

	<b>VDE-AR-N 4110</b>	<b>VDE</b>
	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.	<b>FNN</b>

**Vervielfältigung – auch für innerbetriebliche Zwecke – nicht gestattet.**

ICS 29.240.01

Einsprüche bis 2024-12-25

Vorgesehen als Ersatz für  
VDE-AR-N 4110:2023-09

**Entwurf**

## Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung)

Technical requirements for the connection and operation of customer installations to the medium voltage network (TCR medium voltage)

Exigences techniques pour la connexion et l'opération des installations des clients au réseau à moyenne tension (TCR moyenne tension)

### Anwendungswarnvermerk

Dieser Entwurf für eine VDE-Anwendungsregel mit Erscheinungsdatum 2024-10-25 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](http://www.entwuerfe.normenbibliothek.de), sofern dort wiedergegeben;
- oder als Datei per E-Mail an [fnn@vde.com](mailto:fnn@vde.com) möglichst in Form einer Tabelle. Die Vorlage dieser Tabelle kann im Internet unter [www.vde.com/fnn-stellungnahme](http://www.vde.com/fnn-stellungnahme) abgerufen werden.

Der VDE behält sich vor, die eingegangenen Stellungnahmen auf der Internetseite des VDE ([www.vde.com/fnn](http://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 330 Seiten

VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.

1 **Anwendungsbeginn**

2 Anwendungsbeginn dieser VDE-Anwendungsregel ist.....

3 Bis 2027-XX-XX [Veröffentlichungsdatum + 2 Jahre Übergangszeit] darf das zum Zeitpunkt der  
4 Veröffentlichung dieser VDE-Anwendungsregel gültige Regelwerk angewendet werden.

5 Für Erzeugungsanlagen, deren erste Erzeugungseinheit bis 2027-XX-XX [Veröffentlichungsdatum + 2 Jahre  
6 Übergangszeit] in Betrieb gesetzt wurde, darf das zum Zeitpunkt der Veröffentlichung dieser VDE-  
7 Anwendungsregel gültige Regelwerk angewendet werden, sofern das Netzanschlussbegehren bis 2025-XX-  
8 XX [Veröffentlichungsdatum] bzw. für Erzeugungsanlagen bis 950 kW bis 2025-XX-XX  
9 [Veröffentlichungsdatum + 18 Monate] beim Netzbetreiber gestellt wurde.

10

11

**Inhalt**

12

Seite

13 Vorwort..... 13

14 Einleitung..... 15

15 1 Anwendungsbereich ..... 16

16 2 Normative Verweisungen ..... 18

17 3 Begriffe und Abkürzungen..... 21

18 3.1 Begriffe ..... 21

19 3.2 Abkürzungen ..... 39

20 4 Allgemeine Grundsätze..... 41

21 4.1 Bestimmungen und Vorschriften..... 41

22 4.2 Anschlussprozess und anschlussrelevante Unterlagen..... 42

23 4.2.1 Allgemeines ..... 42

24 4.2.2 Anschlussanmeldung/Grobplanung (Punkte 1 und 2 der Tabelle 1)..... 44

25 4.2.3 Reservierung/Feinplanung (Punkte 3 bis 6 der Tabelle 1)..... 46

26 4.2.4 Bauvorbereitung und Bau (Punkte 7 bis 10 der Tabelle 1)..... 46

27 4.2.5 Vorbereitung der Inbetriebsetzung der Übergabestation (Punkte 11 bis 14 der Tabelle 1)..... 47

28 4.3 Inbetriebnahme des Netzanschlusses/Inbetriebsetzung der Übergabestation (Punkt 15 der  
29 Tabelle 1)..... 49

30 4.4 Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage (Punkte 16 bis 18 der Tabelle 1)..... 49

31 5 Netzanschluss ..... 51

32 5.1 Grundsätze für die Ermittlung des Netzanschlusspunktes..... 51

33 5.2 Bemessung der Netzbetriebsmittel..... 52

34 5.3 Betriebsspannung und minimale Kurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt..... 52

35 5.3.1 Allgemein..... 52

36 5.3.2 Zulässige Spannungsänderung ..... 52

37 5.3.3 Mindestkurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt für Typ-1-Anlagen ..... 53

38 5.4 Netzurückwirkungen ..... 53

39 5.4.1 Allgemeines ..... 53

40	5.4.2	Schnelle Spannungsänderungen.....	54
41	5.4.3	Flicker.....	55
42	5.4.4	Oberschwingungen, Zwischenharmonische und Frequenzanteile im Bereich 2 – 9 kHz.....	56
43	5.4.5	Kommutierungseinbrüche.....	61
44	5.4.6	Unsymmetrien.....	62
45	5.4.7	Tonfrequenz-Rundsteuerung.....	63
46	5.4.8	Trägerfrequente Nutzung des Kundennetzes.....	63
47	5.4.9	Vorkehrungen gegen Spannungsabsenkungen und Versorgungsunterbrechungen.....	63
48	5.5	Blindleistungsverhalten.....	64
49	6	Übergabestation.....	65
50	6.1	Baulicher Teil.....	65
51	6.1.1	Allgemeines.....	65
52	6.1.2	Einzelheiten zur baulichen Ausführung.....	66
53	6.1.3	Hinweisschilder und Zubehör.....	68
54	6.2	Elektrischer Teil.....	69
55	6.2.1	Allgemeines.....	69
56	6.2.2	Schaltanlagen.....	70
57	6.2.3	Sternpunktbehandlung.....	73
58	6.2.4	Erdungsanlage.....	73
59	6.3	Sekundärtechnik.....	75
60	6.3.1	Allgemeines.....	75
61	6.3.2	Fernwirk- und Prozessdatenübertragung an die netzführende Stelle.....	75
62	6.3.3	Eigenbedarfs- und Hilfsenergieversorgung.....	75
63	6.3.4	Schutzeinrichtungen.....	76
64	6.4	Störschreiber.....	80
65	7	Abrechnungsmessung.....	81
66	7.1	Allgemeines.....	81
67	7.2	Zählerplatz.....	81
68	7.3	Netz-Steuerplatz.....	81
69	7.4	Messeinrichtung.....	82
70	7.5	Messwandler.....	82
71	7.6	Datenfernübertragung.....	83
72	7.7	Spannungsebene der Abrechnungsmessung.....	83
73	8	Betrieb der Kundenanlage.....	84
74	8.1	Allgemeines.....	84
75	8.2	Netzführung.....	84
76	8.3	Arbeiten in der Übergabestation.....	85
77	8.4	Zugang.....	85
78	8.5	Bedienung vor Ort.....	86
79	8.6	Instandhaltung.....	86

80	8.7	Kupplung von Stromkreisen .....	86
81	8.8	Betrieb bei Störungen .....	86
82	8.9	Notstromaggregate .....	87
83	8.9.1	Allgemeines .....	87
84	8.9.2	Dauer des Netzparallelbetriebes .....	88
85	8.10	Besondere Anforderungen an den Betrieb von Speichern.....	88
86	8.10.1	Betriebsmodi.....	88
87	8.10.2	Technisch-bilanzielle Anforderungen.....	88
88	8.10.3	Lastmanagement .....	89
89	8.10.4	Betriebsmodus „Leistungsbezug“ .....	89
90	8.11	Besondere Anforderungen an den Betrieb von Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge .....	89
91	8.11.1	Allgemeines .....	89
92	8.11.2	Blindleistung .....	89
93	8.11.3	Wirkleistungsbegrenzung .....	90
94	8.11.4	Wirkleistungsanpassung bei Über- und Unterfrequenz .....	90
95	8.12	Lastregelung bzw. Lastzuschaltung.....	90
96	8.13	Leistungsüberwachung .....	90
97	8.14	Besondere Anforderungen an Prüfstände und vergleichbare Sonderanlagen mit einer temporären Rückspeisung im Netzparallelbetrieb .....	90
98			
99	8.15	Vorübergehend angeschlossene Anlagen .....	91
100	9	Änderungen, Außerbetriebnahmen und Demontage .....	91
101	10	Erzeugungsanlagen .....	92
102	10.1	Allgemeines .....	92
103	10.2	Verhalten der Erzeugungsanlage am Netz .....	93
104	10.2.1	Allgemeines .....	93
105	10.2.2	Statische Spannungshaltung/Blindleistungsbereitstellung.....	94
106	10.2.3	Spannungsregelung für Typ-2-Anlagen .....	106
107	10.2.4	Robustheit gegen kurzzeitige Über- und Unterspannungseignisse (O-/UVRT-Robustheit) .....	110
108	10.2.5	Wirkleistungsabgabe.....	115
109	10.3	Schutzeinrichtungen und Schutzeinstellungen.....	128
110	10.3.1	Allgemeines .....	128
111	10.3.2	Kurzschlusschutzeinrichtungen des Anschlussnehmers .....	129
112	10.3.3	Entkupplungsschutzeinrichtungen des Anschlussnehmers .....	129
113	10.3.4	Anschluss der Erzeugungsanlage an die Sammelschiene eines Umspannwerks .....	132
114	10.3.5	Anschluss der Erzeugungsanlage im Mittelspannungsnetz.....	135
115	10.3.6	Schutzkonzept bei Misanlagen mit Bezugsanlagen.....	138
116	10.4	Zuschaltbedingungen und Synchronisierung .....	139
117	10.4.1	Allgemeines .....	139
118	10.4.2	Zuschalten nach Auslösung durch Schutzeinrichtungen .....	139
119	10.4.3	Zuschaltung mit Hilfe von Synchronisierungseinrichtungen.....	140

120	10.4.4	Zuschaltung von Asynchrongeneratoren.....	141
121	10.4.5	Kuppelschalter .....	141
122	10.5	Weitere Anforderungen an Erzeugungsanlagen.....	142
123	10.5.1	Abfangen auf Eigenbedarf.....	142
124	10.5.2	Trennen der Erzeugungseinheit vom Netz bei Instabilität.....	142
125	10.5.3	Netzbildende Typ-2-Einheiten .....	142
126	10.5.4	Fähigkeit zur Bereitstellung von Primärregelleistung .....	142
127	10.5.5	Fähigkeit zur Bereitstellung von Sekundärregelleistung und Minutenreserve.....	142
128	10.5.6	Hinweise zur Bestimmung der elektrischen Frequenz und des RoCoF.....	142
129	10.6	Modelle .....	143
130	10.7	Besonderheiten bei Erzeugungsanlagen und Speichern mit einer kumulierten Leistung	
131		$\sum P_{Amax} \leq 500$ kW und einer maximalen Einspeiseleistung $P_{AV,E}$ von 270 kW.....	143
132	10.7.1	Allgemeines .....	143
133	10.7.2	Anmelde- und Inbetriebsetzungsverfahren .....	143
134	10.7.3	Netzurückwirkungen.....	143
135	10.7.4	Übergabestation und Abrechnungsmessung .....	143
136	10.7.5	$P_{AV,E}$ -Überwachung .....	144
137	10.7.6	Anforderungen an den EZA/EZE-Entkopplungsschutz.....	144
138	10.7.7	Besonderheiten bei der Parametrierung .....	144
139	11	Nachweis der elektrischen Eigenschaften für Erzeugungsanlagen.....	144
140	11.1	Gesamter Nachweisprozess.....	144
141	11.2	Einheitenzertifikat.....	147
142	11.2.1	Allgemeines .....	147
143	11.2.2	Netzurückwirkungen.....	148
144	11.2.3	Quasistationärer Betrieb und Pendelungen.....	149
145	11.2.4	Statische Spannungshaltung/Blindleistungsbereitstellung.....	150
146	11.2.5	Kontinuierliche Spannungsregelung .....	151
147	11.2.6	O-/UVRT-Robustheit .....	151
148	11.2.7	Modelle .....	157
149	11.2.8	Wirkleistungsabgabe und Netzsicherheitsmanagement / Redispatch.....	159
150	11.2.9	Verhalten bei steilen Frequenzgradienten (RoCoF) .....	160
151	11.2.10	Wirkleistungsanpassung in Abhängigkeit der Netzfrequenz .....	160
152	11.2.11	Kurzschlussstrombeitrag der Erzeugungseinheit .....	175
153	11.2.12	Schutztechnik und Schutzeinstellungen.....	176
154	11.2.13	Zuschaltbedingungen und Synchronisierung .....	177
155	11.2.14	Trennen der Erzeugungseinheit vom Netz bei Instabilität.....	177
156	11.3	Komponentenzertifikat.....	177
157	11.3.1	Allgemeines .....	177
158	11.3.2	EZA-Regler.....	178
159	11.3.3	Aktive statische Kompensationsanlagen.....	179

160	11.3.4	Spannungsregler inkl. des Erregersystems einer Typ-1-Erzeugungseinheit .....	180
161	11.3.5	Anforderungen an Hilfsaggregate bei Typ-1-Erzeugungseinheiten .....	182
162	11.3.6	Modelle .....	182
163	11.4	Anlagenzertifikat .....	182
164	11.4.1	Allgemeines .....	182
165	11.4.2	Vom Anschlussnehmer zur Erstellung des Anlagenzertifikates bereitzustellende Unterlagen .....	183
166	11.4.3	Einspeiseleistung .....	184
167	11.4.4	Bemessung der Betriebsmittel .....	185
168	11.4.5	Spannungsänderung am Netzanschlusspunkt .....	185
169	11.4.6	Erforderliche Netzkurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt von Typ-1-Anlagen .....	185
170	11.4.7	Netzurückwirkungen .....	185
171	11.4.8	Quasistationärer Betrieb, Polrad-/Netzpendelungen .....	189
172	11.4.9	Nachweis des Inselbetriebes .....	190
173	11.4.10	Nachweis der Schwarzstartfähigkeit .....	190
174	11.4.11	Statische Spannungshaltung/Blindleistungsbereitstellung .....	190
175	11.4.12	O-/UVRT-Robustheit .....	193
176	11.4.13	Wirkleistungsabgabe .....	195
177	11.4.14	Netzsicherheitsmanagement .....	196
178	11.4.15	Wirkleistungseinspeisung in Abhängigkeit der Netzfrequenz (Über- und Unterfrequenz) .....	196
179	11.4.16	Kurzschlussstrombeitrag der Erzeugungsanlage .....	197
180	11.4.17	Schutztechnik und Schutzeinstellungen .....	197
181	11.4.18	Zuschaltbedingungen und Synchronisierung .....	198
182	11.4.19	Abfangen auf Eigenbedarf bzw. schnelle Resynchronisierung .....	199
183	11.4.20	Anforderungen an eine Regelleistungsbereitstellung .....	199
184	11.4.21	Eigenbedarfs- und Hilfsenergieversorgung .....	199
185	11.4.22	Sprunghafte Spannungsänderungen .....	200
186	11.4.23	EZA-Modell .....	200
187	11.4.24	Anlagenzertifikat B .....	200
188	11.4.25	Nachtrag zum Anlagenzertifikat .....	201
189	11.5	Inbetriebsetzungsphase .....	202
190	11.5.1	Inbetriebsetzung der Übergabestation .....	202
191	11.5.2	Inbetriebsetzung der Erzeugungseinheiten, des EZA-Reglers und ggf. weiterer Komponenten	
192		.....	202
193	11.5.3	Inbetriebsetzung der gesamten Erzeugungsanlage und Inbetriebsetzungserklärung .....	203
194	11.5.4	Konformitätserklärung .....	205
195	11.5.5	Betriebsphase .....	206
196	11.5.6	Störende Rückwirkungen auf das Netz .....	207
197	11.6	Einzelnachweisverfahren .....	207
198	11.6.1	Allgemeines .....	207
199	11.6.2	Anlagenzertifikat C1 für eine Erzeugungsanlage mit $P_{Amax} > 950$ kW .....	208

200	11.6.3	Inbetriebsetzung einer Erzeugungsanlage mit $P_{Amax} > 950$ kW im Einzelnachweisverfahren.....	210
201	11.6.4	Erweiterte Konformitätserklärung einer Erzeugungsanlage mit $P_{Amax} > 950$ kW .....	213
202	11.6.5	Betrieb der Erzeugungsanlage mit $P_{Amax} > 950$ kW .....	213
203	11.6.6	Anlagenzertifikat C2 für eine Erzeugungsanlage mit $P_{Amax}$ zwischen $\geq 135$ kW und $\leq 950$	
204		kW .....	214
205	11.6.7	Inbetriebsetzung einer Erzeugungsanlage mit $P_{Amax}$ zwischen $\geq 135$ kW und $\leq 950$ kW im	
206		Einzelnachweisverfahren.....	216
207	11.6.8	Erweiterte Konformitätserklärung einer Erzeugungsanlage mit $P_{Amax}$ zwischen $\geq 135$ kW und	
208		$\leq 950$ kW .....	217
209	11.6.9	Betrieb der Erzeugungsanlage mit $P_{Amax}$ zwischen $\geq 135$ kW und $\leq 950$ kW .....	218
210	12	Prototypen-Regelung .....	218
211	Anhang A (informativ)	Begriffe „Kundenanlage“, „Bezugsanlage“, „Erzeugungsanlage“,	
212		„Mischanlage“ und „Speicher“.....	221
213	Anhang B (informativ)	Erläuterungen.....	223
214	B.1	Drehstrom – und Drehspannungssystem.....	223
215	B.2	Erläuterungen zur sprunghaften Spannungsänderung .....	224
216	B.3	Kurzschlussverhalten von Erzeugungseinheiten (Typ-2-Anlagen).....	224
217	B.4	„Over-/Undervoltage-Ride-Through“ (O-/UVRT)-Grenzkurven.....	226
218	B.5	Typischer Zyklus einer erfolglosen AWE und Mitnahmeschaltung.....	226
219	B.6	Ermittlung des $k$ -Faktors am Netzanschlusspunkt.....	229
220	B.7	Gleichungen für die Beschreibung der kontinuierlichen Spannungsregelung und der O-	
221		/UVRT-Robustheit.....	230
222	B.8	Richtungsdefinition von $P$ und $Q$ .....	232
223	B.9	Netzurückwirkungen.....	233
224	B.9.1	Spannungsänderung in Kundenanlagen .....	233
225	B.9.2	Einschaltströme bei Netztransformatoren im laufenden Betrieb der Kundenanlagen .....	233
226	B.9.3	Spannungsänderungen bei Erzeugungseinheiten.....	234
227	B.9.4	Flickerwirksamkeit der schnellen Spannungsänderungen von Windenergieanlagen.....	234
228	B.9.5	Flicker für Erzeugungsanlagen .....	235
229	B.9.6	Addition der Flickerstärken .....	235
230	B.9.7	Bewertungsschema für Flickerbetrachtung für Kundenanlagen im Mittelspannungsnetz .....	236
231	B.9.8	Summierung von Oberschwingungen für Kundenanlagen.....	236
232	B.9.9	Erläuterungen zu 5.4.....	237
233	B.10	Minimale Netzkurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt für Typ-1-Anlagen .....	240
234	B.11	Erdungsanlagen.....	241
235	B.11.1	Beispielhafte Auslegung von Erdungsanlagen .....	241
236	B.11.2	Beispielhafte Befüllung des Erdungsprotokolls E.6 .....	242
237	B.12	Hinweise zur Anlagen- und Elektroplanung.....	245
238	B.13	Qualitative Erläuterung zur Ermittlung des Dämpfungsmaßes.....	251
239	B.14	Erläuterungen zur Kleinsignalstabilität der Primärregelung im unbeschränkten Stellbereich	
240		und Empfehlungen zur Reglerstruktur von Typ-1-Anlagen .....	251

**E VDE-AR-N 4110:2024-11**

241	B.15	Erläuterungen zur Verwendung des effektiven Kurzschlussverhältnisses (ESCR-Verhältnis) .....	254
242	B.16	Erläuterungen zu Anforderungen bzgl. des Entkuppungsschutzes an Erzeugungsanlagen .....	255
243	B.16.1	Übersicht zu Anforderungen an den Entkuppungsschutz an den Erzeugungseinheiten .....	255
244	B.16.2	Zeitliche Abfolge einer Schutzauslösung .....	258
245	B.16.3	Schutzprüfung bei Nutzung von EZE-integrierten Kuppelschaltern gemäß VDE-AR-N 4105	
246		mit zusätzlichem Rückmeldekontakt.....	259
247	Anhang C (normativ)	Weitere Festlegungen .....	260
248	C.1	Toleranzbereich für den zusätzlichen Blindstrom .....	260
249	C.2	Prinzipielles Reglerverhalten .....	261
250	C.3	Anforderungen an das Regelverhalten nach 10.2.2.4 .....	262
251	C.4	Prozessdatenumfang .....	264
252	C.5	Beispiel Parametermodell .....	268
253	Anhang D (informativ)	Beispiele für Mittelspannungs-Netzanschlüsse .....	273
254	Anhang E (normativ)	Vordrucke .....	282
255	E.1	Antragstellung.....	283
256	E.2	Datenblatt zur Beurteilung von Netzurückwirkungen .....	287
257	E.3	Netzanschlussplanung .....	289
258	E.4	Errichtungsplanung .....	290
259	E.5	Inbetriebsetzungsauftrag.....	291
260	E.6	Erdungsprotokoll.....	294
261	E.7	Inbetriebsetzungsprotokoll für Übergabestationen .....	296
262	E.8	Datenblatt einer Erzeugungsanlage/eines Speichers – Mittelspannung .....	297
263	E.9	Netzbetreiber-Abfragebogen .....	301
264	E.10	Inbetriebsetzungsprotokoll für Erzeugungseinheiten und Speicher .....	308
265	E.11	Inbetriebsetzungserklärung Erzeugungsanlage/Speicher .....	310
266	E.12	Konformitätserklärung für Erzeugungsanlagen/Speicher .....	317
267	E.13	Einheitenzertifikat.....	319
268	E.14	Komponentenzertifikat .....	320
269	E.15	Anlagenzertifikat .....	321
270	E.16	Betriebserlaubnisverfahren .....	322
271	E.17	Beschränktes Betriebserlaubnisverfahren .....	323
272	E.18	Schutzprüfprotokoll für den üEKS.....	324
273	Anhang F (informativ)	Störschreiber .....	327
274	Literaturhinweise.....		329
275			
276	<b>Bilder</b>		
277	Bild 1 -	Inbetriebsetzungsphasen und dazugehörige Nachweise .....	50
278	Bild 2 -	Zulässiger Bereich des Verschiebungsfaktors $\cos \varphi$ bei Wirkleistungsbezug der	
279		Kundenanlage (dargestellt im Verbraucherzählpfeilsystem).....	64
280	Bild 3 -	Beispiel für eine Prüfklemmenleiste.....	79
281	Bild 4 -	Anforderungen an den quasistationären Betrieb von Erzeugungsanlagen.....	93

282	Bild 5 - Anforderungen an Erzeugungsanlagen an die Blindleistungsbereitstellung am	
283	Netzanschlusspunkt .....	95
284	Bild 6 - $P/Q$ -Diagramm der Erzeugungsanlage am Netzanschlusspunkt im Verbraucherpeilsystem.....	96
285	Bild 7 - Beispiel des Reglerverhaltens bei einem Sollwertsprung mit der Höhe 1 (normiert) und einer	
286	Zeitvorgabe ( $3 \tau$ ) von 10 s .....	98
287	Bild 8 - Beispiel für eine $Q(U)$ -Kennlinie.....	99
288	Bild 9 - Standard- $Q(P)$ -Kennlinie.....	101
289	Bild 10 - Standardkennlinie für eine $Q$ -Vorgabe mit Spannungsbegrenzungsfunktion im MS-Netz	
290	(Versorgungsnetz).....	102
291	Bild 11 - Beispiel der Erfüllung der $Q(U)$ -Kennlinien-Regelung an dem zu vereinbarenden Ort bei	
292	Mischanlagen.....	105
293	Bild 12 - Beispielhafte Darstellung der statischen Spannungshaltung der kontinuierlichen	
294	Spannungsregelung bei Umsetzung in der Erzeugungseinheit.....	106
295	Bild 13 - Charakteristik der Spannungsregelung .....	108
296	Bild 14 - Grenzkurve für relative Spannungserhöhungen.....	111
297	Bild 15 – O-/UVRT-Grenzkurve (FRT) für den Spannungsverlauf am Netzanschlusspunkt für eine	
298	Erzeugungsanlage vom Typ 1.....	112
299	Bild 16 – O-/UVRT-Grenzkurve (FRT) für den Spannungsverlauf am Netzanschlusspunkt für eine	
300	Erzeugungsanlage vom Typ 2.....	113
301	Bild 17 - Verhalten nach Fehlerende bis zum Erreichen des stationären Betriebes .....	114
302	Bild 18 - Sequenz für den Frequenzverlauf (Überfrequenz) für den Fall 2. d) am NAP .....	118
303	Bild 19 - Sequenz für den Frequenzverlauf (Unterfrequenz) für den Fall 2. d) am NAP .....	118
304	Bild 20 - Anforderungen an die Abgabeleistung der Erzeugungsanlagen im dynamischen	
305	Kurzzeitbereich .....	126
306	Bild 21 - Schutzkonzept bei Anschluss von Erzeugungsanlagen an die Sammelschiene eines UW.....	135
307	Bild 22 - Schutzkonzept bei Anschluss von Erzeugungsanlagen im Mittelspannungsnetz .....	138
308	Bild 23 - Funktionsschema Wiedereinschaltung eines Kuppelschalters (der Erzeugungseinheiten).....	140
309	Bild 24 - Darstellung des Nachweisprozesses .....	145
310	Bild 25 - Hüllkurve zum Nachweis der Dämpfung der kontinuierlichen Spannungsregelung .....	156
311	Bild 26 - Fiktives Inselnetz zum Nachweis der Typ-1-EZE-Eigenschaften .....	162
312	Bild 27 - Regelungstechnische Darstellung des Simulationsmodells zum Nachweis der Typ-2-EZE-	
313	Eigenschaften .....	166
314	Bild 28 - Fiktives Inselnetz zum Nachweis der Typ-2-EZE-Eigenschaften .....	168
315	Bild 29 - $P(f)$ -Grenzkurve entsprechend Tabelle 33.....	174
316	Bild A.1 - Erläuterungen zu den Begriffen „Kundenanlage“, „Bezugsanlage“, „Erzeugungsanlage“,	
317	„Mischanlage“ und „Speicher“.....	221
318	Bild A.2 - Erzeugungsanlage mit Anschluss im Mittelspannungsnetz .....	222
319	Bild B.1 - Symmetrische Quellenspannung.....	223
320	Bild B.2 - Ersatzschaltbild für eine Erzeugungseinheit und/oder ein Drehstromnetz .....	223
321	Bild B.3 - Beispiel für eine sprunghafte Spannungsänderung.....	224
322	Bild B.4 - Darstellung von Erzeugungseinheiten mit Stromquellen in symmetrischen Komponenten.....	225
323	Bild B.5 - Darstellung einer Erzeugungseinheit mit Spannungsquelle in symmetrischen Komponenten	
324	.....	226
325	Bild B.6 - Spannungsverlauf bei einer erfolglosen AWE im übergeordneten Netz.....	227

326	Bild B.7 - Fehler auf der vorgelagerten 110-kV-Leitung .....	228
327	Bild B.8 - Spannungsverlauf bei einer erfolglosen zweifachen AWE im MS-Netz .....	228
328	Bild B.9 - Beispiel der Ermittlung der k-Faktoren eines Windparks .....	229
329	Bild B.10 – Positive Richtung von Spannungen und Strömen. Ein Betriebsmittel kann beispielsweise	
330	eine Bezugsanlage, eine Erzeugungsanlage, eine Erzeugungseinheit oder ein FACTS-	
331	Element sein .....	232
332	Bild B.11 – Scheinleistungskreis .....	232
333	Bild B.12 – Bewertungsschema für Flickerbetrachtung für Kundenanlagen im Mittelspannungsnetz .....	236
334	Bild B.13 - Beispiel für die Aufteilung des Verträglichkeitspegels für Oberschwingungen .....	239
335	Bild B.14 – Beispiel für die Bewertung der minimalen Netzkurzschlussleistung am	
336	Netzanschlusspunkt für Typ-1-Anlagen .....	240
337	Bild B.15 - Sprungantwort eines Regelkreises zur quantitativen Ermittlung des Dämpfungsgrades .....	251
338	Bild B.16 - Prinzipielle Reglerstrukturen in leistungsgeregelten Erzeugungsanlagen .....	254
339	Bild B.17 - Beispielhafte Umsetzung des NA-Schutzes bei mehreren Gebäuden innerhalb einer	
340	Kundenanlage $\sum P_{Amax} > 135 \text{ kW}$ und $\leq 270 \text{ kVA}$ . In Gebäuden mit $\sum S_{Amax} \leq 30 \text{ kVA}$ ist ein	
341	integrierter NA-Schutz ausreichend .....	256
342	Bild B.18 - Beispielhafte Darstellung des übergeordneten Entkopplungsschutzes mit Wirkung auf	
343	EZE-interne Kuppelschalter .....	257
344	Bild B.19 - Beispielhafte Umsetzung des übergeordneten Entkopplungsschutzes und des EKS an	
345	den EZE mit Wirkung auf einen gemeinsamen Kuppelschalter mit separaten Auslösepfaden	
346	(links), alternativ mit zEKS mit Wirkung auf EZE-interne Kuppelschalter .....	258
347	Bild B.20 - Begriffe bzgl. Schutzauslösungen .....	259
348	Bild B.21 - Prinzipbild einer möglichen Rückmeldestruktur des Zustands eines extern angesteuerten	
349	EZE-integrierten Kuppelschalters .....	259
350	Bild C.1 - Toleranzbereich für $\Delta i_B$ .....	260
351	Bild C.2 - Prinzipielles Reglerverhalten einer Erzeugungsanlage .....	261
352	Bild C.3 - Sprungantwort mit auswertungsrelevanten Toleranzen bei $3 \text{ Tau} = 10 \text{ s}$ .....	262
353	Bild C.4 - Sprungantwort mit den auswertungsrelevanten Toleranzen (Konstruktion) .....	263
354	Bild D.1 - Beispiel für eine Übergabestation mit einem Netztransformator .....	273
355	Bild D.2 - Beispiel für eine Übergabestation mit einem oder mehreren Netztransformatoren,	
356	mittelspannungsseitige Messung .....	274
357	Bild D.3 - Beispiel für einen Umspannwerks-Sammelschienenanschluss mit mittelspannungsseitiger	
358	Messung .....	275
359	Bild D.4 - Beispiel für einen Umspannwerks-Sammelschienenanschluss mit nachgelagerter	
360	Übergabestation und mittelspannungsseitiger Messung .....	276
361	Bild D.5 - Beispiel für die Erweiterung einer Bestandsanlage .....	277
362	Bild D.6 - Beispiel für den Aufbau einer Erzeugungsanlage einschließlich Speicher .....	278
363	Bild D.7 - Beispiel einer vollständigen Messwerterfassungs- und Kommunikationsstruktur einer	
364	Erzeugungsanlage mit kundeneigenem Mittelspannungsnetz, mit der sowohl der	
365	Datenaustausch zum VNB als auch die Einhaltung der Anforderungen dieser VDE-AR-	
366	N 4110 am Netzanschlusspunkt erfüllt werden kann .....	279
367	Bild D.8 - Beispiel einer vollständigen Messwerterfassungs- und Kommunikationsstruktur bei	
368	Mischanlagen, mit der sowohl der Datenaustausch zum VNB als auch die Einhaltung der	
369	Anforderungen dieser VDE-AR N 4110 am Netzanschlusspunkt erfüllt werden kann .....	280
370		

371	<b>Tabellen</b>	
372	Tabelle 1 - Zeitplan zur Errichtung eines Netzanschlusses (Seite 1 von 3).....	42
373	Tabelle 4 - Zulässige Spannungsänderung in Abhängigkeit von Häufung und Pausenzeit .....	54
374	Tabelle 5 - Proportionalitätsfaktoren $p_{Vf \nu}$ für die vereinfachte Berechnung der zulässigen	
375	Oberschwingungsströme.....	58
376	Tabelle 6 - Proportionalitätsfaktoren $g_u$ für die Berechnung der zulässigen	
377	zwischenharmonischen Ströme .....	60
378	Tabelle 7 - Zulässige Beiträge zur zwischenharmonischen Spannung .....	60
379	Tabelle 8 - Zulässige Beiträge zur zwischenharmonischen Spannung .....	61
380	Tabelle 9 - Proportionalitätsfaktor für die Berechnung des zulässigen Gegensystemstroms.....	62
381	Tabelle 10 - Richtwerte für Messwandler-Sekundärleitungen.....	82
382	Tabelle 11 - Beispielhafte Darstellung der resultierenden Leistungen und Spannungen des	
383	Standardwertepaares der Q(U)-Kennlinie für eine Erzeugungsanlage mit einer vereinbarten	
384	Anschlusswirkleistung $P_{AV, E}$ von 2 MW.....	100
385	Tabelle 12 - Anforderungen an Stellgeschwindigkeiten zur Wirkleistungsanpassung .....	116
386	Tabelle 13 - Dynamische Anforderungen an die netzsicherheitsbasierte Primärregelung für die	
387	Wirkleistungsstellbereiche von Typ-1- und Typ-2-EZE, Erzeugungs- und Speichereinheiten	
388	sowie Speicher im unbeschränkten Stellbereich .....	123
389	Tabelle 14 - Dynamische Anforderungen an die netzsicherheitsbasierte Primärregelung für die	
390	Wirkleistungsstellbereiche von Typ-1- und Typ-2-EZE im beschränkten Stellbereich .....	124
391	Tabelle 15 - Empfohlene Einstellwerte für den Schutz einer Erzeugungsanlage	
392	am Netzanschlusspunkt bei Anschluss an die Sammelschiene eines UW.....	133
393	Tabelle 16 - Empfohlene Einstellwerte für den Schutz an der Erzeugungseinheit bei Anschluss der	
394	Erzeugungsanlage an die Sammelschiene eines UW .....	134
395	Tabelle 17 - Empfohlene Einstellwerte für den Schutz einer Erzeugungsanlage	
396	am Netzanschlusspunkt bei Anschluss im Mittelspannungsnetz .....	136
397	Tabelle 18 - Empfohlene Einstellwerte für den Schutz an der Erzeugungseinheit bei Anschluss der	
398	Erzeugungsanlage im Mittelspannungsnetz.....	137
399	Tabelle 19 - Prüfsequenz für Mehrfachfehler .....	152
400	Tabelle 20 - Signale und Werte für die Prüfung der netzsicherheitsbasierten Primärregelung nach	
401	$P(f)$ -Grenzkurve.....	169
402	Tabelle 21 - Prüfablauf zur Prüfung 1 bei Typ-2-EZE bei Überfrequenz .....	171
403	Tabelle 22 - Prüfablauf zur Prüfung 2 für Typ-2-EZE bei Überfrequenz.....	171
404	Tabelle 23 - Prüfablauf zur Prüfung 1 für EZSE und Speicher bei Überfrequenz .....	171
405	Tabelle 24 - Prüfablauf zur Prüfung 2 für EZSE und Speicher bei Überfrequenz .....	171
406	Tabelle 25 - Prüfablauf zur Prüfung 1 für kontinuierlich regelbare Bezugseinheiten bei Überfrequenz .....	172
407	Tabelle 26 - Prüfablauf zur Prüfung 2 für kontinuierlich regelbare Bezugseinheiten bei Überfrequenz .....	172
408	Tabelle 27 - Prüfablauf zur Prüfung 1 für Typ-2-EZE bei Unterfrequenz.....	172
409	Tabelle 28 - Prüfablauf zur Prüfung 2 für Typ-2-EZE bei Unterfrequenz.....	172
410	Tabelle 29 - Prüfablauf zur Prüfung 1 für EZSE und Speicher bei Unterfrequenz .....	173
411	Tabelle 30 - Prüfablauf zur Prüfung 2 für EZSE und Speicher bei Unterfrequenz .....	173
412	Tabelle 31 - Prüfablauf zur Prüfung 1 für kontinuierlich regelbare Bezugseinheiten bei Unterfrequenz	
413	.....	173
414	Tabelle 32 - Prüfablauf zur Prüfung 2 für kontinuierlich regelbare Bezugseinheiten bei Unterfrequenz	
415	.....	173

416	Tabelle 33 - Gleichungen der Toleranzbänder für die Prüfung der Sprungantwort .....	174
417	Tabelle 34 - Parameter der Toleranzbänder .....	174
418	Tabelle 35 - Umfang der notwendigen Angaben im Einheitenzertifikat zu Kurzschlussstrombeiträgen .....	175
419	Tabelle 36 - Zeitpunkte nach Fehlereintritt zum Ausweis der Kurzschlussströme .....	176
420	Tabelle 37 - Vom Anschlussnehmer bereitzustellende Unterlagen zur Erarbeitung	
421	des Anlagenzertifikates .....	184
422	Tabelle 38 - Spannungsgrenzwerte für Erzeugungsanlagen hinsichtlich Zwischen- und	
423	Supraharmonischer .....	188
424	Tabelle 39 - Bewertungsumfang für ein Anlagenzertifikat B (Seite 1 von 2) .....	200
425	Tabelle 41 - Bewertungsumfang für ein Anlagenzertifikat C2 (Seite 1 von 2) .....	214
426	Tabelle 41 - Anhaltswerte für den Resonanzfaktor $k_{v/\mu}$ .....	239
427	Tabelle 42 - Anhaltswerte für den Impedanzwinkelfaktor $k_{XR}$ .....	240
428	Tabelle B.1 - Checkliste der wichtigsten Punkte zur Anlagenplanung (Seite 1 von 2) .....	246
429	Tabelle B.2 - Übersicht zum Mindestumfang der Elektroplanung (Seite 1 von 3) .....	248
430	Tabelle B.3 – Anforderungen an Umsetzung der Entkopplungsschutzeinrichtung .....	256
431	Tabelle B.4 - Anforderungen an Umsetzung der Entkopplungsschutzeinrichtung .....	257
432	Tabelle B.5 - Anforderungen an Umsetzung der Entkopplungsschutzeinrichtung .....	258
433	Tabelle C.1 - Beispiel für Prozessdatenumfang für Kundenanlagen .....	265
434	Tabelle C.2 - Beispiel für zusätzliche Prozessdaten für Erzeugungsanlagen (1 von 2) .....	266
435	Tabelle C.3 - Beispielhaftes tabellarisches Parametermodell (Seite 1 von 5) .....	268
436		
437		

## 438 **Vorwort**

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

441 Für dieses Dokument ist die vom Lenkungskreis Systemfragen und Netzcodes gegründete Projektgruppe  
442 „Technische Anschlussregeln für die Mittelspannung“ des Forums Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN)  
443 zuständig.

444 Aktuelle Informationen zu diesem Dokument können über die Internetseiten von DKE (www.dke.de) und DIN  
445 (www.din.de) durch eine Suche nach der Dokumentennummer aufgerufen werden.

446 Mit dieser VDE-Anwendungsregel werden die Anforderungen an Erzeugungsanlagen der Typen B und C aus  
447 der Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit  
448 Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger (NC RfG) [24] und die Anforderungen an Verbrauchsanlagen  
449 aus der Verordnung (EU) 2016/1388 der Kommission vom 17. August 2016 zu Festlegung eines Netzkodex  
450 für den Lastanschluss (NC DCC) [25] national umgesetzt.

451 Die Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit  
452 Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger (NC RfG) [24] und die Elektrotechnische-Eigenschaftens-  
453 Nachweis-Verordnung vom 12. Juni 2017 (NELEV) [27] regeln u. a. den Nachweis der Einhaltung der allge-  
454 meinen technischen Mindestanforderungen. Diese VDE-Anwendungsregel fordert nicht selbst Zertifikate bzw.  
455 Konformitätsnachweise, sondern gestaltet nur die im NC RfG und der NELEV geforderten Nachweise aus. Die  
456 Konkretisierung in Abschnitt 11 und Abschnitt 12 dieser VDE-Anwendungsregel erfolgt als Ausnahme nach  
457 dem VDE-Vorstandsbeschluss vom Januar 2014.

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

460 Das Original-Dokument enthält Bilder in Farbe, die in der Papierversion in einer Graustufen-Darstellung wie-  
461 dergegeben werden. Elektronische Versionen dieses Dokuments enthalten die Bilder in der originalen Farb-  
462 darstellung.

## 463 **Änderungen**

464 Gegenüber VDE-AR-N 4110:2023-09 wurden folgende Änderungen vorgenommen:

- 465 a) Überarbeitung Anschlussprozess;
- 466 b) Vereinfachung beim Anschluss und Nachweis von Erzeugungsanlagen und Speichern mit  
467  $\sum P_{A_{max}} \leq 500 \text{ kW}$  und  $P_{AV,E} \leq 270 \text{ kW}$ ;
- 468 c) Überarbeitung der Anforderung an Erdungsanlagen;
- 469 d) Vereinfachung der Anforderungen an Schutzeinrichtungen insbesondere für Schutzprüfung und Stärkung  
470 des integrierten Entkopplungsschutzes bei Anlagen mit  $P_{inst} \leq 500 \text{ kW}$  und Entfallen des  $Q-U$ -Schutzes;
- 471 e) Überarbeitung der Anforderungen an Ladeeinrichtungen;
- 472 f) Überarbeitung der Anforderungen an die Leistungsüberwachung (Aufnahme  $P_{AV,E}$ -Überwachung);
- 473 g) neue Anforderungen an Prüfstände und vergleichbare Sonderanlagen mit einer temporären Rückspeisung  
474 im Netzparallelbetrieb;
- 475 h) Überarbeitung der Anforderungen an Modelle;
- 476 i) neue Anforderungen an vorübergehend angeschlossene Anlagen;
- 477 j) Überarbeitung der Anforderungen bei Erweiterung von Erzeugungsanlagen und Speichern in  
478 Bezugsanlagen;
- 479 k) Einfuhr der netzsicherheitsbasierten Primärregelung als Ersatz für das Konzept „Fahren auf der Kennlinie“  
480 bei Über- und Unterfrequenz;
- 481 l) Überarbeitung der Anforderungen an das Verhalten beim Durchfahren von steilen Frequenzgradienten;

**E VDE-AR-N 4110:2024-11**

- 482 m) Aufnahme von Hinweisen zur Bestimmung der elektrischen Frequenz und des RoCoFs;
- 483 n) Einführung der kontinuierlichen Spannungsregelung;
- 484 o) Überarbeitung der Anforderungen an die dynamische Netzstützung und Aufteilung in kontinuierliche
- 485 Spannungsregelung und O-/UVRT-Robustheit;
- 486 p) Überarbeitung der Formulare E.1, E.7, E.8, E.9, E.10, E.11, E.16;
- 487 q) Anhang zur Anlagen- und Elektroplanung Anhang B.12;
- 488 r) Beispiel Parametermodell Anhang C.4;
- 489 s) Einarbeitung von FAQs.

490

491 **Einleitung**

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

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

499 Der Anhang E enthält Vordrucke für die Zusammenstellung der erforderlichen Daten einer Kundenanlage von  
500 der Planung des Netzanschlusses bis zu dessen Inbetriebsetzung.

501

## 502 1 Anwendungsbereich

503 Diese VDE-Anwendungsregel legt die Technischen Anschlussregeln (TAR) für Planung, Errichtung, Betrieb  
504 und Änderung von Kundenanlagen (Bezugs- und Erzeugungsanlagen, Speicher, Mischanlagen sowie für  
505 Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge) fest, die am Netzanschlusspunkt an das Mittelspannungsnetz eines  
506 Netzbetreibers der allgemeinen Versorgung (öffentliches Mittelspannungsnetz) angeschlossen werden. Alle für  
507 Erzeugungsanlagen und Erzeugungseinheiten beschriebenen Anforderungen gelten in gleicher Weise auch  
508 für Mischanlagen und Speicher.

509 Als Mittelspannungsnetz wird in dieser VDE-Anwendungsregel das Drehstromnetz mit einer Netz-Nenn-  
510 frequenz von 50 Hz und Netzspannungen > 1 kV bis < 60 kV betrachtet.

511 Diese VDE-Anwendungsregel gilt auch, wenn der Anschluss der Kundenanlage in einem kundeneigenen  
512 Niederspannungsnetz liegt und dieses Niederspannungsnetz über Netztransformatoren und Anschluss-  
513 leitungen mit dem Netz der allgemeinen Versorgung (Mittelspannung) verbunden ist.

514 ANMERKUNG 1 Im NC RfG wird hinsichtlich der Netzanschlussbedingungen nicht zwischen geschlossenen Verteilnetzen  
515 und Netzen der allgemeinen Versorgung unterschieden. Erfolgt der Anschluss von Erzeugungsanlagen in einem  
516 geschlossenen Verteilnetz, sind für diese Erzeugungsanlagen somit die Anforderungen der jeweiligen VDE-Anwendungs-  
517 regel für die Spannungsebene maßgebend, an welcher die Erzeugungsanlage im geschlossenen Verteilnetz ange-  
518 schlossen ist.

519 Diese VDE-Anwendungsregel gilt nicht, wenn der Anschluss einer Kundenanlage in einem kundeneigenen  
520 Mittelspannungsnetz, der Anschluss des kundeneigenen Mittelspannungsnetzes am Netz der allgemeinen  
521 Versorgung aber im Hochspannungsnetz liegt. In diesem Fall sind die Technischen Anschlussregeln für das  
522 Hochspannungsnetz anzuwenden. Für Kundenanlagen, die ihren Netzanschlusspunkt im Netz der allge-  
523 meinen Versorgung auf Niederspannungsebene haben, sind die Technischen Anschlussregeln für das  
524 Niederspannungsnetz anzuwenden.

525 Für Erzeugungsanlagen und Speicher gelten die Anforderungen dieser VDE-Anwendungsregel im vollen  
526 Umfang erst ab einer kumulierten installierten Leistung  $\sum P_{Amax} > 500$  kW oder einer vereinbarten  
527 Einspeisewirkleistung von  $P_{AV,E} > 270$  kW. Die Anforderungen für Erzeugungsanlagen und Speicher unterhalb  
528 dieser Leistungsgrenzen, welche nicht in vollem Umfang nach dieser VDE-Anwendungsregel errichtet werden  
529 müssen, sind in Abschnitt 10.7 beschrieben.

530 Bei KWK-Erzeugungseinheiten sowie bei Wind- und Wasserkrafterzeugungseinheiten, Stirlinggeneratoren,  
531 Brennstoffzellen und direkt mit dem Netz gekoppelten Asynchrongeneratoren mit einer Summenwirkleistung  
532 von jeweils  $\sum P_{Emax} < 30$  kW ist auch bei  $\sum P_{Amax} \geq 500$  kW der gesamten Erzeugungsanlage für diese  
533 Erzeugungseinheiten die VDE-AR-N 4105 anzuwenden.

534 Durch die Definition des Begriffes „Erzeugungsanlage“ nach NC RfG ist es möglich, dass an einem  
535 Netzanschlusspunkt mehrere Erzeugungsanlagen angeschlossen sind oder werden. In diesem Fall sind die  
536 Anforderungen, die für die Erzeugungsanlagen gelten, auf den Netzschlusspunkt und damit auf die Summe  
537 aller Erzeugungsanlagen und Speicher zu beziehen.

538 Für Erzeugungsanlagen und Speicher mit jeweils  $P_{Amax} \geq 36$  MW sind folgende Anforderungen der  
539 VDE-AR-N 4120:2025-XX „Technische Anschlussregeln Hochspannung“ zugrunde zu legen:

- 540 – Schwarzstartfähigkeit (siehe 10.2.5.1);
- 541 – Blindleistungsbereitstellung bei bzw. unterhalb von  $P_{b\ inst}$  (siehe 10.2.2.2 und 10.2.2.3);
- 542 – Weitere Anforderungen an Erzeugungsanlagen (siehe 10.5.1, 10.5.4 und 10.5.5);
- 543 – Nachweis der elektrischen Eigenschaften nach 10.2.1.4, 10.2.1.5, 10.2.2.2 10.2.2.3, 10.5.1, 10.5.4 und  
544 10.5.5 sowie das „Betriebserlaubnisverfahren“ und die „Konformitätsüberwachung“ nach Abschnitt 11.

545 Für alle anderen Anforderungen gilt auch bei Erzeugungsanlagen und Speichern mit jeweils  $P_{Amax} \geq 36$  MW  
546 diese TAR Mittelspannung.

547 Die TAR Mittelspannung gilt auch für Änderungen in Kundenanlagen, die wesentliche Auswirkungen auf die  
548 elektrischen Eigenschaften der Kundenanlage (bezogen auf den Netzanschlusspunkt) haben. Betreiber von  
549 Kundenanlagen sind verpflichtet, dem Netzbetreiber Änderungen an der Kundenanlage mit Auswirkungen auf  
550 die elektrischen Eigenschaften mitzuteilen. Der Netzbetreiber entscheidet nach Prüfung der Änderungs-  
551 mitteilung, ob es sich um eine wesentliche Änderung handelt. Der Zubau einer Erzeugungseinheit oder eines  
552 Speichers in eine bestehende Kundenanlage zählt grundsätzlich als wesentliche Änderung.

553 Wenn mit einem Umbau oder einer Modernisierung Komponenten oder Anlagenteile ersetzt werden und diese  
554  $\geq 50$  % der insgesamt für den Netzanschlusspunkt vereinbarten Anschlusswirkleistung  $P_{AV, B}$  bzw.  $P_{AV, E}$   
555 betreffen (bezogen auf alle Komponenten oder Anlagenteile zum Zeitpunkt der Erstinbetriebsetzung), gilt dies  
556 immer als wesentliche Änderung.

557 Eine Änderung oder ein Austausch von Verbrauchsgeräten, Erzeugungseinheiten, Speichern und von den in  
558 11.3 aufgeführten Komponenten wird dann als wesentliche Änderung verstanden, wenn durch die Änderung  
559 oder den Tausch die elektrischen Eigenschaften dieser Geräte vom ursprünglichen Stand (vor der Änderung)  
560 abweichen. Wesentliche Änderungen können sein:

- 561 – Änderung der vereinbarten Anschlusswirkleistung  $P_{AV, B}$  bzw.  $P_{AV, E}$  oder der vereinbarten Anschluss-  
562 scheinleistung  $S_{AV, B}$  bzw.  $S_{AV, E}$ ;
- 563 – Verschlechterung der Netzurückwirkungen derart, dass die zum Zeitpunkt der ursprünglichen Netz-  
564 anschlussprüfung gültigen Netzurückwirkungs-Grenzwerte verletzt werden;
- 565 – Änderung des Schutzkonzeptes;
- 566 – Änderungen der elektrischen Infrastruktur (wie z. B. Netztransformatoren oder Mittelspannungs-  
567 kabelverbindungen, Umbau, Erweiterung oder Rückbau einer Übergabestation).

568 Ein einfacher Ersatz durch typgleiche oder technisch gleichwertige Verbrauchsgeräte, Erzeugungseinheiten,  
569 Speicher oder Komponenten neueren Baujahres (z. B. Ersatz eines PV-Umrichters durch einen gleichwertigen  
570 PV-Umrichter), beispielsweise aufgrund eines Defektes, ist keine wesentliche Änderung, solange sichergestellt  
571 ist, dass das elektrische Verhalten nicht verschlechtert wird. Dies gilt auch, wenn hierbei mehr als 50 % der  
572 insgesamt für den Netzanschlusspunkt vereinbarten Anschlusswirkleistung  $P_{AV, B}$  bzw.  $P_{AV, E}$  ersetzt werden  
573 (bezogen auf alle Komponenten oder Anlagenteile zum Zeitpunkt der Erstinbetriebsetzung). Beim Tausch sind  
574 vorzugsweise Komponenten zu verwenden, für die die Nachweisführung bereits erbracht wurde.

575 Dagegen muss jedes Betriebsmittel, das modernisiert wird, für sich dem aktuellen Stand der Technik ent-  
576 sprechen und in der Lage sein, als Teil einer Kundenanlage diese technischen Anforderungen zu erfüllen.

577 ANMERKUNG 2 Damit wird beabsichtigt, dass die Kundenanlage bestmöglich den jeweils aktuell gültigen technischen  
578 Anforderungen entspricht.

579 ANMERKUNG 3 In 11.4, Anlagenzertifikat, werden die wesentlichen Änderungen, die eine Anpassung eines Anlagen-  
580 zertifikates erfordern, beschrieben.

581 Für die Planung eines Umbaus bzw. einer Erweiterung einer Kundenanlage ist auf den umzubauenden bzw.  
582 zu erweiternden Teil die zum Zeitpunkt der Antragstellung für den Umbau bzw. die Erweiterung gültige Tech-  
583 nische Anschlussregel anzuwenden. Ein Beispiel für die Erweiterung einer Bestandsanlage ist in Bild D.5  
584 dargestellt. Für die nicht von der Änderung betroffenen Anlagenteile gelten weiterhin die ursprünglichen  
585 Technischen Anschlussregeln. Für den Zubau neuer Erzeugungseinheiten in bestehende Erzeugungsanlagen  
586 bedeutet dies, dass für diese Erzeugungseinheiten der EZA-Regler ebenfalls den Anforderungen dieser VDE-  
587 Anwendungsregel genügen muss.

588 Diese VDE-Anwendungsregel ist die Basis für die Technischen Anschlussbedingungen Mittelspannung der  
589 Netzbetreiber. Sie legt insbesondere die Handlungspflichten des Netzbetreibers, des Anlagenerrichters, des  
590 Planers sowie des Anschlussnehmers und des Anschlussnutzers fest. Der Netzbetreiber ergänzt die Techni-  
591 schen Anschlussregeln um seine netzspezifischen Anforderungen und veröffentlicht diese dann als TAB  
592 Mittelspannung auf seiner Internetseite. Die TAB des Netzbetreibers gelten zusammen mit § 19 EnWG [18]

**E VDE-AR-N 4110:2024-11**

593 „Technische Vorschriften“ und sind somit Bestandteil von Netzanschlussverträgen und Anschlussnutzungs-  
594 verhältnissen.

595 Diese VDE-Anwendungsregel gilt nicht für Anschlüsse von Netzen der allgemeinen Versorgung (nachgelagerte  
596 Verteilnetze). Für Übergabestationen zu Mittel- und Niederspannungsnetzen der allgemeinen Versorgung  
597 können die Vertragspartner diese VDE-Anwendungsregel oder Teile davon zugrunde legen.

598 **2 Normative Verweisungen**

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

603 DIN 6280-13, *Stromerzeugungsaggregate – Stromerzeugungsaggregate mit Hubkolben-Verbrennungs-*  
604 *motoren – Teil 13: Für Sicherheitsstromversorgung in Krankenhäusern und in baulichen Anlagen für*  
605 *Menschenansammlungen*

606 DIN 4102-4, *Brandverhalten von Baustoffen und Bauteilen – Teil 4: Zusammenstellung und Anwendung*  
607 *klassifizierter Baustoffe, Bauteile und Sonderbauteile*

608 DIN 42600 (alle Teile), *Messwandler für 50 Hz,  $U_m$  0,72 kV bis 52 kV*

609 DIN 43455, *Bildzeichen für die Betätigung von Hochspannungsschaltgeräten unter 52 kV*

610 DIN 18014, *Fundamenterder – Planung, Ausführung und Dokumentation*

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

612 DIN EN 50180 (alle Teile), *Durchführungen über 1 kV bis 52 kV und von 250 A bis 3,15 kA für flüssigkeits-*  
613 *gefüllte Transformatoren*

614 DIN EN 50181, *Steckbare Durchführungen über 1 kV bis 52 kV und von 250 A bis 2,50 kA für Anlagen anders*  
615 *als flüssigkeitsgefüllte Transformatoren*

616 DIN EN 50380, *Datenblatt- und Typschildangaben von Photovoltaik-Modulen*

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

618 DIN EN 50588-1, *Mittelleistungstransformatoren 50 Hz, mit einer höchsten Spannung für Betriebsmittel nicht*  
619 *über 36 kV – Teil 1: Allgemeine Anforderungen*

620 DIN EN 60034-1 (VDE 0530-1):2011-02, *Drehende elektrische Maschinen – Teil 1: Bemessung und*  
621 *Betriebsverhalten*

622 DIN EN 60255 (VDE 0435) (alle Teile), *Messrelais und Schutzeinrichtungen*

623 DIN EN 60445 (VDE 0197), *Grund- und Sicherheitsregeln für die Mensch-Maschine-Schnittstelle – Kenn-*  
624 *zeichnung von Anschlüssen elektrischer Betriebsmittel, angeschlossenen Leiterenden und Leitern*

625 DIN EN 60529 (VDE 0470-1), *Schutzarten durch Gehäuse (IP-Code)*

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

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

- 630 DIN EN 61000-4-15 (VDE 0847-4-15), *Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) – Teil 4-15: Prüf- und*  
631 *Messverfahren – Flickermeter – Funktionsbeschreibung und Auslegungsspezifikation*
- 632 DIN EN 61000-4-30 (VDE 0847-4-30), *Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) – Teil 4-30: Prüf- und*  
633 *Messverfahren – Verfahren zur Messung der Spannungsqualität*
- 634 DIN EN 61230 (VDE 0683-100), *Arbeiten unter Spannung – Ortsveränderliche Geräte zum Erden oder Erden*  
635 *und Kurzschließen*
- 636 DIN EN 61243-5 (VDE 0682-415), *Arbeiten unter Spannung – Spannungsprüfer – Teil 5: Spannungs-*  
637 *prüfsysteme (VDS)*
- 638 DIN EN 61400-21 (VDE 0127-21), *Windenergieanlagen – Teil 21: Messung und Bewertung der Netzverträglich-*  
639 *keit von netzgekoppelten Windenergieanlagen*
- 640 DIN EN 61851 (VDE 0122) (alle Teile), *Elektrische Ausrüstung von Elektro-Straßenfahrzeugen – Konduktive*  
641 *Ladesysteme für Elektrofahrzeuge*
- 642 DIN EN 61869-2 (VDE 0414-9-2), *Messwandler – Teil 2: Zusätzliche Anforderungen für Stromwandler*
- 643 DIN EN 61936-1 (VDE 0101-1), *Starkstromanlagen mit Nennwechselspannungen über 1 kV – Teil 1: Allge-*  
644 *meine Bestimmungen*
- 645 DIN EN 61980 (VDE 0122-10), *Kontaktlose Energieübertragungssysteme (WPT) für Elektrofahrzeuge*
- 646 DIN EN 62271 (VDE 0671) (alle Teile), *Hochspannungs-Schaltgeräte und -Schaltanlagen*
- 647 DIN EN 62271-100 (VDE 0671-100), *Hochspannungs-Schaltgeräte und -Schaltanlagen – Teil 100: Wechsel-*  
648 *strom-Leistungsschalter*
- 649 DIN EN 62271-103 (VDE 0671-103), *Hochspannungs-Schaltgeräte und -Schaltanlagen – Teil 103: Last-*  
650 *schalter für Bemessungsspannungen über 1 kV bis einschließlich 52 kV*
- 651 DIN EN 62271-105 (VDE 0671-105); *Hochspannungs-Schaltgeräte und -Schaltanlagen – Teil 105: Wechsel-*  
652 *strom-Lastschalter-Sicherungs-Kombinationen für Bemessungsspannungen über 1 kV bis einschließlich 52 kV*
- 653 DIN EN 62271-200 (VDE 0671-200), *Hochspannungs-Schaltgeräte und -Schaltanlagen – Teil 200: Metall-*  
654 *gekapselte Wechselstrom-Schaltanlagen für Bemessungsspannungen über 1 kV bis einschließlich 52 kV*
- 655 DIN EN 62271-202 (VDE 0671-202), *Hochspannungs-Schaltgeräte und -Schaltanlagen – Teil 202: Fabrik-*  
656 *fertige Stationen für Hochspannung/Niederspannung*
- 657 DIN IEC/TR 62271-307 (VDE 0671-307), *Hochspannungs-Schaltgeräte und -Schaltanlagen – Teil 307:*  
658 *Leitfaden für die Erweiterung des Geltungsbereichs von Typprüfungen von metall- und isolierstoffgekapselten*  
659 *Wechselstrom-Schaltanlagen für Bemessungsspannungen über 1 kV und bis einschließlich 52 kV*
- 660 DIN EN ISO 7010, *Graphische Symbole – Sicherheitsfarben und Sicherheitszeichen – Registrierte Sicher-*  
661 *heitszeichen*
- 662 DIN EN ISO/IEC 17025, *Allgemeine Anforderungen an die Kompetenz von Prüf- und Kalibrierlaboratorien*
- 663 DIN EN ISO/IEC 17065, *Konformitätsbewertung – Anforderungen an Stellen, die Produkte, Prozesse und*  
664 *Dienstleistungen zertifizieren*
- 665 DIN EN ISO/IEC 17067, *Konformitätsbewertungen – Grundlagen der Produktzertifizierung und Leitlinien für die*  
666 *Produktzertifizierungsprogramme*
- 667 DIN EN ISO 9001:2015-11, *Qualitätsmanagementsysteme – Anforderungen (ISO 9001:2015); Deutsche und*  
668 *Englische Fassung EN ISO 9001:2015*

# — Entwurf —

## E VDE-AR-N 4110:2024-11

- 669 DIN VDE 0100 (VDE 0100) (alle Teile), *Errichten von Niederspannungsanlagen*
- 670 DIN VDE 0100-442 (VDE 0100-442), *Errichten von Niederspannungsanlagen – Teil 4-442: Schutzmaß-*  
671 *nahmen – Schutz von Niederspannungsanlagen bei vorübergehenden Überspannungen infolge von Erd-*  
672 *schlüssen im Hochspannungsnetz und bei Fehlern im Niederspannungsnetz*
- 673 DIN VDE 0100-520 (VDE 0100-520), *Errichten von Niederspannungsanlagen – Teil 5-52: Auswahl und*  
674 *Errichtung elektrischer Betriebsmittel – Kabel- und Leitungsanlagen*
- 675 DIN VDE 0100-557 (VDE 0100-557), *Errichten von Niederspannungsanlagen – Teil 5-557: Auswahl und*  
676 *Errichtung elektrischer Betriebsmittel – Hilfsstromkreise*
- 677 DIN VDE 0100-560 (VDE 0100-560), *Errichten von Niederspannungsanlagen – Teil 5-56: Auswahl und*  
678 *Errichtung elektrischer Betriebsmittel – Einrichtungen für Sicherheitszwecke*
- 679 DIN VDE 0100-718 (VDE 0100-718), *Errichten von Niederspannungsanlagen – Teil 7-718: Anforderungen für*  
680 *Betriebsstätten, Räume und Anlagen besonderer Art – Öffentliche Einrichtungen und Arbeitsstätten*
- 681 DIN VDE 0105 (VDE 0105) (alle Teile), *Betrieb von elektrischen Anlagen*
- 682 DIN VDE 0105-100 (VDE 0105-100), *Betrieb von elektrischen Anlagen – Teil 100: Allgemeine Festlegungen*
- 683 DIN VDE 0141 (VDE 0141), *Erdungen für spezielle Starkstromanlagen mit Nennspannungen über 1 kV*
- 684 DIN VDE 0603-1 (VDE 0603-1), *Zählerplätze – Teil 1: Allgemeine Anforderungen*
- 685 DIN VDE 0603-2-1 (VDE 0603-2-1), *Zählerplätze – Teil 2-1: Zählerplätze für direkte Messung bis 63 A*
- 686 DIN VDE 0670-402 (0670-402), *Wechselstromschaltgeräte für Spannungen über 1 kV – Auswahl von strom-*  
687 *begrenzenden Sicherheitseinsätzen für Transformatorstromkreise*
- 688 DIN VDE 0681 (VDE 0681) (alle Teile), *Geräte zum Betätigen, Prüfen und Abschränken unter Spannung*  
689 *stehender Teile mit Nennspannungen über 1 kV*
- 690 DIN VDE V 0681-2 (VDE V 0681-2), *Arbeiten unter Spannung – Geräte zum Betätigen und Prüfen mit*  
691 *Nennspannungen über 1 kV – Teil 2: Festlegungen für Schaltstangen*
- 692 DIN VDE 0682-552 (VDE 0682-552), *Arbeiten unter Spannung – Isolierende Schutzplatten über 1 kV*
- 693 VDE-AR-N 4105, *Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz – Technische Mindestanforderungen für*  
694 *Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz*
- 695 VDE-AR-N 4120, *Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz und*  
696 *deren Betrieb (TAR Hochspannung)*
- 697 VDE-AR-N 4142, *Automatische Letztmaßnahmen*
- 698 VDE-AR-N 4400, *Messwesen Strom (Metering Code)*
- 699 D-A-CH-CZ, *Technischen Regeln zur Beurteilung von Netzurückwirkungen, 3. Ausgabe 2021, Begriffe und*  
700 *Abkürzungen*
- 701

## 702 **3 Begriffe und Abkürzungen**

### 703 **3.1 Begriffe**

704 Für die Anwendung dieses Dokuments gelten die folgenden Begriffe.

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

707 • DIN-TERMinologieportal: verfügbar unter <https://www.din.de/go/din-term>

708 • DKE-IEV: verfügbar unter <https://www.dke.de/DKE-IEV>

709

#### 710 **3.1.1**

##### 711 **Abfangen auf Eigenbedarf**

712 Fähigkeit einer Erzeugungsanlage, die sich auf Grund einer Netzstörung entsprechend vereinbarter Schutz-  
713 konzepte vom Netz trennt bzw. getrennt wird, unverzüglich einen stabilen Betriebszustand zu erreichen, indem  
714 sie alle für ihren eigenen Weiterbetrieb notwendigen Anlagen und Einrichtungen weiterversorgt

#### 715 **3.1.2**

##### 716 **Anlagenbetreiber**

717 Person mit der Gesamtverantwortung für den sicheren Betrieb der Kundenanlage, die Regeln und Rand-  
718 bedingungen der Organisation vorgibt

#### 719 **3.1.3**

##### 720 **Anlagenerrichter**

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

#### 722 **3.1.4**

##### 723 **Anlagenverantwortlicher**

724 Person, die beauftragt ist, während der Durchführung von Arbeiten die unmittelbare Verantwortung für den  
725 sicheren Betrieb der elektrischen Anlage zu tragen, die zur Arbeitsstelle gehört

726 [QUELLE: DIN VDE 0105-100 (VDE 0105-100):2015-10, modifiziert – Anmerkungen zum Begriff wurden nicht  
727 übernommen]

#### 728 **3.1.5**

##### 729 **Anschlussnehmer**

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

733 Anmerkung 1 zum Begriff: Diesbezüglich notwendige Vereinbarungen mit Dritten (Anschlusserrichter, Anlagen-  
734 betreiber, Anschlussnutzer) trifft der Anschlussnehmer selbst.

#### 735 **3.1.6**

##### 736 **Anschlussnutzer**

737 natürliche oder juristische Person, die im Rahmen eines Anschlussnutzungsverhältnisses einen Anschluss an  
738 das Netz zur allgemeinen Versorgung zur Entnahme oder zur Einspeisung von elektrischer Energie nutzt

#### 739 **3.1.7**

##### 740 **Anschwingzeit**

741  $T_{an\_90\%}$

742 Zeit zwischen der sprunghaften Änderung eines Sollwertes und dem Zeitpunkt, an dem die Regelgröße erst-  
743 malig 90 % der Änderung des Sollwertes erreicht hat, im Falle der kontinuierlichen Spannungsregelung  
744 maximal jedoch die Zeit bis zum erstmaligen Erreichen einer Toleranzgrenze von  $\pm 5\% I_r$  um den rechnerisch  
745 aus der Spannungsabweichung mittels  $k$ -Faktor ermittelten stationären Endwert des zusätzlichen Blindstroms

**E VDE-AR-N 4110:2024-11**

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

748 **3.1.8**

749 **automatische Wiedereinschaltung**  
750 **(AWE)**

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

754 **3.1.9**

755 **Bedienen**

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

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

759 **3.1.10**

760 **Betrieb**

761 alle Tätigkeiten, die erforderlich sind, damit die elektrische Anlage funktionieren kann

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

764 **3.1.11**

765 **Betriebserlaubnisverfahren**

766 Verfahren zur Betriebserlaubnis von Erzeugungsanlagen nach Titel III des NC RfG

767 **3.1.11.1**

768 **Erlaubnis zur Zuschaltung**

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

771 **3.1.11.2**

772 **vorübergehende Betriebserlaubnis**

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

776 **3.1.11.3**

777 **endgültige Betriebserlaubnis**

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

781 **3.1.11.4**

782 **beschränkte Betriebserlaubnis**

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

788 **3.1.12**

789 **Bezugsanlage**

790 Kundenanlage, die ausschließlich elektrische Energie aus dem Netz des Netzbetreibers bezieht

- 791 **3.1.13**  
792 **Eigenbedarf der Erzeugungsanlage**  
793 elektrische Leistung, die ausschließlich für den Betrieb einer Erzeugungsanlage, deren Erzeugungseinheiten,  
794 Neben- und Hilfsanlagen benötigt wird
- 795 **3.1.14**  
796 **Einschwingzeit**  
797  $T_{\text{ein } \Delta x}$   
798 Zeit zwischen dem sprungförmigen Auftreten einer Regelabweichung bis zu dem Zeitpunkt, an dem die Ein-  
799 schwingvorgänge soweit abgeklungen sind, dass die Regelgröße (z. B. der Blindstrom  $I_B$ ) im Toleranzband um  
800 den stationären Endwert liegt und dort verbleibt
- 801 **3.1.15**  
802 **Erzeugungsanlage**  
803 Anlage, in der sich eine oder mehrere Erzeugungseinheiten elektrischer Energie und alle zum Betrieb  
804 erforderlichen elektrischen Einrichtungen befinden
- 805 Anmerkung 1 zum Begriff: Formelzeichen, die sich auf die Erzeugungsanlage beziehen, erhalten den Index „A“, siehe  
806 auch Bilde A.2 des Anhangs A.
- 807 **3.1.15.1**  
808 **Erzeugungsanlage Typ 1**  
809 Erzeugungsanlage, die ausschließlich Erzeugungseinheiten vom Typ 1 beinhaltet
- 810 Anmerkung 1 zum Begriff: Wenn mehrere Erzeugungseinheiten vom Typ 1 einen gemeinsamen  
811 Maschinentransformator oder eine EZA-Regelung/Zentralsteuerung (z.B.  $P_{AV,E}$ -Regelung, Blindleistungsregelung,  
812 Regelung der Leistungsgradienten) nutzen, bilden diese Erzeugungseinheiten eine Erzeugungsanlage vom Typ 1.
- 813 Anmerkung 2 zum Begriff: Unabhängig von der technischen Realisierung sind die Funktionen  
814 Netzsicherheitsmanagement, Wärmeregulierung, Energiemanagement, Eigenverbrauchsoptimierung, Redispatch-  
815 Funktionen keine gemeinsame EZA-Regelung/Zentralsteuerung im Sinne der Definition einer Erzeugungsanlage Typ 1.
- 816 **3.1.15.2**  
817 **Erzeugungsanlage Typ 2**  
818 Erzeugungsanlage, die nicht den Bedingungen für Typ 1 entspricht
- 819 **3.1.16**  
820 **Erzeugungseinheit**  
821 einzelne Einheit zur Erzeugung elektrischer Energie
- 822 Anmerkung 1 zum Begriff: Formelzeichen, die sich auf die Erzeugungseinheit beziehen, erhalten den Index „E“.
- 823 Anmerkung 2 zum Begriff: Bei einer Photovoltaik-Einheit ist in Bezug auf diese Anwendungsregel der Umrichter die  
824 Erzeugungseinheit.
- 825 **3.1.16.1**  
826 **Erzeugungseinheit Typ 1**  
827 Erzeugungseinheit, die zur Erzeugung elektrischer Energie ausschließlich einen Synchrongenerator beinhaltet,  
828 der direkt oder nur über einen Maschinentransformator (falls vorhanden) mit dem Netz gekoppelt ist
- 829 **3.1.16.2**  
830 **Erzeugungseinheit Typ 2**  
831 Erzeugungseinheit, die nicht den Bedingungen für Typ 1 entspricht
- 832 **3.1.17**  
833 **Erzeugungs- und Speichereinheit**  
834 Erzeugungseinheit, die DC-seitig mit einem Speicher kombiniert ist und mit diesem zum Netz gemeinsame AC-  
835 Klemmen nutzt
- 836 Anmerkung 1 zum Begriff: Je nach Ausführung kann eine EZSE unterschiedliche primär- (i.d.R. DC-) seitige und  
837 sekundär- (i.d.R. AC-) seitige Mindest- bzw. Maximalleistungen aufweisen.

838 **3.1.18**

839 **EZA-Regler**

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

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

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

845 **3.1.19 Fault Ride-Through (FRT)**

846 **3.1.19.1**

847 **Fault Ride-Through-Fähigkeit**  
848 **(FRT-Fähigkeit)**

849 Fähigkeit einer Erzeugungsanlage bzw. einer Erzeugungseinheit, während sprunghafter Spannungs-  
850 änderungen, den anschließenden Ausgleichsvorgängen sowie bei absoluten Abweichungen der Netzspannung  
851 sich nicht vom Netz zu trennen

852 **3.1.19.2**

853 **FRT-Grenzkurve**

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

856 **3.1.20**

857 **Fehlerklärung**

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

861 **3.1.21**

862 **Fehlerklärungszeit**

863 (en: Fault period)

864 Zeit zwischen dem Beginn des Netzfehlers und der Fehlerklärung

865 **3.1.22**

866 **Nach-Fehlerklärungszeit**

867 (en: Postfault period)

868 Zeit nach Abschaltung eines Fehlers, während der die Spannungen noch nicht wieder dauerhaft im stationären  
869 Spannungsband sind

870 **3.1.23**

871 **Flicker**

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

874 [QUELLE: IEV 161-08-13:2015-05]

875 **3.1.23.1**

876 **Flickerkoeffizient**

877  $c$

878 anlagenspezifische, dimensionslose Größe, die zusammen mit den Einflussgrößen „Bemessungs-  
879 scheinleistung der Erzeugungseinheit  $S_{rE}$ “ und „Kurzschlussleistung am Netzverknüpfungspunkt  $S_{kV}$ “ die Höhe  
880 des am Netzverknüpfungspunkt von der Anlage erzeugten Flickers bestimmt

881 **3.1.23.2**

882 **Kurzzeit-Flickerstärke**

883  $P_{st}$

884 Größe zur Bewertung flickerwirksamer Spannungsschwankungen eines Zeitintervalls von 10 min

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

886 **3.1.23.3**

887 **Langzeit-Flickerstärke**

888  $P_{lt}$

889 Größe zur Bewertung flickerwirksamer Spannungsschwankungen eines Zeitintervalls von 120 min

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

891 **3.1.24**

892 **Hochspannungsnetz**

893 Drehstromnetz mit einer Nennspannung  $\geq 60$  kV bis  $< 150$  kV und mit einer Nennfrequenz von 50 Hz

894 **3.1.25**

895 **Inbetriebnahme**

896 erstmaliges Unter-Spannung-Setzen des Netzanschlusses bis zum ersten Schaltgerät der Kundenanlage (in der Regel der Leitungstrennschalter) durch den Netzbetreiber

898 **3.1.26**

899 **Inbetriebsetzung**

900 erstmalige Unter-Spannung-Setzung der Kundenanlage oder von Betriebsmitteln einer Kundenanlage

901 **3.1.27**

902 **Konformitätserklärung**

903 Bestätigung und Nachweis, dass die gesamte Erzeugungsanlage in Übereinstimmung mit den Anforderungen dieser VDE-Anwendungsregel, den Technischen Anschlussbedingungen des Netzbetreibers (TAB) und mit den Festlegungen im Anlagenzertifikat errichtet und in Betrieb gesetzt wurde

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

908 **3.1.28**

909 **Kundenanlage**

910 Gesamtheit aller elektrischen Betriebsmittel hinter der Übergabestelle mit Ausnahme der Messeinrichtung zur Versorgung der Anschlussnehmer und der Anschlussnutzer

912 **3.1.29 Kurzschlussleistungsbegriffe**

913 **3.1.29.1**

914 **Anfangs-Kurzschlusswechselstromleistung**

915  $S_k''$

916 fiktive Größe, berechnet als Produkt aus dem größten zu erwartenden Anfangs-Kurzschlusswechselstrom  $I_k''$

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

918 Anmerkung 1 zum Begriff: In der Mittelspannung die im Normalbetrieb maximal zu erwartende Kurzschlussleistung, die aus dem überlagerten Netz (in der Regel dem Hochspannungsnetz) und aller im Mittelspannungsnetz angeschlossenen Erzeugungsanlagen und Motoren berechnet wird.

921 **3.1.29.2**

922 **Netzkurzschlussleistung**

923  $S_{kV}$

924 maßgebende minimale Netzkurzschlussleistung für die Bewertung von Netzurückwirkungen am Netzverknüpfungspunkt sowie der O-/UVRT-Robustheit am Netzanschlusspunkt

926 Anmerkung 1 zum Begriff: In der Mittelspannung die im Normalbetrieb minimal zu erwartende Kurzschlussleistung, die aus dem überlagerten Netz (in der Regel dem überlagerten Hochspannungsnetz) ohne Berücksichtigung aller im Mittelspannungsnetz angeschlossenen Erzeugungsanlagen und Motoren zugrunde gelegt wird. Bei Kurzschlussberechnungen nach DIN EN 60909-0 (VDE 0102) entspricht dies der aus dem kleinsten dreipoligen Anfangs-Kurzschlusswechselstrom

930  $I_{k'' \min}$  ermittelten Kurzschlussleistung, wobei die Widerstände von Leitungen und Kabeln bei 20 °C berücksichtigt werden.

931 **3.1.30**

932 **Ladeeinrichtung für Elektrofahrzeuge**

933 Einrichtung nach DIN EN 61851 (VDE 0122) (alle Teile) oder nach DIN EN 61980 (VDE 0122-10) (alle Teile) ,  
934 mit der ein Energieaustausch von Elektrofahrzeugen zwischen einem Mittelspannungsnetz und Stromquellen  
935 oder Lasten hergestellt werden kann

936 **3.1.31 Leistungsbegriffe**

937 **3.1.31.1**

938 **Blindleistung**

939  $Q$   
940 derjenige Anteil elektrischer Leistung, mit dem elektrische und magnetische Felder aufgebaut werden und der  
941 zwischen den Feldern ausgetauscht wird

942 Anmerkung 1 zum Begriff: Die Blindleistung ist das Produkt der sich aus den Grundsicherungen ergebenden  
943 Scheinleistung und dem Sinus des Phasenverschiebungswinkels  $\varphi$  zwischen der Leiter-Erde-Spannung  $U$  und dem Strom  
944  $I$  in diesem Leiter.

945 **3.1.31.2**

946 **Wirkleistung**

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

950 Anmerkung 1 zum Begriff: In diesem Dokument der Grundsicherungsanteil der Wirkleistung.

951 **3.1.31.3**

952 **Scheinleistung**

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

955 **3.1.31.4**

956 **Bemessungswirkleistung**

957  $P_{rE}$   
958 vom Hersteller angegebene Wirkleistung der Erzeugungseinheit bei Nennbedingungen

959 **3.1.31.5**

960 **vereinbarte Anschlusswirkleistung**

961  $P_{AV}$   
962 zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer vereinbarte Wirkleistung der Kundenanlage am Netz-  
963 anschlusspunkt

964 **3.1.31.5.1**

965 **vereinbarte Anschlusswirkleistung für Bezug**

966  $P_{AV, B}$   
967 zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer vereinbarte Wirkleistung der Kundenanlage für den Bezug am  
968 Netzanschlusspunkt

969 **3.1.31.5.2**

970 **vereinbarte Anschlusswirkleistung für Einspeisung**

971  $P_{AV, E}$   
972 zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer vereinbarte Wirkleistung der Kundenanlage für die Einspeisung  
973 am Netzanschlusspunkt

974 **3.1.31.6**

975 **maximale Wirkleistung einer Erzeugungsanlage oder eines Speichers**

976  $P_{Amax}$   
977 höchster 10-Minuten-Mittelwert der Wirkleistung einer Erzeugungsanlage Typ 1, einer Erzeugungsanlage  
978 Typ 2 oder eines Speichers.

979 Anmerkung 1 zum Begriff: Ergibt sich aus der Summe aller maximalen Wirkleistungen  $P_{\text{Emax}}$  bzw.  $P_{\text{Emax,red}}$  in einer  
980 Erzeugungsanlage oder Speichers.

### 981 **3.1.32**

#### 982 **Summe aller Erzeugungsanlagen und Speicher, kumuliert**

$$983 \sum P_{\text{Amax}}$$

984 Summe aller an einem Netzanschluss angeschlossenen Erzeugungsanlagen und Speicher

985 Anmerkung 1 zum Begriff: Ergibt sich aus der Summe aller maximalen Wirkleistungen  $P_{\text{Amax}}$  hinter einem  
986 Netzanschlusspunkt.

### 987 **3.1.32.1**

#### 988 **maximale Wirkleistung**

$$989 P_{\text{Emax}}$$

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

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

994 Anmerkung 2 zum Begriff: Bei Photovoltaik-Anlagen wird dieser Wert durch die Größe des Umrichters (Erzeugungseinheit  
995 siehe auch 3.1.16) bestimmt und ist unabhängig von der tatsächlichen in einer Anlage installierten Spitzenleistung der  
996 Photovoltaik-Module.

### 997 **3.1.32.2**

#### 998 **Wirkleistung der Erzeugungseinheit, maximale reduzierte**

$$999 P_{\text{Emax,red}}$$

1000 höchster 10-Minuten-Mittelwert der Wirkleistung einer Erzeugungseinheit, welcher bei Einsatz einer  
1001 dauerhaften Leistungsreduzierung durch diese Erzeugungseinheit erbracht werden kann ( $P_{\text{Emax,red}} \leq P_{\text{Emax}}$ )

1002 Anmerkung 1 zum Begriff: Die Umsetzung einer dauerhaften Leistungsreduzierung an der Erzeugungseinheit darf nicht  
1003 durch Software-Updates überschrieben werden. Eine ungewollte und unautorisierte Aufhebung der dauerhaften  
1004 Leistungsreduzierung ist durch eingeschränkte Zugriffsrechte / Passwortschutz sicherzustellen. Diese reduzierte Leistung  
1005  $P_{\text{Emax,red}}$  kann in allen Abschnitten dieser Anwendungsregel mit  $P_{\text{Emax}}$  gleichgesetzt werden.

1006 Anmerkung 2 zum Begriff: Trotz dauerhafter Leistungsreduzierung behält das Einheitszertifikat seine Gültigkeit.

1007 Anmerkung 3 zum Begriff: Eine Reduzierung der Primärenergie (z. B. Installation einer geringeren Modul- als  
1008 Umrichterleistung) allein ist nicht ausreichend. Die Verwendung von  $P_{\text{Emax,red}}$  ist nur zulässig, wenn die Begrenzung der  
1009 Leistung im Umrichter bzw. der Maschinensteuerung umgesetzt ist.

### 1010 **3.1.32.3**

#### 1011 **installierte Wirkleistung**

$$1012 P_{\text{inst}}$$

1013 Summe der Bemessungswirkleistungen aller Erzeugungseinheiten und Speicher hinter einem  
1014 Netzanschlusspunkt

### 1015 **3.1.32.4**

#### 1016 **in Betrieb befindliche installierte Wirkleistung**

$$1017 P_{\text{b inst}}$$

1018 Summe der Bemessungswirkleistungen aller sich generatorisch in Betrieb befindenden Erzeugungseinheiten  
1019 und Speicher hinter einem Netzanschlusspunkt

### 1020 **3.1.32.5**

#### 1021 **momentane Wirkleistung**

$$1022 P_{\text{mom}}$$

1023 momentaner Wert der am Netzanschlusspunkt eingespeisten Wirkleistung, gleitend gemittelt über 200 ms

E VDE-AR-N 4110:2024-11

- 1024 **3.1.32.6**  
1025 **Anschlussscheinleistung**  
1026  $S_A$   
1027 Scheinleistung der Kundenanlage (Bezugs- und/oder Erzeugungsanlage) als Grundlage für die Netz-  
1028 anschlussprüfung
- 1029 **3.1.32.6.1**  
1030 **Anschlussscheinleistung für Bezug**  
1031  $S_{A, B}$   
1032 Scheinleistung der Kundenanlage für den Bezug als Grundlage für die Netzanschlussprüfung
- 1033 **3.1.32.6.2**  
1034 **Anschlussscheinleistung für Einspeisung**  
1035  $S_{A, E}$   
1036 Scheinleistung der Kundenanlage für die Einspeisung als Grundlage für die Netzanschlussprüfung
- 1037 Anmerkung 1 zum Begriff: Setzt sich bei einer Erzeugungsanlage aus den maximalen Scheinleistungen der  
1038 Erzeugungseinheiten – bei Windenergieanlagen unter Anwendung der 10-Minuten-Mittelwerte der Wirkleistungen  
1039 ( $P_{600}$ ) – und dem geforderten maximalen Blindleistungsaustausch zusammen.
- 1040 **3.1.32.7**  
1041 **vereinbarte Anschlussscheinleistung**  
1042  $S_{AV}$   
1043 Scheinleistung der Kundenanlage, die sich aus dem Quotienten aus vereinbarter Anschlusswirkleistung  $P_{AV}$   
1044 und dem kleinsten zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer vereinbarten Verschiebungsfaktor  $\cos \varphi$   
1045 ergibt
- 1046 **3.1.32.7.1**  
1047 **vereinbarte Anschlussscheinleistung für Bezug**  
1048  $S_{AV, B}$   
1049 Scheinleistung der Kundenanlage, die sich aus dem Quotienten aus vereinbarter Anschlusswirkleistung  $P_{AV, B}$   
1050 und dem kleinsten zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer vereinbarten Verschiebungsfaktor  $\cos \varphi$   
1051 ergibt
- 1052 **3.1.32.7.2**  
1053 **vereinbarte Anschlussscheinleistung für Einspeisung**  
1054  $S_{AV, E}$   
1055 Scheinleistung der Kundenanlage, die sich aus dem Quotienten aus vereinbarter Anschlusswirkleistung  $P_{AV, E}$   
1056 und dem kleinsten zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer vereinbarten Verschiebungsfaktor  $\cos \varphi$   
1057 ergibt
- 1058 **3.1.32.8**  
1059 **maximale Scheinleistung einer Erzeugungsanlage**  
1060  $S_{Amax}$   
1061 höchster 10-Minuten-Mittelwert der Scheinleistung einer Erzeugungsanlage
- 1062 Anmerkung 1 zum Begriff: In der Berechnung sind alle Netzkomponenten zwischen Netzanschlusspunkt und den  
1063 Erzeugungseinheiten zu berücksichtigen.
- 1064 **3.1.32.9**  
1065 **maximale Scheinleistung einer Erzeugungseinheit**  
1066  $S_{Emax}$   
1067 höchster 10-Minuten-Mittelwert der Scheinleistung einer Erzeugungseinheit
- 1068 **3.1.32.10**  
1069 **Bemessungsscheinleistung einer Erzeugungseinheit**  
1070  $S_{rE}$   
1071 Scheinleistung, für die die Komponenten der Erzeugungseinheit bemessen sind

1072 **3.1.32.11**

1073 **technische Mindestleistung**

1074 minimale, dauerhaft von einer Erzeugungseinheit des Typs 1 abgebbare elektrische Leistung

1075 Anmerkung 1 zum Begriff: In Sonderfällen haben auch Typ-2-Anlagen eine technische Mindestleistung.

1076 Anmerkung 2 zum Begriff: Wird vom Anlagenbetreiber definiert und dem Netzbetreiber mitgeteilt.

1077 Anmerkung 3 zum Begriff: Die technische Mindestleistung einer Erzeugungsanlage ist auf geeignete Weise auf Basis  
1078 der technischen Mindestleistungen der Erzeugungseinheiten zu bestimmen.

1079 **3.1.33**

1080 **Mischanlage**

1081 Kundenanlage, bestehend aus einer Kombination von Bezugsanlage und/oder Erzeugungsanlage und/oder  
1082 Speichern und/oder Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge

1083 Anmerkung 1 zum Begriff: Folgende Kombinationen sind möglich:

1084 – Bezugsanlage und Erzeugungsanlage mit einem gemeinsamen Netzanschlusspunkt;

1085 – Speicher allein sowie

1086 – Speicher in Kombination mit Bezugsanlage/Erzeugungsanlage mit einem gemeinsamen Netzanschlusspunkt.

1087 Anmerkung 2 zum Begriff: Der Eigenbedarf einer Erzeugungsanlage gilt nicht als Bezugsanlage. Alle zwischen dem  
1088 NAP und der EZE/EZA notwendigen Betriebsmittel (z.B. Schutz, Steuerungs- und Kommunikationseinrichtungen) sind dem  
1089 Eigenbedarf zuzuordnen. Für BHKW (z.B. Biogasanlagen) sind im Einheitszertifikat die Hilfseinrichtungen benannt, die  
1090 den Eigenbedarf der EZE/EZA abgrenzen.

1091 **3.1.34**

1092 **Mischpark**

1093 Erzeugungsanlage(n) aus Erzeugungseinheiten mit Inbetriebnahmezeiträumen, aus denen sich  
1094 unterschiedliche technische Anforderungen ergeben (z.B. an die statische Spannungshaltung).

1095 **3.1.35**

1096 **Mittelspannungsnetz**

1097 Drehstromnetz der allgemeinen Versorgung mit Nennspannungen > 1 kV bis < 60 kV

1098 **3.1.36**

1099 **Netzanschlusspunkt**

1100 Netzpunkt, an dem die Kundenanlage an das Netz der allgemeinen Versorgung angeschlossen ist

1101 Anmerkung 1 zum Begriff: Der Netzanschlusspunkt (siehe Anhang A) hat vor allem Bedeutung im Zusammenhang mit  
1102 der Netzplanung. Eine Unterscheidung zwischen Netzanschlusspunkt und Netzverknüpfungspunkt ist nicht in allen Fällen  
1103 erforderlich.

1104 Anmerkung 2 zum Begriff: Die Eigentumsgrenze wird zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer unabhängig vom  
1105 Netzanschlusspunkt vereinbart.

1106 **3.1.37**

1107 **Netzbetreiber**

1108 Betreiber des Netzes der allgemeinen Versorgung für elektrische Energie

1109 **3.1.38**

1110 **Netzführende Stelle**

1111 netzführende Stelle eines Netzbetreibers, die die operativen Aufgaben der Betriebs- und Netzführung durch-  
1112 führt

1113 **3.1.39**

1114 **Netzführungsvereinbarung**

1115 Vereinbarung, in der die Verantwortung für die Netzüberwachung und für die Netzbetriebsführung festgelegt  
1116 wird

1117 Anmerkung 1 zum Begriff: Außerdem ist der Übergang der Verantwortung für Netzteile aus der Hoheit der Netzführung  
1118 auf den Anlagenverantwortlichen festgelegt. Zudem wird eine eindeutige Schaltsprache/Schaltbegriffe, der Schaltungs-  
1119 prozess sowie die zu dokumentierenden Aktivitäten bei Schalthandlungen und von Verantwortungsübergaben definiert.

**E VDE-AR-N 4110:2024-11**

1120 Zusätzlich können betriebliche Prozesse/Besonderheiten für Messungen im Netz oder Inbetriebsetzungen und  
1121 Außerbetriebsetzungen von Netzteilen beschrieben sein.

1122 **3.1.40**

1123 **Netzimpedanzwinkel**

1124  $\psi_k$   
1125 Arcustangens des Verhältnisses aus Reaktanz  $X_k$  zu Widerstand  $R_k$  der Kurzschlussimpedanz am betrachteten  
1126 Netzpunkt,  $\psi_k = \arctan (X_k/R_k)$

1127 **3.1.41**

1128 **Netzsicherheitsmanagement**

1129 Beeinflussung der Leistungsabgabe von Erzeugungsanlagen bis zu deren kompletter Abschaltung zur  
1130 Umsetzung von Maßnahmen nach § 13 und § 14 EnWG insbesondere nach § 13a, Abs. 1 und 2  
1131 EnWG (Erzeugungsanpassung und ihr bilanzieller und finanzieller Ausgleich)

1132 Anmerkung 1 zum Begriff: Das Netzsicherheitsmanagement wird zur Verhinderung und Beseitigung von Netzeng-  
1133 pässen und im Rahmen der Systemsicherheit eingesetzt.

1134 **3.1.42**

1135 **Netzverknüpfungspunkt**

1136 der Kundenanlage am nächsten gelegene Stelle im Netz der allgemeinen Versorgung, an der weitere  
1137 Kundenanlagen angeschlossen sind oder angeschlossen werden können

1138 Anmerkung 1 zum Begriff: In der Regel ist der Netzverknüpfungspunkt gleich dem Netzanschlusspunkt. Er findet  
1139 Anwendung ausschließlich bei der Beurteilung von Netzurückwirkungen.

1140 **3.1.43**

1141 **Normalbetrieb des Netzes**

1142 Betrieb des Netzes der allgemeinen Versorgung mit einer Netzfrequenz von 50 Hz  $\pm$  200 mHz und einer  
1143 Netzspannung im Bereich  $U_c \pm 10 \%$

1144 **3.1.44**

1145 **Notstromaggregat**

1146 Erzeugungseinheit, die der Sicherstellung der elektrischen Energieversorgung einer Kundenanlage oder Teilen  
1147 einer Kundenanlage bei Ausfall des Netzes der allgemeinen Versorgung dient

1148 Anmerkung 1 zum Begriff: Die Art der Erzeugungseinheiten ist nicht auf einen Generatortyp oder eine Energiequelle  
1149 begrenzt und umfasst beispielsweise Synchronmaschinen mit Verbrennungsmotoren genauso wie ausschließlich für Not-  
1150 strombetrieb eingesetzte Speicher oder Brennstoffzellen mit Wechselrichter.

1151 Anmerkung 2 zum Begriff: Erzeugungseinheiten, die Netzbetreiber für die Aufrechterhaltung der elektrischen Energie-  
1152 versorgung ihrer Netze verwenden, werden im Gegensatz dazu Netzersatzanlagen genannt.

1153 **3.1.45**

1154 **Oberschwingung (harmonische)**

1155 sinusförmige Schwingung, deren Frequenz ein ganzzahliges Vielfaches der Grundfrequenz ist

1156 **3.1.46**

1157 **Rückfallverhältnis**

1158 Verhältnis des Rückfallwertes einer charakteristischen Größe bei einem Schutzrelais zum Ansprechwert dieser  
1159 Größe, beispielsweise  $U_{rück}/U_{an}$  bei einem Spannungsrelais

1160 **3.1.47**

1161 **Schutzeinrichtung**

1162 Einrichtung, die ein oder mehrere Schutzrelais sowie – soweit erforderlich – Logikbausteine enthält, um eine  
1163 oder mehrere vorgegebene Schutzfunktionen auszuführen

1164 Anmerkung 1 zum Begriff: Eine Schutzeinrichtung ist Teil eines Schutzsystems.

- 1165 **3.1.48**  
 1166 **Schutzsystem**  
 1167 Anordnung aus einer oder mehreren Schutzeinrichtungen sowie weiteren Geräten, die vorgesehen sind, um  
 1168 eine oder mehrere vorgegebene Schutzfunktionen auszuführen
- 1169 Anmerkung 1 zum Begriff: Ein Schutzsystem umfasst eine oder mehrere Schutzeinrichtungen, Messwandler, Verdrah-  
 1170 tung, Ausschaltstromkreis, Hilfsspannungsversorgung sowie – sofern vorgesehen – Informationssysteme.
- 1171 **3.1.49 Spannungsbegriffe**
- 1172 **3.1.49.1**  
 1173 **Änderung der Mitsystemspannung**  
 1174  $\Delta u_1$   
 1175 auf die vereinbarte Versorgungsspannung  $U_C$  bezogene Änderung der Spannung im Mitsystem nach Auftreten  
 1176 einer sprunghaften Spannungsänderung
- 1177 **3.1.49.2**  
 1178 **Änderung der Gegensystemspannung**  
 1179  $\Delta u_2$   
 1180 auf die vereinbarte Versorgungsspannung  $U_C$  bezogene Änderung der Spannung im Gegensystem nach Auf-  
 1181 treten einer sprunghaften Spannungsänderung
- 1182 Anmerkung 1 zum Begriff: Es ist nicht vorgeschrieben, das Mit- und Gegensystem explizit zu errechnen, andere  
 1183 technische Lösungen sind ausdrücklich zulässig. Die hier genannte Definition soll ausdrücklich keine Vorgaben machen,  
 1184 wie die Erkennung und Reaktion auf eine sprunghafte Spannungsänderung technisch erfolgen soll.
- 1185 **3.1.49.3**  
 1186 **Betriebsspannung**  
 1187  $U_b$   
 1188 Spannung bei Normalbetrieb zu einem bestimmten Zeitpunkt an einer bestimmten Stelle des Netzes als  
 1189 Effektivwert (10-Minuten-Mittelwert) der verketteten Spannung
- 1190 **3.1.49.4**  
 1191 **Bemessungsspannung**  
 1192  $U_r$   
 1193 Spannung eines Gerätes oder einer Einrichtung, für die das Gerät oder die Einrichtung nach einer Norm oder  
 1194 vom Hersteller zum dauerhaften Betrieb ausgelegt ist
- 1195 **3.1.49.5**  
 1196 **höchste Spannung für Betriebsmittel**  
 1197  $U_m$   
 1198 höchster Effektivwert der verketteten Spannung, auf den ein Betriebsmittel betreffend seiner Isolation dauerhaft  
 1199 ausgelegt ist
- 1200 **3.1.49.6**  
 1201 **Mittelwert der Spannung**  
 1202  $U_{1min}$   
 1203 gleitender 1-Minuten-Mittelwert des Effektivwertes einer Spannung
- 1204 **3.1.49.7**  
 1205 **Nennspannung**  
 1206  $U_n$   
 1207 Spannung, durch die ein Netz oder eine Anlage bezeichnet oder identifiziert wird
- 1208 **3.1.49.8**  
 1209 **sprunghafte Spannungsänderung**  
 1210 Abweichung des gemessenen Grundschiebungsmomentanwertes einer Spannung um einen Betrag von  
 1211 mindestens 5 % des Scheitelwertes der Nennspannung vom Momentanwert der fortgeführten Vorfehler-  
 1212 spannung

**E VDE-AR-N 4110:2024-11**

1213 Anmerkung 1 zum Begriff: Siehe auch Anhang B.2. Damit kann sich eine sprunghafte Spannungsänderung auf  
1214 Außenleiterspannungen oder Leiter-Erde-Spannungen beziehen.

1215 Anmerkung 2 zum Begriff: Vektorsprünge werden damit ebenso wie Kurzschlüsse als sprunghafte Spannungsänderung  
1216 betrachtet.

1217 Anmerkung 3 zum Begriff: Der Messwert der Spannung darf geeignet gefiltert werden, um eventuelle Ober-  
1218 schwingungseffekte zu eliminieren.

1219 **3.1.49.9**

1220 **vereinbarte Versorgungsspannung**

1221  $U_C$

1222 zwischen dem Netzbetreiber und dem Anschlussnehmer vereinbarte Spannung zur Versorgung

1223 Anmerkung 1 zum Begriff: In der Regel ist die vereinbarte Versorgungsspannung gleich der Nennspannung  $U_n$ , sie darf  
1224 allerdings von der Nennspannung abweichen, wenn eine entsprechende Vereinbarung zwischen dem Netzbetreiber und  
1225 dem Anschlussnehmer besteht.

1226 **3.1.49.10**

1227 **Vorfehlerspannung**

1228 eine Spannung  $u(t)$ , deren Amplitude, Frequenz und Phasenlage sich aus der Mittelung der Grundschiwingung  
1229 der letzten 50 Perioden ergibt

1230 **3.1.49.11**

1231 **Vorgabespannung**

1232  $U_{Q0}/U_C$

1233 Spannungswert, die der Netzbetreiber einer Erzeugungsanlage bei einer Spannungs-Blindleistungskennlinie  
1234 vorgibt

1235 **3.1.49.12**

1236 **Niederspannungsseitige Bezugsspannung**

1237  $U_{NS}$

1238 der Spannungswert auf der Niederspannungsseite des Maschinentransformators der Erzeugungseinheit unter  
1239 Berücksichtigung der vereinbarten Versorgungsspannung  $U_C$  und des Übersetzungsverhältnisses  $\ddot{u}$  des  
1240 Maschinentransformators ( $U_{NS} = U_C/\ddot{u}$ )

1241 Anmerkung 1 zum Begriff: Erfolgt die Spannungsmessung auf der MS-Seite, ist  $\ddot{u} = 1$  zu setzen.

1242 **3.1.49.13**

1243 **Reglersollspannung**

1244  $U_{MS}$

1245 die Betriebsspannung eines Mittelspannungsnetzes, auf die der Spannungsregler des Verteilnetztrans-  
1246 formators mittelspannungsseitig regelt

1247 **3.1.50**

1248 **Spannungsänderung**

1249  $\Delta U$

1250 Erhöhung oder Reduzierung der Spannung in einem Zeitabschnitt

1251 **3.1.50.1**

1252 **langsame Spannungsänderung**

1253 Erhöhung oder Abnahme der Spannung, üblicherweise aufgrund von Änderungen der Gesamtlast in einem  
1254 Netz bzw. der Gesamteinspeisung in ein Netz

1255 **3.1.50.2**

1256 **schnelle Spannungsänderung**

1257 einzelne schnelle Änderung des Effektivwertes einer Spannung zwischen zwei aufeinander folgenden  
1258 Spannungswerten mit jeweils bestimmter aber nicht festgelegter Dauer

- 1259 **3.1.51**  
 1260 **Spannungsband**  
 1261 Spannungseffektivwerte zwischen einer oberen und unteren Betriebsspannung des Netzes
- 1262 **3.1.52**  
 1263 **Speicher**  
 1264 Einheit oder Anlage, die elektrische Energie aus einer Kundenanlage oder aus dem Netz der allgemeinen  
 1265 Versorgung beziehen, speichern und wieder einspeisen kann
- 1266 Anmerkung 1 zum Begriff: Dies gilt unabhängig von der Art der technischen Umsetzung.  
 1267 Anmerkung 2 zum Begriff: Der Begriff „Speicher“ umfasst im vorliegenden Regelwerk auch alle zum bestimmungs-  
 1268 gemäßen Betrieb systemtechnisch notwendigen Komponenten, wie z. B. ein Speichermanagementsystem. Er ist damit  
 1269 auch Synonym für den Begriff „Speichersystem“.
- 1270 Anmerkung 3 zum Begriff: Typ-1-Speicher sind Anlagen, die in ihrem Einspeiseverhalten (Energiefreisetzung in das Netz)  
 1271 gegenüber dem Netz wie Erzeugungsanlagen vom Typ 1 wirken. Alle anderen Speicher sind Typ-2-Speicher.
- 1272 **3.1.53**  
 1273 **nutzbare Speicherkapazität**  
 1274 mit dem Bemessungsstrom aus einem Speicher entnehmbare Energie zwischen dem im Betrieb erreichbaren  
 1275 oberen Ladezustand und dem im Betrieb definierten Entladeschluss
- 1276 **3.1.54**  
 1277 **steuerbare Verbrauchseinrichtung**  
 1278 elektrische Verbrauchseinrichtung, die vom Anschlussnutzer als steuerbar oder abschaltbar bzw. als Flexibilität  
 1279 angeboten wird
- 1280 Anmerkung 1 zum Begriff: Siehe auch §14a EnWG [18] für die Niederspannung.  
 1281 Anmerkung 2 zum Begriff:  $P_{\text{steuerbar}}$  bezeichnet dabei die gesamte Leistung der steuerbaren Verbrauchseinrichtung.
- 1282 **3.1.55 Strombegriffe**
- 1283 **3.1.55.1**  
 1284 **Blindstrom**  
 1285  $I_B$   
 1286 Anteil der Strom-Grundschiwingung, der nicht zur Wirkleistung beiträgt
- 1287 Anmerkung 1 zum Begriff: Blindströme, die auf den Bemessungsstrom  $I_r$  bezogen sind, werden mit  $I_B$  bezeichnet.  
 1288 Anmerkung 2 zum Begriff: Die Mit- und Gegensystemkomponenten des Blindstromes  $I_B$  werden mit  $I_{B1}$  und  $I_{B2}$   
 1289 bezeichnet.
- 1290 **3.1.55.2**  
 1291 **zusätzlicher Blindstrom**  
 1292  $\Delta I_B$   
 1293 Blindstrom, der während eines Fehlers zusätzlich zu dem stationären Blindstrom bereitgestellt wird
- 1294 **3.1.55.3**  
 1295 **Wirkstrom**  
 1296  $I_W$   
 1297 Anteil der Strom-Grundschiwingung, der zur Wirkleistung beiträgt
- 1298 **3.1.55.4**  
 1299 **Anfangs-Kurzschlusswechselstrom**  
 1300  $I_k''$   
 1301 Effektivwert des Wechselstromanteils eines zu erwartenden Kurzschlussstromes im Augenblick des Kurz-  
 1302 schlusseintritts
- 1303 [QUELLE: DIN EN 60909-0 (VDE 0102):2016-12, modifiziert – Relativsatz wurde nicht übernommen]

E VDE-AR-N 4110:2024-11

1304 **3.1.55.5**

1305 **Beitrag der Vollumrichter zum Anfangs-Kurzschlusswechselstrom**

1306  $I_k''_{PF}$

1307 Effektivwert des Wechselstromanteils eines zu erwartenden Kurzschlussstroms aller Erzeugungseinheiten mit  
1308 Vollumrichtern im Augenblick des Kurzschlusseintritts, wenn die Impedanz ihre Größe zum Zeitpunkt Null  
1309 beibehält

1310 **3.1.55.6**

1311 **Stoßkurzschlussstrom**

1312  $i_p$

1313 maximal möglicher Augenblickswert des zu erwartenden Kurzschlussstromes

1314 [QUELLE: DIN EN 60909-0 (VDE 0102):2016-12, modifiziert – Anmerkung zum Begriff wurde nicht  
1315 übernommen]

1316 **3.1.55.7**

1317 **Bemessungsstrom**

1318  $I_r$

1319 Strom eines Gerätes, für den das Gerät durch eine Norm oder vom Hersteller ausgelegt ist

1320 **3.1.56 Transformatorbegriffe**

1321 **3.1.56.1**

1322 **Netztransformator**

1323 vom Anschlussnehmer eingesetztes Betriebsmittel für die Verbindung seiner Kundenanlage mit dem Netz des  
1324 Netzbetreibers

1325 **3.1.56.2**

1326 **Maschinentransformator**

1327 in einer Erzeugungseinheit bzw. -anlage eingesetztes Betriebsmittel für die Verbindung des Generators bzw.  
1328 des Umrichters einer Erzeugungseinheit bzw. -anlage mit dem vorgelagerten Netz

1329 **3.1.56.3**

1330 **Verteilertransformator**

1331 vom Netzbetreiber eingesetztes Betriebsmittel für die Verbindung des Hochspannungsnetzes mit seinem  
1332 Mittelspannungsnetz (HS/MS) oder für die Verbindung zweier Mittelspannungsnetze (MS/MS, z. B.  
1333 30 kV/10 kV)

1334 **3.1.57**

1335 **untererregt**

1336 Betriebszustand einer Erzeugungsanlage bzw. einer Erzeugungseinheit, bei dem sich die Erzeugungsanlage  
1337 bzw. die Erzeugungseinheit wie eine Induktivität verhält

1338 Anmerkung 1 zum Begriff: Siehe Anhang B.8.

1339 **3.1.58**

1340 **übererregt**

1341 Betriebszustand einer Erzeugungsanlage bzw. einer Erzeugungseinheit, bei dem sich die Erzeugungsanlage  
1342 bzw. die Erzeugungseinheit wie eine Kapazität verhält

1343 Anmerkung 1 zum Begriff: Siehe Anhang B.8.

1344 **3.1.59**

1345 **Übergabestation**

1346 Teil eines elektrischen Netzes, welches der Verbindung einer Kundenanlage mit dem Netz eines Netz-  
1347 betreibers dient

1348 **3.1.60**

1349 **Übergabestelle**

1350 technisch und räumlich definierter Ort der Übergabe elektrischer Energie aus dem Netz der allgemeinen Ver-  
1351 sorgung in die Kundenanlage bzw. aus der Kundenanlage in das Netz der allgemeinen Versorgung

1352 **3.1.61**

1353 **Überschwingweite  $\Delta x_{\max}$  der Regelgröße**

1354 auf den Nennwert bezogene größte vorübergehende Regelabweichung beim Übergang der Regelgröße von  
1355 einem stationären Zustand zu einem neuen stationären Zustand

1356 **3.1.62**

1357 **Übersetzungsverhältnis**

1358  $i$

1359 Quotient aus den Bemessungsspannungen zweier Wicklungen eines Transformators, ggf. unter Berücksichtigung der Stellung des Stufenschalters  
1360

1361 **3.1.63**

1362 **Verfügungsbereich**

1363 Bereich, der die Zuständigkeit für die Anordnung von Schalthandlungen festlegt

1364 Anmerkung 1 zum Begriff: Bei manchen Netzbetreibern wird dieser Bereich als Schaltbefehlsbereich bezeichnet.

1365 **3.1.64**

1366 **Verschiebungsfaktor**

1367  $\cos \varphi$

1368 Cosinus des Phasenwinkels zwischen den Grundschwingungen einer Leiter-Erde-Spannung und des Stromes  
1369 in diesem Leiter

1370 **3.1.65**

1371 **Verteilnetz**

1372 Netz der allgemeinen Versorgung für elektrische Energie in den Spannungsebenen Nieder- und/oder Mittel-  
1373 und/oder Hochspannung

1374 **3.1.66 Zertifikate**

1375 **3.1.66.1**

1376 **Anlagenzertifikat**

1377 von nach DIN EN ISO/IEC 17065 hierfür akkreditierten Zertifizierungsstellen ausgestelltes Zertifikat, das die  
1378 Konformität der geplanten Erzeugungsanlage mit den Anforderungen dieser VDE-Anwendungsregel sowie mit  
1379 den ergänzenden Anforderungen des Netzbetreibers (soweit vorhanden) ausweist

1380 Anmerkung 1 zum Begriff: In der Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission vom 14. April 2016 zur Festlegung eines  
1381 Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger wird für das Anlagenzertifikat der Begriff „Nachweis-  
1382 dokument für Stromerzeugungsanlagen“ verwendet.

1383 Anmerkung 2 zum Begriff: Basis für das Anlagenzertifikat bilden Einheitenzertifikate oder Einheitenachweise, ggf.  
1384 Komponentenzertifikate oder Komponentennachweise sowie Netzberechnungen und Simulationen.

1385 Anmerkung 3 zum Begriff: Im Gegensatz zum Einheitenzertifikat und zum Komponentenzertifikat handelt es sich bei  
1386 dem Anlagenzertifikat nicht um ein überwachungspflichtiges Produktzertifikat nach DIN EN ISO/IEC 17067, sondern um  
1387 eine zertifizierte Netzanschlussplanung.

1388 **3.1.66.2**

1389 **Einheitenzertifikat**

1390 von nach DIN EN ISO/IEC 17065 hierfür akkreditierten Zertifizierungsstellen ausgestelltes typenspezifisches  
1391 Zertifikat für jede Erzeugungseinheit und für jeden Speicher, in dem die elektrischen Eigenschaften der  
1392 Erzeugungseinheit bzw. des Speichers ausgewiesen werden, um die Konformität einer geplanten  
1393 Erzeugungsanlage mit den Anforderungen der vorliegenden VDE-Anwendungsregel nachzuweisen

1394 Anmerkung 1 zum Begriff: In der Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission vom 14. April 2016 zur Festlegung eines  
1395 Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger wird für das Einheitenzertifikat der Begriff „Betriebsmittel-  
1396 bescheinigung“ verwendet.

1397 Anmerkung 2 zum Begriff: Ein Einheitenzertifikat ist ein überwachungspflichtiges Produktzertifikat nach  
1398 DIN EN ISO/IEC 17067 für alle Erzeugungseinheiten.

E VDE-AR-N 4110:2024-11

1399 **3.1.66.3**

1400 **Komponentenzertifikat**

1401 von nach DIN EN ISO/IEC 17065 hierfür akkreditierten Zertifizierungsstellen ausgestelltes Zertifikat, das das  
1402 Verhalten von nicht in Einheitenzertifikaten enthaltenen aktiven Betriebsmitteln einer Erzeugungsanlage aus-  
1403 weist, die Einfluss auf das elektrische Verhalten am Netzanschlusspunkt haben

1404 Anmerkung 1 zum Begriff: In der Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission vom 14. April 2016 zur Festlegung eines  
1405 Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger wird für das Komponentenzertifikat der Begriff „Betriebs-  
1406 mittelbescheinigung“ verwendet.

1407 Anmerkung 2 zum Begriff: Ein Komponentenzertifikat ist ein überwachungspflichtiges Produktzertifikat für alle  
1408 Betriebsmittel nach DIN EN ISO/IEC 17067.

1409 **3.1.67**

1410 **Zwischenharmonische**

1411 sinusförmige Schwingung, deren Frequenz kein ganzzahliges Vielfaches der Grundfrequenz ist

1412 **3.1.68 Netzsicherheitsbasierte Primärregelung (Begriffsammlung)**

1413 **3.1.68.1**

1414 **netzsicherheitsbasierte Primärregelung (entspricht LFSM-O/U)**

1415 außerhalb des Frequenzbereichs von 49,8 Hz - 50,2 Hz zur Gewährleistung der Netzsicherheit erforderliche  
1416 Beteiligung von Erzeugungseinheiten und Erzeugungs- und Speichereinheiten, Speichern sowie kontinuierlich  
1417 regelbaren Bezugseinheiten an der Primärregelung

1418 **3.1.68.2**

1419 **marktbasierte Primärregelung (entspricht FSM, kurz: Primärregelung)**

1420 Primärregelung, die auf dem Regelenergiemarkt gehandelt und ausschließlich im Frequenzbereich von  
1421 49,8 Hz - 50,2 Hz eingesetzt wird

1422 **3.1.68.3**

1423 **unbeschränkte netzsicherheitsbasierte Primärregelung**

1424 Beiträge der netzsicherheitsbasierten Primärregelung, die keinen wesentlichen typ- und/oder  
1425 anlagenspezifischen Beschränkungen des Wirkleistungsgradienten innerhalb des vereinbarten  
1426 Wirkleistungsstellbereichs unterliegen, so dass das Zeitverhalten die Anforderungen der Kleinsignalstabilität  
1427 an die Primärregelung erfüllt

1428 **3.1.68.4**

1429 **unbeschränkter Stellbereich der netzsicherheitsbasierten Primärregelung**

1430 für die netzsicherheitsbasierte Primärregelung ausgehend von einem beliebigen zulässigen Arbeitspunkt  
1431 verfügbare Stellbereich der Wirkleistung, für den keine typ- und/oder anlagenspezifischen Beschränkungen  
1432 dahingehend vorliegen, dass die Anforderungen der Kleinsignalstabilität der Primärregelung eingehalten  
1433 werden können

1434 Anmerkung 1 zum Begriff: Der unbeschränkte Stellbereich der netzsicherheitsbasierten Primärregelung ist der  
1435 Stellbereich, für den das dynamische Verhalten ausgehend von einem beliebigen stationären Arbeitspunkt (siehe auch  
1436 Tabelle 13) bei Frequenzabweichungen i.d.R. annähernd linear ist. Der unbeschränkte Stellbereich der PRNB stellt sicher,  
1437 dass eine Anlage in der Lage ist, kleine Auslenkungen von einem beliebigen zulässigen Arbeitspunkt im Fiktiven Inselnetz  
1438 stabil mit definierter Dämpfung auszuregeln.

1439 **3.1.68.5**

1440 **beschränkte netzsicherheitsbasierte Primärregelung**

1441 Beiträge der netzsicherheitsbasierten Primärregelung, die durch typ- und anlagenspezifische Beschränkungen  
1442 von Wirkleistungsgradienten für festgelegte Wirkleistungsstellamplituden innerhalb des vereinbarten  
1443 Wirkleistungsstellbereichs begrenzt sind

1444 **3.1.68.6**

1445 **beschränkter Stellbereich der netzsicherheitsbasierten Primärregelung**

1446 für die netzsicherheitsbasierte Primärregelung insgesamt verfügbarer Stellbereich, der über den  
1447 unbeschränkten Stellbereich hinausgeht, und für den typ- und anlagenspezifische Beschränkungen gelten

1448 **3.1.68.7**

1449 **Leistungsbezogene Statik der netsicherheitsbasierten Primärregelung**

1450  $s$

1451 Steigung der Reglerkennlinie der netsicherheitsbasierten Primärregelung außerhalb des Totbands, die die  
1452 Änderung der Wirkleistung einer Erzeugungseinheit in Abhängigkeit zu der Änderung der Netzfrequenz  
1453 charakterisiert

1454 Anmerkung 1 zum Begriff: Die Statik lässt sich ermitteln als Betrag des Verhältnisses des auf die Nenndrehzahl  $n_n$  bzw.  
1455 Nennfrequenz  $f_n$  bezogenen Wertes des Reglereingangssignals  $\Delta n$  bzw.  $\Delta f$  zur auf die Referenzleistung  $P_{ref}$  der  
1456 Erzeugungseinheit bezogenen Wertes der drehzahl- bzw. frequenzabhängigen Leistungsänderung  $\Delta P$  der  
1457 Erzeugungseinheit:

1458 
$$s = \left| \frac{\Delta f}{f_n} / \frac{\Delta P}{P_{ref}} \right| \text{ bzw. } s = \left| \frac{\Delta n}{n_n} / \frac{\Delta P}{P_{ref}} \right|$$

1459 **3.1.68.8**

1460 **Kleinsignalstabilität der netsicherheitsbasierten Primärregelung**

1461 Stabilitätseigenschaften der netsicherheitsbasierten Primärregelung einer Erzeugungsanlage im Fiktiven  
1462 Inselnetzbetrieb innerhalb des unbeschränkten Wirkleistungsstellbereichs

1463 Anmerkung 1 zum Begriff: Die Kleinsignalstabilität der netsicherheitsbasierten Primärregelung ist dann gegeben, wenn  
1464 mittels der Regeleinrichtung zur Frequenzregelung kleine Störungen der Wirkleistungsbilanz stabil ausgeregelt werden  
1465 können und der sich ergebende neue Arbeitspunkt stabil gehalten werden kann (siehe auch Anhang Anhang B.14).

1466 **3.1.68.9**

1467 **Fiktiver Inselnetzbetrieb, Fiktives Inselnetz**

1468 fiktive Betriebssituation zum Nachweis der Stabilität der netsicherheitsbasierten Primärregelung, in der das  
1469 Netz jenseits des NAPs ausschließlich aus einer konstanten Last sowie bei Typ-2-EZE bzw. EZSE und  
1470 Speichern mit netzfolgenden Umrichtern einer zusätzlich beigestellten Schwungmasse und  
1471 Kurzschlussleistung besteht und die EZE bzw. EZSE oder der Speichern mit dem NAP verbunden bleibt

1472 Anmerkung 1 zum Begriff: Eine Grundvoraussetzung für einen stabilen Netzbetrieb im Bereich der  
1473 netsicherheitsbasierten Primärregelung ist, dass die an das Netz angeschlossenen EZE bzw. EZSE die Netzfrequenz in  
1474 einem stabilen Arbeitspunkt halten können und zwar unabhängig davon, wie der Arbeitspunkt des Ausgangszustandes  
1475 zustande kam.

1476 Anmerkung 2 zum Begriff: Mit dem Fiktiven Inselnetzbetrieb entsteht eine Betriebssituation, deren Stabilitätsbedingung  
1477 der des Inselnetzbetriebs entspricht. Beim Übergang vom regulären Netz-parallelbetrieb in eine solche Betriebssituation  
1478 findet keine Signalisierung der Inselnetzbetriebssituation statt. Eine Erkennung des Fiktiven Inselnetzzustandes hat  
1479 ausschließlich über die Ermittlung und Überwachung der PRNB-Frequenzgrenzen zu erfolgen.

1480 Anmerkung 3 zum Begriff: Der fiktive Inselnetzbetrieb ist von dem definierten „Inselbetrieb“, bei dem der  
1481 Leistungsschalter am NAP geöffnet ist und von der EZE bzw. dem kontinuierlich regelbaren Speicher auch als geöffnet  
1482 erkannt wird, grundsätzlich zu unterscheiden. Es können deshalb für das „fiktive Inselnetz“ bzw. für den „Fiktiven  
1483 Inselnetzbetrieb“ keine expliziten und speziellen Inselbetriebsanforderungen, wie sie z. B. durch die ISO 8528 festgelegt  
1484 werden, gelten. Vielmehr handelt es sich bei dem „Fiktiven Inselnetzbetrieb“ um eine Netzbetriebssituation, bei der die  
1485 Frequenz des Netzes ausschließlich durch die EZE bzw. dem kontinuierlich regelbaren Speichern selbst gebildet wird.

1486 Anmerkung 4 zum Begriff: Im Fiktiven Inselnetzbetrieb wird davon ausgegangen, dass die EZE einer EZA, die den  
1487 entsprechenden Anforderungen unterliegen, den o.g. Anforderungen in Summe entsprechen müssen.

1488 **3.1.68.10**

1489 **Typ-1-EZE-Anlaufzeitkonstante**

1490  $T_A$

1491 diejenige Zeit, die von einer Erzeugungseinheit vom Typ 1 benötigt wird, um den Turbosatz (Synchronmaschine  
1492 und Turbine) oder eine vergleichbare Anordnung aus Synchronmaschine und Antriebsmaschine anderer Typ-  
1493 1-EZE bei Nennmoment vom Stillstand auf Nenndrehzahl bzw. Nennfrequenz  $f_n$  unter Berücksichtigung der  
1494 Polpaarzahl  $p$  zu beschleunigen:

1495 
$$T_A = \frac{J_{r,E} \cdot \left( \frac{2\pi f_n}{p} \right)^2}{P_{r,E}}$$

**E VDE-AR-N 4110:2024-11**

1496 Anmerkung 1 zum Begriff: Die Typ-1-EZE Anlaufzeitkonstante ist ein Maß für das Trägheitsmoment  $J_{r,E}$  der  
1497 Erzeugungseinheit.

1498 **3.1.68.11**

1499 **stoßfreie Reglerumschaltung**

1500 Umschaltung oder Parameteränderung, ohne einen Sprung in den Stellgrößen einzuleiten, sodass die  
1501 Ableitung der Zustandsgrößen des Systems vor und nach der Umschaltung die gleichen Werte annehmen  
1502 müssen

1503 **3.1.68.12**

1504 **Dämpfungsgrad, Dämpfungsmaß**

1505  $D$

1506 Maß für die Dämpfung eines schwingungsfähigen Systems, welches sich zu dem kleinsten Dämpfungsmaß  $D_i$   
1507 ermittelt, mit:

1508 
$$D = \min_{(i=1,n)} \frac{|\sigma_i|}{\sqrt{\sigma_i^2 + \lambda_i^2}} = \frac{\Lambda}{\sqrt{(2\pi)^2 + \Lambda^2}}$$

1509 Wobei  $\sigma_i$  und  $\lambda_i$  den Real- bzw. Imaginärteil des  $i$ -ten Eigenwertes bezeichnen und  $\Lambda$  das logarithmische  
1510 Dekrement mit  $\Lambda = \ln(x_n/x_{n+1})$  der Schwingung mit dem kleinsten Dämpfungsmaß definiert

1511 Anmerkung 1 zum Begriff: Die Größen  $x_n$  bzw.  $x_{n+1}$  bezeichnen dabei zwei aufeinanderfolgende Amplituden-Maxima  
1512 (bzw. -Minima) der betrachteten Zustandsgröße  $x$ , wobei das darauffolgende Amplituden-Maximum (bzw. Minimum)  
1513 bezogen auf das vorherige einen geringeren Wert annimmt. Damit lässt sich das Dämpfungsmaß neben der Ermittlung aus  
1514 den Eigenwerten auch direkt mittels Simulation oder Messung festlegen. Eine qualitative Erläuterung des  
1515 Dämpfungsmaßes ist unter Anhang B.13 zu finden.

1516 **3.1.68.13**

1517 **Kurzschlussverhältnis (ESCR, Effective Short Circuit Ratio)**

1518  $SCR_{NAP}$

1519 Verhältnis der Anfangs-Kurzschlusswechselstromleistung  $S''_k$ , die an einem NAP vorhanden ist, zu der am NAP  
1520 installierten, aus netzfolgenden Anlagen stammenden Erzeugungsleistung  $P_{inst,NAP}$

1521 
$$SCR_{NAP} = \frac{S''_k}{P_{inst,NAP}}$$

1522 Anmerkung 1 zum Begriff: Die Anfangs-Kurzschlusswechselstromleistung ist nach der jeweils anzuwendenden  
1523 Technischen Anschlussregel zu bestimmen.

1524 Anmerkung 2 zum Begriff: Es wird dem Netzbetreiber empfohlen neben der Ermittlung des SCR-Wertes am  
1525 Netzanschlusspunkt zur weiteren Bewertung das tatsächlich verfügbare effektive Kurzschlussverhältnis (ESCR-Verhältnis)  
1526 zu ermitteln und zu berücksichtigen, da dieses im Gegensatz zum SCR-Wert die Aufteilung der Kurzschlussleistung am  
1527 NAP auf alle zu diesem NAP elektrisch nahen Typ-2-Anlagen mit netzfolgenden Umrichtern berücksichtigt. Eine detaillierte  
1528 Erläuterung zur Verwendung des ESCR-Verhältnisses kann Anhang B.15 entnommen werden.

1529 **3.1.68.14**

1530 **systemstützende Eigenschaft**

1531 Eigenschaft einer Anlage, die hinsichtlich der Regeleinrichtung zur Wirkleistungsregelung am NAP derart  
1532 ausgelegt ist, dass sie die Stabilität des Netzes jenseits des NAP stützt, ohne jedoch selbst netzbildende  
1533 Eigenschaften zu besitzen

1534 Anmerkung 1 zum Begriff: Die Anlage verfügt über keine bzw. keine ausreichende eigene Schwungmasse und ist  
1535 deshalb auf die Hinzurechnung einer externen Schwungmasse angewiesen, zur Sicherstellung eines stabilen  
1536 Regelverhaltens der Wirkleistungs-Frequenzregelung im Fiktiven Inselnetzbetrieb.

1537 **3.1.68.15**

1538 **netzbildende Eigenschaft**

1539 Eigenschaft einer Erzeugungseinheit, einer Erzeugungs- und Speichereinheit, eines Speichers oder einer  
1540 regelbaren Bezugsanlage, die hinsichtlich der Regeleinrichtung der Frequenz- und Spannung derart ausgelegt  
1541 ist, dass sie im Fiktiven Inselnetzbetrieb wie auch im Netzparallelbetrieb einen stabilen Arbeitspunkt bei

1542 konstanter Spannung und Frequenz aufrechterhalten kann sowie ein stabiles Verhalten bei definierten  
1543 Störungen mit stationären und dynamischen Abweichungen vom Arbeitspunkt gewährleistet

1544 **3.1.68.16**

1545 **vorübergehende Mindestleistung**

1546 minimale über einen begrenzten Zeitraum von einer Typ-1-EZE/EZA erbringbare elektrische Leistung ohne  
1547 Berücksichtigung der behördlichen Auflagen (z.B. Emissionsgrenzwerte) und Prozessvorgaben im Störfall und  
1548 unterscheidet sich dadurch von der technischen Mindestleistung, in der die behördlichen Auflagen dauerhaft  
1549 zu erfüllen sind

1550 **3.1.68.17**

1551 **schaltbare Bezugseinheit**

1552 Bezugseinheit und Speicher im Ladebetrieb, die entweder als Ganzes oder in diskreten Stufen zu- bzw.  
1553 abgeschaltet werden können

1554 **3.1.68.18**

1555 **Ausgangsbetriebszustand**

1556  $AZ_X$

1557 Betriebszustand X in Prozent von  $P_{rE}$  hinsichtlich der Wirkleistungsabgabe einer Erzeugungseinheit,  
1558 Erzeugungs- und Speichereinheit, eines Speichers oder einer regelbaren Bezugseinheit von dem ausgehend  
1559 eine Prüfung stattfindet

1560 Anmerkung 1 zum Begriff: Der Betriebszustand  $AZ_{min}$  bezieht sich auf die jeweilige technische Mindestleistung der zu  
1561 prüfenden Einheit.

1562 **3.1.68.19**

1563 **unterer Leistungsgrenzwert im unbeschränkten Stellbereich der PRNB**

1564  $P_{ub,min}$

1565 technologiespezifischer unterer Grenzwert der Wirkleistungsabgabe bzw. Wirkleistungsaufnahme im  
1566 unbeschränkten Stellbereich der netzsicherheitsbasierten Primärregelung

1567 **3.1.68.20**

1568 **oberer Leistungsgrenzwert im unbeschränkten Stellbereich der PRNB**

1569  $P_{ob,max}$

1570 technologiespezifischer oberer Grenzwert der Wirkleistungsabgabe bzw. Wirkleistungsaufnahme im  
1571 unbeschränkten Stellbereich der netzsicherheitsbasierten Primärregelung

1572 **3.1.68.21**

1573 **technisch verfügbare Leistungsabgabe/Leistungsaufnahme**

1574  $P_{v,max}$

1575 momentan verfügbare Leistungsaufnahme bzw. Leistungsabgabe eines Batteriespeichers bzw. einer  
1576 dargebotsabhängigen Erzeugungseinheit

1577

1578 **3.2 Abkürzungen**

1579 Für die Anwendung dieses Dokuments gelten die folgenden Abkürzungen.

AN	Anschlussnehmer
ANV	Anschlussnutzungsvertrag
AWE	Automatische Wiedereinschaltung
AZ	Ausgangsbetriebszustand
BImSchV	Bundesimmissionsschutzverordnung
DC	Direct Current (de: Gleichstrom)
DGUV	Deutsche Gesetzliche Unfallversicherung e.V.

EEG	Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz)
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ESCR	Effektives Kurzschlussleistungsverhältnis (en: Effective Short Circuit Ratio)
EZA	Erzeugungsanlage
EZE	Erzeugungseinheit
EZSE	Erzeugungs- und Speichereinheit (DC-gekoppelt)
FACTS	Flexible-Alternating-Transmission-System
FGW	Fördergesellschaft Windenergie und andere Dezentrale Energien e.V.
FIFO	First In First Out
FRT	Fault Ride-Through
FSM	Frequency Sensitive Mode
GPS	Global Position System
GuD	Gas- und Dampf-Kombikraftwerk
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
IP	Internet Protokoll
KraftNAV	Kraftwerks-Netzanschlussverordnung
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LFSM-O	Limited Frequency Sensitive Mode Over-Frequency
LFSM-U	Limited Frequency Sensitive Mode Under-Frequency
LS	Leistungsschalter
MS	Mittelspannung
MSB	Messstellenbetreiber
NAP	Netzanschlusspunkt
NA-V	Netzanschlussvertrag
NB	Netzbetreiber
NN-V	Netznutzungsvertrag
NS	Niederspannung
OS	Oberspannungsseite
OVRT	Over Voltage Ride-Through
PRNB	Netzsicherheitsbasierte Primärregelung (entspricht LFSM-O/U)
PV	Photovoltaik
SCR	Kurzschlussleistungsverhältnis (en: Short Circuit Ratio)
SDL	Systemdienstleistung
SVC	Static Var Compensator
TAB	Technische Anschlussbedingungen (des Netzbetreibers)
TAR	Technische Anschlussregeln (des VDE FNN)
TR	Technische Richtlinie
UMZ	unabhängiger Maximalstromzeitschutz
US	Unterspannungsseite

UTM	Universal Transverse Mercator
UVRT	Under Voltage Ride-Through

## 1580 **4 Allgemeine Grundsätze**

### 1581 **4.1 Bestimmungen und Vorschriften**

1582 Kundenanlagen sind unter Beachtung der geltenden gesetzlichen Bestimmungen, der behördlichen Vor-  
1583 schriften oder der Verfügungen, nach den allgemein anerkannten Regeln der Technik, insbesondere nach den  
1584 DIN-VDE-Normen, den Arbeitsschutz- und den Unfallverhütungsvorschriften der zuständigen Berufs-  
1585 genossenschaften, der Betriebssicherheitsverordnung und den technischen Anforderungen des Netzbetreibers  
1586 zu errichten, anzuschließen und zu betreiben, so dass unzulässige Rückwirkungen auf das Netz oder andere  
1587 Kundenanlagen ausgeschlossen werden.

1588 Der Anschlussnehmer hat sicherzustellen, dass die vorgenannten Bedingungen seinem Anlagenerrichter und  
1589 seinem Anlagenbetreiber bekannt sind und von diesem eingehalten werden. Der Anschluss an das Netz ist im  
1590 Einzelnen in der Planungsphase – vor Bestellung der wesentlichen Komponenten – mit dem Netzbetreiber  
1591 abzustimmen. Planung, Errichtung und Anschluss der Kundenanlage an das Netz des Netzbetreibers sind  
1592 durch geeignete Fachfirmen vorzunehmen. Der Netzbetreiber darf Änderungen und Ergänzungen an zu  
1593 errichtenden Anlagen fordern, soweit diese für den sicheren und störungsfreien Netzbetrieb notwendig sind.  
1594 Die Änderungen bzw. Ergänzungen sind vom Netzbetreiber technisch zu begründen.

1595 Die minimale Leistung, ab der ein Anschluss an das Mittelspannungsnetz erforderlich ist, und die maximale  
1596 Leistung, bis zu der ein Anschluss an das Mittelspannungsnetz möglich ist, hängen von der Art und der  
1597 Betriebsweise der Kundenanlage sowie von den Netzverhältnissen beim Netzbetreiber ab. Dies ist im Einzelfall  
1598 nur durch eine Netzberechnung des Netzbetreibers festzustellen.

1599 Netzbetreiber und Anschlussnehmer haben im Verlauf der Netzanschlussplanung die folgenden Punkte zu  
1600 klären (siehe E.3):

- 1601 – die vereinbarte Anschlusswirk- und -scheinleistung für Bezug und Einspeisung;
- 1602 – die Spannungsebene und den Netzanschlusspunkt;
- 1603 – den Standort der Übergabestation und die Leitungstrassen;
- 1604 – die Anschlussart (z. B. Kabel, Freileitung);
- 1605 – den Aufbau der Mittelspannungs-Schaltanlage (z. B. Einschleifung, Stichanschluss, sowie die Art der  
1606 Übergabeschaltanlage);
- 1607 – die Art der Sternpunktbehandlung im Netz des Netzbetreibers wird vom Netzbetreiber bekannt gegeben;
- 1608 – die notwendigen Netzschutzeinrichtungen für die netzseitigen Eingangs-, Übergabe- und Abgangsschalt-  
1609 felder;
- 1610 – eine erforderliche Fernsteuerung/Fernüberwachung und Umschaltautomatiken;
- 1611 – die notwendige Kommunikationsschnittstelle und den Prozessdatenumfang;
- 1612 – das Messkonzept und die Art und die Anordnung der Messeinrichtung;
- 1613 – Eigentums-, Betriebsführungs-, Verfügungs- und Bedienbereichsgrenze (Diese sind in den Übersichts-  
1614 schaltplan der Station einzutragen. Die Eigentumsverhältnisse der Übergabestation werden im Netz-  
1615 anschlussvertrag beschrieben.);
- 1616 – den Liefer- und Leistungsumfang des Anschlussnehmers und des Netzbetreibers. Der Anschlussnehmer  
1617 ist unter anderem für sämtliche in seinen Liefer- und Leistungsumfang fallenden behördlichen Genehm-  
1618 igungen und Anzeigen zuständig.

1619 Der Anschlussnehmer muss sicherstellen, dass alle über diesen Netzanschluss betriebenen Anlagen (auch bei  
1620 mehreren Anschlussnutzern an einem Netzanschluss) in ihrer Gesamtheit den oben aufgeführten Ver-  
1621 pflichtungen am Netzanschlusspunkt nachkommen. Der Netzbetreiber behält sich vor, eine Kontrolle der  
1622 Einhaltung der Anschlussbedingungen vorzunehmen. Bei Verstößen gegen die Technischen Anschluss-

**E VDE-AR-N 4110:2024-11**

1623 bedingungen des Netzbetreibers ist der Netzbetreiber berechtigt, die Kundenanlage nicht in Betrieb zu nehmen  
 1624 oder vom Netz zu trennen. Tabelle 1

1625 Der Anschlussnehmer muss den ordnungsgemäßen Betrieb im Sinne der DIN VDE 0105-100 (VDE 0105-100)  
 1626 und den technischen Zustand seiner Übergabestation nach den einschlägigen Verordnungen, Normen und  
 1627 Richtlinien sicherstellen. Hierzu ist vom Anschlussnehmer ein Anlagenbetreiber zu benennen.

**1628 4.2 Anschlussprozess und anschlussrelevante Unterlagen**

**1629 4.2.1 Allgemeines**

1630 Der Anschlussprozess erfolgt nach dem in Tabelle 1 dargestellten Zeitplan mit den aufgeführten Vordrucken  
 1631 bzw. darin enthaltenen Informationen/Angaben. Der Netzbetreiber sollte den Anschlussprozess möglichst ganz  
 1632 oder teilweise in einem digitalen Anschlussportal abbilden. Die Planung des Netzanschlusses muss in enger  
 1633 Abstimmung mit dem Netzbetreiber erfolgen. Betriebsmittelbestellungen sollten erst nach Bestätigung des  
 1634 Netzanschlusskonzeptes durch den Netzbetreiber ausgelöst werden. Die angegebenen Zeiten sind lediglich  
 1635 Richtwerte. Gesetzliche Bestimmungen zu Fristen sind zu berücksichtigen.

1636 Abweichungen zu dem in Tabelle 1 dargestellten Zeitplan dürfen bilateral zwischen Netzbetreiber und  
 1637 Anschlussnehmer vereinbart werden. Insbesondere die Art, den Umfang und den Zeitpunkt zur Übergabe und  
 1638 zum Abschluss der notwendigen Netzverträge dürfen Netzbetreiber separat festlegen. Erforderliche  
 1639 Nachbesserungen (z. B. bei der Abnahme der Übergabestation) dürfen die nachfolgenden Zeitangaben ent-  
 1640 sprechend verschieben.

1641 **Tabelle 1 - Zeitplan zur Errichtung eines Netzanschlusses (Seite 1 von 3)**

Punkt	Zeit	Schritt	V	Vordruck
1	$t_1 = 0$	Antrag/Anfrage/Anmeldung zum Netzanschluss Bezug und/oder Erzeugung/ Einspeisung beim Netzbetreiber; Übergabe aller zur Anschlussbewertung notwendigen Unterlagen	AN	Bezugsanlagen: E.1 und ggf. E.2  Erzeugungs- anlagen*: E.1, E.13, E.14
2	$t_1 + 8$ Wochen	Grobplanung (Festlegung des Netzanschlusspunktes und Benennung des ggf. notwendigen Netzausbaus einschließlich dessen Dauer) und Mitteilung an den Anschlussnehmer; Übermittlung aller notwendigen Netzdaten für die Planung der Kundenanlage; Angebot für kostenpflichtige Leistungen	NB	
3	$t_2 = 0$	Annahme des Angebotes für kostenpflichtige Leistungen; Bestätigung der Grobplanung durch den Anschlussnehmer bei nicht kostenpflichtigen Netz- anschlüssen/Kostenübernahmeerklärung.  Bei zertifizierungspflichtigen Erzeugungsanlagen: Übergabe des ausgefüllten Vordruckes E.8 und Mittelspannungs-Übersichtschaltplans der gesamten Kundenanlage an den Netzbetreiber zur Erstellung von E.9*	AN	E.8

1642

1643

**Tabelle 2 - Zeitplan zur Errichtung eines Netzanschlusses (Seite 2 von 3)**

4	$t_2 + 3$ Wochen	Bei zertifizierungspflichtigen Erzeugungsanlagen: Übergabe des ausgefüllten Vordrucks E.9 an den Antragsteller*	NB	E.9
5	$t_{BB} - 8$ Wochen	Bei zertifizierungspflichtigen Erzeugungsanlagen: Erstellung Anlagenzertifikat auf Grundlage der Anlagenplanung des AN und Abgabe beim Netzbetreiber*	AN	E.15
6	$t_{BB} - 2$ Wochen	Bei zertifizierungspflichtigen Erzeugungsanlagen: Prüfung des Anlagenzertifikates und endgültige Bestätigung des Netzanschlusspunktes Übergabe Vertragsentwürfe NA-V/NN-V/AN-V bzw. netzbetriebsrelevanter Unterlagen und der Netzführungsvereinbarung	NB	
7	$t_{BB} - 10$ Wochen	Vorlage der Unterlagen zur Errichtungsplanung beim Netzbetreiber	AN	E.4
8	$t_{BB} - 6$ Wochen	Rückgabe der durch den Netzbetreiber gesichteten Unterlagen zur Errichtungsplanung	NB	
9	$t_{BB} = 0$	Bestellung von Stationskomponenten; Baubeginn/Beginn der Werksfertigung der Übergabestation	AN	
10	$t_{BB} + 2$ Wochen	Bereitstellung der Wandler für die Abrechnungszählung	MSB	
11	$t_{IBN} - 4$ Wochen	Abstimmung des Termins zur Technischen Abnahme der Übergabestation Bei zertifizierungspflichtigen Erzeugungsanlagen: Spätester Zeitpunkt zur Vorlage des Anlagenzertifikates	AN	
12	$t_{IBN} - 2$ Wochen	Übergabe aktualisierte Unterlagen der Errichtungsplanung (mit Nachweis der Erfüllung eventueller Auflagen seitens des Netzbetreibers) Übergabe Bauartzulassung/Konformitätserklärung für Strom- und Spannungswandler Technische Abnahme der Übergabestation Übergabe der Schutzprüfprotokolle, Erdungsprotokolle, Bestätigung DGUV, Vorschrift 3 Abstimmung des verbindlichen Inbetriebsetzungstermins der Übergabestation, so dass der Netzanschluss rechtzeitig in Betrieb genommen werden kann Erstellung Inbetriebnahmeprogramm Netzanschluss Übergabe des Inbetriebsetzungsauftrages Information des Messstellenbetreibers über den Inbetriebsetzungstermin Übergabe unterzeichneter NA-V/NN-V/AN-V bzw. netzbetriebsrelevanter Unterlagen und der Netzführungsvereinbarung, Anmeldung des Stromlieferanten und – bei Erzeugungsanlagen – Angabe der Form der Direktvermarktung und des gewünschten Bilanzkreises	AN MSB AN AN NB NB AN AN AN	E.7 E.6 E.5
13	$t_{IBN} - 5$ Werktage	Vorinbetriebsetzung Abrechnungsmessung	MSB	
14	$t_{IBN} - 2$ Werktage	Bei Fernwirktechnik: Abschluss Bittest (Signalübertragung)	AN/ NB	
15	$t_{IBN} = 0$	Inbetriebnahme Netzanschluss Inbetriebsetzung Übergabestation Inbetriebsetzung Abrechnungsmessung Bei Erzeugungsanlagen: Erteilung der Erlaubnis zur Zuschaltung und Erteilung der vorübergehenden Betriebserlaubnis	NB AN MSB NB	E.7 E.16
16	$t_{IBN}^{EZE}$	Bei Erzeugungsanlagen: Inbetriebsetzung der Erzeugungseinheit(en) und Abgabe des (der) Inbetriebsetzungsprotokoll(e) beim Netzbetreiber (siehe 11.5.2)	AN	E.10

1644

**Tabelle 3 - Zeitplan zur Errichtung eines Netzanschlusses (Seite 3 von 3)**

17	$t_{IBN}$ EZA (ca. 4 Wochen nach $t_{IBN}$ der letzten EZE)	Bei Erzeugungsanlagen: Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage und Funktionsprüfung Netzsicherheitsmanagement	AN	
18	$t_{IBN}$ EZA + 6 Monate (aber maximal 12 Monate nach $t_{IBN}$ EZE der ersten EZE)	Bei Erzeugungsanlagen: Abgabe der Inbetriebsetzungserklärung beim Netzbetreiber Erstellung der Konformitätserklärung und Abgabe beim Netzbetreiber (siehe 11.5.4)* Erteilung der endgültigen Betriebserlaubnis	AN AN NB	E.11 E.12
<p>V Verantwortlich AN Anschlussnehmer NB Netzbetreiber MSB Messstellenbetreiber NA-V Netzanschlussvertrag AN-V Anschlussnutzungsvertrag NN-V Netznutzungsvertrag</p> <p><math>t_{BB}</math> Zeitpunkt, zu dem mit dem Bau bzw. der Werksfertigung der Übergabestation begonnen wird <math>t_{IBN}</math> Termin der Inbetriebnahme des Netzanschlusses/der Inbetriebsetzung der Übergabestation</p> <p>* Soweit erforderlich und gegebenenfalls in einer anderen zeitlichen Reihenfolge (siehe Abschnitt 4 und Abschnitt 11)</p> <p>Alle für eine Erzeugungsanlage in dieser Tabelle 1 und den nachfolgenden Abschnitten beschriebenen Anforderungen gelten in gleicher Weise auch für eine Erzeugungsanlage innerhalb einer Mischanlage, für Notstromaggregate mit einem Netzparallelbetrieb von &gt; 100 ms nach 8.9 und für Speicher nach 8.10.</p>				

1645

1646

1647 Der Netzanschlussprozess lässt sich in sechs Phasen einteilen (siehe 4.2.2 bis 4.4).

1648 **4.2.2 Anschlussanmeldung/Grobplanung (Punkte 1 und 2 der Tabelle 1)**

1649 Vom Anschlussnehmer ist der Anschluss von elektrischen Anlagen an das Mittelspannungsnetz bzw.  
1650 Änderungen am Anschluss oder Änderungen an den elektrischen Anlagen rechtzeitig, gemäß dem beim  
1651 Netzbetreiber üblichen Verfahren, anzumelden. Dies betrifft

- 1652 – neue Anlagen,
- 1653 – zu erweiternde Anlagen (z. B. wenn die im Netzanschlussvertrag für den Netzanschlusspunkt vereinbarte  
1654 Leistung für Bezug oder für Einspeisung oder die in der Kundenanlage installierte Wirkleistung  $P_{inst}$   
1655 überschritten wird) bzw. zu ändernde Anlagen,
- 1656 – vorübergehend angeschlossene Anlagen, z. B. Baustromstationen,

1657 und gilt weiterhin für die Inbetriebsetzung bzw. die Wiederinbetriebsetzung sowie nach Trennung oder  
1658 Zusammenlegung von Kundenanlagen.

1659 Damit der Netzbetreiber den Netzanschluss leistungsgerecht auslegen und mögliche Netzzrückwirkungen  
1660 beurteilen kann, der Messstellenbetreiber zudem die Art der Messeinrichtung (entsprechend der vom Netz-  
1661 betreiber veröffentlichten Technischen Mindestanforderungen an die Messeinrichtungen) festlegen kann, liefert  
1662 der Anschlussnehmer zusammen mit der Anmeldung die erforderlichen und nachfolgend aufgeführten  
1663 Angaben über die anzuschließenden elektrischen Anlagen (in der Regel mit einem Vordruck des Netz-  
1664 betreibers, ansonsten mit Mustervorlage E.1, Antragstellung) möglichst in elektronischer Form:

- 1665 – Anlagenanschrift (PLZ, Ort, Ortsteil, Straße, Hausnummer), Bezeichnung des Bauvorhabens;
- 1666 – Anschlussnehmer;

- 1667 – Grundstückseigentümer;
- 1668 – Anlagenerrichter;
- 1669 – Anlagenart (Bezugsanlage, Erzeugungsanlage, Mischanlage, Speicher, Notstromaggregat mit Netzparallelbetrieb > 100 ms);
- 1670
- 1671 – Maßnahme (Neuerrichtung, Erweiterung, Rückbau);
- 1672 – die örtliche Lage des zu versorgenden Grundstücks (Übersichtsplan im geeigneten Maßstab (z. B. 1:25 000 oder 1:10 000) und Detailplan im Maßstab mindestens 1:500) mit eingezeichneten Vorschlägen
- 1673 zu möglichen Stationsstandorten;
- 1674
- 1675 – den Leistungsbedarf, dessen Charakteristik und ggf. Ausbaustufen;
- 1676 – Messstellenbetreiber;
- 1677 – besondere Anforderungen an die Versorgungszuverlässigkeit;
- 1678 – Baustrombedarf;
- 1679 – die Netzurückwirkungen der Verbrauchsgeräte (siehe E.2, Datenblatt zur Beurteilung von Netzurückwirkungen);
- 1680
- 1681 – den zeitlichen Bauablaufplan und den geplanten Inbetriebsetzungstermin.
  
- 1682 Bei Erzeugungsanlagen oder gemischten Bezugs- und Erzeugungsanlagen – einschließlich Speichern – sowie
- 1683 bei Notstromaggregaten mit einem Netzparallelbetrieb von > 100 ms sind folgende weitere Unterlagen beim
- 1684 Netzbetreiber einzureichen:
  - 1685 – Lageplan, aus dem Orts- und Straßenlage, die Bezeichnung und die Grenzen des Grundstücks sowie der
  - 1686 Aufstellungsort der Erzeugungseinheiten hervorgeht (vorzugsweise im Maßstab 1:25 000 oder 1:10 000,
  - 1687 innerorts mindestens 1:500);
  - 1688 – Datenblatt mit den technischen Daten der Erzeugungsanlage (siehe Seiten 2(4) und 3(4) der
  - 1689 Mustervorlage E.1).
  - 1690 – Deckblätter der Einheiten- und wenn erforderlich Komponentenzertifikat(e) (siehe Mustervorlagen in den
  - 1691 Anhängen E.13 und E.14) und jeweils der digitale barrierefreie Auszug aus dem Prüfbericht „Netzver-
  - 1692 träglichkeit“ der FGW TR 3 [3] für alle in der Erzeugungsanlage vorgesehenen Typen von Erzeu-
  - 1693 gungseinheiten.
  
- 1694 ANMERKUNG 1 Mit der Anmeldung zum Netzanschluss muss der Anschlussnehmer dem Netzbetreiber die
- 1695 Zertifikatsnummern aus dem Zentralen Register für Einheiten- und Komponentenzertifikate (ZEREZ) für die
- 1696 eingesetzten Einheiten und Komponenten mitteilen.
  - 1697 – Diese Zertifikate und der Prüfbericht sind für Erzeugungsanlagen im Einzelnachweisverfahren nicht
  - 1698 erforderlich. Statt des Prüfberichtes ist eine Abschätzung der elektrischen Eigenschaften in Form des
  - 1699 Auszuges aus dem Prüfbericht „Netzverträglichkeit“ der FGW TR 3, die durch einen sachkundigen
  - 1700 Elektrotechniker oder den Hersteller der Erzeugungseinheit vorgenommen wurde, an den Netzbetreiber zu
  - 1701 übergeben.
  - 1702 – Für Prototypen ist die Prototypenbestätigung nach Abschnitt 12 und eine Abschätzung der elektrischen
  - 1703 Eigenschaften in Form des Auszuges aus dem Prüfbericht „Netzverträglichkeit“ der FGW TR 3 (ausgestellt
  - 1704 durch ein akkreditiertes Prüfinstitut oder den Hersteller der Erzeugungseinheit) zu übergeben.
  
- 1705 Der Netzbetreiber führt daraufhin mit den Angaben aus den Antragsunterlagen eine Grobplanung durch und
- 1706 legt unter Berücksichtigung der berechtigten Interessen des Anschlussnehmers einen Netzanschlusspunkt und
- 1707 die Art des Anschlusses fest. Die benutzten Berechnungsgrundlagen „Wirk- und Scheinleistung“ stellt der
- 1708 Netzbetreiber in seiner netztechnischen Stellungnahme dar. Ebenfalls werden der Umfang und die
- 1709 voraussichtliche Dauer eines ggf. notwendigen Netzausbaus benannt. Der Netzbetreiber muss dabei ggf. auch
- 1710 eine Abwägung zwischen einem standortnahen Netzanschlusspunkt zzgl. Netzausbau und einem
- 1711 standortfernen Netzanschlusspunkt ohne Netzausbaunotwendigkeit treffen. Bei dem Anschluss von EEG-
- 1712 Anlagen ist bei der Wahl des Netzanschlusspunktes die jeweilige rechtliche Lage zu berücksichtigen. Für
- 1713 kostenpflichtige Netzanschlüsse erstellt der Netzbetreiber ein Angebot.

1714 **4.2.3 Reservierung/Feinplanung (Punkte 3 bis 6 der Tabelle 1)**

1715 Bei kostenpflichtigen Netzanschlüssen beginnt in der Regel die Reservierung mit Abgabe des Anschluss-  
1716 Angebotes und endet mit Ablauf der Bindungsfrist.

1717 Bei nicht kostenpflichtigen Netzanschlüssen reserviert der Netzbetreiber den Netzanschlusspunkt mit der  
1718 vereinbarten Anschlussscheinleistung nach Bestätigung der Grobplanung durch den Anschlussnehmer/  
1719 Kostenübernahmeerklärung.

1720 ANMERKUNG 1 In Regionen mit hoher Nachfrage nach Anschlüssen für Erzeugungsanlagen haben Netzbetreiber in der  
1721 Regel ein Reservierungsverfahren eingeführt, das vom Anschlussnehmer in regelmäßigen Abständen zum  
1722 Aufrechterhalten der Reservierung den Nachweis des Projektfortschrittes verlangt. Einzelheiten dazu wird der Netzbetreiber  
1723 im Zusammenhang mit der Übergabe des Grobplanungsergebnisses mitteilen.

1724 Eine Kostenübernahmeerklärung darf der Netzbetreiber bei nicht kostenpflichtigen Netzanschlüssen vom  
1725 Anschlussnehmer einholen, um bei Nichtrealisierung des Anschlussvorhabens die schon aufgelaufenen Netz-  
1726 ausbaukosten erstattet zu bekommen.

1727 Nach Annahme des Anschlussangebotes/Bestätigung der Grobplanung/Kostenübernahmeerklärung wird der  
1728 Netzbetreiber unverzüglich mit der Vorbereitung des Netzanschlusses beginnen. Insbesondere bei einem ggf.  
1729 notwendigen Netzausbau sind auch längere Genehmigungsfristen und Realisierungsdauern zu beachten.

1730 Bei Netzanschlüssen von Erzeugungsanlagen müssen Anschlussnehmer und Netzbetreiber im Vorfeld der  
1731 Anlagenzertifizierung Daten austauschen. Der Anschlussnehmer spezifiziert die Netzanschlussplanung auf  
1732 den im Rahmen der Grobplanung ermittelten Netzanschlusspunkt und teilt dem Netzbetreiber die relevanten  
1733 Daten der Kundenanlage mit (vollständig ausgefüllter Vordruck E.8). Daraufhin füllt der Netzbetreiber den Vor-  
1734 druck E.9 aus und sendet diesen an den Anschlussnehmer. Ebenfalls sind spezielle Vorgaben für den  
1735 Netzanschluss, die nicht im Rahmen dieser Anwendungsregel bzw. der TAB des Netzbetreibers beschrieben  
1736 sind, an den Anschlussnehmer zu übergeben (soweit vorhanden und nicht bereits bei der Grobplanung vom  
1737 Netzbetreiber mitgeteilt). Der Anschlussnehmer benötigt diese Unterlagen zur Anlagenplanung (siehe Anhang  
1738 B.12) und nachfolgend zur Erstellung des Anlagenzertifikates.

1739 ANMERKUNG 2 Der Vordruck E.9 wird durch den Netzbetreiber auch bei Erzeugungsanlagen ausgegeben, bei denen  
1740 kein Anlagenzertifikat vor dem Anschluss der Erzeugungsanlage angefertigt wird (also bei Prototypen), da der Vordruck  
1741 die projektspezifischen Vorgaben des Netzbetreibers bezüglich Schutzeinstellungen, Blindleistungsfahrweise,  
1742 kontinuierliche Spannungsregelung usw. enthält. Bei Erzeugungsanlagen und Speichern mit  $\sum P_{Amax} \leq 500$  kW und  
1743  $P_{AV,E} \leq 270$  kW entfällt die Vorgabe projektspezifischer Vorgaben und damit die Erstellung des Vordrucks E.9. durch den  
1744 Netzbetreiber. Diese Anlagen sind entsprechend den Vorgaben aus Abschnitt 10.7 einzustellen.

1745 Anschlussnehmer, die Erzeugungsanlagen an das Netz anschließen wollen, sollten das Anlagenzertifikat  
1746 (soweit erforderlich, siehe Bild 1) nach Inkrafttreten der Reservierung erstellen lassen und 8 Wochen vor  
1747 Baubeginn beim Netzbetreiber vorlegen. Sofern sich aus der Anlagenzertifizierung noch technische  
1748 Änderungen an der Übergabestation der Erzeugungsanlage ergeben, können sie zu diesem Zeitpunkt noch  
1749 vergleichsweise einfach in das Projekt eingearbeitet werden. Innerhalb von 6 Wochen nach Vorlage des  
1750 Anlagenzertifikates wird der Netzbetreiber das Anlagenzertifikat prüfen und den Netzanschlusspunkt endgültig  
1751 bestätigen. Abweichungen von den Anforderungen dieser Anwendungsregel oder den TAB des Netzbetreibers  
1752 müssen explizit vom Netzbetreiber genehmigt werden. Der Netzbetreiber übernimmt mit dieser Prüfung  
1753 ausdrücklich keine Verantwortung oder Haftung für die inhaltliche Richtigkeit des Anlagenzertifikates.

1754 **4.2.4 Bauvorbereitung und Bau (Punkte 7 bis 10 der Tabelle 1)**

1755 Spätestens 10 Wochen vor Bestellung von Stationskomponenten/Baubeginn übergibt der Anschlussnehmer  
1756 dem Netzbetreiber die im Vordruck E.4 aufgeführten Unterlagen in deutscher Sprache und möglichst in  
1757 elektronischer Form bzw. in zweifacher (Papier-) Ausfertigung. Der Vordruck E.4 „Errichtungsplanung“ ist als  
1758 Deckblatt der durch den Anschlussnehmer einzureichenden Projektunterlagen zu verwenden. Der Netz-  
1759 betreiber prüft mit einer Frist von 4 Wochen die nachfolgend aufgeführten einzureichenden Unterlagen:

1760 – Maßstäblicher Lageplan des Grundstückes mit eingezeichnetem Standort der Übergabestation, der  
1761 Leitungstrassen, sowie der vorhandenen und geplanten Bebauung, mindestens im Maßstab 1:500;

- 1762 – einphasiger Übersichtsschaltplan der Übergabestation einschließlich Eigentums-, Betriebsführungs-,  
1763 Verfügungs- und Bedienbereichsgrenze, Netztransformatoren, Mess-, Schutz- und Steuereinrichtungen  
1764 (wenn Schutzeinrichtungen vorhanden, Darstellung, wo die Messgrößen für die Kurzschluss- und bei  
1765 Erzeugungsanlagen zusätzlich für die Entkopplungsschutzeinrichtungen erfasst werden und auf welche  
1766 Schaltgeräte die Schutzeinrichtung wirkt, Daten der Hilfsenergiequelle); Darstellung der kundeneigenen  
1767 Mittelspannungs-Leitungsverbindungen, Angaben von Kabeltypen, -längen und -querschnitten und  
1768 Angabe der technischen Kennwerte der nachgelagerten kundeneigenen Mittelspannungs-Schaltanlagen;
- 1769 – Zeichnungen aller Mittelspannungs-Schaltfelder mit Anordnung der Geräte (Montagezeichnungen);
- 1770 – Darstellung des Messkonzeptes, Anordnung der Mess- und Zähleinrichtung mit Einrichtungen zur Daten-  
1771 fernübertragung, Anordnung der Fernwirktechnik, Netzwerkplan mit allen sekundärtechnischen Kom-  
1772 ponenten, Kommunikationsschnittstellen und Prozessdatenumfang in der Übergabestation;
- 1773 – Grundrisse und Schnittzeichnungen, möglichst im Maßstab 1:50, der elektrischen Betriebsräume für die  
1774 Mittelspannungs-Schaltanlage und Netztransformatoren. Aus diesen Zeichnungen müssen auch die  
1775 Trassenführung der Leitungen und der Zugang zur Schaltanlage ersichtlich sein;
- 1776 – Nachweis der Kurzschlussfestigkeit für die gesamte Übergabestation, Nachweis des Schutzes vor  
1777 Gefährdung durch Störlichtbögen nach DIN EN 62271-202 (VDE 0671-202) bzw. DIN EN 62271-200  
1778 (VDE 0671-200) (z. B. IAC-Klassifikation) oder nach DIN EN 61936-1 (VDE 0101-1) (unter anderem  
1779 Druckberechnung und Ableitung der Störlichtbogengase);
- 1780 – Einvernehmliche Regelung bezüglich des Standortes und Betriebes der Übergabestation zwischen dem  
1781 Haus- und Grundstückseigentümer und dem Anschlussnehmer, wenn dies unterschiedliche Personen sind  
1782 und Zustimmung des Grundstückseigentümers zur Errichtung und zum Betrieb der Leitungstrassen;
- 1783 – Erklärung zur Erfüllung der technischen Anforderungen dieser VDE-Anwendungsregel und der TAB des  
1784 Netzbetreibers.

1785 Eine mit dem (Sicht-)Vermerk und Hinweisen und Ergänzungen des Netzbetreibers versehene Ausfertigung  
1786 der Unterlagen erhält der Anschlussnehmer bzw. sein Beauftragter wieder zurück. Dieser Vermerk hat eine  
1787 befristete Gültigkeit von 6 Monaten und bestätigt ausschließlich eine Prüfung der Belange des Netzbetreibers.  
1788 Eintragungen des Netzbetreibers sind bei der Ausführung vom Anlagenerrichter einzuhalten. Für die Einhaltung  
1789 der geltenden gesetzlichen und behördlichen Vorschriften oder Verfügungen bleibt der Anschlussnehmer  
1790 verantwortlich. Mit den Bau- und Montagearbeiten der Übergabestation sollte erst begonnen werden, wenn die  
1791 mit dem Vermerk des Netzbetreibers versehenen Unterlagen beim Anschlussnehmer bzw. seinem  
1792 Beauftragten vorliegen und dem Netzbetreiber das bestätigte Anschlussangebot bzw. die Bestätigung der  
1793 Grobplanung/Kostenübernahmeerklärung durch den Anschlussnehmer vorliegt. Bei Baubeginn, vor Rückgabe  
1794 der Unterlagen durch den Netzbetreiber, trägt der Anschlussnehmer das Risiko für gegebenenfalls auftretende  
1795 zusätzliche Aufwendungen.

1796 Der Anschlussnehmer stellt dem Netzbetreiber eine Übersicht zu Ansprechpartnern im Zusammenhang der  
1797 Baumaßnahme zur Verfügung.

1798 Spätestens 2 Wochen nach Baubeginn stellt der Messstellenbetreiber die Wandler für die Abrechnungszählung  
1799 am mit dem Anschlussnehmer vereinbarten Ort bereit.

#### 1800 **4.2.5 Vorbereitung der Inbetriebsetzung der Übergabestation (Punkte 11 bis 14 der Tabelle 1)**

1801 Mindestens vier Wochen vor dem gewünschten Inbetriebsetzungstermin der Übergabestation erfolgt die  
1802 Abstimmung des Termins zur technischen Abnahme der Übergabestation zwischen Anschlussnehmer und  
1803 Netzbetreiber. Spätestens zu diesem Termin muss das Anlagenzertifikat beim Netzbetreiber vorliegen.

