,max}^2$	100 % $P_{v,max}^2$	± 100 % $P_{v,max}^2$	≥ 0,06 ³
Photovoltaik		10 % $P_{E,max}$	100 % $P_{v,max}^2$	± 90 % $P_{v,max}^2$	≥ 0,2 ³

1 Unbeschränkter Stellbereich: Bereich der Kleinsignalstabilität der Primärregelung (Siehe Begriff 2.2.8) für $\cos \varphi = 1$

2 Technisch verfügbare Leistungsabgabe / Leistungsaufnahme

3 Anforderung an das Einschwingverhalten des Stellglieds nach $P(f)$ -Grenzkurve in Bild 18.

1821 ANMERKUNG: Aufgrund der inhärenten netzbildenden Eigenschaften von Typ-1-EZE, die in der Niederspannung im
 1822 Bereich der netsicherheitsbasierten Primärregelung das Problem der ungewollten Inselnetze intensivieren, wird auf die
 1823 Forderung der Stabilität im fiktiven Inselnetz für Typ-1-EZE in dieser Anwendungsregel vorläufig verzichtet. Dadurch
 1824 reduziert sich der zu erbringende Beitrag der Typ-1-EZE in der Niederspannung zur Ausregelung einer auftretenden
 1825 Störleistung signifikant und Typ-1-EZE stellen während dieser Situationen ihre Schwungmasse dem System zur Verfügung,
 1826 um den Frequenzgradienten zu reduzieren. Dies soll so lange gelten, bis neue Erkenntnisse zur Lösung der Problematik
 1827 mit ungewollten Inselnetzen in der Niederspannung vorliegen.

1828

1829
1830

Tabelle 4 – Dynamische Anforderungen an die netzsicherheitsbasierte Primärregelung für die Wirkleistungsstellbereiche Typ-1-EZE im beschränkten Stellbereich

EZE Technologie	Typ	Beschränkter Stellbereich ⁽¹⁾ <i>am starren Netz</i>							
		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	Stellgeschwindigkeit	Stellbereich	Stellgeschwindigkeit	Stellbereich	Stellgeschwindigkeit	Stellbereich	Stellgeschwindigkeit
Gasturbine	1	10 %- 100 % $P_{E_{max}}$	66 % $P_{E_{max}} / \text{min}$	10 %- 100 % $P_{E_{max}}$	66 % $P_{E_{max}} / \text{min}$	10 % - 100 % $P_{E_{max}}$	66 % $P_{E_{max}} / \text{min}$	10 %- 100 % $P_{E_{max}}$	66 % $P_{E_{max}} / \text{min}$
Verbrennungsmotoren (zur Stromerzeugung)		50 %- 100 % $P_{E_{max}}$	66 % $P_{E_{max}} / \text{min}$	50 %- 100 % $P_{E_{max}}$	66 % $P_{E_{max}} / \text{min}$	50 % - 100 % $P_{E_{max}}$	66 % $P_{E_{max}} / \text{min}$	50 %- 100 % $P_{E_{max}}$	66 % $P_{E_{max}} / \text{min}$

1831 Beschränkter Stellbereich: (Großsignalverhalten); Betrachtung des offenen Regelkreises „so wie heute“.

1832 5.7.4.3.2 Bestimmung der elektrischen Frequenz

1833 Für Typ-2-EZE, EZSE und Speicher ist es erforderlich zur Umsetzung der PRNB die elektrische Frequenz an
 1834 der Klemme der EZE, der EZSE bzw. des Speichers zu ermitteln. Auf typisch verfügbare und adäquat
 1835 anwendbare Messmethoden wird in dem FNN Hinweis „Ermittlung und Bewertung der Frequenz in
 1836 Energieversorgungsnetzen“ [6] hingewiesen. Abweichend zu den dort getroffenen Unterscheidungen in den
 1837 Anwendungsbereichen der Schutztechnik bzw. der Frequenzregelung ist im Zusammenhang mit der
 1838 Frequenzermittlung für die Umsetzung der PRNB ein gleitendes Messfenster von 1-5 Perioden mit einem
 1839 entsprechenden Auswerteverfahren (Beispiel siehe FNN Hinweis „Ermittlung und Bewertung der Frequenz in
 1840 Energieversorgungsnetzen“) zu verwenden.

1841 Für die Nachweisführung der Anforderungen, die auf den Frequenz- oder RoCoF-Angaben basieren (z.B.
 1842 PRNB), ist eine Frequenzermittlung über ein gleitendes Messfenster von 1-5 Perioden zugrunde zu legen.

1843 Anmerkung: Für die Ermittlung des RoCoF sind die Messwerte mehrerer aufeinander folgender Frequenzmessungen
 1844 zu verwenden.

1845 5.7.4.3.3 Verhalten bei steilen Frequenzgradienten (RoCoF)

1846 Erzeugungseinheiten, Erzeugungs- und Speichereinheiten DC-gekoppelt und Speicher müssen schnelle
 1847 Frequenzänderungen ohne Trennung vom Netz durchfahren können. Hierbei gelten folgende Festlegungen:

1848 Typ-1-EZE dürfen sich nicht vom Netz trennen, solange

1849 (a) die Drehzahlgradienten für den FRT-Fall nicht überschritten sind, welche sich aus den unter Abschnitt
 1850 5.7.3.2 definierten FRT-Fällen für Typ-1-EZE bei maximalem Spannungseinbruch an der EZE-Klemme bei
 1851 maximaler mechanischer Antriebsleistung bei einer Fehlerdauer von 150 ms ergeben;

1852 (b) die folgenden Frequenzänderungsgeschwindigkeiten nicht überschritten werden:

- 1853 – $\pm 2,0 \text{ Hz/s}$ für eine Dauer von 0,5 s,
- 1854 – $\pm 1,5 \text{ Hz/s}$ für eine Dauer von 1 s und

E VDE-AR-N 4105:2024-10

1855 – $\pm 1,25$ Hz/s für eine Dauer von von 2 s.

1856 Typ-2-EZE, Erzeugungs- und Speichereinheiten DC-gekoppelt und Speicher dürfen sich nicht vom Netz
1857 trennen, solange

1858 (a) die folgenden Frequenzänderungsgeschwindigkeiten nicht überschritten werden:

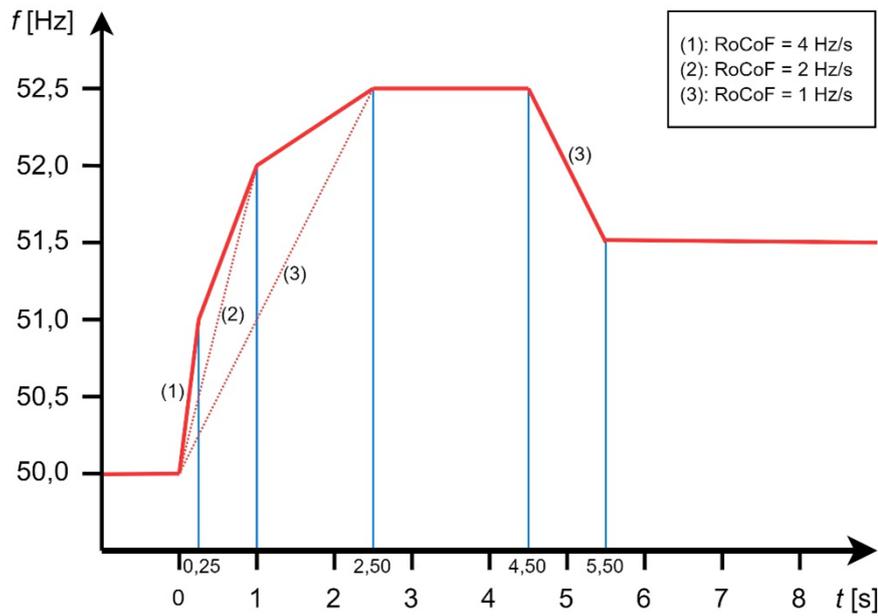
1859 – $\pm 4,0$ Hz/s für eine Dauer von 0,25 s,

1860 – $\pm 2,0$ Hz/s für eine Dauer von 0,5 s,

1861 – $\pm 1,5$ Hz/s für eine Dauer von 1 s und

1862 – $\pm 1,25$ Hz/s für eine Dauer von 2,5 s.

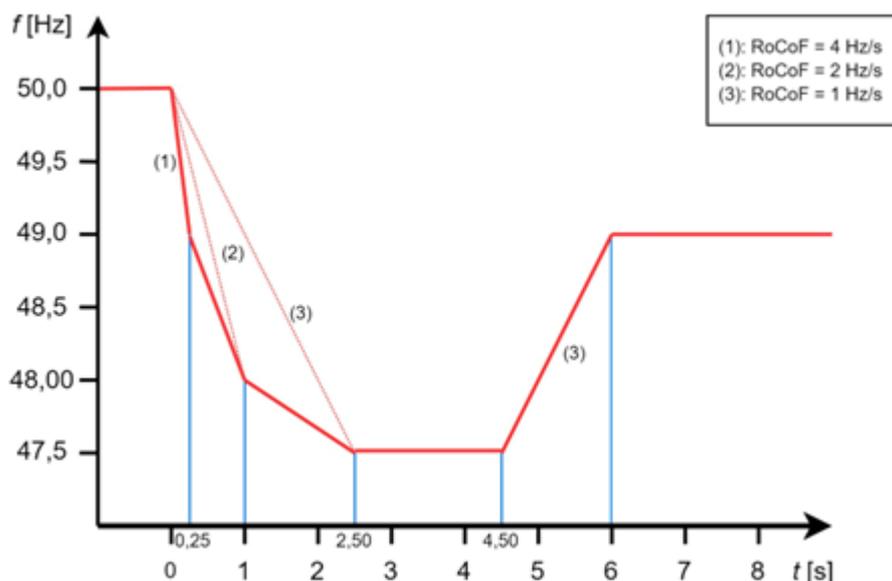
1863 (b) die Sequenzen von Frequenzänderungsgeschwindigkeiten nach Bild 14 und Bild 15 nicht überschritten
1864 werden.



1865

1866 **Bild 14 – Sequenz für den Frequenzverlauf (Überfrequenz) für den Fall 2. c) an den**
1867 **Generator клемmen**

1868



1869

1870
1871

Bild 15 – Sequenz für den Frequenzverlauf (Unterfrequenz) für den Fall 2. c) an den Generatorklemmen

1872 **5.7.4.3.4 Anforderungen an die Netzsicherheitsbasierte Primärregelung**

1873 Typ-2-Erzeugungseinheiten, Erzeugungs- und Speichereinheiten DC-gekoppelt sowie Speicher müssen im
1874 fiktiven Inselnetz jederzeit stabil betrieben werden können. Für die netzsicherheitsbasierte Primärregelung
1875 gelten ausschließlich folgende Anforderungen:

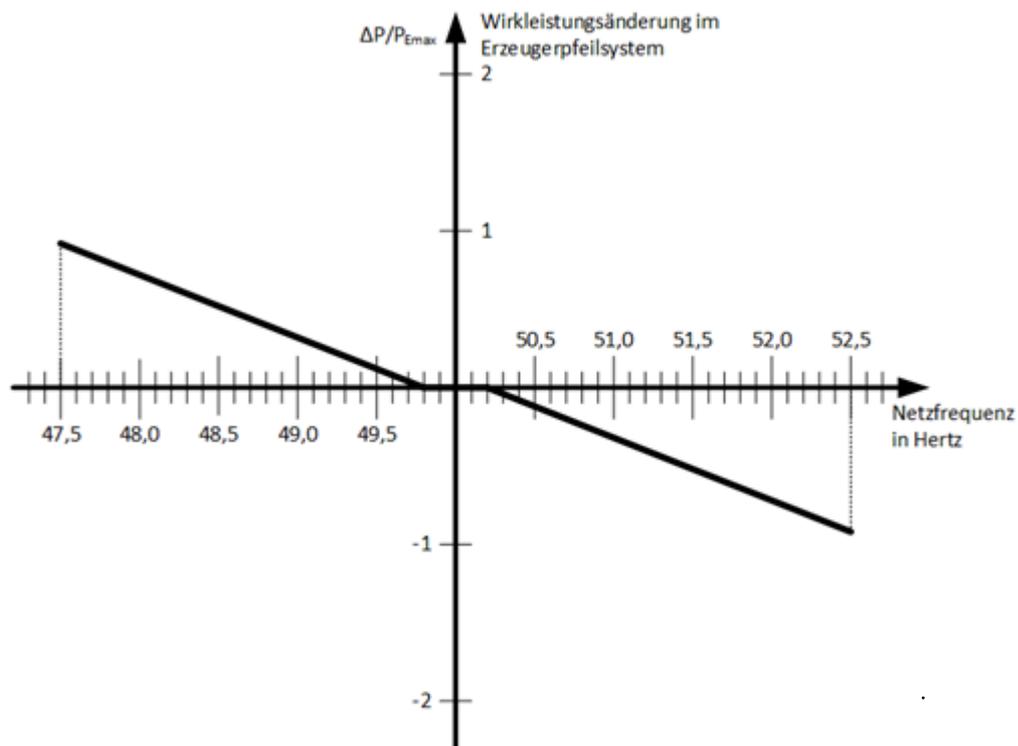
1876 **5.7.4.3.4.1 Statik im Bereich der PRNB**

1877 Die innerhalb der Frequenzbereiche 47,5 Hz bis 49,8 Hz bzw. 50,2 Hz bis 51,5 Hz (transient bis 52,5 Hz)
1878 wirksame PRNB muss als proportionale Frequenzregelung ausgeführt sein. Für die Einstellung der Statik ist
1879 folgendes zu berücksichtigen:

1880 Erzeugungseinheiten

- 1881 – Typ-2-EZE sind mit einer herstellerseitig voreingestellten Statik der drehzahl- bzw. frequenzabhängigen
1882 Wirkleistungseinspeisung von 5,0 % auszuliefern
- 1883 – Die Statik muss einstellbar sein zwischen 2,0 % und 12,0 %. Die Einstellbarkeit muss mit einem Schutz
1884 vor unbefugtem Zugriff (z. B. plombierbar, Passwortschutz) versehen sein.
- 1885 – Als Bezugsgröße P_{ref} zur Bestimmung der Statik ist für Typ-2-EZE P_{mom} heranzuziehen.

1886 Dabei entspricht P_{mom} der über einen Zeitraum von 200 ms gleitend gemittelten Wirkleistung an der Klemme
1887 zum Zeitpunkt der Überschreitung von 50,2 Hz bzw. zum Zeitpunkt der Unterschreitung von 49,8 Hz.



1888

1889 **Legende**

1890 P_{ref} entspricht P_{mom} für Erzeugungseinheiten vom Typ 2 zum Zeitpunkt der Überschreitung von 50,2 Hz

1891 ΔP : Leistungsänderung

1892 f Netzfrequenz

1893 **Bild 16 – Wirkleistungsanpassung von Erzeugungseinheiten vom Typ 2 bei Über- und**
 1894 **Unterfrequenz mit einer Statik von 5 % und Frequenzgrenzwerten von 49,8 Hz und 50,2 Hz für**
 1895 **den Beginn der Wirkleistungsanpassung.**

1896 EZSE und Seicher

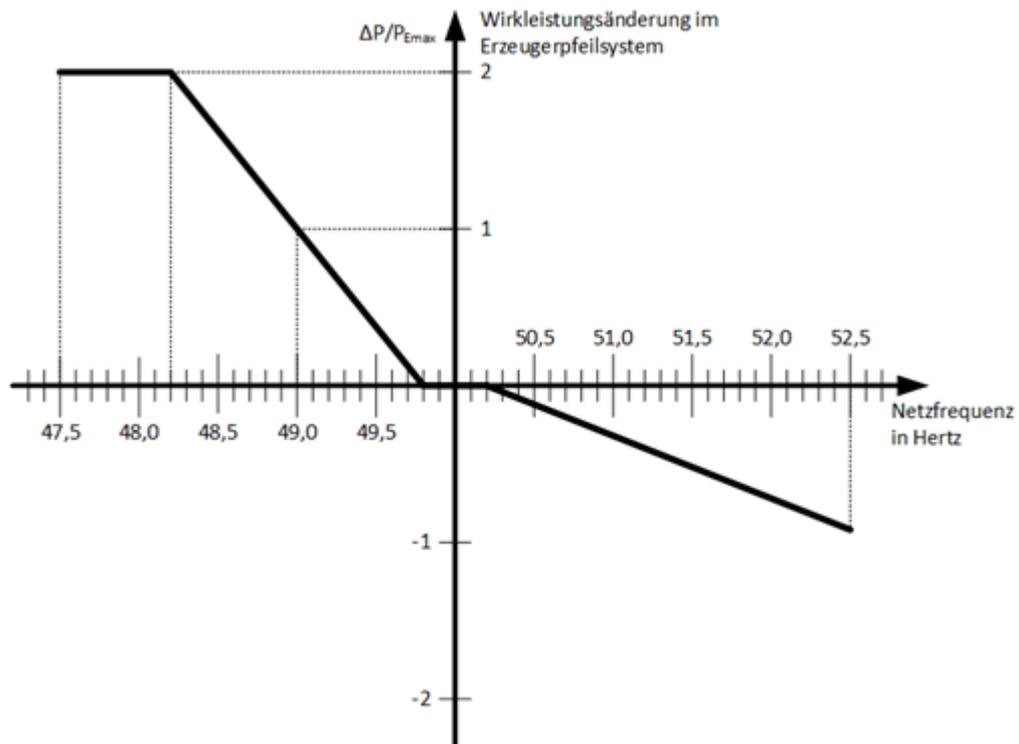
1897 – Als Standardwert ist für EZSE und Speicher im Überfrequenzbereich eine Statik von 5,0 % und im
 1898 Unterfrequenzbereich eine Statik von 1,6 % vorzusehen.

1899 – Als Maximalwert ist für EZSE und Speicher im Überfrequenzbereich eine Statik von 12,0 % und im
 1900 Unterfrequenzbereich eine Statik von 5,0 % vorzusehen.

1901 – Als Minimalwert ist für EZSE und Speicher im Überfrequenzbereich eine Statik von 2,0 % und im
 1902 Unterfrequenzbereich eine Statik von 0,2 % vorzusehen.

1903 – Die Statik der frequenzabhängigen Wirkleistungseinspeisung muss für den Über- und
 1904 Unterfrequenzbereich einstellbar sein zwischen dem jeweiligen minimalen und maximalen Wert. Die
 1905 Einstellbarkeit muss mit einem Schutz vor unbefugtem Zugriff (z. B. plombierbar, Passwortschutz)
 1906 versehen sein.

1907 Als Bezugsgröße P_{ref} zur Bestimmung der Statik ist für EZSE und Speicher $P_{E_{max}}$ heranzuziehen.



1908

1909 **Legende**

1910 $P_{E_{max}}$ höchste Wirkleistung einer Erzeugungseinheit (10-Minuten-Mittelwert)

1911 ΔP Leistungsänderung

1912 f Netzfrequenz

1913 **Bild 17 – Wirkleistungsanpassung von Speichern bei Überfrequenz mit einer Statik von 5 %**
 1914 **bzw. bei Unterfrequenz mit einer Statik von 1,6 % und Frequenzgrenzwerten von 49,8 Hz und**
 1915 **50,2 Hz für den Beginn der Wirkleistungsanpassung**

1916 Für EZE mit dargebotsabhängiger Primärenergie gelten diese Anforderungen uneingeschränkt nur für den
 1917 Bereich der Überfrequenz (50,2 Hz bis 51,5 Hz; transient bis 52,5 Hz). Für den Bereich der Unterfrequenz gilt
 1918 diese Anforderung nur insoweit, wie eine niedriger priorisierte Wirkleistungsreduzierung bestand.

1919 Darüber hinaus müssen Speicher zur Netzstützung – soweit es der Ladezustand zulässt – in den
 1920 Betriebsmodus „Energiefreisetzung“ übergehen und ihre Leistung entsprechend der in Bild 17 dargestellten
 1921 Kennlinie anheben. In diesem Fall hat die Systemstabilität eine höhere Priorität als ein mögliches
 1922 Einspeiseverbot von Speicherenergie in das Netz des Netzbetreibers auf Basis der technisch-bilanziellen
 1923 Anforderungen.

1924 **5.7.4.3.4.2 Verhalten bei Über- und Unterfrequenz im Bereich der PRNB**

1925 Für die netzsicherheitsbasierte Primärregelung gelten die Anforderungen im unbeschränkten Stellbereich nach
 1926 Tabelle 3. EZSE und Speicher müssen im fiktiven Inselnetz einen spontanen Übergang von Nennentladung
 1927 auf Nennladung und umgekehrt beherrschen.

1928 EZSE und Speicher

1929 – EZSE und Speicher müssen im Entladebetrieb eine spontane Entlastung von Nennleistung auf eine
 1930 beliebige Teillast einschließlich Leistungsumkehr beherrschen.

1931 – Im Entladebetrieb muss die abgegebene Wirkleistung bis zum Erreichen der Teillast, die einem dauerhaft
 1932 zulässigen Frequenzwert von 51,5 Hz entspricht, reduziert werden können.

E VDE-AR-N 4105:2024-10

1933 Erzeugungseinheiten, EZSE und Speicher müssen im fiktiven Inselnetzbetrieb im Falle einer spontanen
1934 Leistungsanforderung (Leistungserhöhung, Unterfrequenzereignis) bedingt durch einen Abfall der
1935 Netzfrequenz in den Bereich der PRNB folgende Anforderungen erfüllen:

1936 – Erzeugungseinheiten müssen mit den in Tabelle 3 enthaltenen Anforderungen innerhalb des
1937 unbeschränkten Stellbereichs ihre Leistung steigern. Dies gilt unter der Voraussetzung, dass eine
1938 entsprechende Leistungsreserve betrieblich vorgesehen war.

1939 – EZSE und Speicher müssen im Ladebetrieb eine spontane Entlastung von Nennentladung auf eine
1940 beliebige Teilladung einschließlich Leistungsumkehr beherrschen.

1941 – EZSE und Speicher müssen im Ladebetrieb die aufgenommene Wirkleistung bis zum Erreichen des
1942 Teilverbrauchs, der einem transient zulässigen Frequenzwert von 48,5 Hz entspricht, reduziert können.

1943 – Die Schwellwerte zur Aktivierung der PRNB müssen zwischen 49,5 Hz bis 49,8 Hz bzw. 50,2 Hz bis
1944 50,5 Hz in Schritten von 10 mHz einstellbar sein. Im Auslieferungszustand liegen sie bei 49,8 Hz bzw. 50,2
1945 Hz. Die Einstellbarkeit muss mit einem Schutz vor unbefugtem Zugriff (z. B. plombierbar, Passwortschutz)
1946 versehen sein.

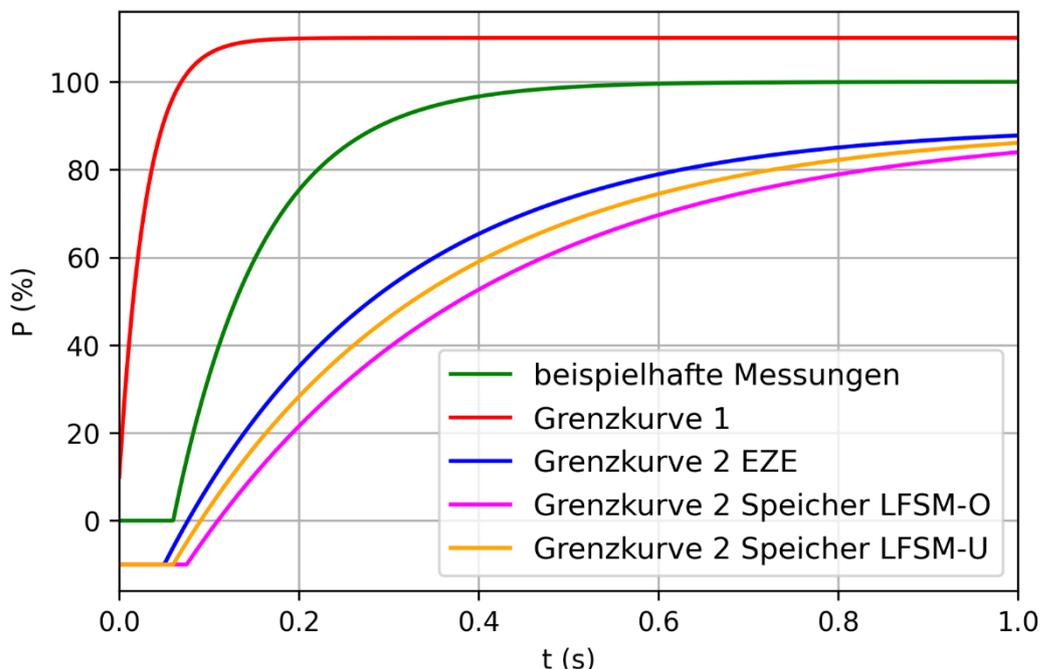
1947 Die maximale Unempfindlichkeit der frequenzabhängigen Wirkleistungsanpassung um den gemessenen
1948 Frequenzwert beträgt ± 10 mHz.

1949 Eine Netztrennung innerhalb des Frequenzbereichs von 47,5 Hz – 51,5 Hz ist unzulässig.

1950 Bei Netzfrequenzen unterhalb von 47,5 Hz dürfen sich Typ-2-EZE, EZSE und Speicher automatisch vom Netz
1951 trennen.

1952 Bei Netzfrequenzen oberhalb von 51,5 Hz müssen die Typ-2-EZE, EZSA und Speicher mindestens 5 s am
1953 Netz bleiben und dürfen sich oberhalb von 52,6 Hz automatisch vom Netz trennen.

1954 Der Nachweis erfolgt anhand der Tabelle A.2, Tabelle A.3, Tabelle A.6 und Tabelle A.7. Die Anforderungen
1955 gelten als erfüllt, wenn die in Tabelle 6 aufgeführten Parameterbeschränkungen und die in Bild 18
1956 gekennzeichneten Grenzkurven eingehalten werden. Eine beispielhafte Grenzkurve ist in Bild 18 dargestellt.



1957

1958

Bild 18 – Grenzkurven entsprechend Tabelle 6

1959 Anmerkung 1: Diese Grenzkurven wurden auf Basis der Anforderungen der VDE AR-N 4110:2025 Abschnitt 10.2.5.4.2
1960 erstellt. Wenn die Sprungantwort des offenen Regelkreises die entsprechende Grenzkurve nach Bild Z einhält, kann davon
1961 ausgegangen werden, dass sowohl die Anforderungen an die Dämpfung als auch die Anforderungen an die Einhaltung der

1962 Frequenzgrenzen im fiktiven Inselnetz entsprechend der Anforderungen an die Netzsicherheitsbasierte Primärregelung
 1963 nach VDE-AR-N 4110:2025 eingehalten werden

1964 **Tabelle 5 – Gleichungen der Toleranzbänder für die Prüfung der Sprungantwort**

Gültigkeit	Funktion
$t < T_V$	$P_{Start} + \text{sign}(P_{Soll} - P_{Start}) \cdot P_{Tol}$
$t \geq T_V$	$P_{Start} + (P_{Soll} - P_{Start}) \cdot \left(1 - e^{\left(\frac{T_V-t}{\tau}\right)}\right) + \text{sign}(P_{Soll} - P_{Start}) \cdot P_{Tol}$
	P_{Start} : Leistung vor dem Sprung P_{Soll} : erwartete Leistung nach dem Sprung

1965 **Tabelle 6 – Parameter der Toleranzbänder**

Parameter	Grenzkurve 1	Grenzkurve 2 EZE Typ 2	Grenzkurve 2 EZSE und Speicher LFSM-O	Grenzkurve 2 EZSE und Speicher LFSM-U
τ	0,03 s	0,250 s	0,330 s	0,290 s
T_V	0,0 s	0,05 s	0,075 s	0,060 s
P_{Tol}	+10% · P_{EMAX}	-10% · P_{EMAX}	-10% · P_{EMAX}	-10% · P_{EMAX}

1966 ANMERKUNG 2: Sicherheitsrelevante Batteriespeicher, die im ungestörten Netz keine Wirkleistung einspeisen, wie
 1967 unterbrechungsfreie Stromversorgungen, Pufferbatterien für Hilfsenergieversorgungen usw., werden im Sinne der TARs
 1968 nicht als Speicher betrachtet.

1969 Speicher die sich in einem Stromsparmodus („Standby-Betrieb“) befinden, sind von den Verpflichtungen zur
 1970 Teilnahme an der PRNB ausgenommen.

1971 **5.7.4.3.5 Eingeschränkte Anforderungen aufgrund technologiespezifischer Restriktionen**

1972 Technologieorientierte Kennwerte der Wirkleistungsabgabe innerhalb der netzsicherheitsbasierten
 1973 Primärregelung sind Tabelle 3 und Tabelle 4 zu entnehmen. Aufgrund technischer Restriktionen können sich
 1974 zusätzliche Einschränkungen ergeben. In diesen Fällen gelten folgende Anforderungen:

1975 Typ-1-EZE sind vorläufig von der Teilnahme an der netzsicherheitsbasierten Primärregelung ausgenommen.
 1976 Mit Eintritt der Frequenz in den Bereich der netzsicherheitsbasierten Primärregelung gelten für Typ-1-EZE die
 1977 Stellgeschwindigkeiten nach Tabelle 4. Die Statik der drehzahlabhängigen Wirkleistungseinspeisung muss bei
 1978 Typ-1-EZE einstellbar sein zwischen 2 % und 12 % und ist mit 12 % auszuliefern.

1979 Nicht regelbare Erzeugungseinheiten sind von der Teilnahme an der netzsicherheitsbasierten Primärregelung
 1980 befreit und dürfen sich alternativ zur Wirkleistungsreduzierung bei Überfrequenz in dem Frequenzbereich
 1981 zwischen 50,2 Hz und 52,5 Hz auch vom Netz trennen; in diesem Fall ist die Gleichverteilung der
 1982 Abschaltfrequenz in maximal 0,1-Hz-Schritten durch den Hersteller für jeden Anlagentyp sicherzustellen.

1983 ANMERKUNG: Diese Einschränkung darf unter anderem für Brennstoffzellen, Windenergieanlagen, Wasserkraftanlagen
 1984 und REDOX-Flow Batterien angewendet werden.

1985 Erzeugungseinheiten, die bedingt regelbar sind, z. B. nur im Bereich 70 % bis 100 % P_{EMax} , können in diesem
 1986 Bereich alternativ die Anforderungen an die Stellgeschwindigkeiten nach Tabelle 4 und die Anforderungen an

E VDE-AR-N 4105:2024-10

1987 die Statik nach Abschnitt 5.7.4.3.3 erfüllen. Außerhalb des regelbaren Bereiches erfolgt dann die Abschaltung
 1988 entsprechend der gleichmäßig verteilten Abschaltgrenze für nicht regelbare Erzeugungseinheiten.

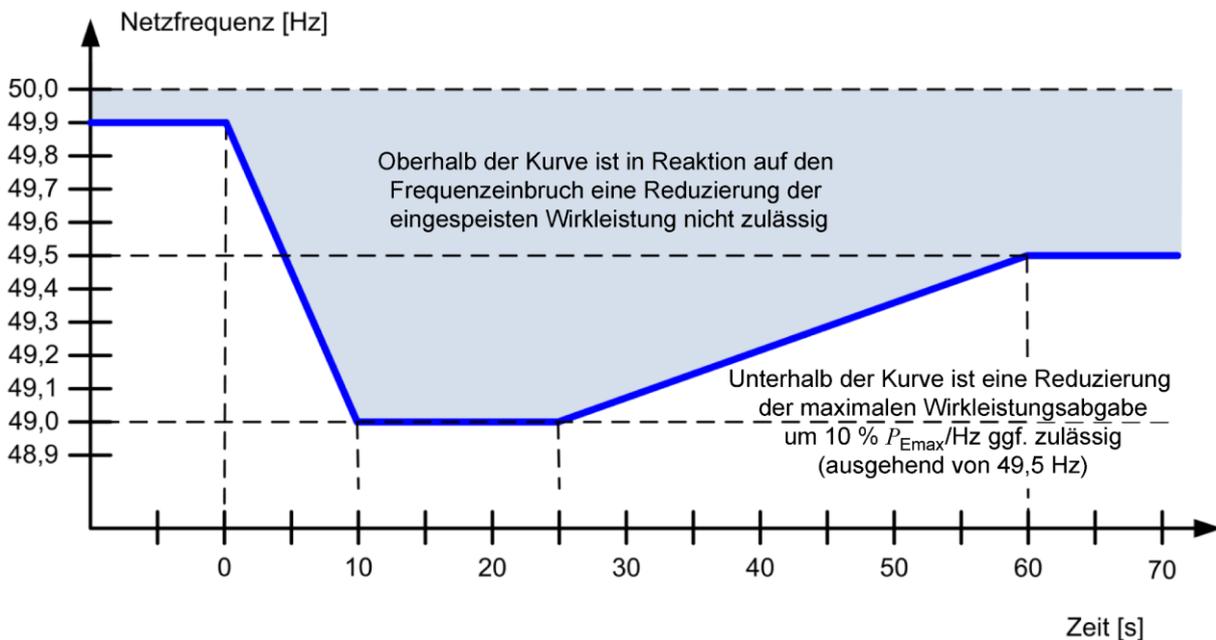
1989 SOFC Brennstoffzellen sind vorläufig von der Teilnahme an der netzsicherheitsbasierten Primärregelung
 1990 ausgenommen. Bei Erzeugungseinheiten mit SOFC Brennstoffzellen erfolgt eine Wirkleistungsanpassung mit
 1991 einem Leistungsgradienten von mindestens 66 % $P_{E_{max}}$ je Minute (entspricht 1,11 % $P_{E_{max}}$ je Sekunde).

1992 Direkt gekoppelte Asynchrongeneratoren ohne Umrichter im Läuferkreis sind von der Teilnahme an der
 1993 netzsicherheitsbasierten Primärregelung ausgenommen. Stattdessen hat eine Wirkleistungsanpassung mit
 1994 einem Leistungsgradienten von mindestens 66 % $P_{E_{max}}$ je Minute (entspricht 1,11 % $P_{E_{max}}$ je Sekunde) zu
 1995 erfolgen. Zusätzlich muss die leistungsbezogene Statik einstellbar sein zwischen 2 % und 12 % und ist mit 12
 1996 % auszuliefern.

1997 5.7.4.3.6 Anforderungen bei Frequenzabweichungen im dynamischen Kurzzeitbereich

1998 Bild 19 stellt die Anforderung an die Abgabeleistung der Erzeugungseinheiten in einer möglichen Ausprägung
 1999 des dynamischen Frequenzverhaltens nach einer Wirkleistungsbilanzstörung dar. Eine Erzeugungseinheit darf
 2000 bei Frequenzverläufen zwischen 50 Hz und der blau gezeichneten Kurve ihre vorgegebene
 2001 Wirkleistungsabgabe nicht verringern. Technologiebedingt ist für Verbrennungsmotoren und Gasturbinen eine
 2002 Reduzierung um 3 % $P_{E_{max}}$ im dynamischen Kurzzeitbereich bis zum Wiedererreichen von 49,5 Hz zulässig.

2003 Bei Gas- und Dampfturbinen ist bei abnehmender Drehzahl unterhalb von 49,5 Hz und unterhalb der in Bild 19
 2004 dargestellten Kurve, ein durch den Gas- oder Dampfprozess bedingter Rückgang der maximalen
 2005 Wirkleistungsabgabe der Erzeugungseinheiten von nicht mehr als 10 % $P_{E_{max}} \cdot (49,5 \text{ Hz} - f)/1 \text{ Hz}$ zulässig.
 2006 Dies gilt auch für Verbrennungsmotoren. Bei darüberhinausgehendem Rückgang der maximalen
 2007 Wirkleistungsabgabe sind durch den Betreiber der Erzeugungseinheit die zugrunde zu legenden
 2008 Umgebungsbedingungen (z. B. Umgebungstemperatur) und die technischen Fähigkeiten nachweislich zu
 2009 dokumentieren und beim Netzbetreiber einzureichen.



2010

Bild 19 – Anforderung an die Abgabeleistung der Erzeugungseinheiten im dynamischen Kurzzeitbereich

2011
 2012

2013 5.7.4.3.7 Ende des kritischen Netzzustandes und Rückkehr in den Normalbetrieb

2014 Auch wenn die Frequenz nach einer Abweichung in den Bereich der netzsicherheitsbasierten Primärregelung
 2015 wieder in den Bereich der marktbasieren Primärregelung von i.d.R. 50,0 Hz ± 200 mHz zurückkehrt, ist
 2016 zunächst noch von einem gefährdeten Netzzustand auszugehen.

2017 Die Anpassung der Soll-Wirkleistung an das ggf. inzwischen erhöhte Primärenergieangebot (ausgenommen
 2018 zur Erbringung von Regelleistung) ist auf einen Gradienten von maximal 10 % $P_{E_{max}}/min$ zu begrenzen. Erst
 2019 wenn sich die Netzfrequenz ununterbrochen 10 Minuten lang innerhalb des Toleranzbandes von
 2020 50,0 Hz ± 100 mHz befunden hat, gilt der Netznormalbetrieb als wiederhergestellt. Eine Gradienten-
 2021 Begrenzung bei der Anpassung der Soll-Wirkleistung ist dann nicht mehr erforderlich.

2022 Die Festlegung des Gradienten bei potenziellen Leistungsbeschränkungen innerhalb der Dauer des
 2023 gefährdeten Netzzustands erfolgt nach der Priorisierungsregelung im Abschnitt 8.1.

2024 **5.7.4.4 Spannungsabhängige Wirkleistungsreduzierung**

2025 Um die Abschaltung der Erzeugungsanlage aufgrund des Überspannungsschutzes $U >$ zu vermeiden ist es
 2026 zulässig, die eingespeiste Wirkleistung als Funktion der Spannung der Erzeugungseinheit(en) zu reduzieren.
 2027 Die Umsetzung wird dann vom Anlagenhersteller gewählt. Hierbei handelt es sich nicht um eine Wirkleis-
 2028 tungsreduzierung im Sinne des Einspeisemanagements nach EEG.

2029 Sprünge oder Schwingungen der Wirkleistungseinspeisung sind dabei nicht zulässig.

2030 **5.7.5 Kurzschlussstrombeitrag**

2031 Durch den Betrieb einer Erzeugungsanlage wird der Kurzschlussstrom des Niederspannungsnetzes um den
 2032 Kurzschlussstrom der Erzeugungsanlage erhöht. Die Angabe des zu erwartenden Kurzschlussstromes der
 2033 Erzeugungsanlage an der Übergabestelle hat daher nach 4.2 zu erfolgen. Überschlägig können zur Ermittlung
 2034 des Anfangs-Kurzschlusswechselstrombeitrages I''_{kA} einer Erzeugungsanlage folgende Werte angenommen
 2035 werden:

2036 – bei Synchrongeneratoren das 8-Fache,

2037 – bei Asynchrongeneratoren das 6-Fache,

2038 – bei Erzeugungseinheiten mit Umrichtern und/oder Speichern mit Umrichtern das 1,2-Fache

2039 des jeweiligen Bemessungsstromes.

2040 Wird durch die Erzeugungsanlage der Kurzschlussstrom im Netz des Netzbetreibers über den Bemessungs-
 2041 wert hinaus erhöht, so sind zwischen Anschlussnehmer und Netzbetreiber geeignete Maßnahmen zu
 2042 vereinbaren, die den Kurzschlussstrom aus der Erzeugungsanlage in seiner Höhe entsprechend begrenzen.
 2043 Auf Anforderung des Netzbetreibers sind durch den Anschlussnehmer Einrichtungen zur Begrenzung des von
 2044 der Kundenanlage in das Netz des Netzbetreibers eingespeisten Anfangskurzschlusswechselstromes
 2045 vorzusehen oder ggf. ist ein anderer Netzverknüpfungspunkt zu ermitteln. Dabei sind bereits installierte
 2046 Erzeugungsanlagen oder solche, für die eine verbindliche Anschlusszusage vorliegt, zu berücksichtigen. Ein
 2047 Vorhalt für zukünftige Erzeugungsanlagen erfolgt nicht.

2048 **6 Ausführung der Erzeugungsanlage/Netz- und Anlagenschutz (NA-Schutz)**

2049 **6.1 Generelle Anforderungen**

2050 Bei dem Netz- und Anlagenschutz (NA-Schutz) handelt es sich um typgeprüfte zertifizierte Schutzfunktionen
 2051 (siehe Vordruck E.5), in denen alle Anforderungen nach 6.5 realisiert sind. Der NA-Schutz wirkt auf den
 2052 Kuppelschalter nach 6.4.

2053 Anmerkung: Die Umsetzung der NA-Schutzfunktion kann in mehreren Einheiten erfolgen, z.B. kann die Inselnetzerkennung
 2054 separat erfolgen.

2055 In Abhängigkeit der Summe der maximalen Scheinleistungen aller Erzeugungsanlagen und Speicher an einem
 2056 Netzanschlusspunkt $\sum S_{Amax}$ ergeben sich für den NA-Schutz folgende Bedingungen:

- $\sum S_{Amax} > 30$ kVA:
- Zentraler NA-Schutz am zentralen Zählerplatz.

Ausnahme 1: Bei Blockheizkraftwerken/Brennstoffzellen ist auch bei Erzeugungsanlagen > 30 kVA ein integrierter NA-Schutz zulässig, wenn am Netzanschlusspunkt eine für das Personal des Netzbetreibers jederzeit zugängliche Schaltstelle mit Trennfunktion vorhanden ist.

Ausnahme 2: Bei Speichern, die nicht in das Niederspannungsnetz des Netzbetreibers einspeisen, ist auch > 30 kVA ein integrierter NA-Schutz zulässig.

Aus Gründen der Übersichtlichkeit der Kundenanlage dürfen Ausnahme 3 und 4 nur angewendet werden, wenn noch kein zentraler NA-Schutz vorhanden ist.

Ausnahme 3: Bei einer maximalen Leitungslänge von 15 m zwischen der Übergabestelle/Hausanschlusskasten und der entferntesten Erzeugungseinheit, ist auch > 30 kVA ein integrierter NA-Schutz zulässig.