1804 Mindestens zwei Wochen vor dem gewünschten Inbetriebsetzungstermin der Übergabestation übergibt der  
1805 Anschlussnehmer dem Netzbetreiber die aktualisierten Projektunterlagen (mit Nachweis der Erfüllung  
1806 eventueller Auflagen seitens des Netzbetreibers).

1807 Durch den Messstellenbetreiber erfolgt zwei Wochen vor dem gewünschten Inbetriebsetzungstermin der  
1808 Übergabestation die Übergabe der Bauartzulassung/Konformitätsbescheinigungen für die Strom- und  
1809 Spannungswandler an den Netzbetreiber.

1810 Mindestens zwei Wochen vor dem gewünschten Inbetriebsetzungstermin erfolgt eine technische Abnahme der  
1811 Übergabestation durch den Anlagenerrichter im Beisein des Anlagenbetreibers und seines Anlagen-

**E VDE-AR-N 4110:2024-11**

1812 verantwortlichen. Der Netzbetreiber behält sich eine Teilnahme an der technischen Abnahme vor. Dabei wird  
1813 in der Regel bereits der erste Teil des Inbetriebsetzungsprotokolls der Übergabestation durch den Anlagen-  
1814 errichter ausgefüllt (in der Regel Vordruck des Netzbetreibers, ansonsten mit Vordruck E.7). Zu dieser  
1815 technischen Abnahme gehören auch

- 1816 – die Kontrolle eines gefahrlosen Zugangs zur Übergabestation;
- 1817 – die Verschließbarkeit der elektrischen Betriebsräume;
- 1818 – ein ordnungsgemäßer Fluchtweg;
- 1819 – die Zugänglichkeit und Trennfunktion der Übergabeschalteneinrichtung

1820 und die Übergabe folgender Unterlagen:

- 1821 – Wandler-Prüfnachweise der Vor-Ort-Prüfung;
- 1822 – Schutzprüfprotokolle der Vor-Ort-Prüfung in der Übergabestation, bei Erzeugungsanlagen einschließlich  
1823 der übergeordneten Entkopplungsschutzfunktionen (der Umfang der Prüfungen und deren Nachweis im  
1824 Schutzprüfprotokoll sind entsprechend der Vorgaben der beiden Technischen Hinweise des FNN  
1825 „Anforderungen an digitale Schutzeinrichtungen“ [4] und „Leitfaden zum Einsatz von Schutzsystemen in  
1826 elektrischen Netzen“ [5] auszuführen);
- 1827 – Erdungsprotokoll (z. B. mit Vordruck E.6);
- 1828 – Bestätigung nach § 5, Abs. 4 DGUV Vorschrift 3 [14] für die Übergabestation;
- 1829 – Kabelprüfprotokoll und Bestätigung nach § 5, Abs. 4, DGUV Vorschrift 3 [14] für die anschlussnehmer-  
1830 eigenen Mittelspannungskabel;

1831

1832 Bei erfolgreicher Abnahme ist daraufhin der verbindliche Inbetriebsetzungstermin zwischen Anschlussnehmer  
1833 und Netzbetreiber abzustimmen. Der Netzbetreiber wird die Inbetriebnahme des Netzanschlusses nun in die  
1834 Schaltungsplanung des entsprechenden Zeitraumes einordnen.

1835 Der Anschlussnehmer übergibt dann dem Netzbetreiber den Inbetriebsetzungsauftrag für die Übergabestation  
1836 (Auftrag zur Zählerersetzung; in der Regel Vordruck des Netzbetreibers, ansonsten mit Vordruck E.5).

1837 Außerdem informiert der Anschlussnehmer den Messstellenbetreiber über den abgestimmten Inbetrieb-  
1838 setzungstermin der Übergabestation.

1839 Mindestens zwei Wochen vor dem gewünschten Inbetriebsetzungstermin der Übergabestation sind auch die  
1840 Verträge und Vereinbarungen vom Anschlussnehmer an den Netzbetreiber zurückzugeben. Hierunter fällt auch  
1841 die unterzeichnete Netzführungsvereinbarung. Mindestens jedoch müssen dem Netzbetreiber durch den  
1842 Anschlussnehmer schriftlich die Kontaktdaten (unter anderem Telefonnummer) des Anlagenbetreibers und  
1843 einer durchgehend erreichbaren netzführenden Stelle des Anschlussnehmers oder von schaltberechtigten  
1844 Personen des Anschlussnehmers und deren Telefonnummern bekannt sein.

1845 Für die Inbetriebnahme des Netzanschlusses bestehen folgende netzvertriebliche Voraussetzungen:

- 1846 – unterzeichneter Netzanschlussvertrag zwischen Anschlussnehmer und Netzbetreiber;
- 1847 – unterzeichneter Netznutzungs- und Anschlussnutzungsvertrag zwischen Anschlussnutzer und Netz-  
1848 betreiber;
- 1849 – Anmeldung der Entnahmestelle beim Netzbetreiber durch den Stromlieferanten.

1850 ANMERKUNG Nach § 7 Abs. 1 EEG:2023 [6] gilt für EEG-Anlagen: „Netzbetreiber dürfen die Erfüllung ihrer Verpflich-  
1851 tung aus diesem Gesetz nicht vom Abschluss eines Vertrages abhängig machen“.

1852 Je nach technischer Ausführung des Netzanschlusses sind ggf. weitere Dokumente notwendig.

1853 Mindestens fünf Werktage vor der Inbetriebnahme des Netzanschlusses erfolgt durch den Messstellen-  
1854 betreiber die Vorinbetriebsetzung der Abrechnungsmessung und einer ggf. vorhandenen Vergleichsmessung  
1855 (Verdrahtungskontrolle, finales Übersetzungsverhältnis bei umschaltbaren Wandlern zum Zeitpunkt der  
1856 Inbetriebsetzung, Bürdenmessung, Setzen des Zählers, Prüfzählervergleich usw.). Anschließend bestätigt der

1857 Messstellenbetreiber dem Netzbetreiber, dass er die Abrechnungsmessung zum Inbetriebsetzungszeitpunkt  
1858 der Übergabestation betriebsbereit errichtet hat.

1859 Bei fernwirktechnischer Anbindung der Übergabestation ist außerdem mindestens zwei Werktage vor der  
1860 Inbetriebnahme des Netzanschlusses eine Funktionsprüfung von der netzführenden Stelle des Netzbetreibers  
1861 bis in die Übergabestation durch den Anlagenerrichter/Inbetriebsetzer gemeinsam mit dem Netzbetreiber  
1862 vorzunehmen. Bei Erzeugungsanlagen erfolgt dabei in Abstimmung mit dem Netzbetreiber auch die Prüfung  
1863 der Schnittstelle für die Wirkleistungs- und Blindleistungsvorgaben des Netzbetreibers (Bittest).

#### 1864 **4.3 Inbetriebnahme des Netzanschlusses/Inbetriebsetzung der Übergabestation (Punkt 15** 1865 **der Tabelle 1)**

1866 Zusätzlich zu den in 4.2.5 aufgeführten Punkten muss dem Netzbetreiber zur Inbetriebsetzung der Über-  
1867 gabestation ein vollständig ausgefülltes und unterschriebenes Inbetriebsetzungsprotokoll für Übergabe-  
1868 stationen (siehe Vordruck E.7) zur Verfügung gestellt werden. Im Inbetriebsetzungsprotokoll wird vom  
1869 Anschlussnehmer bestätigt, dass die Übergabestation nach den in 4.1 aufgeführten Vorschriften, Normen und  
1870 Bestimmungen sowie nach dieser Anwendungsregel ausgeführt wurde.

1871 Bei der Inbetriebsetzung der Übergabestation ist der Netzbetreiber mit anwesend. Bei Erzeugungsanlagen  
1872 erteilt der Netzbetreiber die Erlaubnis zur Zuschaltung und bestätigt die Erlaubnis zur Zuschaltung und die  
1873 Erteilung einer vorübergehenden Betriebserlaubnis im Inbetriebsetzungsprotokoll E.16. Das bei der Inbetrieb-  
1874 setzung der Übergabestation durch den Anlagenerrichter ausgefüllte Inbetriebsetzungsprotokoll E.7 verbleibt  
1875 beim Netzbetreiber, dem Anschlussnehmer ist eine Kopie auszuhändigen. Der Netzbetreiber behält sich eine  
1876 Sichtkontrolle der für den Netzanschluss relevanten Komponenten der Übergabestation und eine Funktions-  
1877 kontrolle der Schutz- und Leittechnik vor. Werden Mängel festgestellt, die den Netzbetrieb beeinträchtigen  
1878 können, so darf der Netzbetreiber die Inbetriebsetzung der Übergabestation bis zur Mängelbeseitigung unter-  
1879 sagen.

1880 Die Inbetriebnahme des Netzanschlusses erfolgt vom Netzbetreiber bis zur Übergabestelle (in der Regel erstes  
1881 kundeneigenes Schaltgerät, z. B. Übergabeleistungsschalter). Die Durchschaltung der Spannung in die  
1882 Kundenanlage erfolgt durch den Anlagenverantwortlichen.

1883 Der Netzbetreiber übernimmt mit der Inbetriebnahme des Netzanschlusses ausdrücklich keine Verantwortung  
1884 oder Haftung für die Betriebssicherheit der kundeneigenen Anlage.

#### 1885 **4.4 Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage (Punkte 16 bis 18 der Tabelle 1)**

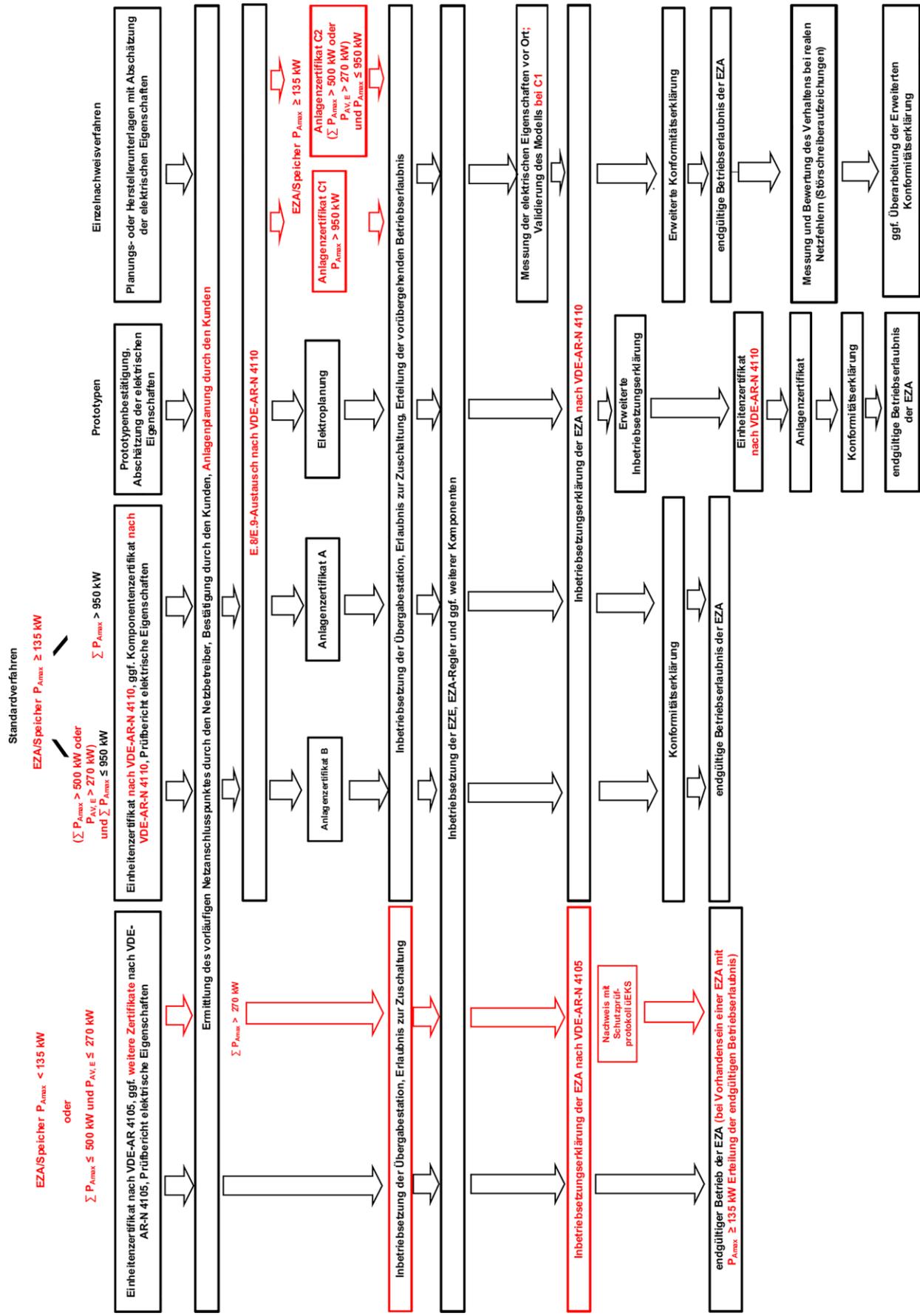
1886 Der Anschluss- und Inbetriebsetzungsprozess für Erzeugungsanlagen erfolgt nach den in dargestellten  
1887 Phasen mit den dort aufgeführten Nachweisen. Je nach Einordnung der Erzeugungsanlage hinsichtlich der  
1888 Leistungsgröße, bei ggf. vorhandenem Prototypenstatus oder bei speziellen Erzeugungsanlagen im Einzel-  
1889 nachweisverfahren, ergibt sich dabei eine unterschiedliche zeitliche Reihenfolge der Arbeitsschritte.

1890 Bezüglich der Verfahrensschritte und Nachweise sind die Bestimmungen von 4.1 bis 4.3 (hier nur verkürzt  
1891 dargestellt) und des Abschnittes 11 zu beachten. So gelten alle für Erzeugungsanlagen und Erzeugungs-  
1892 einheiten beschriebenen Anforderungen in gleicher Weise auch für Mischanlagen, Speicher sowie für  
1893 Notstromaggregate mit Netzparallelbetrieb entsprechend 8.9.2. Dies betrifft nur Notstromaggregate, die länger  
1894 als der in 8.9.2 beschriebene Probetrieb nach DIN 6280-13 bzw. DIN VDE 0100-560 (VDE 0100-560)  
1895 netzparallel betrieben werden.

1896 Die eigentliche Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage ist in 11.5 beschrieben.

1897

1898



**Bild 1 - Inbetriebsetzungsphasen und dazugehörige Nachweise**

1899

1900

## 1901 **5 Netzzanschluss**

### 1902 **5.1 Grundsätze für die Ermittlung des Netzzanschlusspunktes**

1903 Jede Kundenanlage wird über eine anschlussnehmereigene Übergabestation an das Mittelspannungsnetz des  
1904 Netzbetreibers angeschlossen. Abweichungen von dieser Regelung sind gesondert mit dem Netzbetreiber zu  
1905 vereinbaren.

1906 Der Netzzanschluss von Kundenanlagen erfolgt in der Regel über einen Stichanschluss (siehe Anhang D: Bei-  
1907 spiel für einen Einfachstich-Anschluss). In Abstimmung zwischen Anschlussnehmer und Netzbetreiber darf  
1908 auch eine andere Anschlusslösung realisiert werden. Der Netzbetreiber darf eine zum örtlichen Netz passende  
1909 Anschlussart fordern.

1910 Kundenanlagen sind an einem geeigneten Punkt im Netz der allgemeinen Versorgung, dem Netzzanschluss-  
1911 punkt, anzuschließen. Anhand der unter 4.2 aufgeführten Unterlagen ermittelt der Netzbetreiber den geeig-  
1912 neten Netzzanschlusspunkt, der auch unter Berücksichtigung der Kundenanlage einen sicheren Netzbetrieb  
1913 sicherstellt, und an dem die beantragte Leistung übertragen werden kann. Wesentliche Kriterien zur  
1914 Bestimmung des Netzzanschlusspunktes und der Netzzanschlusslösung sind:

- 1915 – Höhe der Anschlussleistung (vereinbarte Leistung für Bezug und/oder Einspeisung);
- 1916 – installierte Erzeugungsleistung in der Kundenanlage;
- 1917 – Art und Betriebsweise der anzuschließenden Kundenanlage;
- 1918 – örtliche Netzverhältnisse;
- 1919 – eindeutige Schutzverhältnisse zur selektiven Fehlererfassung im Netz;
- 1920 – die vom Anschlussnehmer gewünschte Versorgungszuverlässigkeit;
- 1921 – Beeinflussung anderer, an dieses Netz angeschlossener Kundenanlagen;
- 1922 – die von den Erzeugungsanlagen, Mischanlagen und Speichern bewirkte Spannungsänderung im Netz.

1923 Nach Stellung des Anschlussantrages durch den Anschlussnehmer erfolgt eine Prüfung durch den Netz-  
1924 betreiber. Diese Prüfung erfolgt für das Netz der allgemeinen Versorgung unter Berücksichtigung des durch  
1925 den Netzbetreiber festgelegten Normalschaltzustandes des Netzes. Die Schaltfreiheit des Netzbetreibers darf  
1926 durch den Betrieb der Kundenanlage zur Wahrung der Versorgungszuverlässigkeit sowie für Instand-  
1927 haltungsaufgaben nicht eingeschränkt werden.

1928 Für Bezugsanlagen ist das Mittelspannungsnetz in der Regel (n-1)-sicher ausgebaut. Der Anschlussnehmer  
1929 der Bezugsanlage kann mit dem Netzbetreiber Maßnahmen bzw. ein Anschlusskonzept zur Erhöhung seiner  
1930 Versorgungszuverlässigkeit abstimmen.

1931 Für Erzeugungsanlagen und Speicher ist das Mittelspannungsnetz nicht (n-1)-sicher ausgebaut. Wenn die  
1932 vereinbarte Leistung größer ist als die im (n-1)-Fall zulässige Leistung, muss die Erzeugungsanlage und der  
1933 Speicher im (n-1)-Fall in ihrer Leistung beschränkt oder ganz abgeschaltet werden. Die Erzeugungsanlage und  
1934 der Speicher selbst wird üblicherweise nicht (n-1)-sicher an das Netz der allgemeinen Versorgung  
1935 angeschlossen.

1936 Die Beurteilung der Anschlussmöglichkeit unter dem Gesichtspunkt der Netzzrückwirkungen erfolgt anhand der  
1937 Impedanz des Netzes am Netzverknüpfungspunkt (wie Kurzschlussleistung, Resonanzen usw.), der  
1938 Anschlussleistung sowie der Art und Betriebsweise der Kundenanlage. Sofern mehrere Kundenanlagen im  
1939 gleichen Mittelspannungsnetz angeschlossen sind, muss deren Gesamtwirkung betrachtet werden. Die  
1940 Ermittlung des Netzzanschlusspunktes hat unter Berücksichtigung der Verschiebungsfaktoren der Bestands-  
1941 anlagen sowie der Neuanlage zu erfolgen. Bestandsanlagen sowie die Neuanlage sind mit den maximal mit  
1942 dem Netzbetreiber vereinbarten Verschiebungsfaktoren zu berücksichtigen.

### 1943 **Eigentumsgrenze**

1944 Die Eigentumsgrenze wird zwischen Anschlussnehmer und Netzbetreiber in einem Vertrag (z. B. einem  
1945 Netzzanschlussvertrag) vereinbart.

1946 **5.2 Bemessung der Netzbetriebsmittel**

1947 Der Betrieb der Kundenanlagen verursacht eine Änderung der Belastung von Leitungen, Transformatoren und  
1948 anderen Betriebsmitteln des Netzes. Daher ist eine Überprüfung der Belastbarkeit der Netzbetriebsmittel im  
1949 Hinblick auf die angeschlossenen Kundenanlagen nach den einschlägigen Bemessungsvorschriften durch den  
1950 Netzbetreiber erforderlich.

1951 Bei möglichen Überschreitungen von Bemessungsgrenzwerten muss das Netz ausgebaut bzw. verstärkt  
1952 werden. Je nach Art und Umfang der Maßnahme kann das einen längeren Zeitraum in Anspruch nehmen.

1953 Bei den meisten Kundenanlagen kann für die thermische Belastung der Netzbetriebsmittel die maximale  
1954 Scheinleistung  $S_{Amax}$  zugrunde gelegt werden. Im praktischen Gebrauch genügt es in der Regel, den vom  
1955 Netzbetreiber vorgegebenen Verschiebungsfaktor  $\cos \phi$  für die Bestimmung der maximalen Scheinleistung zu  
1956 verwenden:

$$S_{Amax} = \frac{\sum P_{Emax}}{\cos \phi} \quad (1)$$

1957 Bei Einsatz einer  $P_{AV,E}$ -Überwachung nach Abschnitt 8.13 ist die vereinbarte Wirkleistung für Einspeisung  
1958  $P_{AV,E}$  anstelle von  $\sum P_{Emax}$  zu verwenden.

1959 **5.3 Betriebsspannung und minimale Kurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt**

1960 **5.3.1 Allgemein**

1961 Die Nennspannungen in deutschen Mittelspannungsnetzen betragen 10 kV, 20 kV und 30 kV. Die vereinbarte  
1962 Versorgungsspannung  $U_c$  ist im Normalfall gleich der Nennspannung. Falls zwischen dem Netzbetreiber und  
1963 dem Anschlussnehmer eine Spannung an der Übergabestelle vereinbart wird, die von der Nennspannung  
1964 abweicht, so ist dies die vereinbarte Versorgungsspannung  $U_c$ .

1965 Die Betriebsspannung im Mittelspannungsnetz liegt in der Regel zwischen 90 %  $U_c$  und 110 %  $U_c$  (10Minuten-  
1966 Mittelwert des Spannungs-Effektivwertes). Die Betriebsfrequenz schwankt in der Regel um wenige mHz-, kann  
1967 aber in den in Bild 4 dargestellten Frequenzbereichen variieren.

1968 **5.3.2 Zulässige Spannungsänderung**

1969 Im ungestörten Betrieb des Netzes darf der Betrag der von allen Kundenanlagen mit Anschlusspunkt in einem  
1970 Mittelspannungsnetz verursachten Spannungsänderung an keinem Verknüpfungspunkt in diesem Netz einen  
1971 Wert von 2,0 % gegenüber der Spannung ohne Erzeugungsanlagen überschreiten.

$$\Delta u = \Delta U / U_b \leq 2,0 \% \quad (2)$$

1972 Zur Ermittlung der zulässigen Spannungsanhebung bei einem Anschlusspunkt im Netz sind die Ver-  
1973 schiebungsfaktoren der Kundenanlage zu berücksichtigen. Die Wahl des Verschiebungsfaktors erfolgt in  
1974 Anlehnung an 5.5 und 10.2.2.2. Der Netzbetreiber legt für die Bewertung die für ihn relevanten Netzbetriebs-  
1975 zustände zugrunde.

1976 ANMERKUNG 1 Die Erzeugungsanlagen und Speicher mit Anschlusspunkt in den unterlagerten Niederspannungsnetzen  
1977 dieses Mittelspannungsnetzes bleiben in dieser Bewertung unberücksichtigt. Hierfür gelten die Grenzwerte nach  
1978 VDE-AR-N 4105.

1979 Nach Maßgabe des Netzbetreibers darf von dem Wert von 2,0 % abgewichen werden.

1980 ANMERKUNG 2 Abhängig vom resultierenden Verschiebungsfaktor aller Erzeugungsanlagen und Speicher kann die  
1981 Spannungsänderung positiv oder negativ werden, also eine Spannungsanhebung oder -absenkung erfolgen.

1982 ANMERKUNG 3 Da der Verteilertransformator (HS/MS) in der Regel über eine automatische Spannungsregelung verfügt,  
 1983 kann die Sammelschienenspannung als nahezu konstant angesehen werden. Als Sammelschienenspannung ist für die  
 1984 Berechnung die vereinbarte Versorgungsspannung  $U_c$  zu wählen.

### 1985 5.3.3 Mindestkurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt für Typ-1-Anlagen

1986 Aus Stabilitätsgründen ist bei Typ-1-Anlagen zur Erfüllung der Anforderungen der O-/UVRT-Robustheit und  
 1987 der statischen Spannungshaltung eine bestimmte Mindestkurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt  
 1988 erforderlich. Diese Mindestkurzschlussleistung ist bei der Anschlussbeurteilung mit folgendem vereinfachten  
 1989 Verfahren zu überprüfen:

- 1990 – die Netzkurzschlussleistung an der Mittelspannungs-Sammelschiene des einspeisenden Verteilertrans-  
 1991 formators (HS/MS)  $S_{k\ MS-SS}$  muss mindestens das 10-Fache der Summe der Scheinleistungen aller in  
 1992 diesem Mittelspannungsnetz angeschlossenen Erzeugungsanlagen des Typs 1  $S_{k\ MS-SS} \geq 10 S_{A\ max}$  (Typ-  
 1993 1-Anlagen des gesamten Mittelspannungsnetzes des Verteilertransformators) betragen und
- 1994 – am Netzanschlusspunkt muss die Netzkurzschlussleistung  $S_{kV}$  mindestens das 10-Fache der Summe der  
 1995 Scheinleistungen aller an diesem Netzanschlusspunkt anzuschließenden Erzeugungsanlagen des Typs 1  
 1996 betragen. Dabei ist zu beachten, dass die Scheinleistungen der Erzeugungsanlagen an diesem  
 1997 Netzanschlusspunkt selber und an dem nachfolgenden Mittelspannungsnetz bis zur Normaloffenstelle zu  
 1998 addieren sind.

1999 Voraussetzung: Die Stabilität der Erzeugungseinheit ist für ein Verhältnis  $S_{kV}/S_{rE} \geq 5$  nachgewiesen.

2000 Wird der Grenzwert nicht eingehalten, darf die Erzeugungsanlage nur angeschlossen werden, wenn konkrete  
 2001 Berechnungen die Stabilität bestätigen. Bei den Prüfungen zum Nachweis für die Netzstützung ist von einer  
 2002 minimalen Netzkurzschlussleistung von 15 MVA auszugehen.

2003 ANMERKUNG Bei Großstörungen im Verbundnetz treten Pendelungen auf. Die Spannung im überlagerten Netz bricht  
 2004 dabei ein. Damit die Erzeugungsanlagen trotzdem stabil bleiben können, ist in der Realität eine Kurzschlussleistung  
 2005 erforderlich, die höher ist als bei der Nachweisführung für die Stabilität der Anlagen angenommen wurde.

2006 Ein Beispiel für den Anschluss von Typ-1-Anlagen auf Basis der minimalen Netzkurzschlussleistung am  
 2007 Netzanschlusspunkt ist in Anhang B.10 dargestellt.

## 2008 5.4 Netzurückwirkungen

### 2009 5.4.1 Allgemeines

2010 Die elektrischen Einrichtungen der Kundenanlage sind so zu planen, zu bauen und zu betreiben, dass Rück-  
 2011 wirkungen auf das Verteilernetz des Netzbetreibers und anderen angeschlossenen Kundenanlagen auf ein  
 2012 zulässiges Maß begrenzt werden. Treten störende Rückwirkungen auf das Verteilernetz des Netzbetreibers auf,  
 2013 die nachweislich auf die Kundenanlage zurückzuführen sind, so hat der Anschlussnehmer in seiner Anlage  
 2014 Maßnahmen zur Begrenzung der Rückwirkungen zu treffen. Die Maßnahmen sind mit dem Netzbetreiber  
 2015 abzustimmen. Auch bei Nulllastregelung der netzfrequenten Leistungskomponenten am Verknüpfungspunkt  
 2016 wirken die anlagenspezifischen Netzurückwirkungen auf das öffentliche Verteilernetz und sind entsprechend  
 2017 der vereinbarten Anschlussleistung nach Abschnitt 5.4 zu bewerten. Der Anschlussnehmer stellt dem  
 2018 Netzbetreiber das ausgefüllte Datenblatt E.2 bzw. – im Falle von Erzeugungsanlagen und Speicheranlagen –  
 2019 das ausgefüllte Datenblatt E.1 zur Verfügung. In Einzelfällen dürfen spezielle vertragliche Festlegungen für die  
 2020 zulässige Störaussendung einer Kundenanlage getroffen werden.

2021 Die Bestimmungen der Grenzwerte gemäß Abschnitt 5.4 basieren auf verschiedenen Annahmen und  
 2022 Vereinfachungen. Werden durch den Netzbetreiber Grenzwerte auf Basis detaillierter Verfahren bestimmt, so  
 2023 ist deren Anwendung der Vorzug zu geben.

2024 ANMERKUNG 1 Weiterführende Informationen zur Berechnung der Grenzwerte und Methoden für zusätzliche  
 2025 netzspezifische Anpassungen sind z.B. in den D-A-CH-CZ Technischen Regeln zur Beurteilung von Netzurückwirkungen, 3.  
 2026 Ausgabe zu finden.

**E VDE-AR-N 4110:2024-11**

2027 Weitere anzuwendende Verfahren und detaillierte Erläuterungen zur Berechnung von Netzurückwirkungen (z. B.  
 2028 zur Addition von mehreren Erzeugungseinheiten) sind in Anhang B.9 aufgeführt. Auch wenn die Anforderungen  
 2029 dieses Abschnitts eingehalten werden, können unerwünschte Beeinflussungen durch  
 2030 Wechselwirkungsprozesse (z.B. im niederfrequenten Bereich (kleiner 50 Hz) zwischen Erzeugungsanlage,  
 2031 Speicheranlage bzw., Bezugsanlage und dem Netz zu unzulässigen Netzurückwirkungen führen, Können solche  
 2032 niederfrequenten Wechselwirkungen festgestellt werden, so muss der verantwortliche Anschlussnehmer  
 2033 Maßnahmen ergreifen.

2034 Für Messungen sind die nach DIN EN 61000-4-30, Klasse A definierten Methoden und Verfahren anzuwenden.  
 2035 Es sind verkettete Spannungen zu messen und zu bewerten.

2036 Alle Grenzwerte gelten für die Mittelspannungsebene. Deshalb sind Strom- und Spannungswerte zur  
 2037 Überprüfung der Einhaltung der Grenzwerte grundsätzlich auf der Mittelspannungsseite durchzuführen.

2038 Wird vereinfacht auf der Niederspannungsseite gemessen, so ist das Ergebnis nur dazu geeignet den  
 2039 Anschluss einer Kundenanlage zu erlauben, aber nicht, ihn abzulehnen. Dies ist dadurch begründet, dass:

2040 a) die Spannung auf der Niederspannungsseite den Spannungsteiler aus der mittelspannungsseitigen  
 2041 Netzimpedanz und Transformatorimpedanz nicht berücksichtigt und daher prinzipiell zu hohe Werte  
 2042 liefert.

2043 b) Spannungsmessungen neben den Emissionen der Kundenanlage auch Hintergrundpegel enthalten  
 2044 können. Für eine Bewertung der Kundenanlage bzgl. Der Grenzwerte nach dieser Anwendungsregel  
 2045 ist der ohne Kundenanlage am Verknüpfungspunkt vorhandene Hintergrundpegel herauszurechnen.

2046 ANMERKUNG 2 Eine Einhaltung der Verträglichkeitspegel oder Pegel gemäß Produktnorm EN 50160 ist keine  
 2047 hinreichende Bedingung für eine positive Anlagenbewertung. Ebenso ist eine Nichteinhaltung der Pegel gemäß EN 50160  
 2048 oder der Verträglichkeitspegel keine hinreichende Bedingung für eine negative Anlagenbewertung.

**2049 5.4.2 Schnelle Spannungsänderungen**

2050 Die von einer einzelnen Kundenanlage verursachte maximale Spannungsänderung darf bei häufigen  
 2051 Ereignissen (Wiederholrate  $r \geq 0,01 \text{ min}^{-1}$ )  $\Delta u = 2 \%$  nicht überschreiten. Für Wiederholraten (Wiederholrate  $r$   
 2052  $\geq 0,1 \text{ min}^{-1}$ ) ist zusätzlich eine Flickerbewertung durchzuführen.

2053 Für seltene Spannungsänderungen (Wiederholrate  $r < 0,01 \text{ min}^{-1}$ , d.h. wenige Male pro Tag) sind 3 % in  
 2054 Ausnahmefällen und nach Rücksprache mit dem Netzbetreiber zulässig. Sofern das Mittelspannungsnetz im  
 2055 Normalschaltzustand betrieben wird und die zulässigen Grenzen für die Netzspannung und Netzfrequenz  
 2056 eingehalten werden, gelten für schaltbedingte Spannungsänderungen die Grenzwerte nach Tabelle 4.

**2057 Schnelle Spannungsänderungen durch Schaltvorgänge**

2058 Die zulässige Häufigkeit und die dazugehörigen Pausenzeiten sind Tabelle 4 zu entnehmen.

**2059 Tabelle 4 - Zulässige Spannungsänderung in Abhängigkeit von Häufung und Pausenzeit**

Spannungsänderung	Häufigkeit (n) in 1 Schaltung in x/ min	Mindestpausenzeit (z) zwischen den Spannungsänderungen in s
≤ 2 %	13	9
(> 2 % bis 3 %)	43	33
(> 3 % bis 4 %)	100	85
(> 4% bis 5%) <sup>a</sup>	200	172

Bei Spannungsänderungen zwischen den Intervallgrenzen kann die zulässige Häufung (n) und die dazugehörige Mindestpausenzeit nach den folgenden Gleichungen (3) und (4) berechnet werden.

<sup>a</sup> ist mit dem Netzbetreiber abzustimmen

2060

$$\text{Häufigkeit } \frac{x}{\text{min}} = 1,6 * \left(\frac{\Delta u}{\%}\right)^3 \quad (3)$$

$$\text{Mindespausenzeit } z = \left(\frac{\Delta u}{\%}\right)^{3,2} \quad (4)$$

2061

2062 Wird die Häufigkeit überschritten bzw. die dazugehörige Pausenzeit unterschritten, sind Abhilfemaßnahmen in  
 2063 Abstimmung mit dem Netzbetreiber erforderlich. Die einzelnen Schaltvorgänge müssen nicht in äquidistanten  
 2064 Zeitabschnitten auftreten, jedoch sind die Mindestpausenzeiten zwischen zwei Schaltungen einzuhalten.

2065 Beispiel: Die angegebene Häufigkeit von 1 Schaltung in 100 min bedeutet, dass z.B. innerhalb von 8 h (480 min) 4  
 2066 Schaltvorgänge auftreten dürfen. Für die einzelnen Schaltvorgänge muss eine Mindestpausenzeit von 85 s zwischen zwei  
 2067 aufeinanderfolgende Schaltungen eingehalten werden.

2068 ANMERKUNG 1 Bei Angaben der relativen Spannungsänderung  $\Delta u$  wird die Spannungsänderung der verketteten  
 2069 Spannung auf die vereinbarte Versorgungsspannung  $U_c$  bezogen:

$$\Delta u = \Delta U / U_c \quad (5)$$

2070 ANMERKUNG 2 Zu bewerten sind hier sowohl Betriebsmittel in Bezugskundenanlagen (z. B. Pumpenmotoren,  
 2071 Transformatoren) als auch Erzeugungsanlagen, Speichereinrichtungen und Komponenten im Netz (z. B. FACTS,  
 2072 Transformatoren).

2073 ANMERKUNG 3 Unzulässige Spannungsänderungen durch das großflächige zeitgleiche Hoch- bzw. Abfahren von vielen  
 2074 Kundenanlagen in vielen Umspannwerken (z. B. durch Marktprozesse oder Netzsicherheitsmanagement) werden durch  
 2075 die Festlegung des maximal zulässigen Leistungsgradienten begrenzt (siehe 10.2.5). Hierzu ist keine Berechnung bei der  
 2076 Anschlussbewertung einer Kundenanlage durchzuführen.

2077 **Schnelle Spannungsänderungen durch Schutzauslösungen**

2078 Bei ungeplanten Abschaltungen in Folge einer Schutzauslösung aller an einem Schutzabschnitt des Netz-  
 2079 betreibers (z. B. einem Mittelspannungs-Leitungsabschnitt) angeschlossenen Kundenanlagen mit  
 2080 Erzeugungsanlagen und/oder Speichern dürfen schnelle Spannungsänderungen  $\Delta u$  im verbleibenden  
 2081 Mittelspannungsnetz  $\Delta u \leq 5\%$  nicht überschreiten:

2082 Bei unsymmetrischen Leistungsänderungen bzw. wenn für den Transfer zwischen Spannungsebenen die mit  
 2083 Schaltgruppen der Verteilerttransformatoren zu berücksichtigen ist, dann sind für die Bestimmung der relevanten  
 2084 Spannungsänderung die DACHCZ Technischen Regeln zur Beurteilung von Netzurückwirkungen“ anzuwenden.

2085 **5.4.3 Flicker**

2086 Die zulässigen Flickerstärke durch alle Kundenanlagen zusammen im Mittelspannungsnetz darf  $P_{\text{lt ges}} = 0,46$   
 2087 und  $P_{\text{st ges}} = 0,7$  nicht überschreiten.

2088 Dabei ist die zulässige Störaussendung einer einzelnen Kundenanlage im Mittelspannungsnetz am Netz-  
 2089 verknüpfungspunkt wie folgt zu berechnen:

2090

$$P_{\text{sti}} = P_{\text{st ges}} \cdot \frac{1}{\sqrt{k_B + k_E + k_S}} \cdot \sqrt{\frac{S_A}{S_{rT}}} \cdot \sqrt{\frac{1}{g}} \quad (6)$$

$$P_{\text{lti}} = 0,65 \cdot P_{\text{sti}} \quad (7)$$

2091 Dabei ist

E VDE-AR-N 4110:2024-11

- 2092  $S_A$  die vertraglich vereinbarte Anschlussleistung der betrachteten Kundenanlage in MVA
- 2093  $S_{rT}$  die Bemessungsleistung des Verteilertransformators;
- 2094  $g$  der Gleichzeitigkeitsfaktor von benachbarten Flickerquellen (Anlagen, die im jeweiligen Strang angeschlossenen sind, z. B. Windenergieanlage  $g = 1$  und PV-Anlagen  $g = 0,9$ );
- 2095
- 2096  $k_B$  maximal geplanter Anteil der Bezugsanlagen an der Bemessungsleistung des Verteilertransformators (Bezugsfaktor);
- 2097
- 2098  $k_E$  maximal geplanter Anteil der Erzeugungsanlagen an der Bemessungsleistung des Verteilertransformators (Erzeugungsfaktor);
- 2099
- 2100  $k_S$  maximal geplanter Anteil der Speicheranlagen an der Bemessungsleistung des Verteilertransformators (Speicherfaktor).
- 2101
- 2102 ANMERKUNG Die Summe aus  $k_B + k_E + k_S$  kann  $> 1$  sein.
- 2103 Ergeben sich bei der Berechnung Grenzwerte  $P_{st\ i\ zul}$  kleiner 0,35 bzw.  $P_{lt\ i\ zul}$  kleiner 0,25 wird der Kundenanlage ein
- 2104 Grenzwert von  $P_{st\ i\ zul} = 0,35$  bzw.  $P_{lt\ i\ zul} = 0,25$  zugestanden.
- 2105 Ergeben sich bei der Berechnung Grenzwerte  $P_{st\ i\ zul} > 0,7$  bzw.  $P_{lt\ i\ zul} > 0,46$  ist die zulässige Störaussendung für
- 2106 Kundenanlagen auf  $P_{st\ i\ zul} = 0,7$  bzw.  $P_{lt\ i\ zul} = 0,46$  zu begrenzen.
- 2107
- 2108 **5.4.4 Oberschwingungen, Zwischenharmonische und Frequenzanteile im Bereich 2 – 9 kHz**
- 2109 Für die Berechnung von Grenzwerten wird zwischen Oberschwingungen (Harmonische),
- 2110 Zwischenharmonische und Frequenzanteilen im Bereich zwischen 2 kHz und 9 kHz (Supraharmonische)
- 2111 unterschieden, welche als Verzerrung bezeichnet werden. Der Netzbetreiber gibt in Abhängigkeit von der
- 2112 vertraglich vereinbarten Anschlussleistung der Kundenanlage und den Gegebenheiten am
- 2113 Netzverknüpfungspunkt Obergrenzen für die Einspeisung von verzerrenden Strömen vor. Maßnahmen zur
- 2114 Reduzierung von verzerrenden Strömen erfolgen durch den Anschlussnehmer in Absprache mit dem
- 2115 Netzbetreiber.
- 2116 ANMERKUNG 1 Dies gilt insbesondere für passive Filterkreise, da sie die frequenzabhängige Netzimpedanz signifikant
- 2117 beeinflussen können.
- 2118 Grundsätzlich sind im ersten Schritt Stromgrenzwerte zu bewerten. Den Gleichungen zur Berechnung der
- 2119 Stromgrenzwerte liegen entsprechende Grenzwerte für den Beitrag zur Spannungsverzerrung zugrunde. Für
- 2120 den Fall, dass einzelne Stromgrenzwerte nicht eingehalten werden, ist für die Bewertung der
- 2121 Netzverträglichkeit in einem zweiten Schritt die Einhaltung der zugehörigen zulässigen Beiträge zur
- 2122 Spannungsverzerrung maßgebend.
- 2123 ANMERKUNG 2 Eine sehr niedrige Impedanz bei einer Oberschwingung, Zwischenharmonischen oder
- 2124 Supraharmonischen (z.B. Reihenresonanz) am Verknüpfungspunkt einer Kundenanlage kann trotz Einhaltung des
- 2125 zulässigen Beitrags zur Spannungsverzerrung zu sehr hohen verzerrten Strömen führen. Diese können an anderen
- 2126 Verknüpfungspunkten im Netz unzulässige Spannungsverzerrungen hervorrufen. In solchen Fällen ist eine sachgerechte
- 2127 Reduktion des entsprechenden Beitrags zur Spannungsverzerrung durch den Netzbetreiber erforderlich.
- 2128 Sofern eine Kundenanlage beabsichtigt dauerhaft dämpfend auf verzerrte Spannungen (z.B. aktive Filter) am
- 2129 Verknüpfungspunkt wirkt, sind in Absprache mit dem Netzbetreiber Abweichungen von den festgelegten
- 2130 Grenzwerten in 5.4.4.1 - 5.4.4.3 zulässig.
- 2131 ANMERKUNG 3 Die Messung von Spannungen bei Frequenzen größer der Netzfrequenz kann durch das
- 2132 frequenzabhängige Übertragungsverhalten der verwendeten Spannungswandler, insbesondere bei höheren Frequenzen,
- 2133 erheblich verfälscht werden. Für die Messung von Strömen bei Frequenzen größer der Netzfrequenz sind im Allgemeinen
- 2134 geringere Abweichungen zu erwarten.

2135 **5.4.4.1 Oberschwingungen**

2136 Für die Berechnungen der zulässigen Oberschwingungen gilt:

$$I_{v\text{zul}} = \frac{p_v}{1000} \cdot \frac{1}{k_v} \cdot \frac{1}{k_{XR}} \cdot \frac{1}{\sqrt{k_B + k_E + k_S}} \cdot \sqrt{\frac{S_{KV}}{S_A}} \cdot I_A \quad (8)$$

2137 Dabei ist

2138  $p_v$  der Proportionalitätsfaktor für geradzahlige und ungeradzahlige Harmonische der Ordnung  $v$ ;

2139  $I_{v\text{zul}}$  der zulässige Oberschwingungsstrom;

2140  $I_A$  der aus der Anschlussleistung berechnete Anlagenstrom der Kundenanlage;

2141  $S_{KV}$  die minimale Kurzschlussleistung am Netzverknüpfungspunkt;

2142  $S_A$  die Anschlussleistung der Kundenanlage

2143  $k_v$  der Resonanzfaktor für die Harmonische mit der Ordnungszahl  $v$ ;

2144  $k_{XR}$  der Impedanzwinkelfaktor (siehe Anhang B.9)

2145  $k_B$  maximal geplanter Anteil der Bezugsanlagen an der Bemessungsleistung des Verteilertransformators  
2146 (Bezugfaktor);

2147  $k_E$  maximal geplanter Anteil der Erzeugungsanlagen an der Bemessungsleistung des  
2148 Verteilertransformators (Erzeugungsfaktor);

2149  $k_S$  maximal geplanter Anteil der Speicheranlagen an der Bemessungsleistung des Verteilertransformators  
2150 (Speicherfaktor).

2151

2152 Weiterführende Erläuterung sowie Hinweise zur Bestimmung von Resonanzfaktor, Bezugsfaktor,  
2153 Erzeugungsfaktor, Speicherfaktor und Impedanzwinkelfaktor sind im Kapitel B.9 zu finden.

2154 BEISPIEL Für einen Verteilertransformator mit einer Bemessungsscheinleistung von 40 MVA sowie  $k_B = 0,5$ ,  $k_E = 0,75$  und  
2155  $k_S = 0,1$  bedeutet dieser Ansatz, dass durch den Netzbetreiber für das entsprechende Netz mit Bezugsanlagen von nicht  
2156 mehr als 20 MVA, mit Erzeugungsanlagen von nicht mehr als 30 MVA und mit Speichern von nicht mehr als 4 MVA  
2157 gerechnet wird.

2158

2159 Für eine vereinfachte Berechnung werden folgende Annahmen getroffen:

2160 – Die Summe der geplanten Anschlussleistungen aller Bezugs- und Erzeugungs- sowie Speicheranlagen  
2161 entspricht 135 % der Bemessungsleistung des speisenden Verteilertransformators. Es gilt somit  
2162  $k_B + k_E + k_S = 1,35$ .

2163

2164 – Als Resonanzfaktor  $k_v$  wird 1,5 für alle Oberschwingungen von 2. bis 19. Ordnung gewählt, oberhalb der  
2165 19. Ordnung ist  $k_v = 1$ .

2166 ANMERKUNG Die Vereinfachung erfolgt in Anlehnung an den „Guide for Assessing the Network Harmonic  
2167 Impedance“ der CIGRE/CIPRED Working Group CC02 [19] und gilt für alle Oberschwingungen bis zur 19. Ordnung.

2168 – Als Impedanzwinkelfaktor  $k_{XR}$  wird 1 angenommen.

2169 Unter Berücksichtigung dieser vereinfachenden Annahmen ist zur Berechnung der zulässigen Ober-  
2170 schwingungsströme folgende, vereinfachte Gleichung anzuwenden:

$$I_{V\text{ zul}} = \frac{P_{\text{vfv}}}{1000} \cdot \sqrt{\frac{S_{\text{KV}}}{S_{\text{A}}}} \cdot I_{\text{A}} \quad (9)$$

2171 Für eine Kundenanlage gelten für Oberschwingungen die Proportionalitätsfaktoren  $p_{\text{vfv}}$  nach Tabelle 5. Mittels  
 2172 des Korrekturfaktors  $k_{\text{korr}}$  können zur Anwendung der Gleichung (8) die Proportionalitätsfaktoren  $p_{\text{v}}$  nach  
 2173 folgendem Zusammenhang berechnet werden:

$$p_{\text{v}} = p_{\text{vfv}} \cdot k_{\text{korr}} \quad (10)$$

**Tabelle 5 - Proportionalitätsfaktoren  $p_{\text{vfv}}$  für die vereinfachte Berechnung der zulässigen  
 Oberschwingungsströme**

Ungeradzahlige Oberschwingungen nicht durch drei teilbar			Geradzahlige Oberschwingungen		
v	$p_{\text{vfv}}$	$k_{\text{korr}}$	v	$p_{\text{vfv}}$	$k_{\text{korr}}$
5	7,10	1,74	2	2,73	1,74
7	4,23	1,74	4	1,52	1,74
11	2,49	1,74	6	1,19	1,74
13	1,81	1,74	8	1,00	1,74
17	1,19	1,74	10	1,26	1,74
19	0,95	1,74	12	1,06	1,74
23	1,03	1,16	14	0,91	1,74
25	0,86	1,16	16	0,77	1,74
29	0,63	1,16	18	0,65	1,74
31	0,55	1,16	20	0,86	1,16
35	0,44	1,16	22	0,75	1,16
37	0,39	1,16	24	0,66	1,16
			26	0,60	1,16
			28	0,54	1,16
			30	0,50	1,16
			32	0,46	1,16
			34	0,43	1,16
			36	0,40	1,16
			38	0,38	1,16
			40	0,35	1,16

durch drei teilbar		
v	$p_{\text{vfv}}$	$k_{\text{korr}}$
3	2,93	1,74
9	0,68	1,74
15	0,55	1,74
21	0,58	1,16
27	0,48	1,16
33	0,38	1,16
39	0,32	1,16

2176

2177 Ergeben sich bei der Berechnung Grenzwerte  $I_{\text{v zul}}/I_{\text{A}}$  kleiner 0,1 %, wird der Kundenanlage ein Grenzwert von  
 2178  $I_{\text{v zul}}/I_{\text{A}} = 0,1 \%$  zugestanden.

2179 Die gelten für harmonische Untergruppen entsprechend DIN EN 61000-4-7 (VDE 0847-4-7) und ein  
2180 Mittelungsintervall von 10 Minuten.

2181 Für den Fall das es bei der vereinfachten Bewertung nach Gleichung (5) zu Überschreitungen bei einzelnen  
2182 Harmonischen kommt, sollte durch den Netzbetreiber die Anwendbarkeit der vereinfachten Annahmen für die  
2183 Ausbaufaktoren und den Resonanzfaktor für den konkreten Verknüpfungspunkt überprüft werden. Weichen  
2184 diese von den empfohlenen Werten ab, sollte eine Bewertung anhand der Grenzwerte gemäß Gleichung (4)  
2185 unter Verwendung der individuell bestimmten Faktoren erfolgen.

2186 Bei Anschluss einer Kundenanlage über einen Dy-Transformator werden keine Nullsysteme im Strom von der  
2187 Niederspannung auf die Mittelspannung übertragen. Dies gilt unabhängig von der Ordnungszahl der  
2188 Harmonischen. Deshalb sind diese Anteile (typischerweise durch 3 teilbare Ströme) bei einer Messung auf der  
2189 Niederspannungsseite und Bewertung auf der Mittelspannungsseite nicht zu berücksichtigen.

2190 Der zulässige Beitrag zur Oberschwingungsspannung, welche dem zulässigen Oberschwingungsstrom  
2191 zugrunde liegt, berechnet sich zu

$$u_{v\text{ zul}} = v \cdot \frac{p_{vfv} \cdot k_{\text{korrv}}}{1000} \cdot \frac{1}{\sqrt{k_B + k_E + k_S}} \cdot \sqrt{\frac{S_A}{S_{kV}}} \quad (11)$$

2192 ANMERKUNG Der zulässige Beitrag zur Oberschwingungsspannung ist auf die Grundschnungsspannung bezogen und  
2193 wird üblicherweise als Prozentwert ausgedrückt.

#### 2194 5.4.4.2 Zwischenharmonische

2195 Für die Berechnung der maximal zulässigen zwischenharmonischen Ströme einer Kundenanlage ist folgende  
2196 Gleichung anzuwenden:

2197

$$I_{\mu\text{ zul}} = \frac{1}{k_{\mu}} \cdot \frac{g_{\mu}}{100} \cdot \frac{S_{kV}}{S_A} \cdot I_A \quad (12)$$

2198 Dabei ist

2199  $g_{\mu}$  der Proportionalitätsfaktor für Zwischenharmonische der Ordnung  $\mu$ ;

2200  $k_{\mu}$  der Resonanzfaktor für die Zwischenharmonische mit der Ordnungszahl  $\mu$ ;

2201  $I_A$  der (aus der Anschlussleistung berechnete) Anlagenstrom der Kundenanlage;

2202  $S_{kV}$  die Kurzschlussleistung am Netzverknüpfungspunkt;

2203  $S_A$  die Anschlussleistung der Kundenanlage.

2204 ANMERKUNG Der Resonanzfaktor  $k_{\mu}$  ist mit dem Netzbetreiber abzustimmen. Liegen keine genaueren Erkenntnisse  
2205 vor, ist  $k_{\mu} = 1$  zu verwenden.

2206 Weiterführende Hinweise zur Bestimmung des Resonanzfaktors sind im Abschnitt B.9 zu finden.

2207 Für die Zwischenharmonischen  $\mu$  (die Ordnung  $\mu$  einer Zwischenharmonischen entspricht der Ordnungszahl  $v$   
2208 der benachbarten, niedrigeren Harmonischen) einer Kundenanlage gelten die Proportionalitätsfaktoren  $g_{\mu}$  nach  
2209 Tabelle 6.

2210

**Tabelle 6 - Proportionalitätsfaktoren  $g_\mu$  für die Berechnung der zulässigen zwischenharmonischen Ströme**

$\mu$	$g_\mu$
1 ... 30	$0,2/(\mu + 0,5)$
31 ... 39	$0,3/(\mu + 0,5)$
1 ... 39 <sup>1)</sup>	$0,1/(\mu+0,5)$
<sup>1)</sup> gilt für die Zwischenharmonische bei bzw. in der Nähe der Rundsteuerfrequenz (vgl. auch Abschnitt 5.4.6)	

2213 Ergibt sich nach Gleichung (8) ein Grenzwert  $I_{\mu \text{ zul}}/I_A$  größer 2 %, so ist dieser Wert auf 2 % zu begrenzen.

2214 Ergeben sich bei der Berechnung Grenzwerte  $I_{\mu \text{ zul}}/I_A$  kleiner 0,1 %, wird der Kundenanlage ein Grenzwert von  
2215  $I_{\mu \text{ zul}}/I_A = 0,1$  % zugestanden.

2216 Die zulässigen zwischenharmonischen Ströme gelten für zwischenharmonische Untergruppen entsprechend  
2217 DIN EN 61000-4-7 (VDE 0847-4-7) für ein Mittelungsintervall (quadratische Mittelung) von 10 Minuten

2218 Den zulässigen Beitrag zur zwischenharmonischen Spannung, welche dem zulässigen zwischenharmonischen  
2219 Strom zugrunde liegt, zeigt Tabelle 7.

**Tabelle 7 - Zulässige Beiträge zur zwischenharmonischen Spannung**

Zwischenharmonische $\mu$	$u_{\mu \text{ zul}}$
1 .. 30	0,14 %
31 .. 39	0,21 %
1 .. 39 <sup>1)</sup>	0,1 %
1) gilt für die Zwischenharmonische bei bzw. in der Nähe der Rundsteuerfrequenz (vgl. dazu auch Abschnitt 5.4.7)	

2221 **5.4.4.3 Supraharmonische (2-9 kHz)**

2222 Für die Berechnung der zulässigen supraharmonischen Ströme gilt:

$$I_{b \text{ zul}} = \frac{1}{k_b} \cdot \frac{g_b}{100} \cdot \frac{S_{kV}}{S_A} \cdot I_A \quad (13)$$

2223 Dabei ist

2224  $g_b$  der Proportionalitätsfaktor für Supraharmonische mit der Mittenfrequenz  $b$ ;

2225  $k_b$  der Resonanzfaktor für die Supraharmonische mit der Mittenfrequenz  $b$ ;

2226  $I_A$  aus der Anschlussleistung berechnete) Anlagenstrom der Kundenanlage;

2227  $S_{kV}$  die minimale Kurzschlussleistung am Netzverknüpfungspunkt;

2228  $S_A$  die Anschlussleistung der Kundenanlage.

2229 Weiterführende Hinweise zur Bestimmung des Resonanzfaktors sind im Kapitel B.9.11 zu finden. Der  
2230 Proportionalitätsfaktor berechnet sich gemäß

2231

$$g_b = 1,015 \cdot \left( \frac{f_b}{\text{kHz}} \right)^{-0,52} \cdot \frac{0,05}{f_b / \text{kHz}} \quad (14)$$

2232 Dabei ist

2233  $f_b$  Mittenfrequenz des Frequenzbandes  $b$ .

2234 Ergeben sich bei der Berechnung Grenzwerte  $I_{b\text{ zul}}/I_A$  kleiner 0,1 %, wird der Kundenanlage ein Grenzwert von  
2235  $I_{b\text{ zul}}/I_A = 0,1$  % zugestanden.

2236 Die zulässigen supraharmischen Ströme gelten für Frequenzbänder von 200 Hz entsprechend  
2237 DIN EN 61000-4-7 (VDE 0847-4-7) für ein Mittelungsintervall (quadratische Mittelung) von 10 Minuten.

2238 Den zulässigen Beitrag zur supraharmischen Spannung, welche dem zulässigen supraharmischen Strom  
2239 zugrunde liegt, zeigt Tabelle 8.

2240 **Tabelle 8 - Zulässige Beiträge zur zwischenharmonischen Spannung**

Supraharmisches Band mit der Mittenfrequenz $f_b$	$u_{b\text{ zul}}$
2,1 kHz .. 8,9 kHz	$1,015 \cdot \left(\frac{f_b}{\text{kHz}}\right)^{-0,52} \%$

2241

#### 2242 5.4.5 Kommutierungseinbrüche

2243 Die relative Tiefe von Kommutierungseinbrüchen  $d_{\text{kom}}$  durch gesteuerte netzgeführte Stromrichter darf am  
2244 Netzverknüpfungspunkt im ungünstigsten Betriebszustand den Wert von  $d_{\text{kom}} = 5$  % nicht überschreiten. Die  
2245 relative Tiefe berechnet sich zu

$$d_{\text{kom}} = \frac{\Delta U_{\text{kom}}}{\hat{U}_1} \quad (15)$$

2246 Dabei ist

2247  $\Delta U_{\text{kom}}$  Tiefe des Kommutierungseinbruches;

2248  $\hat{U}_1$  Scheitelwert der Grundschiwingung.

2249

2250 Die Gleichung zur Berechnung der resultierenden relativen Tiefe der Kommutierungseinbrüche eines  
2251 Umrichters ist:

$$d_{\text{kom}} = K \cdot \frac{6 \cdot \sin \alpha}{p} \left( \frac{1}{\frac{u_{\text{k, kom}} \cdot S_{\text{kV}}}{S_{\text{r, STR}}} + 1} \right) \quad (16)$$

2252 Dabei ist

2253  $d_{\text{kom}}$  die zu erwartende relative Tiefe der Kommutierungseinbrüche;

2254  $u_{\text{k, kom}}$  die relative Kurzschlussspannung der Kommutierungsreaktanz;

2255  $S_{\text{kV}}$  die minimale Kurzschlussleistung am Netzverknüpfungspunkt;

2256  $S_{\text{r, STR}}$  die Bemessungsscheinleistung des Stromrichters;

2257  $p$  die Pulszahl des Stromrichters;

2258  $\alpha$  der ungünstigste Steuerwinkel des Stromrichters  $\alpha$ .

2259  $K$  Anschlussfaktor in Abhängigkeit der Anschlussart bzw. Transformatorschaltgruppe (Schaltgruppen Dy5  
2260 bzw. Yd5:  $K = 1$ ; Schaltgruppen Dd5 bzw. Yy0:  $K = \sqrt{3}/2$ ).

2261

2262 **5.4.6 Unsymmetrien**

2263 Kundenanlagen zum Anschluss an das Mittelspannungsnetz sind grundsätzlich so zu planen, dass ihr Beitrag  
2264 zur Unsymmetrie so gering wie möglich ist. Die Einprägung von Nullsystemen ist im Normalbetrieb der  
2265 Kundenanlage generell nicht zulässig.

2266 Für die Berechnung des zulässigen Gegensystemstroms gilt:

$$I_{2\text{ zul}} = \frac{s}{1000} \cdot \frac{1}{\sqrt{k_B + k_E + k_S}} \cdot \sqrt{\frac{S_{kV}}{S_A}} \cdot I_A \quad (17)$$

2267 Dabei ist

2268  $I_{2\text{ zul}}$  der zulässige Gegensystemstrom der Kundenanlage;

2269  $I_A$  der aus der Anschlussleistung berechnete Anlagenstrom der Kundenanlage;

2270  $S_{kV}$  die minimale Kurzschlussleistung am Netzverknüpfungspunkt;

2271  $S_A$  die Anschlussleistung der Kundenanlage;

2272  $s$  der Proportionalitätsfaktor für Unsymmetrie.

2273  $k_B$  maximal geplanter Anteil der Bezugsanlagen an der Bemessungsleistung des Verteilertransformators  
2274 (Bezugsfaktor);

2275  $k_E$  maximal geplanter Anteil der Erzeugungsanlagen an der Bemessungsleistung des  
2276 Verteilertransformators (Erzeugungsfaktor);

2277  $k_S$  maximal geplanter Anteil der Speichereinrichtungen an der Bemessungsleistung des Verteilertransformators  
2278 (Speicherfaktor).

2279

2280 Der Proportionalitätsfaktor  $s$  ist in Tabelle 9 angegeben. Er hängt von der Charakteristik des MS-Netzes ab,  
2281 welche durch die kleinste minimale Kurzschlussleistung von allen Netzknotenpunkten im betrachteten MS-Netz  
2282 und die vereinbarte Versorgungsspannung berücksichtigt wird.

2283 **Tabelle 9 - Proportionalitätsfaktor für die Berechnung des zulässigen Gegensystemstroms**

$U_c$	Proportionalitätsfaktor $s$					
	30	25	20	15	10	
$\leq 10\text{ kV}$	$> 60\text{ MVA}$	$60 \dots 35\text{ MVA}$	$35 \dots 25\text{ MVA}$	$25 \dots 10\text{ MVA}$	$< 10\text{ MVA}$	Kleinste minimale Kurzschlussleistung
$> 10\text{ kV}$	$> 155\text{ MVA}$	$155 \dots 90\text{ MVA}$	$90 \dots 55\text{ MVA}$	$55 \dots 30\text{ MVA}$	$< 30\text{ MVA}$	

2284 Weiterführende Erläuterungen sowie Hinweise zur Bestimmung von Bezugsfaktor, Erzeugungsfaktor und  
2285 Speicherfaktor sind im Kapitel B.9 zu finden.

2286 Ergeben sich bei der Berechnung Grenzwerte  $I_{2\text{ zul}}/I_A$  kleiner 1 %, wird der Kundenanlage ein Grenzwert von  
2287  $I_{2\text{ zul}}/I_A = 1\%$  zugestanden.

2288 Grundsätzlich ist im ersten Schritt der Stromgrenzwert zu bewerten. Der Gleichung zur Berechnung des  
2289 zulässigen Gegensystemstroms liegt ein entsprechender Grenzwert für den Beitrag zur  
2290 Gegensystemspannung zugrunde. Für den Fall, dass der Stromgrenzwert nicht eingehalten wird, ist für die  
2291 Bewertung der Netzverträglichkeit in einem zweiten Schritt die Einhaltung des zulässigen Beitrags zur  
2292 Gegensystemspannung maßgebend.

2293 Für den zulässigen Beitrag zur Gegensystemspannung gilt:

$$u_{2\text{ zul}} = \frac{s}{1000} \cdot \frac{1}{\sqrt{k_B + k_E + k_S}} \cdot \sqrt{\frac{S_A}{S_{kV}}} \quad (18)$$

- 2294 Dabei ist
- 2295  $s$  der Proportionalitätsfaktor für die Unsymmetrie;
- 2296  $u_{2\text{zul}}$  die zulässige, relative Gegensystemspannung;
- 2297  $S_A$  die vertraglich vereinbarte Anschlussleistung der Kundenanlage;
- 2298  $S_{kV}$  die Kurzschlussleistung am Netzverknüpfungspunkt;
- 2299  $k_B$  maximal geplanter Anteil der Bezugsanlagen an der Bemessungsleistung des Verteilertransformators
- 2300 (Bezugfaktor);
- 2301  $k_E$  maximal geplanter Anteil der Erzeugungsanlagen an der Bemessungsleistung des
- 2302 Verteilertransformators (Erzeugungsfaktor);
- 2303  $k_S$  maximal geplanter Anteil der Speicheranlagen an der Bemessungsleistung des Verteilertransformators
- 2304 (Speicherfaktor).
- 2305
- 2306 ANMERKUNG 1 Der zulässige Beitrag zur Gegensystemspannung ist auf die Mitsystemspannung bezogen und wird
- 2307 üblicherweise als Prozentwert ausgedrückt.
- 2308 ANMERKUNG 2 Für die Berechnung der Grenzwerte für Gegensystemstrom und Gegensystemspannung wird
- 2309 vereinfachend angenommen, dass Mit- und Gegensystemimpedanz bei Netzfrequenz annähernd gleich sind.
- 2310 Zulässiger Gegensystemstrom und zulässige Gegensystemspannung gelten für die Messmethode nach DIN
- 2311 EN 61000-4-30 Klasse A und ein Mittelungsintervall (quadratische Mittelung) von 10 Minuten.
- 2312 Sofern eine Kundenanlage beabsichtigt dauerhaft dämpfend auf die Spannungsunsymmetrie am
- 2313 Netzanschlusspunkt wirkt, sind Abweichungen von dem oben angegebenen Grenzwert in Absprache mit dem
- 2314 Netzbetreiber zulässig.
- 2315 **5.4.7 Tonfrequenz-Rundsteuerung**
- 2316 Sofern der Netzbetreiber ein Tonfrequenz-Rundsteuersystem betreibt, sind die von ihm verwendeten Rund-
- 2317 steuerfrequenzen zu erfragen.
- 2318 Der Betrieb der Kundenanlage darf zu einer Reduzierung des Tonfrequenzpegels im Mittelspannungsnetz um
- 2319 maximal 2 %  $U_f$  ( $U_f$  = Funktionsspannung der Rundsteuerempfänger) führen. Die Kundenanlage darf zudem
- 2320 nicht mehr als 0,1 %  $U_c$  der verwendeten Tonfrequenz und nicht mehr als 0,3 %  $U_c$  von  $\pm 100$  Hz der ver-
- 2321 wendeten Tonfrequenz in dem Mittelspannungsnetz erzeugen. Alle Angaben beziehen sich auf verkettete
- 2322 Spannungen. Der Netzbetreiber darf vom Anschlussnehmer Maßnahmen zur Vermeidung unzulässiger
- 2323 Beeinträchtigungen, die durch Betriebsmittel der Kundenanlage verursacht werden, verlangen. Verwendet der
- 2324 Anschlussnehmer elektrische Betriebsmittel, deren Funktion durch Rundsteuersendungen beeinträchtigt
- 2325 werden können, so hat er selbst dafür zu sorgen, dass durch den Einbau geeigneter technischer Mittel oder
- 2326 durch Wahl entsprechender Geräte eine Beeinträchtigung vermieden wird.
- 2327 **5.4.8 Trägerfrequente Nutzung des Kundennetzes**
- 2328 Betreibt der Anschlussnehmer eine Anlage mit trägerfrequenter Nutzung seines Stromnetzes, so ist durch
- 2329 geeignete Einrichtungen (z. B. eine Trägerfrequenzsperre) sicherzustellen, dass störende Beeinflussungen
- 2330 anderer Kundenanlagen sowie der Anlagen des Netzbetreibers vermieden werden. Das Mittelspannungsnetz
- 2331 darf vom Anschlussnehmer nur mit Genehmigung des Netzbetreibers zur trägerfrequenten Übertragung von
- 2332 Signalen mitbenutzt werden.
- 2333 **5.4.9 Vorkehrungen gegen Spannungsabsenkungen und Versorgungsunterbrechungen**
- 2334 Sind Verbrauchseinrichtungen des Anschlussnehmers gegen kurzzeitige Spannungsabsenkungen oder Ver-
- 2335 sorgungsunterbrechungen empfindlich, so sind vom Anschlussnehmer geeignete Vorkehrungen zu treffen.

2336 **5.5 Blindleistungsverhalten**

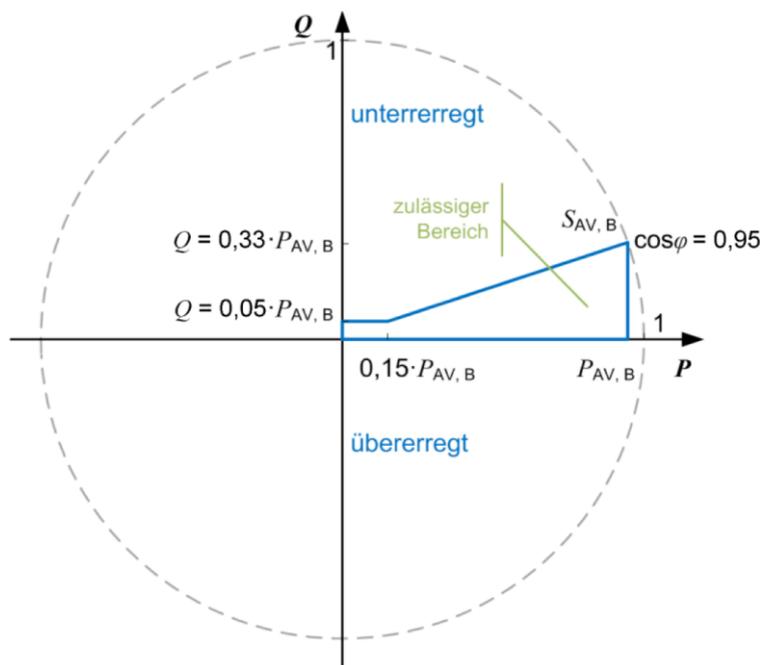
2337 Bei Bezug von Wirkleistung aus dem Mittelspannungsnetz gilt – sofern keine anderslautenden vertraglichen  
 2338 Regelungen vereinbart wurden – im gesamten Spannungsband nach 5.3 und im gesamten Wirkleistungs-  
 2339 bereich (siehe Bild 2):

2340 – eine Aufnahme von induktiver Blindleistung (I. Quadrant in Bild 2, untererregt) in Höhe von bis zu maximal  
 2341 5 % der vereinbarten Anschlusswirkleistung  $P_{AV, B}$  ist unabhängig von der Wirkleistung zulässig.

2342 – eine Aufnahme kapazitiver Blindleistung (IV. Quadrant in Bild 2) ist generell unzulässig. Bei Erzeugung-  
 2343 anlagen ist eine kapazitive Aufnahme von Blindleistung (übererregt) in Höhe von bis zu maximal 2 % der  
 2344 vereinbarten Anschlusswirkleistung  $P_{AV, E}$  unabhängig von der Wirkleistung zulässig;

2345 – oberhalb von 15 % der vereinbarten Anschlusswirkleistung  $P_{AV, B}$  darf ein Verschiebungsfaktor  
 2346  $\cos \varphi = 0,95_{\text{induktiv}}$  nicht unterschritten werden;

2347 Die obigen Werte sind als 15-Minuten-Mittelwerte zu bestimmen.



2348

2349 **Bild 2 - Zulässiger Bereich des Verschiebungsfaktors  $\cos \varphi$  bei Wirkleistungsbezug der**  
 2350 **Kundenanlage (dargestellt im Verbraucherzählpfeilsystem)**

2351 Falls der Anschlussnehmer diese Grenzwerte nicht einhalten kann, muss er – in Abstimmung mit dem Netz-  
 2352 betreiber – auf seine Kosten eine seinen tatsächlichen Belastungsverhältnissen angepasste, ausreichende  
 2353 Blindleistungskompensation durchführen.

2354 Der Betrieb einer Kompensationsanlage kann Maßnahmen zur Begrenzung der Oberschwingungsspannungen  
 2355 und zur Vermeidung unzulässiger Rückwirkungen auf die Tonfrequenzrundsteuerung erfordern. Leistung,  
 2356 Schaltung und Regelungsart der Kompensationsanlage sind daher mit dem Netzbetreiber abzustimmen. Durch  
 2357 das Schalten von Kompensationsanlagen darf eine schaltbedingte Spannungsänderung von 0,5 %  $U_c$  am  
 2358 Netzanschlusspunkt nicht überschritten werden.

2359 Die zur Blindleistungskompensation in reinen Bezugsanlagen einzubauenden Anlagen sind entweder abhängig  
 2360 vom Verschiebungsfaktor  $\cos \varphi$  zu steuern oder im Falle der Einzelkompensation gemeinsam mit den  
 2361 zugeordneten Verbrauchsgeräten ein- bzw. auszuschalten.

2362 Eine lastunabhängige Festkompensation ist nicht zulässig.

2363 Eine eventuell notwendige Verdrosselung der Kompensationsanlage muss der Anschlussnehmer mit dem  
2364 Netzbetreiber abstimmen.

2365 Besondere Anforderungen an das Blindleistungsverhalten von Speichern aus Abschnitt 8.10 und  
2366 Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge aus Abschnitt 8.11 bleiben unberührt.

2367 Das Blindleistungsverhalten bei Einspeisung von Wirkleistung in das Mittelspannungsnetz ist in Abschnitt  
2368 10.2.2 beschrieben.

2369 Mischanlagen müssen die Anforderungen aus Abschnitt 5.5 ohne Einspeisung der Erzeugungsanlagen  
2370 erfüllen.

## 2371 **6 Übergabestation**

### 2372 **6.1 Baulicher Teil**

#### 2373 **6.1.1 Allgemeines**

2374 Alle Schaltanlagen- und Transformatorräume sind als „abgeschlossene elektrische Betriebsstätten“ ent-  
2375 sprechend den aktuellen Normen (wie z. B. DIN VDE 0100 (VDE 0100) (alle Teile), DIN EN 61936-1  
2376 (VDE 0101-1)) sowie den Bauvorschriften des jeweiligen Bundeslandes zu planen und zu errichten sowie  
2377 entsprechend DIN VDE 0105-100 (VDE 0105-100) zu betreiben.

2378 Der Anschlussnehmer ist für die Einhaltung der Verordnung über elektromagnetische Felder – 26.BImSchV [7]  
2379 seiner Übergabestation und der nachgeschalteten elektrischen Anlagen verantwortlich.

2380 Zur Einführung der Anschlussleitungen in die Kundenanlage und – soweit erforderlich – zur Installation weiterer  
2381 Betriebsmittel der Übergabestation muss der Anschlussnehmer dem Netzbetreiber auf seinem Grundstück  
2382 geeignete Flächen und/oder Räume auf Verlangen des Netzbetreibers im Rahmen einer Grunddienstbarkeit  
2383 unentgeltlich zur Verfügung stellen. Soweit von der Installation der erforderlichen Betriebsmittel das Eigentum  
2384 Dritter betroffen ist, muss der Anschlussnehmer vor der Installation schriftlich deren Zustimmung nachweisen.

2385 Rechtzeitig vor der Errichtung der Übergabestation muss der Anschlussnehmer dem Netzbetreiber Baupläne,  
2386 Schaltbilder und Zeichnungen der Schaltanlage sowie Grundriss- und Schnittzeichnungen der elektrischen  
2387 Betriebsräume in deutscher Sprache und möglichst in elektronischer Form bzw. in zweifacher (Papier-)  
2388 Ausfertigung zur Einsichtnahme und Beurteilung vorlegen (siehe 4.2).

2389 Die Auslegung des baulichen Teils der Übergabestation unter Berücksichtigung eventueller Erweiterungen und  
2390 Änderungen veranlasst der Anschlussnehmer im Einvernehmen mit dem Netzbetreiber. Sie ist hauptsächlich  
2391 abhängig von der Lage des Grundstückes, der Bauart und dem Umfang der Übergabestation sowie der Art der  
2392 Anschlussleitungen (Kabel oder Freileitung), sowie vom Aufbau des vorhandenen Netzes.

2393 In der Übergabestation ist genügend Platz vorzusehen, um Sekundäranlagen unterzubringen. Zu den  
2394 Sekundäranlagen gehören beispielsweise Schutz- und Messeinrichtungen, Einrichtungen der Fern-  
2395 steuerung/Fernüberwachung, der informationstechnischen Anbindung und des Zählerplatzes sowie der  
2396 unterbrechungsfreien Stromversorgung. Für die Unterbringung der Sekundäranlagen des Netzbetreibers muss  
2397 der Anschlussnehmer dem Netzbetreiber unentgeltlich ausreichende und geeignete Flächen und/oder Räume  
2398 zur Verfügung stellen. Für die Anbindung der Fernwirktechnik des Netzbetreibers sind in der Übergabestation  
2399 geeignete Kabelwege vorzusehen bzw. auf Anforderung des Netzbetreibers herzustellen. Bei Anbindung  
2400 mittels Mobilfunk ist dem Netzbetreiber unentgeltlich ein Montageplatz für eine Antenne außen am Gebäude  
2401 zur Verfügung zu stellen.

2402 Der Zugang und ein Transportweg von einer öffentlichen Straße sind vorzusehen und dauerhaft zu sichern.

2403 Fabrikfertige Stationen sind nach DIN EN 62271-202 (VDE 0671-202) zu errichten.

2404 Übergabestationen, die in ein vorhandenes Gebäude integriert werden, müssen wenn möglich ebenerdig an  
2405 Außenwänden vorzugsweise an der Grundstücksgrenze erstellt werden. Zudem muss das Gebäude der

**E VDE-AR-N 4110:2024-11**

2406 Übergabestation dem zu erwartenden Überdruck infolge eines Lichtbogenfehlers standhalten können. Durch  
2407 den Anlagengerichter ist ein diesbezüglicher Nachweis zu erbringen und dem Netzbetreiber vorzulegen.

2408 **6.1.2 Einzelheiten zur baulichen Ausführung**

2409 **6.1.2.1 Allgemeines**

2410 Die folgenden Ausführungen gelten für alle Stationsbautypen, soweit diese auf die gewählte Stationsart  
2411 anwendbar sind.

2412 Es sind korrosionsbeständige bzw. korrosionsgeschützte Bauteile zu verwenden. Wände und Decken im  
2413 Innenraum sind nicht zu verputzen.

2414 **6.1.2.2 Zugang und Türen**

2415 Türen zu elektrischen Betriebsräumen müssen jederzeit nach außen aufschlagen ( $> 90^\circ$ ) und sind, sofern sie  
2416 sich nicht innerhalb eines Gebäudes befinden, mit einem Türfeststeller auszurüsten. Der Zugang muss jeder-  
2417 zeit gefahrlos möglich sein. Türen zu elektrischen Betriebsräumen müssen so beschaffen sein, dass sie von  
2418 außen nur mit einem Schlüssel geöffnet werden können (z. B. feststehender Knauf), Personen aber die Anlage  
2419 ohne Benutzung eines Schlüssels verlassen können (Antipanikfunktion).

2420 Die Tür zur Übergabestation sowie zu Räumen, zu denen der Netzbetreiber Zutritt haben muss, sind mit  
2421 Schlössern für jeweils zwei Schließzylinder auszustatten. Der Netzbetreiber stellt für jedes Schloss einen  
2422 Schließzylinder mit seiner Schließung zur Verfügung. Typen und Baulänge der Schließzylinder gibt der Netz-  
2423 betreiber vor. Für den Fall, dass der Einbau solcher Schlösser nicht möglich ist, muss mit dem Netzbetreiber  
2424 eine gleichwertige Lösung vereinbart werden.

2425 **6.1.2.3 Fenster**

2426 Die Räume der Übergabestation sind vorzugsweise fensterlos auszuführen.

2427 **6.1.2.4 Klimabeanspruchung, Belüftung und Druckentlastung**

2428 Eine ausreichende Be- und Entlüftung sowie eine notwendige Druckentlastung sind vorzusehen.

2429 Die in DIN EN 61936-1 (VDE 0101-1) angegebenen Werte für die Klimabeanspruchung (Innenraumklima) sind  
2430 einzuhalten. Wenn nichts anderes vereinbart wird, sind folgende Klimaklassen einzuhalten:

- 2431 – die Raumtemperatur muss in Räumen dauerhaft in dem Bereich  $-5^\circ\text{C}$  bis maximal  $+40^\circ\text{C}$  liegen  
2432 (Stundenmittelwerte). Bei Einsatz von Sekundärtechnik, welche andere Temperaturbedingungen aufweist,  
2433 ist eine geeignete Zusatzheizung erforderlich;
- 2434 – der Mittelwert der relativen Luftfeuchte überschreitet in einem Zeitraum von 24 h nicht den Wert von 70 %  
2435 (Klasse „Luftfeuchte 70 %“);
- 2436 – Betauung ist zu vermeiden (z. B. durch Heizung und Lüftung).

2437 Die Belüftung ist für die zu erwartende Summe der Verlustwärme auszulegen (z. B. Transformatoren, Schalt-  
2438 anlagen, Sekundärtechnik usw.). Die Zu- und Abluftöffnungen sind vorzugsweise ins Freie zu führen. An allen  
2439 Be- und Entlüftungen ist der Schutz gegen das Eindringen von Regenwasser und Fremdkörpern und die  
2440 Stochersicherheit entsprechend dem Schutzgrad von mindestens IP 23-DH nach DIN EN 60529 (VDE 0470-1)  
2441 sowie der Kleintierschutz sicherzustellen.

2442 Die Druckentlastungsöffnungen müssen so gestaltet werden, dass bei einem Störlichtbogen in der  
2443 Schaltanlage keine über die Bemessung des Baukörpers hinausgehende Druckbeanspruchung auftritt. Der  
2444 Schutz der allgemeinen Öffentlichkeit und des Bedienpersonals ist sicherzustellen.

2445 **6.1.2.5 Fußböden**

2446 Wenn Mittelspannungs-Schaltanlagen auf Zwischenböden gestellt werden, ist die Tragkonstruktion des  
2447 Zwischenbodens einschließlich der Stützen mit dem Baukörper dauerhaft und stabil zu verbinden.

2448 Die Höhen der Zwischenböden bzw. Keller sind auf die Querschnitte und Biegeradien der geplanten  
2449 Anschlusskabel auszulegen.

2450 Die Zwischenbodenplatten müssen mindestens der Baustoffklasse B1 nach DIN 4102-4 (schwer entflammbare  
2451 Baustoffe) entsprechen. Sie müssen bei Druckbeanspruchung infolge von Störlichtbögen liegen bleiben und  
2452 dürfen den Bedienenden nicht gefährden. Wenn in Mittelspannungs-Schaltanlagenräumen die Druckentlastung  
2453 über den Keller erfolgt, ist die Verwendung von Gitterrosten im Bedienbereich nicht zulässig.

2454 Die Konstruktion von Bodenplatten und Schaltanlage muss so ausgeführt sein, dass das Entfernen der  
2455 Bedienöffnungen der Schaltanlage ohne entfernen der Bodenplatten möglich ist.

2456 Sind Einstiegsluken vorhanden (z. B. als Zugang zum Keller/Kriechkeller), so sind für den Fall, dass diese  
2457 geöffnet werden, geeignete Schutzmaßnahmen zur Vermeidung von Absturzunfällen vorzusehen.

2458 **6.1.2.6 Schallschutzmaßnahmen und Auffangwannen**

2459 Bei der Bauplanung müssen die Schallemissionen der Transformatoren (Luft- und Körperschall) berücksichtigt  
2460 werden. Die Grenzwerte nach TA Lärm [8] bzw. den zugehörigen Verordnungen über den Bau von  
2461 Betriebsräumen für elektrische Anlagen (EltBauVO) und über den Bau und Betrieb von Sonderbauten  
2462 (SBauVO) der jeweiligen Bundesländer sind einzuhalten.

2463 Bei flüssigkeitsgefüllten Transformatoren muss die im Fehlerfall austretende Isolierflüssigkeit aufgefangen  
2464 werden. Die Auffangwannen müssen nach DIN EN 61936-1 (VDE 0101-1) und nach dem Wasserhaushalts-  
2465 gesetz [9] bzw. den zugehörigen örtlichen Vorschriften (z. B. EitBauVO, SBauVO der jeweiligen Bundesländer)  
2466 ausgeführt werden.

2467 **6.1.2.7 Trassenführung der Netzanschlusskabel**

2468 Der Bereich der Kabeltrassen darf nicht überbaut werden und es dürfen keine tiefwurzelnden Pflanzen  
2469 vorhanden sein. Die Kabeltrasse muss, insbesondere zur Störungsbeseitigung, jederzeit zugänglich sein.

2470 Zur Einführung der Netzanschlusskabel in das Gebäude sind bauseitig Wanddurchlässe in ausreichender  
2471 Anzahl nach Angabe des Netzbetreibers vorzusehen. Gegebenenfalls sind spezielle Konstruktionen der  
2472 Kabeleinführungen einzusetzen. Ebenso ist die Ausführung von Kabelkanälen, -schutzrohren, -pitschen  
2473 und -kellern, die Netzanschlusskabel aufnehmen sollen, mit dem Netzbetreiber abzustimmen, wobei unter  
2474 anderem auf die Biegeradien der Kabel zu achten ist. Es ist vorzugsweise die kürzeste Kabelverbindung von  
2475 der Einführung bis zur Mittelspannungs-Schaltanlage zu realisieren.

2476 Die anschlussnehmereigenen Kabel und andere Leitungen sind in der Übergabestation kreuzungsfrei zu den  
2477 Netzanschlusskabeln des Netzbetreibers zu verlegen.

2478 Rohre und Leitungen, die nicht für den Betrieb der Übergabestation benötigt werden, dürfen durch diese  
2479 Übergabestation nicht hindurchgeführt werden.

2480 Der Trassenverlauf der Netzanschlusskabel in Gebäuden ist zu dokumentieren und im Stationsraum zu hin-  
2481 terlegen.

2482 Der Netzbetreiber darf druckdichte Kabeleinführungssysteme fordern. Dies gilt auch für nicht belegte Kabel-  
2483 einführungen (z. B. Blinddeckel).

2484 An den Außenwänden der Station und zu angrenzenden Räumen sind Aussparungen, Kabelkanäle o. ä. zu  
2485 vermeiden (Ausweitung von Bränden durch auslaufendes Öl). Falls diese unvermeidbar sind, müssen sie an  
2486 geeigneten Stellen öldicht und entsprechend der Feuerwiderstandsklasse verschottet werden.

**E VDE-AR-N 4110:2024-11**

2487 **6.1.2.8 Beleuchtung, Steckdosen**

2488 In begehbaren Stationsräumen einer Übergabestation sind Beleuchtung und Steckdosen mit getrennten  
2489 Stromkreisen erforderlich. In Räumen, in denen Technik des Netzbetreibers aufgestellt ist, sind vom Errichter  
2490 Schutzkontakt-Steckdosen mit 230 V, 50 Hz und 16 A zum Anschluss ortsveränderlicher Verbraucher zu  
2491 installieren. Die Beleuchtung ist so anzubringen, dass die Leuchtmittel gefahrlos ausgewechselt werden  
2492 können und eine ausreichende Lichtstärke vorhanden ist. Der Lichtschalter ist im Eingangsbereich anzu-  
2493 bringen.

2494 Bei separaten Räumen für die Mittelspannungs-Schaltanlage ist auch dort eine Schutzkontakt-Steckdose  
2495 (230 V, 16 A) vorzusehen.

2496 Der elektrische Anschluss für Beleuchtung und Steckdosen hat nach der Abrechnungsmessung des  
2497 Anschlussnehmers zu erfolgen.

2498 **6.1.2.9 Fundamenterder**

2499 Gebäuden, in denen Mittelspannungs-Schaltanlagen errichtet werden, müssen mit einer Erdungsanlage  
2500 ausgestattet werden, die den Anforderungen nach EN 50522 (DIN VDE 0101-2) entspricht. Ein  
2501 Fundamenterder nach DIN 18014 kann als Erder verwendet werden, dessen Errichtung ist jedoch aus Sicht  
2502 dieser Anwendungsregel keine Voraussetzung, wenn ein separater Erder (Oberflächen und/oder Tiefenerder)  
2503 errichtet wird. Vielmehr ist die Forderung nach einem Fundamenterder bzw. gleichwertigem Ersatz der  
2504 Einordnung der Anlagenhülle als „Gebäude“ im Sinn der DIN 18014 untergeordnet.

2505 Weitere Angaben zur Schutzerdungsanlage sind in Abschnitt 6.2.4 aufgeführt.

2506 Ausführungen ohne Fundamenterder sind nur dann zulässig, wenn damit die vollständige Einhaltung aller  
2507 relevanten DIN/VDE-Normen garantiert ist und der Ausführung durch den Netzbetreiber zugestimmt wird.

2508 **6.1.3 Hinweisschilder und Zubehör**

2509 **6.1.3.1 Hinweisschilder**

2510 An den Türen der Mittelspannungsanlagen- und Transformatorräume sind Warnschilder W012 (Warnung vor  
2511 gefährlicher elektrischer Spannung) in Kombination mit Zusatz „Hochspannung, Lebensgefahr“ anzubringen.  
2512 Der Zugang zum Niederspannungsraum ist mit dem Warnschild W012 „Warnung vor gefährlichen elektrischen  
2513 Spannung“ zu kennzeichnen. Das Schild ist nach DIN EN ISO 7010 und ASR A1.3 auszuführen und muss aus  
2514 dauerhaftem und korrosionsfreiem Material bestehen.

2515 Die Übergabestation ist mit folgenden Sicherheitsschildern und Verbotsschildern nach DIN EN ISO 7010 und  
2516 Aushängen auszustatten:

- 2517 – „Schalten verboten/Es wird gearbeitet“;
- 2518 – „Geerdet und Kurzgeschlossen“;
- 2519 – „Vorsicht Rückspannung“;
- 2520 – im Bedarfsfall: Merkblätter der Berufsgenossenschaft (z. B. „Erste Hilfe bei Unfällen durch den elektrischen  
2521 Strom“ und „Brandschutz“);
- 2522 – Gebotsschild „5 Sicherheitsregeln“;
- 2523 – Übersichtsschaltplan der Mittelspannungsanlage mit Angabe der Feld-Nummer, Betriebsmittelkenn-  
2524 zeichnung, Betriebs- und Bemessungsspannung sowie der Eigentums-/Verfügungsbereichsgrenzen;
- 2525 – Ansprechpartner des Anschlussnehmers für die Organisation und Durchführung von Schalthandlungen.

2526 Die Anzahl der Schilder richtet sich nach der Anzahl der vorhandenen Mittelspannungs-Schaltfelder.

2527 **6.1.3.2 Zubehör**

2528 Die Übergabestation ist mit folgendem Zubehör auszustatten:

- 2529 – Antriebshebel für die Schaltgeräte;
- 2530 – Schaltstange nach DIN VDE V 0681-2 (VDE V 0681-2), sofern erforderlich;
- 2531 – Erdungs- und Kurzschließvorrichtung mit Erdungsstange nach DIN EN 61230 (VDE 0683-100); Anzahl und Querschnitt gibt der Netzbetreiber vor;
- 2532
- 2533 – isolierende Schutzplatten nach DIN VDE 0682-552 (VDE 0682-552) in ausreichender Anzahl, sofern erforderlich;
- 2534
- 2535 – Leistungsschalterwagen beim Einsatz ausfahrbarer Leistungsschalter;
- 2536 – Schaltfeldtür-Schlüssel;
- 2537 – Wandhalter für die vorgenannten Zubehörteile;
- 2538 – technische Dokumentation der eingebauten Betriebsmittel;
- 2539 – Saugheber für Fußbodenplatten, sofern erforderlich;
- 2540 – es wird empfohlen, HH-Reservesicherungen gleicher Abmessung, gleichen Bemessungsstroms und gleicher Klasse (Teilbereich, Vielbereich oder Ganzbereich) wie montiert vorzuhalten.
- 2541
- 2542 Je nach Größe und Ausführung der Übergabestation kann dieses Zubehör mehrfach und weiteres Zubehör erforderlich sein bzw. entfallen.
- 2543

## 2544 **6.2 Elektrischer Teil**

### 2545 **6.2.1 Allgemeines**

#### 2546 **6.2.1.1 Allgemeine technische Daten**

2547 Die technischen Daten der Betriebsmittel sind mit dem Netzbetreiber rechtzeitig abzustimmen.

2548 Der Netzbetreiber gibt die erforderlichen Kennwerte für die Dimensionierung der Übergabestation am Netzanschlusspunkt vor (z. B. Bemessungsspannungen und Bemessungs-Kurzzeitstrom).

2549

2550 Bei der Bemessung der Betriebsmittel sind Kurzschlussströme sowohl aus dem Netz des Netzbetreibers als auch aus der Kundenanlage – insbesondere bei Erzeugungsanlagen – zu berücksichtigen.

2551

2552 Ferner benennt der Netzbetreiber dem Anschlussnehmer auf Anfrage den Anfangs-Kurzschlusswechselstrom aus dem Netz des Netzbetreibers am Netzanschlusspunkt.

2553

2554 Die Fehlerabschaltzeit des Hauptschutzes am Netzanschlusspunkt wird vom Netzbetreiber vorgegeben.

#### 2555 **6.2.1.2 Kurzschlussfestigkeit**

2556 Elektrische Anlagen müssen so ausgelegt, konstruiert und errichtet werden, dass sie den mechanischen und thermischen Auswirkungen eines Kurzschlussstromes sicher standhalten können. Vom Anschlussnehmer ist der Nachweis der Kurzschlussfestigkeit für die gesamte Übergabestation zu erbringen und dem Netzbetreiber vorzulegen (unter anderem Druckbeanspruchung).

2557

2558

2559

2560 Wird durch den Betrieb der Kundenanlage der Kurzschlussstrom im Mittelspannungsnetz über dessen Bemessungswert hinaus erhöht, so sind zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer geeignete Maßnahmen, wie die Begrenzung des Kurzschlussstromes aus der Kundenanlage (z. B. durch den Einsatz von  $I_S$ Begrenzern-), zu Lasten des Anschlussnehmers zu vereinbaren.

2561

2562

2563

#### 2564 **6.2.1.3 Schutz gegen Störlichtbögen**

2565 Die Schaltanlagen bzw. Stationen müssen so errichtet werden, dass Personen gegen die Auswirkungen von Störlichtbögen geschützt sind. Hierbei müssen die Anforderungen nach DIN EN 61936-1 (VDE 0101-1), nach DIN EN 62271-200 (VDE 0671-200) und nach DIN EN 62271-202 (VDE 0671-202) mit den vom Netzbetreiber vorgegebenen IAC-Klassifizierungen und Prüfwerten uneingeschränkt erfüllt werden.

2566

2567

2568

**E VDE-AR-N 4110:2024-11**

2569 Die erfolgreich durchgeführte Störlichtbogenprüfung muss durch ein deutschsprachiges Prüfprotokoll eines  
2570 unabhängigen, zertifizierten Prüfinstitutes nachgewiesen werden.

2571 **6.2.1.4 Isolation**

2572 Übergabestationen sind entsprechend Tabelle 1 nach DIN EN 61936-1 (VDE 0101-1) zu isolieren, bei der  
2573 Bemessungs-Blitzstoßspannung ist in der Regel der mittlere Wert heranzuziehen.

2574 **6.2.2 Schaltanlagen**

2575 **6.2.2.1 Schaltung und Aufbau**

2576 Schaltung und Aufbau der Übergabestation richten sich nach dem Leistungsbedarf und den Betriebs-  
2577 erfordernissen des Anschlussnehmers sowie den Netzverhältnissen des Netzbetreibers am Netz-  
2578 anschlusspunkt und sind mit diesem abzustimmen.

2579 Bei mehr als einem Abgangsfeld auf der Seite des Anschlussnehmers ist in der Regel ein Übergabeschalter  
2580 vorzusehen. Die Art des Übergabeschalters muss nach Vorgabe des Netzbetreibers erfolgen (Sicherungs-  
2581 Lasttrennschalter oder Leistungsschalter mit Sekundär-Schutzeinrichtungen).

2582 In jedem Schaltfeld muss ein gefahrloses Erden und Kurzschließen möglich sein. Die netzseitigen Eingangs-  
2583 felder sind mit einschaltfesten Erdungsschaltern auszurüsten; in den Abgangsfeldern werden Erdungsschalter  
2584 empfohlen. Erdungsfestpunkte sind so anzuordnen, dass die Befestigung der Erdungs- und  
2585 Kurzschließvorrichtung mit Hilfe einer Erdungsstange ungehindert möglich ist.

2586 **6.2.2.2 Ausführung**

2587 Im Hinblick auf den Betrieb und den Personenschutz sind bei der Ausführung der Schaltanlagen unter anderem  
2588 folgende Punkte in Abstimmung mit dem Netzbetreiber sicherzustellen:

- 2589 – Durchführen eines Phasenvergleiches und Feststellen der Spannungsfreiheit;
- 2590 – Anschlussmöglichkeit für Geräte zur Kabelfehlerortung;
- 2591 – Verriegelungen;
- 2592 – Möglichkeit zum Aufbau bzw. zum Einbau von Kurzschlussanzeigern;
- 2593 – Möglichkeit der Messung des Summenstromes im Erdschluss- und Erdkurzschlussfall, gegebenenfalls  
2594 durch Einbau von Kabelumbauwandlern;
- 2595 – durch das Aufstellen der Schaltanlage darf die Wirksamkeit der Druckentlastung nicht beeinträchtigt  
2596 werden. Die Angaben der Schaltanlagenhersteller (beispielsweise Abstand zu Wänden, Decken, Leit-  
2597 blechen) müssen beachtet werden.

2598 Die Bedienungs- und Montagegänge für die Schaltanlagen müssen unter Beachtung der Fluchtwege nach  
2599 DIN EN 61936-1 (VDE 0101-1) gebaut werden. Geöffnete Türen der Schaltfelder sowie ggf. von Fernwirk- und  
2600 Batterieschränken dürfen den Fluchtweg nicht beeinträchtigen.

2601 Werden für die Bedienung und den Betrieb der Schaltanlage spezielle Hilfsmittel erforderlich (z. B. Rollwagen  
2602 zum Herausziehen des Leistungsschalters), sind diese vom Anschlussnehmer bereitzustellen.

2603 Für die im Verfügungsbereich des Netzbetreibers stehenden Felder müssen Maßnahmen gegen unbefugtes  
2604 Betätigen der Schalter und Öffnen der Türen getroffen werden können. Hierfür sind Sperrvorrichtungen  
2605 vorzusehen.

2606 Bei luftisolierten Schaltanlagen sind die einzelnen Schaltfelder durch Zwischenwände konstruktiv zu trennen.

2607 Alle Schaltgeräte müssen bei geschlossenen Schaltfeldtüren betätigt werden können. Die Schalterstellung  
2608 muss von außen zuverlässig erkennbar sein.

2609 Die Felder sind so herzurichten, dass isolierende Schutzplatten bei geschlossener Schaltfeldtür in Führungs-  
2610 schienen zwischen den geöffneten Schaltkontakten der Trenn- und Lasttrennschalter über die volle Feldbreite

2611 eingeschoben werden können. Abstände zu spannungsführenden Teilen und zulässige Berührungs-  
2612 schutzgrade müssen den für die Anlagenbauform geltenden Bestimmungen DIN EN 62271-200  
2613 (VDE 0671-200) bzw. DIN VDE 0681 (VDE 0681) (alle Teile) entsprechen.

2614 Schaltanlagen mit herausnehmbaren Schaltgeräten sind nach DIN EN 62271-200 (VDE 0671-200) zu  
2615 errichten. Darüber hinaus gelten folgende Bedingungen:

- 2616 – Der Berührungsschutz darf auch in Trennstellung der Schaltgeräte nicht aufgehoben werden.
- 2617 – Befinden sich die Schaltgeräte in Außen-/Wartungsstellung, ist mindestens der Schutzgrad IP2X (z. B. mit  
2618 Hilfe von isolierenden Schutzplatten) einzuhalten.
- 2619 – Messwandler des Netzbetreibers müssen im feststehenden Schaltfeldteil eingebaut werden.

2620 Bei gasisolierten Schaltanlagen ist neben DIN EN 62271-200 (VDE 0671-200), DIN EN 62271-202 und  
2621 DIN IEC/TR 62271-307 (VDE 0671-307) auch der FNN-Hinweis „Gasisolierte metallgekapselte Schaltanlagen  
2622 für die sekundäre Verteilungsebene bis 36 kV“ [10] zu beachten. Unter anderem müssen folgende grund-  
2623 legende Kriterien eingehalten werden:

- 2624 – Alle betriebsmäßigen Prüfungen und Messungen an der Schaltanlage und an den Kabeln müssen ohne  
2625 Demontage von Anlagen- und Kabelsteckern durchführbar sein. Gegebenenfalls müssen Prüfadapter  
2626 vorhanden sein.
- 2627 – HH-Sicherungen müssen so gekapselt sein, dass sie auch unter ungünstigen Umweltbedingungen (Ver-  
2628 schmutzungen und hohe Luftfeuchte) ein den übrigen Teilen der gasisolierten Schaltanlage ange-  
2629 messenes Betriebsverhalten aufweisen.
- 2630 – An der hermetischen Kapselung der Schaltanlage dürfen Schilder nicht unmittelbar angeschraubt werden.
- 2631 – Durch das Aufstellen der Schaltanlage darf die Wirksamkeit der Druckentlastung nicht beeinträchtigt  
2632 werden. Die Angaben der Schaltanlagenhersteller (z. B. Abstand zu Wänden, Decken, Leitblechen)  
2633 müssen beachtet werden.
- 2634 – Füllstandsanzeiger sind temperaturkompensiert auszuführen.

2635 Der in Schaltanlagen notwendige Einbau von Kurzschlussanzeigern, kapazitiven Spannungsanzeigesystemen  
2636 oder Systemen zur Erdschlusserfassung ist mit dem Netzbetreiber abzustimmen. Es sind  
2637 Spannungsprüfsysteme nach DIN EN 61243-5 (VDE 0682-415) einzusetzen.

2638 Zur Erdung der Schaltfelder sind geeignete Anschlusspunkte an der Anlage vorzusehen. Zum Herausführen  
2639 der Erdungsleitungen müssen geeignete Ausparungen vorhanden sein.

2640 Bei Schaltanlagen müssen die Kabelabgangsfelder vorzugsweise einschaltfeste Erdungsschalter und die  
2641 Kabelanschlussräume eine metallische Abdeckung haben. Lasttrennschalter und Erdungsschalter müssen  
2642 wechselseitig verriegelt sein. Die Kabelraumabdeckung darf sich nur bei eingeschaltetem Erdungsschalter  
2643 öffnen lassen. Das anschließende Ausschalten des Erdungsschalters muss möglich sein (zur Kabelprüfung).  
2644 Der Lasttrennschalter darf sich bei geöffneter Kabelraumabdeckung nicht einschalten lassen. Für den Kabel-  
2645 anschluss sind Geräteanschlusssteile mit Außenkonus nach DIN EN 50180 (alle Teile) und DIN EN 50181  
2646 vorzusehen.

2647 Abweichende Ausführungen und Schalteranordnungen sowie deren Verriegelungsbedingungen sind mit dem  
2648 Netzbetreiber abzustimmen.

### 2649 **6.2.2.3 Kennzeichnung und Beschriftung**

2650 In den Mittelspannungs-Schaltanlagen des Anschlussnehmers sind die Leiter ebenso zu kennzeichnen wie im  
2651 Anlagenteil des Netzbetreibers. Im Übrigen wird auf DIN EN 60445 (VDE 0197) verwiesen.

2652 Alle Schalt- und Messfelder sowie Transformatoren/-räume sind gut lesbar, eindeutig und dauerhaft zu  
2653 beschriften. Dies betrifft auch evtl. vorhandene Kabelböden oder Kabelkeller. Feldbeschriftungen müssen  
2654 sowohl bei geschlossener als auch bei geöffneter Feldtür gut erkennbar sein. Die Bezeichnungen der netz-  
2655 seitigen Eingangsschaltfelder werden vom Netzbetreiber vorgegeben. Bei Freileitungsabgängen sind die  
2656 Bezeichnungen auch unterhalb der Leitung an der Außenseite der Station anzubringen. Die Eigentums- und  
2657 Verfügungsbereichsgrenze zwischen Kundenanlage und Anlage des Netzbetreibers sind in dem in der  
2658 Übergabestation angebrachten Übersichtsschaltbild zu kennzeichnen. Die Schalterstellung und die

**E VDE-AR-N 4110:2024-11**

2659 Bewegungsrichtung der Handantriebe der Schaltgeräte müssen eindeutig erkennbar und gleichartig sein. Die  
2660 Betätigungssymbolik muss nach DIN 43455 dargestellt werden. Erdungsschalter sowie deren Antriebs-  
2661 öffnungen und Bedienhebel sind nach Vorgabe des Netzbetreibers farblich und in kodierter Form zu kenn-  
2662 zeichnen.

2663 **6.2.2.4 Schaltgeräte**

2664 Die Schaltgeräte in den netzseitigen Eingangsschaltfeldern und gegebenenfalls im Übergabeschaltfeld müssen  
2665 vor Ort zu betätigen sein. Eine Abstimmung über eine eventuelle Fernsteuerung dieser Felder muss rechtzeitig  
2666 mit dem Netzbetreiber herbeigeführt werden.

2667 Werden in den nachfolgenden Abgangsschaltfeldern Lasttrennschalter mit HH-Sicherungen verwendet, so sind  
2668 die Sicherungen von der Netzseite aus gesehen hinter dem Lasttrennschalter anzuordnen. Die Last-  
2669 trennschalter müssen Mehrzweck-Lastschalter im Sinne der DIN EN 62271-103 (VDE 0671-103) sein. Es ist  
2670 eine dreipolige Freiauslösung, die durch die Schlagstiftbetätigung eine allpolige Ausschaltung des Lasttrenn-  
2671 schalters beim Ansprechen einer Sicherung bewirkt, einzusetzen. Der Ausschaltkraftspeicher muss beim  
2672 Einschalten zwangsweise gespannt werden. Die Bedienhebel für Lasttrenn- und Erdungsschalter sind  
2673 unverwechselbar auszuführen.

2674 Bei Einsatz einer Lasttrennschalter-Sicherungs-Kombination sind die Anforderungen nach DIN EN 62271-105  
2675 (VDE 0671-105) zu erfüllen.

2676 Erdungsschalter müssen ein ausreichendes Kurzschlusseinschaltvermögen haben.

2677 Bei der Bemessung der Schalteinrichtungen sind Kurzschlussströme sowohl aus dem Netz des Netzbetreibers  
2678 als auch aus Erzeugungsanlagen und Speichern zu berücksichtigen. In Kundenanlagen, in denen mindestens  
2679 ein Transformator mit einer Scheinleistung von  $\geq 1$  MVA betrieben wird, ist ein Leistungsschalter für die  
2680 Übergabe erforderlich. Bei Leistungsschaltern mit Kraftantrieben muss der Zustand des Energiespeichers von  
2681 außen erkennbar sein. Leistungsschalter, besonders in den netzseitigen Eingangsschaltfeldern, müssen bei  
2682 Bedarf des Netzbetreibers in der Lage sein, einen automatischen Wiedereinschaltzyklus (AWE) zu schalten.

2683 Bei gasisolierten Trafoschaltfeldern mit HH-Sicherungsanbau ist eine netzseitige und abgangsseitige Erdung  
2684 der HH-Sicherung vorzusehen.

2685 **6.2.2.5 Verriegelungen**

2686 Gegenseitige Verriegelungen von Schaltgeräten sind entsprechend DIN EN 62271 (VDE 0671) (alle Teile)  
2687 sowie den Vorgaben des Netzbetreibers auszuführen. Anlagenspezifische Verriegelungen sind entsprechend  
2688 zu berücksichtigen. Die Verriegelung muss sowohl bei Fernsteuerung der Anlage als auch bei einer Bedienung  
2689 vor Ort wirksam sein.

2690 Die Steuerung der Schaltgeräte der Mittelspannungs-Übergabestation ist grundsätzlich so zu gestalten, dass  
2691 auch bei Ausfall von Verriegelungs- und Steuerungskomponenten eine Betätigung der Schaltgeräte nach  
2692 DIN VDE 0105 (VDE 0105) (alle Teile) sichergestellt ist (insbesondere Schutz gegen Störlichtbogen).

2693 **6.2.2.6 Transformatoren**

2694 Transformatoren müssen nach folgenden DIN-Normen ausgewählt werden:

- 2695 – flüssigkeitsgefüllte Netztransformatoren nach DIN EN 50588-1;
- 2696 – Trockentransformatoren nach DIN EN 50588-1.

2697 Die Transformatoren sind entsprechend ihres spezifischen Einsatzortes (z. B. Versammlungsstätten,  
2698 Krankenhäuser, Gewässerschutz) auszuwählen. Die einschlägigen Festlegungen (z. B. DIN VDE 0100-718  
2699 (VDE 0100-718)) sind hierbei zu berücksichtigen. Die Gefahrstoffverordnung [11], Verordnung über Anlagen  
2700 zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen [12], die Chemikalien-Verbotsverordnung [13], die TA Lärm [8]  
2701 und regionale Bauvorschriften sind zu beachten.

2702 Die vereinbarte Versorgungsspannung  $U_c$  und die Übersetzungsverhältnisse sind beim Netzbetreiber zu  
2703 erfragen. Zur besseren Anpassung an die vorhandene Betriebsspannung müssen Transformatoren mit  
2704 Anzapfungen, die von außen umzustellen sind, eingesetzt werden.

2705 In den Mittelspannungsnetzen, für die eine Umstellung der Versorgungsspannung vorgesehen ist, sind Netz-  
2706 transformatoren einzusetzen, die von der bisherigen auf die neue Spannung von außen umgeschaltet werden  
2707 können.

#### 2708 **6.2.2.7 Wandler**

2709 Generell sind die Anforderungen der Schutz-, Steuer-, Regeleinrichtungen bzw. der Messeinrichtungen bei der  
2710 Dimensionierung der Wandler durch den Anschlussnehmer zu berücksichtigen (unter anderem notwendige  
2711 Überstromzahl, thermische Festigkeit der Stromeingänge).

2712 Die in Übergabestationen für die Technik des Netzbetreibers erforderlichen technischen Daten der Strom- und  
2713 Spannungswandler werden durch den Netzbetreiber vorgegeben.

2714 Aus Sicht des Netzes der allgemeinen Versorgung sind Stromwandler immer vor Spannungswandlern zu  
2715 installieren, außer bei abweichenden baulichen Gegebenheiten, beispielsweise bei SF<sub>6</sub>-Bauweise.

2716 Messkerne und Messwicklungen zum Anschluss von EZA-Reglern für die Blindleistungsregelung / statische  
2717 Spannungshaltung oder einer technischen Einrichtung zur  $P_{AV,E}$  – Überwachung müssen mindestens der  
2718 Klasse 0,5, bei Anschlussscheinleistungen der Kundenanlage  $S_A > 1$  MVA mindestens der Klasse 0,2,  
2719 genügen. Gleiches gilt für Wandlermessungen zum Zwecke der Anlagenregelung auch innerhalb der  
2720 Kundenanlage.

2721 Weitere Anforderungen an Messwandler für die Abrechnungsmessung sind 7.1 zu entnehmen.

#### 2722 **6.2.2.8 Überspannungsableiter**

2723 Der Einsatz von Überspannungsableitern zum Schutz der Kundenanlage ist mit dem Netzbetreiber abzu-  
2724 stimmen.

#### 2725 **6.2.3 Sternpunktbehandlung**

2726 Maßnahmen, die sich aus der Behandlung des Sternpunktes ergeben, sind mit dem Netzbetreiber abzu-  
2727 stimmen (z. B. Schutzeinrichtungen).

#### 2728 **6.2.4 Erdungsanlage**

2729 Bei der Errichtung der Erdungsanlage sind grundsätzlich die einschlägigen Normen (z.B. DIN EN 50522 (DIN  
2730 VDE 0101-2; DIN VDE 0100 u.a.) zu beachten.

2731 Die Erdungsanlage muss vom Anlagenerrichter nach eigenen Vorgaben normgerecht geplant und errichtet  
2732 werden.

2733 Darüber hinaus kann der Netzbetreiber spezielle Anforderungen stellen, da das Erdungssystem einer  
2734 Kundenanlage (Übergabestation + kundeneigenes MS/NS-Netz) elektrisch mit dem speisenden Mittel-  
2735 spannungsnetz des Netzbetreibers und den weiteren im Umkreis befindlichen Erdungsanlagen im  
2736 Verantwortungsbereich des Netzbetreibers zusammenwirkt.

2737 Bei mehreren umliegenden Übergabestationen prüft der Anlagenerrichter, ob die Erdungsanlage getrennt oder  
2738 über Potentialausgleich verbunden werden können. Bei Näherungen deutlich kleiner als 20 m zwischen den  
2739 Erdungsanlagen der Übergabestationen empfiehlt sich vorzugsweise der Zusammenschluss über  
2740 Potentialausgleich.

2741 Grundsätzlich muss die Dimensionierung einer Erdungsanlage folgende Schwerpunkte berücksichtigen:

2742 1) Stromtragfähigkeit der Leiter und Verbindungen (vorrangig thermische Beanspruchung);

**E VDE-AR-N 4110:2024-11**

- 2743 2) Mechanische Festigkeit der Leiter und Verbindungen (Mindestquerschnitte beachten);
- 2744 3) Chemische Beständigkeit der Leiter und Verbindungen (Materialauswahl nach EN 50522, dabei  
2745 gegenseitigen Einfluss verschiedener Materialien beachten);
- 2746 4) die Fähigkeit der Erdungsanlage, Strom gegen Erde abzuführen;
- 2747 5) Einhaltung der zulässigen Schritt- und Berührungsspannungen.
- 2748 Die Auswahl von Querschnitten und Material für die Erdungsanlage (Erder und Erdungsleitungen) erfolgt unter  
2749 Berücksichtigung der mechanischen Beanspruchung (VDE 0101-2:2023-10 Abschnitt 5.2) und der thermischen  
2750 Beanspruchung (VDE 0101-2:2023-10, Abschnitt 5.3) basierend auf der Abschaltzeit des Reserveschutzes.
- 2751 Die Dimensionierungswerte für die Erdfehlerströme, die für die thermische Bemessung und Einhaltung der  
2752 Berührungsspannungen zugrunde gelegt werden müssen, werden vom Netzbetreiber vorgegeben und sind  
2753 beim Netzbetreiber zu erfragen. Die Daten sind insbesondere von der Art der Sternpunktbehandlung und vom  
2754 Schutzkonzept im Mittelspannungsnetz des Netzbetreibers abhängig.
- 2755 Alternativ kann die Auslegung auch nach Dimensionierungsvorgaben des Netzbetreibers erfolgen, damit wird  
2756 die Erdungsanlage der Übergabestation nach denselben Vorgaben errichtet, die der Netzbetreiber für seine  
2757 Anlagen verwendet.
- 2758 Es kommen typischerweise folgende Arten der Sternpunktbehandlung zum Einsatz (mit technischen  
2759 Richtwerten):
- 2760 Beispiel 1: Erdschlusskompensation (RESPE):  $I_{\text{res}}(\text{max}) < 60 \text{ A} - t_f < 2 \text{ h}$  ( $t_f > 10 \text{ s}$  ist praktisch als „dauerhaft“ in Bezug  
2761 auf  $U_{\text{tp}}$  anzunehmen).
- 2762 Beispiel 2: Niederohmige Sternpunkterdung (NOSPE):  $I_k(1) = \text{typisch } 1000 \text{ A}$   $t_f(\text{max}) = 0,5 \text{ s}$ .
- 2763 Darüber hinaus können auch andere Arten der Sternpunktbehandlung zum Einsatz kommen:
- 2764 – Betrieb mit isoliertem Sternpunkt
- 2765 oder kombinierte Verfahren, z.B.
- 2766 – kurzzeitig niederohmige Sternpunkterdung (KNOSPE zur Ortung oder Abschaltung).
- 2767 Beispielhafte Auslegungen sind im Anhang B 11.1 aufgeführt.
- 2768 Allgemeine Anforderungen:
- 2769 Berührbare, nicht zum Betriebsstromkreis gehörende Metallteile von elektrischen Betriebsmitteln (Körper), die  
2770 Teil des elektrischen Netzes sind, müssen geerdet werden. Metallteile, die nicht zu elektrischen Betriebsmitteln  
2771 gehören, sind zu erden, wenn an diesen im Fehlerfall beispielsweise durch Störlichtbögen,  
2772 Gefährdungsspannungen auftreten können. Dazu gehören:
- 2773 – metallene Leitern, Türzargen, Lüftungsgitter;
- 2774 – metallene Flansche von Durchführungen;
- 2775 – metallene Schaltgerüste und Schutzgitter.
- 2776 Im Fall von metallischen Türen, die nicht unmittelbar von einem elektrischen Anlagenfehler (z.B. Lichtbogen)  
2777 erfasst werden können, liegt die Entscheidung zur Einbindung in den Potentialausgleich mit Mindestquerschnitt  
2778 im Ermessen des Anlagenerrichters.
- 2779 Die Verbindungen von zu erdenden Teilen mit dem Erdungssystem („innere Erdungsanlage“ bzw.  
2780 Potentialausgleichsanlage) kann der Anlagenerrichter bzw. -betreiber frei gestalten. Die Erdungsleiter sollten  
2781 innerhalb der Station an die Haupterdungsschiene lösbar angeschlossen und beschriftet werden Dies  
2782 unterstützt eine eventuell erforderliche Fehlersuche.

2783 Bei besonderen Anforderungen (z.B. bei der EMV-gerechten Auslegung der Anlage) können aber auch  
2784 vermaschte Erdungssysteme errichtet werden, wobei Mehrfachverbindungen entstehen, die eine niedrige  
2785 Impedanz im Erdungssystem auch für höhere Frequenzen zum Ziel haben.

2786 Erdungsfestpunkte müssen entsprechend der maximal auftretenden Kurzschlussströme im Mittelspannungs-  
2787 netz bemessen sein und dürfen nicht als Schraubverbindung benutzt werden.

2788 Transformatoren müssen ober- und unterspannungsseitig geerdet werden können. Berührungssichere  
2789 Transformatoren können an den Ausschaltstellen geerdet werden. Die eingesetzten Erdungsgarnituren  
2790 müssen DIN EN 61230 (VDE 0683 100) entsprechen.

2791 Der zum Erder führende Erdungsleiter ist so auszuführen, dass er problemlos mit einer Erdungsprüfzange  
2792 umfasst werden kann. Er sollte in seinem Verlauf von der Haupterdungsschiene zum Erder keinen weiteren  
2793 Kontakt mit geerdeten Teilen bekommen. Anderenfalls ist eine elektrische Prüfung des Erders im Allgemeinen  
2794 nicht oder nur mit größerem Aufwand möglich. Wenn aus EMV-Gründen mehrere parallele Verbindungen zum  
2795 Erder erforderlich sind (Sonderfall), ist die einfache Prüfung mit der Prüfzange nur durch Abklemmen paralleler  
2796 Mehrfachverbindungen möglich, dies ist bei der Planung und Organisation der Wartung zu berücksichtigen.

2797 Durch den Errichter der Stationserdungsanlage ist die elektrische Wirksamkeit der Erdungsanlage bereits vor  
2798 dem Anschluss an das Erdungssystem des Netzbetreibers messtechnisch nachzuweisen (siehe Vordruck E.6  
2799 Erdungsprotokoll). Die Einhaltung der zulässigen Berührungsspannungen ist mit dem Netzbetreiber  
2800 abzustimmen, da die Situation vor Ort entscheidend von den Verhältnissen im Verteilnetz abhängt (z.B.  
2801 Einordnung als „Globales Erdungssystem“). Das ausgefüllte Erdungsprotokoll ist dem Netzbetreiber zu  
2802 übergeben. Eine Prüftrennstelle (z.B. Schraubklemme zur Haupterdungsschiene, beschriftet) ist vorzusehen.

## 2803 **6.3 Sekundärtechnik**

### 2804 **6.3.1 Allgemeines**

2805 Die Einrichtungen der Sekundärtechnik müssen in geschlossenen Räumen untergebracht werden, die  
2806 mindestens den Anforderungen der DIN EN 61936-1 (VDE 0101-1) entsprechen.

### 2807 **6.3.2 Fernwirk- und Prozessdatenübertragung an die netzführende Stelle**

2808 Der Austausch der Informationen zwischen Netzbetreiber und Kundenanlage sowie allen in dieser Kunden-  
2809 anlage installierten Erzeugungsanlagen und/oder Speicher erfolgt am Netzanschlusspunkt in der Übergabe-  
2810 station. Für die Realisierung der erforderlichen Datenverbindung zwischen Netzanschlusspunkt und  
2811 Erzeugungsanlage bzw. Speicher in seinem Netz ist der Anschlussnehmer verantwortlich.

2812 Für den sicheren Netzbetrieb ist die Übergabestation auf Anforderung des Netzbetreibers in die Fernsteuerung  
2813 des Netzbetreibers einzubeziehen. Ein Beispiel hierfür ist die Steuerung des Leistungsschalters, des  
2814 Lasttrennschalters, insbesondere die Ausschaltung des Schalters bei kritischen Netzzuständen – „Fernbefehl  
2815 Leistungsschalter AUS“ –, die Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung und die Bereitstellung von  
2816 Blindleistung. Auf der Grundlage der geltenden Fernsteuerkonzepte des Netzbetreibers sind vom Anschluss-  
2817 nehmer die für die Netzfürung notwendigen Daten und Informationen (zur Verarbeitung in der Leittechnik des  
2818 Netzbetreibers) bereitzustellen.

2819 Kundenanlagen mit Fernwirktechnik verfügen über einen Fern-/Ort-Umschalter, der bei einer Ortsteuerung die  
2820 Fernsteuerbefehle unterbindet.

2821 Ein Beispiel für den Prozessdatenumfang ist in Anhang C.4 aufgeführt.

### 2822 **6.3.3 Eigenbedarfs- und Hilfsenergieversorgung**

2823 Die Übergabestation muss über eine Eigenbedarfsversorgung verfügen. Wenn die Funktion der Schutz-  
2824 einrichtungen oder die Auslösung der Schaltgeräte eine Hilfsspannung erfordert, muss zudem eine von der  
2825 Netzspannung unabhängige Hilfsenergieversorgung (z. B. Batterie, Kondensator, Wandlerstrom) vorhanden  
2826 sein.

**E VDE-AR-N 4110:2024-11**

2827 Im Falle einer Fernsteuerung ist eine Hilfsenergieversorgung mit Batterie zwingend erforderlich. Die Kapazität  
2828 ist so zu bemessen, dass bei fehlender Netzspannung die Kundenanlage und die netzseitigen Eingangsfelder  
2829 mit allen Kommunikations-, Schutz-, Sekundär- und Hilfseinrichtungen – inklusive Zähl- und Messeinrichtungen  
2830 – mindestens 8 h betrieben werden kann. Innerhalb dieser Zeit müssen drei komplette Schaltfolgen möglich  
2831 sein.

2832 Die Bereitstellung der Eigenbedarfs- und Hilfsenergieversorgung muss durch den Anschlussnehmer erfolgen.

2833 Die Hilfsenergieversorgung der Regelungskomponenten (z. B. der EZA-Regler) sowie der dazugehörigen  
2834 Kommunikationseinrichtungen in der Erzeugungsanlage sind so zu dimensionieren, dass ein ordnungs-  
2835 gemäßer Betrieb in den Grenzen nach Bild 4 sichergestellt ist.

2836 Erfolgt die Versorgung des Eigenbedarfs aus Wandlern, so sind diese ausschließlich zweipolig zwischen den  
2837 Außenleitern anzuschließen. Eigenbedarfswandler sind dabei aus Sicht des Netzes der allgemeinen  
2838 Versorgung hinter den Wandlern für die Abrechnungsmessung einzubauen.

2839 Wandlerstromgespeiste Schutzgeräte mit zugehörigem Kondensatorspeicher bedürfen der Zustimmung des  
2840 Netzbetreibers.

2841 Nach fehlender Netzspannung und nach der Überbrückungszeit der Hilfsenergieversorgung muss es zu einer  
2842 Auslösung des Leistungsschalters kommen.

2843 Die Gleichspannungskreise sind erdfrei zu betreiben.

2844 Auf Anforderung des Netzbetreibers ist eine Erdschlussüberwachung der Eigenbedarfsanlage vorzusehen.

2845 Für die Fernsteuerung des Netzes darf der Netzbetreiber eine eigene Hilfsenergieversorgung fordern.

2846 Die Funktionsfähigkeit der Hilfsenergieversorgung ist durch entsprechende Maßnahmen dauerhaft zu sichern  
2847 sowie mindestens alle vier Jahre nachzuweisen und in einem Prüfprotokoll zu dokumentieren und dem Netz-  
2848 betreiber auf Anfrage vorzulegen.

### 2849 **6.3.4 Schutzeinrichtungen**

#### 2850 **6.3.4.1 Allgemeines**

2851 Der Schutz ist für einen sicheren und zuverlässigen Betrieb der Netze, der Kundenanlage und der  
2852 Erzeugungseinheiten von erheblicher Bedeutung.

2853 Um zu vermeiden, dass Fehler in der Kundenanlage zu Störungen im Netz des Netzbetreibers führen, sind in  
2854 der Übergabestation Schutzeinrichtungen vorzusehen, die das fehlerhafte Netz oder die gesamte Über-  
2855 gabestation automatisch abschalten. Die Schutzeinrichtung muss so ausgewählt und eingestellt sein, dass sie  
2856 selektiv zu den übrigen Abschaltseinrichtungen im Netz des Netzbetreibers wirkt.

2857 Der Anlagenbetreiber ist für den zuverlässigen Schutz seiner Anlagen (Eigenschutz, z. B. Schutz bei Kurz-  
2858 schluss, Erdschluss, Überlast, Schutz gegen elektrischen Schlag usw.) selbst verantwortlich. Hierzu hat der  
2859 Anlagenbetreiber Schutzeinrichtungen in angemessenem Umfang zu installieren. Bei inselbetriebsfähigen  
2860 Anlagen sind diese Schutzmaßnahmen auch für den Inselbetrieb sicherzustellen. Schutzeinrichtungen müssen  
2861 in der Lage sein, ihre Aufgabe auch bei ausgefallener Netzspannung zu erfüllen, beispielsweise durch eine  
2862 netzspannungsunabhängige Hilfsenergie.

2863 Die Verantwortung für die Konzeption und für die mit dem Netzbetreiber abgestimmten Einstellwerte der  
2864 Schutzeinrichtungen liegt bei demjenigen, für dessen Betriebsmittel die Schutzeinrichtungen den Hauptschutz  
2865 darstellen. Die Verantwortung für die Umsetzung der Einstellwerte und den ordnungsgemäßen Betrieb der  
2866 Schutzeinrichtungen liegt beim jeweiligen Betreiber der Schutzeinrichtungen. Konzepte und Schutz-  
2867 einstellungen an den Schnittstellen zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber/Anschlussnehmer sind auf  
2868 der Grundlage dieser VDE-Anwendungsregel so zu realisieren, dass eine Gefährdung der aneinander-  
2869 grenzenden Netze und Anlagen ausgeschlossen werden kann.

2870 Folgende Schutzeinrichtungen sind zu berücksichtigen:

- 2871 – Netzschutzeinrichtung;
- 2872 – Kurzschlusschutzeinrichtungen des Anschlussnehmers;
- 2873 – Entkupplungsschutzeinrichtungen (bei Erzeugungsanlagen und Speichern).

2874 Der Umfang der Schutzeinrichtungen ist wesentlich abhängig von der konkreten Netz- bzw. Anlagen-  
2875 konfiguration.

2876 Die Einstellwerte für die Schutzeinrichtungen (Kurzschluss- und Entkupplungsschutzeinrichtungen) werden,  
2877 soweit sie Einfluss auf das Netz des Netzbetreibers haben, von diesem vorgegeben. Wesentliche Änderungen  
2878 an den Schutzeinrichtungen. (Entkupplungsschutzeinrichtungen, Kurzschlusschutzeinrichtung am  
2879 Übergabepunkt) bzw. deren Einstellung werden zwischen dem Netzbetreiber und dem Anlagenbetreiber  
2880 rechtzeitig abgestimmt. Wenn erforderlich, darf der Netzbetreiber nachträglich andere Einstellwerte für die  
2881 Schutzeinrichtungen vorgeben.

2882 Zu beachten ist, dass sich die Abschaltzeiten aus der Summe der Einstellzeiten und den Eigenzeiten von  
2883 Schaltgerät und Schutz ergeben. Die Summe aus Schutz-Eigenzeit und Auslösezeit des Schaltgerätes darf  
2884 100 ms, beim Frequenzschutz 200 ms, nicht überschreiten.

2885 Alle für Störungsklärungen notwendigen Informationen sind zwischen dem Netzbetreiber und dem Anschluss-  
2886 nehmer auszutauschen.

2887 Der Netzbetreiber gibt vor, ob und welche Schutzeinrichtungen plombiert oder auf andere Weise gegen Ver-  
2888 änderung geschützt werden müssen.

2889 ANMERKUNG Die Schutzsysteme schließen gleichfalls die Entkupplungsschutzeinrichtungen an den Erzeugung-  
2890 einheiten und Speichern mit ein. Insofern gelten alle gestellten Anforderungen (unter anderem auch hinsichtlich einer  
2891 regelmäßigen Prüfung der Schutzsysteme) ebenfalls für diese Schutzeinrichtungen. Dies gilt auch dann, wenn die  
2892 Schutzfunktionen in der Anlagensteuerung integriert sind.

2893 Die eingestellten Werte müssen an den Schutzeinrichtungen einfach und ohne zusätzliche Hilfsmittel ablesbar  
2894 gemacht werden können. Für Schutzfunktionen an den Erzeugungseinheiten sind zusätzliche Hilfsmittel  
2895 zulässig, wenn die Authentizität und Identifikation der ausgelesenen Daten eindeutig sichergestellt ist.

2896 Schutzeinrichtungen, die an Wandler in der Spannungsebene des Netzanschlusses angeschlossen werden,  
2897 müssen DIN EN 60255 (VDE 0435) (alle Teile) und dem FNN-Hinweis „Anforderungen an digitale Schutz-  
2898 einrichtungen“ (unter anderem Störwerterfassung, Bedienbarkeit) genügen.

2899 Nach Abschaltung eines Fehlers im Netz des Netzbetreibers bzw. bei einer Automatischen Wiedereinschaltung  
2900 (AWE) muss der Anlagenbetreiber damit rechnen, dass die wiederkehrende Spannung am  
2901 Netzanschlusspunkt asynchron zu der Spannung der Erzeugungsanlage bzw. des Speichers sein kann. Der  
2902 Anlagenbetreiber hat selbst Vorsorge dafür zu treffen, dass Schalthandlungen, Spannungsschwankungen,  
2903 automatische Wiedereinschaltungen oder andere Vorgänge im Netz des Netzbetreibers nicht zu Schäden an  
2904 seinen Anlagen führen.

2905 Nach Trennung einer Erzeugungsanlage bzw. des Speichers vom Netz durch eine Ausschaltung des  
2906 Leistungsschalters am Netzanschlusspunkt aufgrund von Auslösungen durch Kurzschluss- oder Ent-  
2907 kupplungsschutzeinrichtungen (Überspannung, Unterspannung) ist eine automatische Wiedereinschaltung der  
2908 Erzeugungsanlage/des Speichers nicht erlaubt. Eine Wiedereinschaltung erfolgt nach Freigabe der zuständigen  
2909 netzführenden Stelle des Netzbetreibers. Davon abweichende Regelungen zur Wiedereinschaltung nach den  
2910 Zuschaltbedingungen des Netzbetreibers sind zulässig.

#### 2911 **6.3.4.2 Netzschutzeinrichtungen**

2912 Ist der Einsatz von Netzschutzeinrichtungen in den netzseitigen Eingangsschaltfeldern erforderlich, gibt der  
2913 Netzbetreiber den Umfang dieser Einrichtungen vor.

2914 **6.3.4.3 Kurzschlusschutzeinrichtungen des Anschlussnehmers**

2915 **6.3.4.3.1 Allgemeines**

2916 Die Kurzschlusschutzeinrichtungen des Anschlussnehmers sind für das Abschalten von Kurzschlüssen in der  
2917 Kundenanlage erforderlich. Die Kurzschlusschutzeinrichtungen müssen zudem in das Gesamtkonzept des  
2918 Mittelspannungsnetzes des Netzbetreibers integriert werden. In bestimmten Fällen ist der Aufbau von  
2919 Signalvergleichsschutzeinrichtungen, gerichtetem Überstromschutz, Distanzschutz, Erdschlussrichtungs-  
2920 schutz bzw. Schaltermitnahmen erforderlich. Im Zuge der Planung ist das Schutzkonzept mit dem  
2921 Netzbetreiber abzustimmen und schriftlich festzuhalten. Die Einstellwerte für die Schutzeinrichtungen werden  
2922 – soweit sie Einfluss auf das Mittelspannungsnetz haben – vom Netzbetreiber vorgegeben.

2923 Der Kurzschlusschutz muss mindestens eine separat einstellbare dreipolige Leiterstromanregung und Null-  
2924 stromanregung besitzen. Daneben wird eine Rushstabilisierung empfohlen.

2925 Sofern der Kurzschlusschutz nicht durch eine Lastschalter-Sicherungs-Kombination erfolgt, müssen folgende  
2926 Überwachungsfunktionen im Schutzkonzept realisiert sein und sind nachzuweisen:

- 2927 – Selbstüberwachung der Schutzeinrichtung (Life-Kontakt);
- 2928 – Ausfallerkennung der Steuerspannung für die Auslösung der Leistungsschalter;
- 2929 – Überwachung der netzunabhängigen Hilfsenergieversorgung.

2930 Sofern die Kundenanlage nicht fernwirktechnisch 24 h/365 Tage überwacht wird, führt das Ansprechen dieser  
2931 Überwachungsfunktionen zum Auslösen des zugeordneten Übergabeschalters.

2932 **6.3.4.3.2 HH-Sicherung**

2933 Der Bemessungsstrom der HH-Sicherungen ist entsprechend DIN VDE 0670-402 (VDE 0670-420) sowie  
2934 DIN EN 62271-105 (VDE 0671-105) zu wählen. Mit Rücksicht auf die Selektivität zum vorgelagerten Schutz  
2935 werden vom Netzbetreiber die maximal zulässigen Bemessungsströme oder Kennlinienbereiche angegeben.  
2936 Sicherungen müssen leicht und gefahrlos ausgewechselt werden können.

2937 **6.3.4.3.3 Abgangsschaltfelder**

2938 Für alle Abgangsschaltfelder ist in der Regel ein unverzögert wirkender Kurzschlusschutz erforderlich (Aus-  
2939 lösung dreipolig). Für Abgangsschaltfelder zu den nachgeschalteten elektrischen Anlagen des Anschluss-  
2940 nehmers muss ein selektiver Kurzschlusschutz vorgesehen werden.

2941 **6.3.4.3.4 Platzbedarf**

2942 Der Platzbedarf für Schutz- und Hilfseinrichtungen ist vom Anschlussnehmer in ausreichendem Maße zu  
2943 berücksichtigen. Zu den Hilfseinrichtungen zählen Batterieanlagen, Fernwirkgeräte und ähnliches. Der  
2944 Anbringungsort muss erschütterungsfrei und vor Schmutz-, Witterungs- und Temperatureinflüssen (zur  
2945 Betauung führende Temperaturwechsel) sowie gegen mechanische Beschädigungen geschützt sein. Alle  
2946 Bedien- und Anzeigeelemente der Netzschutzeinrichtungen müssen frontseitig bedien- und ablesbar sein.

2947 **6.3.4.4 Automatische Frequenzentlastung**

2948 Zur Vermeidung von Versorgungsunterbrechungen gelten die Anforderungen der Übertragungsnetzbetreiber  
2949 zum frequenzabhängigen Lastabwurf nach FNN-Hinweis – Technische Anforderungen an die automatische  
2950 Frequenzentlastung unter Berücksichtigung einer veränderten Erzeugungssituation [20]. Zur Umsetzung darf  
2951 der Netzbetreiber vom Anschlussnehmer die Installation eines Frequenzschutzes am Netzanschlusspunkt  
2952 fordern. Der Netzbetreiber gibt in diesem Fall die entsprechenden Einstellparameter vor. Diese Anforderung  
2953 gilt nicht für den Anschluss von Erzeugungsanlagen.

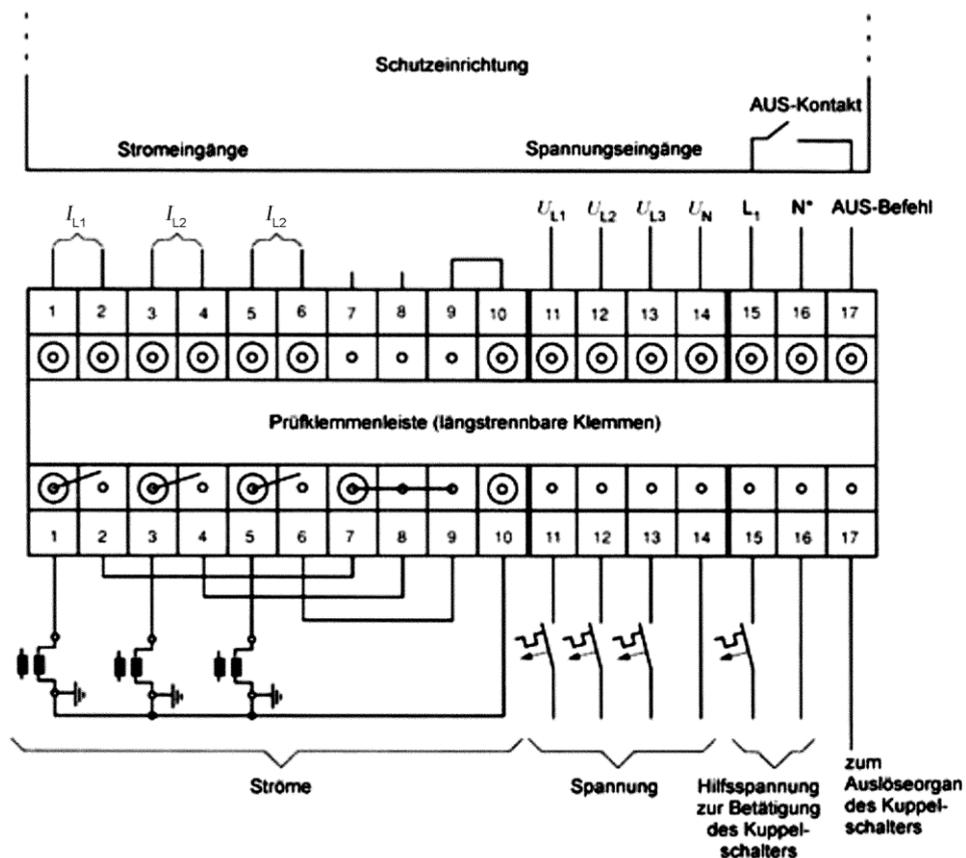
2954 ANMERKUNG Der FNN-Hinweis „Technische Anforderungen an die automatische Frequenzentlastung unter Berück-  
2955 sichtigung einer veränderten Erzeugungssituation“ [20] wird durch die VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4142  
2956 „Automatische Letztmaßnahmen“ (in Erarbeitung) abgelöst.

2957 **6.3.4.5 Schnittstellen für Schutzfunktionsprüfungen**

2958 Zur Durchführung der Schutzfunktionsprüfung aller Schutzeinrichtungen (auch an den Erzeugungseinheiten,)   
 2959 sind Schnittstellen vorzusehen, welche eine Prüfung ohne Änderung der Verdrahtung ermöglichen (z. B. Prüf-   
 2960 trennleisten oder Prüfklemmenleisten mit Längstrennung). Diese sind an gut zugänglicher Stelle anzubringen.   
 2961 Ein Beispiel für eine Prüfklemmenleiste zeigt Bild 3.

2962 Über diese Schnittstellen sind die Messeingänge der Schutzeinrichtungen, die Hilfsspannungen und die   
 2963 Auslösungen für den Kuppelschalter zu führen. Dies gilt auch, wenn Funktionen des Entkopplungsschutzes   
 2964 einzeln oder gesamt in anderen Geräten (z. B. einer programmierbaren Steuerung) integriert sind. Die Geräte   
 2965 sind in diesem Fall so aufzubauen bzw. zu programmieren, dass die Schutzfunktionen unabhängig vom   
 2966 Betriebszustand der Erzeugungsanlage auslösen bzw. geprüft werden können. Für die Netzschutz-   
 2967 einrichtungen sind Art und Aufbau der Schnittstelle mit dem Netzbetreiber abzustimmen. Als Schnittstelle darf   
 2968 der Netzbetreiber eine Prüfklemmenleiste, eine Prüfsteckleiste, eine Prüfsteckdose oder einen Prüfschalter   
 2969 fordern. Für alle anderen Schutzeinrichtungen gibt der Anlagenbetreiber Art und Aufbau der Schnittstellen vor.

2970 Bei Erzeugungsanlagen und Speichern bis zu einer installierten Leistung  $\sum P_{Amax} \leq 500 \text{ kW}$  am   
 2971 Netzanschlusspunkt und Einsatz eines integrierten NA-Schutzes gem. VDE-AR-N 4105 ist für diesen an den   
 2972 entsprechenden Erzeugungseinheiten keine Schnittstelle zur Schutzfunktionsprüfung erforderlich.



2973

2974 **Legende**

2975 Feste Brücke

2976 Schaltbrücke

2977 Messbuchse

2978 \* vom Kuppelschalter

2979

**Bild 3 - Beispiel für eine Prüfklemmenleiste**

2980 **6.3.4.6 Mitnahmeschaltung bei der Parallelschaltung von Transformatoren**

2981 Sofern mehrere Transformatoren parallel geschaltet werden, muss das Ausschalten des Mittelspannungs-  
2982 schalters durch eine Mitnahmeschaltung das Öffnen des zugeordneten Niederspannungs-Leistungsschalters  
2983 zur Folge haben. Dieser darf sich bei ausgeschaltetem Mittelspannungsschalter auch kurzzeitig nicht ein-  
2984 schalten lassen (tippsicher).

2985 **6.3.4.7 Schutzprüfung**

2986 Die Funktionalität der Schutzsysteme ist durch den Anlagenbetreiber vor der Inbetriebnahme des Netz-  
2987 anschlusses und nach Änderung der Schutzeinstellungen vor Ort zu prüfen. Zur Sicherung der dauerhaften  
2988 Funktionsfähigkeit sind zyklische Prüfungen an den Schutzsystemen entsprechend des FNN-Hinweises  
2989 „Leitfaden für die Inbetriebnahme und den Betrieb von digitalen Netzschutzsystemen (Leitfaden  
2990 Schutzprüfung)“ [29] durchzuführen. Die Ergebnisse sind vom Anlagenbetreiber durch Prüfprotokolle zu  
2991 dokumentieren und dem Netzbetreiber auf Verlangen vorzulegen.

2992 Bei Erzeugungsanlagen und Speichern bis zu einer installierten Leistung  $\sum P_{A_{\max}} \leq 500$  kW am  
2993 Netzanschlusspunkt und Einsatz eines (gem. VDE-AR-N 4105) integrierten, typgeprüften, einfehlersicheren  
2994 EZE-Entkupplungsschutzes erfolgt der Nachweis der korrekten Schutzfunktion des EZE-  
2995 Entkupplungsschutzes durch einen aktuellen Auszug der Schutzeinstellwerte an der Erzeugungseinheit  
2996 (vereinfachter Nachweis).

2997 Wird ein externes Schutzgerät verwendet, um die in der EZE integrierten Kuppelschalter anzusteuern, ist bei  
2998 der Bewertung der Abschaltzeit über die Rückmeldung aus der EZE eine ggf. existierende Verzögerungszeit  
2999 der Rückmeldung und die Eigenzeit des internen Kuppelschalters zu berücksichtigen. Die resultierende  
3000 zeitliche Differenz zwischen Abschaltung und Rückmeldung ist im Einheitszertifikat nachzuweisen.

3001 ANMERKUNG Aufgrund der einfehlersicheren Ausführung der Kuppelschalter-Ansteuerung ist eine Rückmeldung der  
3002 Ansteuerung (Anstelle des Ist-Schaltzustands der Schalterstellung) der internen Kuppelschalter aus der EZE ausreichend.

3003 Die Anforderungen an die Schutzprüfungen anderer Schutzeinrichtungen (insbes. übergeordneter  
3004 Entkupplungsschutz) sind davon unberührt.

3005 **6.4 Störschreiber**

3006 In der Übergabestation ist auf Anforderung des Netzbetreibers in begründeten Fällen ein Störschreiber zu  
3007 installieren.

3008 In Erzeugungsanlagen und Speichern, die nach dem Einzelnachweisverfahren behandelt werden, sind  
3009 Störschreiber immer einzusetzen.

3010 Ob Anlagenbetreiber oder Netzbetreiber den Störschreiber installieren, ist im Zuge des Anmeldeverfahrens zu  
3011 vereinbaren. Die erforderlichen Spannungen und Ströme sind über die in der Übergabestation installierten  
3012 Messwandler zu erfassen. Eine Anbindung des Schreibers an die netzführende Stelle des Netzbetreibers ist  
3013 nicht erforderlich. Die entsprechenden Daten müssen jedoch fernauslesbar sein (z. B. per Modem). Derjenige,  
3014 in dessen Eigentum sich der Störschreiber befindet, stellt dem Partner die Daten auf Anforderung zur Ver-  
3015 fügung.

3016 Der Anschlussnehmer muss den notwendigen Platzbedarf zur Verfügung stellen und die Eigenbedarfs- und  
3017 Hilfsenergieversorgung für den Störschreiber übernehmen.

3018 In Anhang F sind die Anforderungen an den Störschreiber aufgeführt.

## 3019 **7 Abrechnungsmessung**

### 3020 **7.1 Allgemeines**

3021 Einbau, Betrieb und Wartung der Messeinrichtungen erfolgen nach VDE-AR-N 4400 sowie den Technischen  
3022 Anschlussbedingungen des Netzbetreibers. Anlagenteile, in denen nicht gemessene Energie fließt,  
3023 sind -plombierbar- auszuführen.

3024 Für abrechnungsrelevante Untermessungen im Netz des Anschlussnehmers ist mindestens die  
3025 VDE-AR-N 4400 maßgebend. Sollten diese Untermessungen in die Grundzuständigkeit des Netzbetreibers  
3026 zurückfallen, so sind auch diese Untermessungen nach den Technischen Anschlussbedingungen des Netz-  
3027 betreibers aufzubauen.

3028 Zum Einbau und Betrieb der Messeinrichtungen müssen sich Anschlussnehmer und Anschlussnutzer  
3029 rechtzeitig mit dem Netzbetreiber und dem Messstellenbetreiber abstimmen. Es müssen Messgeräte und  
3030 Zusatzeinrichtungen eingesetzt werden, die dem Mess- und Eichgesetz (MessEG) [21], der Mess- und  
3031 Eichverordnung (MessEV) [22] sowie dem Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) [28] entsprechen. Sofern der  
3032 Netzbetreiber auch Messstellenbetreiber ist und der Anschlussnehmer keine vom Netzbetreiber beigestellten  
3033 Verrechnungswandler verwendet, muss der Anschlussnehmer dem Netzbetreiber gültige Nachweise wie  
3034 beispielsweise Bauartzulassung und Konformitätserklärung für diese Wandler vorlegen.

3035 Die technischen Mindestanforderungen an die Messeinrichtungen werden vom jeweiligen Netzbetreiber  
3036 vorgegeben.

### 3037 **7.2 Zählerplatz**

3038 Zum Einbau der Mess- und Steuer- sowie der Kommunikationseinrichtungen ist in der Übergabestation nach  
3039 Vorgaben des Netzbetreibers ein Zählerplatz mit den Maßen nach DIN VDE 0603-1 (VDE 0603-1) bzw. ein  
3040 Zählerwechselschrank vorzusehen. Die Anzahl der Zählerfelder gibt der Netzbetreiber vor. Vor den Zähler-  
3041 plätzen bzw. den Zählerwechselschränken muss stets eine Bedien- und Arbeitsfläche mit einer Tiefe von  
3042 mindestens 1,2 m vorhanden sein.

3043 Die Mess- und Steuereinrichtungen sind senkrecht zu installieren. Der Abstand vom Fußboden bis zur Mitte  
3044 der Mess- und Steuereinrichtung muss mindestens 0,80 m und darf maximal 1,80 m betragen. Der Einbauort  
3045 muss

- 3046 – erschütterungsfrei und vor Schmutz, Witterungseinflüssen und gegen mechanische Beschädigungen  
3047 geschützt sein;
- 3048 – ausreichend beleuchtet sein;
- 3049 – mit dem Netzbetreiber abgestimmt in den Planungsunterlagen eingetragen werden.

3050 Plombenverschlüsse werden ausschließlich durch den Netzbetreiber oder den Messstellenbetreiber oder durch  
3051 dessen Beauftragten angebracht oder entfernt. Sie dürfen durch Dritte nicht geöffnet werden.

3052 Der Zählerplatz muss mit einem Abschlusspunkt Zählerplatz (APZ) nach DIN VDE 0603-1 (VDE 0603-1)  
3053 ausgestattet und mit einem Installationsrohr mindestens 25 mm lichter Weite (mit eingelegtem Zugdraht) mit  
3054 dem Hausübergabepunkt (HÜP) verbunden sein. Sind in der Kundenanlage mehrere Zähler- und Netz-  
3055 steuerplätze vorhanden (inkl. anderer Medien), ist mit dem Netz- und grundzuständigen Messstellen-  
3056 betreiber(n) die kommunikative Erschließung aller Zähler- und Netzsteuerplätze abzustimmen.

3057 In Abstimmung mit dem Messstellenbetreiber ist für Zusatzanwendungen des Messstellenbetreibers im  
3058 Zählerschrank ein Platz für Steuer- bzw. Datenübertragungseinrichtungen vorzuhalten. Dieser Platz muss  
3059 mindestens aus einem Steuergerätefeld (Ausführung mit 3-Punkt-Befestigung) mit zugehörigem netzseitigen  
3060 Anschlussraum nach DIN VDE 0603-1 (VDE 0603-1) bestehen.

### 3061 **7.3 Netz-Steuerplatz**

3062 In Abstimmung mit dem Netzbetreiber ist für Aufgaben des Netzbetreibers bei Erzeugungsanlagen, unter-  
3063 brechbaren Verbrauchseinrichtungen oder steuerbaren Lasten der Zählerschrank mit einem Netz-Steuerplatz

**E VDE-AR-N 4110:2024-11**

3064 auszustatten, welcher mit dem o. g. Platz des Messstellenbetreibers nicht identisch ist. In Abhängigkeit von der  
 3065 Bauart oder den baulichen Gegebenheiten darf der Netz-Steuerplatz auch in einem Zählerschrank in  
 3066 räumlicher Nähe angeordnet werden. Für alle anderen Anlagen ist für den Netz-Steuerplatz ein Raum im bzw.  
 3067 neben dem Zählerschrank freizuhalten. Die Ausführung des Netz-Steuerplatzes ist mit dem Netzbetreiber  
 3068 abzustimmen. Der Netz-Steuerplatz muss mindestens aus einem Steuergerätefeld mit zugehörigem  
 3069 netzseitigen Anschlussraum nach DIN VDE 0603-1 (VDE 0603-1) bestehen. Für die 230-V-Spannungs-  
 3070 versorgung der Netzsteuereinrichtung ist eine Überstromschutzeinrichtung (z. B. D01 10 A) unter  
 3071 plombierbarer Abdeckung nach Vorgabe des Netzbetreibers vorzusehen.

3072 **7.4 Messeinrichtung**

3073 Wirk- und Blindenergie sind in allen vier Quadranten in einem Viertelstunden-Zeitintervall zu erfassen. Dies gilt  
 3074 auch für die zum Eigenbedarf bezogene Wirk- und Blindarbeit von Erzeugungsanlagen.

3075 ANMERKUNG Aktuelle gesetzliche Vorgaben sind jeweils zu beachten.

3076 Wenn der Eigenbedarf für die Ansprechschwelle der Messeinrichtungen aufgrund der Wandlerübersetzungen  
 3077 nicht ausreicht, kann für die Ermittlung des Eigenbedarfs eine gesonderte Vereinbarung zwischen dem Netz-  
 3078 betreiber, dem Messstellenbetreiber und dem Anschlussnutzer getroffen werden.

3079 Wird aus einer Mittelspannungs-Übergabestation ein weiterer Anschlussnutzer (Unterabnehmer) versorgt, so  
 3080 sind die hierfür verwendeten Messeinrichtungen nach dem gleichen Standard und damit ebenfalls als Last-  
 3081 gangmessung oder als intelligentes Messsystem aufzubauen. Dies gilt auch für die für den Eigenbedarf  
 3082 bezogene Wirk- und Blindarbeit.

3083 Die Messstelle besteht aus einer Abrechnungsmesseinrichtung. Eine Vergleichsmesseinrichtung ist optional.  
 3084 Wenn eine Vergleichsmesseinrichtung zum Einsatz kommt, ist diese entsprechend der VDE-AR-N 4400  
 3085 technisch gleichwertig zur Abrechnungsmesseinrichtung auszuführen und zu betreiben. Aufbau und Aus-  
 3086 legung, insbesondere die gemeinsame Nutzung der Wandler, sind zwischen den Vertragspartnern  
 3087 abzustimmen.

3088 **7.5 Messwandler**

3089 Die Messwandler müssen übersichtlich angeordnet und deren Sekundäranschlüsse gut zugänglich sein. Die  
 3090 Sekundärleitungen der Messwandler sind von deren Klemmen bzw. Sicherungen ungeschnitten (d. h.  
 3091 ununterbrochen verlegt) bis zum Zählereinbauort zu führen. Sofern Zwischenklemmen aufgrund der  
 3092 Konfiguration der Schaltanlage notwendig sind, sind diese plombierbar auszuführen. Die Auswahl der Sekun-  
 3093 därleitungen hat nach DIN VDE 0100-557 (VDE 0100-557) zu erfolgen. Nicht abgesicherte Spannungswan-  
 3094 dler-Leitungen sind nach DIN VDE 0100-520 (VDE 0100-520) zu verlegen.

3095 Es ist sicherzustellen, dass an den Messeinrichtungen ein Rechtsdrehfeld besteht. Die Leitungslängen,  
 3096 Querschnitte und die Kennzeichnung der Messwandler-Sekundärleitungen sind mit dem Netzbetreiber  
 3097 abzustimmen. Als Richtwerte können folgende Angaben nach Tabelle 10 verwendet werden.

3098 **Tabelle 10 - Richtwerte für Messwandler-Sekundärleitungen**

Einfache Länge der Messwandler- Sekundärleitung [m]	Leiterquerschnitt (Cu) [mm <sup>2</sup> ]		
	Stromwandler 1 A	Stromwandler 5 A	Spannungswandler 100 V
< 25	2,5	4,0	2,5
≥ 25 bis < 40	2,5	6,0	4,0

3099

3100 Leiterquerschnitte bei Leitungslängen über 40 m sind individuell zu berechnen.

3101 Die einzelnen Leitungen müssen nach Angabe des Netzbetreibers gelegt und gekennzeichnet werden. Die  
3102 Sekundärleitungen von Strom- und Spannungswandlern müssen in getrennter Umhüllung zu Leistungs-  
3103 stromkreisen geführt werden.

3104 Die Messwandler für die Zählung müssen mindestens folgenden Bedingungen genügen:

3105 – Spannungswandler: Klasse 0,5;

3106 – Stromwandler: Klasse 0,5 S;

3107 – thermischer Kurzzeitstrom  $I_{th}$  entsprechend der Vorgaben des Netzbetreibers;

3108 – thermischer Bemessungs-Dauerstrom  $I_{cth}$  muss dem Maximum der zulässigen Messbereiche aller Kerne  
3109 des Stromwandlers entsprechen. Messbereiche nach Vorgabe des Netzbetreibers;

3110 – Bemessungs-Grenzleistungsfaktor nach Vorgabe des Netzbetreibers.

3111 Die Bauform der Wandler nach DIN 42600 (alle Teile) (z. B. schmale Bauform oder große Bauform) ist mit dem  
3112 Netzbetreiber und dem Messstellenbetreiber abzustimmen.

3113 Aus netztechnischen Gründen kann zur Vermeidung von Kippschwingungen eine Dämpfungseinrichtung oder  
3114 der Einsatz kippschwingungsarmer Wandler erforderlich werden. Die Entscheidung hierzu trifft der  
3115 Anschlussnehmer. Einzelheiten sind mit dem Netzbetreiber und dem Messstellenbetreiber abzustimmen.

3116 Am Zählkern der Stromwandler dürfen keine Betriebsgeräte angeschlossen werden und an die Zählwicklung  
3117 der Spannungswandler nur nach Zustimmung des Netzbetreibers. Die Verdrahtung der Wandler wird vom  
3118 Netzbetreiber vorgegeben.

3119 Die Verwendung weiterer Kerne und/oder Wicklungen zum Anschluss von Schutz- und/oder Steuer- und  
3120 Regeleinrichtungen ist mit dem Netzbetreiber und dem Messstellenbetreiber abzustimmen.

## 3121 **7.6 Datenfernübertragung**

3122 Für die Aufbereitung der erhobenen Daten und für die Übermittlung an die berechtigten Stellen sind für  
3123 Zählerstandsgänge oder Lastgänge entsprechend der VDE-AR-N 4400 eine registrierende Lastgangmessung  
3124 mit Fernablesung oder ein intelligentes Messsystem notwendig. Der Messstellenbetreiber hat nach § 3 Abs. 2  
3125 MsbG [28] dafür Sorge zu tragen, dass eine einwandfreie Messung der Elektrizität sowie die Datenübertragung  
3126 sichergestellt sind.

3127 Der Messstellenbetreiber legt dazu fest, wie die Datenübertragung erfolgt (z. B. über Telekommunikations-  
3128 Endgeräteanschluss oder Funkanwendung) und welche technischen Voraussetzungen durch den Anschluss-  
3129 nehmer bzw. den Anschlussnutzer zu schaffen sind.

3130 Vom Messstellenbetreiber erfasste Daten sind vertraulich zu behandeln und nur Berechtigten zur Verfügung  
3131 zu stellen.

3132 Alle Anlagenteile der Datenübertragung sind, einschließlich ihrer Hilfsenergieversorgung, grundsätzlich  
3133 plombierbar auszuführen.

## 3134 **7.7 Spannungsebene der Abrechnungsmessung**

3135 Der Netzbetreiber gibt vor, ob die Messung der an das Mittelspannungsnetz angeschlossenen Kundenanlage  
3136 auf der Mittelspannungsseite oder auf der Niederspannungsseite erfolgt. Im Falle einer niederspannungs-  
3137 seitigen Messung muss der Abgriff der Messspannung vom Netz des Netzbetreibers aus gesehen vor den  
3138 Messstromwandlern erfolgen.

## 3139 **8 Betrieb der Kundenanlage**

### 3140 **8.1 Allgemeines**

3141 Die Systeme und Einstellungen des Schutzes einer Kundenanlage gegen interne elektrische Fehler (Eigen-  
3142 schutz) sowie Regelungen für den Anlagenbetrieb sind so auszulegen, dass die Fähigkeit der Anlage zur  
3143 Erfüllung der in dieser Anwendungsregel beschriebenen Anforderungen konzeptionell nicht eingeschränkt wird.

3144 Während des Betriebes der Kundenanlage können Netzsituationen eintreten, in denen die Anforderungen  
3145 dieser Anwendungsregel nicht gleichzeitig widerspruchsfrei erfüllt werden können. In diesen Situationen gilt  
3146 folgende (absteigend geordnete) Priorisierung für die Aufgaben und Wirkungsweisen von Eigenschutz, Netz-  
3147 schutz und betrieblichen Regelungsfunktionen:

- 3148 1) Vermeidung bzw. Begrenzung etwaiger Schäden an Anlagen und Betriebsmitteln, für die die jeweilige  
3149 Schutzeinrichtung nach 6.3.4 und 10.3 den Hauptschutz darstellt;
- 3150 2) Einhaltung der Anforderungen an die kontinuierliche Spannungsregelung und die O-/UVRT-Robustheit  
3151 nach 10.2.3 und 10.2.4;
- 3152 3) Leistungsbegrenzungen durch das Netzsicherheitsmanagement durch den Netzbetreiber nach 10.2.4.2;
- 3153 4) Einhaltung der Anforderungen an die  $P_{AV,E}$ -Überwachung nach 8.13;
- 3154 5) Einhaltung der Anforderungen an das Verhalten bei Über- und Unterfrequenzen nach 10.2.4.4;
- 3155 6) Einhaltung der Anforderungen an die Blindleistungsfahrweise zur statischen Spannungshaltung nach  
3156 10.2.2;
- 3157 7) Frequenzregelung (Regelleistung) nach 10.5.3 und 10.5.4;
- 3158 8) Vorgaben durch Dritte (z. B. Leistungssollwerte des Direktvermarkters) oder betriebliche Vorgaben (z. B.  
3159 Energiemanagement-System etc.).

3160 Die Priorisierung schränkt die Anforderungen an die Auslegung der Anlage und ihrer Schutzeinrichtungen nicht  
3161 ein.

3162 Die niedriger priorisierten Anforderungen sind umzusetzen, sofern sie den höher priorisierten Anforderungen  
3163 nicht widersprechen.

3164 Die Vorgaben durch das Netzsicherheitsmanagement des Verteilnetzbetreibers nach 10.2.4.2 haben Vorrang  
3165 vor den Anforderungen an eine Leistungserhöhung bei Unterfrequenz nach 10.2.4.3 (Blockierung der  
3166 Leistungserhöhung nach 10.2.4.3).

3167 Bei Mischanlagen mit kritischen Lasten dürfen der Anschlussnehmer und der Netzbetreiber die Bedingungen  
3168 für eine Trennung von Erzeugungsanlagen zusammen mit kritischen Lasten, die für die Sicherung der  
3169 Produktionsprozesse erforderlich sind, vereinbaren. Die Ausübung dieses Rechts teilt der Verteilnetzbetreiber  
3170 dem vorgelagerten Verteilnetz- und dem vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber mit.

3171 Besondere Anforderungen an den Wirkleistungsbezug von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen sind in 10.2.4  
3172 beschrieben.

### 3173 **8.2 Netzführung**

3174 Der Betrieb von elektrischen Anlagen umfasst alle technischen und organisatorischen Tätigkeiten, die  
3175 erforderlich sind, damit Anlagen funktionstüchtig und sicher sind. Zu den Tätigkeiten gehören sämtliche  
3176 Bedienhandlungen sowie elektrotechnische und nichtelektrotechnische Arbeiten, wie sie in einschlägigen  
3177 Vorschriften und Regeln beschrieben sind. Insbesondere wird auf DIN VDE 0105 (VDE 0105) (alle Teile)  
3178 hingewiesen. Bei dem Betrieb der Kundenanlage sind zusätzlich zu den jeweils gültigen gesetzlichen und  
3179 behördlichen Vorschriften, insbesondere bei Schalthandlungen und Arbeiten am Netzanschlusspunkt, die  
3180 Bestimmungen und Richtlinien des Netzbetreibers einzuhalten.

3181 Der Anschlussnehmer ist dafür verantwortlich, dass die vereinbarten Anschlusswirkleistungen  $P_{AV, B}$  und  $P_{AV, E}$   
3182 sowie die vereinbarten Anschlussscheinleistungen  $S_{AV, B}$  und  $S_{AV, E}$  im Betrieb als 15-Minuten-Mittelwert nicht  
3183 überschritten werden.

3184 Für den sicheren Betrieb und den ordnungsgemäßen Zustand der Kundenanlage ist deren Anlagenbetreiber  
3185 verantwortlich. Der Anlagenbetreiber sorgt dafür, dass er oder ein von ihm für seine elektrische Anlage  
3186 beauftragte Person ständig zur Abstimmung von Maßnahmen, die Einfluss auf die gegenseitigen Anlagenteile  
3187 haben, erreichbar ist. Entsprechende Informationen werden beim Netzbetreiber hinterlegt und bei Änderungen  
3188 beiderseits sofort aktualisiert.