ANMERKUNG: Diese Vereinfachung beruht auf einem annähernd gleichen Spannungsniveau zwischen Übergabestelle und EZE mit $\Delta U_{max} \leq 0,5\% U_n$.

Ausnahme 4: Erfolgt die Messwerterfassung für den Spannungssteigerungsschutz $U >$ am zentralen Zählerplatz, ist auch > 30 kVA ein integrierter NA-Schutz zulässig. Die Messwerterfassung darf am HAN-Kanal oder der Kommunikationsschnittstelle des iMSys oder an einer kundeneigenen Leistungsmessung am Netzanschlusspunkt (EnFluRi) erfolgen. Der Spannungswert wird an den integrierten NA-Schutz aller Erzeugungseinheiten mittels Kommunikationsprotokoll übermittelt. Als Kommunikationskabel kann z.B. ein CAT5-Kabel verwendet werden. Bei einer Störung der Kommunikationsstrecke müssen alle Erzeugungseinheiten nach spätestens einer Minute durch ihren integrierten NA-Schutz ausgeschaltet werden oder ihren Spannungssteigerungsschutz $U >$ mit dem Einstellwert $110\% U_n$ aktivieren. Alle anderen Schutzfunktionen ($U >>$, $U <$, $U <<$, $f >$ und $f <$) werden durch eine lokale Messung an den Klemmen der Erzeugungseinheiten realisiert. Der Prüfumfang für das NA-Schutz-Zertifikat umfasst in diesem Fall die gesamte Wirkungskette von Messwerterfassung, Kommunikationsstrecke und integriertem NA-Schutz.

ANMERKUNG 1: Dabei können die einzelnen Komponenten auch getrennt getestet werden, wenn die Kommunikationsschnittstelle für beide Seiten fest definiert ist. Auf dem Zertifikat sind die zulässigen Kombinationen von Komponenten auszuweisen.

ANMERKUNG 2: Die Messwerterfassung über das iMSys kann erst bei Verfügbarkeit einer geeigneten Kommunikationsschnittstelle erfolgen. Die Auswahl des iMSys unterliegt dabei dem Messstellenbetreiber.

ANMERKUNG 3: Wenn hierfür das iMSys genutzt werden soll, muss im Vorfeld mit dem Messstellenbetreiber geklärt werden, ob die verwendeten Geräte die Anforderungen erfüllen und die Messwerte bereitgestellt werden können.

- $\sum S_{Amax} \leq 30$ kVA:
- Zentraler NA-Schutz am zentralen Zählerplatz oder dezentral in einer Unterverteilung oder
 - integrierter NA-Schutz.

2057 Bei der Ermittlung der Summe der maximalen Scheinleistungen aller Erzeugungsanlagen und Speicher an
2058 einem Netzanschlusspunkt $\sum S_{Amax}$ sind sowohl alle Bestandsanlagen als auch alle Neuanlagen zu berücksichtigen.
2059 Speicher, die nicht in das Niederspannungsnetz des Netzbetreibers an diesem Netzanschlusspunkt
2060 einspeisen, sowie Blockheizkraftwerke, die über eine jederzeit zugängliche Schaltstelle mit Trennfunktion
2061 angeschlossen werden, sind bei der Ermittlung von $\sum S_{Amax}$ nicht zu berücksichtigen.

2062 Ergibt die Summe der maximalen Scheinleistungen aller Erzeugungsanlagen und Speicher an einem Netz-
2063 anschlusspunkt, die in das Niederspannungsnetz des Netzbetreibers an diesem Netzanschlusspunkt ein-
2064 speisen, einen Wert von $\sum S_{Amax} > 30 \text{ kVA}$, ist ein zentraler NA-Schutz nach den obigen Bedingungen zu
2065 installieren bzw. nachzurüsten. Dies trifft auch zu, wenn der Grenzwert von 30 kVA durch nachträgliche
2066 Maßnahmen überschritten wird. Hierzu zählen z. B.:

2067 – Zubau von neuen Erzeugungseinheiten, auch wenn sie durch $P_{AV, E}$ am Netzanschlusspunkt auf $\leq 30 \text{ kVA}$
2068 begrenzt werden;

2069 ANMERKUNG: Hintergrund ist der Spannungsanstieg innerhalb der Kundenanlage, der zu einem häufigen Abschalten der
2070 Erzeugungsanlage führen kann.

2071 – der Betriebsmodus des/der Speicher(s) wird so geändert, dass er in das Niederspannungsnetz des Netz-
2072 betreibers einspeist;

2073 – Blockheizkraftwerke, die nicht mehr über eine jederzeit zugängliche Schaltstelle mit Trennfunktion ange-
2074 schlossen und betrieben werden.

2075 Der Ausfall der Hilfsspannung des zentralen NA-Schutzes oder der Steuerung des integrierten NA-Schutzes
2076 muss zum unverzügerten Auslösen des Kuppelschalters führen. Die Schutzauslösung des integrierten
2077 Schutzes darf durch sonstige Funktionen der Steuerung nicht unzulässig verzögert werden, damit die
2078 erforderlichen Abschaltzeiten eingehalten werden. Die Schutzfunktionen müssen auch bei einem Fehler der
2079 Anlagensteuerung erhalten bleiben.

2080 Der zentrale NA-Schutz, der integrierte NA-Schutz, der zentrale sowie der integrierte Kuppelschalter sowie die
2081 zugehörigen Auslösekreise müssen den folgenden Anforderungen genügen:

2082 – Die Betriebsmittel müssen mindestens so gestaltet, gebaut, ausgewählt, zusammengestellt und kombiniert
2083 werden, dass sie den zu erwartenden Betriebsbeanspruchungen (z. B. die Zuverlässigkeit hinsichtlich
2084 ihres Schaltvermögens und ihrer Schalthäufigkeit) und äußeren Einflüssen (z. B. mechanische Vibration,
2085 externe elektrische/magnetische Felder, Unterbrechungen oder Störungen der Energieversorgung)
2086 standhalten können.

2087 – Ein einzelner Fehler darf nicht zum Verlust der Schutzfunktion des Netz- und Anlagenschutzes führen.
2088 Fehler gemeinsamer Ursache müssen berücksichtigt werden, wenn die Wahrscheinlichkeit für das Auf-
2089 treten eines solchen Fehlers von Bedeutung ist. Jeder einzelne Fehler sollte angezeigt werden und muss
2090 zu einer Abschaltung der Erzeugungseinheit oder -anlage führen.

2091 **6.2 Zentraler NA-Schutz**

2092 Der zentrale NA-Schutz ist als eigenständiges Betriebsmittel am zentralen Zählerplatz in einem dafür ge-
2093 eigneten Stromkreisverteiler nach VDE-AR-N 4100, Abschnitt 8 und nicht im anlagenseitigen Anschlussraum
2094 nach VDE-AR-N 4100, Abschnitt 7.2 und 7.3 zu installieren. Beispiele für die Anordnung des zentralen NA-
2095 Schutzes und damit den Anschluss von Erzeugungsanlagen an Zählerplätze sind in Anhang C dargestellt.

2096 Bei Messwerterfassung für den Spannungssteigerungsschutz $U >$ am zentralen Zählerplatz ist die Umsetzung
2097 nach Ausnahme 4 in 6.1 ebenfalls zulässig (kein eingeständiges Betriebsmittel).

2098 Beim zentralen NA-Schutz ist weiterhin zur Prüfung des Auslösekreises „NA-Schutz – Kuppelschalter“ vom
2099 Anlagenerrichter ein Auslösetest vorzunehmen. Der zentrale NA-Schutz verfügt dazu über eine Möglichkeit,
2100 den Kuppelschalter für Prüfzwecke auszulösen (z. B. über eine Prüftaste). Am Kuppelschalter muss die
2101 Auslösung visualisiert sein.

2102 ANMERKUNG Anschlussbeispiele sind im Anhang B beschrieben.

2103 **6.3 Integrierter NA-Schutz**

2104 Beim integrierten NA-Schutz kann der NA-Schutz in der programmierbaren Anlagensteuerung der Erzeu-
2105 gungseinheiten integriert sein (z. B. in der Umrichtersteuerung). In diesem Fall kann auf die Prüfmöglichkeit
2106 des Auslösekreises „NA-Schutz – Kuppelschalter“ für den Anlagenerrichter verzichtet werden.

E VDE-AR-N 4105:2024-10

2107 Der integrierte NA-Schutz wirkt auf einen integrierten Kuppelschalter (siehe 6.4.3) oder alternativ auf einen
2108 externen Kuppelschalter (z.B. bei gewolltem Inselbetrieb der Kundenanlage)

2109 6.4 Kuppelschalter

2110 6.4.1 Allgemeines

2111 Für den Anschluss der Erzeugungsanlage an das Niederspannungsnetz des Netzbetreibers oder an die übrige
2112 Kundenanlage ist ein Kuppelschalter zu verwenden. Der Kuppelschalter wird vom NA-Schutz angesteuert und
2113 löst automatisch aus, wenn mindestens eine Schutzfunktion anspricht.

2114 Als Kuppelschalter können die Schalteinrichtungen der einzelnen Erzeugungseinheiten (integrierter Kuppel-
2115 schalter) verwendet werden.

2116 Die Nutzung der integrierten Kuppelschalter ist auch in Verbindung mit dem zentralen NA-Schutz möglich. In
2117 jedem Fall ist der zentrale NA-Schutz ab $\sum S_{Amax} > 30$ kVA (Summe der maximalen Scheinleistungen aller
2118 Erzeugungsanlagen und Speicher an einem Netzanschlusspunkt; Ausnahmen siehe 6.1) direkt am zentralen
2119 Zählerplatz anzuschließen.

2120 Bei der Signalübertragung zu einem räumlich getrennten Schaltgerät ist sicherzustellen, dass die geforderten
2121 Abschaltzeiten nach Tabelle 7 eingehalten werden und zu einer Abschaltung der Erzeugungsanlage führen.
2122 Der Ausfall der Signalübertragung muss erkannt werden und nach einer Zeit von höchstens einer Minute zur
2123 Auslösung des Kuppelschalters führen. Bei der Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage ist ein Auslösetest des
2124 Kuppelschalters vorzunehmen.

2125 Der Kuppelschalter muss für den bedingten Bemessungskurzschlussstrom und unter Berücksichtigung der
2126 nach 6.5 erforderlichen Schutzeinrichtungen ausgelegt und unverzüglich auslösbar sein. Das Schaltvermögen
2127 des Kuppelschalters ist nach dem höheren Wert aus Bemessungsstrom der vorgeschalteten Sicherung und
2128 maximalem Anfangs-Kurzschlusswechselstrombeitrag der Erzeugungsanlage zu bemessen. Die Funktions-
2129 kontrolle des Kuppelschalters ist nach a) oder b) oder c) zu realisieren:

2130 a) Verwendung eines Kuppelschalters, bei dem im eingeschalteten Zustand ständig eine Steuerspannung
2131 anliegen muss, und der selbsttätig abschaltet, wenn diese Spannung nicht anliegt. Die betriebsmäßigen
2132 Ein- oder Ausschaltvorgänge sind zu überwachen.

2133 b) Eine mindestens einmal tägliche Ein- oder Ausschaltung des Kuppelschalters durch den NA-Schutz und
2134 Überwachung der ordnungsgemäßen Funktion des Kuppelschalters (z. B. Öffner eines Rückmelde-
2135 kontaktes).

2136 c) Verwendung des integrierten Kuppelschalters und des integrierten NA-Schutzes bei PV- und Batterie-
2137 umrichtern nach DIN EN 62109 (VDE 0126-14).

2138 Bei einem festgestellten Defekt des Kuppelschalters darf die Erzeugungsanlage nicht einspeisen und darf nicht
2139 wieder einschalten.

2140 Umsetzungsbeispiele sind in Anhang B.2 aufgeführt.

2141 ANMERKUNG 1: Zu den weiterführenden Prüfungen während des Betriebes der Erzeugungsanlage siehe auch 8.1.

2142 Der Kuppelschalter muss alle Außenleiter schalten.

2143 – Im TN- System sind die drei Außenleiter zu schalten.

2144 – Im TT-System ist allpolig zu schalten (die drei Außenleiter und der Neutraleiter).

2145 – Bei inselnetzbildenden Systemen kann der Kuppelschalter zusätzlich die Funktion des Netztrennschalters
2146 übernehmen. In diesem Fall ist die VDE-AR-E 2510-2 einzuhalten.

2147 ANMERKUNG 2: Allpoliges Schalten bedeutet das Schalten aller aktiven Leiter der Erzeugungsanlage vom Einspeisepunkt
2148 in die Kundenanlage oder vom Netz des Netzbetreibers (je nach Einbauort und Verwendung des Kuppelschalters). Aktive
2149 Leiter sind nach DIN VDE 0100-200 (VDE 0100-200) alle Leiter, die dazu vorgesehen sind, im üblichen Betrieb unter
2150 Spannung zu stehen, einschließlich des Neutraleiters. Vereinbarungsgemäß gehört der PEN-Leiter nicht dazu. Das heißt,
2151 dass alle Leiter zu schalten sind, mit Ausnahme der Leiter mit PE-Funktion. Ist ein Schalten des Neutraleiters erforderlich,

2152 so ist ein Kuppelschalter einzusetzen, der den Neutralleiter beim Einschalten voreilend und beim Ausschalten nacheilend
2153 schaltet, mindestens aber gleichzeitig schaltet. Eine allpolige Trennfunktion nach DIN VDE 0100-460 (VDE 0100-460) ist
2154 nicht erforderlich, soweit diese durch andere Schaltgeräte für den Stromkreis der Erzeugungsanlage übernommen wird
2155 (siehe 6.5.1).

2156 Die Eigenzeit des Kuppelschalters ist in den Herstellerunterlagen anzugeben.

2157 Der Nachweis für die Kurzschlussfestigkeit der gesamten elektrischen Anlage ist vom Anschlussnehmer auf
2158 der Grundlage der technischen Anschlussbedingungen des Netzbetreibers zu erbringen.

2159 Anschlussbeispiele sind in Anhang B aufgeführt.

2160 **6.4.2 Zentraler Kuppelschalter**

2161 Der zentrale Kuppelschalter ist als galvanische Schalteinrichtung auszuführen (z. B. Schütz, Motorschutz-
2162 schalter, mechanischer Leistungsschalter). In einer Erzeugungsanlage, die die dynamische Netzstützung
2163 ausführen muss, ist ein Kuppelschalter einzusetzen, der die Einhaltung der Anforderungen nach 5.7.3
2164 ermöglicht (keine Fehlfunktion bei Unterspannung im Rahmen der FRT-Anforderungen).

2165 Der Kuppelschalter ist im Verteilerfeld des zentralen Zählerplatzes oder unmittelbar am zentralen Zählerplatz
2166 in einem Stromkreisverteiler zu installieren. Beispiele für die Anordnung von Kuppelschaltern und damit den
2167 Anschluss von Erzeugungsanlagen an Zählerplätze sind in Anhang C dargestellt.

2168 **6.4.3 Integrierter Kuppelschalter**

2169 Der Aufbau des Kuppelschalters ist unter Berücksichtigung der Anforderungen nach 6.1 vorzunehmen.

2170 Der Kuppelschalter (z. B. Leistungsrelais, Schütz, mechanischer Leistungsschalter usw.) stellt eine galvan-
2171 ische Abschaltung sicher.

2172 Bei Erzeugungsanlagen mit Umrichtern ist der Kuppelschalter auf der Netzseite des Umrichters vorzusehen.

2173 **6.5 Schutzeinrichtungen und Schutzeinstellungen**

2174 **6.5.1 Allgemeines**

2175 Die Aufgaben des NA-Schutzes sind es,

2176 – bei gestörten Betriebszuständen (Netzfehler) zum Schutz der Erzeugungsanlage selbst, anderer
2177 Kundenanlagen am Netz und der Netzbetriebsmittel selbst, die Erzeugungsanlage abzuschalten (siehe
2178 auch DIN VDE 0100-551 (VDE 0100-551));

2179 – bei allen Schaltzuständen des Netzes (Normalbetrieb, Umschaltungen) auch unter Berücksichtigung einer
2180 Spannungserhöhung durch die dezentralen Einspeisungen das Spannungsband für die an das Netz
2181 angeschlossenen Kundenanlagen zu sichern;

2182 – ungewollte Inselnetze zu erkennen, durch Abschaltung der Erzeugungsanlage zu beenden oder bei nicht
2183 erkanntem Inselnetz zumindest die Spannung und Frequenz in dem vom übrigen Verteilungsnetz
2184 getrennten Teilnetz in einem vertretbaren Rahmen zu halten;

2185 – bei netzrelevanten Frequenzereignissen das Frequenzband auch für die am Niederspannungsnetz
2186 angeschlossenen Erzeugungsanlagen festzulegen.

2187 Die Festlegungen von 6.5.2 beziehen sich nicht auf die Schutzfunktionen Kurzschlusschutz, Überlastschutz,
2188 Schutz gegen elektrischen Schlag und allpolige Trennvorrichtung des Stromkreises zur Erzeugungsanlage
2189 (z. B. durch Leitungsschutzschalter, Fehlerstrom-Schutzschalter (RCD)), die nach den gültigen VDE-Bestim-
2190 mungen auszuführen sind und für die der Anschlussnehmer selbst verantwortlich ist (Sicherstellung des
2191 Eigenschutzes). Insofern sind die in dieser VDE-Anwendungsregel beschriebenen Schutzfunktionen durch den
2192 Anschlussnehmer der Erzeugungsanlage ggf. entsprechend zu erweitern. Der Eigenschutz darf aber die in
2193 dieser VDE-Anwendungsregel beschriebenen Anforderungen nicht unterlaufen.

E VDE-AR-N 4105:2024-10

2194 Der Anlagenbetreiber hat selbst Vorsorge dafür zu treffen, dass Schalthandlungen, Spannungsschwankungen,
2195 automatische Wiedereinschaltungen im vorgelagerten Netz oder andere Vorgänge im Netz des Netzbetreibers
2196 nicht zu Schäden an den Anlagen des Anlagenbetreibers führen.

2197 Folgende Funktionen des NA-Schutzes sind zu realisieren:

2198 – Spannungssteigerungsschutz $U >>$;

2199 – Spannungssteigerungsschutz $U >$;

2200 – Spannungsrückgangsschutz $U <$;

2201 – Spannungsrückgangsschutz $U <<$;

2202 – Frequenzrückgangsschutz $f <$;

2203 – Frequenzsteigerungsschutz $f >$;

2204 – Frequenzsteigerungsschutz $f >>$;

2205 – Inselnetzerkennung.

2206 Spannungsschutzeinrichtungen sollten den Effektivwert auswerten. Hierbei reicht die Auswertung der
2207 50-Hz-Grundschiwingung aus.

2208 Der Spannungssteigerungsschutz $U >$ ist als gleitender 10-Minuten-Mittelwert-Schutz auszulegen, der die
2209 Überschreitung der oberen Spannungsgrenze nach DIN EN 50160 verhindert (Überwachung der Span-
2210 nungsqualität). Dabei ist es ausreichend, wenn spätestens alle 5 s ein neuer 10-Minuten-Mittelwert gebildet
2211 wird, der mit dem Einstellwert für $U >$ aus Tabelle 7 zu vergleichen ist.

2212 Spannungsschutzeinrichtungen müssen so ausgeführt werden, dass sie die einspeisenden Außenleiter
2213 überwachen. Die Spannung(en) (je Außenleiter, in den eingespeist wird) sind zwischen den Außenleitern und
2214 dem Neutralleiter zu messen.

2215 Die Spannungswerte sind logisch ODER zu verknüpfen. Logische ODER-Verknüpfung bedeutet dabei:

2216 – Bei dem Spannungssteigerungsschutz führt das Überschreiten des Ansprechwertes in mindestens einer
2217 Messspannung zur Anregung.

2218 – Bei dem Spannungsrückgangsschutz führt das Unterschreiten des Ansprechwertes in mindestens einer
2219 Messspannung zur Anregung.

2220 Frequenzschutzeinrichtungen können einphasig ausgeführt werden.

2221 Die Einstellwerte der Schutzfunktionen und die letzten fünf datierten Fehlermeldungen (relativer Zeitstempel
2222 ist ausreichend, also keine Echtzeituhr erforderlich) müssen am NA-Schutz auslesbar sein. Versorgungs-
2223 unterbrechungen ≤ 3 s dürfen zu keinem Verlust der Fehlermeldungen führen. Die Auslesung kann über eine
2224 direkte Anzeige an der EZE/ NA-Schutz oder eine Datenschnittstelle mit Standard IT-Equipment und ohne
2225 Zugangsbeschränkung erfolgen.

2226 Sind in einer Anlage Funktionen wie z. B. Unsymmetrieschutz (siehe VDE-AR-N 4100, Abschnitt 5.6.2) oder
2227 $P_{AV, E}$ -Überwachung (siehe 5.5.2) vorhanden, dürfen diese zusammen mit dem NA-Schutz in einem Gerät
2228 realisiert werden.

2229 **6.5.2 Schutzfunktionen**

2230 Der NA-Schutz muss mit einem Schutz vor unbefugtem Zugriff (z. B. plombierbar, Passwortschutz) versehen
2231 sein. Der Spannungssteigerungsschutz $U >$ ist im NA-Schutz einstellbar auszuführen (siehe Tabelle 7, Fußnote
2232 b). Ebenfalls ist die Zeitverzögerung des Spannungsrückgangsschutzes $U <$ und $U <<$ für direkt gekoppelte
2233 Synchron- und Asynchrongeneratoren mit $P_n > 50$ kW im NA-Schutz einstellbar auszuführen (siehe Tabelle 7,
2234 Fußnote d). Alle anderen in 6.5.1 aufgeführten Schutzfunktionen sind entweder fest, d. h. unveränderbar, im
2235 NA-Schutz zu hinterlegen oder mit einem zusätzlichen separaten Schutz vor unbefugtem Zugriff (z. B.
2236 Passwortschutz) vor Veränderung zu schützen.

2237 Die Schutzeinstellwerte sind funktional unabhängig von den technischen Fähigkeiten der Erzeugungseinheiten
 2238 zu betrachten.

2239 Die Schutzfunktionen nach Tabelle 7 sind im NA-Schutz einzustellen. Die NA-Schutz-Einstellwerte, die nach
 2240 Vorgabe vom Netzbetreiber oder vom Anlagenbetreiber verändert werden können, sind unterhalb Tabelle 7
 2241 aufgeführt.

2242 **Tabelle 7 – Einstellwerte für den NA-Schutz**

Schutzfunktion	NA-Schutz-Einstellwerte/ Gesamtabschaltzeit ^a					
	Brennstoffzellen		direkt gekoppelte Synchron- und Asynchrongeneratoren mit $P_n > 50 \text{ kW}$		Umrichter	
	direkt oder über Umrichter gekoppelte Synchron- und Asynchrongeneratoren mit $P_n \leq 50 \text{ kW}$					
Spannungssteigerungsschutz $U >>$	$1,15 U_n$	$\leq 500 \text{ ms}^e$	$1,25 U_n$	$\leq 200 \text{ ms}$	$1,25 U_n$	$\leq 200 \text{ ms}$
Spannungssteigerungsschutz $U >$	$1,10 U_n^b$	$\leq 5s^f$	$1,10 U_n^b$	$\leq 5s^f$	$1,10 U_n^b$	$\leq 5s^f$
Spannungsrückgangsschutz $U <$	$0,8 U_n^c$	$\leq 200 \text{ ms}$	$0,8 U_n$	$1,0 s^d$	$0,8 U_n$	$3,0 \text{ s}$
Spannungsrückgangsschutz $U <<$	entfällt		$0,45 U_n$	300 ms^d	$0,45 U_n$	300 ms
Frequenzrückgangsschutz $f <$	$47,5 \text{ Hz}$	$2,0 \text{ s}$	$47,5 \text{ Hz}$	$2,0 \text{ s}$	$47,5 \text{ Hz}$	$2,0 \text{ s}$
Frequenzsteigerungsschutz $f >$	$51,5 \text{ Hz}$	$5,0s$	$51,5 \text{ Hz}$	$5,0s$	$51,5 \text{ Hz}$	$5,0s$
Frequenzsteigerungsschutz $f >>$	$52,6 \text{ Hz}$	$\leq 200 \text{ ms}$	$52,6 \text{ Hz}$	$\leq 200 \text{ ms}$	$52,6 \text{ Hz}$	$\leq 200 \text{ ms}$

^a Die zeitliche Vorgabe „ $\leq 200 \text{ ms}$ “ für die gesamte Abschaltzeit beinhalten die maximale Eigenzeit für den NA-Schutz und die maximale Schaltzeit des Kuppelschalters. Eine weitere zeitliche Verzögerung am NA-Schutz ist nicht zugelassen. Ist die maximale Schaltzeit des Kuppelschalters nicht bekannt, kann mit 100 ms kalkuliert werden. Die Abschaltzeit von 200 ms darf aber in keinem Fall überschritten werden.

^b Es muss sichergestellt sein, dass am Netzanschlusspunkt die Spannung $1,10 U_n$ nicht überschritten wird. Wird diese Anforderung durch einen zentralen NA-Schutz sichergestellt, ist es zulässig, den Spannungssteigerungsschutz an der dezentralen Erzeugungseinheit/-anlage auf bis zu $1,15 U_n$ einzustellen. Der Anlagenerrichter sollte in diesem Fall mögliche Auswirkungen auf die Kundeninstallation berücksichtigen. Die Kombination von zentralem NA-Schutz ($U >: 1,1 U_n$) und integriertem NA-Schutz ($U >: 1,1 U_n$ bis $1,15 U_n$) ist dann zu empfehlen, wenn der Spannungsfall in der Hausinstallation nicht zu vernachlässigen ist. Dies ist typischerweise bei längeren Anschlussleitungen der Fall.

^c Zum Schutz der Erzeugungseinheit darf auch schon vor Erreichen des Einstellwertes von $0,8 U_n$ eine Abschaltung durch einen zusätzlichen Eigenschutz-Einstellwert (z. B. $0,83 U_n$) realisiert werden.

^d Wird das der Erzeugungsanlage vorgelagerte Mittelspannungsnetz des Netzbetreibers, mit einer Automatischen Wiedereinschaltung (AWE) betrieben, so werden folgende Schutzeinstellungen empfohlen: $U <<$ -Relais: $0,45 U_{NS}$, unverzögert (d. h. kleinstmöglicher Zeitverzögerung) und $U <$ -Relais: $0,8 U_{NS}$, 300 ms . Die Vorgabe trifft der Netzbetreiber.

^e Der Einstellwert von 500 ms wurde gewählt, um ein Schutzüberfunktion zu vermeiden. Daraus lässt sich kein Vermögen der EZE ableiten.

^f Perspektivisch darf der Spannungswert über eine Kommunikationsschnittstelle übertragen werden und benötigt daher einen Einstellbereich im unteren Sekundenbereich. Der Einstellwert von $5s$ wurde gewählt, da die Aktualisierungsrate des 10 Minuten Mittelwertes ebenfalls $5 s$ beträgt.

2243

E VDE-AR-N 4105:2024-10

- 2244 Die zulässige Toleranz zwischen Einstellwert und Auslösewert beträgt für die Spannung maximal $\pm 1 \% U_n$ und
2245 für die Frequenz maximal $\pm 0,1 \% f_n$. Das Rückfallverhältnis für die Zeiterfassung (Integration) der Spannungs-
2246 /Frequenzsteigerungsschutzeinrichtungen ($U >$, $f >$) muss 0,98, das des Spannungs-
2247 /Frequenzrückgangsschutzes ($U <$ nur bei Umrichtern, $f <$) 1,02 betragen. Die zulässige Toleranz beträgt $\pm 0,005$
2248 bezogen auf den Rückfallwert. Hiermit wird ein Hystereseverhalten realisiert um oszillatorische
2249 Grenzwertverletzungen definiert erfassen und berücksichtigen zu können (siehe auch Bild A.9 und A.10 im
2250 Anhang A.7)
- 2251 Kommt bei Erzeugungsanlagen ≤ 30 kVA ausschließlich ein integrierter NA-Schutz zum Einsatz, darf der Wert
2252 des Spannungssteigerungsschutzes $U >$ von $1,1 U_n$ nicht verändert werden.
- 2253 Wird eine bestehende Anlage, die nicht dieser Richtlinie entspricht, durch eine Neuanlage erweitert, ist die
2254 Einordnung hinsichtlich des Aufbaus des zentralen NA-Schutzes folgendermaßen vorzunehmen.
- 2255 **Zentraler NA-Schutz vorhanden:**
- 2256 Für Neuanlagen ≤ 30 kVA ist eine der Varianten a) bis c) anzuwenden. Für Neuanlagen > 30 kVA ist eine der
2257 Varianten b) oder c) anzuwenden.
- 2258 a) Für die Neuanlage darf der bestehende NA-Schutz genutzt werden (siehe auch Bild B.8 im Anhang B.2.1).
- 2259 ANMERKUNG: Eine Einschränkung der FRT-Fähigkeit der neuen Anlagen wird aufgrund einer besseren
2260 Übersichtlichkeit der Kundenanlage akzeptiert.
- 2261 b) Für die Bestands- und Neuanlage ist ein gemeinsamer neuer NA-Schutz einzubauen (siehe auch Bild B.9
2262 im Anhang B.2.1).
- 2263 Die Bestandsanlage muss dabei nicht die neuen Anforderungen (z.B. FRT) dieser Richtlinie erfüllen.
- 2264 c) Für die Neuanlage ist ein eigener separater zentraler NA-Schutz einzubauen (siehe auch Bild B.10 im
2265 Anhang B.2.1).
- 2266 Die Kuppelschalter der Bestands- und Neuanlage dürfen dabei nur auf die ihnen zugeordnete EZA wirken.
- 2267 **Kein zentraler NA-Schutz vorhanden und die Summe aus Bestands- und Neuanlage ist > 30 kVA:**
- 2268 Es ist ein gemeinsamer neuer, zentraler NA-Schutz für die Bestands- und Neuanlage einzubauen (siehe auch
2269 Bild B.11 im Anhang B.2.2).
- 2270 Die Bestandsanlage muss dabei nicht die Anforderungen dieser Richtlinie erfüllen (z. B. FRT). Bei Neu- und
2271 Bestandsanlage kann dann der integrierte NA-Schutz $U >$ auf bis zu 115 % erhöht werden. Bei der
2272 Bestandsanlage darf der integrierte NA-Schutz mit den bestehenden Einstellungen aktiviert bleiben
2273 (Eigenschutz). Falls es möglich ist, sollte der bestehende NA-Schutz auf die neuen Einstellwerte angepasst
2274 werden.
- 2275 Die Bedingungen für eine Zuschaltung/Wiederzuschaltung der Erzeugungsanlage sind in 8.3 beschrieben.
- 2276 **6.5.3 Inselnetzerkennung**
- 2277 Die Inselnetzerkennung dient dazu, ungewollte Inselnetze möglichst zu erkennen und durch Abschaltung der
2278 Erzeugungsanlage zu beenden.
- 2279 Im Inselnetzfall führen zu geringe Kurzschlussströme möglicherweise zu einem Ausfall bzw. zu einer
2280 Fehlfunktion des Netzschutzes. Durch eine höhere Netzimpedanz steigen die Netzurückwirkungen im Inselnetz
2281 an, die erforderliche Spannungsqualität kann nicht mehr sicher gewährleistet werden. Wird die Verbindung des
2282 Inselnetzes mit dem Verteilnetz asynchron wiederhergestellt, so können hohe Ausgleichsströme zur
2283 Überlastung oder Zerstörung von Betriebsmitteln führen.

2284 Durch die bisher nur punktuell gegebene Beobachtbarkeit der Niederspannungsnetze durch die Leitsysteme
2285 der Netzbetreiber, ist die Funktionalität der Inselnetzerkennung in den Erzeugungseinheiten zu realisieren.

2286 Bei direkt gekoppelten Synchron- und Asynchrongeneratoren erfolgt die Inselnetzerkennung als passives
2287 Verfahren durch die Einstellwerte des NA-Schutzes entsprechend Tabelle 7.

2288 Bei Erzeugungsanlagen und Speichern, die über Umrichter gekoppelt sind, muss die Inselnetzerkennung nach
2289 mindestens einem aktiven Verfahren erfolgen, (z. B. mittels Frequenz-Shift-Verfahren, in der Regel bei PV-
2290 Anlagen).

2291 Das aktive Verfahren ist mittels Schwingkreistest nach DIN EN 62116 (VDE 0126-2) nachzuweisen.

2292 Die Prüfungen nach VDE 0126-2 sind mit einer RLC-Last durchzuführen, wobei die $P(f)$ -Regelung
2293 (netzsicherheitsbasierte Primärregelung) nach Abschnitt 5.7.4.3 sowie die $Q(U)$ -Kennlinie nach den
2294 Voreinstellungen dieser Anwendungsregel nach Abschnitt 5.7.2.4 zu aktivieren sind.

2295 Anmerkung: RL-Lasten repräsentieren die Situation in Niederspannungsnetzen besser als RLC-Lasten. Die Erkennung
2296 ungewollter Inselnetze ist bei RL-Lasten schwieriger als bei RLC-Lasten (größere NDZ – Non-Detection-Zone). Daher wird
2297 ein geeignetes neues Prüfverfahren mit RL-Lasten entwickelt und zukünftig anzuwenden sein.

2298 Die Inselnetzerkennung wird im zentralen NA-Schutz oder im integrierten NA-Schutz der Erzeugungseinheit
2299 realisiert.

2300 Die Erkennung eines Inselnetzes und die Abschaltung der Erzeugungsanlage über den Kuppelschalter muss
2301 innerhalb von 2 s erfolgen. Da die dynamische Netzstützung sowie die sich daran anschließende Erhöhung
2302 der Wirkleistungseinspeisung mit höherer Priorität als die Inselnetzerkennung zu erfüllen sind, darf die
2303 Inselnetzerkennung für die Dauer der dynamischen Netzstützung deaktiviert werden. Bleibt die
2304 Inselnetzerkennung aktiv, so darf sie die dynamische Netzstützung und die sich daran anschließende
2305 Erhöhung der Wirkleistungseinspeisung nicht unterlaufen.

2306 Die Erkennung eines Inselnetzes und die daraus resultierende Abschaltung der Erzeugungsanlage muss
2307 innerhalb von 9 s erfolgen.

2308 ANMERKUNG Bei der Abschaltzeit von 9 s ist die dynamische Netzstützung und die Erhöhung der Wirkleistungsein-
2309 speisung sowie die eigentliche Inselnetzerkennung berücksichtigt.

2310 **6.6 Weitere Anforderungen an Erzeugungsanlagen**

2311 **6.6.1 Fähigkeit zur Bereitstellung von Primärregelleistung**

2312 An die Erzeugungsanlagen mit Anschluss an Niederspannungsnetze werden keine Anforderungen an die
2313 Erbringung von Primärregelleistung gestellt. Falls sich Erzeugungsanlagen mit Anschluss an Niederspan-
2314 nungsnetze an der Primärregelung beteiligen wollen, müssen sie die Anforderungen von VDE-AR-N 4120,
2315 Abschnitt 10.5.3, erfüllen.

2316 **6.6.2 Fähigkeit zur Bereitstellung von Sekundärregelleistung und Minutenreserve**

2317 An die Erzeugungsanlagen mit Anschluss an Niederspannungsnetze werden keine Anforderungen an die
2318 Erbringung von Sekundärregelleistung und Minutenreserve gestellt. Falls sich Erzeugungsanlagen mit An-
2319 schluss an Niederspannungsnetze an der Sekundärregelleistung und/oder an der Minutenreserve beteiligen
2320 wollen, müssen sie die Anforderungen von VDE-AR-N 4120, Abschnitt 10.5.4, erfüllen.

2321 **7 Abrechnungsmessung**

2322 Aufbau und Betrieb der im geschäftlichen Verkehr gegenüber einem Energielieferanten oder dem Netzbetreiber
2323 für die Abrechnung von bezogener oder erzeugter Energie benötigten Messeinrichtung erfolgt nach MsbG,
2324 VDE-AR-N 4400, VDE-AR-N 4100 sowie den technischen Anschlussbedingungen des Netzbetreibers.

E VDE-AR-N 4105:2024-10

2325 Zum Aufbau und Betrieb der Messeinrichtungen erfolgt eine rechtzeitige Abstimmung zwischen Anlagen-
2326 errichter und Netzbetreiber bzw. Messstellenbetreiber. Entsprechend dem Mess- und Eichgesetz (MessEG)
2327 sind im geschäftlichen Verkehr zugelassene und geeichte Zähler und Wandler sowie Messeinrichtungen mit
2328 Konformitätsbescheinigung nach MID (Measuring Instruments Directive) einzusetzen.

2329 Als Zähler für den Bezug aus dem Netz des Netzbetreibers und für die Lieferung in das Netz des Netzbetreibers
2330 ist ein Zweirichtungszähler (Z1) zu verwenden. Die Ausführung stimmt der Messstellenbetreiber mit dem
2331 Netzbetreiber ab. Die im Zusammenhang mit Erzeugungsanlagen für Bezug und Lieferung verwendeten Zähler
2332 sind so auszuführen, dass für beide Stromflussrichtungen ein über alle Phasen saldierendes Messverfahren
2333 sichergestellt ist.

2334 Zur Sicherstellung einer ordnungsgemäßen Messung der in die Kundenanlage eingespeisten Erzeugungsmengen der KWK-Nettostromerzeugung nach KWK-G [3], sind als Erzeugungszähler (Z2) (siehe Anhang C.3)
2335 Zähler mit Rücklaufsperrung oder Zweirichtungszähler zu installieren. Zwischen dem Zähler Z1 und Z2 ist eine
2336 Trennvorrichtung zu installieren. Der Erzeugungszähler Z2 darf nach Wahl durch den Anlagenbetreiber an
2337 einem zentralen Zählerplatz nach VDE-AR-N 4100 oder neben der Erzeugungseinheit installiert werden.
2338

2339 Das Zählerfeld für die Erzeugungsanlage ist dauerhaft und gut lesbar mit der Aufschrift „Erzeugungsanlage“
2340 zu kennzeichnen.

2341 **8 Betrieb der Anlage**

2342 **8.1 Allgemeines**

2343 Die Systeme und Einstellungen des Schutzes einer Kundenanlage gegen interne elektrische Fehler (Eigen-
2344 schutz), des Netzschutzes, sowie Regelungen für den Anlagenbetrieb sind so auszulegen, dass die Fähigkeit
2345 der Anlage zur Erfüllung der in dieser Anwendungsregel beschriebenen Anforderungen konzeptionell nicht
2346 eingeschränkt wird.

2347 Während des Betriebs der Kundenanlage können Netzsituationen eintreten, in denen die Anforderungen dieser
2348 Anwendungsregel nicht gleichzeitig widerspruchsfrei erfüllt werden können. In diesen Situationen gilt folgende
2349 (absteigend geordnete) Priorisierung für die Aufgaben und Wirkungsweisen von Eigenschutz, Netzschutz und
2350 betrieblichen Regelungsfunktionen:

- 2351 1) Vermeidung bzw. Begrenzung etwaiger Schäden an Anlagen und Betriebsmitteln, insbesondere bei
2352 Überlast und Kurzschlusschutz;
- 2353 2) Einhaltung der Anforderungen an die dynamische Netzstützung nach 5.7.3;
- 2354 3) Leistungsbegrenzungen durch das Netzsicherheitsmanagement / Redispatch durch den Netzbetreiber
2355 nach 5.7.4.2
- 2356 4) Einhaltung der Anforderungen an das Verhalten bei Über- und Unterfrequenzen nach 5.7.4.3;
- 2357 5) Einhaltung der Anforderungen an die Blindleistungsfahrweise zur statischen Spannungshaltung nach
2358 5.7.2.2;
- 2359 6) Frequenzregelung (Regelleistung) nach 6.6.2 und 6.6.3
- 2360 7) Vorgaben durch Dritte (z. B. Leistungssollwerte des Direktvermarkters) oder betriebliche Vorgaben (z. B.
2361 Energiemanagement-System etc.)

2362 Die Priorisierung schränkt die Anforderungen an die Auslegung der Anlage und ihrer Schutzeinrichtungen nicht
2363 ein.

2364 Die niedriger priorisierten Anforderungen sind umzusetzen, sofern sie den höher priorisierten Anforderungen
2365 nicht widersprechen.

2366 Der Betrieb von elektrischen Anlagen umfasst alle technischen und organisatorischen Tätigkeiten, die er-
2367 forderlich sind, damit Anlagen funktionstüchtig und sicher sind. Zu den Tätigkeiten gehören sämtliche Bedien-
2368 handlungen sowie elektrotechnische und nichtelektrotechnische Arbeiten, wie sie in einschlägigen Vorschriften
2369 und Regeln beschrieben sind. Insbesondere wird auf DIN VDE 0105 -100 (VDE 0105 -100) hingewiesen.

2370 Für den Betrieb der Erzeugungsanlage und/oder eines Speichers ist der Anlagenbetreiber verantwortlich. Bei
2371 Bedarf des Netzbetreibers benennt der Anlagenbetreiber dem Netzbetreiber eine Elektrofachkraft, die die
2372 erforderlichen Arbeiten an der elektrischen Anlage des Anlagenbetreibers vornehmen darf.

2373 Für die Zuschaltung der Erzeugungsanlage als auch des Speichers sind die Bedingungen nach 8.3 ein-
2374 zuhalten. Während des Betriebes dürfen die Bedingungen nach Abschnitt 5, die den Entscheidungen über den
2375 Anschluss der Erzeugungsanlage und/oder des Speichers zugrunde gelegt wurden, nur mit Zustimmung des
2376 Netzbetreibers geändert werden.

2377 Der Anlagenbetreiber muss die für den Parallelbetrieb mit dem Niederspannungsnetz erforderlichen Ein-
2378 richtungen stets in technisch einwandfreiem Zustand halten. Dazu sind auch die Schalter und Schutz-
2379 einrichtungen in regelmäßigen Zeitabständen durch eine Elektrofachkraft auf ordnungsgemäße Funktions-
2380 tüchtigkeit zu überprüfen. Diese Anforderung ist bei normalen Betriebs- und Umgebungsbedingungen erfüllt,
2381 wenn die in der DGUV Vorschrift 3 oder TRBS 1201 genannten Prüffristen eingehalten werden. Die Wieder-
2382 holungsprüfungen müssen zusätzlich folgenden Umfang beinhalten:

- 2383 – Prüfung der Umgebungsbedingungen (Verschmutzung, mechanische oder Isolations-Schäden) und er-
2384 forderlichenfalls Beseitigung von Unzulänglichkeiten;
- 2385 – eine Auslösekontrolle des zentralen NA-Schutzes mit einer Prüftaste.

2386 Das Ergebnis ist in einem Prüfprotokoll festzuhalten, welches dem Netzbetreiber auf Anforderung zu über-
2387 geben ist.

2388 Bei Einsatz zertifizierter integrierter NA-Schutzeinrichtungen sind turnusmäßige Wiederholungsprüfungen des
2389 NA-Schutzes, des Kuppelschalters und der Wirkungskette „NA-Schutz – Kuppelschalter“ nicht erforderlich.

2390 Der Netzbetreiber darf in begründeten Fällen eine Prüfung des NA-Schutzes und des Kuppelschalters zum
2391 Nachweis von deren Funktionsfähigkeit verlangen.

2392 **8.1.1 Netznotwendige Leistungsreduzierung oder Abschaltung**

2393 Der Anlagenbetreiber ist verpflichtet, die Erzeugungsanlage und/oder den Speicher nach Aufforderung des
2394 Netzbetreibers abzuschalten und vom Netz zu trennen, wenn dies für die Durchführung betriebsnotwendiger
2395 Arbeiten im Netz des Netzbetreibers erforderlich ist. Geplante Abschaltungen werden dem Anlagenbetreiber
2396 rechtzeitig und in geeigneter Weise angekündigt.

2397 Der Netzbetreiber ist bei Gefahr, im Störfall oder bei drohendem Verlust der Netzsicherheit zur sofortigen
2398 Trennung der Erzeugungsanlage und/oder des Speichers vom Netz bzw. zur Reduzierung der Wirk-
2399 leistungsabgabe der Erzeugungsanlage und/oder des Speichers berechtigt.

2400 Im Fall des Überschreitens der vereinbarten maximalen Anschlussleistung ist der Netzbetreiber berechtigt, die
2401 Erzeugungsanlage und/oder den Speicher vom Netz zu trennen. Hierzu darf er vom Anlagenbetreiber die
2402 Installation entsprechender technischer Einrichtungen fordern, die bei Überschreiten bestimmter Grenzwerte
2403 (z. B. maximale Anschlussscheinleistung) die Erzeugungsanlage und/oder den Speicher vom Netz des
2404 Netzbetreibers trennen (siehe 5.5.2).

2405 Stellt der Netzbetreiber schwerwiegende Mängel bzgl. der Personen- und Anlagensicherheit an der Er-
2406 zeugungsanlage oder dem Speicher fest, so ist er berechtigt, diese Anlagenteile bis zur Behebung der Mängel
2407 vom Netz zu trennen oder die Trennung vom Netz durch den Anlagenbetreiber zu verlangen.

2408 **8.1.2 Zugang**

2409 Dem Netzbetreiber ist nach Abstimmung mit dem Anlagenbetreiber Zutritt zu allen Komponenten der Er-
2410 zeugungsanlage und/oder dem Speicher zu ermöglichen (Zählerplatz, zentraler NA-Schutz (wenn vorhanden)),
2411 Kuppelschalter, Einrichtungen des Netzsicherheitsmanagements (wenn vorhanden) und zu den
2412 Erzeugungseinheiten und/oder zu den Speichern).

E VDE-AR-N 4105:2024-10

2413 8.1.3 Austausch von Informationen

2414 Der Netzbetreiber wird den Anlagenbetreiber über wesentliche Änderungen in seinem Netz, die Auswirkungen
2415 auf den bestehenden Parallelbetrieb haben, unterrichten. Vom Anlagenbetreiber sind beabsichtigte
2416 Änderungen in seiner Erzeugungsanlage als auch in seinem Speicher, soweit diese Auswirkungen auf den
2417 Parallelbetrieb oder den NA-Schutz haben, wie z. B. Erhöhung oder Verminderung der Anlagenleistung, Aus-
2418 wechslung von Schutzeinrichtungen, Änderungen an der Kompensationseinrichtung, rechtzeitig mit dem
2419 Netzbetreiber abzustimmen.

2420 8.1.4 Kopplung von Netzanschlusspunkten

2421 Unterschiedliche Netzanschlusspunkte am Netz des/der Netzbetreiber(s) dürfen nicht durch Anlagen eines
2422 oder mehrerer Anlagenbetreiber miteinander verbunden betrieben werden.

2423 8.1.5 Verhalten bei Störungen

2424 Die Wiederschaltbedingungen nach 8.3 sind einzuhalten.

2425 Der Anlagenbetreiber informiert den Netzbetreiber unverzüglich über bekannt gewordene besondere Ereign-
2426 nisse, soweit diese von Belang für den Netzbetreiber sind.

2427 Wegen der Möglichkeit einer jederzeitigen Rückkehr der Netzspannung im Falle einer Versorgungsunter-
2428 brechung ist der Netzanschlusspunkt als dauernd unter Spannung stehend zu betrachten. Eine Verständigung
2429 vor Wiederschaltung durch den Netzbetreiber erfolgt üblicherweise nicht.

2430 Zur Störungsaufklärung können außerplanmäßige Untersuchungen und Messungen erforderlich sein, die
2431 Netzbetreiber und Anlagenbetreiber jeweils an ihren Betriebsmitteln durchführen. Bei der Beseitigung und
2432 Aufklärung von Störungen unterstützen sich Netzbetreiber und Anlagenbetreiber gegenseitig. Alle für die
2433 Störungsklärung notwendigen Informationen sind zwischen ihnen auszutauschen.

2434 8.2 Besonderheiten bei der Betriebsführung des Netzbetreiber-Netzes

2435 8.2.1 Erden und Kurzschließen bei Arbeiten im Netz

2436 Voraussetzung für das sichere Arbeiten im Netz sind nach dem Freischalten die Verhinderung eines
2437 ungewollten Wiederschaltens irgendeiner Spannungsquelle und – als Arbeitsmethoden nach
2438 DIN VDE 0105-100 (VDE 0105-100) – das Erden und Kurzschließen oder das Arbeiten unter Spannung. Das
2439 Erden und Kurzschließen ist vor und hinter der Arbeitsstelle erforderlich. Hierfür sollten auch ausreichend
2440 dimensionierte Hausanschlusskästen genutzt werden.

2441 Dies bedeutet für die Netzbetreiber die konsequente Anwendung aller 5 Sicherheitsregeln bei Arbeiten im
2442 Niederspannungsnetz (außer bei Arbeiten unter Spannung). Hinter einer getrennten Leitung im Nieder-
2443 spannungsnetz des Netzbetreibers (aus Sicht des Ortsnetztransformators, also auf der Kundenseite der
2444 Trennstelle) muss daher immer geerdet und kurzgeschlossen werden. Wenn auf der Kundenseite der Trenn-
2445 stelle nicht geerdet und kurzgeschlossen wird, ist eine Fremdeinspeisung (z. B. über ein Notstromaggregat in
2446 der Landwirtschaft) anderweitig zu verhindern.

2447 Weiterhin ist zu beachten, dass eine in der Erzeugungseinheit oder in einem Speicher integrierte NA-Schutz-
2448 einrichtung ihre Versorgungsspannung aus dem Netz beziehen kann. Für die Spannungs- und Frequenz-
2449 messung ist auch eine Verbindung zum Netz erforderlich. Weiterhin können passive Elemente (z. B. EMV-
2450 Filter) ungeschaltet auf der Netzseite der Kuppelschalter angebracht sein. Beim Feststellen der Spannungs-
2451 freiheit im Rahmen der fünf Sicherheitsregeln ist (entsprechend DIN VDE 0105-100 (VDE 0105-100)) zu be-
2452 achten, dass bei Anlagen mit Kondensatoren das Entladen vor dem Feststellen der Spannungsfreiheit abzu-
2453 warten ist. Für stationäre Kondensatoren können die Entladezeiten den entsprechenden Normen entnommen
2454 werden (10 min bis < 75 V Restspannung oder separate Beschriftung der Entladezeit an der Anlage).

2455 8.2.2 Betrieb von Netzersatzanlagen

2456 Für den Netzbetreiber ist es für gewisse Arbeiten im Netz erforderlich, Teilnetze vom übrigen Netz abzutrennen
2457 (z. B. Austausch eines Ortsnetztransformators). Um die Kunden auch während dieser Zeit versorgen zu
2458 können, kann der Netzbetreiber Netzersatzanlagen einsetzen. Über Einsatz und Betrieb von Netzersatz-
2459 anlagen informiert der Netzbetreiber die betroffenen Kunden in der Regel nicht.

2460 Wenn die Einspeiseleistung der Erzeugungsanlagen und Speicher die Lastabnahme in diesem abgetrennten
2461 Teilnetz übersteigt, kann es jedoch zu einer schutzbedingten Ausschaltung der Netzersatzanlage kommen. Ein
2462 stabiler Betrieb der Netzersatzanlage wäre dann nicht mehr möglich. Um dies zu verhindern, ist dafür Sorge
2463 zu tragen, dass die Erzeugungsanlagen und Speicher (unabhängig von Bezug oder Einspeisung) in einem
2464 derartigen Betriebsfall ausgeschaltet werden und bleiben oder im Fall eines Notstrombetriebs der
2465 Kundenanlage diese am Netzanschlusspunkt vom öffentlichen Netz getrennt wurde. Hierzu wird die Netz-
2466 ersatzanlage parallel zum Niederspannungsnetz geschaltet und hochgefahren. Anschließend wird der Orts-
2467 netztransformator abgeschaltet und die Netzersatzanlage übernimmt die Versorgung der „Netzinsel“. Die
2468 Netzersatzanlage ist auf 51,7 Hz bis 52,0 Hz einzustellen, damit sich alle Erzeugungsanlagen und Speicher
2469 sicher vom Netz trennen. Mit dieser Betriebsweise werden alle Erzeugungsanlagen und Speicher vom Netz
2470 des Netzbetreibers getrennt und bleiben getrennt.

2471 Um eine unterbrechungsfreie Rücksynchronisation des Teilnetzes mit dem übrigen Netz zu ermöglichen, wird
2472 mit der Beendigung des Netzersatzanlagen-Betriebes und der Wiederinbetriebnahme des Ortsnetztrans-
2473 formators die Frequenz wieder an die aktuelle Netzfrequenz angeglichen. Damit sich die Erzeugungsanlagen
2474 und Speicher nicht unmittelbar wieder einschalten, wenn sich die Frequenz wieder innerhalb des Toleranz-
2475 bandes der Zuschalt- und Wiedereinschaltbedingungen nach 8.3 befindet und somit die Stabilität des Netz-
2476 betriebes in dieser Zeit gefährden würde, muss nach einer Ausschaltdauer der Erzeugungsanlagen und
2477 Speicher von > 3 s eine Wartezeit von mindestens 60 s eingehalten werden.

2478 Zur unterbrechungsfreien Versorgung des Netzes – insbesondere im Augenblick der Zuschaltung der Netz-
2479 ersatzanlage bei Leistungsüberschuss im Niederspannungsnetz – ist der Einsatz von kurzzeitig rückleis-
2480 tungsfähigen Netzersatzanlagen zu empfehlen.

2481 8.3 Zuschaltbedingungen und Synchronisierung

2482 8.3.1 Allgemeines

2483 Die Zuschaltung von Erzeugungsanlagen und Speicher an das Netz des Netzbetreibers darf nur dann erfolgen,
2484 wenn durch eine geeignete Einrichtung festgestellt wird, dass sich sowohl die Netzspannung innerhalb des
2485 Toleranzbereiches von $85 \% U_n$ bis $110 \% U_n$ als auch die Netzfrequenz innerhalb des Toleranzbereiches von
2486 $47,5$ Hz bis $50,1$ Hz für eine Dauer von mindestens 60 s befinden. Außerdem müssen die Verzögerungszeiten
2487 beim Wiedereinschalten eines Generators und die Staffelzeiten beim Zuschalten mehrerer Generatoren so groß
2488 sein, dass alle Regel und Ausgleichsvorgänge innerhalb der Erzeugungsanlage und/oder des Speichers
2489 aufgrund der Zuschaltung sicher beendet sind.

2490 Im Falle der Wiedereinschaltung von Erzeugungsanlagen und Speichern an das Netz des Netzbetreibers bei
2491 Auslösung der NA-Schutzeinrichtung und/oder der $P_{AV,E}$ -Schutzeinrichtung darf die an das Netz des
2492 Netzbetreibers abgegebene Wirkleistung von regelbaren Erzeugungsanlagen und Speichern den Gradienten
2493 von 10% der Wirkleistung P_{Amax} je Minute nicht überschreiten. Nicht regelbare Erzeugungsanlagen und
2494 Speicher können nach 1 min bis 10 min (Zufallsgenerator) oder später zuschalten. Nach 10 min kann
2495 demzufolge mit P_{Amax} eingespeist werden. Bei händischen Bedienungen vor Ort (z. B. aus Gründen der
2496 Inbetriebsetzung oder der Wartung) kann von den in diesem Absatz beschriebenen Wiedereinschalt-
2497 Bedingungen abgewichen werden.

2498 Bei einer händischen Abschaltung der Erzeugungsanlage und/oder des Speichers durch den Netzbetreiber
2499 stimmt der Anlagenbetreiber die Wiedereinschaltung mit der für den Netzbetrieb zuständigen Stelle des Netz-
2500 betreibers ab.

E VDE-AR-N 4105:2024-10

2501 **8.3.2 Zuschaltung von Synchrongeneratoren**

2502 Bei direkt mit dem Netz gekuppelten Synchrongeneratoren ist an geeigneter Stelle eine Synchronisierereinrichtung vorzusehen. Während die Synchronisierereinrichtung bei nicht inselbetriebsfähigen Erzeugungsanlagen zweckmäßigerweise dem Generatorschalter zugeordnet wird, sollte bei inselbetriebsfähigen Erzeugungsanlagen zusätzlich eine Synchronisierereinrichtung für den Kuppelschalter vorgesehen werden. Eine automatische Parallelschalteinrichtung ist vorzusehen. Die Einstellwerte sind mit dem Netzbetreiber abzustimmen.

2508 Als übliche Maximalwerte können angesehen werden:

- 2509 – $\Delta\varphi = \pm 10^\circ$;
- 2510 – $\Delta f = \pm 500$ mHz;
- 2511 – $\Delta U = \pm 10\%$ U_n .

2512 In Abhängigkeit vom Verhältnis der Netzkurzschlussleistung zur Generatorleistung kann es notwendig sein, engere Grenzen festzulegen, um unzulässige Netzurückwirkungen bei der Zuschaltung zu vermeiden.

2514 **8.3.3 Zuschaltung von Asynchrongeneratoren**

2515 Bei Asynchrongeneratoren, die durch ein Antriebsaggregat hochgefahren und mit einer Drehzahl zwischen 2516 95 % und 105 % der Synchrondrehzahl zugeschaltet werden, wird mit einem $k_{i\max} = 4$ gerechnet.

2517 Bei Asynchrongeneratoren, die nicht spannungslos zugeschaltet werden, sind die Zuschaltbedingungen für 2518 Synchrongeneratoren einzuhalten.

2519 **8.3.4 Zuschaltung von Erzeugungseinheiten und Speichern mit Umrichtern**

2520 Erzeugungseinheiten mit Umrichtern (z. B. Photovoltaikanlagen) und Speicher mit Umrichtern dürfen nur mit 2521 einem $k_{i\max} \leq 1,2$ zugeschaltet werden.

2522 **8.4 Besonderheiten bei Erzeugungsanlagen und Speichern mit einer kumulierten Leistung**
2523 **$P_{\text{inst}} \leq 500$ kW und einer maximalen Einspeiseleistung $P_{\text{AV,E}}$ von 270 kW, die nach**
2524 **dieser Anwendungsregel an eine höhere Spannungsebene angeschlossen werden**

2525 **8.4.1 Allgemeines**

2526 Für Erzeugungsanlagen und Speicher mit einer kumulierten Leistung $\sum P_{\text{Amax}} \leq 500$ kW und einer 2527 Einspeiseleistung $P_{\text{AV,E}}$ von ≤ 270 kW gelten grundsätzlich die Anforderungen an Erzeugungsanlagen und 2528 Speicher dieser Anwendungsregel. Weiterhin sind die nachfolgenden Abschnitte zu beachten und einzuhalten.

2529 **8.4.2 Anmelde- und Inbetriebsetzungsverfahren**

2530 Das Anmeldeverfahren ist nach Abschnitt 4 der VDE-AR-N 4110 einzuhalten, wobei Einheitenzertifikate nach 2531 dieser Richtlinie einzureichen sind.

2532 Die Inbetriebsetzung der Übergabestation erfolgt mit dem Inbetriebsetzungsprotokoll E.7 der VDE-AR-N 4110 2533 (soweit eine neue Übergabestation erforderlich ist).

2534 Die Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage und Speicher erfolgt mit dem Inbetriebsetzungsprotokoll dieser 2535 Anwendungsregel. Bei einer kumulierten Leistung $\sum P_{\text{Amax}} > 270$ kW ist für den übergeordneten 2536 Entkopplungsschutz ein Schutzprüfprotokoll nach Anhang E.18 der VDE-AR-N 4110 anzufertigen.

2537 **8.4.3 Netzurückwirkungen**

2538 Bezüglich Netzurückwirkungen gelten die Anforderungen nach Abschnitt 5.4. der VDE-AR-N 4110.

2539 **8.4.4 Übergabestation und Abrechnungsmessung**

2540 Die Übergabestation und die Abrechnungsmessung sind nach Abschnitt 6/7 der VDE-AR-N 4110 auszuführen.

2541 **8.4.5 $P_{AV,E}$ -Überwachung**

2542 $P_{AV,E}$ -Überwachung ist nach 5.5.2.2 auszuführen.

2543 **8.4.6 Umsetzung Netzsicherheitsmanagement / Redispatch**

2544 Die Umsetzung erfolgt nach 5.7.4.2.1.

2545 **8.4.7 Anforderungen an den EZA/EZE-Entkopplungsschutz**

2546 Bei einer kumulierten Leistung $\sum P_{Amax} > 270$ kW ist zusätzlich zum zentralen oder zum integrierten NA-Schutz
 2547 ein übergeordneter Entkopplungsschutz nach Abschnitt 10.3.3.5 der VDE-AR-N 4110 auszuführen. Der NA-
 2548 Schutz darf in Kombination mit einem übergeordneten Entkopplungsschutz dezentral errichtet werden.

2549 Der übergeordnete Entkopplungsschutz ist nach den Standardeinstellwerten in Abschnitt 10.3.5 der
 2550 VDE-AR-N 4110 zu parametrieren, sofern der Netzbetreiber keine projektspezifisch abweichenden Vorgaben
 2551 macht.

2552 Bei einer kumulierten Leistung $\sum P_{Amax} \leq 270$ kW ist ein NA-Schutz entsprechend Abschnitt 6 ausreichend. Ein
 2553 zentraler NA-Schutz ist zentral an einer Niederspannungshauptverteilung zu installieren und anzuschließen.

2554 **8.4.8 Besonderheiten bei der Parametrierung**

2555 Gegenüber der Standardparametrierung dieser Anwendungsregel sind bei Anschlüssen in der Mittelspannung
 2556 die folgenden Besonderheiten bei der Inbetriebsetzung zu beachten:

- 2557 – Inselnetzerkennung deaktivieren
- 2558 – Blindleistungsbereitstellung bei $\sum P_{Amax} \leq 270$ kW: $\cos\phi(P)$ -Kennlinie nach 5.7.2.4, Bild 10
- 2559 – Blindleistungsbereitstellung bei $\sum P_{Amax} > 270$ kW: $Q(U)$ -(Standard-) Kennlinie nach VDE-AR-N 4110 mit
 2560 Messabgriff in der Mittelspannung

2561 **8.5 Besonderheiten bei der Planung, Errichtung und beim Betrieb von Erzeugungsanlagen
 2562 und Speichern mit einer kumulierten Leistung $\sum P_{Amax} > 500$ kW oder einer maximalen
 2563 Einspeiseleistung $P_{AV,E}$ von > 270 kW**

2564 Entsprechend Abschnitt 1 ist für Erzeugungsanlagen und Speicher mit einer kumulierten Leistung
 2565 $\sum P_{Amax} > 500$ kW oder einer maximalen Einspeiseleistung $P_{AV,E}$ von > 270 kW die Einhaltung der
 2566 Anforderungen der VDE-AR-N 4110 nachzuweisen.

2567 Bei der Planung, Errichtung und beim Betrieb solcher, nach VDE-AR-N 4110 zertifizierten Erzeugungsanlagen
 2568 und Speicher mit Anschluss an ein Niederspannungsnetz des Netzbetreibers sind nachfolgende
 2569 Anforderungen zu erfüllen:

- 2570 – Netzrückwirkungen: Im Prüfbericht zum Einheitszertifikat nach VDE-AR-N 4110 werden die Netzrück-
 2571 wirkungen mit ihren Messwerten ausgewiesen. Diese sind nach VDE-AR-N 4100, 5.5, durch den
 2572 Anlagenzertifizierer zu bewerten.
- 2573 – Schutzeinstellungen: Der zentrale NA-Schutz ist nach den Vorgaben aus Tabelle 7 in 6.5.2 dieser VDE-
 2574 Anwendungsregel zu parametrieren.
- 2575 – Statische Spannungshaltung:

2576 Wird die Betriebsweise „Blindleistungs-Spannungskennlinie $Q(U)$ “ gewählt, so ist diese nach den Vorgaben
 2577 aus Bild 9 in 5.7.2.4 dieser VDE-Anwendungsregel zu parametrieren (z. B. mittels Nutzung des Verfahrens
 2578 „Blindleistung mit Spannungsbegrenzungsfunktion“ der VDE-AR-N 4110). Dabei ist $Q_{max} = P_{Emax} \times 0,33$
 2579 (entsprechend einem $\cos \phi = 0,95$) einzustellen.

E VDE-AR-N 4105:2024-10

2580 Wird die Betriebsweise „Verschiebungsfaktor-/Wirkleistungskennlinie $\cos \varphi (P)$ “ aus dieser Anwendungsregel
2581 gewählt, so ist das Verfahren „Blindleistungs-/Wirkleistungskennlinie $Q(P)$ “ aus VDE-AR-N 4110 zu wählen.
2582 Dabei sind folgende Stützpunkte entsprechend VDE-AR-N 4110, Bild 9, zu parametrieren: P1 (0,0/0,0), P2 (–
2583 0,5/0,0), P3 (– 1,0/0,33).

2584 ANMERKUNG: Der erste Zahlenwert in der Klammer steht für das Verhältnis $P/P_{E_{max}}$, der zweite für das Verhältnis
2585 $Q/P_{E_{max}}$.

2586 – Für die Dynamische Netzstützung ist bei Typ-2-Erzeugungseinheiten der Betriebsmodus eingeschränkte
2587 dynamische Netzstützung nach VDE-AR-N 4110, 10.2.3.3.2, einzustellen.

2588 – Zuschaltbedingung: Die Zuschaltung einer Erzeugungsanlage oder eines Speichers nach VDE-AR-N 4110
2589 erfolgt bei einer Betriebsspannung zwischen 90 % U_n und 110 % U_n an den Generatorklemmen der
2590 Erzeugungseinheit mit den zulässigen Leistungsgradienten der VDE-AR-N 4110.

2591 **9 Nachweis der elektrischen Eigenschaften**

2592 **9.1 Allgemeines**

2593 Diese VDE-Anwendungsregel fordert nicht selbst Zertifikate bzw. Konformitätsnachweise, sondern gestaltet
2594 nur die im NC RfG und der NELEV geforderten Nachweise aus (siehe Vorwort, Abschnitt 5).

2595 **9.2 Einheiten und Komponentenzertifikat**

2596 Es sind folgende Zertifikate zu erstellen:

- 2597 – Einheitenzertifikat
- 2598 – NA-Schutz-Zertifikat
- 2599 – $P_{AV, E}$ -Schutz-Zertifikat (wenn vorhanden)

2600 Diese Zertifikate können in einem gemeinsamen Dokument zusammengefasst werden. Auf dem Deckblatt
2601 eines möglichen gemeinsamen Dokuments sind die beinhalteten Zertifikate einschließlich der
2602 Zertifikatsnummern anzugeben.

2603 Die Einheiten- und Komponentenzertifikate sind in der ZEREZ-Datenbank zu hinterlegen.

2604 Für Erzeugungsanlagen und Speicher mit einer kumulierten Leistung von

- 2605 – ≤ 270 kW oder
- 2606 – ≤ 500 kW und mit einer vereinbarten Einspeiseleistung $P_{AV, E} \leq 270$ kW

2607 sind Einheitenzertifikate nach Abschnitt 9 dieser Anwendungsregel nachzuweisen.

2608 Oberhalb dieser Leistungsgrenzen sind Einheitenzertifikate nach VDE-AR-N 4110 nachzuweisen.

2609 In den Prüfberichten zu den Zertifikaten werden die elektrischen Eigenschaften der Erzeugungseinheit, des
2610 Speichers, des NA-Schutzes bzw. des $P_{AV, E}$ -Schutzes ausgewiesen.

2611 Mit den Zertifikaten selbst wird nachgewiesen, dass die geplante Erzeugungseinheit, der Speicher, der NA-
2612 Schutz bzw. der $P_{AV, E}$ -Schutz alle Anforderungen dieser VDE-Anwendungsregel erfüllt. Die Zertifizierung von
2613 Erzeugungseinheiten, Speichern, des NA-Schutzes und des $P_{AV, E}$ Schutzes, erfolgt durch eine „ermächtigte
2614 Zertifizierungsstelle“

2615 „Ermächtigte Zertifizierungsstelle“ bezeichnet eine Stelle, die Betriebsmittelbescheinigungen und das
2616 Nachweisdokument für Stromerzeugungsanlagen ausstellt und vom nationalen Mitglied der gemäß der
2617 Verordnung (EG) Nr. 765/2008 des Europäischen Parlaments und des Rates eingerichteten Europäischen
2618 Kooperation für die Akkreditierung („EA“) akkreditiert ist;

2619 Grundlage für die Erstellung eines Einheitenzertifikats ist die Vermessung durch ein nach
2620 DIN EN ISO/IEC 17025 für diesen Anwendungsbereich akkreditiertes Prüflabor.

2621 Rückspeisefähige Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge müssen die Anforderungen für Speicher nach dieser
2622 Anwendungsregel erfüllen. Der Nachweis ist in Form von Einheitenzertifikat und NA-Schutz-Zertifikat zu führen.

2623 Für DC-gekoppelte Fahrzeuge ist eine Zertifizierung der Ladeeinrichtung ausreichend, das Fahrzeug wird,
2624 analog zu den stationären Speichern, als Batterie gesehen, die nicht Bestandteil des Einheitenzertifikates ist.

2625 Für AC-gekoppelte Fahrzeuge ist die technische Umsetzung der Einhaltung der Anforderungen, sowie die
2626 Sicherstellung des Vorhandenseins gültiger Zertifikate, insbesondere für wechselnde Fahrzeuge, zum
2627 Zeitpunkt der Erstellung dieser Anwendungsregel, noch nicht abschließend geklärt. Die Anforderungen werden
2628 daher in dem diese Anwendungsregel begleitenden FNN Hinweis „Umsetzung des Nachweises der
2629 technischen Anforderungen der VDE-AR-N 4105 für das bidirektionale Laden von Elektrofahrzeugen“ konkret
2630 ausgestaltet.

2631 Ergebnisse der Vermessung einer Erzeugungseinheit können in Summe oder in Teilen auf andere
2632 Erzeugungseinheiten übertragen werden, wenn die Ausführung und die für die elektrischen Eigenschaften
2633 maßgebende Regelungstechnik einschließlich der eingesetzten Software in diesen Erzeugungseinheiten
2634 technisch gleichwertig sind.

2635 Hersteller-Prüfungen von relevanten Baugruppen der Erzeugungseinheit auf Testständen können durch die
2636 Zertifizierungsstelle anerkannt werden, wenn sichergestellt ist, dass die Äquivalenz zu den Feldmessungen
2637 gegeben ist. Der Nachweis der Zulässigkeit ist im Einheitenzertifikat zu führen.

2638 Es ist ein Einheitenzertifikat nach Programmtyp 1a der DIN EN ISO/IEC 17067 auszustellen. Die Einhaltung
2639 der zertifizierten Anforderungen ist vom Hersteller über den Produktzyklus sicherzustellen.

2640 Details zur Ausgestaltung der messtechnischen Nachweise und zur Dokumentation der Messergebnisse,
2641 sowie die Überprüfung der Einstellung der einzuhaltenden Standardparameter nach Anhang E.3, sind in
2642 DIN VDE-V 0124-100 (VDE V 0124-100) beschrieben. Dabei dürfen die Anforderungen der vorliegenden VDE-
2643 Anwendungsregel weder unterlaufen noch verschärft werden.

2644 Standardparameter sind zwei durch den Anlagenerrichter auswählbare Parametersätze:

2645 – Parametersatz für den Anschluss an das Niederspannungsnetz des Netzbetreibers

2646 – Parametersatz für den Anschluss an das Mittelspannungsnetz des Netzbetreibers.

2647 Bis 12 Monate nach Inkraftsetzung der, nach dieser Anwendungsregel überarbeiteten,
2648 DIN VDE V 0124-100 (VDE V 0124-100), sind anstelle der Zertifikate Herstellererklärungen für die Anmeldung
2649 beim Netzbetreiber und für die Inbetriebsetzung durch den Anlagenerrichter ausreichend. Diese
2650 Herstellererklärungen sind analog zu den Zertifikaten in der ZEREZ-Datenbank zu hinterlegen. Ein
2651 Nachreichen der neuen Zertifikate ist für nach dieser Übergangsregelung in Betrieb gesetzte
2652 Erzeugungsanlagen und Speicher nicht erforderlich.

2653 Abweichend von den oben definierten Anforderungen bestehen folgende Ausnahmen:

2654 Für Erzeugungseinheiten, bei denen das Einheitenzertifikatsverfahren nicht möglich oder zu aufwendig ist
2655 (z. B. für Kleinstserien oder für spezielle Wasserkraftanlagen), kann in Abstimmung mit dem Netzbetreiber das
2656 Einzelnachweisverfahren (Nachmessungen im Feld nach der Inbetriebsetzung ersetzen Labormessungen)
2657 nach dem FNN-Hinweis Einzelnachweisverfahren zur VDE-AR-N 4105 [7] angewendet werden. Die
2658 Nachweisdokumente im Einzelnachweisverfahren ersetzen dann das Einheitenzertifikat für die
2659 Erzeugungseinheit. Alternativ darf auch die Wirkung der gesamten Erzeugungsanlage (mehrere
2660 Erzeugungseinheiten im Einzelnachweisverfahren an einem Netzanschlusspunkt) beschrieben werden. Damit
2661 wird standortbezogen die Nachweispflicht erfüllt.

2662 Prototypen benötigen zunächst nur einen zertifizierten NA-Schutz und keine Einheitenzertifikate. Die Er-
2663 zeugungseinheiten und/oder Speicher dürfen nur befristet (bis zu 2 Jahre) und in Absprache mit dem Netz-
2664 betreiber eingesetzt werden. Anschließend müssen die Erzeugungseinheiten und/oder Speicher zurückgebaut
2665 oder die Einheitenzertifikate nachgereicht werden.

E VDE-AR-N 4105:2024-10

2666 ANMERKUNG: Ein Prototyp ist die erste Erzeugungseinheit eines Typs, der wesentliche technische Weiterentwicklungen
2667 oder Neuerungen aufweist, und alle weiteren Erzeugungseinheiten dieses Typs, die innerhalb von 2 Jahren nach der
2668 Inbetriebsetzung der ersten Erzeugungseinheit dieses Typs in Betrieb gesetzt werden. Dazu ist eine Prototypenbestätigung
2669 erforderlich, in dem der Hersteller das Vorhandensein einer wesentlichen technischen Weiterentwicklung oder Neuerung
2670 bestätigt. Zudem ist ein Nachweis erforderlich, dass es sich um die erste Anlage dieses Typs handelt und die erwartete
2671 Erfüllung der Anforderungen dieser VDE-Anwendungsregel auf Basis einer Herstellererklärung bestätigt wird.

2672 Museumsanlagen oder Forschungsanlagen dürfen in Abstimmung mit dem Netzbetreiber von einer Zerti-
2673 fizierungspflicht ausgenommen werden.

2674 **9.3 Anlagenzertifikat**

2675 **9.3.1 Allgemeines**

2676 Für an das Niederspannungsnetz eines Netzbetreibers anzuschließende Erzeugungsanlagen und Speicher mit
2677 einer kumulierten Leistung $P_{\text{inst}} > 500 \text{ kW}$ oder einer Einspeiseleistung $P_{\text{AV, E}} > 270 \text{ kW}$ am Netzanschlusspunkt
2678 ist durch den Anschlussnehmer beim Netzbetreiber ein Anlagenzertifikat einzureichen.

2679 Das Anlagenzertifikat basiert auf dem/den Einheitszertifikat(en), dem/den Komponentenzertifikat(en), den
2680 Vorgaben des Netzbetreibers für den Netzanschluss sowie Herstellerunterlagen. Mit dem Anlagenzertifikat wird
2681 nachgewiesen, dass die geplante Erzeugungsanlage/Speicher die Anforderungen dieser VDE-
2682 Anwendungsregel unter Berücksichtigung der Vorgaben des Netzbetreibers erfüllen kann.

2683 Für das Anlagenzertifikat ist als Deckblatt der Vordruck E.8 zu verwenden. Anlagenzertifikate sind dem
2684 Netzbetreiber in deutscher Sprache vorzulegen.

2685 Die Anlagenzertifizierung sowie die Erstellung der Konformitätserklärung muss durch eine nach
2686 DIN EN ISO/IEC 17065 hierfür akkreditierte und zugelassene Zertifizierungsstelle erfolgen. Eine FGW-
2687 Zulassung für das Anlagenzertifikat B nach VDE-AR-N 4110 ist für die Anlagenzertifizierung nach VDE-AR-
2688 N 4105 ausreichend.

2689 Details zur Ausgestaltung des Nachweisverfahrens und zum Bewertungsumfang der Anlagenzertifizierung
2690 werden in der FGW TR 8 [8] geregelt. Dabei dürfen die Anforderungen der vorliegenden VDE-
2691 Anwendungsregel weder unterlaufen noch verschärft werden.

2692 Änderungen an bestehenden Erzeugungsanlagen, die wesentliche Auswirkungen auf das elektrische
2693 Verhalten der Erzeugungsanlage am Netzanschlusspunkt haben, erfordern ein neues Anlagenzertifikat.
2694 Wesentliche Auswirkungen haben unter anderem:

- 2695 – Erhöhung der vereinbarten Anschlussscheinleistung S_{Amax} um $> 10 \%$ (unbeschadet dessen, ist der
2696 Netzbetreiber über jede Leistungsänderung, auch dauerhafte Ausserbetriebsetzung, zu informieren);
- 2697 – Verschlechterung der Netzurückwirkungen derart, dass die zum Zeitpunkt der ursprünglichen Netzan-
2698 schlussprüfung gültigen Netzurückwirkungs-Grenzwerte verletzt werden;
- 2699 – Änderung des Schutzkonzeptes;
- 2700 – Umbau oder Modernisierung im Umfang $\geq 50 \%$ der kumulierten Leistung;
- 2701 – Softwareänderungen, die ein neues Einheitszertifikat erforderlich machen (eine Beurteilung, ob das neue
2702 Einheitszertifikat ein neues Anlagenzertifikat erfordert, hat durch einen Anlagenzertifizierer zu erfolgen).

2703 Die Erstellung des neuen Anlagenzertifikates erfolgt sowohl für die Wirkleistungserhöhung als auch für die
2704 umgebaute oder modernisierte Leistung (im Falle des vierten Aufzählungspunkts) anteilig auf Basis der
2705 Anforderungen zum Zeitpunkt der Wirkleistungserhöhung/Umbau/Modernisierung. In den anderen Fällen ist in
2706 dem neuen Anlagenzertifikat die weitere Einhaltung der Anforderungen aus dem zuletzt erstellten
2707 Anlagenzertifikat zu bewerten.

2708 Der Netzbetreiber stellt zur Erarbeitung des Anlagenzertifikates die Netzdaten S_{kV} , und ψ_{kV} , sowie die Angabe
2709 der Leistungsgröße des Ortsnetztransformators und die Vorgabe zum Blindleistungsverfahren zur Verfügung.
2710 Individualabreden mit dem Netzbetreiber sind im Rahmen der Erstellung des Anlagenzertifikates zu
2711 berücksichtigen.

2712 **9.3.2 Bewertungsumfang**

2713 **9.3.2.1 Vom Anschlussnehmer zur Erstellung des Anlagenzertifikates bereitzustellenden**
2714 **Unterlagen**

2715 **Tabelle 8 – Bereitzustellende Unterlagen**

Nr.	Unterlage	Einschränkung
1.	Datenblatt mit den technischen Daten der Erzeugungsanlage (siehe E.2)	
2.	Angaben zu einer ggf. vorhandenen oder geplanten Blindleistungskompensationsanlage der Bezugsanlage (insbesondere auch Messort der Blindleistung und schaltungstechnische Einbindung in die Kundenanlage).	bei Mischanlagen
3.	Einphasiger Übersichtsschaltplan der Erzeugungsanlage einschließlich Netzanschlusspunkt, Eigentumsgrenze, Mess-, Schutz- und Steuer-/Regelungseinrichtungen, Darstellung der Leitungsverbindungen, Angaben von Kabeltypen, -längen und -querschnitten und Angabe der technischen Kennwerte der Schaltanlagen.	
4.	Regelungskonzept inklusive Kommunikationsplan (Netzsicherheitsmanagement, Redispatch, Direktvermarktung etc.)	
5.	Schutzkonzept. Darstellung, wo die Messgrößen für die Schutzeinrichtungen erfasst werden und auf welche Schaltgeräte die Schutzeinrichtungen wirken, Daten der Hilfsenergiequelle, Daten des Kuppelschalters,	
6.	Technische Daten der Bestands-Erzeugungseinheiten (Inbetriebnahmejahr, relevante Parametrierungen z. B. für Blindleistungsverhalten, FRT-Verhalten und Schutz). Die Bestandsanlagen sind im einphasigen Übersichtsschaltplan mit darzustellen.	bei Bestandsanlagen

2716 **9.3.2.2 Einspeiseleistung**

2717 Es ist die maximale Wirkleistungsabgabe P_{Amax} der Erzeugungsanlage darzustellen.

2718 Im Falle einer $P_{AV,E}$ – Überwachung ist das Vorhandensein eines $P_{AV, E}$ -Schutz-Zertifikates für die
2719 vorgesehenen Betriebsmittel und die konzeptionelle Umsetzung der $P_{AV, E}$ – Überwachung entsprechend den
2720 Vorgaben dieser Anwendungsregel zu prüfen.

2721 **9.3.2.3 Einheitenzertifikat**

2722 Für alle Typen von Erzeugungseinheiten der Erzeugungsanlage und Speicher sind die Einheitenzertifikate zu
2723 prüfen, ob für die Erfüllung von Anforderungen aus dieser VDE-Anwendungsregel Zusatzkomponenten
2724 erforderlich sind und wenn ja, wie diese in der zu bewertenden Erzeugungsanlage realisiert werden.

2725 **9.3.2.4 Dimensionierung der Übergabestelle (thermische Bemessung und Kurzschlussfestigkeit)**

2726 Es ist die thermische Bemessung der Betriebsmittel von der Eigentumsgrenze zum Netzbetreiber über die
2727 Übergabestelle bis zu den anschlussnehmerseitig abführenden Anschlusskabeln zu bewerten. Weiterhin ist
2728 die Kurzschlussfestigkeit der Übergabestelle zu bewerten.

2729 **9.3.2.5 Netzurückwirkungen**

2730 Folgende Kriterien sind auf Basis der Vorgaben des Abschnittes 5.5 der VDE-AR-N 4100 zu bewerten:

- 2731 – schnelle Spannungsänderungen,
- 2732 – Flicker und
- 2733 – Oberschwingungen, Zwischenharmonische und Supraharmonische.

2734 Für die Anteilsfaktoren der Erzeugungsanlagen und Speicher an der Bemessungsleistung des Transformators
2735 und den Resonanzfaktor gelten die vereinfachten Annahmen der VDE-AR-N 4100, soweit der Netzbetreiber
2736 keine anderen Vorgaben macht.

2737 **9.3.2.6 Statische Spannungshaltung**

2738 Es ist darzustellen, dass das vom Netzbetreiber aus dieser VDE-Anwendungsregel geforderte Verfahren zur
2739 Blindleistungsbereitstellung durch die Erzeugungsanlage realisiert werden kann und eine Umstellung auf die
2740 anderen Verfahren aus dieser VDE-Anwendungsregel grundsätzlich möglich ist. Das Konzept zur
2741 Blindleistungsbereitstellung ist inklusive der Kommunikationsverbindungen schematisch darzustellen und zu
2742 bewerten. Wird ein Erzeugungsanlagen-Regler vorgesehen, so ist die Betriebsweise der Erzeugungsanlage
2743 bei vollständigem oder teilweisem Ausfall der Regelung auszuweisen und zu bewerten (Erfolgskriterium dann
2744 $\cos \varphi = 1$).

2745 Bei Mischanlagen ist im Anlagenaufbau der Kundenanlage zu prüfen, dass eine ggf. vorhandene oder geplante
2746 Blindleistungskompensationsanlage der Bezugsanlage nicht gegen die Blindleistungserbringung der
2747 Erzeugungsanlage/Speichers regelt.