3189 Bei Arbeiten an der Kundenanlage, die im Verfügungsbereich des Netzbetreibers liegen, benennt der  
3190 Anlagenbetreiber dem Netzbetreiber einen Anlagenverantwortlichen, der nach DIN VDE 0105-100  
3191 (VDE 0105-100) während der Durchführung von Arbeiten die unmittelbare Verantwortung für den sicheren  
3192 Betrieb der elektrischen Anlage trägt, d. h. diese auf Anforderung des Netzbetreibers aus- und freischaltet, ggf.  
3193 erdet (Schaltberechtigung) sowie bei Arbeiten an der Anlage die Durchführungserlaubnis erteilt. Der  
3194 Anlagenverantwortliche muss eine Elektrofachkraft sein. Der Anlagenbetreiber darf selbst die Funktion der  
3195 Anlagenverantwortlichen ausüben, wenn er über die entsprechenden Qualifikationen verfügt.

3196 Der Netzbetreiber ist bei Gefahr, im Störfall und bei drohendem Verlust der Netzsicherheit zur sofortigen  
3197 Trennung der Kundenanlage vom Netz bzw. zur Reduzierung der Wirkleistungsabgabe der Erzeugungsanlage  
3198 berechtigt.

3199 Stellt der Netzbetreiber schwerwiegende Mängel bezüglich der Personen- und Anlagensicherheit in der  
3200 Kundenanlage fest, so ist er berechtigt, diese Anlagenteile bis zur Behebung der Mängel vom Netz zu trennen.

3201 Bei geplanten Abschaltungen von Netzbetriebsmitteln (z. B. zur Ermöglichung des EEG-Netzausbaus) sowie  
3202 bei wartungs- und störungsbedingten Schaltzustandsänderungen kann es erforderlich sein, die Kundenanlage  
3203 vorübergehend vom Netz zu trennen oder in ihrer Leistung zu reduzieren bzw. zu erhöhen. Die Durchführung  
3204 geplanter Arbeiten erfolgt mit angemessener Vorankündigung durch den Netzbetreiber. Die Benachrichtigung  
3205 entfällt, wenn sie nach den Umständen nicht rechtzeitig möglich ist oder aus Gründen, die der Netzbetreiber  
3206 nicht zu vertreten hat.

3207 Vom Anlagenbetreiber sind beabsichtigte Änderungen in der Kundenanlage, soweit diese Auswirkungen auf  
3208 den Netzanschluss und den Betrieb der Kundenanlage haben, wie beispielsweise Erhöhung oder Verminde-  
3209 rung des Leistungsbedarfs, Auswechslung von Schutzeinrichtungen, Änderungen an der Kompensations-  
3210 einrichtung, rechtzeitig mit dem Netzbetreiber abzustimmen.

3211 Zur Sicherstellung eines ordnungsgemäßen Betriebes der Kundenanlage ist zwischen dem Anschlussnehmer  
3212 und dem Netzbetreiber eine Netzführungsvereinbarung abzuschließen.

3213 Auf Anforderung des Netzbetreibers ist die ordnungsgemäße Funktion der Kundenanlage zu überprüfen und  
3214 ggf. anzupassen.

### 3215 **8.3 Arbeiten in der Übergabestation**

3216 Vor Aufnahme von Arbeiten, die Auswirkungen auf den Betrieb des Netzes oder der Kundenanlage zur Folge  
3217 haben könnten, ist die netzführende Stelle des Partners (Netzbetreiber ↔ Anlagenbetreiber) zu verständigen.  
3218 Hierzu zählen auch Meldungen zur netzführenden Stelle des Partners. Geplante Arbeiten sind mit ent-  
3219 sprechendem zeitlichen Vorlauf anzumelden.

### 3220 **8.4 Zugang**

3221 Die Übergabestation muss stets verschlossen gehalten werden. Sie darf nur von Elektrofachkräften oder  
3222 elektrotechnisch unterwiesenen Personen – bzw. von anderen Personen nur unter Aufsicht von Elektro-  
3223 fachkräften oder elektrotechnisch unterwiesenen Personen – betreten werden (siehe DIN VDE 0105-100  
3224 (VDE 0105 100)).

3225 Dem Netzbetreiber und Messstellenbetreiber und seinen Beauftragten ist jederzeit – auch außerhalb der  
3226 üblichen Geschäftszeiten – ein gefahrloser Zugang zu seinen Einrichtungen und den in seinem Verfügungs-

**E VDE-AR-N 4110:2024-11**

3227 bereich liegenden Anlagenteilen in der Übergabestation zu ermöglichen (z. B. durch ein Doppelschließsystem;  
3228 siehe auch 6.1.2). Das Gleiche gilt für – wenn vorhanden – separate Räume für die Mess-, Schutz- und  
3229 Steuereinrichtungen. Weiterhin trägt der Netzbetreiber Sorge dafür, dass seine Mitarbeiter bzw. seine  
3230 Beauftragten beim Betreten und Verlassen der Übergabestation sich in das ausliegende Stationsbuch des  
3231 Anlagenbetreibers eintragen.

3232 Den Fahrzeugen des Netzbetreibers muss die Zufahrt zur Übergabestation jederzeit möglich sein. Ein  
3233 unmittelbarer Zugang und ein befestigter Transportweg sind vorzusehen.

3234 Bei einer Änderung am Zugang der Kundenanlage (z. B. am Schließsystem) ist der Netzbetreiber unverzüglich  
3235 darüber in Kenntnis zu setzen und der ungehinderte Zugang sicherzustellen.

3236 Der Netzbetreiber darf dem Anlagenbetreiber und dessen Fachpersonal Zutritt zu den Anlagen des Netz-  
3237 betreibers gewähren.

3238 **8.5 Bedienung vor Ort**

3239 Für die nur im Verfügungsbereich des Netzbetreibers stehenden Anlagenteile ordnet der Netzbetreiber die  
3240 Schalthandlungen an (Schaltanweisung). Sofern sich Schaltgeräte im gemeinsamen Verfügungsbereich von  
3241 Netzbetreiber und Anlagenbetreiber befinden, stimmen sich Netzbetreiber und Anlagenbetreiber bzw. deren  
3242 Beauftragte über die Schalthandlungen in diesen Schaltfeldern ab und legen jeweils im konkreten Fall fest, wer  
3243 die Schalthandlung anordnet. Die Schalthandlungen für die übrigen Anlagenteile werden ausschließlich durch  
3244 den Anlagenbetreiber oder dessen Beauftragte angeordnet.

3245 Bedienhandlungen werden nur nach Anordnung des Verfügungsbereichs-Berechtigten (Netzbetreiber und/  
3246 oder Anlagenbetreiber) durchgeführt. Bedienhandlungen dürfen nach DIN VDE 0105-100 (VDE 0105-100) nur  
3247 von Elektrofachkräften oder elektrotechnisch unterwiesenen Personen vorgenommen werden.

3248 **8.6 Instandhaltung**

3249 Für die ordnungsgemäße Instandhaltung der Anlagen und Betriebsmittel ist der jeweilige Eigentümer  
3250 verantwortlich. Das gilt auch für die Anlagenteile, die im Verfügungsbereich des Netzbetreibers stehen.

3251 Der Anlagenbetreiber hat nach den geltenden Unfallverhütungsvorschriften und dem VDE-Vorschriftenwerk  
3252 dafür zu sorgen, dass in bestimmten Zeitabständen die elektrischen Anlagen und Betriebsmittel (z. B. Schalter,  
3253 Schutzeinrichtungen, Hilfsspannungsversorgung) auf ihren ordnungsgemäßen Zustand geprüft werden. Der  
3254 Umfang und die Ergebnisse der Prüfungen sind vom Anlagenbetreiber in einem Prüfbericht zu dokumentieren  
3255 und dem Netzbetreiber auf Anforderung zu übergeben. Diese Anforderung ist bei normalen Betriebs- und  
3256 Umgebungsbedingungen erfüllt, wenn die in der DGUV Vorschrift 3 [14], Tabelle 1 A genannten Prüffristen  
3257 eingehalten werden.

3258 Freischaltungen im Verfügungsbereich des Netzbetreibers vereinbart der Anlagenbetreiber rechtzeitig mit dem  
3259 Netzbetreiber.

3260 **8.7 Kupplung von Stromkreisen**

3261 Sofern eine Kundenanlage über mehrere Übergaben verfügt, sind diese elektrisch getrennt voneinander zu  
3262 betreiben. Eine elektrische Verbindung innerhalb der Kundenanlage ist nicht gestattet. Dies gilt auch für die  
3263 indirekte Kupplung beispielsweise über eine Parallelschaltung in der Niederspannungsanlage. Ausnahmen  
3264 (z. B. bei Umschaltungen, automatischen Reservekonzepten oder im dauerhaft vermaschten Betrieb usw.) sind  
3265 im Einzelfall mit dem Netzbetreiber abzustimmen und im Schutz- bzw. Messkonzept mit zu berücksichtigen.

3266 **8.8 Betrieb bei Störungen**

3267 Veränderungen am Schaltzustand werden auch im Falle einer störungsbedingten Spannungslosigkeit am  
3268 Netzanschlusspunkt nur entsprechend der Verfügungsbereichsgrenzen zwischen dem Netzbetreiber und dem  
3269 Anschlussnehmer vorgenommen.

3270 Die Kundenanlage kann vom Netz getrennt bzw. in ihrer Wirkleistungsaufnahme reduziert werden, soweit dies  
3271 bei Gefahr, im Störfall, zur Vermeidung eines drohenden Netzzusammenbruchs oder zur Abwendung  
3272 einer unmittelbaren Gefahr für Personen oder Anlagen erforderlich ist.

3273 Wegen der Möglichkeit einer jederzeitigen Rückkehr der Spannung im Anschluss an eine Versorgungs-  
3274 unterbrechung ist das Netz als dauernd unter Spannung stehend zu betrachten. Eine Verständigung vor  
3275 Wiedereinschaltung durch den Netzbetreiber erfolgt üblicherweise nicht.

3276 Zur Störungserklärung können außerplanmäßige Untersuchungen und Messungen erforderlich sein, die der  
3277 Netzbetreiber und der Anschlussnehmer jeweils an seinen Betriebsmitteln durchführt. Bei der Beseitigung und  
3278 Aufklärung von Störungen unterstützen sich Netzbetreiber und Anschlussnehmer gegenseitig und  
3279 unverzüglich. Alle für die Störungserklärung notwendigen Informationen sind zwischen dem Netzbetreiber und  
3280 dem Anschlussnehmer auszutauschen. Sind Anlagenbetreiber und Anschlussnehmer nicht identisch,  
3281 ermächtigt der Anschlussnehmer den Anlagenbetreiber, diese Verpflichtung wahrzunehmen.

3282 Störungen oder Unregelmäßigkeiten in der Kundenanlage, die Auswirkungen auf das Netz des Netzbetreibers  
3283 haben, sind vom Anschlussnehmer unverzüglich zu beheben und der netzführenden Stelle des Netzbetreibers  
3284 zu melden.

3285 Der Betreiber einer Erzeugungsanlage ist verpflichtet, dem Netzbetreiber absehbare Einschränkungen bei der  
3286 Erfüllung der Anforderungen dieser VDE-Anwendungsregel und deren voraussichtliche Dauer unverzüglich  
3287 mitzuteilen. Sofern die Einschränkungen voraussichtlich mehr als 3 Monate dauern und keine unmittelbaren  
3288 Auswirkungen auf die Sicherheit des Netzbetriebes haben, kann der Netzbetreiber daraufhin eine beschränkte  
3289 Betriebserlaubnis erteilen (siehe E.17). Diese enthält eine Auflistung der Einschränkungen und legt die  
3290 konkreten Umsetzungsschritte und zugehörigen Fristen sowie die Zuständigkeiten zur Beseitigung der  
3291 Einschränkungen fest. Die beschränkte Betriebserlaubnis darf die Dauer von 12 Monaten nicht überschreiten.  
3292 Die beschränkte Betriebserlaubnis kann jedoch verlängert werden, wenn die Einschränkungen in diesem  
3293 Zeitraum für den Verteilnetzbetreiber nachvollziehbar nicht beseitigt werden können und Fortschritte erzielt  
3294 werden. Nach Ablauf der Fristen erlischt die endgültige Betriebserlaubnis automatisch.

3295 Nach einer Schutzauslösung in der Übergabestation darf eine Wiedereinschaltung nur nach sachgerechter  
3296 Klärung der Störungsursache und nach Rücksprache mit der netzführenden Stelle des Netzbetreibers erfolgen.

## 3297 **8.9 Notstromaggregate**

### 3298 **8.9.1 Allgemeines**

3299 Bei dem Anschluss und dem Betrieb von Notstromaggregaten sind die Vorgaben des Herstellers zu beachten.  
3300 Die Betätigungselemente der Schaltanlagen müssen durch Beschriftung eindeutig und dauerhaft  
3301 gekennzeichnet sein.

3302 Es ist zudem eine automatische, allpolige Umschalteinrichtung zu installieren, die eine Stellung zwischen dem  
3303 Netz des Netzbetreibers und dem Notstromaggregat besitzt und mit der eine zwangsläufige, einwandfreie  
3304 Trennung des Netzes des Netzbetreibers von der elektrischen Anlage des Anschlussnehmers sichergestellt  
3305 ist. Notstromaggregate mit Bemessungsscheinleistungen  $\geq 1$  MVA sind über einen Leistungsschalter an das  
3306 Netz der Kundenanlage anzuschließen.

3307 Für jedes Notstromaggregat ist ein Betriebsstundenzähler zu installieren. Die erste Inbetriebsetzung des Not-  
3308 stromaggregates ist mit dem Netzbetreiber abzustimmen.

3309 Da die Sternpunktbehandlung in der Regel durch den Netzbetreiber erfolgt, ist bei der Umschaltung darauf zu  
3310 achten, dass die für den Inselnetzbetrieb erforderliche Sternpunktbehandlung innerhalb der Kundenanlage  
3311 nicht die des Mittelspannungsnetzes unzulässig beeinträchtigt. Üblich ist hierzu ein isolierter Sternpunkt auf  
3312 der Mittelspannungsseite innerhalb der Kundenanlage. Auf die entsprechenden Anforderungen bei  
3313 Isolationskoordination, Schutzeinstellungen usw. ist zu achten.

3314 Bei Spannungswiederkehr des Mittelspannungsnetzes darf die Rückschaltung der Kundenanlage auf das  
3315 Mittelspannungsnetz des Netzbetreibers erst nach frühestens 5 min erfolgen, nachdem die Spannung am  
3316 Netzanschlusspunkt mindestens 95 %  $U_c$  beträgt und die Netzfrequenz größer als 49,9 Hz ist.

**E VDE-AR-N 4110:2024-11**

3317 Damit nach Spannungswiederkehr im Netz des Netzbetreibers bzw. bei gewollter Einleitung eines Notstrom-  
3318 betriebes durch den Anschlussnehmer für Probezwecke eine Unterbrechung der Versorgung der gesamten  
3319 Kundenanlage oder von Teilen der Kundenanlage vermieden wird, ist ein kurzzeitiger Parallelbetrieb zur  
3320 kontrollierten Lastübernahme vom Notstromaggregat (also aus dem Inselnetzbetrieb) auf das Netz des  
3321 Netzbetreibers für eine Dauer von maximal 10 s zulässig.

3322 Bei inselnetzfähigen Erzeugungsanlagen und Speichern ist der Errichter/Betreiber dafür verantwortlich,  
3323 während des Inselbetriebs einen sicheren Betrieb der Erzeugungsanlage zu gewährleisten (z. B. Verriegelung  
3324 der Signale zum Netzsicherheitsmanagement, Blockierung von während des Inselbetriebs irrelevanter  
3325 Schutzvorgaben des Netzbetreibers).

3326 **8.9.2 Dauer des Netzparallelbetriebes**

3327 Die Dauer für den Netzparallelbetrieb umfasst nur die Umschaltzeit nach erfolgreicher Synchronisierung von  
3328 Notstromaggregat und Netz des Netzbetreibers und ist nur für maximal 100 ms gestattet. Dabei sind die  
3329 Synchronisierungsbedingungen nach 10.4.2 einzuhalten. Synchronisierung und Umschaltung dürfen nur  
3330 automatisch erfolgen.

3331 Geht der Parallelbetrieb eines Notstromaggregates mit dem Netz des Netzbetreibers über den zur  
3332 Synchronisierung zugelassenen Kurzzeitparallelbetrieb von maximal 100 ms hinaus, sind die Anforderungen  
3333 für Erzeugungsanlagen dieser VDE-Anwendungsregel einschließlich des Nachweises der elektrischen  
3334 Eigenschaften anzuwenden. Damit wirken diese Anlagen nicht mehr als Notstromaggregate. Maßgeblich für  
3335 die zugrunde zu legenden VDE-Anwendungsregeln für Bestands-Notstromaggregate ist der Zeitpunkt der  
3336 erstmaligen derartigen Nutzung des Notstromaggregates.

3337 Ausgenommen hiervon ist der Probetrieb, der erforderlich ist, um die Funktionsfähigkeit zu überprüfen (ein  
3338 Start je Monat mit maximal 60 min Probelauf mit mindestens 50 % der Nennlast) unter Berücksichtigung  
3339 DIN 6280-13 bzw. DIN VDE 0100-560 (VDE 0100-560). In diesem Fall sind neben den in 8.9.1 beschriebenen  
3340 Anforderungen die nach 5.3 und 5.4 einzuhalten. Zudem ist für das Notstromaggregat der Einsatz mindestens  
3341 einer Entkopplungsschutzeinrichtung nach 10.3.3 vorzusehen. Ist beim Probetrieb ein Netzparallelbetrieb  
3342 vorgesehen, muss dieser nach den Vorgaben des Netzbetreibers erfolgen.

3343 Das Abrechnungskonzept für die Dauer des netzparallelen Probetriebs ist mit dem Netzbetreiber  
3344 abzustimmen. Dies gilt insbesondere bei Mischanlagen.

3345 **8.10 Besondere Anforderungen an den Betrieb von Speichern**

3346 **8.10.1 Betriebsmodi**

3347 Es existieren folgende Betriebsmodi von Speichern:

3348 – Energiebezug (aus dem Netz der allgemeinen Versorgung bzw. aus der kundeneigenen Erzeugungs-  
3349 anlage):

3350 Der Speicher verhält sich aus Netzsicht wie eine Bezugsanlage;

3351 – Energielieferung (in das Netz der allgemeinen Versorgung bzw. in das Netz der Kundenanlage):

3352 Der Speicher verhält sich aus Netzsicht wie eine Erzeugungsanlage;

3353 – Speicher (wird am kundeneigenen Inselnetz betrieben):

3354 Die maximal zulässige Dauer eines Netzparallelbetriebes beträgt  $\leq 100$  ms. Geht der Netzparallelbetrieb  
3355 über 100 ms hinaus, sind die Anforderungen nach 8.9.2 zu erfüllen.

3356 **8.10.2 Technisch-bilanzielle Anforderungen**

3357 Elektrische Energie darf nicht vom Netz bezogen und anschließend wieder als gesetzlich vergütete Energie  
3358 (z. B. nach EEG [6] oder KWKG [23]) eingespeist werden. Der Nachweis ist vom Anlagenbetreiber zu  
3359 erbringen, beispielsweise in Form einer Herstellerbescheinigung.

3360 Ist eine Vergütung der gespeicherten Energie vorgesehen, muss diese getrennt nach Primärenergieträgern  
3361 und unterschiedlichen Einspeisevergütungen separat gemessen werden.

3362 Um den Vergütungsanspruch nach EEG bzw. KWK-G zu wahren, sind beim Betrieb einer Erzeugungsanlage  
3363 und eines Speichers am gleichen Netzanschlusspunkt mit nur einem Zählpunkt nachfolgende Bedingungen  
3364 einzuhalten:

3365 – Speicher ohne Leistungsbezug aus dem Netz der allgemeinen Versorgung:

3366 Wenn das Speichersystem in das Netz der allgemeinen Versorgung einspeisen soll, darf kein Bezug aus  
3367 dem Netz zur Ladung des Speichers erfolgen;

3368 – Speicher ohne Lieferung in das Netz der allgemeinen Versorgung:

3369 Falls eine Speicherladung aus dem Netz der allgemeinen Versorgung erfolgen soll, muss technisch  
3370 sichergestellt werden, dass der aus dem Netz geladene Strom nicht mehr ins Netz der allgemeinen  
3371 Versorgung eingespeist wird.

3372 ANMERKUNG 1 Sofern für den Betrieb von Speichern eine Ladung zur Speichererhaltung (Sicherstellung eines  
3373 Mindestladungsstands) technologisch erforderlich ist, ist dies auch aus dem öffentlichen Netz zulässig, ohne den  
3374 gesetzlichen Vergütungsanspruch zu verlieren.

3375 ANMERKUNG 2 Besteht kein gesetzlicher Vergütungsanspruch, so sind für Anschluss und Betrieb ebenfalls die  
3376 technischen Anforderungen einzuhalten.

### 3377 **8.10.3 Lastmanagement**

3378 Speicher müssen technisch in der Lage sein nach den Vorgaben des Netzbetreibers am Lastmanagement  
3379 teilzunehmen, beispielsweise durch ferngesteuerte Ein- und Ausschaltung der Speicher oder Steuerung des  
3380 Energiebezuges.

3381 ANMERKUNG Für die Energierückspeisung gelten die Anforderung an das Netzsicherheitsmanagement aus Abschnitt  
3382 10.2.4.2.

### 3383 **8.10.4 Betriebsmodus „Leistungsbezug“**

3384 Speicher müssen die Anforderungen an eine Blindleistungsbereitstellung nach Abschnitt 10.2.2.4 und der O-  
3385 /UVRT-Robustheit nach 10.2.4 auch im Betriebsmodus „Leistungsbezug“ erbringen. Der Netzbetreiber kann  
3386 ein Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung nach 10.2.2.4 in dem Bereich des Verschiebungsfaktors  
3387 zwischen  $\cos\phi = 0,95$  übererregt und  $\cos\phi = 0,95$  untererregt vorgeben, ggf. über eine Schnittstelle.

## 3388 **8.11 Besondere Anforderungen an den Betrieb von Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge**

### 3389 **8.11.1 Allgemeines**

3390 Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge sind nach den Vorgaben des Netzbetreibers steuerbar auszuführen.  
3391 Die Kundenanlage muss in diesem Zusammenhang in der Lage sein, ein externes Signal zur Steuerung des  
3392 Lade- oder Entladevorgangs zu empfangen und in ein entsprechendes Anlagenverhalten umzusetzen.

### 3393 **8.11.2 Blindleistung**

3394 Ladeeinrichtungen mit dem Betriebsmodus „Energieförderung“ (Entladevorgang) müssen im Entladevorgang  
3395 die Anforderungen nach 10.2.2 einhalten.

3396 DC- und induktive Ladeeinrichtungen > 12 kVA in Kundenanlagen müssen grundsätzlich auch im Betriebsmodus  
3397 „Energiebezug“ in der Lage sein, sich an einer Blindleistungsbereitstellung nach Abschnitt 10.2.2.4 zu  
3398 beteiligen. Der Netzbetreiber kann ein Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung nach 10.2.2.4 in dem Bereich  
3399 des Verschiebungsfaktors zwischen  $\pm 0,95$  vorgeben, ggf. ab 100 kW über eine Schnittstelle.

3400 Bis zu einer kumulierten Leistung von 950 kW aller installierten Ladeeinrichtungen ist eine  
3401 Blindleistungsbereitstellung an den Ladeeinrichtungen, ohne Korrektur auf den Netzanschlusspunkt  
3402 ausreichend.

3403 **8.11.3 Wirkleistungsbegrenzung**

3404 Der Netzbetreiber darf den Wirkleistungsbezug der Ladeeinrichtung am Netzanschlusspunkt begrenzen. Die  
3405 Umsetzung der Wirkleistungsbegrenzung am Netzanschlusspunkt ist durch eine entsprechende technische  
3406 Einrichtung vom Anschlussnehmer sicherzustellen. Dies ist einerseits durch eine feste Einstellung der  
3407 Systemkomponenten auf einen Wirkleistungswert oder andererseits durch eine messwertbasierte Steuerung  
3408 der Komponenten (Sensor) realisierbar. Die Vorgaben für die Steuerung bzw. Regelung gibt der Netzbetreiber  
3409 vor. Zur Erfüllung der Anforderungen ist es ausreichend, die Wirkleistungsbegrenzung direkt am  
3410 Lademanagement bzw. den Ladeeinrichtungen umzusetzen.

3411 Es gelten folgende Anforderungen:

- 3412 – Ein fehlender Sensormesswert muss zur festen Einstellung der Systemkomponenten auf den ent-  
3413 sprechenden Wirkleistungswert führen.
- 3414 – Der zulässige Mittelwert während eines Zeitraums von 10 min muss eingehalten werden.

3415 **8.11.4 Wirkleistungsanpassung bei Über- und Unterfrequenz**

3416 Neben den in 10.2.5.3 aufgeführten Anforderungen an eine Wirkleistungsanpassung bei Über- und  
3417 Unterfrequenz sind Ladeanwendungen für elektrochemische Speicher (stationäre Batterien, Elektrofahrzeuge  
3418 usw.) in ihrer Leistung grundsätzlich regelbar auszuführen und mit einem entsprechenden Verhalten  
3419 auszustatten.

3420 **8.12 Lastregelung bzw. Lastzuschaltung**

3421 Um unzulässige Netzzrückwirkungen einer einzelnen Kundenanlage zu vermeiden, müssen Spannungs-  
3422 änderungen (z. B. durch Schaltvorgänge) entsprechend der Vorgaben nach 5.4.2 bewertet werden.

3423 Unzulässige Spannungsänderungen durch großflächiges zeitgleiches Hoch- bzw. Abfahren von vielen  
3424 Kundenanlagen (z. B. durch Netz- oder Marktprozesse bei Bezugsanlagen, die auf externe Signale reagieren  
3425 (§ 14 EnWG)) werden durch die Festlegung des maximal zulässigen Leistungsgradienten begrenzt. Dieser  
3426 Leistungsgradient für Bezugsanlagen entspricht den Anforderungen des Leistungsgradienten an  
3427 Erzeugungsanlagen und Speicher (siehe 10.2.4).

3428 Bei Über- und Unterfrequenz sollten steuerbare bzw. regelbare Bezugseinheiten und Verbraucherlasten und  
3429 Anwendungen nach § 14 EnWG mit elektronischer Regelung (z. B. Ladeanwendungen für Speicher oder  
3430 elektronisch geregelte elektrothermische Anwendungen) in Bezugsrichtung die Anforderungen nach 10.2.5.3  
3431 erfüllen, sofern keine Gefährdung von Personen und Anlagen vorliegt. Diese Bezugs- oder Mischanlagen  
3432 sollten, wie in Bild 17 dargestellt, die Bezugsleistung bei Überfrequenz erhöhen bzw. bei abnehmender  
3433 Frequenz absenken.

3434 **8.13 Leistungsüberwachung**

3435 Der Netzbetreiber darf vom Anschlussnehmer die Installation einer technischen Einrichtung zur Überwachung  
3436 der vereinbarten maximalen Anschlusswirkleistungen (z.B. vereinbarte Einspeiseleistung) fordern. Der  
3437 Netzbetreiber ist im Fall des Überschreitens der vereinbarten maximalen Anschlusswirkleistung berechtigt, die  
3438 Kundenanlage vom Netz zu trennen. Die entsprechende technische Einrichtung hat bei Überschreitung  
3439 bestimmter Grenzwerte die Kundenanlage bzw. Erzeugungsanlage dann vom Netz des Netzbetreibers zu  
3440 trennen. Bei Überwachung der Einspeiseleistung ist diese nach dem FNN Hinweis „ $P_{AV,E}$  – Überwachung bei  
3441 Anschlüssen am Mittel- & Hochspannungsnetz“ auszuführen.

3442 **8.14 Besondere Anforderungen an Prüfstände und vergleichbare Sonderanlagen mit einer**  
3443 **temporären Rückspeisung im Netzparallelbetrieb**

3444 Bei Prüfständen und vergleichbaren Sonderanlagen mit nur zeitweiser Rückspeisung im Netzparallelbetrieb,  
3445 deren Hauptzweck die Wertschöpfung bei der Prüfung selbst ist und nicht die Stromerzeugung, sind diese nicht  
3446 als Erzeugungsanlagen im Sinne dieser VDE-Anwendungsregel zu behandeln.

3447 Diese zeichnen sich durch die Erfüllung aller nachfolgender Kriterien aus:

- 3448 – regelmäßig wechselnde Testobjekte (z.B. Motoren, Getriebe, Batteriezellen, Brennstoffzellen);  
3449 – Verwendung der Anlage ausschließlich zum Zwecke der definierten Tests;  
3450 – keine durch externe Größen gesteuerte Betriebsweise, insb. keine  
3451 Vermarktung/Stromhandel/Regelleistung, keine Steuerung nach Primärenergiedargebot oder Einspeise-  
3452 /Bezugsleistung am Netzanschlusspunkt, keine Förderung der Energieerzeugung der Anlage z. B. nach  
3453 EEG oder KWK-G.

3454 Der Nachweis, dass es sich um eine entsprechende Anlage handelt, ist durch den Anlagenbetreiber zu  
3455 erbringen.

3456 Diese Sonderanlagen müssen alle Anforderungen für Bezugskunden sowie zusätzlich die Anforderungen an  
3457 den Entkupplungsschutz für Erzeugungseinheiten erfüllen.

3458 ANMERKUNG Beispiele für entsprechende Prüfstände hierfür sind:

- 3459 – Motorenprüfstände und Rollenprüfstände auf denen Verbrennungsmotoren, Elektromotoren bzw. auch komplette  
3460 Fahrzeuge geprüft werden;  
3461 – Getriebepfstände, bei denen Verbrennungsmotor und Getriebe von einem umrichter gesteuerten Generator belastet  
3462 und die Bremsenergie der Generatoren mittels eines Umrichters zurück gespeist wird;  
3463 – Batterie- bzw. Batteriezellenprüfstände sowie Brennstoffzellenstacks und Brennstoffzellensysteme, bei denen z.B.  
3464 Lebenszyklustests gefahren werden und deren Energie beim Entladen zurückgespeist wird bzw. über das Kundennetz  
3465 in andere Testsysteme umgeladen wird.

## 3466 8.15 Vorübergehend angeschlossene Anlagen

3467 Als vorübergehend angeschlossene Anlagen gelten:

- 3468 – Elektrische Anlagen für Baustellen;  
3469 – Schaustellerbetriebe ohne ständige Einrichtung einer Festplatzinstallation;  
3470 – Elektrische Anlagen in Ausstellungen, Shows und Ständen;  
3471 – Festbeleuchtung usw.

3472 Vorübergehend angeschlossene Anlagen dürfen maximal 12 Monate betrieben werden. Eine Verlängerung  
3473 des 12-Monats-Zeitraums bedarf der Zustimmung des Netzbetreibers.

3474 Für Erzeugungsanlagen und Speicher, die in vorübergehend angeschlossenen Anlagen installiert wurden,  
3475 kann ein vom Abschnitt 11 abweichendes Nachweisverfahren mit dem Netzbetreiber vereinbart werden.

## 3476 9 Änderungen, Außerbetriebnahmen und Demontage

3477 Plant der Anschlussnehmer Änderungen der vereinbarten Anschlussscheinleistung, die Außerbetriebnahme  
3478 oder die Demontage der Übergabestation, so ist der Netzbetreiber und ggf. der Messstellenbetreiber rechtzeitig  
3479 von diesem Vorhaben schriftlich zu benachrichtigen. Dies gilt auch für eine vom Anschlussnehmer geplante  
3480 Änderung der Betriebsführung seiner Anlage und der Betriebsmittel der Übergabestation, die Auswirkungen  
3481 auf das Netz des Netzbetreibers haben kann.

3482 Falls sich durch eine Erhöhung der Anfangs-Kurzschlusswechselstromleistung  $S_k''$  oder durch eine Änderung  
3483 der Netzspannung gravierende Auswirkungen auf die Kundenanlage ergeben, teilt dies der Netzbetreiber dem  
3484 Anschlussnehmer rechtzeitig mit. Um die Betriebssicherheit der Kundenanlage zu erhalten, muss durch den  
3485 Anschlussnehmer eine Anpassung an den technischen Stand oder an geänderte Netzverhältnisse (z. B. an  
3486 eine höhere Anfangs-Kurzschlusswechselstromleistung  $S_k''$ ) durchgeführt werden.

3487 **10 Erzeugungsanlagen**

3488 **10.1 Allgemeines**

3489 Alle für Erzeugungsanlagen und Erzeugungseinheiten beschriebenen Anforderungen gelten in gleicher Weise  
3490 auch für Mischanlagen und Speicher, wenn nicht explizit gesonderte Anforderungen gestellt werden.

3491 Erzeugungsanlagen, die an das Mittelspannungsnetz angeschlossen werden, müssen als dreiphasige Dreh-  
3492 stromanlagen ausgeführt werden. Das bedeutet, dass Erzeugungsanlagen im ungestörten Betrieb mit  
3493 symmetrischen Drehspannungsquellen arbeiten müssen. Ebenfalls zugelassen ist die Einspeisung von  
3494 symmetrischen Drehströmen. Als Bezugsgröße für die Ströme ist das Mitsystem der Klemmenspannungen  
3495 heranzuziehen, auch wenn die Klemmenspannungen nicht symmetrisch sind.

3496 Die Anforderungen dieser VDE-Anwendungsregel können auch durch den Anschluss von Zusatzgeräten (wie  
3497 z. B. FACTS, usw.) erbracht werden, die dann Bestandteil der Erzeugungsanlagen sind. Diese sind sowohl bei  
3498 Anschluss und Betrieb der Erzeugungsanlagen als auch in deren Anlagenzertifikaten zu berücksichtigen.

3499 Der Netzbetreiber ist berechtigt, in der Übergabestation Einrichtungen zu installieren oder installieren zu  
3500 lassen, die die Erzeugungsanlage automatisch vom Netz trennen, wenn die vorgegebenen netzverträglichen  
3501 Grenzen im stationären Betrieb – wie beispielsweise die vereinbarte Anschlussscheinleistung  $S_{AV, E}$  oder die  
3502 maximale Scheinleistung einer Erzeugungsanlage  $S_{Amax}$  – überschritten werden. Der Netzbetreiber greift nicht  
3503 in die Steuerung der Erzeugungsanlagen ein. Er ist lediglich für die Signalgebung verantwortlich.

3504 Erzeugungsanlagen müssen in der Lage sein, sich während der Netzeinspeisung an der Spannungshaltung  
3505 zu beteiligen. Dabei wird im Folgenden zwischen statischer Spannungshaltung und dynamischer Netzstützung  
3506 unterschieden.

3507 Bedingt durch die höhere Komplexität von Mischanlagen werden deren Besonderheiten in den nachfolgenden  
3508 Abschnitten separat benannt. Dabei sind insbesondere folgende Punkte zu beachten:

- 3509 – Abstimmung des Schutzkonzeptes zwischen Netzbetreiber und dem Anschlussnehmer sowie innerhalb  
3510 der Kundenanlage (siehe 10.3);
- 3511 – besondere Anforderungen bei der zusätzlichen Nutzung der kundeneigenen Notstromaggregate als  
3512 Erzeugungseinheiten (siehe auch 8.9);
- 3513 – Erbringung der beiden folgenden Fähigkeiten durch Erzeugungseinheiten, die nicht durch eine kunden-  
3514 eigene Regelung beeinflusst werden dürfen:
  - 3515 • Frequenzabhängiges Wirkleistungsverhalten nach 10.2.4.3;
  - 3516 • Anforderungen an die O-/UVRT-Robustheit nach 10.2.4;
- 3517 – Anforderungen an die Wirkleistungsregelung durch den Netzbetreiber (Leistungsreduzierung) nach  
3518 10.2.6.2;
- 3519 – Anforderungen an die statische Spannungshaltung nach 10.2.2;
- 3520 – Anforderungen an den Nachweis der elektrischen Eigenschaften nach Abschnitt 11.

3521 Diese Anforderungen an Erzeugungsanlagen gelten nicht für elektrische Antriebe, die sich temporär  
3522 generatorisch verhalten und Energie in das Netz des Netzbetreibers zurückspeisen (siehe auch Abschnitt  
3523 8.13).

3524 Pumpspeicherkraftwerke mit Antriebsmaschinen mit variabler Drehzahl für den Pumpbetrieb müssen im  
3525 generatorischen und motorischen Betrieb die Anforderungen für Erzeugungsanlagen vom Typ 1 und zusätzlich  
3526 die Anforderungen zur Wirkstrom- und Blindstromeinspeisung während und nach Netzfehlern nach 10.2.4.3  
3527 erfüllen.

3528 **10.2 Verhalten der Erzeugungsanlage am Netz**

3529 **10.2.1 Allgemeines**

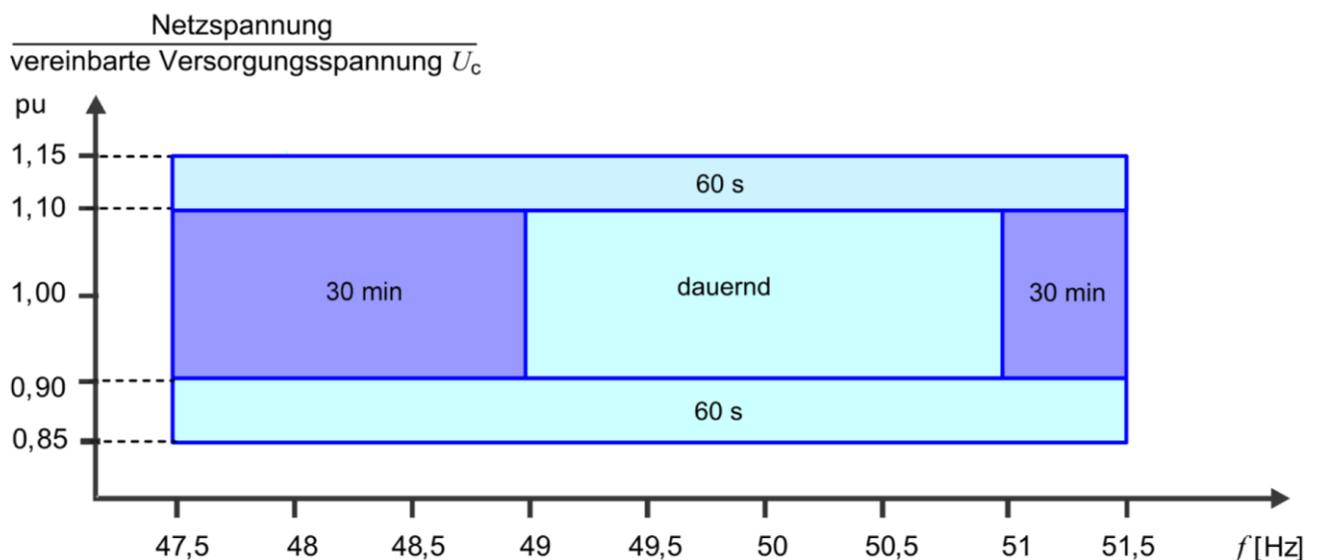
3530 **10.2.1.1 Primärenergiedargebot und Softwareanpassungen**

3531 Bei Erzeugungsanlagen, deren Primärenergiedargebot nicht beeinflussbar ist (z. B. Windenergie- und Photo-  
3532 voltaikanlagen), werden alle Anforderungen an die Erbringung eines Wirkstroms bzw. einer Wirkleistung unter  
3533 dem Vorbehalt eines ausreichend zur Verfügung stehenden Primärenergiedargebotes gestellt.

3534 Softwareanpassungen und Weiterentwicklungen der Regelungssoftware müssen an der Versionsnummer  
3535 eindeutig erkennbar sein. Um die Aktualisierung von Bediensoftware oder Parametersätzen separat durch-  
3536 führen zu können, wird empfohlen, diese von der Regelungssoftware getrennt zu halten.

3537 **10.2.1.2 Quasistationärer Betrieb**

3538 In dem gesamten Frequenzbereich von 47,5 Hz bis 51,5 Hz und bei Spannungen im Bereich von 85 %  $U_c$  bis  
3539 115 %  $U_c$  (Effektivwerte der verketteten Spannung) am Netzanschlusspunkt müssen die Erzeugungsanlagen  
3540 im quasistationären Betrieb zu einem Netzparallelbetrieb entsprechend der zeitlichen Mindestanforderungen  
3541 nach Bild 4 in der Lage sein. Der quasistationäre Betrieb ist definiert durch einen Spannungsgradienten von  
3542  $< 5 \% U_c/\text{min}$  und einen Frequenzgradienten von  $< 0,5 \% f_n/\text{min}$ .



3543

3544 **Bild 4 - Anforderungen an den quasistationären Betrieb von Erzeugungsanlagen**

3545 Bei einer quasistationären Netzspannung zwischen  $\leq 90 \% U_c$  und  $> 85 \% U_c$  sowie zwischen  $> 110 \% U_c$  und  
3546  $115 \% U_c$  am Netzanschlusspunkt muss eine Erzeugungsanlage mindestens 60 s lang am Netz bleiben. Bei  
3547 quasistationären Netzspannungen  $\leq 85 \% U_c$  sowie  $> 115 \% U_c$  darf eine Trennung der Erzeugungsanlage  
3548 vom Netz – entsprechend der Grenzkurven in Bild 14 bzw. Bild 15 – erfolgen.

3549 Darüber hinaus können im Normalbetrieb des Mittelspannungsnetzes Spannungsänderungen am Netz-  
3550 anschlusspunkt in Höhe von  $\Delta U \leq 10 \% U_c$  mit Spannungsgradienten von  $\geq 5 \% U_c/\text{min}$  innerhalb des  
3551 Spannungsbandes von  $90 \% U_c$  bis  $110 \% U_c$  auftreten. Bei Spannungen innerhalb des Spannungsbandes  
3552 von  $90 \% U_c$  bis  $110 \% U_c$  ist keine Wirkleistungsreduzierung zulässig. Eine Ausnahme gilt für die Reduzierung  
3553 der Wirkleistungseinspeisung zugunsten der Blindleistungsbereitstellung nach Abschnitt 10.2.2. Bei  
3554 Spannungen außerhalb des Spannungsbereichs von  $90 \% U_c$  bis  $110 \% U_c$  und der Gefahr der Überlastung  
3555 von Betriebsmitteln in der Erzeugungsanlage dürfen diese zusätzlich die Wirkleistungs- und die  
3556 Blindleistungseinspeisung reduzieren, um die Erzeugungsanlage in dieser außergewöhnlichen Situation  
3557 möglichst lange am Netz zu halten und das Netz zu stützen.

## E VDE-AR-N 4110:2024-11

### 3558 10.2.1.3 Polrad- bzw. Netzpendelungen

3559 Polrad bzw. Netzpendelungen- treten im kontinentaleuropäischen Synchrongebiet derzeit erfahrungsgemäß  
3560 mit Frequenzen von 0,12 Hz bis 1,5 Hz auf. Diese dürfen nicht zu einer Auslösung des Schutzes der  
3561 Erzeugungseinheiten führen.

3562 Als Folge von Netzpendelungen können die Spannungen im Netz für mehrere Sekunden außerhalb des in Bild  
3563 4 definierten Spannungsbereichs sein. Dies hat auch Auswirkungen auf die Spannungen auf der Gener-  
3564 atorseite der Erzeugungseinheiten. Während einer Netzpendelung darf die Wirkleistung der Erzeugungseinheit  
3565 nicht reduziert werden, es sei denn

- 3566 – diese trägt gewollt zur Dämpfung der Netzpendelungen bei oder
- 3567 – eine Überlastung von Betriebsmitteln der Erzeugungsanlage wird dadurch vermieden.

3568 Bei der Dimensionierung von Erzeugungsanlagen kann davon ausgegangen werden, dass die Pendelung  
3569 gedämpft verläuft und die Spannungsamplitude der Pendelung  $+10\% U_c$  nicht überschreitet und  $-20\% U_c$   
3570 nicht unterschreitet.

3571 Bei Verlust der Stabilität müssen sich Erzeugungseinheiten automatisch vom Netz trennen.

### 3572 10.2.1.4 Inselbetrieb

#### 3573 Inselbetrieb

3574 Kundenanlagen mit Erzeugungsanlagen können bei Störungen im vorgelagerten Netz zur Deckung des  
3575 eigenen Energiebedarfes in den Inselbetrieb gehen. Ein vom Anschlussnehmer vorgesehener Inselbetrieb ist  
3576 vertraglich mit dem Netzbetreiber zu vereinbaren. Die Ausübung dieses Rechts teilt der Verteilnetzbetreiber  
3577 dem vorgelagerten Verteilnetz- und dem vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber mit (siehe auch 8.1).

3578 Für den Inselbetrieb einer Kundenanlage werden keine Mindestanforderungen des Netzbetreibers an die  
3579 Erzeugungsanlagen in der Kundenanlage gestellt.

### 3580 10.2.1.5 Schwarzstartfähigkeit

3581 Die Schwarzstartfähigkeit der Erzeugungsanlage bzw. der Erzeugungseinheit stellt keine Mindestanforderung  
3582 dar. Wenn erwünscht, sind Art und Umfang zwischen Anlagen- und Netzbetreiber individuell zu vereinbaren.

## 3583 10.2.2 Statische Spannungshaltung/Blindleistungsbereitstellung

### 3584 10.2.2.1 Allgemeine Randbedingungen

3585 Unter der statischen Spannungshaltung ist die Bereitstellung von Blindleistung durch eine Erzeugungsanlage  
3586 zur Spannungshaltung im Verteilnetz zu verstehen. Durch die statische Spannungshaltung sollen langsame  
3587 (quasistationäre) Spannungsänderungen im Verteilnetz in vertraglichen Grenzen gehalten werden.

3588 Die Blindleistungsbereitstellung aller vier in 10.2.2.4 beschriebenen Verfahren a) bis d) bezieht sich auf die  
3589 Mitsystemkomponenten der Strom- und Spannungs-Grundschiwingung. Das bedeutet im Verbraucher-  
3590 zählpeilsystem den Betrieb der Erzeugungsanlage im Quadranten II (untererregt) oder Quadranten III  
3591 (übererregt) (siehe Anhang B, Bild B.10).

3592 Jeder vom Netzbetreiber vorgegebene Sollwert muss entsprechend des geforderten Blindleistungsbereiches  
3593 (siehe Bild 6) innerhalb von 4 min angefahren und beliebig lange betrieben werden können. Änderungen der  
3594 Blindleistungsbereitstellung innerhalb des vereinbarten Blindleistungsbereiches müssen jederzeit möglich sein.

3595 Neben der zeitlichen Anforderung an das Anfahren eines vom Netzbetreiber vorgegebenen Sollwertes werden  
3596 in den folgenden Abschnitten auch zeitliche Anforderungen hinsichtlich des Regelverhaltens gestellt.

3597 Die Dimensionierung der Erzeugungsanlage hinsichtlich der geforderten Blindleistungsbereitstellung am  
3598 Netzanschlusspunkt liegt in der Verantwortung des Anschlussnehmers.

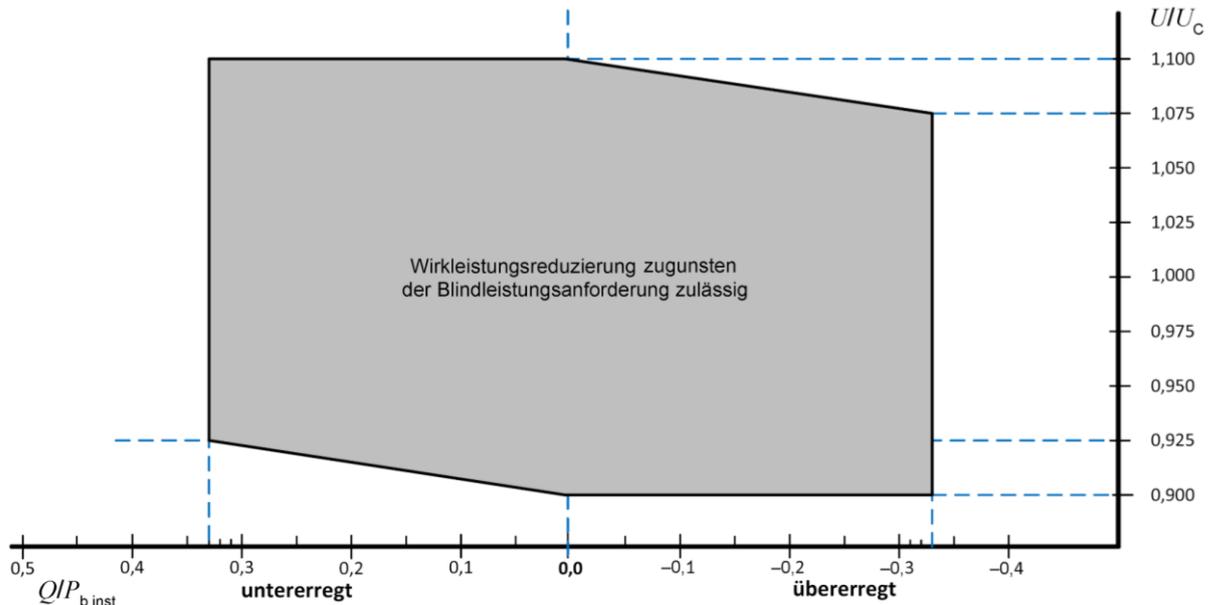
3599 5.4.2 gilt für das Schalten von Kompensationsanlagen bezüglich der Spannungsänderungen.

3600 Nach vertraglicher Vereinbarung mit dem Netzbetreiber kann der Blindleistungsstellbereich projektspezifisch  
3601 ausgedehnt werden.

3602 **10.2.2.2 Blindleistungsbereitstellung bei  $P_{b\ inst}$**

3603 Jede anzuschließende Erzeugungsanlage muss in der Lage sein, die Anforderungen am Netzanschlusspunkt  
3604 nach Bild 5 zu erfüllen.

3605 Sofern  $P_{b\ inst} > P_{AV, E}$  ist, ist als Bezugsgröße auf der Abszisse  $P_{AV, E}$  zu wählen.



3606

**Bild 5 - Anforderungen an Erzeugungsanlagen an die Blindleistungsbereitstellung am Netzanschlusspunkt**

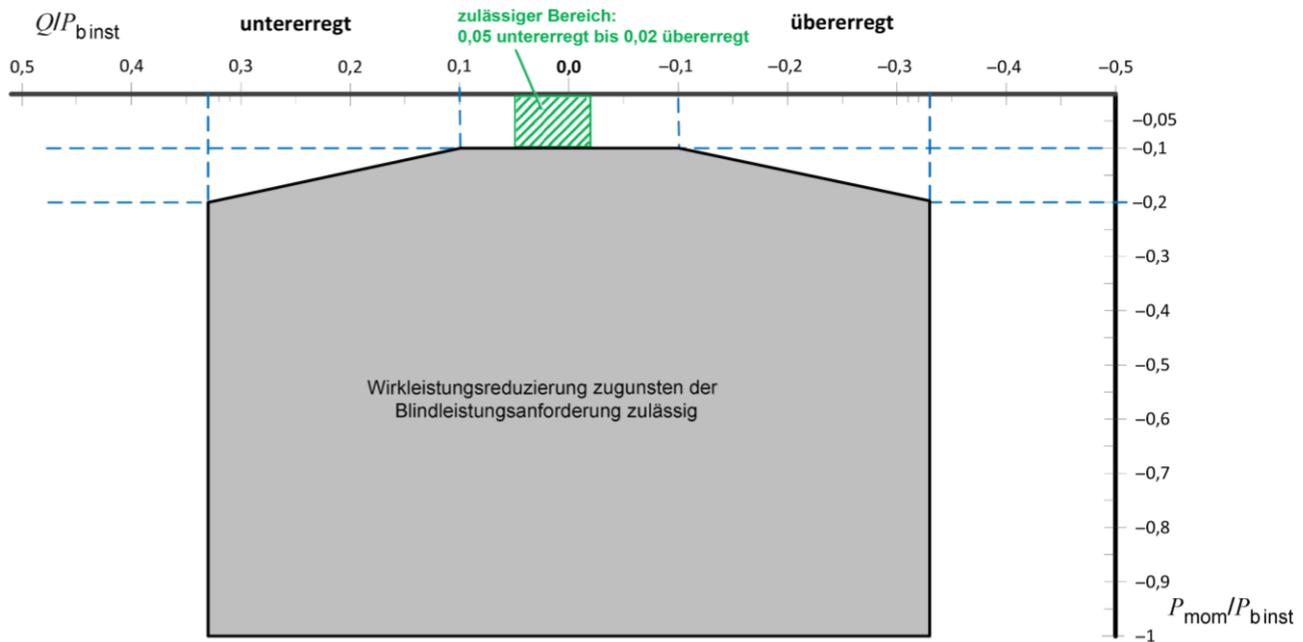
3607  
3608

3609 Eine Reduzierung der Wirkleistungs-Einspeisung zugunsten der Blindleistungsbereitstellung ist zulässig.  
3610 Hierbei handelt es sich nicht um eine Anpassung der Wirkleistungserzeugung im Sinne des EnWG.

3611 **10.2.2.3 Blindleistungsbereitstellung unterhalb von  $P_{b\ inst}$**

3612 Neben den Anforderungen für die Blindleistungsbereitstellung im Betriebspunkt  $P_{b\ inst}$  der Erzeugungsanlage  
3613 ( $P_{mom} = P_{b\ inst}$ ) bestehen auch Anforderungen an den Betrieb mit einer momentanen Wirkleistung  $P_{mom}$ , die  
3614 kleiner als  $P_{b\ inst}$  ist.

3615 Die Mindestanforderung an die Blindleistungsbereitstellung im Teillastbetrieb ( $0,10 \leq P_{mom}/P_{b\ inst} \leq 1$  bzw. bei  
3616 Typ-1-Anlagen die technische Mindestleistung  $\leq P_{mom}/P_{b\ inst} \leq 1$ ) am Netzanschlusspunkt ist im  $P/Q$ -Dia-  
3617 gramm in Bild 6 dargestellt. Eine Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung zugunsten der Blindleistungs-  
3618 bereitstellung ist zulässig.



**Bild 6 - P/Q-Diagramm der Erzeugungsanlage am Netzanschlusspunkt im Verbraucherpeilsystem**

3619

3620

3621

3622 In dem P/Q-Diagramm gibt die Abszisse die zur Verfügung zu stellende Blindleistung  $Q$ , bezogen auf die in  
 3623 Betrieb befindliche installierte Wirkleistung  $P_{b\ inst}$  an. Die Ordinate gibt die momentane Wirkleistung  $P_{mom}$  (im  
 3624 Verbraucherzählpeilsystem negativ), bezogen auf die in Betrieb befindliche installierte Wirkleistung  $P_{b\ inst}$  an.

3625 Sofern  $P_{b\ inst} > P_{AV, E}$  ist, ist als Bezugsgröße auf der Abszisse  $P_{AV, E}$  zu wählen. Sofern  $P_{b\ inst} < P_{inst}$  ist, ist  
 3626 es zulässig, die Vorgaben auf  $P_{inst}$  bezogen umzusetzen.

3627 ANMERKUNG 1 Die in Bild 6 dargestellte Kennlinie gilt für den Spannungsbereich entsprechend Bild 5.

3628 Die maximale, bleibende Abweichung zwischen Soll- und Istwert im Bereich  $P_{mom}/P_{b\ inst} \geq 0,10$  bzw. ab der  
 3629 technischen Mindestleistung darf innerhalb des nach Bild 6 angegebenen Bereiches maximal  $\pm 2,0\%$  bezogen  
 3630 auf  $P_{inst}$  betragen.

3631 Für den Betrieb im Teillastbereich zwischen  $0 \leq P_{mom}/P_{b\ inst} < 0,10$  bzw. der technischen Mindestleistung  
 3632 bestehen keine Anforderungen an eine geregelte Blindleistungsbereitstellung am Netzanschlusspunkt. Eine  
 3633 Überschreitung ist zulässig, wenn sie der Einhaltung einer Blindleistungsvorgabe nach 10.2.2.4 dient. Der  
 3634 zulässige Bereich bezüglich des Blindleistungsverhaltens der Erzeugungsanlage am Netzanschlusspunkt  
 3635 (siehe Bild 6) ist hier wie folgt definiert, wobei in dem ausgewiesenen Bereich bereits die Blindleistungs-  
 3636 abweichung enthalten ist:

- 3637 – ein untererregter Betrieb in Höhe von bis zu maximal 5 % der vereinbarten Anschlusswirkleistung  $P_{AV, E}$   
 3638 ist unabhängig von der Wirkleistung zulässig;
- 3639 – ein übererregter Betrieb in Höhe von bis zu maximal 2 % der vereinbarten Anschlusswirkleistung  $P_{AV, E}$  ist  
 3640 unabhängig von der Wirkleistung zulässig;

3641 ANMERKUNG 2 In Bild 6 ist der zulässige Bereich unter der Voraussetzung dargestellt, dass  $P_{b\ inst} = P_{AV, E}$  ist.

3642 **10.2.2.4 Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung am Netzanschlusspunkt (NAP)**

3643 **10.2.2.4.1 Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung**

3644 Der Netzbetreiber gibt dem Anschlussnehmer im Rahmen der Planung des Netzanschlusses eines oder  
 3645 mehrere der folgenden Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung am Netzanschlusspunkt vor:

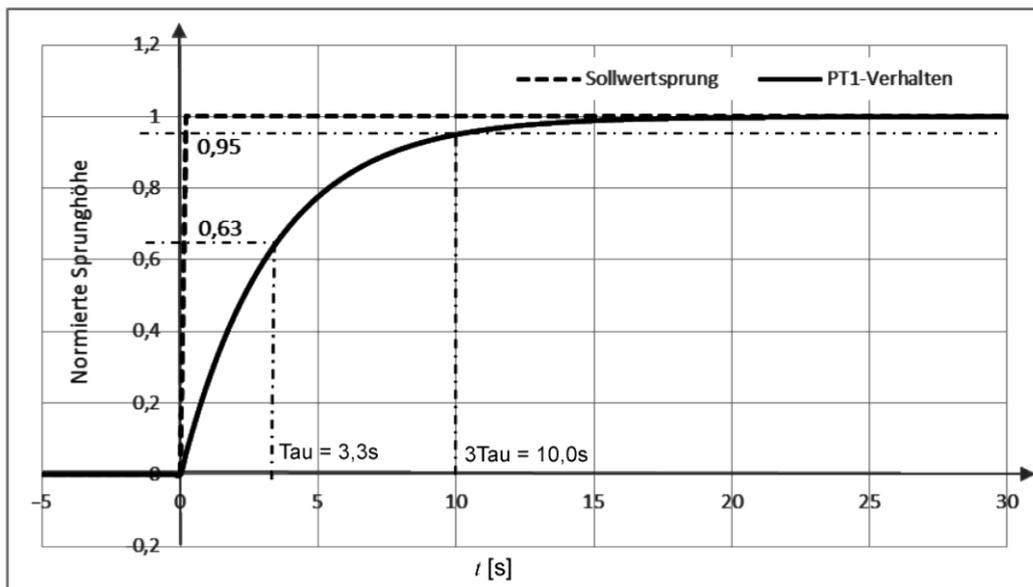
- 3646 a) Blindleistungs-Spannungskennlinie  $Q(U)$ ;  
3647 b) Kennlinie Blindleistung als Funktion der Wirkleistung  $Q(P)$ ;  
3648 c) Blindleistung mit Spannungsbegrenzungsfunktion;  
3649 d) Verschiebungsfaktor  $\cos \varphi$ .
- 3650 Der Netzbetreiber darf zu einem späteren Zeitpunkt ein anderes der hier genannten Verfahren fordern, wenn  
3651 sich eine technische Notwendigkeit hierfür ergibt.
- 3652 Falls der Netzbetreiber keine Vorgaben zu dem Verfahren macht, ist ein konstanter Verschiebungsfaktor  
3653  $\cos \varphi$  von 1 am Netzanschlusspunkt zugrunde zu legen.
- 3654 Zudem gibt der Netzbetreiber im Rahmen der Netzanschlussplanung genau eine der folgenden Varianten der  
3655 Sollwertvorgabe vor:
- 3656 – fester Sollwert;  
3657 – variabel einstellbarer Sollwert per Fernwirkanlage (oder anderer Steuertechniken).
- 3658 Die Übergabe des Sollwertes erfolgt am Netzanschlusspunkt (in der Übergabestation bzw. im Umspannwerk).
- 3659 Maßgebend für die Blindleistungsbereitstellung ist der Netzanschlusspunkt. Zum Nachweis der Anforderung  
3660 ist die auf der Mittelspannungsseite der Übergabestation gemessene Blindleistung auszuwerten. Sollwerte  
3661 bezüglich der Blindleistungsbereitstellung müssen nur innerhalb der nach Bild 5 und Bild 6 geforderten  
3662 Bereiche umgesetzt werden. Liegen Sollwerte außerhalb dieser Bereiche, so dürfen diese auf die jeweiligen  
3663 Bereichsgrenzen nach Bild 5 und Bild 6 begrenzt werden.
- 3664 Kommt es zu einem vollständigen oder teilweisen Ausfall der Regelung innerhalb der Erzeugungsanlage (z. B.  
3665 Ausfall der Messung oder Ausfall von Reglern in der Erzeugungsanlage), sind durch den Anlagenbetreiber  
3666 unverzüglich Maßnahmen zur Beseitigung einzuleiten. Der Netzbetreiber ist umgehend zu informieren. Die  
3667 vom Ausfall betroffenen Erzeugungseinheiten müssen mit dem im Netzbetreiberabfragebogen E.9 vom  
3668 Netzbetreiber vorgegebenen Wert bzw. Verfahren betrieben werden, sofern die gesamte Erzeugungsanlage  
3669 nicht den Ausfall der betreffenden Erzeugungseinheiten intern kompensieren kann. Sonstige durch den Ausfall  
3670 nicht mehr geregelt betriebene Betriebsmittel zur Blindleistungsbereitstellung (z. B. Kondensatorbänke oder  
3671 SVCs) müssen abgeschaltet werden. Auf Anforderung des Netzbetreibers muss die Erzeugungsanlage bis zur  
3672 Reparatur mit verminderter Leistung betrieben oder abgeschaltet werden.
- 3673 Eine fernwirktechnische und/oder manuelle Umschaltung zwischen den Regelverfahren a), b), c) und d) muss  
3674 ermöglicht werden. Bei Umschaltung zwischen Regelverfahren darf der neue Sollwert nicht schneller als das  
3675 geforderte PT1-Verhalten und nicht langsamer als in 4 min erreicht werden.
- 3676 ANMERKUNG 1 Bei der Umschaltung des Regelverfahrens durch den Netzbetreiber ist mit einer sprunghaften  
3677 Sollwertänderung der Blindleistungsbereitstellung mit entsprechenden Netzurückwirkungen zu rechnen.
- 3678 Das Regelverhalten der Blindleistung (Verfahren a), b) und c)) am Netzanschlusspunkt muss bei allen  
3679 Sollwertsprüngen qualitativ nach einem PT1-Verhalten erfolgen (Beispiel siehe Bild 7 Toleranzen entsprechend  
3680 Anhang C.3). Jeder Blindleistungswert, der sich aus dem vom Netzbetreiber vorgegebenen Regelverhalten  
3681 ergibt, muss von der Erzeugungsanlage einstellbar zwischen 6 s und 60 s (für Typ 1 zwischen 10 s und 60 s)  
3682 bereitgestellt werden. Die vom Netzbetreiber vorgegebene Zeit entspricht  $3 \tau$  eines PT1-Verhaltens bzw. der  
3683 Zeit bis zum Erreichen von 95 % des Sollwertes. Wird vom Netzbetreiber hierzu kein konkreter Wert  
3684 vorgegeben, gilt ein Wert von 10 s für  $3 \tau$  bzw. 95 % des Sollwertes. Für das Verfahren d) gilt eine  
3685 Einschwingzeit von bis zu einer Minute, wobei ein Übergangverhalten qualitativ nach PT1 gefordert ist.
- 3686 ANMERKUNG 2 Ein vom PT1-Verlauf abweichendes Regelverhalten ist innerhalb der in Bild C.3 definierten  
3687 Toleranzgrenzen akzeptabel.
- 3688 Die Signallaufzeit von der Übergabestation zu den Erzeugungseinheiten ist in diesen Zeiten genauso enthalten  
3689 wie die Erfassung der Netzspannung bzw. der Wirk- und Blindleistung. Weitergehende Anforderungen an das  
3690 Regelverhalten sind in Anhang C.3 dargestellt.

**E VDE-AR-N 4110:2024-11**

3691 Der Nachweis des PT1-Verhaltens einschließlich der Zeitangaben ist für die vom Netzbetreiber angegebene  
 3692 Kurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt  $S_{kV}$  unter der Annahme, dass andere benachbarte Erzeugungseinheiten  
 3693 anlagenregler außer Betrieb sind, zu erbringen.

3694 Werden mehrere Typ-1-Anlagen parallel betrieben, werden die Erzeugungseinheiten für die Einhaltung der  
 3695 Regelzeiten unabhängig voneinander betrachtet. Die parallel betriebenen Anlagen vom Typ 1 sind hierbei  
 3696 abgeschaltet.

3697 Beim Einzelnachweisverfahren oder bei Messungen vor Ort ist zu beachten, dass sich der Regelmodus aller  
 3698 Erzeugungseinheiten im entsprechenden Modus befindet (Typ 1 sind bis auf die zu testende Anlage aus-, Typ-  
 3699 2-Erzeugungseinheiten eingeschaltet). Des Weiteren ist der Normalschaltzustand in der Kundenanlage und in  
 3700 dem vorgelagerten Mittelspannungsnetz sicherzustellen.



3701

**Bild 7 - Beispiel des Reglerverhaltens bei einem Sollwertsprung mit der Höhe 1 (normiert) und einer Zeitvorgabe ( $3 \tau$ ) von 10 s**

3702  
3703

**3704 Zu a) Blindleistungs-Spannungskennlinie  $Q(U)$**

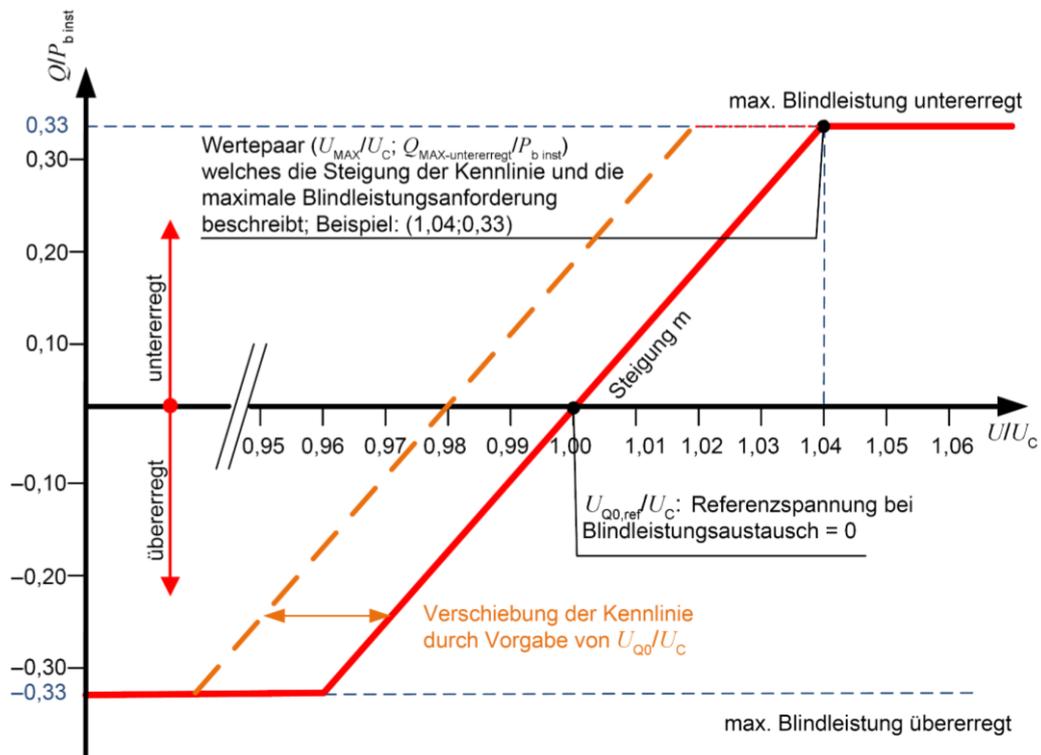
3705 Ziel dieses Verfahrens ist es, dass die Erzeugungsanlage in Abhängigkeit von der aktuellen Betriebsspannung  
 3706 des Mittelspannungsnetzes am Netzanschlusspunkt Blindleistung mit dem Netz austauscht ( $Q = f(U)$ ).

3707 Dabei gibt der Netzbetreiber die Kennlinie vor. Die Vorgabespannung  $U_{Q0}/U_c$  darf per Fernwirkanlage  
 3708 vorgegeben werden, alle weiteren Größen (Steigung, Totband) sind fest vorgegeben. Der Blindleistungswert,  
 3709 den die Erzeugungsanlage am Netzanschlusspunkt austauschen muss, ergibt sich aus der tatsächlich am  
 3710 Netzanschlusspunkt auf Mittelspannungsebene vorliegenden Spannung und den Parametern der Kennlinie  
 3711 (inklusive ihres Totbandes). Wenn seitens des Netzbetreibers ein anderer Blindleistungsaustausch gewünscht  
 3712 ist, so wird dafür die Vorgabespannung  $U_{Q0}/U_c$  verändert.

3713 Die am Netzanschlusspunkt gemessene Spannung darf geeignet gemittelt oder gefiltert werden. Die  
 3714 Spannungsmessung darf einen Messfehler von maximal 1 % bezogen auf den Nennwert nicht überschreiten.  
 3715 Die in 10.2.2.3 geforderte Blindleistungsgenauigkeit bezieht sich auf den sekundären Messwert der Spannung.

3716 ANMERKUNG 3 Für die Vorgabe der Kennlinie durch den Netzbetreiber wird davon ausgegangen, dass  $P_{b \text{ inst}} = P_{\text{inst}}$   
 3717 entspricht.

3718 Ein Beispiel für eine  $Q(U)$ -Kennlinie ist in Bild 8 dargestellt.



3719

3720

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

3721 In Bild 8 beträgt die Vorgabespannung  $1,00 U_{Q0}/U_c$  ohne Spannungstotband, die Kennlinie gilt im Betriebs-  
 3722 punkt  $P_{\text{mom}} = P_{\text{b inst}}$ . Solange sich die Netzspannung innerhalb des Totbandes befindet, findet keine Änderung  
 3723 der Blindleistungseinspeisung durch die Erzeugungsanlage statt (systembedingte elektromagnetische  
 3724 Ausgleichsvorgänge werden hierbei nicht berücksichtigt). Die  $Q(U)$ -Kennlinie wird einerseits durch die  
 3725 maximalen Blindleistungsgrenzen (siehe Bild 5) und andererseits durch eine obere und eine untere  
 3726 Spannungsgrenze abgeschlossen.

3727 **Spannungstotband**

3728 Einstellbar  $\pm 0 \% U_c$  bis  $\pm 5 \% U_c$  in Schritten von höchstens  $0,5 \%$ . Falls der Netzbetreiber keinen Wert  
 3729 vorgibt, gilt als Standardwert  $\pm 0 \% U_c$ .

3730 Sobald die Spannung die Grenze des Totbandes überschreitet, wird ein neuer Sollwert berechnet und  
 3731 angefahren. Dieser kann sich entweder aus dem Kennlinienwert selbst oder dem Schnittpunkt der gemessenen  
 3732 Netzspannung und der überschrittenen Totbandgrenze ergeben.

3733 **Definition der Kennlinie**

3734 Die Steigung der Kennlinie  $m$  ergibt sich bei  $U_{Q0,ref} = 0$  aus der Vorgabe der Referenzspannung  $U_{Q0,ref}/U_c$ , bei  
 3735  $Q/P_{\text{b inst}} = 0$  und dem Wertepaar  $(U_{\text{MAX}}/U_c; Q_{\text{MAX-unterregt}}/P_{\text{b inst}})$  zu:

3736 
$$\text{Steigung } m = (Q_{\text{MAX-unterregt}}/P_{\text{b inst}})/(U_{\text{MAX}}/U_c - U_{Q0,ref}/U_c)$$

3737 Das Wertepaar  $(U_{\text{MAX}}/U_c; Q_{\text{MAX-unterregt}}/P_{\text{b inst}})$  sowie  $U_{Q0,ref}/U_c$  werden durch den Netzbetreiber im Rahmen  
 3738 der Planung vorgegeben. Die Steigung muss dabei in einem Wertebereich  $5 \leq m \leq 16,5$  einstellbar sein. Diese  
 3739 Werte sind auf Anforderung des Netzbetreibers bei netztechnischer Notwendigkeit in Abstimmung mit dem  
 3740 Anlagenbetreiber anzupassen. Falls vom Netzbetreiber nichts anderes vorgegeben wird, gilt als  
 3741 Standardwertepaar  $(1,04; 0,33)$  und  $U_{Q0,ref}/U_c = 1,00$ . Die Auswirkungen dieses Wertepaares sind beispielhaft  
 3742 in Tabelle 11 dargestellt.

**Tabelle 11 - Beispielhafte Darstellung der resultierenden Leistungen und Spannungen des Standardwertepaares der Q(U)-Kennlinie für eine Erzeugungsanlage mit einer vereinbarten Anschlusswirkleistung  $P_{AV, E}$  von 2 MW**

$U_{MAX}/U_C$	$Q_{MAX}/P_{b\ inst}$	$U_C$	$U_{MAX}$	$P_{b\ inst}$	$Q_{MAX}$
1,04	0,33	10 kV	10,4 kV	2,0 MW	0,66 MVar
1,04	0,33	20 kV	20,8 kV	2,0 MW	0,66 MVar
1,04	0,33	30 kV	31,2 kV	2,0 MW	0,66 MVar

3746

3747 Die Vorgabespannung  $U_{Q0}/U_C$  ist die Spannung, bei der keine Blindleistung am Netzanschlusspunkt ausgetauscht wird. Sie wird vom Netzbetreiber als Festwert vorgegeben. Eine Anpassung darf auch via Fernwirkbefehl in Schritten von 0,5 %  $U_C$  erfolgen und führt zu einer horizontalen Parallelverschiebung der Kennlinie (Beispiel siehe Bild 8). Nach einer Anpassung von  $U_{Q0}/U_C$  ist der resultierende Sollwert entsprechend der Regelvorgabe aber innerhalb von maximal 4 min anzufahren.

3752 Bei Ausfall der Fernwirkverbindung über einen Zeitraum von mehr als 1 min ist vorzugsweise mit dem zuletzt gültigen Wert für die Vorgabespannung  $U_{Q0}/U_C$  oder aber mit einem  $\cos \varphi$  von etwa 1 der Betrieb fortzuführen. Dies ist vom Netzbetreiber in der Planungsphase vorzugeben.

3755 Alternativ darf der Netzbetreiber bei Ausfall der Fernwirkverbindung auch die Umschaltung auf ein Verfahren nach b), c) oder d) fordern. Hierzu gibt der Netzbetreiber im Vorfeld die entsprechenden Parameter vor.

3757 Falls vom Netzbetreiber nichts anderes vorgegeben wird, gelten die Werte der Standardkennlinie.

**3758 Zu b) Kennlinie Blindleistung als Funktion der Leistung  $Q(P)$**

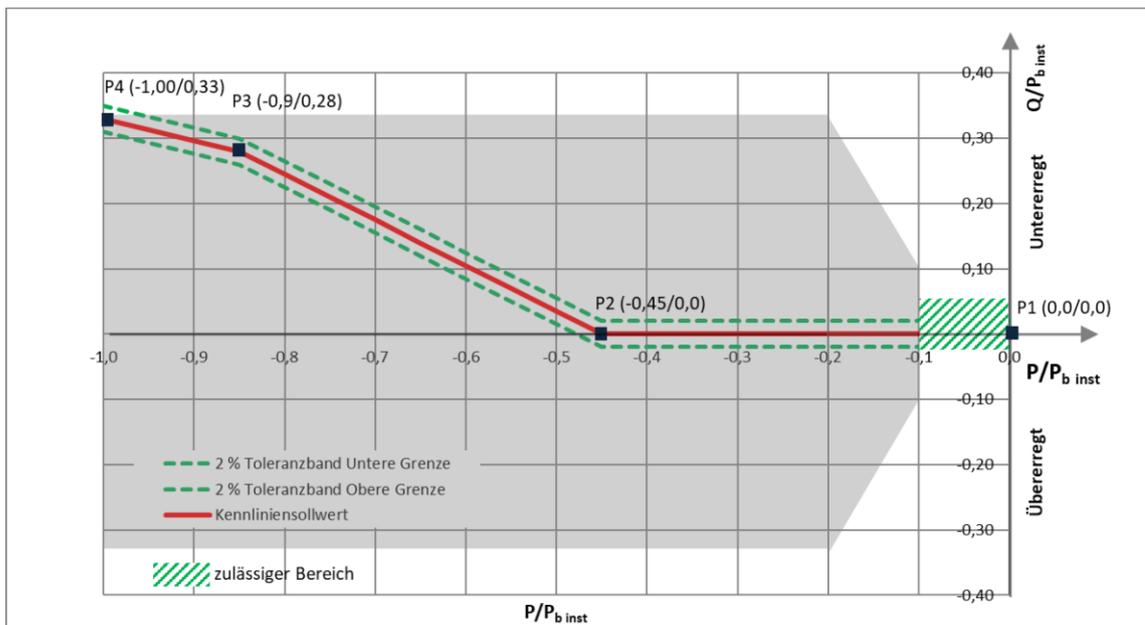
3759 Ziel dieses Verfahrens ist es, dass die Erzeugungsanlage in Abhängigkeit von der aktuellen Wirkleistungsabgabe Blindleistung in das Netz einspeist ( $Q = f(P_{mom})$ ).

3761 Die Kennlinie wird durch den Netzbetreiber im Rahmen der Planung vorgegeben. Sie ist auf Anforderung des Netzbetreibers bei netztechnischer Notwendigkeit in Abstimmung mit dem Anlagenbetreiber anzupassen. Eine Anpassung der Kennlinie via Fernwirkbefehle ist nicht vorgesehen.

3764 Die Kennlinie wird aus maximal 10 Stützpunkten definiert. Zwischen diesen Stützpunkten wird die Kennlinie linear interpoliert. Die Stützpunkte werden durch den Netzbetreiber als Wertepaar wie folgt vorgegeben:

- 3766 – Blindleistung im Verhältnis zur im Betrieb befindlichen installierten Wirkleistung ( $Q_{EA, sol}/P_{b\ inst}$  [%]) in einem Bereich nach Bild 6;
- 3768 – Wirkleistung im Verhältnis zur im Betrieb befindlichen installierten Wirkleistung ( $P_{mom}/P_{b\ inst}$  [%]) in einem Bereich von 10 % bis 100 %.

3770 Zur Veranschaulichung der Ausführung ist in Bild 9 eine Standard- $Q(P)$ -Kennlinie im untererregten Bereich mit 5 Stützpunkten dargestellt. Die Genauigkeitsanforderung nach 10.2.2.3 ist entsprechend der Standardkennlinie grün gestrichelt eingezeichnet. Die Blindleistungs-Mindestanforderung ist als graue Fläche entsprechend Bild 6 hinterlegt.



3774

3775

**Bild 9 - Standard-  $Q(P)$ -Kennlinie**

3776 Die Standardkennlinie ist abhängig von regionalen Netzverhältnissen und muss vom Netzbetreiber angepasst  
3777 werden.

3778 Falls vom Netzbetreiber nichts anderes vorgegeben wird, gelten folgende Standardwertepaare:

3779 – P1: (-0,1;0)

3780 – P2: (-0,45;0)

3781 – P3: (-0,85; 0,28)

3782 – P4: (-1,00;0,33)

3783 Wird die Standard- $Q(P)$ -Kennlinie im Bezugsfall gefordert (z.B. Ladeeinrichtungen und Speicher), so sind die  
3784 hier angegebenen Wertepaare im Bezugsfall in den übererregten Bereich zu spiegeln.

3785 **Zu c) Blindleistung mit Spannungsbegrenzungsfunktion**

3786 Ziel ist es, dass die Erzeugungsanlage nach Bild 10 weitestgehend unabhängig von der Wirkleistungseinspeisung vom Netzbetreiber vorgegebene Blindleistungen in das Netz einspeist ( $Q_{EA} = \text{const}$ ).  
3787

3788 Um konträre Auswirkungen zwischen Blindleistungsvorgaben des Netzbetreibers einerseits und Einhaltung von  
3789 Spannungsgrenzen andererseits zu vermeiden, soll in definierten Bereichen der Spannung eine  
3790 spannungsabhängige Blindleistungsbereitstellung erfolgen.

3791 Das Verfahren wird damit in Form einer Kennlinie abgebildet. Die Kennlinie wird durch Vorgabe folgender  
3792 4 Wertepaare definiert (siehe Bild 10).

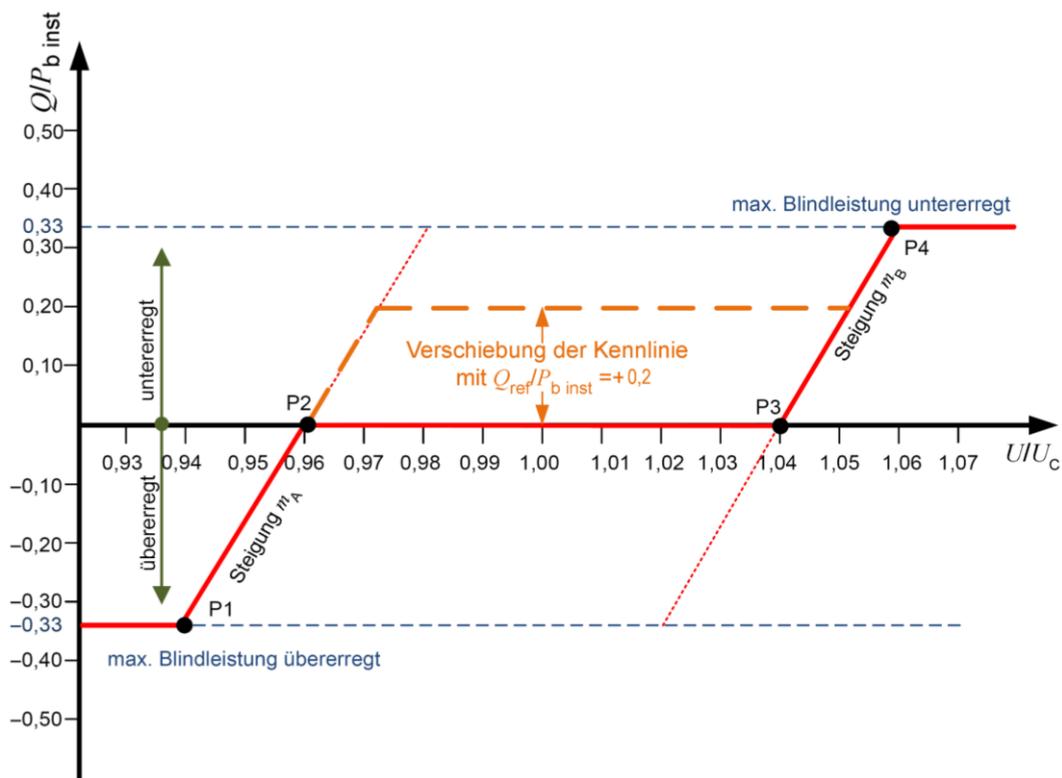
3793 – P1 ( $U_{P1}/U_c; Q_{P1}/P_{b\ inst}$ )    P2 ( $U_{P2}/U_c; Q_{ref}/P_{b\ inst}$ )

3794 → Steigung des Kennlinienabschnittes  $m_A = (Q_{P1}/P_{b\ inst} - Q_{ref}/P_{b\ inst}) / (U_{P1}/U_c - U_{P2}/U_c)$ ;

3795 – P3 ( $U_{P3}/U_c; Q_{ref}/P_{b\ inst}$ )    P4 ( $U_{P4}/U_c; Q_{P4}/P_{b\ inst}$ )

3796 → Steigung des Kennlinienabschnittes  $m_B = (Q_{ref}/P_{b\ inst} - Q_{P4}/P_{b\ inst}) / (U_{P3}/U_c - U_{P4}/U_c)$ .

3797 Aus Stabilitätsgründen sind Steigungen größer als  $m = 24$  unzulässig.



**Bild 10 - Standardkennlinie für eine  $Q$ -Vorgabe mit Spannungsbegrenzungsfunktion im MS-Netz (Versorgungsnetz)**

3798

3799  
3800

3801 Der Blindleistungswert, den die Erzeugungsanlage am Netzanschlusspunkt austauschen muss, ergibt sich aus  
3802 der tatsächlich am Netzanschlusspunkt auf Mittelspannungsebene gemessenen Spannung und den  
3803 Parametern der Kennlinie.

3804 Durch fernwirktechnische Vorgabe des Blindleistungswertes  $Q_{ref}/P_{b\ inst}$  in Schritten von 1 %  $P_{b\ inst}$  kann der  
3805 Bereich der Kennlinie zwischen P2 und P3 unter Berücksichtigung der Steigungen  $m_A$  und  $m_B$  vertikal  
3806 verschoben werden.

3807 Nach einer Anpassung von  $Q_{ref}/P_{b\ inst}$  ist der resultierende Sollwert entsprechend der Regelvorgabe innerhalb  
3808 von maximal 4 min anzufahren.

3809 Falls eine Fernwirkverbindung zwischen Netzbetreiber und Erzeugungsanlage für die Übertragung des  
3810 Blindleistungswertes verwendet wird, ist bei Ausfall der Fernwirkverbindung über einen Zeitraum von mehr  
3811 als 1 min vorzugsweise mit dem zuletzt gültigen Wert für die Referenzblindleistung fortzufahren oder ein  
3812 voreingestellter Referenzwert anzufahren. Dies ist vom Netzbetreiber in der Planungsphase vorzugeben.

3813 Alternativ darf der Netzbetreiber bei Ausfall der Fernwirkverbindung auch die Umschaltung auf ein Verfahren  
3814 nach a), b) oder d) fordern. Hierzu gibt der Netzbetreiber im Vorfeld die entsprechenden Parameter vor.

3815 Die am Netzanschlusspunkt gemessene Spannung darf geeignet gemittelt oder gefiltert werden. Die  
3816 Spannungsmessung darf einen Messfehler von maximal 1 % bezogen auf den Nennwert nicht überschreiten.

3817 ANMERKUNG 4 Für die Vorgabe der Kennlinie durch den Netzbetreiber wird davon ausgegangen, dass  $P_{b\ inst} = P_{inst}$   
3818 entspricht.

3819 Die Kennliniendefinition und ob eine fernwirktechnische Vorgabe des Blindleistungswertes erfolgt, wird durch  
3820 den Netzbetreiber im Rahmen der Planung vorgegeben. Diese Werte sind auf Anforderung des Netzbetreibers  
3821 bei netztechnischer Notwendigkeit in Abstimmung mit dem Anlagenbetreiber anzupassen.

3822

3823 Falls vom Netzbetreiber nichts anderes vorgegeben wird, gelten folgende Standardwertepaare:

3824 – Übergabestation im Versorgungsnetz:

3825 P1 (0,94; -0,33) P2 (0,96; 0);

3826 P3 (1,04; 0) P4 (1,06; +0,33).

3827

3828 – UW-Direkt/Sammelschienenenddirektanschluss

3829 P1 (0,94; -0,33) P2 (0,96; 0);

3830 P3 (1,06; 0) P4 (1,08; +0,33)

3831

#### 3832 **Zu d) Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$**

3833 Ziel der Verschiebungsfaktorregelung ist es, dass die Erzeugungsanlage Leistung mit einem konstanten  
3834 Verhältnis aus Wirk- zu Scheinleistung in das Netz einspeist ( $\cos \varphi_{EA} = \text{const}$ ). Der Blindleistungsstellbereich  
3835 nach Bild 6 wird dadurch nur eingeschränkt genutzt. Der Regler muss so gedämpft sein, dass keine  
3836 unzulässigen Netzrückwirkungen auftreten.

3837 Der Sollwert für den Verschiebungsfaktor  $\cos \varphi$  wird in einem Bereich nach Bild 6 vorgegeben. Die Vorgabe  
3838 erfolgt dabei mit einer minimalen Schrittweite von  $\Delta \cos \varphi = 0,005$ . Die maximal zulässige Fehlertoleranz  
3839 berechnet sich aus der in 10.2.2.3 aufgeführten Fehlertoleranz von  $\pm 2\%$  bezogen auf  $P_{\text{inst}}$ .

3840 Der Netzbetreiber gibt einen Verschiebungsfaktor-Sollwert vor. Macht der Netzbetreiber hierzu keine Angaben,  
3841 ist ein Sollwert von  $\cos \varphi = 1$  zugrunde zu legen.

3842 Nach einer fernwirktechnischen Anpassung des Sollwertes für den Verschiebungsfaktor  $\cos \varphi$  ist dieser  
3843 innerhalb von maximal 4 min anzufahren.

3844 Falls eine Fernwirkverbindung zwischen Netzbetreiber und Erzeugungsanlage für die Übertragung des  
3845 Verschiebungsfaktor-Sollwertes verwendet wird, ist bei Ausfall der Fernwirkverbindung über einen Zeitraum  
3846 von mehr als 1 min ein vom Netzbetreiber vorgegebener Default-Sollwert von der Erzeugungsanlage anzu-  
3847 fahren. Dies kann ein fester Sollwert oder vorzugsweise die Beibehaltung des letzten empfangenen Sollwertes  
3848 sein. Macht der Netzbetreiber hierzu keine Angaben, ist ein Default-Sollwert von  $\cos \varphi = 1$  zugrunde zu legen.

3849 Alternativ darf der Netzbetreiber bei Ausfall der Fernwirkverbindung auch die Umschaltung auf ein Verfahren  
3850 nach a), b) oder c) fordern. Hierzu gibt der Netzbetreiber im Vorfeld die entsprechenden Parameter vor.

#### 3851 **10.2.2.4.2 Anforderungen an das Verhalten der Funktion zur statischen Spannungshaltung bei** 3852 **Netzfehlern**

3853 Bei der Umsetzung der statischen Spannungshaltung ist zu beachten, dass diese außerhalb des  
3854 quasistationären Betriebsbereiches der Erzeugungsanlage gemäß Bild 4 und innerhalb der FRT-Grenzkurven  
3855 die kontinuierliche Spannungsregelung an den Typ-2-Erzeugungseinheiten und die O-/UVRT-Robustheit von  
3856 Erzeugungsanlagen des Typs 1 und 2 gemäß Abschnitt 10.2.4 nicht beeinträchtigt.

3857 ANMERKUNG Dies kann zum Beispiel durch eine hinreichende zeitliche Entkopplung und eine Stellwertbegrenzung (z.B.  
3858 auf einen Bereich zwischen 0,85 und 1,15  $U_c$ ) erfolgen.

#### 3859 **10.2.2.5 Besonderheiten bei der Erweiterung von Erzeugungsanlagen**

3860 Die Anforderungen nach 10.2.2.4 sind für die neu hinzukommenden Erzeugungseinheiten gemäß ihrem  
3861 Leistungsanteil an der gesamten Erzeugungsanlage, also anteilig, am Netzanschlusspunkt zu erfüllen.

3862 **10.2.2.6 Besonderheiten bei Mischanlagen mit Bezugsanlagen**

3863 Grundsätzlich sind alle Anforderungen der statischen Spannungshaltung/Blindleistungsbereitstellung für  
3864 Erzeugungsanlagen und Speicher am Netzanschlusspunkt nach 10.2.2 einzuhalten.

3865 Für die Anforderungen nach 10.2.2.2 und 10.2.2.3 ist die geforderte Blindleistung der Erzeugungsanlage bei  
3866  $P_{b\ inst}$  und unterhalb von  $P_{b\ inst}$  am Netzanschlusspunkt bereitzustellen. Sofern  $P_{b\ inst} > P_{AV, E}$  ist, ist bei  
3867 Mischanlagen mit Bezugsanlagen als Bezugsgröße auf der Abszisse weiterhin  $P_{b\ inst}$  zu verwenden. Der  
3868 Einfluss von Lasten bleibt unberücksichtigt (kein Wirkleistungsbezug und Blindleistungsaustausch der  
3869 Verbraucherlasten).

3870 Bei Mischanlagen mit Bezugsanlagen darf in Abstimmung mit dem Netzbetreiber für die Erfüllung der  
3871 Anforderungen nach 10.2.2.4 eine vereinfachte Lösung zum Einsatz kommen.

3872 Hierbei sind mögliche Wechselwirkungen zwischen der Erzeugungsanlage und einer vorhandenen  
3873 Blindstromkompensationsanlage für die Bezugsanlage zu berücksichtigen.

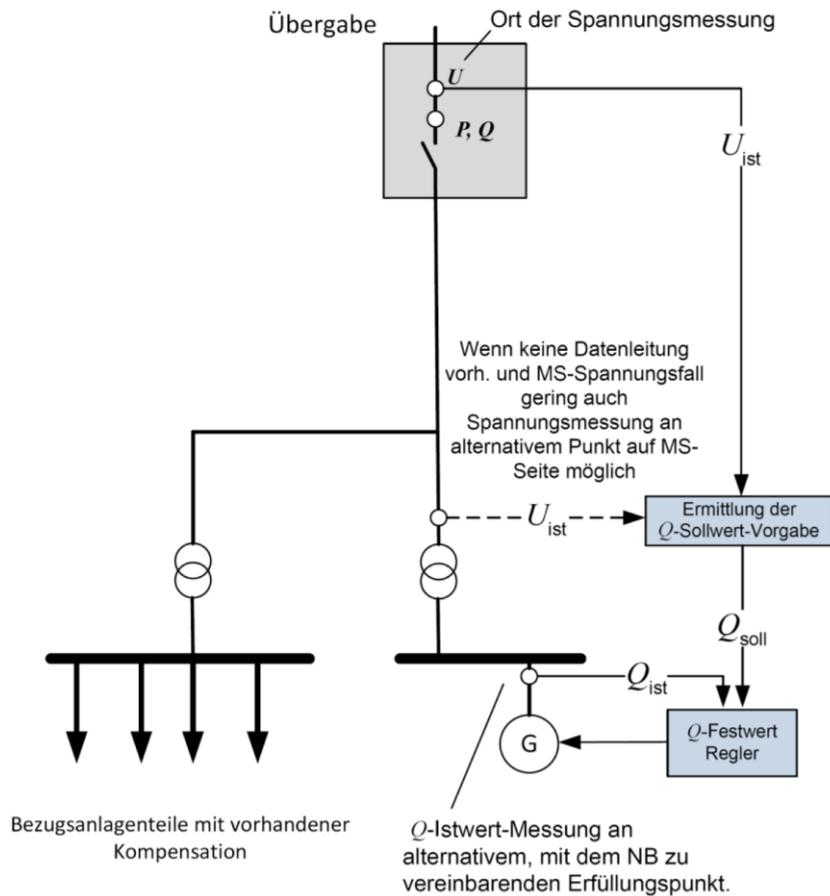
3874 ANMERKUNG 1 Bei Vorhandensein einer Blindstromkompensationsanlage für die Bezugsanlage muss die Messung der  
3875 für die Regelung der Blindstromkompensationsanlage relevanten Werte so positioniert sein, dass die Blindleistung der  
3876 Erzeugungsanlage nicht die Regelung der Blindstromkompensationsanlage beeinflusst und es damit zu einer  
3877 gegenseitigen Aufhebung der Blindleistung und damit der gewünschten Wirkung kommt.

3878 Unter Berücksichtigung dessen darf eine vereinfachte Blindleistungsbereitstellung zur Erfüllung der  
3879 Anforderungen bei Mischanlagen mit Bezugsanlagen umgesetzt werden (Beispiel siehe Bild 11).  
3880 Voraussetzung dafür ist ein Blindleistungsarbeitsbereich nach Bild 5 und Bild 6 an den Erzeugungseinheiten.  
3881 Damit werden die Aufwendungen für eine übergeordnete Regelung minimiert:

- 3882 – Bei den Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung b) und d) (siehe 10.2.2.4) darf die Messung der  
3883 Blindleistung und der Wirkleistung, sowie die Blindleistungsbereitstellung nach 10.2.2.2 und 10.2.2.3 an  
3884 den Erzeugungseinheiten erfolgen. Die Vorgaben müssen nicht auf den Netzanschlusspunkt korrigiert  
3885 werden.
- 3886 – Bei dem Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung a) und c) (siehe 10.2.2.4) ist die Spannungsmessung  
3887 in der Spannungsebene des Netzanschlusspunktes auszuführen. Bei vernachlässigbarem Spannungsfall  
3888 bzw. -anstieg in der Kundenanlage ( $\Delta U \leq 0,2\% U_c$ ) ist eine Verschiebung des Messpunktes an einen  
3889 anderen Punkt derselben Spannungsebene zulässig. Die Vorgaben an die Blindleistungsbereitstellung  
3890 nach 10.2.2.2 und 10.2.2.3 dürfen an den Erzeugungseinheiten erbracht werden und müssen nicht auf  
3891 den Netzanschlusspunkt korrigiert werden.

3892 ANMERKUNG 3 Bei der Bestimmung des maximalen Spannungsfalls bzw. -anstiegs in der Kundenanlage ist nur  
3893 der direkte Leitungsweg zwischen Netzanschlusspunkt und Anschlusspunkt der Erzeugungsanlage im Kundennetz zu  
3894 berücksichtigen.

3895 Die Messung der Blindleistungseinspeisung darf an der Erzeugungseinheit erfolgen (Beispiel siehe Bild  
3896 11).



3897

3898

3899

**Bild 11 - Beispiel der Erfüllung der  $Q(U)$ -Kennlinien-Regelung an dem zu vereinbarenden Ort bei Mischanlagen**

3900 Es ist sicherzustellen, dass die Spannungsmessung innerhalb der Kundenanlage galvanisch mit der  
 3901 Erzeugungseinheit oder dem EZA-Regler verbunden ist (auch bei internen  
 3902 Umschaltungen/Reserveeinspeisungen).

3903 Wird die Erzeugungsanlage oder der Speicher zur Blindleistungskompensation innerhalb der Kundenanlage  
 3904 zur Einhaltung der Anforderungen an das Blindleistungsverhalten der Bezugsanlage nach Abschnitt 5.5  
 3905 herangezogen, überlagern sich die Blindleistungssollwerte für die Kompensation und der seitens des  
 3906 Netzbetreibers gestellten Regulationsanforderungen. Dies ist bei der Nachweisführung zu berücksichtigen.

3907 Findet eine Blindarbeitsverrechnung/-bewertung statt, die durch die Erzeugungsanlage beeinflusst wird, ist  
 3908 hierzu eine Abstimmung zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber erforderlich. Einerseits darf die  
 3909 Blindleistungsfahrweise der Erzeugungsanlage nicht zu Lasten der Bezugsanlage gehen und andererseits  
 3910 muss die Blindleistungsfahrweise der Erzeugungsanlage am Netzanschlusspunkt kontrollierbar sein.

3911 ANMERKUNG 4 Beide Anforderungen können dann exakt ermittelt werden, wenn am Netzanschlusspunkt (Übergabe-  
 3912 station) Lastgangmessungen oder intelligente Messsysteme nach MsbG [28] einmal für die gesamte Kundenanlage und  
 3913 einmal für die Bezugs- oder die Erzeugungsanlage ausgewertet werden. Außerdem dürfen in diesem Fall die Bezugsanlage  
 3914 und die Erzeugungsanlage keine Betriebsmittel bis zum Netzanschlusspunkt (konkret: Sammelschiene der  
 3915 Übergabestation) gemeinsam benutzen. In allen anderen Anschlusskonstellationen (z. B. dezentrale Messung der  
 3916 Erzeugungsanlage und/oder gemeinsam genutzte Betriebsmittel in der Strombahn bis zum Netzanschlusspunkt) ergeben  
 3917 sich Abweichungen bei der Zuordnung der Blindleistungen zur Bezugsanlage und Erzeugungsanlage.

3918 Das Messkonzept ist grundsätzlich zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber abzustimmen.

3919 Für Mischanlagen ohne Bezugsanlagen (z. B. Erzeugungsanlagen mit Speichern) oder Speicher alleine gelten  
 3920 die oben beschriebenen Vereinfachungen nicht.

**E VDE-AR-N 4110:2024-11**

3921 **10.2.3 Spannungsregelung für Typ-2-Anlagen**

3922 **10.2.3.1 Allgemeines**

3923 Erzeugungsanlagen vom Typ 2 müssen über eine kontinuierliche Spannungsregelung verfügen. Diese ist der  
 3924 statischen Spannungshaltung unterlagert und ist mindestens innerhalb des quasistationären Betriebsbereiches  
 3925 von Erzeugungsanlagen nach Bild 4 und innerhalb der FRT-Grenzkurven nach Bild 16 aktiv. Die Umsetzung  
 3926 der kontinuierlichen Spannungsregelung kann an den Klemmen der Erzeugungseinheiten erfolgen.

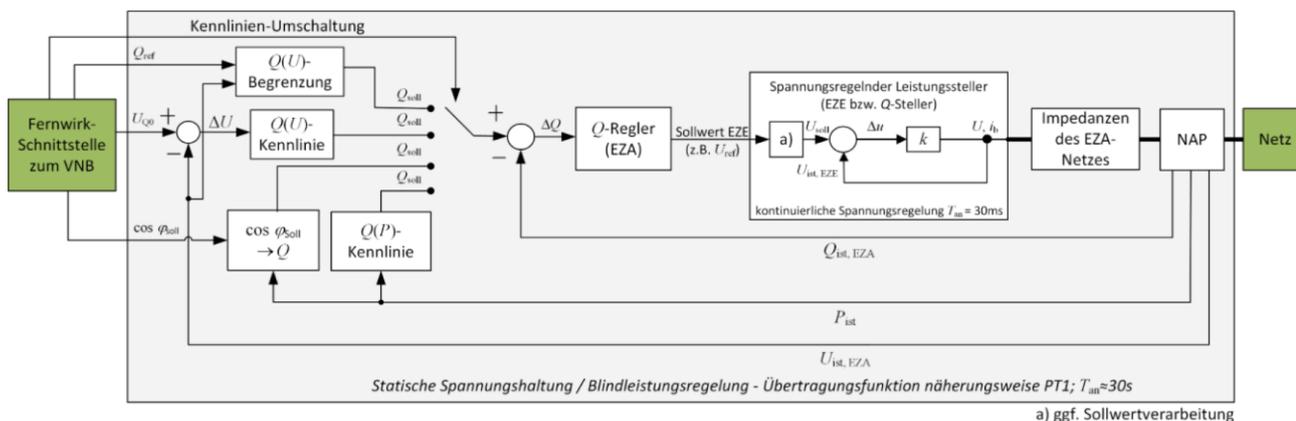
3927 Anmerkung 1 Mit kontinuierlicher Spannungsregelung ist netzbildendes Verhalten gemäß des FNN Hinweises „Technische  
 3928 Anforderungen an Netzbildende Eigenschaften inklusive der Bereitstellung von Momentanreserve“ nicht gemeint. Alternativ  
 3929 kann – gemäß Abschnitt 10.5.3 Netzbildende Typ-2-Einheiten – zur Erfüllung der Anforderungen jedoch eine Umsetzung  
 3930 gemäß der Anforderungen an die Spannungsregelung und den entsprechenden Nachweisen des FNN-Hinweises erfolgen.

3931 Im Folgenden gelten als Bezugspunkt für die Festlegungen der kontinuierlichen Spannungsregelung und der  
 3932 dazu notwendigen Einspeisung eines Blindstromes die Klemmen der Erzeugungseinheiten bzw. Komponenten  
 3933 wie z.B. FACTS. Die Spannungsregelung ist so auszulegen, dass die Anforderungen auch im Verbund mit  
 3934 mehreren EZE parallel an einem Netzanschlusspunkt erfüllt werden können. Sollte es die herstellerspezifische  
 3935 Umsetzung erfordern, können die Anforderungen auch auf den Netzanschlusspunkt bezogen werden. In  
 3936 diesem Fall ist die Spannungsregelung so auszulegen, dass die Anforderungen auch im Verbund mit mehreren  
 3937 EZA parallel an einem Netzanschlusspunkt erfüllt werden können.

3938 ANMERKUNG 2 Die übergeordneten Anforderungen an die statische Spannungshaltung nach Abschnitt 10.2.2 beziehen  
 3939 sich auf die Erzeugungsanlage.

3940 ANMERKUNG 3 Eine beispielhafte Darstellung der statischen Spannungshaltung und der kontinuierlichen  
 3941 Spannungsregelung bei Umsetzung in der EZE findet sich in Bild 12.

3942 ANMERKUNG 4 Bei Bezug auf den Netzanschlusspunkt ist gemäß Anhang B.6 der k-Faktor anzupassen.



3943  
 3944 **Bild 12 - Beispielhafte Darstellung der statischen Spannungshaltung der kontinuierlichen**  
 3945 **Spannungsregelung bei Umsetzung in der Erzeugungseinheit**

3946 Bild 12 zeigt beispielhaft einen groben Überblick über die grundsätzliche Struktur einer kontinuierlichen  
 3947 Spannungsregelung. Die geforderte proportionale Statik wird dabei im Leistungssteller umgesetzt. Die  
 3948 Wirksamkeit der statischen Spannungshaltung gemäß Abschnitt 10.2.2 am Netzanschlusspunkt (NAP) wird  
 3949 dabei über die EZA-Regelung erzielt.

3950 Für Erzeugungseinheiten, die eine Wirkleistung von  $\leq 5\% P_{E_{max}}$  einspeisen, gelten Anforderungen an die  
 3951 Spannungsregelung nach Können und Vermögen.

3952 **10.2.3.2 Kontinuierliche Spannungsregelung**

3953 Voraussetzung für eine stabile Spannungsregelung ist die Stabilität des geschlossenen  
 3954 Spannungsregelkreises mit einer maximalen Anschwingzeit und Mindestdämpfung bei einer Impedanz, die

3955 sich aus der anlageninternen Impedanz und der Netzimpedanz (ermittelt aus dem  
3956 Kurzschlussleistungsverhältnis SCR) zusammensetzt. Die kontinuierliche Spannungsregelung muss dabei die  
3957 genannten Stabilitätsanforderungen für einen Wertebereich des Kurzschlussleistungsverhältnisses am  
3958 Netzanschlusspunkt von  $SCR \geq 3$  erfüllen.

3959 Wird der Grenzwert von  $SCR \geq 3$  nicht eingehalten, darf die Erzeugungsanlage nur angeschlossen werden,  
3960 wenn der Hersteller für den vom Netzbetreiber angegebenen SCR-Wert oder kleinere Werte den stabilen  
3961 Betrieb bestätigen kann (beispielsweise über Herstellererklärung).

3962 ANMERKUNG 1 Mit dem Netzbetreiber kann ein davon abweichender Wertebereich des Kurzschlussleistungsverhältnisses  
3963 vereinbart werden.

3964 ANMERKUNG 2 Als SCR sollte an dieser Stelle das effektive SCR vom Netzbetreiber angegeben werden. Hierbei ist der  
3965 aktuelle Stand der Technik zur Ermittlung des effektiven SCR zu beachten (siehe auch Anhang B.15).

3966 Dies ist durch ein adäquates Design der kontinuierlichen Spannungsregelung zu gewährleisten. Dabei ist  
3967 insbesondere zu beachten, dass die Sollwerte in jedem Betriebszustand so zu begrenzen sind, dass sie nicht  
3968 zu Schutzauslösungen führen können.

3969 Die kontinuierliche Spannungsregelung ist so auszulegen, dass die Anforderungen auch im Verbund mit  
3970 mehreren EZE parallel an einem Netzanschlusspunkt erfüllt werden können.

### 3971 **10.2.3.3 Blindstromeinspeisung der kontinuierlichen Spannungsregelung und Verhalten im** 3972 **quasistationären Betrieb**

3973 Die wirksame Statik  $k$  der kontinuierlichen Spannungsregelung an den Klemmen der EZE wirkt auch im  
3974 Kleinsignalbereich und beschreibt die relative Änderung des Mitsystem-Blindstromes bei Änderung der  
3975 relativen Mitsystem-Spannung an den Klemmen der EZE ggü. dem Sollwert:

$$\Delta i_{B1} = \Delta u_1 \cdot k \quad (19)$$

3976 Die Statik muss mindestens im Bereich zwischen 2 und 6 einstellbar sein. Sofern der Netzbetreiber nichts  
3977 anderes vorgibt, ist der Wert von 2 einzustellen. Ein Totband ist nicht vorgesehen.

3978 ANMERKUNG 1 Hierbei wird davon ausgegangen, dass die Klemmen der EZE an der Niederspannung angeschlossen  
3979 sind.

3980 Für die Statik im Gegensystem gilt die gleiche Statik wie im Mitsystem:

$$\Delta i_{B2} = \Delta u_2 \cdot k \quad (20)$$

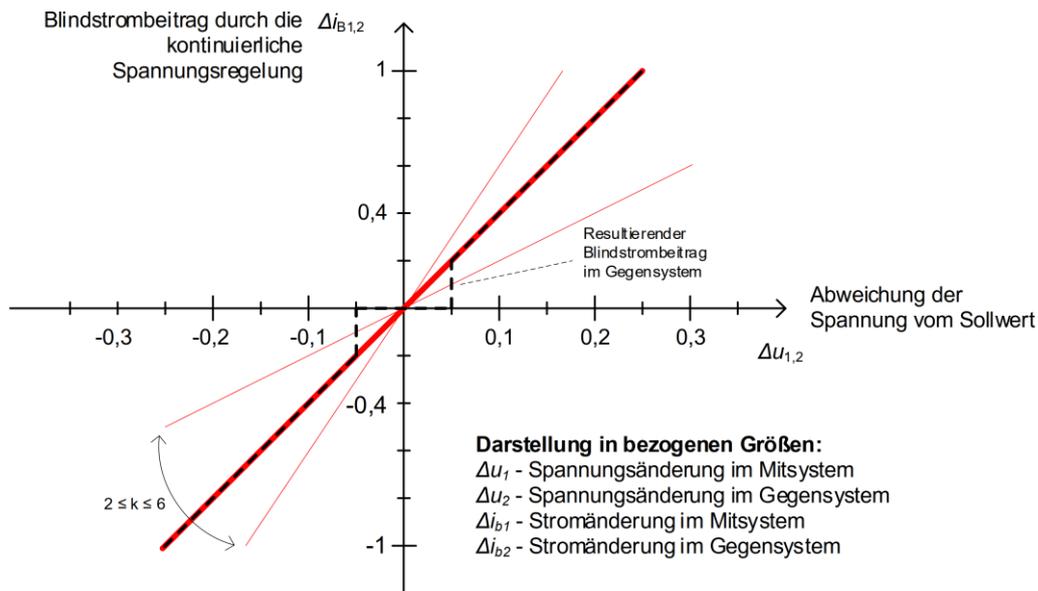
3981 Die Umsetzung der Statik im Gegensystem erfolgt unter Berücksichtigung eines Totbandes. Dieses Totband  
3982 ist auf  $\pm 7\% U_{NS}$  einzustellen.

3983 An der Totbandgrenze ist eine Hysterese (Größenordnung  $U_{\text{hyst}} = 4\% U_{NS}$ ) vorzusehen, um unerwünschte  
3984 Wechselwirkungen zu vermeiden.

3985 ANMERKUNG 2 Typ-2-Anlagen mit doppeltgespeistem Asynchrongenerator können bei unsymmetrischen Netzfehlern  
3986 keine beliebige Stromspeisung im Gegensystem bewirken. Ein natürlicher Gegensystemstrom wird akzeptiert.

3987 ANMERKUNG 3 Zur Beschreibung des Verhaltens der Erzeugungseinheiten siehe auch Erläuterungen in Anhang B.

3988 Bild 13 zeigt die wirksame Statik der Spannungsregelung exemplarisch für eine Statik  $k$  von 4.



3989

3990

**Bild 13 - Charakteristik der Spannungsregelung**

3991 Für Fehler mit Restspannungen  $< 15 \% U_c$  am Netzanschlusspunkt gelten die Anforderungen an die  
 3992 Einspeisung eines Stromes nach Können und Vermögen. In diesem Fall und bei Spannungen am  
 3993 Netzanschlusspunkt  $> 120 \% U_c$  sollte die Erzeugungsanlage einen Blindstrom entsprechend Bild 13  
 3994 einspeisen.

3995 **10.2.3.4 Dynamische Anforderungen**

3996 Bei einer Änderung des Sollwertes für die kontinuierliche Spannungsregelung der EZE („Sollwert EZE“ in Bild  
 3997 13) darf die Anschlagzeit innerhalb des Abschnittes 10.2.3.2 angegebenen Kurzschlussleistungsbereiches  
 3998 maximal 1 s betragen.

3999 Bei einer sprunghaften Änderung der Klemmenspannung bei konstantem Sollwert werden folgende  
 4000 Anforderungen an die Dynamik des sich aus der kontinuierlichen Spannungsregelung ergebenden  
 4001 Blindstromes gestellt:

4002 a) Anschlagzeit:  $T_{an\_90\%} \leq 30 \text{ ms}$

4003 b) Einschwingzeit:  $T_{ein\_Δx} \leq 60 \text{ ms}$

4004 c) Dämpfung:  $D \geq 0,3$

4005 Die Anschlagzeit ist unter Einhaltung der Anforderungen an die Dämpfung für den gesamten  
 4006 Kurzschlussleistungsbereich so gering wie möglich zu halten. Eine Ungenauigkeit bezüglich Betrag und  
 4007 Phasenlage vor Ablauf der Anschlagzeit ist zulässig.

4008 ANMERKUNG Für die Bewertung der Einhaltung von An- und Einschwingzeit sind die Obergrenzen von 50 ms  
 4009 (Anschlagzeit) und 80 ms (Einschwingzeit) zu berücksichtigen, da die Ermittlung von Mit- und Gegensystemgrößen über  
 4010 einen 20 ms Zeitraum stattfindet.

4011 Die zulässigen Toleranzen für die Einspeisung des zusätzlichen Blindstromes sind im Anhang C.1 festgelegt.

4012 **10.2.3.5 Eingeschränkte Spannungsregelung während Netzfehlern**

4013 Auf Anforderung des Netzbetreibers müssen Typ-2-Erzeugungsanlagen in der Lage sein, bei  
 4014 Netzspannungseinbrüchen auf Werte  $\leq 0,7 U_c$  die kontinuierliche Spannungsregelung an den  
 4015 Erzeugungseinheiten auszusetzen. Dabei ist die Spannungsregelung für einen Zeitraum von 150ms nach  
 4016 Unterschreiten der EZE-Klemmenspannung von  $0,7 U_{NS}$  aufrechtzuerhalten. Nach maximal 210 ms nach

4017 Unterschreiten der EZE-Klemmenspannung von  $0,7 U_{NS}$  darf der Strom nicht mehr als 20 % des  
4018 Bemessungsstromes  $I_T$  und nach 250 ms nicht mehr als 10 %  $I_T$  betragen.

4019 ANMERKUNG 1 Für den Übergang in die eingeschränkte kontinuierliche Spannungsregelung ist als Bezugspunkt die  
4020 Spannung an den Klemmen der Erzeugungseinheit zugrunde zu legen.

4021 ANMERKUNG 2 Die eingeschränkte kontinuierliche Spannungsregelung kann vom Netzbetreiber gefordert werden, um die  
4022 Wirksamkeit einer AWE (keine Einspeisung auf Lichtbogen des Fehlers) sicherzustellen und der Messwertverfälschung  
4023 durch Zwischeneinspeiseeffekte vorzubeugen.

4024 Typ-2-Anlagen mit doppeltgespeistem Asynchrongenerator können bei asymmetrischen Netzfehlern eine  
4025 Stromspeisung im Gegensystem  $\Delta i_{B2} = k \Delta u_2$  proportional zur Gegensystemspannung nicht unterdrücken.  
4026 Dieses Verhalten wird akzeptiert.

4027 ANMERKUNG 3 Sollte dieses Verhalten nicht ausreichend sein, um die oben beschriebene Wirkung im Netz zu  
4028 unterstützen, kann der Netzbetreiber die Stromeinspeisung der Erzeugungseinheit bei Spannungseinbrüchen durch  
4029 geeignete Vorgabe der Entkopplungsschutzeinstellungen an der Erzeugungseinheit (siehe 10.3.5.3.2, Fußnote a der  
4030 Tabelle 16) unterbinden.

### 4031 **10.2.3.6 Wirk- und Blindstromregelung bei Erreichen der Auslegungsgrenzen**

4032 Erzeugungseinheiten müssen in der Lage sein, in jedem Leiter einen Blindstrom  $I_B$  von mindestens 100 % der  
4033 Höhe des Bemessungsstromes der Erzeugungseinheit zu speisen, wobei die Scheinleistung auf  $S_{rE}$  begrenzt  
4034 werden darf. Dabei darf der Wirkstrom  $I_W$  zugunsten der Spannungsregelung und zur Sicherung der  
4035 Anlagenstabilität abgesenkt werden,

4036 Eine ggf. erforderliche Begrenzung des Blindstromes (bei Überschreitung des Bemessungsstromes in einem  
4037 Leiter) darf durch gleichmäßige Absenkung des Mit- und Gegensystemstromes erfolgen.

4038 Vorzugsweise erfolgt eine Begrenzung des Stromes bei Erreichen der Auslegungsgrenzen unter  
4039 Berücksichtigung des in Anhang B.7 beschriebenen Verhaltens.

4040 Im Rahmen der kontinuierlichen Spannungsregelung ist eine Priorisierung des Blindstromes gegenüber dem  
4041 Wirkstrom beim Erreichen der Auslegungsgrenzen zulässig. Vorzugsweise erfolgt die Strombegrenzung  
4042 gemäß dem Verhältnis aus aktuellem Blindstromsollwert aus der kontinuierlichen Spannungsregelung und dem  
4043 Wirkstrom bei Erreichen der Stromgrenze (siehe auch Anhang B.3).

### 4044 **10.2.3.7 Verhalten bei Spannungswiederkehr nach Fehlerende**

4045 Wurde der Wirkstrom im Rahmen der kontinuierlichen Spannungsregelung abgesenkt, muss dieser bei  
4046 Rückgang des Blindstromes so schnell wie möglich (nach Können und Vermögen gemäß Herstellerangaben)  
4047 auf seinen Sollwert (resultierend aus dem Leistungssollwert im Rahmen der Anlagenregelung) gesteigert  
4048 werden.

4049 Wenn die Netzspannung wieder in das Spannungsband von  $\pm 10 \% U_c$  eintritt, sind transiente Abweichungen  
4050 der EZE-Klemmenspannung von ihrem Sollwert um maximal 5 %  $U_{NS}$  zulässig. Wurde der Wirkstrom der  
4051 Erzeugungsanlage während des Netzfehlers reduziert, muss dieser bei Rückgang des Blindstromes so schnell  
4052 wie möglich gesteigert werden, bis der Sollwert (resultierend aus dem Leistungssollwert im Rahmen der  
4053 Anlagenregelung) des Wirkstromes erreicht ist. Die Anschlagzeit darf maximal 0,5 s betragen.

4054 Bei Typ-2-Erzeugungseinheiten mit doppeltgespeistem Asynchrongenerator darf bei Fehlern, bei denen alle 3  
4055 Leiter-Leiter-Spannungen 25 %  $U_n$  unterschritten haben, die Anschlagzeit bis zu 1,0 s betragen. Zudem darf  
4056 bei aufeinanderfolgenden Fehlern, bei denen alle 3 Leiter-Leiter-Spannungen 25 %  $U_n$  unterschritten haben,  
4057 frühestens mit dem Ende des zweiten Netzfehlers die Anschlagzeit für den Wirkstrom maximal 5 s betragen.  
4058 Die gleiche Anforderung an die Anschlagzeit gilt bei Einsatz der eingeschränkten Spannungsregelung,  
4059 frühestens mit dem Ende des zweiten Netzfehlers.

4060 **10.2.4 Robustheit gegen kurzzeitige Über- und Unterspannungseignisse (O-/UVRT-Robustheit)**

4061 **10.2.4.1 Allgemeines**

4062 Ziel der O-/UVRT-Robustheit ist es, bei kurzzeitigen Spannungseinbrüchen oder -erhöhungen eine ungewollte  
4063 Abschaltung von Erzeugungsleistung und damit eine Gefährdung der Netzstabilität zu verhindern.

4064 ANMERKUNG 1 Ereignisse, die zu kurzzeitigen Spannungseinbrüchen oder -erhöhungen führen, sind typischerweise  
4065 Netzfehler (Kurzschlüsse), können aber auch andere Ursachen haben. Zur besseren Lesbarkeit wird im Folgenden der  
4066 Begriff Netzfehler verwendet.

4067 Erzeugungsanlagen im Modus „Energieförderung“ und Speicher in den Modi „Energiebezug“ und „Energie-  
4068 forderung“ müssen robust gegen Über- und Unterspannungseignisse sein (die nachfolgend aufgeführten  
4069 Anforderungen an Erzeugungsanlagen bzw. Erzeugungseinheiten gelten in gleichem Maße auch für Speicher).  
4070 Dies bedeutet, dass Erzeugungsanlagen in der Lage sein müssen, alle folgenden Anforderungen zu erfüllen.  
4071 Diese Anforderungen gelten sowohl für symmetrische als auch für unsymmetrische Fehler im Netz.  
4072 Hilfsaggregate, die ggf. nicht Bestandteil der zertifizierten Erzeugungseinheit, aber für den Betrieb der  
4073 Erzeugungsanlage erforderlich sind, dürfen die Fähigkeit der Erzeugungsanlage zur Erfüllung der  
4074 Anforderungen nicht unterlaufen.

4075 Es gelten dabei folgende Anforderungen:

- 4076 a) Die Erzeugungsanlagen dürfen sich bei Über- und Unterspannungseignissen innerhalb der  
4077 vorgegebenen Grenzen nicht vom Netz trennen. Bezugspunkt für diese Anforderung an die Robustheit  
4078 gegenüber Netzfehlern ist der Netzanschlusspunkt.
- 4079 – Zur Beurteilung der O-/UVRT-Grenzkurven bei Spannungsrückgang ist jeweils die kleinste der drei  
4080 Leiter-Leiter-Spannungen am Netzanschlusspunkt heranzuziehen, bei Spannungssteigerung die  
4081 größte der drei Leiter-Leiter-Spannungen am Netzanschlusspunkt (Details siehe Anhang B.4).
  - 4082 – Netzfehler machen sich an den Erzeugungseinheiten in der Regel als sprunghafte Spannungs-  
4083 änderung bemerkbar.
  - 4084 – Als Zeitpunkt für den Fehlerbeginn (und damit für den Bezugspunkt  $t = 0$  in Bild 15 und Bild 16) wird  
4085 das Auftreten des folgenden Ereignisses definiert: Spannungen  $> 1,1 U_c$  oder  $< 0,9 U_c$ .
  - 4086 – Als Kriterium für das Fehlerende wird das folgende Ereignisse festgelegt: Wiedereintritt aller Leiter-  
4087 Leiter-Spannungen in den Bereich von  $\pm 10 \% U_c$ ;
- 4088 b) Die Erzeugungsanlagen müssen für das Durchfahren von mehreren aufeinander folgenden  
4089 Netzfehlern ausgelegt sein.
- 4090 – Bei Typ-1-Anlagen ist durch die thermische Auslegung nach DIN EN 60034-1 (VDE 0530-1), 9.3.2,  
4091 sicherzustellen, dass mehrere Netzfehler durchfahren werden können. Wenn durch eine Folge von  
4092 Netzfehlern die thermischen Auslegungsgrenzen nach DIN EN 60034-1 (VDE 0530-1) überschritten  
4093 werden, darf sich die Erzeugungsanlage bzw. die Erzeugungseinheit vom Netz trennen.
  - 4094 – Typ-2-Anlagen müssen in der Lage sein, eine beliebige Folge von Netzfehlern zu durchfahren,  
4095 solange die gesamte kumulierte Energie, die in den vorangegangenen 30 min aufgrund von  
4096 Netzfehlern während der Netzfehler nicht in das Netz eingespeist werden konnte, kleiner als das  
4097 Äquivalent einer elektrischen Energie von  $P_{E_{max}} \cdot 2 \text{ s}$  ist.
- 4098 ANMERKUNG 2 Zur Umsetzung dieser Anforderung sind keine technischen Lösungen vorgeschrieben.  
4099 Entsprechend sind sowohl thermische Betrachtungen (beispielsweise der Einsatz von Chopperwiderständen) als  
4100 auch äquivalente Kriterien zulässig.
- 4101 – Wenn durch eine Folge von Netzfehlern Wellenschwingungen oder ähnliches angeregt wurden,  
4102 dürfen sich die Erzeugungsanlagen bzw. die Erzeugungseinheiten zum Eigenschutz vom Netz  
4103 trennen.

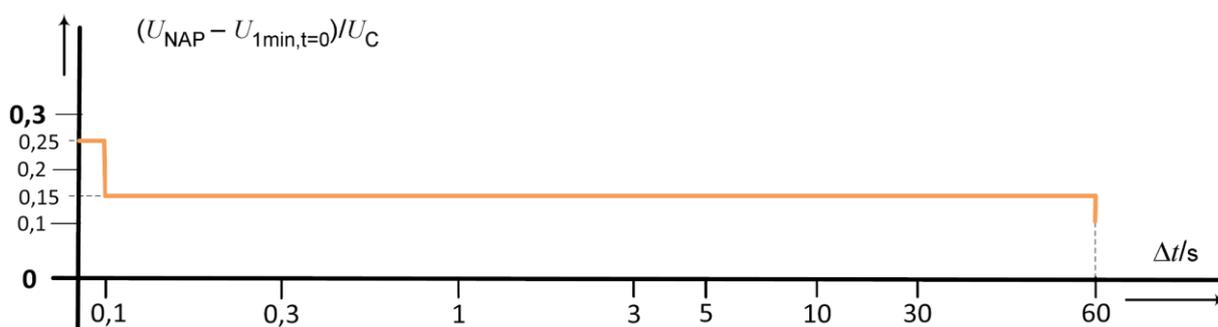
4104 In Kundenanlagen, die aufgrund einer vertraglichen Vereinbarung mit dem Netzbetreiber bei Netzstörungen im  
4105 vorgelagerten Netz zur Deckung des eigenen Energiebedarfes in den Inselbetrieb gehen, müssen sich die  
4106 Erzeugungsanlagen in diesen Kundenanlagen bis zur Netztrennung an der O-/UVRT-Robustheit beteiligen.

4107 Erzeugungsanlagen mit Anschluss an ein isoliert oder kompensiert betriebenes Mittelspannungs-Verteilnetz  
 4108 dürfen sich bei einem einpoligen Fehler (Erdschluss) nicht vom Netz trennen. Sollten aufgrund der  
 4109 Sternpunktbehandlung des Mittelspannungs-Verteilnetzes einpolige Fehler zu signifikanten Einbrüchen der  
 4110 verketteten Netzspannung führen (Erd-Kurzschluss), ist die Kennlinie für den zweipoligen Fehler in Bild 15 und  
 4111 Bild 16 anzuwenden.

4112 ANMERKUNG 3 Die O-/UVRT-Kurven nach Bild 15 und Bild 16 beschreiben die Mindestanforderungen an das Verbleiben  
 4113 der Erzeugungsanlage am Netz. Sie sind nicht dafür konzipiert, einen Unterspannungsschutz zu parametrieren.

4114 Nach Fehlerklärung kommt es aufgrund der dynamischen Wechselwirkungen zwischen Erzeugungsanlage und  
 4115 Netz zu einem über die Fehlerdauer hinaus andauernden Ausgleichsvorgang in der Spannung (Netz-  
 4116 anschlusspunkt wie auch Eigenbedarfsspannung). Über- und Unterspannungseignis treten dabei zeitlich  
 4117 unabhängig voneinander auf, können aber dieselbe Ursache haben. Dies muss bei der Auslegung der  
 4118 Erzeugungseinheiten berücksichtigt werden.

4119 Die in 10.2.4.2 und 10.2.4.3 beschriebenen Anforderungen (siehe auch Bild 15 bzw. Bild 16) müssen nicht  
 4120 erfüllt werden, wenn eine auftretende kurzzeitige Spannungserhöhung  $\Delta u_{\text{NAP}}$  (Differenz der höchsten Leiter-  
 4121 Leiter-Spannung am Netzanschlusspunkt zu deren 1-Minuten-Mittelwert  $U_{1\text{min}}$  bei Fehlerbeginn bezogen auf  
 4122 die vereinbarte Versorgungsspannung) die Grenzkurve nach Bild 14 überschreitet.



4123

4124 **Bild 14 - Grenzkurve für relative Spannungserhöhungen**

4125 An Kundenanlagen mit Typ-1- und Typ-2-Erzeugungseinheiten werden die Anforderungen an die O-/UVRT-  
 4126 Robustheit separat nach den für die jeweiligen Typen geltenden Anforderungen gestellt.

4127 Abhängig von den konkreten netztechnischen Bedingungen kann die tatsächliche Dauer des Verbleibens der  
 4128 Erzeugungsanlage am Mittelspannungsnetz durch schutztechnische Vorgaben des Netzbetreibers verkürzt  
 4129 werden.

#### 4130 **10.2.4.2 O-/UVRT-Robustheit für Typ-1-Anlagen**

##### 4131 **10.2.4.2.1 Transiente Stabilität – Verhalten bei Kurzschlüssen**

4132 Für Typ-1-Anlagen gilt hinsichtlich des Verbleibens der Erzeugungsanlage am Netz:

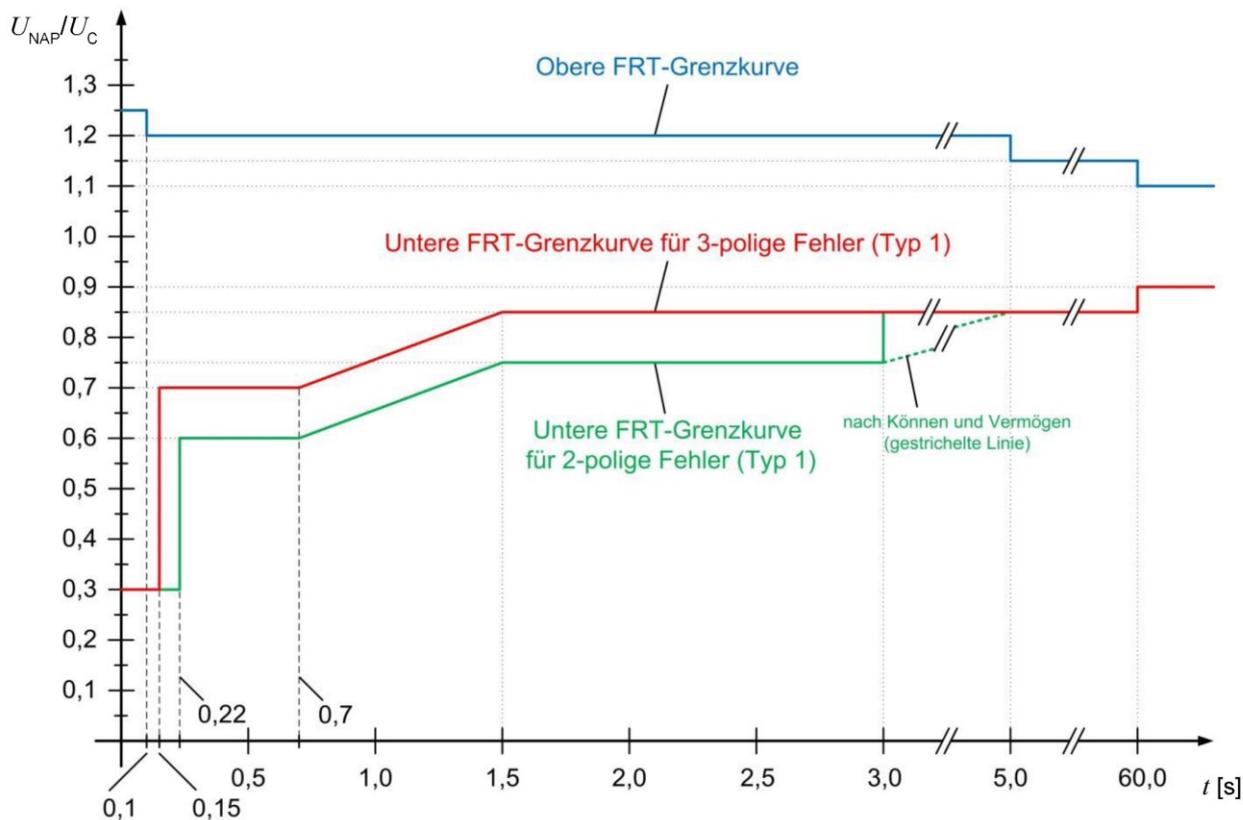
4133 Spannungseinbrüche und die darauf folgenden Ausgleichsvorgänge in der Spannung dürfen im gesamten  
 4134 Betriebsbereich der Erzeugungsanlage nicht zur Instabilität der Erzeugungsanlage und nicht zu einer Trennung  
 4135 vom Netz führen, wenn die Spannung Werte innerhalb der in Bild 15 dargestellten Grenzkurven (rot für  
 4136 dreiphasige und grün für zweiphasige Spannungseinbrüche sowie blau für die Überspannungs-Grenzkurve)  
 4137 annimmt und wenn die am Netzanschlusspunkt netzseitig verbleibende Kurzschlussleistung  $S_{kV}$  nach  
 4138 Fehlerklärung größer ist als der fünffache Zahlenwert der Summe der maximalen Scheinleistungen  $S_{\text{Amax}}$  aller  
 4139 Erzeugungsanlagen vom Typ 1, die direkt an diesem Mittelspannungsnetz angeschlossen sind, mindestens  
 4140 jedoch 15 MVA beträgt.

4141 Ferner darf unter diesen Rahmenbedingungen bei symmetrischen und unsymmetrischen Netzfehlern oberhalb  
 4142 der unteren Grenzkurven nach Bild 15 während und nach dem Netzfehler die Spannung am

**E VDE-AR-N 4110:2024-11**

4143 Netzanschlusspunkt durch das Einspeiseverhalten der Erzeugungsanlage nicht unzulässig angehoben werden  
 4144 (die obere FRT-Grenzkurve darf nicht verletzt werden).

4145



4146

**4147 Legende**

4148  $U_{NAP}$  Effektivwert der aktuellen Spannung am Netzanschlusspunkt

**4149 Bild 15 – O-/UVRT-Grenzkurve (FRT) für den Spannungsverlauf am Netzanschlusspunkt für eine**  
**4150 Erzeugungsanlage vom Typ 1**

4151 Es sind daher nur Spannungsregler zugelassen, die alle drei Außenleiterspannungen berücksichtigen. Der  
 4152 Spannungsregler darf den Erregerstrom während eines Netzfehlers verändern (zusätzlicher Erregerstrom), um  
 4153 den Polradwinkel zu reduzieren und damit die Stabilität der Erzeugungseinheit zu verbessern.

4154 Da das Verhalten des Spannungsreglers und ggf. notwendiger Zusatzeinrichtungen modellierbar und die  
 4155 Einstellwerte eindeutig einstellbar und nachvollziehbar sein müssen, sind nur digitale Reglerkomponenten  
 4156 zulässig.

**4157 10.2.4.2.2 Wirkstromwiederkehr**

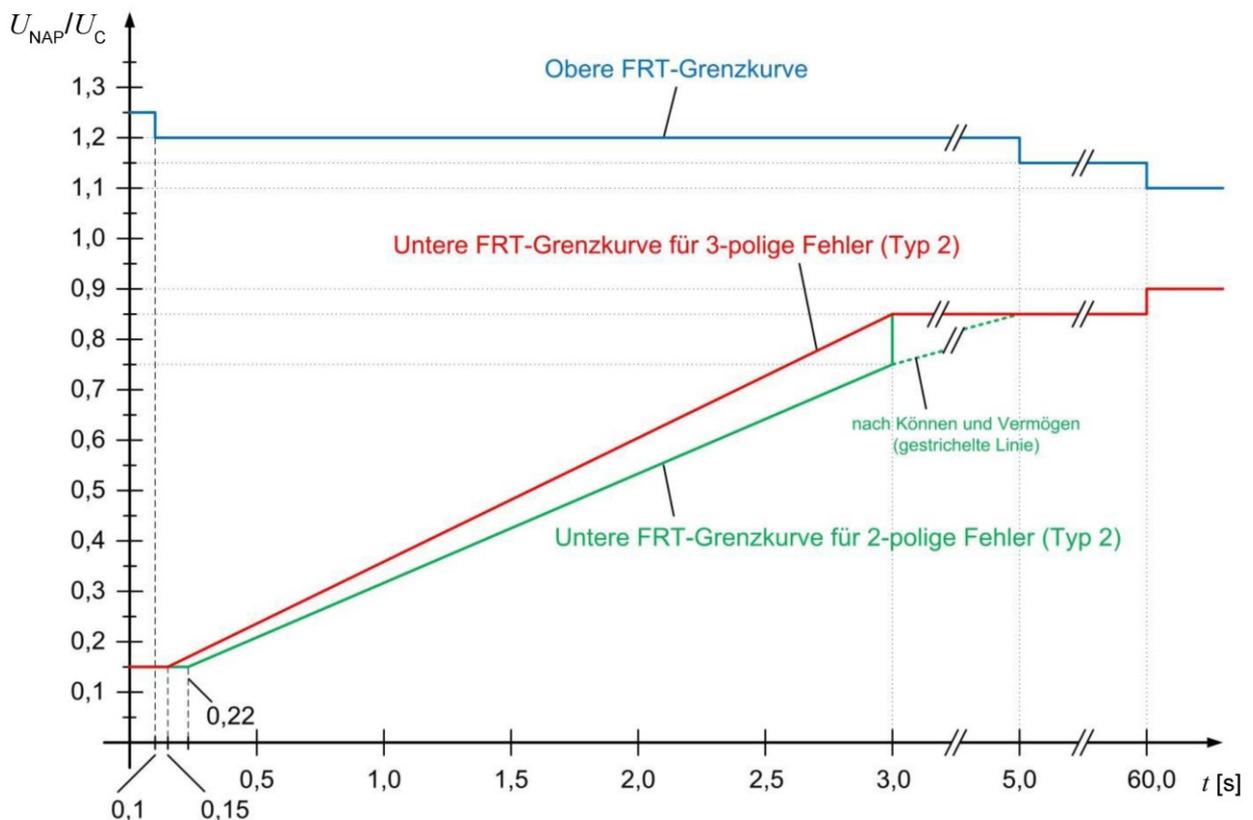
4158 Falls das mechanische Moment der Erzeugungsanlage während des Netzfehlers reduziert wurde, muss der  
 4159 Wirkstrom so schnell wie möglich (nach Können und Vermögen gemäß Herstellerangaben) bis zum Vor-  
 4160 fehlerwert gesteigert werden. Spätestens, wenn sich die Netzspannung wieder innerhalb des Spannungs-  
 4161 bandes von 90 %  $U_C$  bis 110 %  $U_C$  befindet, ist die Wirkleistung wieder auf den Vorfehlerwert zu steigern. Die  
 4162 Anschlagzeit darf maximal 3 s betragen. Im Falle von Erzeugungsanlagen, die in Gas- und Dampfprozessen  
 4163 eingebunden sind, darf die Anschlagzeit auch bis zu maximal 6 s betragen.

4164 **10.2.4.3 O-/UVRT-Robustheit für Typ-2-Anlagen**

4165 **10.2.4.3.1 Allgemeines**

4166 Für alle Typ-2-Erzeugungsanlagen gelten folgende Bedingungen:

4167 Solange alle Leiter-Leiter-Spannungen am Netzanschlusspunkt innerhalb der in Bild 16 dargestellten  
 4168 Grenzkurven (rot für dreiphasige und grün für zweiphasige Spannungseinbrüche sowie blau für die  
 4169 Überspannungs-Grenzkurve) liegen, darf es im gesamten Betriebsbereich der Erzeugungsanlage nicht zur  
 4170 Instabilität der Erzeugungsanlage und nicht zu einer Trennung vom Netz kommen, wenn die am  
 4171 Netzanschlusspunkt netzseitig verbleibende Netzkurzschlussleistung  $S_{KV}$  nach Fehlerklärung größer ist als der  
 4172 dreifache Zahlenwert der Summe der maximalen Scheinleistungen  $S_{Amax}$  aller Erzeugungsanlagen vom Typ  
 4173 2, die direkt an diesem Mittelspannungsnetz angeschlossen sind.



4174

4175 **Legende**

4176  $U_{NAP}$  Effektivwert der aktuellen Spannung am Netzanschlusspunkt

4177 **Bild 16 – O-/UVRT-Grenzkurve (FRT) für den Spannungsverlauf am Netzanschlusspunkt für eine**  
 4178 **Erzeugungsanlage vom Typ 2**

4179 **10.2.4.3.2 Ausnahmeregelung für direkt gekoppelte Asynchrongeneratoren**

4180 Für direkt gekoppelte Asynchrongeneratoren ohne Umrichter im Läuferkreis mit einer Summenleistung  
 4181  $\sum S_{FE} \leq 700$  kVA je Kundenanlage, die statorseitig mit schaltbaren Kompensationseinrichtungen ausgerüstet  
 4182 sind, gelten folgende Ausnahmeregelungen:

- 4183 – Ein geregelter  $k$ -Faktor ist nicht gefordert. Die dynamische Spannungsstützung erfolgt
  - 4184 • bei unsymmetrischen Fehlern während des Fehlers inhärent durch die Auslegung des Asyn-
  - 4185 chrongenerators;

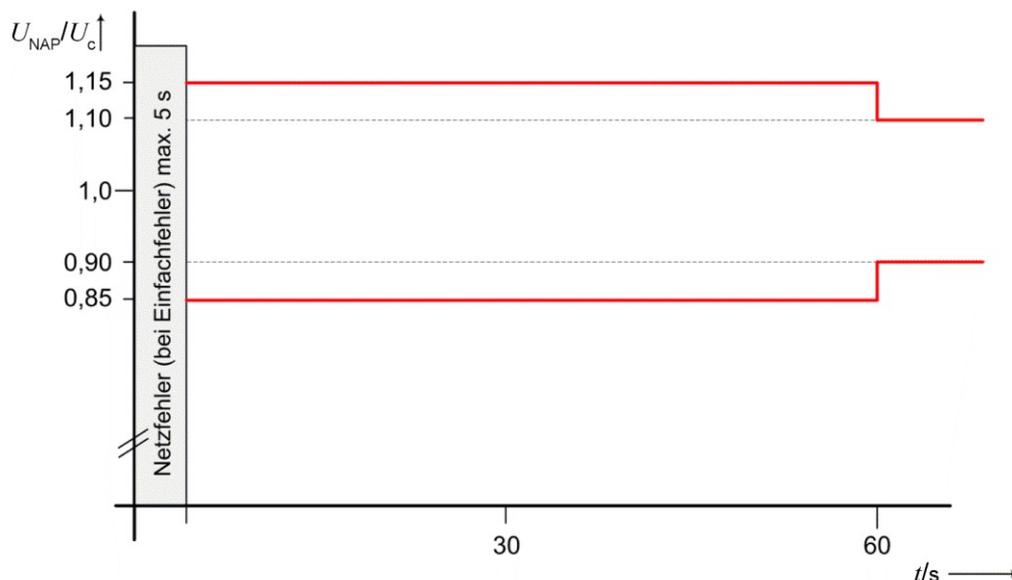
E VDE-AR-N 4110:2024-11

- 4186 • bei symmetrischen Fehlern zeitlich begrenzt durch den abklingenden Stoßkurzschlussstrom und  
4187 durch Zuschaltung von Kondensatoren. Während des Spannungseinbruchs darf kein  
4188 untererregter Zustand auftreten;
  - 4189 • nach Fehlerklärung eines Spannungseinbruchs für eine einstellbare Zeit von 0,5 s bis 5 s durch  
4190 Kondensatoren. Dabei müssen die Ausgleichsvorgänge (untererregter Betrieb) spätestens  
4191 300 ms nach Fehlerklärung abgeschlossen sein;
  - 4192 • während einer Spannungserhöhung nach Bild 14 muss sich die Erzeugungseinheit untererregt  
4193 verhalten.
- 4194 – Für die Wirkstromwiederkehr nach einem Netzfehler gelten die Anforderungen nach 10.2.4.2.2;  
4195 – Eine eingeschränkte kontinuierliche Spannungsregelung ist nicht gefordert;  
4196 – Die Spannungsstützung durch Kondensatoren muss bei einer Spannung am Netzanschlusspunkt größer  
4197 als  $1,1 U_c$  unverzüglich abgeschaltet werden. Dabei ist in isolierten und gelöscht betriebenen Netzen die  
4198 Leiter-Leiter-Spannung auszuwerten, in geerdeten Netzen die Leiter-Erde-Spannung;  
4199 – Während und nach einem Netzfehler muss die Drehzahl so geregelt werden, dass die Drehzahl  $n$  des  
4200 Generators im Bereich  $\pm 3 \%$  der Synchrondrehzahl bleibt. Als maximaler Schlupf ist das 5-Fache des  
4201 Schlupfes bei Bemessungsleistung des Generators zugelassen.

4202 **10.2.4.4 Verhalten nach Fehlerende bis zum Erreichen des stationären Betriebes für**  
4203 **Typ-1- und Typ-2-Anlagen**

4204 Befindet sich die Netzspannung 5 s nach Fehlerbeginn, wie in Bild 17 dargestellt, noch außerhalb des  
4205 Spannungsbandes von  $U_c \pm 10 \% U_c$  und droht eine Auslösung des Eigenschutzes der Erzeugungseinheiten,  
4206 müssen die Erzeugungseinheiten ihr Blindleistungsverhalten soweit anpassen, dass eine Auslösung des  
4207 Eigenschutzes vermieden wird. Zugunsten dieses Blindleistungsverhaltens darf die Wirkleistungseinspeisung  
4208 – soweit technisch erforderlich – angepasst werden. Innerhalb dieses Zeitraumes gelten die Anforderungen an  
4209 die statische Spannungshaltung nicht.

4210 Durch die Regelung der Trafostufenstellung am vorgelagerten Verteilertransformator HS/MS des Netz-  
4211 betreibers ist davon auszugehen, dass die Spannung wie in Bild 17 dargestellt nach spätestens 60 s wieder  
4212 innerhalb des Spannungsbandes von  $U_c \pm 10 \% U_c$  liegt.



4213

4214 **Bild 17 - Verhalten nach Fehlerende bis zum Erreichen des stationären Betriebes**

4215 Bezüglich der Blindleistungsbereitstellung nach Erreichen des stationären Betriebes gelten die Anforderungen  
4216 der statischen Spannungshaltung nach 10.2.2.

4217 **10.2.5 Wirkleistungsabgabe**

4218 **10.2.5.1 Allgemeines**

4219 Kundenanlagen mit Erzeugungseinheiten, Speichern und steuerbaren Verbrauchseinrichtungen müssen  
 4220 Vorgaben zu Leistungsgradienten hinsichtlich Ihrer Wirkleistungsabgabe umsetzen. Die Leistungsgradienten  
 4221 der Kundenanlage sind am Netzanschlusspunkt einzuhalten. Eine Umsetzung von Leistungsgradienten direkt  
 4222 an den Erzeugungseinheiten, Speichern bzw. den steuerbaren Verbrauchseinrichtungen ist zur Erfüllung der  
 4223 Anforderung zulässig.

4224 Die folgenden Leistungsgradienten sind für das Steigern und Reduzieren der Wirkleistungsabgabe bei  
 4225 Erzeugungsanlagen (technische Mindestleistung  $\leftrightarrow 100 \% P_{b\ inst}$ ), Speicher ( $- 100 \% P_{b\ inst} \leftrightarrow 100 \% P_{b\ inst}$ )  
 4226 und des Wirkleistungsbezugs für die steuerbaren Verbrauchseinrichtungen  $0 \leftrightarrow 100 \% P_{\text{steuerbar}}$  einzuhalten:

4227 Bei Zuschaltung nach 10.4, Wirkleistungsvorgaben durch Dritte (z.B. Aufforderungsfall Redispatch) gilt:

- 4228 – nicht schneller als mit  $0,66 \% P_{b\ inst}$  (bzw.  $P_{\text{steuerbar}}$ ) je Sekunde;
- 4229 – nicht langsamer als mit  $0,33 \% P_{b\ inst}$  (bzw.  $P_{\text{steuerbar}}$ ) je Sekunde. Davon abweichend dürfen  
 4230 Erzeugungsanlagen bei Sollwertvorgaben durch Dritte auch langsamer reagieren, bei Leistungs-  
 4231 steigerungen jedoch nicht langsamer als  $4 \% P_{b\ inst}$  je min.

4232 Bei Wirkleistungsvorgaben des Netzbetreibers z.B. Netzsicherheitsmanagement, Redispatch im Duldungsfall  
 4233 oder Notfallmaßnahme:

- 4234 – nicht schneller als mit  $3 \% P_{b\ inst}$  (bzw.  $P_{\text{steuerbar}}$ ) je Sekunde;
- 4235 – nicht langsamer als mit  $2 \% P_{b\ inst}$  (bzw.  $P_{\text{steuerbar}}$ ) je Sekunde.

4236 ANMERKUNG 1 Der Netzbetreiber darf eine Umsetzung seiner (oder einzelner) Wirkleistungsvorgaben mit den  
 4237 (langsameren) Gradienten aus dem Aufforderungsfall Redispatch zulassen. Die Schnittstelle bzw. Steuerungstechnik muss  
 4238 auch in diesem Fall so vorbereitet sein, dass eine Unterscheidung der Gradienten möglich ist (z.B. durch unterschiedliche  
 4239 Kanäle für die Wirkleistungsvorgabe (siehe Anhang C.4)).

4240 Bei Erzeugungsanlagen und Speichern mit fernwirksamer Anbindung darf der Netzbetreiber die maximale  
 4241 Wirkleistungssteigerung auf  $10 \% P_{b\ inst}$  pro Minute begrenzen (siehe Anhang C.4). Die Aktivierung dieses  
 4242 Gradienten muss anlassbezogen erfolgen (z.B. hohe Auslastung der Netzbetriebsmittel, n-1 Fall). Eine  
 4243 pauschale Aktivierung ohne konkreten Anlass ist unzulässig. Der Gradient muss von der Erzeugungsanlage  
 4244 und dem Speicher nach Aktivierung, ab einer Einspeisung von mind.  $60 \% P_{AV,E}$  eingehalten werden.

4245 ANMERKUNG 2 Von den oben aufgeführten Leistungsgradienten ist die Erbringung von Primärregelleistung ausge-  
 4246 nommen, da es sich nicht um Sollwertvorgaben durch Dritte handelt.

4247 Andere technisch begründete Leistungsgradienten (z. B. für Wasserkraftanlagen mit Pegelhaltung,  
 4248 Dampfprozesse, beim Einsatz von alternativen Brennstoffen bei der Verbrennung in Gasturbinen und –motoren  
 4249 wie z.B. bei Wasserstoff ab einer Beimischung von 10 Vol% oder bei Brennstoffumschaltungen) sind in  
 4250 Abstimmung mit dem bzw. nach Vorgabe des Netzbetreibers zulässig.

4251 Es ist ein gleichmäßiger Verlauf der Leistungssteigerung bzw. -reduzierung während des Hoch- bzw. Abfahrens  
 4252 der Kundenanlage und damit ein möglichst lineares Verhalten zu realisieren.

4253 Die Vorgaben sind auf die Wirkleistung bezogen. Die Blindleistung muss dabei den Vorgaben nach 5.5  
 4254 (Bezugsanlagen) bzw. nach 10.2.2 (Erzeugungsanlagen) folgen.

4255 Bei Leistungsreduzierungen an der Erzeugungseinheit aufgrund von Genehmigungsaufgaben (z. B. Schall-  
 4256 bzw. Naturschutzaufgaben) sind die Leistungsgradienten von Sollwertvorgaben durch Dritte einzuhalten. Die  
 4257 Wirkleistungssteigerung nach Ablauf der Auflage hat mit maximal  $10 \% P_{b\ inst}$  pro Minute zu erfolgen. Die  
 4258 Umsetzung kann auch im EZA-Regler erfolgen.

4259 Bei Typ-1-EZA sind im Falle der Anforderung zur Veränderung der Wirkleistungsabgabe die Restriktionen des  
 4260 Verbrennungs- bzw. Dampfprozesses zu berücksichtigen.

**E VDE-AR-N 4110:2024-11**

4261 Bei Wasserkraftanlagen (Ausleitungskraftwerk) ist der Gradient der maximalen Leistungsänderung durch die  
4262 maximale Verstellgeschwindigkeit des Leitapparates begrenzt, der in der Regel hydraulisch verstellt wird.

4263 Bei Wasserkraftwerken mit Druckrohren begrenzt der Abbau bzw. der Aufbau der kinetischen Energie des  
4264 fließenden Wassers die maximale Leistungsänderung.

4265 Bei Typ-2-Brennstoffzellen-EZA sind im Falle der Anforderung zur Veränderung der Wirkleistungsabgabe die  
4266 Restriktionen des elektrochemischen Prozesses zu berücksichtigen. Für die betroffenen Typ-1-EZA und Typ-  
4267 2-Brennstoffzellen-EZA gelten die Anforderungen an Stellgeschwindigkeiten zur Wirkleistungsanpassung nach  
4268 Tabelle 12.

4269 **Tabelle 12 - Anforderungen an Stellgeschwindigkeiten zur Wirkleistungsanpassung**

	Betriebsfall			
	Bei Zuschaltung nach 10.4, Wirkleistungsvorgaben durch Dritte (z.B. Aufforderungsfall Redispatch)		Bei Wirkleistungsvorgaben des Netzbetreibers z.B. Netzsicherheitsmanagement, Redispatch im Duldungsfall oder Notfallmaßnahme	
	Wirkleistungsabgabe		Wirkleistungsabgabe	
	Steigerung	Reduzierung	Steigerung	Reduzierung
Gasmotorenaggregate in % $P_{b\ inst} /s$	0,166...0,66	0,166...0,66	0,166...0,66	1,1...3 ( $P_{b\ inst} \leq 2\ MW$ )  0,33...3 ( $P_{b\ inst} > 2\ MW$ )
Gas-/Dampfturbinen in % $P_{b\ inst} /s$	0,066...0,66	0,133...0,66	0,066...0,66	0,133...3
Brennstoffzellen in % $P_{b\ inst} /s$	0,066...0,66	0,33...0,66	1,1...3 ( $P_{b\ inst} \leq 2\ MW$ )  0,33...3 ( $P_{b\ inst} > 2\ MW$ )	1,1...3 ( $P_{b\ inst} \leq 2\ MW$ )  0,33...3 ( $P_{b\ inst} > 2\ MW$ )
Wasserkraftanlagen	0,166...0,66	0,166...0,66	0,166...0,66	0,166...3

4270 Bei Reduzierung der Wirkleistungsabgabe durch Sollwertvorgabe unterhalb von 50 %  $P_{b\ inst}$  einer GuD-Anlage  
4271 darf sich die Dampfturbine vom Netz trennen.

4272 Bei Erzeugungsanlagen mit Verbrennungskraftmaschinen sind im Falle der Reduzierung der Wirkleistungs-  
4273 abgabe bei Sollwerten unterhalb von 50 %  $P_{b\ inst}$  der Verbrennungskraftmaschine die motortechnisch maximal  
4274 zulässigen Betriebsdauern zu berücksichtigen. Bei einer Leistung  $< 50\ \% P_{b\ inst}$  der Verbrennungs-  
4275 kraftmaschine und Überschreitung der zulässigen Betriebsdauer darf sich die Verbrennungskraftmaschine vom  
4276 Netz trennen.

4277 Bei der Priorisierung der Wirkleistungseinspeisung sind die Vorgaben aus Abschnitt 8.1 zu berücksichtigen.

4278 Der Netzbetreiber ist nach EnWG [18] berechtigt, jederzeit eine vorübergehende Begrenzung der Wirk-  
4279 leistungsabgabe bzw. die Anlagenabschaltung zu verlangen und vorzunehmen.

4280 **10.2.5.2 Netzsicherheitsmanagement / Redispatch**

4281 Erzeugungsanlagen müssen ihre Wirkleistung auf einen vom Netzbetreiber am Netzanschlusspunkt vorge-  
4282 gebenen Leistungswert ohne Trennung vom Netz begrenzen können. Dieser entspricht einem Prozentwert  
4283 bezogen auf die installierte Wirkleistung  $P_{inst}$ . Die Leistungsbegrenzung muss bei jedem Betriebszustand und  
4284 aus jedem Betriebspunkt möglich sein. Bei Speichern gelten die Anforderung sowohl für die Erzeugung als  
4285 auch den Bezug. Eine Umsetzung der Leistungsbegrenzung direkt an den Erzeugungseinheiten ist zur  
4286 Erfüllung der Anforderung ausreichend.

4287 Bei Mischanlagen ist zu beachten, dass sich die Gesamtwirkung am Netzanschlusspunkt aus der Leistung der  
4288 Erzeugungsanlage und der Leistung der Bezugsanlage ergibt. Die Anforderung zur Leistungsbegrenzung  
4289 bezieht sich unabhängig vom tatsächlichen Leistungsfluss und dessen Richtung am Netzanschlusspunkt auf  
4290 die installierte Wirkleistung  $P_{\text{inst}}$ . Jede Begrenzungs-Anforderung des Netzbetreibers muss über das Mess-  
4291 konzept oder über eine fernwirktechnische Anbindung für den Netzbetreiber nachvollziehbar sein.

4292 Unterhalb der technischen Mindestleistung darf die Erzeugungsanlage vom Netz getrennt werden (siehe hierzu  
4293 auch die Ausnahmeregelung für Verbrennungskraftmaschinen siehe 10.2.4.1). Die Wirkleistung der  
4294 Erzeugungsanlage bzw. des Speichers darf die jeweilige Wirkleistungsbegrenzung um maximal 5 %  $P_{\text{inst}}$   
4295 überschreiten. Bei einem vorgegebenen Leistungswert von 0 %  $P_{\text{inst}}$  ist eine Trennung vom Netz nicht  
4296 zwingend notwendig.

4297 Die Wirkleistungsvorgabe erfolgt für jeden Primärenergieträger gesondert (sofern an einer Übergabestation  
4298 mehrere Primärenergieträger angeschlossen sind).

4299 Bei sich zeitlich überschneidenden Wirkleistungsbegrenzungen durch den Netzbetreiber und durch Dritte  
4300 (Marktvorgaben, Eigenbedarfsoptimierung usw.) gilt in der Regel die betragsmäßig kleinere Leistung.

4301 Die Schnittstelle für das Netzsicherheitsmanagement muss den Anforderungen des Netzbetreibers genügen.  
4302 Hierbei ist der Technische Hinweis „Netzbetriebliche Anforderungen an die Steuerung von Kundenanlagen im  
4303 Verteilnetz“ des FNN zu beachten. Der Anlagenbetreiber hat jederzeit einen Nachweis für die zurückliegenden  
4304 18 Monate über die Leistungsabregelung des Netzsicherheitsmanagements und den Eingriff Dritter während  
4305 des Betriebs der Erzeugungsanlage vorzuhalten (z. B. über ein Logbuch), soweit nicht behördliche oder  
4306 gesetzliche Vorgaben andere Aufbewahrungsfristen bestimmen. Auf Anforderung ist dem Netzbetreiber dieser  
4307 Nachweis vorzulegen.

4308 Die Vorgaben aus dem Redispatch nach dem jeweils gültigen EnWG sind einzuhalten.

### 4309 **10.2.5.3 Verhalten bei steilen Frequenzgradienten (RoCoF)**

4310 Erzeugungsanlagen, Erzeugungs- und Speichereinheiten und Speicher sowie regelbare Bezugseinheiten  
4311 müssen schnelle Frequenzänderungen am NAP ohne Trennung vom Netz durchfahren können. Hierbei gelten  
4312 folgende Festlegungen:

4313 1) Typ-1-EZA dürfen sich nicht vom Netz trennen, solange:

4314 a) die bei dem Nachweis der Stabilität im „Fiktiven Inselnetz“ nach Abschnitt 11.2.10.2.2 bzw. Abschnitt  
4315 11.6.3 aufgetretenen maximalen Drehzahlgradienten nicht überschritten werden;

4316 b) die Drehzahlgradienten für den kritischen FRT-Fall nicht überschritten sind, welche sich aus den unter  
4317 Abschnitt 10.2.3 definierten FRT-Fällen für Typ-1-Anlagen bei maximalem Spannungseinbruch an der  
4318 EZE-Klemme bei maximaler mechanischer Antriebsleistung bei einer Fehlerdauer von 150 ms  
4319 ergeben;

4320 c) die folgenden über die jeweils unten angegebene Dauer gemittelten  
4321 Frequenzänderungsgeschwindigkeiten für Typ-1-EZA nicht überschritten werden:

4322 –  $\pm 2,0$  Hz/s für eine Dauer von 0,5 s,

4323 –  $\pm 1,5$  Hz/s für eine Dauer von 1 s und

4324 –  $\pm 1,25$  Hz/s für eine Dauer von 2 s,

4325 2) Typ-2-EZA, Erzeugungs- und Speichereinheiten und Speicher sowie regelbare Bezugseinheiten dürfen  
4326 sich nicht vom Netz trennen, solange:

4327 a) die bei dem Nachweis der Stabilität im „Fiktiven Inselnetz“ nach Abschnitt 11.2.10.3.2 aufgetretenen  
4328 maximalen Frequenzgradienten nicht überschritten werden;

4329 b) die folgenden über die jeweils unten angegebene Dauer gemittelten  
4330 Frequenzänderungsgeschwindigkeiten für Typ-2-EZA nicht überschritten werden:

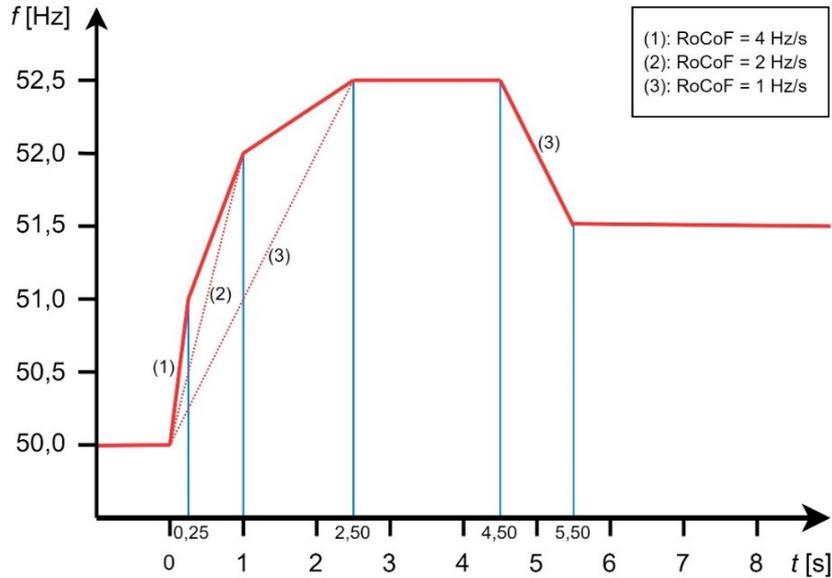
4331 –  $\pm 4,0$  Hz/s für eine Dauer von 0,25 s,

4332 –  $\pm 2,0$  Hz/s für eine Dauer von 0,5 s,

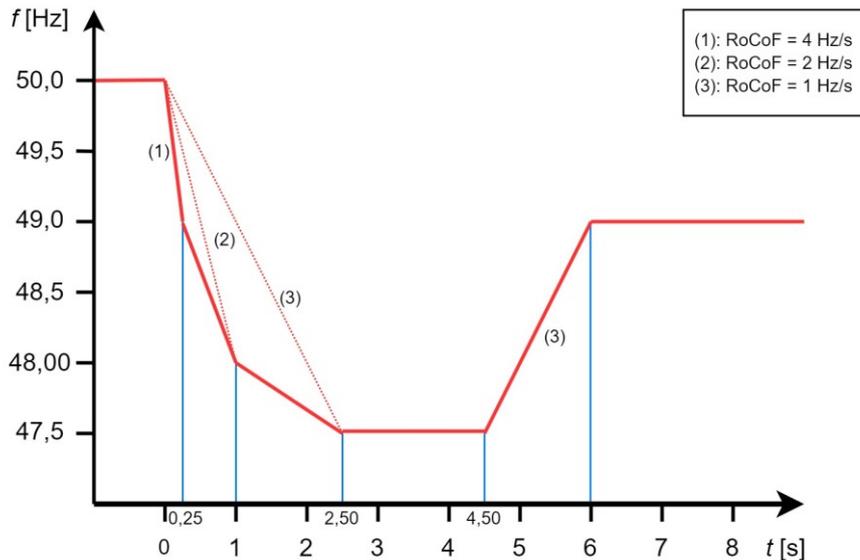
4333 –  $\pm 1,5$  Hz/s für eine Dauer von 1,0 s und

—  $\pm 1,25$  Hz/s für eine Dauer von 2,0 s;

c) die Sequenzen von Frequenzänderungsgeschwindigkeiten nach Bild 18 und Bild 19 nicht überschritten werden.



**Bild 18 - Sequenz für den Frequenzverlauf (Überfrequenz) für den Fall 2. d) am NAP**



**Bild 19 - Sequenz für den Frequenzverlauf (Unterfrequenz) für den Fall 2. d) am NAP**

#### 10.2.5.4 Wirkleistungsanpassung bei Über- und Unterfrequenz

##### 10.2.5.4.1 Allgemeines

Steigt bzw. fällt die Netzfrequenz außerhalb des Frequenzbandes von  $50 \text{ Hz} \pm 200 \text{ mHz}$ , haben sämtliche Erzeugungseinheiten, Erzeugungs- und Speichereinheiten sowie Speicher und regelbare Bezugseinheiten an der netzsicherheitsbasierten Primärregelung (PRNB) teilzunehmen.

ANMERKUNG 1 Ein solches Ereignis, das zum Verlassen des Frequenzbandes von  $50 \text{ Hz} \pm 200 \text{ mHz}$  führt, kann beispielsweise dann auftreten, wenn ein sehr hohes Leistungsungleichgewicht nicht mehr durch die marktbasierende Primär-

4348 und Sekundärregelung stationär ausgeglichen werden kann. Dieses Frequenzband kann vorübergehend auch aufgrund  
4349 der begrenzten dynamischen Eigenschaften der marktbasierter Primär- und Sekundärregelung überschritten werden.

4350 Die Anforderungen an die netzsicherheitsbasierte Primärregelung sind grundsätzlich auf die einzelne Einheit  
4351 bezogen, können jedoch bei untrennbar miteinander verbundenen Erzeugungseinheiten (z.B. GuD-Anlagen)  
4352 auch von der Anlage erbracht werden. Ein Nachweis der Einhaltung der Anforderungen erfolgt dann nach dem  
4353 Einzelnachweisverfahren.

4354 Die Teilnahme an der netzsicherheitsbasierten Primärregelung kann je nach Typ der Erzeugungseinheit (Typ-  
4355 1-EZE bzw. Typ-2-EZE) sowie nach Erzeugungstechnologie Einschränkungen unterliegen.

4356 ANMERKUNG 2 Einschränkungen ergeben sich insbesondere durch beschränkte Stellgeschwindigkeiten  
4357 (Wirkleistungsgradienten) außerhalb einer anlagenspezifisch festgelegten Stellamplitude.

4358 Bezüglich der netzsicherheitsbasierten Primärregelung kann zwischen dem unbeschränkten und dem  
4359 beschränkten Stellbereich der Stellgeschwindigkeit unterschieden werden. Eine Differenzierung zwischen dem  
4360 unbeschränkten und beschränkten Stellbereich der Stellgeschwindigkeit erfolgt technologiespezifisch durch  
4361 Tabelle 13 und Tabelle 14. Innerhalb der jeweils typspezifischen Wirkleistungsstellbereiche bezieht sich der  
4362 Bereich der unbeschränkten Stellgeschwindigkeit nach Tabelle 13 jeweils auf den zum Zeitpunkt der  
4363 Anforderung an die netzsicherheitsbasierte Primärregelung geltenden stationären Zustand. Dabei sind ggf.  
4364 zusätzliche Einschränkungen innerhalb ausgewiesener Wirkleistungsstellbereiche zu beachten. Zusätzlich  
4365 sind die eingeschränkten Anforderungen aufgrund technologischer Restriktionen nach Abschnitt 10.2.5.4.3 zu  
4366 berücksichtigen.

#### 4367 **10.2.5.4.2 Anforderungen an die Netzsicherheitsbasierte Primärregelung**

4368 Erzeugungseinheiten, Erzeugungs- und Speichereinheiten sowie Speicher müssen im Fiktiven Inselnetz  
4369 jederzeit stabil betrieben werden können. Für die netzsicherheitsbasierte Primärregelung gelten dabei folgende  
4370 Anforderungen:

#### 4371 **Statik und Dämpfung der PRNB**

4372 1) Die innerhalb der Frequenzbereiche von 47,5 Hz – 49,8 Hz bzw. 50,2 Hz – 51,5 Hz (vorrübergehend bis  
4373 52,5 Hz) wirksame PRNB muss als proportionale Drehzahlregelung (Typ-1-EZE) bzw. proportionale  
4374 Frequenzregelung (Typ-2-EZE, EZSE und Speicher) ausgeführt sein. Für die Einstellung der Statik ist  
4375 folgendes zu berücksichtigen:

#### 4376 Erzeugungseinheiten

- 4377 – Die Statik der drehzahl- bzw. frequenzabhängigen Wirkleistungseinspeisung muss einstellbar sein  
4378 zwischen 2,0 % und 12,0 %.
- 4379 – Als Standardwert ist für Typ-1-EZE und für Typ-2-EZE eine Statik von 5,0 % vorzusehen.
- 4380 – Als Bezugsgröße  $P_{ref}$  zur Bestimmung der Statik ist für Typ-1-EZE  $P_{inst}$  und für Typ-2-EZE  $P_{mom}$   
4381 heranzuziehen.

4382 Dabei entspricht  $P_{mom}$  der über einen Zeitraum von 200 ms gleitend gemittelten Wirkleistung an der  
4383 Klemme zum Zeitpunkt der Überschreitung von 50,2 Hz bzw. zum Zeitpunkt der Unterschreitung von  
4384 49,8 Hz.

#### 4385 EZSE und Speicher

- 4386 – Als Maximalwert ist für EZSE und Speicher im Überfrequenzbereich eine Statik von 12,0 % und im  
4387 Unterfrequenzbereich eine Statik von 5,0 % vorzusehen.
- 4388 – Als Standardwert ist für EZSE und Speicher im Überfrequenzbereich eine Statik von 5,0 % und im  
4389 Unterfrequenzbereich eine Statik von 1,6 % vorzusehen.
- 4390 – Als Minimalwert ist für EZSE und Speicher im Überfrequenzbereich eine Statik von 2,0 % und im  
4391 Unterfrequenzbereich eine Statik von 0,2 % vorzusehen.
- 4392 – Die Statik der frequenzabhängigen Wirkleistungseinspeisung muss für den Über- und  
4393 Unterfrequenzbereich einstellbar sein zwischen dem jeweiligen minimalen und maximalen Wert.

- 4394 – Als Bezugsgröße  $P_{\text{ref}}$  zur Bestimmung der Statik ist für EZSE und Speicher  $P_{\text{Emax}}$  heran zu ziehen.
- 4395 Struktur und Parametrierung der Drehzahl- bzw. Frequenzregelung
- 4396 Bezüglich der Struktur und Parametrierung der Drehzahl- bzw. Frequenzregelung sind folgende  
4397 Bedingungen einzuhalten:
- 4398 – Die Frequenzregelung muss innerhalb des unbeschränkten Stellbereichs nach Tabelle 13 zwischen  
4399 Mindest- bis Maximallast ein Dämpfungsmaß von  $D \geq 0,06$  für Typ-1-EZE und  $D \geq 0,2$  für Typ-2-EZE  
4400 aufweisen. Die Frequenzregelung ist bei Typ-2-EZE im geschlossenen Regelkreis so auszulegen,  
4401 dass die Anforderung an die Dämpfung für eine der Typ-2-Einheit beigestellte Schwungmasse mit  
4402 einem  $T_A$  von mindestens 3 s eingehalten wird. Die beigestellte Schwungmasse ist auf  $P_{\text{mom}}$  zu  
4403 beziehen.
  - 4404 – Die Frequenzregelung muss über den gesamten unbeschränkten Stellbereich nach Tabelle 13 von  
4405 maximaler Lade- und Entladeleistung (und umgekehrt) für EZSE und Speicher ein Dämpfungsmaß  
4406 von  $D \geq 0,06$  aufweisen.
  - 4407 – Die Frequenzregelung ist im geschlossenen Regelkreis so auszulegen, dass die Anforderung an die  
4408 Dämpfung für eine der EZSE bzw. dem Speicher beigestellte Schwungmasse im  
4409 Überfrequenzbereich mit einem  $T_A$  von mindestens 3 s und im Unterfrequenzbereich mit einem  $T_A$   
4410 von mindestens 6 s eingehalten wird. Die beigestellte Schwungmasse ist auf  $P_{\text{Emax}}$  zu beziehen.
  - 4411 – Abweichungen von einer rein proportional wirkenden Reglerstruktur sind nur insoweit zulässig, wie  
4412 die vorgegebenen leistungsbezogenen Statiken dies zur Einhaltung des Dämpfungsmaßes erfordern.
- 4413 ANMERKUNG 1 Abweichungen von einer rein proportional wirkenden Reglerstruktur können z.B. durch eine  
4414 vorübergehend wirkende transiente Statik oder andere Reglerstrukturen realisiert werden, die in ihrer Wirkung der  
4415 reinen Drehzahl- bzw. Frequenzregelung entsprechen. Hierbei ist Punkt 2 zu beachten.
- 4416 ANMERKUNG 2 Die beigestellte Schwungmasse ist eine bei der Auslegung des geschlossenen Frequenzregelkreises der  
4417 Typ-2-Einheit bzw. dem Nachweis der Frequenzregelung zu berücksichtigende Rechengröße und kein durch den Betreiber  
4418 bereitzustellendes Betriebsmittel.
- 4419 ANMERKUNG 3 Für EZE mit dargebotsabhängiger Primärenergie gelten diese Anforderungen uneingeschränkt nur für den  
4420 Bereich der Überfrequenz (50,2 Hz - 51,5 Hz; transient bis 52,5 Hz). Für den Bereich der Unterfrequenz gilt diese  
4421 Anforderung nur insoweit, wie eine niedriger priorisierte Wirkleistungsreduzierung nach Abschnitt 8.1 bestand.
- 4422 2) Kann mit der leistungsbezogenen Statik im geforderten Einstellbereich nach Punkt 1 das geforderte  
4423 Dämpfungsmaß nach Anhang B.14 nur mittels zusätzlicher transienter Statik oder durch ergänzende  
4424 Reglerstrukturen erreicht werden, so ist durch eine geeignete zusätzliche Steuerung sicherzustellen, dass  
4425 in Betriebszuständen, in denen der Frequenzgradient einen Wert von  $\pm 0,5$  Hz/s gemittelt über 400 ms  
4426 überschreitet, jeweils die maximal mögliche Stellgeschwindigkeit des Stellorgans bzw. des Prozesses  
4427 insgesamt zur Anwendung kommt.
- 4428 **Verhalten bei Über- und Unterfrequenz im Bereich der PRNB**
- 4429 3) Für die netzsicherheitsbasierte Primärregelung gelten die Anforderungen im unbeschränkten Stellbereich  
4430 nach Tabelle 13 und für Erzeugungseinheiten zusätzlich die Stellgeschwindigkeiten im beschränkten  
4431 Stellbereich nach Tabelle 14. Höhere als die in Tabelle 14 angegebenen Stellgeschwindigkeiten sind  
4432 zulässig und auszuweisen.
- 4433 4) EZSE und Speicher müssen im Fiktiven Inselnetz einen spontanen Übergang von Lade- in den  
4434 Entladebetrieb um mindestens 100 % (entsprechend Tabelle 10) auf Basis einer sprungförmigen  
4435 Sollwertänderung und umgekehrt beherrschen.
- 4436 5) Erzeugungseinheiten, EZSE und Speicher müssen im Fiktiven Inselnetzbetrieb im Falle einer spontanen  
4437 Lastabschaltung (**Überfrequenzereignis**) folgende Anforderungen erfüllen:
- 4438 Erzeugungseinheiten
- 4439 – Eine Typ-1-EZE muss ausgehend von  $P_{\text{b inst}}$  eine spontane Lastabschaltung auf den unteren  
4440 Grenzwert des Stellbereichs nach Tabelle 14, maximal jedoch mit 45 % von  $P_{\text{b inst}}$  beherrschen.  
4441 Zusätzlich muss eine Lastabschaltung mit beliebiger Amplitude, maximal jedoch 45 %  $P_{\text{b inst}}$ ,  
4442 innerhalb des Betriebsbereichs von  $P_{\text{b inst}}$  und Mindestlast beherrscht werden.

- 4443 – Eine Typ-2-EZE muss eine spontane Lastabschaltung von 45 % von  $P_{\text{mom}}$  beherrschen, solange der
- 4444 Wert der Untergrenze des Stellbereichs nach Tabelle 14 nicht unterschritten wird. Die jeweils
- 4445 anzunehmende beigestellte Schwungmasse von 3 s ist dabei ebenfalls auf  $P_{\text{mom}}$  zu beziehen.
- 4446 – Typ-1-EZE und Typ-2-EZE müssen die Wirkleistung, ausgehend von der abgegebenen Leistung vor
- 4447 Eintritt der Lastabschaltung, bis zum Erreichen der Mindest- bzw. Teillast, innerhalb des transient
- 4448 zulässigen Drehzahl- bzw. Frequenzbereichs von 52,5 Hz reduzieren können.
- 4449 – Die Wirkleistungsabgabe muss bis zum Erreichen der technischen Mindestleistung reduziert werden
- 4450 können. Eine weitergehende Reduzierung unter die technische Mindestleistung ist nur dann zulässig,
- 4451 wenn ein stabiler Betrieb der Erzeugungsanlage nach diesem Abschnitt erhalten bleibt.
- 4452 – Die technische Mindestleistung ist technologieabhängig (siehe Tabelle 13 und Tabelle 14). Niedrigere
- 4453 als die in Tabelle 13 und Tabelle 14 ausgewiesenen Werte der technischen Mindestleistung sind
- 4454 zulässig.

4455 EZSE und Speicher

- 4456 – EZSE und Speicher müssen im Entladebetrieb eine spontane Entlastung von Nennleistung auf eine
- 4457 beliebige Teillast einschließlich Leistungsumkehr beherrschen.
- 4458 – Im Entladebetrieb muss die abgegebene Wirkleistung bis zum Erreichen der Teillast, die einem
- 4459 dauerhaft zulässigen Frequenzwert von 51,5 Hz entspricht, reduziert werden können.
- 4460 6) Erzeugungseinheiten, EZSE und Speicher müssen im Fiktiven Inselnetzbetrieb im Falle einer spontanen
- 4461 Leistungsanforderung (Leistungserhöhung, **Unterfrequenzereignis**) bedingt durch einen Abfall der
- 4462 Netzfrequenz in den Bereich der PRNB folgende Anforderungen erfüllen:
- 4463 – Erzeugungseinheiten müssen mit den in Tabelle 13 enthaltenen Anforderungen innerhalb des
- 4464 unbeschränkten und darüber hinaus im beschränkten Stellbereichs nach Tabelle 14 ihre Leistung
- 4465 steigern. Dies gilt unter der Voraussetzung, dass eine entsprechende Leistungsreserve betrieblich
- 4466 vorgesehen war.
- 4467 – EZSE und Speicher müssen im Ladebetrieb eine spontane Entlastung von Nennentladung auf eine
- 4468 beliebige Teilladung einschließlich Leistungsumkehr beherrschen.
- 4469 – EZSE und Speicher müssen im Ladebetrieb die aufgenommene Wirkleistung bis zum Erreichen des
- 4470 Teilverbrauchs, der einem transient zulässigen Frequenzwert von 48,5 Hz entspricht, reduzieren
- 4471 können.
- 4472 7) Die Schwellwerte zur Aktivierung der PRNB müssen zwischen 49,5 Hz - 49,8 Hz bzw. 50,2 Hz - 50,5 Hz
- 4473 in Schritten von 10 mHz einstellbar sein. Sofern keine anderslautende Mitteilung vom Netzbetreiber erfolgt,
- 4474 liegen sie bei 49,8 Hz bzw. 50,2 Hz.
- 4475 8) Die maximale Unempfindlichkeit der frequenzabhängigen Wirkleistungsanpassung um den gemessenen
- 4476 Frequenzwert beträgt  $\pm 10$  mHz.
- 4477 9) Der Übergang in die PRNB und auch das mehrfache Durchfahren der Schwellwerte muss bezogen auf
- 4478 das Leistungsstellglied stoßfrei erfolgen.
- 4479 10) Eine Netztrennung innerhalb des Frequenzbereichs von 47,5 Hz – 51,5 Hz ist unzulässig.
- 4480 11) Bei Netzfrequenzen unterhalb von 47,5 Hz dürfen sich Erzeugungseinheiten, EZSE und Speicher
- 4481 automatisch vom Netz trennen.
- 4482 12) Bei Netzfrequenzen oberhalb von 51,5 Hz müssen die Erzeugungseinheiten, EZSE und Speicher
- 4483 mindestens 10 s am Netz verbleiben und dürfen sich oberhalb von 52,5 Hz automatisch vom Netz trennen.

4484 ANMERKUNG 3 Sicherheitsrelevante Batteriespeicher, die im ungestörten Netz keine Wirkleistung einspeisen, wie

4485 unterbrechungsfreie Stromversorgungen, Pufferbatterien für Hilfsenergieversorgungen usw., werden im Sinne dieser

4486 Anwendungsregel nicht als Speicher betrachtet. Speicher die sich in einem Stromsparmodus („Standby-Betrieb“) befinden,

4487 sind von den Verpflichtungen zur Teilnahme and der PRNB ausgenommen.

4488 **Besonderheiten bei Typ-1-EZE im Bereich der PRNB**

4489 Jede Typ-1-EZE muss in der Lage sein zwischen den Betriebspunkten vorübergehende Mindestleistung- und

4490 Maximallast  $P_{\text{Amax}}$  auf Basis der PRNB einen Fiktiven Inselnetzbetrieb nach den Vorgaben dieses Abschnitts

4491 sicherzustellen. Die dafür nachgewiesenen systemstützenden Eigenschaften der EZE müssen im Netzbetrieb

4492 jederzeit innerhalb des PRNB Regelbereichs aktiv sein. Im Falle einer Umschaltung von Parametern und/oder

**E VDE-AR-N 4110:2024-11**

4493 Strukturen der Regeleinrichtungen bei der Aktivierung der PRNB (Überschreiten des 200 mHz Totbandes) und  
4494 umgekehrt muss ein stabiler Betrieb der EZE/EZA gewährleistet sein.

4495 ANMERKUNG 4 Es ist sicherzustellen, dass bei der Aktivierung der PRNB kein isochroner Betrieb erfolgt.

4496 ANMERKUNG 5 Das Überschreiten des 200 mHz Totbandes kann auch mit beliebig kleinen Gradienten erfolgen.

4497 **Besonderheiten bei kontinuierlich regelbaren Bezugseinheiten**

4498 Die nachfolgend beschriebenen Anforderungen gelten für regelbare Bezugseinheiten, deren Verbrauch  
4499 kontinuierlich innerhalb des für die netzsicherheitsbasierte Primärregelung relevanten Zeitbereichs als  
4500 frequenzabhängig regelbar vorgesehen und vereinbart ist.

4501 Verlässt die Netzfrequenz das Frequenzband der marktbasieren Primärregelung von in der Regel  $\pm 200$  mHz,  
4502 müssen kontinuierlich regelbare Bezugseinheiten, ihre Leistungsaufnahme derart anpassen, dass der  
4503 Leistungsbereich zwischen Maximallast und technischer Mindestlast innerhalb eines festgelegten  
4504 Frequenzbereichs durchfahren wird.

4505 Für den Bereich der Überfrequenz von 50,2 Hz bis 51,5 Hz (Leistungsaufnahme) gelten nach Können und  
4506 Vermögen dieselben Anforderungen wie für Typ-2-EZE, wobei eine leistungsbezogene Statik von 5,0 %  
4507 vorzusehen

4508 Der Einschwingvorgang einer Leistungsanpassung bei einer sprungförmig angenommenen  
4509 Frequenzabsenkung bzw. Frequenzerhöhung hat mit einem Dämpfungsmaß von  $D \geq 0,06$  zu erfolgen.

4510 Für den Bereich der Unterfrequenz (Leistungsreduktion) ist im wesentlichen Frequenzbereich von 49,8 Hz bis  
4511 48 Hz eine leistungsbezogene Statik von 5,0 % vorzusehen.

4512 Der Einschwingvorgang einer Leistungsanpassung bei einer sprungförmig angenommenen  
4513 Frequenzabsenkung bzw. Frequenzerhöhung hat mit einem Dämpfungsmaß von  $D \geq 0,06$  zu erfolgen.

4514 Zum Nachweis der Einhaltung der Anforderungen an die PRNB kann auf Tabelle 25, Tabelle 26, Tabelle 31,  
4515 und Tabelle 32 zurückgegriffen werden. Die Anforderungen gelten als erfüllt, wenn die in Tabelle 34  
4516 aufgeführten Parameterbeschränkungen und die in Bild 29 gekennzeichneten Grenzkurven eingehalten  
4517 werden.

4518 ANMERKUNG 6 Kontinuierlich regelbare Bezugseinheiten, die sich in einem Stromsparmodes („Standby-Betrieb“)  
4519 befinden, sind von den Verpflichtungen zur Teilnahme an der PRNB ausgenommen.

4520

4521  
4522  
4523

**Tabelle 13 - Dynamische Anforderungen an die netsicherheitsbasierte Primärregelung für die Wirkleistungsstellbereiche von Typ-1- und Typ-2-EZE, Erzeugungs- und Speichereinheiten sowie Speicher im unbeschränkten Stellbereich**

EZE Technologie	Typ	unbeschränkter (ub) Stellbereich <sup>(1)</sup>			
		Stellbereich		Frequenzrückgang & Frequenzanstieg	
		$P_{ub,min}$	$P_{ub,max}$	Amplitude	Dämpfungsmaß
Gasturbine ≤ 2 MW <sup>(2)</sup>	1	55 % $P_{E,max}$	100 % $P_{E,max}$	± 10 % $P_{E,max}$	≥ 0,06
Gasturbine > 2MW <sup>(2)</sup>		55 % $P_{E,max}$	100 % $P_{E,max}$	± 10 % $P_{E,max}$	≥ 0,06
Dampfturbine <sup>(5)</sup>		55 % $P_{E,max}$	100 % $P_{E,max}$	± 10 % $P_{E,max}$	≥ 0,06
Gas- und Dampf Anlage		55 % $P_{E,max}$	100 % $P_{E,max}$	± 10 % $P_{E,max}$	≥ 0,06
Verbrennungsmotoren (zur Stromerzeugung) ≤ 2 MW <sup>(2)</sup>		50 % $P_{E,max}$	100 % $P_{E,max}$	± 10 % $P_{E,max}$	≥ 0,06
Verbrennungsmotoren (zur Stromerzeugung) > 2 MW <sup>(2)</sup>		50 % $P_{E,max}$	100 % $P_{E,max}$	± 10 % $P_{E,max}$	≥ 0,06
Gas-Verbrennungsmotor ≤ 2MW		50 % $P_{E,max}$	100 % $P_{E,max}$	± 5 % $P_{E,max}$	≥ 0,06
Gas-Verbrennungsmotor > 2MW		50 % $P_{E,max}$	100 % $P_{E,max}$	± 7 % $P_{E,max}$	≥ 0,06
Wasserkraftanlagen im Turbinen und ggfls. Pumpbetrieb		(6)	(6)	(6)	
Geothermie		50 % $P_{E,max}$	100 % $P_{E,max}$	± 10 % $P_{E,max}$	≥ 0,06
Batteriespeicher (netzfolgend)	2	-100 % $P_{v,max}^{(3)}$	100 % $P_{v,max}^{(3)}$	± 100 % $P_{v,max}^{(3)}$	≥ 0,06 <sup>(4)</sup>
Brennstoffzelle		keine Anforderungen			
Photovoltaik		10 % $P_{E,max}$	100 % $P_{v,max}^{(3)}$	± 90 % $P_{v,max}^{(3)}$	≥ 0,2 <sup>(4)</sup>
Windenergieanlage		45 % $P_{E,max}$	100 % $P_{v,max}^{(3)}$	- 10 % / + 1 % $P_{v,max}^{(3)}$	≥ 0,2 <sup>(4)</sup>

4524  
4525  
4526  
4527  
4528  
4529  
4530  
4531  
4532  
4533  
4534  
4535  
4536

- (1) Unbeschränkter Stellbereich: Bereich der Kleinsignalstabilität der Primärregelung (Siehe Begriffsdefinition 2.2.9) für  $\cos \varphi = 1$
- (2) Alle Brennstoffe, dazu gehören: Diesel, Erdgas, Faulgas, Heizöl, Kerosin, Synthesegas. Für alternative Brennstoffe (z.B. Wasserstoff ab einer Beimischung von 10Vol% oder Brennstoffumstellung) können zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber angepasste Werte vereinbart werden.
- (3) Technisch verfügbare Leistungsabgabe / Leistungsaufnahme
- (4) Anforderung an das Einschwingverhalten des Stellglieds gemäß  $P(f)$ -Grenzkurve in Bild 29.
- (5) Alle Brennstoffe, dazu gehören: Braunkohle, Steinkohle, Biomasse, „Müllverbrennung“.
- (6) Der Arbeitsbereich insgesamt sowie der unbeschränkte Stellbereich der PRNB ist projektspezifisch auf Basis der hydraulischen Kenngrößen der Anlage mit dem Netzbetreiber abzustimmen. Ab einer Anlagengröße von  $P_{A,max} > 45$  MW ist eine zusätzliche Abstimmung mit dem Übertragungsnetzbetreiber erforderlich. Auslegungen mit unwirksamen Arbeits- und zugehörigen Stellbereichen sind unzulässig.

4537  
4538

**Tabelle 14 - Dynamische Anforderungen an die netsicherheitsbasierte Primärregelung für die Wirkleistungsstellbereiche von Typ-1- und Typ-2-EZE im beschränkten Stellbereich**

EZE Technologie	Typ	Beschränkter Stellbereich <sup>(1)</sup>							
		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 < 2 MW <sup>(2)</sup>	1	10 %-100 % $P_{E\max}$	66 % $P_{b\ inst} / \text{min}$	10 %-100 % $P_{E\max}$	66 % $P_{b\ inst} / \text{min}$	10 %-100 % $P_{E\max}$	66 % $P_{b\ inst} / \text{min}$	10 %-100 % $P_{E\max}$	66 % $P_{b\ inst} / \text{min}$
Gasturbine > 2 MW <sup>(2)</sup>		55 %-100 % $P_{E\max}$	20 % $P_{b\ inst} / \text{min}$	55 %-100 % $P_{E\max}$	20 % $P_{b\ inst} / \text{min}$	55 %-100 % $P_{E\max}$	20 % $P_{b\ inst} / \text{min}$	55 %-100 % $P_{E\max}$	20 % $P_{b\ inst} / \text{min}$
Dampfturbine <sup>(3)</sup>		$P_{e\ min} \%$ -100 % $P_{E\max}$	20 % $P_{b\ inst} / 5 \text{ min}$	10 %-100 % $P_{E\max}$	20 % $P_{b\ inst} / 5 \text{ min}$	10 %-100 % $P_{E\max}$	45 % $P_{b\ inst} / 8 \text{ s}$	10 %-100 % $P_{E\max}$	45 % $P_{b\ inst} / 8 \text{ s}$
Gas- und Dampf Anlage		55 %-100 % $P_{E\max}$	20 % $P_{b\ inst} / \text{min}$	55 %-100 % $P_{E\max}$	20 % $P_{b\ inst} / \text{min}$	55 %-100 % $P_{E\max}$	20 % $P_{b\ inst} / \text{min}$	55 %-100 % $P_{E\max}$	20 % $P_{b\ inst} / \text{min}$
Verbrennungsmotoren (zur Stromerzeugung) < 2 MW <sup>(2)</sup>		50 %-100 % $P_{E\max}$	66 % $P_{b\ inst} / \text{min}$	50 %-100 % $P_{E\max}$	66 % $P_{b\ inst} / \text{min}$	50 %-100 % $P_{E\max}$	66 % $P_{b\ inst} / \text{min}$	50 %-100 % $P_{E\max}$	66 % $P_{b\ inst} / \text{min}$
Verbrennungsmotoren (zur Stromerzeugung) > 2 MW <sup>(2)</sup>		50 %-100 % $P_{E\max}$	20 % $P_{b\ inst} / \text{min}$	50 %-100 % $P_{E\max}$	20 % $P_{b\ inst} / \text{min}$	50 %-100 % $P_{E\max}$	20 % $P_{b\ inst} / \text{min}$	50 %-100 % $P_{E\max}$	20 % $P_{b\ inst} / \text{min}$
Geothermie		10 %-100 % $P_{E\max}$	20 % $P_{b\ inst} / 5 \text{ min}$	10 %-100 % $P_{E\max}$	20 % $P_{b\ inst} / 5 \text{ min}$	10 %-100 % $P_{E\max}$	45 % $P_{b\ inst} / 8 \text{ s}$	10 %-100 % $P_{E\max}$	45 % $P_{b\ inst} / 8 \text{ s}$
Wasserkraft		(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)
Brennstoffzelle < 2 MW		50 %-100 % $P_{E\max}$	66 % $P_{b\ inst} / \text{min}$	50 %-100 % $P_{E\max}$	66 % $P_{b\ inst} / \text{min}$	50 %-100 % $P_{E\max}$	66 % $P_{b\ inst} / \text{min}$	50 %-100 % $P_{E\max}$	66 % $P_{b\ inst} / \text{min}$
Brennstoffzelle > 2 MW	50 %-100 % $P_{E\max}$	20 % $P_{b\ inst} / \text{min}$	50 %-100 % $P_{E\max}$	20 % $P_{b\ inst} / \text{min}$	50 %-100 % $P_{E\max}$	20 % $P_{b\ inst} / \text{min}$	50 %-100 % $P_{E\max}$	20 % $P_{b\ inst} / \text{min}$	
Windenergieanlage	2	65 %-100 % $P_{v,\max}^{(4)}$	6 % $P_{b\ inst} / \text{s}$	65 %-100 % $P_{v,\max}^{(4)}$	6 % $P_{b\ inst} / \text{s}$	15 %-100 % $P_{v,\max}^{(4)}$	25 % $P_{b\ inst} / \text{s}$	15 %-100 % $P_{v,\max}^{(4)}$	25 % $P_{b\ inst} / \text{s}$
		45 %-65 % $P_{v,\max}^{(4)}$	4 % $P_{b\ inst} / \text{s}$	45 %-65 % $P_{v,\max}^{(4)}$	4 % $P_{b\ inst} / \text{s}$				
		15 %-45 % $P_{v,\max}^{(4)}$	2 % $P_{b\ inst} / \text{s}$	15 %-45 % $P_{v,\max}^{(4)}$	2 % $P_{b\ inst} / \text{s}$				

- 4539 (1) Beschränkter Stellbereich: (Großsignalverhalten); Betrachtung des offenen Regelkreises „so wie heute“.
- 4540 (2) Alle Brennstoffe, dazu gehören: Diesel, Erdgas, Faulgas, Heizöl, Kerosin, Synthesegas. Für alternative Brennstoffe (z.B. Wasserstoff ab einer Beimischung von 10Vol% oder Brennstoffumstellung) können zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber angepasste Werte vereinbart werden.
- 4541 (3) Alle Brennstoffe, dazu gehören: Braunkohle, Steinkohle, Biomasse, Müll. Weiterhin gilt  $P_{e\ min} \leq 45 \% P_{b\ inst}$ .
- 4543 (4) Technisch verfügbare Leistungsabgabe / Leistungsaufnahme.
- 4544 (5) Der für die PRNB verfügbare Wirkleistungsstellbereich insgesamt sowie der unbeschränkte Stellbereich der PRNB ist projektspezifisch auf Basis der hydraulischen Kenngrößen der Anlage festzulegen. Ab einer Anlagengröße von  $P_{A\max} > 45 \text{ MW}$  ist eine zusätzliche Abstimmung mit dem Übertragungsnetzbetreiber erforderlich. Auslegungen mit unwirksamen Arbeits- und zugehörigen Stellbereichen sind unzulässig.
- 4545

4546 **10.2.5.4.3 Eingeschränkte, bzw. erweiterte Anforderungen aufgrund technologiespezifischer**  
4547 **Restriktionen**

4548 Technologieorientierte Kennwerte der Wirkleistungsabgabe innerhalb der netsicherheitsbasierten  
4549 Primärregelung sind Tabelle 13 und Tabelle 14 zu entnehmen. Aufgrund technischer Restriktionen können sich  
4550 zusätzliche Einschränkungen ergeben. In diesen Fällen gelten folgende Anforderungen:

4551 Ausnahmen bzgl. der Teilnahme an der netsicherheitsbasierten Primärregelung können für  
4552 Wasserkraftanlagen mit besonderen Stellgeschwindigkeitsbeschränkungen oder wenn Beschränkungen durch  
4553 die Pegelhaltung zu beachten sind, gelten. Beschränkungen sind gegenüber dem Netzbetreiber zu begründen  
4554 und nachzuweisen.

4555 Bei Verbrennungsmotoren mit Gemischbildung kommt es zu einem signifikanten Totzeitverhalten. Ursächlich  
4556 dafür ist, unter Anderem, die erhebliche Kraftstoffmenge in der Strecke zwischen Drosselklappe(n) und  
4557 Motorzylindern. Beim Übergang in den Fiktiven Inselnetzbetrieb mit einer spontanen Lastabschaltung  
4558 ausgehend von  $P_{\text{binst}}$  auf Mindestleistung kann die Vorgabe einer maximalen transienten Frequenz von  
4559 52,5 Hz im Bereich der PRNB deshalb nicht eingehalten werden. Es kann deshalb eine Beschränkung der  
4560 spontanen Lastabschaltung der Art vorgenommen werden, dass die maximale Frequenz von 52,5 Hz nicht  
4561 überschritten wird. Die Lastabschaltung muss jedoch mindestens 5 %  $P_{\text{binst}}$  betragen. Alternativ kann beim  
4562 Übergang in den Fiktiven Inselnetzbetrieb sowie bei Betrieb innerhalb der Fiktiven Insel bei einer  
4563 Lastabschaltung nach Tabelle 13 ausgehend von einem Arbeitspunkt zwischen  $P_{\text{binst}}$  und Mindestlast bzw.  
4564 vorübergehender Mindestleistung, je nach Können und Vermögen, eine maximale transiente Frequenz von  
4565 über 52,5 Hz zugelassen werden.

4566 Direkt gekoppelte Asynchrongeneratoren ohne Umrichter im Läuferkreis sind von der Teilnahme an der  
4567 netsicherheitsbasierten Primärregelung befreit. Stattdessen hat eine Wirkleistungsanpassung mit einem  
4568 Leistungsgradienten von mindestens 66 %  $P_{\text{Emax}}$  je Minute (entspricht 1,11 %  $P_{\text{Emax}}$  je Sekunde) zu erfolgen.  
4569 Zusätzlich sind die Anforderungen bezüglich der leistungsbezogenen Statik für Typ-1-EZE sowie die Punkte 7  
4570 bis 12 des Abschnitts 10.2.5.4.2 einzuhalten.

4571 Technologiebedingt nicht regelbare Erzeugungseinheiten sind von der Teilnahme an der  
4572 netsicherheitsbasierten Primärregelung befreit und dürfen sich alternativ zur Wirkleistungsreduzierung bei  
4573 Überfrequenz in dem Frequenzbereich zwischen 50,2 Hz und 52,5 Hz auch vom Netz trennen; in diesem Fall  
4574 ist die Gleichverteilung der Abschaltfrequenz in maximal 0,1-Hz-Schritten durch den Hersteller für jeden  
4575 Anlagentyp sicherzustellen.

4576 Erzeugungseinheiten, die bedingt regelbar sind, z. B. nur im Bereich 70 % bis 100 %  $P_{\text{Emax}}$ , können anstelle  
4577 der Anforderungen an die netsicherheitsbasierte Primärregelung in diesem Bereich alternativ die  
4578 Anforderungen an die Stellgeschwindigkeiten nach Tabelle 14 erfüllen. Zusätzlich sind in diesem Fall die  
4579 Anforderungen bezüglich der leistungsbezogenen Statik sowie die Punkte 7 bis 12 des Abschnitts 10.2.5.4.2  
4580 einzuhalten. Außerhalb des regelbaren Bereiches erfolgt dann die Abschaltung gemäß der gleichmäßig  
4581 verteilten Abschaltgrenze für nicht regelbare Erzeugungseinheiten.

4582 Bezugseinheiten, die nicht die Anforderungen an die netsicherheitsbasierte Primärregelung nach Abschnitt  
4583 10.2.5.4.2 für regelbare Bezugseinheiten erfüllen können, dürfen alternativ die Anforderungen an schaltbare  
4584 Bezugseinheiten erfüllen. Schaltbare Bezugseinheiten müssen im Unterfrequenzbereich über eine  
4585 frequenzgesteuerte Abschalt- und Zuschalteinrichtung verfügen sowie folgende Anforderungen erfüllen:

- 4586 1) Schaltbare Bezugseinheiten sind im Frequenzbereich von 49,60 Hz bis 49,10 Hz über die  
4587 Abschalteinrichtung vom Netz zu trennen.
- 4588 2) Die Abschaltfrequenz der Abschalteinrichtung ist über den angegebenen Frequenzbereich in maximal 0,1-  
4589 Hz-Schritten durch den Hersteller für jeden Anlagentyp gleich zu verteilen.
- 4590 3) Die Wiederschaltung über die Zuschalteinrichtung darf erst erfolgen, nachdem die Netzfrequenz sich  
4591 mindestens 120 min ununterbrochen innerhalb des Frequenzbandes von 49,80 Hz bis 50,20 Hz bewegt  
4592 hat und die Netzspannung oberhalb von 95,0 %  $U_n$  liegt oder wenn ein Freigabesignal durch den  
4593 Netzbetreiber vorliegt. Die Wiederschaltung über die Zuschalteinrichtung muss innerhalb eines  
4594 Zeitraums von 120 min in maximal 2-min-Schritten gleichverteilt erfolgen.

**E VDE-AR-N 4110:2024-11**

- 4595 4) Für die frequenzgesteuerte Ab- und Zuschaltung ist eine Frequenzmessung erforderlich. Die Frequenz  
 4596 muss innerhalb eines Zeitbereichs von 3 bis 5 Perioden (60 – 100 ms) der Netzspannung gemessen  
 4597 werden. Hierbei ist es unerheblich, welche Phase L1, L2 oder L3 ausgewertet wird.
- 4598 5) Die Abschaltung über die Abschaltungseinrichtung muss innerhalb von 300 ms nach der Detektion des  
 4599 Unterschreitens der Abschaltfrequenz erfolgen. Der gesamte Zeitraum für die Ermittlung der Netzfrequenz  
 4600 und die darauffolgende Abschaltung darf somit nicht mehr als 400 ms betragen.

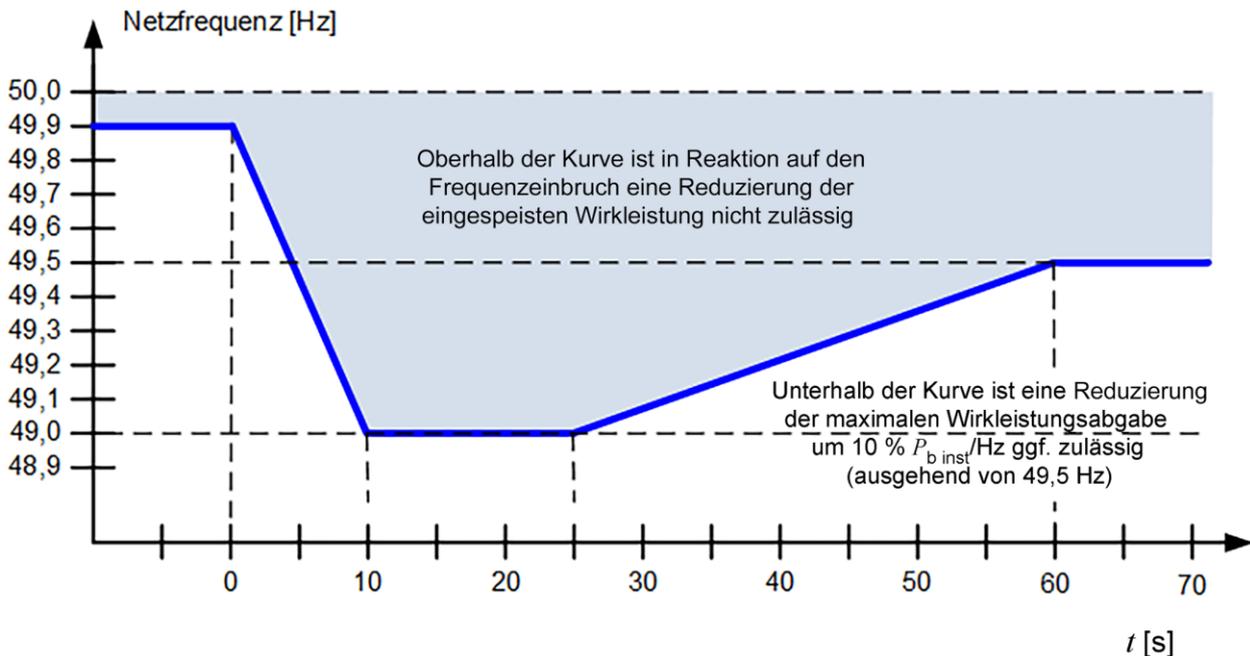
4601 ANMERKUNG 1 Die Gleichverteilung der Abschaltfrequenz der Abschaltungseinrichtung sowie der Frequenz zur  
 4602 Wiedereinschaltung über die Zuschaltungseinrichtung im jeweils oben angegebenen Frequenzbereich kann beispielsweise  
 4603 anhand der Seriennummern, des Inbetriebnahmedatums oder ähnlichem durch ein Verfahren des Herstellers erfolgen.

4604 Für Windenergieanlagen und PV-Anlagen gelten die erweiterten Anforderungen gemäß Abschnitt 10.2.5.4.5  
 4605 „Ende des kritischen Netzzustandes und Rückkehr in den Normalbetrieb“.

**10.2.5.4.4 Anforderungen bei Frequenzabweichungen im dynamischen Kurzzeitbereich**

4607 Bild 20 stellt die Anforderung an die Abgabeleistung der Erzeugungseinheiten in einer möglichen Ausprägung  
 4608 des dynamischen Frequenzverhaltens nach einer Wirkleistungsbilanzstörung dar. Eine Erzeugungseinheit darf  
 4609 bei Frequenzverläufen zwischen 50 Hz und der blau gezeichneten Kurve ihre vorgegebene  
 4610 Wirkleistungsabgabe nicht verringern. Technologiebedingt ist für Verbrennungsmotoren und Gasturbinen eine  
 4611 Reduzierung um 3 %  $P_{b\ inst}$  im dynamischen Kurzzeitbereich bis zum Wiedererreichen von 49,5 Hz zulässig.

4612 Bei Gas- und Dampfturbinen ist bei abnehmender Drehzahl unterhalb von 49,5 Hz und unterhalb der in Bild 20  
 4613 dargestellten Kurve, ein durch den Gas- oder Dampfprozess bedingter Rückgang der maximalen  
 4614 Wirkleistungsabgabe der Erzeugungseinheiten von nicht mehr als  $10\% \cdot P_{b\ inst} \cdot (49,5\ Hz - f) / 1\ Hz$  zulässig.  
 4615 Dies gilt auch für Verbrennungsmotoren. Bei darüberhinausgehendem Rückgang der maximalen  
 4616 Wirkleistungsabgabe sind durch den Betreiber der Erzeugungsanlage die zugrunde zu legenden  
 4617 Umgebungsbedingungen (z. B. Umgebungstemperatur) und die technischen Fähigkeiten nachweislich zu  
 4618 dokumentieren und die Zustimmung des Netzbetreibers einzuholen.



**Bild 20 - Anforderungen an die Abgabeleistung der Erzeugungsanlagen im dynamischen Kurzzeitbereich**

4622 **10.2.5.4.5 Ende des kritischen Netzzustandes und Rückkehr in den Normalbetrieb**

4623 Auch wenn die Frequenz nach einer Abweichung in den Bereich der netzsicherheitsbasierten Primärregelung  
4624 wieder in den Bereich der marktbasierter Primärregelung von i.d.R. 50,0 Hz ± 200 mHz zurückkehrt, ist  
4625 zunächst noch von einem gefährdeten Netzzustand auszugehen.

4626 Die Anpassung der Soll-Wirkleistung an das ggf. inzwischen erhöhte Primärenergieangebot ist (ausgenommen  
4627 zur Erbringung von Regelleistung) auf einen Gradienten von maximal 10 %  $P_{b\ inst} / \text{min}$  zu begrenzen. Erst  
4628 wenn sich die Netzfrequenz ununterbrochen 10 Minuten lang innerhalb des Toleranzbandes von 50,0 Hz ±  
4629 100 mHz befunden hat, gilt der Netznormalbetrieb als wiederhergestellt. Eine Gradienten-Begrenzung bei der  
4630 Anpassung der Soll-Wirkleistung ist dann nicht mehr erforderlich.

4631 Die Festlegung des Gradienten bei potenziellen Leistungsbeschränkungen innerhalb der Dauer des  
4632 gefährdeten Netzzustands erfolgt nach der Priorisierungsregelung im Abschnitt 8.1.

4633 **10.2.5.4.6 Parametrierung des Totbandes der netzsicherheitsbasierten Primärregelung**

4634 Bei Vorhandensein einer Fernwirktechnischen Anbindung zum Netzbetreiber muss die EZE über eine  
4635 Signalschnittstelle verfügen, die es dem Netzbetreiber erlaubt, im Fall eines kritischen Netzzustandes das  
4636 Totband der netzsicherheitsbasierten Primärregelung der EZE zu deaktivieren (Vorgabe = 0 mHz) bzw. wieder  
4637 zu aktivieren<sup>1</sup> (z.B. bei Netzwiederaufbau, Teilnetzbetrieb).

4638 Der Übergang in den deaktivierten bzw. aktivierten Zustand muss schnellstmöglich stoßfrei erfolgen.

4639 **10.2.5.5 Kurzschlussstrombeitrag der Erzeugungsanlage**

4640 **10.2.5.1 Allgemeines**

4641 Die Kurzschlussstrombeiträge des Mittelspannungsnetzes und der Erzeugungsanlage dürfen die  
4642 Bemessungswerte der Betriebsmittel nicht überschreiten. Die aus dem Mittelspannungsnetz kommenden  
4643 Anteile des Kurzschlussstromes werden nach DIN EN 60909-0 (VDE 0102) berechnet. Wird durch die  
4644 Erzeugungsanlage der Kurzschlussstrom im Mittelspannungsnetz über den Bemessungswert erhöht, so sind  
4645 zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer geeignete Maßnahmen, wie beispielsweise die Begrenzung des  
4646 Kurzschlussstromes aus der Erzeugungsanlage, zu vereinbaren.

4647 Durch den Betrieb einer Erzeugungsanlage wird der Kurzschlusswechselstrom bei Kurzschlüssen im Netz,  
4648 insbesondere in der Umgebung des Netzanschlusspunktes, um den Kurzschlusswechselstrom der  
4649 Erzeugungsanlage erhöht. Die Angabe der zu erwartenden Kurzschlusswechselströme der Erzeugungsanlage  
4650 am Netzanschlusspunkt hat daher mit dem Antrag zum Netzanschluss zu erfolgen.

4651 **10.2.5.2 Beitrag zum Kurzschlussstrom**

4652 Bei der Kurzschlussstromberechnung nach DIN EN 60909-0 (VDE 0102) handelt es sich um eine stationäre  
4653 Kurzschlussstromberechnung zum Zwecke der Netzplanung/des Netzbetriebes. Die erforderlichen  
4654 Eingangsdaten für die Abbildung der Erzeugungseinheiten in der Kurzschlussstromberechnung nach  
4655 DIN EN 60909-0 (VDE 0102) sind durch den jeweiligen Hersteller bereitzustellen.

4656 Für die Ermittlung der Beanspruchung der Betriebsmittel sind die nachfolgenden Größen nach DIN EN 60909-  
4657 0 (VDE 0102) zu ermitteln und anzugeben:

- 4658 – Anfangs-Kurzschlusswechselstrom  $I_k''$  bei Synchronmaschinen auch die subtransiente Längs-  
4659 reaktanz  $x_d''$ ;
- 4660 – Dauerkurzschlussstrom  $I_k$ .

---

<sup>1</sup> Ergänzend hierzu sind Festlegungen für die marktbasierter Primärregelung erforderlich. Hierzu wird vorgeschlagen, dass ausgelöst durch die Reduktion des Totbandes, die marktbasierter Primärregelung zu deaktivieren ist. Unabhängig hiervon wird empfohlen, dass die marktbasierter Primärregelung grundsätzlich auf Basis einer lokalen Frequenzmessung an der EZE zu betreiben ist.

## E VDE-AR-N 4110:2024-11

4661 Auf Anfrage sind dem Netzbetreiber zudem folgende Informationen der Erzeugungsanlage für Netzersatz-  
4662 äquivalente zu übergeben:

4663 – die nach DIN EN 60909-0 (VDE 0102) für die gesamte Erzeugungsanlage ermittelte

4664 • Kurzschlussmitimpedanz  $Z_{(1)}$ ;

4665 • Kurzschlussnullimpedanz  $Z_{(0)}$  sowie Kurzschlussgegenimpedanz  $Z_{(2)}$ ;

4666 – den für die über Vollumrichter angeschlossen Erzeugungseinheiten

4667 • resultierenden Beitrag  $I'_{kPF}$ ;

4668 • die resultierenden Beiträge für unsymmetrische Fehler  $I''_{k2PF}$  sowie  $I''_{k1PF}$ .

4669 Für die Zertifizierung von Erzeugungseinheiten sind vom Anlagenhersteller die in 11.2.11 aufgeführten  
4670 Angaben zur Verfügung zu stellen.

### 4671 10.2.5.6 Überprüfung der Schutzparametrierung

4672 Die Überprüfung der Anregebedingungen des Schutzes erfolgt mit einem vereinfachten Ansatz. Dazu sind die  
4673 Beiträge der Erzeugungseinheiten arithmetisch zu addieren.

## 4674 10.3 Schutzeinrichtungen und Schutzeinstellungen

### 4675 10.3.1 Allgemeines

4676 Die hier beschriebenen Anforderungen gelten zusätzlich zu den in 6.3.4 formulierten.

4677 Nachfolgend werden die Mindestanforderungen für die Anschlussvarianten

4678 – Anschluss der Erzeugungsanlage an die Sammelschiene eines Umspannwerkes und

4679 – Anschluss der Erzeugungsanlage im Mittelspannungsnetz beschrieben.

4680 Der Umfang der Schutzeinrichtungen ist wesentlich abhängig von der konkreten Netz- bzw. Anlagenkonfigu-  
4681 ration, so dass eine projektspezifische Vorgabe durch den Netzbetreiber erfolgt. Die konkrete Vorgabe der  
4682 Schutzeinstellwerte erfolgt mit dem Netzbetreiber-Abfragebogen (Vordruck E.9). Mit diesem wird gleichfalls die  
4683 Art der Stromeinspeisung im Fehlerfall vorgegeben.

4684 Für den zuverlässigen Schutz der Erzeugungsanlage bzw. der Erzeugungseinheiten ist der Anschlussnehmer  
4685 selbst verantwortlich. Insofern ist die in dieser VDE-Anwendungsregel beschriebene Schutzkonzeption durch  
4686 den Anschlussnehmer der Erzeugungsanlage entsprechend zu erweitern. Der Eigenschutz der Erzeugungs-  
4687 anlage und der Erzeugungseinheiten darf aber die in dieser VDE-Anwendungsregel beschriebenen Anfor-  
4688 derungen hinsichtlich der statischen Spannungshaltung und der O-/UVRT-Robustheit der Erzeugungsanlage  
4689 bzw. der Erzeugungseinheiten nicht unterlaufen. Daraus folgt, dass sich die Erzeugungsanlage mit ihren  
4690 Erzeugungseinheiten zwischen der oberen Grenzkurve und den 2-poligen bzw. 3-poligen unteren Grenzkurven  
4691 der Bilder 12 und 13 durch den Eigenschutz nicht abschalten darf. Aus diesem Grunde ist der Einsatz von  
4692 Vektorsprungrelais zum Eigenschutz der Erzeugungsanlage nicht zulässig.

4693 Folgende Überwachungsfunktionen müssen im Schutzkonzept ergänzend zu den Ausführungen in 6.3.4.3  
4694 realisiert sein:

4695 – Selbstüberwachung der Schutzeinrichtungen für den übergeordneten Entkupplungsschutz (Life-Kontakt);

4696 – Ausfallerkennung der Messspannung für den übergeordneten Entkupplungsschutz;

4697 – Überwachung der Auslöseverbindung zwischen Schutzeinrichtung und Schaltgerät bei räumlich getrennter  
4698 Anordnung.

4699 Sofern die Kundenanlage nicht durch den Anschlussnehmer fernwirktechnisch 24 h/365 Tage überwacht wird,  
4700 führt das Ansprechen der v. g. Funktionen zum Auslösen des zugeordneten Übergabeschalters. Die Einhaltung  
4701 der Anforderung ist im Rahmen der Anlagenzertifizierung unter Berücksichtigung der Konfiguration der  
4702 Erzeugungsanlage (z. B. größere Entfernungen zwischen Netzanschlusspunkt und Erzeugungseinheit,  
4703 Ausführung/Einstellung des EZA-Reglers bzw. Reglers der Erzeugungseinheit, Ausführung/Einstellung der

4704 Stufung der Maschinentransformatoren) nachzuweisen. Insbesondere ist sicherzustellen, dass sprunghafte  
4705 Spannungsabweichungen nach 10.2.1 nicht zu einer Auslösung des Schutzes an der Erzeugungseinheit  
4706 führen. Ggf. ist eine Anpassung der Stufung der Maschinentransformatoren möglich.

4707 Die Bedingungen für die Wiedereinschaltung nach einer Auslösung der Entkopplungsschutzeinrichtungen sind  
4708 10.4 zu entnehmen.

4709 Schutzeinrichtungen sind generell an Wandler anzuschließen, die für Schutzzwecke geeignet sind.

### 4710 **10.3.2 Kurzschlusschutzeinrichtungen des Anschlussnehmers**

4711 Der Kurzschlusschutz für die Erzeugungsanlage ist für das Abschalten von Kurzschlüssen in der Kunden-  
4712 anlage erforderlich. Er dient ferner dem Abschalten von Fehlern im Netz des Netzbetreibers, sofern im  
4713 Fehlerfall ein entsprechender Strom durch die Erzeugungsanlage eingespeist wird.

4714 Zudem gelten die Anforderungen nach 6.3.4.3.

### 4715 **10.3.3 Entkopplungsschutzeinrichtungen des Anschlussnehmers**

#### 4716 **10.3.3.1 Allgemeines**

4717 Aufgabe der hier beschriebenen Entkopplungsschutzeinrichtungen ist es, zum Schutz der Erzeugungsanlage  
4718 und anderer Kundenanlagen am Netz, die Erzeugungsanlage bzw. die Erzeugungseinheiten bei gestörten  
4719 Betriebszuständen vom Netz zu trennen. Beispiele hierfür sind Netzfehler, Inselnetzbildung bzw. ein zu lang-  
4720 samer Aufbau der Netzspannung nach einem Fehler im vorgelagerten Netz.

4721 Der Entkopplungsschutz kann sowohl in einem autarken Gerät realisiert werden, als auch in der Anlagen-  
4722 steuerung der Erzeugungseinheit integriert sein. Der Ausfall der Hilfsspannung der Schutzeinrichtung bzw. der  
4723 Anlagensteuerung muss zum unverzügerten Auslösen des Schalters führen. Die Schutzauslösung des  
4724 integrierten Schutzes darf durch sonstige Funktionen der Steuerung nicht unzulässig verzögert werden.

4725 Entkopplungsschutzeinrichtungen werden installiert:

- 4726 – am Netzanschlusspunkt und
- 4727 – an den Erzeugungseinheiten.

4728 Folgende Funktionen des Entkopplungsschutzes sind unter Berücksichtigung der nachfolgenden Abschnitte  
4729 zu realisieren:

- 4730 – Spannungsrückgangsschutz  $U <$  und  $U \ll$  (Unterspannungsschutz);
- 4731 – Spannungssteigerungsschutz  $U >$  und  $U \gg$  (Überspannungsschutz);
- 4732 – Frequenzrückgangsschutz  $f <$  (Unterfrequenzschutz);
- 4733 – Frequenzsteigerungsschutz  $f >$  und  $f \gg$  (Überfrequenzschutz);

4734 In dieser VDE-Anwendungsregel werden empfohlene Schutzeinstellwerte für die Entkopplungsschutz-  
4735 einrichtungen angegeben. Die Summe aus Eigenzeit von Schutzeinrichtung und Schalteinrichtung darf 100 ms  
4736 nicht überschreiten. Frequenz- und Leistungsmessungen erfordern eine Messzeit von bis zu 100 ms, welche  
4737 bei der Ermittlung der Eigenzeit zu berücksichtigen sind. Die maximal zulässige Gesamt-Eigenzeit des  
4738 Frequenzschutzes (inklusive Eigenzeit der Schalteinrichtung) beträgt somit 200 ms. Ggf. ist diesbezüglich eine  
4739 Anpassung erforderlich. Darüber hinaus kann eine Anpassung je nach Anlagen- bzw. Netzkonfiguration  
4740 erforderlich sein. Der Netzbetreiber gibt dann diese Werte vor.

#### 4741 **10.3.3.2 Spannungsschutzeinrichtungen**

4742 Spannungsschutzeinrichtungen für den Entkopplungsschutz müssen dreiphasig ausgeführt werden. Bei  
4743 Messung auf der Mittelspannungsebene ist die Spannung zwischen den Außenleitern zu bewerten. Dadurch  
4744 wird sichergestellt, dass die Erzeugungsanlage bei einem stehenden Erdschluss in einem isolierten oder  
4745 kompensierten Netz bestimmungsgemäß nicht durch die Schutzeinrichtung abgeschaltet wird. Bei Messung

**E VDE-AR-N 4110:2024-11**

4746 auf der Niederspannungsseite ist bei Dy-Maschinentransformatoren die Spannung zwischen Außenleiter und  
4747 Sternpunkt auszuwerten, bei Yd-Maschinentransformatoren die Spannung zwischen den Außenleitern. Bei  
4748 Erzeugungseinheiten, die auf der Niederspannungsseite eine IT-Netzform aufweisen, sind die Außenleiter-  
4749 spannungen auszuwerten.

4750 Die Spannungsschutzeinrichtungen haben sowohl die Aufgabe, Kundenanlagen bei einem Inselbetrieb vor  
4751 unzulässigen Spannungszuständen zu schützen, als auch bei Fehlern im Netz eine Abschaltung der  
4752 Erzeugungsanlage sicherzustellen. Aus diesem Grund müssen die Spannungsschutzeinrichtungen auch auf  
4753 unsymmetrische Fehler reagieren. Die Auslöseentscheide der drei Messglieder sind daher logisch ODER zu  
4754 verknüpfen.

4755 Logische ODER-Verknüpfung bedeutet dabei:

4756 – Bei Spannungssteigerungsschutzrelais führt das Überschreiten des Ansprechwertes in einer Mess-  
4757 spannung zur Anregung.

4758 – Bei Spannungsrückgangsschutzrelais führt das Unterschreiten des Ansprechwertes in einer Mess-  
4759 spannung zur Anregung.

4760 Wenn im folgenden Text keine logischen Verknüpfungen der drei Messglieder angegeben ist, handelt es sich  
4761 immer um eine logische ODER-Funktion.

4762 Das Rückfallverhältnis der Spannungssteigerungsschutzeinrichtungen darf 0,98 nicht unterschreiten, das des  
4763 Spannungsrückgangsschutzes darf 1,02 nicht überschreiten. Zudem darf der Messfehler der verwendeten  
4764 Schutzgeräte einen Wert von maximal 1 % bezogen auf den Nennwert (z. B. 100 V) nicht überschreiten.

4765 Spannungsschutzeinrichtungen für den Entkopplungsschutz sollten den Effektivwert auswerten. Hierbei reicht  
4766 die Auswertung der 50-Hz-Grundschiwingung aus.

### 4767 **10.3.3.3 Frequenzschutzeinrichtungen**

4768 Frequenzrückgangs- und Frequenzsteigerungsschutzeinrichtungen können einphasig ausgeführt werden. Als  
4769 Messgröße ist die Spannung zwischen zwei Außenleitern zu wählen.

4770 Bei Frequenzen zwischen 47,5 Hz und 51,5 Hz ist eine automatische Trennung vom Netz aufgrund der  
4771 Frequenzabweichung nicht zulässig. Bei Unterschreiten von 47,5 Hz bzw. bei Überschreiten von 52,5 Hz muss  
4772 dagegen eine unverzögerte automatische Trennung vom Netz erfolgen. Im Bereich von 51,5 Hz bis 52,5 Hz  
4773 dürfen sich Erzeugungseinheiten bzw. die Erzeugungsanlage aus Gründen des Eigenschutzes durch den  
4774 Eigenschutz vom Netz trennen.

4775 Der Netzbetreiber kann einen anderen unteren Frequenzeinstellwert vorgeben, wenn die Erzeugungseinheit in  
4776 einem Lastabwurfgebiet (derzeit: in einem Gebiet nach automatischer Frequenzentlastung gemäß der VDE-  
4777 AR-N 4142 „Automatische Letztmaßnahmen“) liegt.

### 4778 **10.3.3.4 Q-U-Schutz**

4779 Der bisherige Q-U-Schutz entfällt. Realisierungen gemäß der VDE-AR-N 4110:2018 dürfen weiterhin betrieben  
4780 werden, sind aber nicht mehr gefordert.

### 4781 **10.3.3.5 Übergeordneter Entkopplungsschutz**

4782 Bei Erzeugungsanlagen mit einer kumulierten Leistung ab  $\sum P_{\Lambda\max} > 270$  kW ist ein übergeordneter  
4783 Entkopplungsschutz notwendig.

4784 Der übergeordnete Entkopplungsschutz ist mittelspannungsseitig am Netzanschlusspunkt zu installieren. Der  
4785 Umfang der Schutzeinrichtungen ist in 10.3.4 und in 10.3.5 für die verschiedenen Anschlussvarianten  
4786 beschrieben.

4787 Bei Erzeugungsanlagen ohne Leistungsschalter am Netzanschlusspunkt gilt:

- 4788 – In Erzeugungsanlagen mit  $\sum P_{Amax} \leq 500kW$  darf das Schutzgerät des übergeordneten  
4789 Entkupplungsschutzes auf in Erzeugungseinheiten integrierte Kuppelschalter wirken, auf die auch die  
4790 jeweiligen Signale der EZE-Entkupplungsschutzeinrichtungen wirken (Einfehlersicherheit gemäß VDE-  
4791 AR-N 4105 wird dabei vorausgesetzt).
- 4792 – In Erzeugungsanlagen mit  $\sum P_{Amax} > 500kW$  muss das Schutzgerät des übergeordneten  
4793 Entkupplungsschutzes auf einen Kuppelschalter wirken, der separat zu den in den Erzeugungseinheiten  
4794 integrierten Kuppelschaltern aufgebaut ist.
- 4795 – Sofern das Schutzgerät des übergeordneten Entkupplungsschutzes auf einen Kuppelschalter wirkt, der  
4796 separat zu den in den Erzeugungseinheiten integrierten Kuppelschaltern aufgebaut ist, ist eine Wirkung  
4797 auf das gleiche Schaltgerät, auf das ein ggf. installierter zEKS wirkt, zulässig, sofern dafür separate  
4798 Auslösespulen (bzw. z.B. ein ergänzend verbauter Motorantrieb) verwendet werden.
- 4799 Sofern ein Leistungsschalter am Netzanschlusspunkt verbaut ist, muss der übergeordnete Entkupplungsschutz  
4800 auf diesen wirken.
- 4801 Besonderheiten bzgl. der Ausführungen in Mischanlagen sind in Abschnitt 10.3.6. beschrieben.

### 4802 10.3.3.6 Entkupplungsschutz an den Erzeugungseinheiten

4803 Der Entkupplungsschutz an den Erzeugungseinheiten kann sowohl in einem autarken Gerät realisiert werden,  
4804 als auch in der Anlagensteuerung der Erzeugungseinheit integriert sein. Der Ausfall der Hilfsspannung der  
4805 Schutzeinrichtung bzw. der Anlagensteuerung muss zum unverzügerten Auslösen des Kuppelschalters führen.  
4806 Die Schutzauslösung des integrierten Schutzes darf durch sonstige Funktionen der Steuerung nicht unzulässig  
4807 verzögert werden.

4808 Die nachfolgenden Aussagen beziehen sich auf integrierte Schutzeinrichtungen. Schutzfunktionen sind  
4809 unabhängig von Steuerungs-/Regelungsfunktionen auszuführen:

- 4810 – Durch Vorgabe der Schutzeinstellungen kann das gewünschte Verhalten der Erzeugungsanlage –  
4811 unabhängig von der Einstellung der Steuerung/Regelungsfunktionen der Erzeugungseinheit – erzwungen  
4812 werden. Eine angepasste Parametrierung einer FRT-Grenzkurve erfüllt nicht die Anforderung hinsichtlich  
4813 einer autarken Schutzfunktion. Mit den Schutzfunktionen wird unter anderem auch ein mögliches  
4814 Fehlverhalten der Anlagensteuerung mit überwacht.
- 4815 – Ferner ist zu beachten, dass zwar dieselbe Hardwareplattform für Schutzfunktionen und Steuerungs-/  
4816 Regelungsfunktionen genutzt werden darf, die Schutzfunktionen müssen jedoch absolut autark arbeiten  
4817 (gesonderte Softwarefunktion). Die Unabhängigkeit der Schutzfunktionen ist im Rahmen der Einheiten-  
4818 zertifizierung nachzuweisen. Dabei dürfen Parametereinstellungen in der Systemsteuerung keinen  
4819 Einfluss auf die Entkupplungsschutzeinstellungen und -funktionen haben.
- 4820 – Um auch einen möglichen Hardwaredefekt abzudecken, wird den Herstellern für die Realisierung der  
4821 Entkupplungsschutzfunktionen ein autarker Schutz empfohlen, sofern ein Ausfall entsprechender  
4822 Schutzfunktionen nicht durch weitere unabhängige Schutzfunktionen abgedeckt wird.
- 4823 – Sofern ein integrierter NA-Schutz, bzw. der integrierte Kuppelschalter des NA-Schutzes verwendet wird,  
4824 gelten die Anforderungen und Nachweise an den integrierten NA-Schutz nach VDE-AR-N 4105.

4825 Für die Schutzeinrichtungen von Erzeugungseinheiten ist eine netzunabhängige Hilfsenergieversorgung  
4826 erforderlich, die die Schutzfunktionen für mindestens 5 s aufrechterhält. Zudem muss die Funktionsfähigkeit  
4827 der Schutzfunktionen einschließlich notwendiger Hilfseinrichtungen in dem in Bild 4 (Anforderungen an den  
4828 quasistationären Betrieb von Erzeugungsanlagen) geforderten Spannungsbereich sichergestellt werden.  
4829 Dieser Spannungsbereich bezieht sich auf den Netzanschlusspunkt. Zudem muss die Funktionsfähigkeit der  
4830 Schutzfunktionen vor Zuschaltung der Erzeugungseinheiten (an das Netz) gegeben sein.

4831 Der Anschluss der Entkupplungsschutzeinrichtungen an den Erzeugungseinheiten kann ober- oder unter-  
4832 spannungsseitig vom Maschinentransformator erfolgen. In den nachfolgenden Bildern und Anschluss-  
4833 beispielen werden die Entkupplungsschutzeinrichtungen auf der Unterspannungsseite des  
4834 Maschinentransformators dargestellt. Unabhängig vom Anschluss der Entkupplungsschutzeinrichtungen an  
4835 der Erzeugungseinheit gelten die gleichen Einstellempfehlungen.

**E VDE-AR-N 4110:2024-11**

4836 Die Funktion des Entkupplungsschutzes an den Erzeugungseinheiten kann auch durch einen separaten  
4837 Entkupplungsschutz übernommen werden, der auf der Niederspannungsseite des zugehörigen  
4838 Maschinentransformators angeordnet ist (zwischenlagertes Entkupplungsschutz (zEKS), unabhängig vom  
4839 übergeordneten Entkupplungsschutz am Netzanschlusspunkt). Dieser muss auf einen niederspannungsseitig  
4840 angeordneten Kuppelschalter wirken (separater oder in die Erzeugungseinheiten integrierte Kuppelschalter).

4841 Bei Einsatz eines Kuppelschalters, der separat zu den in den Erzeugungseinheiten integrierten  
4842 Kuppelschaltern installiert ist, darf der zwischenlagerte Entkupplungsschutz nur auf den gleichen  
4843 niederspannungsseitigen Kuppelschalter wie der übergeordnete Entkupplungsschutz wirken, sofern dafür  
4844 separate Auslösespulen (bzw. z.B. ein ergänzend verbauter Motorantrieb), verwendet werden.

4845 In Erzeugungsanlagen mit  $\sum P_{Amax} \leq 500\text{kW}$  darf der Entkupplungsschutz an den Erzeugungseinheiten als  
4846 integrierter NA-Schutz nach VDE-AR-N 4105 realisiert werden.

4847 Grundsätzlich sind an allen Erzeugungseinheiten Entkupplungsschutzeinrichtungen zu installieren und im  
4848 Rahmen der Inbetriebsetzung zu prüfen. Bei Erzeugungsanlagen bis zu einer installierten Leistung  $\sum P_{Amax} \leq$   
4849 500 kW sind für den Nachweis Parameterauszüge, bzw. Einstellprotokolle ausreichend. Bei  
4850 Erzeugungsanlagen mit einer installierten Leistung  $\sum P_{Amax} > 500\text{ kW}$  ist eine Schutzprüfung erforderlich. Der  
4851 Nachweis erfolgt in diesem Fall mittels Prüfprotokoll.

4852 Davon abweichend darf die Vorlage der Schutzprüfprotokolle für den Schutz an den einzelnen Erzeugungs-  
4853 einheiten entfallen, wenn auf der Niederspannungsseite des zugehörigen Maschinentransformators ein  
4854 zwischenlagertes Entkupplungsschutz verwendet wird. Die Schutzfunktionen der einzelnen Erzeugungs-  
4855 einheiten dürfen nicht vor dem zwischenlagerten Entkupplungsschutz auslösen. Dies ist durch die  
4856 Konformitätserklärung zu bestätigen. Das Schutzprüfprotokoll ist in diesem Fall für den zwischenlagerten  
4857 Entkupplungsschutz vorzulegen.

4858 Bei Einsatz eines zwischenlagerten Entkupplungsschutzes kann der Prüfturnus des zwischenlagerten  
4859 Entkupplungsschutzes an den Erzeugungseinheiten nach Vorgaben des Netzbetreibers angepasst werden,  
4860 sofern die Schutzeinstellwerte des integrierten EZE-Schutzes denen des zwischenlagerten  
4861 Entkupplungsschutzes entsprechen und aktiviert sind. Es wird dabei akzeptiert, dass der integrierte EZE-  
4862 Schutz möglicherweise bei gleicher Einstellung dem zwischenlagerten Entkupplungsschutz vorgreift.  
4863 Einfehlersicherheit nach VDE-AR-N 4105 wird dabei vorausgesetzt.

4864 Die Ergebnisse sind vom Anlagenbetreiber durch Prüfprotokolle zu dokumentieren und dem Netzbetreiber auf  
4865 Verlangen vorzulegen.

4866 Sofern vom Netzbetreiber eine Inselnetzerkennung gefordert ist, kann z. B. mit Hilfe einer empfindlichen  
4867 Frequenz(gradienten)erfassung oder einer Phasenwinkeländerungserkennung in Kombination mit Schutz und  
4868 Logikfunktionen, in Abstimmung mit dem Netzbetreiber, eine Auslösung der Erzeugungsanlage realisiert  
4869 werden.

### 4870 **10.3.4 Anschluss der Erzeugungsanlage an die Sammelschiene eines Umspannwerkes**

#### 4871 **10.3.4.1 Kurzschlusschutzeinrichtungen des Anschlussnehmers**

4872 Die Schutzeinrichtung muss in das Schutzkonzept des Umspannwerkes und das Gesamtkonzept des Mittel-  
4873 spannungsnetzes des Netzbetreibers integriert werden.

4874 Als Kurzschlusschutz ist ein Distanzrelais mit U-I-Anregung vorzusehen. In bestimmten Fällen ist zusätzlich  
4875 beispielsweise der Aufbau von Signalvergleichsschutzeinrichtungen bzw. Schaltermitnahmen erforderlich. Vor  
4876 Planungsbeginn ist mit dem Beauftragten des Netzbetreibers das Schutzkonzept abzustimmen und im Pro-  
4877 tokoll festzuhalten. Die Einstellwerte für die Schutzeinrichtungen werden, soweit sie Einfluss auf das Netz des  
4878 Netzbetreibers haben, vom Netzbetreiber vorgegeben. Die Kurzschlusschutzeinrichtungen wirken auf den  
4879 Leistungsschalter am Netzanschlusspunkt.

4880 **10.3.4.2 Entkopplungsschutzeinrichtungen des Anschlussnehmers**

4881 **10.3.4.2.1 Übergeordneter Entkopplungsschutz**

4882 Am Netzanschlusspunkt sind Schutzfunktionen erforderlich, die die Erzeugungsanlage vom Netz trennt, wenn  
 4883 die Spannung die im Normalbetrieb zulässigen Bereiche unter- bzw. überschreitet. Als Messort dienen die  
 4884 Wandler am Netzanschlusspunkt.

4885 Folgende Schutzeinrichtungen sind erforderlich:

- 4886 – Spannungssteigerungsschutz  $U \gg$  und  $U >$ ;
- 4887 – Spannungsrückgangsschutz  $U <$ ;

4888 Die Entkopplungsschutzeinrichtungen wirken auf den Leistungsschalter am Netzanschlusspunkt.

4889 Als Grundparametrierung des Entkopplungsschutzes am Netzanschlusspunkt werden die Einstellwerte nach  
 4890 Tabelle 15 empfohlen.

4891 **Tabelle 15 - Empfohlene Einstellwerte für den Schutz einer Erzeugungsanlage**  
 4892 **am Netzanschlusspunkt bei Anschluss an die Sammelschiene eines UW**

Funktion	Einstellbereich des Schutzes	Empfohlene Schutz-Einstellwerte	
Spannungssteigerungsschutz $U \gg$	1,00 – 1,30 $u_n$	1,20 $U_c$	300 ms
Spannungssteigerungsschutz $U >$	1,00 – 1,30 $u_n$	1,10 $U_c^a$	180 s
Spannungsrückgangsschutz $U <$	0,10 – 1,00 $u_n$	0,80 $U_c^b$	2,7 s
<sup>a</sup> Höhere Werte als 1,1 $U_c$ sollten im Hinblick auf die Einhaltung der Spannungsqualität nicht eingestellt werden. <sup>b</sup> Um eine Auslösung im Netzausfall zu vermeiden, kann ein Stromkriterium ( $I > 0,1 I_N$ ) berücksichtigt werden.			

4893

4894 ANMERKUNG 1 Die Einstellwerte beziehen sich auf die vereinbarte Spannung  $U_c$  im Mittelspannungsnetz. Diese ist im  
 4895 Normalfall gleich der Nennspannung  $U_n$  des Netzes.  $U_c$  ist entsprechend der Wandlerübersetzung auf die sekundäre  
 4896 Wandlernennspannung  $u_n$  umzurechnen.  $u_n$  ist damit die Bezugsspannung der Schutzeinrichtung.

4897 ANMERKUNG 2 Zu beachten ist, dass sich die Abschaltzeiten aus der Summe der Einstellzeiten und der Eigenzeiten von  
 4898 Schaltgerät und Schutz ergeben.

4899

4900 **10.3.4.2.2 Entkopplungsschutz an den Erzeugungseinheiten**

4901 An den Erzeugungseinheiten sind folgende Schutzeinrichtungen erforderlich:

- 4902 – Spannungssteigerungsschutz  $U \gg$ ;
- 4903 – Spannungsrückgangsschutz  $U <$  und  $U \ll$ ;
- 4904 – Frequenzsteigerungsschutz  $f >$  und  $f \gg$ ;
- 4905 – Frequenzrückgangsschutz  $f <$ .

4906 Als Grundparametrierung der Schutzeinrichtungen der Erzeugungseinheiten werden Einstellwerte nach  
 4907 Tabelle 16 empfohlen.

4908  
4909

**Tabelle 16 - Empfohlene Einstellwerte für den Schutz an der Erzeugungseinheit bei Anschluss der Erzeugungsanlage an die Sammelschiene eines UW**

Funktion	Geforderter Einstellbereich des Schutzes	Empfohlene Schutz-Einstellwerte	
Spannungssteigerungsschutz $U >>$	1,00 – 1,30 $U_{NS}$	1,25 $U_{NS}$	100 ms
Spannungsrückgangsschutz $U <$	0,10 – 1,00 $U_{NS}$	0,80 $U_{NS}$ <sup>a</sup>	1,5 – 2,4 s <sup>b</sup>
Spannungsrückgangsschutz $U <<$	0,10 – 1,00 $U_{NS}$	0,30 $U_{NS}$ <sup>a</sup>	800 ms
Frequenzsteigerungsschutz $f >>$	50,0 – 55,0 Hz	52,5 Hz <sup>c</sup>	≤ 100 ms
Frequenzsteigerungsschutz $f >$	50,0 – 55,0 Hz	51,5 Hz <sup>c</sup>	10 s
Frequenzrückgangsschutz $f <$	45,0 – 50,0 Hz	47,5 Hz <sup>d</sup>	≤ 100 ms
<p><sup>a</sup> Bei Anschluss der Erzeugungseinheit direkt an das Mittelspannungsnetz (ohne Maschinentransformator) ist der Spannungsrückgangsschutz <math>U &lt;&lt;</math> zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber abzustimmen.</p> <p><sup>b</sup> Die Einstellzeiten werden vom Netzbetreiber vorgegeben. Üblicherweise sollen je Mittelspannungsnetz ein Viertel der Erzeugungsanlagen nach 1,5 s und je ein weiteres Viertel nach 1,8 s, 2,1 s und nach 2,4 s vom Netz getrennt werden.</p> <p><sup>c</sup> Falls die Erzeugungseinheit nur bis zu der geforderten Netzfrequenz von 51,5 Hz betrieben werden kann, ist als Frequenzsteigerungsschutz eine Frequenzstufe mit 51,5 Hz/≤ 100 ms zu nutzen. Falls die Erzeugungseinheit nicht vollständig bis zu einer Netzfrequenz von 52,5 Hz betrieben werden kann, ist der Wert von 52,5 Hz auf den technisch maximal möglichen Wert zwischen 51,5 Hz und 52,5 Hz einzustellen.</p> <p><sup>d</sup> Der Netzbetreiber darf einen anderen unteren Wert vorgegeben, wenn die Erzeugungseinheit in einem Netzgebiet angeschlossen ist, welches zum automatischen Lastabwurf herangezogen wird.</p>			

4910

4911 Die Entkuppelungsschutzeinrichtung wirkt auf den Kuppelschalter der Erzeugungseinheit.

4912 ANMERKUNG 1  $U_{NS}$  ist die Spannung auf der Niederspannungsseite des Maschinentransformators der Erzeugungseinheit ( $U_{NS} = U_c / \ddot{u}$  mit  $\ddot{u}$  = Übersetzungsverhältnis des Maschinentransformators).

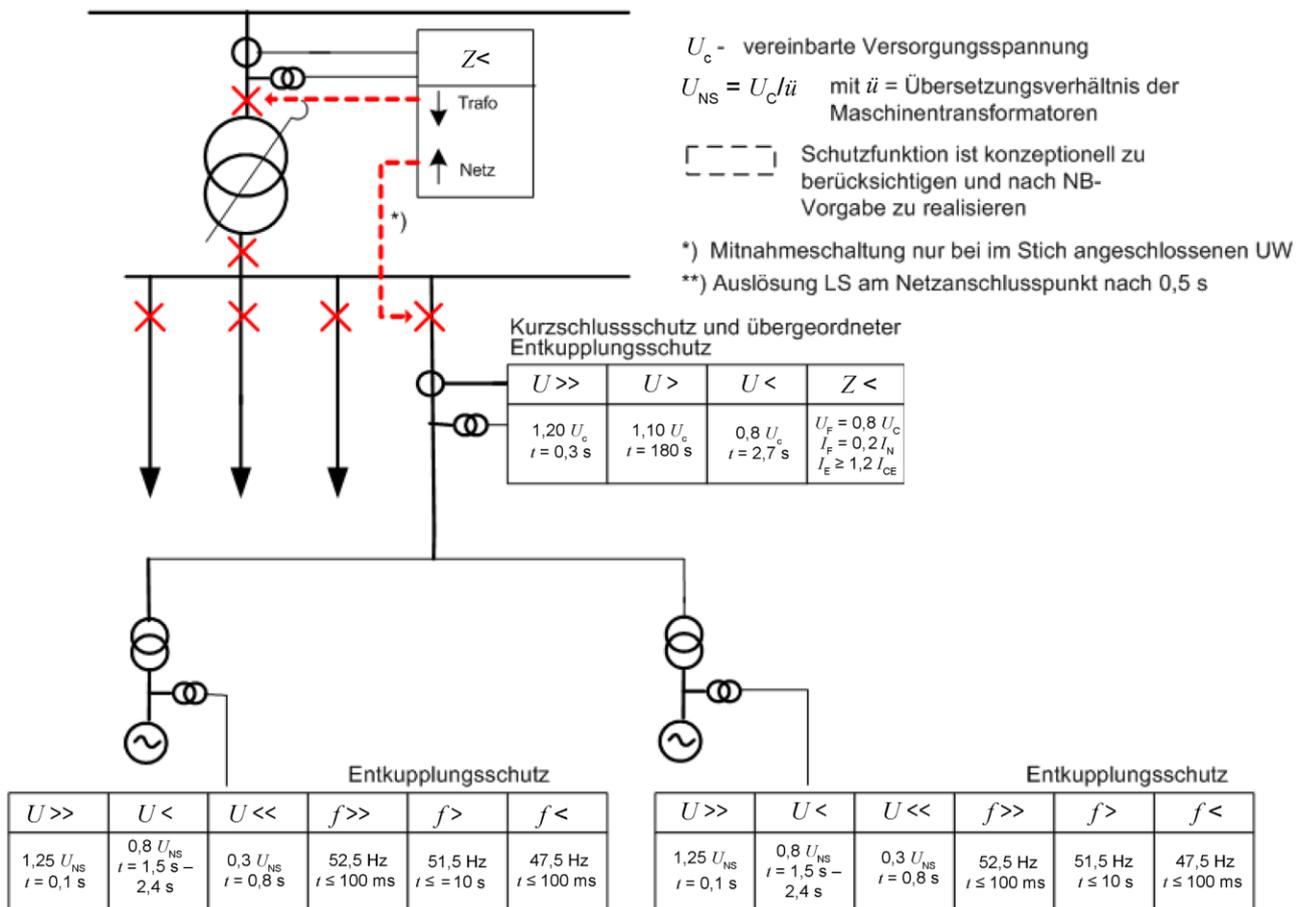
4914 ANMERKUNG 2 Zu beachten ist, dass sich die Abschaltzeiten aus der Summe der Einstellzeiten und der Eigenzeiten von Schaltgerät und Schutz ergeben.

4916

4917 **10.3.4.3 Gesamtübersicht zum Schutzkonzept bei Anschluss der Erzeugungsanlage an die Sammelschiene eines Umspannwerks**

4919 In Bild 21 ist das Schutzkonzept bei Anschluss einer Erzeugungsanlage an die Sammelschiene eines Umspannwerkes dargestellt.

4920



4921

4922

4923

**Bild 21 - Schutzkonzept bei Anschluss von Erzeugungsanlagen an die Sammelschiene eines UW**

4924

**10.3.5 Anschluss der Erzeugungsanlage im Mittelspannungsnetz**

4925

**10.3.5.1 Allgemeines**

4926

Auch Erzeugungsanlagen, die im Mittelspannungsnetz angeschlossen werden, müssen sich an der statischen Spannungshaltung und der O-/UVRT-Robustheit beteiligen.

4927

4928

Ob und in welcher Höhe die Erzeugungsanlage im Fehlerfall einen Strom (Wirk- und/oder Blindstrom) in das Netz des Netzbetreibers einspeist, hat wesentlichen Einfluss auf die Schutzfunktionen am Netzanschlusspunkt.

4929

4930

Die konkrete Vorgabe des Verhaltens der Erzeugungsanlage im Fehlerfall erfolgt im Rahmen des Anschlussprozesses mit dem Netzbetreiber-Abfragebogen (Vordruck E.9).

4931

4932

Unabhängig davon müssen jedoch am Netzanschlusspunkt die in 10.3.4 aufgeführten Schutzfunktionen nachgerüstet werden können. In Bild 22 sind diese gestrichelt dargestellt.

4933

4934

**ANMERKUNG** Sofern eine Erzeugungsanlage über eine Übergabestation direkt mit einem Mittelspannungs-Schaltfeld im Umspannwerk verbunden ist und auf der Leitung von der Übergabestation zum Umspannwerk keine Kundenanlage ohne Erzeugungsanlage angeschlossen ist (Verknüpfungspunkt Mittelspannungs-Sammelschiene des Umspannwerks), gelten grundsätzlich die Anforderungen wie beim Anschluss an die Sammelschiene Direktanschluss, es sei denn, dass projektspezifisch andere Vorgaben des Netzbetreibers (z. B. unter Berücksichtigung der konkreten Netzkonstellation) erfolgen.

4935

4936

4937

4938

4939

4940 **10.3.5.2 Kurzschlusschutzeinrichtungen des Anschlussnehmers**

4941 Der Anschluss von Erzeugungsanlagen im Mittelspannungsnetz erfolgt – abhängig von netztechnischen  
4942 Gegebenheiten, Anzahl und Größe der Erzeugungseinheiten – entweder über Leistungsschalter oder über eine  
4943 Lastschalter-Sicherungs-Kombination.

4944 Für Erzeugungsanlagen mit Anschluss über einen Leistungsschalter ist als Kurzschlusschutz mindestens ein  
4945 Überstromzeitschutz vorzusehen. Der Kurzschlusschutz von Erzeugungsanlagen mit Anschluss über eine  
4946 Lastschalter-Sicherungs-Kombination erfolgt durch die Sicherung.

4947 Der Einbau eines Distanzrelais ist konzeptionell zu berücksichtigen und auf Forderung des Netzbetreibers zu  
4948 realisieren. Die Distanzschutzeinrichtung muss dann auf den Leistungsschalter am Übergabepunkt bzw. im  
4949 Falle einer Lastschalter-Sicherungs-Kombination auf den generatorseitigen Leistungsschalter wirken.

4950 **10.3.5.3 Entkopplungsschutzeinrichtungen des Anschlussnehmers**

4951 **10.3.5.3.1 Übergeordneter Entkopplungsschutz**

4952 Am Netzanschlusspunkt sind als übergeordneter Entkopplungsschutz folgende Einrichtungen erforderlich:

- 4953 – Spannungssteigerungsschutz  $U \gg$  und  $U >$ ;
- 4954 – Spannungsrückgangsschutz  $U <$ ;

4955 Als Grundparametrierung des Entkopplungsschutzes am Netzanschlusspunkt werden die Einstellwerte nach  
4956 Tabelle 17 empfohlen.

4957 **Tabelle 17 - Empfohlene Einstellwerte für den Schutz einer Erzeugungsanlage**  
4958 **am Netzanschlusspunkt bei Anschluss im Mittelspannungsnetz**

Funktion	Einstellbereich des Schutzes	Empfohlene Schutz-Einstellwerte	
Spannungssteigerungsschutz $U \gg$	1,00 – 1,30 $u_n$	1,20 $U_c$	300 ms
Spannungssteigerungsschutz $U >$	1,00 – 1,30 $u_n$	1,10 $U_c^a$	180 s
Spannungsrückgangsschutz $U <$	0,10 – 1,00 $u_n$	0,80 $U_c^b$	2,7 s
<sup>a</sup> Höhere Werte als 1,1 $U_c$ sollten im Hinblick auf die Einhaltung der Spannungsqualität nicht eingestellt werden. <sup>b</sup> Um eine Auslösung im Netzausfall zu vermeiden, kann ein Stromkriterium ( $I > 0,1 I_N$ ) berücksichtigt werden.			

4959

4960 ANMERKUNG 1 Die Einstellwerte beziehen sich auf die vereinbarte Spannung  $U_c$  im Mittelspannungsnetz. Diese ist im  
4961 Normalfall gleich der Nennspannung  $U_n$  des Netzes.  $U_c$  ist entsprechend der Wandlerübersetzung auf die sekundäre  
4962 Wandlernennspannung  $u_n$  umzurechnen.  $u_n$  ist damit die Bezugsspannung der Schutzeinrichtung.

4963 ANMERKUNG 2 Zu beachten ist, dass sich die Abschaltzeiten aus der Summe der Einstellzeiten und der Eigenzeiten von  
4964 Schaltgerät und Schutz ergeben.

4965 **10.3.5.3.2 Entkopplungsschutz an den Erzeugungseinheiten**

4966 An den Erzeugungseinheiten sind folgende Schutzeinrichtungen erforderlich:

- 4967 – Spannungssteigerungsschutz  $U \gg$ ;
- 4968 – Spannungsrückgangsschutz  $U <$  und  $U \ll$ ;
- 4969 – Frequenzsteigerungsschutz  $f >$  und  $f \gg$ ;

4970 – Frequenzrückgangsschutz  $f <$ .

4971 Als Grundparametrierung werden die Einstellwerte nach Tabelle 18 empfohlen.

4972 **Tabelle 18 - Empfohlene Einstellwerte für den Schutz an der Erzeugungseinheit bei Anschluss**  
 4973 **der Erzeugungsanlage im Mittelspannungsnetz**

Funktion	Geforderter Einstellbereich des Schutzes	Empfohlene Schutz-Einstellwerte	
Spannungssteigerungsschutz $U >>$	1,00 – 1,30 $U_{NS}$	1,25 $U_{NS}$	100 ms
Spannungsrückgangsschutz $U <$	0,10 – 1,00 $U_{NS}$	0,80 $U_{NS}$ <sup>a</sup>	1,0 s <sup>a</sup>
Spannungsrückgangsschutz $U <<$	0,10 – 1,00 $U_{NS}$	0,45 $U_{NS}$ <sup>a</sup>	300 ms <sup>a</sup>
Frequenzsteigerungsschutz $f >>$	50,0 – 55,0 Hz	52,5 Hz <sup>c</sup>	≤ 100 ms
Frequenzsteigerungsschutz $f >$	50,0 – 55,0 Hz	51,5 Hz <sup>c</sup>	10 s
Frequenzrückgangsschutz $f <$ <sup>b</sup>	45,0 – 50,0 Hz	47,5 Hz <sup>d</sup>	≤ 100 ms
<p><sup>a</sup> Wird auf der Leitung, an der die Erzeugungsanlage angeschlossen ist, eine AWE durchgeführt, werden folgende Schutzeinstellungen empfohlen: <math>U &lt;&lt;</math>-Relais: 0,45 <math>U_{NS}</math>, unverzögert und <math>U &lt;</math>-Relais: 0,8 <math>U_{NS}</math>, 300 ms.</p> <p>Um bei einem gelöschten betriebenen Netz die Wahrscheinlichkeit von Inselnetzbildungen bei Doppelerdschlüssen mit einem Fußpunkt auf der Leitung, an der die Erzeugungsanlage angeschlossen ist, zu reduzieren, sollte die eingestellte Verzögerungszeit des <math>U &lt;&lt;</math>-Schutzes kleiner bzw. gleich der am kleinsten eingestellten Ansprechverzögerung der Kurzschlusschutzeinrichtungen dieser Leitung sein. Dadurch wird erreicht, dass durch den Entkopplungsschutz der Erzeugungseinheit der Fehler annähernd zeitgleich mit den Netzschutzeinrichtungen abgeschaltet werden kann. Bei einer größer eingestellten Zeit des <math>U &lt;&lt;</math>-Relais würde das Kriterium „Unterspannung“ nicht mehr funktionieren, da netzseitig der Fehler früher abgeschaltet wäre. Dadurch wird durch die Erzeugungsanlage ein isoliertes Netz mit einem Erdschluss betrieben. Die verketteten Spannungen bleiben hier gleich. Der Unterspannungsschutz „verliert“ somit sein Anregekriterium. Gleiches gilt für einpolige Fehler im niederohmig geerdeten Netz.</p> <p><sup>b</sup> Bei der Vorgabe ist zu berücksichtigen, ob die Erzeugungsanlage in einem Gebiet mit automatischer Frequenzentlastung angeschlossen ist. Diesbezüglich wird die Einstellung durch den Netzbetreiber entsprechend angepasst.</p> <p><sup>c</sup> Falls die Erzeugungseinheit nur bis zu der geforderten Netzfrequenz von 51,5 Hz betrieben werden kann, ist als Frequenzsteigerungsschutz eine Frequenzstufe mit 51,5 Hz/≤ 100 ms zu nutzen. Falls die Erzeugungseinheit nicht vollständig bis zu einer Netzfrequenz von 52,5 Hz betrieben werden kann, ist der Wert von 52,5 Hz auf den technisch maximal möglichen Wert zwischen 51,5 Hz und 52,5 Hz einzustellen.</p> <p><sup>d</sup> Der Netzbetreiber darf einen anderen unteren Wert vorgegeben, wenn die Erzeugungseinheit in einem Netzgebiet angeschlossen ist, welches zum automatischen Lastabwurf herangezogen wird.</p>			

4974

4975 Die Entkopplungsschutzeinrichtungen wirken auf den Kuppelschalter der Erzeugungseinheit.

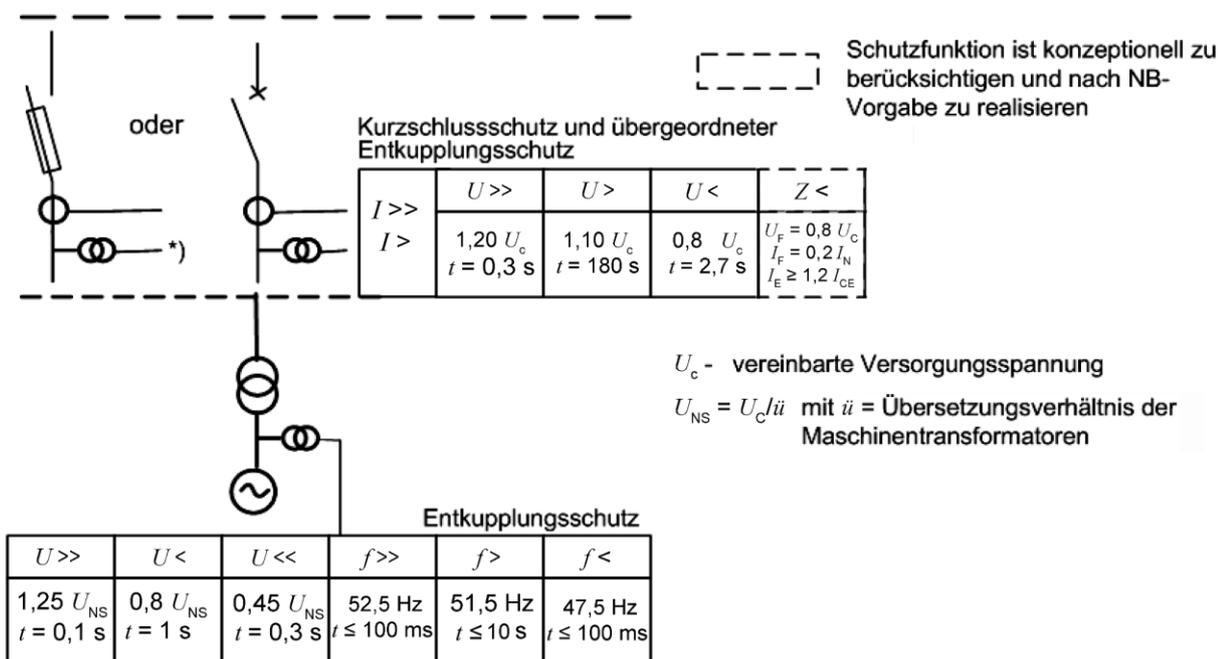
4976 ANMERKUNG 1  $U_{NS}$  ist die Spannung auf der Niederspannungsseite des Maschinentransformators der Erzeugungseinheit ( $U_{NS} = U_c / \ddot{u}$  mit  $\ddot{u}$  = Übersetzungsverhältnis des Maschinentransformators).

4978 ANMERKUNG 2 Zu beachten ist, dass sich die Abschaltzeiten aus der Summe der Einstellzeiten und der Eigenzeiten von  
 4979 Schaltgerät und Schutz ergeben.

E VDE-AR-N 4110:2024-11

4980 **10.3.5.4 Gesamtübersicht zum Schutzkonzept bei Anschluss der Erzeugungsanlage im**  
 4981 **Mittelspannungsnetz**

4982 In Bild 22 ist das Schutzkonzept bei Anschluss einer Erzeugungsanlage im Mittelspannungsnetz dargestellt.  
 4983 Die für den Fall der O-/UVRT-Robustheit durch Einspeisung eines Stromes nachgerüsteten Schutzfunktionen  
 4984 sind gestrichelt dargestellt.



4985  
 4986 **Bild 22 - Schutzkonzept bei Anschluss von Erzeugungsanlagen im Mittelspannungsnetz**

4987 **10.3.6 Schutzkonzept bei Mischanlagen mit Bezugsanlagen**

4988 Grundsätzlich ist der Schutz von Mischanlagen wie bei reinen Erzeugungsanlagen aufzubauen.

4989 Das entsprechende Schutzgerät für den übergeordneten Entkopplungsschutz ist für die Funktionen  $U \gg$ ,  $U >$   
 4990 und  $U <$  im Grundsatz mittelspannungsseitig in der Übergabestation zu installieren (siehe Bild D.7 und  
 4991 Bild D.8). In Absprache mit dem Netzbetreiber kann der Installationsort an einen anderen Ort  
 4992 mittelspannungsseitig im Kundennetz verlegt werden. Diese Funktionen wirken jedoch auf eine unmittelbar der  
 4993 Erzeugungsanlage bzw. den Erzeugungseinheiten zugeordnete und dafür ausgelegte Schalteinrichtung (z. B.  
 4994 Leistungsschalter der Erzeugungsanlage in der Übergabestation oder Leistungsschalter der  
 4995 Erzeugungseinheit). Damit soll erreicht werden, dass die Bezugsanlage bei Auslösung des übergeordneten  
 4996 Entkopplungsschutzes nicht mit ausgeschaltet wird. Bei der Signalführung zu einem räumlich getrennten  
 4997 Schaltgerät ist sicherzustellen, dass die geforderten Mindestabschaltzeiten jederzeit eingehalten werden  
 4998 können. Die entsprechenden Verbindungen sind gegen Kommunikationsstörungen/ Drahtbruch zu sichern.  
 4999 Entsprechende Störungen müssen nach spätestens 10 min zu einer Abschaltung der Erzeugungsanlage  
 5000 führen.

5001 In den Anschlussfällen, bei denen die kundeninterne Netzanbindung der Erzeugungsanlage bis zur Übergabe-  
 5002 station am Netzanschlusspunkt neu aufgebaut wird oder bedingt durch die fernwirktechnische Anbindung der  
 5003 Übergabestation eine kundeneigene Datenverbindung bis zur Erzeugungsanlage neu aufgebaut werden muss,  
 5004 ist der übergeordnete Entkopplungsschutz  $U \gg$ ,  $U >$  und  $U <$  generell am Netzanschlusspunkt in der  
 5005 Übergabestation zu errichten und eine Steuerleitung entsprechend der oben genannten Anforderungen zur  
 5006 Erzeugungsanlage zu verlegen.

5007 Unter Einhaltung aller folgenden Bedingungen darf der Erfüllungsort auch für die Funktionen  $U \gg$ ,  $U >$  und  $U <$   
 5008 an den Anschlusspunkt der Erzeugungsanlage innerhalb des Kundennetzes gelegt werden:

- 5009 – die Erzeugungsanlage kommt zu einer bereits vorhandenen Bezugsanlage dazu;

- 5010 – die Anbindung der Erzeugungsanlage erfolgt im bereits bestehenden kundeneigenen Netz und nicht in der  
5011 Übergabestation;
- 5012 – eine Steuerleitung zwischen dem Anschlusspunkt der Erzeugungsanlage und der Übergabestation ist nicht  
5013 vorhanden;
- 5014 – bei einem mittelspannungsseitigen Anschlusspunkt der Erzeugungsanlage im Kundennetz muss die  
5015 Messgrößenerfassung auch mittelspannungsseitig erfolgen;

5016 ANMERKUNG 1 Mit dieser Vereinfachung sollen unverhältnismäßig aufwändige Steuerleitungen bei annähernd  
5017 spannungsgleichen Netzanschlusspunkt und Anschlusspunkt der Erzeugungsanlage in bestehenden  
5018 Bezugskundennetzen vermieden werden.

5019 In Erzeugungsanlagen mit  $\sum P_{Amax} \leq 500\text{kW}$  darf das Schutzgerät des übergeordneten Entkupplungsschutzes  
5020 auf in Erzeugungseinheiten integrierte Kuppelschalter wirken, auf die auch die jeweiligen Signale der EZE-  
5021 Entkupplungsschutzeinrichtungen wirken. (Einfehlersicherheit gemäß VDE-AR-N 4105 wird dabei  
5022 vorausgesetzt).

5023 In Erzeugungsanlagen mit  $\sum P_{Amax} > 500\text{kW}$  muss das Schutzgerät des übergeordneten Entkupplungsschutzes  
5024 auf einen Kuppelschalter wirken, der separat zu den in den Erzeugungseinheiten integrierten Kuppelschaltern  
5025 aufgebaut ist.

5026 Sofern das Schutzgerät des übergeordneten Entkupplungsschutzes auf einen Kuppelschalter wirkt, der separat  
5027 zu den in den Erzeugungseinheiten integrierten Kuppelschaltern aufgebaut ist, ist eine Wirkung auf das gleiche  
5028 Schaltgerät, auf das ein ggf. installierter zEKS wirkt, zulässig, sofern dafür separate Auslösespulen (bzw. ein  
5029 ergänzend verbauter Motorantrieb) verwendet werden.

5030 Der Entkupplungsschutz der Erzeugungseinheiten ist analog dem Schutz bei den Erzeugungseinheiten reiner  
5031 Erzeugungsanlagen auszuführen.

5032 ANMERKUNG 2 Alle in diesem Abschnitt benannten Anforderungen gelten auch für Mischanlagen mit Rückleistungs-  
5033 schutz in Richtung des Netzes des Netzbetreibers.

## 5034 10.4 Zuschaltbedingungen und Synchronisierung

### 5035 10.4.1 Allgemeines

5036 Bei Netzspannungen am Netzanschlusspunkt zwischen 90 %  $U_c$  und 110 %  $U_c$  sowie bei Netzfrequenzen  
5037 zwischen 47,5 Hz und 50,2 Hz muss eine Zuschaltung der Erzeugungsanlage und der Erzeugungseinheiten  
5038 an das Mittelspannungsnetz technisch möglich sein. Der Spannungswert bezieht sich dabei auf den kleinsten  
5039 Wert der drei verketteten Netzspannungen.

5040 Ausreichendes Primärenergiedargebot vorausgesetzt müssen die Erzeugungsanlage und die Erzeugungseinheiten  
5041 technisch auch in der Lage sein, Leistung ins Netz einzuspeisen.

5042 Für die Leistungssteigerung am Netzanschlusspunkt nach Zuschaltung der Erzeugungsanlage gelten die  
5043 Vorgaben nach 10.2.4 sowie die Bedingungen nach 5.4.2 und 5.4.3.

5044 ANMERKUNG Dies umfasst Zuschaltungen nach Schutzauslösungen und auch Zuschaltungen nach sonstigen  
5045 betrieblichen Maßnahmen (z. B. Wartung der Erzeugungsanlage). Betriebliche Zuschaltungen einzelner Erzeugungseinheiten sind davon ausgenommen.  
5046

### 5047 10.4.2 Zuschalten nach Auslösung durch Schutzeinrichtungen

5048 Nach Trennung einer **Erzeugungsanlage** vom Netz durch eine Ausschaltung des Übergabeschalters aufgrund  
5049 von Auslösungen durch Kurzschluss- oder Entkupplungsschutzeinrichtungen (Überfrequenz, Unterfrequenz,  
5050 Spannungsrückgang, Spannungssteigerung) ist eine automatische Wiederschaltung nicht erlaubt. Eine  
5051 Wiederschaltung erfolgt durch Freigabe der zuständigen Netzleitstelle.

**E VDE-AR-N 4110:2024-11**

5052 Davon abweichende Regelungen zur Wiedereinschaltung nach den Zuschaltbedingungen des Netzbetreibers  
5053 sind zulässig.

5054 ANMERKUNG Bei nicht inselfähigen Erzeugungsanlagen bewirkt eine Auslösung des Übergabeschalters am  
5055 Netzanschlusspunkt letztlich auch ein Abschalten der einzelnen Erzeugungseinheit. Das Netz der Erzeugungsanlage wird  
5056 somit spannungslos. Eine Abfrage der Spannung netzseitig vom Netzanschlusspunkt ist somit vor Wiedereinschaltung des  
5057 Leistungsschalters am Netzanschlusspunkt nicht notwendig. Damit bestehen diesbezüglich auch keine Anforderungen  
5058 hinsichtlich der Anordnung der Spannungswandler am Netzanschlusspunkt.

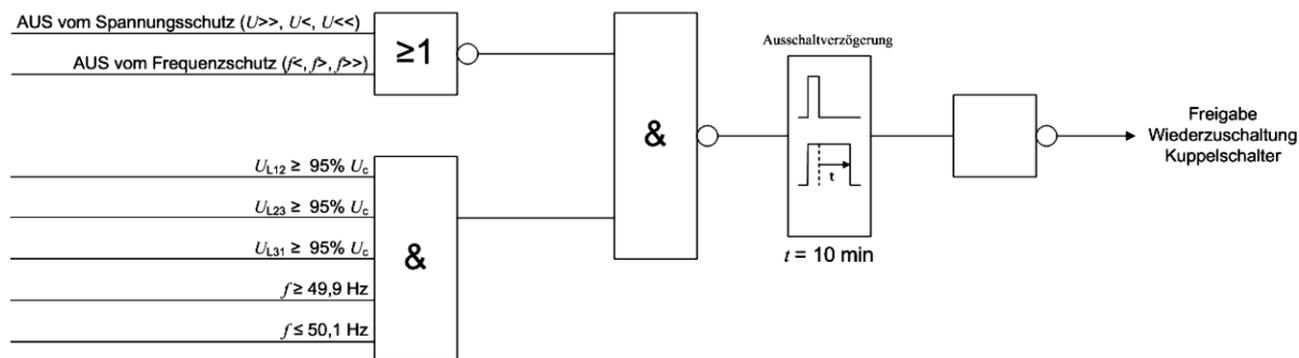
5059 Nach Trennung einer **Erzeugungseinheit** vom Netz durch Ausschaltung des Kuppelschalters (galvanische  
5060 Trennung) an der Erzeugungseinheit aufgrund von Auslösungen durch Entkopplungsschutzeinrichtungen  
5061 (Überfrequenz, Unterfrequenz, Spannungsrückgang, Spannungssteigerung) ist eine automatische Zu-  
5062 schaltung oder Wiedereinschaltung der Erzeugungseinheiten nur dann zulässig, wenn die Spannung am  
5063 Netzanschlusspunkt mindestens 95 %  $U_c$  beträgt und die Frequenz zwischen 49,9 Hz und 50,1 Hz liegt. Der  
5064 Spannungswert bezieht sich dabei auf den kleinsten Wert der drei verketteten Netzspannungen.

5065 Im Falle der Wiedereinschaltung der Erzeugungseinheit gelten für die Leistungssteigerung auch die Vorgaben  
5066 nach 10.2.4 sowie die Bedingungen nach 5.4.2 und 5.4.3.

5067 Die automatische Wiedereinschaltung der Erzeugungseinheiten darf erst dann erfolgen, wenn Netzspannung  
5068 und Netzfrequenz für eine einstellbare Zeit stabil innerhalb der vorgenannten Grenzwerte für Spannung und  
5069 Frequenz gelegen haben (Funktionsschema siehe Bild 23). Diese Zeit muss von unverzüglich bis 30 min  
5070 einstellbar sein. Sofern der Netzbetreiber keine Angaben macht, sind als Defaultwert 10 min einzustellen. Bei  
5071 Ausfall der Fernwirkanlage oder des EZA-Reglers ist die automatische Zuschaltung von Erzeugungseinheiten  
5072 und Speichern nicht zulässig.

5073 Als Bedingung für die Wiedereinschaltung der Erzeugungseinheiten ist nicht notwendigerweise die Spannung  
5074 am Netzanschlusspunkt auszuwerten. Für das Zuschalten der Erzeugungseinheiten ist die Auswertung der  
5075 Spannungshöhe und Frequenz netzseitig vom Kuppelschalter der Erzeugungseinheit zulässig. Insofern  
5076 müssen Spannungswandler an den Erzeugungseinheiten netzseitig vom Kuppelschalter der Erzeugungseinheit  
5077 installiert sein.

5078 Erfolgt die Abfrage der Netzspannung auf der Niederspannungsseite des Maschinentransformators, gilt die  
5079 Anforderung  $\geq 95\% U_{NS}$  mit  $U_{NS} = U_c / \ddot{u}$ , wobei  $\ddot{u}$  das Übersetzungsverhältnis des Maschinentransformators  
5080 beschreibt. Bei einer Stufung des Transformators der Erzeugungseinheit ist die Wiedereinschaltbedingung auf  
5081 Niederspannungsseite so anzupassen, dass auf Mittelspannungsseite  $> 95\% U_c$  realisiert ist.



**Bild 23 - Funktionsschema Wiedereinschaltung eines Kuppelschalters (der Erzeugungseinheiten)**

**10.4.3 Zuschaltung mit Hilfe von Synchronisierungseinrichtungen**

5086 Für Erzeugungseinheiten, die netzsynchron zugeschaltet werden müssen, ist an geeigneter Stelle eine  
5087 Synchronisierungseinrichtung vorzusehen. Während die Synchronisierungseinrichtung bei nicht inselfähigen  
5088 Erzeugungsanlagen zweckmäßigerweise dem Generatorschalter zugeordnet wird, sollte bei inselfähigen  
5089 Erzeugungsanlagen zusätzlich eine Synchronisierungseinrichtung am Kuppelschalter vorgesehen werden.  
5090 Eine automatische Parallelschalteneinrichtung ist zu bevorzugen.

5091 Die Einstellwerte der Synchronisierereinrichtung sind mit dem Netzbetreiber abzustimmen. Übliche Einstellwerte  
5092 sind:

5093 –  $\Delta\varphi = \pm 10^\circ$ ;

5094 –  $\Delta f = \pm 200$  mHz;

5095 –  $\Delta U = \pm 5 \% U_c$ .

5096 Nach Arbeiten an der Erzeugungsanlage und/oder am Netzanschluss ist vor allem die richtige Phasenfolge zu  
5097 überprüfen.

#### 5098 **10.4.4 Zuschaltung von Asynchrongeneratoren**

5099 Asynchrongeneratoren, die durch ein Antriebsaggregat hochgefahren werden, müssen mit einer Drehzahl  
5100 zwischen 95 % und 105 % der Synchrondrehzahl strombegrenzt zugeschaltet werden.

5101 Bei Asynchrongeneratoren, die nicht spannungslos zugeschaltet werden (z. B. doppeltgespeiste Asynchron-  
5102 maschinen), sind bzgl. Spannungs- und Winkeldifferenz die Zuschaltbedingungen für Synchrongeneratoren  
5103 einzuhalten.

#### 5104 **10.4.5 Kuppelschalter**

5105 Für die Verbindung der Erzeugungsanlage bzw. der Erzeugungseinheiten mit dem Netz des Netzbetreibers  
5106 müssen Kuppelschalter eingesetzt werden, auf den bzw. auf die die Schutzeinrichtungen nach 10.3 am Netz-  
5107 anschlusspunkt bzw. an den Erzeugungseinheiten wirken. Hierfür eignen sich beispielsweise:

5108 – Leistungsschalter;

5109 – Leistungstrennschalter;

5110 – Motorschutzschalter;

5111 – verschweißsicheres Schaltschütz mit Lastschaltvermögen und vorgeschaltetem Kurzschlusschutz.

5112 Durch Kuppelschalter muss eine dreipolige galvanische Trennung sichergestellt sein.  
5113 Sicherungslasttrennschalter sind nicht als Schaltgeräte für Entkopplungsschutzfunktionen zulässig.

5114

5115 Die Kuppelschalter an den Erzeugungseinheiten können sich sowohl auf der Niederspannungs- als auch auf  
5116 der Mittelspannungsseite befinden. Sofern kein Inselbetrieb vorgesehen ist, kann dafür die Schalteinrichtung  
5117 des Generators verwendet werden. Kuppelschalter müssen für den am Einbauort auftretenden maximalen  
5118 Kurzschlussstrom ausgelegt und unter Berücksichtigung der nach 10.3 erforderlichen Schutzeinrichtungen  
5119 unverzüglich auslösbar sein. Bei der Bemessung von Kuppelschaltern ist zu berücksichtigen, dass der  
5120 Kurzschluss im Fehlerfall sowohl aus dem Netz des Netzbetreibers als auch aus Erzeugungseinheiten gespeist  
5121 werden kann.

5122 Bei Erzeugungseinheiten, bei denen ein oder mehrere Wechselrichter zur Leistungseinspeisung ins Netz  
5123 verwendet werden, muss mindestens ein Kuppelschalter die galvanische Trennung des oder der  
5124 Wechselrichter vom Netz sicherstellen.

5125

5126 Ist der Kuppelschalter in einer EZE untergebracht (integrierter Kuppelschalter), ist bei einem Kurzschluss  
5127 innerhalb der EZE sicherzustellen, dass der Kurzschluss sicher geklärt wird.

5128 Der integrierte Kuppelschalter muss für den bedingten Bemessungskurzschlussstrom und unter  
5129 Berücksichtigung der nach 10.3 erforderlichen Schutzeinrichtungen ausgelegt und unverzüglich auslösbar sein.  
5130 Das Schaltvermögen des Kuppelschalters ist nach dem höheren Wert aus Bemessungsstrom der  
5131 vorgeschalteten Sicherung und maximalem Anfangs-Kurzschlusswechselstrombeitrag der Erzeugungseinheit  
5132 zu bemessen.

5133 Bei nicht inselbetriebsfähigen Typ 1 oder Typ 2 Erzeugungsanlagen kann der Kuppelschalter der  
5134 Erzeugungseinheiten auch zur Synchronisierung verwendet werden.

**E VDE-AR-N 4110:2024-11**

5135 Bei inselbetriebsfähigen Anlagen ist die Funktion der Kupplung und die Synchronisierung der Erzeugung-  
5136 anlage mit dem Netz des Netzbetreibers im Rahmen der Planung abzustimmen und die Betriebsführung  
5137 vertraglich zu vereinbaren.

5138

5139 **10.5 Weitere Anforderungen an Erzeugungsanlagen**

5140 **10.5.1 Abfangen auf Eigenbedarf**

5141 An die Erzeugungsanlagen mit Anschluss an Mittelspannungsnetze werden keine Anforderungen an das  
5142 Abfangen auf Eigenbedarf gestellt.

5143 **10.5.2 Trennen der Erzeugungseinheit vom Netz bei Instabilität**

5144 Bei Verlust der statischen oder transienten Stabilität einer Typ-1-Erzeugungseinheit muss eine automatische  
5145 Trennung vom Netz erfolgen.

5146 Bei Typ-2-Erzeugungseinheiten muss eine automatische Trennung vom Netz erfolgen, falls die Anlagen-  
5147 regelung instabil wird und dieser Zustand länger als 100 ms andauert. Die automatische Trennung darf auch  
5148 schneller erfolgen.

5149 **10.5.3 Netzbildende Typ-2-Einheiten**

5150 Der Einsatz von netzbildenden Typ-2-Einheiten (Erzeugungseinheiten bzw. Speicher) für neue  
5151 Systemdienstleistungen wie z.B. Momentanreserve und Spannungseinprägung wurden in einer eigenen VDE-  
5152 FNN Projektgruppe untersucht und in dem FNN Hinweis „Technische Anforderungen an netzbildende  
5153 Eigenschaften inklusive der Bereitstellung von Momentanreserve“ definiert. Hieraus gehen neue und geänderte  
5154 Anforderungen an Einheiten hervor. Diese dürfen für Erzeugungseinheiten mit Anschluss an die Netzebene 4  
5155 (MS-SS-Anschluss) eingesetzt werden, wenn sie die Anforderungen für Typ-B- und Typ-C-Anlagen erfüllen  
5156 und die Eigenschaften nachgewiesen sind. Dies ist auch dann möglich, wenn das dort geforderte Verhalten in  
5157 einzelnen Punkten den Anforderungen dieser Anwendungsregel entgegensteht (z.B. FRT, statische  
5158 Spannungshaltung, Wirkleistungsanpassung bei Über- und Unterfrequenz und Inselnetzerkennung). Ebenfalls  
5159 dürfen diese neuen und geänderten Anforderungen bei Erzeugungseinheiten mit Anschluss an die Netzebene  
5160 5 (MS-Netz) in für Forschungs- und Erprobungszwecke vom Netzbetreiber ausgewiesenen Pilotnetzbereichen  
5161 angewendet werden.

5162 **10.5.4 Fähigkeit zur Bereitstellung von Primärregelleistung**

5163 An die Erzeugungsanlagen mit Anschluss an Mittelspannungsnetze werden keine Anforderungen an die  
5164 Erbringung von Primärregelleistung gestellt. Falls sich Erzeugungsanlagen mit Anschluss an Mittel-  
5165 spannungsnetze an der Primärregelung beteiligen wollen, müssen sie die Anforderungen nach 10.5.3 der  
5166 VDE-AR-N 4120 erfüllen.

5167 **10.5.5 Fähigkeit zur Bereitstellung von Sekundärregelleistung und Minutenreserve**

5168 An die Erzeugungsanlagen mit Anschluss an Mittelspannungsnetze werden keine Anforderungen an die  
5169 Erbringung von Sekundärregelleistung und Minutenreserve gestellt. Falls sich Erzeugungsanlagen mit  
5170 Anschluss an Mittelspannungsnetze an der Sekundärregelleistung und/oder an der Minutenreserve beteiligen  
5171 wollen, müssen sie die Anforderungen nach 10.5.4 der VDE-AR-N 4120 erfüllen.

5172 **10.5.6 Hinweise zur Bestimmung der elektrischen Frequenz und des RoCoF**

5173 Für Typ-2-EZE, EZSE und Speicher ist es erforderlich zur Umsetzung der PRNB die elektrische Frequenz an  
5174 der Klemme der EZE, der EZSE bzw. des Speichers zu ermitteln. Auf typisch verfügbare und adäquat  
5175 anwendbare Messmethoden wird in dem FNN Hinweis „Ermittlung und Bewertung der Frequenz in  
5176 Energieversorgungsnetzen“ hingewiesen. Abweichend zu den dort getroffenen Unterscheidungen in den  
5177 Anwendungsbereichen der Schutztechnik bzw. der Frequenzregelung („Fahren auf der Kennlinie“) kann im

5178 Zusammenhang mit der Frequenzermittlung für die Umsetzung der netzsicherheitsbasierten Primärregelung  
5179 nach Abschnitt 10.2.5.4 ein gleitendes Messfenster von 3-5 Perioden mit einem entsprechenden  
5180 Auswerteverfahren (Beispiel siehe FNN Hinweis „Ermittlung und Bewertung der Frequenz in  
5181 Energieversorgungsnetzen“) verwendet werden.

## 5182 **10.6 Modelle**

5183 Der Netzbetreiber ist beim Nachweisverfahren Anlagenzertifikat A und Einzelnachweisverfahren C1 berechtigt,  
5184 zur Durchführung von Netzberechnungen Parametermodelle der Erzeugungsanlage (aggregiertes EZA-  
5185 Modell) vom Anlagenbetreiber zu verlangen. Die Anforderung des Netzbetreibers ist im Vordruck E.9  
5186 anzugeben.

5187 ANMERKUNG 1 Die Bereitstellung des Simulationsmodells erfolgt vorzugsweise als Parametersatz für ein geeignetes  
5188 generisches Modell (Bibliothekmodell) in der vom Netzbetreiber vorgegebenen Simulationsumgebung, sofern das so  
5189 parametrisierte generische Modell eine hinreichend genaue Abbildung des Verhaltens der Erzeugungsanlage erlaubt.

5190 Da derzeit keine allgemein anerkannten, generischen herstellerunabhängigen Modelle existieren, beschränkt  
5191 sich die Bereitstellung bisher üblicherweise auf digitale Exporte in Tabellenform, welche die wesentlichen  
5192 Parameter der Anlagen, wie sie bei der Erstellung der Anlagenzertifikate bereits vorliegen, enthalten.

5193 Der Verteilnetzbetreiber muss hierzu entsprechende digitale Vorlagen bereitstellen. Ein informatives Beispiel  
5194 ist im Anhang C.5 hinterlegt, welches vorzugsweise als Basis verwendet werden sollte.

5195 Zukünftig werden die Vorlagen beim VDE-FNN weiter standardisiert. Der VDE FNN behält sich vor, hierzu  
5196 FNN-Hinweise zu veröffentlichen.

5197 Bis es einheitliche Standards für dynamische Modelle gibt, sind die Details zur Modellbereitstellung in  
5198 Absprache zwischen Anlagenerrichter/Zertifizierungsinstitut und Netzbetreiber im Einzelfall zu klären.

## 5199 **10.7 Besonderheiten bei Erzeugungsanlagen und Speichern mit einer kumulierten Leistung** 5200 **$\sum P_{Amax} \leq 500$ kW und einer maximalen Einspeiseleistung $P_{AV,E}$ von 270 kW**

### 5201 **10.7.1 Allgemeines**

5202 Für Erzeugungsanlagen und Speicher mit einer kumulierten Leistung  $\sum P_{Amax} \leq 500$  kW und einer  
5203 Einspeiseleistung  $P_{AV,E}$  von  $\leq 270$  kW gelten grundsätzlich die Anforderungen an Erzeugungsanlagen und  
5204 Speicher aus der VDE-AR-N 4105. Weiterhin sind die nachfolgenden Abschnitte zu beachten und einzuhalten.

### 5205 **10.7.2 Anmelde- und Inbetriebsetzungsverfahren**

5206 Das Anmeldeverfahren ist nach Abschnitt 4 einzuhalten, wobei Einheitenzertifikate nach der VDE-AR-N 4105  
5207 einzureichen sind.

5208 Die Inbetriebsetzung der Übergabestation erfolgt mit dem Inbetriebsetzungsprotokoll E.7 (soweit eine neue  
5209 Übergabestation erforderlich ist).

5210 Die Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage und Speicher erfolgt mit dem Inbetriebsetzungsprotokoll E.9 der  
5211 VDE-AR-N 4105. Bei einer kumulierten Leistung  $\sum P_{Amax} > 270$  kW ist für den übergeordneten  
5212 Entkopplungsschutz ein Schutzprüfprotokoll E.18 anzufertigen.

### 5213 **10.7.3 Netzurückwirkungen**

5214 Bezüglich Netzurückwirkungen gelten die Anforderungen nach Abschnitt 5.4.

### 5215 **10.7.4 Übergabestation und Abrechnungsmessung**

5216 Die Übergabestation und die Abrechnungsmessung sind nach Abschnitt 6/7 auszuführen.

## E VDE-AR-N 4110:2024-11

### 5217 **10.7.5 $P_{AV,E}$ -Überwachung**

5218  $P_{AV,E}$ -Überwachung ist nach der VDE-AR-N 4105 auszuführen.

### 5219 **10.7.6 Anforderungen an den EZA/EZE-Entkopplungsschutz**

5220 Bei einer kumulierten Leistung  $\sum P_{Amax} > 270$  kW ist zusätzlich zum zentralen oder zum integrierten NA-Schutz  
5221 ein übergeordneter Entkopplungsschutz gemäß Abschnitt 10.3.3.5 auszuführen. Der NA-Schutz darf in  
5222 Kombination mit einem übergeordneten Entkopplungsschutz dezentral errichtet werden.

5223 Der übergeordnete Entkopplungsschutz ist nach den Standardeinstellwerten in Abschnitt 10.3.5 zu  
5224 parametrieren, sofern der Netzbetreiber keine projektspezifisch abweichenden Vorgaben macht.

5225 Bei einer kumulierten Leistung  $\sum P_{Amax} \leq 270$  kW ist ein NA-Schutz entsprechend Abschnitt 6 VDE-AR-N 4105  
5226 ausreichend. Ein zentraler NA-Schutz ist zentral an einer Niederspannungshauptverteilung unterzubringen, zu  
5227 installieren und anzuschließen.

### 5228 **10.7.7 Besonderheiten bei der Parametrierung**

5229 Gegenüber der Standardparametrierung für Anschlüsse am Niederspannungsnetz nach der VDE-AR-N 4105  
5230 sind bei Anschlüssen in der Mittelspannung die folgenden Besonderheiten bei der Inbetriebsetzung zu  
5231 beachten:

5232 – Inselnetzerkennung deaktivieren

5233 – Blindleistungsbereitstellung bei  $\sum P_{Amax} \leq 270$  kW:  $\cos\phi(P)$ -Kennlinie nach Abschnitt 5.7.2.4, Bild 9 der  
5234 VDE-AR-N 4105

5235 – Blindleistungsbereitstellung bei  $\sum P_{Amax} > 270$  kW: Q(U)-(Standard-)Kennlinie nach 10.2.2.4 mit  
5236 Messabgriff in der Mittelspannung.

## 5237 **11 Nachweis der elektrischen Eigenschaften für Erzeugungsanlagen**

### 5238 **11.1 Gesamter Nachweisprozess**

5239 Diese VDE-Anwendungsregel fordert nicht selbst Zertifikate bzw. Konformitätsnachweise, sondern gestaltet  
5240 nur die im NC RfG und der NELEV geforderten Nachweise aus (siehe Vorwort, Absatz 6).

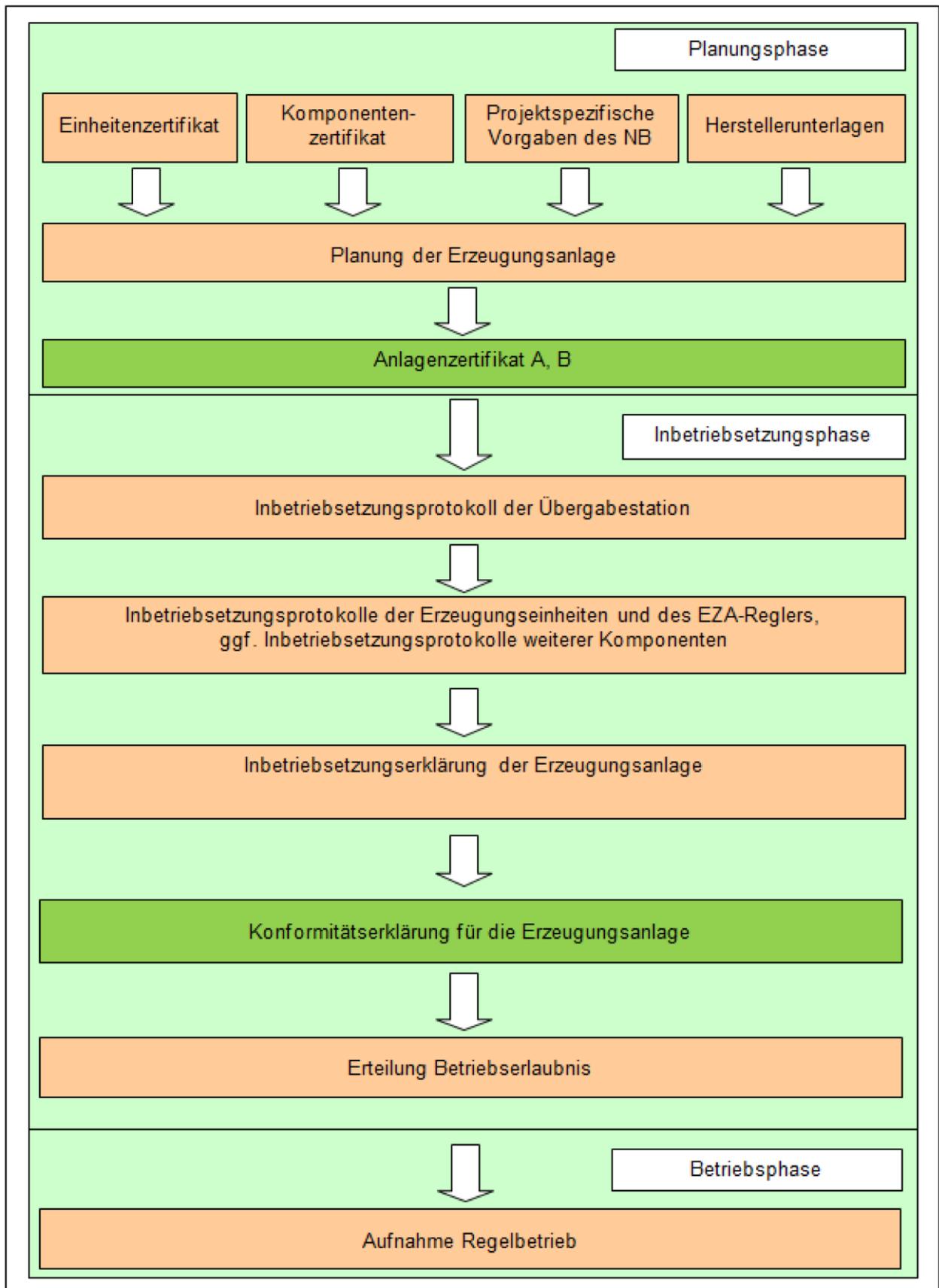
5241 Alle im Folgenden für Erzeugungsanlagen und Erzeugungseinheiten beschriebenen Anforderungen gelten in  
5242 gleicher Weise auch für Mischanlagen, Speicher sowie für Notstromaggregate mit einem Netzparallelbetrieb  
5243 nach 8.9.2. Dies betrifft nur Notstromaggregate, die länger als der in 8.9.2 beschriebene Probetrieb nach  
5244 DIN 6280-13 bzw. DIN VDE 0100-560 (VDE 0100 560) netzparallel betrieben werden. Aus Vereinfachungs-  
5245 gründen wird im Folgenden für diese Anschlussvarianten nur der Begriff „Erzeugungsanlage“ verwendet. Die  
5246 Anforderungen sind aber bei allen Anschlussvarianten zu erfüllen.

5247 Das Nachweisverfahren für Erzeugungsanlagen, für die ein Anlagenzertifikat A oder B erforderlich ist, erfolgt  
5248 durch einen mehrstufigen Prozess nach Bild 24. Dies ist der Standardprozess.

5249 Das Einzelnachweisverfahren für Erzeugungsanlagen, für die ein Anlagenzertifikat C erforderlich ist, erfolgt  
5250 nach 11.6.

5251 Sofern im Folgenden für einzelne Nachweise verschiedene Methoden alternativ zur Wahl stehen, obliegt die  
5252 Auswahl der Methode dem Nachweispflichtigen.

5253 Das Prototypenverfahren, der Nachweis für Erzeugungsanlagen und Speicher mit jeweils  $P_{Amax} < 135$  kW und  
5254 der Nachweis für Erzeugungsanlagen und Speicher mit jeweils  $P_{Amax} \geq 135$  kW ohne Nachweispflicht durch  
5255 ein Anlagenzertifikat erfolgt nach Bild 1 in Abschnitt 4.



5256

5257

**Bild 24 - Darstellung des Nachweisprozesses**

**E VDE-AR-N 4110:2024-11**

5258 Im Rahmen der Planung einer Erzeugungsanlage mit  $P_{A_{\max}} \geq 135$  kW ist durch den Anschlussnehmer beim  
5259 Netzbetreiber ein Anlagenzertifikat einzureichen, sobald eine der folgenden Bedingungen erfüllt ist:

5260 –  $P_{AV,E} > 270$  kW

5261 –  $\sum P_{A_{\max}} > 500$  kW

5262 Es wird zwischen den folgenden drei Anlagenzertifikaten unterschieden:

5263 – Anlagenzertifikat A: Standard-Anlagenzertifikat;

5264 – Anlagenzertifikat B: vereinfachtes Anlagenzertifikat (nur bei Anschlüssen von Erzeugungsanlagen  
5265 zwischen  $\sum P_{A_{\max}} > 270$  kW und  $\sum P_{A_{\max}} \leq 950$  kW an Mittelspannungsnetze);

5266 – Anlagenzertifikat C1: Standard-Anlagenzertifikat für Einzelnachweise;

5267 – Anlagenzertifikat C2: vereinfachtes Anlagenzertifikat für Einzelnachweise (nur bei Anschlüssen von  
5268 Erzeugungsanlagen zwischen  $P_{A_{\max}} > 270$  kW und  $P_{A_{\max}} \leq 950$  kW an Mittelspannungsnetze).

5269 Die Zuordnung einer Erzeugungsanlage in die verschiedenen Arten der Nachweisverfahren ( $\sum P_{A_{\max}} \geq 270$  kW  
5270 und  $\sum P_{A_{\max}} > 950$  kW) erfolgt auf Basis der maximalen Wirkleistungen  $P_{E_{\max}}$  aller Bestands- und aller neu  
5271 anzuschließenden Erzeugungseinheiten mit einem gemeinsamen Netzanschlusspunkt. Dabei ist es uner-  
5272 heblich, ob die Erzeugungseinheiten in das Netz des Netzbetreibers einspeisen oder nicht. Berücksichtigt  
5273 werden bei dieser Aufsummierung nur Erzeugungseinheiten aus Erzeugungsanlagen mit  $P_{A_{\max}} \geq 135$  kW.

5274 Liegen bei Bestandseinheiten keine Angaben zu  $P_{E_{\max}}$  vor, so werden diese durch die Bemessungs-  
5275 wirkleistung der Erzeugungseinheiten  $P_{rE}$  ersetzt. Alternativ kann auch die Scheinleistung  $S_{E_{\max}}$  mit  $\cos \varphi$  von  
5276 0,95 zur Berechnung verwendet werden.

5277 Diese Berechnungsvorschrift gilt nur für die Zuordnung der Erzeugungsanlage zu den verschiedenen Nach-  
5278 weisverfahren. Für die Überprüfung des Blindleistungsstellbereiches bei der eigentlichen Anlagenzertifizierung  
5279 gilt 11.4.

5280 Das Anlagenzertifikat basiert auf dem/den Einheitenzertifikat(en), dem/den Komponentenzertifikat(en), den  
5281 Vorgaben des Netzbetreibers für den Netzanschluss sowie Herstellerunterlagen. Mit dem Anlagenzertifikat wird  
5282 nachgewiesen, dass die geplante Erzeugungsanlage die Anforderungen dieser VDE-Anwendungsregel unter  
5283 Berücksichtigung der Vorgaben des Netzbetreibers erfüllen kann.

5284 Einheiten- und Komponentenzertifikate sind in deutscher oder alternativ in englischer Sprache zu erstellen.  
5285 Anlagenzertifikate inkl. aller Konformitätsbewertungsberichte sind dem Netzbetreiber in deutscher Sprache  
5286 vorzulegen. Alle sonstigen Anlagen zum Anlagenzertifikat sind in deutscher oder alternativ in englischer  
5287 Sprache einzureichen.

5288 Im Rahmen der Inbetriebsetzung ist durch den Anschlussnehmer oder eine von ihm beauftragte qualifizierte  
5289 Stelle der Nachweis zu erbringen, dass die Erzeugungsanlage auch tatsächlich entsprechend den Vorgaben  
5290 dieser VDE-Anwendungsregel und unter Berücksichtigung der Vorgaben des Netzbetreibers errichtet wurde.

5291 Auf Basis von Inbetriebsetzungsprotokollen, die ggf. durch Messprotokolle ergänzt werden, wird durch den  
5292 Anschlussnehmer eine Inbetriebsetzungserklärung der Erzeugungsanlage erstellt. Der Inbetriebsetzungs-  
5293 erklärung liegt eine vollständige Dokumentation der Inbetriebsetzung sowie der errichteten Erzeugungsanlage  
5294 zugrunde.

5295 Die Inbetriebsetzungserklärung bildet zusammen mit dem Anlagenzertifikat die Grundlage für die  
5296 Konformitätserklärung der Erzeugungsanlage. Hiermit wird nachgewiesen, dass die Erzeugungsanlage die  
5297 Anforderungen dieser VDE-Anwendungsregel unter Berücksichtigung der Vorgaben des Netzbetreibers erfüllt.  
5298 Der Nachweisprozess wird durch die Konformitätserklärung abgeschlossen. Danach wird die endgültige  
5299 Betriebslaubnis erteilt.

5300 Der Ersteller der Konformitätserklärung muss gegenüber dem Ersteller der Inbetriebsetzungserklärung unab-  
5301 hängig sein (4-Augen Prinzip). Diese Unabhängigkeit kann bei Überprüfung durch eine akkreditierte Zerti-

5302 fizierungsstelle unterstellt werden. Konformitätserklärungen inkl. der Inbetriebsetzungserklärungen sind dem  
5303 Netzbetreiber in deutscher Sprache vorzulegen.

5304 Die Zertifizierung von Erzeugungsanlagen, Erzeugungseinheiten und Komponenten sowie die Erstellung der  
5305 Konformitätserklärung muss durch eine nach DIN EN ISO/IEC 17065 hierfür akkreditierte und zugelassene  
5306 Zertifizierungsstelle erfolgen. Derzeit übernimmt die Aufgaben der Zulassungsstelle die FGW.

5307 Details zur Ausgestaltung des Nachweisverfahrens und zum Bewertungsumfang werden in der FGW TR 8 [17]  
5308 geregelt. Details zur Ausgestaltung der messtechnischen Nachweise sowie die Dokumentation der  
5309 Messergebnisse sind in der FGW TR 3 [3] beschrieben, Details zur Ausgestaltung der Simulation und der  
5310 Modellvalidierung in der FGW TR 4 [15]. Dabei dürfen die Anforderungen der vorliegenden VDE-  
5311 Anwendungsregel weder unterlaufen noch verschärft werden.

5312 Für Erzeugungsanlagen und Speicher mit Anschluss an das Mittelspannungsnetz und jeweils  $P_{Amax} \geq 36$  MW,  
5313 bei denen nach Abschnitt 1 die Anforderungen der VDE-AR-N 4120 gelten, müssen die Nachweise nach  
5314 Abschnitt 11 der VDE-AR-N 4120 durchgeführt werden.

5315 In Abschnitt 11 wird der Begriff „Erzeugungseinheit“ sowohl für die Erzeugungseinheit, als auch für den  
5316 Speicher verwendet, außer die Nachweisführung für Speicher ist gesondert geregelt.

5317 Erzeugungsanlagen mit Prototypen, die vor Inkrafttreten dieser VDE Anwendungsregel in Betrieb genommen  
5318 worden sind, dürfen auch nach dieser VDE Anwendungsregel zertifiziert werden.

## 5319 **11.2 Einheitenzertifikat**

### 5320 **11.2.1 Allgemeines**

5321 Für jede Erzeugungseinheit ist ein typenspezifisches Einheitenzertifikat erforderlich. In diesem Einheiten-  
5322 zertifikat werden die elektrischen Eigenschaften der Erzeugungseinheit ausgewiesen, um die Konformität einer  
5323 geplanten Erzeugungsanlage mit den Anforderungen der vorliegenden VDE-Anwendungsregel nachweisen zu  
5324 können.

5325 Für Erzeugungseinheiten, bei denen das Einheitenzertifikatsverfahren nach 11.2 nicht möglich oder zu  
5326 aufwendig ist, kann das Einzelnachweisverfahren nach 11.6 angewendet werden. Dieses Verfahren hat  
5327 vorrangig das Ziel, Einzelanlagen behandeln zu können, die nur in einer geringen Stückzahl produziert werden.

5328 Das Einheitenzertifikat kann nur ausgestellt werden, wenn folgende Nachweise erfolgt sind und dadurch die  
5329 Erfüllung der entsprechenden Anforderungen nach Abschnitt 10 durch die Erzeugungseinheit – ggf. unter  
5330 Zuhilfenahme externer Komponenten – nachgewiesen ist:

- 5331 – 11.2.3 Quasistationärer Betrieb und Pendelungen;
- 5332 – 11.2.6 O-/UVRT-Robustheit;
- 5333 – 11.2.8 Wirkleistungsabgabe und Netzsicherheitsmanagement;
- 5334 – 11.2.10 Wirkleistungsanpassung bei Über- und Unterfrequenz;
- 5335 – 11.2.12 Schutztechnik und Schutzeinstellungen.

5336 Ferner muss ein validiertes Simulationsmodell der Erzeugungseinheit nach 11.2.7 für den quasistationären  
5337 Betrieb und die kontinuierliche Spannungsregelung vorhanden sein.

5338 Sollten externe Komponenten für die O-/UVRT-Robustheit benötigt werden, müssen diese im Einheiten-  
5339 zertifikat auf dem Deckblatt ausgewiesen werden. Es ist dabei anzugeben, ob für diese Komponente ein Kom-  
5340 ponentenzertifikat nach 11.3 erforderlich ist.

5341 Für alle anderen Nachweise nach 11.2 ist mindestens ein Ausweis des Vermögens der Erzeugungseinheit  
5342 erforderlich.

**E VDE-AR-N 4110:2024-11**

5343 Grundlage für die Erstellung eines Einheitszertifikats sind die Vermessung nach FGW-TR [3] durch ein hierfür  
5344 gemäß DIN EN ISO/IEC 17025 akkreditiertes Messinstitut und ergänzend Herstellererklärungen zur  
5345 Erzeugungseinheit.

5346 Zur Sicherung der dauerhaften Produktqualität müssen die Fertigungsstätten des Herstellers über ein  
5347 zertifiziertes Qualitätsmanagementsystem nach ISO 9001 verfügen. Dieses Qualitätsmanagementsystem ist  
5348 über die gesamte Laufzeit der Einheitszertifikate aufrecht zu erhalten. Alternativ ist eine Fertigungs-  
5349 überwachung durch die mit der Ausstellung des Einheitszertifikates beauftragte Zertifizierungsstelle zulässig.

5350 Ergebnisse der Vermessung einer Erzeugungseinheit können in Summe oder in Teilen auf andere  
5351 Erzeugungseinheiten übertragen werden, wenn

- 5352 1) die Ausführung und die für die elektrischen Eigenschaften maßgebende Regelungstechnik einschließlich  
5353 der eingesetzten Software in diesen Erzeugungseinheiten technisch gleichwertig sind und
- 5354 2) die Ergebnisse für die kleinste und größte Leistungsvariante vorliegen oder alternativ die Bemessungs-  
5355 scheinleistung der zu zertifizierenden Erzeugungseinheit zwischen dem  $1/\sqrt{10}$ -fachen und  $\sqrt{10}$ -fachen  
5356 (bei Typ-1-Anlagen) bzw. zwischen dem  $1/\sqrt{10}$ -fachen und 2-fachen (bei Typ-2-Anlagen) der  
5357 Bemessungsscheinleistung der vermessenen Erzeugungseinheit liegt.
- 5358 3) Für die Nachweise des quasistationären Betriebes (siehe 11.2.3) sowie der statischen Spannungshaltung  
5359 (siehe 11.2.4) können zur Validierung der Herstellerangaben die unter 2) genannten Grenzen erweitert  
5360 werden, wenn das Konzept der Erzeugungseinheit sowie die eingesetzten Komponenten technisch  
5361 gleichwertig sind. Unter diesen Voraussetzungen sind Übertragungen für Erzeugungseinheiten Typ 2 von  
5362 100 kVA bis 10 MVA Bemessungsscheinleistung zulässig.

5363 Hersteller-Prüfungen von relevanten Baugruppen der Erzeugungseinheit auf Testständen können durch die  
5364 Zertifizierungsstelle anerkannt werden, wenn sichergestellt ist, dass die Äquivalenz zu den Feldmessungen  
5365 gegeben ist. Der Nachweis der Zulässigkeit ist im Zertifikat zu führen.

5366 Es ist im Einheitszertifikat eine Spannungs-Zeit-Kennlinie auszuweisen, die das diesbezügliche Vermögen  
5367 der gesamten Erzeugungseinheit beschreibt. Herstellerangaben sind zulässig.

5368 Der Hersteller stellt eine Parameterliste für die Einheitszertifizierung zur Verfügung. Es müssen die Parameter  
5369 (insbesondere Bezeichnung in der Steuerung und Einstellbereiche) aufgeführt werden, die einen wesentlichen  
5370 Einfluss auf die zu vermessenden Eigenschaften haben können. Diese müssen im Einheitszertifikat  
5371 aufgeführt werden. Eine Herstellererklärung muss unterzeichnet und inhaltlich derart begründet sein, dass dem  
5372 Nachweisführenden hinsichtlich der bestätigenden Einhaltung der Anforderung eine eigene fachlich  
5373 nachvollziehbare Überprüfung ermöglicht wird.

5374 Für die Nachweisführung der Anforderungen von Typ-2-EZE bzw. EZSE und Speicher, die auf den Frequenz-  
5375 oder RoCoF-Angaben basieren (z.B. PRNB), soll eine Frequenzermittlung über ein gleitendes Messfenster von  
5376 3-5 Perioden zugrunde gelegt werden, sofern keine abweichende Definition explizit vorgegeben ist. Für die  
5377 Ermittlung des RoCoF sind die Messwerte mehrerer aufeinander folgender Frequenzmessungen zu  
5378 verwenden.

5379 Bei netzbildenden Anlagen, die sich an der marktlichen Beschaffung von Momentanreserve beteiligen, sind die  
5380 Besonderheiten bei der Nachweisführung nach FNN Hinweis „Technische Anforderungen an Netzbildende  
5381 Eigenschaften inklusive der Bereitstellung von Momentanreserve“ [30] zu beachten.

5382 In den folgenden Abschnitten wird die Art der Nachweisführung definiert.

## 5383 **11.2.2 Netzurückwirkungen**

### 5384 **11.2.2.1 Schaltbedingte Spannungsänderungen**

5385 Der spannungswirksame Schaltfaktor  $k_U(\psi)$  und der flickerwirksame Schaltfaktor  $k_f(\psi)$  inkl. der Häufigkeit der  
5386 Schalthandlungen werden durch Messungen an einer Erzeugungseinheit bestimmt und sind im  
5387 Einheitszertifikat auszuweisen.

5388 **11.2.2.2 Flicker**

5389 Der Flickerkoeffizient  $c$  wird durch Messungen an einer Erzeugungseinheit ermittelt und ist im Einheiten-  
5390 zertifikat auszuweisen.

5391 **11.2.2.3 Oberschwingungen**

5392 Die Ströme der Oberschwingungen werden durch Messungen an der Erzeugungseinheit bestimmt. Bei Typ-1-  
5393 Erzeugungseinheiten ist es ausreichend, die Oberschwingungen der Synchronmaschine ohne die dazu-  
5394 gehörige Antriebseinheit (nach DIN EN 60034-1 (VDE 0530-1)) zu vermessen. Die Oberschwingungsströme,  
5395 die nachweislich nicht der Erzeugungseinheit, sondern einer Vorbelastung des Netzes zuzuordnen sind,  
5396 können bei der Ausweisung der emittierten Oberschwingungspegel berücksichtigt werden. Sollen die Ober-  
5397 schwingungspegel reduziert werden, muss ein messtechnischer Nachweis vorliegen.

5398 Die Ströme der Oberschwingungen sind im Einheitenzertifikat auszuweisen.

5399 **11.2.2.4 Kommutierungseinbrüche**

5400 Der Nachweis ist nur für Umrichter mit Thyristoren erforderlich, die den aus dem Netz kommenden Kurz-  
5401 schlussstrom zur Kommutierung der Thyristoren verwenden (netzgeführte Umrichter mit Gleichstrom-  
5402 zwischenkreis).

5403 Ist ein Nachweis zu erbringen, sind folgende Punkte im Einheitenzertifikat aufzuführen:

5404  $S_{r\text{ Str}}$  Bemessungsscheinleistung des Stromrichters

5405  $p$  Pulszahl des Stromrichters

5406  $\alpha$  ungünstigster Steuerwinkel des Stromrichters

5407 Sollten im Rahmen der Netzverträglichkeitsvermessung der Erzeugungseinheit relevante Kommutierungs-  
5408 einbrüche durch Hilfsantriebe mit Thyristoren auftreten, müssen die oben aufgeführten Punkte im Einheiten-  
5409 zertifikat auch ausgewiesen werden.

5410 Die Kommutierungseinbrüche sind im Einheitenzertifikat auszuweisen, soweit vorhanden.

5411 **11.2.2.5 Unsymmetrien**

5412 Der Nachweis ist durch Messungen an der Erzeugungseinheit ab der technischen Mindestleistung bei Typ-1-  
5413 Erzeugungseinheiten bzw. 10 %  $P_{rE}$  bei Typ-2-Erzeugungseinheiten zu erbringen. Dabei ist das Gegensystem  
5414 des Einspeisestromes in Abhängigkeit von der Scheinleistung zu bestimmen und im Einheitenzertifikat  
5415 auszuweisen.

5416 Der Gegensystemstrom, der nachweislich nicht der Erzeugungseinheit, sondern einer Vorbelastung des  
5417 Netzes zuzuordnen ist, kann bei der Ausweisung des emittierten Gegensystemstromes berücksichtigt werden.

5418 **11.2.3 Quasistationärer Betrieb und Pendelungen**

5419 **11.2.3.1 Quasistationärer Betrieb**

5420 Es ist auf Basis von Herstellererklärungen auszuweisen, dass die gesamte Erzeugungseinheit bzw. Kom-  
5421 ponente mit allen zugehörigen Teilen wie unter anderem Hilfsaggregate, Steuer- und Schutzeinrichtungen für  
5422 den in 10.2.1.2 definierten Frequenz- und Spannungsbereich des quasistationären Betriebes ausgelegt ist.  
5423 Darüber hinaus ist im Einheitenzertifikat eine Spannungs-Zeit-Kennlinie auszuweisen, die das diesbezügliche  
5424 Vermögen der gesamten Erzeugungseinheit beschreibt. Herstellerangaben sind zulässig.

5425 Die Angaben in der Herstellererklärung sind für PV-Erzeugungseinheiten kleiner 100 kW für den gesamten  
5426 quasistationären Frequenz- und Spannungsbereich auf Basis von exemplarischen Messungen an der  
5427 Erzeugungseinheit zu verifizieren. Für alle PV-Erzeugungseinheiten größer 100 kW und alle anderen  
5428 Erzeugungseinheiten sind die Angaben in der Herstellererklärung für den quasistationären Spannungsbereich

**E VDE-AR-N 4110:2024-11**

5429 auf Basis von exemplarischen Messungen nach 11.2.4 an der Erzeugungseinheit zu verifizieren. Die  
5430 Übertragung von Messergebnissen nach 11.2.1 sind zulässig.

5431 Für den Betrieb von  $\geq 60$  s im quasistationären Bereich zwischen  $85 \% U_n$  und  $90 \% U_n$  sowie  $110 \% U_n$  und  
5432  $115 \% U_n$  erfolgt der Nachweis durch den entsprechend definierten Test nach 11.2.6. In diesem Bereich darf  
5433 sich die Erzeugungseinheit nicht vom Netz trennen.

5434 **11.2.3.2 Polradpendelungen**

5435 Der Nachweis für die Erfüllung der Anforderung nach 10.2.1.3 für Erzeugungseinheiten des Typs 1 erfolgt im  
5436 Rahmen der O-/UVRT-Robustheit. Für Erzeugungseinheiten des Typs 2 ist kein Nachweis für die  
5437 Polradpendelungen erforderlich.

5438 **11.2.3.3 Netzpendelungen**

5439 Für Erzeugungseinheiten ist der Nachweis im Rahmen der O-/UVRT-Robustheit abgedeckt.

5440 **11.2.4 Statische Spannungshaltung/Blindleistungsbereitstellung**

5441 Das Vermögen von Erzeugungseinheiten zur Blindleistungsbereitstellung ist im Einheitenzertifikat in Form von  
5442  $P/Q$ -Diagrammen unter Berücksichtigung der Spannungsgrenzen sowie in Abhängigkeit von der erzeugten  
5443 Wirkleistung auszuweisen. Es ist auszuweisen, für welche Spannungsebene bzw. an welchen Klemmen das  
5444 Verhalten gilt.

5445 Im Einheitenzertifikat sind für die maßgebenden Spannungswerte ( $0,85 U_n$  bis  $1,15 U_n$  in 5 % Schritten) die  
5446 maximalen Blindleistungsstellbereiche für den untererregten und übererregten Bereich in Abhängigkeit der  
5447 Wirkleistung auszuweisen. Der Nachweis kann durch eine Herstellererklärung erbracht werden.

5448 Die Herstellerangaben bezüglich des Blindleistungsvermögens müssen durch eine Messung für den maximal  
5449 untererregten und maximal übererregten Bereich in Abhängigkeit der erzeugten Wirkleistung an der  
5450 Erzeugungseinheit validiert werden. Die Spannung zum Zeitpunkt der Messung muss bei der Validierung  
5451 berücksichtigt werden. Das vermessene Blindleistungsvermögen der Erzeugungseinheit muss größer gleich  
5452 der Herstellerangaben sein.

5453 Die Herstellerangaben bezüglich der Spannungsabhängigkeit des Blindleistungsvermögens sind durch die  
5454 Vermessung von mindestens zwei aussagekräftigen Arbeitspunkten für den untererregten Blindleistungs-  
5455 bereich und mindestens zwei aussagekräftigen Arbeitspunkten für den übererregten Blindleistungsbereich  
5456 nachzuweisen. Die Übertragung der Messergebnisse nach 11.2.1 und Punkt 3) sind für diese Nachweise  
5457 zulässig.

5458 Wenn eines der Blindleistungsverfahren in der Erzeugungseinheit nach 10.2.2.4 vorhanden ist, ist ein  
5459 Nachweis der Reglerfunktion auf der Ebene der Erzeugungseinheit durchzuführen. In diesem Fall ist im  
5460 Einheitenzertifikat auszuweisen, dass die Anforderungen aus 10.2.2.4 und Anhang C.3 umsetzbar sind und  
5461 welche technischen Randbedingungen hierfür erforderlich sind.

5462 Im Einheitenzertifikat ist auszuweisen, welche Sollwertvorgaben und Schnittstellen zur Regelung der  
5463 Blindleistungsbereitstellung der Erzeugungseinheit zur Verfügung stehen. Es ist für die seitens des Herstellers  
5464 angegebenen Schnittstellen/Sollwert-Kombinationen jeweils der Ausweis einer  $Q$ -Übergangsfunktion über eine  
5465 Sprungantwort erforderlich.

5466 Das Verhalten bei Kommunikationsstörungen entsprechend Abschnitt 10.2.2.4 ist für die Erzeugungseinheit  
5467 nachzuweisen.

5468 **11.2.5 Kontinuierliche Spannungsregelung**

5469 **11.2.5.1 Kleinsignalbereich der Kontinuierlichen Spannungsregelung für Typ-2-Erzeugungseinheiten**

5470 Zum Nachweis des Kleinsignalverhaltens der kontinuierlichen Spannungsregelung wird die Erzeugungseinheit  
 5471 über eine Impedanz mit einer Induktivität im Bereich  $X = 0,01$  bis  $1/3$  p.u. bezogen auf  $S_{E_{max}}$  der EZE an einem  
 5472 Prüfstand, bzw. einem Netzanschlusspunkt z.B. einer EZA betrieben.

5473 ANMERKUNG 1 Die Durchführung des Tests an einer Prüfeinrichtung mit einer Impedanz  $> 1/3$  p.u. ist zulässig.

5474 ANMERKUNG 2 Auch bei einem Nachweis innerhalb einer EZA oder einem Netzanschlusspunkt beziehen sich die Tests  
 5475 auf eine EZE.

5476 Das korrekte Verhalten der Erzeugungseinheit ist für symmetrische und unsymmetrische Spannungseinbrüche  
 5477 an der EZE-Klemme um einen Wert zwischen  $1\%$  und  $5\% U_n$  (und zurück) nachzuweisen, wobei  
 5478 sicherzustellen ist, dass dieses Ereignis zu einem Betriebspunkt führt, in dem keine Strom- oder  
 5479 Leistungsbegrenzung greift. Hierzu erfolgt die Bestimmung des Betrages der Blindstromänderung, der  
 5480 Anschlagzeit und der Dämpfung des Einschwingvorganges (Nachweis 1, vgl. hierzu auch Abschnitt 11.2.6.5).  
 5481 Der Betrag der Blindstromänderung wird hier nur qualitativ und unabhängig von den  
 5482 Genauigkeitsanforderungen entsprechend C.1 bewertet.

5483 Der Nachweis zur Erbringung dieser Anforderung im Verbund mit mehreren direkt parallel betriebenen EZE  
 5484 erfolgt entweder simulativ mit geeigneten Modellen (vgl. 11.2.7) oder durch Test im Parallelbetrieb analog zum  
 5485 vorgenannten Aufbau von mindestens zwei EZE. Der Nachweis entfällt, wenn die EZE standardmäßig über  
 5486 einen ausschließlich der EZE zugeordneten Transformator (bzw. ihr eigens zugeordnete  
 5487 Transformatorwicklungen) angeschlossen wird. Falls die Umsetzung auf Anlagenebene realisiert wird, erfolgt  
 5488 der Nachweis im Verbund mit mehreren direkt parallel betriebenen EZA simulativ.

5489 ANMERKUNG 3 Die Änderung der Netzspannung kann auch durch Manipulation der gemessenen Spannung erfolgen,  
 5490 sofern dies eine Bewertung des Verhaltens des Spannungsreglers zulässt.

5491 Zum Nachweis des Führungsverhaltens des Spannungsreglers erfolgt an diesem Aufbau eine Änderung des  
 5492 Sollwertes für den Spannungsregler. Die Sollwertänderung sollte dabei so gewählt werden, dass daraus eine  
 5493 Blindleistungsänderung von mindestens  $50\%$  des Blindleistungsstellbereichs der EZE resultiert. Der Nachweis  
 5494 ist erbracht, wenn die maximale Anschlagzeit der Spannung weniger als  $1$  s beträgt (Nachweis 2).

5495 Ferner erfolgt ein simulativer Nachweis der Einhaltung der Anforderungen an die Dynamik der  
 5496 Spannungsregelung, indem auf die Netzspannungsquelle ein Amplitudensprung aufgeprägt wird. Dieser  
 5497 Amplitudensprung sollte dabei so gewählt werden, dass daraus jeweils eine Blindleistungsänderung von  
 5498 mindestens  $50\%$  des Blindleistungsstellbereichs der EZE resultiert. Dieser Nachweis erfolgt bei den  
 5499 Impedanzen  $X = 0,01$  und  $1/3$  p.u. bezogen auf  $S_{E_{max}}$  der EZE (Nachweis 3).

5500 Zum simulativen Nachweis des Führungsverhaltens des Spannungsreglers über den gesamten Bereich der  
 5501 geforderten Netzkurzschlussleistung erfolgt in Simulation eine Änderung des Sollwertes für den  
 5502 Spannungsregler bei den Impedanzen  $X = 0,05$  und  $1/3$  p.u. bezogen auf  $S_{E_{max}}$  der EZE. Die Sollwertänderung  
 5503 sollte dabei so gewählt werden, dass daraus jeweils eine Blindleistungsänderung von mindestens  $50\%$  des  
 5504 Blindleistungsstellbereichs der EZE resultiert. Der Nachweis ist erbracht, wenn die maximale Anschlagzeit  
 5505 der Spannung jeweils weniger als  $1$  s beträgt (Nachweis 4).

5506 **11.2.6 O-/UVRT-Robustheit**

5507 **11.2.6.1 Allgemeines**

5508 Es ist nachzuweisen und im Einheitenzertifikat auszuweisen, dass die gesamte Erzeugungseinheit mit allen  
 5509 zugehörigen Teilen, die laut Hersteller Bestandteil der Erzeugungseinheit sind wie unter anderem Hilfs-  
 5510 aggregate, Steuer- und Schutzeinrichtungen, die nach 10.2.3 aufgeführten Anforderungen an die O-/UVRT-  
 5511 Robustheit erfüllt. Die auf die Erzeugungseinheit bezogenen Anforderungen gelten als erfüllt, wenn die nach  
 5512 11.2.6 geforderten Versuche erfolgreich absolviert werden. Das Vermögen der Erzeugungseinheit ist im

**E VDE-AR-N 4110:2024-11**

5513 Einheitenzertifikat darzustellen. Der Nachweis ist durch Messungen für zwei- und dreiphasige Spannungs-  
 5514 einbrüche bzw. Spannungserhöhungen im Teil- und Nennlastbetrieb der Erzeugungseinheit zu erbringen.  
 5515 Hierbei sind die unsymmetrischen Tests so zu variieren, dass unterschiedliche Phasen vom Netzfehler  
 5516 betroffen sind.

5517 Die nachfolgenden Versuche für Erzeugungseinheiten der Typen 1 und 2 sind mit einer Blindleistung vor dem  
 5518 Fehler entsprechend einem Zahlenwert zwischen  $-10\% P_{rE}$  und  $+10\% P_{rE}$  (d. h.  $\cos \varphi \approx 1$ ) durchzuführen.  
 5519 Zusätzlich ist ein Versuch mit der nach Herstellerangabe maximal möglichen Blindleistung der Erzeugungs-  
 5520 einheit untererregt und übererregt durchzuführen. Sofern das Vermögen der Erzeugungseinheit einen  $\cos \varphi$   
 5521 von 0,95 übersteigt, ist ein Versuch mit  $\cos \varphi$  von mindestens 0,95 ausreichend.