2748 **9.3.2.7 Wirkleistungsabgabe**

2749 Folgende Kriterien sind zu bewerten:

- 2750 – konzeptionelle Umsetzung der Wirkleistungssteuerung durch den Netzbetreiber und Erfassung der Ist-
2751 einspeisung und
- 2752 – die Umsetzung der Priorisierung Netzsicherheitsmanagement/Redispatch vor der Einhaltung der
2753 Vorgaben an das Verhalten bei Über- und Unterfrequenz vor einer Leistungsvorgabe Dritter (z. B.
2754 Direktvermarkter)

2755 **9.3.2.8 Schutzkonzept**

2756 Folgende Kriterien sind zu bewerten:

- 2757 – Vorhandensein eines NA-Schutz-Zertifikates für die vorgesehenen Betriebsmittel,
- 2758 – konzeptionelle Umsetzung
 - 2759 – Ort des Spannungsabgriff für U> Funktion,
 - 2760 – Einfehlersicherheit Im Anlagenaufbau zwischen zentralem NA-Schutz und Kuppelschalter,
 - 2761 – Ausfall der Hilfsspannung des zentralen NA-Schutzes muss zum unverzögerten Auslösen des
2762 Kuppelschalters führen,
 - 2763 – bei der Signalübertragung zu einem räumlich getrennten Schaltgerät müssen die geforderten
2764 Abschaltzeiten nach Tabelle 7 eingehalten werden,
 - 2765 – der Ausfall der Signalübertragung muss erkannt werden und nach einer Zeit von höchstens einer
2766 Minute zur Auslösung des Kuppelschalters führen und
 - 2767 – der Kuppelschalter muss hinsichtlich Hilfsenergieversorgung für > 3 s gepuffert sein.

2768 **9.3.3 Konformitätserklärung**

2769 Im Rahmen der Inbetriebsetzung ist durch den Anschlussnehmer oder eine von ihm beauftragte qualifizierte
2770 Stelle ein Inbetriebsetzungsprotokoll anzufertigen. Mit seiner Unterschrift bestätigt der Ersteller des
2771 Inbetriebsetzungsprotokolls die Vollständigkeit und garantiert, dass der dargestellte Sachverhalt der
2772 tatsächlichen Umsetzung entspricht. Des Weiteren wird hierdurch die Verwendung der Dokumente für den
2773 weiteren Nachweisprozess autorisiert.

2774 Der Nachweisprozess wird durch eine Konformitätserklärung, die durch eine nach DIN EN ISO/IEC 17065
2775 hierfür akkreditierte und zugelassene Zertifizierungsstelle erstellt wird, abgeschlossen. Eine FGW-Zulassung
2776 für die Konformitätserklärung nach VDE-AR-N 4110 ist für die Konformitätserklärung nach VDE-AR-N 4105
2777 ausreichend.

2778 Mit der Konformitätserklärung wird der Nachweis erbracht, dass die Erzeugungsanlage auch tatsächlich
2779 entsprechend den Vorgaben dieser VDE-Anwendungsregel, dem Anlagenzertifikat und unter Berücksichtigung
2780 der Vorgaben des Netzbetreibers errichtet wurde. Danach wird vom Netzbetreiber die endgültige
2781 Betriebserlaubnis erteilt.

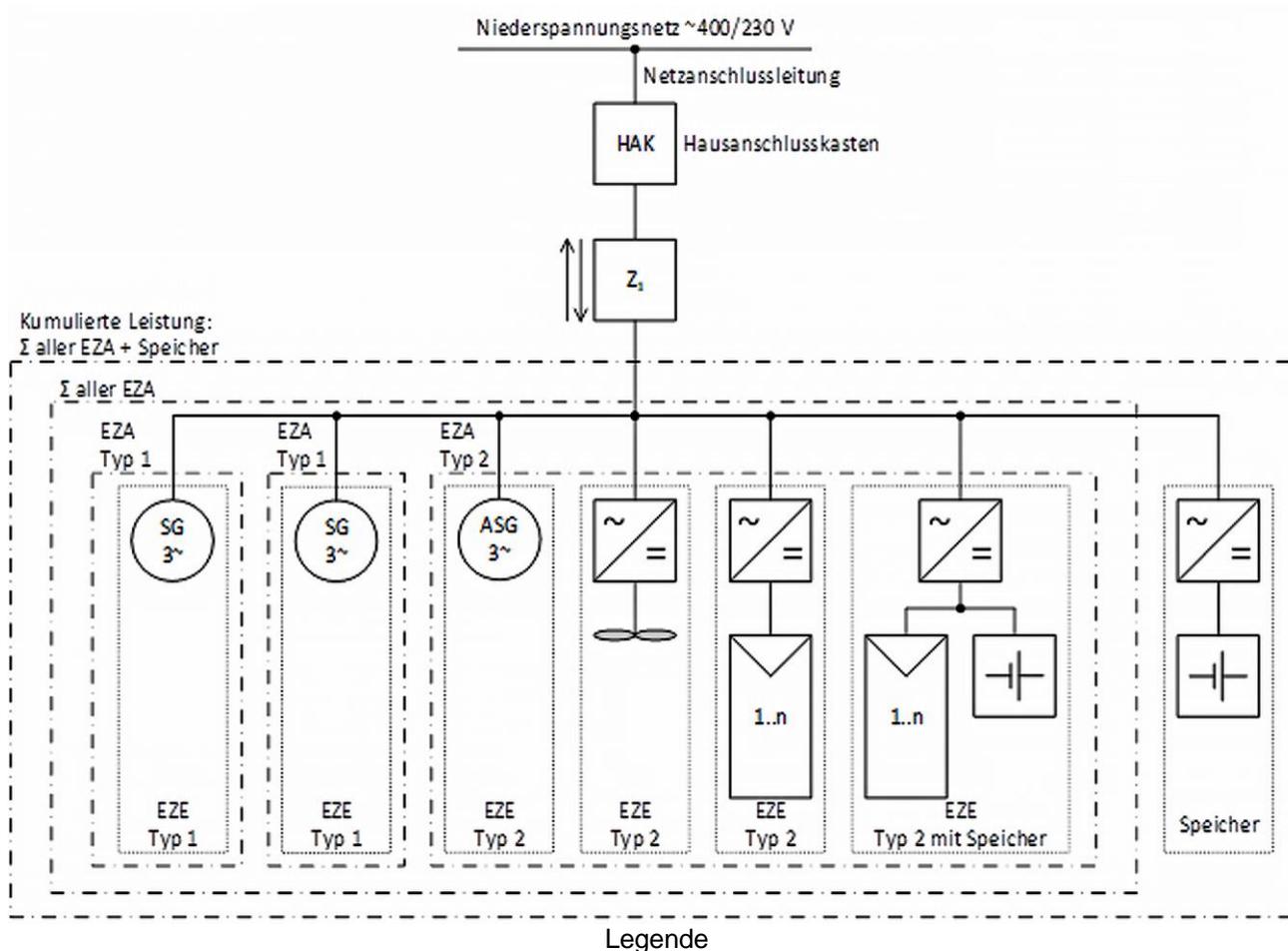
- 2782 Der Ersteller der Konformitätserklärung muss gegenüber dem Ersteller der Inbetriebsetzungsprotokolls
2783 unabhängig sein (4-Augen Prinzip). Konformitätserklärungen sind dem Netzbetreiber in deutscher Sprache
2784 vorzulegen.
- 2785 Die Zertifizierungsstelle erhält im Rahmen ihrer Dokumentenprüfung zur Erstellung der Konformitätserklärung
2786 vom Anschlussnehmer oder eine von ihm beauftragte qualifizierte Stelle
- 2787 – einen nach der Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage aktualisierten Übersichtsschaltplan mit den
2788 Angaben nach Tabelle 8,
- 2789 – das Inbetriebsetzungsprotokoll,
- 2790 – eine Übersicht über die verbauten Erzeugungseinheiten mit Inbetriebsetzungsdatum,
- 2791 – einen Nachweis des eingestellten Parametersatzes an den Erzeugungseinheiten,
- 2792 – falls ein EZA-Regler vorhanden ist, Nachweis des eingestellten Parametersatzes,
- 2793 – einen Nachweis zum Funktionstest des Netzsicherheitsmanagements,
- 2794 – einen Nachweis zur Prüfung der Auslösekreises NA-Schutz-Kuppelschalter
- 2795 – einen Nachweis, dass der Ausfall der Hilfsspannung des zentralen NA-Schutzes zum unverzögerten
2796 Auslösen des Kuppelschalters führt,
- 2797 – einen Nachweis, dass der Ausfall der Signalübertragung vom NA-Schutz zum Kuppelschalter erkannt wird
2798 und nach der geforderten Zeit zur Auslösung des Kuppelschalters führt und
- 2799 – einen Nachweis, dass der Kuppelschalter für > 3 s hinsichtlich Hilfsenergieversorgung gepuffert ist.
- 2800

Anhang A (informativ)

Allgemeines

A.1 Erzeugungsanlage und Erzeugungseinheit

In Bild A.1 sind die Erzeugungsanlage, die Erzeugungseinheit, die Summe aller Erzeugungsanlagen an einem Netzanschlusspunkt und ein separater Speicher dargestellt.



2810 ASG Asynchrongenerator

2811 SG Synchrongenerator

Bild A.1 – Übersichtsdarstellung zu den Begriffen Erzeugungseinheit und Erzeugungsanlage

2813 **A.2 Zulässige Spannungsänderung**

2814 Der Betrieb von Erzeugungsanlagen verändert die Betriebsspannung des Netzes. Die Spannungsänderung
2815 am Verknüpfungspunkt bei Bezug induktiver Blindleistung lässt sich wie folgt ausdrücken:

$$2816 \quad \Delta u_a = \frac{S_{Amax} \cdot (R_{kV} \cdot \cos|\phi| - X_{kV} \cdot \sin|\phi|)}{U^2} \quad (A.1)$$

2817 Wie Gleichung (A.1) zeigt, kann die Spannungsänderung negativ werden, wenn der erste Term im Zähler
2818 kleiner als der zweite wird, was bei einem genügend kleinen $\cos \varphi$, also bei einem entsprechend hohen Bezug
2819 induktiver Blindleistung, möglich ist.

2820 Bei Bezug kapazitiver Blindleistung gilt:

$$2821 \quad \Delta u_a = \frac{S_{Amax} \cdot (R_{kV} \cdot \cos|\phi| + X_{kV} \cdot \sin|\phi|)}{U^2} \quad (A.2)$$

2822 Aus der Gleichung ist erkennbar, dass der Bezug kapazitiver Blindleistung die Spannungserhöhung verstärkt;
2823 bei variablem Blindleistungsbezug ist dies zu berücksichtigen.

2824 Die angegebenen Gleichungen (A.1) und (A.2) sind praktikable Näherungen. Die nach diesen Gleichungen
2825 berechneten Spannungsänderungen sind geringfügig größer als die genaueren Ergebnisse einer komplexen
2826 Lastflussrechnung.

2827 Hinweis: Im Falle einer $P_{A,VE}$ -Überwachung (Einspeisebegrenzung) ist statt S_{Amax} der Wert $S_{A,VE}$ in der
2828 Gleichung A.1 bzw. A.2 einzusetzen.

2829 **A.3 Drehstrom- und Drehspannungssystem**

2830 **A.3.1 Allgemeines**

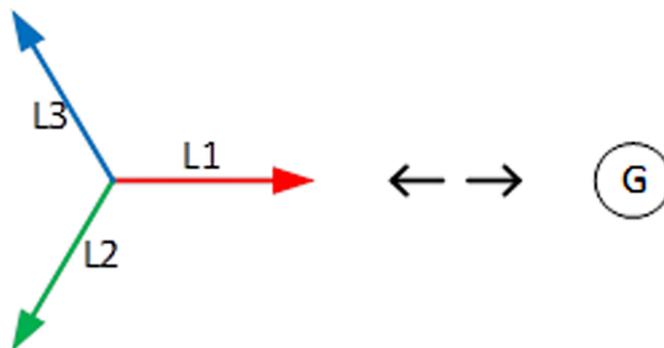
2831 Die Energieerzeugung und -verteilung basiert auf einem Drehstrom- bzw. Drehspannungssystem. Das Ver-
2832 halten von (Drehstrom-)Netzen kann beschrieben werden, indem man von einer symmetrischen und exakt
2833 sinusförmigen Spannungsquelle mit einer ebenfalls symmetrischen Quellenimpedanz (Netzkurzschluss-
2834 impedanz) ausgeht. Symmetrisch bedeutet in diesem Fall, dass die Beträge der Quellenspannungen gleich
2835 groß sind, dass zwischen den Quellenspannungen ein Winkel von 120° eingehalten wird und dass die
2836 Quellenimpedanzen X_Q bezüglich Betrag und Winkel gleich sind.

2837 ANMERKUNG Näherungsweise können die Quellenimpedanzen als Reaktanzen angenommen werden.

2838 Unsymmetrische Lasten und Erzeugungsanlagen rufen in einem symmetrischen Drehstromsystem unsym-
2839 metrische Ströme hervor, die wegen der daraus entstehenden Spannungsfälle auch zu unsymmetrischen
2840 Spannungen im Netz führen. Mit Rücksicht auf die Erhaltung der symmetrischen Eigenschaften des Dreh-
2841 stromnetzes müssen Drehstrom- bzw. Drehspannungs-Erzeugungsanlagen die im Folgenden beschriebenen
2842 Eigenschaften aufweisen.

2843 **A.3.2 Drehstrom-Synchrongeneratoren**

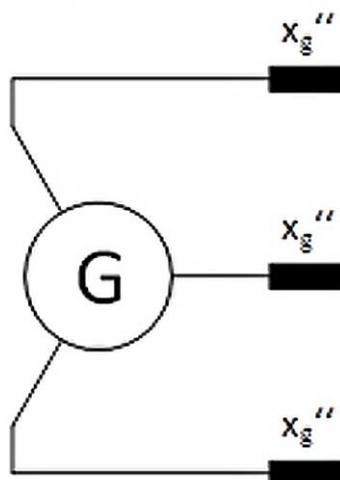
2844 Synchrongeneratoren erzeugen eine elektromotorische Kraft (EMK) bzw. Polradspannung (Leerlaufspannung),
2845 die den idealen Symmetriebedingungen genügt (siehe Bild A.2).



2846

2847 **Bild A.2 – Polradspannung eines Synchrongenerators mit einem $x_d'' \ll 1$ als ideales**
 2848 **symmetrisches Dreiphasensystem**

2849 Im Kurzschlussfall erfolgt eine Begrenzung der Ströme durch drei identische „Innenwiderstände“, die näherungsweise als reine Reaktanzen angenommen werden (Kurzschlussreaktanzen). Bild A.3 zeigt das Ersatzschaltbild eines Synchrongenerators für den Kurzschlussfall. Bei einem Vollpol-Synchrongenerator gilt näherungsweise: $x_g'' = x_d''$ (p. u.).



2853

2854 **Bild A.3 – Ersatzschaltbild eines Synchrongenerators für den Kurzschlussfall**

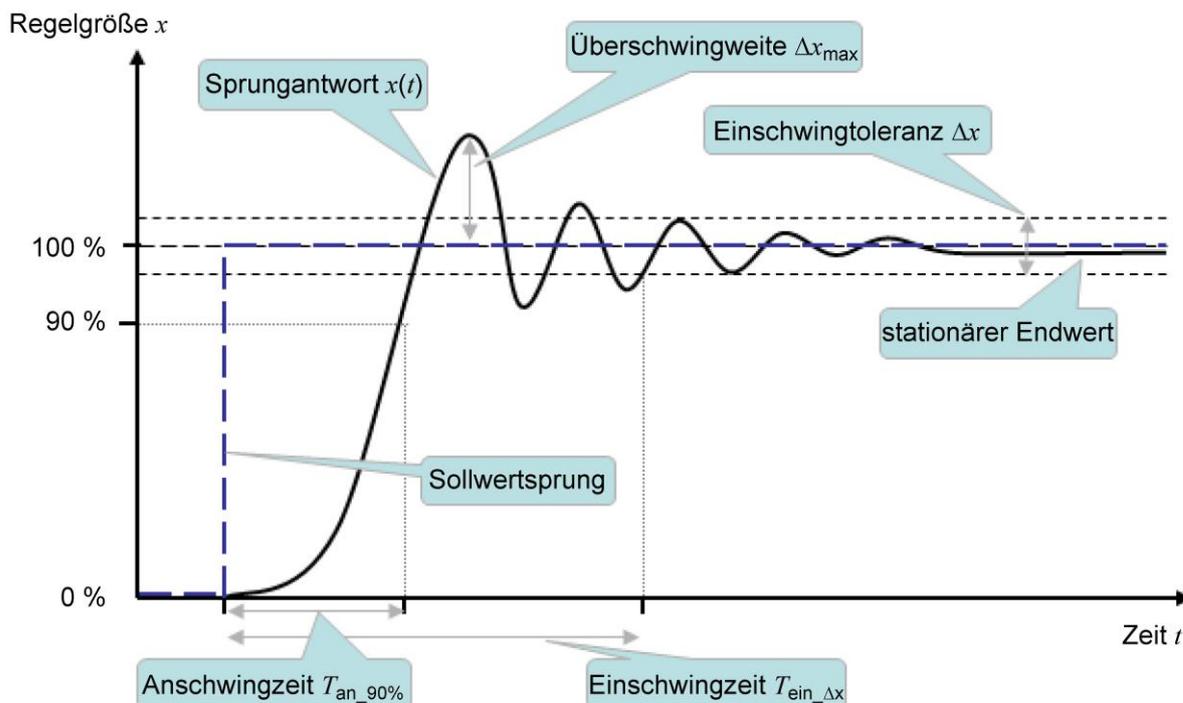
2855 Bedingt durch die Symmetrie der Polradspannung und durch die kleine Kurzschlussreaktanz des Generators ($x_d'' \ll 1$) führen unsymmetrische Ströme bei Synchrongeneratoren nur zu kleinen Unsymmetrien an den
 2856 Klemmenspannungen des Generators. Die Generatoren sind, in symmetrischen Komponenten ausgedrückt,
 2857 in der Lage, Ströme nicht nur im Mitsystem, sondern auch im Gegensystem und, bei entsprechendem Anschluss,
 2858 auch im Nullsystem zu liefern. Durch die eingespeisten Ströme des Generators wird auf diese Weise
 2859 der Spannungsunsymmetrie entgegengewirkt.
 2860

2861 **A.4 Prinzipielles Reglerverhalten**

2862 Das prinzipielle Regelverhalten ist in Bild A.4 dargestellt. Auf einen Sollwertsprung der Führungsgröße muss
 2863 die Sprungantwort $x(t)$ der Regelgröße 90 % des Sollwertsprungs innerhalb der Anschwingzeit $T_{an,90\%}$
 2864 erreichen.

2865 Die Sprungantwort $x(t)$ der Regelgröße darf die zulässige Überschwingweite Δx_{\max} nicht überschreiten. Nach
 2866 der Einschwingzeit $T_{\text{ein}_\Delta x}$ darf die Sprungantwort $x(t)$ der Regelgröße das Toleranzband Δx um den stationären
 2867 Endwert (Einschwingtoleranz) nicht mehr verlassen.

2868 ANMERKUNG Der Sollwertsprung ist die Differenz zwischen vorgegebenem Endwert und stationärem Anfangswert. Die
 2869 Größen Δx und Δx_{\max} sind ebenfalls auf den Sollwertsprung bezogen.

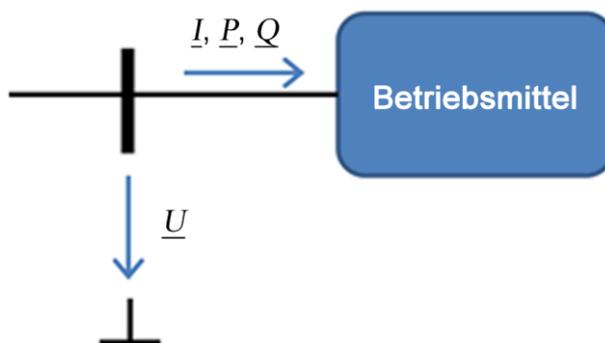


2870

2871 **Bild A.4 – Prinzipielles Reglerverhalten einer Erzeugungsanlage**

2872 **A.5 Richtungsdefinition von P und Q**

2873 In dieser VDE-Anwendungsregel werden Ströme und Spannungen in Pfeilrichtung positiv gezählt (Verbrauch-
 2874 erzählpfeilsystem).



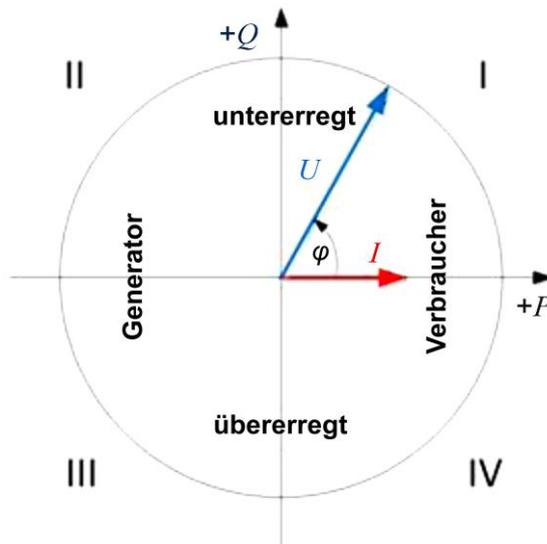
2875

2876 **Bild A.5 – Positive Richtung von Spannungen und Strömen**

2877 Ein Betriebsmittel in Bild A.5 kann beispielsweise eine Bezugsanlage, eine Erzeugungsanlage, eine Erzeu-
 2878 gungseinheit oder ein Flexible-AC-Transmission-System (FACTS)-Element sein.

2879 Für die Darstellung in Quadranten wird ein Leistungskreis gewählt, dessen Darstellung kompatibel zu mathe-
 2880 matischen Darstellungen der Trigonometrie und der komplexen Zahlen ist (siehe Bild A.6). Winkel werden –
 2881 wie in der Mathematik – gegen den Uhrzeigersinn positiv gezählt. Als Phasenwinkel wird der Winkel vom

2882 Stromzeiger zum Spannungszeiger definiert. Der Stromzeiger liegt immer in der reellen Achse; die Lage des
2883 Spannungszeigers entspricht der Scheinleistung und dem Phasenwinkel.



2884

2885

Bild A.6 – Scheinleistungskreis

2886 Die unterschiedlichen Betriebszustände können in Quadrant I bis Quadrant IV dargestellt werden. Die Benen-
2887 nung der Quadranten erfolgt gegen den Uhrzeigersinn.

2888 Beispiele für den Scheinleistungszeiger verschiedener Betriebsmittel:

- 2889 – Quadrant I: Ohmsch-induktive Last (Spule);
- 2890 – Quadrant II: Eine Wirkleistung liefernde Erzeugungsanlage mit gleichzeitigem Blindleistungsbezug;
- 2891 – Quadrant III: Eine Wirk- und Blindleistung liefernde Erzeugungsanlage;
- 2892 – Quadrant IV: Ohmsch-kapazitive Last (Kondensator).

2893 **A.6 Erläuterungen zur Wirkleistungsanpassung bei Über- und Unterfrequenz** 2894 **(Netzsicherheitsbasierte Primärregelung)**

2895 **A.6.1 Allgemeines**

2896 Die nachfolgende Anhänge A.6.1 – A.6.6 sind zur besseren Verständlichkeit des Abschnitt 5.7.4.3
2897 Wirkleistungsanpassung bei Über- und Unterfrequenz notwendig. Einige Inhalte davon sind Ausführungen
2898 bezüglich der spezifizierten Nachweise und sind Vorabinformationen zur Erarbeitung der erforderlichen
2899 Ergänzungen innerhalb der DIN VDE V 0124-100.

2900 **A.6.2 Nachweis des Verhaltens bei steilen Frequenzgradienten (RoCoF)**

2901 Die Anforderung, dass Erzeugungseinheiten, Erzeugungs- und Speichereinheiten sowie Speicher schnelle
2902 Frequenzänderungen nach den Anforderungen in Abschnitt 5.7.4.3.2 ohne Trennung vom Netz durchfahren
2903 können, ist in Form einer Herstellererklärung zu bestätigen. Sollten die Anforderungen nach Abschnitt 5.7.4.3.2
2904 nur mit Einschränkungen eingehalten werden können, muss die Herstellererklärung beinhalten, unter welchen
2905 Rahmenbedingungen eine Erfüllung der Anforderungen möglich ist und welche Annahmen zu den relevanten
2906 Einflussgrößen berücksichtigt werden müssen.

2907 **A.6.3 Prüfung von Typ-2-EZE, EZSE und Speichern**

2908 **A.6.3.1 Allgemeines**

2909 Die Prüfung dient der Einhaltung der Anforderung für die netzsicherheitsbasierte Primärregelung nach
 2910 Abschnitt 5.7.4.3.3. Falls einstellbar, ist die Prüfung zur Vergleichbarkeit mit einer $\cos(\varphi)$ Vorgabe von 1
 2911 durchzuführen.

2912 Die Prüfungen zum Nachweis des Zeitverhaltens und der damit verbundenen Einhaltung der Anforderungen
 2913 der Mindestdämpfung sind an einem Netzsimulator durchzuführen.

2914 Tabelle A.1 gibt die Signale und Werte dieser Prüfung an, inklusive Angaben zur Aufbereitung und Mittelung.

2915 **Tabelle A.1 – Signale und Werte für die Prüfung**

Aufgezeichnete Signale		Aufbereitung			Mittelung			
Gleichungszeichen	Bedeutung	Momentanwerte	Effektivwerte	Symmetrische	keine	blockweise	gleitend	Mittelungszeitraum
u_1, u_2, u_3	Leiter-Mittelpunkt-Spannungen	X			X			
i_1, i_2, i_3	Leiterströme	X			X			
P_{soll}	Sollwert-Signal Wirkleistung	X			X			
$\cos \varphi_{\text{soll}}$	Sollwert-Signal Leistungsfaktor	X			X			
U_{DC}	Gleichspannung (DC-gespeiste EZE)	X			X			
I_{DC}	Gleichstrom (DC-gespeiste EZE)	X			X			
Berechnete Signale/ermittelte Werte								
PIP_{Emax}	Auf den Nennwert bezogene Wirkleistung		X			X		20 ms
$\cos \varphi$	Verschiebungsfaktor		X			X		200 ms
f_{sim}	Netzfrequenz des Netzsimulators		X		X			
Weitere zu dokumentierende Größen								
P_{prim}	Primärenergiedargebot (nur dargebotsabhängige EZE ohne Messung des zugänglichen Gleichstromzwischenkreises)	X			X			
P_{DC}	Verfügbare DC-Leistung (DC-gespeiste EZE)		X			X		200 ms
S_{OC}	Ladezustand des Speichers (sofern vorhanden)		X			X		1 s
Alle Signale sind entsprechend der Vorzeichenkonvention des Erzeugerzählpfeilsystems darzustellen. Leistungen und Winkel sind nach DIN 40110-1 anzugeben (Mehrlleiterstromkreise: DIN 40110-2).								

Aufgezeichnete Signale		Aufbereitung			Mittelung			
Gleichungszeichen	Bedeutung	Momentanwerte	Effektivwerte	Symmetrische	keine	blockweise	gleitend	Mittelungszeitraum
Die Aufzeichnung der Werte U_{DC} und I_{DC} dienen der internen Dokumentation des Prüfinstitutes. Bei Multi-MPP-Geräten mit gleich aufgebauten DC-Eingängen und gleich parametrisierten DC-Quellen ist es ausreichend, nur einen DC-Eingang zu vermessen.								

2916 **A.6.3.2 Prüfungen**

2917 In Prüfungen müssen die jeweils nachstehenden Messpunkte mit einer Genauigkeit von ± 10 mHz angefahren
 2918 werden. Die vorgegebene Anfangswirkleistung ist mit einer Toleranz von $\pm 5\%$ $P_{E_{max}}$ einzuhalten. Die
 2919 Abweichung ist bei der Auswertung zu berücksichtigen.

2920 Die Prüfungen für Überfrequenz sind für EZE und für Speicher anzuwenden.

2921 Die Prüfungen bei Unterfrequenz gelten für Typ-2-Einheiten, welche über eine Schnittstelle zur
 2922 Wirkleistungsreduzierung verfügen, die geringer priorisiert ist als die Wirkleistungseinspeisung bei
 2923 Unterfrequenz (siehe Priorisierung nach Abschnitt 8.1).

2924 Weiterhin sind Prüfungen bei Unterfrequenz für Erzeugungs- und Speichereinheiten und Speicher
 2925 durchzuführen. DC-gekoppelte Speicher sind Typ-2-Einheiten. Daher sind für diese die Prüfvorschriften dieses
 2926 Abschnitts anzuwenden. Die Wirkleistungsaufnahme (Ladebetrieb oder Last) wird als negative
 2927 Wirkleistungsabgabe dargestellt.

2928 Die Prüfungen erfolgen in zwei Prüfläufen, mit den jeweils angegebenen Einstellparametern des Prüflings:

2929 – Die erste Prüfung dient dem Nachweis des Zeitverhaltens und damit der Mindestdämpfung zur
 2930 Sicherstellung der Systemstabilität. Die Messpunkte sind jeweils mindestens für 60 s anzufahren.

2931 – Die zweite Prüfung dient dem Nachweis der Statik und der Aktivierungsfrequenzen, dem Nachweis der
 2932 Hysterese zwischen der Aktivierung und der Deaktivierung der LFSM-Funktion und der
 2933 Leistungssteigerung nach Übergang in den Normalbetrieb. Die Messpunkte a) bis c) sind jeweils
 2934 mindestens für 60 s anzufahren. Der Messpunkt d) ist so lange anzufahren, bis die Leistungsrampe
 2935 abgeschlossen ist.

2936 – Sofern die Typ-2-EZE eine technische Mindestleistung bzw. die Last eine technische Mindestlast aufweist,
 2937 ist bei den entsprechenden Prüfungen, bei denen die Grenze erreicht wird, die stationäre Mindestleistung
 2938 bzw. Mindestlast die erwartete Wirkleistung. Entsprechendes gilt für EZSE und Speicher, wenn dieser die
 2939 Leistung begrenzt.

2940 **A.6.3.3 Überfrequenz für EZE**

2941 **Tabelle A.2 – Prüfablauf zur Prüfung 1 bei EZE bei Überfrequenz**

Prüfung 1	Frequenz	Erwartete Wirkleistungsabgabe bei EZE
	Hz	% $P_{E_{max}}$
a)	50,00	100,0
b)	50,80	76,0
c)	51,40	52,0
d)	50,80	76,0

Prüfung 1	Frequenz	Erwartete Wirkleistungsabgabe bei EZE
	Hz	% $P_{E_{max}}$
e)	50,00	100,0

Einstellparameter: $P = 100\% P_{E_{max}}$

Beginn der Leistungsreduzierung bei 50,2 Hz.

$s = 5\%$ entspricht (40,0 % P_{ref}/Hz)

2942

2943

Tabelle A.3 – Prüfablauf zur Prüfung 2 für EZE bei Überfrequenz

Prüfung 2	Frequenz	Erwartete Wirkleistungsabgabe
	Hz	(für Typ-2-EZE) % $P_{E_{max}}$
a)	50,00	60,0
b)	51,40	38,4
c)	50,15	60,0
d)	50,05	60,0 bis 100,0

Einstellparameter der EZE: $P = 60,0\% P_{E_{max}}$ (Die Reduzierung des Primärenergieangebotes zur Begrenzung der Wirkleistungsabgabe, bzw. die begrenzende Einstellung der Wirkleistungsabgabe sind ab Messpunkt b) aufzuheben).

Sollte die technische Mindestleistung oberhalb von $60\% P_{E_{max}}$ liegen, so ist anstelle von 60% ein Wert in der Mitte des Stellbereichs zu wählen. Bei nicht regelbaren Typ-2-EZE entfällt die Prüfung.

Beginn der Leistungsreduzierung bei 50,5 Hz.

$s = 5\%$ entspricht (40,0 % P_{ref}/Hz)

2944

2945 **A.6.3.4 Überfrequenz für Erzeugungs- und Speichereinheiten und Speicher**

2946 **Tabelle A.4 Prüfablauf zur Prüfung 1 für EZSE und Speicher bei Überfrequenz**

Prüfung 1	Frequenz	Erwartete Wirkleistungsabgabe (für EZSE und Speicher)
	Hz	% $P_{E_{max}}$
a)	50,00	100,0
b)	50,80	76,0
c)	51,40	52,0
d)	50,80	76,0

Prüfung 1	Frequenz	Erwartete Wirkleistungsabgabe (für EZSE und Speicher) % $P_{E_{max}}$
	Hz	
e)	50,00	100,0
Einstellparameter: $P = 100\% P_{E_{max}}$ Beginn der Leistungsreduzierung bei 50,2 Hz. $s = 5\%$ entspricht (40,0% P_{ref}/Hz)		

2947

2948

Tabelle A.5 Prüfablauf zur Prüfung 2 für EZSE und Speicher bei Überfrequenz

Prüfung 2	Frequenz	Erwartete Wirkleistungsabgabe (für EZSE und Speicher) % $P_{E_{max}}$
	Hz	
a)	50,00	20,0
b)	51,40	-16,0
c)	50,15	20,0
d)	50,05	20,0 bis 100,0
Einstellparameter des Speichers: $P = 20\% P_{E_{max}}$ (im Messpunkt b) ist eine Sollleistung von 100% vorzugeben). Beginn der Leistungsreduzierung bei 50,5 Hz. $s = 5\%$ entspricht (40,0% P_{ref}/Hz)		

2949 **A.6.3.5**

Unterfrequenz für EZE

2950

Tabelle A.6 – Prüfablauf zur Prüfung 1 für EZE bei Unterfrequenz

Prüfung 1	Frequenz	Erwartete Wirkleistungsabgabe (EZE) % $P_{E_{max}}$
	Hz	
a)	50,00	50,0
b)	48,50	76,0
c)	47,60	94,0
d)	48,50	76,0
e)	50,00	50,0
Einstellparameter der EZE: $P = 50,0\% P_{E_{max}}$ Sollte die technische Mindestleistung oberhalb von 50% $P_{E_{max}}$ liegen, so ist dies entsprechend zu berücksichtigen. Bei nicht regelbaren Typ-2-EZE entfällt die Prüfung. Beginn der Leistungserhöhung bei 49,8 Hz. $s = 5\%$ entspricht (40,0 % P_{ref}/Hz)		

2951

Tabelle A.7 – Prüfablauf zur Prüfung 2 für EZE bei Unterfrequenz

Prüfung 2	Frequenz	Erwartete Wirkleistungsabgabe
	Hz	(EZE) % $P_{E_{max}}$
a)	50,00	60,0
b)	48,50	84,0
c)	49,85	60,0
d)	49,95	60,0 bis 100,0

Einstellparameter der EZE: $P = 60\% P_{E_{max}}$ (Die Reduzierung des Primärenergieangebotes zur Begrenzung der Wirkleistungsabgabe, bzw. die begrenzende Einstellung der Wirkleistungsabgabe sind ab Messpunkt b) aufzuheben).

Sollte die technische Mindestleistung oberhalb von $60\% P_{E_{max}}$ liegen, so ist anstelle von 60% ein Wert in der Mitte des Stellbereichs zu wählen. Bei nicht regelbaren Typ-2-EZE entfällt die Prüfung.

Beginn der Leistungserhöhung bei 49,5 Hz.

$s = 5\%$ entspricht ($40,0\% P_{ref}/\text{Hz}$)

2952 **A.6.3.6 Unterfrequenz Erzeugungs- und Speichereinheiten und Speicher**

2953

Tabelle A.8 – Prüfablauf zur Prüfung 1 für EZSE und Speicher bei Unterfrequenz

Prüfung 1	Frequenz	Erwartete Wirkleistungsabgabe
	Hz	(EZSE und Speicher) % $P_{E_{max}}$
a)	50,00	-100,0
b)	49,50	-62,5
c)	48,30	87,5
d)	49,50	-62,5
e)	50,00	-100,0

Einstellparameter des Speichers: $P = -100\% P_{E_{max}}$

Beginn der Leistungserhöhung bei 49,8 Hz.

$s = 1,6\%$ entspricht ($125,0\% P_{ref}/\text{Hz}$)

2954

Tabelle A.9 – Prüfablauf zur Prüfung 2 für EZSE und Speicher bei Unterfrequenz

Prüfung 2	Frequenz	Erwartete Wirkleistungsabgabe
	Hz	(EZSE und Speicher) % $P_{E_{max}}$
a)	50,00	30,0
b)	49,00	92,5
c)	49,85	30,0
d)	49,95	60,0 bis 100,0

Einstellparameter des Speichers: $P = 30\% P_{E_{max}}$ (im Messpunkt b) ist eine Sollleistung von 100% vorzugeben).

Prüfung 2	Frequenz Hz	Erwartete Wirkleistungsabgabe (EZSE und Speicher) % $P_{E_{max}}$
Beginn der Leistungserhöhung bei 49,5 Hz. $s = 1,6\%$ entspricht $(125,0\% P_{ref/Hz})$		

2955

2956 **A.6.3.7 Prüfung 2**

2957 Die Prüfung ist bestanden, wenn:

- 2958 – die geforderte Einstellung der Startfrequenz möglich ist;
- 2959 – sich in den vorstehend genannten Messpunkten, die stationär erwartete Wirkleistungsabgabe nach dem
- 2960 Einschwingen mit einer Abweichung $\leq + 10\% P_{E_{max}}$ einstellt; Sofern die EZE eine technische
- 2961 Mindestleistung bzw. die Last eine technische Mindestlast aufweist, ist bei den entsprechenden Prüfungen
- 2962 bei denen die Grenze erreicht wird, die stationäre Mindestleistung bzw. Mindestlast die erwartete
- 2963 Wirkleistung;
- 2964 – die Leistung im Messpunkt d) Leistung mit einem Gradienten von $\leq 10\% P_{E_{max}} / \text{min}$ gesteigert wird.

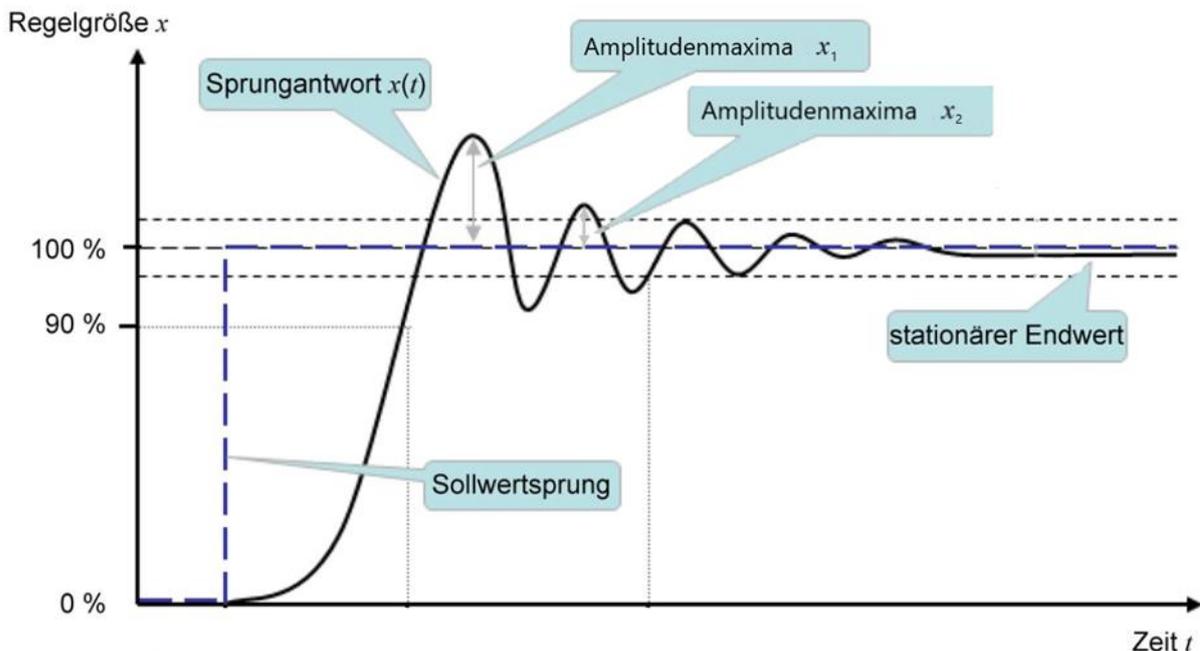
2965 **A.6.3.8 Dokumentation der Prüfungen**

2966 Es muss mindestens dokumentiert werden:

- 2967 – die Variation der Netzfrequenz über die Zeit;
- 2968 – die Sprungantworten der Prüfung 1 inklusive der Toleranzbänder;
- 2969 – ob die Sprungantwort innerhalb der Toleranzbänder liegt;
- 2970 – die verfügbare Wirkleistungsabgabe (abhängig vom Primärenergieangebot bzw. der begrenzenden
- 2971 Einstellung);
- 2972 – die technische Mindestleistung bzw. die technische Mindestlast, sofern vorhanden.

2973

2974 **A.6.4 Qualitative Erläuterung zur Ermittlung des Dämpfungsgrades**



2975

Bild A.7 – Sprungantwort eines Regelkreises zur quantitativen Ermittlung des Dämpfungsgrades

2976
2977

2978 Anhand Amplitudenmaxima x_1 und Amplitudenmaxima x_2 entsprechend Bild 5 ergibt sich das logarithmische
 2979 Dekrement aus dem Amplitudenverhältnis zu: $\Lambda = \ln\left(\frac{x_n}{x_{n+1}}\right)$. Aus dem Logarithmischen Dekrement Λ lässt
 2980 sich der Dämpfungsgrad D bestimmen zu: $D = \frac{\Lambda}{\sqrt{(2\pi)^2 + \Lambda^2}}$

2981 ANMERKUNG: Praktische Erfahrungen zeigen, dass es sich anbietet, das zweite und dritte Amplitudenmaxima bzw.
 2982 Amplitudenmaxima auszuwerten.

2983 **A.6.5 Erläuterungen zur Kleinsignalstabilität der Primärregelung im unbeschränkten**
 2984 **Stellbereich und Empfehlungen zur Reglerstruktur**

2985 **Kleinsignalstabilität der Primärregelung**

2986 Die Kleinsignalstabilität beschreibt die Dämpfung für das Kleinsignalverhalten eines dynamischen Systems in
 2987 einem Arbeitspunkt.

2988 In einem Verbundsystem, das rotierende Schwungmassen (z.B. Synchronmaschinen und Lasten) beinhaltet,
 2989 zeigt sich ein Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch der elektrischen Leistung in einer Änderung
 2990 der Frequenz, da das aktuelle Ungleichgewicht als Beschleunigungsmoment an den rotierenden
 2991 Schwungmassen wirkt. Damit ist die Frequenz (Drehzahl), die abgesehen von kurzzeitigen dynamischen
 2992 Schwingungen identisch ist mit der Netzfrequenz, eine im gesamten Netz verfügbare integrierende Regelgröße
 2993 für das Leistungsgleichgewicht.

2994 Die Primärregelung (marktbasiert, netzsicherheitsbasiert) im Netz ist damit eine elementare und ständig zu
 2995 erbringende Aufgabe zur Wahrung der Frequenzstabilität. Sie lässt sich in folgende Teilaufgaben gliedern, die
 2996 unterschiedliche Maßnahmen erfordern:

- 2997 – Wahrung der Kleinsignalstabilität²

² Die Begriffe Reglerstabilität und Kleinsignalstabilität werden synonym verwendet.

E VDE-AR-N 4105:2024-10

2998 – Beherrschung eines normativen Leistungsungleichgewichts unter Einhaltung einer unteren
2999 Frequenzgrenze (49,2 Hz) ohne Funktionsbeeinträchtigung des Systems (u.a. ohne ungeplante Trennung
3000 von Verbraucherlast)

3001 – Beherrschung eines außergewöhnlichen Leistungsungleichgewichts bei einem Frequenzgradienten
3002 (RoCoF) von bis zu +/-1 Hz/s und unter Einhaltung erweiterter Frequenzgrenzen (47,5 Hz bis 51,5 Hz,
3003 kurzzeitig bis 52,5 Hz) mit planbaren Funktionsbeeinträchtigung des Systems (z.B. frequenzabhängige
3004 Trennung von Verbraucherlast)

3005 Der Fokus liegt hier auf der Wahrung der Kleinsignalstabilität. Die Wahrung der Kleinsignalstabilität bedeutet,
3006 dass die Frequenz im ungestörten Betrieb in einer fiktiven Insel konstant bleibt und vor allem keine
3007 aufklingenden Schwingungen auftreten. Die Kleinsignalstabilität ist somit eine Grundvoraussetzung für jeden
3008 praktischen Betrieb. Sie ergibt sich – wie alle auf die Frequenz wirkenden Einflussgrößen – aus der
3009 summarischen Wirkung aller Anlagen einer Synchronzone mit Frequenz- bzw. Drehzahlregelung. Dies gilt auch
3010 für die Kleinsignalstabilität eines großen Verbundsystems.

3011 Eine Anlage ohne die Fähigkeit im Alleinbetrieb (oder auch Inselbetrieb, Teilnetzbetrieb, etc.) einen stabilen
3012 Arbeitspunkt mit konstanter Drehzahl bzw. Frequenz zu halten, ist auf die stabilisierende Stützung des Netzes
3013 im Parallelbetrieb angewiesen. Dies ist stets dann der Fall, wenn die im Netzbetrieb jeweils aktive Regelung
3014 einen Alleinbetrieb mit Wahrung der Kleinsignalstabilität nicht ermöglicht.

3015 Unbeschränkter / beschränkter Stellbereich

3016 Die Kleinsignalstabilität kann anhand des dynamischen Verhaltens bestimmter Prozessgrößen nach geringen
3017 Störungen in einem bestimmten Arbeitspunkt bewertet werden. In diesem Zusammenhang wird die Dämpfung
3018 der Primärregelung einer sprungförmigen Laständerung im Alleinbetrieb vorgeschrieben und geprüft. Die
3019 Laständerung sollte nicht zu klein gewählt werden, damit z.B. Ansprechschwellen der Regelung deutlich
3020 überschritten werden. Andererseits sollte die Laständerung nicht dazu führen, dass während des
3021 Regelvorgangs in nennenswertem Umfang prozessbedingte Begrenzungen wirksam werden. Hiermit sind nur
3022 nichtlineare Begrenzungen gemeint, also nicht die durch die Trägheit bestimmter Vorgänge inhärenten
3023 Zeitkonstanten. Damit kann das Verhalten der Anlage in den jeweiligen Arbeitspunkten i.d.R. näherungsweise
3024 durch lineare Modelle abgebildet werden. Dies wird als unbeschränkter Stellbereich bezeichnet³.

3025 Der Alleinbetrieb einer Anlage mit undefinierten Lastzuständen ist normalerweise keine übliche
3026 Betriebssituation, sie tritt allenfalls störungsbedingt auf. Die Anforderungen an die Kleinsignalstabilität beziehen
3027 sich aber auf diese Situation, die daher als fiktiver Inselnetzbetrieb bezeichnet wird. Die Prüfung ist daher
3028 häufig in der Simulation anhand geeigneter dynamischer Modelle durchzuführen.

3029 Nach der hier vorliegenden Vorschrift ist für den unbeschränkten Stellbereich ein Stellbereich vorzusehen, der
3030 für die netzsicherheitsbasierte Primärregelung (also außerhalb des Bandes von 49,8 Hz bis 50,2 Hz) nach einer
3031 sprungförmigen Laständerung um bis zu 10 % von $P_{b,inst}$ im Alleinbetrieb der Anlage benötigt wird. Für die
3032 marktbasierende Primärregelung (also innerhalb des Bandes von 49,8 Hz bis 50,2 Hz) liegt der Wert für die
3033 sprungförmige Laständerung maximal bei der marktlich angebotenen Regelleistung. Für den unbeschränkten
3034 Stellbereich muss die Primärregelung ein festgelegtes Dämpfungsmaß einhalten. Dabei sind als
3035 Ausgangspunkt für den unbeschränkten Stellbereich, in dem die Laständerung vorgenommen wird, alle
3036 betrieblich möglichen Arbeitspunkte zu berücksichtigen (von P_{min} bis $P_{b,inst}$ sowie f_{min} bis f_{max}).

3037 Der beschränkte Stellbereich betrifft alle Regelvorgänge, die über den unbeschränkten Stellbereich
3038 hinausgegeben und vor allem durch nichtlineare anlagentypische Begrenzungen beeinflusst werden.

3039 Empfehlungen zur Reglerstruktur

3040 Eine Drehzahlregelung wird nicht nur für den Inselbetrieb einer Anlage (z.B. während des Anfahrens bis zur
3041 Synchronisierung mit dem Netz, im Betrieb des Eigenbedarfsnetzes) benötigt, sondern sie hat auch für die
3042 Primärregelung im Verbundsystem die wichtigste Funktion. Die Leistungsregelung kann hingegen eine stabile
3043 Primärregelung nicht sicherstellen, sie unterliegt im Hinblick auf netzdynamische Vorgänge vielmehr einigen

³ In der Definition für das Kleinsignalverhalten wird die Bezeichnung „beschränkter Bereich“ für geringe Abweichungen vom Arbeitspunkt verwendet. Dieser entspricht hier dem „unbeschränkten Stellbereich“.

3044 Einschränkungen, die auch dann zu beachten sind, wenn kein Frequenzeinfluss in der Regelung wirksam ist.
3045 Die folgenden Hinweise zur Leistungsregelung lassen sich teilweise nur anhand weitergehender
3046 netzdynamischer Betrachtungen ableiten, die über den Rahmen dieses Dokuments hinausgehen. Sie sollten
3047 jedoch für die Entwicklung von Reglerstrukturen und Festlegung von Parametern berücksichtigt werden:

3048 Falschregeleffekt: Nach einer spontanen Lastzuschaltung erhöht sich die abgegebene elektrische Leistung des
3049 Generators (P_{Ist}), und die abgegebene Wirkleistung ist größer als der Sollwert der Wirkleistung (P_{Soll}). Es
3050 entsteht eine negative Regelabweichung am Eingang des Leistungsreglers, wodurch die Leistungsregelung
3051 einen Stellbefehl zur Reduktion der Leistung erzeugt. Damit wird das ursprüngliche Leistungsungleichgewicht
3052 abhängig von der Trägheit der Leistungsregelung unnötig vergrößert. Erst mit absinkender Frequenz wird das
3053 Stellsignal des Leistungsreglers ggf. über den frequenzabhängigen Leistungssollwert erhöht, um die Leistung
3054 der Anlage an die erhöhte Last anzupassen. Besonders im Fall einer im Vergleich zur Frequenzdynamik sehr
3055 schnellen Leistungsregelung erhöht dieser Falschregeleffekt die dynamische Frequenzabweichung (f_{nadir} ,
3056 f_{zenith}) deutlich.

3057 Negativer Beitrag zur Dämpfung der Primärregelung: Im Parallelbetrieb mit anderen Erzeugungseinheiten sind
3058 während eines dynamischen Primärregelvorgangs zwischen einzelnen Anlagen mit unterschiedlicher
3059 Dynamik gegenseitige Beschleunigungen erforderlich, um den Synchronismus zu wahren. Diese gegenseitigen
3060 Beschleunigungen führen zu dynamischen Leistungsänderungen, auf die eine schnelle Leistungsregelung
3061 ungünstig reagiert. Es kommt zu gegenläufigem Regelverhalten, wodurch die Dämpfung der Primärregelung
3062 verringert wird.

3063 Negative Dämpfung von Polrad- und Netzpendelungen: Anhand netzdynamischer Untersuchungen lässt sich
3064 zeigen, dass die Dämpfung sowohl von lokalen Polradpendelungen als auch von weiträumigen
3065 Netzpendelungen durch eine schnelle Leistungsregelung negativ beeinflusst wird.

3066 Nachfolgend werden zwei grundlegende Reglerstrukturen für leistungsgeregelte Erzeugungsanlagen
3067 beschrieben, mit denen die Anforderungen an die Kleinsignalstabilität der Frequenzregelung mit einer
3068 geeigneten Parametrierung unter Beachtung der o.g. Punkte erfüllt werden können.

3069 Die Reglerstruktur in Abb. a) enthält drei Pfade:

- 3070 – einen Leistungsregler mit P-I-Verhalten, der dafür sorgt, dass stationär der vorgegebene Leistungssollwert
3071 (P_{Soll}) eingehalten wird,
- 3072 – ein frequenz-/drehzahlabhängiger proportionaler Anteil, der den Leistungssollwert (P_{Soll}) frequenz-
3073 /drehzahlabhängig ändert,
- 3074 – ein proportionaler Frequenz-/Drehzahlregler, dessen Ausgangssignal nach Addition mit dem
3075 Ausgangssignal des Leistungsreglers den Stellbefehl erzeugt. Dieser Regler kann dynamische
3076 Korrekturglieder enthalten, um die Anforderungen an die Dämpfung zu erfüllen.

3077 Die Charakteristik des Frequenzeinflusses hinsichtlich Totband und Begrenzungen ist in der Funktion $f(x)$
3078 hinterlegt.

3079 Die Leistungsregelung, die als P-I-Regelung zur Einhaltung der stationären Frequenz-Leistungs-Kennlinie
3080 dient, muss träge ausgeführt sein ($T_I \geq 10$ s, $K_p \leq 0,1$), damit sie von der Frequenzregelung sowie von Netz-
3081 und Polradpendelungen dynamisch entkoppelt wird und die unter Pkt. 1 bis 3 genannten Effekte vermieden
3082 werden.

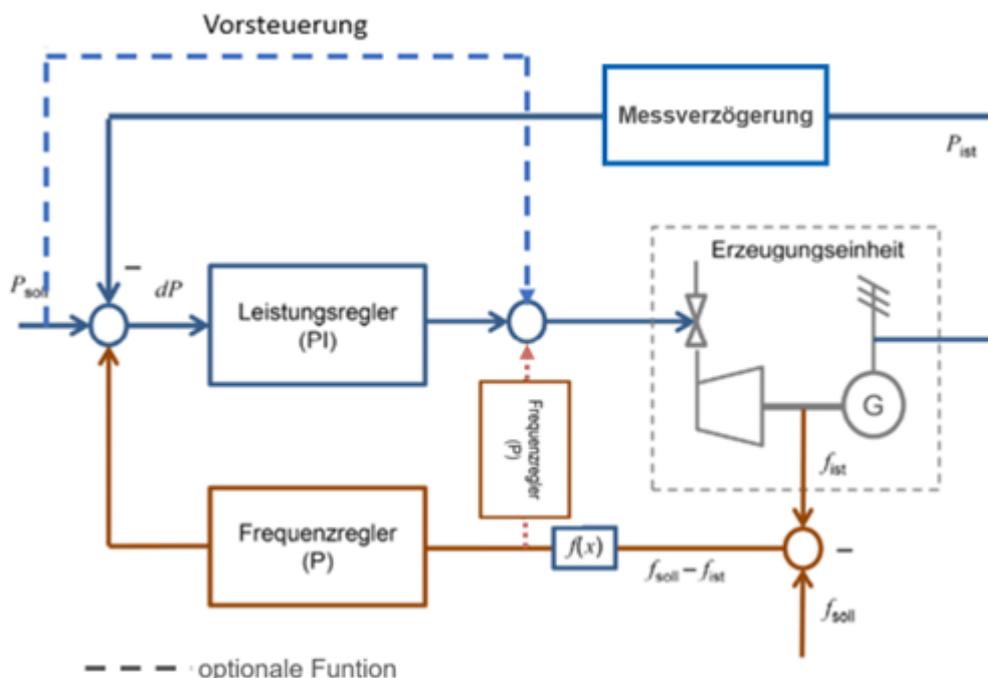
3083 Um die unter Pkt. 1 bis 3 beschriebenen Effekte zu vermeiden, kann die gemessene elektrische Leistung dem
3084 Soll-Istwertvergleich des Leistungsreglers über eine Verzögerung zugeführt werden, s. Abb. b, wobei die
3085 Zeitkonstante der Verzögerung aus den o.g. Gründen der dynamischen Entkopplung mindestens 2,5 s (Pkt.
3086 1), idealerweise 10 s (Pkt. 1-3) beträgt. Falls erforderlich, ist für andere Funktionen innerhalb der Leittechnik
3087 das unverzögerte Messsignal der elektrischen Leistung zu verwenden. Fall der Frequenzregler mit Wirkung
3088 auf den Summenpunkt (gestrichelte Linie) nicht verwendet wird, muss die Proportionalverstärkung des
3089 Leistungsreglers $K_p \approx 1$ betragen, damit der Frequenzeinfluss unmittelbar auf die Stellgröße wirksam ist.

3090 Die Dynamik der Primärregelung kann über den Frequenzregler beeinflusst werden, der auf den
3091 Leistungssollwert wirkt. Optional kann ein zusätzlicher Frequenzregler eingesetzt werden, dessen

E VDE-AR-N 4105:2024-10

3092 Ausgangssignal mit dem Ausgangssignal des Leistungsreglers addiert wird. Beide Frequenzregler können
 3093 dynamische Korrekturglieder enthalten, um die Anforderungen an die Dämpfung zu erfüllen.

3094 Bei einem Lastabwurf auf Eigenbedarf nach einer Netztrennung arbeiten zusätzliche Funktionen im
 3095 Turbinenregler, die hier nicht dargestellt sind. So werden zum Beispiel der Leistungssollwert (P_{soll}) abgeschaltet
 3096 und Totbänder in der Frequenzfassung deaktiviert.



3097

Bild A.8 – Prinzipielle Reglerstrukturen in leistungsgeregelten Erzeugungsanlagen

3098

3099 A.6.6 Erläuterungen zur Verwendung des ESCR-Verhältnisses

3100 Ein ausreichend hohes effektives Kurzschlussverhältnis (ESCR) ist für Typ-2-EZE mit netzfolgenden
 3101 Umrichtern eine Grundvoraussetzung für ihre Fähigkeit nach den jeweils festgelegten Netzanschlussregeln im
 3102 stationären Betrieb wie auch im Fehlerfall am Netz zu verbleiben und eine stabile Regelung der Einheit
 3103 sicherzustellen. Es wird dem Netzbetreiber deshalb empfohlen neben der Ermittlung der
 3104 Netzkurzschlussleistung S''_{kv} am Netzanschlusspunkt zur weiteren Bewertung das tatsächlich verfügbare
 3105 effektive Kurzschlussverhältnis zu ermitteln und zu berücksichtigen. Ermittelt sich der ESCR-Wert zu < 3 , so
 3106 ist nicht gewährleistet, dass die anzuschließende Anlage (Bsp. Typ-2-EZE) jederzeit stabil betrieben werden
 3107 kann.

3108 Das ESCR-Verhältnis berücksichtigt, dass die an einem Netzanschlusspunkt verfügbare
 3109 Netzkurzschlussleistung sich tatsächlich auf alle zu diesem Netzanschlusspunkt elektrisch nahen Typ-2-
 3110 Einheiten mit netzfolgenden Umrichtern aufteilt. Anders als netzbildende Einheiten, wie Synchronmaschinen
 3111 oder netzbildende Umrichter, wirken sich netzfolgende Umrichter in einer Reduktion des ESCR-Verhältnisses
 3112 am betrachteten Netzanschlusspunkt aus. Die tatsächlich an der jeweiligen Typ-2-Einheit verfügbare
 3113 Kurzschlussleistung kann entsprechend signifikant kleiner ausfallen.

3114 Das ESCR ist das Verhältnis der ausschließlich aus netzbildenden (Nb) Erzeugungseinheiten stammenden
 3115 Kurzschlussleistung $S''_{k,Nb,NAP}$, die an einem NAP vorhanden ist, zu der am NAP installierten aus netzfolgenden
 3116 Einheiten stammenden Erzeugungsleistung $P_{inst,NAP}$ sowie der Summe der Nennleistungen $P_{inst,nfU,l}$ der m
 3117 elektrisch wirksam zum Netzanschlusspunkt angeschlossenen Typ-2-EZE mit netzfolgenden Umrichtern (nfU):

3118

$$ESCR_{NAP} = \frac{S''_{k,Nb,NAP}}{P_{inst,NAP} + \sum_l^m (IF_{NAP,l} \cdot P_{inst,nfU,l})}$$

3119 Dabei berücksichtigt der Wirkfaktor (Interaction Factor) $IF_{NAP,l} = \frac{\Delta U_{NAP}}{\Delta U_l}$ die fiktive Spannungsänderung ΔU_{NAP}
 3120 am NAP, die durch die Spannungsänderung ΔU_l am Knoten l hervorgerufen würde.

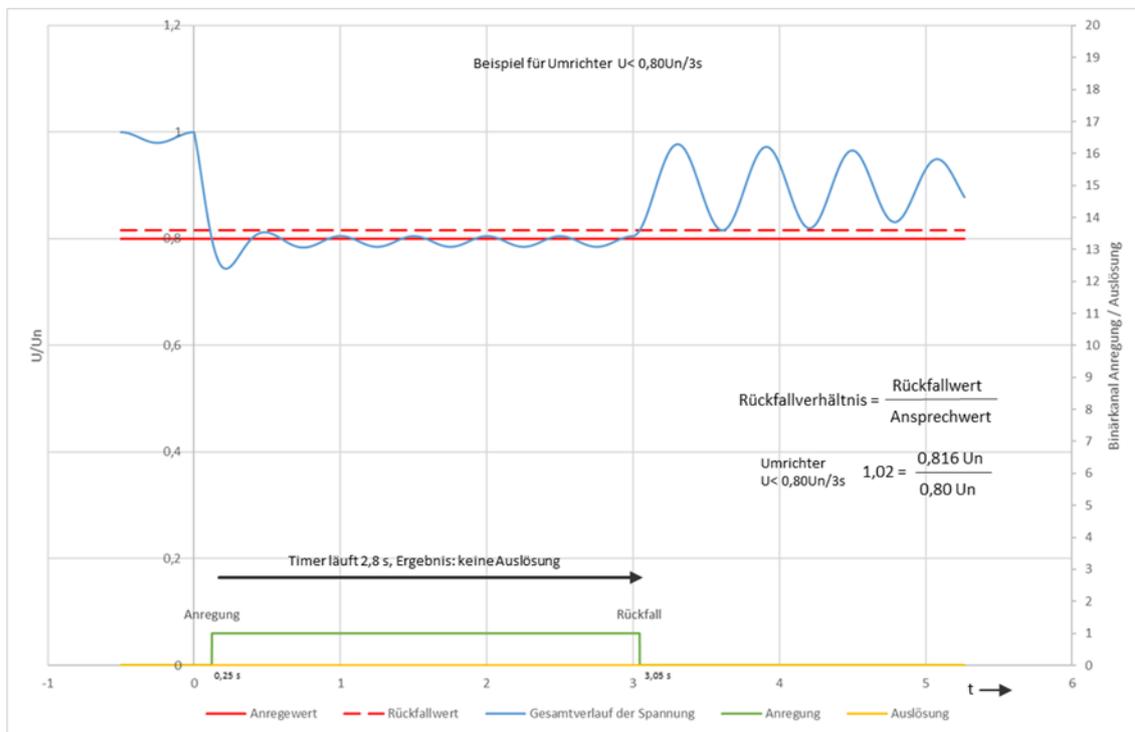
3121 Als elektrisch wirksam gelten dabei alle netzfolgenden Typ-2-Einheiten, deren, mit Ihrer Nennleistung
 3122 gewichteten $IF_{NAP,l}$ -Terme, zu der Summenbildung wesentlich beitragen. Die aus netzbildenden Anlagen
 3123 ermittelte Kurzschlussleistung $S''_{k,Nb,NAP}$ ist dabei so zu bestimmen, dass diese ausschließlich den am
 3124 Netzanschlusspunkt angeschlossenen Typ-2-EZE zugeteilt werden kann und nicht von weiteren Typ-2-EZE
 3125 jenseits des Nap genutzt wird.

3126 Der Wirkfaktor $IF_{NAP,l}$ nähert sich dem Wert 1 für Typ-2-EZE, die dem NAP elektrisch nah sind und nähert sich
 3127 dem Wert 0 für Typ-2-EZE die vom NAP elektrisch getrennt sind.

3128 Das ESCR-Verhältnis, das an der jeweiligen Einheit wirksam wird, berechnet sich aus:

3129
$$ESCR_E = \frac{S''_{k,Nb,E}}{P_{inst,E} + \sum_l^m (IF_{E,l} \cdot P_{inst,nfU,l})}$$

3130 **A.7 Rückfallverhältnis**



3131

3132

Bild A.9 – Beispiel zum Rückfallverhältnis ohne Auslösung

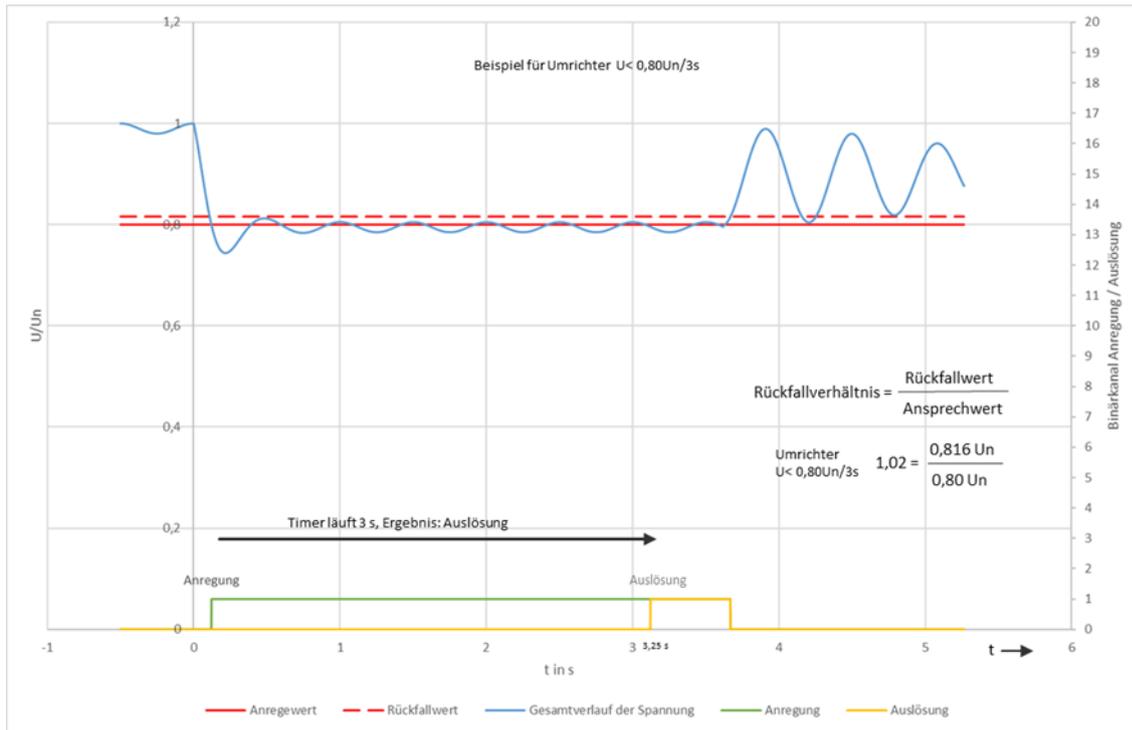


Bild A.10 – Beispiel zum Rückfallverhältnis mit Auslösung

3133

3134

3135

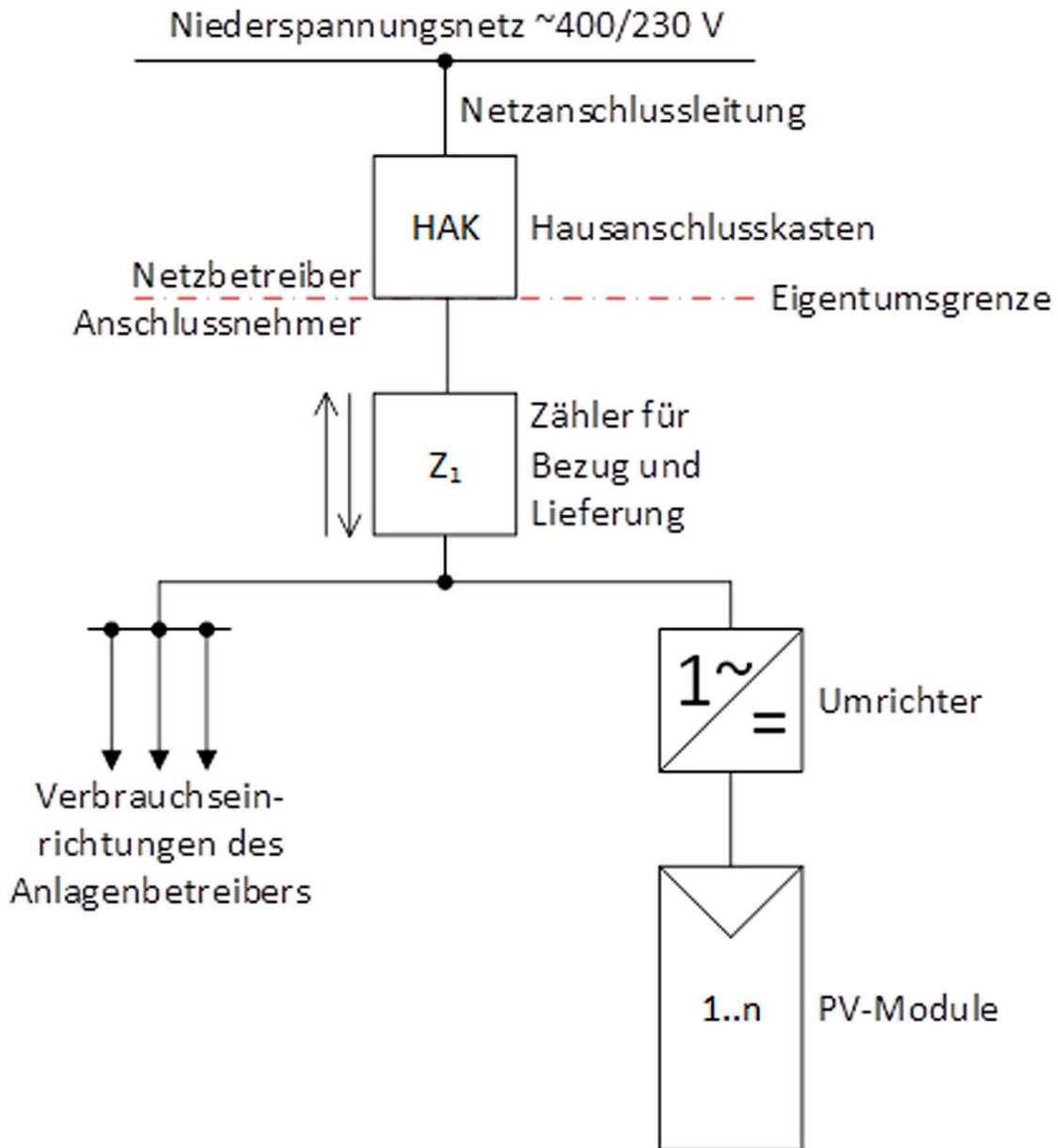
3136
3137
3138
3139

Anhang B (informativ)

Anschluss- und Ausführungsbeispiele

3140 B.1 Anschlussbeispiele

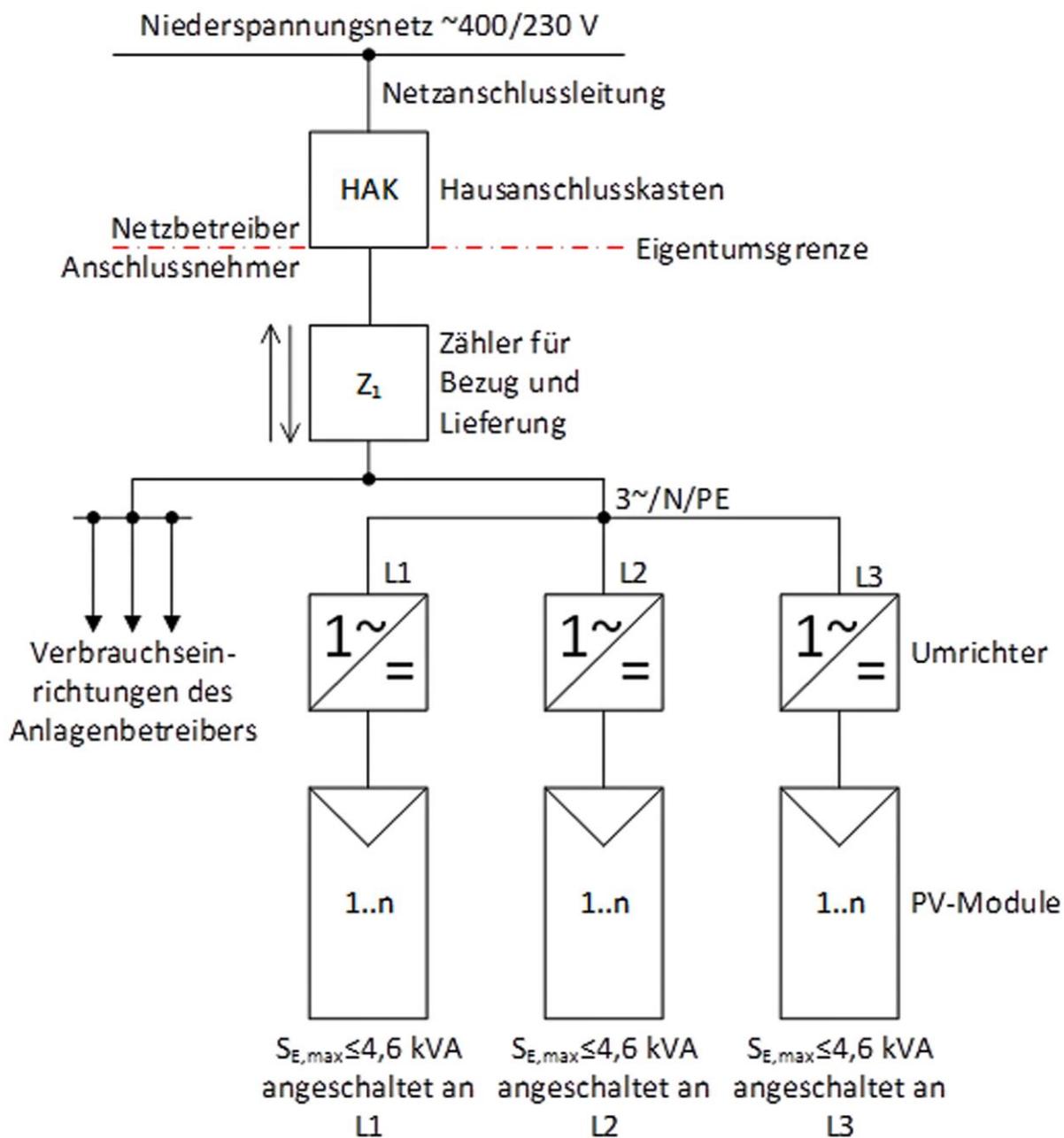
3141 B.1.1 Maximale Anschlusscheinleistung $S_{Amax} \leq 4,6$ kVA



3142
3143
3144

Bild B.1 – Anschluss einer einphasigen Erzeugungseinheit mit Überschusseinspeisung und einer maximalen Anschlusscheinleistung $\leq 4,6$ kVA

3145 **B.1.2 Maximale Anschlusscheinleistung $S_{Amax} \leq 13,8$ kVA**



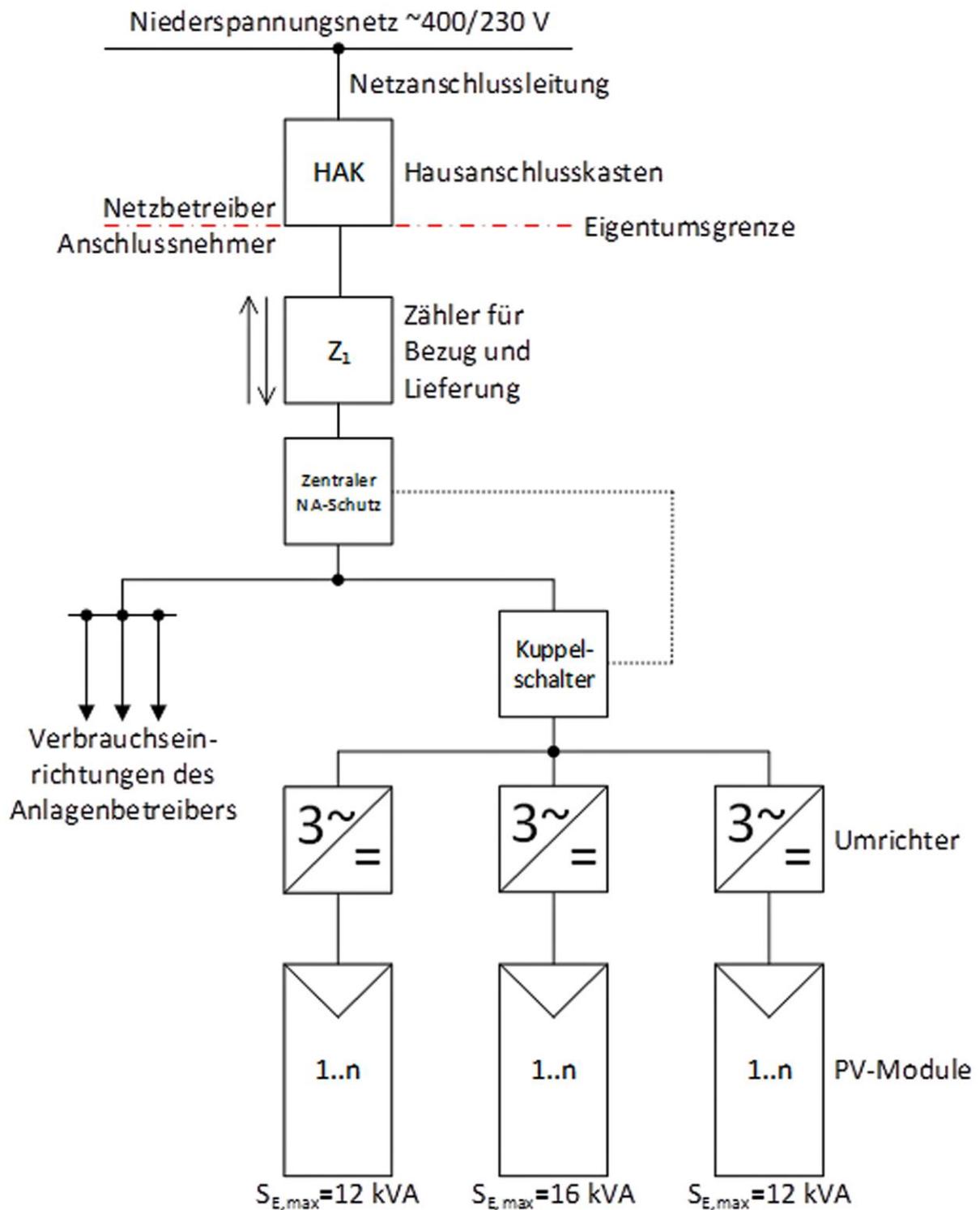
3146

3147

3148

Bild B.2 – Anschluss von 3 einphasigen Erzeugungseinheiten mit Überschusseinspeisung und einer maximalen Anschlusscheinleistung $\leq 4,6$ kVA je Außenleiter

3149 B.1.3 Erzeugungsanlage mit dreiphasigen Umrichtern und zentralem NA-Schutz, >30 kVA

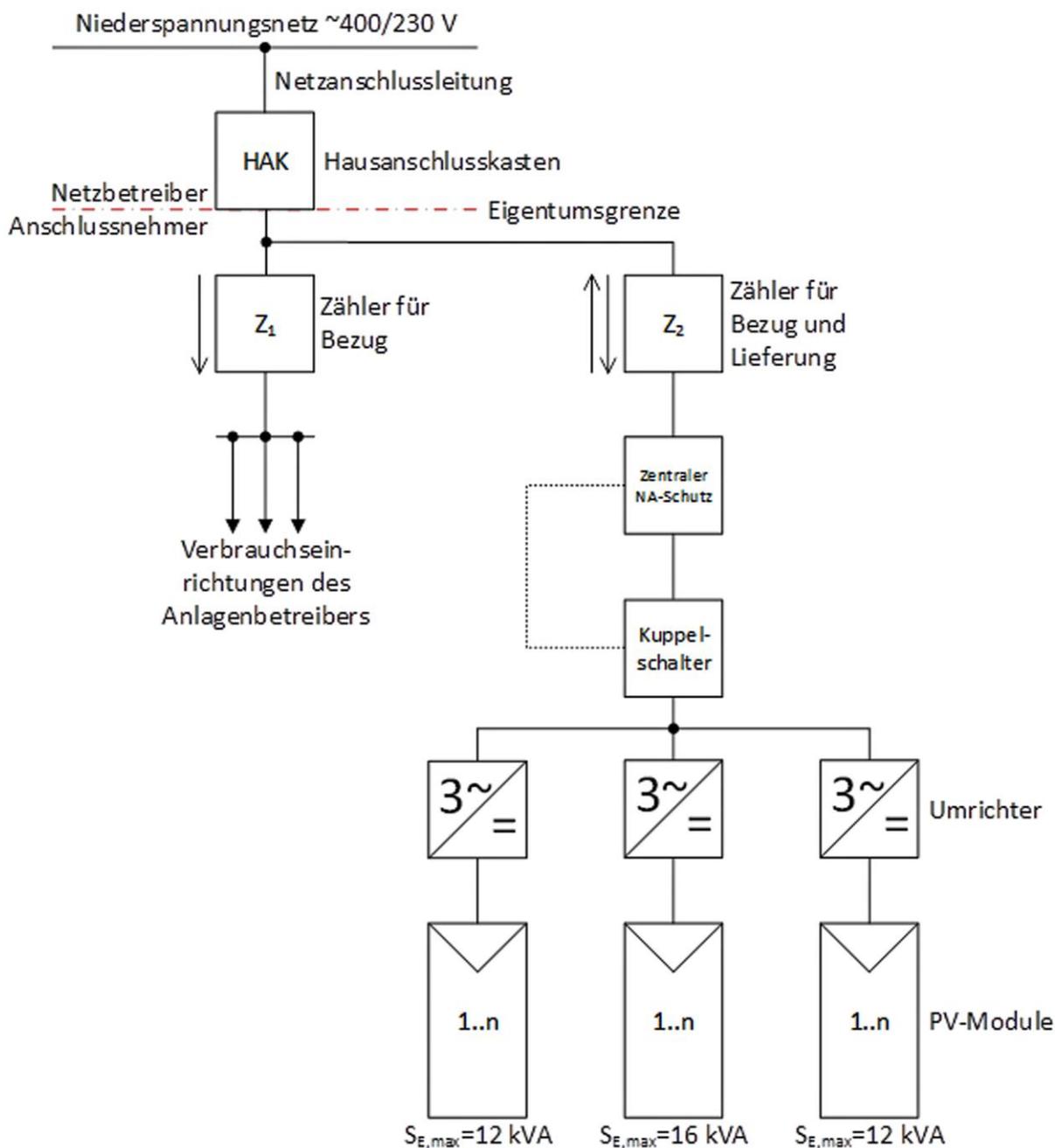


3150

3151
3152

Bild B.3 – Anschluss von 3 dreiphasigen Erzeugungseinheiten in Überschusseinspeisung und mit zentralem NA-Schutz >30 kVA

3153 **B.1.4 Anschlusscheinleistung $S_{Amax} > 30$ kVA**

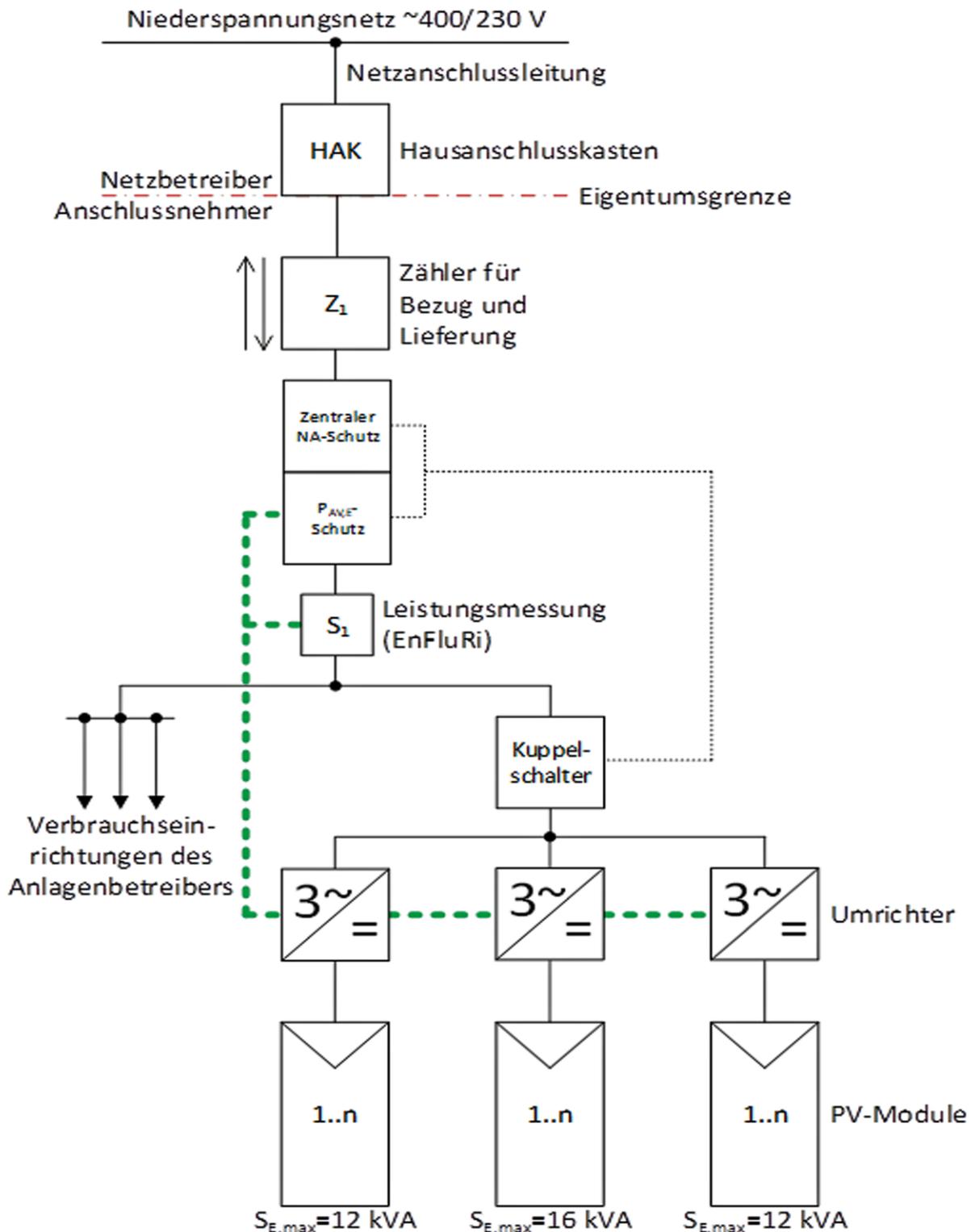


3154

3155 ANMERKUNG Bei einer Anlagengröße mit Betriebsströmen > 32/44 A ist nach VDE-AR-N 4100 eine halbindirekte
 3156 Messung erforderlich.