5522 Für alle Versuche sind die Spannungen und die Ströme sowie die daraus ermittelten Wirk- und Blindleistungen  
 5523 zu ermitteln und zu dokumentieren. Diese Werte sind für die Validierung des Einheitenmodells heranzuziehen.

5524 ANMERKUNG Die Angabe der Residualspannung während des Netzfehlers erfolgt in diesem Abschnitt jeweils ohne  
 5525 Berücksichtigung des Kurzschlussstrombeitrags der Erzeugungseinheit (Leerlaufversuch).

5526 Bestandsmessungen, die nach FGW TR3 Rev. 25 oder 26 zur Erfüllung der Anforderungen der O-/UVRT-  
 5527 Robustheit der VDE-AR-N 4120:2018 erfolgt sind, können für einen Übergangszeitraum von 24 Monaten nach  
 5528 Anwendungsbeginn dieser VDE-Anwendungsregel für den Nachweis der Anforderungen an die O-/UVRT-  
 5529 Robustheit und die kontinuierliche Spannungsregelung herangezogen werden, sofern die diesen Messungen  
 5530 zugrunde liegende Regelungsstruktur nicht verändert wurde. Der Gültigkeitszeitraum der hierauf basierend  
 5531 ausgestellten Einheitenzertifikate wird durch den Übergangszeitraum nicht eingeschränkt.

5532 Die in 10.2.4.3 aufgeführte Grenze der Kurzschlussleistung nach einem Netzfehler für Typ-2-Anlagen ist im  
 5533 Rahmen der Nachweisführung nicht zu berücksichtigen.

5534 **11.2.6.2 Mehrfachfehler**

5535 Der Nachweis, dass eine Typ-1-Erzeugungseinheit in der Lage ist, mehrfach aufeinanderfolgende  
 5536 Spannungseinbrüche durchfahren zu können, ist erbracht, wenn der Generator nachweislich nach  
 5537 DIN EN 60034-1 (VDE 0530-1), 9.3.2, ausgelegt ist.

5538 Der Nachweis, dass eine Typ-2-Erzeugungseinheit in der Lage ist, mehrfach aufeinanderfolgende  
 5539 Spannungseinbrüche durchfahren zu können, ist erbracht, wenn die Erzeugungseinheit in der Lage ist,  
 5540 mindestens die Energie  $P_{E_{max}}$  für 2 s abzuführen, ohne Berücksichtigung der in das Netz eingespeisten  
 5541 Energie. Dieser Nachweis kann rechnerisch erfolgen. Zusätzlich ist die Energie, die nach der Fehlerklärung  
 5542 während der Wirkleistungssteigerung noch abzuführen ist, zu berücksichtigen. Bei der rechnerischen  
 5543 Bewertung ist anzunehmen, dass vier aufeinanderfolgende Spannungseinbrüche erfolgen.

5544 Alternativ kann dieser Nachweis messtechnisch durch Tests an der Erzeugungseinheit nach Tabelle 19 bei  $P$   
 5545  $\geq 75\% P_{rE}$  erbracht werden.

5546 **Tabelle 19 - Prüfsequenz für Mehrfachfehler**

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

5547

5548 Zusätzlich ist für Erzeugungseinheiten der Typen 1 und 2 anhand einer Herstellererklärung nachvollziehbar  
5549 darzulegen, dass die Erzeugungseinheit nach 30 min erneut in der Lage ist, einen Mehrfachfehler wie oben  
5550 beschrieben zu durchfahren.

### 5551 **11.2.6.3 O-/UVRT-Robustheit für Typ-1-Erzeugungseinheiten**

#### 5552 **Testprozedur**

5553 Die folgenden Spannungswerte gelten jeweils für die Prüfung einer sprunghaften Spannungsänderung ohne  
5554 Einspeisung eines Stromes der Erzeugungseinheit (bei nicht zugeschalteter Erzeugungseinheit).

5555 Die folgenden Versuche sind für Erzeugungseinheiten des Typs 1 durchzuführen, bei dem mindestens die  
5556 2-fache Bemessungsscheinleistung der Erzeugungseinheit als Netzkurzschlussleistung an den Klemmen der  
5557 Erzeugungseinheit vor und nach dem Spannungseinbruch vorhanden ist. Dies kann beispielsweise durch  
5558 Veränderung der Längsdrossel im Prüfstand erzielt werden. Diese Tests werden herangezogen um unter  
5559 anderem die dynamischen Modelle zu validieren. Daher ist hier auch eine von  $5 \times S_{rE}$  an der Oberspannungs-  
5560 seite des Maschinentransformators abweichende Netzkurzschlussleistung zulässig.

5561 Es muss geprüft werden, ob der eingesetzte Spannungsregler dreiphasig misst und den Spannungseinbruch  
5562 korrekt erfasst.

5563 Das korrekte Verhalten der Erzeugungseinheiten ist für symmetrische und unsymmetrische Spannungs-  
5564 einbrüche bei Absinken der Netzspannung auf jeweils einen Wert zwischen 70 %  $U_n$  und 80 %  $U_n$ , 45 %  $U_n$   
5565 und 60 %  $U_n$ , 30 %  $U_n$  und 35 %  $U_n$  für eine Mindestdauer nach der Grenzzinie aus Bild 15 nachzuweisen.

5566 Das korrekte Verhalten nach 10.2.1.2. und 10.2.4.2. im Übergang vom dynamischen zum quasistationären  
5567 Betrieb der Erzeugungseinheiten ist für einen symmetrischen Spannungseinbruch durch Absinken der Netz-  
5568 spannung auf einen Wert zwischen 85 % und 90 %  $U_n$  für  $\geq 60$  s nachzuweisen.

5569 Das Verhalten der Erzeugungseinheit sowie der Komponente bei sprunghaften Spannungsänderungen ist  
5570 durch einen Spannungssprung um mindestens 15 %  $U_n$  auf einen Wert  $> 115$  %  $U_n$  für symmetrische sowie  
5571 auf  $\geq 115$  %  $U_n$  als größte Außenleiterspannung für unsymmetrische Spannungserhöhungen mit der Dauer  
5572 von  $\geq 5$  s nachzuweisen. Das korrekte Verhalten im Übergang vom dynamischen zum quasistationären Betrieb  
5573 der Erzeugungseinheiten ist für eine symmetrische Spannungserhöhung durch Steigern der Netzspannung auf  
5574 einen Wert zwischen  $\geq 115$  %  $U_n$  für  $\geq 60$  s nachzuweisen. Hierbei ist jeweils der Nachweis zu erbringen, dass  
5575 es zu keiner Trennung der Erzeugungseinheit vom Netz kommt.

#### 5576 **Übertragung validierter Modelle auf andere Erzeugungseinheiten**

5577 Voraussetzung für die Übertragung des validierten Modells der getesteten Erzeugungseinheit auf eine andere  
5578 Erzeugungseinheit der gleichen Produktfamilie ist, dass der Spannungsregler identisch und das Erregersystem  
5579 vom gleichen Prinzip ist und das Messsystem (Strom- und Spannungseingang) die gleiche oder eine bessere  
5580 Genauigkeit hat. Unterschiedliche Nenngrößen für Ein- und Ausgänge von Strom und Spannung sind zulässig.

#### 5581 **Simulation der Stabilität bei $5 \times S_{rE} = S_{kV}$**

5582 Eine zu geringe Netzkurzschlussleistung kann bei Erzeugungseinheiten des Typs 1 im Falle eines  
5583 Spannungseinbruches dazu führen, dass diese instabil werden. Aus diesem Grund ist im Einheiten-  
5584 zertifikatsprozess mittels des validierten Modells zu prüfen, ob die Erzeugungseinheit Typ 1 bei einer  
5585 Kurzschlussleistung von  $5 \times S_{rE}$  an der Oberspannungsseite des Maschinentransformators den FRTFall- sicher  
5586 durchfährt und nicht instabil wird. Für die Simulation ist ein Maschinentransformator mit den folgenden  
5587 Kennwerten zu verwenden: bis  $S_{Rt} = 800$  kVA gilt ein  $u_k$  von 4 %, bei Transformatoren  $S_{rT} > 800$  kVA ein  
5588  $u_k = 6$  %. Auf Herstellerwunsch können weitere Maschinentransformatoren in dem Einheitenzertifikat  
5589 aufgenommen werden. Im Einheitenzertifikat sind die technischen Daten der simulierten Maschinentrans-  
5590 formatoren auszuweisen.

E VDE-AR-N 4110:2024-11

5591 ANMERKUNG Das Vorhandensein der Mindestnetzkurzschlussleistung in Höhe von  $5 \times S_{rE}$  und das Einheitszertifikat  
5592 können keine alleinige Garantie sein, dass die Erzeugungseinheit später einen FRT-Fall sicher durchfährt. Es kann  
5593 beispielsweise bei Fehlerklärung zu einer Überspannung kommen, die den Spannungssteigerungsschutz auslöst.  
5594 Das gleiche gilt für den Kurzschlussstrom- bzw. Überstromschutz. Dieses ist jeweils projektspezifisch im Anlagenzertifikat  
5595 zu prüfen.

5596 Dass bei einer Netzkurzschlussleistung von  $5 \times S_{rE}$  die Erzeugungseinheit die Anforderungen erfüllt, ist wie  
5597 nachstehend beschrieben zu prüfen.

5598 Mit dem validierten Modell der Erzeugungseinheit sind verschiedene Spannungseinbrüche durchzuführen.  
5599 Ausgehend von einer Spannung von  $100 \% U_n$  sind Spannungseinbrüche jeweils auf  $90 \% U_n$ ,  $80 \% U_n$ ,  
5600  $70 \% U_n$ ,  $60 \% U_n$ ,  $50 \% U_n$ ,  $40 \% U_n$  und  $30 \% U_n$  zu simulieren. Der  $\cos \varphi$  bei den Simulationen muss an der  
5601 Erzeugungseinheit auf 0,95 untererregt vor dem Fehler eingestellt sein. Die eingespeiste Scheinleistung vor  
5602 dem Fehlereintritt muss  $S_{rE}$  entsprechen. Die Dauer der Spannungseinbrüche ist für Typ 1 nach der Grenzlinie  
5603 des Bild 14 einzustellen. Es ist nachzuweisen, dass sich die Erzeugungseinheit Typ 1 nicht vom Netz trennt  
5604 und kein Polschlupf auftritt. Während eines unsymmetrischen Netzfehlers darf die Spannungsanhebung an der  
5605 Erzeugungseinheit durch die Blindstromeinspeisung in dem/den gesunden Außenleiter(n) maximal  $10 \% U_n$   
5606 gegenüber der Vorfehlerspannung betragen. Die dadurch hervorgerufene Spannungsanhebung nach  
5607 Fehlerklärung darf maximal  $10 \% U_n$  gegenüber der Vorfehlerspannung betragen.

5608 Der Stabilitätsnachweis gilt als erbracht, wenn bei den oben genannten Simulationen kein Polschlupf auftritt.  
5609 Hierzu darf die betragsmäßige Winkeldifferenz zwischen dem Momentanwert des (elektrischen) Polradwinkels  
5610 und dem stationären Polradwinkel bei Leerlauf (jeweils bezogen auf den Referenzphasenwinkel des Netzes)  
5611 zu keinem Zeitpunkt den Wert  $130^\circ$  überschreiten. Hierbei stellt die Differenz zwischen  $130^\circ$  und  $180^\circ$  die  
5612 Sicherheitstoleranz dar. Im Nachweisverfahren müssen keine weiteren Sicherheitsabschläge und Variationen  
5613 in den Parametern berücksichtigt werden, wie zum Beispiel die Toleranzaufschläge für die Parameter bei der  
5614 Modellübertragung.

5615 Alternativ gilt der Stabilitätsnachweis als erbracht, wenn die obigen Simulationen mit Sicherheitsabschlägen  
5616 und Parametervariationen und entsprechend Datenblatt des Generators durchgeführt werden, wobei die  
5617 Erzeugungseinheit stabil am Netz bleiben muss (die Auslenkung muss immer kleiner als  $180^\circ$  sein für alle  
5618 Parametervariationen). Das Einregeln des Polradwinkels muss für alle Fälle gedämpft verlaufen. Dabei ist das  
5619 Verhältnis der dritten positiven Auslenkung des Polradwinkels (gegenüber dem stationären Vorfehlerwert) zur  
5620 zweiten positiven Auslenkung (gegenüber dem stationären Wert) bei den FRT-Simulationen auszuwerten und  
5621 im Nachweisverfahren anzugeben. Die Auslenkung muss kleiner werden.

5622 Kann mit einer Kurzschlussleistung von  $5 \times S_{rE}$  die Stabilität nicht nachgewiesen werden, wird die Kurz-  
5623 schlussleistung schrittweise erhöht, bis obige Kriterien erfüllt sind. Die Kurzschlussleistung, bei der die  
5624 Simulation erfolgreich durchgeführt wurde, ist im Einheitszertifikat auszuweisen. Wünscht der Hersteller der  
5625 Erzeugungseinheit den Nachweis bei einer geringeren Kurzschlussleistung als  $5 \times S_{rE}$ , ist für den Nachweis  
5626 die verminderte Kurzschlussleistung ebenfalls anzugeben.

5627 Bei der Prüfung sind insbesondere die Eigenschutzeinrichtungen (Überstrom, Überspannung, Unterspannung  
5628 usw.), die zusätzlich zur Abschaltung der Erzeugungseinheit führen könnten, zu betrachten und auszuweisen.  
5629 Für die Überstromschutz-Auslösung sind die Simulationen mit einem starken Netzanschlusspunkt ( $S_{KV} = 500$   
5630 MVA) und einem Transformator  $S_{rT} = 3 \cdot S_{rE}$  und  $u_k = 4 \%$  durchzuführen. Hierzu ist jeweils ein  
5631 Spannungseinbruch auf  $70 \% U_n$  und auf  $30 \% U_n$  mit einer Dauer des Spannungseinbruchs gemäß der  
5632 Grenzkurve in Bild 15 zu simulieren. Sollten die Versuche nicht durchgeführt werden, muss ein Hinweis im  
5633 Einheitszertifikat aufgenommen werden, dass die Überprüfung projektspezifisch durchgeführt werden muss.

#### 5634 11.2.6.4 Verhalten nach Fehlerende für Typ-1-Erzeugungseinheiten

5635 Es ist nachzuweisen, dass die Erzeugungseinheit die Anforderungen nach 10.2.3 erfüllt. Die Anforderungen  
5636 gelten als erfüllt, wenn sich die Erzeugungseinheit in allen Tests nach 11.2.6.3 innerhalb von 60 s nach  
5637 Fehlerklärung nicht vom Netz getrennt hat. Dies gilt ebenfalls für die notwendigen Hilfsantriebe.

5638 Es ist auszuweisen, wie die Steigerung der Wirkleistung erfolgt. Die Anforderungen gelten als erfüllt, wenn die  
5639 Erzeugungseinheit in allen Tests nach 11.2.6 den Wirkstrom, der während des Fehlers reduziert wurde, mit  
5640 der nach 10.2.3 geforderten Anschlagzeit nach Fehlerende auf den ursprünglichen Wert mit einer Toleranz  
5641 von  $\pm 10 \% P_{rE}$  steigert.

#### 5642 11.2.6.5 O-/UVRT-Robustheit für Typ-2-Erzeugungseinheiten

5643 Das korrekte Verhalten der Erzeugungseinheiten ist für symmetrische und unsymmetrische Spannungs-  
5644 einbrüche der Netzspannung auf jeweils einen Wert zwischen  $70 \% U_n$  und  $80 \% U_n$ ,  $45 \% U_n$  und  $60 \% U_n$ ,  
5645  $20 \% U_n$  und  $30 \% U_n$  für eine Mindestdauer nach der Grenzlinie aus Bild 16 nachzuweisen.

5646 ANMERKUNG Für symmetrische Spannungseinbrüche im Bereich  $\leq 30 \% U_c$  sind die Ergebnisse der Prüfungen nach  
5647 Tabelle 19 anwendbar.

5648 Das korrekte Verhalten nach 10.2.1.2 und 10.2.4.3 im Übergang vom dynamischen zum quasistationären  
5649 Betrieb der Erzeugungseinheiten ist für einen symmetrischen Spannungseinbruch durch Absinken der Netz-  
5650 spannung auf einen Wert zwischen  $85 \% U_n$  und  $90 \% U_n$  für  $\geq 60$  s nachzuweisen.

5651 Für die angegebenen Spannungsbereiche ist der Verbleib der Erzeugungseinheit am Netz und die Einhaltung  
5652 des  $k$ -Faktors- mit  $k = 4$  nachzuweisen.

5653 Das Verhalten der Spannungsregelung der Erzeugungseinheit ist durch einen Spannungssprung um  
5654 mindestens  $10 \% U_n$  auf einen Wert  $> 110 \% U_n$  für symmetrische sowie auf  $\geq 110 \% U_n$  als größte  
5655 Außenleiterspannung für unsymmetrische Spannungserhöhungen mit der Dauer von  $\geq 5$  s nachzuweisen. Das  
5656 korrekte Verhalten im Übergang vom dynamischen zum quasistationären Betrieb der Erzeugungseinheiten ist  
5657 für einen symmetrischen Spannungssprung durch Steigern der Netzspannung auf einen Wert  $\geq 110 \% U_n$  für  
5658  $\geq 60$  s nachzuweisen.

5659 Es ist auszuweisen unter welchen Annahmen zu den relevanten Einflussgrößen und welchen etwaigen  
5660 Einschränkungen die Beherrschung eines symmetrischen Spannungssprungs um mindestens  $15 \% U_n$  auf  
5661 einen Wert  $> 115 \% U_n$  für  $\geq 5$  s bzw.  $\geq 115 \% U_n$  für  $\geq 60$  s möglich oder ggf. nicht möglich ist.

5662 Zusätzlich ist in Form einer Herstellererklärung die Beherrschung eines symmetrischen Spannungssprungs  
5663 um mindestens  $15 \% U_n$  auf einen Wert  $> 115 \% U_n$  bzw.  $\geq 115 \% U_n$  für  $\geq 60$  s nachzuweisen. Die  
5664 Anforderung nach Bild 10 gilt als erfüllt, wenn die Herstellererklärung mindestens beinhaltet unter welchen  
5665 Annahmen zu den relevanten Einflussgrößen und welchen etwaigen Einschränkungen eine Einhaltung möglich  
5666 ist. Werden die genannten Anforderungen durch einen geeigneten Test nachgewiesen, gelten die  
5667 Anforderungen als erfüllt und die Herstellererklärung ist nicht erforderlich.

5668 Die Bewertung des Verhaltens der kontinuierlichen Spannungsregelung basiert auf dem Zeitraum von 30 ms  
5669 bis 50 ms nach dem Auftreten einer sprunghaften Spannungsänderung für die Anschlagzeit und dem  
5670 Zeitraum von 60 ms bis 80 ms nach dem Auftreten einer sprunghaften Spannungsänderung für die  
5671 Einschwingzeit. Basierend auf den beiden o. g. Zeiträumen sind die Mit- und die Gegensystemkomponente zu  
5672 errechnen und zu bewerten. Oberhalb von  $120 \% U_n$  ist die Spannungsregelung nach Können und Vermögen  
5673 gefordert. Das Vermögen ist im Einheitszertifikat auszuweisen.

5674 Der Nachweis der Statik  $k$  ist für die Einstellung  $k = 4$  anhand der folgenden beiden Versuche zu überprüfen:

- 5675 – das Absinken aller drei Leiter-Leiter-Spannungen von etwa  $100 \% U_n$  auf  $70 \% U_n$  bis  $80 \% U_n$ ;
- 5676 – das Absinken zweier Leiter-Leiter-Spannungen von etwa  $100 \% U_n$  auf  $70 \%$  bis  $80 \% U_n$ .

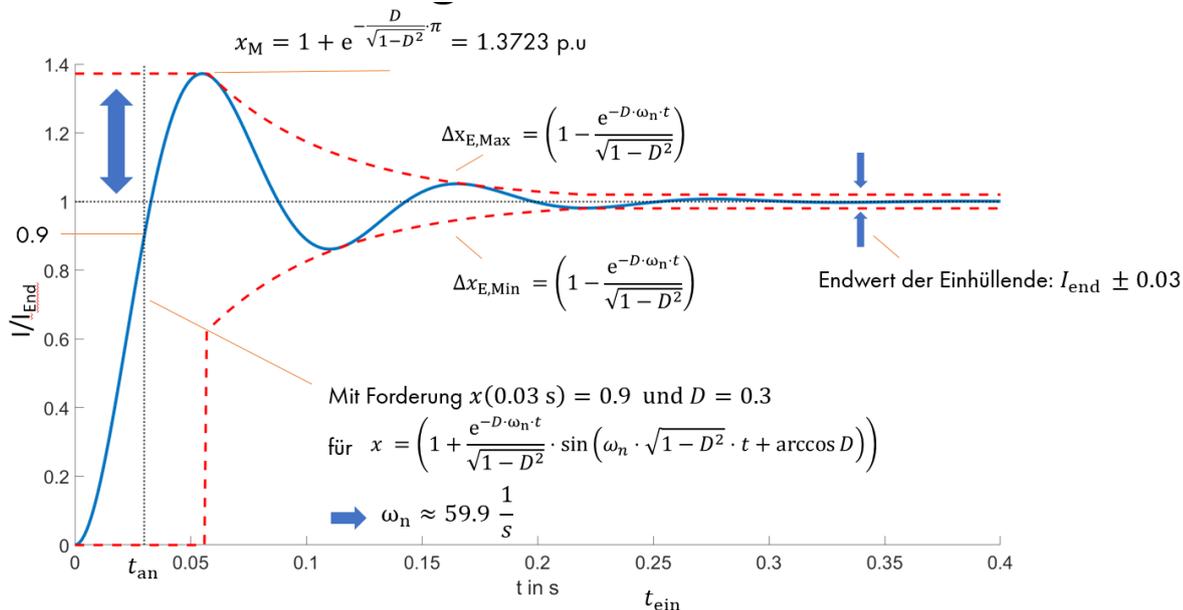
5677 Die sich im eingeschwungenen Zustand ergebenden zusätzlichen Blindströme im Mit- und Gegensystem  
5678 müssen mit dem sich aus dem Verlauf der Spannungen und der eingestellten Statik der Spannungsregelung  
5679 ergebenden Ströme mit maximalen Abweichungen nach Anhang C.1 übereinstimmen.

5680 Der Nachweis der elektrischen Eigenschaft „kontinuierliche Spannungsregelung für Erzeugungseinheiten vom  
5681 Typ 2“ ist erfolgreich erbracht, wenn gemäß der obigen Tests die Anforderungen nach 10.2.4.3 erfüllt sind.

**E VDE-AR-N 4110:2024-11**

5682 Die Anforderung an die Dämpfung gilt als erfüllt, wenn der Stromverlauf aus der jeweiligen Messung innerhalb  
 5683 einer Hüllkurve liegt, die sich aus einem idealen PT2-Einschwingverhalten mit einer Anschwingzeit von 30 ms  
 5684 und einer Dämpfung von 0,3, sowie einer dauerhaften Toleranz um den Endwert werden  $\pm 5 \% I_r$  ergibt (vgl.  
 5685 Bild 25),

5686 O-/UVRT-Robustheit



5687

5688 **Bild 25 - Hüllkurve zum Nachweis der Dämpfung der kontinuierlichen Spannungsregelung**

5689 **11.2.6.6 Eingeschränkte kontinuierliche Spannungsregelung für Typ-2-Erzeugungseinheiten**

5690 Das korrekte Verhalten der Erzeugungseinheiten ist für einen symmetrischen und unsymmetrischen  
 5691 Spannungseinbruch auf jeweils einen Wert zwischen 45 %  $U_n$  und 60 %  $U_n$  sowie zwischen 75 %  $U_n$  und  
 5692 85 %  $U_n$  für eine Mindestdauer gemäß FRT-Grenzkurve nach Bild 16 nachzuweisen.

5693 Die Bewertung des Strombeitrags vor Absenkung erfolgt basierend auf dem Zeitraum von 100 ms – 150 ms.  
 5694 Die Bewertung für die Einschwingzeit des verbleibenden Scheinstromes basiert auf dem Zeitraum von 250 ms  
 5695 bis 270 ms nach Auftreten einer sprunghaften Spannungsänderung. Bei den Spannungseinbrüchen auf einen  
 5696 Wert zwischen 45 %  $U_n$  und 60 %  $U_n$  darf der maximale Scheinstrom in Höhe von 10 %  $I_r$  nach dem  
 5697 Einschwingen bis zum Fehlerende nicht überschritten werden.

5698 Bei Erzeugungseinheiten mit doppeltgespeisten Asynchrongenerator gilt die Anforderung bei einem  
 5699 zweipoligen Spannungseinbruch (unsymmetrischer Netzfehler) als erfüllt, wenn der Strom im Mitsystem 10 %  
 5700 des Bemessungsstromes  $I_r$  nicht überschreitet. Die Einspeisung eines Stromes im Gegensystem mit den  
 5701 Toleranzen nach Anhang C.1 „Toleranzbereich für den zusätzlichen Blindstrom“ wird toleriert.

5702 **11.2.6.7 Priorisierung zwischen Wirk- und Blindstrom für Typ-2-Erzeugungseinheiten**

5703 Es ist nachzuweisen, dass die Steigerung der Wirkleistung die Anforderungen nach 10.2.3.6 und 10.2.4.2.2  
 5704 erfüllt. Die Anforderungen gelten als erfüllt, wenn die Erzeugungseinheit in allen Tests nach 11.2.6 den  
 5705 Wirkstrom, der während des Fehlers reduziert wurde, mit einer Anschwingzeit von höchstens 0,5 s nach  
 5706 Fehlerende auf den Vorfehlerwert mit einer Toleranz von  $\pm 10 \% P_{rE}$  steigert. Schwankungen des  
 5707 Primärenergiedargebots sind dabei zu berücksichtigen.

5708 **11.2.6.8 O-/UVRT-Robustheit direkt gekoppelter Asynchrongeneratoren**

5709 Für direkt gekoppelte Asynchrongeneratoren ohne Umrichter im Läuferkreis, die statorseitig mit schaltbaren  
5710 Kompensationseinrichtungen ausgerüstet sind, ist der Nachweis nach 11.2.6 für Typ-2-Erzeugungseinheiten  
5711 durchzuführen. Die Ausnahmeregelung nach 10.2.4.3.2 ist zu beachten. Die folgenden Punkte sind im  
5712 Einheitenzertifikat auszuweisen und zu bewerten:

- 5713 – Dauer und Einstellbarkeit der Zuschaltung der Kondensatoren.
- 5714 – Während des Spannungseinbruchs nach den in 11.2.6.5 geforderten Spannungseinbrüchen ist ein  
5715 untererregter Zustand nicht zulässig.
- 5716 – Die Ausgleichsvorgänge (untererregter Betrieb) müssen spätestens 300 ms nach Fehlerklärung  
5717 abgeklungen sein.
- 5718 – Während der Spannungsüberhöhung nach den in 11.2.6.5 geforderten Spannungssprüngen ist ein  
5719 übererregter Zustand nicht zulässig.
- 5720 – Während und nach einem Fehler muss die Drehzahl so gesteuert werden, dass die Drehzahl  $n$  des  
5721 Generators im Bereich  $\pm 3\%$  der Synchrondrehzahl bleibt.
- 5722 – Der maximale Schlupf darf das 5-fache des Schlupfs bei Bemessungsleistung des Generators nicht  
5723 übersteigen.

5724 Eine eingeschränkte kontinuierliche Spannungsregelung nach 11.2.6.6 wird nicht gefordert. Der Nachweis für  
5725 Mehrfachfehler kann nach 11.2.6.2 wie für eine Typ-1-Erzeugungseinheit erfolgen.

5726 Für das Verhalten nach Fehlerende ist der Nachweis nach 11.2.6.4. unter Berücksichtigung der Anforderungen  
5727 aus 10.2.4.3.2 zu erbringen.

5728 **11.2.7 Modelle**

5729 **11.2.7.1 Allgemeines**

5730 Im Folgenden werden die Anforderungen an Modellierung und Validierung von Simulationsmodellen der  
5731 elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten beschrieben, die im Rahmen des Zertifizierungs-  
5732 prozesses verwendet werden.

5733 Das Ziel der Modellierung ist, die vermessenen elektrischen Eigenschaften der Erzeugungseinheit in einem  
5734 rechnerlauffähigen Modell ausreichend genau abzubilden.

5735 Weitere Anforderungen für Einheiten- und Komponentenmodelle sind der FGW TR 4 [15] zu entnehmen.

5736 **11.2.7.2 Funktionsumfang der Modelle**

5737 Es sind mindestens die folgenden Funktionen/Eigenschaften der Erzeugungseinheit nachzubilden:

- 5738 – quasistationärer Betrieb;
- 5739 – statische Spannungshaltung/Blindleistungsbereitstellung;
- 5740 – kontinuierliche Spannungsregelung;
- 5741 – O-/UVRT-Robustheit;
- 5742 – Verhalten bei Wirkleistungssollwertvorgabe;
- 5743 – Schutzeinrichtungen und -einstellungen.

5744 Für den simulativen Nachweis des Über- und Unterfrequenzverhaltens kann ein vereinfachtes  
5745 Simulationsmodell nach den Anforderungen des Abschnitts 11.2.10.3.2 erstellt werden. Optional können noch  
5746 weitere Funktionen in den Modellen abgebildet werden. Wenn erforderlich können die oben aufgeführten  
5747 Funktionen in mehreren Modellen abgebildet werden.

5748 **11.2.7.3 Mindestanforderungen an Modelle**

5749 Für die validierten Modelle der Erzeugungseinheiten gelten folgende Mindestanforderungen:

5750 – Modell für den Netzfehlerfall:

- 5751 • Das Modell ist als Effektivwertmodell auszuführen. Sofern hiervon abweichend in begründeten  
5752 Fällen Electromagnetic Transient (EMT)-Modelle verwendet werden, sind die mit diesen Modellen  
5753 gewonnenen Berechnungsergebnisse auf Robustheit unter Variation der Randbedingungen  
5754 (z. B. Phasenlage zum Fehlereintrittszeitpunkt) zu überprüfen.
- 5755 • Die Modelle dienen der Simulation von Netzfehlern, insbesondere hinsichtlich der Wirk- und  
5756 Blindleistungseinspeisung der Erzeugungseinheit.
- 5757 • Die Modelle müssen das Mit-, Gegen- und Nullsystem abbilden, um auch unsymmetrische Fehler  
5758 darstellen zu können.
- 5759 • Die Modelle müssen geeignet sein, ausgehend von einem beliebigen Arbeitspunkt im quasi-  
5760 stationären Betrieb, das Verhalten bei einem Netzfehler und die Rückkehr zum quasistationären  
5761 Betrieb abzubilden.
- 5762 • Die Modelle umfassen die Erzeugungseinheiten in der Regel ohne Maschinentransformator, aber  
5763 mit den relevanten Schutzeinrichtungen, sofern diese Teil der Erzeugungseinheit sind.
- 5764 • In dynamischen Simulationen für den Nachweis der elektrischen Eigenschaften von Typ-1-  
5765 Anlagen dürfen nur validierte Modelle von Spannungsreglern mit Komponentenzertifikat  
5766 verwendet werden. Ausnahme ist, wenn die Erzeugungseinheit inklusive dieses  
5767 Spannungsreglers vermessen wurde und für diese Erzeugungseinheit ein Einheitenzertifikat  
5768 erreicht werden soll. Dies gilt auch im Rahmen der Übertragungsregeln nach 11.2.1, sofern der  
5769 Spannungsregler und das zugehörige Modell hierzu nicht verändert werden müssen. Änderungen  
5770 an der Regelungssoftware, die das zertifizierte Verhalten beeinflussen, erfordern eine neue  
5771 Validierung. Das Modell des Spannungsreglers muss Begrenzungen von Messwerten, internen  
5772 Größen, Ausgangswerten und Strukturumschaltungen richtig wiedergeben. Das Modell der  
5773 Erregereinrichtung hat insbesondere die Zeitkonstanten sowie Begrenzungen der  
5774 Erregereinrichtungen realistisch darzustellen.

5775 – Modell für den Normalbetrieb:

- 5776 • Die Modelle müssen die im Normalbetrieb auftretenden Wirk- und Blindleistungen sowie die Wirk-  
5777 und Blindleistungen der Erzeugungseinheiten in ihrem zeitlichen Verhalten so nachbilden, dass  
5778 die Anforderungen an alle Einstellzeiten und Einstellgenauigkeiten in der rechnerischen  
5779 Nachbildung dargestellt werden können.
- 5780 • Die simulierten und gemessenen Daten sind jeweils mit einem gleitenden 5-Sekunden-Mittel-  
5781 wertfilter (arithmetisches Mittel) aufzubereiten. Anschließend ist die Differenz zwischen gefilterten  
5782 Simulations- und Messdaten für jeden Zeitschritt zu bestimmen. Der Maximalwert des so  
5783 generierten Differenzvektors darf im dynamischen Übergangsbereich, z. B. nach einem Sollwert-  
5784 sprung, einen Zahlenwert von 15 %  $S_{rE}$  nicht überschreiten. Im stationären Bereich, d. h. nach  
5785 Abschluss des Einschwingvorgangs auf einen neuen Sollwert, darf der Maximalwert des so  
5786 generierten Differenzvektors einen Zahlenwert von 5 %  $S_{rE}$  nicht überschreiten. Abweichungen  
5787 durch Primärenergieschwankungen sind für die Bewertung nicht relevant.

5788 – Modell für die kontinuierliche Spannungsregelung:

- 5789 • Bei Einheiten, die für direkte Parallelschaltbarkeit spezifiziert sind, müssen die Modelle zum  
5790 Nachweis der kontinuierlichen Spannungsregelung direkt parallelschaltfähig sein, bei  
5791 unterschiedlichen Betriebspunkten betrieben werden können und unabhängig voneinander  
5792 agieren (keine reine rechnerische Skalierung).

5793 – Die zeitliche Schrittweite darf für dynamische und quasistationäre Vorgänge maximal 10 ms betragen.  
5794 Eine automatische Schrittweitenanpassung auf bis zu 0,2 s ist zulässig.

5795 – Für Modelle, die zur Ermittlung der Genauigkeit der aggregierten EZA-Modelle nach 10.6 herangezogen  
5796 werden, gelten folgende weitere Anforderungen:

- 5797 • Sofern das Modell das Verhalten der Erzeugungseinheit bei Frequenzabweichungen beschreibt,  
5798 erfolgt die Validierung durch Abgleich mit der Vermessung nach 11.2.8. Wenn dieses Verhalten  
5799 nicht durch das Modell abgebildet wird, ist der Modell-zu-Modell-Vergleich des aggregierten EZA-

5800 Modells nach 10.6 hinsichtlich dieser Eigenschaft durch den Abgleich des aggregierten EZA-  
5801 Modells direkt mit der Vermessung nach 11.2.8 unter Berücksichtigung der in der  
5802 Erzeugungsanlage verbauten Erzeugungseinheiten durchzuführen.

#### 5803 **11.2.7.4 Plausibilisierung der Modelle**

5804 Die Modelle müssen nicht nur für die vermessenen Arbeitspunkte angewandt werden können. Um sicher-  
5805 zustellen, dass das Modell plausible Werte auch bei nicht vermessenen Arbeitspunkten ausgibt, müssen  
5806 Plausibilisierungstests mit dem Modell durchgeführt werden.

#### 5807 **11.2.7.5 Modellanforderung Spannungsregler von Typ-1-Erzeugungseinheiten**

5808 Für die Erstellung eines Komponentenzertifikates eines Spannungsreglers ist die Validierung des Modells  
5809 mittels FRT-Tests an einer Erzeugungseinheit mit einer Leistung von mindestens 500 kVA vorgeschrieben.  
5810 Erfolgt die Validierung mit einer kleineren Leistung, beschränkt sich der Einsatz des Spannungsreglers in  
5811 Erzeugungseinheiten auf diese kleinere Leistung. Vorzugsweise stellt der Hersteller des Spannungsreglers der  
5812 zertifizierenden Stelle eine gekapselte Version der Originalsoftware zur Verfügung.

5813 Das Modell der Erregereinrichtung hat insbesondere die Zeitkonstanten sowie Begrenzungen der Erreger-  
5814 einrichtungen realistisch darzustellen.

#### 5815 **11.2.7.6 Modelldokumentation**

5816 In der Modelldokumentation sind variable Einstellgrößen des Einheitenmodells (z. B.  $k$ -Faktor, LVRT-  
5817 Schwellen, Schutzeinstellungen) zusammen mit den zulässigen Einstellbereichen aufzuführen. Für diese  
5818 Einstellgrößen des Modells sind zudem die zugehörigen Einstellgrößen in der Anlagensteuerung der  
5819 Erzeugungseinheit zu dokumentieren. Weiterhin ist die Einbindung und Anwendung des Modells in der  
5820 genutzten Simulationsumgebung eindeutig zu beschreiben.

#### 5821 **11.2.7.7 Validierung**

5822 Die Modellvalidierung im Rahmen der Einheitenzertifizierung muss durch eine hierfür nach  
5823 DIN EN ISO/IEC 17065 hierfür akkreditierten Stellen erfolgen.

5824 Für alle Typen von Erzeugungseinheiten und Speichern – unabhängig von der verwendeten Technologie –  
5825 erfolgt die Validierung nach FGW TR 4 [15].

5826 Anhand des Verhaltens der Erzeugungseinheit bei einem Netzfehler (siehe 11.2.6) inklusive Blindstrom-  
5827 einspeisung und Schutzfunktion (siehe 11.2.12) wird das Modell für den Netzfehlerfall validiert.

5828 Anhand des Verhaltens der Erzeugungseinheit bei Wirk- bzw. Blindleistungssollwerten im Normalbetrieb (siehe  
5829 11.2.4 und 11.2.8) wird das Modell für den Normalbetrieb hinsichtlich des Verhaltens im normalen  
5830 Betriebsbereich validiert.

#### 5831 **11.2.8 Wirkleistungsabgabe und Netzsicherheitsmanagement / Redispatch**

5832 In dem Einheitenzertifikat sind die folgenden Punkte für den Normalbetrieb auszuweisen:

5833 a) Für die maximale Wirkleistungsabgabe sind gemittelte Werte über 200 ms, 1 min und 10 min auf Basis  
5834 von Messungen auszuweisen. Sofern nach Herstellerangaben eine signifikante Abhängigkeit der  
5835 maximalen Wirkleistungsabgabe von den Umgebungsbedingungen (z. B. Temperatur, Luftdruck)  
5836 besteht, ist diese in Form einer Herstellererklärung auszuweisen.

5837 b) Es ist ein minimaler und maximaler Wirkleistungsgradient der Erzeugungseinheit bei  
5838 Leistungssteigerung und Leistungsreduzierung ohne Trennung vom Netz auszuweisen. Der  
5839 Nachweis für den maximalen Wirkleistungsgradienten ist durch eine Wirkleistungssollwert-Vorgabe  
5840 von 90 %  $P_{rE}$  auf die technische Mindestleistung zu erbringen. Für den Test des minimalen  
5841 Wirkleistungsgradienten ist ein Sollwertsprung von 60 %  $P_{rE}$  auf 50 %  $P_{rE}$  ausreichend. Für die  
5842 Wirkleistungssteigerung wird die Wirkleistungssollwert-Vorgabe in umgekehrter Richtung

5843 durchgeführt. Es ist im Einheitenzertifikat auszuweisen, ob das Verfahren der Gradienten in der  
5844 Erzeugungseinheit oder im EZA-Regler umgesetzt wird. Es wird davon ausgegangen, dass alle  
5845 Gradienten zwischen den maximalen und minimalen Gradienten der Erzeugungseinheit abgefahren  
5846 werden können. Sollte dies nicht möglich sein, muss der Hersteller dies explizit angeben.

5847 Es muss der Erzeugungseinheit mindestens möglich sein, innerhalb der nach 10.2.4.1 geforderten minimalen  
5848 und maximalen Wirkleistungsgradienten die Wirkleistung gleichmäßig zu steigern und zu reduzieren  
5849 (Sollwertvorgabe durch Dritte, Netzsicherheitsmanagement).

5850 Jeder Wirkleistungssollwert, beginnend von der technischen Mindestleistung der Erzeugungseinheit, ist  
5851 mindestens mit einer Genauigkeit von  $\pm 5 \% P_{rE}$  einzuregeln. Die Bewertung erfolgt auf Basis von 1-Minuten-  
5852 Mittelwerten.

5853 Die Möglichkeiten der Erzeugungseinheit zur Umsetzung der Priorisierungsvorgaben auf Anlagenebene  
5854 gemäß Abschnitt 8.1 inklusive der Wirkleistungsanpassung in Abhängigkeit der Netzfrequenz sind  
5855 auszuweisen.

### 5856 11.2.9 Verhalten bei steilen Frequenzgradienten (RoCoF)

5857 Die Anforderung, dass Erzeugungseinheiten, Erzeugungs- und Speichereinheiten. Speicher sowie  
5858 kontinuierlich regelbare Bezugseinheiten schnelle Frequenzänderungen nach den Anforderungen in Abschnitt  
5859 10.2.5.3 ohne Trennung vom Netz durchfahren können, ist in Form einer Herstellererklärung zu bestätigen.  
5860 Sollten die Anforderungen nach Abschnitt 10.2.5.3 nur mit Einschränkungen eingehalten werden können, muss  
5861 die Herstellererklärung beinhalten, unter welchen Rahmenbedingungen eine Erfüllung der Anforderungen  
5862 möglich ist und welche Annahmen zu den relevanten Einflussgrößen berücksichtigt werden müssen.

### 5863 11.2.10 Wirkleistungsanpassung in Abhängigkeit der Netzfrequenz

#### 5864 11.2.10.1 Messtechnische Ermittlung des $P(f)$ -Verhaltens zum Nachweis der Netzsicherheitsbasierten 5865 Primärregelung

##### 5866 11.2.10.1.1 Einleitung

5867 Der simulative Nachweis der netzsicherheitsbasierten Primärregelung auf Basis eines validierten  
5868 Simulationsmodells des  $P(f)$ -Verhaltens der Einheit gemäß Abschnitt 11.2.10.3.2 und 11.2.10.3.3 (Simulativer  
5869 Nachweis für Typ-2-EZE sowie EZSE und Speicher) sowie Abschnitt 11.6.3 (Simulativer Nachweis im  
5870 Einzelnachweisverfahren für Typ-1-Anlagen) erfordert die Durchführung entsprechender messtechnischer  
5871 Untersuchungen an der betriebsbereiten Einheit. Die grundsätzliche Vorgehensweise für Typ-1- und Typ-2-  
5872 Erzeugungseinheiten sowie EZSE und Speicher ist hierbei identisch. In beiden Fällen erfolgt die Vermessung  
5873 der Einheiten im netzsynchronen Betrieb.

5874 ANMERKUNG Der Nachweis der Anforderungen an die netzsicherheitsbasierte Primärregelung ist grundsätzlich auf die  
5875 einzelne Einheit bezogen, kann jedoch bei untrennbar miteinander verbundenen Erzeugungseinheiten (z.B. GuD-Anlagen)  
5876 auch von der Anlage erbracht werden.

5877 Die Vermessung selbst stellt dabei keinen Nachweis an sich dar. Ziel der Vermessung ist es ausschließlich die  
5878  $P(f)$ -Funktion in einer Form aufzunehmen, die eine Modellvalidierung des Simulationsmodells mit der  
5879 erforderlichen Genauigkeit ermöglicht. Für den Fall, dass die  $P(f)$ -Funktion innerhalb des Betriebsbereichs von  
5880 Mindestlast  $P_{b,min}$  bis Maximallast  $P_{rE}$  in mehrere Abschnitte mit unterschiedlichen Kenngrößen nach Tabelle  
5881 13 und Tabelle 14 zu gliedern ist, steht es dem Anwender frei, die im folgenden Abschnitt beschriebenen  
5882 Messungen für jeden festgelegten Lastbereich der  $P(f)$ -Funktion durchzuführen.

5883 Unabhängig davon, ob eine Erzeugungseinheit mit einstellbarer (z.B. Gasturbine) oder Dargebots abhängigen  
5884 Primärenergie (z.B. Windenergieanlage) betrieben wird, sind die Messungen für den Bereich der Über- wie  
5885 auch Unterfrequenz durchzuführen. Dargebots abhängige Erzeugungseinheiten sind für die Vermessung im  
5886 Unterfrequenzbereich entsprechend anzudrosseln. Es wird empfohlen, während der Durchführung der  
5887 Messungen das  $\pm 200$  mHz Totband der netzsicherheitsbasierten Primärregelung nicht zu deaktivieren.

5888 Für die Nachweisführung der Anforderungen, die auf den Frequenz- oder RoCoF-Angaben basieren (z.B.  
5889 PRNB), soll eine Frequenzermittlung über ein gleitendes Messfenster von 3-5 Perioden zugrunde gelegt  
5890 werden, sofern keine abweichende Definition explizit vorgegeben ist. Für die Ermittlung des RoCoF sind die  
5891 Messwerte mehrerer aufeinander folgender Frequenzmessungen zu verwenden.

#### 5892 **11.2.10.1.2 Verhalten im unbeschränkten Stellbereich**

5893 Entsprechend der in Tabelle 13 für die unterschiedlichen Erzeugungstechnologien hinterlegten Stellbereiche  
5894 ist die durch eine sprungförmige Änderung des Frequenzsollwerts  $\Delta F_+$  hervorgerufene positive Änderung der  
5895 abgegebenen Wirkleistung der Einheit aufzuzeichnen. Die Amplitude des Frequenzsollwertsprungs ist dabei  
5896 entsprechend der eingestellten bzw. wirksamen Statik und des 200 mHz Totbandes so zu wählen, dass die  
5897 Änderung der abgegebenen Wirkleistung dem unbeschränkten Stellbereich der Einheit entspricht. Nach  
5898 Erreichen des stationären Zustands ist die Änderung des Frequenzsollwerts aufzuheben. Nach erneutem  
5899 Erreichen des eingeschwungenen Zustands ist in ebensolcher Weise ein Frequenzsprung in negative Richtung  
5900 mit  $\Delta F_-$  herbeizuführen und nach Erreichen des eingeschwungenen Zustandes wieder aufzuheben.

5901 Sind für eine Einheit in Tabelle 13 für unterschiedliche Betriebsbereich abweichende unbeschränkte  
5902 Stellbereich angegeben, so ist die beschriebene Messung für jeden der festgelegten Stellbereiche separat  
5903 durchzuführen.

#### 5904 **11.2.10.1.3 Verhalten im beschränkten Stellbereich**

5905 Die in Abschnitt 11.2.10.1.2 beschriebene Messung ist dahingehend zu erweitern, dass der festzulegende  
5906 Frequenzsprung eine Reaktion der abgegebenen Wirkleistung der Einheit über den unbeschränkten  
5907 Stellbereich hinaus initiiert. Die Amplitude des positiven Frequenzsprungs  $\Delta F_{++}$  ist dabei so zu wählen, dass  
5908 die abgegebene Wirkleistung, ausgehend von der zum Messzeitpunkt maximal möglichen Leistung  
5909 (mindestens jedoch 75 %  $P_{rE}$ ), auf die Mindestleistung  $P_{b,min}$  absinkt. Nach Erreichen des eingeschwungenen  
5910 Zustands ist die Änderung des Frequenzsollwerts  $\Delta F_{++}$  wieder aufzuheben, so dass der Wert der  
5911 ursprünglichen Leistungsabgabe vor Versuchsbeginn wieder erreicht wird.

5912 In ebensolcher Weise ist ausgehend von der Mindestleistung  $P_{b,min}$  eine negativer Amplitudensprung des  
5913 Frequenzsollwerts  $\Delta F_-$  derart vorzugeben, dass die maximal mögliche Wirkleistungsabgabe der Einheit  
5914 erreicht wird, mindestens jedoch 75 %  $P_{rE}$ . Nach Erreichen des eingeschwungenen Zustands ist die Frequenz-  
5915 Sollwertvorgabe wiederum aufzuheben. Die Messung ist beendet, wenn wiederum der eingeschwungene  
5916 Zustand erreicht ist.

#### 5917 **11.2.10.1.4 Verwendung des aufgezeichneten $P(f)$ -Verhaltens**

5918 Die nach Abschnitt 11.2.10.1.2 und 11.2.10.1.3 ermittelte  $P(f)$ -Funktion kann als Basis der Modellvalidierung  
5919 innerhalb des simulativen Nachweises der netzsicherheitsbasierten Primärregelung im Einheitenzertifikat nach  
5920 Abschnitt 11.2.10.3.2 wie auch innerhalb des Einzelnachweisverfahrens nach Abschnitt 11.6.3 verwendet  
5921 werden.

### 5922 **11.2.10.2 Netzsicherheitsbasierte Primärregelung für Typ-1-Erzeugungseinheiten**

#### 5923 **11.2.10.2.1 Allgemeines**

5924 Es ist nachzuweisen, dass die Erzeugungseinheit im Frequenzbereich von 50,2 Hz bis 51,5 Hz (transient bis  
5925 52,5 Hz) bzw. 49,8 Hz bis 47,5 Hz die Anforderungen an die netzsicherheitsbasierte Primärregelung nach  
5926 Abschnitt 10.2.5.4.2 erfüllt.

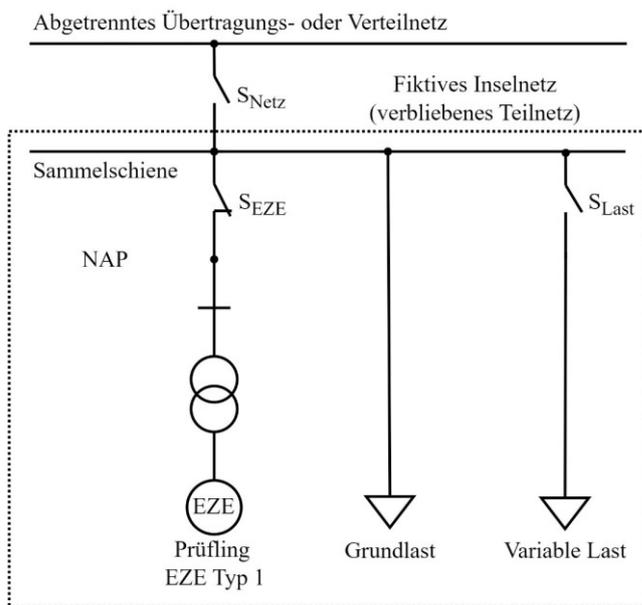
5927 Sämtliche Prüfungen sind mit den Standardeinstellungen der Statik vorzunehmen.

5928 Der Nachweis der Einhaltung der Anforderungen zur netzsicherheitsbasierten Primärregelung von Typ-1-EZE  
5929 am Fiktiven Inselnetz, ist explizit und ausschließlich auf die Regelung der Drehzahl abzustellen.

5930 **11.2.10.2.2 Messtechnischer Nachweis (Typ-Prüfung, Einheitszertifikat)**

5931 Die durchzuführenden Prüfungen dienen dem Nachweis der Einhaltung der Anforderung zur Teilnahme an der  
5932 netzsicherheitsbasierten Primärregelung nach Abschnitt 10.2.5.4.2.

5933 Die Prüfungen zum Nachweis des Zeitverhaltens und der damit verbundenen Einhaltung der Anforderungen  
5934 des Mindestdämpfungsmaßes sind an einem Prüfstand so zu gestalten, dass bei geöffnetem Kuppelschalter  
5935 zum externen Netz eine definierte ohmsche Last (Last des Fiktiven Inselnetzes) im Fiktiven Inselnetzbetrieb  
5936 versorgt werden kann. Siehe hierzu auch Bild 26. Der Schaltzustand des Kuppelschalters darf dem Prüfling  
5937 nicht signalisiert werden.



5938

**Bild 26 - Fiktives Inselnetz zum Nachweis der Typ-1-EZE-Eigenschaften**

5939

5940 Die Prüfung ist mit einer  $\cos(\varphi)$ -Vorgabe von 1 an dem Prüfling vor Öffnung des Kuppelschalters zum externen  
5941 Netz durchzuführen. Die Spannungsregelung der EZE ist so zu parametrieren, dass die durchzuführenden  
5942 Laständerungen zu möglichst geringen, transienten Spannungsabweichungen führen und ein gedämpftes  
5943 Verhalten gewährleistet ist. Der spannungsbedingte Selbstregeleffekt darf stationär und während des  
5944 dynamischen Ausgleichsvorgangs 5 % bezogen auf die Bemessungswirkleistung der EZE nicht überschreiten.

5945 ANMERKUNG 1 Während des Prüfvorganges darf sich die Leistung der Last nicht um mehr als 5 % ändern.

5946 Bei den Prüfungen, bei denen eine Simulation der gemessenen Frequenz erfolgt, müssen die jeweils  
5947 vorgegebenen Messpunkte mit einer Genauigkeit von  $\pm 10$  mHz angefahren werden. Die vorgegebene  
5948 Anfangswirkleistung ist mit einer Toleranz von  $\pm 5\% P_{E_{max}}$  einzuhalten. Die Abweichung ist bei der  
5949 Auswertung zu berücksichtigen.

5950 **Nachweis der Stabilität des stationären und dynamischen Regelverhaltens im Fiktiven Inselnetz und**  
5951 **im Netzparallelbetrieb**

5952 Es sind folgende Prüfungen durchzuführen:

5953 **Prüfung 1:** Ausgehend von einem Netzparallelbetrieb bei  $P_{E_{max}}$  wird der Kuppelschalter geöffnet. Zuvor ist die  
5954 Last des Fiktiven Inselnetzes auf den unteren Grenzwert des Stellbereichs entsprechend Tabelle 14 maximal  
5955 jedoch auf  $55\% P_{E_{max}}$  des Prüflings bei Nennspannung einzustellen. Im Falle von Verbrennungskraftmotoren  
5956 mit Gemischbildung gilt hierbei ein Wert von maximal  $5\% P_{E_{max}}$ . Diese Prüfung gilt als bestanden, wenn der  
5957 Frequenzverlauf des Prüflings die vorgegebenen Kriterien erfüllt (51,5 Hz, 10 s; 52,5 Hz, 0,1 s; Dämpfungsmaß  
5958  $D \geq 0,06$ ).

5959 **Prüfung 2:** Ausgehend von einem stationären Zustand bei technischer Mindestleistung und geöffnetem  
5960 Kuppelschalter zum Übertragungs- oder Verteilnetz wird die Last des Fiktiven Inselnetzes in Stufen erhöht. Die  
5961 Stufen sind dabei so zu wählen, dass sie den Angaben in Tabelle 13 (Amplitude im unbeschränkten  
5962 Stellbereich) entsprechen. Die letzte Stufe ist so zu wählen, dass im eingeschwungenen Zustand  $P_{E_{max}}$   
5963 abzüglich der festgelegte Stufenamplitude nach Tabelle 13 erreicht wird. Anschließend wird die Last im  
5964 Fiktiven Inselnetz in den entsprechenden Stufen auf eine Stufe oberhalb der technischen Mindestlast reduziert.  
5965 Vor dem Einbringen einer Stufe ist jeweils der eingeschwungene Zustand abzuwarten. Diese Prüfungen gelten  
5966 als bestanden, wenn der Drehzahlverlauf des Prüflings jeweils die Anforderung an das Dämpfungsmaß  $D \geq$   
5967 0,06 erfüllt.

5968 **Prüfung 3:** Ausgehend von einem Netzparallelbetrieb (geschlossener Kuppelschalter zum Übertragungs- oder  
5969 Verteilnetz) erfolgt eine Simulation der gemessenen Frequenz wie folgt:

5970 – tatsächliche Frequenz + 200 mHz; tatsächliche Frequenz - 200 mHz

5971 – tatsächliche Frequenz + 800 mHz; tatsächliche Frequenz - 800 mHz

5972 – tatsächliche Frequenz + 1,3 Hz; tatsächliche Frequenz - 2,0 Hz.

5973 Die Prüfungen mit einer simulierten Frequenzerhöhung sind bei einer Anfangsleistung von 100 %  
5974 durchzuführen und nahe der Netznennfrequenz von 50 Hz zu beginnen. Die Prüfungen mit einer simulierten  
5975 Frequenzreduktion sind bei einer Anfangsleistung entsprechend der technischen Mindestleistung  
5976 durchzuführen. Die Prüfungen werden vorzugsweise in einer fortlaufenden Sequenz durchfahren (50 Hz →  
5977 50,2 Hz → 50,8 Hz → 51,3 Hz) wobei vor jeder Frequenzänderung der stationäre Zustand abzuwarten und die  
5978 wirksame Statik zu ermitteln ist. Weiterhin sind jeweils die Wirkleistungsgradienten zu ermitteln. Eine Prüfung  
5979 gilt als bestanden, wenn die jeweils ermittelte Statik dem vorgegebenen Einstellwert und die Kennwerte nach  
5980 Tabelle 14 eingehalten werden.

5981 **Prüfung 4:** Die maximale Unempfindlichkeit der frequenzabhängigen Wirkleistungsanpassung um den  
5982 gemessenen Frequenzwert kann auf Basis des in FGW TR 3 Kapitel „Fähigkeit zur Bereitstellung von  
5983 Primärregelleistung“ beschriebenen Verfahrens ermittelt werden. Der Schwellwert zur Initiierung der  
5984 Primärregelung ist hierbei auf 50 Hz ± 10 mHz einzustellen.

5985 Die hier beschriebenen Prüfungen 1 und 2 werden jeweils zwei Mal mit identischer Einstellung des Prüflings  
5986 und des Prüfaufbaus durchgeführt, die Prüfungen 3 und 4 müssen nur einmal durchgeführt werden.

### 5987 **11.2.10.3 Netzsicherheitsbasierte Primärregelung für Typ-2-Erzeugungseinheiten, Erzeugungs- und** 5988 **Speichereinheiten, Speicher sowie kontinuierlich regelbare Bezugseinheiten**

#### 5989 **11.2.10.3.1 Allgemeines**

5990 Es ist nachzuweisen, dass die Einheit im Frequenzbereich von 50,2 Hz bis 51,5 Hz (transient bis 52,5 Hz) bzw.  
5991 49,8 Hz bis 47,5 Hz die Anforderungen an die netzsicherheitsbasierte Primärregelung nach Abschnitt  
5992 10.2.5.4.2 erfüllt.

5993 Sämtliche Prüfungen sind mit den Standardeinstellungen der Statik vorzunehmen.

5994 Aufgrund des fehlenden netzbildenden Verhaltens einer Typ-2-EZE, einer EZSE und eines Speichers, ist deren  
5995 Fähigkeit zur systemstützenden Teilnahme an der netzsicherheitsbasierten Primärregelung auf Basis einer der  
5996 Typ-2-EZE bzw. der EZSE und Speicher beigestellten Schwungmasse nachzuweisen. Der Nachweis auf  
5997 Einheitenebene ist hinreichend. Für die Nachweiserbringung sind folgende Verfahren zulässig:

5998 1) Simulativer Nachweis auf Basis eines validierten Simulationsmodells der Einheit mit beigestellter  
5999 Schwungmasse nach Abschnitt 11.2.10.3.2 bzw. 11.2.10.3.3 entsprechend Bild 27;

6000 2) Verwendung eines Netzsimulators (HIL-Verfahren) nach Abschnitt 11.2.10.3.4;

6001 3) Messtechnische Auswertung der  $P(f)$ -Grenzkurven im offenen Regelkreis nach Abschnitt 11.2.10.3.5.

6002 Es ist dem Anwender überlassen, ein Nachweisverfahren zu wählen, das die Eigenschaften der Einheit  
6003 umfassend nachweisen kann. Dabei sind die Annahmen und Beschränkungen der jeweiligen Verfahren zu  
6004 berücksichtigen.

6005 Für Typ-2-EZE, Erzeugungs- und Speichereinheiten und Speicher sowie kontinuierlich regelbare  
6006 Bezugseinheiten kann zum Nachweis der Einhaltung der Anforderungen an die PRNB eine Typ-1-EZE  
6007 beigestellt werden. Das Simulationsmodell der beigestellten Typ-1-EZE basiert dabei auf einem vereinfachten  
6008 Synchronmaschinenmodell zweiter-Ordnung mit konstanter Reaktanz ( $x=x'=x''=0,2$  p.u.<sup>1</sup>), konstanter  
6009 Feldspannung, Anlaufzeitkonstanten  $T_A = 3$  s<sup>2</sup> und einem effektiven Kurzschlussverhältnis am NAP von  
6010  $ESCR = 3$ . Die Anlaufzeitkonstante der beigestellten Schwungmasse bezieht sich auf  $P_{\text{mom}}$  der Typ-2-EZE und  
6011 bei EZSE und Speichern auf  $P_{E_{\text{max}}}$ .

### 6012 11.2.10.3.2 Simulativer Nachweis für Typ-2-Erzeugungseinheiten

6013 Der simulative Nachweis umfasst die im Folgenden beschriebenen Schritte:

- 6014 1) Es ist ein Simulationsmodell ggf. inkl. EZA-Regler für den Wirkleistungspfad der EZE zu erstellen.  
6015 Eingangsgößen sind dabei Leistungs- und Frequenzabweichungen, wobei das Frequenzmessglied zu  
6016 berücksichtigen ist. Die Ausgangsgröße ist die an der EZE-Klemme gemessene elektrische Leistung. Der  
6017 grundsätzliche Prüfaufbau ist in Bild 27 dargestellt. Die Detailtiefe des Simulationsmodells ist dabei auf die  
6018 Anforderungen der netzsicherheitsbasierten Primärregelung und der dabei einzuhaltenden Toleranzen im  
6019 geschlossenen Regelkreis des Fiktiven Inselnetzes abzustellen.
- 6020 2) Die Ermittlung des statischen und dynamischen Wirkleistungsverhaltens der EZE erfolgt durch Auswertung  
6021 der Vermessung an der betriebsbereiten Einheit. Die messtechnischen Untersuchungen nach 11.2.10.1  
6022 sind so zu gestalten, dass das stationäre wie auch das dynamische  $P(f)$ -Verhalten der EZE für die in  
6023 Tabelle 13 und Tabelle 14 angegebenen Betriebsbereiche dargestellt werden kann. Die  
6024 Versuchsdurchführung ist dabei auf die Anforderungen der netzsicherheitsbasierten Primärregelung und  
6025 der dabei einzuhaltenden Toleranzen im geschlossenen Regelkreis des Fiktiven Inselnetzes abzustellen.
- 6026 3) Das Simulationsmodell ist auf Basis der Vermessung nach Schritt 2 zu parametrieren. Hierbei sind  
6027 folgende Modellgenauigkeiten einzuhalten:
- 6028 4) Die stationäre Beziehung der Wirkleistungsabgabe in Abhängigkeit der wirksamen Frequenzabweichung  
6029 oder des effektiven Leistungssollwerts muss durch das Simulationsmodell mit einer Genauigkeit von 3 %  
6030 bezogen auf den Nennwert der Leistung abgebildet werden.
- 6031 5) Für den Fall, dass in der Vermessung eine oder auch mehrere Hysteresen ermittelt wurden, darf die per  
6032 Messung ermittelte und im Simulationsmodell dargestellte Hysterese (auch Umkehrspanne oder  
6033 Unempfindlichkeit genannt) vom messtechnisch ermittelten Wert um maximal 10 % abweichen.

6034 ANMERKUNG 1 Im Rahmen der Anforderungen an die Fähigkeit zur Bereitstellung von Primärregelleistung nach  
6035 Abschnitt 10.5.3 der VDE-AR-N 4120 in Tabelle 9 wird die Unempfindlichkeit auch als „maximale  
6036 Unempfindlichkeit der frequenzabhängigen Wirkleistungsanpassung um den gemessenen  
6037 Frequenzwert“ bezeichnet.

- 6038 6) Für die Abweichung der Wirkleistungsabgabe verursacht durch einen Sollwertsprung der  
6039 Frequenzabweichung oder des effektiven Sollwerts gelten die Toleranzbänder der anzuwendenden  
6040 Modellierungsvorschrift (FGW TR4, Revision 10, Abschnitt E.5.2.1.1 bzw. der äquivalente Teil einer  
6041 neueren Version bzw. anderen Modellierungsvorschrift).

6042 Der simulative Nachweis der PRNB erfolgt im Fiktiven Inselnetz ausgehend von festzulegenden  
6043 Anfangszuständen bei Nennfrequenz durch die Zuschaltung (Erzeugung einer negativen  
6044 Frequenzabweichung) sowie Abschaltung bzw. Verminderung einer Last (Erzeugung einer positiven  
6045 Frequenzabweichung) mit  $P_{L+} = P_L + \Delta P_L$  bzw.  $P_{L-} = P_L - \Delta P_L$ <sup>2</sup>. Bei den durchzuführenden Prüfschritten ist  
6046 nachzuweisen, dass die definierten Anforderungen mit Toleranzvorgaben wie folgt eingehalten werden:

- 6047 1) Die genannten Frequenzgrenzen gemäß E9 Abfragebogen sind mit einer Abweichung von max.  $\pm$   
6048 100 mHz einzuhalten.
- 6049 2) Die Dämpfung des Einschwingvorgangs der Frequenz ist mit einer Toleranz von -10 % bezogen auf das  
6050 minimale Dämpfungsmaß von 0,2 einzuhalten (somit  $D_{\text{sim}} \geq 0,18$ ).

---

1 Die Reaktanz  $x$  kann ggf. so angepasst werden, dass sich der geforderte  $ESCR$ -Wert am NAP ergibt

2 Für den simulativen Nachweis von Typ-2-Erzeugungseinheiten sind  $P_{L+}$  bzw.  $P_{L-}$  sowie  $\Delta P_L$  auf  $P_{\text{mom}}$  zu beziehen.

6051 **Festlegung von Ausgangsbetriebszuständen**

6052 Als Ausgangsbetriebszustand der Wirkleistungsabgabe für die Prüfung des Überfrequenzverhaltens sind die  
6053 Werte von 100 %  $P_{rE}$  ( $AZ_{100}$ ) und dem Wert  $P_{mom}$ , der mit einer Leistungsreduktion um 45 %  $P_{mom}$  zum  
6054 Betrieb bei technischer Mindestleistung führt (Wert der Untergrenze des Stellbereichs nach Tabelle 14), zu  
6055 wählen.

6056 Als Ausgangsbetriebszustand der Wirkleistungsabgabe für die Prüfung des Unterfrequenzverhaltens sind die  
6057 Werte von 75 %  $P_{rE}$  ( $AZ_{75}$ ) und technische Mindestleistung  $P_{min}$  ( $AZ_{min}$ ) zu wählen.

6058 Der Wert der zu- bzw. abzuschaltenden Last  $P_{L+}$  und  $P_{L-}$  entspricht dem Betrag des unbegrenzten  
6059 Stellbereichs der Erzeugungseinheit nach Tabelle 13.

6060 Als Ausgangsbetriebszustand der Wirkleistungsabgabe für die Prüfung der Dämpfung des geschlossenen  
6061 Regekreises sind die technologiespezifischen Grenzen des unbeschränkten Stellbereiches  $P_{ub,min}$ , bzw.  
6062  $P_{ub,max}$  zu wählen.

6063 **Prüfung der Dämpfung des geschlossenen Regelkreises**

6064 Ausgehend von einem stationären Zustand im minimalen Arbeitspunkt entsprechend des Stellbereichs nach  
6065 ( $AZ_{min}$ ) und geöffnetem Kuppelschalter zum Übertragungs- oder Verteilnetz wird die Last des Fiktiven  
6066 Inselnetzes in Stufen erhöht. Die Stufen sind dabei so zu wählen, dass sie jeweils dem Amplitudenwert im  
6067 unbeschränkten Stellbereich nach Tabelle 13 entsprechen. Dabei ist ein Maximalwert von 40 %  $P_{E,max}$  zu  
6068 berücksichtigen. Die letzte Stufe ist so zu wählen, dass sich ein eingeschwungener Zustand im Bereich von  
6069 90 % bis 95 %  $P_{E,max}$  ergibt. Anschließend wird die Last im Fiktiven Inselnetz in den entsprechenden Stufen  
6070 auf  $AZ_{55}$  reduziert. Vor dem Einbringen einer Stufe ist jeweils der eingeschwungene Zustand abzuwarten.  
6071 Diese Prüfungen gelten als bestanden, wenn der Frequenzverlauf des Prüflings jeweils die Anforderung an  
6072 das Dämpfungsmaß  $D \geq 0,2$  erfüllt.

6073 **Prüfung des Überfrequenzverhaltens**

6074 Ausgehend von den festgelegten EZE-Betriebszuständen hat eine sprunghörmige Lastabschaltung  $\Delta P_L$  von  
6075 45 %  $P_{mom}$  zu erfolgen. Es ist dabei nachzuweisen, dass die EZE bei einer Startfrequenz von 50,0 Hz einen  
6076 temporären Frequenzanstieg im Bereich von 51,5 Hz bis 52,5 Hz nur insoweit zulässt, dass es ihre Fähigkeit  
6077 am Netz zu verbleiben nicht beeinträchtigt und ein stationärer Zustand unterhalb einer Netzfrequenz von  
6078 51,5 Hz vor Auslösung des EZE-Überfrequenzschutzes erreicht wird. Die Wirkleistungsabgabe und die  
6079 Frequenz sind bzgl. Einschwingverhalten und stationärem Zustand gemäß der „Anforderungen an die  
6080 Modellgenauigkeit und Toleranzen“ des Schritts 2 im Abschnitt 11.6.3 zu bewerten.

6081 **Prüfung des Unterfrequenzverhaltens**

6082 Ausgehend von den festgelegten EZE/EZA-Betriebszuständen  $AZ_{75}$  und  $AZ_{min}$  ist das Wirkleistungsverhalten  
6083 bei sprunghörmigen Lastzuschaltungen  $\Delta P_L$  zu ermitteln. Der Ausgangsbetriebszustand soll so gewählt  
6084 werden, dass bei der Lastzuschaltung  $\Delta P_L$  die EZE-Antriebsnennleistung (stationär und dynamisch) nicht  
6085 überschritten wird. Durch anschließende Aufhebung der Lastzuschaltung  $\Delta P_L$  ist der Anfangszustand  
6086 wiederherzustellen. Das Einschwingverhalten und der stationäre Zustand der Frequenz ist gemäß der  
6087 „Anforderungen an die Modellgenauigkeit und Toleranzen“ des Schritts 2 im Abschnitt 11.6.3 zu bewerten.

6088 **Durchfahren eines Über- und Unterfrequenzbereichs**

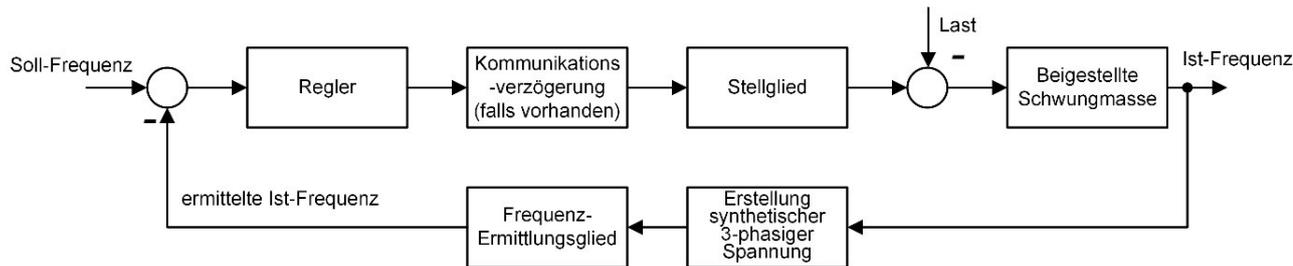
6089 Ausgehend von dem festgelegten EZE/EZA-Betriebszustand  $AZ_{75}$  bei Nennfrequenz hat eine Lastzuschaltung  
6090  $\Delta P_L$  derart zu erfolgen, dass ein transienter Frequenzrückgang bis auf 47,5 Hz – 48,5 Hz entsteht.  
6091 Anschließend ist nach Erreichen des stationären Zustands durch eine Lastabschaltung  $\Delta P_L$  eine transiente  
6092 Reaktion der Primärregelung innerhalb des Überfrequenzbereichs von 51 Hz - 51,5 Hz zu initiieren. Aus dem  
6093 erreichten stationären Zustand wird über eine Lastzuschaltung  $\Delta P_L$  der Ausgangszustand wiederhergestellt.

**E VDE-AR-N 4110:2024-11**

6094 Die Sprungantwort der EZE-Wirkleistungsabgabe sowie der Frequenz ist jeweils bzgl. des  
 6095 Einschwingverhaltens und stationärem Zustand gemäß der „Anforderungen an die Modellgenauigkeit und  
 6096 Toleranzen“ des Schritts 2 im Abschnitt 11.6.3 zu bewerten. Es ist weiterhin nachzuweisen, dass die Vorgabe  
 6097 der Sollwerte beim Durchfahren des PRNB-Totbandes stoßfrei erfolgt.

**6098 Festlegungen zum Simulationsmodell**

6099 Das zu verwendende Simulationsmodell besteht aus dem Modell der Typ-2-EZE (Prüfling), der beigestellten  
 6100 Schwungmasse und der zur Nachweisführung erforderlichen Lastkonfiguration. Hierzu ist es ausreichend, den  
 6101 Frequenz-Wirkleistungspfad, Summenbildung der EZE-Leistung und Last, sowie die Anlaufzeitkonstante  
 6102 entsprechend der beigestellten Schwungmasse in einem geschlossenen Regelkreis entsprechend Bild 27  
 6103 darzustellen. Die regelungstechnische Darstellung des Simulationsmodells lässt sich aus dem netztechnischen  
 6104 Übersichtsdiagramm nach Bild 28 (ohne Netzsimulator) ableiten.



**Bild 27 - Regelungstechnische Darstellung des Simulationsmodells zum Nachweis der Typ-2-EZE-Eigenschaften**

6108 ANMERKUNG 2 Das Stellglied mit der Eingangsgröße „Reglerausgangssignal“ und der Ausgangsgröße „Wirkleistung“ ist  
 6109 so zu detaillieren, dass Nichtlinearitäten im Übertragungsverhalten unter Einbeziehung arbeitspunktabhängiger  
 6110 Verstärkungen und Zeitkonstanten entsprechend der geforderten Modellgenauigkeit Berücksichtigung finden. Dies gilt auch  
 6111 für die Versuchsdurchführung im Zuge der Vermessung der Einheit.

**11.2.10.3.3 Simulativer Nachweis für Erzeugungs- und Speichereinheiten und Speicher**

6113 Die erforderlichen Nachweise entsprechen denen für die Nachweisführung für Typ-2-Erzeugungseinheiten,  
 6114 wobei folgende Abweichungen bzw. Ergänzungen zu beachten sind:

**Festlegung von Ausgangsbetriebszuständen**

6116 Als Ausgangsbetriebszustand der Wirkleistungsabgabe für die Prüfung des Überfrequenzverhaltens sind die  
 6117 Werte von 100 %  $P_{rE}$  ( $AZ_{100}$ ), 55 %  $P_{rE}$  ( $AZ_{55}$ ), 10 %  $P_{rE}$  ( $AZ_{10}$ ) und -20 %  $P_{rE}$  ( $AZ_{-20}$ ) zu wählen.

6118 Als Ausgangsbetriebszustand der Wirkleistungsabgabe für die Prüfung des Unterfrequenzverhaltens sind die  
 6119 Werte von 75 %  $P_{rE}$  ( $AZ_{75}$ ), 10 %  $P_{rE}$  ( $AZ_{10}$ ) und -100 %  $P_{rE}$  ( $AZ_{-100}$ ) zu wählen. Der Wert der zuzuschaltenden  
 6120 bzw. abzuschaltenden Last  $\Delta P_L$  entspricht dem Betrag des unbegrenzten Stellbereichs der EZSE bzw. des  
 6121 Speichers nach Tabelle 13.

**Prüfung der Dämpfung des geschlossenen Regelkreises**

6123 Ausgehend von einem stationären Zustand im minimalen Arbeitspunkt entsprechend des Stellbereichs nach  
 6124 Tabelle 13 ( $AZ_{min}$ ) und geöffnetem Kuppelschalter zum Übertragungs- oder Verteilnetz wird die Last des  
 6125 Fiktiven Inselnetzes in Stufen erhöht. Die Stufen sind dabei so zu wählen, dass sie jeweils dem Amplitudenwert  
 6126 im unbeschränkten Stellbereich nach Tabelle 13 entsprechen. Dabei ist ein Maximalwert von 40 %  $P_{E_{max}}$  zu  
 6127 berücksichtigen. Die letzte Stufe ist so zu wählen, dass sich ein eingeschwungener Zustand im Bereich von  
 6128 90 % bis 95 %  $P_{E_{max}}$  ergibt. Anschließend wird die Last im Fiktiven Inselnetz in den entsprechenden Stufen  
 6129 auf  $AZ_{55}$  reduziert. Vor dem Einbringen einer Stufe ist jeweils der eingeschwungene Zustand abzuwarten.  
 6130 Diese Prüfungen gelten als bestanden, wenn der Frequenzverlauf des Prüflings jeweils die Anforderung an  
 6131 das Dämpfungsmaß  $D \geq 0,06$  erfüllt.

6132 **Prüfung des Überfrequenzverhaltens**

6133 Ausgehend von den festgelegten Betriebszuständen  $AZ_{100}$ ,  $AZ_{55}$ ,  $AZ_{10}$  und  $AZ_{20}$  der EZSE bzw. des  
6134 Speichers hat eine sprungförmige Lastabschaltung  $\Delta P_L$  bzw. Zuschaltung einer Erzeugungsleistung  $\Delta P_L$  zu  
6135 erfolgen. Es ist dabei nachzuweisen, dass Erzeugungs- und Speichereinheiten und Speicher bei einer  
6136 Startfrequenz von 50,0 Hz einen temporären Frequenzanstieg im Bereich von 51,5 Hz bis 52,5 Hz nur insoweit  
6137 zulässt, dass es ihre Fähigkeit am Netz zu verbleiben nicht beeinträchtigt und ein stationärer Zustand unterhalb  
6138 einer Netzfrequenz von 51,5 Hz vor Auslösung des EZE-Überfrequenzschutzes erreicht wird. Die  
6139 Wirkleistungsabgabe und die Frequenz sind bzgl. Einschwingverhalten und stationärem Zustand gemäß der  
6140 Anforderungen an die Netzsicherheitsbasierte Primärregelung zu bewerten.

6141 **Prüfung des Unterfrequenzverhaltens**

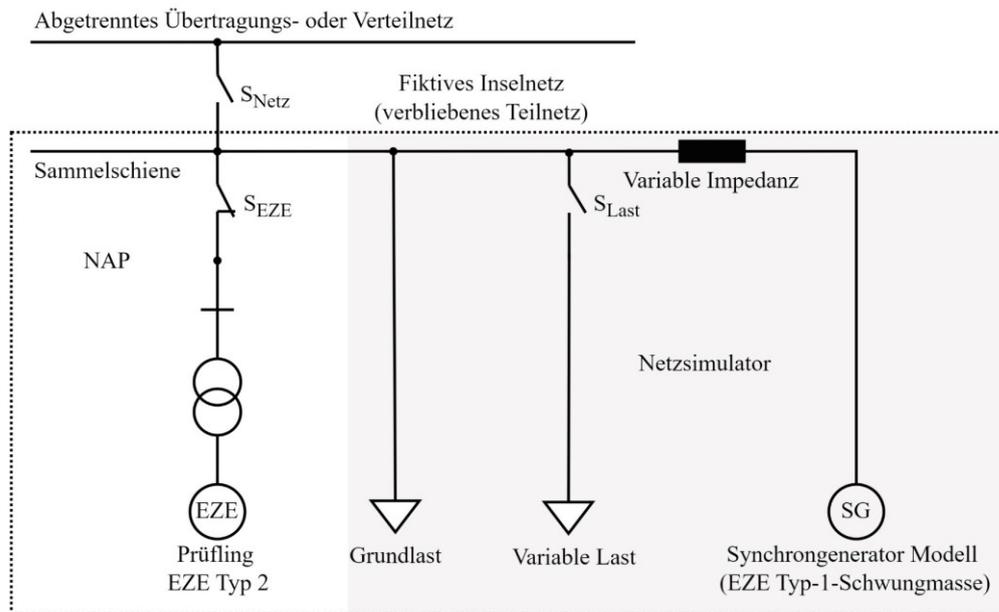
6142 Ausgehend von den festgelegten Betriebszuständen  $AZ_{75}$ ,  $AZ_{10}$  und  $AZ_{-100}$  des kontinuierlich regelbaren  
6143 Speichers ist das Wirkleistungsverhalten bei sprungförmige Lastzuschaltungen  $\Delta P_L$  zu ermitteln. Die  
6144 Sprungantwort der Wirkleistungsabgabe und der Frequenz der EZSE bzw. des Speichers ist bzgl.  
6145 Einschwingverhalten und stationärem Zustand gemäß TAR-Anforderungen zu bewerten. Der  
6146 Ausgangsbetriebszustand soll so gewählt werden, dass bei der Lastzuschaltung  $\Delta P_L$  die Nennleistung der  
6147 EZSE bzw. des Speichers nicht überschritten wird. Durch anschließende Aufhebung der Lastzuschaltung  $\Delta P_L$   
6148 ist der Anfangszustand der Lastsituation wiederherzustellen.

6149 **Durchfahren eines Über- und Unterfrequenzbereichs**

6150 Bei den Prüfungen des Unterfrequenz- und des Überfrequenzverhaltens ist jeweils nachzuweisen, dass die  
6151 Vorgabe der Sollwerte beim Durchfahren des PRNB-Totbandes stoßfrei erfolgt.

6152 **11.2.10.3.4 Nachweis mittels Netzsimulator**

6153 Das Simulationsmodell der beigestellten Typ-1-EZE (Netzsimulator) soll auf die Berücksichtigung der  
6154 Nennleistung, Kurzschlussleistung und Schwungmasse bzw. der mechanischen Bewegungsgleichungen  
6155 beschränkt bleiben. Der simulative Prüfaufbau ist in Bild 28 dargestellt. Für den Nachweis der PRNB einer  
6156 einzelnen Einheit erfolgt die Simulation unter Einbeziehung des Maschinentransformators und ggf.  
6157 Netztransformators, um die Strecke von der Einheit bis zum NAP nachzubilden. Die NAP-seitig vorzusehende  
6158 P/Q-Last ( $P_L$ ;  $Q_L = 0$ ) muss spannungs- und frequenzunabhängig vorgegeben werden. Um das  
6159 Kurzschlussverhältnis  $ESCR = 3$  zu erzielen, kann der Wert der variablen Impedanz der beigestellten Typ-1-  
6160 EZE entsprechend angepasst werden. Für den Fall, dass die PRNB wesentlich durch den EZA-Regler  
6161 bestimmt ist, muss der simulative Nachweis für die EZE unter Einbeziehung von EZA-Regler- und der  
6162 individuellen EZE-Modelle erfolgen.



**Bild 28 - Fiktives Inselnetz zum Nachweis der Typ-2-EZE-Eigenschaften**

6163

6164

6165 Zum Nachweis der Einhaltung der Anforderungen zur netzsicherheitsbasierten Primärregelung an einem  
 6166 Netzsimulator, sind die in Abschnitt 11.2.10.3.2 bzw. 11.2.10.3.3 festgelegte Prüfungen entsprechend  
 6167 umzusetzen. Für EZE mit dargebotsabhängiger Wirkleistungserzeugung kann die Festlegung von  
 6168 Anfangsbetriebszuständen an die verfügbare Primärenergie erfolgen, wobei Abweichungen auf maximal 20 %  
 6169 zu begrenzen sind.

6170 **11.2.10.3.5 Auswertung der  $P(f)$ -Grenzkurve mittels Netzsimulator im offenen Regelkreis zur Prüfung**  
 6171 **von Typ-2-Erzeugungseinheiten, EZSE und Speichern sowie regelbaren Bezugseinheiten**

6172 Unter der Voraussetzung, dass der Wirkleistungsstellbereich innerhalb des für die PRNB gültigen  
 6173 Betriebsbereichs ein entsprechend der Anforderungen an das Simulationsmodell ausreichend lineares  
 6174 Verhalten aufweist, kann der Nachweis der Eigenschaften der PRNB auf Basis der  $P(f)$ -Grenzkurve nach Bild  
 6175 29 durchgeführt werden.

6176 Die nachfolgenden Prüfungen sind im Erzeugerzählpeilsystem angegeben.

6177 **Allgemeines**

6178 Die Prüfung dient der Einhaltung der Anforderung Teilnahme an der netzsicherheitsbasierten Primärregelung  
 6179 nach Abschnitt 10.2.5.4.2. Falls einstellbar, ist die Prüfung zur Vergleichbarkeit mit  $\cos\varphi = 1$  durchzuführen.

6180 Die Prüfungen zum Nachweis des Zeitverhaltens und der damit verbundenen Einhaltung der Anforderungen  
 6181 des Mindestdämpfungsmaßes sind an einem Netzsimulator durchzuführen.

6182 Tabelle 20 gibt die während dieser Prüfung zu dokumentierenden Signale und Werte an, inklusive Angaben  
 6183 zur Aufbereitung und Mittelung.

6184  
6185

**Tabelle 20 - Signale und Werte für die Prüfung der netzsicherheitsbasierten Primärregelung nach  $P(f)$ -Grenzkurve**

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

6186

**6187 Prüfungen**

6188 In Prüfungen müssen die jeweils nachstehenden Messpunkte mit einer Genauigkeit von  $\pm 10$  mHz angefahren  
6189 werden. Die vorgegebene Anfangswirkleistung ist mit einer Toleranz von  $\pm 5\%$   $P_{\text{Emax}}$  einzuhalten. Die  
6190 Abweichung ist bei der Auswertung zu berücksichtigen.

6191 Die Prüfungen für Überfrequenz sind für EZE und für EZSE und Speicher anzuwenden. Für regelbare  
6192 Bezugseinheiten ist die Prüfung für Unterfrequenz durchzuführen, wenn ausgehend von einer Teillast eine  
6193 Steigerung der Last zulässig ist.

6194 Die Prüfungen bei Unterfrequenz gelten für Typ-2-Einheiten, welche über eine Schnittstelle zur  
6195 Wirkleistungsreduzierung verfügen, die geringer priorisiert ist als die Wirkleistungseinspeisung bei  
6196 Unterfrequenz.

**E VDE-AR-N 4110:2024-11**

6197 Weiterhin sind Prüfungen bei Unterfrequenz für Erzeugung- und Speichereinheiten und Speicher und für  
6198 regelbare Bezugseinheiten durchzuführen. Daher sind für diese die Prüfvorschriften dieses Abschnitts  
6199 anzuwenden. Die Wirkleistungsaufnahme (Ladebetrieb oder Last) wird als negative Wirkleistungsabgabe  
6200 dargestellt.

6201 Die Prüfungen erfolgen in zwei Prüfläufen, mit den jeweils angegebenen Einstellparametern des Prüflings:

6202 – Die erste Prüfung dient dem Nachweis des Zeitverhaltens und damit des Mindestdämpfungsmaßes zur  
6203 Sicherstellung der Systemstabilität. Die Messpunkte sind jeweils mindestens für 60 s anzufahren.

6204 – Die zweite Prüfung dient dem Nachweis der Statik und der Aktivierungsfrequenzen, dem Nachweis der  
6205 Hysterese zwischen der Aktivierung und der Deaktivierung der PRNB-Funktion und der  
6206 Leistungssteigerung nach Übergang in den Normalbetrieb. Die Messpunkte a) bis c) sind jeweils  
6207 mindestens für 60 s anzufahren. Der Messpunkt d) ist so lange anzufahren, bis die Leistungsrampe  
6208 abgeschlossen ist.

6209 Sofern die Typ-2-EZE eine technische Mindestleistung bzw. die Last eine technische Mindestlast aufweist, ist  
6210 bei den entsprechenden Prüfungen bei denen die Grenze erreicht wird, die stationäre Mindestleistung bzw.  
6211 Mindestlast die erwartete Wirkleistung. Entsprechendes gilt für EZSE und Speicher, wenn dieser die Leistung  
6212 begrenzt.

6213

### Überfrequenz für Typ-2-EZE

Tabelle 21 - Prüfablauf zur Prüfung 1 bei Typ-2-EZE bei Überfrequenz

Prüfung 1	Frequenz [Hz]	Erwartete Wirkleistungsabgabe (für Typ-2-EZE) % $P_{E_{max}}$
a)	50,00	100,0
b)	50,80	76,0
c)	51,40	52,0
d)	50,80	76,0
e)	50,00	100,0

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

Beginn der Leistungsreduzierung bei 50,2 Hz.

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

Tabelle 22 - Prüfablauf zur Prüfung 2 für Typ-2-EZE bei Überfrequenz

Prüfung 2	Frequenz [Hz]	Erwartete Wirkleistungsabgabe (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  $(40,0\% P_{ref}/\text{Hz})$

### Überfrequenz für Erzeugungs- und Speichereinheiten und Speicher

Tabelle 23 - Prüfablauf zur Prüfung 1 für EZSE und Speicher bei Überfrequenz

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

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

Beginn der Leistungsreduzierung bei 50,2 Hz.

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

Tabelle 24 - Prüfablauf zur Prüfung 2 für EZSE und Speicher bei Überfrequenz

Prüfung 2	Frequenz [Hz]	Erwartete Wirkleistungsabgabe (für EZSE und Speicher) % $P_{E_{max}}$
a)	50,00	50,00
b)	51,40	51,40
c)	50,15	50,15
d)	50,05	50,05

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  $(40,0\% P_{ref}/\text{Hz})$

6214

6215

**Überfrequenz für kontinuierlich regelbare Bezugseinheiten**

Tabelle 25 - Prüfablauf zur Prüfung 1 für kontinuierlich regelbare Bezugseinheiten bei Überfrequenz

Prüfung 1	Frequenz [Hz]	Erwartete Wirkleistungsabgabe (für kontinuierlich regelbare Bezugseinheiten) % $P_r$
a)	50,00	-60,0
b)	50,80	-74,4
c)	51,40	-88,8
f)	50,80	-74,4
g)	50,00	-60,0

Beispielhafte Einstellparameter:  $P = -60,0\% P_r$

Bei nicht kontinuierlich regelbaren Bezugseinheiten entfällt die Prüfung.

Beginn des Anstiegs der Bezugslast bei 50,2 Hz.

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

Tabelle 26 - Prüfablauf zur Prüfung 2 für kontinuierlich regelbare Bezugseinheiten bei Überfrequenz

Prüfung 2	Frequenz [Hz]	Erwartete Wirkleistungsabgabe (für kontinuierlich regelbare Bezugseinheiten) % $P_r$
a)	50,00	-50,0
b)	51,40	-68,0
c)	50,15	-50,0
d)	50,05	-50,0 bis -100,0

Einstellparameter der Einheit:  $P = 50,0\% P_r$  (im Messpunkt b) ist eine Sollleistung  $P_{max}$  von vorzugeben).

Bei nicht regelbaren Bezugseinheiten entfällt die Prüfung.

Beginn des Anstiegs der Bezugslast bei 50,5 Hz.

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

**Unterfrequenz für Typ-2-EZE**

Tabelle 27 - Prüfablauf zur Prüfung 1 für Typ-2-EZE bei Unterfrequenz

Prüfung 1	Frequenz [Hz]	Erwartete Wirkleistungsabgabe (Typ-2-EZE) % $P_{E_{max}}$
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  $(40,0\% P_{ref}/\text{Hz})$

Tabelle 28 - Prüfablauf zur Prüfung 2 für Typ-2-EZE bei Unterfrequenz

Prüfung 2	Frequenz [Hz]	Erwartete Wirkleistungsabgabe (Typ-2-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  $(40,0\% P_{ref}/\text{Hz})$

6216

6217

### Unterfrequenz für Erzeugungs- und Speichereinheiten und Speicher

Tabelle 29 - Prüfablauf zur Prüfung 1 für EZSE und Speicher bei Unterfrequenz

Prüfung 1	Frequenz [Hz]	Erwartete Wirkleistungsabgabe (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  $(125,0\% P_{ref}/Hz)$

Tabelle 30 - Prüfablauf zur Prüfung 2 für EZSE und Speicher bei Unterfrequenz

Prüfung 2	Frequenz [Hz]	Erwartete Wirkleistungsabgabe (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).

Beginn der Leistungserhöhung bei 49,5 Hz.

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

### Unterfrequenz für kontinuierlich regelbare Bezugseinheiten

Tabelle 31 - Prüfablauf zur Prüfung 1 für kontinuierlich regelbare Bezugseinheiten bei Unterfrequenz

Prüfung 1	Frequenz [Hz]	Erwartete Wirkleistungsabgabe (für kontinuierlich regelbare Bezugseinheiten)
a)	50,00	-100,0
b)	49,00	-68,0
c)	48,00	-28,0
d)	49,00	-68,0
e)	50,00	-100,0

Beispielhafte Einstellparameter der Einheit:  $P = -100,0\% P_r$

Beginn der Lastreduzierung bei 49,8 Hz.

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

Tabelle 32 - Prüfablauf zur Prüfung 2 für kontinuierlich regelbare Bezugseinheiten bei Unterfrequenz

Prüfung 2	Frequenz [Hz]	Erwartete Wirkleistungsabgabe (für kontinuierlich regelbare Bezugseinheiten)
a)	50,00	-60,0
b)	48,00	-24,0
c)	49,85	-60,0
d)	49,95	-60,0 bis -100,0

Einstellparameter der Einheit:  $P = -60,0\% P_r$  (im Messpunkt b) ist eine Sollleistung von  $P_r$  vorzugeben).

Beginn der Leistungserhöhung bei 49,5 Hz.

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

6218

#### 6219 Bewertungskriterien

#### 6220 Prüfung 1

6221 Die Prüfung ist bestanden, wenn:

- 6222 – die ermittelten Sprungantworten bei den Übergängen von b)->c), c)->d) und d)->e) innerhalb der in Tabelle 33 definierten Toleranzbänder liegen. Die Parameter der Toleranzbänder sind in Tabelle 34 definiert.
- 6223
- 6224 – sich in den vorstehend genannten Messpunkten die erwartete Wirkleistungsabgabe, nach dem
- 6225 Einschwingen, mit einer Abweichung  $\leq +10\% P_{E_{max}}$  einstellt; Sofern die Erzeugungseinheit eine
- 6226 technische Mindestleistung bzw. die Bezugseinheit eine technische Mindestlast aufweist, ist bei den
- 6227 entsprechenden Prüfungen bei denen die Grenze erreicht wird, die stationäre Mindestleistung bzw.
- 6228 Mindestlast die erwartete Wirkleistung.

6229 Eine beispielhafte Grenzkurve ist in Bild 29 dargestellt.

6230

**Tabelle 33 - Gleichungen der Toleranzbänder für die Prüfung der Sprungantwort**

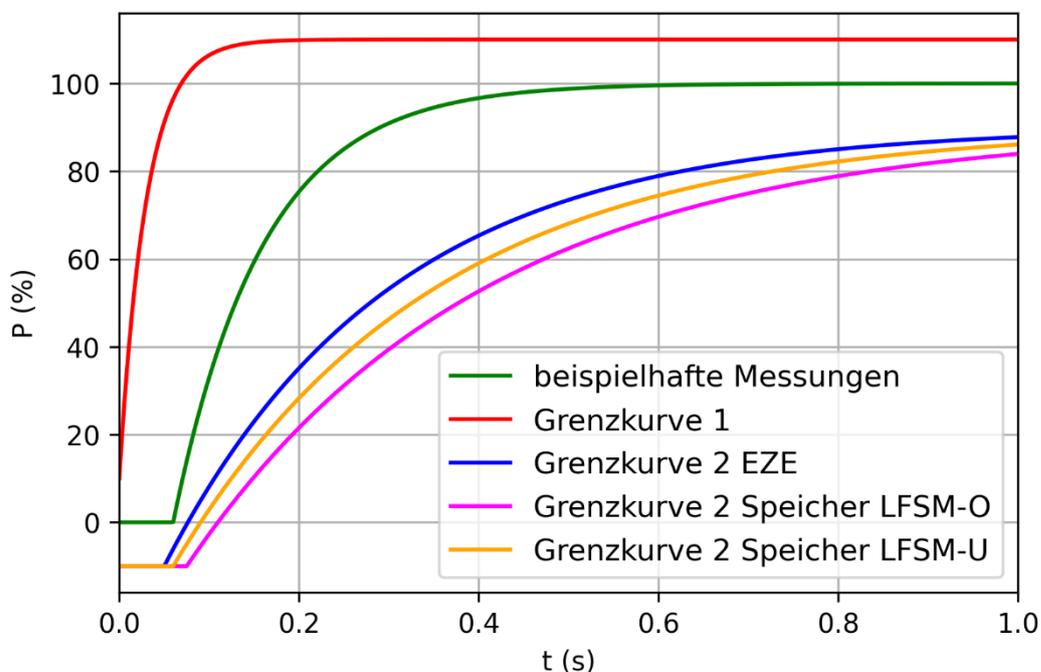
Gültigkeit	Funktion
$t < T_V$	$P_{\text{Start}} + \text{sign}(P_{\text{Soll}} - P_{\text{Start}}) \cdot P_{\text{Tol}}$
$t \geq T_V$	$P_{\text{Start}} + (P_{\text{Soll}} - P_{\text{Start}}) \cdot \left(1 - e^{-\frac{(T_V-t)}{\tau}}\right) + \text{sign}(P_{\text{Soll}} - P_{\text{Start}}) \cdot P_{\text{Tol}}$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

6231

6232

**Tabelle 34 - Parameter der Toleranzbänder**

Parameter	Grenzkurve 1	Grenzkurve 2 EZE Typ2	Grenzkurve 2 EZSE und Speicher LFSM-O regelb. Bezugsheihen	Grenzkurve 2 Speicher	Grenzkurve 2 EZSE und Speicher LFSM-U
$\tau$	0,03 s	0,250 s	0,330 s	0,330 s	0,290 s
$T_V$	0,0 s	0,05 s	0,075 s	0,075 s	0,060 s
$P_{\text{Tol}}$	+10% · $P_{\text{EMAX}}$	-10% · $P_{\text{EMAX}}$	-10% · $P_{\text{EMAX}}$	-10% · $P_{\text{EMAX}}$	-10% · $P_{\text{EMAX}}$



6233

6234

**Bild 29 -  $P(f)$ -Grenzkurve entsprechend Tabelle 33**

6235

**Prüfung 2**

6236

Die Prüfung ist bestanden, wenn:

6237

– die geforderte Einstellung der Startfrequenz möglich ist;

6238

– sich in den vorstehend genannten Messpunkten, die stationär erwartete Wirkleistungsabgabe nach dem Einschwingen mit einer Abweichung  $\leq +10\% P_{\text{EMax}}$  einstellt; Sofern die EZE eine technische

6239

Mindestleistung bzw. die Last eine technische Mindestlast aufweist, ist bei den entsprechenden Prüfungen

6240

bei denen die Grenze erreicht wird, die stationäre Mindestleistung bzw. Mindestlast die erwartete

6241

Wirkleistung;

6242

6243 – die Leistung im Messpunkt d) Leistung mit einem Gradienten von  $\leq 10 \% P_{E_{max}} / \text{min}$  gesteigert wird.

**6244 Dokumentation der Prüfungen**

6245 Es muss mindestens dokumentiert werden:

- 6246 – die Variation der Netzfrequenz über die Zeit;
- 6247 – die Sprungantworten der Prüfung 1 inklusive der Toleranzbänder;
- 6248 – ob die Sprungantwort innerhalb der Toleranzbänder liegt;
- 6249 – die verfügbare Wirkleistungsabgabe (abhängig vom Primärenergieangebot bzw. der begrenzenden Einstellung);
- 6250
- 6251 – die technische Mindestleistung bzw. die technische Mindestlast, sofern vorhanden.

**6252 11.2.11 Kurzschlussstrombeitrag der Erzeugungseinheit**

6253 Im Einheitenzertifikat sind alle zur Berechnung der Kurzschlusswechselströme nach DIN EN 60909-0  
 6254 (VDE 0102) notwendigen Parameter auszuweisen. Dabei kann auf Angaben aus Datenblättern zurückgegriffen  
 6255 werden. Insbesondere gilt das für die in Tabelle 35 aufgeführten Werte.

6256 **Tabelle 35 - Umfang der notwendigen Angaben im Einheitenzertifikat zu**  
 6257 **Kurzschlussstrombeiträgen**

Art der Erzeugungseinheit	Angabe	Kürzel
Erzeugungseinheiten mit Vollumrichter	Effektivwert des Quellenstroms bei dreipoligen Fehler	$I_{skPF}$
	Effektivwert des Quellenstroms bei zweipoligen Fehler	$I_{(1)sk2PF}$
	Effektivwert des Quellenstroms bei einpoligen Fehler	$I_{(1)sk1PF}$
	Kurzschlussgegenimpedanz (Herstellerangabe) nur für ganzzahlige $k$ -Faktoren	$Z_{(2)PF}$
Erzeugungseinheiten mit doppeltgespeister Asynchronmaschine	Faktor zur Berechnung des Stoßkurzschlussstroms bezogen auf die Oberspannungsseite	$K_{WD}$
	höchster Augenblickswert des Kurzschlussstromes bei dreipoligem Kurzschluss	$i_{WDmax}$
	Bemessungsspannung des Blocktransformators auf der Oberspannungsseite	$U_{rTHV}$
Erzeugungseinheiten mit Asynchronmaschine	Bemessungsübersetzungsverhältnis des Blocktransformators	$t_r$
	Impedanz des Blocktransformators auf der Oberspannungsseite	$Z_{THV}$
	Impedanz des Asynchrongenerators	$Z_G$
Erzeugungseinheiten mit Synchronmaschine	Bemessungsspannung des Generators	$U_{rG}$
	Resistanz des Generators	$R_G$
	gesättigte subtransiente Reaktanz	$X_d''$
	bezogene gesättigte subtransiente Reaktanz	$x_d''$
	bezogene gesättigte subtransiente Reaktanz der Querachse	$x_q''$
	Verschiebungsfaktor im Bemessungsbetrieb	$\cos \varphi_{rG}$

6258

6259 Aus den Zeitverläufen der Ströme bei dreipoligen Fehlern nach 11.2.6 ist der größte Kurzschlusswechselstrom  
 6260 der Erzeugungseinheiten bei Fehlereintritt nach folgenden Maßgaben auszuweisen:

- 6261 – höchster Augenblickswert des zu erwartenden Kurzschlussstromes, einschließlich eines eventuell  
 6262 vorhandenen abklingenden Gleichstromanteils; entspricht dem Stoßkurzschlussstrom  $i_p$ ;

6263 – Effektivwert des Kurzschlussstromes.

6264 Darüber hinaus ist der höchste Kurzschlussstrombeitrag der Erzeugungseinheit zu den Zeiten nach Tabelle 36  
6265 auszuweisen.

6266 **Tabelle 36 - Zeitpunkte nach Fehlereintritt zum Ausweis der Kurzschlussströme**

	Zeitpunkt nach Fehlereintritt in ms
1	20
2	100
3	150
4	300
5	500
6	1 000

6267 **11.2.12 Schutztechnik und Schutzeinstellungen**

6268 Im Einheitenzertifikat sind die in der Erzeugungseinheit integrierten Schutzeinrichtungen auszuweisen oder es  
6269 ist auf die Erfordernis externer Schutzeinrichtungen hinzuweisen. Es müssen mindestens die in 10.3.4.2.2 bzw.  
6270 10.3.5.3.2 geforderten Entkopplungsschutzeinrichtungen mit den dazugehörigen Einstellbereichen für  
6271 Auslösewert und Schutzverzögerung vorhanden sein und im Rahmen von Typrüfungen nach FGW TR3  
6272 nachgewiesen werden.

6273 Zusätzlich vorhandene elektrische Schutzeinrichtungen sind mit ihren Einstellbereichen (Standardwert,  
6274 Schrittweite, Minimalwert und Maximalwert) auszuweisen. Der Nachweis erfolgt durch Herstellererklärungen.

6275 Der messtechnische Nachweis der Gesamtausschaltzeit von Schutz und Schaltgerät (Gesamtwirkungskette)  
6276 sollte im Rahmen der Vermessung der Erzeugungseinheit nach FGW TR3 [3] erfolgen.

6277 Ist ein in einer EZE mit integriertem NA-Schutz gemäß VDE-AR-N 4105 verwendeter Kuppelschalter zur  
6278 Ansteuerung durch ein externes Schutzgerät vorgesehen, ist die Eigenzeit des Kuppelschalters und eine ggf.  
6279 bestehende Verzögerung der Rückmeldung des Schaltzustandes durch den Hersteller der EZE auszuweisen.  
6280 Diese ist dann bei einer ggf. notwendigen Schutzprüfung zu berücksichtigen.

6281 ANMERKUNG Die Rückmeldung der Ansteuerung des Kuppelschalters (anstelle eines tatsächlich gemessenen  
6282 Schaltzustandes) wird als ausreichend betrachtet, da im Zuge der Maßnahmen zur Einfehlersicherheit ein zyklischer  
6283 Funktionstest der Kuppelschalter erfolgt.

6284 Weiterhin ist nachzuweisen (z. B. durch eine Herstellererklärung), dass

6285 – für alle Kurzschlusschutz- und Entkopplungsschutzeinrichtungen in der Erzeugungseinheit Vorrichtungen  
6286 wie beispielsweise Prüfklemmenleisten vorgesehen wurden, um Schutzprüfungen ohne Ausklemmen von  
6287 Drähten zu ermöglichen;

6288 – die Schutzeinrichtungen mit einer netzunabhängigen Hilfsenergie für mindestens 5 s nach 10.3.3.5  
6289 versorgt werden. Die Nutzung bereits vorhandener Hilfsenergieversorgungen ist zulässig, wenn Sie den  
6290 Anforderungen genügt;

6291 – ein Ausfall der Hilfsenergie der Schutzeinrichtungen bzw. der Anlagensteuerung zum unverzügerten  
6292 Abschalten der Erzeugungseinheit führt;

6293 – die vorgesehenen Schutzeinrichtungen die geforderten Genauigkeiten (z. B. hinsichtlich Rückfallverhältnis  
6294 und Messgenauigkeit) und Einstellbereiche einhalten;

6295 – die Spannungswandler an den Erzeugungseinheiten netzseitig vom Leistungsschalter der Erzeugungseinheit  
6296 installiert sind;

6297 – im Falle der Nutzung eines integrierten Schutzes in den Erzeugungseinheiten dieser autark von  
6298 Steuerungsfunktionen arbeitet. Dem Nachweisersteller ist auf Basis von Blockschaltbildern und

6299 Funktionsdarstellungen darzulegen, dass die integrierten Schutzfunktionen in getrennten Softwarebau-  
6300 steinen realisiert sind und autark von Steuerungsfunktionen arbeiten;

6301 – – die Funktionsfähigkeit der Schutzfunktionen vor Aufnahme der Leistungseinspeisung durch die  
6302 Erzeugungseinheiten gegeben ist.

### 6303 **11.2.13 Zuschaltbedingungen und Synchronisierung**

#### 6304 **Zuschalten ohne vorherige Schutzauslösung**

6305 Im Einheitszertifikat ist auszuweisen, dass die Anforderungen an eine Zuschaltung und Wiedereinschaltung  
6306 der Erzeugungseinheit nach 10.4 erfüllt werden können. Auf Basis einer Herstellererklärung oder von  
6307 Messungen an der Erzeugungseinheit oder der für die Auswertung der Zuschaltbedingungen maßgeblichen  
6308 Steuerungseinheit ist nachzuweisen, dass eine Zuschaltung bei  $47,5 \text{ Hz} \pm 0,1 \text{ Hz}$  und bei  $50,2 \text{ Hz} \pm 0,1 \text{ Hz}$   
6309 sowie bei  $90 \% U_n \pm 2 \% U_n$  und  $110 \% U_n \pm 2 \% U_n$  möglich ist. Der Nachweis der Zuschaltung kann bei  
6310 simulierter Netzfrequenz und Netzspannung erfolgen.

#### 6311 **Zuschalten nach Auslösung Entkopplungsschutzes**

6312 Im Einheitszertifikat ist auszuweisen, dass die Anforderungen an eine Zuschaltung und Wiedereinschaltung  
6313 der Erzeugungseinheit nach 10.4.3 erfüllt werden. Auf Basis von Herstellererklärungen sowie von Messungen  
6314 an der Erzeugungseinheit oder der für die Auswertung der Zuschaltbedingungen maßgeblichen Steuerungs-  
6315 einheit ist nachzuweisen,

6316 1) dass eine Zuschaltung nur im Bereich der Netzfrequenz von größer  $49,9 \text{ Hz}$  und kleiner  $50,1 \text{ Hz}$  sowie bei  
6317 einer Netzspannung von mindestens  $95 \% U_n$  möglich ist. Der Nachweis kann bei simulierter Netzfrequenz  
6318 und Netzspannung erfolgen;

6319 2) dass nach Auslösung des Entkopplungsschutzes der Gradient der Wirkleistungssteigerung den  
6320 Anforderungen nach 10.2.4 entspricht. Der Gradient der Leistungssteigerung ist nach einer Spannungs-  
6321 losigkeit von mindestens einer Minute bis zu einer Wirkleistung von mindestens  $50 \% P_{rE}$  zu vermessen.  
6322 Bei Verbrennungskraftmaschinen muss der Gradient erst oberhalb der technischen Mindestleistung  
6323 eingehalten werden. Wird diese Funktion nicht in der Erzeugungseinheit, sondern im EZA-Regler  
6324 umgesetzt, muss diese Funktion im Komponentenzertifikat nachgewiesen werden;

6325 3) dass vor einer automatischen Wiedereinschaltung eine kontinuierliche Überwachung der vorgenannten  
6326 Grenzwerte für Spannung und Frequenz mit einem parametrierbaren Zeitfenster von unverzüglich bis zu  
6327 30 min möglich ist. Der Nachweis ist bei einer Verzögerungszeit von 5 min zu führen und der mögliche  
6328 Einstellbereich zu dokumentieren. Wird diese Funktion nicht in der Erzeugungseinheit sondern im EZA-  
6329 Regler umgesetzt, muss diese Funktion im Komponentenzertifikat nachgewiesen werden.

### 6330 **11.2.14 Trennen der Erzeugungseinheit vom Netz bei Instabilität**

6331 Ein Nachweis ist nicht erforderlich.

## 6332 **11.3 Komponentenzertifikat**

### 6333 **11.3.1 Allgemeines**

6334 Für Zusatzkomponenten in der Erzeugungsanlage, die die geforderten elektrischen Eigenschaften maßgeblich  
6335 beeinflussen, ist durch eine akkreditierte Zertifizierungsstelle ein Komponentenzertifikat auszustellen, das die  
6336 Erfüllung der Anforderungen dieser VDE-Anwendungsregel an die elektrischen Eigenschaften und die  
6337 Validierung der geforderten Modelle bestätigt. Dies gilt insbesondere für

6338 – EZA-Regler;

6339 – aktive statische Kompensationseinrichtungen (FACTS, SVCs, Statcom).

6340 Wurde die Erfüllung der Anforderungen dieser VDE-Anwendungsregel für eine in einer Erzeugungseinheit  
6341 verbauten Zusatzkomponente, die die geforderten elektrischen Eigenschaften maßgeblich beeinflusst, nicht im  
6342 jeweiligen Einheitszertifikat bestätigt, ist durch eine akkreditierte Zertifizierungsstelle hierfür ein  
6343 Komponentenzertifikat auszustellen. Dies gilt insbesondere für

**E VDE-AR-N 4110:2024-11**

- 6344 – Spannungsregler der Erzeugungseinheiten Typ 1;
  - 6345 – Hilfsaggregate insbesondere für Erzeugungseinheiten Typ 1;
  - 6346 – Schutzrichtungen (z. B. zwischengelagerter Entkupplungsschutz).
- 6347 Für das Komponentenzertifikat ist als Deckblatt der Vordruck E. 14 zu verwenden.

6348 Das Komponentenzertifikat basiert auf einer Beschreibung der zu zertifizierenden Funktionen und deren  
6349 Nachweise. Die erfüllten Funktionen sind im Zertifikat aufzulisten, genau wie externe Schnittstellen und die  
6350 dazugehörigen Protokolle. Falls der Hersteller der Komponente Anforderungen an angeschlossene Bau-  
6351 gruppen hat, müssen diese exakt im Komponentenzertifikat dokumentiert sein.

6352 **11.3.2 EZA-Regler**

6353 **Umsetzung der Blindleistungsvorgaben**

6354 Die vier geforderten Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung müssen mit dem EZA-Regler umsetzbar sein.

- 6355 a) Blindleistungs-/Spannungskennlinie  $Q(U)$ ;
- 6356 b) Kennlinie Blindleistung als Funktion der Wirkleistung  $Q(P)$ ;
- 6357 c) Blindleistungsvorgabe mit Spannungsbegrenzungsfunktion;
- 6358 d) fester Verschiebungsfaktor  $\cos \varphi$ .

6359 Der Nachweis ist erfolgreich erbracht, wenn der EZA-Regler in der Vermessung gezeigt hat, dass eine  
6360 Einhaltung der Anforderungen nach 10.2.2.4 bezüglich Genauigkeit und Dynamik möglich ist. Der Nachweis  
6361 der Umschaltbarkeit zwischen den Regelmodi ist für die Umschaltung zwischen der Onlinesollwertvorgabe  
6362 „Blindleistungsvorgabe“ zur Kennlinie  $Q(U)$  oder  $Q(P)$  zu führen.

6363 **Umsetzung der Wirkleistungsvorgaben**

6364 Die Nachweise über die Wirkleistungsvorgabe umfassen:

- 6365 a) Wirkleistungsgradient für Netzsicherheitsmanagement und Sollwertvorgaben durch Dritte;
- 6366 b) Wirkleistungsgradient nach Spannungslosigkeit soweit im EZA Regler umgesetzt;
- 6367 c) Priorisierung der Netzbetreibervorgabe vor der Sollwertvorgabe durch Dritte;
- 6368 d)  $P_{AV,E}$  – Wirkleistungsregelung nach FNN-Hinweis (optional, wenn Komponente zur  
6369  $P_{AV,E}$  - Überwachung eingesetzt werden soll).

6370 Der Nachweis ist erfolgreich erbracht, wenn die Einhaltung der Anforderungen nach 10.2.4.1 und 10.2.4.2  
6371 sowie ggf. nach 10.4.3 bezüglich Funktionalität, Priorisierung, Genauigkeit und Dynamik durch den EZA-Regler  
6372 möglich ist. Die Rahmenbedingungen (z. B. bzgl. der Regelstrecke sowie der verwendeten Schnittstellen und  
6373 Protokolle) für die die Konformitätsaussage gilt, sind anzugeben.

6374 **Verhalten bei Kommunikationsstörungen**

6375 Weiterhin ist das Verhalten bei Kommunikationsstörungen (Fehler im Eingang und Fehler im Ausgang) und bei  
6376 Ausfall der Hilfsenergie des EZA-Reglers zu untersuchen. Der Nachweis ist erbracht, wenn die Anforderungen  
6377 nach 10.2.2.4 erfüllt werden.

6378 **EZA-Regler-Modelle**

6379 Im Komponentenzertifikat muss die Genauigkeit des EZA-Regler-Modells hinsichtlich der ausgegebenen  
6380 Blindleistungs- und Wirkleistungswerte angegeben werden.

6381 Das Modell muss rechnerlauffähig sein. Die Funktionen können in mehreren Modellen abgebildet werden.

6382 Das Modell muss die gleichen Ein- und Ausgangsgrößen beinhalten wie der abgebildete EZA-Regler.

6383 Mindestens die Wirk- und Blindleistungsregelung im Normalbetrieb muss im EZA-Regler-Modell abgebildet  
6384 werden.

### 6385 **Beschreibung EZA-Regler**

6386 Für einen EZA-Regler sind im Komponentenzertifikat folgende Daten aufzuführen:

#### 6387 a) Systemaufbau

- 6388 – Technische Beschreibung des EZA-Reglers;
- 6389 – Technische Daten des EZA-Reglers;
- 6390 – Anforderungen an Systemkomponenten zur Kompatibilität;
- 6391 – Bedien- und Anzeigeelemente;
- 6392 – Fernzugriff;
- 6393 – Beschreibung der zertifizierungsrelevanten Parameter.

#### 6394 b) Schnittstellen (Sollwertvorgaben/Rückgabewerte)

- 6395 – Vorgabeschnittstellen Sollwert;
- 6396 – Ausgabeschnittstellen Stellglied;
- 6397 – Eingabeschnittstelle Messglied;
- 6398 – Ausgabeschnittstelle für Rückmeldungen;
- 6399 – Sonstiges.

#### 6400 c) Regelung/Steuerung der EZA

##### 6401 – Wirkleistungsmanagement

- 6402 • Wirkleistungsreduzierung durch Sollwertvorgabe;
- 6403 • Verriegelung der Wiederzuschaltung;
- 6404 • Möglichkeiten des EZA-Reglers zur Umsetzung der Priorisierungsvorgaben auf
- 6405 Anlagenebene gemäß Abschnitt 8.1 inklusive der Wirkleistungsanpassung in
- 6406 Abhängigkeit der Netzfrequenz;
- 6407 • Sonstige.

##### 6408 – Blindleistungsmanagement

- 6409 • Blindleistungs-/Spannungskennlinie  $Q(U)$ ;
- 6410 • Kennlinie Blindleistung als Funktion der Wirkleistung  $Q(P)$ ;
- 6411 • Blindleistungsvorgabe mit Spannungsbegrenzungsfunktion;
- 6412 • fester Verschiebungsfaktor  $\cos \varphi (P)$ ;
- 6413 • Einbindung/Ansteuerung externer Komponenten, wie z. B. Kompensationsanlagen;
- 6414 • Sonstige Funktionen.

##### 6415 – Weitere mögliche Funktionen des EZA-Reglers

#### 6416 d) Kennwerte und sonstige Eigenschaften

- 6417 – Zulässige Totzeit;
- 6418 – Verhalten bei Kommunikationsstörungen.

### 6419 **11.3.3 Aktive statische Kompensationsanlagen**

6420 Der Nachweis erfolgt sinngemäß nach 11.2.2 und 11.2.4. Hierbei entfallen die Anforderungen an die Wirk-  
6421 leistungseinspeisung bzw. in Abhängigkeit der Wirkleistung. Die Begrifflichkeit der Erzeugungseinheit wird  
6422 durch die der Kompensationsanlage ersetzt. Der Nachweis der O-/UVRT-Robustheit nach 11.2.6 erfolgt nur  
6423 bei Einfluss der Komponente auf das FRT-Verhalten. Für die Anforderungen aus dem quasistationären Betrieb  
6424 reichen Herstellererklärungen aus, wenn keine Tests verfügbar sind.

**E VDE-AR-N 4110:2024-11**

6425 Die Schnittstellen zur Ansteuerung der Kompensationsanlage sind anzugeben.

6426 Sofern die Kompensationsanlage keinen Einfluss auf die kontinuierliche Spannungsregelung und die O-/UVRT-  
6427 Robustheit der Erzeugungsanlage hat, ist ein dynamisches Modell nicht erforderlich. In diesem Fall ist nur ein  
6428 Modell für den quasistationären Betrieb zu erstellen.

6429 Die validierten Ergebnisse aus der Vermessung (Verifizierung der Herstellerangaben) einer Kompensations-  
6430 anlage können im Bereich 100 kvar bis 10 Mvar auf andere Kompensationsanlagen übertragen werden, wenn  
6431 die Ausführung und die für die elektrischen Eigenschaften maßgebende Regelungstechnik einschließlich der  
6432 eingesetzten Software und das Konzept in diesen Kompensationsanlagen technisch gleichwertig sind.

6433 **11.3.4 Spannungsregler inkl. des Erregersystems einer Typ-1-Erzeugungseinheit**

6434 Der Spannungsregler muss zusammen mit dem Erregersystem und dem Messsystem für Typ-1-Erzeugungseinheiten  
6435 oder mit einem geeigneten Generatormodell in einer Echtzeitsimulationsumgebung und gleichem  
6436 Messsystem für die Eingangsgrößen des Reglers (z. B. Strom- und Spannungsgröße der Generatorklemmen)  
6437 getestet werden. Ebenfalls ist ein validiertes Modell des Spannungsreglers einschließlich Erregersystem  
6438 erforderlich. Das Modell des Spannungsreglers muss Begrenzungen von Messwerten, interner Größen,  
6439 Ausgangswerten und Strukturumschaltungen, soweit vorhanden, richtig wiedergeben. Ist kein separates  
6440 dynamisches Modell des Spannungsreglers verfügbar, kann dieser auch als Teil des dynamischen Modells der  
6441 getesteten Erzeugungseinheit an die Zertifizierungsstelle übergeben werden. Es muss ersichtlich sein, welcher  
6442 Teil des Modells den Spannungsregler simuliert. Die Anwendbarkeit des Spannungsreglers in Kombination mit  
6443 weiteren Erregermaschinen ist im Komponentenzertifikat ausweisen. Änderungen an der Regelungssoftware  
6444 mit relevanten Auswirkungen auf die zertifizierten elektrischen Eigenschaften erfordern eine neue  
6445 Zertifizierung.

6446 **Prüfung der technischen Dokumentation**

6447 Es ist zu prüfen, dass die Einstellwerte definiert nachvollzogen werden können.

6448 Zudem ist zu prüfen, dass alle drei Außenleiterspannungen berücksichtigt sind.

6449 Da das Verhalten des Spannungsreglers der Erzeugungseinheit von Typ 1 modellierbar und die Einstellwerte  
6450 eindeutig einstellbar sein müssen, ist zu prüfen, dass der Spannungsregler digital ausgeführt ist.

6451 Es ist zu prüfen, dass alle für die Spannungsregelung erforderlichen Funktionen als integrale Bestandteile des  
6452 Spannungsreglers ausgeführt sind. Externe Zusatzschaltungen sind nicht zulässig.

6453 Es ist zu prüfen, dass die Regelungssoftware (hierzu gehören auch die Erfassung und die Auswertung von  
6454 Messwerten, die in die Regelungssoftware eingreifen, beispielsweise zum Umschalten von Reglerstrukturen)  
6455 softwaretechnisch von der Bediensoftware und den Parametersätzen getrennt ist. Softwareanpassungen und  
6456 Weiterentwicklungen der Regelungssoftware müssen an der Versionsnummer eindeutig erkennbar sein.

6457 Falls eine Strukturumschaltung im Spannungsregler stattfindet ist zu prüfen, dass mindestens die folgenden  
6458 Betriebsweisen abgedeckt werden:

- 6459 a) Blindleistungsregelung (Normalbetrieb);
- 6460 b) Spannungsregelung (FRT).

6461 **Prüfung der Testergebnisse**

6462 Der Spannungsregler darf den Erregerstrom während eines Netzfehlers verändern (zusätzlicher Erregerstrom),  
6463 um den Polradwinkel zu reduzieren und damit die Stabilität der Erzeugungseinheit zu verbessern. Hierfür ist  
6464 mindestens ein Aggregat mit dem entsprechenden Spannungsregler nach 11.2.6.1 zu vermessen.

6465 Bei der Umschaltung zwischen den Betriebsweisen a) und b) müssen die Anforderungen aus dem 10.2.3.  
6466 bezüglich Spannung, Stabilität und Zeiten eingehalten werden. Während der FRT-Tests müssen die  
6467 Anforderungen nach 11.2.6.1 eingehalten werden.

6468

6469 **Modellvalidierung**

6470 Für die Erstellung eines Komponentenzertifikates eines Spannungsreglers von Typ-1-Anlagen ist die  
6471 Validierung des Modells mittels FRT-Tests an einer Erzeugungseinheit mit einer Leistung von mindestens  
6472 500 kVA vorgeschrieben. Erfolgt die Validierung mit einer kleineren Leistung, beschränkt sich der Einsatz des  
6473 Spannungsreglers in Erzeugungseinheiten auf maximal diese geprüfte Leistung.

6474 Das Modell der Erregereinrichtung hat insbesondere die Zeitkonstanten sowie Begrenzungen der Erreger-  
6475 einrichtungen realistisch darzustellen.

6476 Eine erfolgreiche Modellvalidierung für den Spannungsregler mit dem getesteten Generatortyp oder einem  
6477 geeigneten Generatormodell in einer Echtzeitsimulationsumgebung und gleichem Messsystem für die  
6478 Eingangsgrößen des Reglers (z. B. Strom- und Spannungsgröße der Generatorklemmen) ist gegeben, wenn  
6479 die Ergebnisse aus den Simulationen mit den Testergebnissen vergleichbar sind.

6480 ANMERKUNG Im Einheitenzertifikat muss das validierte und zertifizierte Modell des Spannungsreglers inklusive der  
6481 einzusetzenden Generatortypen auf Stabilität geprüft werden.

6482 **Im Komponentenzertifikat sind mindestens die folgenden Punkte auszuweisen:**

6483 a) Systemaufbau

6484 – technische Beschreibung;

6485 – technische Daten;

6486 – Auflistung der Anwendbarkeit des Spannungsreglers in Kombination mit weiteren Erreger-  
6487 maschinen/Generatorsystemen;

6488 – Bedien- und Anzeigeelemente;

6489 – Beschreibung der zertifizierungsrelevanten Parameter und Einstellbereiche, z. B. Einstellbereich der  
6490 Limiter (über- und untererregt).

6491 b) Schnittstellen (Sollwertvorgaben/Rückgabewerte/Messwerte)

6492 – Vorgabeschnittstellen Sollwert (z. B. Leistungswerte von der übergeordneten Steuerung);

6493 – Ausgabeschnittstellen Stellglied (z. B. Erregerstrom);

6494 – Eingabeschnittstelle Messglied (z. B. Strom und Spannung der Generatorklemmen);

6495 – Sonstiges.

6496 c) Regelung/Steuerung des Generators

6497 – Blindleistungsmanagement, soweit zutreffend

6498 • Blindleistungs-/Spannungskennlinie  $Q(U)$ ;

6499 • Kennlinie Blindleistung als Funktion der Wirkleistung  $Q(P)$ ;

6500 • Blindleistungsvorgabe mit Spannungsbegrenzungsfunktion;

6501 • fester Verschiebungsfaktor  $\cos \varphi$ ;

6502 • sonstige Funktionen.

6503 – Weitere mögliche Funktionen des Spannungsreglers;

6504 d) Kennwerte und sonstige Eigenschaften (sofern vorhanden)

6505 – zulässige Totzeit;

6506 – Verhalten bei Kommunikationsstörungen;

6507 – Beschreibung der Strukturumschaltung (z. B.: Schwellen, Trigger, delta Schwelle, ...);

6508 – Totzeiten bei einer Umschaltung von einem in den anderen Regelungsbetrieb;

6509 – soweit vorhanden Beschreibung des Generatorschutzes.

6510 e) Dokumentation zur Nutzung des Modells durch einen sachkundigen Anwender.

6511 **11.3.5 Anforderungen an Hilfsaggregate bei Typ-1-Erzeugungseinheiten**

6512 Für den Nachweis der FRT-Fähigkeit der Hilfsaggregate, die nicht Bestandteil eines Einheitenzertifikates,  
6513 jedoch relevant für die O-/UVRT-Robustheit sind, müssen alle Prüfungen nach 11.2.6 erfolgreich durchgeführt  
6514 werden. Alternativ ist kurzzeitiges Abschalten der Versorgungsspannung (Zeiten nach FRT-Grenzkurve des  
6515 Bild 15, Spannungslosigkeit von maximal 1,5 s) für den Nachweis zulässig. Hierbei ist zu unterscheiden, an  
6516 welchen Erzeugungseinheitentyp die Hilfsaggregate verbaut werden. Ein Modell ist nicht notwendig.

6517 **11.3.6 Modelle**

6518 Für die Anforderungen an rechnerlauffähige Modelle für Komponenten gelten, zusätzlich zu den Anforderungen  
6519 in diesem Abschnitt, sinngemäß die Anforderungen aus 11.2.7.

6520 **11.4 Anlagenzertifikat**

6521 **11.4.1 Allgemeines**

6522 Durch den Anschlussnehmer ist beim Netzbetreiber ein Anlagenzertifikat einzureichen. Hierin bestätigt die  
6523 Zertifizierungsstelle auf Basis von Einheiten- und Komponentenzertifikaten und weiterführender Planungs-  
6524 unterlagen, dass die elektrischen Eigenschaften der Erzeugungsanlage in der Gesamtheit aller am Netz-  
6525 anschlusspunkt angeschlossenen Erzeugungseinheiten, Zusatzkomponenten und sonstiger elektrischer  
6526 Betriebsmittel (z. B. Netzanschlussleitungen zum Netzanschlusspunkt, Schutz, ...) die Anforderungen dieser  
6527 VDE-Anwendungsregel- und die technischen Vorschriften des Netzbetreibers unter Berücksichtigung der  
6528 projektspezifischen Vorgaben des Netzbetreibers im zu bewertenden Planungsstand vollumfänglich erfüllen.  
6529 Für das Anlagenzertifikat ist als Deckblatt der Vordruck E.15 zu verwenden.

6530 Bei Erweiterungen eines bestehenden Netzanschlusses sind die bereits vorhandenen Erzeugungseinheiten  
6531 und Zusatzkomponenten mit Dokumentationsstand zum Zeitpunkt ihrer Inbetriebsetzung (sofern keine  
6532 weiteren Unterlagen vorliegen) in die Anlagenzertifizierung einzubeziehen, unabhängig von den Eigentums-  
6533 verhältnissen innerhalb der Erzeugungsanlage.

6534 Änderungen an bestehenden Erzeugungsanlagen, die wesentliche Auswirkungen auf das elektrische  
6535 Verhalten der Erzeugungsanlage am Netzanschlusspunkt haben, erfordern ein neues Anlagenzertifikat.  
6536 Wesentliche Auswirkungen haben unter anderem:

- 6537 – Erhöhung der installierten Wirkleistung bzw. Veränderung des Stellbereiches für die Blindleistungs-  
6538 bereitstellung.
- 6539 – Umbau oder Modernisierung im Umfang  $\geq 50 \% \sum P_{Amax}$ .
- 6540 – Austausch von bzw. Änderungen an Erzeugungseinheiten bzw. der in 11.3 aufgeführten Komponenten,  
6541 sofern diese nicht typgleich sind und die gleichen Einheiten-/Komponentenzertifikate aufweisen.
- 6542 – Softwareänderungen, die ein neues Einheitenzertifikat erforderlich machen (eine Beurteilung, ob das neue  
6543 Einheitenzertifikat ein neues Anlagenzertifikat erfordert, hat durch einen Anlagenzertifizierer zu erfolgen).
- 6544 – Änderungen der elektrischen Infrastruktur (wie z. B. Netztransformatoren oder Kabelverbindungen). Die  
6545 Beurteilung dieser Änderungen liegt in der Verantwortung des Anschlussnehmers.

6546 Die Erstellung des neuen Anlagenzertifikates erfolgt sowohl für die Wirkleistungserhöhung, als auch für die  
6547 umgebaute oder modernisierte Leistung (im Falle des zweiten Anstriches) anteilig auf Basis der Anforderungen  
6548 zum Zeitpunkt der Wirkleistungserhöhung/Umbau/Modernisierung. In den anderen Fällen ist in dem neuen  
6549 Anlagenzertifikat die weitere Einhaltung der Anforderungen aus dem zuletzt erstellten Anlagenzertifikat zu  
6550 bewerten.

6551 Erfolgt eine Leistungserhöhung von  $\leq 5 \% P_{Amax}$  gegenüber der bisher im Anlagenzertifikat ausgewiesenen  
6552 installierten Wirkleistung  $P_{Amax}$ , ist kein neues Anlagenzertifikat erforderlich. Für einen Zubau gilt diese  
6553 Ausnahmeregelung von  $\leq 5 \% P_{Amax}$  nur bis maximal 500 kW gegenüber der bisher im Anlagenzertifikat  
6554 ausgewiesenen installierten Wirkleistung  $P_{Amax}$ .

6555 Der Anmelde- und Anschlussbewertungsprozess erfolgt aber standardmäßig nach Abschnitt 4. Hinsichtlich des  
6556 Nachweises der elektrischen Eigenschaften sind für die Erzeugungseinheiten, die zu der Leistungserhöhung  
6557 beitragen, Einheitenzertifikate nach dieser Anwendungsregel erforderlich. Außerdem sind das  
6558 Inbetriebsetzungsprotokoll E.10 und die aktualisierte Inbetriebsetzungserklärung E.11 beim Netzbetreiber als  
6559 Nachweisdokumente einzureichen.

6560 Der Netzbetreiber stellt zur Erarbeitung des Anlagenzertifikates die im Netzbetreiber-Abfragebogen (siehe  
6561 Vordruck E.9) aufgeführten Daten zur Verfügung. Individualabreden mit dem Netzbetreiber sind im Rahmen  
6562 der Erstellung des Anlagenzertifikates zu berücksichtigen.

6563 Für alle Typen von Erzeugungseinheiten der Erzeugungsanlage sind die Einheitenzertifikate zu prüfen, ob für  
6564 die Erfüllung von Anforderungen aus dieser VDE-Anwendungsregel Zusatzkomponenten erforderlich sind und  
6565 wenn ja, wie diese in der zu bewertenden Erzeugungsanlage realisiert werden. Für welche Zusatzkomponenten  
6566 Komponentenzertifikate erforderlich sind, ist in 11.3 beschrieben.

6567 Bei netzbildenden Anlagen, die sich an der marktlichen Beschaffung von Momentanreserve beteiligen, sind die  
6568 Besonderheiten bei der Nachweisführung nach FNN Hinweis „Technische Anforderungen an Netzbildende  
6569 Eigenschaften inklusive der Bereitstellung von Momentanreserve“ [30] zu beachten.

#### 6570 **11.4.2 Vom Anschlussnehmer zur Erstellung des Anlagenzertifikates bereitzustellende Unterlagen**

6571 Der Anschlussnehmer ist dafür zuständig, dass der Zertifizierungsstelle zur Erarbeitung des Anlagen-  
6572 zertifikates die Einheiten- und Komponentenzertifikate (inkl. validierter Modelle) und folgende weitere Unter-  
6573 lagen, die in Tabelle 37 aufgeführt sind, zur Verfügung gestellt werden.

6574

**Tabelle 37 - Vom Anschlussnehmer bereitzustellende Unterlagen zur Erarbeitung des Anlagenzertifikates**

Nr.	Unterlage	Einschränkung
1.	Datenblatt mit den technischen Daten der Erzeugungsanlage (siehe E.1 und E.8)	
2.	Netzurückwirkungen der Verbrauchsg�er�te (siehe E.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.	Deckblätter der Einheitenzertifikate bzw. die Prototypenbest�tigungen, sowie – falls erforderlich – Deckblätter von Komponentenzertifikaten.	
4.	Einphasiger Übersichtsschaltplan der Erzeugungsanlage einschließlich Netzanschlusspunkt, Eigentumsgrenze, Transformatoren, Mess-, Schutz- und Steuer-/Regelungseinrichtungen, Darstellung der Leitungsverbindungen, Angaben von Kabeltypen, -längen und -querschnitten und Angabe der technischen Kennwerte der Schaltanlagen.	
5.	Regelungskonzept inklusive Kommunikationsplan zum Nachweis von 11.4.11, 11.4.13 und 11.4.14 sowie Daten der Wandler für die Parkregelung (Nennströme/-spannungen, Genauigkeitsklassen, �berstromf�higkeit, B�rde).  Bei Mischanlagen und Wirkleistungsvorgabe durch Dritte sind weitere Unterlagen zur zusätzlichen Bewertung der Anforderungen in 11.4.14 bereitzustellen.	
6.	Schutzkonzept zum Nachweis von 11.4.17. Hierzu gehört eine Darstellung, in der die Messgr�oen für die Schutzeinrichtungen erfasst werden und auf welche Schaltgeräte die Schutzeinrichtungen wirken, Daten der Hilfsenergiequelle, Daten des Leistungsschalters am Netzanschlusspunkt, Daten der Schutzwandler (Nennströme/-spannungen, Genauigkeitsklassen, �berstromf�higkeit, thermische Bemessungs-Kurzzeitstromst�rke, B�rde).	
7.	Angabe der geplanten Stufenstellerposition der Maschinentransformatoren (falls die Angabe nicht bereits in 1. oder 4. enthalten ist).	
8.	Technische Daten der Bestands-Erzeugungseinheiten (inkl. relevanter Parametrierungen z. B. für Blindleistungsverhalten, FRT-Verhalten und Schutz) und deren Maschinentransformatoren (inkl. Angabe der Stufenstellerposition), sowie Informationen zu den spezifischen Anforderungen an die Blindleistungsbereitstellung (z. B. Netzanschlussvertrag).  Die Bestandsanlagen sind in dem einphasigen Übersichtsschaltplan (siehe 4. dieser Tabelle) darzustellen.	Bei Bestandsanlagen
9.	Lageplan inkl. Koordinaten der Erzeugungseinheiten.	

6577

6578 Die nachfolgenden Abschnitte sind im Anlagenzertifikat A (Standard Anlagenzertifikat) und im Anlagenzertifikat  
6579 C (Anlagenzertifikat im Einzelnachweisverfahren) auszuweisen und zu bewerten.

6580 Anforderungen an das Anlagenzertifikat B (vereinfachtes Anlagenzertifikat für Erzeugungsanlagen mit  
6581  $P_{Amax} \leq 950$  kW) sind in 11.4.24 zu finden.

6582 **11.4.3 Einspeiseleistung**

6583 Im Anlagenzertifikat ist die maximale Wirkleistungsabgabe  $P_{600}$  aufzuführen. Sofern im Einheitenzertifikat eine  
6584 Abhängigkeit der maximalen Wirkleistungsabgabe von den Umgebungsbedingungen (z. B. Temperatur,  
6585 Luftdruck) ausgewiesen ist, ist diese darzustellen.

6586 Die Dimensionierung der Erzeugungsanlage hinsichtlich der geforderten Blindleistungs-Bereitstellung am  
6587 Netzanschlusspunkt liegt in der Verantwortung des Anschlussnehmers. In den in Bild 5 und in Bild 6 ent-  
6588 sprechend gekennzeichneten Flächen darf der Anlagenbetreiber die Wirkleistung zugunsten der Erfüllung der  
6589 Blindleistungsanforderung reduzieren. Dies entspricht einer temporären Reduzierung der Wirkleistung.

6590 Im Falle einer dauerhaften Begrenzung der maximalen Wirkleistung der Erzeugungsanlage gilt der FNN-  
6591 Hinweis „ $P_{AV,E}$  – Überwachung bei Anschlüssen am Mittel- & Hochspannungsnetz“ [31].

6592 Bei einer Wirkleistungsbegrenzung über den EZA-Regler ist diese im Anlagenzertifikat auszuweisen.

6593 Die sich nach der Auslegung der Erzeugungsanlage dann ergebende Wirk-, Blind- und Scheinleistung sind als  
6594 10-Minuten-Mittelwerte auszuweisen

6595 – und mit den, dem Netzbetreiber bekanntgegebenen Werten von  $P_{inst}$ ,  $P_{Emax}$  und den mit dem Netzbetreiber  
6596 vereinbarten Werten der Anschlusswirkleistung  $P_{AV,E}$  und der Anschlussscheinleistung  $S_{AV,E}$  bzw. bei  
6597 Speichern zusätzlich  $P_{AV,B}$  und  $S_{AV,B}$  zu vergleichen und zu bewerten

6598 – und Grundlage der weiteren Berechnungen im Anlagenzertifikat.

6599 Weiterhin ist bei Typ-1-Anlagen und bei Typ-2-Anlagen (soweit diese über eine technische Mindestleistung  
6600 verfügen), die technische Mindestleistung anzugeben.

#### 6601 **11.4.4 Bemessung der Betriebsmittel**

6602 Die Kurzschlussfestigkeit, die Dauerstrombelastbarkeit und das Schaltvermögen der Hauptkomponenten der  
6603 Kundenanlage sind auszuweisen und zu bewerten.

6604 Der Nachweis über die Dauerstrombelastbarkeit ist bei 90 %  $U_c$  am Netzanschlusspunkt mit der vom Netz-  
6605 betreiber vorgegebenen maximalen Blindleistung der Erzeugungsanlage durchzuführen.

6606 Die maximalen Wirkleistungsverluste im Betriebszustand 100 %  $U_c$  am Netzanschlusspunkt sind bei der  
6607 maximalen Scheinleistung der Erzeugungsanlage  $S_{Amax}$  und Betrieb mit der vom Netzbetreiber vorgegebenen  
6608 maximalen Blindleistung auszuweisen.

#### 6609 **11.4.5 Spannungsänderung am Netzanschlusspunkt**

6610 Der Nachweis über die Einhaltung der Spannungsänderungen am Netzanschlusspunkt durch den Betrieb der  
6611 betrachteten Erzeugungsanlage erfolgt mit Lastflussberechnungen, auf Basis der Annahmen nach 5.3 und  
6612 unter Berücksichtigung der vom Netzbetreiber vorgegebenen maximalen untererregten und übererregten  
6613 Blindleistung. Die ermittelten Spannungsänderungen sind auszuweisen.

6614 ANMERKUNG Eine Gesamtbetrachtung über die Wirkung aller Erzeugungsanlagen am Netzanschlusspunkt, also die  
6615 Wirkung der betrachteten Erzeugungsanlage und der weiteren auf den Netzanschlusspunkt wirkenden Erzeugungs-  
6616 anlagen, kann nur der Netzbetreiber vornehmen und erfolgt außerhalb der Anlagenzertifizierung.

#### 6617 **11.4.6 Erforderliche Netzkurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt von Typ-1-Anlagen**

6618 Wenn das Anlagenzertifikat für eine Typ-1-Anlage oder für eine Erzeugungsanlage mit Typ-1- und Typ-2-  
6619 Erzeugungseinheiten zu erstellen ist, ist die Einhaltung der Mindest-Kurzschlussleistungs-Bedingung am  
6620 Netzanschlusspunkt nach 5.3 auszuweisen und zu bewerten.

6621 ANMERKUNG Eine Gesamtbetrachtung über die Einhaltung der Mindestkurzschlussleistungs-Bedingung am Netz-  
6622 anschlusspunkt und an der Mittelspannungs-Sammelschiene des einspeisenden Verteilerttransformators bei Vorhanden-  
6623 sein mehrerer Typ-1-Anlagen in diesem Mittelspannungsnetz kann nur der Netzbetreiber vornehmen und erfolgt außerhalb  
6624 der Anlagenzertifizierung.

#### 6625 **11.4.7 Netzurückwirkungen**

##### 6626 **11.4.7.1 Allgemeines**

6627 Die nach 5.4 festgelegten Grenzwerte für Netzurückwirkungen sind im Anlagenzertifikat auszuweisen und die  
6628 Einhaltung durch die Erzeugungsanlage ist zu bewerten.

## E VDE-AR-N 4110:2024-11

### 6629 **11.4.7.2 Schnelle Spannungsänderungen**

#### 6630 **Erzeugungseinheiten**

6631 Der Nachweis und die Bewertung der Einhaltung der Spannungsänderung für die Zu- und Abschaltungen der  
6632 einzelnen Erzeugungseinheiten (im ungestörten Betrieb) erfolgt über Näherungsrechnungen. Es ist dabei jeder  
6633 Erzeugungseinheitentyp zu berücksichtigen.

6634 Bei einer Erweiterung der Erzeugungsanlage sind nur die neu anzuschließenden Erzeugungseinheitentypen  
6635 zu berücksichtigen.

6636 Die Berechnung der Spannungsänderung erfolgt nach B.9.3, Gleichung B.15, und ist nach Tabelle 2 zu  
6637 bewerten.

6638 Des Weiteren sind die Spannungsänderungen beim betriebsbedingten Einschalten der Maschinentrans-  
6639 formatoren (z. B. für Wartungsarbeiten, tägliches Schalten, um Transformatorverluste oder Blindmehrarbeit zu  
6640 verringern, Regelmarktteilnahme) unter Berücksichtigung der geplanten Häufigkeit des Einschaltens nach  
6641 B.9.2, Gleichung B.14, zu bewerten. Darüber hinaus ist im Anlagenzertifikat das Konzept zur Begrenzung der  
6642 betriebsbedingten Transformator-Einschaltvorgänge darzustellen und zu bewerten.

6643 Sofern die Berechnungen zeigen, dass die Maschinentransformatorleistung generell nicht betriebsbedingt  
6644 geschaltet werden darf (z. B. bei einer Netzkurzschlussleistung von 80 MVA und einer Maschinentrans-  
6645 formatorleistung größer 2 MVA), ist das Konzept mit dem Netzbetreiber abzustimmen.

6646 Grundsätzlich können neben einem zeitlichen Versatz der Einschaltvorgänge auch technische Möglichkeiten  
6647 zur Begrenzung des Rush-Effektes zum Einsatz kommen.

#### 6648 **Erzeugungsanlage**

6649 Ergibt die Bewertung der schnellen Spannungsänderungen durch Schaltung aller Erzeugungseinheiten unter  
6650 Berücksichtigung der Häufigkeit ihres Auftretens einen Wert, der größer als die dazugehörige zulässige  
6651 Spannungsänderung nach 5.4.2 ist, so ist der erforderliche zeitliche Mindestabstand der Zu- und  
6652 Abschaltungen der einzelnen Erzeugungseinheiten oder von Gruppen von Erzeugungseinheiten zu ermitteln  
6653 und ein Konzept zu dessen technischer Umsetzung auszuweisen.

6654 Die gleiche Betrachtung ist für die Spannungsänderung beim Einschalten aller Maschinentransformatoren und  
6655 ggf. vorhandener kundeneigener Netztransformatoren am Netzanschlusspunkt durchzuführen.

#### 6656 **Abschaltung aller Erzeugungsanlagen in einem Schutzabschnitt des Netzbetreibers**

6657 Der Nachweis über die Einhaltung der Spannungsänderung bei Abschaltung aller Erzeugungsanlagen in einem  
6658 Schutzabschnitt des Netzbetreibers erfolgt über Lastflussberechnungen und deren Bewertung. Für die  
6659 Abschaltung der Erzeugungsanlagen errechnet sich die entstehende Spannungsänderung, bezogen auf die  
6660 Nennspannung, als Differenz der Spannungen am Netzverknüpfungspunkt mit und ohne Einspeisung bei  
6661 vorgegebenem Blindleistungsverhalten der Erzeugungsanlagen. Die Spannungsregelung der Verteilertrans-  
6662 formatoren bleibt ohne Berücksichtigung.

6663 ANMERKUNG Diese Gesamtbetrachtung über die Wirkung aller Erzeugungsanlagen in einem Schutzabschnitt des  
6664 Netzbetreibers kann nur der Netzbetreiber vornehmen und erfolgt außerhalb der Anlagenzertifizierung.

### 6665 **11.4.7.3 Flicker**

6666 Der Nachweis über die Einhaltung der zulässigen Flickerstärken bei Schaltheandlungen und im Dauerbetrieb  
6667 erfolgt über Näherungsrechnungen und deren Bewertung nach 5.4.3 und B.9.4 bis B.9.7.

6668 **11.4.7.4 Oberschwingungen und Zwischenharmonische und Supraharmonische**

6669 Der Nachweis über die Einhaltung der Grenzwerte bezüglich der Oberschwingungen erfolgt über die  
6670 Darstellung und Bewertung der zulässigen und erreichten Oberschwingungsströme. Dabei sind die  
6671 ungünstigsten Betriebspunkte der Wirkleistungserzeugung zu berücksichtigen.

6672 Die von der Erzeugungsanlage erzeugten Oberschwingungsströme, Zwischenharmonischen und die  
6673 supraharmonischen Stromanteile errechnen sich aus den Angaben des Prüfberichtes Netzverträglichkeit des  
6674 Einheitenzertifikates und den Gleichungen B.20 bis B.22 bei mehreren Erzeugungseinheiten mit  
6675 entsprechender Taktfrequenz.

6676 Oberschwingungsströme, die getrieben durch eine verzerrte Netzspannung in die Erzeugungsanlage fließen  
6677 (z. B. in Filterkreise) und die Netzspannung verbessern, werden nicht der Erzeugungsanlage zugerechnet.

6678 Die für die Erzeugungsanlage zulässigen Oberschwingungsströme, Zwischenharmonische und die hoch-  
6679 frequenten Stromanteile errechnen sich nach 5.4.4. Die Hinweise nach B.9.8 sind zu beachten.

6680 Erzeugte und zulässige Oberschwingungsströme, Zwischenharmonische und supraharmonische Stromanteile  
6681 sind auszuweisen, zu vergleichen und zu bewerten.

6682 Bei der folgenden Ausnahmeregelung darf der Netzbetreiber nach Abschnitt 5, Erzeugungsanlagen, die  
6683 unzulässig hohe Netzurückwirkungen auf das Netz des Netzbetreibers verursachen, vom Netz zu trennen.

6684 Bei Überschreitung der zulässigen Grenzwerte kann ein Anlagenzertifikat auch unter dem Vorbehalt eines  
6685 zusätzlichen messtechnischen Konformitätsnachweises der Erzeugungsanlage ausgestellt werden. In diesem  
6686 Fall muss innerhalb von 6 Monaten nach der Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage durch eine vom  
6687 Anlagenbetreiber veranlasste und von der Zertifizierungsstelle bewertete Oberschwingungsmessung  
6688 nachgewiesen werden, dass alle nach 5.4.4 aufgeführten zulässigen Grenzwerte der Erzeugungsanlage  
6689 eingehalten werden. Falls dieser Nachweis erbracht ist, wird dies im Rahmen einer Ergänzung der  
6690 Konformitätserklärung der Erzeugungsanlage bestätigt. Die Messungen sind nach der FGW TR 3 in  
6691 Verbindung mit der Norm DIN EN 61000-4-7 (VDE 0847-4-7) durchzuführen, wobei die dort beschriebenen  
6692 Gruppierungsverfahren zu verwenden sind:

- 6693 – bei Oberschwingungen: Effektivwerte von Oberschwingungs-Untergruppen;
- 6694 – bei Zwischenharmonischen: Effektivwerte von zentrierten zwischenharmonischen Untergruppen;
- 6695 – bei Frequenzen zwischen 2 kHz und 9 kHz: 200-Hz-Bänder

6696 Sollten bei der Oberschwingungsmessung zulässige Grenzwerte nach 5.4.4 überschritten werden, ist die  
6697 Bewertung auf die durch die Erzeugungsanlage erzeugten Oberschwingungsspannungen zu erweitern.  
6698 Folgende Gleichung ist zur Ermittlung der zulässigen Oberschwingungsspannungen der Erzeugungsanlage  
6699 anzuwenden:

6700

$$u_{v\ zul} = v \cdot \frac{P_v}{1000} \cdot \frac{1}{\sqrt{k_B + k_E + k_S}} \cdot \sqrt{\frac{S_A}{S_{kV}}} \cdot 100[\% U_C] \quad (21)$$

6701

6702 Hinsichtlich Zwischenharmonischen und Supraharmonischen sind die Spannungs-Grenzwerte nach Tabelle 38  
6703 von der Erzeugungsanlage einzuhalten.

6704

**Tabelle 38 - Spannungsgrenzwerte für Erzeugungsanlagen hinsichtlich Zwischen- und Supraharmonischer**

Zwischenharmonische $\mu$	$u_{\mu\text{zul}}$
1 bis 30	0,14 %
31 bis 39	0,21 %
1 bis 39 <sup>1)</sup>	0,1 %
Supraharmonische	$U_{\text{bzul}}$
für jedes 200-Hz-Band mit $b$ in kHz	$u_b = 1,015 * b^{(-0,52)}$
1) Gilt für Zwischenharmonische bei bzw. in der Nähe der Rundsteuerfrequenz (vergleiche dazu auch Abschnitt 5.4.7)	

6705  
6706

6707 Werden auch dabei zulässige Grenzwerte verletzt und sind die Grenzwertüberschreitungen der Erzeugungs-  
6708 anlage zuzuordnen, müssen im Laufe eines Jahres, nachdem die Messung und die Bewertung ein negatives  
6709 Ergebnis gebracht hat, eine Nachbesserung sowie erneute Messung und Bewertung durch die  
6710 Zertifizierungsstelle erfolgen. Werden die Oberschwingungsgrenzwerte immer noch nicht eingehalten,  
6711 entscheidet der Netzbetreiber über das weitere Vorgehen.

6712 Die Nachvermessung erfolgt nach den oben genannten Messverfahren. Bei einem Grenzwert nach 5.4.4 von  
6713  $\leq 0,1$  % des Effektivwertes des Stromes der vereinbarten Anschlusscheinleistung der Erzeugungsanlage wird  
6714 zur Berücksichtigung von Messfehlern ein Grenzwert von 0,1 % des Effektivwertes des Stromes der  
6715 vereinbarten Anschlusscheinleistung der Erzeugungsanlage für die Bewertung herangezogen.

6716 In Abstimmung mit dem Netzbetreiber können die oben genannten zeitlichen Fristen für die Ober-  
6717 schwingungsmessung bzw. für die Nachbesserung und Nachvermessung verlängert werden (z. B. wenn der  
6718 Inbetriebsetzungsprozess einer Erzeugungsanlage in mehreren Bauabschnitten über mehrere Monate erfolgt  
6719 oder die Einspeiseleistung, meteorologisch bedingt, noch nicht den notwendigen Leistungsbereich erreicht  
6720 hat).

6721 **11.4.7.5 Kommutierungseinbrüche**

6722 Der Nachweis ist nur für Umrichter mit Thyristoren erforderlich, die den aus dem Netz kommenden Kurz-  
6723 schlussstrom zur Kommutierung der Thyristoren verwenden (netzgeführte Umrichter mit Gleichstrom-  
6724 zwischenkreis).

6725 Für die Berechnung der Tiefe der zu erwartenden Kommutierungseinbrüche ist durch den Betreiber der  
6726 Erzeugungsanlage bzw. der Hersteller des Umrichters auszuweisen, welche Kurzschlussspannung der  
6727 Kommutierungsreaktanz ( $U_{k, \text{kom}}$ ) geplant ist.

6728 ANMERKUNG Es wird empfohlen, den Wert nicht  $< 0,04$  zu wählen. Weiterhin darf der Wert nicht  $> 0,25$  sein, da  
6729 ansonsten eine lange Dauer der Kommutierung und ein hoher Spannungsabfall resultieren, wodurch der Stromrichter-  
6730 betrieb stark beeinträchtigt werden kann.

6731 Mit den vorgegebenen Werten für die relative Kurzschlussspannung der Kommutierungsreaktanz kann nach  
6732 5.4.5 die durch den Umrichter resultierende relative Tiefe der Kommutierungseinbrüche  $d_{\text{kom}}$  berechnet  
6733 werden. Dieser Wert muss den Anforderungen nach 5.4.5 entsprechen. Andernfalls sind weitere Maßnahmen  
6734 zur Verringerung der Kommutierungseinbrüche in Absprache mit dem Netzbetreiber notwendig.

6735 **11.4.7.6 Unsymmetrien**

6736 Der Nachweis über die Einhaltung des Grenzwertes bezüglich der Unsymmetrie erfolgt über die Darstellung  
6737 und Bewertung der zulässigen und erreichten Gegensystemströme. Dabei sind die ungünstigsten  
6738 Betriebspunkte der Scheinleistung zu berücksichtigen.

6739 Der von der Erzeugungsanlage erzeugten Gegensystemstrom errechnet sich aus den Angaben des  
6740 Prüfberichtes Netzverträglichkeit des Einheitenzertifikates durch arithmetische Addition.

6741 Gegensystemströme, die getrieben durch eine unsymmetrische Netzspannung in die Erzeugungsanlage  
6742 fließen und die die Gegensystemunsymmetrie der Netzspannung dauerhaft reduzieren, werden nicht der  
6743 Erzeugungsanlage zugerechnet.

6744 Der für die Erzeugungsanlage zulässige Gegensystemstrom errechnet sich nach 5.4.6.

6745 Erzeugter und zulässiger Gegensystemstrom sind auszuweisen, zu vergleichen und zu bewerten.

6746 Sollte bei der Messung der zulässige Stromgrenzwert nach 5.4.6 überschritten werden, ist die Bewertung auf  
6747 die durch die Erzeugungsanlage erzeugte Gegensystemspannung zu erweitern. Folgende Gleichung ist zur  
6748 Ermittlung der zulässigen Gegensystemspannung durch die Erzeugungsanlage anzuwenden:

6749

$$u_{2 \text{ zul}} = \frac{s}{1000} \cdot \frac{1}{\sqrt{k_B + k_E + k_S}} \cdot \sqrt{\frac{S_A}{S_{KV}}} \quad (22)$$

6750

6751 ANMERKUNG 1 Der zulässige Beitrag zur Gegensystemspannung ist auf die Mitsystemspannung bezogen und wird  
6752 üblicherweise als Prozentwert ausgedrückt.

6753 Zulässiger Gegensystemstrom und zulässige Gegensystemspannung gelten für die Messmethode nach DIN  
6754 EN 61000-4-30 Klasse A.

6755 ANMERKUNG 2 Für Nachweismessungen ist zu beachten, dass die gemessene Gegensystemspannung am  
6756 Verknüpfungspunkt eine Kombination aus einer (ggf. vorhandenen) Gegensystemspannung (Hintergrundpegel) und dem  
6757 Beitrag durch die betrachtete Kundenanlage ist. Der gemessene Wert kann nur mit dem entsprechenden  
6758 Spannungsgrenzwert verglichen werden, wenn kein Hintergrundpegel existiert. Bei existierendem Hintergrundpegel ist zu  
6759 beachten, dass der zulässige Spannungsbeitrag nicht mit der Betragsdifferenz der Oberschwingungsspannungen ohne  
6760 und mit angeschlossener Kundenanlage („Vorher-Nachher-Messung“) identisch sein muss.

#### 6761 11.4.7.7 Tonfrequenz-Rundsteuerung

6762 Der Nachweis über die Einhaltung der zulässigen Störung des Tonfrequenzpegels erfolgt durch Vergleich der  
6763 zulässigen Ströme mit den nach 11.4.7.4 ermittelten Ströme der Zwischenharmonischen der Erzeugungs-  
6764 anlage. Die Ströme der Zwischenharmonischen dürfen im Bereich der Tonfrequenz sowie deren Seitenband-  
6765 frequenzen mit  $\pm 100$  Hz den zulässigen Pegel nach Tabelle 5 nicht überschreiten. Der Nachweis entfällt, wenn  
6766 der Netzbetreiber im Daten-Abfragebogen E.9 keine Tonfrequenz angibt.

#### 6767 11.4.7.8 Trägerfrequente Nutzung des Kundennetzes

6768 Es ist auszuweisen, ob eine trägerfrequente Nutzung des Kundennetzes erfolgt. Auf Verlangen des  
6769 Netzbetreibers ist in diesem Fall der Nachweis über die Vermeidung unzulässiger Beeinflussung von anderen  
6770 Kundenanlagen sowie Anlagen des Netzbetreibers mit einer entsprechenden Messung am Netzanschluss-  
6771 punkt zu erbringen (siehe 11.5.3). Auf deren Basis werden in gemeinsamer Abstimmung an der Kundenanlage  
6772 geeignete Maßnahmen zur Vermeidung der Störungen vorgenommen.

#### 6773 11.4.8 Quasistationärer Betrieb, Polrad-/Netzpendelungen

##### 6774 11.4.8.1 Quasistationärer Betrieb

6775 Im Rahmen des Anlagenzertifikates ist nachzuweisen, dass die gesamte Erzeugungsanlage mit allen  
6776 Komponenten den gestellten Anforderungen aus 10.2.1.2 genügt. Der Nachweis basiert auf den Angaben der  
6777 Einheiten- und Komponentenzertifikate. Spannungsfälle und -anstiege innerhalb des kundeneigenen Netzes

## E VDE-AR-N 4110:2024-11

6778 sind zu berücksichtigen. Die Einstellungen des Eigenschutzes der neu zu zertifizierenden Erzeugungseinheiten  
6779 sind zu bewerten. Beim Nachweis ist auch ausdrücklich auf Hilfsaggregate/-einrichtungen zu achten. Im  
6780 Anlagenzertifikat ist auszuweisen, mit welcher Wirkleistung die Erzeugungsanlage die Anforderungen nach  
6781 Abschnitt 10.2.1.2 erfüllt.

### 6782 11.4.8.2 Polrad-/Netzpendelungen

6783 Bei Typ-1-Anlagen ist nachzuweisen, dass die im Einheitenzertifikat für die jeweilige Erzeugungseinheit  
6784 verwendete Impedanz der Maschinentransformatoren bei der tatsächlichen Betriebsmittelauswahl im Rahmen  
6785 der Planung der Erzeugungsanlage nicht überschritten wird.

6786 Bei Typ-2-Anlagen ist diese Anforderung im Rahmen der erfolgreichen Prüfung der O-/UVRT-Robustheit mit  
6787 dem Einheitenzertifikat erfüllt.

### 6788 11.4.9 Nachweis des Inselbetriebes

#### 6789 Inselbetrieb

6790 Im Anlagenzertifikat ist auszuweisen, ob die Erzeugungsanlage inselfähig ist und ob das Betriebskonzept der  
6791 Kundenanlage vorsieht, dass die Kundenanlage bei Netzfehlern in einen Inselbetrieb übergeht.

6792 Im Fall eines geplanten Inselbetriebes der Erzeugungsanlage sind Details der praktischen Prüfung zwischen  
6793 Anlagen- und Netzbetreiber zu vereinbaren und während der Inbetriebsetzungsphase zu testen und zu  
6794 dokumentieren.

### 6795 11.4.10 Nachweis der Schwarzstartfähigkeit

6796 Es ist auszuweisen, ob die Erzeugungsanlage schwarzstartfähig ist.

6797 Im Fall einer Schwarzstartfähigkeit der Erzeugungsanlage sind Details der praktischen Prüfung zwischen  
6798 Anlagen- und Netzbetreiber zu vereinbaren, während der Inbetriebsetzungsphase zu testen und zu  
6799 dokumentieren. Dabei ist mindestens nachzuweisen, dass die Erzeugungsanlage ausgehend vom ausge-  
6800 schalteten Zustand (kalt, gemäß Herstellerangaben) ohne externe elektrische Energieversorgung hoch-  
6801 gefahren werden kann und den Maschinentransformator bzw. den Netztransformator unter Spannung setzen  
6802 kann.