3157 **Bild B.4 – Anschluss von 3 dreiphasigen Erzeugungseinheiten mit Volleinspeisung**

3158 B.1.5 Anschlusscheinleistung $S_{Amax} > 30$ kVA mit $P_{AV, E}$ -Überwachung



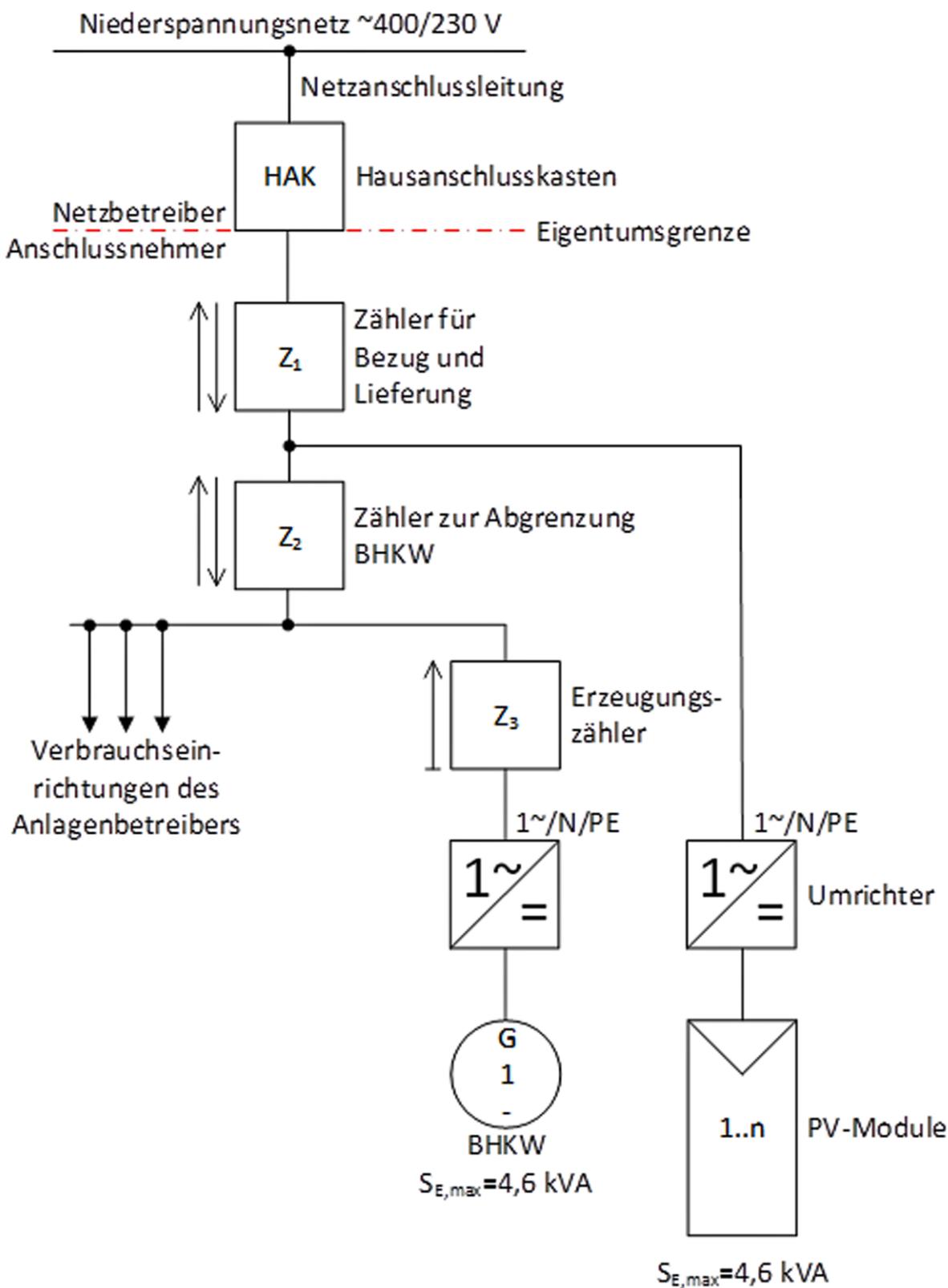
3159

3160 *Die $P_{AV, E}$ -Überwachung nach 5.5.2 dieser VDE-Anwendungsregel sorgt für die Einhaltung der vertraglich vereinbarten
3161 maximalen zulässigen Einspeisewirkleistung in das Niederspannungsnetz.

3162
3163

Bild B.5 – Anschluss einer Erzeugungsanlage mit Anschlusscheinleistung $S_{Amax} > 30$ kVA mit $P_{AV, E}$ -Überwachung

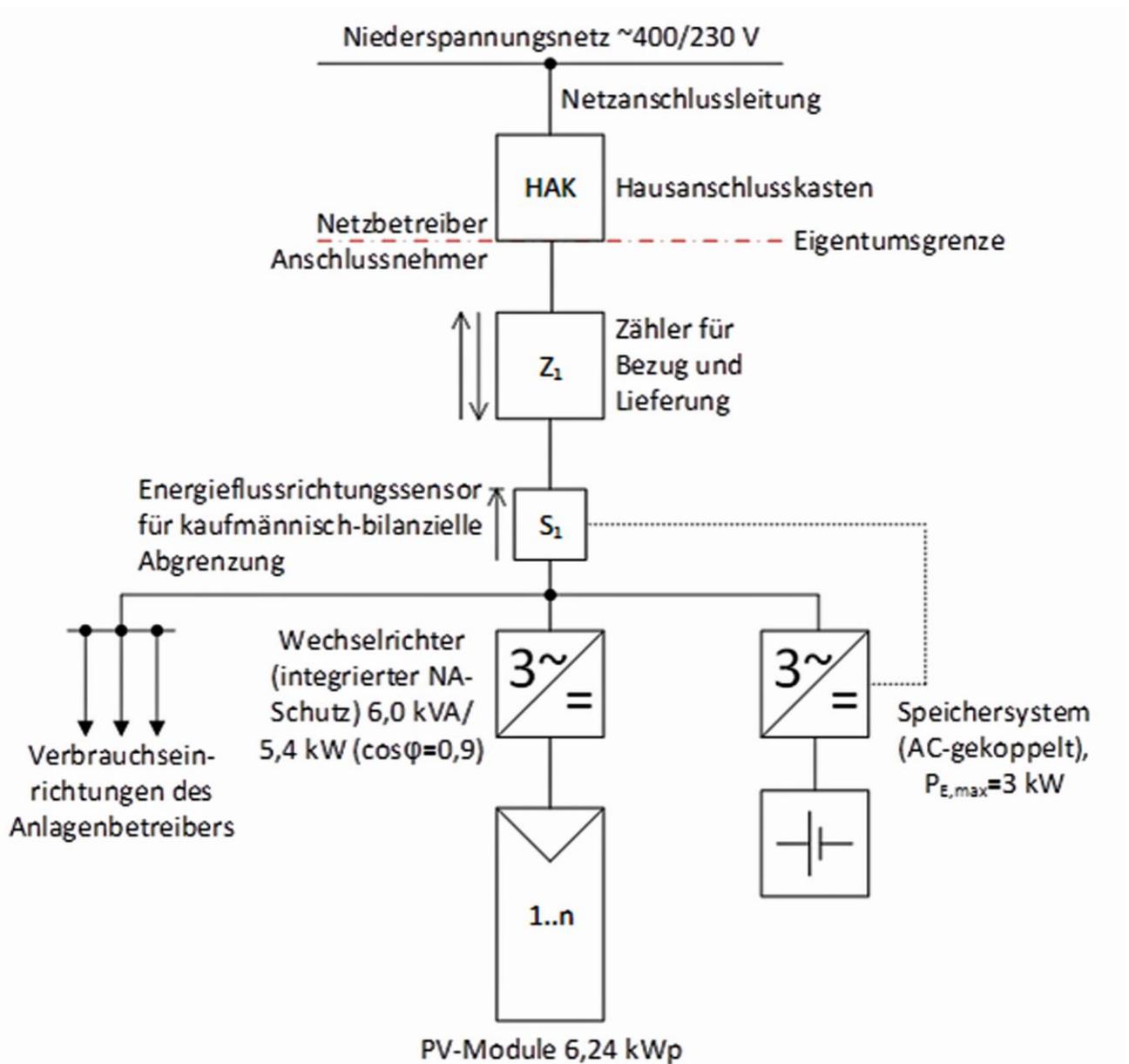
3164 B.1.6 Anschluss bei Überschusseinspeisung (EEG und KWK-G)



3165

3166 Bild B.6 – Anschluss einer Erzeugungsanlage mit Überschusseinspeisung (EEG und KWK-G)

3167 B.1.7 Beispielschaltplan PV-Anlage mit Speichersystem im Verbraucherpfad



3168

3169

3170

Bild B.7 – Beispielschaltplan in einphasiger Darstellung für Anmelde- und Dokumentationszwecke

3171 **B.2 Ausführungsbeispiele NA-Schutz**

3172 **B.2.1 Zentraler NA-Schutz und Kuppelschalter – Anlagenerweiterung mit zentralem NA-**
 3173 **Schutz**

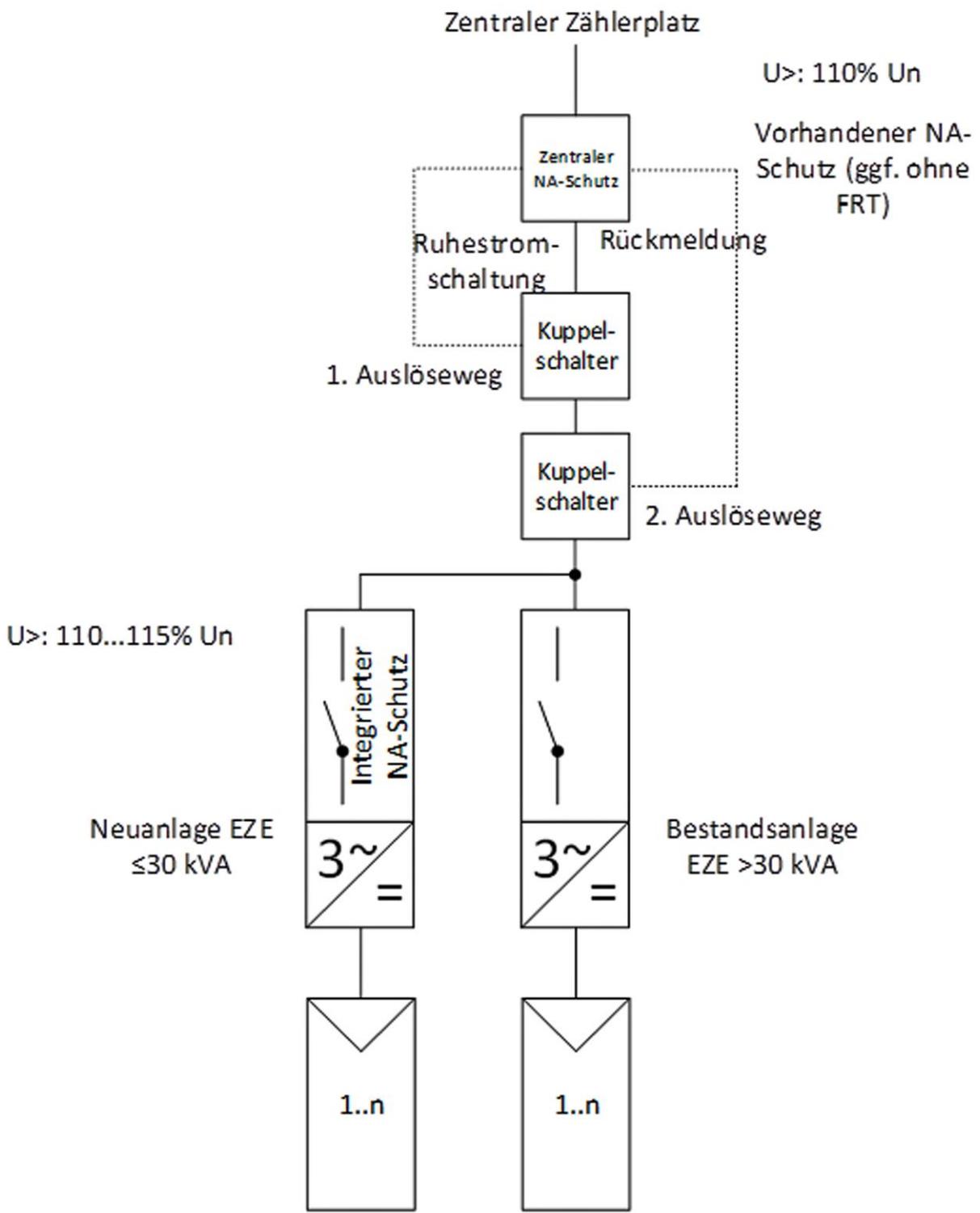
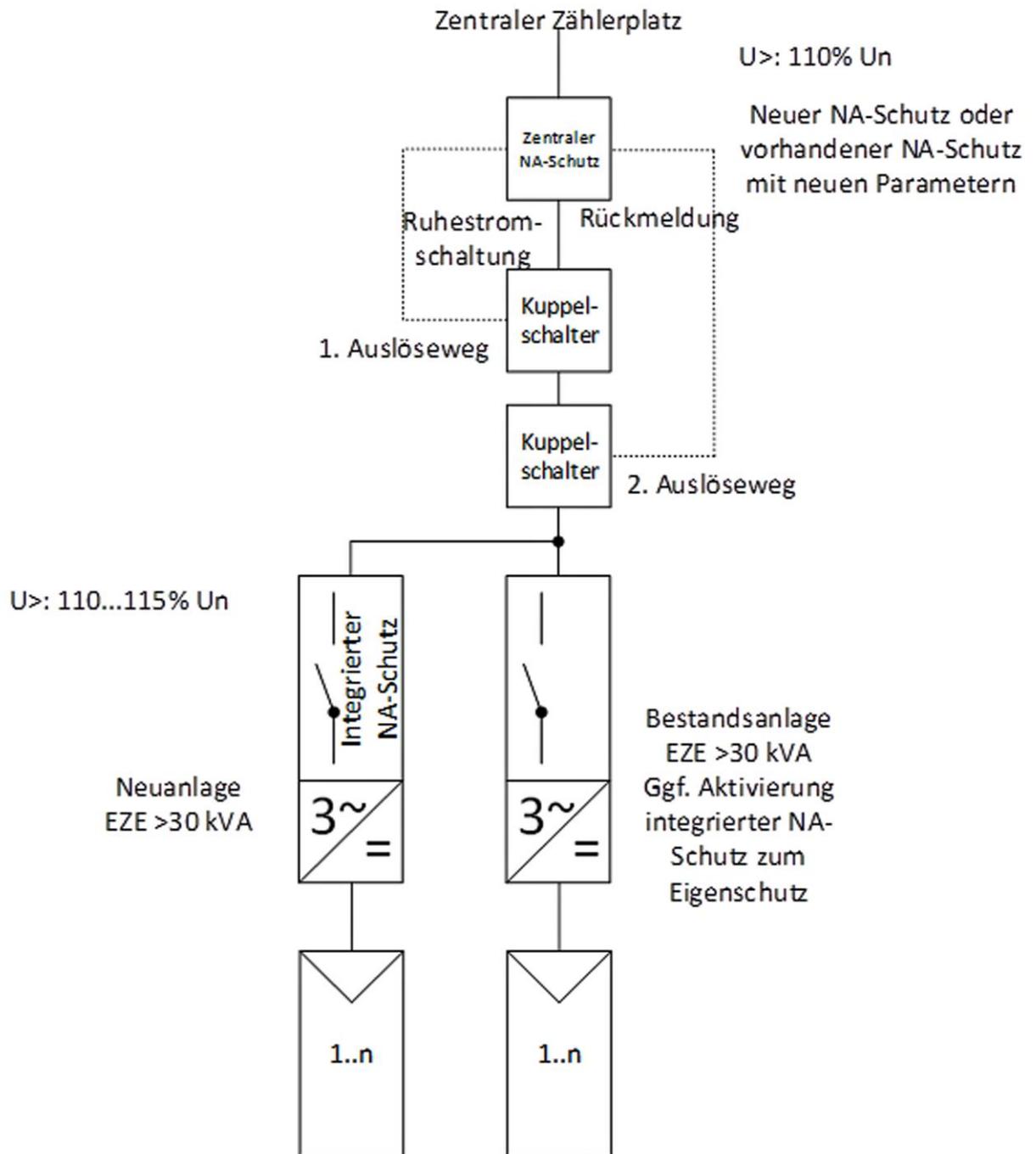


Bild B.8 – Integration einer Neuanlage ≤ 30 kVA in eine Bestandsanlage mit zentralem NA-Schutz

3174
 3175
 3176



3177

3178

3179

Bild B.9 – Integration einer bestehenden Anlage in den neuen zentralen NA-Schutz

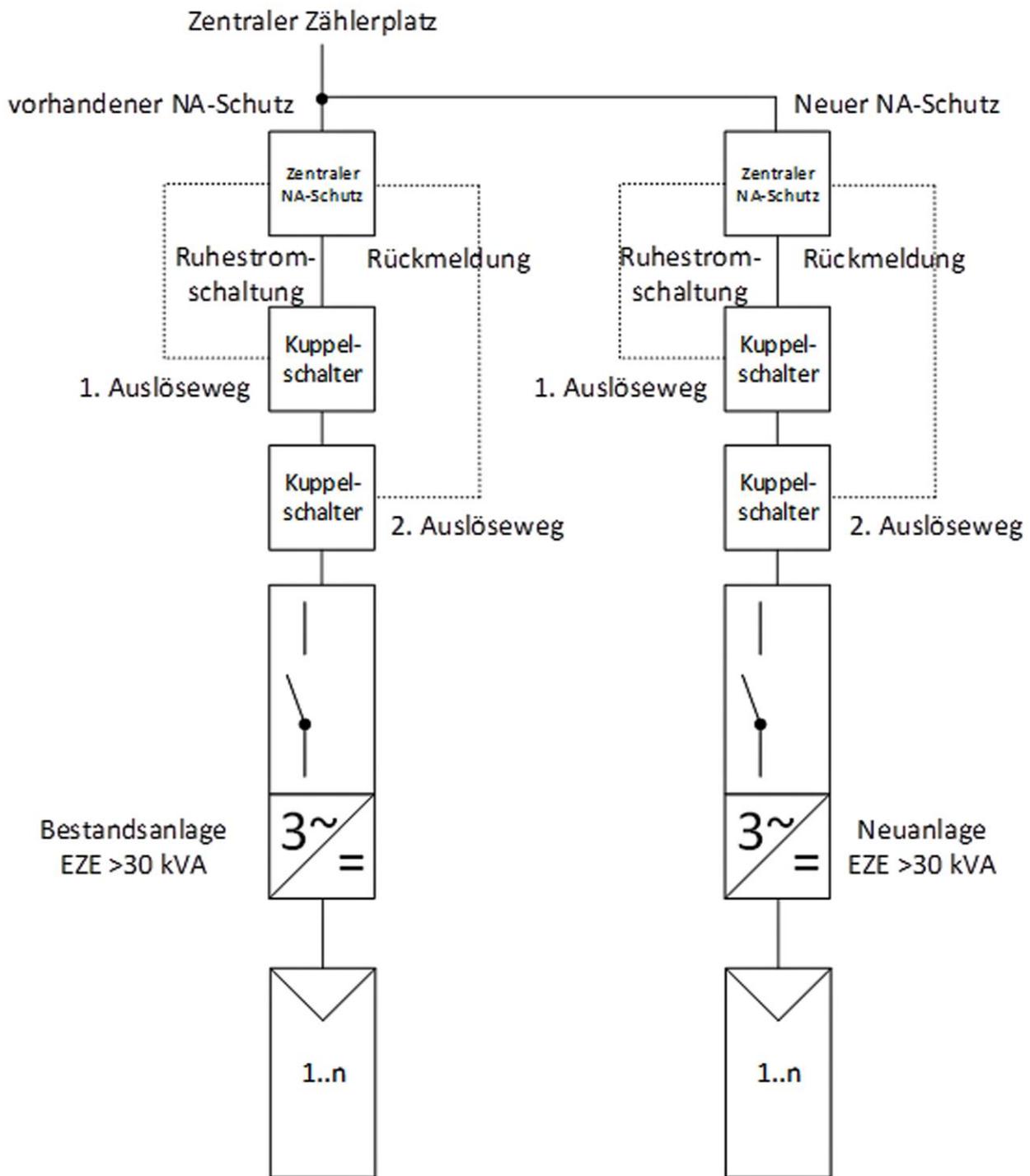
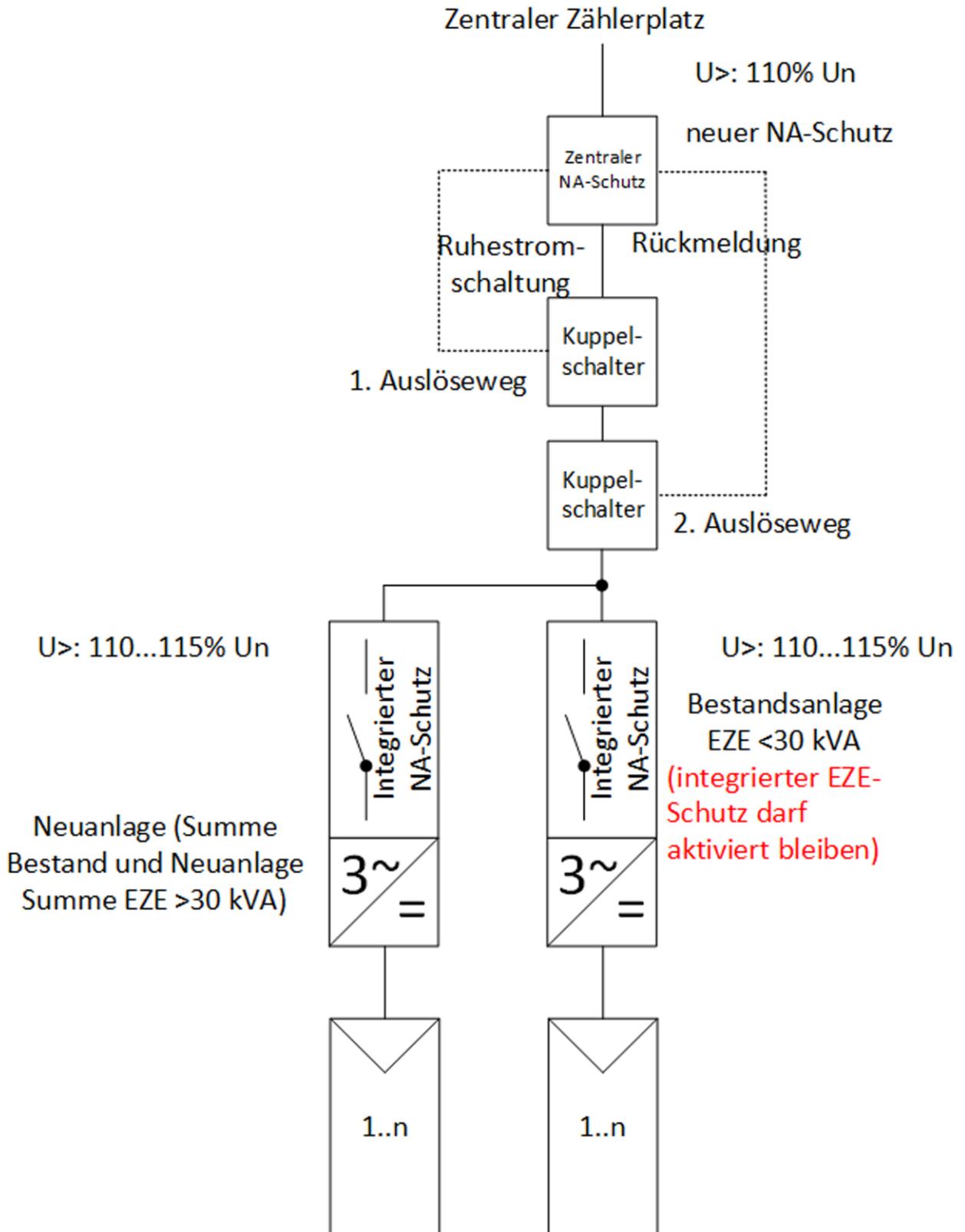


Bild B.10 – Integration einer Neuanlage > 30 kVA mit neuem zentralem NA-Schutz bei unverändertem Weiterbetrieb der Bestandsanlage mit bestehendem zentralem NA-Schutz

3180

3181
3182

3183 B.2.2 Zentraler NA-Schutz und Kuppelschalter – Anlagenerweiterung, Bestandsanlage
 3184 ohne zentralen NA-Schutz



3185

3186
 3187

Bild B.11 – Integration einer Neuanlage, Summenleistung mit Bestand > 30 kVA, mit neuem zentralem NA-Schutz für beide Anlagen

B.2.3 Ausführung des zentralen NA-Schutzes und des Auslöseweges zum Kuppelschalter

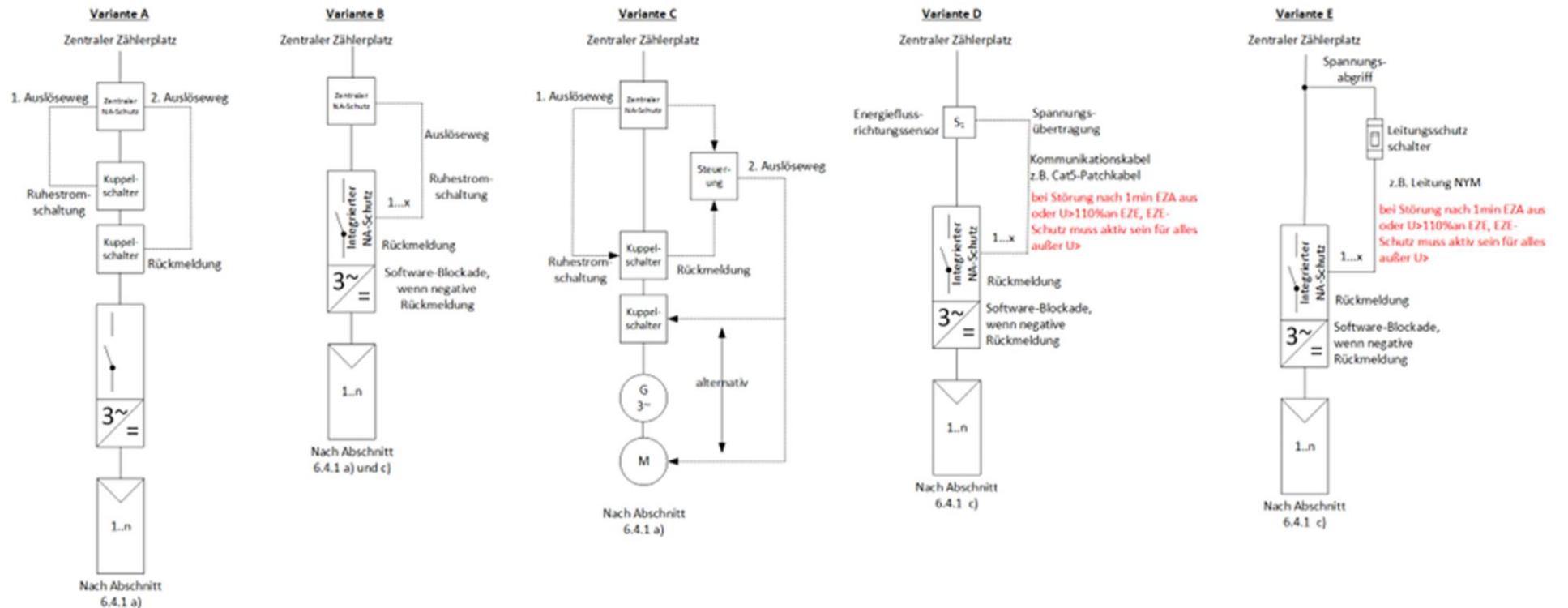


Bild B.12 – Übersicht Ausführungsbeispiele des zentralen NA-Schutzes und des Auslöseweges zum Kuppelschalter

- Variante A Ausführungsbeispiel mit zwei zentralen, separat angesteuerten Kuppelschaltern
- Variante B Ausführungsbeispiel mit Nutzung der integrierten Kuppelschalter und Software-Blockade im Wechselrichter als Redundanz
- Variante C Ausführungsbeispiel mit Nutzung des integrierten Kuppelschalters in Kombination mit zweiten Kuppelschalter oder Abschalten des Antriebsaggregats als Redundanz
- Variante D Ausführungsbeispiel mit Nutzung des integrierten NA-Schutzes und Kuppelschalters mit Spannungsmessung am zentralen Zählerplatz und Software-Blockade im Wechselrichter als Redundanz
- Variante E Ausführungsbeispiel mit Nutzung des integrierten NA-Schutzes und Kuppelschalters mit Spannungsabgriff am Netzanschlusspunkt und Software-Blockade im Wechselrichter als Redundanz

B.3 Ausführungsbeispiele $P_{AV,E}$ -Überwachung

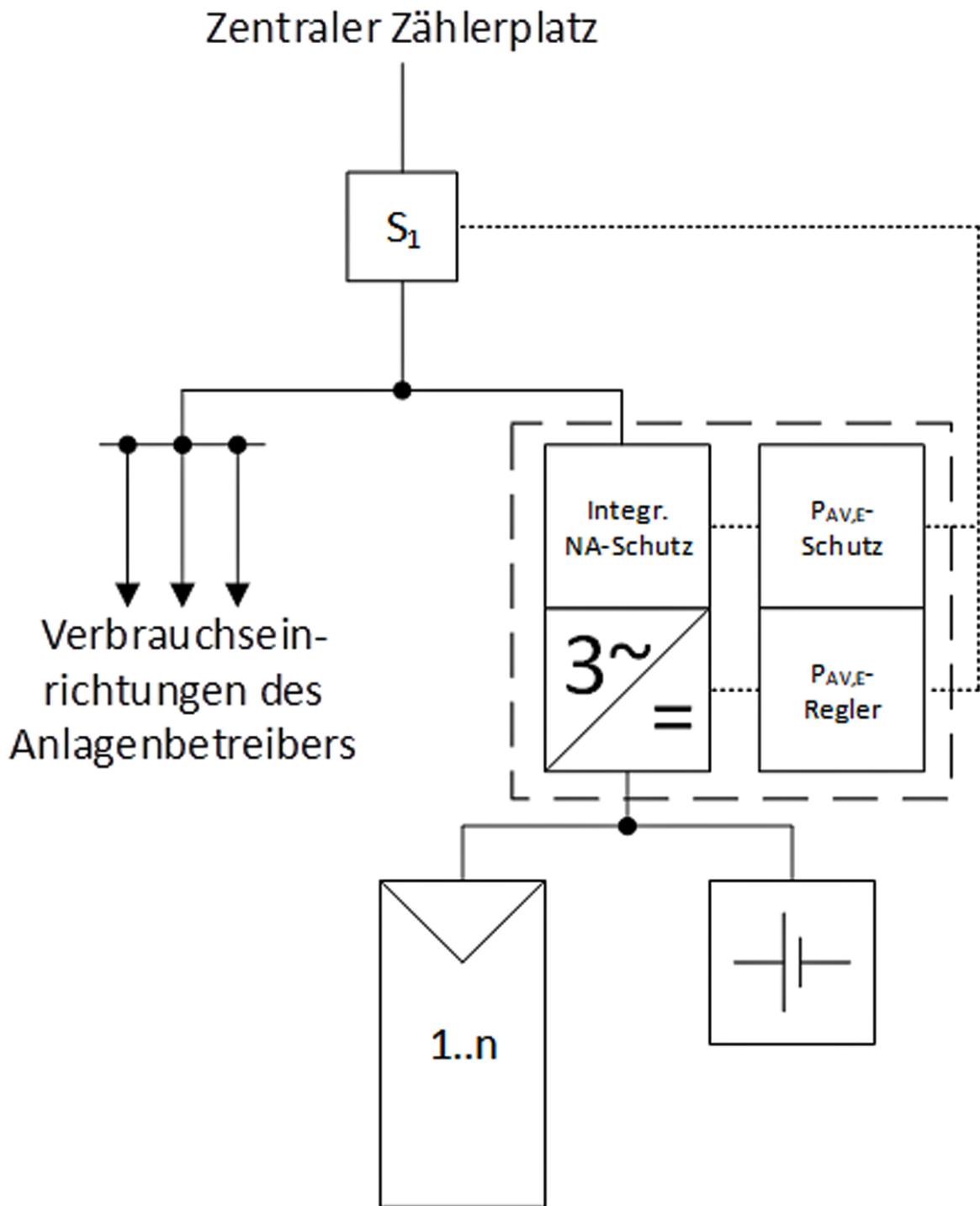


Bild B.13 – Integrierter PAVE-Schutz 30 kW

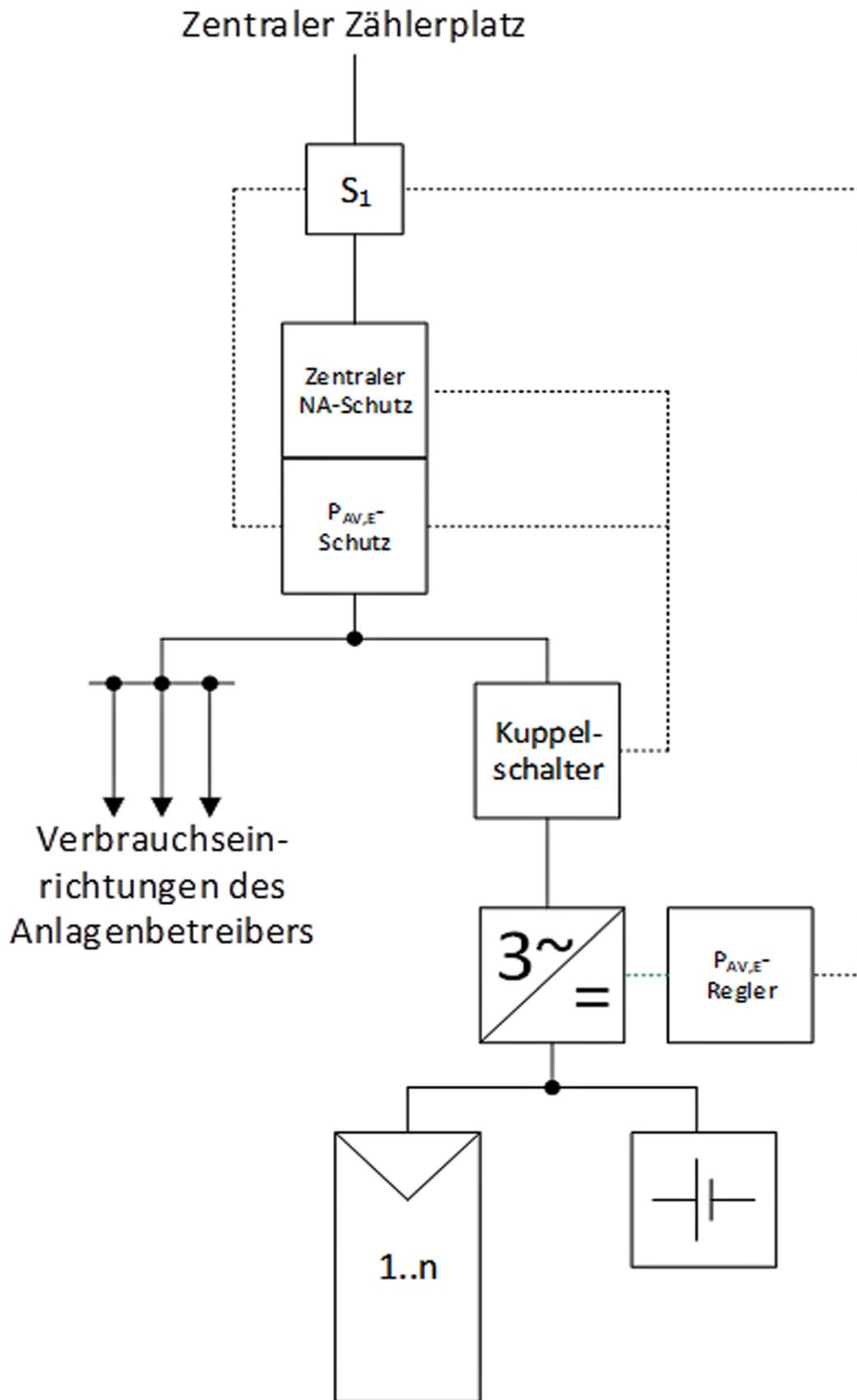


Bild B.14 – Externer PAVE-Schutz oder Anlagen ohne integrierten PAVE-Schutz

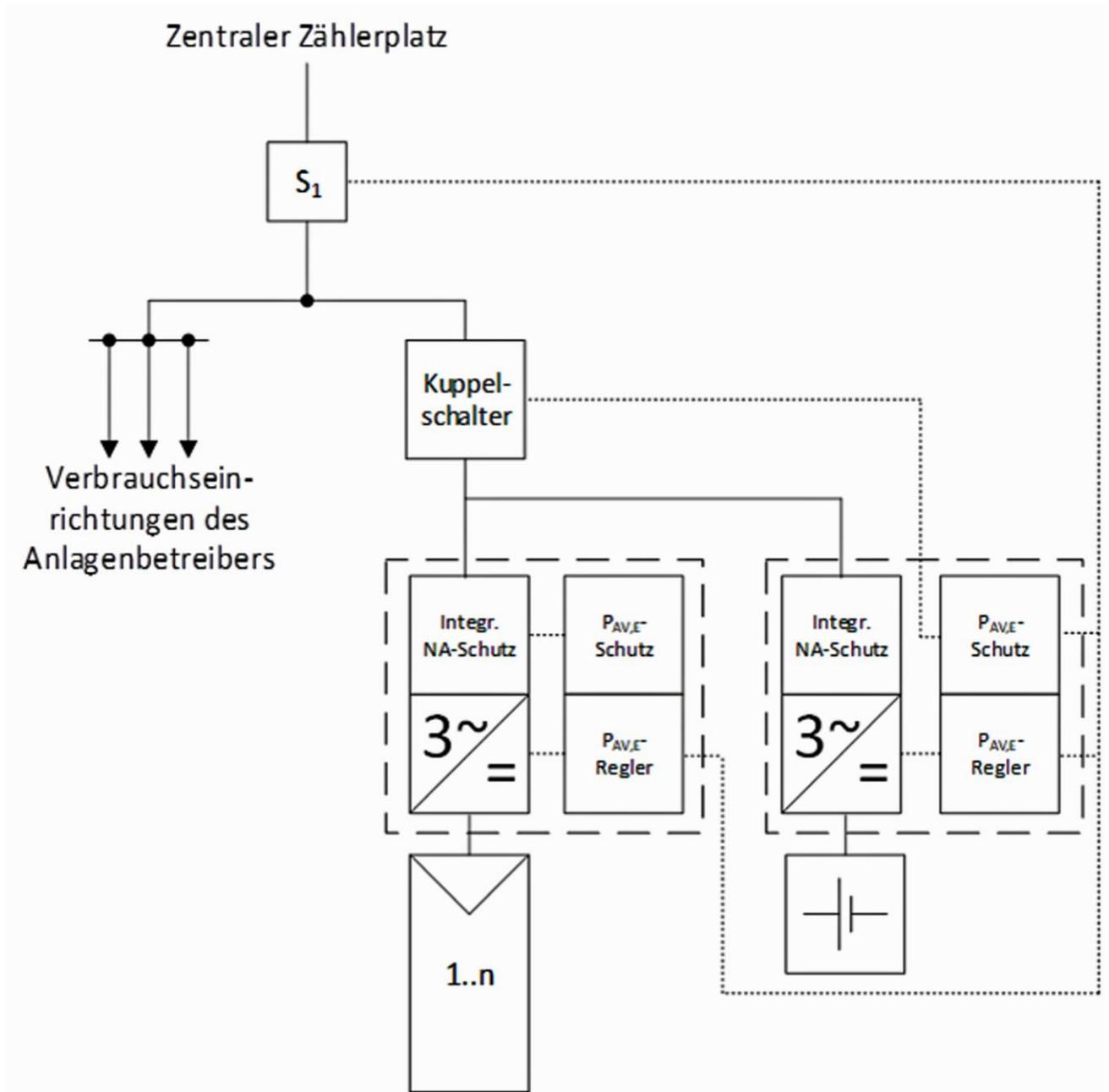


Bild B.15 – Integrierter PAVE-Schutz mit parallelen EZE bis 30 kVA

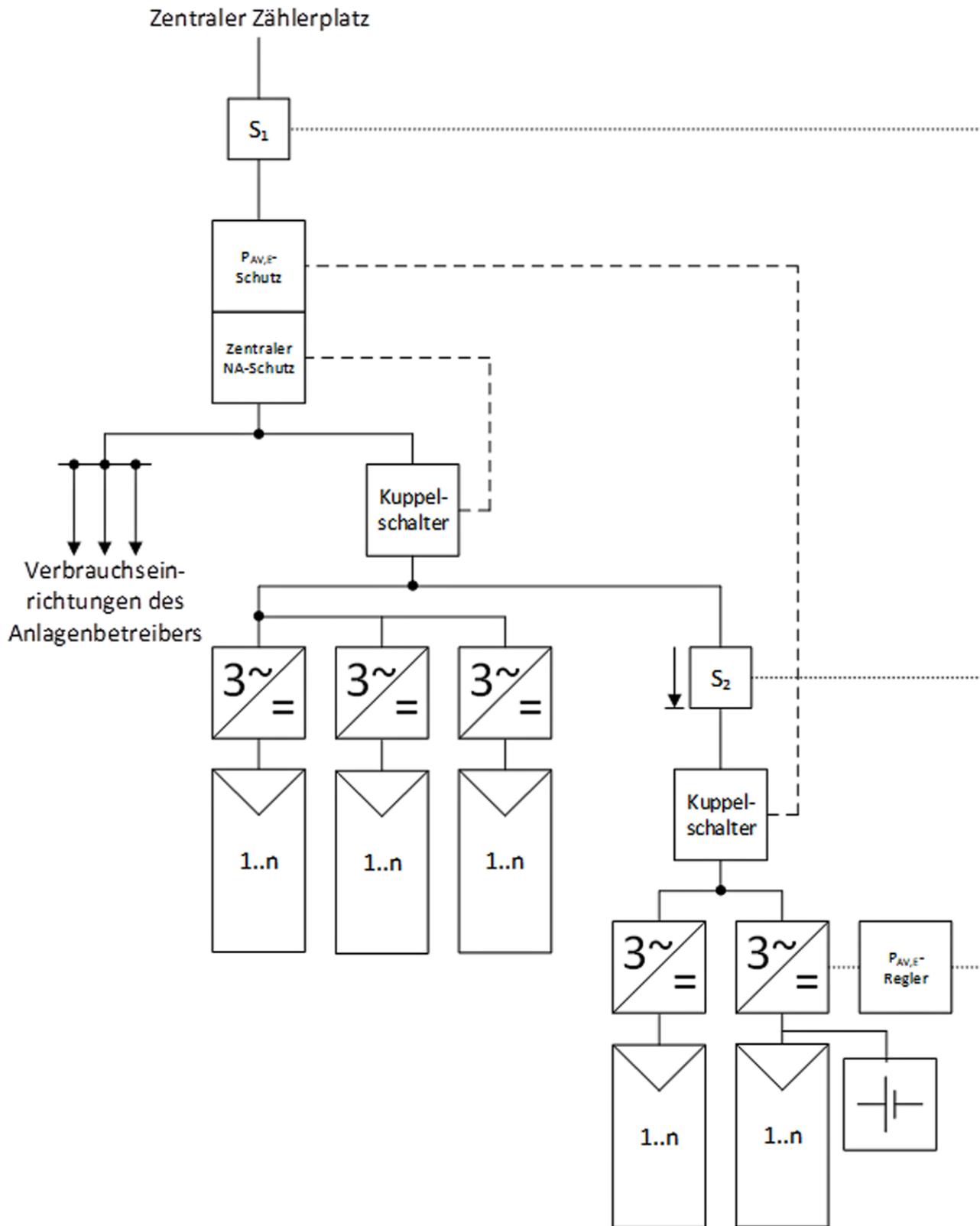
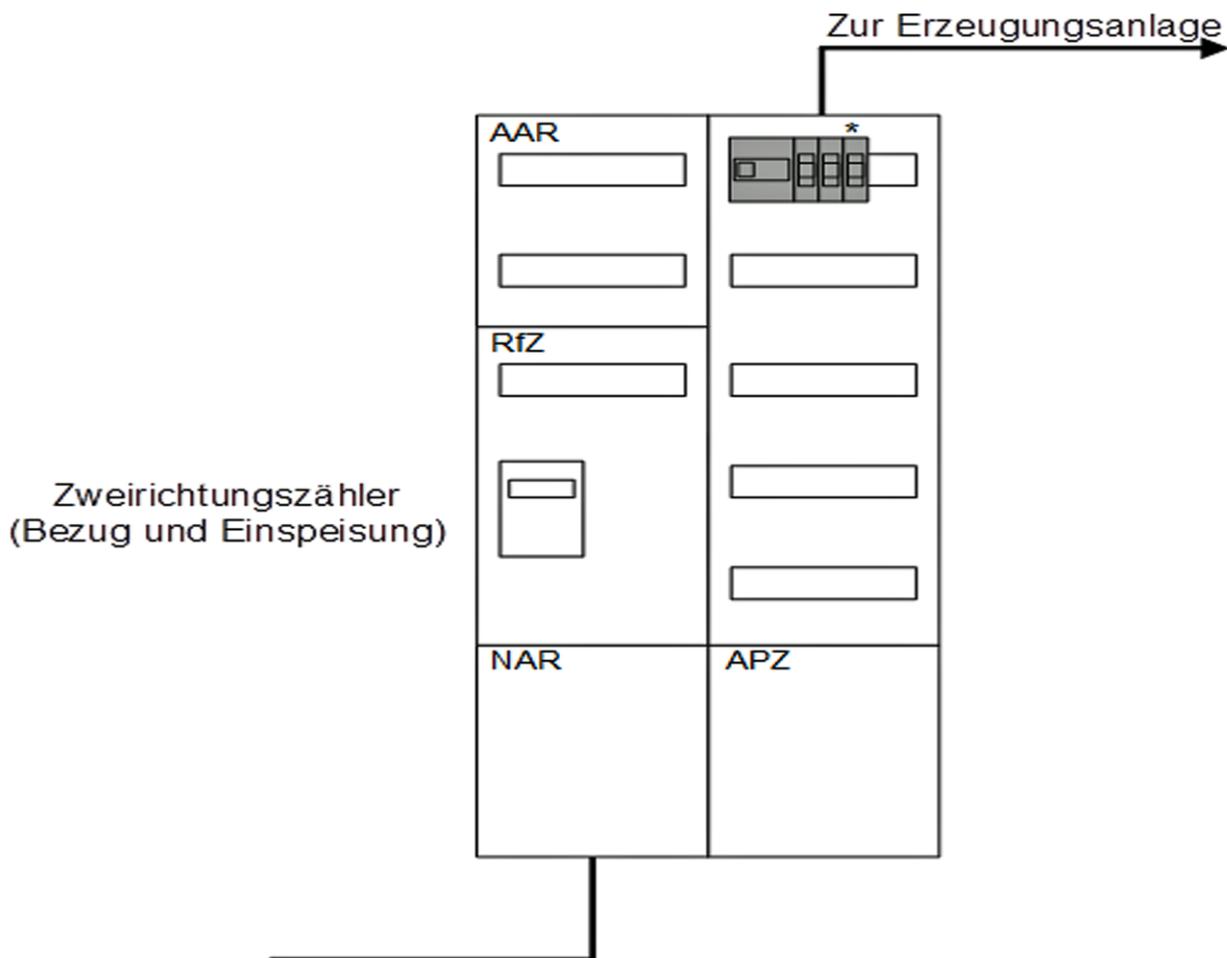


Bild B.16 – Unterschiedliche Aufgaben der Leistungsmessung S_1 (PAVE-Überwachung) und S_2 (kaufmännisch-bilanzielle Abgrenzung)

Anhang C (informativ)

Beispiele für Zählerplatz-Konfigurationen

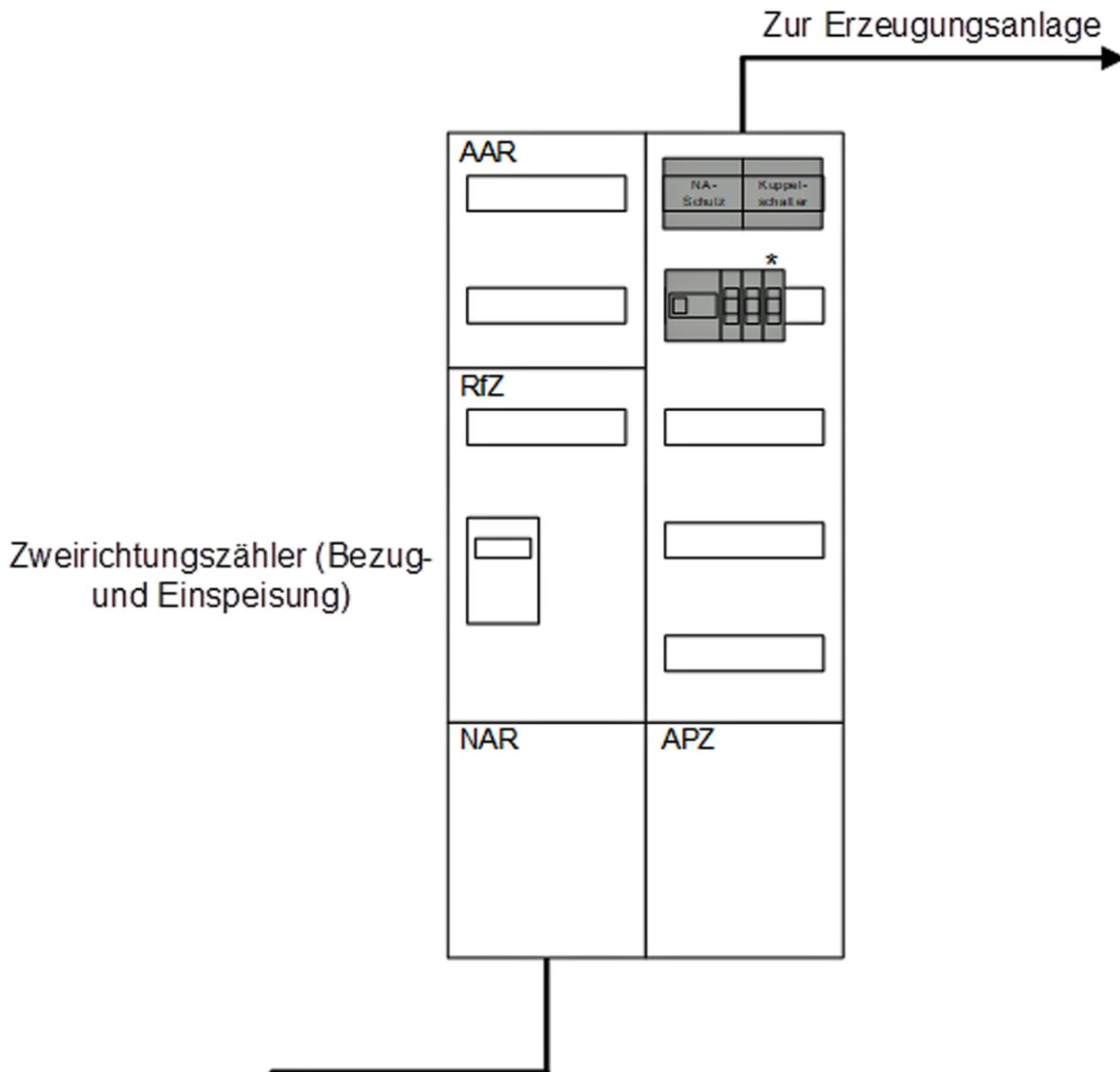
C.1 Zählerplatz für den Anschluss einer Erzeugungsanlage mit einer maximalen Anschlusscheinleistung von $S_{Amax} \leq 30 \text{ kVA}$



* RCD falls nach DIN VDE 0100-410 (VDE 0100-410) und DIN VDE 0100-712 (VDE 0100-712) erforderlich (z. B. im TT-System).

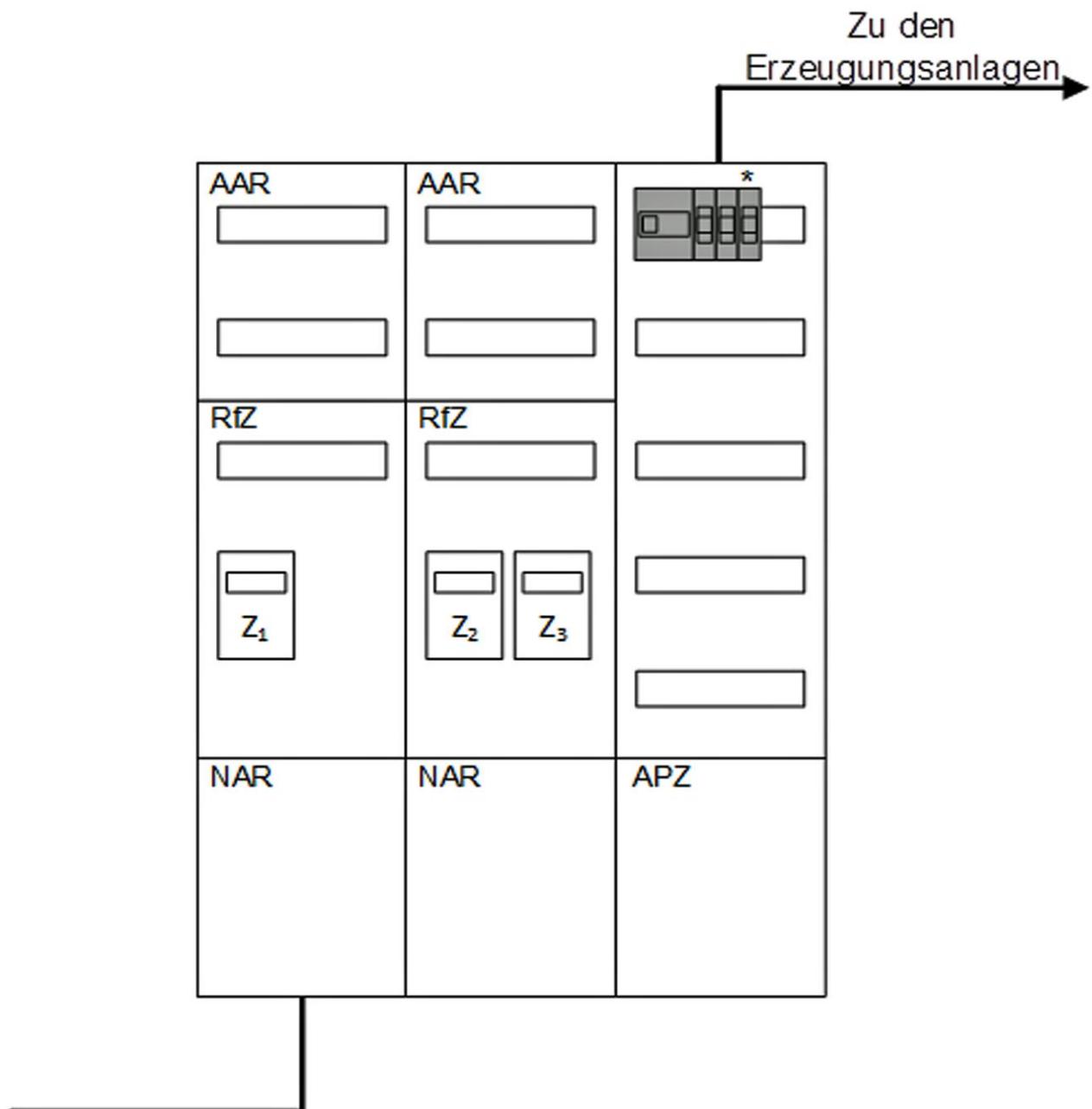
Bild C.1 – Zählerplatz Bezugsanlage und Erzeugungsanlage $\leq 30 \text{ kVA}$, z. B. PV-Anlage nach B.1

ANMERKUNG: Die Betriebsmittel für die Erzeugungsanlagen (bspw. NA-Schutz, RCD, LSS, etc.) dürfen nicht in den Funktionsfeldern NAR, AAR, RfZ und APZ installiert werden.



* RCD falls nach DIN VDE 0100-410 (VDE 0100-410) und DIN VDE 0100-712 (VDE 0100-712) erforderlich (z. B. im TT-System).

Bild C.2 – Zählerplatz für den Anschluss einer Erzeugungsanlage mit einer maximalen Anschlusscheinleistung von $S_{Amax} \leq 30$ kVA und zentralem NA-Schutz



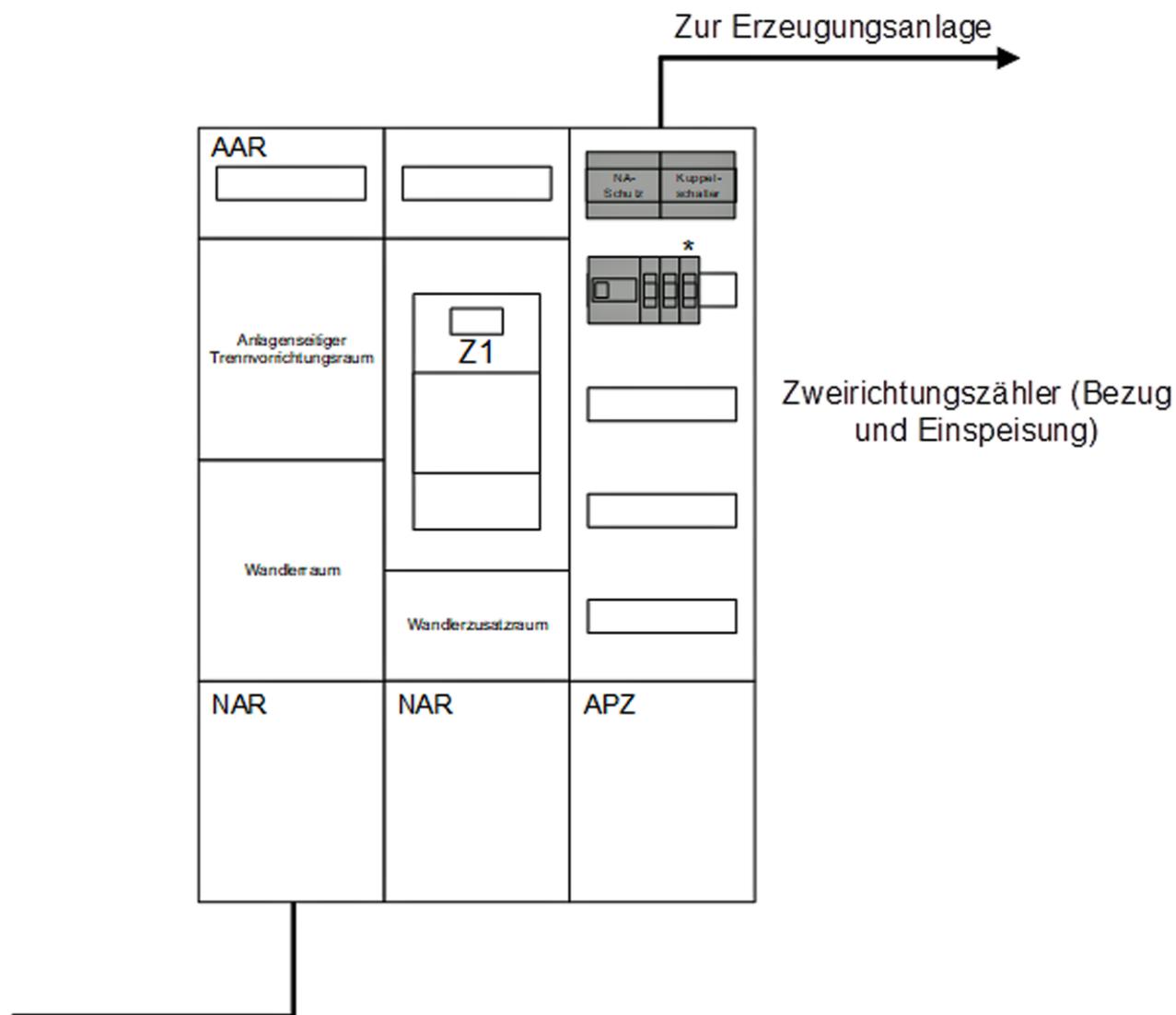
* RCD falls nach DIN VDE 0100-410 (VDE 0100-410) und DIN VDE 0100-712 (VDE 0100-712) erforderlich (z. B. im TT-System).

Bild C.3 – Zählerplatz Bezugsanlage und Erzeugungsanlagen ≤ 30 kVA, z.B. PV-Anlage und KWK-Anlage nach B.6

ANMERKUNG 1: Die Betriebsmittel für die Erzeugungsanlagen (bspw. NA-Schutz, RCD, LSS, etc.) dürfen nicht in den Funktionsfeldern NAR, AAR, RfZ und APZ installiert werden.

ANMERKUNG 2: Vergleiche B.6: Z₁ Zähler für Bezug und Lieferung; Z₂ Zähler zur Abgrenzung mit Rücklaufsperr BHKW, Z₃ Erzeugungszähler BHKW

C.2 Zählerplatz für den Anschluss einer Erzeugungsanlage mit Wandlermessung



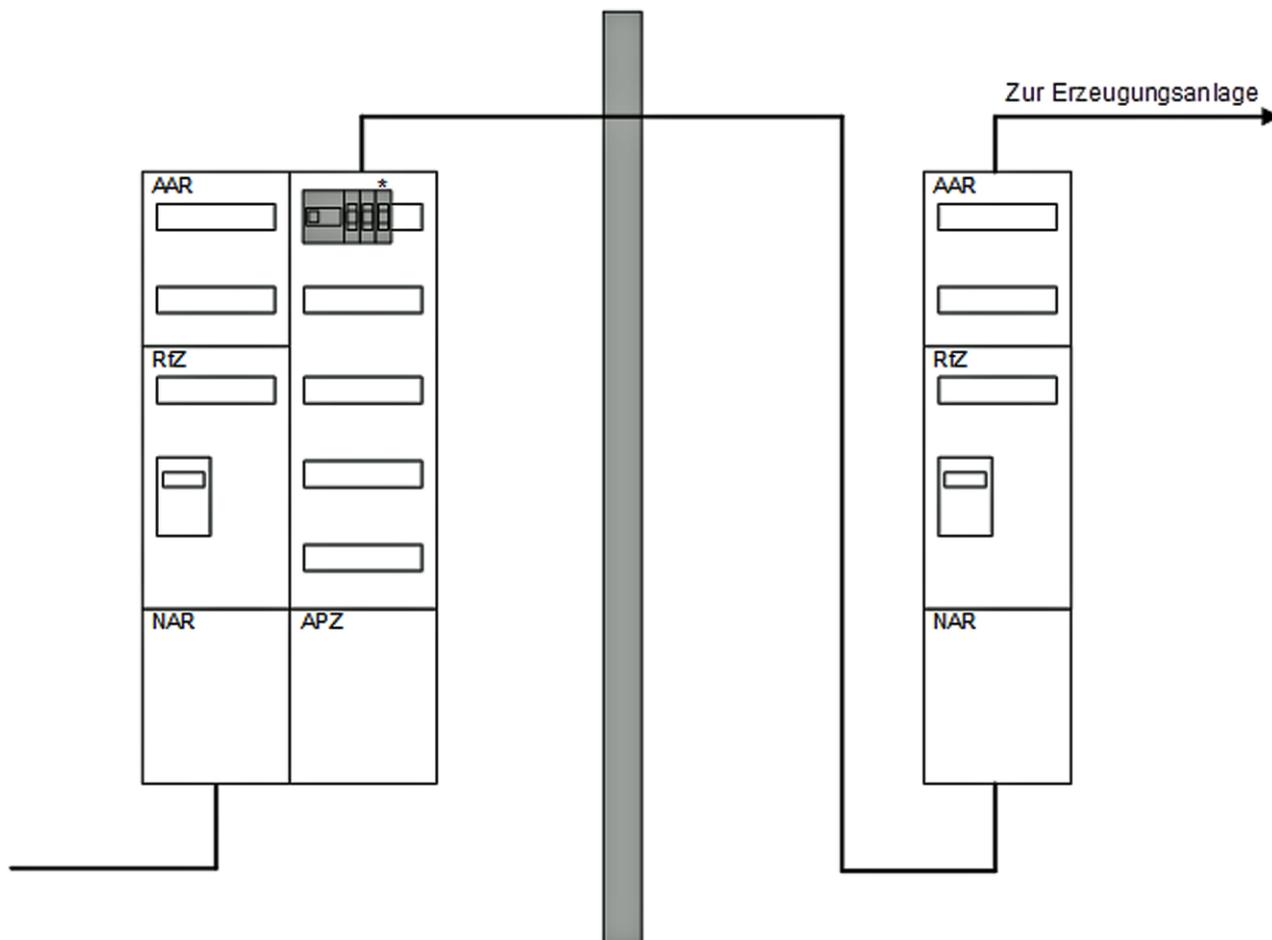
* RCD falls nach DIN VDE 0100-410 (VDE 0100-410) und DIN VDE 0100-712 (VDE 0100-712) erforderlich (z. B. im TT-System).

Bild C.4 – Zählerplatz für den Anschluss einer Erzeugungsanlage mit einer maximalen Anschlusscheinleistung von $S_{Amax} > 30$ kVA und max. 100 A

ANMERKUNG 1 Die Betriebsmittel für die Erzeugungsanlagen (bspw. NA-Schutz, RCD, LSS, etc.) dürfen nicht in den Funktionsfeldern NAR, AAR, RfZ und APZ installiert werden.

ANMERKUNG 2 Auslegung des Zählerplatzes mit Wandlermessungen nach VDE-AR-N 4100

C.3 Zählerplatz (kann auch dezentral angeordnet sein) für den Anschluss einer Erzeugungsanlage im Selbstverbrauch bzw. Überschusseinspeisung nach KWK-G ≤ 30 kVA



* RCD falls nach DIN VDE 0100-410 (VDE 0100-410) und DIN VDE 0100-712 (VDE 0100-712) erforderlich (z. B. im TT-System).

Bild C.5 – Zählerplatz (kann auch dezentral angeordnet sein) für den Anschluss einer Erzeugungsanlage im Selbstverbrauch bzw. in der Überschusseinspeisung ≤ 30 kVA

ANMERKUNG: Die Betriebsmittel für die Erzeugungsanlagen (bspw. NA-Schutz, RCD, LSS, etc.) dürfen nicht in den Funktionsfeldern NAR, AAR, RfZ und APZ installiert werden.

Anhang D (informativ)

Beispiel für die Anschlussbeurteilung von Erzeugungsanlagen – Anschluss einer 20-kW-Photovoltaik-Anlage

Daten der Erzeugungsanlage

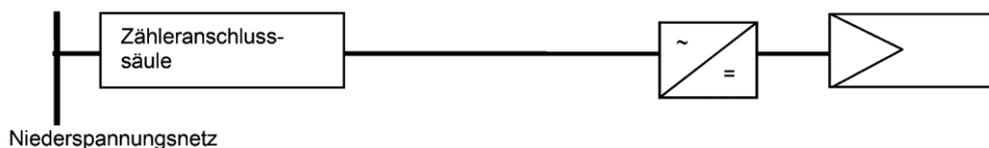


Bild D.1 – Erzeugungseinheit (Skizze Aufbau und Anschluss)

- Konzept (Kurzbeschreibung, Umrichterkonzept)
- 1 Zentralumrichter über Zähleranschlusssäule an das Niederspannungsnetz angeschlossen (siehe Bild D.1)
- Umrichter mit integriertem NA-Schutz

Erzeugungsanlage (Daten stammen aus dem Datenblatt)

Niederspannungsseitiges Netz der Erzeugungsanlage

gesamte Kabellänge: 50 m

Typ, Querschnitt des Kabels: NAYY-J 4 x 35 mm²

Netzdaten (siehe Bild D.2)

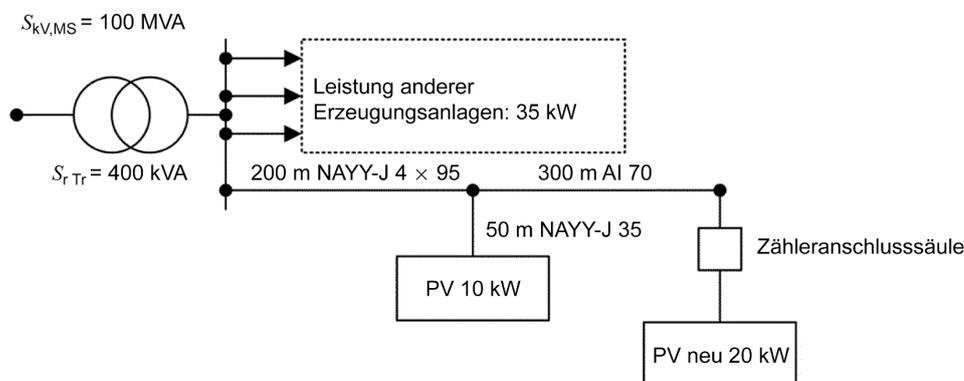


Bild D.2 – Netz (Skizze)

Kurzschlussleistung des vorgelagerten Netzes: $S_{kv,MS} = 100 \text{ MVA}$, $R/X = 0,5$

Ortsnetztransformator: $S_{r,Tr} = 400 \text{ kVA}$ $u_k = 4 \%$ $P_{Cu} = 4,6 \text{ kW}$ $U = 400 \text{ V}$

Kabel NAYY-J 4 x 95: $R' = 0,32 \text{ } \Omega/\text{km}$ $X' = 0,082 \text{ } \Omega/\text{km}$

Freileitung Al 70: $R' = 0,436 \text{ } \Omega/\text{km}$ $X' = 0,309 \text{ } \Omega/\text{km}$

Berechnung der Netzkurzschlussleistung S_{kv} am Netzanschlusspunkt

- Impedanzen des 20-kV-Netzes, $S_{kv,MS} = 100 \text{ MVA}$, $R/X = 0,5$

$$Z_N = \frac{U^2}{S_{kV, MS}} = \frac{(400 \text{ V})^2}{100 \text{ MVA}} = 1,6 \text{ m}\Omega \quad (\text{D.1})$$

mit $R/X = 0,5$

$$R_N = \sqrt{\frac{Z_N^2}{5}} = 0,72 \text{ m}\Omega \quad X_N = 2 \cdot R_N = 1,43 \text{ m}\Omega \quad (\text{D.2})$$

- Impedanzen des Ortsnetztransformators, $S_{r Tr} = 400 \text{ kVA}$, $u_k = 4 \%$

$$S_{kT} = \frac{S_r}{u_k} = 10 \text{ MVA} \quad Z_T = \frac{U^2}{S_{kT}} = 16 \text{ m}\Omega \quad (\text{D.3})$$

Der Widerstand des Ortsnetztransformators kann aus den Kurzschlussverlusten des Ortsnetztransformators berechnet werden.

- Kurzschlussverluste $P_{Cu} = 4,6 \text{ kW}$

$$P_{Cu} = 3 \cdot I_r^2 \cdot R_T = 3 \cdot \frac{S_r^2}{3 \cdot U^2} \cdot R_T$$

$$R_T = \frac{U^2}{S_r^2} \cdot P_{Cu} = 4,6 \text{ m}\Omega \quad (\text{D.4})$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} = 15,3 \text{ m}\Omega \quad (\text{D.5})$$

- Impedanzen des Kabels, Länge: 200 m
- Reaktanzbelag des Kabels: 0,082 Ω/km
- Widerstandsbelag des Kabels: 0,32 Ω/km

$$X_{L1} = 16,4 \text{ m}\Omega \quad R_{L1} = 64 \text{ m}\Omega \quad (\text{D.6})$$

- Impedanzen der Freileitung, Länge: 300 m
- Reaktanzbelag der Freileitung: 0,309 Ω/km
- Widerstandsbelag der Freileitung: 0,436 Ω/km

$$X_{L2} = 92,7 \text{ m}\Omega \quad R_{L2} = 130,8 \text{ m}\Omega \quad (\text{D.7})$$

Die für den Anschluss der Anlage maßgebenden Impedanzen ergeben sich aus der Summe der Einzelwerte zu

$$X_{kV} = 125,8 \text{ m}\Omega \quad R_{kV} = 200,1 \text{ m}\Omega \quad Z_{kV} = 236,4 \text{ m}\Omega \quad (\text{D.8})$$

und die Kurzschlussleistung zu

$$S_{kV} = \frac{U^2}{Z_{kV}} = 676,8 \text{ kVA} \quad (\text{D.9})$$

Überprüfung der zulässigen Spannungsänderung nach 5.3

Wenn eine Photovoltaik-Anlage mit einer Kennlinie $\cos \varphi (P)$ betrieben wird, muss für die maximale Scheinleistung der Erzeugungsanlage ein Verschiebungsfaktor von $\cos \varphi = 0,90_{\text{untererregt}}$ angenommen werden.

Bei einem Verschiebungsfaktor $\cos \varphi = 1$ ergibt sich eine Spannungsänderung am Verknüpfungspunkt der PV-Anlage von:

$$\Delta u_a = \frac{S_{Amax} \cdot (R_{kV} \cdot \cos|\phi| - X_{kV} \cdot \sin|\phi|)}{U^2} = \frac{20 \text{ kW} \cdot (200,1 \text{ m}\Omega \cdot 1)}{(400 \text{ V})^2} = \leftrightarrow 2,5 \%$$
(D.10)

E VDE-AR-N 4105:2024-10

Die maximale Scheinleistung der Erzeugungsanlage ergibt sich bei einem Verschiebungsfaktor von $\cos \varphi = 0,90_{\text{untererregt}}$

Nach Gleichung (D.11) errechnet sich für den untererregten Betrieb eine Spannungsänderung am Verknüpfungspunkt der PV-Anlage von

$$\Delta u_{\alpha} = \frac{S_{Amax} \cdot (R_{kV} \cdot \cos|\phi| - X_{kV} \cdot \sin|\phi|)}{U^2} = \frac{22,2 \text{ kVA} \cdot (200,1 \text{ m}\Omega \cdot 0,9 - 125,8 \text{ m}\Omega \cdot 0,44)}{(400 \text{ V})^2} = \approx 1,73 \% \quad (\text{D.11})$$

Unter Berücksichtigung der bereits vorhandenen Erzeugungsanlagen und der geplanten Photovoltaik-Anlage ergibt sich durch Überlagerung der Spannungsänderungen der Anlagen eine Spannungsänderung, wie in Tabelle D.1 dargestellt.

Tabelle D.1 – Spannungsänderung an den einzelnen Verknüpfungspunkten

	Spannungsänderung in %		
	VP ON-Trafo	VP PV _{alt}	VP PV _{neu}
EA 35 kW ($\cos \varphi = 1$)	0,12	0,12	0,12
PV _{alt} ($\cos \varphi = 1$)	0,03	0,43	0,43
PV _{neu} ($0,90_{\text{untererregt}}$)	-0,04	0,66	1,73
Summe	0,11	1,21	2,28

Es ergibt sich eine Spannungsanhebung von maximal 2,28 %.

Es wird überprüft, ob die vorgegebene Standard-Kennlinie $\cos \varphi (P)$ ohne Änderungen verwendet werden kann. Hierzu wird die maximale Spannungsanhebung der Erzeugungsanlage als Grenzwert festgesetzt und die hierbei maximal mögliche Einspeiseleistung P_{Amax} für die jeweiligen Verschiebungsfaktoren $\cos \varphi = 1$, $\cos \varphi = 0,95_{\text{untererregt}}$ und $\cos \varphi = 0,9_{\text{untererregt}}$ berechnet.

$$P_{Amax} = \frac{\cos \varphi \cdot \Delta u_{\alpha} \cdot U^2}{(R_{kV} \cdot \cos|\phi| - X_{kV} \cdot \sin|\phi|)} = \frac{0,0173 \cdot (400 \text{ V})^2}{200,1 \text{ m}\Omega} = \approx 13,8 \text{ kW} \quad (\text{D.12})$$

Es ergeben sich folgende Kennlinienpunkte (siehe Tabelle D.2):

**Tabelle D.2 – Spannungsänderung an den einzelnen Verknüpfungspunkten
(mit der Kennlinie $\cos \varphi (P)$)**

cos φ (nur PV-Anlage)	Summe Spannungsänderung (nur PV_{neu}) in %			
	VP ON-Trafo	VP PV _{alt}	VP PV _{neu}	P_{Amax}/kW
0,90 _{untererregt}	0,11 (-0,04)	1,21 (0,66)	2,28 (1,73)	20
0,95 _{untererregt}	0,15 (0,00)	1,19 (0,64)	2,28 (1,73)	17,4
1	0,20 (0,05)	1,15 (0,60)	2,28 (1,73)	13,8

Die sich ergebene Kennlinie liegt gegenüber der vorgegebenen Standard-Kennlinie auf der sicheren Seite, d. h. es ergibt sich mit der Standard-Kennlinie eine geringere Spannungsanhebung. Die vorgegebene Standard-Kennlinie kann also verwendet werden.

Überprüfung der Bemessung der Betriebsmittel nach 5.2

Dauerstrombelastung

Hinweis: Im Falle einer P_{A,VE}-Überwachung (Einspeisebegrenzung) ist statt S_{Amax} der Wert S_{AV,E} in der Gleichung D.13 einzusetzen.

Die maximale Scheinleistung ergibt sich aus der maximalen Wirkleistung und dem vorgegebenen Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$:

$$S_{Amax} = \frac{P_{Amax}}{\cos \varphi} = \frac{20 \text{ kW}}{0,9} = 22,2 \text{ kVA} \quad (\text{D.13})$$

Der sich bei der Netz-Nennspannung von 400 V ergebende maximale Einspeisestrom beträgt:

$$I_{Amax} = \frac{S_{Amax}}{(\sqrt{3} \cdot 400 \text{ V})} = \frac{22,2 \text{ kVA}}{(\sqrt{3} \cdot 400 \text{ V})} = 32,1 \text{ A} \quad (\text{D.14})$$

Die maximalen Einspeiseströme liegen weit unterhalb der zulässigen Dauerstrombelastbarkeit der Betriebsmittel.

Kurzschlussstrom

Die neue Photovoltaik-Anlage liefert einen Anfangs-Kurzschlusswechselstrom in Höhe des Nennstromes von $I_{k, PV} = 32 \text{ A}$.

Die Photovoltaik-Anlage erhöht den Anfangs-Kurzschlusswechselstrom am Verknüpfungspunkt von 977 A auf 1 009 A. Die Freileitung AI 70 hat einen Bemessungs-Kurzschlussstrom von 3,8 kA.

Die Kurzschlussfestigkeit der Betriebsmittel ist ausreichend.

Überprüfung der Netzrückwirkung „Schnelle Spannungsänderung“

Die Bemessungsscheinleistung des Umrichters ist mit 22,5 kVA angegeben. Der Wert für k_{imax} beträgt 1,2.

$$\Delta u_a = k_{imax} \cdot \frac{S_{rE}}{S_{kV}} = 1,2 \cdot \frac{22,5 \text{ kVA}}{676,8 \text{ kVA}} = 4 \% \leftrightarrow \quad (\text{D.15})$$

Die schnelle Spannungsänderung liegt mit 4 % im unzulässigen Bereich. Daher ist eine genauere Betrachtung notwendig:

$$\Delta u_a = k_{imax} \cdot \frac{S_{rE}}{S_{kV}} \cdot \cos(\Psi + \phi) \quad (\text{D.16})$$

$\Delta\alpha\beta\epsilon\iota\ \iota\sigma\tau$

Ψ Netzimpedanzwinkel $\Psi = \arctan\left(\frac{X_{kV}}{R_{kV}}\right)$;

ϕ Verschiebungsfaktor der Erzeugungsanlage (hier $\cos \phi = 0,9_{\text{untererregt}}$).

$$\Delta u_a = k_{imax} \cdot \frac{S_{rE}}{S_{kV}} \cdot \cos(\Psi + \phi) = 1,2 \cdot \frac{22,5 \text{ kVA}}{676,8 \text{ kVA}} \cdot \cos(32,2^\circ + 25,8^\circ) = 2,1 \% \quad (\text{D.17})$$

Die schnelle Spannungsänderung liegt mit 2,1 % im zulässigen Bereich.

Überprüfung der Netzrückwirkung „Langzeitflicker“

Die Grenzwerte nach DIN EN 61000-3-11 (VDE 0838-11) werden eingehalten.

Überprüfung der Netzrückwirkung „Oberschwingungen und Zwischenharmonische“

Die Grenzwerte nach DIN EN 61000-3-12 (VDE 0838-12), Tabelle 2 oder Tabelle 3, wurden eingehalten.

Überprüfung der Rückwirkung auf Tonfrequenz-Rundsteuerung

E VDE-AR-N 4105:2024-10

Rundsteuerung wird in dem vorliegenden Netz nicht betrieben.

Entscheidung über den Anschluss

Der Anschluss der 20-kW-Photovoltaik-Anlage an das Niederspannungsnetz kann zugelassen werden, wenn die Erzeugungsanlage mit einem Verschiebungsfaktor einspeist, der der Standard-Kennlinie $\cos \varphi (P)$ entspricht.