### 6803 11.4.11 Statische Spannungshaltung/Blindleistungsbereitstellung

6804 Für das Anlagenzertifikat muss die Erfüllung der Anforderungen aus 10.2.2 am Netzanschlusspunkt  
6805 nachgewiesen werden. Der Nachweis erfolgt auf Basis der Komponenten- und Einheitenzertifikate sowie der  
6806 Kennwerte der weiteren Betriebsmittel der Erzeugungsanlage (z. B. Kabel, Netztransformatoren) rechnerisch  
6807 unter der Berücksichtigung der Position der Stufenschalter der Maschinentransformatoren sowie der  
6808 Umsetzung der Regelung (u. a. Berücksichtigung der Messpunkte für die Führungsgrößen der Regelung). Die  
6809 zugrunde gelegte Stellung der Maschinentransformatoren und das zugrunde gelegte Regelungskonzept sind  
6810 auszuweisen. Im Anlagenzertifikat muss je ein  $P/Q$ -Diagramm für  $0,90 U_c$ ,  $0,95 U_c$ ,  $1,00 U_c$ ,  $1,05 U_c$  und  
6811  $1,10 U_c$  am Netzanschlusspunkt mit dem maximalen Vermögen der Erzeugungsanlage dargestellt und  
6812 hinsichtlich der Einhaltung der Anforderungen nach 10.2.2 bewertet werden. In den  $P/Q$ -Diagrammen sind  
6813 mindestens die Wirkleistungsstufen 0 %, 10 %, 20 %, 90 % und 100 % der installierten Wirkleistung  $P_{inst}$   
6814 konkret auszurechnen. Bei Typ-1-Anlagen und auch bei Typ-2-Anlagen (soweit diese über eine technische  
6815 Mindestleistung verfügen) können die Wirkleistungsstufen unterhalb der technischen Mindestleistung entfallen.  
6816 In diesem Fall ist die Blindleistungsbereitstellung bei der Mindestleistung zu prüfen.

6817 Weiterhin ist der Blindleistungsbetrag am Netzanschlusspunkt bei Betrieb der Erzeugungsanlage im Bereich  
6818 zwischen  $0 P_{inst}$  und  $0,1 P_{inst}$  auszuweisen und hinsichtlich der Einhaltung der Anforderungen in 10.2.2.3 zu  
6819 bewerten. Ein über den Blindleistungsbetrag von  $0,05 P_{inst}$  im untererregten Bereich bzw.  $0,02 P_{inst}$  im  
6820 übererregten Bereich hinausgehender Blindleistungsstellbereich der Erzeugungsanlage (z. B. Statcom-  
6821 Funktion) ist zulässig.

6822 Im Anlagenzertifikat ist weiterhin auszuweisen, ob die Anforderungen am Netzanschlusspunkt ohne zusätzliche  
6823 Komponenten erfüllt werden können, oder ob solche Komponenten erforderlich sind. Wenn zusätzliche  
6824 Komponenten erforderlich sind, ist die maximale Spannungsänderung bei deren Ein- und Ausschalten zu  
6825 berechnen und mit der Anforderung in 5.4.2 zu vergleichen und zu bewerten. Für Komponenten nach 11.3  
6826 muss ein Komponentenzertifikat vorliegen.

6827 Sofern bei der Erzeugungsanlage eine Wirkleistungsreduzierung zugunsten der Blindleistungseinspeisung  
6828 erforderlich ist, ist der Spannungswert am Netzanschlusspunkt, ab dem diese Reduzierung erforderlich ist, und  
6829 die Höhe der maximal erforderlichen Reduzierung der Wirkleistung auszuweisen.

6830 Das Konzept zur Blindleistungsbereitstellung ist inklusive der notwendigen Kommunikationsverbindungen mit  
6831 Beschreibung aller Schnittstellen (z. B. Netzbetreiber ↔ Erzeugungsanlagen-Regler ↔ Erzeugungseinheit;  
6832 Messpunkte für die Regelung) schematisch darzustellen und zu bewerten. Es ist nachzuweisen, dass mit den  
6833 ausgewählten Betriebsmitteln, den gewählten Messpunkten für die Eingangsgrößen der Regelung und den  
6834 Übertragungsstrecken die maximale Toleranz für den stationären Zustand von  $\pm 2\% P_{\text{inst}}$  (zwischen  
6835 Blindleistungs-Istwert und -Sollwert am Netzanschlusspunkt eingehalten werden kann).

6836 Es ist weiterhin darzustellen, dass das vom Netzbetreiber aus dieser VDE-Anwendungsregel geforderte  
6837 Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung durch die Erzeugungsanlage realisiert werden kann und eine  
6838 Umstellung auf die anderen Verfahren aus dieser VDE-Anwendungsregel grundsätzlich möglich ist. Gibt der  
6839 Netzbetreiber mehrere anzuwendende Verfahren vor, so gilt diese Anforderung für alle vom Netzbetreiber  
6840 vorgegebenen Verfahren.

6841 Wird das Verfahren  $Q(U)$ -Kennlinie vom Netzbetreiber vorgegeben, so ist die Einhaltung der geforderten  
6842 Einstellbereiche des Spannungstotbandes und der Kennliniensteigung (soweit nicht bereits im Komponen-  
6843 tenzertifikat für den EZA-Regler erfolgt), sowie das Schwingungsverhalten der vorgegebenen Kennlinie  
6844 innerhalb der Erzeugungsanlage zu bewerten.

6845 ANMERKUNG Die Bewertung des Schwingungsverhaltens mit anderen Erzeugungsanlagen und mit dem Stufensteller  
6846 der Verteilertransformatoren obliegt dem Netzbetreiber.

6847 Es ist die Betriebsweise der Erzeugungsanlage bei vollständigem oder teilweisem Ausfall der Regelung  
6848 innerhalb der Erzeugungsanlage (z. B. Ausfall des Erzeugungsanlagen-Reglers) und bei vollständigem oder  
6849 teilweisem Ausfall der Fernwirkverbindung zum Netzbetreiber (soweit vorhanden) auszuweisen und zu  
6850 bewerten.

6851 Bezüglich des Regelverhaltens ist anhand der validierten Simulationsmodelle der Erzeugungseinheiten und  
6852 Komponenten zu bewerten, inwieweit die Erzeugungsanlage einen Blindleistungssprung von maximal  
6853 geforderter untererregter auf maximal geforderte übererregte Blindleistungseinspeisung innerhalb der  
6854 geforderten Zeiten nach 10.2.2.4 erreicht. Die Zeitvorgabe ist bei den Verfahren a), b) und c) dem  
6855 Datenabfragebogen des Netzbetreibers E.9 zu entnehmen (Zeitvorgabe bis zum Erreichen von 95 % des  
6856 Endwertes zwischen 6 s und 60 s bzw. bei Typ-1-Anlagen 10 s bis 60 s, bei keiner Angabe des Netzbetreibers  
6857 10 s). Die zulässigen Toleranzen nach C.3 sind einzuhalten. Für das Verfahren d) beträgt die Einschwingzeit  
6858  $\leq 1$  min. Der Nachweis des PT1-Verhaltens einschließlich der Zeitangaben ist bei Typ-1-Anlagen für die vom  
6859 Netzbetreiber angegebene Kurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt  $S_{KV}$  unter der Annahme, dass andere  
6860 benachbarte Erzeugungsanlagenregler außer Betrieb sind, zu erbringen. Werden mehrere Typ-1-Anlagen  
6861 parallel betrieben, werden die Erzeugungseinheiten für die Einhaltung der Regelzeiten unabhängig  
6862 voneinander betrachtet. Die parallel betriebenen Anlagen vom Typ 1 sind hierbei abgeschaltet.

6863 Es ist auszuweisen und zu bewerten, dass die Erzeugungsanlage neue vom Netzbetreiber vorgegebene  
6864 Blindleistungssollwerte innerhalb von maximal 4 min anfährt. Außerdem muss bei Umschaltung zwischen den  
6865 Regelverfahren der neue Sollwert nicht schneller als das oben geforderte PT1-Verhalten und nicht langsamer  
6866 als in vier min erreicht werden. Dabei ist die im Einheitszertifikat und im Komponentenzertifikat für den EZA-  
6867 Regler ausgewiesene Dynamik zu berücksichtigen.

6868 Wurden die beschriebenen Anforderungen an den Erzeugungsanlagen-Regler bereits im Rahmen einer  
6869 Komponentenzertifizierung des Erzeugungsanlagen-Reglers nachgewiesen und bewertet, ist im Anlagen-  
6870 zertifikat nur darauf zu verweisen.

**E VDE-AR-N 4110:2024-11**

6871 Auswirkungen der Blindleistungsbereitstellung auf die Einstellung des Spannungssteigerungs- bzw.  
 6872 Spannungsrückgangsschutzes an den Erzeugungseinheiten und am Netzanschlusspunkt sind im Rahmen der  
 6873 Erstellung des Anlagenzertifikates nach 11.4.17 durch die Zertifizierungsstelle zu bewerten.

6874 Bei der Erweiterung einer vorhandenen Erzeugungsanlage um weitere Erzeugungseinheiten gelten die  
 6875 Anforderungen an die Blindleistungsbereitstellung anteilig am Netzanschlusspunkt nach Gleichung (17).

6876

$$Q_{vb, \text{ anteilig; NAP}} = Q_{vb, \text{ gefordert}} \cdot \frac{\sum_i^{N_{\text{neu}}} P_{b \text{ inst}, i}}{\sum_j^{N_{\text{neu}}} P_{b \text{ inst}, j}} \quad (23)$$

6877

6878 Dabei ist

6879  $Q_{vb, \text{ anteilig; NAP}}$  = die anteilig am Netzanschlusspunkt geforderte verfügbare Blindleistung  $Q_{vb}$ , wenn eine  
 6880 zu erweiternde Erzeugungsanlage sowohl aus neu errichteten als auch aus bestehenden  
 6881 Erzeugungseinheiten besteht;

6882  $Q_{vb, \text{ gefordert}}$  = die nach 10.2.2. geforderte verfügbare Blindleistung  $Q_{vb}$ , wenn eine zu erweiternde  
 6883 Erzeugungsanlage ausschließlich aus neu errichteten Erzeugungseinheiten bestehen würde;

6884  $\sum_i^{N_{\text{neu}}} P_{b \text{ inst}, i}$  = die Summe der in Betrieb befindlichen installierten Wirkleistung aller neu zu errichtenden  
 6885 Erzeugungseinheiten;

6886  $\sum_j^{N_{\text{ges}}} P_{b \text{ inst}, j}$  = die Summe der in Betrieb befindlichen installierten Wirkleistung der gesamten  
 6887 Erzeugungsanlage.

6888 Für den Nachweis ist die gesamte Erzeugungsanlage mit allen vorhandenen und neuen Erzeugungseinheiten  
 6889 vollständig abzubilden. Der Nachweis ist mindestens bei Betrieb der Erzeugungsanlage bei  $U_c$  am  
 6890 Netzanschlusspunkt zu erbringen. In den  $P/Q$  Diagrammen- sind mindestens die Wirkleistungsstufen 0 %,   
 6891 10 %, 20 %, 90 % und 100 % der installierten Wirkleistung  $P_{\text{inst}}$  konkret zu berechnen.

6892 Die Berechnungsgrundlage bilden die spezifischen Anforderungen an die Blindleistungsbereitstellung der  
 6893  $EZA_{\text{alt}}$  ( $Q_{vb}$ ,  $EZA_{\text{alt}}$ , Netzanschlusspunkt) und der  $EZA_{\text{neu}}$  durch den Netzbetreiber (nach Netzbetreiber-  
 6894 Abfragebogen). Liegen keine spezifischen Anforderungen an die Blindleistungsbereitstellung der  $EZA_{\text{alt}}$  vom  
 6895 Netzbetreiber vor, ist deren reales Verhalten als Anforderung zugrunde zu legen.

6896 Der Nachweis erfolgt in folgenden Schritten:

- 6897 1) Ermittlung der Anforderung für die  $EZA_{\text{alt}}$  (ohne neue Anlagen);
- 6898 2) Ermittlung der anteiligen Blindleistungsanforderung nach Gleichung (17) für die  $EZA_{\text{neu}}$  (ohne vorhandene  
 6899 Erzeugungseinheiten);
- 6900 3) Bestimmung der Blindleistungsanforderung an die  $EZA_{\text{ges}}$  durch punktweise Addition der Anforderungen  
 6901 aus 1) und 2);
- 6902 4) Bestimmung des Blindleistungsvermögens der gesamten Erzeugungsanlage und Vergleich mit 3).

6903 Bei Mischanlagen ist aufzuzeigen, wie die Anforderungen der Blindleistungsbereitstellung am Netzanschluss-  
 6904 punkt nach 10.2.2.6 erfüllt werden. Bei allen diesbezüglichen Berechnungen wird dabei nur die direkte Leitung  
 6905 mit den dazugehörigen Hauptkomponenten (Netztransformatoren) zwischen dem Netzanschlusspunkt und der  
 6906 Erzeugungsanlage/Erzeugungseinheit berücksichtigt. Die an das Kundennetz angeschlossenen Lasten und  
 6907 Kompensationsanlagen, die nicht dem Betrieb der Erzeugungsanlage zuzuordnen sind, sind im  
 6908 Nachweisprozess zu vernachlässigen. Es ist dabei jedoch aufzuzeigen, dass die Anforderungen zur  
 6909 Blindleistungsbereitstellung der Erzeugungsanlage nicht durch eine entgegenstehende Regelung des  
 6910 Bezugsteils der Kundenanlage nachteilig beeinflusst werden.

6911 **11.4.12 O-/UVRT-Robustheit**

6912 **11.4.12.1 Allgemeines**

6913 Der Nachweis des Verhaltens der Erzeugungsanlage erfolgt durch Berechnung anhand der validierten  
6914 Simulationsmodelle der Erzeugungseinheiten und Komponenten.

6915 Dabei sind Spannungserhöhungen durch die Blindstromeinspeisung der O-/UVRT-Robustheit auf  $> 110 \% U_c$   
6916 am Netzanschlusspunkt auszuweisen. Sofern diese Überschreitungen länger als 50 ms auftreten, ist dies mit  
6917 dem Netzbetreiber abzustimmen.

6918 Der Nachweis des Durchfahrens von Mehrfachfehlern erfolgt im Einheiten- und Komponentenzertifikat.

6919 Die nachfolgend genannten Berechnungen von Spannungseinbrüchen und Spannungserhöhungen sind für  
6920 Fehler in der Spannungsebene des Netzanschlusspunktes (Fehler im gleichen Netz) und für Fehler in der  
6921 nächsthöheren Spannungsebene (Fehler im vorgelagerten Netz) durchzuführen.

6922 Einpolige Fehlerfälle sind bei den Sternpunktbehandlungsverfahren starre, niederohmige und kurzzeitig  
6923 niederohmige Sternpunkterdung im gleichen und im vorgelagerten Netz gemäß FRT-Grenzkurven durch-  
6924 zurechnen. In isoliert betriebenen Netzen und in Netzen mit Erdschlusskompensation sind einpolige Fehler  
6925 nicht zu simulieren, die Erzeugungsanlage darf sich bei einem Erdschluss aber nicht vom Netz trennen.

6926 Die in 10.2.4.3 aufgeführte Grenze der Kurzschlussleistung nach einem Netzfehler für Typ-2-Anlagen ist im  
6927 Rahmen der Nachweisführung nicht zu berücksichtigen.

6928 **11.4.12.2 O-/UVRT-Robustheit für eine Erzeugungsanlage des Typs 1**

6929 Der Nachweis, dass die im Einheitenzertifikat für die jeweilige Erzeugungseinheit verwendete Impedanz des  
6930 Maschinentransformators bei der tatsächlichen Betriebsmittelauswahl im Rahmen der Planung der  
6931 Erzeugungsanlage nicht überschritten wird, erfolgt nach 11.4.8.2 und ist Voraussetzung für die folgenden  
6932 Berechnungen.

6933 Das korrekte Verhalten der Erzeugungsanlage ist rechnerisch für symmetrische und unsymmetrische  
6934 Spannungseinbrüche bei Absinken der Netzspannung auf jeweils einen Wert zwischen  $90 \% U_c$  und  $95 \% U_c$ ,  
6935  $70 \% U_c$  und  $80 \% U_c$ ,  $45 \% U_c$  und  $60 \% U_c$ ,  $30 \% U_c$  und  $35 \% U_c$  für mindestens eine Dauer nach der  
6936 Grenzlinie aus Bild 15 nachzuweisen. Für die unsymmetrischen Fehlerfälle ist jeweils eine Leiter-Leiter-  
6937 Spannung auf den oben genannten prozentualen Wert zu bringen.

6938 Die Simulationen der Spannungseinbrüche sind mit einer Vorfehlerspannung von  $95 \% U_c$  und einem  $\cos \varphi$   
6939 von 0,95 untererregt der Erzeugungsanlage durchzuführen. Lediglich der Spannungseinbruch auf einen Wert  
6940 zwischen  $90 \% U_c$  und  $95 \% U_c$  ist bei einer Vorfehlerspannung von  $U_c$  und einem  $\cos \varphi$  von 0,95 untererregt  
6941 der Erzeugungsanlage durchzuführen.

6942 Das Verhalten der Erzeugungsanlage bei symmetrischen Spannungserhöhungen ist durch einen Spannungs-  
6943 sprung von  $100 \% U_c$  auf  $105 \% U_c$  und von  $105 \% U_c$  auf  $120 \% U_c$  mit der Dauer von jeweils 5 s  
6944 nachzuweisen. Für unsymmetrische Fehlerfälle ist der Spannungssprung in einer Leiter-Leiter-Spannung von  
6945  $100 \% U_c$  auf  $115 \% U_c$  mit einer Dauer von 5 s zu simulieren. Die Toleranz darf bei diesen  
6946 Spannungssprüngen maximal  $\pm 2 \% U_c$  betragen.

6947 ANMERKUNG 1 Die Angabe der Residualspannung während des Netzfehlers erfolgt in diesem Abschnitt jeweils ohne  
6948 Berücksichtigung des Kurzschlussstrombeitrags der Erzeugungsanlage (Leerlaufversuch).

6949 Die Simulationen der Spannungserhöhungen sind mit einem  $\cos \varphi$  von 0,95 übererregt durchzuführen.

6950 Es ist nachzuweisen, dass die Erzeugungsanlage am Netz verbleibt. Die Bedingung gilt als erfüllt, wenn der  
6951 Polradwinkel nicht mehr als  $130^\circ$  voreilt. In diesem Falle müssen im Nachweisverfahren keine weiteren  
6952 Sicherheitsabschläge und Variationen in den Parametern berücksichtigt werden, wie zum Beispiel die  
6953 Toleranzaufschläge für die Parameter bei der Modellübertragung.

E VDE-AR-N 4110:2024-11

6954 Alternativ darf der Stabilitätsnachweis mit Sicherheitsabschlägen und Parametervariationen durchgeführt  
6955 werden, wobei die Erzeugungsanlage stabil am Netz bleiben muss (die Auslenkung muss immer kleiner als  
6956  $180^\circ$  sein für alle Parametervariationen). Das Einregeln des Polradwinkels muss für alle Fälle gedämpft  
6957 verlaufen. Dabei ist das Verhältnis der dritten positiven Auslenkung des Polradwinkels (gegenüber dem  
6958 stationären Vorfehlerwert) zur zweiten positiven Auslenkung (gegenüber dem stationären Wert) bei den FRT-  
6959 Simulationen auszuwerten und im Nachweisverfahren anzugeben. Die Auslenkung muss kleiner werden. Die  
6960 Auswertung erfolgt bei der vorhandenen anteiligen Netzkurzschlussleistung.

6961 ANMERKUNG 2 Zur Definition Polradwinkel: Für den simulativen Stabilitätsnachweis wird die betragsmäßige Winkel-  
6962 differenz zwischen dem Momentanwert des (elektrischen) Polradwinkels und dem stationären Polradwinkel bei Leerlauf  
6963 (jeweils bezogen auf den Referenzphasenwinkel des Netzes) herangezogen.

6964 Eigenschutzeinrichtungen der Erzeugungseinheit dürfen nicht durch den erhöhten Blindstrombeitrag und die  
6965 damit verbundene Spannungserhöhung auslösen.

6966 Es ist der Verlauf des Wirk- und Blindstromes über der Zeit für die oben aufgeführten Fehlerfälle darzustellen.

6967 Der Nachweis der Erfüllung der Anforderungen an den Spannungsregler entsprechend 10.2.4.2 erfolgt mit dem  
6968 Komponentenzertifikat, sofern der Spannungsregler nicht im Einheitszertifikat berücksichtigt ist.

6969 Das Verhalten der Erzeugungsanlage nach Fehlerende hinsichtlich des Verbleibes der Erzeugungsanlage am  
6970 Netz ist bei einer Netzspannung im Spannungsband  $\pm 15\% U_c$  über 60 s auszuweisen und zu bewerten.

6971 **11.4.12.3 O-/UVRT-Robustheit für eine Erzeugungsanlage des Typs 2**

6972 Das korrekte Verhalten der Erzeugungsanlage ist rechnerisch für symmetrische und unsymmetrische  
6973 Spannungseinbrüche bei Absinken der Netzspannung von  $100\% U_c$  auf jeweils einen Wert zwischen  $90\% U_c$   
6974 und  $95\% U_c$ ,  $70\% U_c$  und  $80\% U_c$ ,  $45\% U_c$  und  $60\% U_c$ ,  $20\% U_c$  und  $30\% U_c$  für mindestens eine Dauer  
6975 nach der Grenzlinie aus Bild 16 nachzuweisen. Für die unsymmetrischen Fehlerfälle ist jeweils eine Leiter-  
6976 Leiter-Spannung auf den oben genannten prozentualen Wert zu bringen.

6977 Das Verhalten der Erzeugungsanlage bei symmetrischen Spannungserhöhungen ist durch einen  
6978 Spannungssprung von  $100\% U_c$  auf  $105\% U_c$ , und von  $105\% U_c$  auf  $120\% U_c$  mit der Dauer von jeweils 5 s  
6979 nachzuweisen. Für unsymmetrische Fehlerfälle ist der Spannungssprung in einer Leiter-Leiter-Spannung von  
6980  $100\% U_c$  auf  $115\% U_c$  mit einer Dauer von 5 s zu simulieren. Die Toleranz darf bei diesen  
6981 Spannungssprüngen maximal  $\pm 2\% U_c$  betragen.

6982 ANMERKUNG Die Angabe der Residualspannung während des Netzfehlers erfolgt in diesem Abschnitt jeweils ohne  
6983 Berücksichtigung des Kurzschlussstrombeitrags der Erzeugungsanlage (Leerlaufversuch).

6984 Die Berechnungen sind mit einer Blindleistung vor Fehlereintritt von  $Q = 0$  sowie mit der vom Netzbetreiber  
6985 geforderten maximalen Blindleistung der Erzeugungsanlage untererregt und übererregt durchzuführen.

6986 Es ist nachzuweisen, dass die Erzeugungsanlage am Netz verbleibt. Eigenschutzeinrichtungen der  
6987 Erzeugungseinheit dürfen nicht durch den erhöhten Blindstrombeitrag und die damit verbundene  
6988 Spannungserhöhung auslösen.

6989 Es ist der Verlauf des Wirk- und Blindstromes über der Zeit für die oben genannten Fehlerfälle darzustellen.  
6990 Weiterhin ist der sich am Netzanschlusspunkt ergebende  $k$ -Faktor auszuweisen und hinsichtlich Einhaltung  
6991 der Anforderungen nach 10.2.3 und dem Netzbetreiber-Abfragebogen zu bewerten.

6992 Sofern der Netzbetreiber eine solche Vorgabe zum  $k$ -Faktor macht, dass die Berechnungen zeigen, dass an  
6993 der Erzeugungseinheiten ein höherer  $k$ -Faktor als 6 einzustellen wäre, ist es ausreichend, einen  $k$ -Faktor von  
6994 6 an den Erzeugungseinheiten einzustellen, sofern diese eine Einstellung eines höheren  $k$ -Faktor nicht  
6995 zulassen.

6996 Das Verhalten der Erzeugungsanlage nach Fehlerende hinsichtlich Verbleib der Erzeugungsanlage am Netz  
6997 ist bei einer Netzspannung im Spannungsband  $\pm 15\% U_c$  über 60 s auszuweisen und zu bewerten.

6998 Der Nachweis der Steigerung des Wirkstromes der Erzeugungsanlage nach Fehlerende ist im Zuge der  
6999 Erstellung des Einheitenzertifikates zu erbringen.

7000 Im Betrieb der Erzeugungsanlage bei  $1,05 U_c$  (Anschluss der Erzeugungsanlage an eine Mittelspannungs-  
7001 Sammelschiene eines Verteilertransformators mit  $\cos \varphi$  von 0,95 übererregt) bzw. bei  $1,07 U_c$  (Anschluss der  
7002 Erzeugungsanlage im Mittelspannungsnetz und Betrieb mit  $\cos \varphi$  von 1,00) und bei  $0,95 U_c$  am  
7003 Netzanschlusspunkt (und Betrieb der Erzeugungsanlage mit  $\cos \varphi$  von 1,00) ist zu ermitteln, ob die  
7004 Spannungsverhältnisse an den Klemmen der Erzeugungseinheiten die Spannungsdifferenz nach Vorgabe des  
7005 Netzbetreibers zu den Kriterien des Fehlerbeginns (Spannungen  $> 1,1 U_c$  bzw.  $< 0,9 U_c$ ) aufweist.

#### 7006 **11.4.12.4 Eingeschränkte kontinuierliche Spannungsregelung für eine Erzeugungsanlage des Typs 2**

7007 Der Nachweis der erforderlichen Reduzierbarkeit des Scheinstromes ist im Zuge der Erstellung des  
7008 Einheitenzertifikates zu erbringen.

7009 Gibt der Netzbetreiber im Netzbetreiber-Abfragebogen als FRT-Modus die eingeschränkte kontinuierliche  
7010 Spannungsregelung vor, so ist die Umsetzbarkeit dieses Modus im Anlagenzertifikat durch konzeptionelle  
7011 Prüfung anhand der Einheitenzertifikate zu bewerten. In diesem Fall ist keine Simulation erforderlich.

7012 Zusätzlich sind auch in diesem Fall alle Berechnungen und Bewertungen für eine ggf. später erforderliche  
7013 Blindstromeinspeisung mit  $k = 2$  an der Erzeugungseinheit (soweit der Netzbetreiber für eine spätere  
7014 Umstellung noch keinen oder keinen anderen k-Faktor vorgegeben hat) durchzuführen.

#### 7015 **11.4.12.4.1 O-/UVRT-Robustheit direkt gekoppelte Asynchrongenerator**

7016 Sofern eine Erzeugungsanlage eine Leistung größer 950 kW aufweist und in dieser Erzeugungsanlage direkt  
7017 gekoppelte Asynchrongeneratoren ohne Umrichter im Läuferkreis mit statorseitig schaltbaren  
7018 Kompensationseinrichtungen ausgerüstet sind, ist folgendes für diesen Anlagentyp zusätzlich nachzuweisen:

- 7019 – Während des Netzfehlers bei den in 11.4.12.3 geforderten Spannungseinbrüchen ist ein untererregter  
7020 Zustand nicht zulässig.
- 7021 – Während des Netzfehlers bei den in 11.4.12.3 geforderten Spannungserhöhungen ist ein übererregter  
7022 Zustand nicht zulässig.
- 7023 – Die Ausgleichsvorgänge (untererregter Betrieb) müssen spätestens 300 ms nach Fehlerklärung  
7024 abgeklungen sein.

7025 Weiterhin ist im Anlagenzertifikat nachzuweisen, dass die Kondensatoren bei einer Spannung am  
7026 Netzanschlusspunkt größer  $1,1 U_c$  unverzögert abgeschaltet werden. Es ist zu überprüfen, dass die  
7027 eingestellte Aktivierungszeit der Kondensatoren der Vorgabe des Netzbetreibers und der Einstellbereich der  
7028 Vorgabe aus 10.2.4.3.2 entsprechen. Dabei ist in isolierten und gelöscht betriebenen Netzen die Leiter-Leiter-  
7029 Spannung auszuwerten, in geerdeten Netzen die Leiter-Erde Spannung.

#### 7030 **11.4.13 Wirkleistungsabgabe**

7031 Der Nachweis der Einhaltung der Anforderungen zum Leistungsgradienten am Netzanschlusspunkt bei  
7032 Zuschaltung der Erzeugungsanlage, Sollwertvorgaben durch Dritte und beim Netzsicherheitsmanagement  
7033 nach 10.2.4.1 bezüglich

- 7034 – Erhöhung und Verringerung der Wirkleistung je Zeiteinheit;
- 7035 – gleichmäßiger Verlauf der Leistungssteigerung und -reduzierung;
- 7036 – zeitliches Folgen der dazugehörigen Blindleistung

7037 ist im Anlagenzertifikat zu erbringen. Ggf. zwischen Anschlussnehmer und Netzbetreiber vereinbarte  
7038 abweichende Leistungsgradienten sind zu berücksichtigen. Es ist auszuweisen, ob die Umsetzung der  
7039 Gradienten auf Ebene der Erzeugungseinheiten oder auf Ebene der Erzeugungsanlage erfolgt. Die  
7040 Einstellbereiche der Gradienten der Erzeugungseinheiten sind zu prüfen und zu bewerten. Die Angaben aus  
7041 dem Einheitenzertifikat sind dabei zu verwenden.

**E VDE-AR-N 4110:2024-11**

7042 Bei Umsetzung der Gradienten auf Ebene der Erzeugungsanlage ist das Kommunikationskonzept (Sollwert  
7043 durch Dritten/durch Netzbetreiber ↔ Erzeugungsanlagen-Regler ↔ Erzeugungseinheit) zu bewerten.  
7044 Ebenfalls sind in diesem Zuge die Einstellbereiche der Gradienten bzw. das vorgegebene Konzept zur  
7045 Umsetzung der Anforderungen an die Gradienten zu bewerten.

7046 Beim Einsatz von Speichern ist das Konzept zur Umsetzung der technisch-bilanziellen Anforderungen (siehe  
7047 8.10.2) darzustellen und zu bewerten.

7048 Weiterhin ist das Konzept zur Umsetzung der Priorisierungsanforderungen aus 8.1 für die Erzeugungsanlage  
7049 zu bewerten.

7050 Das Konzept zur Umsetzung einer  $P_{AV,E}$ -Überwachung nach FNN-Hinweis „ $P_{AV,E}$  – Überwachung bei  
7051 Anschlüssen am Mittel- & Hochspannungsnetz“ [31] ist (ggf. unter Berücksichtigung entsprechender  
7052 Nachweise im Komponentenzertifikat) zu bewerten, sofern dieses mit dem Netzbetreiber vereinbart wurde.

**7053 11.4.14 Netzsicherheitsmanagement**

7054 Im Anlagenzertifikat ist auszuweisen, wie und mit welchen Komponenten die Anforderungen an die  
7055 Erzeugungsanlagen erfüllt werden. Das Konzept zur Umsetzung der Wirkleistungsvorgabe ist inklusive der  
7056 notwendigen Kommunikationsverbindungen mit Beschreibung aller Schnittstellen (z. B.  
7057 Netzbetreibersollwert ↔ Erzeugungsanlagen-Regler ↔ Erzeugungseinheit) schematisch darzustellen.

7058 Bei Mischanlagen ist das zugehörige Mess- oder Fernsteuerkonzept, zur Nachvollziehbarkeit der Umsetzung  
7059 der Wirkleistungsvorgabe am Netzanschlusspunkt für den Netzbetreiber, auszuweisen und zu plausibilisieren.  
7060 Eine Umsetzung der Leistungsreduktion direkt an den Erzeugungseinheiten in Mischanlagen ist dabei zur  
7061 Erfüllung der Anforderung ausreichend. Dann kann die Bewertung an einem Messpunkt innerhalb des  
7062 Kundennetzes erfolgen.

7063 Das Konzept zur Umsetzung der Wirkleistungsvorgabe bei zeitlich sich überschneidenden Wertevorgaben  
7064 durch den Netzbetreiber und durch Dritte (z. B. Direktvermarkter) ist darzustellen und zu bewerten. Es ist  
7065 jeweils die betragsmäßig kleinste Wirkleistungsvorgabe durch die Erzeugungsanlage umzusetzen.

7066 Weiterhin ist zu überprüfen, dass die Wirkleistungsschnittstellen für den Netzbetreiber und für Dritte getrennt  
7067 ausgeführt werden und die Aufrufe durch den Netzbetreiber und durch Dritte für mindestens 18 Monate mit  
7068 Zeitpunkt, Dauer und Höhe der vorgegebenen Wirkleistung für die Erzeugungsanlage archiviert werden.

7069 Der Nachweis der Umsetzung einer Leistungsvorgabe des Netzbetreibers für die Erzeugungsanlage im Bereich  
7070  $0\% P_{b,inst}$  bis  $100\% P_{b,inst}$  mit einer Auflösung von 1-%-Schritten ist im Zuge der Erstellung des  
7071 Anlagenzertifikates zu erbringen.

7072 Darüber hinaus ist die technische Mindestleistung der Erzeugungsanlage auszuweisen, bei der die  
7073 Erzeugungsanlage noch am Netz verbleiben kann.

7074 Im Anlagenzertifikat ist weiterhin die theoretisch zu erwartende Regelabweichung der Wirkleistung, bei  
7075 Sollwertvorgabe durch den Netzbetreiber, am Netzanschlusspunkt auszuweisen und zu bewerten. Die sich  
7076 nach dem Einschwingen ergebene Wirkleistung darf maximal um  $\pm 5\% P_{inst}$  vom Sollwert abweichen.

**7077 11.4.15 Wirkleistungseinspeisung in Abhängigkeit der Netzfrequenz (Über- und Unterfrequenz)**

7078 Der Nachweis ist im Zuge der Erstellung des Einheitenzertifikates zu erbringen.

7079 Die Einhaltung der Priorisierungsvorgaben gemäß Abschnitt 8.1 ist insbesondere bei Über- /  
7080 Unterfrequenzereignissen mit zeitgleich anstehenden Wirkleistungsvorgaben durch Netzbetreiber  
7081 (Netzsicherheitsmanagement) und/oder durch Dritte (z.B. Direktvermarkter) zu prüfen.

7082 **11.4.16 Kurzschlussstrombeitrag der Erzeugungsanlage**

7083 Aus den Angaben der Einheitszertifikate zu den Kurzschlussstrombeiträgen der Erzeugungseinheiten, den  
7084 Impedanzen zwischen den Erzeugungseinheiten und dem Netzanschlusspunkt und der Parametrierung der  
7085 Erzeugungseinheiten hinsichtlich Blindstrombeitrag im Fehlerfall ist die Höhe des Kurzschlussstrombeitrages  
7086 der Erzeugungsanlage für symmetrische und unsymmetrische Fehler bei Fehlereintritt am Netzanschlusspunkt  
7087 mittels Berechnung nach DIN EN 60909-0 (VDE 0102) für folgende Größen auszuweisen:

- 7088 – Anfangs-Kurzschlusswechselstrom  $I_k''$ ;
- 7089 – Stoßkurzschlussstrom  $i_p$ ;
- 7090 – Dauerkurzschlusswechselstrom  $I_k$ .

7091 **11.4.17 Schutztechnik und Schutzeinstellungen**

7092 Im Rahmen des Anlagenzertifikates ist das gesamte Schutzkonzept der Erzeugungsanlage zu überprüfen. Die  
7093 Vorgaben des Netzbetreibers für die Kurzschlusschutz- und Entkupplungsschutzeinrichtungen des  
7094 Anschlussnehmers, die relevanten Einstellungen der Netzschutzeinrichtungen sowie der Eigenschutz der  
7095 Erzeugungsanlage bzw. -einheit müssen berücksichtigt sein. Darüber hinaus ist zu beachten, dass aus den  
7096 Einstellvorgaben für die Entkupplungsschutzeinrichtungen der Erzeugungsanlage bzw. Erzeugungseinheit  
7097 keine Anforderungen an das Vermögen der Erzeugungsanlage bzw. Erzeugungseinheit hinsichtlich der  
7098 statischen Spannungshaltung und der O-/UVRT-Robustheit abgeleitet werden können.

7099 Es ist nachzuweisen, dass

- 7100 – die vom Netzbetreiber vorgegebenen Kurzschluss- und Entkupplungsschutzfunktionen vorgesehen sind  
7101 und die entsprechenden Werte eingestellt werden können, wobei das Übersetzungsverhältnis der  
7102 Maschinentransformatoren bei der Bewertung der Einstellbarkeit der Schutzfunktionen zu berücksichtigen  
7103 ist;
- 7104 – ein durchgängiges Reserveschutzkonzept für die Erzeugungsanlage vorgesehen wurde (der Reserve-  
7105 schutz für die kundeneigene Übergabestation am Netzanschlusspunkt durch Schutzeinrichtungen des  
7106 Netzbetreibers kann dabei vorausgesetzt werden);
- 7107 – der Eigenschutz der Erzeugungseinheiten und die weiteren nicht durch den Netzbetreiber vorgegebenen  
7108 Schutzeinrichtungen (z. B. Überstromzeitschutz an den Maschinentransformatoren) nicht die in dieser  
7109 VDE-Anwendungsregel beschriebenen Anforderungen hinsichtlich der statischen Spannungshaltung und  
7110 der O-/UVRT-Robustheit der Erzeugungsanlage unterlaufen;
- 7111 – für alle Kurzschlusschutz- und Entkupplungsschutzeinrichtungen am Netzanschlusspunkt Vorrichtungen  
7112 wie beispielsweise Prüfklemmenleisten vorgesehen wurden, um Schutzprüfungen ohne Ausklemmen von  
7113 Drähten zu ermöglichen (der Nachweis der Prüfklemmenleisten an den Erzeugungseinheiten ist im Zuge der  
7114 Erstellung des Einheitszertifikates zu erbringen; beim Einsatz eines zwischengelagerten Schutzes für  
7115 den Entkupplungsschutz an den Erzeugungseinheiten hat der Nachweis im Komponentenzertifikat zu  
7116 erfolgen);
- 7117 – die Schutzeinrichtungen am Netzanschlusspunkt mit einer netzunabhängigen Hilfsenergie versorgt  
7118 werden (der Nachweis für die Erzeugungseinheiten ist im Zuge der Erstellung des Einheitszertifikates zu  
7119 erbringen; beim Einsatz eines zwischengelagerten Schutzes für den Entkupplungsschutz an den  
7120 Erzeugungseinheiten hat der Nachweis im Komponentenzertifikat zu erfolgen);
- 7121 – ein Ausfall der Hilfsenergie der Schutzeinrichtungen am Netzanschlusspunkt zum unverzügerten Auslösen  
7122 des Schalters führt (der Nachweis für die Erzeugungseinheiten ist im Zuge der Erstellung des  
7123 Einheitszertifikates zu erbringen; beim Einsatz eines zwischengelagerten Schutzes für den Entkupp-  
7124 lungsschutz an den Erzeugungseinheiten hat der Nachweis im Komponentenzertifikat zu erfolgen);
- 7125 – die folgenden Überwachungsfunktionen für die Schutzeinrichtungen am Netzanschlusspunkt vorgesehen  
7126 sind und bei Ansprechen zum Auslösen des zugeordneten Schalters führen: Selbstüberwachung der  
7127 Schutzeinrichtungen (Life-Kontakt); Ausfallerkennung der Messspannung für den übergeordneten  
7128 Entkupplungsschutz; Ausfallerkennung der Steuerspannung für die Auslösung des Leistungsschalters;  
7129 Überwachung der Auslöseverbindung zwischen Schutzeinrichtung und Schaltgerät bei räumlich getrennter  
7130 Anordnung;
- 7131 – die vorgesehenen Schutzeinrichtungen am Netzanschlusspunkt die geforderten Genauigkeiten (z. B.  
7132 hinsichtlich Rückfallverhältnis und Messgenauigkeit) und Einstellbereiche einhalten (der Nachweis für die

E VDE-AR-N 4110:2024-11

- 7133 Erzeugungseinheiten ist im Zuge der Erstellung des Einheitenzertifikates zu erbringen; beim Einsatz eines  
7134 zwischengelagerten Schutzes für den Entkopplungsschutz an den Erzeugungseinheiten hat der Nachweis  
7135 im Komponentenzertifikat zu erfolgen);
- 7136 – im Falle der Nutzung eines integrierten Schutzes in den Erzeugungseinheiten, dieser autark von  
7137 Steuerungsfunktionen arbeitet (nur soweit diese Anforderung im Einheitenzertifikat nicht ausgewiesen  
7138 wurde, ansonsten reicht der Bezug auf den Einheitenzertifikat);
- 7139 – die Funktionsfähigkeit der Entkopplungsschutzeinrichtungen der Erzeugungseinheiten bzw. des  
7140 zwischengelagerten Schutzes, einschließlich notwendiger Hilfseinrichtungen, in dem in Bild 4 geforderten  
7141 Spannungsbereich (der sich auf den Netzanschlusspunkt bezieht) unter Berücksichtigung der  
7142 Anlagenkonfiguration (z. B. Stufung Maschinentransformator) sichergestellt ist;
- 7143 – der messtechnische Nachweis der Gesamtausschaltzeit von Schutz und Schaltgerät (Gesamtwirkungs-  
7144 kette) im Rahmen der Einheitenzertifizierung bereits erfolgt ist. Andernfalls muss diese Prüfung im  
7145 Rahmen der Inbetriebsetzung nach 11.5 erfolgen;
- 7146 Auswirkungen der Blindleistungsbereitstellung auf die Einstellung des Spannungssteigerungs- und  
7147 Spannungsrückgangsschutzes an den Erzeugungseinheiten bzw. am zwischengelagerten Schutz sind im  
7148 Rahmen der Erstellung des Anlagenzertifikates durch die Zertifizierungsstelle zu bewerten. In Abstimmung mit  
7149 dem Netzbetreiber ist die Schutzeinstellung ggf. anzupassen. Die Schutzeinstellung darf dabei die  
7150 Anforderungen hinsichtlich der Blindleistungsbereitstellung nicht einschränken (siehe auch 11.4.11).
- 7151 Außerdem sind die Schutzeinstellwerte am Netzanschlusspunkt und an den Erzeugungseinheiten bzw. am  
7152 zwischengelagerten Schutz für den gesamten, vom Netzbetreiber vorgegebenen Blindleistungsbereich bei  
7153 Erreichen der Spannungsbandgrenzen  $0,90 U_c$  und  $1,10 U_c$  am Netzanschlusspunkt zu bewerten.
- 7154 Mögliche festgestellte Auslösungen der Kurzschlusschutzeinrichtungen am Netzanschlusspunkt im Zuge der  
7155 Überprüfung der O-/UVRT-Robustheit sind auszuweisen.

7156 **11.4.18 Zuschaltbedingungen und Synchronisierung**

7157 Es ist im Anlagenzertifikat nachzuweisen, dass:

- 7158 a) eine Zuschaltung der Erzeugungsanlage und der Erzeugungseinheiten technisch möglich ist, wenn  
7159 die Spannung am Netzanschlusspunkt zwischen  $90 \% U_c$  und  $110 \% U_c$  beträgt (kleinster Wert der  
7160 verketteten Spannungen) und die Frequenz zwischen 47,5 Hz und 50,2 Hz liegt, wobei die  
7161 Erzeugungseinheiten die Fähigkeit aufweisen müssen, in diesem gesamten Spannungs- und  
7162 Frequenzbereich zuschalten zu können und bei ausreichendem Primärenergiedargebot auch in der  
7163 Lage sein müssen, Leistung in das Netz einzuspeisen;
- 7164 b) eine automatische Wiederzuschaltung der Erzeugungsanlage nach Auslösung des Kurzschluss- oder  
7165 Entkopplungsschutzes in der Übergabestation nicht erfolgt;
- 7166 c) eine Wiederzuschaltung der Erzeugungseinheiten nach Auslösung des Entkopplungsschutzes an der  
7167 Erzeugungseinheit nur dann erfolgt, wenn die Spannung am Netzanschlusspunkt mindestens  
7168  $95 \% U_c$  beträgt (kleinster Wert der verketteten Spannungen) und die Frequenz zwischen 49,9 Hz und  
7169 50,1 Hz liegt;
- 7170 d) bei Vorliegen der Voraussetzungen nach c) eine Verzögerungszeit für die Wiederzuschaltung  
7171 zwischen 0 min und 30 min einstellbar ist.

7172 ANMERKUNG Die Bewertung der Leistungssteigerung der Erzeugungsanlage am Netzanschlusspunkt nach  
7173 Zuschaltung oder Wiederzuschaltung entsprechend der Vorgaben nach 10.2.4 ist bereits in 11.4.13 beschrieben.

7174 Für die Zuschaltung und Wiederzuschaltung der Erzeugungseinheit ist die Auswertung der Spannungshöhe  
7175 und der Frequenz netzseitig am Leistungsschalter der Erzeugungseinheit maßgeblich (nicht notwendigerweise  
7176 am Netzanschlusspunkt). Insofern ist im Anlagenzertifikat auszuweisen, wie und mit welchen Komponenten  
7177 die Einbindung der Spannung in das Zuschaltkonzept der Erzeugungseinheiten erfolgt.

7178 Bei einer Stufung des Maschinentransformators der Erzeugungseinheit sind die Zuschaltbedingungen auf der  
7179 Niederspannungsseite so anzupassen, dass die in a) und c) genannten Spannungswerte auf der  
7180 Mittelspannungsseite realisiert werden.

7181 Bei der Zuschaltung von direkt mit dem Netz gekoppelten Synchrongeneratoren und doppelt gespeisten  
7182 Asynchronmaschinen ist im Anlagenzertifikat ein entsprechendes Konzept zur Synchronisierung auszuweisen  
7183 und es sind die konkreten Synchronisierungsbedingungen für  $\Delta u$ ,  $\Delta f$  und  $\Delta \varphi$  zu benennen.

7184 Wenn die Einhaltung der Anforderungen a), c) und d) bereits im Einheitszertifikat oder im Kompo-  
7185 nentenzertifikat des EZA-Reglers nachgewiesen wurde, müssen diese Anforderungen nicht mehr im  
7186 Anlagenzertifikat bewertet werden. Es reicht ein Verweis auf das Einheitszertifikat bzw. auf das  
7187 Komponentenzertifikat. Die Einhaltung der Anforderung b) ist in jedem Fall im Anlagenzertifikat zu bewerten.

#### 7188 **11.4.19 Abfangen auf Eigenbedarf bzw. schnelle Resynchronisierung**

7189 An Erzeugungsanlagen mit Anschluss an Mittelspannungsnetze werden keine Anforderungen an das Abfangen  
7190 auf Eigenbedarf gestellt. Falls sich Erzeugungsanlagen mit Anschluss an Mittelspannungsnetze an diesen  
7191 Systemdienstleistungen beteiligen wollen, erfolgt der Nachweis der technischen Eigenschaften nach  
7192 VDE-AR-N 4120, Abschnitt 11.

#### 7193 **11.4.20 Anforderungen an eine Regelleistungsbereitstellung**

7194 An Erzeugungsanlagen mit Anschluss an Mittelspannungsnetze werden keine Anforderungen an die Primär  
7195 und Sekundärregelbarkeit sowie der Erbringung von Minutenreserve gestellt. Falls sich Erzeugungsanlagen  
7196 mit Anschluss an Mittelspannungsnetze an diesen Systemdienstleistungen beteiligen wollen, erfolgt der  
7197 Nachweis der technischen Eigenschaften nach VDE-AR-N 4120, Abschnitt 11.

#### 7198 **11.4.21 Eigenbedarfs- und Hilfsenergieversorgung**

##### 7199 **Übergabestation**

7200 Im Anlagenzertifikat ist das Konzept der Eigenbedarfs- und Hilfsenergieversorgung in der Übergabestation  
7201 nach 6.3.3 auszuweisen und zu bewerten.

7202 Erfolgt die Versorgung des Eigenbedarfs aus Wandlern, so ist deren Anschaltung entsprechend 6.3.3 zu  
7203 bewerten.

7204 Wenn die Hilfsenergieversorgung mit einer Batterieanlage erfolgt, muss deren Dimensionierung so erfolgen,  
7205 dass alle Schutz-, Sekundär- und Hilfseinrichtungen für den Betrieb der Übergabestation inklusive der Zähl-  
7206 und Messeinrichtungen mindestens 8 h bei Ausfall der Netzspannung weiter betrieben werden können.  
7207 Wesentlicher Bestandteil des Konzeptes ist eine Berechnung des Hilfsenergiebedarfs, die Dimensionierung  
7208 der Batterie und der Nachweis der maximalen Überbrückungszeit.

7209 Bei Einsatz von wandlerstromgespeisten Schutzgeräten mit zugehörigem Kondensatorspeicher muss eine  
7210 Zustimmung des Netzbetreibers vorliegen.

7211 Bei Ausfall der Hilfsenergieversorgung für die Schutzeinrichtungen muss es zu einer Auslösung des Über-  
7212 gabeschalters (Leistungsschalter oder zzgl. Leistungstrennschalter) kommen.

7213 Es ist weiterhin zu überprüfen, dass die Hilfsenergieversorgung des EZA-Reglers sowie der dazugehörigen  
7214 Kommunikationseinrichtungen einen ordnungsgemäßen Betrieb in den Grenzen nach Bild 4 ermöglicht. Der  
7215 Nachweis des Vermögens der Hilfsenergieversorgung des EZA-Reglers kann auch im Komponentenzertifikat  
7216 erfolgen.

##### 7217 **Erzeugungseinheiten**

7218 Die Nachweise der netzunabhängigen Hilfsenergieversorgung für mindestens 5 s und der unverzögerten  
7219 Auslösung bei Ausfall der Hilfsenergie sind im Zuge der Erstellung des Einheitszertifikates zu erbringen. Beim  
7220 Einsatz eines zwischengelagerten Schutzes für den Entkopplungsschutz an den Erzeugungseinheiten hat der  
7221 Nachweis im Komponentenzertifikat zu erfolgen.

**E VDE-AR-N 4110:2024-11**

7222 **11.4.22 Sprunghafte Spannungsänderungen**

7223 Die Einhaltung der Anforderungen wird im Einheitenzertifikat im Abschnitt O-/UVRT-Robustheit nachgewiesen.

7224 **11.4.23 EZA-Modell**

7225 Für die Berechnungen/Simulation im Zuge der Anlagenzertifizierung sind die Modelle nach 11.2.7 und 11.3.6  
7226 zu verwenden.

7227 Soweit der Netzbetreiber vom Anschlussnehmer ein EZA-Modell nach 10.6 verlangt, ist dieses spätestens im  
7228 Rahmen der Konformitätserklärung an den Netzbetreiber zu übergeben. Dies kann außerhalb des  
7229 Anlagenzertifizierungsprozesses geschehen und muss insofern nicht zwingend durch eine akkreditierte  
7230 Zertifizierungsstelle erfolgen.

7231 **11.4.24 Anlagenzertifikat B**

7232 Für Erzeugungsanlagen mit  $P_{Amax} \leq 950$  kW ist ein Anlagenzertifikat B (entspricht einem vereinfachten  
7233 Anlagenzertifikat) zu erbringen. Die Nachweise des Standard-Anlagenzertifikates A sind nur teilweise und wie  
7234 nachfolgend in Tabelle 39 beschrieben, zu erbringen:

7235 **Tabelle 39 - Bewertungsumfang für ein Anlagenzertifikat B (Seite 1 von 2)**

Abschnitt beim Anlagenzertifikat A (Standard-Anlagenzertifikat)		Bewertung beim Anlagenzertifikat B (vereinfachtes Anlagenzertifikat)
11.4.3	Einspeiseleistung	Analog zu 11.4.3 bewerten
11.4.4	Bemessung der Betriebsmittel	Keine Bewertung
11.4.5	Spannungsänderung am Netzanschlusspunkt	
11.4.6	Erforderliche Kurzschlussleistung für Typ-1-Anlagen	
11.4.7.2	Schnelle Spannungsänderungen	
11.4.7.3	Flicker	
11.4.7.4	Oberschwingungen und Zwischenharmonische und Supraharmonische	
11.4.7.5	Kommutierungseinbrüche	
11.4.7.6	Unsymmetrien	Analog zu 11.4.7.6 bewerten
11.4.7.7	Tonfrequenz-Rundsteuerung	Keine Bewertung
11.4.7.8	Trägerfrequente Nutzung des Kundennetzes	
11.4.8.1	Quasistationärer Betrieb	Vergleich Vermögen an EZE-Klemme aus Einheitenzertifikat mit Anforderung aus 10.2.1.2 und Bewertung
11.4.8.2	Polrad- und Netzpendelungen	Analog zu 11.4.8.2 bewerten
11.4.9	Nachweis der Inselbetriebes	Analog zu 11.4.9 bewerten
11.4.10	Nachweis der Schwarzstartfähigkeit	Analog zu 11.4.10 bewerten

7236

7237

7238

7239

**Tabelle 40 - Bewertungsumfang für ein Anlagenzertifikat B (Seite 2 von 2)**

Abschnitt beim Anlagenzertifikat A (Standard-Anlagenzertifikat)		Bewertung beim Anlagenzertifikat B (vereinfachtes Anlagenzertifikat)
11.4.11	Statische Spannungshaltung	Vergleich Vermögen an EZE-Klemme aus Einheitszertifikat mit Anforderung aus 10.2.2 und Bewertung; außerdem Bewertung Erzeugungsanlagen-Regler-Konzept
11.4.12	O-/UVRT-Robustheit	Keine Bewertung (Einheitszertifikat ausreichend)
11.4.12.1	Allgemeines	
11.4.12.2	O-/UVRT-Robustheit für eine Typ-1-Erzeugungsanlage	
11.4.12.3	O-/UVRT-Robustheit für eine Typ-2-Erzeugungsanlage	
11.4.12.4	Eingeschränkte kontinuierliche Spannungsregelung für eine Typ-2-Erzeugungsanlage	
11.4.13	Wirkleistungsabgabe	Analog zu 11.4.13 bewerten
11.4.14	Netzsicherheitsmanagement	Analog zu 11.4.14 bewerten
11.4.15	Wirkleistungseinspeisung in Abhängigkeit der Netzfrequenz (Über- und Unterfrequenz)	Keine Bewertung (Einheitszertifikat ausreichend)
11.4.16	Kurzschlussstrombeitrag der Erzeugungsanlage	Keine Bewertung (Einheitszertifikat ausreichend)
11.4.17	Schutztechnik und Schutzeinstellungen	Bewertung analog zu 11.4.17 (aber ohne Lastflussberechnung und FRT-Berechnung)
11.4.18	Zuschaltbedingungen und Synchronisierung	Analog zu 11.4.18 bewerten
11.4.19	Abfangen auf Eigenbedarf bzw. schnelle Resynchronisierung	Analog zu 11.4.19 bewerten
11.4.20	Anforderungen an eine Regelleistungsbereitstellung	Analog zu 11.4.20 bewerten
11.4.21	Eigenbedarfs- und Hilfsenergieversorgung	Analog zu 11.4.20 bewerten
11.4.22	Sprunghafte Spannungsänderungen	Keine Bewertung
11.4.23	EZA-Modell und Genauigkeit	Keine Bewertung

7240

7241 Im Anlagenzertifikat B ist weiterhin zu überprüfen, ob die Umsetzung der Anforderungen aus dem Netz-  
7242 betreiberfragebogen E.9 möglich ist.

7243 Weiterhin sind die Einheitszertifikate aller Erzeugungseinheitentypen der Erzeugungsanlage dahingehend zu  
7244 prüfen, ob für die Erfüllung von Anforderungen aus dieser VDE-Anwendungsregel Zusatzkomponenten  
7245 erforderlich sind und wenn ja, wie diese in der zu bewertenden Erzeugungsanlage realisiert werden. Für welche  
7246 Zusatzkomponenten Komponentenzertifikate erforderlich sind, ist in 11.3 beschrieben.

7247 **11.4.25 Nachtrag zum Anlagenzertifikat**

7248 Ergeben sich im Rahmen der Überwachung (zwischen Ausstellungsdatum des Anlagenzertifikates und  
7249 Ausstellungsdatum der Konformitätserklärung) Abweichungen zum Anlagenzertifikat (z. B. andere tatsächlich  
7250 verbaute Kabellängen und -querschnitte, andere Stufung der Maschinentransformatoren usw.), ist die  
7251 Einhaltung der Anforderungen dieser VDE-Anwendungsregel durch einen Nachtrag zum Anlagenzertifikat  
7252 nachzuweisen.

7253 **11.5 Inbetriebsetzungsphase**

7254 **11.5.1 Inbetriebsetzung der Übergabestation**

7255 Die Inbetriebsetzung erfolgt nach 4.3.

7256 Mit dem Inbetriebsetzungsprotokoll der Übergabestation (Vordruck E.7) wird unter anderem bestätigt, dass die  
7257 Übergabestation der Ausführungsplanung und den Vorgaben des Netzbetreibers entspricht. Wesentliche  
7258 Bestandteile des Inbetriebsetzungsprotokolls sind auch die darin aufgeführten weiterführenden Protokolle und  
7259 Nachweise (z. B. Schutzprüfprotokolle).

7260 Im Zuge der Inbetriebsetzung der Übergabestation ist die Prüfung des übergeordneten Entkopplungsschutzes  
7261 durchzuführen (siehe 4.2.5). Folgende Überprüfungen sind erforderlich:

- 7262 – Prüfung der Strom- und Spannungswandler;
- 7263 – Vorhandensein und Anschaltung der Prüfklemmenleiste;
- 7264 – Funktionsprüfung der Schutzeinrichtung; sekundärseitig, bei vorhandener Prüftechnik kann die Schutz-  
7265 prüfung auch unter Einbeziehung der Primärseite der Wandler durchgeführt werden, sofern eine  
7266 Personengefährdung ausgeschlossen werden kann; Nachweis, dass die Einstellvorgaben aus dem  
7267 Datenabfragebogen des Netzbetreibers E.9 umgesetzt wurden;
- 7268 – Messtechnischer Nachweis der Gesamtausschaltzeit von Schutz und Schaltgerät (Prüfung der Gesamt-  
7269 wirkungskette);
- 7270 – Prüfung des unverzögerten Auslösens des Kuppelschalters der Erzeugungsanlage bei Ausfall der  
7271 Hilfsenergie der Schutzeinrichtungen sowie Prüfung der Überwachungsfunktionen nach 6.3.4.3 und nach  
7272 10.3.1;
- 7273 – Überprüfung der Dimensionierung der USV;
- 7274 – Erstellung von Schutzprüfprotokollen (Vordruck E.18 für Erzeugungsanlagen ohne Nachweisführung  
7275 durch Anlagenzertifikat/Konformitätserklärung).

7276 Bei Erzeugungsanlagen erteilt der Netzbetreiber die Erlaubnis zur Zuschaltung der Erzeugungsanlage durch  
7277 Erteilung der vorrübergehenden Betriebserlaubnis (siehe E.16).

7278 **11.5.2 Inbetriebsetzung der Erzeugungseinheiten, des EZA-Reglers und ggf. weiterer Komponenten**

7279 Die Inbetriebsetzung der Erzeugungseinheiten und der Erzeugungsanlage erfolgt nach den in 4.4, Bild 1,  
7280 dargestellten Phasen mit den dort aufgeführten Nachweisen. Die Untersetzung dieser Darstellung mit den  
7281 konkret zu erfolgenden Prüfungen und Nachweisen erfolgt nach 11.5.2 bis 11.5.5.

7282 Die Inbetriebsetzung der Übergabestation nach 4.3 ist Voraussetzung für die Inbetriebsetzung der einzelnen  
7283 Erzeugungseinheiten.

7284 Über die Inbetriebsetzung jeder einzelnen Erzeugungseinheit ist durch den Anlagenbetreiber ein Protokoll  
7285 anzufertigen (in der Regel Vordruck des Netzbetreibers, ansonsten siehe E.10). Im Falle sehr vieler  
7286 Erzeugungseinheiten (z. B. bei String-Wechselrichtern) können Sammelprotokolle erstellt werden. Das aus-  
7287 gefüllte Inbetriebsetzungsprotokoll verbleibt beim Anlagenbetreiber und ist zum Nachweis der durchgeführten  
7288 Prüfungen aufzubewahren. Dem Netzbetreiber ist eine Kopie auszuhändigen. Der Netzbetreiber entscheidet  
7289 eigenständig, ob er an der vom Anlagenbetreiber terminierten Inbetriebsetzung der Erzeugungseinheiten  
7290 teilnimmt.

7291 Davon abweichend kann die Vorlage der Schutzprüfprotokolle für den Schutz an den einzelnen Erzeugungs-  
7292 einheiten entfallen, wenn auf der Niederspannungsseite des zugehörigen Maschinentransformators ein  
7293 zusätzlicher Entkopplungsschutz vorgesehen ist (zwischen gelagerter Schutz, unabhängig vom  
7294 übergeordneten Entkopplungsschutz am Netzanschlusspunkt). Die Schutzfunktionen der einzelnen  
7295 Erzeugungseinheiten dürfen nicht vor diesem auslösen.

7296 Mit der Inbetriebsetzung der Erzeugungseinheiten ist der messtechnische Nachweis der Einstellwerte und  
7297 Funktionsweise der Entkopplungs- und Kurzschlusschutzeinrichtungen (Schutzprüfung) inkl. des  
7298 messtechnischen Nachweises der Gesamtausschaltzeit von Entkopplungsschutz und Schaltgerät

7299 (Gesamtwirkungskette) und der Einstellungen entsprechend der Netzbetreibervorgaben in Verbindung mit den  
 7300 Angaben aus dem Anlagenzertifikat, insbesondere zur O-/UVRT-Robustheit zu erbringen. Sofern der  
 7301 messtechnische Nachweis der Gesamtausschaltzeit von Entkopplungsschutz und Schaltgerät im Rahmen der  
 7302 Einheitenzertifizierung erbracht wurde, ist eine Funktionsprüfung im Rahmen der Inbetriebsetzung  
 7303 ausreichend, solange der gleiche Entkopplungsschutz und die gleichen Schaltgeräte verbaut wurden.  
 7304 Außerdem muss die Regelung der Wirkleistungsabgabe nach Vorgabe des Netzbetreibers mit  
 7305 Inbetriebsetzung der ersten Erzeugungseinheit sichergestellt sein. Dazu ist eine Funktionsprüfung vom  
 7306 Netzbetreiber bis zum Empfangsgerät in der Kundenanlage und vom Anlagenerrichter/Inbetriebsetzer vom  
 7307 Empfangsgerät bis zur Erzeugungseinheit vorzunehmen, so dass eine Leistungsreduzierung nachvollzogen  
 7308 werden kann.

7309 Mit dem Inbetriebsetzungsprotokoll E.10 wird bestätigt, dass die jeweilige Erzeugungseinheit den Vorgaben  
 7310 des Netzbetreibers und dem Anlagenzertifikat entspricht.

### 7311 **11.5.3 Inbetriebsetzung der gesamten Erzeugungsanlage und Inbetriebsetzungserklärung**

#### 7312 **11.5.3.1 Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage**

7313 Bei der Inbetriebsetzung der gesamten Erzeugungsanlage handelt es sich insbesondere um Funktions-  
 7314 prüfungen, die erst durchgeführt werden können, wenn die gesamte Erzeugungsanlage in Betrieb ist. Hierzu  
 7315 gehören insbesondere die Prüfung der Wirkleistungssteuerung und der Blindleistungsregelung für die  
 7316 Erzeugungsanlage mit dem Netzbetreiber.

7317 Die Inbetriebsetzung der gesamten Erzeugungsanlage erfolgt nach Inbetriebsetzung der einzelnen  
 7318 Erzeugungseinheiten. Können einzelne Erzeugungseinheiten erst deutlich zeitlich später nach den ersten  
 7319 Erzeugungseinheiten in Betrieb genommen werden (Zeitraum > 4 Wochen), erfolgen – in Abstimmung mit dem  
 7320 Netzbetreiber – trotzdem bereits die Prüfungen und Nachweise für die Erzeugungsanlage. Gegebenenfalls  
 7321 müssen dann nach Inbetriebsetzung aller Erzeugungseinheiten Prüfungen wiederholt werden.

7322 Ziel der Funktionsprüfungen ist der Nachweis der Funktionstüchtigkeit der gesamten Wirkungskette von der  
 7323 Übergabestation bis zur Erzeugungseinheit, die vom Anlagenerrichter/Inbetriebsetzer vorgenommen wird. Bei  
 7324 fernwirktechnischer Anbindung der Erzeugungsanlage ist eine Funktionsprüfung (ggf. mit den Reaktionszeiten)  
 7325 von der netzführenden Stelle des Netzbetreibers bis in die Übergabestation durch den Anlagenerrichter/  
 7326 Inbetriebsetzer, gemeinsam mit dem Netzbetreiber vorzunehmen. In diesem Fall ist eine gesonderte Prüfung  
 7327 von der Übergabestation bis zur Erzeugungseinheit inkludiert.

7328 Zur Durchführung der Prüfungen an der Erzeugungsanlage sollten mindestens 20 %  $P_{inst}$  tatsächlich erzeugt  
 7329 werden. Für die Überprüfung der Blindleistungsbereitstellung nach der  $Q(P)$ - bzw.  $\cos \varphi(P)$ -Kennlinie werden  
 7330 mindestens 60 %  $P_{inst}$  benötigt. Sollte der Wert von 60 %  $P_{inst}$  innerhalb von 4 Wochen nach Zuschaltung der  
 7331 Erzeugungsanlage noch nicht erreicht worden sein, ist die Funktionsprüfung der  $Q(P)$ - bzw.  $\cos \varphi(P)$ -Kennlinie  
 7332 mit einer „Prüfkennlinie“ durchzuführen. Bei dieser „Prüfkennlinie“ wird Punkt P 2 (Verlassen des Wertes  
 7333  $Q/P_{inst} = 0$  in Bild 9 bzw. Verlassen des Wertes  $\cos \varphi = 1,00$  in Bild 10) auf der Abszisse zum Wert  $0,2 P/P_{inst}$   
 7334 hin verschoben. Der Nachweis ist bis mindestens 30 %  $P_{inst}$  durchzuführen. Nach dieser Funktionsprüfung mit  
 7335 der „Prüfkennlinie“ ist wieder die ursprünglich geforderte Kennlinie einzustellen und in der  
 7336 Inbetriebsetzungserklärung zu bestätigen. Weitere Mindestanforderungen an die zur Verfügung stehende  
 7337 Wirkleistung während der Funktionsprüfung sind mit dem Netzbetreiber abzustimmen.

7338 Der Nachweis ist in Form eines gemeinsamen Funktionsprüfprotokolls Netzbetreiber/Anlagenbetreiber  
 7339 (Inbetriebsetzungsprotokoll der Erzeugungsanlage) zu dokumentieren. Alternativ kann der Netzbetreiber in  
 7340 Abstimmung mit dem Anlagenbetreiber die Funktionsprüfung eigenständig von fern durchführen und  
 7341 protokollieren. Der Anlagenbetreiber erhält eine Kopie des Protokolls.

7342 ANMERKUNG Sollte bei der Inbetriebsetzung die Sollwertvorgabe durch den Netzbetreiber (Prüfung der  
 7343 Gesamtwirkungskette) nicht möglich sein (z. B. keine Hardware vor Ort, schriftliche Absage der Prüfung durch den  
 7344 Netzbetreiber) ist dies zu dokumentieren. Wenn nach schriftlicher Aufforderung des Anlagenbetreibers an den  
 7345 Netzbetreiber, innerhalb von 4 Wochen nach Zuschaltung der EZA kein Termin für eine Prüfung der Gesamtwirkungskette  
 7346 zustande kommt, kann diese von der Übergabestation bis zu den Erzeugungseinheiten ohne die fernwirktechnische  
 7347 Vorgabe des Netzbetreibers akzeptiert werden. Dafür ist in der FWA die Schnittstelle zum Netzbetreiber zu simulieren und  
 7348 die Ergebnisse des Regelungstests zu dokumentieren. Alternativ sollte die Prüfung der Gesamtwirkungskette unter

**E VDE-AR-N 4110:2024-11**

7349 organisatorischer Verantwortung des Netzbetreibers nachgeholt werden. Die Ausstellung der Konformitätserklärung ist  
7350 auch in diesen Fällen zulässig.

7351 Im Rahmen dieser Funktionsprüfungen ist nachfolgender Mindestumfang zu prüfen:

7352 **Wirkleistung**

7353 – Prüfung der Reaktion der Erzeugungsanlage bei Vorgabe unterschiedlicher Befehle für die Wirk-  
7354 leistungssteuerung durch die netzführende Stelle (Vorgaben zur Leistungsreduzierung und zur Wieder-  
7355 freigabe der Leistungseinschränkung); bei fernwirktechnischer Anbindung der Übergabestation an das  
7356 Netzleitsystem des Netzbetreibers, dokumentiert der Netzbetreiber die Messwerte in seiner netzführenden  
7357 Stelle;

7358 – Die Funktionsprüfung wird für jeden Primärenergieträger gesondert durchgeführt (sofern an einer  
7359 Übergabestation mehrere Primärenergieträger angeschlossen sind);

7360 – Prüfung des vom Netzbetreibers vorgegebenen Prozessdatenumfangs (siehe Tabelle C.4 und E.9).

7361 **Blindleistung**

7362 Es erfolgt ausschließlich die Prüfung der vom Netzbetreiber vorgegebenen Verfahren für die Blind-  
7363 leistungsbereitstellung.

7364 – Prüfung der Reaktion der Erzeugungsanlage

7365 • hinsichtlich der Einhaltung der vorgegebenen Kennlinie oder des vorgegebenen Festwertes;  
7366 hierbei Auswertung aufgezeichneter Betriebsmesswerte über einen bestimmten Zeitraum  
7367 (mindestens 7 Tage) anhand von Messdaten aus dem EZA-Regler;

7368 • auf veränderte Sollwertvorgaben durch die netzführende Stelle des Netzbetreibers bei fernwirk-  
7369 technischer Anbindung der Übergabestation an die netzführende Stelle des Netzbetreibers.  
7370 Hierbei quantitative Auswertung der Betriebsmesswerte durch den Netzbetreiber;

7371 • auf die Umschaltung zwischen verschiedenen Verfahren der Blindleistungsbereitstellung durch  
7372 die netzführende Stelle des Netzbetreibers. Hierbei quantitative Auswertung der  
7373 Betriebsmesswerte (nur erforderlich, wenn der Netzbetreiber mehrere Verfahren vorgegeben hat  
7374 und die Übergabestation fernwirktechnisch an die netzführende Stelle des Netzbetreiber  
7375 angebunden ist);

7376 – Prüfung des vom Netzbetreiber vorgegebenen Prozessdatenumfangs (siehe C.4 und E.9);

7377 – Prüfung der Reaktion der Erzeugungsanlage bei Ausfall des Vorgabewertes;

7378 – Prüfung der Reaktion der Erzeugungsanlage bei Ausfall der Kommunikation zwischen zentralem EZA-  
7379 Regler und der EZE.

7380 Die Prüfungen zur Blindleistungsbereitstellung sind bei der zum Zeitpunkt der Prüfung vorhandenen  
7381 Netzspannung durchzuführen. Werden mehrere Typ-1-Anlagen parallel betrieben, sind die Randbedingungen  
7382 aus 11.4.11 zu beachten.

7383 Bei der Durchführung der Prüfungen ist vom Netzbetreiber darauf zu achten, dass die von ihm vorgegebenen  
7384 Blindleistungsänderungen nicht zu Spannungsbandverletzungen führen.

7385 **Nachweis der Inselbetriebsfähigkeit und der Schwarzstartfähigkeit**

7386 Bei entsprechendem Vermögen der Erzeugungsanlage sind mit dem Netzbetreiber die Details der praktischen  
7387 Prüfung abzustimmen.

7388 **11.5.3.1 Inbetriebsetzung einer Erzeugungsanlage im Einzelnachweisverfahren**

7389 Die Beschreibung der zusätzlich erforderlichen Prüfungen erfolgt nach 11.6.3.

### 7390 11.5.3.2 Inbetriebsetzungserklärung

7391 Auf Basis der vorliegenden Inbetriebsetzungsprotokolle, ggf. ergänzt um Funktions- und Messprotokolle,  
7392 erstellt der Anlagenbetreiber oder eine von ihm beauftragte qualifizierte Stelle (z .B. Gutachter, Hersteller,  
7393 Betriebsführer, Inspektionsstellen, Zertifizierungsstelle) eine Inbetriebsetzungserklärung für die  
7394 Erzeugungsanlage (siehe Vordruck E.11). Die Inbetriebsetzungserklärung enthält eine vollständige  
7395 Dokumentation der Inbetriebsetzung sowie der errichteten Erzeugungsanlage.

7396 Die Inbetriebsetzungserklärung muss inhaltlich derart begründet und fachlich nachvollziehbar sein, dass der  
7397 Zertifizierungsstelle (Aussteller der Konformitätserklärung) hinsichtlich der zu bestätigenden Einhaltung der  
7398 Anforderung eine eigene Überprüfung ermöglicht wird.

7399 In begründeten Fällen kann der Ersteller der Inbetriebsetzungserklärung überprüft werden. Die Form und der  
7400 Umfang der Überprüfung ist zwischen der Zertifizierungsstelle und dem Ersteller der Inbetriebsetzungs-  
7401 erklärung abzustimmen. Aktuelle Qualitätsdokumente, die die Kompetenz und das Vertrauen in die  
7402 ausgestellten Dokumente belegen, sind anzuerkennen.

7403 Im Rahmen der Inbetriebsetzungserklärung sind unter anderem die folgenden Punkte zu dokumentieren und  
7404 zu bestätigen:

7405 – Vollständiges Übersichtsschaltbild der Erzeugungsanlage inklusive Kurzschlusschutz- und Ent-  
7406 kupplungsschutzeinrichtungen und zugehörige Schaltgeräte.

7407 – Die tatsächlich verbauten Erzeugungseinheiten (namentlich und mit Seriennummer) inklusive der im  
7408 Einheitszertifikat aufgeführten Hauptkomponenten (inklusive Firmwarestände).

7409 – Die tatsächlich verbauten Komponenten/EZA Regler (namentlich und mit Seriennummer).

7410 – Die tatsächlich verbauten Betriebsmittel der Erzeugungsanlage z. B. Typ und elektrische Kenndaten der  
7411 Transformatoren.

7412 – Die Einstellungen der errichteten Einheiten und Komponenten auf Basis der Angaben aus dem  
7413 Anlagenzertifikat und den Vorgaben aus dem Netzbetreiberabfragebogen (Einstellprotokolle der  
7414 Erzeugungseinheiten und des EZA-Reglers, aus denen die Parametrierung hervorgeht; Beispielhaft ist  
7415 dies über einen Parameterauszug aus der jeweiligen Erzeugungseinheit oder des EZA-Reglers möglich)  
7416 sowie Überprüfung der Stufenstellung der Maschinentransformatoren.

7417 – Im Fall einer rechnerischen Überschreitung von Oberschwingungen/Zwischenharmonischen im  
7418 Anlagenzertifikat ist der Zeitpunkt der Installation der Oberschwingungsmessung anzugeben (die Fristen  
7419 nach 11.4.7.4 sind zu beachten).

7420 – Funktionsprüfprotokolle und Messprotokolle zur Wirkleistungssteuerung und Blindleistungsregelung.

7421 – Schutzprüfprotokolle der Schutzeinrichtungen am Netzanschlusspunkt und an den Erzeugungseinheiten.

7422 ANMERKUNG Bei PV-Anlagen kann die Vorlage der Schutzprüfprotokolle für den Schutz an den  
7423 einzelnen Erzeugungseinheiten entfallen, wenn auf der Niederspannungsseite des zugehörigen  
7424 Maschinentransformators ein zusätzlicher Entkopplungsschutz vorgesehen ist. Die Schutzfunktionen  
7425 der einzelnen Erzeugungseinheiten dürfen nicht vor diesem auslösen. Dies ist in der  
7426 Inbetriebsetzungserklärung zu bestätigen. Das Schutzprüfprotokoll ist hierbei für den zusätzlichen  
7427 Entkopplungsschutz vorzulegen.

7428 – Eine vollständige Liste der Prüfpunkte ist in E.11 aufgeführt.

7429 Die ausgefüllte Inbetriebsetzungserklärung verbleibt beim Anlagenbetreiber und ist dem Netzbetreiber in Kopie  
7430 auszuhändigen.

### 7431 11.5.4 Konformitätserklärung

7432 Auf Basis des Anlagenzertifikats und der durch den Betreiber der Erzeugungsanlage bereitgestellten  
7433 Inbetriebsetzungserklärung bestätigt eine nach DIN EN ISO/IEC 17065 hierfür akkreditierte Zertifizierungsstelle  
7434 die Konformität der errichteten Erzeugungsanlage mit den Anforderungen nach VDE-AR-N 4110 und den  
7435 Vorgaben des Netzbetreibers (Dokumentenprüfung, siehe E.12). In dem Zusammenhang werden keine  
7436 prozessualen Anforderungen an die Form oder den Umfang der Konformitätserklärung gestellt. Somit muss  
7437 die Konformitätserklärung nicht als akkreditierte Leistung von der Zertifizierungsstelle ausgestellt werden.

**E VDE-AR-N 4110:2024-11**

7438 Zwischen dem Ersteller der Konformitätserklärung und dem Ersteller der Inbetriebsetzungserklärung muss das  
7439 4-Augen-Prinzip gewährleistet sein.

7440 In begründeten Fällen kann der Ersteller der Konformitätserklärung überprüft werden. Die Form und der  
7441 Umfang der Überprüfung ist zwischen den beteiligten Parteien abzustimmen. Aktuelle Qualitätsdokumente, die  
7442 die Kompetenz und das Vertrauen in die ausgestellten Dokumente belegen, sind anzuerkennen.

7443 Im Rahmen der Konformitätserklärung sind die Dokumente hinsichtlich der folgenden Punkte zu prüfen:

7444 – Die Erzeugungsanlage (Einheiten, Komponenten und Betriebsmittel, usw.) wurde entsprechend des  
7445 Anlagenzertifikates und nach den Vorgaben des Netzbetreibers errichtet.

7446 – Die in der Inbetriebsetzungserklärung ausgewiesenen Einstellungen der errichteten Erzeugungsanlage  
7447 stimmen mit dem Anlagenzertifikat, Einheitenzertifikat(en) und Komponentenzertifikat(en) überein.

7448 – Das Konzept zur statischen Blindleistungsbereitstellung, das Konzept zur Wirkleistungssteuerung, die  
7449 Umsetzung der O-/UVRT-Robustheit und das Schutzkonzept wurden unter Berücksichtigung der  
7450 Anforderungen des Netzbetreibers umgesetzt.

7451 – Prüfung der Schutzprüfprotokolle.

7452 Bei Abweichungen vom Anlagenzertifikat, sind diese im Rahmen der Konformitätserklärung von der  
7453 Zertifizierungsstelle darzustellen und zu bewerten.

7454 Der Konformitätserklärung ist die Inbetriebsetzungserklärung der Erzeugungsanlage einschließlich  
7455 zugehöriger Protokolle und Nachweise beizufügen.

7456 Soweit der Netzbetreiber mit E.9 ein EZA-Modell angefordert hat, übergibt der Anschlussnehmer spätestens  
7457 mit der Konformitätserklärung das EZA-Modell. Bei Abweichungen zwischen der errichteten Erzeugungsanlage  
7458 und dem Anlagenzertifikat ist das EZA-Modell durch den Anschlussnehmer entsprechend anzupassen. Mit der  
7459 Übergabe des EZA-Modells sind die Genauigkeiten gegenüber dem nach 11.4 für die Anlagenzertifizierung  
7460 verwendeten Simulationsmodell mit auszuweisen.

7461 Details zur Erstellung einer erweiterten Konformitätserklärung im Einzelnachweisverfahren sind 11.6.3 und  
7462 11.6.4 zu entnehmen.

7463 Für das Einreichen der Konformitätserklärung beim Netzbetreiber gelten folgende Fristen:

7464 – 6 Monate nach Inbetriebsetzung der gesamten Erzeugungsanlage, jedoch spätestens

7465 – 12 Monate nach Inbetriebsetzung der ersten Erzeugungseinheit.

7466 Sofern eine Konformitätserklärung nicht fristgemäß beim Netzbetreiber eingereicht wird, erlischt die  
7467 vorübergehende Betriebserlaubnis.

7468 Sollte der Zeitraum von 6 Monaten nach Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage für die Übergabe der  
7469 Konformitätserklärung nicht sichergestellt werden können, sind für entsprechende Bauabschnitte Anlagen-  
7470 zertifikate beim Netzbetreiber einzureichen und die Konformitätserklärungen dann ebenfalls bauabschnittsweise  
7471 zu übergeben. Die Erweiterung bzw. Anpassung bestehender Anlagenzertifikate ist zulässig.

7472 Der Nachweisprozess für die Errichtung der betriebsbereiten Erzeugungsanlage wird durch die Konformitäts-  
7473 erklärung abgeschlossen. Damit endet auch der Überwachungsprozess des Anlagenzertifikats seitens der  
7474 Zertifizierungsstelle. Danach kann der Regelbetrieb der Erzeugungsanlage aufgenommen werden. Der Netz-  
7475 betreiber stellt dem Anlagenbetreiber eine endgültige Betriebserlaubnis aus.

7476 Der Netzbetreiber kann auch nach erfolgter Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage eine Prüfung auf Ein-  
7477 haltung der elektrischen Eigenschaften verlangen.

7478 **11.5.5 Betriebsphase**

7479 Der Anlagenbetreiber ist verpflichtet, Änderungen an bestehenden Erzeugungsanlagen, die wesentliche  
7480 Auswirkungen auf das elektrische Verhalten am Netzanschlusspunkt haben, dem Netzbetreiber mitzuteilen. In  
7481 Abstimmung mit dem Netzbetreiber sind in diesem Fall ein neues Anlagenzertifikat sowie eine Ergänzung der

7482 Inbetriebsetzungserklärung und der Konformitätserklärung erforderlich. Einzelheiten hierzu sind in 11.4  
7483 beschrieben.

7484 Relevante Änderungen an Erzeugungseinheiten oder Komponenten sind der Zertifizierungsstelle der ent-  
7485 sprechenden Erzeugungseinheit während der Dauer des Überwachungsprozesses durch den Hersteller  
7486 mitzuteilen. Die Zertifizierungsstelle bewertet auf der Grundlage der vom Hersteller übergebenen Unterlagen  
7487 und Erklärungen die Gültigkeit der entsprechenden Einheiten- bzw. Komponentenzertifikate.

7488 Wird ein Einheitenzertifikat zurückgezogen, so muss dieses durch die Zertifizierungsstelle öffentlich bekannt  
7489 gemacht werden. Der Inhaber des Einheitenzertifikates ist in diesem Fall verpflichtet, die Anlagenbetreiber zu  
7490 informieren, an welche die betroffenen Erzeugungseinheiten geliefert wurden. Der Anlagenbetreiber ist  
7491 verpflichtet, den Netzbetreiber hierüber unter Nennung der Gründe zu unterrichten.

7492 Wenn der Anlagenbetreiber die folgenden Unterlagen alle vier Jahre erstellt und auf Verlangen beim Netz-  
7493 betreiber vorlegt, wird davon ausgegangen, dass der Artikel 41 des NC RfG [24] erfüllt ist:

7494 1) Der zuletzt übermittelte Netzbetreiber-Abfragebogen E.9: Falls in der Betriebsphase Änderungen vom  
7495 Netzbetreiber angefordert werden, müssen diese über die Zusendung eines aktualisierten Netzbetreiber-  
7496 Abfragebogens E.9 an den Anlagenbetreiber beschrieben werden.

7497 2) Schutzprüfprotokoll der Schutzeinrichtungen am Netzanschlusspunkt und an den Erzeugungseinheiten.

7498 3) Funktionsprüfung der Hilfsenergieversorgung der Sekundärtechnik der Übergabestation.

7499 4) Die Funktionsweise der vom Netzbetreiber vorgegebenen Wirkleistungssteuerung und der Blind-  
7500 leistungsbereitstellung und Regelungsfunktion nach E.9 muss mindestens alle vier Jahre überprüft  
7501 werden, sofern nicht im Rahmen des Netzbetriebes innerhalb dieses Zeitraumes eine Nutzung dieser  
7502 Funktionalitäten erfolgte. Die Überprüfung der Signalkette erfolgt in Zusammenarbeit mit und auf  
7503 Anforderung des zuständigen Netzbetreibers.

7504 5) Einstellprotokoll der Erzeugungseinheiten und Komponenten nach 11.5.3.

#### 7505 **11.5.6 Störende Rückwirkungen auf das Netz**

7506 Der Netzbetreiber kann auch nach erfolgter Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage eine Prüfung auf  
7507 Einhaltung der elektrischen Eigenschaften verlangen.

7508 Die Einhaltung der zulässigen Grenzwerte bezüglich Netzzrückwirkungen ist in begründeten Fällen durch den  
7509 Anlagenbetreiber mittels Messung nachzuweisen.

7510 Auch der Netzbetreiber kann eine Nachmessung der Oberschwingungen vornehmen lassen. Das ist insbe-  
7511 sondere dann der Fall, wenn Rückwirkungen auftreten, die andere Anschlussnehmer unzulässig beeinflussen.

### 7512 **11.6 Einzelnachweisverfahren**

#### 7513 **11.6.1 Allgemeines**

7514 Alternativ zu dem in nach 11.2 bis 11.5 beschriebenen Standard-Nachweisverfahren kann für den Nachweis  
7515 der elektrischen Eigenschaften auch das Einzelnachweisverfahren gewählt werden. Voraussetzungen hierfür  
7516 sind:

7517 – Es handelt sich um eine Erzeugungsanlage, bei der mindestens eine Erzeugungseinheit individuell  
7518 ausgelegt und konstruiert wird bzw. eine Kleinstserie (insgesamt maximal 5 Erzeugungseinheiten) oder

7519 ANMERKUNG Hierbei handelt es sich im Wesentlichen um Typ-1-Einheiten wie beispielsweise Gas- und  
7520 Dampfturbinenanlagen oder Wasserkraftanlagen, die zusammen mit weiteren Komponenten eine kundenindividuelle  
7521 Erzeugungsanlage (Einzelanlage) bilden. Die Kleinstserie bezieht sich auf in Deutschland in Betrieb gesetzte  
7522 Erzeugungseinheiten.

7523 – es handelt sich um ein Notstromaggregat, das künftig als Erzeugungsanlage betrieben werden soll oder

7524 – es handelt sich um eine BHKW-Anlage, die sich bereits vor dem 01.01.2014 in Betrieb befand und für eine  
7525 Weiternutzung den Standort wechselt oder

7526 – es handelt sich um eine Erzeugungseinheit mit einer Bemessungsscheinleistung  $S_{rE}$  von  $\geq 5$  MVA.

E VDE-AR-N 4110:2024-11

7527 Bei der Anwendung des Einzelnachweisverfahrens wird zwischen dem Nachweis für Erzeugungsanlagen mit  
7528  $P_{Amax} > 950$  kW (Anlagenzertifikat C1) und für Erzeugungsanlagen mit  $P_{Amax}$  zwischen  $\geq 135$  kW und  $\leq 950$   
7529 kW (Anlagenzertifikat C2) unterschieden. Als Nachweis der elektrischen Eigenschaften sind die Anforderungen  
7530 nach 11.2, 11.3 und 11.4 einzuhalten, mit der Ausnahme des messtechnischen Nachweises der O-/UVRT-  
7531 Robustheit nach 11.2 und der Nachweisführung für die netzsicherheitsbasierte Primärregelung nach 11.2.10.1.  
7532 Der Nachweis der O-/UVRT-Robustheit ist vor Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage rechnergestützt  
7533 simulativ zu führen und anschließend durch Messungen im Zuge der Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage  
7534 sowie anhand von Aufzeichnungen und Bewertung von realen Spannungseinbrüchen während des Betriebes  
7535 der Erzeugungsanlage über die am Netzanschlusspunkt und in der Erzeugungseinheit installierten  
7536 Störschreiber zu verifizieren. Der Nachweis der netzsicherheitsbasierten Primärregelung ist für die  
7537 Nachweisführung im Einzelnachweisverfahren für ein Anlagenzertifikat C1 entsprechend der Ausführungen im  
7538 Abschnitt 11.6.3 zu erbringen. Im Rahmen der Erstellung eines Anlagenzertifikats C2 erfolgt der Nachweis der  
7539 O-/UVRT-Robustheit über eine Herstellererklärung im Anlagenzertifikat C2 und anschließend über den zu  
7540 installierenden Störschreiber, der in der Regel am Netzanschlusspunkt zu installieren ist.

7541 Die Dokumentation des Nachweises der elektrischen Eigenschaften erfolgt beim Einzelnachweisverfahren für  
7542 Erzeugungsanlagen mit  $P_{Amax} > 950$  kW durch

7543 – Ausstellung eines Anlagenzertifikates C1 für  $P_{Amax} > 950$  kW nach 11.6.2 und

7544 – Ausstellung einer erweiterten Konformitätserklärung zum Anlagenzertifikat C1 nach 11.6.4 und der  
7545 Auswertung der Störschreiber nach 11.6.5.

7546 für Erzeugungsanlagen mit  $P_{Amax}$  zwischen  $\geq 135$  kW und  $\leq 950$  kW durch

7547 – Ausstellung eines Anlagenzertifikates C2 für  $P_{Amax}$  zwischen  $\geq 135$  kW und  $\leq 950$  kW nach 11.6.6 und

7548 – Ausstellung einer erweiterten Konformitätserklärung zum Anlagenzertifikat C2 nach 11.6.8 und der  
7549 Auswertung des Störschreibers nach 11.6.9.

7550 Bei netzbildenden Anlagen, die sich an der marktlichen Beschaffung von Momentanreserve beteiligen, sind die  
7551 Besonderheiten bei der Nachweisführung nach FNN Hinweis „Technische Anforderungen an Netzbildende  
7552 Eigenschaften inklusive der Bereitstellung von Momentanreserve“ [30] zu beachten.

7553 **11.6.2 Anlagenzertifikat C1 für eine Erzeugungsanlage mit  $P_{Amax} > 950$  kW**

7554 Beim Einzelnachweisverfahren stellt ein Anlagenzertifizierer im Rahmen der Planung der Erzeugungsanlage  
7555 ein Anlagenzertifikat C1 auf Basis der folgenden Unterlagen aus:

7556 – ausführliche Planungsunterlagen sowie Bestätigungen der Hersteller zu den Erzeugungseinheiten;

7557 – ein rechnerlauffähiges, dynamisches Simulationsmodell der Erzeugungsanlage, basierend auf Simu-  
7558 lationsmodellen der Erzeugungseinheiten und Komponenten;

7559 – Zertifikate bzw. Nachweise der in der Erzeugungsanlage verwendeten Komponenten;

7560 – ausführliche Planungsunterlagen sowie Bestätigungen der Hersteller zur Erzeugungsanlage.

7561 Beim Einzelnachweisverfahren erfolgt der Nachweis für die Erzeugungsanlage über ein zweistufiges Ver-  
7562 fahren, nämlich über ein Anlagenzertifikat C1 und über eine erweiterte Konformitätserklärung zum  
7563 Anlagenzertifikat C1. Einheitenzertifikate sind dabei nicht zwingend erforderlich. Der Anschlussnehmer erbringt  
7564 dann Nachweise in Form von Berechnungen und Simulationen, dass alle Anforderungen dieser VDE-  
7565 Anwendungsregel sowie alle projektspezifischen Vorgaben des Netzbetreibers eingehalten werden. Die  
7566 Bewertung von Oberschwingungen und Zwischenharmonischen erfolgt nach 11.4.7.4 auf der Basis von  
7567 Herstellererklärungen.

7568 Erst im Zuge der Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage erfolgen messtechnische Untersuchungen zum  
7569 stationären, quasistationären und zum dynamischen Verhalten der Erzeugungseinheit/der Erzeugungsanlage  
7570 sowie zu Netzrückwirkungen. Die Auswertung der im Zusammenhang mit der Inbetriebsetzung durchgeführten  
7571 Messungen dient unter anderem der Validierung des verwendeten Simulationsmodells insbesondere des  
7572 Modells zur O-/UVRT-Robustheit. Die Konformitätsbewertung erfolgt unter anderem unter Nutzung des  
7573 validierten Simulationsmodells in der erweiterten Konformitätserklärung zum Anlagenzertifikat C1. Die  
7574 messtechnischen Untersuchungen zum dynamischen Verhalten können also abweichend von der Methodik in  
7575 11.4.12 ohne FRT-Prüfeinrichtungen erfolgen.

7576 Sollten für die Plausibilisierung des Modells vor Inbetriebsetzung für die vorgesehenen Erzeugungseinheiten  
7577 keine Messdaten einer Erzeugungseinheit aus der gleichen Produktfamilie vorhanden sein, die innerhalb der  
7578 Übertragbarkeitsregeln nach 11.2.1 liegen, sind insbesondere die (Teil-)Modelle dieser Erzeugungseinheiten  
7579 strukturell durch die Zertifizierungsstelle auf ihre Plausibilität hin zu überprüfen. Für die Plausibilisierung muss  
7580 der Zertifizierungsstelle eine eigene fachliche Prüfung ermöglicht werden. Hierzu ist eine vollständige Modell-  
7581 beschreibung mit allen Regelalgorithmen, Modellkomponenten und Schnittstellen zu erstellen. Die einzelnen  
7582 Modellkomponenten und deren Verschaltungen müssen im Modell ersichtlich sein. Das Modell muss der tat-  
7583 sächlichen Erzeugungsanlage/Erzeugungseinheit in ihrem physikalischen Aufbau erkennbar nachgebildet  
7584 sein.

7585 Das Simulationsmodell muss in einer am Markt verfügbaren Netzberechnungssoftware ausführbar und damit  
7586 in der Lage sein, die elektrischen Eigenschaften der Erzeugungsanlage und der Erzeugungseinheit, die in dem  
7587 Anlagenzertifikat C1 auf Konformität zu prüfen sind, als Simulation zu beschreiben. Das Simulationsmodell  
7588 kann in mehrere, für die unterschiedlichen nachzuweisenden Eigenschaften spezifizierte Modelle aufgeteilt  
7589 sein.

7590 Insbesondere muss mit dem Simulationsmodell die Mess- und Testsituation dargestellt werden können, um  
7591 eine Parameteridentifikation und Verifikation der Modellsimulation anhand der Messergebnisse durchführen zu  
7592 können. Das Modell muss mindestens den Anforderungen nach 11.2.7 entsprechen.

7593 Die Voraussetzung für eine hinreichend genaue Bewertung der dynamischen Eigenschaften ist zudem ein  
7594 detailliertes Simulationsmodell sämtlicher Komponenten, die einen nennenswerten Einfluss auf das Verhalten  
7595 des Gesamtsystems haben.

7596 Alle festgelegten Anforderungen können nur als erfüllt oder nicht erfüllt bewertet werden. Ein nur eingeschränkt  
7597 erfülltes Anlagenzertifikat C1 wird nicht akzeptiert (mit der Ausnahme der Oberschwingungen, siehe 11.4.7.4).

7598 Das Anlagenzertifikat C1 muss mindestens folgende Unterlagen beinhalten:

- 7599 – eine schematische Darstellung der Erzeugungsanlage unter Aufführung aller Erzeugungseinheiten und  
7600 aller relevanten Betriebsmittel;
- 7601 – technische Daten der Erzeugungsanlage (mindestens eindeutige Typenbezeichnung der Erzeugungs-  
7602 einheit, der Komponenten, aller weiteren relevanten Betriebsmittel sowie des EZA-Reglers);
- 7603 – Unterlagen zu den für die Anlagenberechnung verwendeten Netzparametern und Schutzeinstellungen;
- 7604 – Aufstellung der verwendeten Herstellererklärungen;
- 7605 – für 11.4.2 bis 11.4.21 muss die positive Konformitätsbewertung nachvollziehbar dargestellt sein.

7606 Der Anschlussnehmer bzw. sein Beauftragter stellt der Zertifizierungsstelle möglichst vollständige Detail-  
7607 Planungsdaten der Erzeugungsanlage inklusiver aller Komponenten- und Einheiten nachweise (Zertifikate,  
7608 soweit vorhanden) zur Verfügung. Dies bezieht sich auf die vollständigen Auslegungsdaten der Netzanbindung  
7609 und des Eigenbedarfs sowie insbesondere auf sämtliche Daten, die für die Beurteilung der Erfüllung der  
7610 Netzanschlussbedingungen erforderlich sind und umfasst beispielsweise die Parameter des Generators, der  
7611 Spannungsregelung samt Erregereinrichtung sowie die Parameter der Turbinenregelung bzw. Regelung der  
7612 Antriebseinheit, die als Basis für die Entwicklung eines Simulationsmodells erforderlich sind. Entsprechende  
7613 Daten können aus Auslegungsberechnungen, Typ-Prüfungen, messtechnischen Untersuchungen oder  
7614 anderweitig validierten Herstellerangaben entnommen werden. Für den Spannungsregler ist ein durch eine  
7615 Zertifizierungsstelle ausgestelltes Komponentenzertifikat erforderlich. Im Einzelnachweisverfahren ist ein  
7616 Komponentenzertifikat für den Spannungsregler dann nicht separat erforderlich, wenn das Gesamtsystem  
7617 „Erzeugungseinheit mit diesem Spannungsregler“ im Zuge der erweiterten Konformitätserklärung zum  
7618 Anlagezertifikat C1 vermessen und validiert wird. Sollten Tests an einem Generator nicht möglich sein, sind  
7619 Tests an dem Spannungsregler auf einem Teststand mit geschlossenem Regelkreis (hardware in the loop)  
7620 zulässig.

7621 Es ist zu beachten, dass die vorgelegten Detail-Planungsdaten möglichst mit messtechnisch erfassten Daten  
7622 aus anderen Projekten zu belegen sind, dass eine Plausibilisierung der Einheitenmodelle bzw. des Anlagen-  
7623 modells hinreichend genau möglich ist.

7624 Auf Basis der verfügbaren Detail-Planungsdaten liefert der Anschlussnehmer ein vorläufiges Simulations-  
7625 modell der Erzeugungsanlage. Dieses umfasst sämtliche Komponenten zur stationären und dynamischen

**E VDE-AR-N 4110:2024-11**

7626 Beschreibung der Erzeugungsanlage bei Änderungen der Führungsgrößen und relevanter Störgrößen. Das  
7627 Simulationsmodell der Erzeugungseinheit muss unter anderem bei Erzeugungseinheiten vom Typ 1 den  
7628 Polradwinkel ausweisen. Das Simulationsmodell der Erzeugungseinheiten und der Erzeugungsanlage muss  
7629 dabei die erforderliche Genauigkeit aufweisen, so dass ein Nachweis der geforderten Eigenschaften anhand  
7630 des Simulationsmodells am Netzanschlusspunkt möglich ist.

7631 Das Anlagenzertifikat C1 muss mit Herstellerangaben und mit dem Simulationsmodell nachweisen, dass die  
7632 Anforderungen nach 11.4.2 bis 11.4.21 eingehalten werden.

7633 Der Anschlussnehmer legt dem Netzbetreiber das Anlagenzertifikat C1 rechtzeitig vor Inbetriebsetzung der  
7634 Übergabestation vor.

7635 **11.6.3 Inbetriebsetzung einer Erzeugungsanlage mit  $P_{Amax} > 950$  kW im Einzelnachweisverfahren**

7636 Zusätzlich zu den in 11.5.3.1 und 11.5.3.3 genannten Prüfungen sind im Einzelnachweisverfahren die  
7637 nachstehenden Anforderungen zu beachten.

7638 Voraussetzung für die Erstellung einer erweiterten Konformitätserklärung zum Anlagenzertifikat C1 im  
7639 Einzelnachweisverfahren ist eine Überprüfung des vorläufigen Simulationsmodells und damit einhergehend  
7640 des Anlagenzertifikates C auf Basis eines durch Messungen an der betriebsbereiten Erzeugungseinheit bzw.  
7641 Erzeugungsanlage überprüften und aktualisierten Simulationsmodells.

7642 Die Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage erfolgt somit verbunden mit messtechnischen Untersuchungen  
7643 zur Ermittlung der tatsächlichen Anlagendaten und darauf aufbauend eines validierten Einheiten- bzw.  
7644 Anlagensimulationsmodells. Dem Netzbetreiber ist im Vorfeld der Tests eine Abschätzung der zu erwarteten  
7645 Auswirkungen auf das Netz mitzuteilen. Der Netzbetreiber ist berechtigt, eine Anpassung der Tests zu  
7646 verlangen, wenn unzulässige Netzurückwirkungen zu erwarten sind.

7647 Die Erlangung der erweiterten Konformitätserklärung zum Anlagenzertifikat C1 im Einzelnachweisverfahren  
7648 erfordert somit die folgenden zusätzlichen Messungen und Überprüfungen:

7649 **Schritt 1:** Messungen und Tests zur Erstellung der angepassten Simulationsmodelle: Durchführung spezieller  
7650 Tests und messtechnischer Untersuchungen an der betriebsbereiten Erzeugungseinheit. Auswertung der  
7651 Messungen einschließlich Parameteridentifikation bzgl. der für das Betriebsverhalten wesentlichen Parameter  
7652 (z. B. für Erzeugungseinheiten Typ 1: Generator, Spannungsregler/Erregereinrichtung, Turbinenregelung,  
7653 usw.). Darauf aufbauend erfolgt dann die Aktualisierung der vorläufigen Simulationsmodelle für  
7654 Erzeugungseinheiten- bzw. anlagen (angepasste Simulationsmodelle).

- 7655 – Messung und Test zur Parameteridentifikation;
- 7656 – Messung und Bewertung des Vermögens hinsichtlich dynamischer Netzstützung;
- 7657 – Einbau, Parametrierung und Inbetriebsetzung eines Störschreibers zur Erfassung der O-/UVRT-  
7658 Robustheit.

7659 Für den simulativen Nachweis der PRNB nach Abschnitt 10.2.5.4.2 für Typ-1-EZE ist ein Simulationsmodell  
7660 ggf. inkl. EZA-Regler für den Wirkleistungspfad einer EZE, sowie falls erforderlich für die EZA zu erstellen (z.B.  
7661 bei GuD-Anlagen). Eingangsgrößen sind dabei Leistungs- und Drehzahlabweichungen. Die Ausgangsgröße  
7662 ist die mechanische Antriebsleistung. Der grundsätzliche Prüfaufbau ist in Bild 26 dargestellt. Er entspricht der  
7663 Prüfstand-Nachweissituation, wobei im Unterschied hierzu die Last des Fiktiven Inselnetzes als konstant, d.h.  
7664 Frequenz- und Spannungsunabhängig angenommen werden muss. Die Detailtiefe des Simulationsmodells ist  
7665 dabei auf die Anforderungen der netzsicherheitsbasierten Primärregelung und der dabei einzuhaltenden  
7666 Toleranzen im geschlossenen Regelkreis des Fiktiven Inselnetzes abzustellen. Die stationäre Beziehung der  
7667 Wirkleistungsabgabe in Abhängigkeit der wirksamen Frequenzabweichung oder des effektiven  
7668 Leistungssollwerts muss durch das Simulationsmodell mit einer Genauigkeit von 3 % bezogen auf den  
7669 Nennwert der Leistung abgebildet werden. Dies gilt insbesondere auch für die Zwischengröße des Modells  
7670 einer verallgemeinerten Ventilstellung (Turbinenventilstellung, Gashebelstellung, etc.).

7671 **Schritt 2:** Durchführung von Messungen an der vorläufig in Betrieb gesetzten Erzeugungsanlage zum Nach-  
7672 weis der Einhaltung der Netzanschlussregeln nach 11.2 und 11.4.

- 7673 – Messung und Bewertung aller Netzurückwirkungen nach 11.4.7;

- 7674 – Messung und Bewertung des Vermögens hinsichtlich der Anforderungen an den quasistationären Betrieb;
- 7675 – Messung und Bewertung des Vermögens hinsichtlich statischer Spannungshaltung.

7676 ANMERKUNG 1 Die Bewertung der Netzurückwirkungen setzt einen Netzanalysator mit einer Abtastrate  $\geq 20$  kHz voraus.

7677 ANMERKUNG 2 Die Bewertung des Vermögens hinsichtlich der Randbereiche des Spannungs- und Frequenzbandes im  
7678 quasistationären Bereich erfolgt in der Regel durch Messungen im Normalbetrieb und Herstellererklärungen.

7679 Die Ermittlung des statischen und dynamischen Wirkleistungsverhaltens der EZE bzw. EZA erfolgt durch  
7680 Auswertung der Vermessung an der betriebsbereiten Anlage. Die Übereinstimmung von Modell und EZE bzw.  
7681 EZA ist zu bewerten. Die messtechnische Ermittlung des  $P(f)$ -Verhaltens für den Nachweis der  
7682 netzsicherheitsbasierten Primärregelung im Einzelnachweisverfahren erfolgt nach Abschnitt 11.2.10.1.

### 7683 Anforderungen an die Modellgenauigkeit und Toleranzen

7684 Es sind folgende Modellgenauigkeiten einzuhalten:

7685 1) Die stationäre Beziehung der Wirkleistungsabgabe in Abhängigkeit der wirksamen Frequenzabweichung  
7686 oder des effektiven Leistungssollwerts muss durch das Simulationsmodell mit einer Genauigkeit von 3 %  
7687 bezogen auf den Nennwert der Leistung abgebildet werden. Kommt ein PI-Leistungsregler zum Einsatz,  
7688 so bezieht sich diese Anforderung auf das Ausgangssignal des Leistungsreglers. Ergänzend können  
7689 weitere Größen wie eine Ventilstellung, Massenstrom, etc., die sich proportional zur Wirkleistung  
7690 einstellen, in den Modellvergleich mit einbezogen werden.

7691 2) Die per Messung und Simulation ermittelte Hysterese (auch Umkehrspanne oder Unempfindlichkeit  
7692 genannt) der Drehzahl bzw. Frequenzregelung darf im Modell bezogen auf den messtechnisch ermittelten  
7693 Wert um maximal 10 % voneinander abweichen. Dies gilt nur wenn in der Messung eine Hysterese  
7694 beobachtet werden konnte.

7695 ANMERKUNG 1 Im Rahmen der Anforderungen an die Fähigkeit zur Bereitstellung von Primärregelleistung nach  
7696 Abschnitt 10.5.3 der VDE-AR-N 4120 in Tabelle 9 wird die Unempfindlichkeit auch als „maximale Unempfindlichkeit  
7697 der frequenzabhängigen Wirkleistungsanpassung um den gemessenen Frequenzwert“ bezeichnet.

7698 3) Für die Abweichung der Wirkleistungsabgabe verursacht durch einen Sollwertsprung der  
7699 Frequenzabweichung oder des effektiven Sollwerts gelten die Toleranzbänder der anzuwendenden  
7700 Modellierungsvorschrift (FGW TR4, Revision 10, Abschnitt E.5.2.1.1 oder der äquivalente Teil einer  
7701 neueren Version bzw. anderen Modellierungsvorschrift).

7702 **Schritt 3:** Mittels der in Schritt 1 durchgeführten Versuche wird das Simulationsmodell überprüft und ggf.  
7703 nachjustiert. Anschließend erfolgt die Validierung des Modells durch die Zertifizierungsstelle anhand der  
7704 aufgezeichneten Daten nach FGW TR 4 [15] und FGW TR 8 [17]. Die erfolgreiche Validierung wird durch ein  
7705 Modellzertifikat bestätigt. Mittels der in Schritt 2 erfassten tatsächlichen Netzurückwirkungen und des Wirk- und  
7706 Blindleistungsvermögens auf Basis der angepassten Simulationsmodelle erfolgt eine Überprüfung der  
7707 elektrischen Eigenschaften der Erzeugungsanlage, einschließlich der Bewertung der Eigenschaften der Wirk-  
7708 und Blindleistungsregelungen, gemäß den Anforderungen nach 11.4 und durch Aktualisierung des vorläufigen  
7709 Anlagenzertifikates und Ausweisung in der erweiterten Konformitätserklärung nach 11.6.4 durch die  
7710 Zertifizierungsstelle.

7711 Der simulative Nachweis der TAR-konformen PRNB erfolgt im Fiktiven Inselnetz ausgehend von  
7712 festzulegenden Anfangszuständen bei Nennfrequenz durch die Zuschaltung (Erzeugung einer negativen  
7713 Frequenzabweichung) sowie Abschaltung bzw. Verminderung einer Last  $P_L$  (Erzeugung einer positiven  
7714 Frequenzabweichung) mit  $P_{L+} = P_L + \Delta P_L$  bzw.  $P_{L-} = P_L - \Delta P_L$ .

7715 Bei den durchzuführenden Prüfschritten ist nachzuweisen, dass die definierten Anforderungen mit  
7716 Toleranzvorgaben wie folgt eingehalten werden:

7717 1) Die genannten Frequenzgrenzen gemäß E7/E9 Abfragebogen sind mit einer Abweichung von  
7718 max.  $\pm 100$  mHz einzuhalten.

7719 2) Die Dämpfung des Einschwingvorgangs der Frequenz ist mit einer Toleranz von -10 % bezogen auf das  
7720 minimale Dämpfungsmaß von 0,06 einzuhalten (somit  $D_{sim} \geq 0,054$ ).

E VDE-AR-N 4110:2024-11

7721 **Festlegung von Ausgangsbetriebszuständen**

7722 Als Ausgangsbetriebszustand (AZ) der Wirkleistungsabgabe für die Prüfung des Überfrequenzverhaltens sind  
7723 die Werte von 100 %  $P_{rE}$  (AZ<sub>100</sub>) und 75 %  $P_{rE}$  (AZ<sub>75</sub>) zu wählen.

7724 Als Ausgangsbetriebszustand der Wirkleistungsabgabe für die Prüfung des Unterfrequenzverhaltens sind die  
7725 Werte von 75 %  $P_{rE}$  (AZ<sub>75</sub>) und technische Mindestleistung  $P_{min}$  (AZ<sub>min</sub>) zu wählen. Der Wert der zu- bzw.  
7726 abzuschaltenden Last  $P_{L+}$  und  $P_{L-}$  entspricht dem Betrag des unbeschränkten Stellbereichs der EZE nach  
7727 Tabelle 13.

7728 **Prüfung der Dämpfung des geschlossenen Regelkreises**

7729 Ausgehend von einem stationären Zustand bei technischer Mindestleistung und geöffnetem Kuppelschalter  
7730 zum Übertragungs- oder Verteilnetz wird die Last des Fiktiven Inselnetzes in Stufen erhöht. Die Stufen sind  
7731 dabei so zu wählen, dass sie den Angaben in Tabelle 13 (Amplitude im unbeschränkten Stellbereich)  
7732 entsprechen. Die letzte Stufe ist so zu wählen, dass im eingeschwungenen Zustand  $P_{Emax}$  abzüglich der  
7733 festgelegten Stufenamplitude nach Tabelle 13 erreicht wird. Anschließend wird die Last im Fiktiven Inselnetz  
7734 in den entsprechenden Stufen auf eine Stufe oberhalb der technischen Mindestlast reduziert. Vor dem  
7735 Einbringen einer Stufe ist jeweils der eingeschwungene Zustand abzuwarten. Diese Prüfungen gelten als  
7736 bestanden, wenn der Drehzahlverlauf des Prüflings jeweils die Anforderung an das Dämpfungsmaß  $D \geq 0,06$   
7737 erfüllt.

7738 **Prüfung des Überfrequenzverhaltens**

7739 Ausgehend von den festgelegten EZE/EZA-Betriebszuständen AZ<sub>100</sub> und AZ<sub>75</sub> hat eine sprunghörmige  
7740 Lastabschaltung  $\Delta P_L$  mindestens auf die technische Mindestleistung zu erfolgen maximal jedoch um  
7741 45%  $P_{binst}$ . Die Wirkleistungsabgabe und die Frequenz sind bzgl. Einschwingverhalten und stationärem  
7742 Zustand gemäß den „Anforderungen an die Modellgenauigkeit und Toleranzen“ des Schritts 2 in diesem  
7743 Abschnitt zu bewerten.

7744 **Prüfung des Unterfrequenzverhaltens**

7745 Ausgehend von den festgelegten EZE/EZA-Betriebszuständen AZ<sub>75</sub> und AZ<sub>min</sub> ist das Wirkleistungsverhalten  
7746 bei sprunghörmigen Lastzuschaltungen  $\Delta P_L$  zu ermitteln. Die Lastzuschaltung  $\Delta P_L$  soll so gewählt werden,  
7747 dass bei der Laststufe  $\Delta P_L$  die EZE-Antriebsnennleistung (stationär und dynamisch) nicht überschritten wird.  
7748 Durch anschließende Aufhebung der Lastzuschaltung  $\Delta P_L$  ist der Anfangszustand wiederherzustellen. Das  
7749 Einschwingverhalten und der stationäre Zustand der Frequenz ist gemäß den „Anforderungen an die  
7750 Modellgenauigkeit und Toleranzen“ des Schritts 2 in diesem Abschnitt zu bewerten.

7751 **Durchfahren eines Über- und Unterfrequenzbereichs**

7752 Ausgehend von dem festgelegten EZE/EZA-Betriebszustand AZ<sub>75</sub> bei Nennfrequenz hat eine Lastzuschaltung  
7753  $\Delta P_L$  derart zu erfolgen, dass ein transienter Frequenzrückgang bis auf 47,5 Hz – 48,5 Hz entsteht.  
7754 Anschließend ist nach Erreichen des stationären Zustands durch eine Lastreduktion eine Reaktion der  
7755 Primärregelung innerhalb des Überfrequenzbereichs von 51,0 Hz - 51,5 Hz zu initiieren, sowie anschließend  
7756 nach erneutem Erreichen des stationären Zustands eine Rückführung des Systems in den Ausgangszustand  
7757 durch Aufhebung der Laständerungen durchzuführen. Die Sprungantwort der mechanischen Antriebsleistung  
7758 der EZE sowie der Frequenz ist jeweils bzgl. des Einschwingverhaltens und stationärem Zustand gemäß den  
7759 „Anforderungen an die Modellgenauigkeit und Toleranzen“ des Schritts 2 in diesem Abschnitt zu bewerten. Es  
7760 ist weiterhin nachzuweisen, dass die Vorgaben der Sollwerte beim Durchfahren des PRNB-Totbandes stoßfrei  
7761 erfolgen.

7762 Die Messungen (Schritt 1 und 2) nach FGW TR 3) [3] sind durch ein hierfür nach DIN EN ISO/IEC 17025  
7763 akkreditiertes Prüflabor auszuführen oder durch eine akkreditierte Zertifizierungsstelle zu begleiten.

7764 **11.6.4 Erweiterte Konformitätserklärung einer Erzeugungsanlage mit  $P_{Amax} > 950$  kW**

7765 In der erweiterten Konformitätserklärung zum Anlagenzertifikat C1 bestätigt eine akkreditierte  
7766 Zertifizierungsstelle die Konformität der errichteten Erzeugungsanlage mit den Anforderungen dieser VDE-  
7767 Anwendungsregel und den Vorgaben des Netzbetreibers.

7768 Die erweiterte Konformitätserklärung zum Anlagenzertifikat C1 besteht aus zwei Schritten. Zunächst sind von  
7769 der Zertifizierungsstelle alle nach 11.5.4 beschriebenen Dokumentenprüfungen vorzunehmen. Für die  
7770 Inbetriebsetzung einer Erzeugungsanlage im Einzelnachweisverfahren ist der Vordruck E.11 zu verwenden.

7771 Ist das Simulationsmodell im Zuge der Validierung anzupassen, sind die Simulationen nach 11.4 zu wieder-  
7772 holen und die Konformität mit den Anforderungen erneut zu bestätigen.

7773 Anhand der Inbetriebsetzungsmessungen für die Netzurückwirkungen und der statischen Größen  $P$  und  $Q$  sind  
7774 die entsprechenden Anforderungen nach 11.4 in der erweiterten Konformitätserklärung zu bestätigen.

7775 Kann die erweiterte Konformitätserklärung zum Anlagenzertifikat C1 mit allen nach 11.6.3 aufgeführten  
7776 Anforderungen ausgestellt werden, erteilt der Netzbetreiber die endgültige Betriebserlaubnis.

7777 Für das Einreichen der erweiterten Konformitätserklärung zum Anlagenzertifikat C1 beim Netzbetreiber gelten  
7778 folgende Fristen:

7779 – 10 Monate nach Inbetriebsetzung der gesamten Erzeugungsanlage, jedoch spätestens

7780 – 12 Monate nach Inbetriebsetzung der ersten Erzeugungseinheit.

7781 Die Fristen können in begründeten Fällen in Abstimmung mit dem Netzbetreiber verlängert werden.

7782 Sofern eine erweiterte Konformitätserklärung zum Anlagenzertifikat C1 nicht fristgemäß beim Netzbetreiber  
7783 eingereicht wird, ist dieser berechtigt, die Anlage vom Netz zu trennen.

7784 Alle endgültigen Ergebnisse der Modellvalidierung sind in der erweiterten Konformitätserklärung nachzutragen.

7785 **11.6.5 Betrieb der Erzeugungsanlage mit  $P_{Amax} > 950$  kW**

7786 Die Überwachung der O-/UVRT-Robustheit erfolgt anhand der Aufzeichnung und Bewertung von realen  
7787 Spannungseinbrüchen während des Betriebes der Erzeugungsanlage mit Hilfe des in der Übergabestation  
7788 installierten Störschreiber nach 6.4 und des Störschreibers an der Erzeugungseinheit.

7789 Die Erzeugungsanlage wird somit mit Hilfe von Störschreibern während des Betriebes überwacht. Die  
7790 Störschreiber des Anlagenbetreibers müssen halbjährlich ausgelesen und die Daten zur Überprüfung der  
7791 Einhaltung der Anforderungen dieser VDE-Anwendungsregel an die Zertifizierungsstelle und auf Anforderung  
7792 an den Netzbetreiber übermittelt werden.

7793 Die im Zuge der erweiterten Konformitätserklärung zum Anlagenzertifikat C1 verwendeten Modelle sind  
7794 anlassbezogen (z. B. bei unerwarteten Netztrennungen in Folge von FRT-Ereignissen im Netz) anhand der  
7795 Störschreiberaufzeichnungen durch die Zertifizierungsstelle zu plausibilisieren. Auf Anforderung der  
7796 Zertifizierungsstelle muss der Netzbetreiber die Netzdaten, inklusive gegebenenfalls erfolgter  
7797 Netzumschaltungen, für die auszuwertenden Ereignisse bereitstellen. Soweit hieraus das Erfordernis einer  
7798 Modellüberarbeitung identifiziert wird, sind gegebenenfalls weiterführende Messungen an der  
7799 Erzeugungsanlage / Erzeugungseinheit erforderlich. Sofern die Aufzeichnungen der Störschreiber die  
7800 Konformität nicht bestätigen, ist der Netzbetreiber durch die Zertifizierungsstelle zu informieren. Der  
7801 Netzbetreiber räumt eine angemessene Frist zur Nachbesserung ein. Anderenfalls endet der  
7802 Überwachungszeitraum durch die Zertifizierungsstelle spätestens fünf Jahre nach Ausstellung der erweiterten  
7803 Konformitätserklärung bzw. 5 Jahre nach erfolgter Nachbesserung durch den Anschlussnehmer. Nach  
7804 Maßgabe des Netzbetreibers kann der Überwachungszeitraum nach einer ausreichenden Zahl repräsentativer  
7805 Netzereignisse mit jeweils positiver Bewertung der Konformität durch die Zertifizierungsstelle auch vorzeitig  
7806 enden.

**E VDE-AR-N 4110:2024-11**

7807 Für die Störschreiber der Erzeugungsanlage im Einzelnachweisverfahren (Netzanschlusspunkt und  
7808 Erzeugungseinheit) gelten gegenüber den allgemeinen Anforderungen nach Anhang F folgende erweiterte  
7809 Anforderungen:

- 7810 – Abtastrate  $\geq 10$  kHz;
- 7811 – Kalibrierung durch ein nach DIN EN ISO/IEC 17025 akkreditiertes Kalibrierlabor.

7812 Falls die vom Störschreiber aufgezeichneten Daten kritische Netzsituationen ergeben sollten, behält sich der  
7813 Netzbetreiber die Trennung der Erzeugungsanlage vom Netz vor.

7814 **11.6.6 Anlagenzertifikat C2 für eine Erzeugungsanlage mit  $P_{Amax}$  zwischen  $\geq 135$  kW und  $\leq 950$  kW**

7815 Beim Einzelnachweisverfahren stellt ein Anlagenzertifizierer im Rahmen der Planung der Erzeugungsanlage  
7816 ein Anlagenzertifikat C2 auf Basis der folgenden Unterlagen aus:

- 7817 – Ausführliche Planungsunterlagen sowie Bestätigungen der Hersteller zu den Erzeugungseinheiten;
- 7818 – Zertifikate bzw. Nachweise der in der Erzeugungsanlage verwendeten Komponenten;
- 7819 – ausführliche Planungsunterlagen sowie Bestätigungen der Hersteller zur Erzeugungsanlage.

7820 Beim Einzelnachweisverfahren erfolgt der Nachweis für die Erzeugungsanlage über ein zweistufiges  
7821 Verfahren, nämlich über ein Anlagenzertifikat C2 im Bewertungsumfang nach Tabelle 41 und über eine  
7822 erweiterte Konformitätserklärung zum Anlagenzertifikat C2. Einheitenzertifikate sind dabei nicht zwingend  
7823 erforderlich. Der Anschlussnehmer erbringt dann Nachweise in Form von Herstellerdokumenten und  
7824 Berechnungen, dass alle Anforderungen dieser VDE-Anwendungsregel sowie alle projektspezifischen  
7825 Vorgaben des Netzbetreibers eingehalten werden.

7826 **Tabelle 41 - Bewertungsumfang für ein Anlagenzertifikat C2 (Seite 1 von 2)**

Abschnitt beim Anlagenzertifikat A (Standard-Anlagenzertifikat)		Bewertung beim Anlagenzertifikat C2 (vereinfachtes Anlagenzertifikat)
11.4.3	Einspeiseleistung	Analog zu 11.4.3 auf Basis Datenblatt/Herstellererklärung* bewerten
11.4.4	Bemessung der Betriebsmittel	Keine Bewertung
11.4.5	Spannungsänderung am Netzanschlusspunkt	
11.4.6	Erforderliche Kurzschlussleistung für Typ-1-Anlagen	
11.4.7.2	Schnelle Spannungsänderungen	
11.4.7.3	Flicker	Keine Bewertung in C2; Bewertung erst in erweiterter Konformitätserklärung zum Anlagenzertifikat C2
11.4.7.4	Oberschwingungen und Zwischenharmonische und Supraharmonische	
11.4.7.5	Kommutierungseinbrüche	
11.4.7.6	Unsymmetrien	
11.4.7.7	Tonfrequenz-Rundsteuerung	
11.4.7.8	Trägerfrequente Nutzung des Kundennetzes	Keine Bewertung
11.4.8.1	Quasistationärer Betrieb	Vergleich Vermögen an EZE-Klemme nach Datenblatt/Herstellererklärung* mit Anforderung aus 10.2.1.2 und Bewertung
11.4.8.2	Polrad- und Netzpendelungen	Keine Bewertung
11.4.9	Nachweis der Inselbetriebes	Analog zu 11.4.9 bewerten**
11.4.10	Nachweis der Schwarzstartfähigkeit	Analog zu 11.4.10 bewerten**
11.4.11	Statische Spannungshaltung	Vergleich Vermögen an EZE-Klemme auf Basis Datenblatt/Herstellererklärung* mit Anforderung aus 10.2.2 und Bewertung; außerdem Bewertung Erzeugungsanlagen-Regler-Konzept

7827

7828

7829

**Tabelle 41- Bewertungsumfang für ein Anlagenzertifikat C2 (Seite 2 von 2)**

Abschnitt beim Anlagenzertifikat A (Standard-Anlagenzertifikat)		Bewertung beim Anlagenzertifikat C2 (vereinfachtes Anlagenzertifikat)
11.4.12	O-/UVRT-Robustheit	Erklärung des Anlagenherstellers oder -errichters***; Überprüfung im laufenden Betrieb über Auswertung Störschreiber
11.4.12.1	Allgemeines	
11.4.12.2	O-/UVRT-Robustheit für eine Typ-1-Erzeugungsanlage	
11.4.12.3	O-/UVRT-Robustheit für eine Typ-2-Erzeugungsanlage	
11.4.12.4	Eingeschränkte kontinuierliche Spannungsregelung für eine Typ-2-Erzeugungsanlage	
11.4.13	Wirkleistungsabgabe	Bewertung auf Basis Datenblatt/ Herstellererklärung*
11.4.14	Netzsicherheitsmanagement	Bewertung Erzeugungsanlagen-Regler-Konzept
11.4.15	Wirkleistungseinspeisung in Abhängigkeit der Netzfrequenz (Über- und Unterfrequenz)	Bewertung auf Basis Datenblatt/ Herstellererklärung*
11.4.16	Kurzschlussstrombeitrag der Erzeugungsanlage	Ausweis auf Basis Datenblatt/ Herstellererklärung*
11.4.17	Schutztechnik und Schutzeinstellungen	Bewertung analog zu 11.4.17 (aber ohne Lastflussberechnung, ohne Simulation des FRT-Verhaltens und ohne Bewertung QU-Schutz-Stabilität)
11.4.18	Zuschaltbedingungen und Synchronisierung	Bewertung auf Basis Datenblatt/ Herstellererklärung*
11.4.19	Abfangen auf Eigenbedarf bzw. schnelle Resynchronisierung	Keine Bewertung
11.4.20	Anforderungen an eine Regelleistungsbereitstellung	Analog zu 11.4.20 bewerten
11.4.21	Eigenbedarfs- und Hilfsenergieversorgung	Analog zu 11.4.21 bewerten
11.4.22	Sprunghafte Spannungsänderungen	Keine Bewertung
11.4.23	EZA-Modell und Genauigkeit	Keine Bewertung
* Das Datenblatt/Herstellererklärung ist für die Erzeugungseinheit/-anlage, also den Generator/Antriebsmaschine oder den Wechselrichter oder die Brennstoffzelle usw. beizufügen.		
** Nur erforderlich, wenn der Netzbetreiber diese Eigenschaften einfordert, was in der Regel in diesem Leistungsbereich nicht erfolgt.		
*** Die Erklärung des Anlagenherstellers oder -errichters muss in der Form erfolgen, dass eine fachliche Prüfung durch die Zertifizierungsstelle möglich ist.		
Für die Erklärung zur LVRT-Fähigkeit von Typ-1-Erzeugungseinheiten wird dem Anlagen-Hersteller oder -Errichter ein vereinfachtes Bild empfohlen. Hierbei wird zur Bestimmung der LVRT-Fähigkeit die simulative Ermittlung der transienten Stabilitätsgrenzen auf Basis eines konstant angenommenen Turbinenmoments und einer konstanten Erregerspannung vorgenommen. Die hierfür notwendigen Modellkomponenten beschränken sich dabei ausschließlich auf den Synchrongenerator selbst, sowie das Ersatznetz jenseits des Netzanschlusspunktes. Diese Komponenten sind üblicherweise Standardobjekte der verwendeten Simulationssoftware und erfordern keine weitere Modellierung. Das gesamte wirksame Schwungmoment der Erzeugungseinheit ist dabei dem Synchrongenerator zuzuschlagen. Die auf diese Weise durchgeführten LVRT-Simulationen erfordern neben der Schwungmasse ausschließlich die elektrischen Daten des Synchrongenerators. Eine simulative Bewertung der HVRT-Fähigkeit ist nicht erforderlich.		

7830

7831 Im Anlagenzertifikat C2 ist weiterhin zu überprüfen, ob die Umsetzung der Anforderungen aus dem  
7832 Netzbetreiberfragebogen E.9 möglich ist.

7833 Weiterhin ist zu prüfen, ob für die Erfüllung von Anforderungen aus dieser VDE-Anwendungsregel Zusatz-  
7834 komponenten erforderlich sind und wenn ja, wie diese in der zu bewertenden Erzeugungsanlage realisiert  
7835 werden. Für welche Zusatzkomponenten Komponentenzertifikate erforderlich sind, ist in 11.3 beschrieben.

7836 Erst im Zuge der Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage erfolgen messtechnische Untersuchungen zum  
7837 stationären, quasistationären und dynamischen Verhalten der Erzeugungseinheit/der Erzeugungsanlage sowie  
7838 zu Netzurückwirkungen. Die messtechnischen Untersuchungen zum dynamischen Verhalten im Falle von FRT  
7839 erfolgen durch die Auswertung des Störschreibers.

7840 Alle festgelegten Anforderungen können nur als erfüllt oder nicht erfüllt bewertet werden. Ein nur eingeschränkt  
7841 erfülltes Anlagenzertifikat C2 wird nicht akzeptiert.

**E VDE-AR-N 4110:2024-11**

7842 Das Anlagenzertifikat C2 muss mindestens folgende Unterlagen beinhalten:

- 7843 – eine schematische Darstellung der Erzeugungsanlage unter Aufführung aller Erzeugungseinheiten und  
7844 aller relevanten Betriebsmittel;
- 7845 – technische Daten der Erzeugungsanlage (mindestens eindeutige Typenbezeichnung der  
7846 Erzeugungseinheit, der Komponenten, aller weiteren relevanten Betriebsmittel sowie des EZA-Reglers);
- 7847 – Unterlagen zu den verwendeten Netzparametern und Schutzeinstellungen;
- 7848 – Aufstellung der verwendeten Herstellererklärungen;
- 7849 – für 11.4.3 bis 11.4.23 (siehe Tabelle 41) muss die positive Konformitätsbewertung nachvollziehbar  
7850 dargestellt sein.

7851 Der Anschlussnehmer bzw. sein Beauftragter stellt der Zertifizierungsstelle möglichst vollständige Detail-  
7852 Planungsdaten der Erzeugungsanlage inklusiver aller Komponenten- und Einheitsnachweise (Zertifikate,  
7853 soweit vorhanden) zur Verfügung. Dies bezieht sich auf die vollständigen Auslegungsdaten der Netzanbindung  
7854 und des Eigenbedarfs sowie insbesondere auf sämtliche Daten, die für die Beurteilung der Erfüllung der  
7855 Netzanschlussbedingungen erforderlich sind. Entsprechende Daten können aus Auslegungsberechnungen,  
7856 Typ-Prüfungen, messtechnischen Untersuchungen oder anderweitig validierten Herstellerangaben  
7857 entnommen werden. Für den Spannungsregler ist ein durch eine Zertifizierungsstelle ausgestelltes  
7858 Komponentenzertifikat erforderlich. Im Einzelnachweisverfahren ist ein Komponentenzertifikat für den  
7859 Spannungsregler dann nicht separat erforderlich, wenn das Gesamtsystem „Erzeugungseinheit mit diesem  
7860 Spannungsregler“ im Zuge der erweiterten Konformitätserklärung zum Anlagenzertifikat C2 vermessen und  
7861 das elektrische/dynamische Verhalten hinsichtlich Richtlinienkonformität überprüft wird.

7862 Der Anschlussnehmer legt dem Netzbetreiber das Anlagenzertifikat C2 rechtzeitig vor Inbetriebsetzung der  
7863 Übergabestation vor.

7864 **11.6.7 Inbetriebsetzung einer Erzeugungsanlage mit  $P_{Amax}$  zwischen  $\geq 135$  kW und  $\leq 950$  kW im**  
7865 **Einzelnachweisverfahren**

7866 Zusätzlich zu den in 11.5.3.1 und 11.5.3.3 genannten Prüfungen sind im Einzelnachweisverfahren die  
7867 nachstehenden Anforderungen zu beachten.

7868 Voraussetzung für die Erstellung einer erweiterten Konformitätserklärung zum Anlagenzertifikat C2 im  
7869 Einzelnachweisverfahren ist eine Überprüfung des Anlagenzertifikates C2 auf Basis von Messungen an der  
7870 betriebsbereiten Erzeugungseinheit bzw. Erzeugungsanlage.

7871 Die Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage erfolgt somit verbunden mit messtechnischen Untersuchungen  
7872 zur Ermittlung der tatsächlichen Anlagendaten. Dem Netzbetreiber ist im Vorfeld der Tests eine Abschätzung  
7873 der zu erwarteten Auswirkungen auf das Netz mitzuteilen. Der Netzbetreiber ist berechtigt, eine Anpassung  
7874 der Tests zu verlangen, wenn unzulässige Netzzurückwirkungen zu erwarten sind.

7875 ANMERKUNG Das kann insbesondere dann der Fall sein, wenn im Datenblatt Netzzurückwirkungen E.2 bzw. im Datenblatt  
7876 der Erzeugungsanlage E.8 noch unvollständige Angaben aufgeführt sind, die keine detaillierte Anschlussbewertung  
7877 zulassen.

7878 Die Erlangung der erweiterten Konformitätserklärung zum Anlagenzertifikat C2 im Einzelnachweisverfahren  
7879 erfordert somit die folgenden zusätzlichen Messungen, Überprüfungen und den Einbau eines Störschreibers:

7880 **Schritt 1:**

- 7881 – Einbau, Parametrierung und Inbetriebsetzung eines Störschreibers zur Erfassung der O-/UVRT-  
7882 Robustheit.

7883 **Schritt 2:** Durchführung von Messungen an der vorläufig in Betrieb gesetzten Erzeugungsanlage zum  
7884 Nachweis der Einhaltung der Netzanschlussregeln nach 11.2 und 11.4.

- 7885 – Messung der Einspeiseleistung;
- 7886 – Messung und Bewertung aller Netzzurückwirkungen nach 11.4.7;
- 7887 – Messung und Bewertung des Vermögens hinsichtlich der Anforderungen an den quasistationären Betrieb;

- 7888 – Messung und Bewertung des Vermögens hinsichtlich statischer Spannungshaltung am  
7889 Netzanschlusspunkt, einschließlich Überprüfung der Auswirkungen der Blindleistungsbereitstellung auf die  
7890 Entkopplungsschutzeinrichtungen;
- 7891 – Messung und Bewertung der Wirkleistungsabgabe und des Netzsicherheitsmanagements;
- 7892 – Messung und Bewertung der Wirkleistungseinspeisung in Abhängigkeit der Netzfrequenz (Über- und Un-  
7893 terfrequenz);
- 7894 – Prüfung und Bewertung der Entkopplungsschutzeinrichtungen am Netzanschlusspunkt und an den  
7895 Erzeugungseinheiten, soweit keine Schutzprüfprotokolle vorliegen, sind diese zu erstellen und zu  
7896 bewerten;
- 7897 – Messung und Bewertung der Zuschaltbedingungen und Synchronisierung;
- 7898 – Messung und Dokumentation der Eigenschaften und Einstellungen des Spannungsreglers.
- 7899 ANMERKUNG 1 Die Bewertung der Netzurückwirkungen setzt einen Netzanalysator mit einer Abtastrate  $\geq 20$  kHz voraus.
- 7900 ANMERKUNG 2 Die Bewertung des Vermögens hinsichtlich der Randbereiche des Spannungs- und Frequenzbandes im  
7901 quasistationären Bereich erfolgt in der Regel durch Messungen im Normalbetrieb und Herstellererklärungen.
- 7902 **Schritt 3:** Mittels der in Schritt 2 erfassten tatsächlichen Netzurückwirkungen und des Wirk- und Blindleistungs-  
7903 vermögens erfolgt eine Überprüfung der elektrischen Eigenschaften der Erzeugungsanlage, einschließlich der  
7904 Bewertung der Eigenschaften der Wirk- und Blindleistungsregelungen, gemäß den Anforderungen nach 11.4  
7905 und Erstellung der erweiterten Konformitätserklärung nach 11.6.8 durch die Zertifizierungsstelle.
- 7906 Die Messungen nach FGW TR 3 [3] sind durch ein hierfür nach DIN EN ISO/IEC 17025 akkreditiertes Prüflabor  
7907 auszuführen oder durch eine akkreditierte Zertifizierungsstelle zu begleiten.
- 7908 Bei Anschluss einer Erzeugungsanlage mit  $P_{Amax} \geq 135$  kW und  $\leq 950$  kW an das Niederspannungsnetz eines  
7909 Netzbetreibers entfällt der Planungsschritt Anlagenzertifikat C2. Es sind aber die technischen Eigenschaften  
7910 entsprechend der VDE-AR-N 4110 durch Messungen am Netzanschlusspunkt/an den Klemmen der  
7911 Erzeugungseinheit mit einem Messbericht nachzuweisen, wobei die Entkopplungsschutzeinrichtungen und  
7912 deren Einstellwerte jedoch nach VDE-AR-N 4105 auszuführen sind.
- 7913 **11.6.8 Erweiterte Konformitätserklärung einer Erzeugungsanlage mit  $P_{Amax}$  zwischen  $\geq 135$  kW und  $\leq$**   
7914 **950 kW**
- 7915 In der erweiterten Konformitätserklärung zum Anlagenzertifikat C2 bestätigt eine akkreditierte  
7916 Zertifizierungsstelle die Konformität der errichteten Erzeugungsanlage mit den Anforderungen dieser VDE-  
7917 Anwendungsregel und den Vorgaben des Netzbetreibers.
- 7918 Für die erweiterte Konformitätserklärung zum Anlagenzertifikat C2 sind von der Zertifizierungsstelle alle nach  
7919 11.5.4 beschriebenen Dokumentenprüfungen vorzunehmen. Für die Inbetriebsetzung einer Erzeugungsanlage  
7920 im Einzelnachweisverfahren ist der Vordruck E.11 zu verwenden.
- 7921 Anhand der Inbetriebsetzungsmessungen für die Netzurückwirkungen und der statischen Größen  $P$  und  $Q$  sind  
7922 die entsprechenden Anforderungen nach 11.4 in der erweiterten Konformitätserklärung zu bestätigen.
- 7923 Kann die erweiterte Konformitätserklärung zum Anlagenzertifikat C2 mit allen nach 11.6.7 aufgeführten  
7924 Anforderungen ausgestellt werden, erteilt der Netzbetreiber die endgültige Betriebserlaubnis.
- 7925 Für das Einreichen der erweiterten Konformitätserklärung zum Anlagenzertifikat C2 beim Netzbetreiber gelten  
7926 folgende Fristen:
- 7927 – 10 Monate nach Inbetriebsetzung der gesamten Erzeugungsanlage, jedoch spätestens
- 7928 – 12 Monate nach Inbetriebsetzung der ersten Erzeugungseinheit.
- 7929 Die Fristen können in begründeten Fällen in Abstimmung mit dem Netzbetreiber verlängert werden.

**E VDE-AR-N 4110:2024-11**

7930 Fordert der Netzbetreiber vom Anlagenbetreiber ein rechnerlauffähiges Simulationsmodell der Erzeugungs-  
7931 anlage nach 10.6.1, so ist das Modell auf ein stationäres Abbild auf Anlagenebene (Wirk- und Blindleistung)  
7932 und Kurzschlussstrombeitrag zu beschränken.

7933 Sofern eine erweiterte Konformitätserklärung zum Anlagenzertifikat C2 nicht fristgemäß beim Netzbetreiber  
7934 eingereicht wird, ist dieser berechtigt, die Anlage vom Netz zu trennen.

7935 **11.6.9 Betrieb der Erzeugungsanlage mit  $P_{Amax}$  zwischen  $\geq 135$  kW und  $\leq 950$  kW**

7936 Die Erzeugungsanlage wird mit Hilfe des Störschreibers während des Betriebes überwacht. Der Störschreiber  
7937 des Anlagenbetreibers muss anlassbezogen (z. B. bei unerwarteten Netztrennungen in Folge von FRT-  
7938 Ereignissen im Netz) auf Anforderung des Netzbetreibers ausgelesen und die Daten zur Überprüfung der  
7939 Einhaltung der Anforderungen dieser VDE-Anwendungsregel an die Zertifizierungsstelle und auf Anforderung  
7940 an den Netzbetreiber übermittelt werden. Auf Anforderung der Zertifizierungsstelle muss der Netzbetreiber die  
7941 Netzdaten für die auszuwertenden Ereignisse bereitstellen.

7942 Sofern die Aufzeichnungen des Störschreibers die Konformität nicht bestätigt, ist der Netzbetreiber durch die  
7943 Zertifizierungsstelle zu informieren. Der Netzbetreiber räumt eine angemessene Frist zur Nachbesserung ein.  
7944 Anderenfalls endet der Überwachungszeitraum durch die Zertifizierungsstelle spätestens fünf Jahre nach  
7945 Ausstellung der erweiterten Konformitätserklärung bzw. 5 Jahre nach erfolgter Nachbesserung durch den  
7946 Anschlussnehmer. Nach Maßgabe des Netzbetreibers kann der Überwachungszeitraum nach einer  
7947 ausreichenden Zahl repräsentativer Netzereignisse mit jeweils positiver Bewertung der Konformität durch die  
7948 Zertifizierungsstelle auch vorzeitig enden.

7949 In Abstimmung mit dem Netzbetreiber kann der Störschreiber statt in der Übergabestation auch an der  
7950 Erzeugungsanlage installiert werden (z.B. in Mischanlagen mit umfangreichen Kundennetzen).

7951 Für den Störschreiber im Einzelnachweisverfahren gelten gegenüber den allgemeinen Anforderungen nach  
7952 Anhang F folgende erweiterte Anforderungen:

- 7953 – Abtastrate  $\geq 10$  kHz;
- 7954 – Kalibrierung durch ein nach DIN EN ISO/IEC 17025 akkreditiertes Kalibrierlabor.

7955 Falls die vom Störschreiber aufgezeichneten Daten kritische Netzsituationen ergeben sollten, behält sich der  
7956 Netzbetreiber die Trennung der Erzeugungsanlage vom Netz vor.

7957 **12 Prototypen-Regelung**

7958 Ein Prototyp ist die erste Erzeugungseinheit eines Typs, der wesentliche technische Weiterentwicklungen oder  
7959 Neuerungen aufweist, und alle weiteren Erzeugungseinheiten dieses Typs, die innerhalb von zwei Jahren nach  
7960 der Inbetriebsetzung der ersten Erzeugungseinheit dieses Typs in Betrieb gesetzt werden.

7961 ANMERKUNG 1 Diese Definition entspricht der Begriffsdefinition nach SDLWindV [1]. Es besteht kein Zusammenhang  
7962 zum Begriff „Pilotwindenergieanlage“ im EEG [6].

7963 Wesentliche technische Weiterentwicklungen und Neuerungen liegen in der Regel vor, wenn Komponenten  
7964 oder Softwareversionen so geändert werden, dass sich das elektrische Verhalten der Erzeugungseinheit am  
7965 Netz signifikant ändert und eine Einheitenzertifizierung dieses neuen Typs erforderlich wird.

7966 Für einen Prototypen einer Erzeugungseinheit gelten die Anforderungen dieser VDE-Anwendungsregel.  
7967 Innerhalb von zwei Jahren nach der Inbetriebsetzung der ersten Prototypen-Erzeugungseinheit in Deutschland  
7968 ist für diese Prototypen anstelle des Einheitenzertifikats eine Prototypenbestätigung ausreichend, in der die  
7969 Zertifizierungsstelle das Vorhandensein einer wesentlichen technischen Weiterentwicklung oder Neuerung auf  
7970 Basis einer Herstellererklärung bestätigt. Weiterhin ist durch die Zertifizierungsstelle zu prüfen und in der  
7971 Prototypenbestätigung nachvollziehbar auszuweisen, ob der Prototyp grundsätzlich in der Lage ist, die  
7972 Anforderungen dieser VDE-Anwendungsregel an die elektrischen Eigenschaften der Erzeugungseinheit zu  
7973 erfüllen. Dies erfolgt auf Basis eines vom Hersteller der Erzeugungseinheit erstellten Datenblattes der  
7974 elektrischen Eigenschaften.

7975 Damit die geforderte Plausibilitätsprüfung durch die Zertifizierungsstelle erfolgen kann, muss das Datenblatt  
7976 der Erzeugungseinheit mindestens folgende Angaben enthalten:

- 7977 – elektrische Daten (Nenn- und Bemessungsgrößen);
- 7978 – schematisches Übersichtsbild der Erzeugungseinheit mit allen wesentlichen Komponenten;
- 7979 – Betriebsbereiche der Erzeugungseinheit:
  - 7980 • Grenzen im quasistationären Betrieb;
  - 7981 • Blindleistungsstellbereich;
  - 7982 • FRT-Grenzkurve ( $U/t$ -Diagramm);
- 7983 – Schutzfunktionen mit Einstellbereichen:
  - 7984 • Entkopplungsschutz;
  - 7985 • Eigenschutz;
- 7986 – Wirkleistungsregelung:
  - 7987 • Leistungs-Frequenz-Verhalten;
  - 7988 • Wirkleistungsgradient;
- 7989 – Blindleistungsregelung;
- 7990 – Dynamische Blindstromeinspeisung:
  - 7991 • Grundsätzliche Funktionsweise;
- 7992 – Erklärung des Herstellers, dass die Erzeugungseinheit so konstruiert wurde, dass die Anforderungen  
7993 dieser Anwendungsregel an die Erzeugungseinheit erfüllt werden können.

7994 Spätestens nach Ablauf der oben genannten Frist ist ein Einheitenzertifikat erforderlich.

7995 ANMERKUNG 2 Sofern das Einheitenzertifikat vor Ablauf der Frist von zwei Jahren nach der Inbetriebsetzung der ersten  
7996 Erzeugungseinheit dieses Typs vorliegt, kann es sich dennoch um einen Prototypen handeln.

7997 Für Erzeugungsanlagen mit Erzeugungseinheiten gleichen Prototyps müssen das Anlagenzertifikat und die  
7998 Konformitätserklärung binnen eines Jahres, nachdem für den ersten Prototypen ein Einheitenzertifikat vorliegt,  
7999 nachgereicht werden. Es gilt das Ausstellungsdatum des Einheitenzertifikats. Sollten in dieser  
8000 Erzeugungsanlage weitere Prototypen anderen Typs in Betrieb gesetzt werden, ist spätestens jeweils ein Jahr  
8001 nach Vorliegen des Einheitenzertifikates ein überarbeitetes Anlagenzertifikat inkl. dieses Prototypen  
8002 nachzureichen. Die Fristen nach 11.4.7.4 sind zusätzlich zu beachten und beziehen sich auf das  
8003 Ausstellungsdatum des Anlagenzertifikates.

8004 Wird der Nachweis innerhalb dieser oben aufgeführten Fristen erbracht, so gelten die Anforderungen seit der  
8005 Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage als erfüllt. Sollte der jeweilige Anschlussnehmer für diese Prototypen  
8006 innerhalb dieser Fristen noch kein Anlagenzertifikat und keine Konformitätsbescheinigung beim zuständigen  
8007 Netzbetreiber vorgelegt haben, ist der Netzbetreiber berechtigt, die Trennung dieser Erzeugungsanlagen vom  
8008 Netz zu verlangen oder die Trennung dieser Anlagen vom Netz selber vorzunehmen.

8009 Für Komponenten innerhalb der Erzeugungsanlage, für die ein Komponentenzertifikat erforderlich ist, kann die  
8010 Prototypen-Regelung entsprechend angewendet werden.

8011 Für Erzeugungsanlagen mit Prototypen gelten – mit Ausnahme der Einreichung des Anlagenzertifikates und  
8012 der Konformitätserklärung – die Prozessabläufe wie in 4.2, 4.3 und 4.4 beschrieben. So sind mit dem  
8013 Anschlussantrag die nachfolgend aufgeführten Unterlagen beim Netzbetreiber einzureichen. Folgende Unter-  
8014 lagen müssen dabei dem Netzbetreiber eine netztechnische Bewertung des Anschlusses der Erzeugungs-  
8015 anlage ermöglichen:

- 8016 – Anschlussanmeldung (siehe E.1);
- 8017 – Datenblatt Erzeugungsanlage (siehe E.8);
- 8018 – Prototypenbestätigung;
- 8019 – Datenblatt der elektrischen Eigenschaften der Erzeugungseinheit;

**E VDE-AR-N 4110:2024-11**

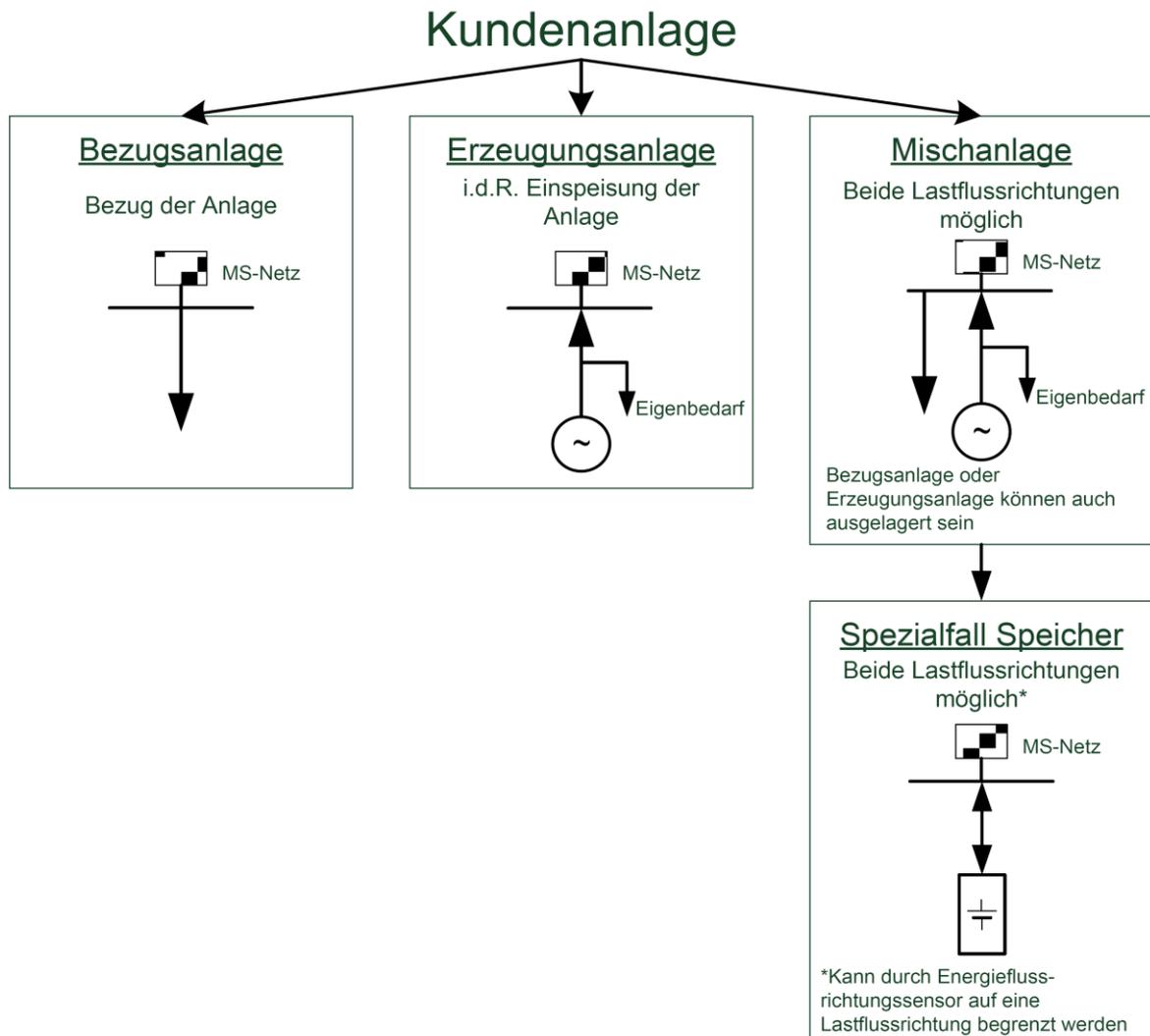
- 8020 – Abschätzung der elektrischen Eigenschaften der Erzeugungseinheit;
- 8021 – Elektroplanung der Erzeugungsanlage (Lastfluss-Berechnung, Wirkleistungssteuerung, statische Spannungshaltung, Schutzkonzept, Abschätzung der Netzurückwirkungen).
- 8022
- 8023 ANMERKUNG 3 Vor der Inbetriebsetzung des ersten Prototyps einer Erzeugungseinheit reicht eine vorläufige Prototypen-
- 8024 Bestätigung, die die Zertifizierungsstelle ausstellt, aus.
- 8025 Der Nachweis der elektrischen Eigenschaften im Rahmen der Inbetriebsetzung erfolgt nach 11.5.1 bis 11.5.3
- 8026 unter Nutzung des Vordruckes E.11. Da für Erzeugungsanlagen mit Prototypen kein Anlagenzertifikat vorliegt,
- 8027 sind im Rahmen der Inbetriebsetzungserklärung durch den Anschlussnehmer oder einer von ihm beauftragten
- 8028 qualifizierten Stelle die Dokumente hinsichtlich der folgenden Punkte zu prüfen. Als Grundlage ist der Vordruck
- 8029 E.11 zu verwenden. Folgende Punkte sind zusätzlich auszuweisen (Erweiterte Inbetriebsetzungserklärung;
- 8030 kann in einem Arbeitsschritt mit der Inbetriebsetzungserklärung erfolgen):
- 8031 – Die Erzeugungsanlage wurde nach den Vorgaben des Netzbetreibers und der mit dem Netzbetreiber
- 8032 abgestimmten Genehmigungsplanung errichtet.
- 8033 – Die in der Elektroplanung ausgewiesenen Bestandteile und Einstellungen der errichteten Erzeugungs-
- 8034 anlage stimmen vollständig mit der errichteten Erzeugungsanlage überein, wie z. B. Überprüfung der
- 8035 Stufenstellung der Maschinentransformatoren und der Reglersollspannung des Netztransformators.
- 8036 – Die Einstellung an den Erzeugungseinheiten hinsichtlich dynamischer Netzstützung entsprechend den
- 8037 Vorgaben des Netzbetreibers.
- 8038 – Das Konzept zur statischen Blindleistungsbereitstellung, das Konzept zur Wirkleistungssteuerung und das
- 8039 Schutzkonzept wurden unter Berücksichtigung der Anforderungen des Netzbetreibers umgesetzt.
- 8040 Die Konformitätserklärung durch die Zertifizierungsstelle erfolgt nach Erstellung des Einheiten- und Anlagen-
- 8041 zertifikats (siehe Abschnitt 4, Bild 1). Falls sich im Rahmen der Anlagenzertifizierung Änderungen an den
- 8042 betriebsrelevanten Parametern ergeben, ist dies von der Zertifizierungsstelle dem Betreiber der
- 8043 Erzeugungsanlage mitzuteilen, der in diesem Fall die Änderungen an der Erzeugungsanlage und eine Revision
- 8044 der Inbetriebsetzungserklärung veranlassen muss.
- 8045

8046  
8047  
8048  
8049  
8050

## Anhang A (informativ)

### Begriffe „Kundenanlage“, „Bezugsanlage“, „Erzeugungsanlage“, „Mischanlage“ und „Speicher“

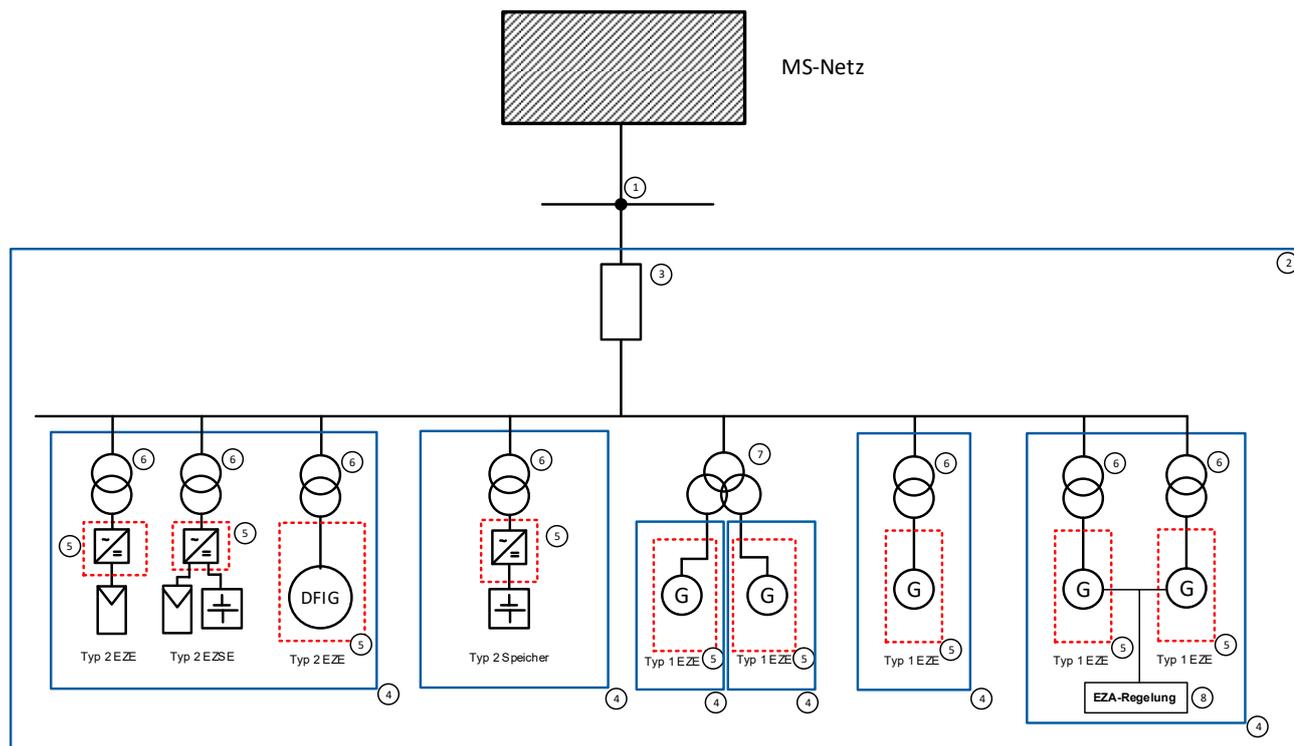
8051 In Bild A.1 sind Erläuterungen zu den Begriffen „Kundenanlage“, „Bezugsanlage“, „Erzeugungsanlage“,  
8052 „Mischanlage“ und „Speicher“ dargestellt.



8053  
8054  
8055  
8056  
8057

**Bild A.1 - Erläuterungen zu den Begriffen „Kundenanlage“, „Bezugsanlage“,  
„Erzeugungsanlage“, „Mischanlage“ und „Speicher“**

8058 **Begriffe „Erzeugungseinheit“ und „Erzeugungsanlage“**



8059

**8060 Legende**

- 8061 1 Netzanschlusspunkt
- 8062 2 Summe aller Erzeugungsanlagen und Speicher an einem Netzanschlusspunkt ( $\Sigma P_{Amax}$ )
- 8063 3 Übergabestation
- 8064 4 Erzeugungsanlage / Speicher
- 8065 5 Erzeugungseinheit / Speicher / EZSE
- 8066 6 Maschinentransformator
- 8067 7 Netztransformator
- 8068 8 Zentralregelung / EZA-Regelung (für. z.B. gemeinsame  $P_{AV,E}$ -Regelung oder Blindleistungsregelung)

8069

**Bild A.2 - Erzeugungsanlage mit Anschluss im Mittelspannungsnetz**

8070 ANMERKUNG „Erzeugungsanlage“ siehe auch 3.1.15.1 „Erzeugungsanlage Typ 1“ und 3.1.15.2 „Erzeugungsanlage  
8071 Typ 2“

8072  
8073  
8074  
8075

## Anhang B (informativ)

### Erläuterungen

#### 8076 B.1 Drehstrom – und Drehspannungssystem

8077 Die Energieerzeugung und -verteilung basiert auf einem Drehstrom- bzw. Drehspannungssystem. Das  
8078 Verhalten von (Drehstrom-)Netzen kann beschrieben werden, indem man von einer symmetrischen und exakt  
8079 sinusförmigen Spannungsquelle mit einer ebenfalls symmetrischen Quellenimpedanz (Netzkurz-  
8080 schlussimpedanz) ausgeht. Symmetrisch bedeutet in diesem Fall, dass die Beträge der Quellenspannungen  
8081 gleich groß sind, dass zwischen den Quellenspannungen ein Winkel von  $120^\circ$  eingehalten wird (Bild B.1) und  
8082 dass die Quellenimpedanzen  $X_Q$  bezüglich Betrag und Winkel gleich sind.

8083 ANMERKUNG Näherungsweise können die Quellenimpedanzen als Reaktanzen angenommen werden.

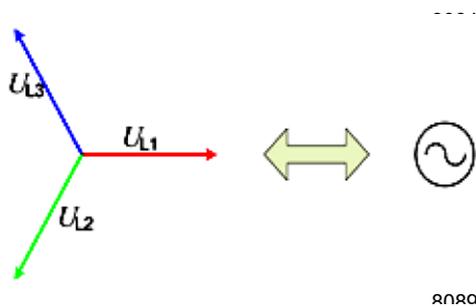


Bild B.1 - Symmetrische  
Quellenspannung

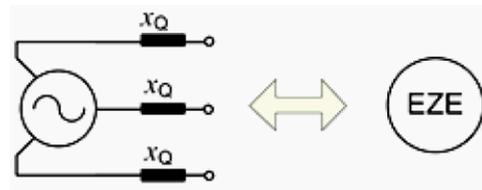


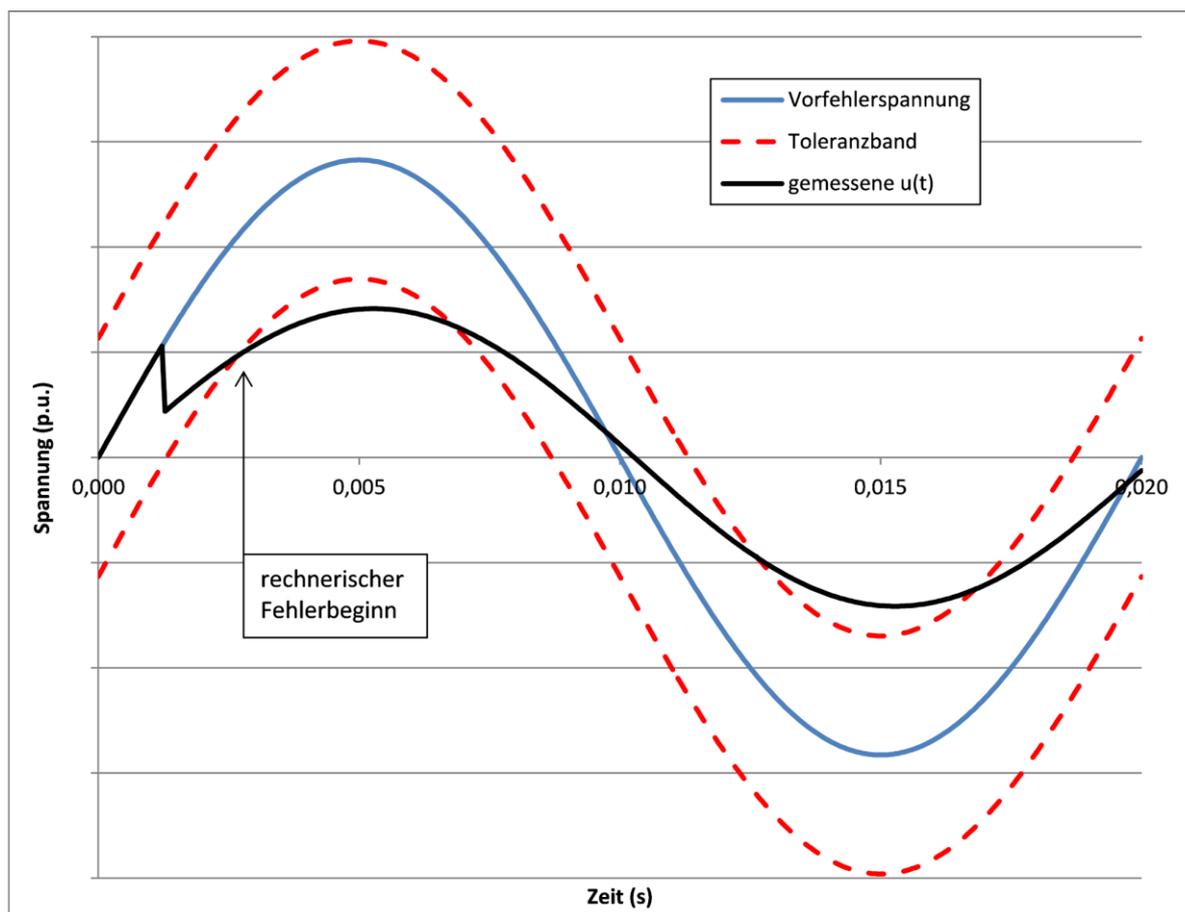
Bild B.2 - Ersatzschaltbild für  
eine Erzeugungseinheit  
und/oder ein Drehstromnetz

8092

8093 Das Ersatzschaltbild in Bild B.2 beschreibt das Verhalten eines Netzes oder einer Erzeugungseinheit sowohl  
8094 bei Kurzschlüssen als auch bei unsymmetrischen Lasten. Im Falle eines Kurzschlusses erfolgt eine  
8095 Begrenzung der maximalen Kurzschlussströme durch die Quellenimpedanzen.