Anhang E (normativ)

Vordrucke

Die Inhalte der Formulare in diesem Anhang sind normativ. Die Darstellungsform der Vordrucke ist informativ.

E.1 Antragstellung

(Dieses Formular ist zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-Anwendungsregel bestimmt.)

Antragstellung für Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz			
Anlagenanschrift	Straße, Hausnummer PLZ, Ort, Ortsteil		
Anschlussnehmer (Eigentümer)	Vorname, Name Straße, Hausnummer PLZ, Ort, Ortsteil Telefon, E-Mail		
Anschlussnutzer (Anlagenbetreiber)	Vorname, Name Straße, Hausnummer PLZ, Ort, Ortsteil Telefon, E-Mail		
Elektrofachbetrieb	Firma, Ort, Ortsteil Eintragungsnummer bei Netzbetreiber		
Antragsart	<input type="checkbox"/> Neuerrichtung	<input type="checkbox"/> Erweiterung	<input type="checkbox"/> Rückbau
Folgende Unterlagen sind bei Neuerrichtung und/oder Erweiterung zwingend erforderlich:			beigefügt:
aktueller Lageplan, aus dem der Aufstellungsort der Erzeugungsanlage ersichtlich ist oder digitaler Eintrag in einem Geo-System des Netzbetreibers			<input type="checkbox"/>
Datenblatt für Erzeugungsanlage und/oder Speicher (siehe Vordruck E.2)			<input type="checkbox"/>
ZEREZ-ID der Einheitenzertifikate nach VDE-AR-N 4105 bzw. nach VDE-AR-N 4110			ID: _____
ZEREZ-ID des Zertifikats für den NA-Schutz			ID: _____
Optional: Soweit im jeweiligen Anschlussfall vorhanden: ZEREZ-ID des Zertifikats für die Leistungsflussüberwachung am Netzanschlusspunkt ($P_{AV, E}$ – Schutz)			ID: _____
Übersichtsschaltplan ab Netzanschluss beigefügt (inkl. Darstellung des Messkonzeptes und bei Erzeugungsanlagen/Speicher > 30 kVA des Einbauortes des zentralen NA-Schutzes und der Ausführungsvariante der Kuppelschalter, einpolige Darstellung, bspw. nach Anhang B.7)			<input type="checkbox"/>

— Entwurf —

E VDE-AR-N 4105:2024-10

Falls mit dem Messkonzept ein neuer Zähler erforderlich wird und dessen Bereitstellung und der Messstellenbetrieb nicht durch den grundzuständigen Messstellenbetreiber (MSB) erfolgen sollen, wird stattdessen folgender MSB ausgewählt: Messstellenbetreiber-ID laut MSB-Rahmenvertrag: _____		nur bei abweichendem MSB
Befindet sich hinter dem Netzanschlusspunkt eine steuerbare Verbrauchseinrichtung nach § 14a EnWG?		<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein
Ist bereits ein intelligentes Messsystem (mit Smart-Meter-Gateway) am Netzanschlusspunkt verbaut, auf das der Netzbetreiber zugreifen kann?		<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein
Der Antragsteller bestätigt, dass der Anschlussnehmer darüber informiert und einverstanden ist, dass auf seinem Grundstück eine Erzeugungsanlage und/oder Speicher im Parallelbetrieb mit dem Niederspannungsnetz des Netzbetreibers errichtet wird.		
Geplanter Inbetriebsetzungstermin		_____
_____ Ort, Datum	_____ Antragsteller: Vorname, Name	

E.1.1 Vereinfachter Anschlussprozess für eine neu zu errichtende PV-Anlage mit oder ohne Speicher bis max. 7 kVA (Wechselrichter-Ausgangsleistung S_{Amax})

Folgende Bedingungen müssen alle erfüllt sein:

- vorhandener Netzanschlusspunkt mit elektronischem Zwei-Richtungs-Zähler (⇄);
- erste Erzeugungsanlage in/an/auf einem Gebäude oder einer baulichen Anlage oder Freifläche EEG §48 (1) 1a (außer Kleinsterzeugungsanlagen/-speicher bis 800 VA);
- Betriebsweise Überschusseinspeisung (Eigenversorgung);
- falls ein Speicher geplant ist, wird dieser im Betriebsmodus „kein Bezug aus und keine Einspeisung in das Netz des Netzbetreibers“ mit Einsatz einer Leistungsmessung am Netzanschlusspunkt (EnFluRi) betrieben;
- am Netzanschluss ist die Kombination intelligentes Messsystem und steuerbaren Verbrauchseinrichtung nach § 14a EnWG nicht vorhanden;
- Wechselrichter von PV-Anlage und Speicher sind bei > 4,6 kVA Leistung als Drehstromgerät ausgeführt.

(Dieses Formular ist zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-Anwendungsregel bestimmt.)

Antragstellung, Fertigmeldung und Inbetriebsetzungserklärung für eine neu zu errichtende PV-Anlage mit oder ohne Speicher bis max. 7 kVA am NS-Netz (vom Elektrofachbetrieb auszufüllen)		
Anlagenanschrift	Straße, Hausnummer PLZ, Ort, Ortsteil	
Anschlussnehmer (Eigentümer)	Vorname, Name Straße, Hausnummer PLZ, Ort, Ortsteil Telefon, E-Mail	
Anschlussnutzer (Anlagenbetreiber)	Vorname, Name Straße, Hausnummer PLZ, Ort, Ortsteil Telefon, E-Mail	
Elektrofachbetrieb	Firma, Ort, Ortsteil Eintragungsnummer bei Netzbetreiber	
Zählernummer für die Überschusseinspeisung der PV-Anlage (vierzehnstellig, 1XXX...)		_____
ZEREZ-ID der Einheitenzertifikate VDE-AR-N 4105 für EZE/Speicher		ID: _____
ZEREZ-ID des NA-Schutzes		ID: _____
Erzeugungseinheiten	PV-Module: Anzahl: _____ Leistung je Modul: _____ Wp	
	PV-Wechselrichter: Anzahl: _____ Hersteller/Typ: _____ Leistung je Wechselrichter: _____ kVA	
	Speicher: Anzahl: _____ Typ: _____ Leistung: _____ kW	
	wenn der Speicher AC-gekoppelt ist (eigener Wechselrichter für den Speicher): Speicher-Wechselrichter: Anzahl: _____ Hersteller/Typ: _____ Leistung je Wechselrichter: _____ kVA	

— Entwurf —

E VDE-AR-N 4105:2024-10

Erzeugungsanlage	PV: max. Scheinleistung S _{Amax} kVA	Speicher: max. Scheinleistung S _{Amax} ____ kVA
<p>Die aufgeführte elektrische Anlage ist unter Beachtung der geltenden behördlichen Vorschriften oder Verfügungen und nach den anerkannten Regeln der Technik, nach den DIN VDE Normen, insbesondere der VDE-AR-N-4105, den gültigen Technischen Anschlussbedingungen (TAB), den Unfallverhütungsvorschriften und/oder sonstigen besonderen Vorschriften/Vorgaben des Netzbetreibers von mir errichtet, geprüft und fertig gestellt worden. Die Ergebnisse der Prüfung sind dokumentiert. Die Anlage kann in Betrieb gesetzt werden.</p>		
Die erstmalige Inbetriebsetzung der Anlage (im Sinne des EEG-Anlagenbegriffs) erfolgte am:		_____
Der erstmalige Netzparallelbetrieb erfolgte am:		_____
<p>_____</p> <p>Ort, Datum, Unterschrift des Elektrofachbetriebs</p>		
Betriebsweise	<p>Die zur Betriebsweise Überschusseinspeisung gemachte Angabe gilt für das gesamte Kalenderjahr ab Inbetriebsetzung der Anlage und bis zum Ablauf des folgenden Kalenderjahres. Die Erklärung verlängert sich jeweils um ein weiteres Kalenderjahr, wenn dem Netzbetreiber nicht bis zum 30.11. für das darauffolgende Kalenderjahr eine abweichende Mitteilung gemacht wird.</p>	
Erfüllung gesetzlicher Vorgaben	<p>Reg.-datum: _____ PV Marktstammdatenregister MaStR-Nummer: EEG_ _____</p> <p>Reg.-datum: _____ Speicher Marktstammdatenregister MaStR-Nummer: EEG_ _____</p>	
Allgemeine Bedingungen und Datenschutz	<p>Es gelten die „Niederspannungsanschlussverordnung (NAV) und die Ergänzenden Bedingungen des Netzbetreibers zur NAV“, die „Technischen Anschlussbedingungen (TAB)“, sowie weitere vom Netzbetreiber veröffentlichte technische Mindestanforderungen.</p> <p>Für die Erhebung, Speicherung und Verarbeitung der personenbezogenen Daten gilt die Datenschutz-Information, die Sie unter folgendem Link einsehen können: www.XXX/datenschutz-information.</p> <p>Ich, als Anschlussnehmer/Anschlussnutzer willige ein, zu den vorstehenden Zwecken vom Netzbetreiber per E-Mail oder telefonisch kontaktiert zu werden.</p>	
Vergütung	<p>Gutschriftenverfahren</p> <p>Als Anlagenbetreiber erkläre ich hiermit, dass die Vergütung der eingespeisten elektrischen Energie im Gutschriftenverfahren erfolgen soll. Die Gutschrift ist auf Basis der nachfolgend aufgeführten Angaben zur Umsatzsteuer, Bankverbindung und Gutschriftenanschrift monatlich abzüglich des an den grundzuständigen Messtellenbetreiber zu zahlenden Preises für den Messstellenbetrieb des Erzeugungszählers (sofern im Messkonzept vorgesehen und sofern der grundzuständige Messtellenbetreiber den Messstellenbetrieb durchführt), in der Regel jeweils bis zum 15. Kalendertag des folgenden Monats zu erteilen.</p>	
	Umsatzsteuer	<p><input type="checkbox"/> Ich erkläre hiermit, dass ich als Unternehmer dem Umsatzsteuergesetz unterliege und auf die Anwendung der Kleinunternehmerregelung nach § 19 Umsatzsteuergesetz verzichte (i.d.R. USt 19%). anzuwendender Steuersatz ____% zuständiges Finanzamt _____ Umsatzsteuernummer bzw. Einkommenssteuernummer _____</p>
	Bankverbindung	<p>IBAN _____</p> <p>BIC _____</p> <p>Verwendungszweck _____</p>

		Name Kontoinhaber _____	Name Kreditinstitut _____
	abweichende Gutschriftenanschrift (wenn Gutschrift nicht an den Anlagenbetreiber erfolgen soll)	Vorname, Name Straße, Hausnummer PLZ, Ort Telefon, E-Mail	
Der Anschlussnutzer (Anlagenbetreiber) bestätigt, dass der Anschlussnehmer darüber informiert und einverstanden ist, dass auf seinem Grundstück eine Erzeugungsanlage und/oder Speicher im Parallelbetrieb mit dem Niederspannungsnetz des Netzbetreibers errichtet wird.			
_____		_____	
Ort, Datum,		Unterschrift des Anschlussnutzers	

E.1.2 Vereinfachter Anschlussprozess für Kleinsterzeugungsanlagen und/oder Kleinstspeicher mit in Summe $S_{Amax} \leq 800$ VA beim Netzbetreiber

Folgende Bedingungen müssen erfüllt sein:

- Bei PV-Anlagen mit Vergütungswunsch für die eingespeiste Energie, sowie bei PV-Anlagen in Kombination mit Speichern, bei Speichern allein, bei KWK-Anlagen, Brennstoffzellen, Windenergieanlagen ist neben der Anmeldung bei der Bundesnetzagentur dieses Formular anzuwenden und beim Netzbetreiber einzureichen.
- Wenn es sich ausschließlich um eine PV-Anlage und Verzicht auf eine Vergütung der eingespeisten Energie handelt, dann besteht eine gesetzliche Anmeldepflicht für diese Kleinsterzeugungsanlage ausschließlich im Marktstammdatenregister auf der Internetplattform der Bundesnetzagentur und dieses Formular braucht nicht genutzt zu werden.

(Dieses Formular ist zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-Anwendungsregel bestimmt.)

Anmeldung und Inbetriebsetzungserklärung für Kleinsterzeugungsanlagen und/oder Kleinstspeicher mit in Summe $S_{Amax} \leq 800$ VA (vom Anschlussnutzer auszufüllen)			
Anlagenanschrift	Straße, Hausnummer PLZ, Ort, Ortsteil		
Anschlussnehmer (Eigentümer)	Vorname, Name Straße, Hausnummer PLZ, Ort, Ortsteil Telefon, E-Mail		
Anschlussnutzer (Anlagenbetreiber)	Vorname, Name Straße, Hausnummer PLZ, Ort, Ortsteil Telefon, E-Mail		
Zählernummer			
Erzeugungseinheiten/Speicher	PV-Module: Anzahl: _____ Leistung je Modul: _____ Wp		
	PV-Wechselrichter: Anzahl: _____ Hersteller/Typ: _____ Leistung je Wechselrichter: _____ kVA		
	Speicher: Anzahl: _____ Typ: _____ Leistung: _____ kW		
	wenn der Speicher AC-gekoppelt ist (eigener Wechselrichter für den Speicher): Speicher-Wechselrichter: Anzahl: _____ Hersteller/Typ: _____ Leistung je Wechselrichter: _____ kVA		
	andere Erzeugungsart KWK-Anlage <input type="checkbox"/> Brennstoffzelle <input type="checkbox"/> Windenergieanlage <input type="checkbox"/> Erzeugungseinheit: Anzahl: _____ Typ: _____ Leistung: _____ kW		
Die erstmalige Inbetriebsetzung der Anlage erfolgte am:			

<p>Allgemeine Bedingungen und Datenschutz</p>	<p>Die maximale Erzeugungsleistung von 800 VA wird nicht überschritten und es werden über diese maximale Erzeugungsleistung hinaus keine weiteren Kleinst-Erzeugungsanlagen, z.B. steckerfertige PV-Anlagen betrieben.</p> <p>Mein Zähler soll, soweit nicht bereits vorhanden, vom Netzbetreiber auf einen Zähler mit Erfassung beider Energierichtungen gewechselt werden. Gemäß den Regelungen des Messstellenbetriebsgesetzes erfolgt der Wechsel auf eine moderne Messeinrichtung bzw. intelligentes Messsystem. Habe ich abweichend vom grundzuständigen Messstellenbetreiber (in der Regel der Netzbetreiber) einen wettbewerblichen Messstellenbetreiber gewählt, werde ich den Zählerwechsel bei diesem veranlassen.</p> <p>Die Stromerzeugungsanlage entspricht den Bedingungen der VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4105 „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“. Ein entsprechendes Einheiten- und NA-Schutz-Zertifikat zur Konformität sind vorhanden und können auf Nachfrage vorgelegt werden.</p> <p>Der Anschluss erfolgte nach der Installationsnorm DIN VDE 0100-551 und bei steckerfertigen Erzeugungsanlagen zusätzlich nach der Produktnorm E DIN VDE V 0126-95.</p> <p>Es gelten die „Niederspannungsanschlussverordnung (NAV) und die Ergänzenden Bedingungen des Netzbetreibers zur NAV“, die „Technischen Anschlussbedingungen (TAB)“, sowie weitere vom Netzbetreiber veröffentlichte technische Mindestanforderungen.</p> <p>Ich bin mir darüber bewusst, dass ich bei Nichteinhaltung der vorbenannten Punkte die Kleinst-Erzeugungsanlage nicht betreiben darf und werde in diesem Fall dafür sorgen, dass eine Stromerzeugung nicht erfolgt.</p> <p>Für den Umgang mit personenbezogenen Daten gilt die im Internet veröffentlichte Datenschutz-Information des Netzbetreibers, die auf Wunsch zugesandt wird. Dies wurde zur Kenntnis genommen.</p> <p>Der Anschlussnutzer (Anlagenbetreiber) bestätigt, dass der Anschlussnehmer darüber informiert und einverstanden ist, dass auf seinem Grundstück eine Erzeugungsanlage und/oder Speicher im Parallelbetrieb mit dem Niederspannungsnetz des Netzbetreibers errichtet wird.</p>
<p>Ort, Datum</p>	<p>Unterschrift des Anschlussnutzers (Anlagenbetreiber)</p>

E.2 Datenblatt für Erzeugungsanlagen und/oder Speicher

(Dieses Formular ist zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-Anwendungsregel bestimmt.)

Datenblatt – Erzeugungsanlage und/oder Speicher am Niederspannungsnetz						
Anlagenanschrift		Straße, Hausnummer PLZ, Ort, Ortsteil				
Erzeugungseinheiten dieser Anmeldung						
Erzeugungsart	<input type="checkbox"/> Photovoltaik	<input type="checkbox"/> Wind	<input type="checkbox"/> Wasser	<input type="checkbox"/> KWK-Anlage	Primärenergie: Biogas <input type="checkbox"/> Erdgas <input type="checkbox"/> Öl <input type="checkbox"/> Sonstige _____	
Module (nur bei PV-Anlagen)	Gesamtleistung aller Module: _____ kWp					
Erzeugungseinheiten (bei PV-Anlagen Wechselrichter, bei DC-gekoppelten Speichern gemeinsamer Wechselrichter)	Hersteller	Typ	Anzahl	$P_{E_{max}}$ in kW	$S_{E_{max}}$ in kVA	Symmetrie (1, 2, 3, D) (1-, 2-, 3-phasig oder Drehstrom-Gerät)
nur bei direkt gekoppelten Synchron- und Asynchron-Generatoren	Verhältnis Anlaufstrom/ Bemessungsstrom: I_a/I_r : _____			Anfangs-Kurzschluss- I_k : _____ A wechselstrom		
Speichereinheiten dieser Anmeldung (einschließlich rückspeisefähige Ladeeinrichtungen)						
Anschluss des Speichers	AC-gekoppelt (Speicher hat eigenen Wechselrichter) <input type="checkbox"/>			DC-gekoppelt (gemeinsamer Wechselrichter mit der Erzeugungsanlage) dieser Anmeldung <input type="checkbox"/> mit der vorhandenen Erzeugungsanlage Vorgangsnummer _____ <input type="checkbox"/>		
Wechselrichter (nur wenn AC-gekoppelt)	Hersteller	Typ	Anzahl	$P_{E_{max}}$ in kW	$S_{E_{max}}$ in kVA	Symmetrie (1, 2, 3, D) (1-, 2-, 3-phasig oder Drehstrom-Gerät)

Betriebsweise	kein Bezug aus und keine Einspeisung in das Netz des Netzbetreibers <input type="checkbox"/>				
	Bezug aus dem Netz, keine Einspeisung in das Netz des Netzbetreibers <input type="checkbox"/>				
	kein Bezug aus dem Netz und Einspeisung in das Netz des Netzbetreibers <input type="checkbox"/>				
	Bezug aus dem und Einspeisung in das Netz des Netzbetreibers <input type="checkbox"/>				
Ersatzstromerzeuger					
Betriebsweise	ohne oder mit ≤ 100 ms Netzparallelbetrieb			<input type="checkbox"/>	
	mit > 100 ms bis zu 1h/Monat Netzparallelbetrieb			<input type="checkbox"/>	
	> 1 h/Monat Netzparallelbetrieb (dann oben bei EZE angeben)			<input type="checkbox"/>	
Übersicht zur gesamten Kundenanlage					
Erzeugungsanlage + rückspeisefähige AC-gekoppelte Speicher (einschließlich Ladeeinrichtungen)	vorhanden (Bestand)	Neuerrichtung / Erweiterung / Erneuerung / Modernisierung (mit dieser Anmeldung)	Rückbau	Summe P_{Amax} (installiert)	Summe $P_{AV, E}$ (mit dem Netzbetreiber vereinbart, Überwachung vorgesehen)
	_____ kW	_____ kW	_____ kW	_____ kW	_____ kW
Anschlusskonzept					
Betriebsweise	Volleinspeisung (Einspeisung der gesamten Energie in das Netz des Netzbetreibers) <input type="checkbox"/> des				
	Überschusseinspeisung (Selbstverbrauch und Lieferung in das Netz des Netzbetreibers) <input type="checkbox"/> des				
	Inselbetrieb der Kundenanlage oder von Teilen der Kundenanlage vorgesehen?			<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein	
Bemerkungen	<hr/> <hr/> <hr/>				

E.3 Einheitenzertifikat

(Dieses Formular ist zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-Anwendungsregel bestimmt.)

Einheitenzertifikat		Nr.: JJJJ – nnnn (laufende Nr.) Unterzeichnete Kopie Nr. 1	
Hersteller			
Typ Erzeugungseinheit			
<input type="checkbox"/> Umrichter	<input type="checkbox"/> Asynchrongenerator	<input type="checkbox"/> Synchrongenerator	
<input type="checkbox"/> rückspeisefähige DC-Ladeeinrichtung für Elektrofahrzeuge	<input type="checkbox"/> rückspeisefähige Kombination AC-Ladepunkt / Elektrofahrzeug		
<input type="checkbox"/> AC-gekoppelter Speicher	<input type="checkbox"/> Brennstoffzelle	andere _____	
Bemessungswerte	max. Wirkleistung $P_{E_{max}}$	_____ kW	
	max. Scheinleistung $S_{E_{max}}$	_____ kVA	
	Bemessungsspannung	_____ V	
Bemessungswerte	Bemessungsstrom (AC) I_r	_____ A	
Bemessungswerte	Anfangs-Kurzschlusswechselstrom I_k''	_____ A	
Netzanschlussregel	VDE-AR-N 4105 „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“ Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz		
Prüfanforderung	DIN VDE V 0124-100 (VDE V 0124-100) „Netzintegration von Erzeugungsanlagen – Niederspannung“ Prüfanforderungen an Erzeugungseinheiten vorgesehen zum Anschluss und Parallelbetrieb am Niederspannungsnetz		
Prüfbericht	_____ vom (TT.MM.JJJJ)		
<p>Die oben bezeichnete Erzeugungseinheit erfüllt die Anforderungen der VDE-AR-N 4105.</p> <p>Ort, Datum (TT.MM.JJJJ) Zertifizierungsstelle</p> <p>Dieses Einheitenzertifikat darf nicht in Ausschnitten verwendet werden.</p> <p>Zertifizierungsstelle, Firmen-LOGO, Adresse, E-Mail</p>			

E.4 Prüfbericht „Netzurückwirkungen“ für Erzeugungseinheiten mit einem Eingangsstrom > 75 A

(Dieses Formular ist zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-Anwendungsregel bestimmt.)

Auszug aus dem Prüfbericht für Erzeugungseinheiten „Bestimmung der elektrischen Eigenschaften“							Nr.: JJJJ – nnnn (laufende Nr.)				
Anlagenhersteller: _____											
Herstellerangaben:		Anlagenart (KWK, PV-WR, ...)			_____						
		maximale Wirkleistung $P_{E\max}$			_____ kW						
		Bemessungsspannung			_____ V						
Messzeitraum		vom JJJJ-MM-TT bis JJJJ-MM-TT			_____						
Schnelle Spannungsänderungen											
Einschalten ohne Vorgabe (zum Primärenergieträger)							$k_i =$ _____				
Ungünstigster Fall beim Umschalten der Generatorstufen							$k_i =$ _____				
Einschalten bei Nennbedingungen (des Primärenergieträgers)							$k_i =$ _____				
Ausschalten bei Bemessungsleistung							$k_i =$ _____				
Schlechtester Wert aller Schaltvorgänge							$k_{i\max} =$ _____				
Flicker		Netzimpedanzwinkel ψ_k			30°	50°	70°	85°			
		Anlagenflickerbeiwert c_ψ									
Oberschwingungen											
Wirkleistung P/P_n [%]		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
Ordnungszahl		I [%]	I [%]	I [%]	I [%]	I [%]	I [%]	I [%]	I [%]	I [%]	I [%]
2											
3											
4											
5											
...											
40											
Zwischenharmonische											
Wirkleistung P/P_n [%]		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
Frequenz [Hz]		I [%]	I [%]	I [%]	I [%]	I [%]	I [%]	I [%]	I [%]	I [%]	I [%]
75											
125											
175											
225											
...											
1975											

Höhere Frequenzen										
Wirkleistung P/P_n [%]	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
Frequenz [kHz]	I [%]									
2,1										
2,3										
2,5										
2,7										
...										
8,9										

E.5 Zertifikat für den Netz- und Anlagenschutz

(Dieses Formular ist zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-Anwendungsregel bestimmt.)

Zertifikat für den NA-Schutz		Nr: JJJJ – nnnn (laufende Nr.) Unterzeichnete Kopie Nr. 1
Hersteller		
Typ NA-Schutz		
Zentraler NA-Schutz	<input type="checkbox"/>	
Integrierter NA-Schutz mit abgesetzter Spannungsmessung	<input type="checkbox"/>	Zugeordnet zu Erzeugungseinheit Typ _____
Integrierter NA-Schutz	<input type="checkbox"/>	Zugeordnet zu Erzeugungseinheit Typ _____
Netzanschlussregel	VDE-AR-N 4105 „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“ Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz	
Prüfanforderung	DIN VDE V 0124-100 (VDE V 0124-100) „Netzintegration von Erzeugungsanlagen – Niederspannung“ Prüfanforderungen an Erzeugungseinheiten vorgesehen zum Anschluss und Parallelbetrieb am Niederspannungsnetz	
Prüfbericht	_____ vom (TT.MM.JJJJ)	
<p>Der oben bezeichnete Netz- und Anlagenschutz erfüllt die Anforderungen der VDE-AR-N 4105. Ort, Datum (TT.MM.JJJJ) Zertifizierungsstelle</p> <p>Dieses Zertifikat für den NA-Schutz darf nicht in Ausschnitten verwendet werden.</p> <p>Zertifizierungsstelle, Firmen-LOGO, Adresse, E-Mail</p>		

E.6 Anforderungen an den Prüfbericht zum NA-Schutz

(Dieses Formular ist zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-Anwendungsregel bestimmt.)

Auszug aus dem Prüfbericht für den NA-Schutz				Nr. JJJJ – nnnn (laufende Nummer)		
„Bestimmung der elektrischen Eigenschaften“						
Prüfbericht NA-Schutz						
Typ NA-Schutz:	_____			weitere Herstellerangaben		
Software-Version:	_____					
Hersteller:	_____					

Messzeitraum:	vom JJJJ-MM-TT bis JJJJ-MM-TT					
	Brennstoffzellen			Umrichter		
	direkt oder über Umrichter gekoppelte Synchron- und Asynchrongeneratoren mit $P_n \leq 50 \text{ kW}$			direkt gekoppelte Synchron- und Asynchrongeneratoren mit $P_n > 50 \text{ kW}$		
<i>Schutzfunktion</i>	Einstellwert	Auslösewert	Auslösezeit NA-Schutz*	Einstellwert	Auslösewert	Auslösezeit NA-Schutz*
<i>Spannungssteigerungsschutz U >></i>	$1,15 * U_n$	$* U_n$	ms	$1,25 * U_n$	$* U_n$	ms
<i>Spannungssteigerungsschutz U ></i>	$1,10 * U_n$	$* U_n$	s**	$1,10 * U_n$	$* U_n$	s**
<i>Spannungsrückgangsschutz U <</i>	$0,8 * U_n$	$* U_n$	ms	$0,8 * U_n$	$* U_n$	ms
<i>Spannungsrückgangsschutz U <<</i>	entfällt			$0,45 * U_n$	$* U_n$	ms
<i>Frequenzrückgangsschutz f <</i>	47,5 Hz	Hz	ms	47,5 Hz	Hz	ms
<i>Frequenzsteigerungsschutz f ></i>	51,5 Hz	Hz	ms	51,5 Hz	Hz	ms
<i>Frequenzsteigerungsschutz f >></i>	52,6 Hz	Hz	ms	52,6 Hz	Hz	ms
* Die Auslösezeit umfasst den Zeitraum von der Grenzwertverletzung U/f bis zum Auslösesignal an den Kuppelschalter.						
** Der Wert weist die längste Abschaltzeit des Spannungssteigerungsschutz U> als gleitender 10-min-Mittelwert aus.						
Bei der Planung der Erzeugungsanlage ist die Eigenzeit des Kuppelschalters zum höchsten oben ermittelten Zeitwert zu addieren.						
Die Abschaltzeit (Summe der Auslösezeit NA-Schutz zzgl. Eigenzeit des Kuppelschalters) darf 200 ms nicht überschreiten.						
<input type="checkbox"/> Bei integriertem NA-Schutz						

zugeordnet zu Erzeugungseinheit Typ	
Typ integrierter Kuppelschalter	
Eigenzeit des Kuppelschalters bei integriertem NA-Schutz	
Die Überprüfung der Gesamtwirkungskette „integrierter NA-Schutz – Kuppelschalter“ führte zu einer erfolgreichen Abschaltung. <input type="checkbox"/>	

E.7 Zertifikat für den $P_{AV, E}$ - Schutz

(Dieses Formular ist zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-Anwendungsregel bestimmt.)

Zertifikat für den $P_{AV, E}$ - Schutz		Nr: JJJJ – nnnn (laufende Nr.) Unterzeichnete Kopie Nr. 1
Hersteller		
Typ $P_{AV, E}$ - Schutz		
Zentraler $P_{AV, E}$ - Schutz	<input type="checkbox"/>	Leistungsmessung erfolgt mit konventionellen Stromwandlern
	<input type="checkbox"/>	Typ der Leistungsmessung am Netzanschlusspunkt: _____
Integrierter $P_{AV, E}$ - Schutz	<input type="checkbox"/>	Typ der Leistungsmessung am Netzanschlusspunkt: _____
Netzanschlussregel	VDE-AR-N 4105 „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“ Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz	
Prüfanforderung	DIN VDE V 0124-100 (VDE V 0124-100) „Netzintegration von Erzeugungsanlagen – Niederspannung“ Prüfanforderungen an Erzeugungseinheiten vorgesehen zum Anschluss und Parallelbetrieb am Niederspannungsnetz	
Prüfbericht	_____ vom (TT.MM.JJJJ)	
<p>Der oben bezeichnete $P_{AV, E}$ - Schutz erfüllt die Anforderungen der VDE-AR-N 4105.</p> <p>Ort, Datum (TT.MM.JJJJ) Zertifizierungsstelle</p> <p>Dieses Zertifikat für den $P_{AV, E}$-Schutz darf nicht in Ausschnitten verwendet werden.</p> <p>Zertifizierungsstelle, Firmen-LOGO, Adresse, E-Mail</p>		

E.8 Anlagenzertifikat

(Dieses Formular ist zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-Anwendungsregel bestimmt.)

Name Zertifizierungsstelle Akkreditiert nach DIN EN ISO/IEC 17065		LOGO	
Anlagenzertifikat		Nr: Exemplar-Nr.	
Projektbezeichnung	_____		
Anschlussnehmer	_____		
Leistungsangaben der Erzeugungsanlage	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
VDE-Anwendungsregel	VDE-AR-N 4105 „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“		
Zertifizierungsprogramm	FGW Technische Richtlinie Nr. 8 (mit Ausgabestand)		
Die oben bezeichnete Erzeugungsanlage erfüllt die Anforderungen der oben aufgeführten VDE-Anwendungsregel.			
Das Zertifikat beinhaltet folgende Angaben:			
– Den schematischen Aufbau der Erzeugungsanlage mit Angabe der Erzeugungseinheiten und aller weiteren Komponenten;			
– zusammengefasste Angaben zu den Eigenschaften der Erzeugungsanlage;			
– Aussagen zur Gültigkeitsdauer.			
Ort, Datum (TT.MM.JJJJ)		Name, Funktion	
_____		_____	
Name Zertifizierungsstelle, Adresse, E-Mail		DAkKS Logo	
Dieses Zertifikat darf nicht in Ausschnitten verwendet werden.			

E.9 Inbetriebsetzungsprotokoll für Erzeugungsanlagen und/oder Speicher

Anwendung für alle Erzeugungsanlagen außer Fastlane ≤ 7 kVA und Kleinsterzeugungsanlagen ≤ 800 VA

(Dieses Formular ist zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-Anwendungsregel bestimmt.)

Inbetriebsetzungsprotokoll Erzeugungsanlagen/Speicher Niederspannung			
(vom Elektrofachbetrieb auszufüllen)			
Anlagenanschrift	Straße, Hausnummer		
	PLZ, Ort, Ortsteil		
Elektrofachbetrieb	Firma, Ort, Ortsteil		
	Eintragungsnummer		
	bei Netzbetreiber		
max. Scheinleistung S_{Amax}		_____ kVA	max. Wirkleistung P_{Amax} _____ kW
Für PV-Anlagen: Modulleistung/Generatorleistung (für Einspeisevergütung maßgebend)			_____ kWp
Übereinstimmung der Antragstellung E.1 und des Datenblattes E.2 mit dem Anlagenaufbau?			<input type="checkbox"/>
Abrechnungsmessung: Vorinbetriebsetzungsprüfung + Inbetriebsetzungsprüfung erfolgt?			<input type="checkbox"/>
Integrierter NA-Schutz: Eingestellter Wert Spannungssteigerungsschutz $U>$			_____
Zentraler NA-Schutz: Eingestellter Wert Spannungssteigerungsschutz $U>$			_____
Wenn zentraler NA-Schutz vorhanden:	Auslösetest „Zentraler NA-Schutz – Kuppelschalter“ erfolgreich durchgeführt?		<input type="checkbox"/>
	Auslösekreises „Zentraler NA-Schutz – Kuppelschalter“ nach Ruhestromprinzip ausgeführt und geprüft?		<input type="checkbox"/>
Wenn integrierter NA-Schutz mit abgesetzter Spannungsmessung vorhanden:	Es wurde geprüft, dass eine Unterbrechung des Messkreises „Spannungsmessung am zentralen Zählerplatz – integrierter NA-Schutz“ in ≤ 1 Minute zur Abschaltung der Erzeugungsanlage führt.		<input type="checkbox"/>
Wenn $P_{AV, E}$ - Überwachung (Nulleinspeisung) vorhanden:	Eingestellte Wirkleistung $P_{AV, E}$		_____ kW
	Funktionstest erfolgreich durchgeführt?		<input type="checkbox"/>
Wenn nach EnWG oder EEG erforderlich: Technische Einrichtung zur ferngesteuerten Leistungsreduzierung der Erzeugungsleistung nach Vorgabe des Netzbetreibers vom Elektrofachbetrieb installiert?			<input type="checkbox"/>
Wenn bei Einbau eines Speichers aus bilanziellen Gründen (Abgrenzung Grau-/Grünstrom) erforderlich: Leistungsmessung am Netzanschlusspunkt (EnFluRi) sperrt die unzulässige Richtung – Funktionstest durch Errichter durchgeführt und bestanden?			<input type="checkbox"/>
Die Symmetriebedingung wird eingehalten:			
<input type="checkbox"/> durch einen Drehstromgenerator oder einen dreiphasigen Umrichter			

<input type="checkbox"/> durch folgende Aufteilung der einphasig angeschlossenen Erzeugungseinheiten je Außenleiter:			
	L1	L2	L3
Summe $S_{E_{max}}$ der ggf. vorhandenen Erzeugungsanlagen/Speicher	_____ kVA	_____ kVA	_____ kVA
Summe $S_{E_{max}}$ der neu hinzukommenden Erzeugungsanlagen/Speicher	_____ kVA	_____ kVA	_____ kVA
Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung nach Vorgabe des Netzbetreibers eingestellt:	Q(U) Standard-Kennlinie belassen <input type="checkbox"/>		
	$\cos \varphi$ (P)-Kennlinie eingestellt <input type="checkbox"/>		
	fester Verschiebungsfaktor $\cos \varphi =$ _____ eingestellt <input type="checkbox"/>		
Bei Anschluss an das MS-Netz des Netzbetreibers bis $\sum P_{E_{max}} \leq 500$ kW und $P_{AV, E} \leq 270$ kW	Der Parametersatz „Mittelspannung“ wurde an den Erzeugungseinheiten <input type="checkbox"/> eingestellt. Bei $\sum P_{E_{max}} > 270$ kW ist das Schutzprüfprotokoll für den übergeordneten Entkopplungsschutz diesem Protokoll beigelegt.		
Die Erzeugungsanlage und/oder der Speicher ist/sind nach VDE-AR-N 4105, VDE-AR-N 4100 und den technischen Anschlussbedingungen des Netzbetreibers errichtet. Der Elektrofachbetrieb hat den Anlagenbetreiber einzuweisen und eine vollständige Dokumentation inkl. Schaltplan nach den jeweils gültigen VDE-Bestimmungen zu übergeben.			
Datum der Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage und/oder des Speichers: _____			
Datum des erstmaligen Netzparallelbetriebes: _____			
Ort, Datum	Unterschrift Anlagenbetreiber	Unterschrift Elektrofachbetrieb	

E.10 Konformitätserklärung für Erzeugungsanlagen/Speicher

(Dieses Formular ist zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-Anwendungsregel bestimmt.)

Name Zertifizierungsstelle		<h1 style="margin: 0;">LOGO</h1>	
Akkreditiert nach DIN EN ISO/IEC 17065 für VDE-AR-N 4105		1 (2)	
<h2 style="margin: 0;">Konformitätserklärung</h2>		Nr:	
für Erzeugungsanlagen/Speicher		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 dem Anlagenzertifikat und nach den Vorgaben des Netzbetreibers errichtet.			
<input type="checkbox"/> Erfüllt			
ANMERKUNG _____ _____			
Die in der Inbetriebsetzungserklärung ausgewiesenen Bestandteile und Einstellungen der errichteten Erzeugungsanlage/des Speichers stimmen mit dem Anlagenzertifikat überein.			
<input type="checkbox"/> Erfüllt			
ANMERKUNG _____			

Das Konzept zur statischen Blindleistungsbereitstellung, das Konzept zur Wirkleistungssteuerung, die Umsetzung der dynamischen Netzstützung und das Schutzkonzept wurden unter Berücksichtigung der Vorgaben des Netzbetreibers umgesetzt.

Erfüllt

ANMERKUNG _____

Die zuvor bezeichnete Erzeugungsanlage/der Speicher

erfüllt die Anforderungen der VDE-AR-N 4105 „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“

erfüllt die Anforderungen der TAB des Netzbetreibers

und wurde konform zum oben angeführten Anlagenzertifikat errichtet.

ANMERKUNG _____

Die geforderten Funktionsprüfungen zum Wirkleistungsverhalten

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: _____

Ort, Datum (TT.MM.JJJJ)

Zertifizierungsstelle, Adresse, E-Mail

Dieses Zertifikat darf nicht in Ausschnitten verwendet werden.

E.11 Betriebserlaubnisverfahren

(Dieses Formular ist zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-Anwendungsregel bestimmt.)

Erteilung der Endgültigen Betriebserlaubnis für $P_{Amax} \geq 135$ kW		
(vom Netzbetreiber auszufüllen)		
Bezeichnung Erzeugungsanlage/Speicher		
Vereinbarte Anschluss-Wirkleistung Einspeisung $P_{AV, E}$ kW	
maximale Wirkleistung der Erzeugungsanlage P_{Amax} kW	
Registriernummer des Netzbetreibers	
Anlagenanschrift	Vorname, Name
	Straße, Hausnummer
	PLZ, Ort
<input type="checkbox"/> Der vorgenannten Erzeugungsanlage wird die Endgültige Betriebserlaubnis erteilt.		
Der Entscheidung liegt folgende vollständige Dokumentation zu Grunde:		
<input type="checkbox"/> Einheitenzertifikat (siehe Vordruck E.3), Zertifikat für den Netz- und Anlagenschutz (siehe Vordruck E.5) und soweit im jeweiligen Anschlussfall erforderlich: Zertifikat für den $P_{AV,E}$ -Schutz (siehe Vordruck E.7)	<input type="checkbox"/> Inbetriebsetzungserklärung Erzeugungsanlagen und Speicher (E.9)	für
	<input type="checkbox"/> Anlagenzertifikat (E.8) Konformitätserklärung (E.10)	und
Sonstige Bemerkungen		
.....		
.....		
..... Ort, Datum Unterschrift des Netzbetreibers	

Literaturhinweise

- [1] Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger (Text von Bedeutung für EWR)
 - [2] Verordnung zum Nachweis von elektrotechnischen Eigenschaften von Energieanlagen (Elektrotechnische-Eigenschaften-Nachweis-Verordnung – NELEV) vom 12. Juni 2017 (BGBl. I S. 1651), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 16. Mai 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 158) geändert worden ist
 - [3] Verordnung über Allgemeine Bedingungen für den Netzanschluss und dessen Nutzung für die Elektrizitätsversorgung in der Niederspannung (Niederspannungsanschlussverordnung – NAV) vom 1. November 2006 (BGBl. I S. 2477), die zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 19. Juli 2022 (BGBl. I S. 1214) geändert worden ist
 - [4] Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 6, BK6-20-060, Festlegungsverfahren zur Netzbetreiberkoordinierung bei der Durchführung von Redispatch-Maßnahmen, März 2021
 - [5] Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN), VDE FNN Lastenheft Steuerbox – Funktionale und konstruktive Merkmale, Juli 2021
 - [6] Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN), FNN Hinweis Ermittlung und Bewertung der Frequenz in Energieversorgungsnetzen – Auswirkungen netzseitiger Störeinflüsse, Version 2, Juni 2022,
 - [7] Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN), FNN Hinweis Einzelnachweisverfahren zur VDE-AR-N 4105 – Umsetzungsempfehlung, Version 1.0, Juli 2021
 - [8] Technischen Richtlinien für Erzeugungseinheiten und -anlagen, Teil 8: Zertifizierung der elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten und -anlagen am Nieder-, Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsnetz (TR 8), FGW e. V.
- DIN EN 62109-2 (VDE 0126-14), *Sicherheit von Leistungsumrichtern zur Anwendung in photovoltaischen Energiesystemen – Teil 2: Besondere Anforderungen an Wechselrichter*
- DIN VDE 0603 (VDE 0603) (alle Teile), *Zählerplätze*
- DIN VDE 0603-2-1 (VDE 060321, *Zählerplätze – Teil 2-1: Zählerplätze für direkte Messung bis 63 A*
- DIN VDE V 0628-1 (VDE V 0628-1), *Energiesteckvorrichtungen – Teil 1: Einspeisung in separate Stromkreise*