8096 Unsymmetrische Lasten rufen in einem symmetrischen Drehstromsystem unsymmetrische Ströme hervor, die  
8097 wegen der daraus entstehenden Spannungsfälle auch zu unsymmetrischen Spannungen im Netz führen.  
8098 Sofern die Quellenspannungen symmetrisch und die Quellenimpedanzen relativ klein sind, werden bei einem  
8099 Netz bzw. einer Erzeugungsanlage nach Bild B.2 unsymmetrische Lastströme nur zu einer kleinen  
8100 Unsymmetrie an den Klemmenspannungen führen. Eine derartige Erzeugungsanlage ist in der Lage, Ströme  
8101 nicht nur im Mitsystem, sondern auch im Gegensystem zu liefern. Durch die eingespeisten Ströme der  
8102 Erzeugungsanlage wird auf diese Weise der Spannungsunsymmetrie entgegengewirkt.

8103 **B.2 Erläuterungen zur sprunghaften Spannungsänderung**



8104

8105 **Bild B.3 - Beispiel für eine sprunghafte Spannungsänderung**

8106 Bild B.3 ist ein Beispiel für eine sprunghafte Spannungsänderung. Die Vorgehlerspannung ist (nach 3.1.46.10)  
8107 die blaue Linie und gibt den fortgeführten Zeitverlauf der letzten 50 Perioden wieder.

8108 ANMERKUNG Für den Nachweis sollte für diesen Zeitraum ein quasistationärer Zustand erreicht sein.

8109 Das Toleranzband wird um diese Vorgehlerspannung gelegt. Zur besseren Veranschaulichung ist es in der  
8110 Grafik vergrößert dargestellt. Jegliche Änderung des gemessenen Spannungsverlaufs, die das Toleranzband  
8111 verletzt, markiert für diese VDE-Anwendungsregel den rechnerischen Fehlerbeginn. Wenn ein Fehler  
8112 rechnerisch begonnen hat, bedarf es zunächst mindestens einer Bedingung zum Beenden des Fehlers (nach  
8113 10.2.3), bevor ein neuer Fehler rechnerisch beginnen kann.

8114 **B.3 Kurzschlussverhalten von Erzeugungseinheiten (Typ-2-Anlagen)**

8115 Im Folgenden wird das Kurzschlussverhalten der Erzeugungseinheiten erläutert. Die Beschreibung erfolgt  
8116 dabei unter Zuhilfenahme der symmetrischen Komponenten. Dies stellt jedoch keine Empfehlung zur  
8117 Realisierung eines Steuerverfahrens für Wechselrichter der Erzeugungseinheiten dar, andere Steuerverfahren  
8118 (z. B. im Zeitbereich) sind ausdrücklich zugelassen.

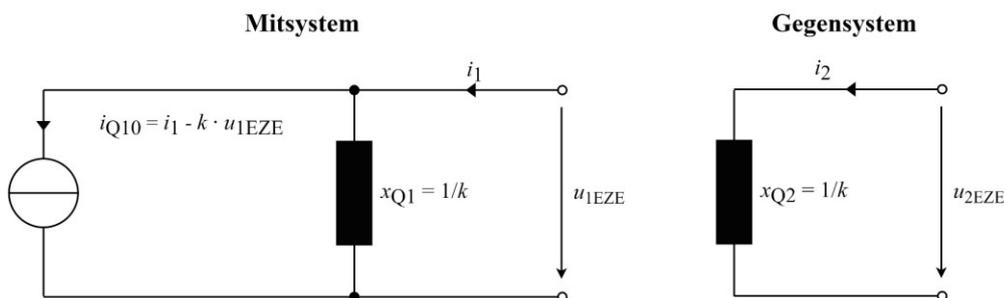
8119 Für die Bereitstellung von leiterbezogenen Blindströmen (Kurzschlussströmen) bei Spannungseinbrüchen im  
8120 Netz reicht es aus, wenn die Erzeugungseinheiten diese im Mit- und im Gegensystem zur Verfügung stellen.  
8121 Die Ströme im Nullsystem hängen wesentlich von der Sternpunktbehandlung des Netzes ab. Ebenso werden  
8122 in der Regel bei Kurzschlüssen außerhalb einer Erzeugungseinheit Spannungen im Nullsystem nur auf der  
8123 Netzseite und nicht auf der Maschinenseite auftreten, solange die Nullsysteme von Netz und Maschine  
8124 entkoppelt sind (beispielsweise durch einen Dy- oder Yd-Transformator). Aus diesem Grund beinhaltet die  
8125 Beschreibung des Verhaltens der Erzeugungseinheit ausschließlich Mit- und Gegensystemkomponenten.

8126 Die Forderung nach einer Blindstrombereitstellung, die proportional zu einer Spannungsdifferenz sein soll (rote  
8127 Gerade in Bild 13), entspricht einer Quellen-Innenreaktanz. Dabei gilt  $x_Q = 1/k$ . Diese Definition gilt sowohl für  
8128 die Mit- wie auch die Gegensystem-Innenreaktanz, also  $x_{Q1} = x_{Q2} = x_Q = 1/k$ .

8129 ANMERKUNG 1 Bezogene Größen – p.u.-Größen – sind in Kleinbuchstaben dargestellt. Für die Spannungen gilt  $u =$   
8130  $\frac{U_0}{U_n/\sqrt{3}}$ , für den Strom  $i = \frac{I}{I_r}$  und für die Quellenreaktanz  $x_Q = \frac{\Delta u}{\Delta i}$ . Symmetrische Komponenten werden mit Index 1, 2, 0 für  
8131 Mitsystem, Gegensystem und Nullsystem dargestellt.

8132 Für Stromquellen ergibt sich das Ersatzschaltbild nach Bild B.4:

**Stromquelle mit Lastflussüberlagerung**



8133

**Bild B.4 - Darstellung von Erzeugungseinheiten mit Stromquellen in symmetrischen Komponenten**

8134

8135

8136 Die Stromquelle  $i_{Q10}$  und die Quellenreaktanz  $x_{Q1}$  beschreiben das Quellenverhalten, das sich aus dem  
8137 stationären Arbeitspunkt und einer spannungsabhängigen Komponente ergibt.

8138 ANMERKUNG 2 Die hier beschriebenen Überlegungen gehen von einem symmetrischen Vorfehlerzustand aus. Werden  
8139 die Erzeugungseinheiten nicht im stromgeregelten Modus betrieben, kann es zu verstärkten Unsymmetrien und  
8140 unsymmetrischen Spannungsüberhöhungen kommen.

8141 Das Ersatzschaltbild für Spannungsquellen ist in Bild B.5 dargestellt. Die Laststromüberlagerung ergibt sich  
8142 hier automatisch aus der Spannungsquelle  $u_1$  (gestrichelt dargestellt), deren Betrag und Winkel sich (unter  
8143 Berücksichtigung der Quellenreaktanz) aus dem Wirkstrom und dem (stationären) Blindstrom ergibt, den die  
8144 Erzeugungseinheit vor Fehlereintritt liefert:

$$i_{1,\text{Wirk}} \approx -\frac{u_1}{x_{Q1}} \sin(\delta) \tag{B.1}$$

$$i_{1,\text{Blind}} \approx \frac{1}{x_{Q1}} (u_{1\text{EZE}} - u_1 \cdot \cos(\delta)) \tag{B.2}$$

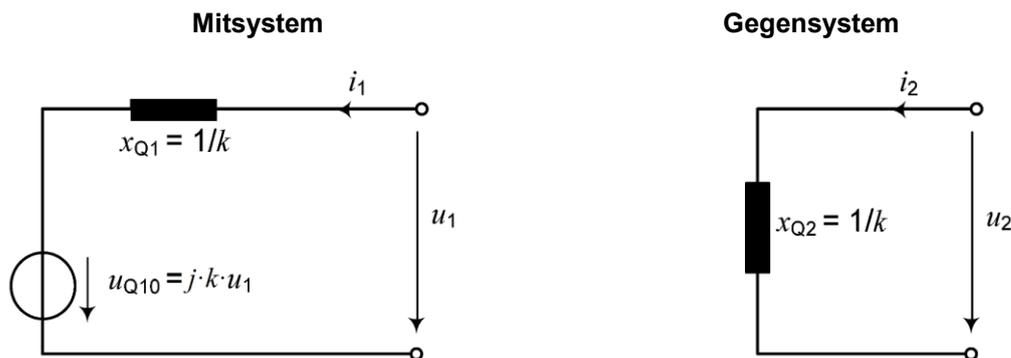
8145 Dabei sind  $i_{1,\text{Wirk}}$  und  $i_{1,\text{Blind}}$  die Wirk- und Blindanteile des Stromes  $i_1$  und  $\delta$  ist der Winkel zwischen den Spannungen  $u_1$   
8146 und  $u_{1\text{EZE}}$ .

8147 ANMERKUNG 3 Diese Modellierung entspricht dem Faktor 1-c bei Kurzschlussstromberechnungen.

8148

8149

**Spannungsquelle mit Lastflussüberlagerung**



8150

**Bild B.5 - Darstellung einer Erzeugungseinheit mit Spannungsquelle in symmetrischen Komponenten**

8151

8152

8153 Bei Erreichen der Auslegungsgrenzen der Erzeugungseinheit muss der Strom  $i_1$  begrenzt werden. Dies kann  
 8154 vorzugsweise durch eine Erhöhung der Quellenimpedanz  $x_{Q1}$  erfolgen. Dadurch kann erreicht werden, dass  
 8155 auch in der Strombegrenzung auf eine Amplitudenänderung der Spannung eine Blindstromänderung erfolgt,  
 8156 und anteilig ein Wirkstrom erhalten bleibt. Somit kann ein Spannungsquellenverhalten bzgl. der  
 8157 Spannungsamplitude aufrecht erhalten bleiben. Dies erfolgt jedoch unter der Restriktion, dass der maximale  
 8158 Scheinstrom begrenzt ist und sich somit lediglich das Verhältnis zwischen Wirk- und Blindstrom ändert.

**8159 B.4 „Over-/Undervoltage-Ride-Through“ (O-/UVRT)-Grenzkurven**

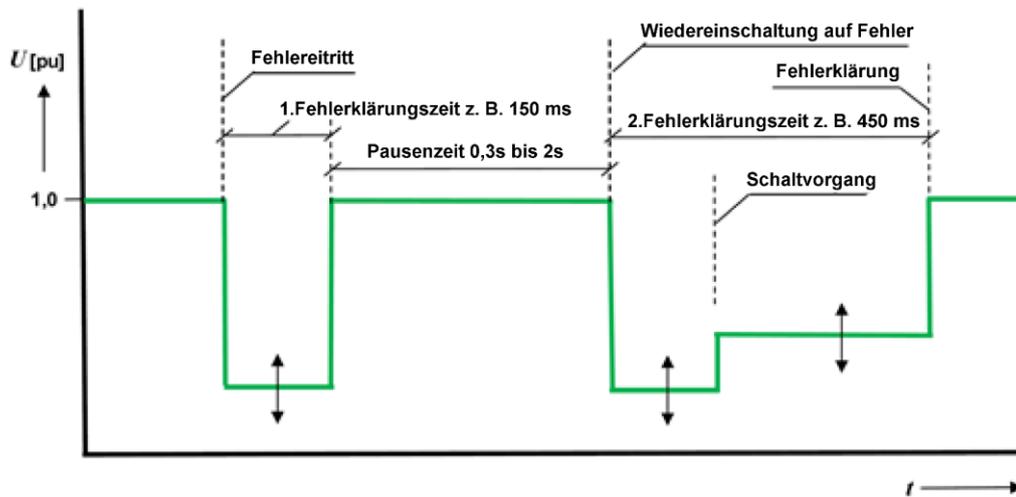
8160 Die „Over-/Undervoltage-Ride-Through“ Kurven- (O-/UVRT-Grenzkurven, siehe Bild 15 und Bild 16) sind wie  
 8161 folgt zu interpretieren:

8162 Bei  $t = 0$  tritt ein Fehler (Kurzschluss) im Netz ein. Die Spannung am Netzanschlusspunkt der Erzeugungs-  
 8163 anlage bricht auf einen Wert  $U_F$  ein. Nach der Fehlerklärungszeit  $t_F$  ist der Fehler durch die Schutzeinrichtungen  
 8164 abgeschaltet, die Spannung „springt“ auf einen höheren Wert. Eine Trennung der Erzeugungsanlage vom Netz  
 8165 ist nicht zulässig, wenn die Fehlerklärungszeit während dieses Vorganges kleiner ist als die zulässige  
 8166 Fehlerklärungszeit nach Bild B.6.

8167 Die Over-/Undervoltage-Ride-Through-Kurven sind bezogen auf die Nennspannung  $U_n$  dargestellt. Wegen der  
 8168 unterschiedlichen Behandlung von symmetrischen und unsymmetrischen Fehlern gelten die Kurven jeweils für  
 8169 die kleinste verkettete Spannung bei Spannungsrückgängen, und die größte verkettete Spannung bei  
 8170 Spannungserhöhungen.

**8171 B.5 Typischer Zyklus einer erfolglosen AWE und Mitnahmeschaltung**

8172 Bei einer erfolglosen AWE bei Fehlern im vorgelagerten Netz (110 kV, 220 kV, 380 kV) finden zwei  
 8173 Spannungseinbrüche hintereinander statt.



8174

8175

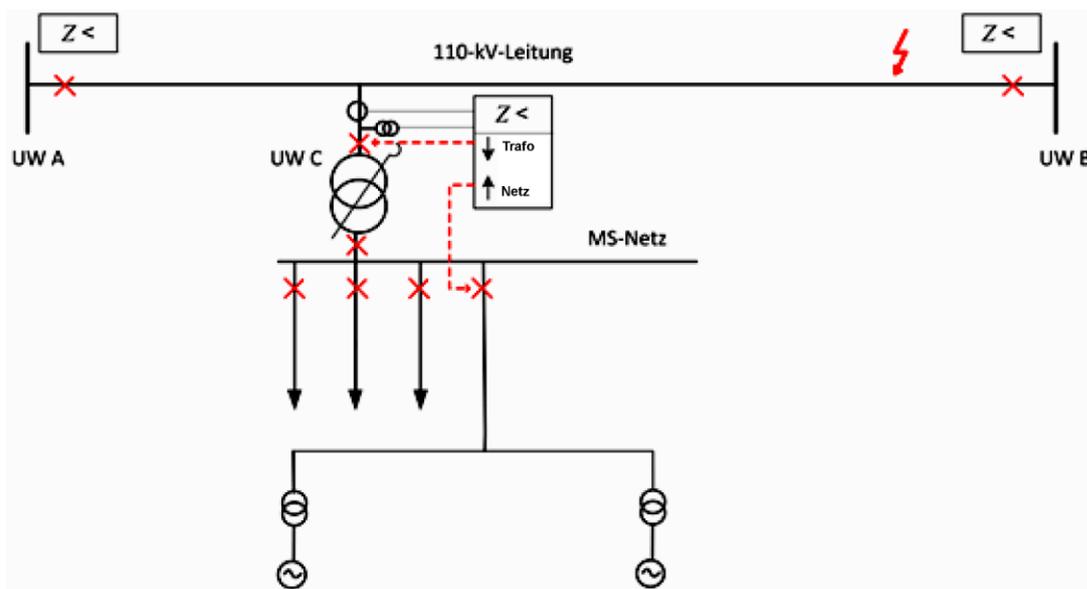
**Bild B.6 - Spannungsverlauf bei einer erfolglosen AWE im übergeordneten Netz**

8176 Bild B.6 zeigt einen hierbei auftretenden Verlauf der Spannung am Netzanschlusspunkt von  
 8177 Erzeugungsanlagen. Die Höhe des Spannungseinbruches ist dabei abhängig von der Lage des Fehlerortes  
 8178 zum Netzanschlusspunkt.

8179 In Bild B.6 ist das allgemeine Verhalten der Spannung bei einem Schutz der Hochspannungsleitungen durch  
 8180 beispielsweise Distanzschutzeinrichtungen ohne Signalübertragung dargestellt. Die Distanzschutzeinrichtun-  
 8181 gen auf beiden Enden des zu schützenden Leitungssystems sind normalerweise übergreifend eingestellt, d. h.  
 8182 deren erste Zone schützt in Schnellzeit beispielsweise 125 % des betrachteten Leitungssystems. Dadurch  
 8183 werden alle Fehler auf diesem Leitungssystem sicher in Schnellzeit abgeschaltet. Die durch diese  
 8184 Betriebsweise gegebene Überfunktion bei Fehlern jenseits der nächsten Sammelschiene wird in Kauf  
 8185 genommen. Während der AWE-Pausenzeit, die typischerweise 0,3 s bis 2 s beträgt, schalten die  
 8186 Schutzeinrichtungen für die erste Zone auf die Standardeinstellung mit der üblichen Unterreichweite ohne  
 8187 Berücksichtigung einer AWE um. Dies bedeutet, dass jetzt nur noch etwa 85 % des betrachteten  
 8188 Leitungssystems in Schnellzeit geschützt werden. Das hat zur Folge, dass die Schutzeinrichtung auf der einen  
 8189 Seite des Leitungssystems den Fehler jetzt innerhalb ihrer ersten Zone erfasst und ihn in Schnellzeit abschaltet.  
 8190 Die Schutzeinrichtung auf der anderen Seite des Leitungssystems hingegen kann den Fehler u. U. – je nach  
 8191 Fehlerort – erst außerhalb ihrer ersten Zone erkennen, beispielsweise wenn sich der Fehler kurz vor der  
 8192 Gegenstation befindet. Um die ohne Berücksichtigung der AWE gewünschte Selektivität sicherzustellen,  
 8193 schaltet diese Schutzeinrichtung den Fehler jetzt entsprechend dem Standardprogramm zeitverzögert –  
 8194 beispielsweise in 0,5 s – ab.

8195 Unter der Voraussetzung, dass alle Einrichtungen bestimmungsgemäß funktionieren, kann somit davon  
 8196 ausgegangen werden, dass der erste Spannungseinbruch nur 150 ms andauert. Um dies sicherzustellen, kann  
 8197 die Installation von Signalvergleichsschutzeinrichtungen auf der 110-kV-Leitung notwendig werden. Der zweite  
 8198 Spannungseinbruch dauert ggf. zeitverzögert bis zum Ablauf der zweiten Zeitstufe an.

8199 Befindet sich ein Fehler auf der vorgeordneten 110-kV Leitung, an der die Erzeugungsanlage über das Netz  
 8200 des Netzbetreibers letztlich angeschlossen ist (siehe Bild B.7), so kommt es zunächst aufgrund der  
 8201 Zwischeneinspeisungen zu Fehlmessungen aller Distanzschutzeinrichtungen. Die Größe der jeweiligen  
 8202 Fehlmessungen ist dabei abhängig vom Verhältnis der Kurzschlussleistungen der speisenden Stellen. Ist die  
 8203 Kurzschlussleistung des Netzes gegenüber der Kurzschlussleistung der Erzeugungsanlage so groß, dass die  
 8204 Distanzschutzeinrichtungen in den Umspannwerken A und B den Fehler in der Übergreifzone einmessen,  
 8205 führen die Distanzschutzeinrichtungen in den Umspannwerken A und Umspannwerk B eine AWE durch. Wenn  
 8206 beide Leistungsschalter in den Umspannwerken A und B ausgeschaltet sind, kann nun die  
 8207 Distanzschutzeinrichtung im Umspannwerk C den Fehler richtig einmessen und dann ein entsprechendes  
 8208 AUS-Kommando erteilen. Bei im Stich angeschlossenen Umspannwerken wird mit dem AUS-Kommando der  
 8209 Leistungsschalter an der Übergabestelle der Erzeugungsanlage ausgeschaltet. Bei Mischanlagen soll dabei  
 8210 das Aus-Kommando nur auf die Erzeugungsanlage wirken. Die Erzeugungsanlage wird somit vom Netz  
 8211 getrennt. Dies gilt bei Anschluss der Erzeugungsanlage an die Mittelspannungs-Sammelschiene eines  
 8212 Umspannwerkes. Die Übergabestelle ist dabei ein gesondertes -Leistungsschalterfeld- im Umspannwerk oder  
 8213 eine kundeneigene Übergabestation in unmittelbarer Nähe des Umspannwerkes.



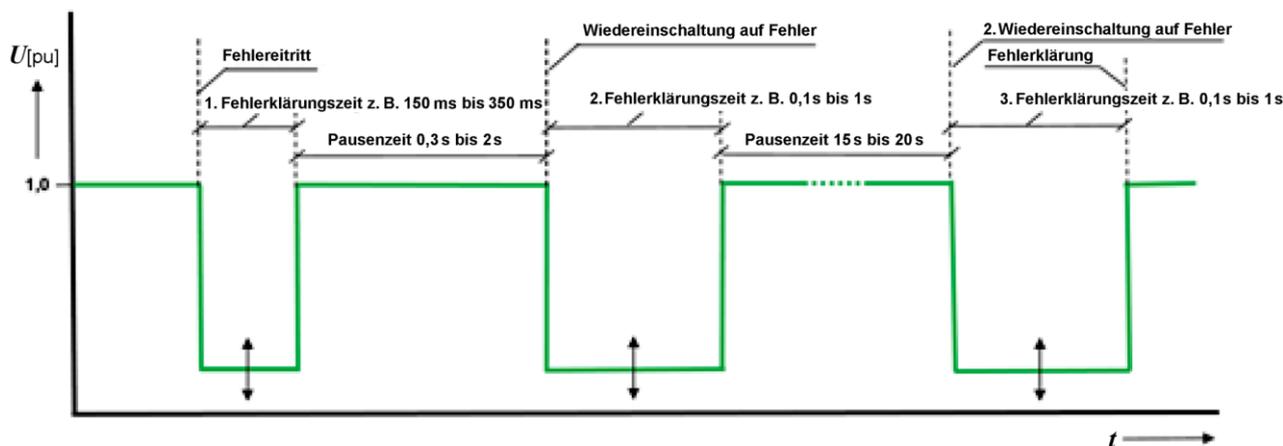
8214

8215

**Bild B.7 - Fehler auf der vorgelagerten 110-kV-Leitung**

8216 Da sich eine in einer Mittelspannungs-Sammelschiene angeschlossene Erzeugungsanlage an der O-/UVRT-  
 8217 Robustheit beteiligen muss und wenn auf der vorgelagerten Freileitung eine AWE durchgeführt wird, ist zu  
 8218 berücksichtigen, dass bei im Stich angeschlossenen Umspannwerken das AUS-Kommando vom  
 8219 oberspannungsseitig eingebauten Distanzschutzrelais zum Übergabeleistungsschalter beispielsweise mittels  
 8220 Binärsignalübertragung übertragen wird. Dies ist deshalb notwendig, da ansonsten durch die  
 8221 Erzeugungsanlage weiterhin Energie auf den Fehler gespeist wird und der Fehler dadurch entsprechend länger  
 8222 bestehen bleibt. Zudem kann bei entsprechendem Energieeintrag ein Lichtbogen in der spannungslosen Pause  
 8223 nicht mehr verlöschen.

8224 Bei Fehlern im Mittelspannungsnetz kann es jedoch am Netzanschlusspunkt zu einem gleichartigen Verlauf  
 8225 der Spannung wie bei einer AWE im übergeordneten Netz kommen. Insofern kann mittels des  
 8226 Spannungsverlaufes nicht detektiert werden, in welcher Spannungsebene der Fehler liegt. Zu berücksichtigen  
 8227 ist hierbei weiterhin, dass nach einer erfolglosen AWE ggf. nach ca. 15 s bis 20 s eine weitere AWE  
 8228 durchgeführt wird (siehe Bild B.8). Auch sind bei Fehlern im Mittelspannungsnetz höhere Auslösezeiten zu  
 8229 berücksichtigen.



8230

8231

**Bild B.8 - Spannungsverlauf bei einer erfolglosen zweifachen AWE im MS-Netz**

8232

8233 **B.6 Ermittlung des  $k$ -Faktors am Netzanschlusspunkt**

8234 **Aufgabenstellung**

8235 Der gemäß Abschnitt 10.2.3.3 an den Einheitenklemmen auf der Niederspannungsebene definierte  $k$ -Faktor  
 8236 soll aufgrund des Anlagenkonzeptes am Netzanschlusspunkt ( $k_{\text{NAP}}$ ) eingestellt werden.

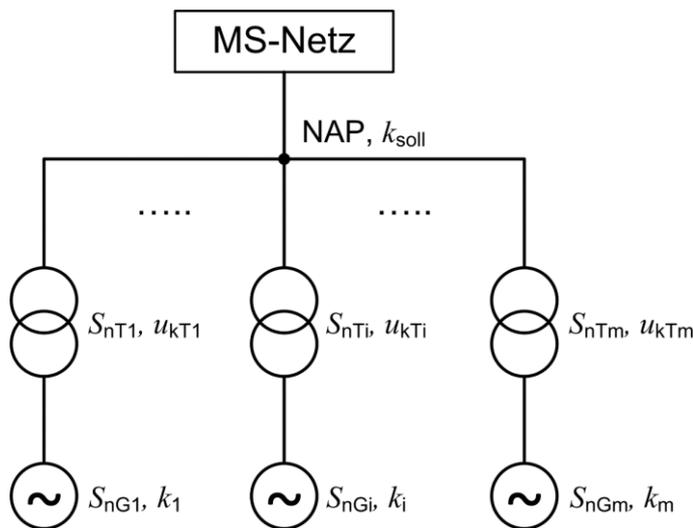
8237 **Vorgehen**

8238 Da es bei der Ermittlung des einzustellenden  $k$ -Faktors nicht auf hohe Genauigkeit ankommt, werden nur die  
 8239 wesentlichen Impedanzen betrachtet. Dies sind die Kurzschlussimpedanzen der Maschinentransformatoren.  
 8240 Sie werden als reine Reaktanzen angenommen.

8241 Kabel- bzw. Leitungsimpedanzen werden über einen Zuschlagfaktor  $c_K$  berücksichtigt. Bei kleinen Mittels-  
 8242 pannungsnetzen können die Einflüsse vernachlässigt werden und  $c_K = 1$  gesetzt werden. Bei einem ausge-  
 8243 dehnten EZA-Mittelspannungsnetz wird  $c_K = 1,1$  empfohlen.

8244 In diesem Beispiel (Bild B.9) sei der Anschluss eines Windparks geplant. Der Netzbetreiber gibt  $k_{\text{NAP}} = 2$  an  
 8245 den Erzeugungseinheiten (Niederspannung) vor.

8246 Es werden  $m$  Windenergieanlagen mit unterschiedlichen Bemessungsscheinleistungen errichtet.



8247

8248 **Bild B.9 - Beispiel der Ermittlung der  $k$ -Faktoren eines Windparks**

8249 Der sich an Netzanschlusspunkt ergebende  $k$ -Faktor kann nach folgender Gleichung näherungsweise ermittelt  
 8250 werden:

8251

$$k_{\text{NAP}} = \frac{1}{u_{kTi} \cdot \frac{S_{nGi}}{S_{nTi}} + \frac{c_K}{k_i}} \tag{B.3}$$

8252

8253 **B.7 Gleichungen für die Beschreibung der kontinuierlichen Spannungsregelung**  
8254 **und der O-/UVRT-Robustheit**

8255 Bezugspunkt für die Spannungsänderung ist zunächst der Netzanschlusspunkt. Für die Berechnungen in  
8256 symmetrischen Komponenten werden hier die Leiter-Leiter-Größen herangezogen, da das Nullsystem nicht  
8257 berücksichtigt wird.

8258 ANMERKUNG In der Literatur ist die Verwendung von Leiter-Erde-Größen üblich, als Bezugsgröße ist dann  $U_C/\sqrt{3}$   
8259 anstelle von  $U_C$  zu verwenden.

8260 Die Spannungsänderung wird hier definiert zu:

8261

$$\Delta U = U - U_{\text{soll}} \quad (\text{B.4})$$

8262

8263 dabei ist  $U$  der aktuelle Effektivwert der Netzspannung und  $U_{\text{soll}}$  die Regler-Sollspannung, die sich aus der  
8264 Regelung der statischen Spannungshaltung ergibt.

8265

8266

8267 Mitsystemgrößen werden mit Index 1, Gegensystemgrößen mit Index 2 gekennzeichnet, Leitergrößen mit Index  
8268 L1, L2 bzw. L3. Mit

8269

$$a = e^{j\frac{2}{3}\pi} \text{ und } \underline{U}_{L1}(t) = \hat{U}_{L1}(t) \cdot e^{j(\omega t + \phi)} \quad (\text{B.5})$$

8270

8271 wird aus den Leitergrößen das Mitsystem der Spannung

8272

$$\underline{U}_1(t) = \frac{1}{3} (\underline{U}_{L1}(t) + a \cdot \underline{U}_{L2}(t) + a^2 \cdot \underline{U}_{L3}(t)) \quad (\text{B.6})$$

8273

8274 und die Spannungsdifferenz im Mitsystem zu

8275

$$\underline{U}_1(t) = \underline{U}_1(t) - U_{\text{soll}} \quad (\text{B.7})$$

8276

8277 sowie das Gegensystem (bzw. die Spannungsdifferenz im Gegensystem bei Annahme einer symmetrischen  
8278 Netzspannung im Normalbetrieb) zu

8279

$$\Delta U_2(t) \approx \underline{U}_2(t) - 0 = \frac{1}{3}(\underline{U}_{L1}(t) + \underline{a}^2 \cdot \underline{U}_{L2}(t) + \underline{a} \cdot \underline{U}_{L3}(t)) \quad (\text{B.8})$$

8280

8281 Für bezogene Größen werden Kleinbuchstaben verwendet. Als Bezugsgröße für Spannungen wird die  
8282 vereinbarte Nennspannung  $U_c$  verwendet, somit gilt:

8283

$$\Delta u_{1,2} = \frac{(\Delta U_{1,2})}{U_c} \quad (\text{B.9})$$

8284

8285 Die Realisierung der Blindstromeinspeisung kann direkt an den Klemmen der Erzeugungseinheiten erfolgen.  
8286 Bei der Ermittlung der relativen Spannungsänderung  $\Delta u_{1,2}$  wird davon ausgegangen, dass die relative  
8287 Spannungsänderung  $\Delta u_{1,2}$  an den Klemmen der Erzeugungseinheit identisch ist mit der relativen  
8288 Spannungsänderung am Netzanschlusspunkt.

8289 Mit  $\underline{k} = k \cdot e^{j\frac{\pi}{2}}$  als Verstärkungsfaktor für die O-/UVRT-Robustheit wird der zusätzliche Blindstrom in  
8290 symmetrischen Komponenten zu:

8291

$$\Delta i_{B1}(t) = \underline{k} \cdot \Delta u_1(t) \text{ und } \Delta i_{B2}(t) = \underline{k} \cdot \Delta u_2(t) \quad (\text{B.10})$$

8292

8293 Bezugsstrom für den zusätzlichen Blindstrom ist der Bemessungsstrom  $I_r$ :

$$\Delta i_{B1,2} = \frac{\Delta I_{B1,2}}{I_r} \quad (\text{B.11})$$

8294 Damit ergibt sich

8295

$$\Delta I_{B1}(t) = I_r \cdot \Delta i_{B1}(t) \text{ und } \Delta I_{B2}(t) = I_r \cdot \Delta i_{B2}(t) \quad (\text{B.12})$$

8296

8297 Die Rücktransformation liefert den zusätzlichen Blindstrom als Leiterstrom:

8298

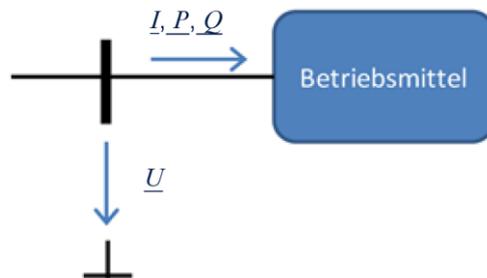
$$\begin{bmatrix} \Delta I_{BL1}(t) \\ \Delta I_{BL2}(t) \\ \Delta I_{BL3}(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 \\ \underline{a}^2 & \underline{a} \\ \underline{a} & \underline{a}^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta I_{B1}(t) \\ \Delta I_{B2}(t) \end{bmatrix} \quad (\text{B.13})$$

8299

8300 Für die vorgenannten Betrachtungen gilt das Verbraucherzählpfeilsystem nach B.8.

8301 **B.8 Richtungsdefinition von  $P$  und  $Q$**

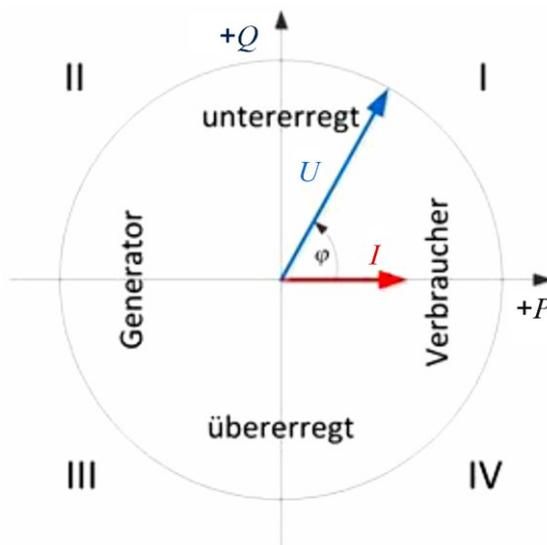
8302 In dieser VDE-Anwendungsregel werden Ströme und Spannungen in Pfeilrichtung positiv gezählt  
8303 (Verbraucherzählpeilsystem, siehe Bild B.10).



8304

8305 **Bild B.10 – Positive Richtung von Spannungen und Strömen. Ein Betriebsmittel kann**  
8306 **beispielsweise eine Bezugsanlage, eine Erzeugungsanlage, eine Erzeugungseinheit oder ein**  
8307 **FACTS-Element sein**

8308 Für die Darstellung in Quadranten wird ein Leistungskreis gewählt, dessen Darstellung kompatibel zu  
8309 mathematischen Darstellungen der Trigonometrie und der komplexen Zahlen ist (siehe Bild B.11). Winkel  
8310 werden – wie in der Mathematik – gegen den Uhrzeigersinn positiv gezählt. Als Phasenwinkel wird der Winkel  
8311 vom Stromzeiger zum Spannungszeiger definiert. Der Stromzeiger liegt immer in der reellen Achse; die Lage  
8312 des Spannungszeigers entspricht der Scheinleistung und dem Phasenwinkel.



8313

8314

**Bild B.11 – Scheinleistungskreis**

8315 Die unterschiedlichen Betriebszustände können in den Quadranten I bis IV dargestellt werden. Die Benennung  
8316 der Quadranten erfolgt gegen den Uhrzeigersinn.

8317 Beispiele für den Scheinleistungszeiger verschiedener Betriebsmittel:

- 8318 – Quadrant I: Ohmsch-induktive Last (Spule);
- 8319 – Quadrant II: Eine Wirkleistung liefernde Erzeugungsanlage mit gleichzeitigem Blindleistungsbezug;
- 8320 – Quadrant III: Eine Wirk- und Blindleistung liefernde Erzeugungsanlage;
- 8321 – Quadrant IV: Ohmsch-kapazitive Last (Kondensator).

8322 **B.9 Netzurückwirkungen**

8323 **B.9.1 Spannungsänderung in Kundenanlagen**

8324 Im Fall symmetrischer Laständerung erfahren alle Spannungen des Drehstromsystems dieselbe relative  
8325 Spannungsänderung.

8326

$$d = \frac{\Delta U}{U_c} \approx \frac{\Delta S_A}{S_{kV}} \cdot \cos(\Psi_k - \phi_f) \tag{B.14}$$

8327

8328

$$\Psi_k = \arctan \frac{X_k}{R_k} \tag{B.15}$$

8329

8330 Dabei ist

8331  $d$  die relative Spannungsänderung am Netzverknüpfungspunkt in p.u.;

8332  $\Delta U$  die Spannungsänderung in V;

8333  $U_c$  die verkettete Spannung am Netzanschlusspunkt in V;

8334  $\Delta S_A$  die Laständerung (Scheinleistungsänderung) der Kundenanlage  $\Delta S_A$  in MVA;

8335  $S_{kV}$  die Kurzschlussleistung am Netzverknüpfungspunkt in MVA;

8336  $\Psi_k$  der Netzimpedanzwinkel in ° am Netzverknüpfungspunkt;

8337  $\phi_f$  der Winkel der Laständerung in ° pos. Vorzeichen: untererregter Generatorbetrieb, Bezugsanlage, neg.  
8338 Vorzeichen: übererregter Generatorbetrieb;

8339  $X_k$  die Netzreaktanz am Netzverknüpfungspunkt in  $\Omega$ ;

8340  $R_k$  die Netzresistanz am Netzverknüpfungspunkt in  $\Omega$ .

8341 – Bei ohmsch-induktiver Laständerung ist  $\phi_f$  positiv und bei ohmsch-kapazitiver Laständerung ist  $\phi_f$  negativ  
8342 in die Gleichung einzusetzen (Verbraucherzählpeilsystem) beispielsweise Motoranlauf mit  
8343  $\cos \varphi = 0,5$  ( $60^\circ$ ) ergibt mit  $\Psi_{k, NAP} = 29,5^\circ$  der Klammerausdruck  $\cos(29,5 - 60)$ .

8344 – Bei unbekanntem Winkel der Laständerung ist der „cos-Ausdruck“ gleich 1 zu setzen.

8345 ANMERKUNG In der Regel sind Netzverknüpfungspunkt und Netzanschlusspunkt identisch. Ist der Netzanschlusspunkt  
8346 dem Netzverknüpfungspunkt nachgeordnet, dann ist die Spannungsänderung für den Netzanschlusspunkt  $d_{NAP}$  mit  
8347 Gleichung B.13 zu bestimmen. Aus dem Verhältnis der Kurzschlussleistungen (Netzanschlusspunkt  $S_{NAP}$  zu  
8348 Netzverknüpfungspunkt  $S_{kV}$ ) lässt sich die Spannungsänderung des Netzanschlusspunktes  $d_{NAP}$  auf die resultierende  
8349 Spannungsänderung  $d$  am Netzverknüpfungspunkt umrechnen.

$$d = \frac{S_{NAP}}{S_{kV}} \cdot d_{NAP} \tag{B.16}$$

8350

8351 **B.9.2 Einschaltströme bei Netztransformatoren im laufenden Betrieb der Kundenanlagen**

8352 Zur Vermeidung unzulässiger Spannungsänderungen beim Einschalten von Netztransformatoren ist die  
8353 zulässige gleichzeitig zuschaltbare Summen-Transformatorleistung einer Kundenanlage  $\sum S_{Tr}$ , in Abhängigkeit

E VDE-AR-N 4110:2024-11

8354 von der Kurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt  $S_{kV}$ , der zulässigen Spannungsänderung  $\Delta u_{zul}$  mit den  
8355 dazugehörigen Häufigkeit bzw. Pausenzeiten (nach 5.4.2, Tabelle 4), nach folgender Gleichung zu ermitteln:

8356

$$\sum S_{Tr} = \frac{S_{kV} \cdot \Delta u_{zul}}{2} \quad (B.17)$$

8357

8358 Mit dieser Gleichung wird ein hoher Anteil von Netztransformator-Einschaltvorgängen aus Sicht der  
8359 Netzanforderungen beherrscht. Die oben genannte Gleichung gilt nicht für die erstmalige Inbetriebsetzung oder  
8360 das Wiedereinschalten nach einer Störung, sondern für betriebsbedingte Einschaltungen (z. B.  
8361 Wartungsarbeiten, tägliches Schalten um Verluste der Netztransformatoren oder Blindmehrarbeit zu  
8362 verringern, Regelmarktteilnahme).

8363 BEISPIEL Mit  $(133 \text{ MVA} \cdot 0,03) / 2$  ergibt sich 2 MVA als Netztransformatorsummenleistung. Müssen 2 x 2000 kVA-  
8364 Transformatoren gleichzeitig geschaltet werden, dann darf in der Kundenanlage bei einer Spannungsänderung von > 2 %  
8365 bis 3 % die Transformatorsummenleistung innerhalb von  $2 \times 43 \text{ min}$  (nach Tabelle 4) = 86 min 2-mal geschaltet werden mit  
8366 einer Pausenzeit 33 Sekunden zwischen den beiden Schaltvorgängen.

### 8367 B.9.3 Spannungsänderungen bei Erzeugungseinheiten

8368 Für die Zuschaltung einer einzelnen Erzeugungseinheit ist jeder Erzeugungseinheitentyp zu berücksichtigen:

8369

$$\Delta u = k_u(\psi) \cdot \frac{S_{rE}}{S_{kV}} \quad (B.18)$$

8370

8371 Dabei ist

8372  $S_{rE}$  die Bemessungs-Scheinleistung einer Erzeugungseinheit;

8373  $S_{kV}$  die Netzkurzschlussleistung am Netzverknüpfungspunkt;

8374  $k_u(\psi)$  der spannungswirksame Schaltfaktor (wird nach FGW TR 3 [3] bestimmt und ist im Einheitenzertifikat  
8375 anzugeben).

### 8376 B.9.4 Flickerwirksamkeit der schnellen Spannungsänderungen von Windenergieanlagen

8377 Die Langzeitflickeremission  $P_{It}$ , begründet in Schaltvorgängen einer einzelnen Erzeugungseinheit, wird unter  
8378 Anwendung der nachfolgenden Gleichung berechnet:

8379

$$P_{It} = 8 \cdot N_{120}^{0,31} \cdot k_f(\psi) \cdot \frac{S_{rE}}{S_{kV}} \quad (B.19)$$

8380

8381 Dabei ist

8382  $k_f(\psi)$  der Flickerformfaktor für die Windenergieanlage.

8383 Die Langzeitflickeremission  $P_{It}$ , begründet in Schaltvorgängen mehrerer Erzeugungseinheiten, wird unter  
8384 Anwendung der nachfolgenden Gleichung berechnet. Dabei versteht man unter  $N_{120}$  die maximale Anzahl der

8385 Schaltvorgänge der Erzeugungseinheiten innerhalb von 120 min. Unter  $N_E$  versteht man die Anzahl der  
8386 Erzeugungseinheiten an einem Netzverknüpfungspunkt.

8387

$$P_{It} = \frac{8}{S_{kV}} \cdot \left( \sum_{i=1}^{N_E} N_{120,i} (k_{f,i(\psi)} \cdot S_{rE})^{3,2} \right)^{0,31} \quad (\text{B.20})$$

8388

8389 Die Faktoren  $N_{120}$  und  $k_{f(\psi)}$  sind dem Auszug aus dem Prüfbericht Netzverträglichkeit der FGW TR 3 [3] zu  
8390 entnehmen.

### 8391 **B.9.5 Flicker für Erzeugungsanlagen**

8392 Die Kurzzeitflicker sind für Erzeugungsanlagen nicht relevant.

8393 Die Langzeitflickerstärke  $P_{It}$  einer Erzeugungseinheit kann mittels ihres Flickerkoeffizienten  $c$  (siehe TR 3)  
8394 abgeschätzt werden zu:

8395

$$P_{It} = c \cdot \frac{S_{rE}}{S_{kV}} \quad (\text{B.21})$$

8396

8397 Dabei ist

8398  $S_{rE}$  die Bemessungsscheinleistung der Erzeugungseinheit und

8399  $c$  der Flickerkoeffizient.

### 8400 **B.9.6 Addition der Flickerstärken**

8401 Bei einer Kundenanlage mit mehreren einzelnen voneinander unabhängigen Flickererzeugern ist der  
8402 resultierende Wert für die gesamte Flickerstärke am Verknüpfungspunkt nach folgender Gleichung zu  
8403 bestimmen:

8404

$$P_{It,res} = \sqrt{\sum_i P_{It,i}^2} \text{ bzw. } P_{st,res} = \sqrt{\sum_i P_{st,i}^2} \quad (\text{B.22})$$

8405

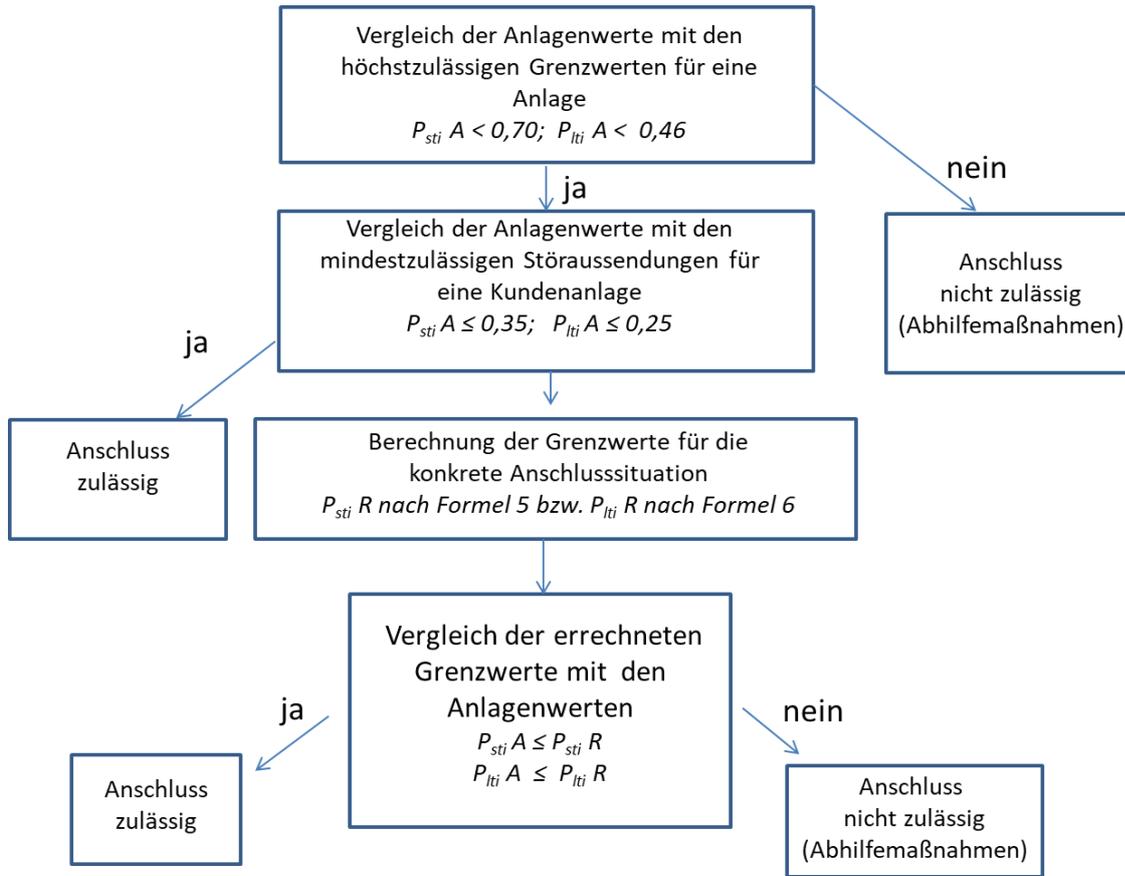
8406 Dabei ist

8407  $P_{It,i}$ ,  $P_{st,i}$  die Flickerstärke der Einzelanlage.

8408 Hierbei wird der Summationsexponent  $\alpha = 2$  als ein guter Kompromiss für den 10-Minuten- $P_{st}$ -Wert verwendet.

8409 Dieser ist von der Zahl der flickeräquivalenten Spannungssprünge im 10-Minuten-Intervall für die Berechnung  
8410 des  $P_{st,res}$  abhängig.

8411 **B.9.7 Bewertungsschema für Flickerbetrachtung für Kundenanlagen im Mittel-**  
 8412 **spannungsnetz**



8413

8414 **Legende**

8415  $P_{stiA}$  Kurzzeitflickerstärke der Kundenanlage

8416  $P_{ltiA}$  Langzeitflickerstärke der Kundenanlage

8417  $P_{stiR}$  berechneter, zulässiger Wert

8418  $P_{ltiR}$  berechneter, zulässiger Wert

8419 **Bild B.12 – Bewertungsschema für Flickerbetrachtung für Kundenanlagen im**  
 8420 **Mittelspannungsnetz**

8421 **B.9.8 Summierung von Oberschwingungen für Kundenanlagen**

8422 **Netzgeführte Wechselrichter (6- oder 12-pulsig)**

8423 Die stromrichtertypischen Oberschwingungsströme (5., 7., 11., 13. usw. Ordnung) sowie nichttypische sehr  
 8424 niedriger Ordnung ( $v < 13$ ) werden arithmetisch addiert:

8425

$$I_v = \sum_{i=1}^n I_{vi} \tag{B.23}$$

8426

8427 Für die nicht typischen Oberschwingungen höherer Ordnung ( $\nu \geq 13$ ) ist der gesamte Oberschwingungsstrom  
 8428 einer Ordnung gleich der Wurzel aus der Summe der Quadrate der Oberschwingungsströme dieser Ordnung:

8429

$$I_\nu = \sqrt{\sum_{i=1}^n I_{\nu i}^2} \quad (\text{B.24})$$

8430

8431 **Pulsmodulierte Wechselrichter**

8432 Für eine Ordnungszahl  $\mu$ , die grundsätzlich nicht-ganzzahlig ist, aber für Werte von  $\mu \geq 13$  auch ganzzahlige  
 8433 Werte mit einschließt, ist der gesamte Strom gleich der Wurzel aus der Summe der Quadrate der Ströme der  
 8434 Erzeugungseinheiten:

8435

$$I_\mu = \sqrt{\sum_{i=1}^n I_{\mu i}^2} \quad (\text{B.25})$$

8436

8437 Treten bei solchen Wechselrichtern untypische Oberschwingungsströme bei ganzzahligen Ordnungszahlen  
 8438 von  $\nu < 13$  auf, dann sind diese Ströme entsprechend der Gleichung B.23 arithmetisch zu addieren. Ober-  
 8439 schwingungsströme oberhalb der 2. Ordnung sowie Zwischenharmonische dürfen nach Gleichung B.24  
 8440 berechnet werden, wenn die Pulsfrequenz des Wechselrichters mindestens 1 kHz beträgt.

8441 ANMERKUNG Besteht eine Erzeugungsanlage aus mehreren Erzeugungsanlagen vom Typ 1, können die einzelnen  
 8442 rechnerisch ermittelten OS-Strombeiträge der einzelnen Erzeugungseinheit wie folgt aufsummiert werden: Die Summation  
 8443 der Oberschwingungsströme von baugleichen Typ-1-Erzeugungseinheiten erfolgt arithmetisch mit Gleichung B.23, von  
 8444 nicht-baugleichen Typ-1-Erzeugungseinheiten dagegen nach Gleichung B.24. Zwischenharmonische und  
 8445 supraharmische Anteile werden immer nach Gleichung B.25 aufsummiert.

8446 **B.9.9 Erläuterungen zu 5.4**

8447 **Bezugsfaktor, Erzeugungsfaktor und Speicherfaktor**

8448 Zur leistungsproportionalen Aufteilung der zulässigen Gesamtstöraussendung werden der Bezugsfaktor  $k_B$ ,  
 8449 der Erzeugungsfaktor  $k_E$  und der Speicherfaktor  $k_S$  eingeführt.

8450 Der Bezugsfaktor gibt das Verhältnis aus maximal anschließbarer Anschlussleistung aller Bezugsanlagen und  
 8451 der Netzleistung des Mittelspannungsnetzes an.

$$k_B = \frac{S_{A,B}}{S_{rT}} \quad (\text{B.26})$$

8452

8453 Dabei ist

8454  $S_{rT}$  die Bemessungsscheinleistung des Verteilertransformators;

8455  $S_{A,B}$  die maximal anschließbare Leistung aller Kundenanlagen für das Mittelspannungsnetz in MVA;

8456  $k_B$  der Bezugsfaktor.

E VDE-AR-N 4110:2024-11

8457 Die Netzleistung (in D-A-CH-CZ Technischen Regeln zur Beurteilung von Netzzrückwirkungen, 3. Ausgabe als  
8458 fiktive Netzleistung bezeichnet) entspricht im gebräuchlichsten Fall der Einspeisung des MS-Netzes durch  
8459 einen HS/MS-Verteiltransformator dessen Bemessungsleistung. Versorgen im Normalbetrieb mehrere  
8460 HS/MS-Verteiltransformatoren das MS-Netz, ist Summe ihrer Bemessungsleistungen als Netzleistung zu  
8461 einzusetzen.

8462 ANMERKUNG 1 Bis auf einzelne Ausnahmen ist der Bezugsfaktor  $k_B \leq 1$ . Speisen bspw. zwei parallele HS/MS-  
8463 Transformatoren mit gleicher Bemessungsleistung ein Mittelspannungsnetz nach dem  $(n-1)$  Kriterium (ein Transformator  
8464 kann im Fehlerfall des anderen Transformators das Mittelspannungsnetz auch allein versorgen, so wird üblicherweise ein  
8465 Bezugsfaktor  $k_B = 0,5$  gewählt.

8466 Der Erzeugungsfaktor gibt das Verhältnis von maximal anschließbarer Leistung aller Erzeugungsanlagen und  
8467 der Netzleistung des Mittelspannungsnetzes an.

8468

$$k_E = \frac{S_{A,E}}{S_{rT}} \quad (\text{B.27})$$

8469

8470 Dabei ist:

8471  $S_{A,E}$  die maximal anschließbare Leistung aller Erzeugungsanlagen für das Mittelspannungsnetz in MVA;

8472  $k_E$  der Erzeugungsfaktor.

8473 Der Speicherfaktor gibt das Verhältnis von maximal anschließbarer Leistung aller Speicheranlagen und der  
8474 Netzleistung des Mittelspannungsnetzes an.

8475

$$k_S = \frac{S_{A,S}}{S_{rT}} \quad (\text{B.28})$$

8476

8477 Dabei ist:

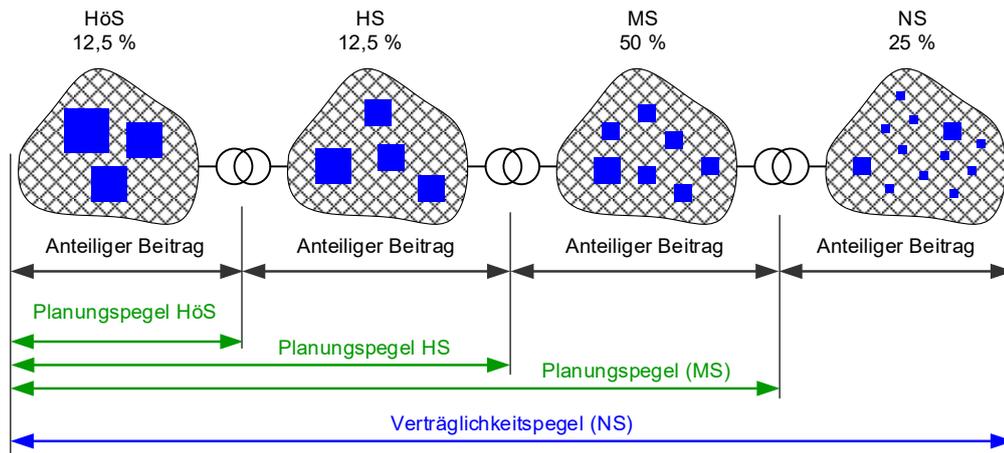
8478  $S_{A,S}$  die maximal anschließbare Leistung aller Speicher für das Mittelspannungsnetz in MVA;

8479  $k_S$  der Speicheranlagenfaktor.

8480 **Ableitung der Grenzwerte aus den Verträglichkeitspegeln**

8481 Für Flicker, Oberschwingungen und Unsymmetrie bildet die Aufteilung des Verträglichkeitspegels zwischen  
8482 den Spannungsebenen die Grundlage für die Bestimmung des anteiligen Beitrages im Mittelspannungsnetz,  
8483 welcher dann leistungsproportional zwischen den Kundenanlagen aufgeteilt wird. Für die Aufteilung zwischen  
8484 den Spannungsebenen sind die unterschiedlichen Einflussfaktoren Diversität, Gleichzeitigkeit, Dämpfung  
8485 innerhalb einer Spannungsebene und Transfer zwischen den Spannungsebenen zu berücksichtigen, welche  
8486 Ausbreitung und Überlagerung der Emission aller Kundenanlagen charakterisieren.

8487 Beispielhaft zeigt Bild B.13 die Aufteilung des Verträglichkeitspegels für Oberschwingungen, welche an das  
8488 Verhältnis der jeweils die Netzebene speisenden Transformatoren angelehnt ist.



8489

8490 **Bild B.13 - Beispiel für die Aufteilung des Verträglichkeitspegels für Oberschwingungen**

8491 ANMERKUNG 2 Bild B.13 ist eine vereinfachte Darstellung. Aufgrund der genannten Einflussfaktoren addieren sich die  
 8492 anteiligen Beiträge nicht arithmetisch. Die anteiligen Beiträge sind deshalb unter Berücksichtigung des  
 8493 Aufteilungsverhältnisses höher, als es sich durch arithmetische Addition ergeben würde. Für die  
 8494 11. Spannungsharmonische beträgt der Verträglichkeitspegel 3,5 %. Eine arithmetische Aufteilung würde zu anteiligen  
 8495 Beiträgen HöS:HS:MS:NS von 0,435 %:0,435 %:1,75 %:0,88 % führen. Unter Berücksichtigung aller Einflussfaktoren  
 8496 ergeben sich jedoch anteilige Beiträge HöS:HS:MS:NS von 1,18 %:1,18 %:2,18 %:1,52 %.

8497 **Resonanzfaktor**

8498 Die allgemeinen Gleichungen zur Berechnung der zulässigen Oberschwingungsströme und  
 8499 zwischenharmonische Ströme (Gleichung (8), (x)) erlauben die Berücksichtigung vorhandener  
 8500 Resonanzstellen. Der Resonanzfaktor  $k_{v/\mu}$  ist vorzugsweise mittels Netzberechnung oder Messung zu  
 8501 bestimmen.

8502 Anhaltewerte für den Resonanzfaktor  $k_{v/\mu}$  nach den D-A-CH-CZ Technischen Regeln zur Beurteilung von  
 8503 Netzurückwirkungen, 3. Ausgabe enthält Tabelle 42.

8504 **Tabelle 42 - Anhaltswerte für den Resonanzfaktor  $k_{v/\mu}$**

	$f/f_N < (f_{res}/f_N - 2,5)$	$(f_{res}/f_N - 2,5) \leq f/f_N \leq (f_{res}/f_N + 2,5)$	$f/f_N > (f_{res}/f_N + 2,5)$
Netze mit hohem Kabelanteil	$k_{v/\mu} = 1$	$k_{v/\mu} = 1,5 \dots 2,5$	$k_{v/\mu b} = 0,8 \dots 1$
Netze mit hohem Freileitungsanteil		$k_{v/\mu} = 2 \dots 3$	

8505 Obwohl die Impedanz oberhalb der ersten Parallelresonanzstelle oftmals niedriger als die aus der  
 8506 Kurzschlussimpedanz extrapolierte Impedanzgerade ist, sollte aufgrund möglicher Resonanzverstärkungen an  
 8507 anderen Punkten im Netz ein Wert von  $k_{v/\mu} = 0,9$  nicht unterschritten werden. Der technische Bericht IEC TR  
 8508 61000-3-6 empfiehlt  $k_{v/\mu} = 1$ .

8509 Bei Verwendung der vereinfachten Abschätzung darf im Bereich der ersten Parallelresonanzstelle keine  
 8510 Impedanzwinkelfaktor  $k_{XR} < 1$  angewendet werden.

8511 **Impedanzwinkelfaktor**

8512 Die vereinfachte Extrapolation der frequenzabhängigen Netzimpedanz geht davon aus, dass der Blindanteil  
 8513 der Impedanz (induktiver Anteil) dominiert, was nur unter der Bedingung  $X_k/R_k > 2,5$  eine angemessene  
 8514 Genauigkeit aufweist.

8515 Ist diese Bedingung für Betrachtungspunkte in der Nähe des Einspeisetransformators erfüllt, kann  
 8516 insbesondere an Ausläuferenden das Verhältnis  $X_{kV}/R_{kV}$  deutlich kleiner sein. In diesem Fall führt die

**E VDE-AR-N 4110:2024-11**

8517 Extrapolation für Frequenzen außerhalb von Resonanzstellen zu konservativen Annahmen bzgl. der  
8518 frequenzabhängigen Netzimpedanz.

8519 Für die Berechnung von Emissionsgrenzwerten für Harmonische, Zwischenharmonische und  
8520 Supraharmonische wird deshalb ein Impedanzwinkelfaktor  $k_{XR}$  eingeführt, für welchen in Abhängigkeit des  $X/R$ -  
8521 Verhältnisses am Betrachtungspunkt die Werte in Tabelle 43 gelten.

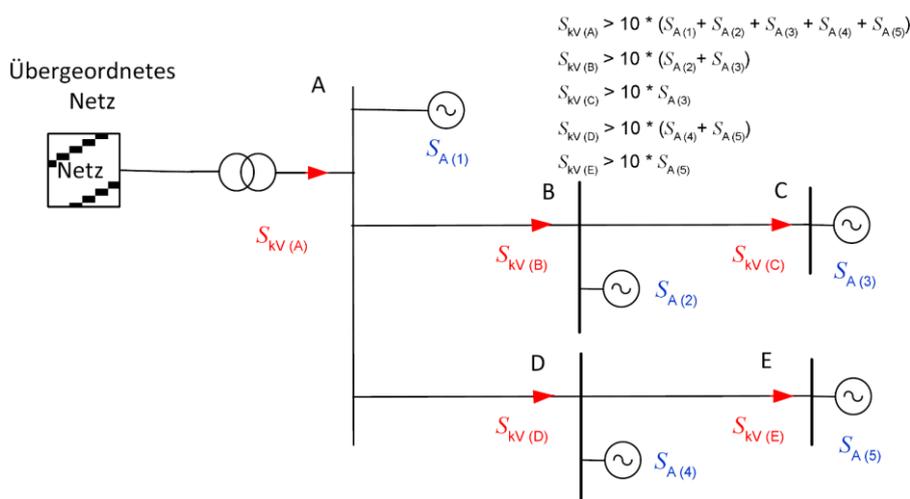
8522 **Tabelle 43 - Anhaltswerte für den Impedanzwinkelfaktor  $k_{XR}$**

$X/R$	$k_{XR}$	$X/R$	$k_{XR}$
$X/R < 0,2$	0,4	$0,9 \leq X/R < 1,1$	0,8
$0,2 \leq X/R < 0,3$	0,5	$1,1 \leq X/R < 1,4$	0,85
$0,3 \leq X/R < 0,4$	0,6	$1,4 \leq X/R < 1,8$	0,9
$0,4 \leq X/R < 0,6$	0,65	$1,8 \leq X/R < 2,5$	0,95
$0,6 \leq X/R < 0,7$	0,7	$X/R \geq 2,5$	1
$0,7 \leq X/R < 0,9$	0,75		

8523

8524 **B.10 Minimale Netzkurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt für Typ-1-Anlagen**

8525 Beispiel für die Bewertung der minimalen Netzkurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt für Typ-1-Anlagen  
8526 nach 5.3.



8527

**Bild B.14 – Beispiel für die Bewertung der minimalen Netzkurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt für Typ-1-Anlagen**

8528  
8529

8530 Beispiel zum Bild:

8531 Bedingung zum Anschluss der Anlage A an NAP A:

8532  $S_{kV(A)} > 10 * (S_{A(1)} + S_{A(2)} + S_{A(3)} + S_{A(4)} + S_{A(5)})$

8533 Bedingungen zum Anschluss der Anlage an NAP B:

8534  $S_{kV(A)} > 10 * (S_{A(1)} + S_{A(2)} + S_{A(3)} + S_{A(4)} + S_{A(5)})$  und

8535  $S_{kV(B)} > 10 * (S_{A(2)} + S_{A(3)})$

8536 Bedingungen zum Anschluss der Anlage an NAP C:

8537  $S_{kV(A)} > 10 * (S_{A(1)} + S_{A(2)} + S_{A(3)} + S_{A(4)} + S_{A(5)})$  und

8538  $S_{kV(C)} > 10 * (S_{A(3)})$

8539 ANMERKUNG In diesem Fall wird keine weitere Prüfung an Punkt B durchgeführt.

## 8540 **B.11 Erdungsanlagen**

### 8541 **B.11.1 Beispielhafte Auslegung von Erdungsanlagen**

8542 Vorgehensweise bei Auslegung für eine beliebige Übergabestation

8543 Datensammlung:

- 8544 – Erdfehlerströme (Art der Sternpunktbehandlung (isolierter Sternpunkt, Erdschlusskompensation, 8545 hochohmige Sternpunkterdung, niederohmige Sternpunkterdung, kombinierte Verfahren));
- 8546 – Fehlerdauer für ordnungsgemäßes Arbeiten der Schutzeinrichtungen und der Schalter (relevant für die 8547 zulässige Berührungsspannung);
- 8548 – Fehlerdauer für den Reserveschutz (relevant für die thermische Auslegung von Erdern und 8549 Erdungsleitung);
- 8550 – Fläche der Anlage;
- 8551 – Spezifischer Erdwiderstand am Standort;
- 8552 – Art der angeschlossenen Leitungen (Kabelschirm-Reduktionsfaktoren, Erdseilreduktionsfaktoren);
- 8553 – Erdung von Transformatorsternpunkten in der Übergabestation;
- 8554 – Daten der Erdschlusskompensationsspule in der Übergabestation;
- 8555 – Kettenleiterimpedanzen von angeschlossenen Freileitungen;
- 8556 – Parallel-Impedanzen von angeschlossenen Kabelschirmen, benachbarten Netzstationen und Bänderdern;
- 8557 – Parallele Impedanzen der PE-Leiter von angeschlossenen Niederspannungsanlagen;
- 8558 – Impedanzen von benachbarten Bauwerken mit Fundamenterdern;
- 8559 – Erfüllt der Standort die Randbedingungen eines globalen Erdungssystems.

8560 Grundsätzliche Auslegung der Erdungsanlage:

- 8561 – Ermittlung des Erdungsstromes aus den Eingangsdaten;
- 8562 – Ermittlung der Erdungsimpedanz aus dem Ausbreitungswiderstand der Station und parallel geschalteten 8563 Impedanzen;
- 8564 – Ermittlung der Erdungsspannung;
- 8565 – Ermittlung der zulässigen Berührungsspannung als Funktion der Abschaltzeit bei ordnungsgemäßem 8566 Arbeiten von Schutz und Schaltern;
- 8567 – Für Anlagen in einem globalen Erdungssystem kann von der Einhaltung der zulässigen Berüh- 8568 rungsspannungen ausgegangen werden;
- 8569 – Falls die Erdungsspannung kleiner oder gleich dem zweifachen Wert der zulässigen Berüh- 8570 rungsspannung ist, kann pauschal von der Einhaltung der Grenzwerte ausgegangen werden;
- 8571 – Falls die Erdungsspannung kleiner oder gleich dem vierfachen Wert der zulässigen Berührungsspannung 8572 ist, können anerkannte festgelegte Maßnahmen (Potentialsteuerung, Potentialausgleich, 8573 Standortisolierung, etc.) verwendet werden. Durch Einsatz dieser Maßnahmen kann auch pauschal von 8574 einer Einhaltung der Grenzwerte ausgegangen werden;
- 8575 – Bei Überschreitung der Grenze der vierfachen zulässigen Berührungsspannung sind Nachweise der 8576 Einhaltung der zulässigen Berührungsspannung durch Berechnung oder Messung erforderlich;
- 8577 – Es ist zu prüfen, ob die Anforderungen für den Zusammenschluss der Erdungsanlage der 8578 Hochspannungsanlage mit der Niederspannungsanlage erfüllt sind (VDE 0101-2:2023:10, Abschnitt 6).

**E VDE-AR-N 4110:2024-11**

8579 ANMERKUNG Der Nachweis zur Einhaltung der zulässigen Berührungsspannung (z.B.  $U_{Tp} < 80$  V bei Betrieb mit  
8580 Erdschlusskompensation, bei anderen Arten der Sternpunktterdung, z.B. NOSPE, gelten andere Werte in Abhängigkeit von  
8581 Stromhöhe und Fehlerdauer) kann nicht allein vom Anlagenerrichter erbracht werden. In der Praxis wird eine neu zu  
8582 errichtende Übergabestation in ein Mittelspannungsnetz des Netzbetreibers eingebunden, für dessen Anlagen die  
8583 Bedingungen nach EN 50522 (DIN VDE 0101-2) bereits erfüllt werden. In wenigen Einzelfällen wird durch den Anschluss  
8584 einer Übergabestation ein eigenständiges, räumlich isoliertes Erdungssystem neu entstehen, für das der Nachweis  
8585 erstmalig erbracht werden muss. Dies wäre z.B. dann der Fall, wenn eine Übergabestation in freiem Gelände an eine  
8586 Mittelspannungsfreileitung angeschlossen werden soll. In jedem Fall ist eine Abstimmung mit dem Verteilnetzbetreiber  
8587 erforderlich!

8588 **B.11.2 Beispielhafte Befüllung des Erdungsprotokolls E.6**

8589 Die nachfolgende Darstellung zeigt eine beispielhafte Befüllung des Erdungsprotokolls E.6 einer  
8590 Übergabestation an einem 20-kV-Netz mit Resonanzsternpunktterdung, welches für einen maximal zulässigen  
8591 Erdschlussreststrom von 60 A dimensioniert wurde. Bei anderen netztechnischen Voraussetzungen  
8592 (vereinbarte Versorgungsspannung, Sternpunktbehandlung, Höhe des zulässigen Reststromes) können sich  
8593 andere erforderliche Werte ergeben. Die netztechnischen Voraussetzungen benennt der Netzbetreiber.

8594

<b>(#Netzbetreiber)</b>	<b>Prüfprotokoll -Erdungsanlage-</b>			<b>1/2</b>					
Ident.-Nr. / Ort: <span style="color:orange;">NST WP XYZ</span>		Protokoll-Nr.: <span style="color:orange;">1234</span>							
Anlagenteil: <span style="color:orange;">MS/NS-Erdungsanlage Übergabestation</span>		-Nr.:							
<b>1. Erdungsanlage</b>									
Art: (Oberflächenerder / Tiefenerder/ Fundamenterder)									
Ausgeführt nach Zeichnung: <span style="color:orange;">23456</span>									
Zusammengeschlossen mit: <span style="color:orange;">(Schutzerdungssystem des NS-Netzes, benachbarter MS-Mast etc.)</span>									
Sichtprüfung – siehe Rückseite:									
Erforderliche Werte: <span style="background-color:orange;">U<sub>TP</sub> ≤ 80 V*</span> <span style="background-color:yellow;">R<sub>A</sub> ≤ 20 Ω → „erdfähig“</span>									
<b>2. Messgeräte</b>									
Messung/Prüfung der/des Einzelerders		Fabrikat: <span style="color:orange;">ABC</span>	Typ: <span style="color:orange;">CA6412</span>						
<b>3. Messungen (Zutreffendes unterstreichen)</b>									
Datum: <span style="color:orange;">nn.nn.nnnn</span>									
Bodenzustand <span style="color:orange;">feucht / trocken / gefroren</span>									
Bodenart <span style="color:orange;">Moor / Lehm, Ton, Humus / Sand / Kies / Fels / Sandstein / Granit</span>									
Messmethode <span style="color:orange;">Erdungsmessgerät / Erdungsprüfzange / I-U-Messmethode</span>									
<b>3.1. Hilfsstromkreise für Strom-Spannungs-Messung</b>									
Spannungsquelle:		Hilfserder:							
Einspeisestelle in die Erdungsanlage:									
<b>3.2. Messwerte</b>									
<b>Ausbreitungswiderstand / Erd-Schleifenwiderstand der Einzelerder</b>									
Erder	<span style="color:orange;">Erder ÜST</span>								
R <sub>A</sub> in Ω	<span style="color:orange;">9,0</span>								
<b>Nachweis zur Einhaltung der Berührungsspannung *: In Abstimmung mit Netzbetreiber!</b>									
<b>Erdungsimpedanzmessung entfällt im „Globalen Erdungssystem“ : zutreffend ? <span style="color:orange;">Ja / Nein</span></b>									
Daten zu Messtrassen: siehe Rückseite									
Die ermittelten Werte <span style="color:orange;">genügen / genügen nicht</span> den Anforderungen.									
<b>4. Lageskizze der Erdungsanlage und ggf. der Messtrasse(n) / Bemerkungen</b>									
<input type="checkbox"/> Skizze auf separatem Blatt ...									
Prüfer	Ort der Prüfung	Datum	Unterschrift	Stempel					
* (Einhaltung der max. Berührungsspannung von max. 80V – Nachweis in Abstimmung mit dem Netzbetreiber !)									



## 8597 **B.12 Hinweise zur Anlagen- und Elektroplanung**

8598 Die "Anlagen- und Elektroplanung" beschreibt den Vorgang der Planung und Errichtung einer elektrischen  
8599 Anlage. Die hier aufgeführten Schritte sind in dieser Anwendungsregel verteilt wiederzufinden. Nachfolgend  
8600 wird eine Zusammenstellung in Form einer Checkliste angegeben, welche den Anwender unterstützen soll,  
8601 eine Anlage sach- und fachgerecht zu planen und mit den entsprechenden Unterlagen in den Antragsprozess  
8602 bei dem jeweiligen Netzbetreiber einzusteigen.

8603 Die Anlagenplanung ist bei einem Anschlussvorgang mit einer EZA/eines Speichers immer durchzuführen und  
8604 bildet die Grundlage für den Anlagenzertifizierungsprozess.

8605 Die Elektroplanung ist neben der Anlagenplanung im Prototypenanschlussprozess nach Abschnitt 12  
8606 verbindlich erforderlich und bereitet den Anlagenzertifizierungsprozess vor.

8607 Bei Vorhandensein von Bestandsanlagen ist besondere Vorsicht zu wahren, da diese Anlagen in der Regel  
8608 nicht dem aktuellen Stand der Technik entsprechen. Werden an der Kundenanlage durch Erweiterungen,  
8609 Umbau oder Nachrüstungen wesentliche Änderungen vorgenommen, ist darauf zu drängen, diese auf den  
8610 aktuellen Stand der Technik zu bringen.

8611 Eine große technische Herausforderung stellt die korrekte Bewertung der Bestandsanlagen hinsichtlich ihrer  
8612 elektrischen Eigenschaften, insbesondere der Abschätzung der Netzurückwirkungen, dar.

8613 In der „Planungsphase“ können viele Fehler gemacht werden, welche den robusten und sicheren Betrieb der  
8614 Anlage in der Praxis verhindern können.

8615 ANMERKUNG 1 Der Anschlussnehmer hat sicherzustellen, dass die vorgenannten Bedingungen seinem Anlagenerrichter  
8616 und seinem Anlagenbetreiber bekannt sind und von diesen eingehalten werden. Der Anschluss an das Netz ist im Einzelnen  
8617 in der Planungsphase – vor Bestellung der wesentlichen Komponenten – mit dem Netzbetreiber abzustimmen. Planung,  
8618 Errichtung und Anschluss der Kundenanlage an das Netz des Netzbetreibers sind durch geeignete Fachfirmen  
8619 vorzunehmen. Der Netzbetreiber darf Änderungen und Ergänzungen an zu errichtende Anlagen fordern, soweit diese für  
8620 den sicheren und störungsfreien Netzbetrieb notwendig sind. Die Änderungen bzw. Ergänzungen sind vom Netzbetreiber  
8621 technisch zu begründen.

8622 ANMERKUNG 2 Der Anlagenbetreiber hat seine Verantwortung mit der Beauftragung von Fachunternehmen als  
8623 Anlagenerrichter – eine Person oder Unternehmen, die/das eine elektrische Anlage errichtet, erweitert, ändert oder instand  
8624 hält delegiert.

8625 ANMERKUNG 3 An den stellenweisen sehr komplexen Projekten in der Energiebranche sind häufig mehrere Unternehmen  
8626 beteiligt. Vielfach ist den beteiligten Unternehmen nicht klar, dass insbesondere bei Mischanlagen eine gegenseitige  
8627 Beeinflussung der Anlagen unvermeidlich ist. Aus der Sicht der Beauftragung, fokussiert sich jedes Unternehmen nur nach  
8628 seinem Gewerk und grenzt Aufwände ab.

8629 Für eine fundierte Anlagenplanung, sowie für eine später folgende Anlagenzertifizierung sind in Tabelle B.1 die wichtigsten  
8630 Punkte zur Anlagenplanung zusammengefasst.

8631

**Tabelle B.1 - Checkliste der wichtigsten Punkte zur Anlagenplanung (Seite 1 von 2)**

Checkliste	Neue Erzeugungsanlage	Bestands-Erzeugungsanlage vorhanden
<p>Kenndaten der Anlagen werden im Netzanschlussverfahren über die Formblätter:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• E.2 Netzurückwirkungen der Verbrauchsgeräte</li> <li>• E.3 Netzanschlussplanung</li> <li>• E.4 Errichtungsplanung</li> </ul> <p>ausgetauscht.</p>	<p>Grundsätzlich gelten die Anforderungen nach Abschnitt 5.1 – Grundsätze zur Ermittlung des Netzanschlusspunktes.</p>	<p>Bei Vorhandensein einer Lastanlage entsteht eine Mischanlage, die entsprechend den Anforderungen an Mischanlagen zu berücksichtigen ist.</p> <p>Siehe Abschnitt 10.2.2.6.</p> <p>Bei Vorhandensein einer Erzeugungsanlage sind die Kriterien zur Erweiterung der Anlage, insbesondere auch der Anforderungen an maßgebliche Änderungen / Erweiterungen, zu beachten.</p> <p>Wesentliche Änderungen sind Abschnitt 1 beschrieben und zu beachten.</p>
<p>a. Dokumentation der Erzeugungsanlage:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>i. Betriebsmittel (Hersteller, Typ)</li> <li>ii. EZA-Regler</li> <li>iii. Schutzgerät</li> <li>iv. Wandler</li> <li>v. Kabel</li> <li>vi. Kabellängen</li> </ol>	<p>Die Anlage ist vollständig zu dokumentieren, für verbaute Komponenten sind Zertifikate vorzulegen.</p>	<p>Dokumentation liegt häufig vor, allerdings sind die Anlagen-dokumentationen aus einer anderen Sichtweise heraus entstanden, so dass in der Regel nur Stromlaufpläne ohne weitere Bewertungen zur Verfügung stehen.</p>
<p>b. Dimensionierung der Betriebsmittel</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>i. Bewertung Kurzschlussfestigkeit und Dauerstrombelastbarkeit</li> </ol>	<p>Durch die Verwendung von Standard-Komponenten sind keine weiteren Analysen notwendig. Die Werte sind bekannt und projektübergreifend nutzbar.</p>	<p>Der technische Zustand der Schaltanlagen bzw. Übergabestationen ist hinsichtlich einer ausreichenden Dimensionierung, entsprechenden Zugang zu Messwandlern oder Kommunikations-schnittstellen, zu bewerten.</p>
<p>c. Lastflussberechnung</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>i. Blindleistungsstellbereich (P-Q-Diagramm und Q-U-Diagramm) analog zu den Bildern 4, 5 und 6 in der VDE-AR-N 4110</li> <li>ii. Langsame Spannungsänderungen am Netzanschlusspunkt</li> </ol>	<p>Berechnungen oder Abschätzungen der langsamen Spannungsänderungen, P-Q- und Q-U-Vermögen sind durchzuführen.</p> <p>Entsprechend der Vorbelastung müssen die Ergebnisse zur weiteren Anlagenplanung und der Auslegung der geplanten Anlagen-Komponenten genutzt werden.</p>	<p>In industriellen Bestandsanlagen sind häufig Messgeräte verbaut, die in grober Näherung die Eigenschaften der Spannungen und Ströme ermöglichen und eine Abschätzung der Vorbelastung erlauben.</p>
<p>d. Wirkleistungsregelung</p>	<p>Beschreibung, dass die Anlage das vom Netzbetreiber geforderte Regelungskonzept in Bezug auf die Wirk- und Blindleistung umsetzen kann und sofern vorhanden ein Kommunikationsplan der Anlage (kann auch mit Konzept der Wirkleistungsregelung dargestellt werden)</p>	<p>Beschreibung, dass die Anlage das vom Netzbetreiber geforderte Regelungskonzept in Bezug auf die Wirk- und Blindleistung umsetzen kann und sofern vorhanden ein Kommunikationsplan der Anlage (kann auch mit Konzept der Wirkleistungsregelung dargestellt werden)</p>

8632

8633

8634

8635

**Tabelle B.1 - Checkliste der wichtigsten Punkte zur Anlagenplanung (Seite 2 von 2)**

Checkliste	Neue Erzeugungsanlage	Bestands-Erzeugungsanlage vorhanden
<p>e. Schutzkonzept</p>	<p>Überprüfung des Schutzkonzeptes auf Konformität mit TAR MS bzw. HS und TAB MS bzw. HS</p> <p>Ausschluss von Kollisionen:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Mit der O-/UVRT-Robustheit</li> <li>• Mit dem Eigenschutz der EZE</li> <li>• Erdungskonzept / Erdungsanlage</li> </ul>	<p>Überprüfung des Schutzkonzeptes auf Konformität mit TAR MS bzw. HS und TAB MS bzw. HS</p> <p>Ausschluss von Kollisionen:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Mit der O-/UVRT-Robustheit</li> <li>• Mit dem Eigenschutz der EZE</li> <li>• Erdungskonzept / Erdungsanlage</li> </ul>
<p>f. Abschätzung der Netzurückwirkungen</p> <p>Anforderungen nach Kap. 5.4 Formblatt E.2</p> <p>ANMERKUNG 1 Das Formblatt E.2 ist in der Kommunikation mit dem Netzbetreiber wichtig. Hier kann eine Vorbelastung eingeschätzt werden, wodurch ein Netzbetreiber erkennt, ob und wie Anlagen angeschlossen werden können, oder aber ob weitergehende Maßnahmen notwendig sind (möglicherweise auch ein alternativer Netzanschlusspunkt).</p> <p>ANMERKUNG 2 Wenn das Formblatt allerdings ohne konkrete Informationen pro forma ausgefüllt ist, kann ein Netzbetreiber nur von einem Standardfall ausgehen, wenn er nicht selbst konkrete Ortskenntnis hat, oder gar die Kundenanlagen kennt.</p>	<p>Für bestehende Bezugsanlagen: Beim Zubau der EZA entsteht eine „Mischanlage“, die entsprechend den Anforderungen bewertet werden muss Dabei sind Bezugsanlagen geeignet zu berücksichtigen.</p>	<p>Für Bestandsanlagen gelten die zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme gültigen technischen Anforderungen und Grenzwerte.</p>
<p>g. Übersichtsschaltbild</p>	<p>Es ist ein aktuelles, vollständiges Übersichtsschaltbild der Anlage inklusive Wandler-Daten und Schutzfunktionen mit den Messstellen und den Auslöseverbindungen auf den zugehörigen Leistungsschalter (von der Übergabestation bis zu der EZE) zu erstellen.</p>	<p>Es ist ein aktuelles, vollständiges Übersichtsschaltbild der Anlage inklusive Wandler-Daten und Schutzfunktionen mit den Messstellen und den Auslöseverbindungen auf den zugehörigen Leistungsschalter (von der Übergabestation bis zu der EZE) zu erstellen.</p>

8636

**E VDE-AR-N 4110:2024-11**

8637 Auf Basis der Anlagenplanung findet im Falle einer Prototypenbetrachtung gem. Abschnitt 12 eine Elektroplanung statt, in  
 8638 der folgende Bewertungen erfolgen müssen. Die konkreten Themenblöcke, nach den einzelnen Kapiteln, sind in Tabelle  
 8639 B.2 zusammengefasst.

8640 **Tabelle B.2 - Übersicht zum Mindestumfang der Elektroplanung (Seite 1 von 3)**

Mindestumfang der Elektroplanung <sup>1)</sup>		Elektroplanung für EZA mit $P_{Amax} >$ 950 kW	Elektroplanung für EZA mit $P_{Amax} \leq$ 950 kW	Bemerkung
11.4.3	Einspeiseleistung	Bewertung	Bewertung	
11.4.4	Bemessung der Betriebsmittel	Bewertung	Bewertung	Kurzschlussfestigkeit, Dauerstrombelastbarkeit ausweisen und bewerten
11.4.5	Spannungsänderung am Netzanschlusspunkt	Bewertung	Keine Bewertung	
11.4.6	Erforderliche Kurzschlussleistung für Typ-1- Anlagen	Bewertung	Keine Bewertung	
11.4.7.2	Schnelle Spannungsänderungen	Bewertung	Keine Bewertung	
11.4.7.3	Flicker	Bewertung	Bewertung	Hinweis: Im Rahmen von Prototypen basiert die Bewertung auf einer Abschätzung.
11.4.7.4	Oberschwingungen und Zwischenharmonische und Supraharmonische	Bewertung	Bewertung	Hinweis: Im Rahmen von Prototypen basiert die Bewertung auf einer Abschätzung.
11.4.7.5	Kommutierungseinbrüche	Keine Bewertung	Keine Bewertung	
11.4.7.6	Unsymmetrien	Keine Bewertung	Keine Bewertung	
11.4.7.7	Tonfrequenz-Rundsteuerung	Keine Bewertung	Keine Bewertung	
11.4.7.8	Trägerfrequente Nutzung des Kundennetzes			
11.4.8.1	Quasistationärer Betrieb	Bewertung	Vergleich Vermögen an EZE-Klemme mit Anforderung aus 10.2.1.2 und Bewertung	
11.4.8.2	Polrad- und Netzpendelungen	Keine Bewertung	Keine Bewertung	
11.4.9	Nachweis des Inselbetriebes	Keine Bewertung	Keine Bewertung	
11.4.10	Nachweis der Schwarzstartfähigkeit	Keine Bewertung	Keine Bewertung	

8641

8642

**Tabelle B.2 - Übersicht zum Mindestumfang der Elektroplanung (Seite 2 von 3)**

Mindestumfang der Elektroplanung <sup>1)</sup>		Elektroplanung für EZA mit $P_{Amax} \leq$ 950 kW	Elektroplanung für EZA mit $P_{Amax} \leq$ 950 kW	Bemerkung
11.4.11	Statische Spannungshaltung	Bewertung	Erzeugungsanlagen-Regler-Konzept und Bewertung; außerdem Bewertung Erzeugungsanlagen-Regler-Konzept	P-Q, Q-U Diagramme für die EZA entsprechend Bilder 5 und 6 der VDE-AR-N 4110, 4120 bei $P_{Amax} >$ entsprechend Bilder 5 und 6 der 950 kW VDE-AR-N 4110, 4120 bei $P_{Amax} >$ 950 kW
11.4.12	O-/UVRT-Robustheit	Keine Bewertung	Keine Bewertung	
11.4.12.1	Allgemeines			
11.4.12.2	O-/UVRT-Robustheit für eine Typ-1-Erzeugungsanlage			
11.4.12.3	O-/UVRT-Robustheit für eine Typ-2-Erzeugungsanlage			
11.4.12.4	Eingeschränkte kontinuierliche Spannungsregelung für eine Typ-2- Erzeugungsanlage			
11.4.13	Wirkleistungsabgabe	Keine Bewertung	Keine Bewertung	
11.4.14	Netzsicherheitsmanagement	Bewertung	Bewertung	Regelungskonzept, Kommunikationsplan
11.4.15	Wirkleistungseinspeisung in Abhängigkeit der Netzfrequenz (Über- und Unterfrequenz)	Keine Bewertung	Keine Bewertung	
11.4.16	Kurzschlussstrombeitrag der Erzeugungsanlage	Ausweis	Keine Bewertung	
11.4.17	Schutztechnik und Schutzeinstellungen	Bewertung	Bewertung (aber Lastflussberechnung nicht zwingend erforderlich)	Überprüfung des Schutzkonzeptes auf Konformität und Verhalten in den Randbereichen; generell Angabe der Trafostufung; Bewertung des Zusammenspiels zwischengelagerter Entkopplungsschutz, Entkopplungsschutz und Eigenschutz
11.4.18	Zuschaltbedingungen und Synchronisierung	Keine Bewertung	Keine Bewertung	
11.4.19	Abfangen auf Eigenbedarf bzw. schnelle Resynchronisierung	Keine Bewertung	Keine Bewertung	

8643

8644

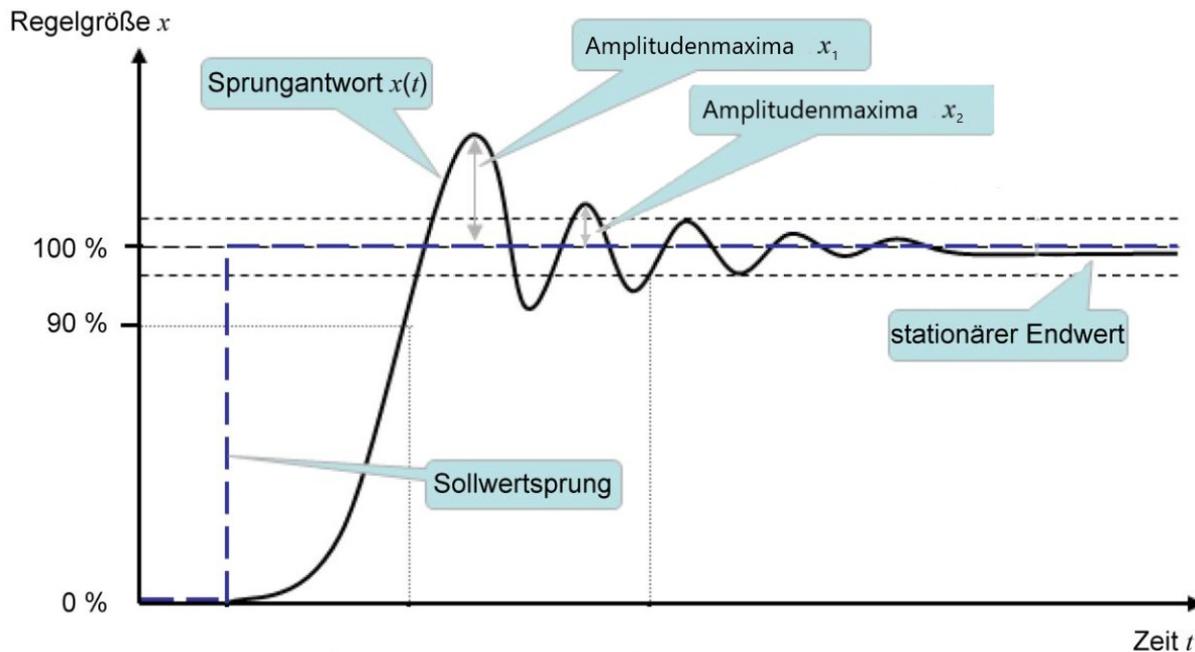
**Tabelle B.2 - Übersicht zum Mindestumfang der Elektroplanung (Seite 3 von 3)**

Mindestumfang der Elektroplanung <sup>1)</sup>		Elektroplanung für EZA mit $P_{Amax} \leq$ 950 kW	Elektroplanung für EZA mit $P_{Amax} \leq$ 950 kW	Bemerkung
11.4.20	Anforderungen an eine Regelleistungsbereitstellung	Keine Bewertung	Keine Bewertung	
11.4.21	Eigenbedarfs- und Hilfsenergieversorgung	Bewertung	Bewertung	Nachweis der Überbrückungszeit
11.4.22	Sprunghafte Spannungsänderungen	Keine Bewertung	Keine Bewertung	
11.4.23	EZA-Modell und Genauigkeit	Keine Bewertung	Keine Bewertung	

8645 1) Das Ergebnis des späteren Prozesses der Anlagenzertifizierung kann mit der vorgelieferten Elektroplanung nicht vorweggenommen werden,  
 8646 da u.a. Prototypenbestätigungen und evtl. Abschätzungsdaten der Emissionen von Netzzrückwirkungen der EZE, die Datengrundlage  
 8647 darstellen und sich diese Daten im Einheitszertifikat ändern können. Es ist deshalb nicht auszuschließen, dass sich bei der späteren  
 8648 Anlagenzertifizierung Abweichungen bei den Berechnungen und Bewertungen ergeben.

8649

8650 **B.13 Qualitative Erläuterung zur Ermittlung des Dämpfungsmaßes**



8651

**Bild B.15 - Sprungantwort eines Regelkreises zur quantitativen Ermittlung des Dämpfungsgrades**

8652  
8653

8654 Anhand Amplitudenmaxima  $x_1$  und Amplitudenmaxima  $x_2$  entsprechend Bild B.15 ergibt sich das logarithmische  
8655 Dekrement aus dem Amplitudenverhältnis zu:

$$\Lambda = \ln \left( \frac{x_n}{x_{n+1}} \right) \quad (\text{B.29})$$

8656 Aus dem Logarithmischen Dekrement  $\Lambda$  lässt sich der Dämpfungsmaß  $D$  bestimmen zu:

$$D = \frac{\Lambda}{\sqrt{(2\pi)^2 + \Lambda^2}} \quad (\text{B.30})$$

8657 ANMERKUNG Praktische Erfahrungen zeigen, dass es sich anbietet, das zweite und dritte Amplitudenmaxima bzw.  
8658 Amplitudenmaxima auszuwerten.

8659 **B.14 Erläuterungen zur Kleinsignalstabilität der Primärregelung im unbeschränkten**  
8660 **Stellbereich und Empfehlungen zur Reglerstruktur von Typ-1-Anlagen**

8661 **Kleinsignalstabilität der Primärregelung**

8662 Die Kleinsignalstabilität beschreibt allgemein die Dämpfung für das Kleinsignalverhalten eines dynamischen  
8663 Systems in einem Arbeitspunkt. Das Kleinsignalverhalten kann wie folgt definiert werden:

8664 Das Kleinsignalverhalten beschreibt das Verhalten eines Systems bei Aussteuerung mit kleinen Signalen,  
8665 wobei das Wort „klein“ nicht als geringer Abstand zum Nullpunkt, sondern zu einem Arbeitspunkt zu verstehen  
8666 ist. In einem nichtlinearen Zusammenhang zwischen Eingangs- und Ausgangssignal werden Signale als  
8667 Kleinsignale bezeichnet, solange sich in einem beschränkten, aber für die Aufgabe wesentlichen Bereich ein  
8668 dennoch näherungsweise lineares Übertragungsverhalten ergibt.

**E VDE-AR-N 4110:2024-11**

8669 In einem Verbundsystem, das rotierende Schwungmassen (z.B. Synchronmaschinen und Lasten) beinhaltet,  
8670 zeigt sich ein Ungleichgewicht zwischen primärseitiger Erzeugungsleistung und der im elektrischen Netz  
8671 verbrauchten Leistung in einer Änderung der Frequenz, da das aktuelle Ungleichgewicht als  
8672 Beschleunigungsmoment an den rotierenden Schwungmassen wirkt. Damit ist die Frequenz (Drehzahl), die  
8673 abgesehen von kurzzeitigen dynamischen Schwingungen identisch ist mit der Netzfrequenz, eine im gesamten  
8674 Netz verfügbare integrierende Regelgröße für das Leistungsgleichgewicht.

8675 Die Primärregelung (marktbasiert, netzsicherheitsbasiert) im Netz ist damit eine elementare und ständig zu  
8676 erbringende Aufgabe zur Wahrung der Frequenzstabilität. Sie lässt sich in folgende Teilaufgaben gliedern, die  
8677 unterschiedliche Maßnahmen erfordern:

- 8678 1) Wahrung der Kleinsignalstabilität<sup>3</sup>
- 8679 2) Beherrschung eines normativen Leistungsungleichgewichts unter Einhaltung einer unteren  
8680 Frequenzgrenze (49,2 Hz) ohne Funktionsbeeinträchtigung des Systems (u.a. ohne ungeplante Trennung  
8681 von Verbraucherlast)
- 8682 3) Beherrschung eines außergewöhnlichen Leistungsungleichgewichts mit einem resultierenden  
8683 Frequenzgradienten (RoCoF) von bis zu  $\pm 1$  Hz/s und unter Einhaltung erweiterter Frequenzgrenzen  
8684 (47,5 Hz bis 51,5 Hz, kurzzeitig bis 52,5 Hz) mit planbaren Funktionsbeeinträchtigungen des Systems (z.B.  
8685 frequenzabhängige Trennung von Verbraucherlast)

8686 Der Fokus liegt hier auf der Wahrung der Kleinsignalstabilität. Die Wahrung der Kleinsignalstabilität bedeutet,  
8687 dass die Frequenz im ungestörten Betrieb in einer Fiktiven Insel konstant bleibt und vor allem keine  
8688 aufklingenden Schwingungen auftreten. Die Kleinsignalstabilität ist somit eine Grundvoraussetzung für jeden  
8689 praktischen Betrieb. Sie ergibt sich – wie alle auf die Frequenz wirkenden Einflussgrößen – aus der  
8690 summarischen Wirkung aller Anlagen einer Synchronzone mit Frequenz- bzw. Drehzahlregelung. Dies gilt auch  
8691 für die Kleinsignalstabilität eines großen Verbundsystems.

8692 Eine Anlage ohne die Fähigkeit im Alleinbetrieb (oder auch Inselbetrieb, Teilnetzbetrieb, etc.) einen stabilen  
8693 Arbeitspunkt mit konstanter Drehzahl bzw. Frequenz zu halten, ist auf die stabilisierende Stützung des Netzes  
8694 im Parallelbetrieb angewiesen. Dies ist stets dann der Fall, wenn die im Netzbetrieb jeweils aktive Regelung  
8695 einen Alleinbetrieb mit Wahrung der Kleinsignalstabilität nicht ermöglicht.

8696 **Unbeschränkter / beschränkter Stellbereich**

8697 Die Kleinsignalstabilität kann anhand des dynamischen Verhaltens bestimmter Prozessgrößen nach geringen  
8698 Störungen in einem bestimmten Arbeitspunkt bewertet werden. In diesem Zusammenhang wird die Dämpfung  
8699 der Primärregelung einer sprungförmigen Laständerung im Alleinbetrieb vorgeschrieben und geprüft. Die  
8700 Laständerung sollte nicht zu klein gewählt werden, damit z.B. Ansprechschwellen der Regelung deutlich  
8701 überschritten werden. Andererseits sollte die Laständerung nicht dazu führen, dass während des  
8702 Regelvorgangs in nennenswertem Umfang prozessbedingte Begrenzungen wirksam werden. Hiermit sind nur  
8703 nichtlineare Begrenzungen gemeint, also nicht die durch die Trägheit bestimmter Vorgänge inhärenten  
8704 Zeitkonstanten. Damit kann das Verhalten der Anlage in den jeweiligen Arbeitspunkten i.d.R. näherungsweise  
8705 durch lineare Modelle abgebildet werden. Dies wird als unbeschränkter Stellbereich bezeichnet<sup>4</sup>.

8706 Der Alleinbetrieb einer Anlage mit undefinierten Lastzuständen ist normalerweise keine übliche  
8707 Betriebssituation, sie tritt allenfalls störungsbedingt auf. Die Anforderungen an die Kleinsignalstabilität beziehen  
8708 sich aber auf diese Situation, die daher als fiktiver Inselnetzbetrieb bezeichnet wird. Die Prüfung ist daher  
8709 häufig in der Simulation anhand geeigneter dynamischer Modelle durchzuführen.

8710 Nach der hier vorliegenden Vorschrift ist für den unbeschränkten Stellbereich ein Stellbereich vorzusehen, der  
8711 für die netzsicherheitsbasierte Primärregelung (also außerhalb des Bandes von 49,8 Hz bis 50,2 Hz) nach einer  
8712 sprungförmigen Laständerung um bis zu 10 % von  $P_{b\_inst}$  im Alleinbetrieb der Anlage benötigt wird. Für die  
8713 marktbasierende Primärregelung (also innerhalb des Bandes von 49,8 Hz bis 50,2 Hz) liegt der Wert für die

---

<sup>3</sup> Die Begriffe Reglerstabilität und Kleinsignalstabilität werden synonym verwendet.

<sup>4</sup> In der Definition für das Kleinsignalverhalten wird die Bezeichnung „beschränkter Bereich“ für geringe Abweichungen vom Arbeitspunkt verwendet. Dieser entspricht hier dem „unbeschränkten Stellbereich“.

8714 sprungförmige Laständerung maximal bei der marktlich angebotenen Regelleistung. Für den unbeschränkten  
8715 Stellbereich muss die Primärregelung ein festgelegtes Dämpfungsmaß einhalten. Dabei sind als  
8716 Ausgangspunkt für den unbeschränkten Stellbereich, in dem die Laständerung vorgenommen wird, alle  
8717 betrieblich möglichen Arbeitspunkte zu berücksichtigen (von  $P_{\min}$  bis  $P_{b\ inst}$  sowie  $f_{\min}$  bis  $f_{\max}$ ).

8718 Der beschränkte Stellbereich betrifft alle Regelvorgänge, die über den unbeschränkten Stellbereich  
8719 hinausgehen und vor allem durch nichtlineare anlagentypische Begrenzungen beeinflusst werden.

## 8720 Empfehlungen zur Reglerstruktur

8721 Eine Drehzahlregelung wird nicht nur für den Inselbetrieb einer Anlage (z.B. während des Anfahrens bis zur  
8722 Synchronisierung mit dem Netz, im Betrieb des Eigenbedarfsnetzes) benötigt, sondern sie hat auch für die  
8723 Primärregelung im Verbundsystem die wichtigste Funktion. Die Leistungsregelung kann hingegen eine stabile  
8724 Primärregelung nicht gewährleisten, sie unterliegt im Hinblick auf netzdynamische Vorgänge vielmehr einigen  
8725 Einschränkungen, die auch dann zu beachten sind, wenn kein Frequenzeinfluss in der Regelung wirksam ist.  
8726 Die folgenden Hinweise zur Leistungsregelung lassen sich teilweise nur anhand weitergehender  
8727 netzdynamischer Betrachtungen ableiten, die über den Rahmen dieses Dokuments hinausgehen. Sie sollten  
8728 jedoch für die Entwicklung von Reglerstrukturen und Festlegung von Parametern berücksichtigt werden:

8729 1) Falschregeleffekt: Nach einer spontanen Lastzuschaltung erhöht sich die abgegebene elektrische  
8730 Leistung des Generators ( $P_{\text{ist}}$ ), und die abgegebene Wirkleistung ist größer als der Sollwert der  
8731 Wirkleistung ( $P_{\text{soll}}$ ). Es entsteht eine negative Regelabweichung am Eingang des Leistungsreglers,  
8732 wodurch die Leistungsregelung einen Stellbefehl zur Reduktion der Leistung erzeugt. Damit wird das  
8733 ursprüngliche Leistungsungleichgewicht abhängig von der Trägheit der Leistungsregelung unnötig  
8734 vergrößert. Erst mit absinkender Frequenz wird das Stellsignal des Leistungsreglers ggf. über den  
8735 frequenzabhängigen Leistungssollwert erhöht, um die Leistung der Anlage an die erhöhte Last  
8736 anzupassen. Besonders im Fall einer im Vergleich zur Frequenzdynamik sehr schnellen  
8737 Leistungsregelung erhöht dieser Falschregeleffekt die dynamische Frequenzabweichung ( $f_{\text{nadir}}$ ,  $f_{\text{zenith}}$ )  
8738 deutlich.

8739 2) Negativer Beitrag zur Dämpfung der Primärregelung: Im Parallelbetrieb mit anderen Erzeugungseinheiten  
8740 sind während eines dynamischen Primärregelvorgangs zwischen einzelnen Anlagen mit  
8741 unterschiedlicher Dynamik gegenseitige Beschleunigungen erforderlich, um den Synchronismus zu  
8742 wahren. Diese gegenseitigen Beschleunigungen führen zu dynamischen Leistungsänderungen, auf die  
8743 eine schnelle Leistungsregelung ungünstig reagiert. Es kommt zu gegenläufigem Regelverhalten, wodurch  
8744 die Dämpfung der Primärregelung verringert wird.

8745 3) Negative Dämpfung von Polrad- und Netzpendelungen: Anhand netzdynamischer Untersuchungen lässt  
8746 sich zeigen, dass die Dämpfung sowohl von lokalen Polradpendelungen als auch von weiträumigen  
8747 Netzpendelungen durch eine schnelle Leistungsregelung negativ beeinflusst wird.

8748 Nachfolgend werden zwei grundlegende Reglerstrukturen für leistungsgeregelte Erzeugungsanlagen  
8749 beschrieben, mit denen die Anforderungen an die Kleinsignalstabilität der Frequenzregelung mit einer  
8750 geeigneten Parametrierung unter Beachtung der o.g. Punkte erfüllt werden können.

8751 Die Reglerstruktur in Bild B.16 enthält drei Pfade:

- 8752 – einen Leistungsregler mit P-I-Verhalten, der dafür sorgt, dass stationär der vorgegebene Leistungssollwert  
8753 ( $P_{\text{soll}}$ ) eingehalten wird,
- 8754 – ein frequenz-/drehzahlabhängiger proportionaler Anteil, der den Leistungssollwert ( $P_{\text{soll}}$ ) frequenz-  
8755 /drehzahlabhängig ändert,
- 8756 – ein proportionaler Frequenz-/Drehzahlregler, dessen Ausgangssignal nach Addition mit dem  
8757 Ausgangssignal des Leistungsreglers den Stellbefehl erzeugt. Dieser Regler kann dynamische  
8758 Korrekturglieder enthalten, um die Anforderungen an die Dämpfung zu erfüllen.

8759 Die Charakteristik des Frequenzeinflusses hinsichtlich des Totbandes ist in dem Block  $f$ -Totband hinterlegt.

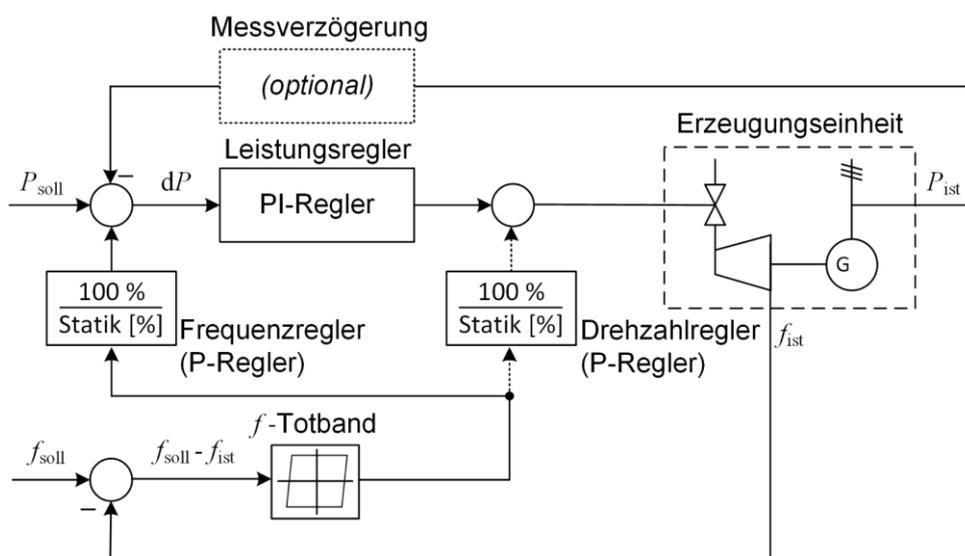
8760 Die Leistungsregelung, die als P-I-Regelung zur Einhaltung der stationären Frequenz-Leistungs-Kennlinie  
8761 dient, muss träge ausgeführt sein ( $T_I \geq 10 \text{ s}$ ,  $K_p \leq 0,1$ ), damit sie von der Frequenzregelung sowie von Netz-

8762 und Polradpendelungen dynamisch entkoppelt wird und die unter Punkt 1 bis 3 genannten Effekte vermieden  
8763 werden.

8764 Um die unter Punkt 1 bis 3 beschriebenen Effekte zu vermeiden, kann die gemessene elektrische Leistung  
8765 dem Soll-Istwertvergleich des Leistungsreglers über eine Verzögerung zugeführt werden, siehe Bild B.16),  
8766 wobei die Zeitkonstante der Verzögerung aus den o.g. Gründen der dynamischen Entkopplung mindestens  
8767 2,5 s (Punkt 1), idealerweise 10 s (Punkt 1-3) beträgt. Falls erforderlich, ist für andere Funktionen innerhalb  
8768 der Leittechnik das unverzögerte Messsignal der elektrischen Leistung zu verwenden. Fall der Frequenzregler  
8769 mit Wirkung auf den Summenpunkt (gestrichelte Linie) nicht verwendet wird, muss die Proportionalverstärkung  
8770 des Leistungsreglers  $K_p \approx 1$  betragen, damit der Frequenzeinfluss unmittelbar auf die Stellgröße wirksam ist.

8771 Die Dynamik der Primärregelung kann über den Frequenzregler beeinflusst werden, der auf den  
8772 Leistungssollwert wirkt. Optional kann ein zusätzlicher Frequenzregler eingesetzt werden, dessen  
8773 Ausgangssignal mit dem Ausgangssignal des Leistungsreglers addiert wird. Beide Frequenzregler können  
8774 dynamische Korrekturglieder enthalten, um die Anforderungen an die Dämpfung zu erfüllen.

8775 Bei einem Lastabwurf auf Eigenbedarf nach einer Netztrennung arbeiten zusätzliche Funktionen im  
8776 Turbinenregler, die hier nicht dargestellt sind. So werden zum Beispiel der Leistungssollwert ( $P_{soll}$ ) abgeschaltet  
8777 und Totbänder in der Frequenzfassung deaktiviert.



8778

8779 **Bild B.16 - Prinzipielle Reglerstrukturen in leistungsgeregelten Erzeugungseinheiten**

8780 **B.15 Erläuterungen zur Verwendung des effektiven Kurzschlussverhältnisses**  
8781 **(ESCR-Verhältnis)**

8782 Ein ausreichend hohes effektives Kurzschlussverhältnis (ESCR) ist für Typ-2-EZE mit netzfolgenden  
8783 Umrichtern eine Grundvoraussetzung für ihre Fähigkeit nach den jeweils festgelegten Netzanschlussregeln im  
8784 stationären Betrieb wie auch im Fehlerfall am Netz zu verbleiben und eine stabile Regelung der Einheit  
8785 sicherzustellen. Es wird dem Netzbetreiber deshalb empfohlen neben der Ermittlung der  
8786 Netzkurzschlussleistung  $S''_{KV}$  bzw. dem SCR-Wert am Netzanschlusspunkt zur weiteren Bewertung das  
8787 tatsächlich verfügbare effektive Kurzschlussverhältnis zu ermitteln und zu berücksichtigen. Ermittelt sich der  
8788 ESCR-Wert zu kleiner 3, so ist nicht gewährleistet, dass die anzuschließende Anlage jederzeit stabil betrieben  
8789 werden kann.

8790 Das ESCR-Verhältnis berücksichtigt, dass die an einem Netzanschlusspunkt verfügbare  
8791 Netzkurzschlussleistung sich tatsächlich auf alle zu diesem Netzanschlusspunkt elektrisch nahen Typ-2-  
8792 Einheiten mit netzfolgenden Umrichtern aufteilt. Anders als netzbildende Einheiten, wie Synchronmaschinen  
8793 oder netzbildende Umrichter, wirken sich netzfolgende Umrichter in einer Reduktion des ESCR-Verhältnisses

8794 am betrachteten Netzanschlusspunkt aus. Die tatsächlich an der jeweiligen Typ-2-Einheit verfügbare  
8795 Kurzschlussleistung kann entsprechend signifikant kleiner ausfallen.

8796 Das ESCR ist das Verhältnis der ausschließlich aus netzbildenden (Nb) Erzeugungseinheiten stammenden  
8797 Kurzschlussleistung  $S''_{k,Nb,NAP}$ , die an einem NAP vorhanden ist, zu der am NAP installierten aus netzfolgenden  
8798 Einheiten stammenden Erzeugungsleistung  $P_{inst,NAP}$  sowie der Summe der Nennleistungen  $P_{inst,nfU,l}$  der  $m$   
8799 elektrisch wirksam zum Netzanschlusspunkt angeschlossenen Typ-2-EZE mit netzfolgenden Umrichtern (nfU):

$$ESCR_{NAP} = \frac{S''_{k,Nb,NAP}}{P_{inst,NAP} + \sum_l^m (IF_{NAP,l} \cdot P_{inst,nfU,l})}. \quad (B.31)$$

8800 Dabei berücksichtigt der Wirkfaktor (Interaction Factor)  $IF_{NAP,l} = \frac{\Delta U_{NAP}}{\Delta U_l}$  die fiktive Spannungsänderung  $\Delta U_{NAP}$   
8801 am NAP, die durch die Spannungsänderung  $\Delta U_l$  am Knoten  $l$  hervorgerufen würde.

8802 Als elektrisch wirksam gelten dabei alle netzfolgenden Typ-2-Einheiten, deren, mit Ihrer Nennleistung  
8803 gewichteten  $IF_{NAP,l}$ -Terme, zu der Summenbildung wesentlich beitragen. Die aus netzbildenden Anlagen  
8804 ermittelte Kurzschlussleistung  $S''_{k,Nb,NAP}$  ist dabei so zu bestimmen, dass diese ausschließlich den am  
8805 Netzanschlusspunkt angeschlossenen Typ-2-EZE zugeteilt werden kann und nicht von weiteren Typ-2-EZE  
8806 jenseits des NAP genutzt wird.

8807 Der Wirkfaktor  $IF_{NAP,l}$  nähert sich dem Wert 1 für Typ-2-EZE, die dem NAP elektrisch nah sind und nähert sich  
8808 dem Wert 0 für Typ-2-EZE die vom NAP elektrisch getrennt sind.

8809 Das ESCR-Verhältnis das an der jeweiligen Einheit wirksam wird berechnet sich aus:

$$ESCR_E = \frac{S''_{k,Nb,E}}{P_{inst,E} + \sum_l^m (IF_{E,l} \cdot P_{inst,nfU,l})}. \quad (B.32)$$

## 8810 **B.16 Erläuterungen zu Anforderungen bzgl. des Entkopplungsschutzes an** 8811 **Erzeugungsanlagen**

### 8812 **B.16.1 Übersicht zu Anforderungen an den Entkopplungsschutz an den** 8813 **Erzeugungseinheiten**

8814 Im folgenden werden die Anforderungen an die Umsetzung der Entkopplungsschutzeinrichtungen in  
8815 Abhängigkeit der Anlagengröße in ihren Grundzügen zusammengefasst.

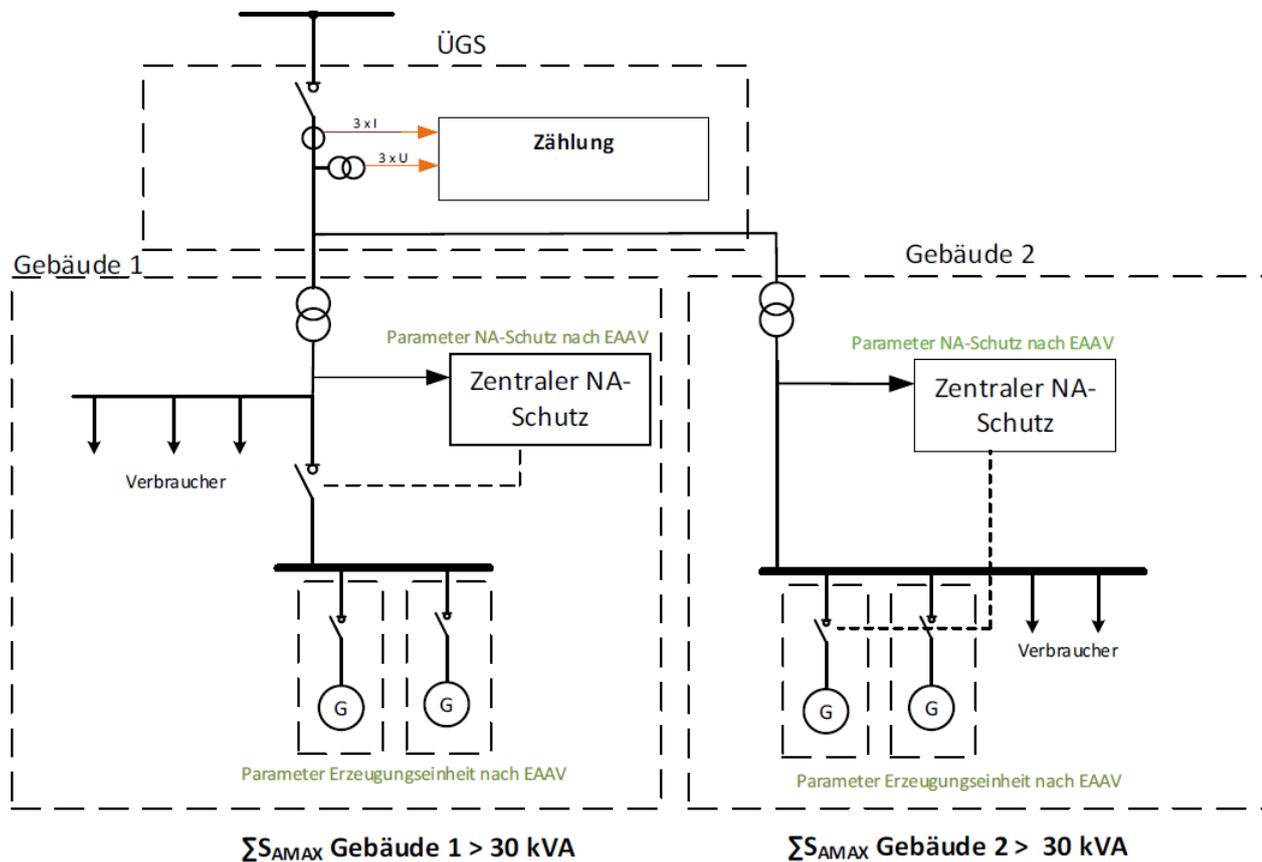
#### 8816 **a) $\sum P_{Amax} \leq 270kW$**

8817 In Anlagen dieser Leistungsklasse ist gemäß Abschnitt 10.7.6 ein NA-Schutz gemäß VDE-AR-N 4105  
8818 ausreichend (siehe Tabelle B.3)

8819

**Tabelle B.3 – Anforderungen an Umsetzung der Entkopplungsschutzeinrichtung**

Entkopplungsschutz an den Erzeugungseinheiten		Übergeordneter Entkopplungsschutz	
Funktion	Nachweis	Funktion	Nachweis
NA-Schutz gemäß VDE-AR-N 4105; Parametrierung gemäß Standartwerten in Abschnitt 10.3.5 dieser Anwendungsregel		keiner	



8820

**Bild B.17 - Beispielhafte Umsetzung des NA-Schutzes bei mehreren Gebäuden innerhalb einer Kundenanlage  $\sum P_{Amax} > 135 \text{ kW}$  und  $\leq 270 \text{ kVA}$ . In Gebäuden mit  $\sum S_{Amax} \leq 30 \text{ kVA}$  ist ein integrierter NA-Schutz ausreichend**

8821  
8822  
8823

**b)  $270 \text{ kW} < \sum P_{Amax} \leq 500 \text{ kW}$**

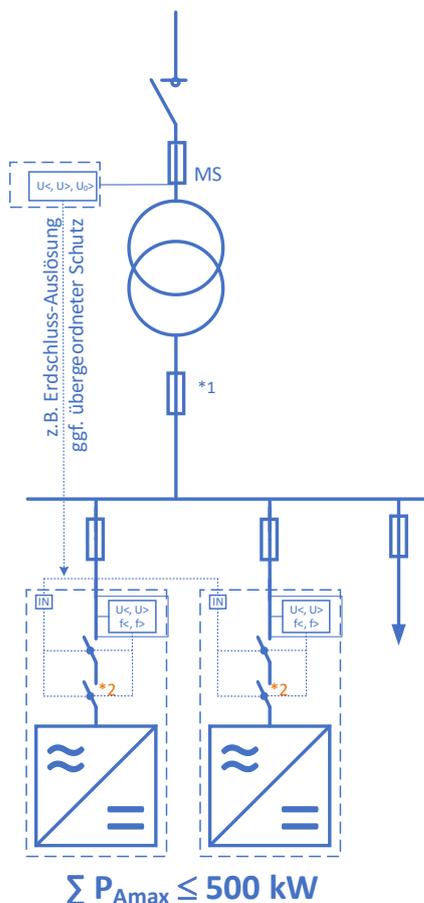
8825 Ab einer kumulierten Leistung  $> 270 \text{ kVA}$  ist ein übergeordneter Entkopplungsschutz erforderlich. Dieser darf  
8826 auf die integrierten Kuppelschalter oder einen separaten den EZEs zugeordneten Kuppelschalter wirken (in  
8827 dem Fall sind separate Auslösespulen oder ein ergänzend verbauter Motorantrieb zu verwenden

8828 Der Entkopplungsschutz an den Erzeugungseinheiten darf als integrierter oder zwischengelagerter Schutz  
8829 ausgeführt werden (siehe Tabelle B.4).

8830

**Tabelle B.4 - Anforderungen an Umsetzung der Entkopplungsschutzeinrichtung**

Entkopplungsschutz an den Erzeugungseinheiten		Übergeordneter Entkopplungsschutz	
Funktion	Nachweis	Funktion	Nachweis
Integrierter, einfehlersicherer NA-Schutz; Einstellwerte gemäß Abschnitt 10.3.4.2 bzw. 10.3.5.3	NA-Schutz-Zertifikat gemäß VDE -AR-N 4105 Ggf. EZE-Zertifikat gemäß VDE-AR-N 4110 (bei Nutzung des internen Kuppelschalters durch externes Schutzgerät) Bei Verwendung des integrierten NA-Schutzes: Einstellprotokoll bzw. Parameterauszug ausreichend	<ul style="list-style-type: none"> <li>Messung am NAP</li> <li>Wirkung auf EZE-integrierten Kuppelschalter möglich; alternativ auf separaten, der EZA zugeordneten Kuppelschalter. Sofern ein der EZA zugeordneter Leistungsschalter vorhanden ist, wirkt der üEKS auf diesen</li> </ul>	Schutzprüfung



8831

**Bild B.18 - Beispielhafte Darstellung des übergeordneten Entkopplungsschutzes mit Wirkung auf EZE-interne Kuppelschalter**

8833

8834 c)  $\Sigma P_{Amax} > 500 \text{ kW}$

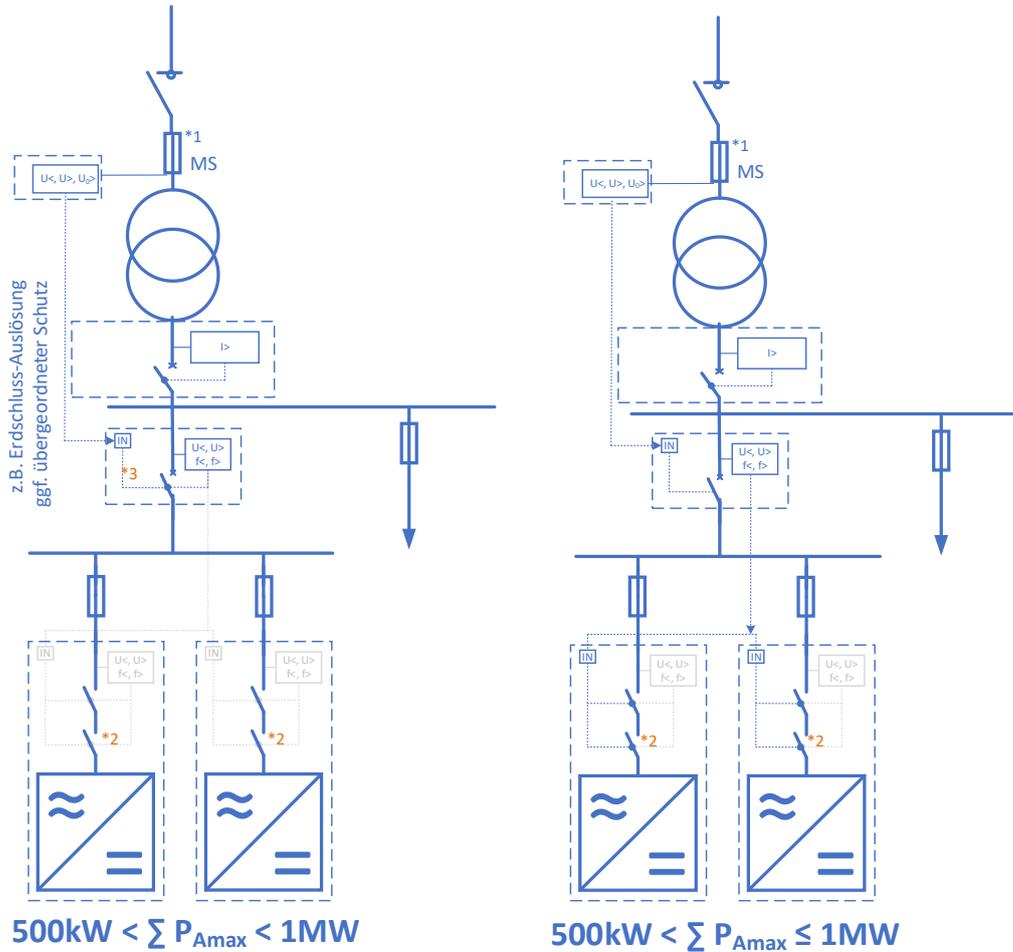
8835 In Anlagen mit einer kumulierten Wirkleistung  $> 500 \text{ kW}$  ist eine Schutzprüfung an den Erzeugungseinheiten  
8836 gefordert (siehe Tabelle B.5).

8837

**Tabelle B.5 - Anforderungen an Umsetzung der Entkopplungsschutzeinrichtung**

Entkopplungsschutz an den Erzeugungseinheiten		Übergeordneter Entkopplungsschutz	
Funktion	Nachweis	Funktion	Nachweis
Entkopplungsschutz mit Möglichkeit zur Schutzprüfung	Schutzprüfung Ggf. EZE-Zertifikat gemäß VDE-AR-N 4110	<ul style="list-style-type: none"> <li>Messung am NAP</li> <li>Wirkung auf separaten, der EZA zugeordneten Kuppelschalter. Sofern ein der EZA zugeordneter Leistungsschalter vorhanden ist, wirkt der üEKS auf diesen</li> </ul>	Schutzprüfung

8838



8839

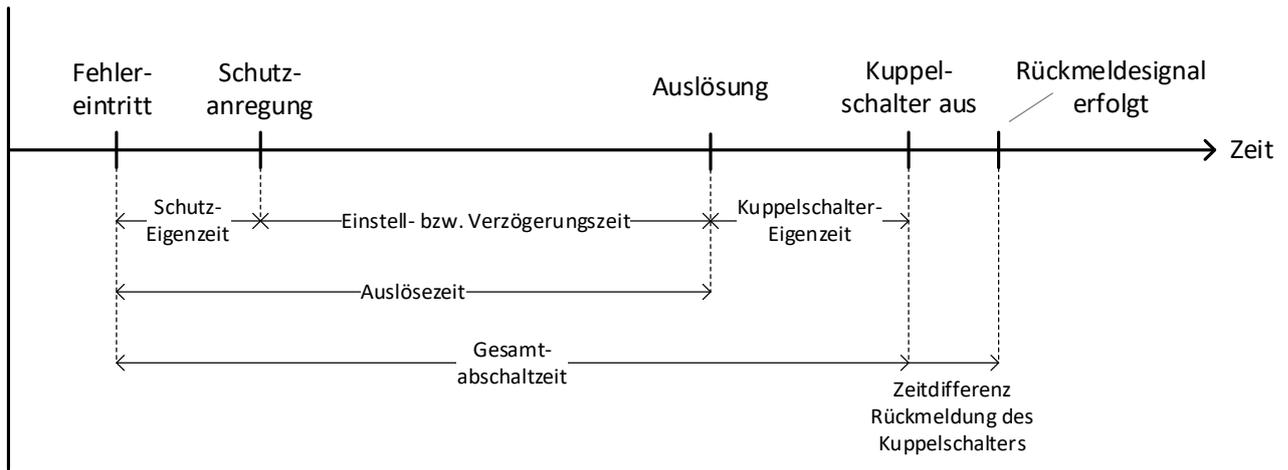
**Hinweise und Legende:**

- 8841 \*1 Sollte ein LS eingesetzt werden, ist die die Wirkung auf den LS aufzubauen / Ausnahme Bezug
- 8842 \*2 Lt. VDE-AR-N 4105 1. Schalter ist galvanisch trennend (Relais), 2. Schalter kann elektronisch (IGBT) ausgeführt sein
- 8843 \*3 Verwendung von getrennten Spulen notwendig

**Bild B.19 - Beispielhafte Umsetzung des übergeordneten Entkopplungsschutzes und des EKS an den EZE mit Wirkung auf einen gemeinsamen Kuppelschalter mit separaten Auslösepfaden (links), alternativ mit zEKS mit Wirkung auf EZE-interne Kuppelschalter**

**B.16.2 Zeitliche Abfolge einer Schutzauflösung**

Die in dieser TAR verwendeten zeitlichen Angaben mit Bezug zur Schutztechnik sind in Abbildung B.20 dargestellt.



8850

8851

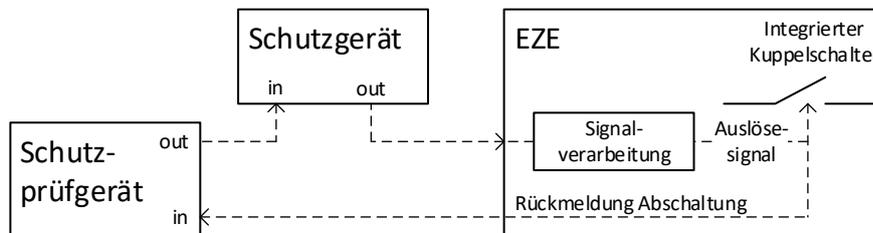
**Bild B.20 - Begriffe bzgl. Schutzauslösungen**

8852 **B.16.3 Schutzprüfung bei Nutzung von EZE-integrierten Kuppelschaltern gemäß**  
 8853 **VDE-AR-N 4105 mit zusätzlichem Rückmeldekontakt**

8854 Unter bestimmten Voraussetzungen kann ein in eine EZE integrierter Kuppelschalter eingesetzt werden, um  
 8855 die EZE bei Auslösen des übergeordneten oder des zwischengelagerten Entkuppelungsschutzes vom Netz zu  
 8856 trennen (vgl. z.B. Abschnitte 6.3.4.7, 10.3.3.5, 10.3.3.6, 10.3.6, 10.4.5).

8857 Die Bewertung der Abschaltzeit im Rahmen einer Schutzprüfung erfolgt über ein Rückmeldesignal, das in der  
 8858 EZE gebildet wird. Dieses Signal muss nicht zwangsläufig den Zeitpunkt signalisieren, zu dem der  
 8859 Kuppelschalter geöffnet ist. Es genügt, zu signalisieren, wann ein Abschaltsignal an den internen  
 8860 Kuppelschalter ausgegeben wurde. Bild B.21 zeigt eine mögliche Rückmeldestruktur des Zustands eines  
 8861 extern angesteuerten EZE-integrierten Kuppelschalters.

8862 Die Zeitdifferenz zwischen der Abschalt Rückmeldung aus der EZE und dem Öffnen des Kuppelschalters wird  
 8863 im Rahmen der Einheitenzertifizierung ermittelt und ist im Rahmen der Schutzprüfung zu berücksichtigen.



8864

8865

8866

**Bild B.21 - Prinzipbild einer möglichen Rückmeldestruktur des Zustands eines extern angesteuerten EZE-integrierten Kuppelschalters**

8867 Die Rückmeldung der Ansteuerung wird als ausreichend betrachtet, da im Zuge der Maßnahmen zur  
 8868 Einfehlersicherheit ein zyklischer Funktionstest der Kuppelschalter erfolgt.

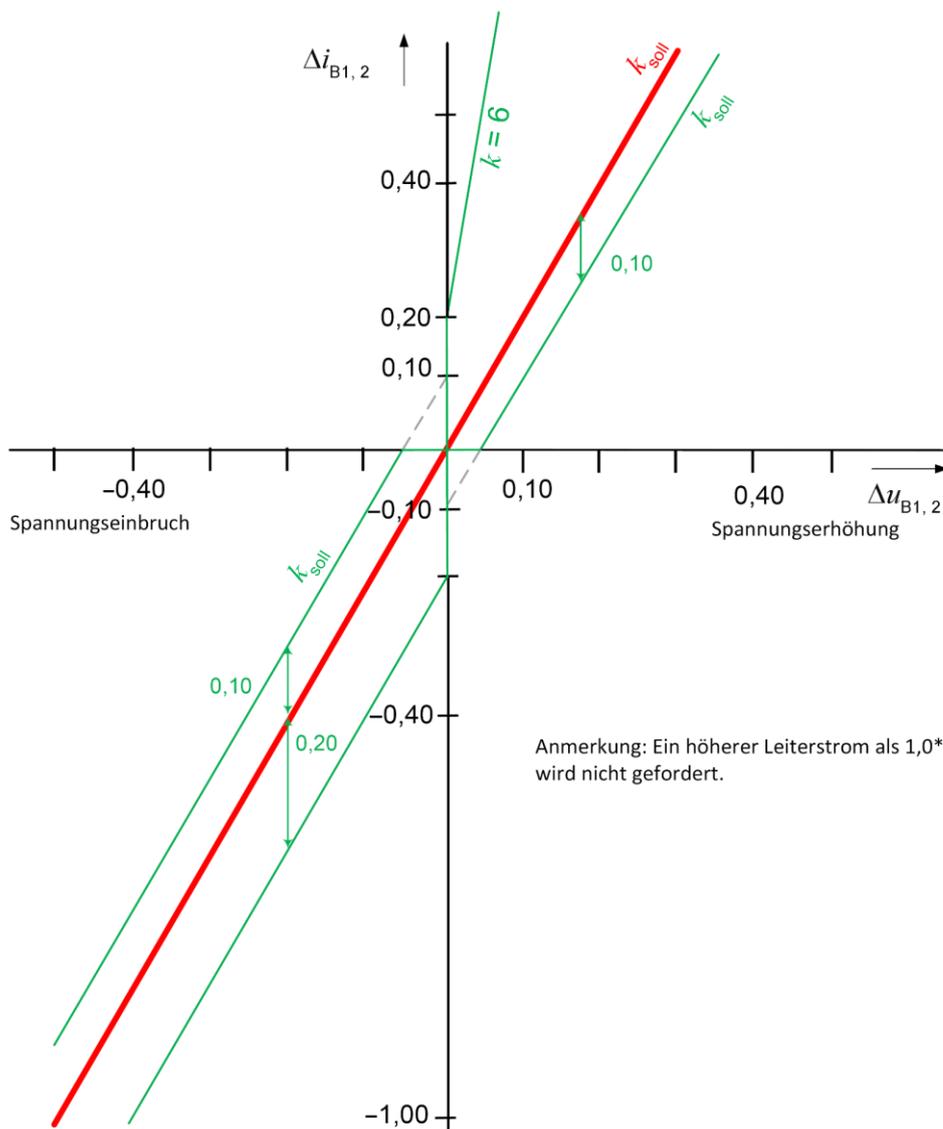
8869  
8870  
8871  
8872

## Anhang C (normativ)

### Weitere Festlegungen

8873 **C.1 Toleranzbereich für den zusätzlichen Blindstrom**

8874 Bild C.1 zeigt den Toleranzbereich für den zusätzlichen Blindstrom  $\Delta i_{B1,2}$ . Die rot gezeichnete Sollkurve wird  
8875 durch die grünen Geraden (Einschwingtoleranz) begrenzt. Im dargestellten Beispiel beträgt  $k_{soll} = 2$ .



8876

8877 **Legende**

8878  $k$  bezeichnet die Steigung der Geraden (siehe 10.2.4.3)

8879

**Bild C.1 - Toleranzbereich für  $\Delta i_B$**

8880 Die betragsmäßig niedrigeren Toleranzgrenzen im Quadranten 1 und im Quadranten 3 betragen  $-10\% I_r$ . Die  
 8881 betragsmäßig höhere Toleranzgrenze im Quadranten 1 hat eine konstante, von  $k_{\text{soll}}$  unabhängige Steigung  
 8882 von  $k = 6$ , ausgehend von  $\Delta i_{B2} = 0,2$ .

8883 Die betragsmäßig höhere Toleranzgrenze im Quadranten 3 beträgt  $+20\% I_r$  unabhängig von  $k_{\text{soll}}$  und  $\Delta u_{1,2}$ .

8884 Die betragsmäßig niedrigere Toleranzgrenze für die Blindstromspeisung im Gegensystem durch  
 8885 Erzeugungseinheiten mit doppeltgespeisten Asynchrongeneratoren liegt im Quadranten 1 bei einer  
 8886 konstanten, von  $k_{\text{soll}}$  unabhängigen Steigung von  $k = 2$ , ausgehend von  $\Delta i_{B2} = -0,1$ . Die Anschlagzeit ist für  
 8887 diese Größe die Zeit bis zum erstmaligen Erreichen von 90% des stationären Endwertes von  $\Delta i_{B2}$ .

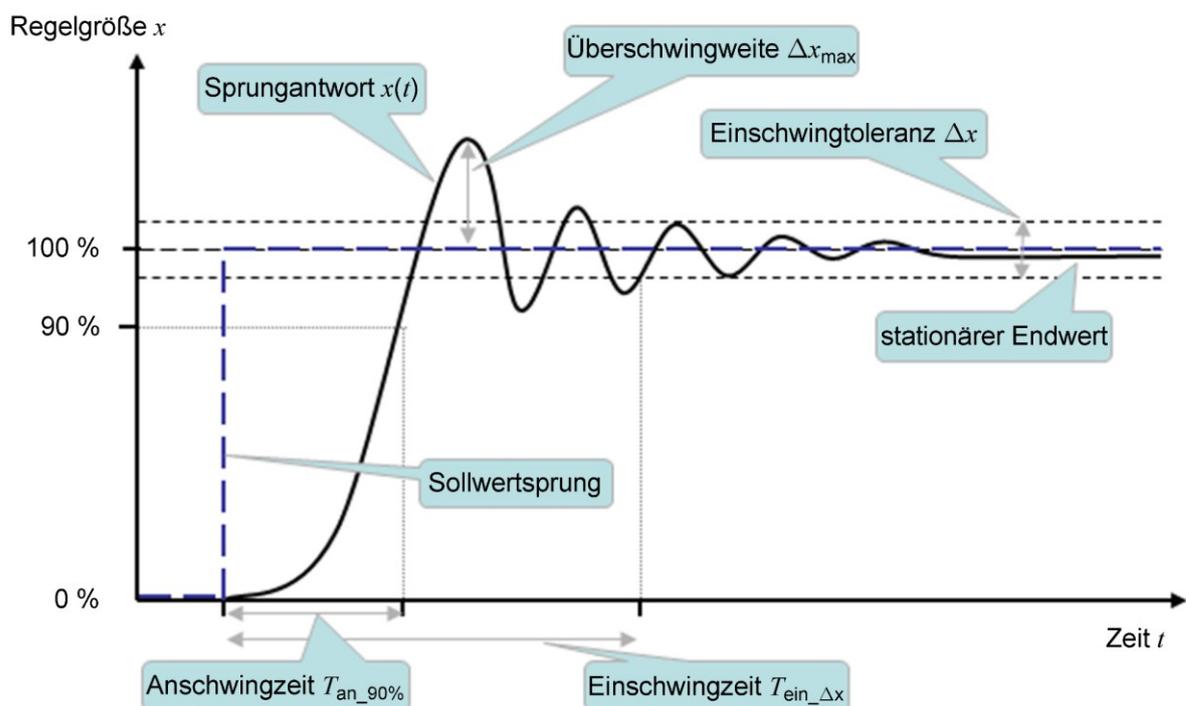
## 8888 C.2 Prinzipielles Reglerverhalten

8889 Das prinzipielle Regelverhalten ist in Bild C.2 dargestellt. Auf einen Sollwertsprung der Führungsgröße muss  
 8890 die Sprungantwort  $x(t)$  der Regelgröße 90 % des – sofern nicht in der jeweiligen Anforderung anderweitig  
 8891 definiert – Sollwertsprunges innerhalb der Anschlagzeit  $T_{\text{an}_90\%}$  erreichen.

8892 Die Sprungantwort  $x(t)$  der Regelgröße darf die zulässige Überschwingweite nicht überschreiten. Nach der  
 8893 Einschwingzeit  $T_{\text{ein}_\Delta x}$  darf die Sprungantwort  $x(t)$  der Regelgröße das Toleranzband  $\Delta x$  um den stationären  
 8894 Endwert (Einschwingtoleranz) nicht mehr verlassen.

8895 ANMERKUNG Der Sollwertsprung ist die Differenz zwischen vorgegebenem Endwert und stationärem Anfangswert. Die  
 8896 Größen  $\Delta x$  und  $\Delta x_{\text{max}}$  sind ebenfalls auf den Sollwertsprung bezogen.

8897 Die absolute Genauigkeit für die Regelgrößen ist den jeweiligen Abschnitten dieser VDE-Anwendungsregel zu  
 8898 entnehmen.



8899

8900

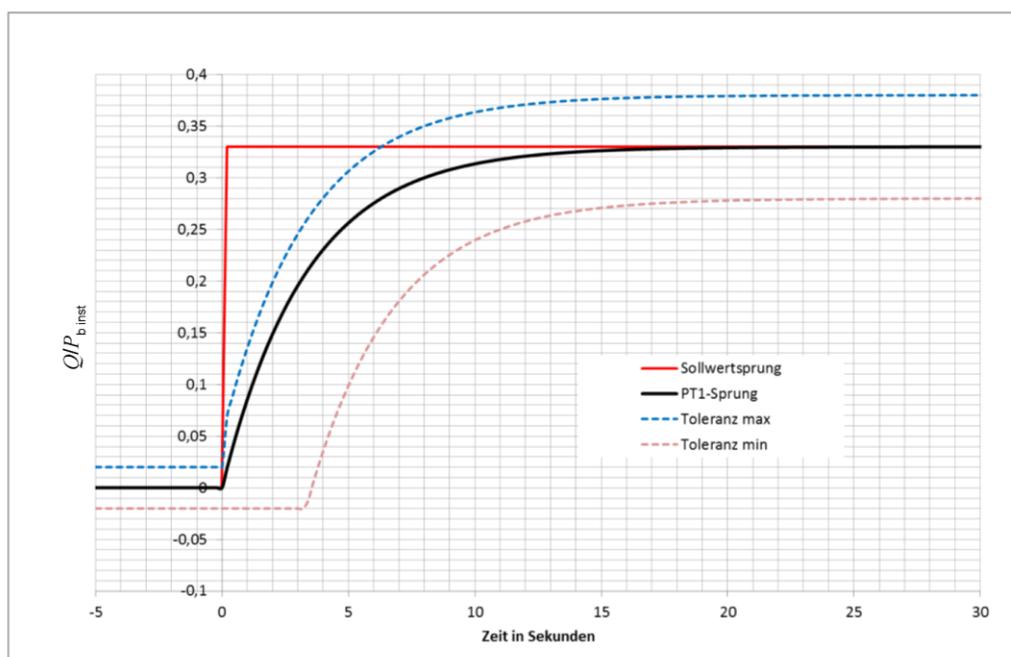
**Bild C.2 - Prinzipielles Reglerverhalten einer Erzeugungsanlage**

8901 Im Hinblick auf die kontinuierliche Spannungsregelung sind die in Bild C.2 aufgeführten Größen auf Mit- und  
 8902 Gegensystem anzuwenden.

8903 **C.3 Anforderungen an das Regelverhalten nach 10.2.2.4**

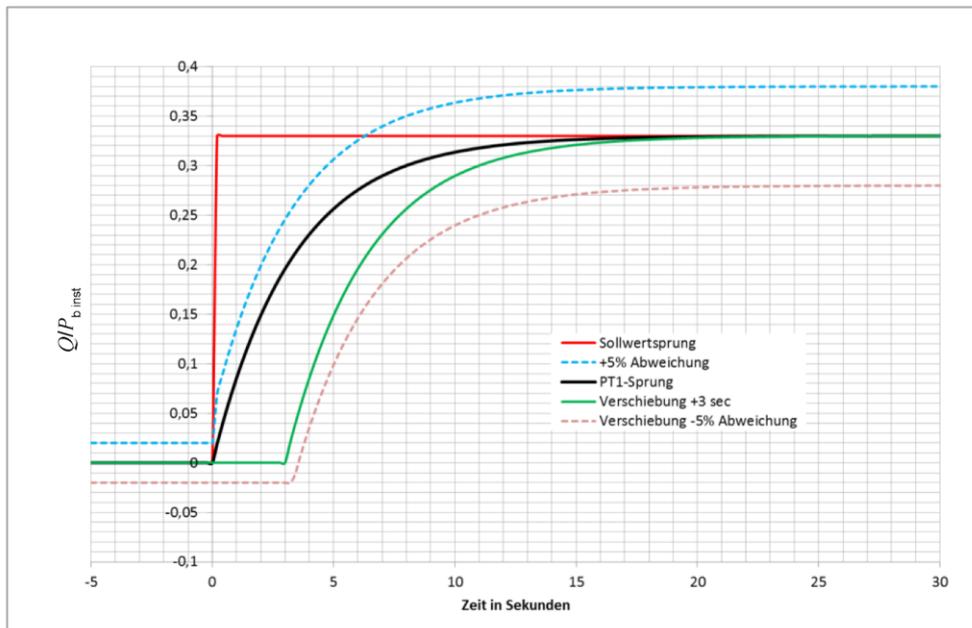
8904 Für die Blindleistungsbereitstellung gelten folgende Anforderungen:

- 8905 – Die Regelgröße ist die Blindleistung;
- 8906 – der Bezugspunkt ist der Netzanschlusspunkt;
- 8907 – Toleranzen sind Abweichungen zwischen Blindleistungssoll- und Istwerten und werden auf  $P_{b\ inst}$
- 8908 bezogen;
- 8909 – die Toleranz in der Amplitude während des Einschwingvorgangs von  $t = 0$  bis  $t = 30$  s ist in folgendem
- 8910 Diagramm dargestellt (siehe Bild C.3). Dabei ergibt sich die obere Grenze des Toleranzbereichs aus einer
- 8911 Toleranz von  $+ 5\% \underline{Q}P_{b\ inst}$ , ausgehend vom PT1-Sprung. Die untere Grenze ergibt sich aus der
- 8912 Verschiebung des PT1-Sprungs um 3 s und einer Toleranz von  $-5,0\% \underline{Q}P_{b\ inst}$  ausgehend von dem
- 8913 verschobenen PT1-Sprung. Dabei darf jedoch die Regelgröße zu Beginn des Sprungs nicht unterhalb von
- 8914  $2,0\% \underline{Q}P_{b\ inst}$  kommen (siehe Bild C.4).
- 8915 – Nach 5 Tau gilt der Einschwingvorgang als beendet und es gelten die Anforderungen des quasistationären
- 8916 Betriebes.



8917

8918 **Bild C.3 - Sprungantwort mit auswertungsrelevanten Toleranzen bei 3 Tau = 10 s**



8919

8920

8921

8922

**Bild C.4 - Sprungantwort mit den auswertungsrelevanten Toleranzen (Konstruktion)**

8923 **C.4 Prozessdatenumfang**

8924 Folgende Anforderungen müssen vom Anschlussnehmer zur Verfügung gestellt bzw. verarbeitet werden  
8925 können, wenn der Netzbetreiber die Kundenanlage nach 6.3.2 in die Fernsteuerung einbezieht. Der konkrete  
8926 Prozessdatenumfang wird vom jeweiligen Netzbetreiber vorgegeben.

8927 Alle übertragenen Werte sind mit einem validen Zeitstempel zu versehen. Auf eine entsprechende  
8928 Zeitsynchronisation mit einer maximalen Abweichung von 0,1 s ist zu achten. Ausgenommen hiervon ist die  
8929 Übertragung ohne Protokolle (z. B. Analogwerte).

8930 Eine Aktualisierung der übertragenen Werte (Messwerte, Reglerwerte) erfolgt über ein vorgebbares  
8931 Zeitintervall von 3 s bis 600 s oder im Schwellverfahren mit parametrierbaren Schwellwerten. Die Werte sind  
8932 als gleitende Mittelwerte im vorgegebenen Zeitintervall zu übertragen. Erfolgt die Aktualisierung auf Abruf (pull),  
8933 sind Momentanwerte zu übertragen. Die Übertragung von Binärbefehlen erfolgt spontan und mit  
8934 Verzögerungen < 1 s. Die zuverlässige Übertragung von Stör- und Warnmeldungen ist sicherzustellen. Ggf.  
8935 muss eine Priorisierung erfolgen. Bei sich ändernden Wertvorgaben wird eine Empfangsquittierung erwartet  
8936 (nur bei digitalen Schnittstellen).

8937 Der angegebene Wertebereich ist beispielhaft für den Anschluss von Kundenanlagen an das 20-kV-Netz. Der  
8938 Wertebereich ist entsprechend der Spannungsebene anzupassen oder (z. B. bei digitaler Übertragung  
8939 entsprechend der Randbedingungen des verwendeten Protokolls) zu erweitern.

8940 Der Prozessdatenumfang für Kundenanlagen ist in Tabelle C.1 als Beispiel dargestellt. Die für Erzeugungs-  
8941 und Mischanlagen, Speicher sowie für Notstromaggregate, die länger als der in 8.9.2 beschriebene  
8942 Probetrieb nach DIN 6280-13 bzw. DIN VDE 0100-560 (VDE 0100-560) netzparallel betrieben werden,  
8943 zusätzlichen Prozessdaten sind in Tabelle C.2 als Beispiel dargestellt. Aus Vereinfachungsgründen wird im  
8944 Folgenden für diese Anschlussvarianten nur der Begriff „Erzeugungsanlage“ verwendet.

8945

8946

**Tabelle C.1 - Beispiel für Prozessdatenumfang für Kundenanlagen**

<b>Steuerbefehle</b>	<b>Funktion</b>	<b>Anforderung</b> O... Optional M... Mindest	<b>Wertebereich/Auflösung</b>	<b>Einheit</b>
Übergabe-Schalter	EIN-schalten	O	Binär	
Übergabe-Schalter	AUS-schalten	O	Binär	
Sammelschientrenner/-lasttrennschalter	Schließen/EIN-schalten	O	Binär	
Sammelschientrenner/-lasttrennschalter	Öffnen/AUS-schalten	O	Binär	
<b>Meldungen</b>	<b>Funktion</b>	<b>Anforderung</b> O... Optional M... Mindest	<b>Wertebereich/Auflösung</b>	<b>Einheit</b>
Übergabe-Schalter	EIN-geschaltet	O	Binär	
Übergabe-Schalter	AUS-geschaltet	O	Binär	
Sammelschientrenner/-lasttrennschalter	Geschlossen/EIN-geschaltet	O	Binär	
Sammelschientrenner/-lasttrennschalter	geöffnet/AUS-geschaltet	O	Binär	
Fern-/Ort-Umschalter (6.3.2)	Einzelmeldung	O	Binär	
<b>Stör- und Warnmeldungen</b>	<b>Funktion</b>	<b>Anforderung</b> O... Optional M... Mindest	<b>Wertebereich/Auflösung</b>	<b>Einheit</b>
Schutzanregung vorwärts (in Richtung Kundenanlage)	Einzelmeldung	O	Binär	
Schutzanregung rückwärts (in Richtung Netz des Netzbetreibers)	Einzelmeldung	O	Binär	
Leistungsschalterfall/ HH Sicherungsauslösung	Einzelmeldung	O	Binär	
Erdschlussrichtung vorwärts (in Richtung Kundenanlage)	Einzelmeldung	O	Binär	
Erdschlussrichtung rückwärts (in Richtung Netz des Netzbetreibers)	Einzelmeldung	O	Binär	
Leistungsschalter Störung	Einzelmeldung	O	Binär	
Ausfall Hilfsenergieversorgung (6.3.3)	Einzelmeldung	O	Binär	
Ausfall Automat Spannungswandler	Einzelmeldung	O	Binär	
Schutzstörung	Einzelmeldung	O	Binär	
Störung Kundenanlage	Einzelmeldung	O	Binär	
<b>Messwerte</b>	<b>Funktion</b>	<b>Anforderung</b> O... Optional M... Mindest	<b>Wertebereich/Auflösung</b>	<b>Einheit</b>
Leiterströme	$I_{L1}, I_{L2}, I_{L3}$	O	0 bis 2500 Auflösung 1	A
Leiter-Erde-Spannungen	$U_{L1-N}; U_{L2-N}; U_{L3-N}$	O	1-3 Werte 0,0-15,0 Auflösung 0,1	kV
Eine Leiter-Leiter-Spannung	$U_{L-L}$	O	Wert für 20 kV 0,0-25,0 Auflösung 0,1	kV
Wirkleistung <sup>a</sup>	$P$ mit Vorzeichen	O M (bei Erzeugungsanlagen)	Wert mit Vorzeichen -120 % $P_{AV}$ bis 120 % $P_{AV}$ Auflösung 1 ( $P_{AV}$ ist hier der größere Wert von $P_{AV,B}$ und $P_{AV,E}$ )	kW
Blindleistung <sup>b</sup>	$Q$ mit Vorzeichen	O	Wert mit Vorzeichen -50 % $P_{inst}$ bis +50 % $P_{inst}$ Auflösung 1	kVAr

**Tabelle C.2 - Beispiel für zusätzliche Prozessdaten für Erzeugungsanlagen (1 von 2)**

Steuerbefehle	Funktion	Anforderung O... Optional M... Mindest	Wertebereich/Auflösung	Einheit
Wirkleistung (10.2.5.1, mit Leistungsgradient für planmäßig Vorgaben) <sup>a</sup>	Vorgabe $PIP_{inst}$	M	Wert 0 bis ±100 Auflösung 1	%
Wirkleistung (10.2.5.1, mit Leistungsgradient für Notfallmaßnahmen) <sup>a</sup>	Vorgabe $PIP_{inst}$	M	Wert 0 bis ±100 Auflösung 1	%
Aktivierung/Deaktivierung langsamer Leistungsgradient Primärenergie (10.2.5.1)	Stellbefehl	M	2 x Binär	
Vorgabespannung (10.2.2.4)	Vorgabe $U_{Q0}/U_c$	O	Wert 0,80 bis 1,2 Auflösung 0,005	1
Referenzblindleistung (10.2.2.4) <sup>b</sup>	Vorgabe $Q_{ref}/P_{b inst}$	O	Wert mit Vorzeichen -50 bis +50 Auflösung 1	%
Verschiebungsfaktor (10.2.2.4) <sup>c</sup>	Vorgabe $\cos \varphi$	O	Wert mit Vorzeichen -0,85 bis +0,85 Auflösung 0,005	1
Verfahren zur statischen Spannungshaltung (10.2.2.4)	Vorgabe Verfahren	O	2 x Binär	
Aktivierung/Deaktivierung Totband der netzsicherheits-basierten Primärreglung (10.2.4.3.7)	Stellbefehl	M	2 x Binär	
Rückmeldungen (Zur Kontrolle der übertragenen Werte)	Funktion	Anforderung O... Optional M... Mindest	Wertebereich/Auflösung	Einheit
Sollwert Wirkleistungsvorgabe (10.2.5.1 mit Leistungsgradient für planmäßig Vorgaben) <sup>a</sup>	$PIP_{inst}$	M	Wert mit Vorzeichen -100 bis +100 Auflösung 1	%
Sollwert Wirkleistungsvorgabe (10.2.5.1 mit Leistungsgradient für Notfallmaßnahmen) <sup>a</sup>	$PIP_{inst}$	M	Wert mit Vorzeichen -100 bis +100 Auflösung 1	%
Aktivierung/Deaktivierung langsamer Leistungsgradient Primärenergie (10.2.4.1)	Stellbefehl	M	2 x Binär	
Sollwert Vorgabespannung (10.2.2.4)	$U_{Q0}/U_c$	O	Wert 0,80 bis 1,2 Auflösung 0,005	1
Sollwert Referenzblindleistung (10.2.2.4) <sup>b</sup>	$Q_{ref}/P_{b inst}$	O	Wert mit Vorzeichen -50 bis +50 Auflösung 1	%
Sollwert Verschiebungsfaktor (10.2.2.4) <sup>c</sup>	$\cos \varphi$	O	Wert mit Vorzeichen -0,85 bis +0,85 Auflösung 0,005	1
Sollwert Verfahren zur statischen Spannungshaltung (10.2.2.4)	Verfahren	O	2 x Binär	
Aktivierung/Deaktivierung Totband der netzsicherheits-basierten Primärreglung (10.2.4.3.7)	Stellbefehl	M	2 x Binär	

8948

**Tabelle C.2 - Beispiel für zusätzliche Prozessdaten für Erzeugungsanlagen (2 von 2)**

Messwerte	Funktion	Anforderung O... Optional M... Mindest	Wertebereich/Auflösung	Einheit
Windgeschwindigkeit (10-Minuten-Mittelwert) (nur bei Windenergieanlagen)	$V_{Wind}$	O	Wert 0 bis 40 Auflösung 1	m/s
Windrichtung (0 bis 360 Grad; 0 Grad = Norden) (nur bei Windenergieanlagen)	$R$	O	Wert 0 bis 360 Auflösung 1	Grad
Globalstrahlung (nur bei Photovoltaikanlagen)	$W/m^2$	O	Wert 0 bis 1 280 Auflösung 1	$W/m^2$
Ladezustand (nur bei Speichern)	$E_{ist}/E_{inst}$	O	Wert 0 bis 100 Auflösung 1	%
Leistung, in Betrieb befindliche installierte Wirkleistung	$P_{b\ inst}/P_{inst}$	O	Wert 0 bis 100 Auflösung 1	%
Theoretisch verfügbare Leistungsabgabe <sup>a, d</sup> = Windgeschw. * Anlagenkurve * $P_{inst}$ = Einstrahlung*Anlagenkurve * $P_{inst}$	$P_{verfügbar, max}$	O	Wert 0 bis 120 % $P_{inst}$ Auflösung 1	kW
Rückgabewert Sollwertvorgabe Dritter (Auswertung aller Vorgaben, außer der des Netzbetreibers (z. B. aus Direktvermarktung, Fahrplan, Eigenbedarf, usw.))	$P/P_{inst}$	O	Wert 0 bis 100 Auflösung 1	%
Wirkleistung <sup>a</sup> (bei Mischanlagen als Wert nur der Erzeugungsanlage)	$P$ mit Vorzeichen	M	Wert mit Vorzeichen -120 % $P_{inst}$ bis 120 % $P_{inst}$ Auflösung 1	kW
Blindleistung <sup>b</sup> (bei Mischanlagen als Wert nur der Erzeugungsanlage)	$Q$ mit Vorzeichen	O	Wert mit Vorzeichen -50 % $P_{inst}$ bis +50 % $P_{inst}$ Auflösung 1	kVAr
Verfügbare untererregte Blindleistung <sup>e</sup>	$Q_{verfügbar, Ist, unter}$	O	Wert mit Vorzeichen 0 bis 50 % $P_{inst}$ Auflösung 1	kVAr
Verfügbare übererregte Blindleistung <sup>e</sup>	$Q_{verfügbar, Ist, über}$	O	Wert mit Vorzeichen -50 % $P_{inst}$ bis 0 Auflösung 1	kVAr

<sup>a</sup> Wirkleistungswerte < 0 entsprechen einer Erzeugungsleistung; Werte > 0 einer Bezugsleistung. Bei verschiedenen Primärenergieträgern ist die Wirkleistung getrennt für jeden Primärenergieträger aufzubereiten.

<sup>b</sup> Blindleistungswerte > 0 entsprechen einem untererregten Betrieb der Erzeugungsanlage, Werte < 0 einem übererregten Betrieb der Erzeugungsanlage.

<sup>c</sup> Ein positives Vorzeichen bedeutet, dass sich die Erzeugungsanlage untererregt verhalten soll. Bei negativem Vorzeichen soll sich die Anlage übererregt verhalten. (ANMERKUNG Die Definition wurde abweichend vom mathematischen Zusammenhang so für diese Anwendung gewählt.)

<sup>d</sup> Wirkleistung, die von der Erzeugungsanlage am Netzanschlusspunkt bei aktuellem Primärenergieangebot (z. B. Windgeschwindigkeit, Globalstrahlung) zur Verfügung gestellt werden könnte, unter der Annahme, dass alle Erzeugungseinheiten zur Verfügung stehen (z. B. keine Wartung, Anlagenausfall) und kein Eingriff von außen erfolgt (z. B. durch den Netzbetreiber, die Direktvermarktung). Die real ins Netz gespeiste Wirkleistung  $P$  ist vom Betrag her dann geringer als  $P_{verfügbar, max}$ , wenn nicht alle Erzeugungseinheiten zur Verfügung stehen oder ein Eingriff von außen erfolgt. Um eine Anlage als Referenzanlage für beispielsweise die Hochrechnung der eingespeisten Windleistung in einem Netzgebiet nutzen zu können, kann bei nicht zur Verfügung stehen von Erzeugungseinheiten bzw. Eingriff von außen nicht die Wirkleistung  $P$  genutzt werden, da damit unterstellt würde, dass bei allen Anlagen in dem von der Hochrechnung betroffenem Netzgebiet, Erzeugungseinheiten nicht zur Verfügung ständen bzw. ein Eingriff von außen erfolgte. Daher kann für eine Referenzanlage der Wert  $P_{verfügbar, max}$  genutzt werden.

<sup>e</sup> Blindleistung, die die Erzeugungsanlage im aktuellen Betriebspunkt maximal zur Verfügung stellen könnte.

8949 **C.5 Beispiel Parametermodell**

8950 In Abschnitt 10.6 ist für den VNB die Möglichkeit gegeben rechnerlauffähige Modelle für die  
 8951 Erzeugungsanlagen zu erhalten. Da hier konkrete Spezifikationen noch erstellt werden müssen, wird in der  
 8952 Praxis zunächst eine Abfrage von Parametern aus dem Anlagenzertifikat in Tabellenform z.B. als Excel, CSV  
 8953 oder einem anderen zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer zu vereinbarendem maschinenlesbaren  
 8954 Format empfohlen.

8955 **Tabelle C.3 - Beispielhaftes tabellarisches Parametermodell (Seite 1 von 5)**

Allgemeine Angaben zur Erzeugungsanlage		
Registriernummer des Netzbetreibers		[aus E.9]
Bezeichnung EZA		[aus E.9]
Bezeichnung Übergabestation		[aus E.9]
Bezeichnung NAP		[aus E.9]
$U_c$		[kV]
$P_{inst}$		[kW]
$P_{Amax}$		[kW]
$P_{AV,E}$		[kW]
$P_{AV,B}$		[kW]
EZA mit EZE Typ 1 (direkt gekoppelter Synchrongenerator)		[true / false]
EZA mit EZE Typ 2 (EZE mit Vollumrichter)		[true / false]
EZA mit EZE Typ 2 (EZE mit doppelt gespeistem Asynchrongenerator)		[true / false]
EZA mit EZE Typ 2 (direkt gekoppelter Asynchrongenerator)		[true / false]
Speicher Typ 1		[true / false]
Speicher Typ 2		[true / false]
Allgemeine Daten des Kundennetzes und Kurzschlussstrombeitrag am Netzanschlusspunkt		
kap. Erdschlussstrom $I_{CE}$ des MS-Kunden-Netzes (bei 100 % $U_c$ )		[A]
$i_p$ Stoßkurzschlussstrombeitrag der EZA		[kA]
$i_k$ "Anfangs-Kurzschlusswechselstrombeitrag der EZA		[kA]
$I_k$ Dauerkurzschlussstrombeitrag der EZA		[kA]
Effektivwert des Kurzschlussstrombeitrags der EZA 20ms nach Fehlereintritt*		[kA]
Effektivwert des Kurzschlussstrombeitrags der EZA 100ms nach Fehlereintritt*		[kA]
Effektivwert des Kurzschlussstrombeitrags der EZA 150ms nach Fehlereintritt*		[kA]
Effektivwert des Kurzschlussstrombeitrags der EZA 300ms nach Fehlereintritt*		[kA]
Effektivwert des Kurzschlussstrombeitrags der EZA 500ms nach Fehlereintritt*		[kA]
Effektivwert des Kurzschlussstrombeitrags der EZA 1000ms nach Fehlereintritt*		[kA]

8956 \* ermittelt unter Verwendung der validierten EZE-Modelle, nur auszuweisen bei EZA mit Anlagenzertifikat A

8957

**Tabelle C.3 - Beispielhaftes tabellarisches Parametermodell (Seite 2 von 5)**

<b>Zusatzangaben nach IEC 60909 bei EZA mit Vollumrichter-EZE) auf Oberspannungsseite des Maschinentransformators (für jeden verbauten EZE-Typ angeben) – anzugeben nur, wenn seitens des Netzbetreibers im E.9 gefordert:</b>		
Typbezeichnung EZE <sub>1</sub>		
Anzahl		-
Quellenstrom $I_{skPF}$		[kA]
Typbezeichnung EZE <sub>2</sub>		
Anzahl		-
Quellenstrom $I_{skPF}$		[kA]
Typbezeichnung EZE <sub>n</sub>		
Anzahl		
Quellenstrom $I_{skPF}$		[kA]
<b>Zusatzangaben nach IEC 60909 bei EZA DFIG (EZE mit doppelt gespeistem Asynchrongenerator) auf Oberspannungsseite des Maschinentransformators (für jeden verbauten EZE-Typ angeben) – anzugeben nur, wenn seitens des Netzbetreibers im E.9 gefordert:</b>		
Typbezeichnung EZE <sub>1</sub>		
Anzahl		-
maximaler Kurzschlussstrom, $i_{WDmax}$ (maximaler Augenblickswert)		[kA]
$K_{WD}$ (Faktor zur Berechnung des Stoßkurzschlussstroms)		
Bemessungsspannung des Maschinentransformators auf der Oberspannungsseite $U_{rTHV}$		[kV]
Typbezeichnung EZE <sub>2</sub>		
Anzahl		-
maximaler Kurzschlussstrom, $i_{WDmax}$ (maximaler Augenblickswert)		[kA]
$K_{WD}$ (Faktor zur Berechnung des Stoßkurzschlussstroms)		
Typbezeichnung EZE <sub>n</sub>		
Anzahl		-
maximaler Kurzschlussstrom, $i_{WDmax}$ (maximaler Augenblickswert)		[kA]
$K_{WD}$ (Faktor zur Berechnung des Stoßkurzschlussstroms)		
<b>Zusatzangaben nach IEC 60909 bei EZA mit EZE Typ 2 (EZE mit direktgekoppeltem Asynchrongenerator) auf Oberspannungsseite des Maschinentransformators (pro EZE-Typ angeben) – anzugeben nur, wenn seitens des Netzbetreibers im E.9 gefordert:</b>		
Anzahl		-
Bemessungsübersetzungsverhältnis des Blocktransformators $\ddot{u}$		-
Impedanz des Blocktransformators auf Oberspannungsseite		[Ohm]
Impedanz des Asynchrongenerators		[Ohm]
<b>Zusatzangaben nach IEC 60909 bei EZA mit EZE Typ 1 (direkt gekoppelter Synchrongenerator) auf der Unterspannungsseite des Maschinentransformators (pro EZE-Typ angeben) – anzugeben nur, wenn seitens des Netzbetreibers im E.9 gefordert:</b>		
Anzahl		-
Bemessungsspannung des Generators $U_{rG}$		[kV]
Resistanz des Generators $R_G$		[Ohm]
Bezogene gesättigte subtransiente Reaktanz $x_d''$		[p.u.]
Bezogene gesättigte Subtransiente Reaktanz der Querachse $x_q''$		[p.u.]
Verschiebungsfaktor im Bemessungsbetrieb $\cos \phi_{rG}$		-
<b>Sofern Maschinentransformator vorhanden:</b>		
Bemessungsübersetzungsverhältnis		-
Bemessungsscheinleistung		[MVA]
Rel. Kurzschlussspannung $u_k$		[%]

**Tabelle C.3 - Beispielhaftes tabellarisches Parametermodell (Seite 3 von 5)**

Zusatzangaben nach IEC60909 bei EZA mit Netztransformator – anzugeben nur, wenn seitens des Netzbetreibers im E.9 gefordert: :		
Bemessungsspannung auf Oberspannungsseite $U_{rT}$		[kV]
Bemessungsscheinleistung $S_{rT}$		[MVA]
Kurzschlussspannung $u_k$		[%]
Kupferverluste $P_{krT}$		[kW]
Angaben zur Blindleistungsregelung der Erzeugungsanlage		
$Q(U)$ Kennlinie aktiv		[true / false]
$Q(P)$ Kennlinie aktiv		[true / false]
Blindleistung mit Spannungsbegrenzungsfunktion aktiv		[true / false]
fester Verschiebungsfaktor $\cos(\phi)$ aktiv		[true / false]
fester Blindleistungswert $Q$		[true / false]
Blindleistungsregelung per Fernwirktechnik änderbar		[true / false]
Schutz am NAP (alle Angaben bezogen auf Primärwerte)		
Distanzschutz		[true / false]
Distanzschutz $I >>$		[A]
Distanzschutz Unterspannungsanregung $I >$		[A]
Distanzschutz Unterspannungsanregung $I >>$		[A]
Distanzschutz Unterspannungsanregung $U <$		[kV]
Distanzschutz Nullsystemanregung $I_E >$		[A]
Distanzschutz Nullsystemanregung $U_{NE} >$		[kV]
Überstromzeitschutz		[true / false]
Überstromzeitschutz $I >>$		[A]
Überstromzeitschutz $I >>$		[s]
Überstromzeitschutz $I >$		[A]
Überstromzeitschutz $I >$		[s]
Erdschlusschutz (nur Meldung)		[true / false]
Erdschlusschutz (mit Auslösung)		[true / false]
Erdschlusschutz $I_E >>$		[A]
Erdschlusschutz $t_{IE} >>$		[s]
Erdschlusschutz $I_E >$		[A]
Erdschlusschutz $t_{IE} >$		[s]
Erdschlusschutz $U_E >$		[kV]
Erdschlusschutz $t_{UE} >$		[s]
Entkupplungsschutz $U >>$		[kV]
Entkupplungsschutz $t_U >>$		[s]
Entkupplungsschutz $U >$		[kV]
Entkupplungsschutz $t_U >$		[s]
Entkupplungsschutz $U <$		[kV]
Entkupplungsschutz $t_U <$		[s]

8961

**Tabelle C.3 - Beispielhaftes tabellarisches Parametermodell (Seite 4 von 5)**

Angaben zum Blindleistungsstellbereich der Erzeugungsanlage am NAP					
Hinweis: Es gilt das Erzeugerzählpfeilsystem					
$P > 0 \rightarrow$ Einspeisung $P < 0 \rightarrow$ Bezug $Q > 0 \rightarrow$ übererregt $Q < 0 \rightarrow$ untererregt					
Leerlaufblindleistung					
Leerlaufblindleistung mit 110 % $U_C$					[kVAr]
90 % $U_C$					
Wirkleistung [%]	Wirkleistung [kW]	$Q_{\text{übererregt}} [Q/P_{\text{inst}}]$ [p.u.]	$Q_{\text{übererregt}}$ [kVAr]	$Q_{\text{untererregt}} [Q/P_{\text{inst}}]$ [p.u.]	$Q_{\text{untererregt}}$ [kVAr]
$P_{10\%}$					
$P_{20\%}$					
$P_{30\%}$					
$P_{40\%}$					
$P_{50\%}$					
$P_{60\%}$					
$P_{70\%}$					
$P_{80\%}$					
$P_{90\%}$					
$P_{100\%}$					
92,5 % $U_C$					
Wirkleistung [%]	Wirkleistung [kW]	$Q_{\text{übererregt}} [Q/P_{\text{inst}}]$ [p.u.]	$Q_{\text{übererregt}}$ [kVAr]	$Q_{\text{untererregt}} [Q/P_{\text{inst}}]$ [p.u.]	$Q_{\text{untererregt}}$ [kVAr]
$P_{10\%}$					
$P_{20\%}$					
$P_{30\%}$					
$P_{40\%}$					
$P_{50\%}$					
$P_{60\%}$					
$P_{70\%}$					
$P_{80\%}$					
$P_{90\%}$					
$P_{100\%}$					

**Tabelle C.3 - Beispielhaftes tabellarisches Parametermodell (Seite 5 von 5)**

Angaben zum Blindleistungsstellbereich der Erzeugungsanlage am NAP					
<u>Hinweis: Es gilt das Erzeugerzählpeilsystem</u>					
$P > 0 \rightarrow$ Einspeisung		$P < 0 \rightarrow$ Bezug		$Q > 0 \rightarrow$ übererregt $Q < 0 \rightarrow$ untererregt	
100 % $U_c$					
Wirkleistung [%]	Wirkleistung [kW]	$Q_{\text{übererregt}} [Q/P_{\text{inst}}]$ [p.u.]	$Q_{\text{übererregt}}$ [kVAr]	$Q_{\text{untererregt}} [Q/P_{\text{inst}}]$ [p.u.]	$Q_{\text{untererregt}}$ [kVAr]
$P_{10\%}$					
$P_{20\%}$					
$P_{30\%}$					
$P_{40\%}$					
$P_{50\%}$					
$P_{60\%}$					
$P_{70\%}$					
$P_{80\%}$					
$P_{90\%}$					
$P_{100\%}$					
107,5 % $U_c$					
Wirkleistung [%]	Wirkleistung [kW]	$Q_{\text{übererregt}} [Q/P_{\text{inst}}]$ [p.u.]	$Q_{\text{übererregt}}$ [kVAr]	$Q_{\text{untererregt}} [Q/P_{\text{inst}}]$ [p.u.]	$Q_{\text{untererregt}}$ [kVAr]
$P_{10\%}$					
$P_{20\%}$					
$P_{30\%}$					
$P_{40\%}$					
$P_{50\%}$					
$P_{60\%}$					
$P_{70\%}$					
$P_{80\%}$					
$P_{90\%}$					
$P_{100\%}$					
110 % $U_c$					
Wirkleistung [%]	Wirkleistung [kW]	$Q_{\text{übererregt}} [Q/P_{\text{inst}}]$ [p.u.]	$Q_{\text{übererregt}}$ [kVAr]	$Q_{\text{untererregt}} [Q/P_{\text{inst}}]$ [p.u.]	$Q_{\text{untererregt}}$ [kVAr]
$P_{10\%}$					
$P_{20\%}$					
$P_{30\%}$					
$P_{40\%}$					
$P_{50\%}$					
$P_{60\%}$					
$P_{70\%}$					
$P_{80\%}$					
$P_{90\%}$					
$P_{100\%}$					

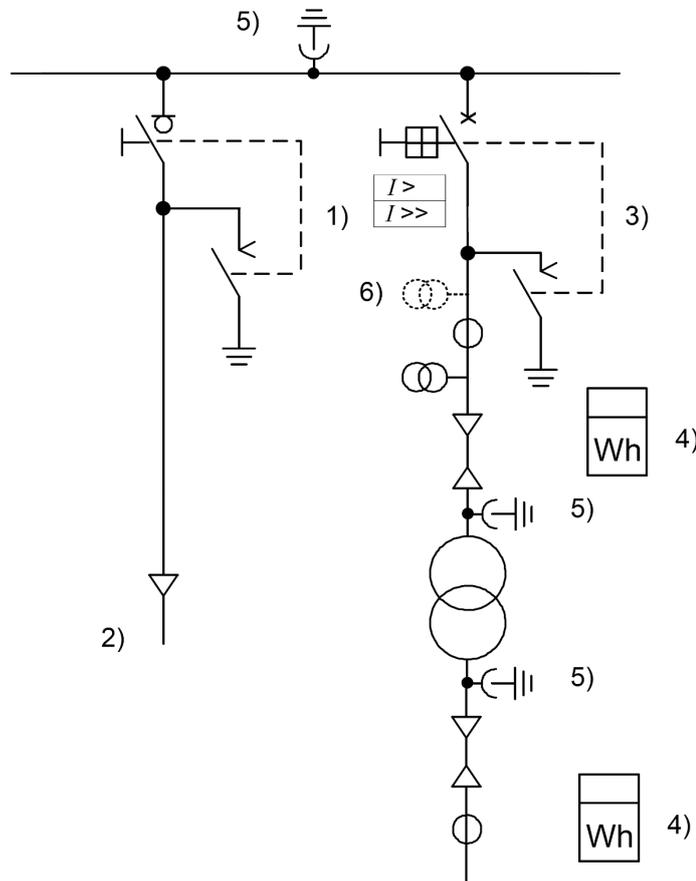
8963 Hinweis: in der Spalte Wirkleistung [kW] ist der niedrigere errechnete Wert bei max.  $Q_{\text{übererregt}}$  und max.  $Q_{\text{untererregt}}$  anzugeben.

8964  
8965  
8966  
8967

## Anhang D (informativ)

### Beispiele für Mittelspannungs-Netzanschlüsse

8968 In den Bildern D.1 bis D.8 sind Beispiele für Mittelspannungs-Netzanschlüsse dargestellt.



8969

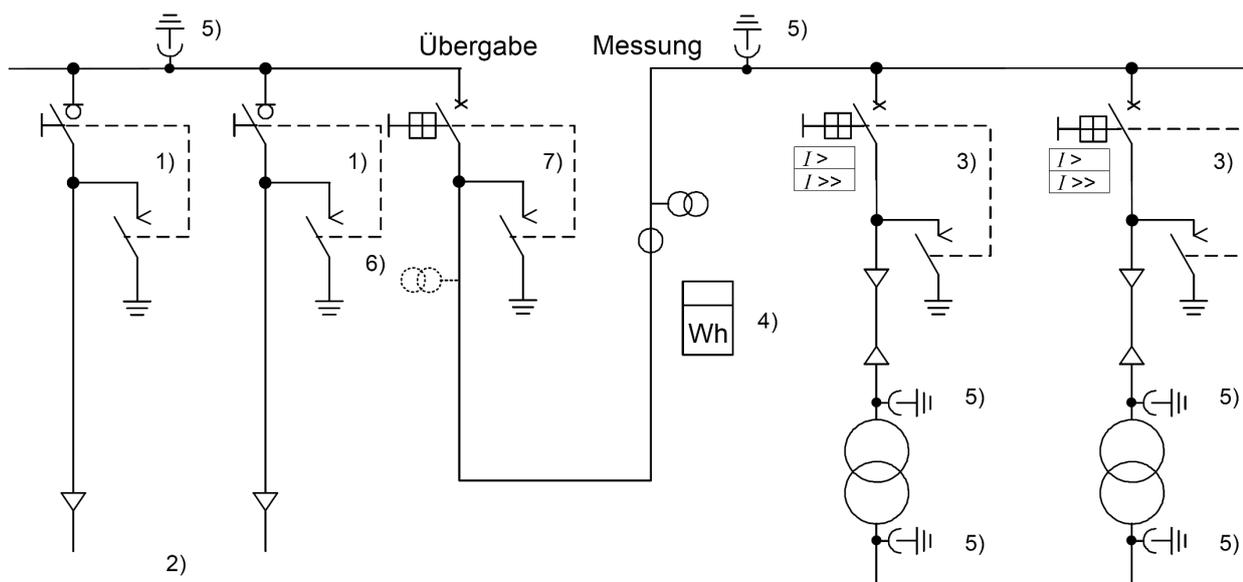
#### 8970 Legende

- 8971 1) In den netzseitigen Eingangsschaltfeldern kann der Einsatz von Leistungsschaltern mit Schutzeinrichtungen/  
8972 fernsteuerbaren Lasttrenn- oder Leistungsschaltern erforderlich sein, wenn es die Versorgungszuverlässigkeit der  
8973 angeschlossenen Kundenanlage oder die Netzkonstellation erfordern.
- 8974 2) Es können weitere netzseitige Eingangsschaltfelder möglich sein.
- 8975 3) Anstelle des Leistungsschalters mit Schutz ist auch ein Lasttrennschalter mit HH-Sicherung möglich.
- 8976 4) Mittelspannungsseitige Messung (Anordnung der Wandler aus Sicht des Netzbetreibers Strom vor Spannung, außer  
8977 bei abweichenden baulichen Gegebenheiten, z. B. bei gasisolierter Bauweise), nach Vorgabe des Netzbetreibers  
8978 alternativ niederspannungsseitige Messung.
- 8979 5) Erdungsfestpunkt oder Erdungsschalter (wenn technisch möglich).
- 8980 6) Bei gasisolierter Bauweise sind Spannungswandler baulich bedingt auch oberhalb der Stromwandler (wie dargestellt)  
8981 oder in einem separaten, luftisolierten Messfeld möglich.

8982 Eigentumsgrenzen und Verfügungsbereiche sind mit dem Netzbetreiber abzustimmen.

8983

**Bild D.1 - Beispiel für eine Übergabestation mit einem Netztransformator**

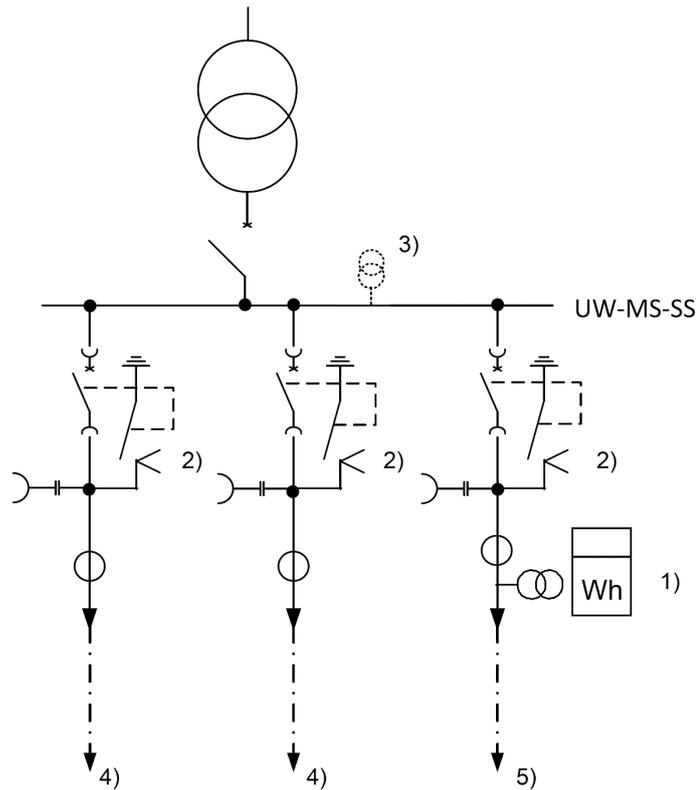


8984

8985 **Legende**

- 8986 1) In den netzseitigen Eingangsschaltfeldern kann der Einsatz von Leistungsschaltern mit Schutzeinrichtungen/  
8987 fernsteuerbaren Lasttrenn- oder Leistungsschaltern erforderlich sein, wenn es die Versorgungszuverlässigkeit der  
8988 angeschlossenen Kundenanlage oder die Netzkonstellation erfordern.
  - 8989 2) Es können weitere netzseitige Eingangsschaltfelder möglich sein.
  - 8990 3) Anstelle des Leistungsschalters mit Schutz ist auch ein Lasttrennschalter mit HH-Sicherung möglich.
  - 8991 4) Mittelspannungsseitige Messung (Anordnung der Wandler aus Sicht des Netzbetreibers Strom vor Spannung, außer  
8992 bei abweichenden baulichen Gegebenheiten, z. B. bei gasisolierter Bauweise).
  - 8993 5) Erdungsfestpunkt oder Erdungsschalter (wenn technisch möglich).
  - 8994 6) Bei gasisolierter Bauweise sind Spannungswandler baulich bedingt auch innerhalb des Übergabeschaltfeldes möglich.
  - 8995 7) Es kann auch ein Lasttrennschalter ausreichend sein.
- 8996 Eigentums Grenzen und Verfügungsbereiche sind mit dem Netzbetreiber abzustimmen.

8997 **Bild D.2 - Beispiel für eine Übergabestation mit einem oder mehreren Netztransformatoren,**  
8998 **mittelspannungsseitige Messung**



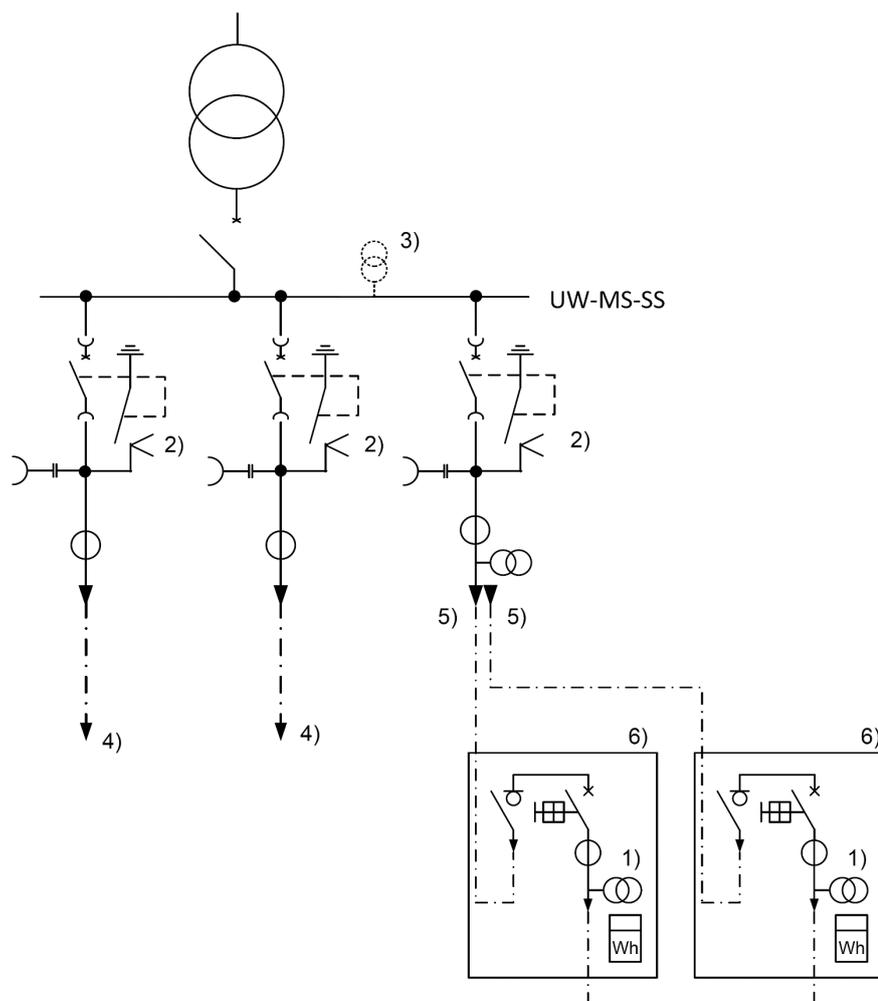
8999

9000 **Legende**

- 9001 1) Mittelspannungsseitige Messung (Anordnung der Wandler aus Sicht des Netzbetreibers Strom vor Spannung, außer
- 9002 bei abweichenden baulichen Gegebenheiten, z. B. bei gasisolierter Bauweise).
- 9003 2) Erdungsfestpunkt oder Erdungsschalter (wenn technisch möglich).
- 9004 3) Bei gasisolierter Bauweise sind Spannungswandler auch an der Sammelschiene möglich.
- 9005 4) Allgemeines Netz
- 9006 5) Kundennetz
- 9007 Eigentumsgrenzen und Verfügungsbereiche sind mit dem Netzbetreiber abzustimmen.

9008  
9009

**Bild D.3 - Beispiel für einen Umspannwerks-Sammelschienenanschluss mit mittelspannungsseitiger Messung**



9010

9011 **Legende**

9012 1) Mittelspannungsseitige Messung (Anordnung der Wandler aus Sicht des Netzbetreibers Strom vor Spannung, außer  
9013 bei abweichenden baulichen Gegebenheiten, z. B. bei gasisolierter Bauweise).

9014 2) Erdungsfestpunkt oder Erdungsschalter (wenn technisch möglich).

9015 3) Bei gasisolierter Bauweise sind Spannungswandler auch an der Sammelschiene möglich.

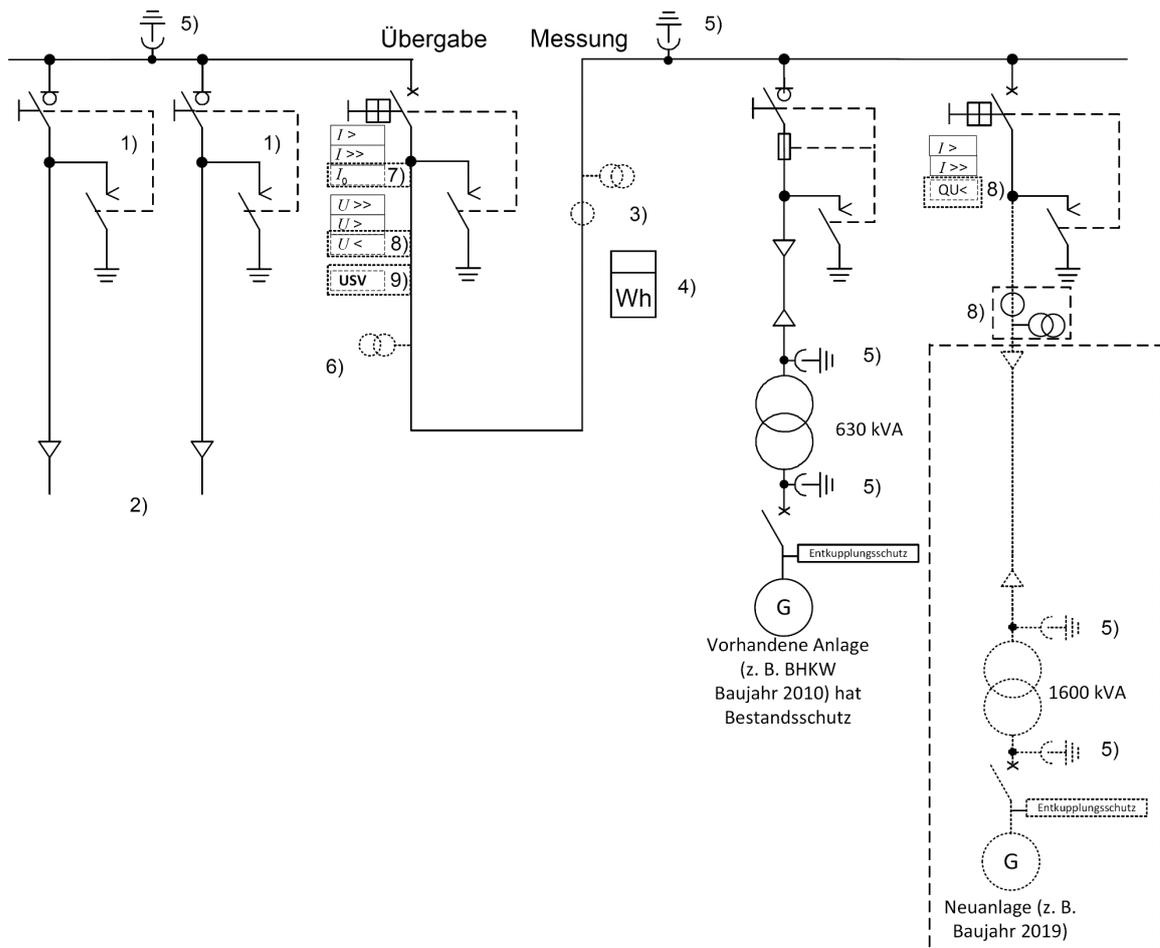
9016 4) Allgemeines Netz

9017 5) Kundennetz

9018 6) Kundeneigene Übergabestation in unmittelbarer Nähe des UW.

9019 Eigentumsgrenzen und Verfügungsbereiche sind mit dem Netzbetreiber abzustimmen.

9020 **Bild D.4 - Beispiel für einen Umspanwerks-Sammelschienenanschluss mit nachgelagerter**  
9021 **Übergabestation und mittelspannungsseitiger Messung**



9022

9023 **Legende**

9024 Erweiterung der Bestandsanlage gestrichelt dargestellt.

9025 1) In den netzseitigen Eingangsschaltfeldern kann der Einsatz von Leistungsschaltern mit Schutzeinrichtungen/  
 9026 fernsteuerbaren Lasttrenn- oder Leistungsschaltern erforderlich sein, wenn es die Versorgungszuverlässigkeit der  
 9027 angeschlossenen Kundenanlage oder die Netzkonstellation erfordern.

9028 2) Es können weitere netzseitige Eingangsschaltfelder möglich sein.

9029 3) Die Wandler der Abrechnungszählung werden dem neuen Nennstrom angepasst und als Mehrkernwandler zur  
 9030 Bereitstellung von Strom und Spannung für Schutz und Regelfunktionen erweitert.

9031 4) Mittelspannungsseitige Messung (Anordnung der Wandler aus Sicht des Netzbetreibers Strom vor Spannung, außer  
 9032 bei abweichenden baulichen Gegebenheiten, z. B. bei gasisolierter Bauweise).

9033 5) Erdungsfestpunkt oder Erdungsschalter (wenn technisch möglich).

9034 6) Bei gasisolierter Bauweise sind Spannungswandler baulich bedingt auch innerhalb des Übergabeschaltfeldes möglich.

9035 7) Der Kurzschlusschutz wird um eine Erdschlussrichtungserfassung (soweit noch nicht vorhanden) erweitert.

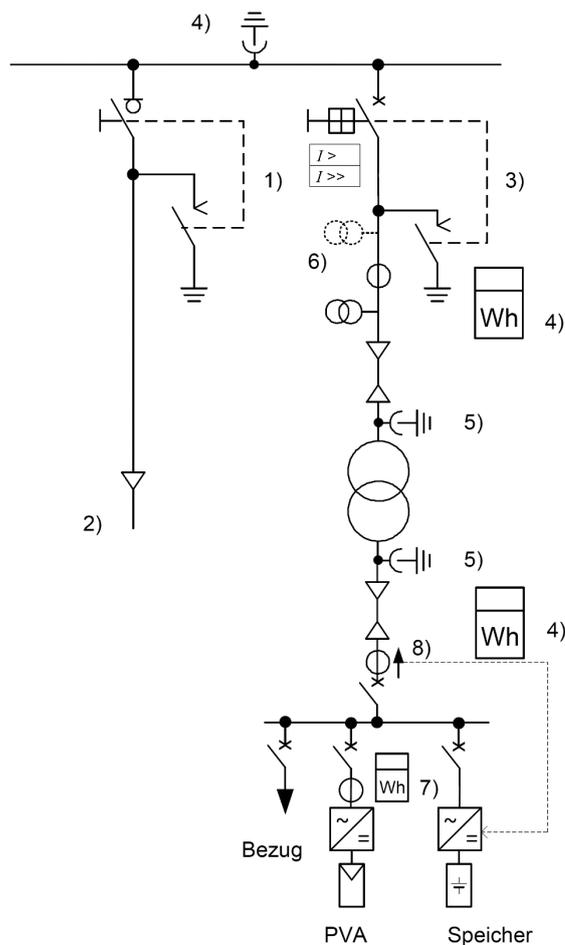
9036 8) Der übergeordnete Entkupplungsschutz wird um weitere Funktionen erweitert (sollte dieser Schutz überhaupt noch  
 9037 nicht vorhanden sein, muss er komplett installiert werden).

9038 9) Für die erweiterte Funktion des übergeordneten Entkupplungsschutzes ist eine Batterie/USV-Anlage erforderlich  
 9039 (soweit noch nicht vorhanden).

9040 Eigentumsgrenzen und Verfügungsbereiche sind mit dem Netzbetreiber abzustimmen.

9041

**Bild D.5 - Beispiel für die Erweiterung einer Bestandsanlage**



9042

9043 **Legende**

9044 1) In den netzseitigen Eingangsschaltfeldern kann der Einsatz von Leistungsschaltern mit Schutzeinrichtungen/  
 9045 fernsteuerbaren Lasttrenn- oder Leistungsschaltern erforderlich sein, wenn es die Versorgungszuverlässigkeit der  
 9046 angeschlossenen Kundenanlage oder die Netzkonstellation erfordern.

9047 2) Es können weitere netzseitige Eingangsschaltfelder möglich sein.

9048 3) Anstelle des Leistungsschalters mit Schutz ist auch ein Lasttrennschalter mit HH-Sicherung möglich.

9049 4) Mittelspannungsseitige Messung, (Anordnung der Wandler aus Sicht des Netzbetreibers Strom vor Spannung, außer  
 9050 bei abweichenden baulichen Gegebenheiten, z. B. bei gasisolierter Bauweise), nach Vorgabe des Netzbetreibers  
 9051 alternativ niederspannungsseitige Messung.

9052 5) Erdungsfestpunkt oder Erdungsschalter (wenn technisch möglich).

9053 6) Bei gasisolierter Bauweise sind Spannungswandler auch oberhalb der Stromwandler (wie dargestellt) oder in einem  
 9054 separaten, luftisolierten Messfeld möglich.

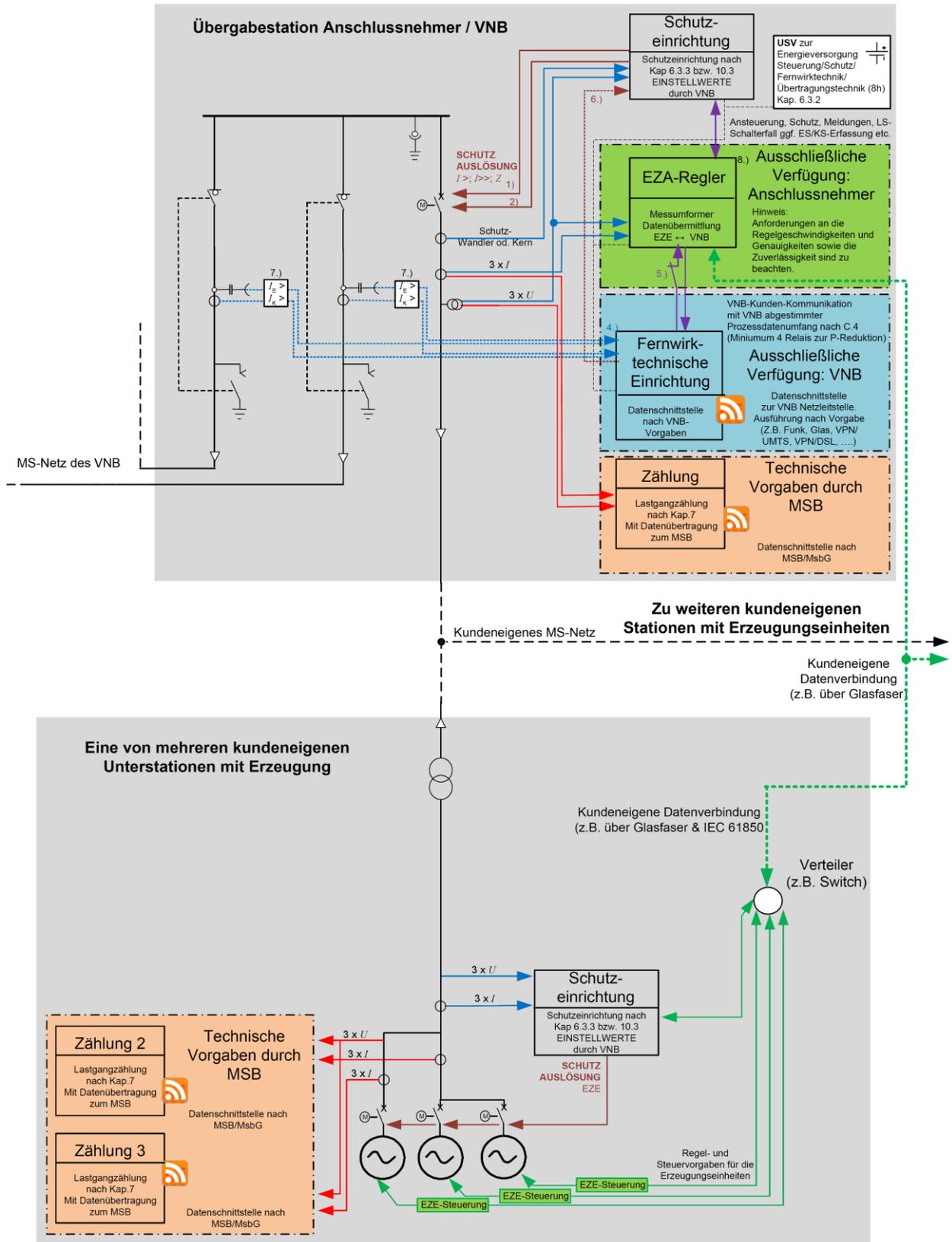
9055 7) Erzeugungsmessung

9056 8) Stromrichtungsrelais (hier ist z. B. eine Speicherladung aus dem Netz der allgemeinen Versorgung möglich, die  
 9057 Entladung des Speichers in das Netz der allgemeinen Versorgung wird aber verhindert).

9058 Eigentumsgrenzen und Verfügungsbereiche sind mit dem Netzbetreiber abzustimmen.

9059 Die Entkuppelungsschutzeinrichtungen sind nicht dargestellt.

9060 **Bild D.6 - Beispiel für den Aufbau einer Erzeugungsanlage einschließlich Speicher**



9061

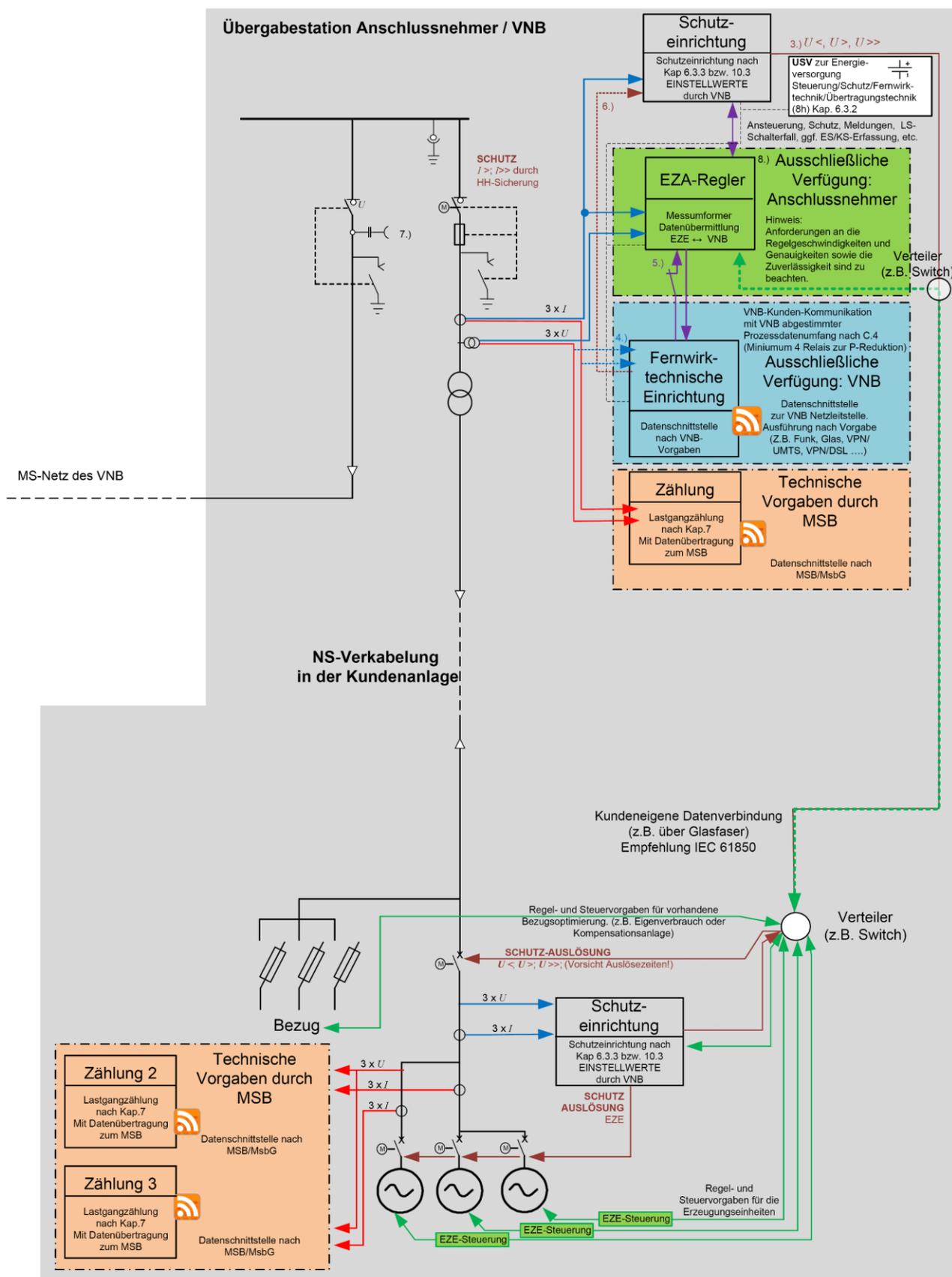
9062

9063

9064

9065

**Bild D.7 - Beispiel einer vollständigen Messwerterfassungs- und Kommunikationsstruktur einer Erzeugungsanlage mit kundeneigenem Mittelspannungsnetz, mit der sowohl der Datenaustausch zum VNB als auch die Einhaltung der Anforderungen dieser VDE-AR-N 4110 am Netzanschlusspunkt erfüllt werden kann**



**Bild D.8 - Beispiel einer vollständigen Messwerterfassungs- und Kommunikationsstruktur bei Mischanlagen, mit der sowohl der Datenaustausch zum VNB als auch die Einhaltung der Anforderungen dieser VDE-AR N 4110 am Netzanschlusspunkt erfüllt werden kann**

9066

9067

9068

9069

9070 **Legende zu den Bildern D.7 und D.8**

- 9071  Schutzauslösung/Schaltersteuerung
- 9072  Analoge Strom- und Spannungswandlersignale (Messkern oder Schutzkern bzw. Messwicklung oder Schutzwicklung) entsprechend den Anforderungen nach 6.2.2.7 bzw. Schaltsignale
- 9073  Analoge Strom- und Spannungswandlersignale (Zählkern bzw. Zählwicklung) Anforderungen nach 7.1 bzw. Messstellenbetreiber (MSB)
- 9074  Analoge Strom- und Spannungswandlersignale (Zählkern bzw. Zählwicklung) Anforderungen nach 7.1 bzw. Messstellenbetreiber (MSB)
- 9075  Analoge oder digitale Kommunikationsverbindung nach Netzbetreiber-Definition
- 9076  Analoge oder digitale Kommunikationsverbindung innerhalb der Kundenanlage (Mindestanforderung an Funktionen/Regelungen usw. sind zu beachten!)
- 9077  Analoge oder digitale Kommunikationsverbindung innerhalb der Kundenanlage (Mindestanforderung an Funktionen/Regelungen usw. sind zu beachten!)
- 9078  Analoge oder digitale Kommunikationsverbindung innerhalb der Kundenanlage (Mindestanforderung an Funktionen/Regelungen usw. sind zu beachten!)
- 9079  Primärtechnischer Leistungspfad

- 9080 1) Schutzauslösung  $I >$ ;  $I >>$ ;  $Z$
- 9081 2) Schutzauslösung  $U <$ ;  $U >$ ;  $U >>$ ; bei reinen Erzeugungsanlagen
- 9082 3) Schutzauslösung  $U <$ ;  $U >$ ;  $U >>$  bei Mischanlagen:
- 9083 Die Kommunikationsstrecke zwischen Übergabestation und Schaltgerät ist gegen Kabelbruch zu sichern (z. B. Ruhestromauslösung) und die Auslösezeiten müssen sichergestellt werden können.
- 9084
- 9085 Wirkt der übergeordnete Entkopplungsschutz  $U <$ ;  $U >$ ;  $U >>$  auf den Leistungs-/Lasttrennschalter in der
- 9086 Übergabestation (wie 2), wird in Kauf genommen, dass die gesamte Kundenanlage bis zur Freigabe durch den
- 9087 Netzbetreiber stromlos bleibt.
- 9088 4) Teilweise verwendet der Netzbetreiber eigene Strom-/Spannungsmessungen oder nutzt die Zählwerterfassung mit
- 9089 5) FERN-ORT-Umschaltung mit Rückmeldung nach 6.3.2
- 9090 6) Je nach Netzbetreiber kann eine direkte LS-Steuerung gefordert sein (Not-Aus)
- 9091 7) Der Netzbetreiber gibt vor, ob Erdschluss-/Kurzschlussanzeiger einzubauen sind und ob diese fernzumelden sind.
- 9092 8) Der EZA-Regler kann auch in innerhalb der Kundenanlage aufgebaut werden. Diese Ausführung ist typisch bei
- 9093 Mischanlagen/BHKW und wird dort häufig in der Zentralsteuerung realisiert. Die funktionalen Anforderungen werden
- 9094 hiervon nicht beeinflusst.

9095 **Bild D.7 und D.8**

9096  
9097  
9098  
9099

**Anhang E  
(normativ)**

**Vordrucke**

9100 Die Formulare in diesem Anhang E sind zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-  
9101 Anwendungsregel bestimmt.

9102

9103 **E.1 Antragstellung**

9104 (Dieses Formular ist zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-Anwendungsregel bestimmt.)

<b>Antragstellung für Netzanschlüsse (Mittelspannung)</b>		1 (4)								
(Vom Anschlussnehmer auszufüllen)										
Bezeichnung des Bauvorhabens	_____									
Anlagenstandort	PLZ, Ort, Ortsteil _____ Straße, Hausnummer oder _____ Flurstück-Nr. / Gemarkung _____									
Anschlussnehmer	Firma _____ Vorname, Name _____ Straße, Hausnummer _____ PLZ, Ort, Ortsteil _____ Telefon, E-Mail _____									
Grundstückseigentümer	<input type="checkbox"/> Anschlussnehmer ist Grundstückseigentümer <input type="checkbox"/> Vollmacht Grundstückseigentümer liegt der Antragsstellung bei									
Anlagenerrichter (wenn bereits bekannt)	Firma, PLZ, Ort _____ Telefon, E-Mail _____									
Anlagenart	<table style="width:100%; border: none;"> <tr> <td style="border: none;"><input type="checkbox"/> Bezugsanlage</td> <td style="border: none;"><input type="checkbox"/> Ladeeinrichtung für Elektrofahrzeuge</td> </tr> <tr> <td style="border: none;"><input type="checkbox"/> Erzeugungsanlage</td> <td style="border: none;"><input type="checkbox"/> Speicher</td> </tr> <tr> <td style="border: none;"><input type="checkbox"/> Mischanlage</td> <td style="border: none;"><input type="checkbox"/> temporärer Anschluss (z.B. Baustrom)</td> </tr> <tr> <td colspan="2" style="border: none;"><input type="checkbox"/> Notstromaggregat</td> </tr> </table>		<input type="checkbox"/> Bezugsanlage	<input type="checkbox"/> Ladeeinrichtung für Elektrofahrzeuge	<input type="checkbox"/> Erzeugungsanlage	<input type="checkbox"/> Speicher	<input type="checkbox"/> Mischanlage	<input type="checkbox"/> temporärer Anschluss (z.B. Baustrom)	<input type="checkbox"/> Notstromaggregat	
<input type="checkbox"/> Bezugsanlage	<input type="checkbox"/> Ladeeinrichtung für Elektrofahrzeuge									
<input type="checkbox"/> Erzeugungsanlage	<input type="checkbox"/> Speicher									
<input type="checkbox"/> Mischanlage	<input type="checkbox"/> temporärer Anschluss (z.B. Baustrom)									
<input type="checkbox"/> Notstromaggregat										
Maßnahme Netzanschluss	<input type="checkbox"/> Neuerrichtung <input type="checkbox"/> Erweiterung / Änderung <input type="checkbox"/> Rückbau									
Örtliche Lage der Kundenanlage mit ggf. eingezeichneten Vorschlägen zu möglichen Standorten der Übergabestation. Pläne im geeigneten Maßstab (z. B. Übersichtsplan 1:25 000 oder 1:10 000, Detailplan mindestens 1:500) beigefügt? Bei Erzeugungsanlagen/Mischanlagen muss der Aufstellungsort der Erzeugungseinheiten eindeutig hervorgehen.		<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein								
Voraussichtliche Anschlusswirkleistung $P_{AV, B}$ und $P_{AV, E}$ [kW]										
	bisher	zukünftig benötigter Gesamtwert (im Endausbau nach Maßnahme)								
Bezugswirkleistung $P_{AV, B}$	_____	_____								
Einspeisewirkleistung $P_{AV, E}^*$	_____	_____								
Bei Erzeugungsanlagen/Mischanlagen oder Speicher sind zusätzlich die Seiten 2 (4) und 3 (4) des E.1 auszufüllen. Bei Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge ist zusätzlich Seite 4 (4) auszufüllen.										
Bereitstellung der Messeinrichtung und Messstellenbetrieb soll erfolgen durch: <input type="checkbox"/> grundzuständigen MSB <input type="checkbox"/> anderen MSB _____										
Baustrombedarf	<input type="checkbox"/> nein	wenn ja: Leistung _____ kW								
Datenblatt zur Beurteilung von Netzzrückwirkungen (Vordruck E.2) bei Anschluss einer Bezugsanlage beigefügt?		<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein								
Zeitlicher Bauablaufplan beigefügt?		<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein								
Geplanter Inbetriebsetzungstermin / geplante Fertigstellung der Maßnahme _____										
_____	_____									
Ort, Datum	Unterschrift des Anschlussnehmers									

9105 ANMERKUNG\* Maximale Einspeiseleistung der Kundenanlage in das vorgelagerte Mittelspannungsnetz.

9106

<b>Antragstellung für Netzanschlüsse (Mittelspannung)</b>			2 (4)
(Vom Anschlussnehmer bei Erzeugungsanlagen / Mischanlagen / Speicher auszufüllen)			
Typ der Erzeugungsanlage (bei Energiemix Mehrfachnennung)	<input type="checkbox"/> Windenergie	<input type="checkbox"/> Wasserkraft	<input type="checkbox"/> .....
	<input type="checkbox"/> Photovoltaik	<input type="checkbox"/> Freifläche	<input type="checkbox"/> Dachfläche
	<input type="checkbox"/> KWK-Anlage	Eingesetzter Brennstoff (z. B. Erdgas, Biogas, Biomasse)	
	<input type="checkbox"/> Therm. Kraftwerk	.....	
	<input type="checkbox"/> Speicher / Speichersystem	Betriebsmodus: <input type="checkbox"/> Bezugsspitzenabdeckung / Eigenverbrauchsoptimierung <input type="checkbox"/> Regelenenergiemarkt / Systemdienstleistungen <input type="checkbox"/> Inselbetrieb <input type="checkbox"/> Sonstiges: .....	
	<input type="checkbox"/> Notstromaggregat mit > 100 ms Netzparallelbetrieb <input type="checkbox"/> Notstromaggregat mit ≤ 100 ms Netzparallelbetrieb	Betriebsmodus: <input type="checkbox"/> ausschließlich Probetrieb nach DIN 6280-13 bzw. VDE 0100-560 (VDE 0100 560) <input type="checkbox"/> Bezugsspitzenabdeckung <input type="checkbox"/> Regelenenergiemarkt <input type="checkbox"/> .....	
<u>Maßnahme Erzeugungsanlage</u>	<input type="checkbox"/> Neuerrichtung	<input type="checkbox"/> Erweiterung / Änderung	<input type="checkbox"/> Rückbau
Leistungsangaben	Vorhanden (Bestand)	Neuerrichtung / Erweiterung / Rückbau	im Endausbau(neuer geplanter Gesamtwert)
maximale Erzeugungswirkleistung, kumuliert $\sum P_{Amax}^*$	.....kW	.....kW	.....kW
maximale Erzeugungsscheinleistung, kumuliert $\sum S_{Amax}^*$	.....kVA	... ..kVA	... ..kVA
Bei PV: Modulleistung [kWp]			
Eigenbedarf der Erzeugungsanlage .....kW			
Einspeisung der Gesamtenergie in das Netz des Netzbetreibers?			<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein
Einspeiseüberwachung ( $P_{AV,E}$ – Überwachung) am Netzanschlusspunkt vorgesehen ?			<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein
Anmerkungen zur Erzeugungsanlage: .....			

9107 \* Ergibt sich aus der Summe, der maximalen 10 Minuten Mittelwerte aller installierten Erzeugungseinheiten und  
 9108 Speicher nach Angaben aus den Einheitenzertifikaten am Netzanschlusspunkt. Etwaige dauerhaften  
 9109 Wirkleistungsrosselungen an den Erzeugungseinheiten sind zu berücksichtigen. Bei Erzeugungseinheiten und Speicher  
 9110 ohne Einheitenzertifikat kann alternativ die Bemessungswirkleistung PrE und SrE verwendet werden.

9111 \*\* Modulleistung (maximale Ausgangsleistung ( $P_{max}$ ) bei Standard Test Conditions (STC-Bedingungen)) nach DIN EN  
 9112 50380 (0126-390).

<b>Antragstellung für Netzanschlüsse (Mittelspannung)</b>		3 (4)
(vom Anschlussnehmer auszufüllen; für jede neu geplante baulich unterschiedliche Erzeugungseinheit /Speicher bitte ein Datenblatt ausfüllen)		
Anzahl baugleicher Erzeugungseinheiten/Speicher: ..... Stück		
Einheitenzertifikat vorhanden <input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein ; wenn nein: <input type="checkbox"/> Prototyp <input type="checkbox"/> Nachweis über Einzelnachweisverfahren		
ZEREZ ID (Zusatzangaben Speicher weiterhin notwendig) :		
Sofern keine ZEREZ ID vorhanden, sind folgende Angaben notwendig:		
Einheitentyp	<input type="checkbox"/> doppelt gespeiste Asynchronmaschine	
	<input type="checkbox"/> Synchronmaschine (direkt gekoppelt)	
	<input type="checkbox"/> Netzkopplung mit Vollumrichter(nicht Speicher)*	
	<input type="checkbox"/> Speicher	
	Andere .....	
Einheitenhersteller:	.....	Typ: .....
Leistungsangaben der Erzeugungseinheit / des Speichers	Bemessungsscheinleistung $S_{rE}^*$	..... kVA
	maximale Wirkleistung (10-Minuten Mittelwert) $P_{Emax}^{**}$	..... kW
	Beitrag zum Anfangs-Kurzschlusswechselstrom $I_K^{''}$ ..... kA ***	bei ..... V
	<input type="checkbox"/> Deckblatt des Einheitenzertifikates nach VDE-AR-N 4110 und Auszug aus dem Prüfbericht Netzverträglichkeit der FGW TR 3 beigefügt	
Bei direkt gekoppelten Synchrongeneratoren: gesättigte subtransiente Längsreaktanz ..... %		
<input type="checkbox"/> Herstellerdatenblatt beigefügt		
Zusatzangaben bei Speichern		
Anschluss des Speichers	<input type="checkbox"/> über eigenen Wechselrichter <input type="checkbox"/> über den Wechselrichter einer anderen Erzeugungseinheit (bei EZSE) <input type="checkbox"/> direkter Anschluss an das Wechselstrom-/Drehstromnetz	
Betrieb des Speichers	<input type="checkbox"/> Bezug und Einspeisung in das Netz des Netzbetreibers	Einspeisung des Speichers in das Netz des Netzbetreibers gleichzeitig mit Erzeugungseinheiten geplant <input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein
	<input type="checkbox"/> Kein Bezug , aber Einspeisung in das Netz des Netzbetreibers	
	<input type="checkbox"/> Kein Bezug und keine Einspeisung in das Netz des Netzbetreibers	
	<input type="checkbox"/> Bezug, aber keine Einspeisung in das Netz des Netzbetreibers	

9113 \* Im Falle von Vollumrichtern sind im Formular E.1 3 (4) die netzseitigen Daten des Vollumrichters einzutragen

9114 \*\* Ist der Wert nicht explizit bekannt, kann die elektrische Bemessungswirkleistung  $P_{rE}$  der Erzeugungseinheit verwendet  
 9115 werden. Im Falle von PV-Anlagen und Speichern sind diese Größen für die Wechselrichter anzugeben.

9116 \*\*\* Für eine Abschätzung kann der Anteil aus den Erzeugungseinheiten ohne Wechselrichter ( $I_K^{''}$ ) und der Effektivwert  
 9117 des Quellenstroms aus Erzeugungseinheiten mit Wechselrichter ( $I_{skPF}$ )(11.2.11) addiert werden.

9118

<b>Antragstellung für Netzanschlüsse (Mittelspannung)</b>		4 (4)	
(Vom Anschlussnehmer bei Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge auszufüllen)			
Allgemeine Angaben zu den Ladeeinrichtungen		<input type="checkbox"/> öffentlich <input type="checkbox"/> nicht öffentlich (privat)	
Leistungsangabe der Ladeeinrichtungen		Maximal gleichzeitiger Wirkleistungsbezug der Ladeeinrichtungen	..... kW
		Lademanagement zur Steuerung der Ladeeinrichtungen geplant*	<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein
Informationen je baugleicher Ladeeinrichtung	Anzahl der Ladeeinrichtung	Maximale Ladeleistung der Ladeeinrichtung	Ladetechnik
		.... kW	<input type="checkbox"/> AC <input type="checkbox"/> DC** <input type="checkbox"/> BiDi*** ZEREZ ID:
			<input type="checkbox"/> AC <input type="checkbox"/> DC**
			<input type="checkbox"/> AC <input type="checkbox"/> DC**
Zählung	Wird eine separate Zählung der Ladeeinrichtungen durch den grundzuständigen oder einem 3. Messtellenbetreiber gewünscht?		<input type="checkbox"/> ja*** <input type="checkbox"/> nein

9119 \* Der Netzbetreiber kann eine technische Einrichtung zur Steuerung der Wirkleistung verlangen.

9120 \*\* Die Blindleistungsvorgaben des Netzbetreibers bei DC Ladeeinrichtungen > 12 kVA sind zu beachten.

9121 \*\*\* Inbetriebnahme-/Inbetriebsetzungsauftrag erforderlich.

9122 **E.2 Datenblatt zur Beurteilung von Netzurückwirkungen**

9123 (Dieses Formular ist zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-Anwendungsregel bestimmt.)

<b>Datenblatt zur Beurteilung von Netzurückwirkungen</b>		1 (2)
(Durch Anschlussnehmer mit Bezugsanlagen auszufüllen)		
<b>Anlagenanschrift</b>	Straße, Hausnummer: PLZ, Ort:	
<b>Netztransformatoren</b>	Anzahl und Bemessungsscheinleistung: Für den größten Netztransformator sind die folgenden Felder auszufüllen:	
	Bemessungsspannung (Oberspannungsseite):	kV
	Bemessungsspannung (Unterspannungsseite):	kV
	Bemessungsscheinleistung des Netztransformators $S_{rT}$ :	kVA
	Relative Kurzschlussspannung $u_K$ :	%
	Schaltgruppe:	
	Stufenschalter:	±    %, in    Stufen
Einbauort:	<input type="checkbox"/> OS-seitig <input type="checkbox"/> US-seitig	
<b>Blindleistungs- kompensation</b>	Bereich der einstellbaren Blindleistung	kvar (induktiv) bis kvar (kapazitiv)
	Festkompensation	kvar
	<input type="checkbox"/> In Stufen schaltbar; Stufenanzahl:	<input type="checkbox"/> Stufenlos regelbar
	Verdrosselungsgrad/Resonanzfrequenz:	
	<input type="checkbox"/> Schematischer Übersichtsschaltplan beigefügt <input type="checkbox"/> Herstellerdatenblatt beigefügt	
<b>Motoren (≥ 50 kVA)</b>	<input type="checkbox"/> Asynchronmotor <input type="checkbox"/> Synchronmotor <input type="checkbox"/> Antrieb mit Stromrichter	
	Anzahl und Bemessungsscheinleistung: Für den größten Motor (größter Anlaufstrom) sind die folgenden Felder auszufüllen:	
	Bemessungsscheinleistung:    kVA	Bemessungsspannung:    V
	Bemessungsdrehzahl:    1/min	Bemessungsstrom:    A
	Leistungsfaktor:	Wirkungsgrad:
	Asynchronmotor	Verhältnis Anlaufstrom/Bemessungsstrom $I_a/I_r$ : Anlaufschaltung: <input type="checkbox"/> direkt <input type="checkbox"/> Stern/Dreieck <input type="checkbox"/> Sonstige
	Synchronmotor	Subtransiente Längsreaktanz: Subtransiente Querreaktanz: (bitte Herstellerdatenblatt mit den elektrischen Daten beifügen)
	Verhalten am Netz	Anzahl der Anläufe je h:
		Anlauf mit Last oder ohne Last:
		Anzahl der Last- bzw. Drehrichtungswechsel:    je min

9124

<b>Datenblatt zur Beurteilung von Netzurückwirkungen</b>		2 (2)								
(Durch Anschlussnehmer mit Bezugsanlagen auszufüllen)										
<b>Schweißmaschinen</b> ≥ 20 kVA	Anzahl und Höchstschweißleistung:									
	Für die größte Schweißmaschine sind die folgenden Felder auszufüllen:									
	Höchstschweißleistung:	kVA								
	Leistungsfaktor:									
	Anzahl der Schweißungen:	je min								
	Dauer einer Schweißung:	s								
	Form des Stromimpulses: <input type="checkbox"/> Dreieck <input type="checkbox"/> Viereck <input type="checkbox"/> Sägezahn									
<b>Lichtbogenöfen</b>	Summe der Bemessungsscheinleistungen: ..... kVA									
	Anzahl und Bemessungsscheinleistung: ..... kVA									
<b>Stromrichter</b> (≥ 50 kVA)	Anzahl und Bemessungsscheinleistung:									
	Für den größten Stromrichter sind die folgenden Felder auszufüllen:									
	Bemessungsscheinleistung: kVA									
	Pulszahl bzw. Schaltfrequenz:									
	Schaltung (Brücke, Mittelpunktschaltung...):									
	Steuerung: <input type="checkbox"/> gesteuert <input type="checkbox"/> ungesteuert									
	<input type="checkbox"/> Zwischenkreis vorhanden <span style="margin-left: 100px;"><input type="checkbox"/> Glättung: <input type="checkbox"/> induktiv <input type="checkbox"/> kapazitiv</span>									
	Stromrichtertransformator	Bemessungsscheinleistung $S_{rT}$ : kVA								
		Relative Kurzschlussspannung $u_k$ : %								
		Schaltgruppe:								
	Kommutierungsinduktivitäten: mH									
	Herstellerangaben zu den netzseitigen Oberschwingungsströmen (bei höherpulsigen Stromrichtern (z. B. 36-Puls-Stromrichter) ist die folgende Tabelle entsprechend zu erweitern):									
Ordnungszahl	3	5	7	9	11	13	17	19	23	25
$I_v$ [A]										
<b>Bemerkungen</b> beispielsweise schaltbare Verbrauchslasten zur Bereitstellung von Regelleistung										
Ort, Datum	Unterschrift des Anschlussnehmers									

9126 **E.3 Netzanschlussplanung**

9127 (Dieses Formular ist zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-Anwendungsregel bestimmt.)

<b>Netzanschlussplanung (Mittelspannung)</b>		1 (1)
(Checkliste für den Netzbetreiber für die Festlegung des Netzanschlusses)		
<b>Anlagenanschrift</b>	Stationsname/Feld-Nr. Straße, Hausnummer PLZ, Ort	   
Vereinbarte Anschlusswirk- und -scheinleistung für Bezug und Einspeisung geklärt?		<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein
Spannungsebene und Netzanschlusspunkt geklärt?		<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein
Standort der Übergabestation und Leitungstrassen des Netzbetreibers geklärt?		<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein
Anschlussart Kabel/Freileitung geklärt?		<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein
Aufbau der Mittelspannungs-Schaltanlage geklärt?		<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein
Art der Sternpunktbehandlung an Anschlussnehmer bekannt gegeben?		<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein
Erforderliche Schutzeinrichtungen für netzseitige Eingangsschaltfelder, das Übergabeschaltfeld und die Abgangsschaltfelder geklärt?		<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein
Fernsteuerung/Fernüberwachung und erforderliche Umschaltautomatiken geklärt?		<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein
Messkonzept, Art und Anordnung der Messeinrichtung geklärt?		<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein
Eigentums-, Betriebsführungs-, Verfügungsbereichs- und Bedienbereichsgrenze geklärt?		<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein
Liefer- und Leistungsumfang vom Anschlussnehmer und Netzbetreiber geklärt?		<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein

9128

9129

9130 **E.4 Errichtungsplanung**

9131 (Dieses Formular ist zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-Anwendungsregel bestimmt.)

<b>Errichtungsplanung (Mittelspannung)</b>	1 (1)
(Spätestens 10 Wochen vor Bestellung von Stationskomponenten/Baubeginn/Beginn der Werksfertigung der Übergabestation vom Anschlussnehmer an den Netzbetreiber zu übergeben)	
<b>Anlagenanschrift</b>	Stationsname/Feld-Nr. _____ Straße, Hausnummer _____ PLZ, Ort _____
<b>Anschlussnehmer</b>	Firma _____ Vorname, Name _____ Straße, Hausnummer _____ PLZ, Ort _____ Telefon, E-Mail _____
<b>Anlagenerrichter</b>	Firma, PLZ, Ort _____ Telefon, E-Mail _____
Maßstäblicher Lageplan des Grundstückes mit eingezeichnetem Standort der Übergabestation, der Leitungstrassen sowie der vorhandenen und geplanten Bebauung, mindestens im Maßstab 1:500, beigelegt?	<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein
Einphasiger Übersichtsschaltplan der gesamten Übergabestation einschließlich Eigentums-, Betriebsführungs-, Verfügungs- und Bedienbereichsgrenzen, Netztransformatoren, Mess-, Schutz- und Steuereinrichtungen (wenn Schutzanlagen vorhanden, Darstellung, wo die Messgrößen für die Kurzschluss- und bei Erzeugungsanlagen zusätzlich für die Entkopplungsschutzeinrichtungen erfasst werden und auf welche Schaltgeräte die Schutzanlage wirkt, Daten der Hilfsenergiequelle); Darstellung der kundeneigenen Mittelspannungs-Leitungsverbindungen, Angaben von Kabeltypen, -längen und querschnitten- und Angabe der technischen Kennwerte der nachgelagerten kundeneigenen Mittelspannungs-Schaltanlagen, beigelegt?	<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein
Zeichnungen aller Mittelspannungs-Schaltfelder mit Anordnung der Geräte beigelegt? (Montagezeichnungen)	<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein
Darstellung des Messkonzeptes, Anordnung der Mess- und Zählleinrichtung mit Einrichtungen zur Datenfernübertragung, Anordnung der Fernwirktechnik, Netzwerkplan mit allen sekundärtechnischen Komponenten, Kommunikationsschnittstellen und Prozessdatenumfang in der Übergabestation beigelegt?	<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein
Grundrisse und Schnittzeichnungen (möglichst im Maßstab 1:50) der Übergabestation inkl. der dazugehörigen Betriebsräume für die Mittelspannungs-Schaltanlage und Netztransformatoren beigelegt? (Aus diesen Zeichnungen muss auch die Trassenführung der Leitungen und der Zugang zur Schaltanlage ersichtlich sein)	<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein
Nachweis der Kurzschlussfestigkeit für die gesamte Übergabestation, Nachweis des Schutzes vor Gefährdung durch Störlichtbögen nach DIN EN 62271-202 (VDE 0671-202) bzw. DIN EN 62271-200 (VDE 0671-200) (z. B. IAC-Klassifikation) oder nach DIN EN 61936-1 (VDE 0101-1) (unter anderem Druckberechnung und Ableitung der Störlichtbogengase) beigelegt?	<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein
Liegt eine einvernehmliche Regelung bezüglich des Standortes und Betriebes der Übergabestation zwischen dem Haus- und Grundstückseigentümer und dem Anschlussnehmer (wenn dies unterschiedliche Personen sind) vor und liegt die Zustimmung des Grundstückseigentümers zur Errichtung und Betrieb der Leitungstrassen vor?	<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein
Erklärung zur Erfüllung der technischen Anforderungen dieser VDE-Anwendungsregel und der TAB des Netzbetreibers beigelegt?	<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein
Zeitlicher Bauablaufplan beigelegt?	<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein
_____	_____
Ort, Datum	Unterschrift des Anschlussnehmers

9132  
9133

## E.5 Inbetriebsetzungsauftrag

(Dieses Formular ist zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-Anwendungsregel bestimmt.)

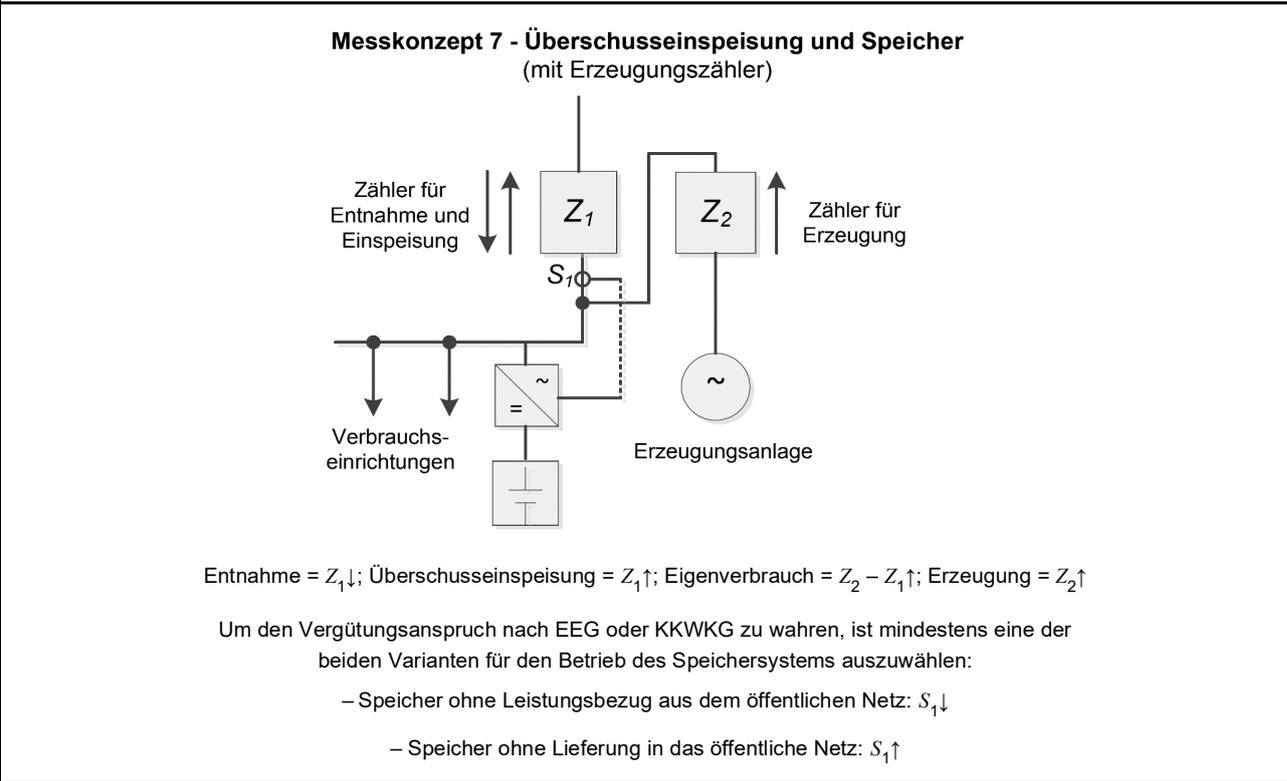
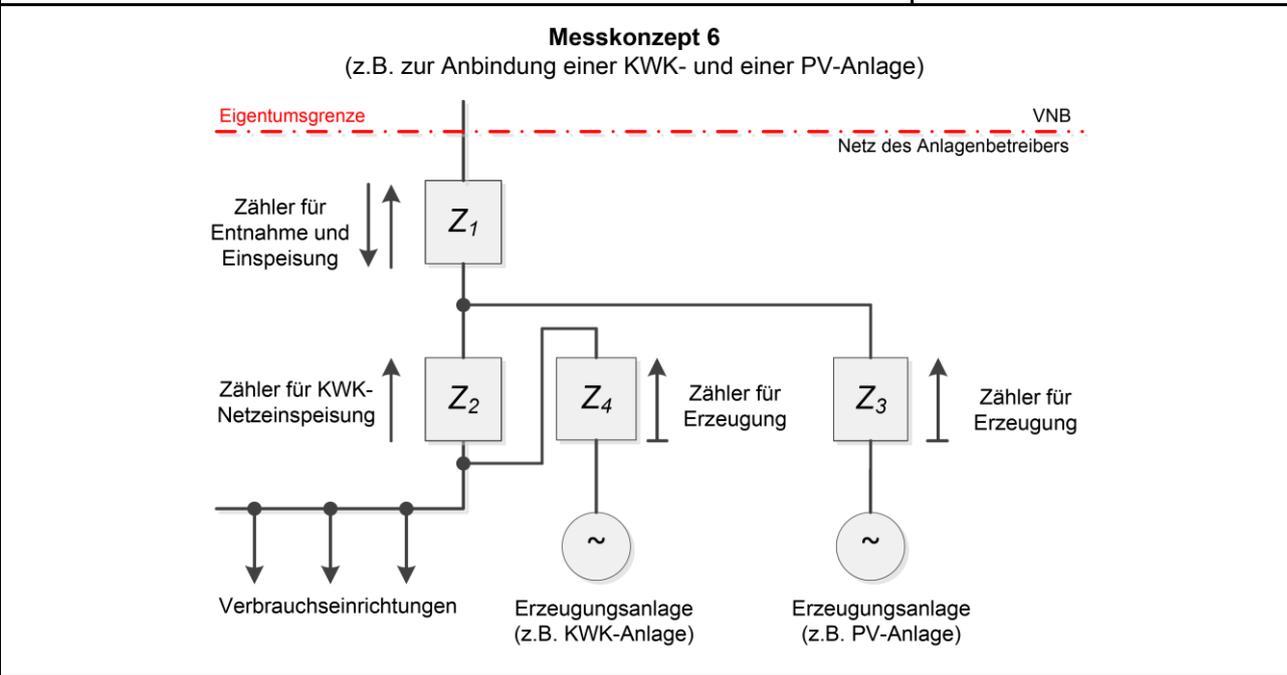
<b>Inbetriebsetzungsauftrag (Mittelspannung)</b>		1 (3)
(vom Anlagenerrichter auszufüllen)		
<b>Anlagenanschrift</b>	Stationsname/Feld-Nr.: _____	
	Straße: _____ Hausnummer, Zusatz: _____ bis _____	
	PLZ: _____ Ort: _____	
<b>Anschlussnutzer</b> (Der Anschlussnutzer verpflichtet sich, dem Netzbetreiber Änderungen der Daten unverzüglich anzuzeigen.)	Firma: _____ E-Mail Adresse: _____	
	Name: _____ Vorname: _____	
	Straße: _____ Hausnummer, Zusatz: _____ bis _____	
	PLZ: _____ Ort: _____	
	Postfach: _____ Telefon: _____ Fax: _____	
<b>Messstellenbetrieb (MSB)</b>	Die Bereitstellung der Messeinrichtung und der Messstellenbetrieb soll erfolgen durch:	
	<input type="checkbox"/> grundzuständigen Messstellenbetreiber	<input type="checkbox"/> anderen Messstellenbetreiber MSB-ID laut MSB-Rahmenvertrag: _____
Messeinrichtung für o. g. Messstelle	Diese Mitteilung ersetzt nicht die Verpflichtungen gemäß MsbG (z. B. § 5, § 6, § 14).	
	<input type="checkbox"/> Einbau	<input type="checkbox"/> Ausbau; Nr. des auszubauenden Zählers: _____
	<input type="checkbox"/> Lastgangzähler	<input type="checkbox"/> Wechsel
<b>Messkonzept</b> Eigentümer Wandler	<input type="checkbox"/> intelligentes Messsystem	
	Bitte Nr. (0/1/2/3/4/5/6/7) des zutreffenden Messkonzeptes angeben: _____	
	Sollte die gewünschte Messanordnung keinem der dargestellten Messkonzepte entsprechen, so ist dieses im Vorfeld mit dem Netzbetreiber abzustimmen und auf einem separaten Blatt darzustellen.	
	<input type="checkbox"/> VNB	<input type="checkbox"/> 3. Messstellenbetreiber
<b>Anlagendaten</b>	<input type="checkbox"/> Neuanlage	<input type="checkbox"/> Anschlussnehmer
	<input type="checkbox"/> Wiederinbetriebsetzung	<input type="checkbox"/> Anlagenänderung
	<input type="checkbox"/> Gewerbe	<input type="checkbox"/> Landwirtschaft
	<input type="checkbox"/> Industrie	<input type="checkbox"/> Industrie
	<input type="checkbox"/> EEG- Anlage	<input type="checkbox"/> KWK-G
	<input type="checkbox"/> Mischanlage/Speicher	<input type="checkbox"/> Mischanlage/Speicher
	<input type="checkbox"/> sonst. Einspeiser _____	
	<input type="checkbox"/> Baustrom	<input type="checkbox"/> sonst. Kurzzeitanschluss _____
	maximal gleichzeitige Bezugsleistung _____ kW	maximal gleichzeitige Einspeiseleistung _____ kW
	voraussichtliche zu beziehende Jahresenergiemenge _____ kWh	
	voraussichtliche erzeugte Jahresenergiemenge _____ kWh	
	voraussichtliche eingespeiste Jahresenergiemenge _____ kWh	
Netzeinspeisung aus	<input type="checkbox"/> Windenergie	<input type="checkbox"/> Wasserkraft
	<input type="checkbox"/> BHKW	<input type="checkbox"/> Photovoltaik
	<input type="checkbox"/> Andere _____	
Terminabsprache erwünscht, Tel.: _____		
Hinweis für Erzeugungsanlagen	Die Mitteilung zur Direktvermarktung und die Bilanzkreiszuordnung sind mit dem Netzbetreiber separat abzustimmen.	
<b>Hinweis zur Stromlieferung</b>	Vor der Aufnahme der Anschlussnutzung ist vom Anschlussnutzer ein Stromliefervertrag mit einem Stromlieferanten zu schließen.	
	Ort, Datum	Unterschrift Anschlussnutzer (Auftraggeber)
<b>Bemerkungen</b>	_____	
<b>Inbetriebsetzung</b>	Die Übergabestation ist unter Beachtung der geltenden Rechtsvorschriften und behördlichen Verfügungen sowie nach den anerkannten Regeln der Technik, insbesondere nach den DIN VDE Normen, nach den Bedingungen der VDE-AR-N 4110 und den Technischen Anschlussbedingungen des Netzbetreibers von mir/uns errichtet, geprüft und fertig gestellt worden und zur Inbetriebsetzung bereit. Die Ergebnisse der Prüfungen sind dokumentiert.	
Ort, Datum	Unterschrift und Firmen-Stempel Anlagenerrichter (Elektrofachbetrieb) (nicht Lieferant der Übergabestation)	

<p><b>Inbetriebsetzungsauftrag (Mittelspannung)</b></p> <p>Messkonzepte und Hinweise</p> <p>Es sind grundsätzlich Lastgangmessungen, einzusetzen. Die Zählrichtungspfeile stellen die abrechnungsrelevanten Wirkleistungsrichtungen dar.</p>	<p align="right">2 (3)</p>
<p align="center"><b>Messkonzept 0 - Entnahme</b></p> <p align="center">Entnahme (Verbrauchseinrichtung) = <math>Z_1\downarrow</math></p>	<p align="center"><b>Messkonzept 1 - Volleinspeisung</b></p> <p align="center">Entnahme (Erzeugungsanlage) = <math>Z_2\downarrow</math>; Einspeisung = <math>Z_2\uparrow</math> Entnahme (Verbrauchseinrichtung) = <math>Z_1\downarrow</math></p>
<p align="center"><b>Messkonzept 2 - Überschusseinspeisung (ohne Erzeugungszähler)</b></p> <p align="center">Entnahme = <math>Z_1\downarrow</math>; Überschusseinspeisung = <math>Z_1\uparrow</math></p>	<p align="center"><b>Messkonzept 3 - Überschusseinspeisung (mit Erzeugungszähler)</b></p> <p align="center">Entnahme = <math>Z_1\downarrow</math> Überschusseinspeisung = <math>Z_1\uparrow</math>; Eigenverbrauch = <math>Z_2 - Z_1\uparrow</math> Erzeugung = <math>Z_2</math></p>
<p align="center"><b>Messkonzept 4 - KWK-Untermessung (§ 6 Abs. 3 KWKG 2015, geändert 2017)</b></p> <p align="center">Entnahme = <math>Z_1\downarrow</math>; Überschusseinspeisung (KWK) = <math>Z_1\uparrow</math> Erzeugung (KWK) = <math>Z_2\uparrow</math>; nicht in das öffentliche Mittelspannungsnetz eingespeiste Energie = <math>Z_2\uparrow - Z_1\uparrow</math></p>	<p align="center"><b>Messkonzept 5 - Kaufmännisch-bilanzielle Weitergabe (nur bei EEG- und KWKG-Erzeugungsanlagen)</b></p> <p align="center">Entnahme = <math>Z_1\downarrow + (Z_2 - Z_1\uparrow)</math>; Einspeisung EEG = <math>Z_2\uparrow</math></p>

**Inbetriebsetzungsauftrag (Mittelspannung)**

3 (3)

Messkonzepte und Hinweise



**9135 Hinweise:**

- 9136 - Nachdem das EEG/KWK-G keine expliziten Vorgaben für Messkonzepte macht, kann keine Gewähr für deren rechtliche Verbindlichkeit übernommen werden.
- 9137 - Die Messkonzepte erheben keinen Anspruch auf Vollständigkeit.

9139  
9140

**E.6 Erdungsprotokoll**

(Dieses Formular ist zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-Anwendungsregel bestimmt.)

<b>Erdungsprotokoll (Mittelspannung)</b> (vom Anlagenerrichter auszufüllen)		1 (2)
Ident.-Nr./Ort:	Protokoll-Nr.:	
Anlagenteil:	Nr.:	
<b>1. Art der Prüfung:</b> <input type="checkbox"/> Erstprüfung <input type="checkbox"/> Wiederholungsprüfung <input type="checkbox"/> _____		
<b>2. Erdungsanlage</b>		
<b>Art:</b> <input type="checkbox"/> Oberflächenerder (Ring-, Strahlenerder) <input type="checkbox"/> Tiefenerder <input type="checkbox"/> Fundamenterder		
Erdung ausgeführt nach Zeichnung Nr.:		
Erforderliche Werte: (werden vom Netzbetreiber vorgegeben)	$Z_E = \Omega$	$R_A \leq \Omega \rightarrow$ „niederohmig wirksam“
$Z_E$ Erdungsimpedanz (resultierender Gesamtwiderstand aller elektr. verbundenen Leiter) zur Einhaltung der maximalen Berührungsspannung von _____ V $R_A$ Prüfwert für den Ausbreitungswiderstand des Einzelerders (Die Ermittlung von $R_A$ bei der Wiederholungsprüfung und Vergleich mit der Erstprüfung kann einen Hinweis auf den Korrosionszustand der Erdungsanlage liefern.)		
<b>3. Messgeräte</b>		
Messung/Prüfung der/des Einzelerders	Fabrikat:	Typ:                      ID:
Messung der Erdungsimpedanz (System)	Fabrikat:	Typ:                      ID:
<b>4. Messungen</b>		
Datum:	Zeit:	
Bodenzustand:		
Bodenart:		
Messmethode für die Messung der Erdungsimpedanz: <input type="checkbox"/> Erdungsmessbrücke <input type="checkbox"/> Strom-Spannungs-Messung (mit Netzbetreiber abgestimmte Nachweise liegen bei)		
4.1 Hilfsstromkreise für Strom-Spannungs-Messung		
Spannungsquelle:	Hilfserder:	
Einspeisestelle in die Erdungsanlage:		
4.2 Messwerte		
Ausbreitungswiderstand/Erd-Schleifenwiderstand der Einzelerder		
Erder		
$R_A$ in $\Omega$		
Erdungsimpedanz $Z_E = \Omega$		
Erdungsimpedanzmessung kann entfallen, da ein „globales Erdungssystem“ vorliegt: <input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein (zutreffendes bitte ankreuzen)		
Daten zu Messtrassen: Siehe Seite 2/2		
Die ermittelten Werte genügen den Anforderungen: <input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein       (zutreffendes bitte ankreuzen)		
<b>5. Lageskizze der Erdungsanlage und ggf. der Messtrasse(n)/Bemerkungen</b>		
<input type="checkbox"/> Skizze auf separatem Blatt <input type="checkbox"/> Fotodokumentation <input type="checkbox"/> weitere Unterlagen		

<b>Erdungsprotokoll (Mittelspannung)</b> (vom Anlagenerrichter auszufüllen)				2 (2)	
Messtrasse	Abstand Messobjekt – Hilfserder [m]	Abstand Messobjekt-Sonde [m]	$Z_E$ bzw. $R_A$ [Ω]	Abweichung	
				[Ω]	[%]
<b>6. Anlagebesichtigung</b>					
<b>Erder (bei Neuerrichtung komplett, bei Wiederholungsprüfung nur Erdübergangsbereich)</b>					
		i.O.	nicht i.O.	Bemerkungen	
– Angabe des verwendeten Werkstoffes/Leitertyps/Querschnitts _____					
– Werkstoff, Mindestmaße, Ausführung und Anordnung nach DIN EN 50522 (VDE 0101-2) <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> _____					
– Korrosionszustand <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> _____					
– Kontrolle der Schraubverbinder <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> _____					
– Such-/Kontrollschachtung durchgeführt <input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein _____					
<b>Erdungsleitung</b>					
– Angabe des verwendeten Werkstoffes/Leitertyps/Querschnitts _____					
– Werkstoff, Mindestmaße, Ausführung nach DIN EN 50522 (VDE 0101-2) <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> _____					
– Korrosionszustand <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> _____					
– Kontrolle der Schraubverbinder <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> _____					
– Bezeichnungsschilder <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> _____					
<b>Erdungsmaßnahme</b>					
– an Betriebsmittel/Anlagen nach DIN VDE 0141 (VDE 0141)/ DIN EN 50522 (VDE 0101-2) <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> _____					
– Kontrolle der Schraubverbinder <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> _____					
<b>Bestandsdokumentation in Übergabestation abgelegt</b>					
_____ <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> _____					
_____ <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> _____					
<b>7. Prüfergebnis</b>					
<input type="checkbox"/> unwesentliche bzw. ohne Mängel					
<input type="checkbox"/> wesentliche Mängel (Überwachung und Mängelbeseitigung sind erforderlich)					
<input type="checkbox"/> erhebliche Mängel führt zu <input type="checkbox"/> Personengefahr <input type="checkbox"/> Betriebsmittelgefährdung und wurde bis zur Behebung stillgelegt					
Weitere Vorgehensweise:					
Der Anlagenbetreiber ist verpflichtet, die im Rahmen der Zustandsfeststellung festgestellten Mängel unverzüglich bzw. zur vereinbarten Frist zu beseitigen.					
<input type="checkbox"/> Eine Nachprüfung ist nicht erforderlich.					
<input type="checkbox"/> Eine Nachprüfung ist erforderlich und festgesetzt auf den _____					
Hinweise/Beschreibung: _____					
Prüfer	Ort der Prüfung	Datum	Unterschrift	Firmenanschrift und Telefon-Nr.	

9142  
9143

**E.7 Inbetriebsetzungsprotokoll für Übergabestationen**

(Dieses Formular ist zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-Anwendungsregel bestimmt.)

<b>Inbetriebsetzungsprotokoll (Mittelspannung)</b> (vom Betreiber der Übergabestation auszufüllen)		1 (1)
<b>Anlagenanschrift</b>	Stationsname/Feld-Nr. .... Straße, Hausnummer ..... PLZ, Ort .....	
<b>Anlagenbetreiber</b>	Vorname, Name ..... Telefon, E-Mail .....	
<b>Anlagenerrichter</b>	Firma, Ort ..... Telefon, E-Mail .....	
<b>Messstellenbetrieb</b>	Die Bereitstellung der Messeinrichtung erfolgt durch den grundzuständigen Messstellenbetreiber oder durch einen anderen Messstellenbetreiber – MSB – (In diesem Fall bitte die MSB-ID laut MSB-Rahmenvertrag angeben): .....	
<b>Stationsdaten</b>	<input type="checkbox"/> Stich <input type="checkbox"/> Doppelstich <input type="checkbox"/> Einschleifung <input type="checkbox"/> Bezugskunde <input type="checkbox"/> Einspeiser <input type="checkbox"/> Mischanlage/Speicher	
<b>Tonfrequenzsperrn</b>	In der Anschlusszusage gefordert: <input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein Eingebaut: <input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein      Prüfprotokoll liegt vor: <input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein	
Dokumentation: Übergabe der aktualisierten Projektunterlagen mindestens 2 Wochen vor Inbetriebsetzung der Übergabestation an den Netzbetreiber erfolgt <input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein		
<input type="checkbox"/> Inbetriebsetzungsauftrag (E.5) vorhanden <input type="checkbox"/> netzvertriebliche Voraussetzungen erfüllt <input type="checkbox"/> Netzführungsvereinbarung vorhanden <input type="checkbox"/> Übersichts Schaltplan, ggf. Schaltpläne Sekundärtechnik <input type="checkbox"/> Prüfprotokoll des Übergabeschutzes und bei Erzeugungsanlagen des übergeordneten Entkupplungsschutzes <input type="checkbox"/> Schutz mit Schalterauslösung geprüft <input type="checkbox"/> Beglaubigungsscheine der Wandler <input type="checkbox"/> Protokoll der Erdungsmessung	<input type="checkbox"/> Bestätigung nach DGUV Vorschrift 3 <input type="checkbox"/> Bei Erzeugungsanlagen: Einrichtung zum Netzsicherheitsmanagement geprüft Optional bei Fernwirkanlage: <input type="checkbox"/> Messwertübertragung geprüft <input type="checkbox"/> Meldungen geprüft <input type="checkbox"/> Fernsteuerung geprüft (inkl. Not-Aus LS) <input type="checkbox"/> Bei Erzeugungsanlagen: Messwertübertragung <i>P, Q</i> geprüft	
<b>Bemerkungen:</b> .....		
Die von mir/uns ausgeführte Installation der Übergabestation ist unter Beachtung der geltenden Rechtsvorschriften und behördlichen Verfügungen sowie nach den anerkannten Regeln der Technik, insbesondere nach den DIN VDE-Normen, der VDE-AR-N 4110 und nach den Technischen Anschlussbedingungen des Netzbetreibers von mir/uns errichtet, geprüft und fertig gestellt worden. Die Ergebnisse der Prüfungen sind dokumentiert. Im Rahmen der Übergabe hat der Anlagenerrichter den Anlagenbetreiber eingewiesen und die Übergabestation nach DGUV-Vorschrift 3 § 3 und § 5 für betriebsbereit erklärt. Die Übergabestation gilt im Sinne der zur Zeit gültigen DIN/VDEBestimmungen- und der Unfallverhütungsvorschrift DGUV Vorschrift 3 als abgeschlossene elektrische Betriebsstätte. Diese darf nur von Elektrofachkräften oder elektrisch unterwiesenen Personen betreten werden. Laien dürfen die abgeschlossene elektrische Betriebsstätte nur in Begleitung vorgenannter Personen betreten.		
.....	.....	.....
Ort, Datum	Anlagenbetreiber	Anlagenerrichter (Elektrofachbetrieb)
Die Anbindung der Übergabestation an das Mittelspannungsnetz erfolgte : Datum.....Uhrzeit:.....		
.....	.....	
Ort, Datum,	Netzbetreiber	

9144  
9145

### E.8 Datenblatt einer Erzeugungsanlage/eines Speichers – Mittelspannung

(Dieses Formular ist zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-Anwendungsregel bestimmt.)

<b>Datenblatt einer Erzeugungsanlage – Mittelspannung</b>		1 (4)
(vom Anschlussnehmer auszufüllen, gilt auch für Mischanlagen und Speicher)		
Einspeiser-Nr. des Anschlussnehmers _____		
Anlagenstandort	PLZ, Ort, Ortsteil _____ Straße, Hausnummer oder Flurstück-Nr. / Gemarkung _____	
Anschlussnehmer	Firma _____ Vorname, Name _____ Straße, Hausnummer _____ PLZ, Ort _____ Telefon, E-Mail _____	
Die Angaben zur Erzeugungsanlage aus dem Datenblatt E.1 Seite 2(4) und Seite 3(4) sind weiterhin aktuell ?  Sind die Angaben aus den Datenblatt E.1 Seite 2(4) und Seite 3(4) nicht mehr aktuell, müssen diese aktualisiert mit dem E.8 eingereicht werden. Bei Änderungen mit Auswirkung auf das Netz des Netzbetreibers kann eine neue Netzverträglichkeitsprüfung durch den Netzbetreiber notwendig werden.		<input type="checkbox"/> ja, Datum E.1 _____ <input type="checkbox"/> nein
Am Netzanschlusspunkt sind bestehende Erzeugungsanlagen/Speicher vorhanden ? <input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein Letztgültiges Anlagenzertifikat Nr.: _____ Datum: _____ ANMERKUNG Wenn für bestehende Erzeugungsanlagen/Speicher kein Anlagenzertifikat vorhanden ist, ist Seite 3 (4) im E.8 auszufüllen.		
Technische Mindestleistung der Erzeugungsanlage?		<input type="checkbox"/> ja, .....kW <input type="checkbox"/> nein
Inselbetrieb vorgesehen?		<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein
Schwarzstartfähigkeit vorhanden?		<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein

9146

<b>Datenblatt einer Erzeugungsanlage – Mittelspannung</b> (folgende Informationen müssen im Übersichtsschalplan der Erzeugungsanlage dargestellt werden)		2 (4)
Angaben zum Anschlussnehmer eigenen Netztransformator (wenn vorhanden)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Obere Bemessungsspannung <math>U_{rOS}</math> in kV</li> <li>• Untere Bemessungsspannung <math>U_{rUS}</math> in kV</li> <li>• Bemessungsscheinleistung <math>S_r</math> in MVA</li> <li>• Betriebsspannung (Reglersollspannung des Stufenschalter) <math>U_{bUS}</math> in kV</li> <li>• Kurzschlussspannung <math>u_k</math> in %</li> <li>• Schaltgruppe</li> <li>• Regelbereich Stufenschalter <math>\pm</math> in %</li> <li>• Stufenanzahl</li> </ul>	
Maschinentransformator	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bemessungsscheinleistung <math>S_r</math> in kVA</li> <li>• Kurzschlussspannung <math>u_k</math> in %</li> <li>• Schaltgruppe</li> <li>• Regelbereich Stufenschalter <math>\pm</math> in %</li> <li>• Geplante Stufung in kV/kV</li> <li>• Bemessungsspannung OS in kV</li> <li>• Bemessungsspannung US in kV</li> </ul>	
Angaben zum Anschlussnehmer eigenen MS-Netz	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sternpunktbehandlung (nur anzugeben, wenn das anschlussnehmereigene Netz galvanisch vom VNB-Netz getrennt ist)</li> <li>• schematischer Übersichtsplan des Netzes mit Angaben zu Typen, Längen und Querschnitten aller verwendeten Kabel</li> </ul>	
Blindleistungskompensationsanlage (wenn vorhanden)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bemessungsblindleistung</li> <li>• Anzahl Stufen</li> <li>• Verdrosselungsgrad in % /Resonanzfrequenz in Hz</li> </ul>	
Tonfrequenzsperre (wenn vorhanden)	Angabe in Hz	

<b>Datenblatt einer Erzeugungsanlage – Mittelspannung</b>		3 (4)
(vom Anschlussnehmer auszufüllen; für jede baulich unterschiedliche Erzeugungseinheit/Speicher im Bestand ohne Anlagenzertifikatbitte ein Datenblatt ausfüllen)		
Anzahl baugleicher Erzeugungseinheiten/Speicher: ..... Stück		
Einheitentyp	<input type="checkbox"/> doppelt gespeiste Asynchronmaschine	
	<input type="checkbox"/> Synchronmaschine (direkt gekoppelt)	
	<input type="checkbox"/> Netzkopplung mit Vollumrichter* (nicht Speicher)	
	<input type="checkbox"/> Speicher	
	Andere .....	
Einheitenhersteller: .....	Typ: .....	
Leistungsangaben	Bemessungsscheinleistung $S_{rE}$ *	..... kVA
	maximale Wirkleistung (10-Minuten Mittelwert) $P_{E_{max}}$ **	..... kW
	Beitrag zum Anfangs-Kurzschlusswechselstrom $I_k''$ ..... kA ***	bei ..... V
Bei direkt gekoppelten Synchrongeneratoren: gesättigte subtransiente Längsreaktanz ..... %		
<input type="checkbox"/> Herstellerdatenblatt beigefügt		

9148 \* Im Falle von Vollumrichtern sind die netzseitigen Daten der Vollumrichter einzutragen.

9149 \*\* Im Falle von PV-Anlagen und Speichern sind diese Größen für die Wechselrichter anzugeben.

9150 \*\*\* Für eine Abschätzung kann der Anteil aus den Erzeugungseinheiten ohne Wechselrichter ( $I_k''$ ) und der Effektivwert des  
 9151 Quellenstroms aus Erzeugungseinheiten mit Wechselrichter ( $I_{skPF}$ ) (11.2.11) addiert werden. 11.2.9) addiert werden.

9152

<b>Datenblatt einer Erzeugungsanlage – Mittelspannung</b> (Checkliste für die vom Anschlussnehmer an den Netzbetreiber zu übergebenden Informationen; vom Anschlussnehmer auszufüllen)	4 (4)
Einphasiger Übersichtsschaltplan der Kundenanlage (Mindestvorgaben): <span style="float: right;"><input type="checkbox"/></span> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Übergabestation (Mittelspannungsschaltanlage mit Angabe der technischen Kennwerte)</li> <li>• Mess-, Schutz- und Steuereinrichtungen (wenn Schutzeinrichtungen vorhanden, Darstellung, wo die Messgrößen für die Kurzschluss- und bei Erzeugungsanlagen zusätzlich für die Entkupplungsschutzeinrichtungen erfasst werden und auf welche Schaltgeräte die Schutzeinrichtung wirkt, Daten der Hilfsenergiequelle);</li> <li>• Netztransformatoren/Maschinentransformatoren (siehe Seite 2(4))</li> <li>• Darstellung der kundeneigenen Mittelspannungs-Leitungsverbindungen (siehe Seite 2(4))                         <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Angaben von Kabeltypen, -längen und -querschnitten</li> </ul> </li> </ul>	
Aktuell geplanter Inbetriebsetzungstermin .....	
Dieses Datenblatt und das Datenblatt Antragstellung (E.1) dienen zusammen mit dem vom Netzbetreiber auszufüllenden Fragebogen E.9 als Grundlage zur Erstellung des Anlagenzertifikates. Bei Veränderungen jeglicher Art ist der zuständige Netzbetreiber unverzüglich schriftlich zu informieren. Nur vollständig ausgefüllte Datenblätter werden bearbeitet.	
..... Ort, Datum	..... Unterschrift des Anschlussnehmers

9153

9154  
9155

### E.9 Netzbetreiber-Abfragebogen

(Dieses Formular ist zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-Anwendungsregel bestimmt.)

<b>Datenabfragebogen Netzbetreiber für Neuanlagen</b>							1 (7)		
Anschluss/Änderung einer Erzeugungsanlage/eines Speichers									
Bezeichnung der Erzeugungsanlage									
maximale Erzeugungswirkleistung, kumuliert $\sum P_{Amax}$  Vereinbarte Anschlusswirkleistung $P_{AV, E}$  Vereinbarte Anschlusscheinleistung $S_{AV, E}$	Bestand					Neuinstallation		Gesamt (Bestand + Neuinstallation)	
	$\sum P_{Amax}$		kW				kW		kW
	Bestand (Ist)					Gesamt (Neu)			
	$P_{AV, E}$			kW				kW	
	$S_{AV, E}$			kVA				kVA	
$P_{AV, E}$ - Überwachung	<input type="checkbox"/> ja					<input type="checkbox"/> nein			
Netzbetreiberinformationen	Datum der TAB MS			Kontaktdaten (z.B. E-Mail oder Telefon)					
Registriernummer des Netzbetreibers									
Bezeichnung Übergabestation									
Bezeichnung Netzanschlusspunkt <sup>5</sup>									
Bezugsanlage am gleichen Netzanschlusspunkt (außer Eigenbedarf der Erzeugungsanlage)	Bezugsanlage vorhanden <input type="checkbox"/> ja (Mischanlage nach TAR 4110) <input type="checkbox"/> nein					Vereinbarte Anschlusswirkleistung $P_{AV, B}$			
						$P_{AV, B}$			kW
Sonstige Bemerkungen:									

5 Leitungsbezeichnung bei Anschluss an eine Leitung bzw. Bezeichnung der benachbarten Station(en) bzw. Bezeichnung des UW-Abgangsschaltfeldes bei Direkt-Anschluss an die Sammelschiene eines netzbetreibereigenen Umspannwerkes.

<b>Datenabfragebogen Netzbetreiber für Neuanlagen</b>			2 (7)
Anschluss/Änderung einer Erzeugungsanlage			
<b>1. Einstellwerte der Schutzeinrichtungen am Netzanschlusspunkt</b>			
<b>1.1 Kurzschlusschutzeinrichtungen (Zutreffendes ankreuzen)</b>			
<input type="checkbox"/> Distanzschutz:			
Einstellgröße	Einstellvorgabe Netzbetreiber		<input type="checkbox"/> gesondertes Einstellblatt beigefügt  Bemerkungen:
	Alt (Ist)	Neu (Soll)	
Überstromanregung $I >> [A]$			.....
Unterspannungs anregung	$I > [A]$		.....
	$I >> [A]$		.....
	$U < [kV]$		.....
Unterimpedanzanregung	Bei dieser Anregung ist immer ein gesondertes Einstellblatt beizufügen		.....
Nullsystemanregung	$I_E > [A]$		.....
	$U_{NE} > [kV]$		.....
<input type="checkbox"/> Überstromzeitschutz <span style="float: right;"><input type="checkbox"/> HH-Sicherung mit maximal.....A</span>			
Einstellgröße	Einstellvorgabe Netzbetreiber		<input type="checkbox"/> gesondertes Einstellblatt beigefügt  Bemerkungen:
	Alt (Ist)	Neu (Soll)	
$I >> [A]$			.....
$t_I >> [ms]$			.....
$I > [A]$			.....
$t_I > [ms]$			.....
<input type="checkbox"/> Erdschlussschutz ..... <input type="checkbox"/> kein kundeneigenes MS-Netz			
Einstellgröße	Einstellvorgabe Netzbetreiber		<input type="checkbox"/> im Distanz- bzw. Überstromzeitschutz integriert  <input type="checkbox"/> gesondertes Einstellblatt beigefügt  Bemerkungen:
	Alt (Ist)	Neu (Soll)	
$I_E >> [A]$			.....
$t_{IE} >> [ms]$			.....
$I_E > [A]$			.....
$t_{IE} > [ms]$			.....
$U_E > [kV]$			.....
$t_{UE} > [ms]$			.....

<b>Datenabfragebogen Netzbetreiber für Neuanlagen</b>			3 (7)
<b>Anschluss/Änderung einer Erzeugungsanlage</b>			
<b>1.2 Übergeordneter Entkupplungsschutz</b>			
Funktion	Einstellgröße	Empfehlung nach VDE-AR-N 4110	Einstellvorgabe Netzbetreiber
Spannungssteigerungsschutz	$U >>$	$1,20 U_c$	<input type="checkbox"/> $U_c$ <input type="checkbox"/> kV
	$t_U >>$	300 ms	ms
Spannungssteigerungsschutz	$U >$	$1,10 U_c$	<input type="checkbox"/> $U_c$ <input type="checkbox"/> kV
	$t_U >$	180 s	s
Spannungsrückgangsschutz	$U <$	$0,8 U_c$ & mind. $0,1 I_N$	<input type="checkbox"/> $U_c$ <input type="checkbox"/> kV
	$t_U <$	2,7 s	s
$P_{AV,E}$ – Schutzeinrichtung	$P >>$	siehe FNN Hinweis $P_{AV,E}^-$ Überwachung [Tabelle 5]	kW
	$t >>$		s
	$P >$		kW
	$t >$		s
	$P <$		kW
	$t <$		s
<b>1.3 Mischanlagen (wenn Bezugsanlage vorhanden)</b>			
Übergeordneter Entkupplungsschutz	Messort Mittelspannung		Auslöseort
	<input type="checkbox"/> Übergabestation <input type="checkbox"/> Erzeugungsanlage		Erzeugungsanlage
Sonstige Bemerkungen			

9157 ANMERKUNG Bei Bestandsanlagen kann der  $Q$ - $U$ -Schutz im Zuge der Wiederholungsprüfung nach 11.5.5 deaktiviert  
 9158 werden.

<b>Datenabfragebogen Netzbetreiber für Neuanlagen</b>				4 (7)	
<b>Anschluss/Änderung einer Erzeugungsanlage</b>					
<b>2. Einstellvorgaben der Erzeugungseinheiten (z.B. EZE oder zwischengelagerter Entkopplungsschutz)</b>					
<b>2.1 Entkopplungsschutz</b>					
Funktion	Einstellgröße	Empfehlung nach VDE-AR-N 4110 MS-SS	Empfehlung nach VDE-AR-N 4110 MS-Netz	Einstellvorgabe <sup>6</sup> Netzbetreiber	
Spannungssteigerungsschutz	$U >>$	$1,25 U_{NS}^7$	$1,25 U_{NS}^7$		$U_{NS}$
	$t_U >>$	100 ms	100 ms		ms
Spannungsrückgangsschutz	$U <$	$0,8 U_{NS}^7$	$0,8 U_{NS}^7$		$U_{NS}$
	$t_U <$	gestaffelt (s. unten)	300 ms ... 1,0 s		ms
	$U <<$	$0,30 U_{NS}^7$	$0,45 U_{NS}^7$		$U_{NS}$
Frequenzsteigerungsschutz	$t_U <<$	800 ms	0 ... 300 ms		ms
	$f >>$	52,5 Hz	52,5 Hz		Hz
	$t_f >>$	$\leq 100$ ms	$\leq 100$ ms		ms
Frequenzrückgangsschutz	$f >$	51,5 Hz	51,5 Hz		Hz
	$t_f >$	10 s	10 s		s
Frequenzrückgangsschutz	$f <$	47,5 Hz	47,5 Hz		Hz
	$t_f <$	$\leq 100$ ms	$\leq 100$ ms		ms
Falls eine Staffelung innerhalb einer Erzeugungsanlage erfolgen soll, bitte die Staffelungswerte nachfolgend festlegen:	Einstellgröße der Staffelung			Einstellvorgabe	
	$t_U < 1$	1,5 s			
	$t_U < 2$	1,8 s			
	$t_U < 3$	2,1 s			
	$t_U < 4$	2,4 s			
<b>2.2 Kontinuierliche Spannungsregelung (nur Typ-2-Anlagen)</b>					
Funktion		Einstellvorgabe Netzbetreiber			
Eingeschränkte kontinuierliche Spannungsregelung: Stromeinspeisung unterhalb von $0,7 U_c$ aussetzen		<input type="checkbox"/> aktivieren			
Statik k der kontinuierlichen Spannungsregelung		<input type="checkbox"/> $k = 2$		<input type="checkbox"/> $k = \dots\dots$	

9159

6 Die Vorgabewerte sind einzustellen, insofern sie nicht den Eigenschutz der EZE beeinträchtigen. Sind Einstellvorgaben nicht mit dem Eigenschutz der EZE vereinbar, ist eine erneute Abstimmung mit dem VNB erforderlich.

7 UNS ist die niederspannungsseitige Spannung des Maschinentransformators. Sie ergibt sich aus  $UNS = U_c/\bar{u}$ .

<b>Datenabfragebogen Netzbetreiber für Neuanlagen</b> Anschluss/Änderung einer Erzeugungsanlage		5 (7)																																									
<b>3. Statische Spannungshaltung</b>																																											
Blindleistungsstellbereich	<input type="checkbox"/> 0,33 Q/Pb inst untererregt bis 0,33 Q/Pb inst übererregt nach VDE-AR-N 4110 <input type="checkbox"/> .....untererregt bis ..... übererregt (gesonderte Regelung)																																										
<input type="checkbox"/> Blindleistungs-Spannungs-Kennlinie $Q(U)^8$	<input type="checkbox"/> Standard-Kennlinie nach Abschnitt 10.2.2.4.1 TAR 4110 <input type="checkbox"/> individuelle Werte Steigung der Kennlinie: Obere Spannungsgrenze $U_{MAX}/U_C = \dots\dots\dots$ (z. B. 1,04) Untere Spannungsgrenze $U_{MIN}/U_C = \dots\dots\dots$ (z. B. 0,96) Maximale Blindleistung $Q_{MAX}$ -untererregt/ $P_b$ inst = ..... (z. B. 0,33) Spannungstotband = $\pm \dots\dots\dots\% U_C$ (z. B. $\pm 1,0\% U_C$ )  Referenzspannung: <input type="checkbox"/> $U_{Q0,ref}/U_C = \dots\dots\dots$ (z. B. 1,00) <input type="checkbox"/> Referenzspannung variabel per Fernwirkanlage <sup>9</sup>																																										
<input type="checkbox"/> Kennlinie $Q(P)^{10}$	<input type="checkbox"/> Standard-Wertepaare nach Abschnitt 10.2.2.4.1 TAR 4110 <input type="checkbox"/> individuelle Werte <table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse; margin-top: 5px;"> <tr> <td style="width: 15%;"><math>P/P_b</math> inst [%]</td> <td style="width: 5%;"></td> </tr> <tr> <td><math>Q/P_b</math> inst [%]</td> <td></td> </tr> </table>		$P/P_b$ inst [%]																				$Q/P_b$ inst [%]																				
$P/P_b$ inst [%]																																											
$Q/P_b$ inst [%]																																											
<input type="checkbox"/> Blindleistung $Q$ mit Spannungsbegrenzungsfunktion	<input type="checkbox"/> Standard-Wertepaare MS-Netz nach Abschnitt 10.2.2.4.1 TAR 4110 <input type="checkbox"/> Standard-Wertepaare UW-Direkt/SS nach Abschnitt 10.2.2.4.1 TAR 4110 <input type="checkbox"/> individuelle Werte Kennlinie mit $P1 (U_{P1}/U_C; Q_{P1}/P_b \text{ inst}) = \dots\dots\dots$ (z. B. 0,94; -0,33) $P2 (U_{P2}/U_C; Q_{ref}/P_b \text{ inst}) = \dots\dots\dots$ (z. B. 0,96; 0) $P3 (U_{P3}/U_C; Q_{ref}/P_b \text{ inst}) = \dots\dots\dots$ (z. B. 1,04(1,06); 0) $P4 (U_{P4}/U_C; Q_{P4}/P_b \text{ inst}) = \dots\dots\dots$ (z. B. 1,06(1,08); +0,33) <input type="checkbox"/> variabel per Fernwirkanlage <sup>10</sup> <input type="checkbox"/> Fahrplan <sup>11</sup>																																										
<input type="checkbox"/> Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$	<input type="checkbox"/> $\cos \varphi = \dots\dots\dots$ <input type="checkbox"/> übererregt <input type="checkbox"/> untererregt <input type="checkbox"/> variabel per Fernwirkanlage <sup>10</sup> <input type="checkbox"/> Fahrplan <sup>12</sup>																																										
Regelverhalten bei Sollwertsprüngen	Für $Q(U)$ , $Q(P)$ , $Q$ , $\cos(\varphi)$ Zeitkonstante 3 Tau = ..... s (Einstellbereich 10-60 s (Typ 1), 6-60 s (Typ 2))																																										
Verhalten bei Ausfall der Fernwirkanlage <sup>11</sup>	<input type="checkbox"/> Weiterbetrieb mit dem letzten empfangenen Wert <input type="checkbox"/> $U_{Q0}/U_C = \dots\dots\dots$ ; $Q = \dots\dots\dots$ kvar; $\cos \varphi = \dots\dots\dots$ (je nach gewähltem Verfahren) <input type="checkbox"/> Umschaltung auf <input type="checkbox"/> $Q(U)$ , <input type="checkbox"/> $Q(P)$ , <input type="checkbox"/> $Q$ , <input type="checkbox"/> $\cos \varphi$ <sup>13</sup>																																										
Verhalten bei Ausfall des EZA-Reglers oder der dazugehörigen Messung oder der Verbindung zwischen EZA-Regler und EZE	<input type="checkbox"/> Weiterbetrieb aller EZE mit dem letzten empfangenen Wert <input type="checkbox"/> Weiterbetrieb aller EZE mit $P = \dots\dots\dots$ (Gesamtwert für die EZA) <input type="checkbox"/> Weiterbetrieb aller EZE mit $Q = \dots\dots\dots$ (Gesamtwert für die EZA) <input type="checkbox"/> Weiterbetrieb aller EZE mit $\cos \varphi = \dots\dots\dots$																																										
Anforderungen hinsichtlich Blindleistungsverhalten der Bestandseinheiten bei Mischparks verschiedener EZA <sup>12,13</sup>	<input type="checkbox"/> Einbindung in die Blindleistungsregelung der Neuanlage <input type="checkbox"/> $\cos \varphi = \dots\dots\dots$ am NAP <input type="checkbox"/> übererregt <input type="checkbox"/> untererregt <input type="checkbox"/> $\cos \varphi = \dots\dots\dots$ an den EZE <input type="checkbox"/> übererregt <input type="checkbox"/> untererregt <input type="checkbox"/> .....untererregt bis ..... übererregt <input type="checkbox"/> bestehende Fahrweise beibehalten (soweit keine anderen Informationen vorliegen, darf für die Nachweisführung ein $\cos(\varphi)$ von 1 angenommen werden)																																										
Sonstige Bemerkungen	MS-Messung der Führungsgröße $U$ : <input type="checkbox"/> an der Ü-St. <input type="checkbox"/> an der EZA																																										

8 Empfehlungen sind 10.2.2.4, Abschnitt a), zu entnehmen.  
 9 Sofern Sollwertvorgabe per Fernwirkanlage erfolgt. Spezifikationen der Fernwirkanlage sind vom Netzbetreiber beizufügen bzw. den TAB des Netzbetreibers zu entnehmen.  
 10 Es können bis zu 10 Wertepaare vorgegeben werden.  
 11 Sofern Fahrpläne gefordert werden, sind diese als separates Blatt bzw. unter sonstige Bemerkungen anzugeben. Spezifikationen werden vom Netzbetreiber übergeben bzw. sind den TAB des Netzbetreibers zu entnehmen.  
 12 Sofern mehrere Bestands-Erzeugungsanlagen mit unterschiedlichem Blindleistungsverhalten bzw. vereinbarungen- mit dem Netzbetreiber existieren, bitte detaillierte Angaben auf separatem Blatt beifügen (beispielsweise in Form dieses Blatts 5 (7) für jede Bestands-Erzeugungsanlage).  
 13 Neben der vereinbarten Fahrweise der Bestands-Erzeugungsanlagen ist auch deren tatsächliches Verhalten zu berücksichtigen. Das Berechnungsverfahren ist in der FGW TR 8 beschrieben.

<b>Datenabfragebogen Netzbetreiber für Neuanlagen</b>		6 (7)
Anschluss/Änderung einer Erzeugungsanlage		
<b>4. Netzdaten</b>		
Vereinbarte Versorgungsspannung des Netzes $U_C$		kV
am Spannungsregler des versorgenden Umspannwerkes eingestelltes Spannungsband	bis	kV
Bemessungs-Kurzzeitstrom $I_k$ (für $T_k = 1\text{ s}$ ) <sup>14</sup>	≥	kA
Min. Netzkurzschlussleistung am Netzverknüpfungspunkt <sup>15</sup> $S_{kV}^*$		MVA
Netzimpedanzwinkel am Netzverknüpfungspunkt $\psi_k^*$		°
Min. Netzkurzschlussleistung an der Normaltrennstelle (nur bei Anschlüssen im MS-Netz anzugeben)		MVA
Erzeugungsanlagen-Faktor <sup>19</sup> $k_E$		
Bezugsanlagen-Faktor <sup>16</sup> $k_B$		
Speicheranlagen-Faktor <sup>19</sup> $k_S$		
Resonanz-Faktor für die Harmonischen <sup>19</sup> $k_V$		gilt für _____ Hz
Resonanz-Faktor für die Zwischenharmonischen $k_\mu^{19}$		gilt für _____ Hz
Resonanz-Faktor für die Supraharmonischen $k_b^{19}$		gilt für _____ Hz
Rundsteuerfrequenz		Hz
Scheinleistung des vorgelagerten Verteilertransformators $S_{\text{Netz}}$		MVA
$R$ des vorgelagerten Verteilertransformators		Ohm
$X$ des vorgelagerten Verteilertransformators		Ohm
<b>5. Sternpunktbehandlung des vorgelagerten MS-Netzes des Netzbetreibers</b>		
Art der Sternpunktbehandlung	<input type="checkbox"/> Resonanzsternpunktterdung (Erdschlusslöschung) <input type="checkbox"/> Niederohmige Sternpunktterdung <input type="checkbox"/> Starre Sternpunktterdung <input type="checkbox"/> Keine Sternpunktbehandlung (freier, isolierter Sternpunkt)	

9160 \* Bei Netznormalschaltzustand.

9161

<sup>14</sup> Zur Dimensionierung der Kurzschlussfestigkeit der Übergabestation.

<sup>15</sup> Der Netzbetreiber stellt zur Erarbeitung des Anlagenzertifikates die Netzdaten Netzkurzschlussleistung  $S_{kV}$  und Netzimpedanzwinkel  $\psi_k$  des zunächst ermittelten Netzanschlusspunktes zur Verfügung. Diese Daten sind Grundlage für den Nachweis des richtlinienkonformen Verhaltens der Erzeugungsanlage.

<sup>16</sup>  $k_E, k_B, k_S, k_V, k_\mu$  und  $k_b$  sind Faktoren zur Ermittlung der anteiligen Oberschwingungsemissionen der Erzeugungsanlage. Wenn keine Angaben gemacht werden, gelten die vereinfachten Annahmen aus 5.4.4.

<b>Datenabfragebogen Netzbetreiber für Neuanlagen</b>		7 (7)
Anschluss/Änderung einer Erzeugungsanlage		
<b>6. Sternpunktbehandlung des vorgelagerten HS-Netzes des Netzbetreibers</b>		
Art der Sternpunktbehandlung	<input type="checkbox"/> Resonanzsternpunkterdung (Erdschlusslöschung) <input type="checkbox"/> Kurzzeitig niederohmige Sternpunkterdung ..... $\Omega$ <input type="checkbox"/> Niederohmige Sternpunkterdung ..... $\Omega$ <input type="checkbox"/> Starre Sternpunkterdung <input type="checkbox"/> Keine Sternpunktbehandlung (freier, isolierter Sternpunkt)	
<b>7. EZA-Modell</b>		
<input type="checkbox"/> Dem Netzbetreiber ist zur Durchführung von Netzberechnungen ein Modell der Erzeugungsanlage zur Verfügung zu stellen:		
<input type="checkbox"/> Parametersatz nach Anhang C.5 <input type="checkbox"/> mit optionalen Zusatzangaben		
<input type="checkbox"/> Parametersatz nach den Vorgaben des Netzbetreibers		
Sonstige Bemerkungen		
<hr style="border: 0; border-top: 1px solid black; margin-bottom: 5px;"/> Ort, Datum	<hr style="border: 0; border-top: 1px solid black; margin-bottom: 5px;"/> Unterschrift des Netzbetreibers Netzbetreiberabfragebogen (E.9) gültig bis:	

9163 **E.10 Inbetriebsetzungsprotokoll für Erzeugungseinheiten und Speicher**

9164 (Dieses Formular ist zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-Anwendungsregel bestimmt.)

<b>Inbetriebsetzungsprotokoll für Erzeugungseinheiten – MS</b>		1 (2)
(vom Anlagenbetreiber auszufüllen; gilt auch für Speicher)		
Anlagenbezeichnung	.....	
Anzahl der EZE	..... Hersteller der EZE	..... Typenbezeichnung der EZE
Registriernummer des VNB	.....	
Anschrift der Erzeugungseinheit	PLZ: ..... Ort: ..... Straße/Hausnummer: .....	
Standort der Erzeugungseinheit (wenn die Anschrift fehlt)	Gemarkung: ..... Flur: ..... Flurstück: .....	
	<input type="checkbox"/> Gauß-Krüger-Koordinaten    Bezugsellipsoid: ..... <input type="checkbox"/> UTM-Koordinaten    Zone: ..... Rechtswert: ..... Hochwert: .....	
Netzanschlusspunkt an das Netz des Netzbetreibers	Bezeichnung:	.....
	Abrechnungszählpunkt:	.....
Behördliche Genehmigung	Art: <input type="checkbox"/> Baugenehmigung <input type="checkbox"/> Blmsch-Genehmigung <input type="checkbox"/> wasserrechtliche Genehmigung <input type="checkbox"/> ..... Aktenzeichen: .....    Datum: .....	
Erfüllung gesetzlicher Vorgaben (EEG/KWK-G)	<input type="checkbox"/> Die Anforderungen des § 9 Abs.1 oder 2 EEG sind erfüllt (NSM entsprechend gesetzlicher Leistungsgrenzen) <input type="checkbox"/> Die Anforderungen des § 9 Abs.5 Nr. 1 EEG sind erfüllt (hydraulische Verweilzeit, gilt nur für Biogasanlagen) <input type="checkbox"/> Die Anforderungen des § 9 Abs.5 Nr. 2 EEG sind erfüllt (zus. Gasverbrauchseinrichtungen zur Vermeidung Biogasfreisetzung, gilt nur für Biogasanlagen) <input type="checkbox"/> Die Voraussetzungen für eine vergütungsseitige Anlagenzusammenfassung gemäß §24 Abs.2 EEG sind nicht erfüllt (gilt nur für PV-Freiflächenanlagen)	
	Marktstammdatenregisterkennziffer ..... Zuschlagsnummer gemäß §35 EEG: .....	
	<input type="checkbox"/> Antrag auf Zulassung als KWK-Anlage i. S. d. § 10 KWK-G (Eingangsbestätigung des BAFA beilegen) <input type="checkbox"/> Anzeige der KWK-Anlage i. S. d. § 10 Abs. 6 KWK-G (Anzeige beim BAFA beilegen) <input type="checkbox"/> Zulassung als KWK-Anlage i. S. d. § 10 KWK-G (Zulassung des BAFA beilegen)	
Zertifizierungsstelle für die Erzeugungseinheit	Name:	.....
	Anschrift:	.....
	Einheitenzertifikat-Nr:	..... Ausstelldatum: .....
Zertifizierungsstelle für Erzeugungsanlagen	Name:	.....
	Anschrift:	.....
	Anlagenzertifikat-Nr:	..... Ausstelldatum: .....
Leistungsangaben	maximale Wirkleistung: ..... kW (inst. Leistung i. S. d. § 3 Nr. 31 EEG; bei PV-Anlagen gs-seitige Modulleistung)	
	maximale Scheinleistung: ..... kVA (bei PV-Anlagen netzseitige Ausgangsleistung des Wechselrichters)	
	Speicherkapazität ..... kWh (bei Speichersystemen)	

<b>Inbetriebsetzungsprotokoll für Erzeugungseinheiten – MS</b>		2 (2)	
(vom Anlagenbetreiber auszufüllen; gilt auch für Speicher)			
Dokumentation	<input type="checkbox"/> Entkupplungsschutz erfolgreich geprüft (Schutzprüfprotokolle beifügen) <input type="checkbox"/> kontinuierliche Spannungsregelung der Erzeugungseinheit ist nach Anlagenzertifikat realisiert <input type="checkbox"/> eingeschränkte kontinuierliche Spannungsregelung <input type="checkbox"/> kontinuierliche Spannungsregelung, eingestellter $k$ -Faktor $k = \dots\dots\dots$ ( $k$ -Faktor gilt nicht für direkt gekoppelte Synchronmaschinen) <input type="checkbox"/> alle anderen Parameter mit Einfluss auf die elektrischen Eigenschaften entsprechend Anlagenzertifikat eingestellt <input type="checkbox"/> Erzeugungseinheit in das Netzsicherheitsmanagement eingebunden		
Inbetriebsetzung	Die Inbetriebsetzung der Erzeugungseinheit am:	Datum: .....	Uhrzeit: .....
	Die Erzeugungseinheit hat erstmalig Energie in das Netz des Netzbetreibers eingespeist (bei Mischanlagen erstmalig Energie erzeugt):	Datum: .....	Uhrzeit: .....
<p>Die elektrotechnische Anlage der Erzeugungseinheit gilt im Sinne der zurzeit gültigen DIN VDE-Bestimmungen und der Unfallverhütungsvorschrift DGUV Vorschrift 3 als abgeschlossene elektrische Betriebsstätte. Diese darf nur von Elektrofachkräften oder elektrisch unterwiesenen Personen betreten werden. Laien dürfen die Betriebsstätte nur in Begleitung vorgenannter Personen betreten.</p> <p>Die Erzeugungseinheit ist nach den Bedingungen der VDE-AR-N 4110 und den Technischen Anschlussbedingungen des Netzbetreibers errichtet. Im Rahmen der Übergabe hat der Anlagenerrichter den Anlagenbetreiber eingewiesen und die Erzeugungseinheit nach DGUV Vorschrift 3, § 3 und § 5 für betriebsbereit erklärt.</p>			
<p>Ich/wir erklären hiermit, dass die vorstehenden Angaben der Wahrheit entsprechen und verpflichte(n) mich/uns, sämtliche Änderungen der Anlage unverzüglich dem Netzbetreiber, an dessen Netz die Erzeugungseinheit angeschlossen ist schriftlich mitzuteilen. Die vorgenannten Angaben beruhen auf den geltenden gesetzlichen Bestimmungen und Rechtsverordnungen.</p>			
<b>Anlagenerrichter/Inbetriebsetzer</b> Firma: ..... Name des Bearbeiters: ..... Straße/Hausnummer: ..... PLZ/Ort: ..... ..... Datum, Stempel und Unterschrift		<b>Anlagenbetreiber</b> Firma: ..... Name des Bearbeiters: ..... Straße/Hausnummer: ..... PLZ/Ort: ..... ..... Datum, Stempel und Unterschrift	

9165

9166

9167 **E.11 Inbetriebsetzungserklärung Erzeugungsanlage/Speicher**

9168 (Dieses Formular ist zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-Anwendungsregel bestimmt.)

<b>Inbetriebsetzungserklärung Erzeugungsanlage/Speicher</b>				1 (7)
(vom Anlagenbetreiber auszufüllen; gilt auch für Speicher)				
<b>Bezeichnung Erzeugungsanlage</b>				
<b>Leistungsangaben der Erzeugungsanlage</b>	Vereinbarte Anschlusswirkleistung Einspeisung $P_{AV, E}$			kW
	Vereinbarte Anschlusscheinleistung Einspeisung $S_{AV, E}$			kVA
	Vereinbarte Anschlusswirkleistung Bezug $P_{AV, B}$			kW
	Installierte Wirkleistung $P_{Inst}$			kW
<b>Registriernummer des Netzbetreibers</b>				
<b>Bezeichnung Netzanschlusspunkt</b>				
<b>Ersteller der Inbetriebsetzungserklärung</b>	Firma			
	Straße, Hausnummer			
	PLZ, Ort			
	Telefon, E-Mail			
<b>Anschlussnehmer</b>	Firma			
	Straße, Hausnummer			
	PLZ, Ort			
	Telefon, E-Mail			
<b>Ersteller des Anlagenzertifikates</b>	Zertifizierungsstelle			
	Straße, Hausnummer			
	PLZ, Ort			
	Anlagenzertifikat-Nr.			
	Ausstelldatum			
<b>Angaben aus dem Inbetriebsetzungsprotokoll für Übergabestationen (E.7)</b>				
Bezeichnung der Übergabestation				
Inbetriebsetzungsprotokoll vom:				
<b>Inbetriebsetzung des EZA-Reglers</b>				
<b>Hersteller</b>	<b>Typ</b>	<b>Firmwarestand</b>	<b>Seriennummer</b>	<b>Inbetriebnahmedatum</b>

<b>Inbetriebsetzungserklärung Erzeugungsanlage/Speicher</b>					2 (7)
(vom Anlagenbetreiber auszufüllen; gilt auch für Speicher)					
<b>Inbetriebsetzung aller Erzeugungseinheiten (Bestandsanlagen und Neuanlagen)</b>					
Hersteller	Typ	Firmwarestand	Seriennummer	Bemessungs- wirkleistung $P_{rE}$	Inbetrieb- nahmeda- tum
				kW	
<b>Inbetriebsetzung weiterer Komponenten (zwischenlagerte Schutzgeräte, ggf. Kompensationsanlagen)</b>					
Komponente	Hersteller	Typ	Firmwarestand	Seriennummer	Inbetrieb- nahmeda- tum

<b>Inbetriebsetzungserklärung Erzeugungsanlage/Speicher</b> (vom Anlagenbetreiber auszufüllen; gilt auch für Speicher)	3 (7)	
<b>Folgende Protokolle und Nachweise sind als Anlage beigefügt</b>	Dokumentart	angefügt
Funktionsprüfung der Gesamtwirkungskette der Wirk- und ggf. Blindleistungssteuerung durch die netzführende Stelle des Netzbetreibers (Protokoll durch Netzbetreiber anzufertigen);	Nachweis des Netzbetreibers	<input type="checkbox"/>
Alternative 1: Prüfung der parkinternen Gesamtwirkungskette durch Simulation der Schnittstelle zur Fernwirktechnik des Netzbetreibers (sofern mit Netzbetreiber abgestimmt)	Nachweis	<input type="checkbox"/>
Alternative 2: Prüfung der Gesamtwirkungskette mit dem Netzbetreiber zu einem späteren Zeitpunkt vereinbart. Incl. Bestätigung des Netzbetreibers (damit kein Bestandteil der Inbetriebsetzungserklärung)	Bestätigung des Netzbetreibers	<input type="checkbox"/>
Funktionsprüfung der Fernwirktechnik bis zur Übergabestation (sofern vom Netzbetreiber gefordert), durch Netzbetreiber anzufertigen (Bittest, Prozessdatenumfang)	Nachweis des Netzbetreibers	<input type="checkbox"/>
Nachweis des Verhaltens bei Ausfall der Fernwirkanlage, sofern im Komponentenzertifikat des EZA Reglers nicht nachgewiesen und in den Einstellprotokollen des EZA Reglers nicht dokumentiert (Anforderung: s. E.9)	Nachweis	<input type="checkbox"/>
Nachweis des Verhaltens bei Ausfall des EZA-Reglers oder der dazugehörigen Messung oder der Verbindung zwischen EZA-Regler und EZE sofern im Einheitenzertifikat nicht nachgewiesen und in den Einstellprotokollen der EZE nicht dokumentiert (Anforderung: s. E.9)	Nachweis	<input type="checkbox"/>
Funktionsprüfung der Blindleistungs-Kennlinienfunktion oder der Blindleistungsfestwerte gemäß Netzbetreibervorgabe (s. E.9) auf Basis aufgezeichneter Betriebsmesswerte des EZA-Reglers oder sonstiger Aufzeichnungsgeräte am Netzanschlusspunkt (Aufzeichnungszeitraum: mind. 7 Tage und mind. 20 % $P_{inst}$ (bei $Q(P)$ - bzw. $\cos \phi(P)$ -Kennlinie mind. 60 % $P_{inst}$ ).  Oder alternativ: Die Blindleistungs-Kennlinienfunktion wurde mit einer Prüfkennlinie (mittels simulierter Führungsgröße $U$ oder $P$ ) geprüft. Nach der Prüfung wurde die ursprüngliche Kennlinie wieder eingestellt.	Prüfprotokoll	<input type="checkbox"/>
Schutzprüfprotokolle der Schutzeinrichtungen am Netzanschlusspunkt	Schutzprüfprotokoll(e)	<input type="checkbox"/>
Schutzprüfprotokolle der Schutzeinrichtungen an den einzelnen Erzeugungseinheiten bzw. ggf. der zwischengelagerten Schutzgeräte	Schutzprüfprotokoll(e)	<input type="checkbox"/>

<b>Inbetriebsetzungserklärung Erzeugungsanlage/Speicher</b> (vom Anlagenbetreiber auszufüllen; gilt auch für Speicher)		4 (7)
<p>Einstellprotokolle der Erzeugungseinheiten (insbesondere zur Umsetzung der O-/UVRT-Robustheit) inklusive Bezeichnung, der in der VDE-AR-N 4110 verwendeten Parameter; Mindestinhalt:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Hersteller, Typ, Seriennummern und ggf. Firmenware der EZE, bei welchen nachfolgende Parameter eingestellt wurden</li> <li>- Schutzeinstellwerte</li> <li>- Zuschaltparameter im ungestörten Netzbetrieb</li> <li>- Wiederezuschaltparameter nach Schutzauslösung</li> <li>- FRT-Modus, ggf. eingestellter <math>k</math>-Faktor und FRT Eintritt-Schwellwerte</li> <li>- Wirkleistungsgradient</li> <li>- Wirkleistungsbegrenzung (eingestellte maximale Wirkleistung)</li> <li>- Wirkleistungsanpassung bei Über- und Unterfrequenz (<math>P(f)</math>-Kennlinie)</li> <li>- Verhalten bei Ausfall des EZA-Reglers</li> </ul> <p>ggf. bei Anlagenregelung ausschließlich über EZE:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Angaben siehe Einstellprotokoll EZA-Regler.</li> </ul>	Einstell-protokoll(e)	<input type="checkbox"/>
<p>Einstellprotokoll des EZA Reglers inklusive Bezeichnung, der in der VDE-AR-N 4110 verwendeten Parameter; Mindestinhalt:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Hersteller, Typ, Seriennummern sowie ggf. Firmwarestand</li> <li>- nachvollziehbare Einstellung der gemäß E.9 geforderten Kennlinienart</li> <li>- Darlegung aller Stützstellen der Kennlinie</li> <li>- Angabe der (maximalen) Wirkleistung, ggf. Einstellung einer Wirkleistungsbegrenzung</li> <li>- Einregelzeit (3 Tau) gemäß E.9</li> <li>- Verhalten bei Ausfall der Verbindung zwischen Fernwirkanlage und EZA-Regler gemäß E.9</li> <li>- Einbindung und Regelung ggf. bestehender Anlagenteile</li> <li>- sofern nicht an EZE eingestellt: Wirkleistungsgradient und Wirkleistungsanpassung bei Über- und Unterfrequenz (<math>P(f)</math>-Kennlinie), Zuschaltparameter im ungestörten Netzbetrieb</li> </ul>	Einstell-protokoll	<input type="checkbox"/>
Störlichtbogenqualifikationsnachweis der Schaltanlage bzw. Gefährdungsbeurteilung bei Bestandsanlagen	Nachweis	<input type="checkbox"/>
Fotodokumentation (Die Zuordnung zu Betriebsmitteln muss erkennbar sein. Die Zertifizierungsstelle kann alternative Nachweise akzeptieren. Mindestinhalt:	Fotos	
- Typenschilder (mit Seriennummer) und Frontalansicht aller verbauten Schutzgeräte sowie der zugehörigen Prüfklemmleisten (Dokumentation im Rahmen der Schutzprüfung können akzeptiert werden)		<input type="checkbox"/>
- Typenschilder der MS-Schaltanlage		<input type="checkbox"/>
- Typenschilder der Wandler (sofern für Schutz/EZA-Regler genutzt; Typenschilder auf der Messzelle oder Dokumentation im Rahmen der Schutzprüfung können akzeptiert werden)		<input type="checkbox"/>

<b>Inbetriebsetzungserklärung Erzeugungsanlage/Speicher</b>		5 (7)
(vom Anlagenbetreiber auszufüllen; gilt auch für Speicher)		
- Typenschilder der Transformatoren mit Stufensteller		<input type="checkbox"/>
- Typenschilder der Schaltgeräte (z. B. Leistungsschalter), welche den Schutzgeräten zugeordnet sind		<input type="checkbox"/>
- Schutzeinstellungen, welche direkt an den Schaltgeräten eingestellt sind (z. B. Drehrädchen/Dip-Schalter)		<input type="checkbox"/>
- Typenschilder der Netzanalysegeräte (sofern für Schutz/EZA-Regler genutzt)		<input type="checkbox"/>
- Typenschilder EZA-Regler (mit Seriennummer)		<input type="checkbox"/>
- Typenschilder der netzunabhängigen Hilfsenergieversorgungen/USV (mit erkennbarer Kapazität der angeschlossenen Batterie) der Übergabestation und ggf. der zwischengelagerten Schutzgeräte		<input type="checkbox"/>
- Sicherungsabgänge mit Typ und Größe		<input type="checkbox"/>
- Namensschilder für alle Stationen		<input type="checkbox"/>
Bemerkungen:		
<b>Hinweis:</b> Der Umfang der Inbetriebsetzungserklärung im Einzelnachweisverfahren ist projektabhängig mit der Zertifizierungsstelle abzustimmen.		
<b>Bestätigung</b>		
Die tatsächlich verbauten Erzeugungseinheiten (namentlich und mit Seriennummer), inklusive der im Einheitenzertifikat aufgeführten Hauptkomponenten (inklusive Firmwarestände), sind im Abs. „Inbetriebsetzung aller Erzeugungseinheiten“ aufgelistet		
Die tatsächlich verbauten Komponenten/EZA-Regler (namentlich und mit Seriennummer) sind im Abs. „Inbetriebsetzung des EZA-Reglers“ und „Inbetriebsetzung weiterer Komponenten“ aufgelistet		
Die Betriebsmittel der Erzeugungsanlage (Kennwerte und Stufenstellung der Betriebsmitteltransformatoren, Kabellängen und Typen) sind als Anlage aufgelistet bzw. als Fotodokumentation beigelegt.		
Der Unterzeichner bestätigt die Korrektheit der im Rahmen der Inbetriebsetzungserklärung getätigten Angaben incl. der erforderlichen Anhänge.		
..... Datum	..... Unterschrift des Erstellers der Inbetriebsetzungserklärung	

<p><b>Inbetriebsetzungserklärung Erzeugungsanlage/Speicher</b></p> <p>(vom Anlagenbetreiber auszufüllen; gilt auch für Speicher)</p>	<p>6 (7)</p>
<p><b>Mindestinhalt Schutzprüfprotokolle am Netzanschlusspunkt und an den einzelnen Erzeugungseinheiten bzw. der zwischengelagerten Schutzgeräte</b></p>	
<p><b>Schutzprüfprotokolle der Schutzeinrichtungen am Netzanschlusspunkt</b></p> <p>Mindestinhalt siehe Anhang *1:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Anlagenbezeichnung, Einbauort in der Anlage und Datum der Prüfung</li> <li>– Hersteller, Typ sowie Seriennummer des <b>Schutzgerätes</b></li> <li>– verwendete Wandler mit Übersetzungsverhältnis, Genauigkeitsklasse und Einbauort in der Anlage</li> <li>– Angabe auf welches Schaltgerät das Schutzgerät wirkt</li> <li>– bei allen Spannungswerten ist anzugeben, ob sich der Wert auf die Leiter-Leiter-Spannung oder Leiter-Erde-Spannung bezieht</li> <li>– <b>Angabe, dass die Auslöseentscheide des Spannungssteigerungsschutzes sowie -rückgangsschutzes für alle Phasen ODER-verknüpft sind</b></li> <li>– Ausweisung aller Einstellschwellen und -zeiten (gemäß E.9)</li> <li>– Messwerte aller Auslöseschwellen (<b>in MS: Leiter-Leiter-Spannungen</b>) und -zeiten für alle Phasen</li> <li>– Angabe, ob die Auslösezeiten bereits die Eigenzeit des Schaltgerätes berücksichtigen (Auslösung des Schaltgerätes erfolgte)</li> <li>– Messwert der Eigenzeit des Schaltgerätes</li> <li>– <b>- Angabe, dass die Auslösezeit nicht unterhalb der vom Netzbetreiber geforderten Einstellzeit liegt (entfällt, wenn der Netzbetreiber einen Zeitbereich ohne einen unteren Zeitwert vorgibt, z. B. <math>\leq 300</math> ms oder <math>0 \dots 300</math> ms)</b></li> <li>– Angabe der Einstell- sowie Messwerte der Rückfallverhältnisse aller Spannungssteigerungs- und Spannungsrückgangsschutzschwellen</li> <li>– Angabe, ob die automatische Wiederzuschaltung im Schutzgerät oder ggf. durch externe Beschaltung deaktiviert wurde</li> <li>– Überprüfung der Auslösung des Schaltgerätes bei:             <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ausfall der Hilfsenergieversorgung</li> <li>• ggf. bei Anschluss des Life-Kontaktes: Ausfall des Life-Kontaktes bzw. dessen Verbindung</li> <li>• Ausfall der Messspannung des Schutzgerätes</li> <li>• Ausfall der Steuerspannung des Schaltgerätes</li> <li>• ggf. bei räumlicher Trennung zwischen Schutz- und Schaltgerät: Ausfall der Verbindung zwischen Schutz- und Schaltgerät</li> </ul> </li> </ul> <p>Der Netzbetreiber kann abweichende Vorgaben machen und weitergehende Prüfungen fordern.</p>	

<p><b>Inbetriebsetzungserklärung Erzeugungsanlage/Speicher</b></p> <p>(vom Anlagenbetreiber auszufüllen; gilt auch für Speicher)</p>	<p>7 (7)</p>
<p><b>Schutzprüfprotokolle der Schutzeinrichtungen an den einzelnen Erzeugungseinheiten bzw. ggf. der zwischengelagerten Schutzgeräte</b></p> <p>Mindestinhalt:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Anlagenbezeichnung, Einbauort in der Anlage und Datum der Prüfung</li> <li>- Hersteller, Typ sowie Seriennummer des Schutzgerätes</li> <li>- bei zwischengelagerten Schutzgeräten: Firmwarestand des Schutzgerätes (in Übereinstimmung mit dem Komponentenzertifikat)</li> <li>- verwendete Wandler mit Übersetzungsverhältnis, Genauigkeitsklasse und Einbauort in der Anlage oder bei Direktmessung: Messort in der Anlage</li> <li>- Angabe des Übersetzungsverhältnisses des Transformators und der vereinbarten Versorgungsspannung <math>U_c</math> (zur Ermittlung, ob <math>U_{NS}</math> korrekt berechnet wurde)</li> <li>- Angabe auf welches Schaltgerät das Schutzgerät wirkt</li> <li>- bei allen Spannungswerten ist anzugeben, ob sich der Wert auf die Leiter-Leiter-Spannung oder Leiter-Erde-Spannung bezieht</li> <li>- Ausweisung aller Einstellschwellen und -zeiten (gemäß E.9)</li> <li>- Messwerte aller Auslöseschwellen und -zeiten für alle Phasen</li> <li>- Angabe, ob die Auslösezeiten bereits die Eigenzeit des Schaltgerätes berücksichtigen (Auslösung des Schaltgerätes erfolgte)</li> <li>- Messwert der Eigenzeit des Schaltgerätes</li> <li>- Angabe, dass die Auslösezeit nicht unterhalb der vom Netzbetreiber geforderten Einstellzeit liegt (entfällt, wenn der Netzbetreiber einen Zeitbereich ohne einen unteren Zeitwert vorgibt, z. B. <math>\leq 300</math> ms oder <math>0 \dots 300</math> ms)</li> <li>- Angabe der Einstell- sowie Messwerte der Rückfallverhältnisse aller Spannungssteigerungs- und Spannungsrückgangsschutzschwellen</li> <li>- Einstellwerte aller Zuschaltparameter im ungestörten Netzbetrieb oder Angabe, dass dies im Schutzgerät deaktiviert wurde</li> <li>- Einstellwerte aller Zuschaltparameter nach Schutzauslösung</li> <li>- Überprüfung der Auslösung des Schaltgerätes bei:             <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ausfall der Hilfsenergieversorgung</li> <li>• ggf. bei räumlicher Trennung zwischen Schutz- und Schaltgerät: Ausfall der Verbindung zwischen Schutz- und Schaltgerät</li> </ul> </li> </ul> <p>Der Netzbetreiber kann abweichende Vorgaben machen und weitergehende Prüfungen fordern.</p>	

9175 **E.12 Konformitätserklärung für Erzeugungsanlagen/Speicher**

9176 (Dieses Formular ist zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-Anwendungsregel bestimmt.)

<b>Name Zertifizierungsstelle.....</b> <b>Akkreditiert nach DIN EN ISO/IEC 17065 für VDE-AR-N 4110</b>	<b>LOGO</b>  <span style="float: right;">1 (2)</span>	
<b>Konformitätserklärung</b> <b>für Erzeugungsanlagen/Speicher</b>		
Projektbezeichnung		
Anschlussnehmer		
Leistungsangaben der Erzeugungsanlage/des Speichers	Vereinbarte Anschlusswirkleistung $P_{AV, E}$	_____ kW
	Vereinbarte Anschlussscheinleistung $S_{AV, E}$	_____ kVA
	Vereinbarte Anschlusswirkleistung $P_{AV, B}$	_____ kW
	Vereinbarte Anschlussscheinleistung $S_{AV, B}$	_____ kVA
	Installierte Wirkleistung $P_{inst}$	_____ kW
Ersteller des Anlagenzertifikates	Vorname, Name Straße, Hausnummer Nr. Anlagennachweis Ausstelldatum	_____ _____ _____ _____
Ersteller der Inbetriebsetzungserklärung	Vorname, Name Straße, Hausnummer Ausstelldatum	_____ _____ _____
Die Erzeugungsanlage/der Speicher (Komponenten, Einheiten und Betriebsmittel, usw.) wurde entsprechend des Anlagenzertifikates und nach den Vorgaben des Netzbetreibers errichtet. <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 O-/UVRT-Robustheit und das Schutzkonzept wurden unter Berücksichtigung der Vorgaben des Netzbetreibers umgesetzt. <input type="checkbox"/> Erfüllt ANMERKUNG _____ _____		

Die zuvor bezeichnete Erzeugungsanlage/der Speicher

- erfüllt die Anforderungen der VDE-AR-N 4110 „TAR Mittelspannung“
- erfüllt die Anforderungen der TAB des Netzbetreibers  
und wurde konform zum oben angeführten Anlagenzertifikat errichtet.

ANMERKUNG \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

Im Fall einer Überschreitung der Oberschwingungen sind folgende Punkte zu berücksichtigen.

- Einbau und Start der Messung erfolgt am: \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

Die geforderten Funktionsprüfungen zum Wirk- und Blindleistungsverhalten

- Wurden im Rahmen der Inbetriebsetzungserklärung erbracht.
- Konnten aus folgenden Gründen nicht durchgeführt werden und werden in Abstimmung mit dem Netzbetreiber nachgeholt.  
\_\_\_\_\_

Die Konformitätserklärung beinhaltet folgende Anlagen:

- Inbetriebsetzungserklärung
- Weitere zur Erstellung der Konformitätserklärung geprüfte Dokumente: \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

Bestätigung im Fall nachträglicher Nachweismessungen:

- Nach erfolgter Messung im Zeitraum vom \_\_\_\_\_ bis \_\_\_\_\_ konnte der Nachweis erbracht werden, dass die geforderten Oberschwingungspegel eingehalten werden (Frist 6 Monate nach Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage).
- Mit der Messung im Zeitraum vom \_\_\_\_\_ bis \_\_\_\_\_ konnte der Nachweis nicht erbracht werden. Es muss eine Nachbesserung erfolgen.

Ort, Datum (TT.MM.JJJJ)  
\_\_\_\_\_

Bestätigung der Zertifizierungsstelle, Adresse, E-Mail

- Es erfolgte eine Nachbesserung. Mit der Messung im Zeitraum vom \_\_\_\_\_ bis \_\_\_\_\_ konnte der Nachweis erbracht werden, dass die geforderten Oberschwingungspegel eingehalten werden (Frist 12 Monate nach der erfolglosen Nachweismessung).

Ort, Datum (TT.MM.JJJJ)  
\_\_\_\_\_

Bestätigung der Zertifizierungsstelle, Adresse, E-Mail

Ort, Datum (TT.MM.JJJJ)  
\_\_\_\_\_

Zertifizierungsstelle, Adresse, E-Mail

**Dieses Zertifikat darf nicht in Ausschnitten verwendet werden.**

9177 **E.13 Einheitszertifikat**

9178 (Dieses Formular ist zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-Anwendungsregel bestimmt.)

<b>Name Zertifizierungsstelle</b> <b>Akkreditiert nach</b> <b>DIN EN ISO/IEC 17065</b>		<b>LOGO</b>  <div style="text-align: right;">1 (1)</div>	
<b>Einheitszertifikat</b>		Nr: ..... Exemplar-Nr.: .....	
Hersteller			
Typ Erzeugungseinheit			
Technische Daten	Bemessungswirkleistung:	_____	kW
	Bemessungsspannung:	_____	V
	Nennfrequenz:	_____	Hz
	Mindest erforderliche Kurzschlussleistung (nur EZE Typ 1):	_____	MVA
VDE-Anwendungsregel	VDE-AR-N 4110:2025-XX „TAR Mittelspannung“		
Zertifizierungsprogramm	FGW Technische Richtlinie Nr. 8 (mit Ausgabestand)		
Mitgeltende Normen/ Richtlinien	FGW Technische Richtlinien Nr. 3 und Nr. 4 (jeweils mit Ausgabestand)		
Die oben bezeichnete Erzeugungseinheit erfüllt die Anforderungen der oben aufgeführten VDE-Anwendungsregel. Es gelten folgende Einschränkungen und Abweichungen: <input type="checkbox"/> keine <input type="checkbox"/> _____			
Der Hersteller hat die Zertifizierung des Qualitätsmanagementsystems seiner Fertigungsstätte nach ISO 9001 nachgewiesen bzw. unterliegt einer Fertigungsüberwachung.			
Das Zertifikat beinhaltet folgende Angaben: – Technische Daten der Erzeugungseinheit, der eingesetzten Hilfseinrichtungen und der verwendeten Softwareversion; – den schematischen Aufbau der Erzeugungseinheit; – zusammengefasste Angaben zu den Eigenschaften der Erzeugungseinheit. Das Zertifikat besteht aus ... Seiten und einem Anhang mit ... Seiten. Das Zertifikat ist gültig bis ..... Datum (TT.MM.JJJJ).			
Ort, Datum (TT.MM.JJJJ)		Name, Funktion	
_____		_____	
Name Zertifizierungsstelle, Adresse, E-Mail		DAkKS Logo	
<b>Dieses Zertifikat darf nicht in Ausschnitten verwendet werden.</b>			

9179

9180 **E.14 Komponentenzertifikat**

9181 (Dieses Formular ist zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-Anwendungsregel bestimmt.)

<b>Name Zertifizierungsstelle</b> <b>Akkreditiert nach</b> <b>DIN EN ISO/IEC 17065</b>		<b>LOGO</b>  <span style="float: right;">1 (1)</span>	
<b>Komponentenzertifikat</b>		Nr: ..... Exemplar-Nr.: .....	
Hersteller			
Komponenten-Typ			
Technische Daten	Bemessungsscheinleistung:	_____ kVA	
	Bemessungsspannung:	_____ V	
	Nennfrequenz:	_____ Hz	
VDE-Anwendungsregel	VDE-AR-N 4110:2025-XX „TAR Mittelspannung“		
Zertifizierungsprogramm	FGW Technische Richtlinie Nr. 8 (mit Ausgabestand)		
Mitgeltende Normen/ Richtlinien	FGW Technische Richtlinien Nr. 3 und Nr. 4 (jeweils mit Ausgabestand)		
Die oben bezeichnete Komponente erfüllt die Anforderungen der oben aufgeführten Anwendungsregel Es gelten folgende Einschränkungen und Abweichungen: <input type="checkbox"/> keine <input type="checkbox"/> _____			
Der Hersteller hat die Zertifizierung des Qualitätsmanagementsystems seiner Fertigungsstätte nach ISO 9001 nachgewiesen bzw. unterliegt einer Fertigungsüberwachung.			
Das Zertifikat beinhaltet folgende Angaben: – Technische Daten der Komponente, der eingesetzten Hilfseinrichtungen und der verwendeten Softwareversion; – den schematischen Aufbau der Komponente; – zusammengefasste Angaben zu den Eigenschaften der Komponente. Das Zertifikat besteht aus ... Seiten und einem Anhang mit ... Seiten. Das Zertifikat ist gültig bis ..... Datum (TT.MM.JJJJ).			
Ort, Datum (TT.MM.JJJJ)		Name, Funktion	
_____		_____	
Name Zertifizierungsstelle, Adresse, E-Mail		DAkkS Logo	
<b>Dieses Zertifikat darf nicht in Ausschnitten verwendet werden.</b>			

9182

9183 **E.15 Anlagenzertifikat**

9184 (Dieses Formular ist zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-Anwendungsregel bestimmt.)

<b>Name Zertifizierungsstelle</b> <b>Akkreditiert nach</b> <b>DIN EN ISO/IEC 17065</b>	<b>LOGO</b>   <span style="float: right;">1 (1)</span>										
<b>Anlagenzertifikat</b>	Nr: ..... Exemplar-Nr. .... Typ: .....(A, B oder C)										
Projektbezeichnung	_____										
Anschlussnehmer	_____										
Leistungsangaben der Erzeugungsanlage	<table style="width:100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="border-right: 1px solid black; padding: 2px;">Vereinbarte Anschlusswirkleistung <math>P_{AV, E}</math></td> <td style="padding: 2px;">_____ kW</td> </tr> <tr> <td style="border-right: 1px solid black; padding: 2px;">Vereinbarte Anschlussscheinleistung <math>S_{AV, E}</math></td> <td style="padding: 2px;">_____ kVA</td> </tr> <tr> <td style="border-right: 1px solid black; padding: 2px;">Vereinbarte Anschlusswirkleistung <math>P_{AV, B}</math></td> <td style="padding: 2px;">_____ kW</td> </tr> <tr> <td style="border-right: 1px solid black; padding: 2px;">Vereinbarte Anschlussscheinleistung <math>S_{AV, B}</math></td> <td style="padding: 2px;">_____ kVA</td> </tr> <tr> <td style="border-right: 1px solid black; padding: 2px;">Installierte Wirkleistung <math>P_{inst}</math></td> <td style="padding: 2px;">_____ kW</td> </tr> </table>	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
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 4110:2025-XX „TAR Mittelspannung“										
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. Das Zertifikat besteht aus ... Seiten und einem Anhang mit ... Seiten.											
Ort, Datum (TT.MM.JJJJ)	Name, Funktion										
_____	_____										
Name Zertifizierungsstelle, Adresse, E-Mail	DAkKS Logo										
<b>Dieses Zertifikat darf nicht in Ausschnitten verwendet werden.</b>											

9185

9186

9187 **E.16 Betriebserlaubnisverfahren**

9188 (Dieses Formular ist zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-Anwendungsregel bestimmt.)

<b>Erteilung der Betriebserlaubnis</b>		1 (1)
(durch den Netzbetreiber auszufüllen)		
<b>Bezeichnung Erzeugungsanlage/Speicher</b>		
<b>Vereinbarte Anschluss-Wirkleistung Einspeisung <math>P_{AV, E}</math></b>	..... kW	
<b>Vereinbarte Anschluss-Scheinleistung Einspeisung <math>S_{AV, E}</math></b>	..... kVA	
<b>Vereinbarte Anschluss-Wirkleistung Bezug <math>P_{AV, B}</math></b>	..... kW	
<b>Installierte Wirkleistung <math>P_{inst}</math></b>	..... kW	
<b>Registriernummer des Netzbetreibers</b>		
<b>Bezeichnung Übergabestation</b>		
<input type="checkbox"/> <b>Der vorgenannten Erzeugungsanlage wird die vorübergehende Betriebserlaubnis erteilt.</b> Die vorübergehende Betriebserlaubnis wird vorbehaltlich der ordnungsgemäßen Abnahme, Inbetriebsetzung und ggf. Ertüchtigung der Übergabestation erteilt. Die vorübergehende Betriebserlaubnis gilt für eine Dauer von 6 Monaten nach Inbetriebnahme der Erzeugungsanlage jedoch längstens für 12 Monate nach Inbetriebsetzung der ersten Erzeugungseinheit.		
Der Entscheidung liegt folgende vollständige Dokumentation zu Grunde:		
<input type="checkbox"/> <b>Anlagenzertifikat (E.15)</b>	<input type="checkbox"/> <b>Inbetriebsetzungsprotokoll Übergabestation (E.7)</b>	
<input type="checkbox"/> <b>Elektroplanung / Einzelnachweisverfahren (längere Gültigkeit für die vorübergehende Betriebserlaubnis ggf. notwendig)</b>		
..... Ort, Datum	..... Unterschrift des Netzbetreibers	
<input type="checkbox"/> <b>Der vorgenannten Erzeugungsanlage wird die endgültige Betriebserlaubnis erteilt.</b> Der Entscheidung liegt folgende vollständige Dokumentation zu Grunde:		
<input type="checkbox"/> <b>Inbetriebsetzungserklärung der Erzeugungsanlage (E.11)</b>	<input type="checkbox"/> <b>Konformitätserklärung der Erzeugungsanlage (E.12)</b>	
<input type="checkbox"/> <b>Inbetriebsetzungserklärung der Erzeugungsanlage (E.9) der VDE-AR-N 4105</b>		
<input type="checkbox"/> <b>Schutzprüfprotokoll für den üEKS (E.18)</b>		
Sonstige Bemerkungen .....		
..... Ort, Datum	..... Unterschrift des Netzbetreibers	

9190 **E.17 Beschränktes Betriebserlaubnisverfahren**

9191 (Dieses Formular ist zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-Anwendungsregel bestimmt.)

<b>Erteilung einer beschränkten Betriebserlaubnis</b>		1 (1)
(durch den Netzbetreiber auszufüllen)		
Bezeichnung Erzeugungsanlage/Speicher	.....	
Registriernummer des Netzbetreibers	.....	
Bezeichnung Übergabestation	.....	
Der vorgenannten Erzeugungsanlage wird eine beschränkte Betriebserlaubnis erteilt: .....		
Die Erzeugungsanlage/der Speicher weicht in folgenden Punkten vom Anlagenzertifikat bzw. der Konformitätserklärung ab:		
.....		
.....		
.....		
.....		
.....		
.....		
.....		
.....		
Der Entscheidung liegt folgende vollständige Dokumentation zu Grunde:		
<input type="checkbox"/> Anlagenzertifikat-Nr.: .....		
<input type="checkbox"/> Konformitätserklärung Nr.: .....		
Die beschränkte Betriebserlaubnis ist befristet bis .....		
Sofern die oben aufgeführten Mängel nicht bis zum angegebenen Datum abgestellt sind, erlischt die endgültige Betriebserlaubnis. Die Erzeugungsanlage/der Speicher sind danach vom Netz zu trennen.		
Sonstige Bemerkungen: .....		
.....		
.....		
.....	.....	
.....	.....	
Ort, Datum	Unterschrift des Netzbetreibers	

9192

9193

9194 **E.18 Schutzprüfprotokoll für den üEKS**

9195 (Dieses Formular ist zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-Anwendungsregel bestimmt.)

<b>Nachweis mit Schutzprüfprotokoll für den üEKS</b>				1(3)
(vom Anlagenerrichter/Schutzprüfer auszufüllen)				
Anschlussanlage	Bearbeitungsnummer			
	Stationsbezeichnung			
	Beschreibung der Anschlussanlage			
	Bemerkungen			
Spannungswandler (üEKS)	Hersteller und Typ			
	Wicklung Übersetzung		Wicklung Nennleistung / gemessene Bürde	___/___ VA
	Wicklung Klasse		Wandler sekundärseitig geerdet (Primär „N“ geerdet)	<input type="checkbox"/> n
	en-Wicklung Übersetzung		en-Wicklung Nennleistung / gemessene Bürde	___/___ VA
	en-Wicklung Klasse		Wandler sekundärseitig geerdet	<input type="checkbox"/> dn(L1)
Hilfsenergieversorgung (USV)	Hersteller und Typ Batterie			
	Nennspannung	_____ V	Kapazität	
	Typ			
	Nennlast der Verbraucher		Überbrückungszeit	
	Batteriepole geerdet			<input type="checkbox"/> Ja <input type="checkbox"/> Nein
	Hersteller und Typ Gleichrichter			
Prüfklemmleiste oder Prüfsteckdose	Fabrikat			
	Typ	<input type="checkbox"/> nach VDE-AR-N 4110	<input type="checkbox"/> nach TAB des VNB	
Schutzrelais (üEKS)	Hersteller und Typ			
	Bestellnummer/Konfiguration			
	Softwarestand	Versorgungsspannung _____ V		<input type="checkbox"/> DC <input type="checkbox"/> AC
	Wandler Sekundär	<input type="checkbox"/> 100 V <input type="checkbox"/> 400 V	<input type="checkbox"/> 1 A <input type="checkbox"/> 5 A	
Bemerkungen				

<b>Nachweis mit Schutzprüfprotokoll für den üEKS</b>		2(3)	
(vom Anlagenerrichter/Schutzprüfer auszufüllen)			
<b>1. Funktionen des übergeordneten Entkopplungsschutzes</b>			
Prüfung der Gesamtwirkungskette (Abschaltzeiten vom Fehlereintritt bis zur Leistungsschalterabschaltung anhand einer Schutzfunktion)	Verwendete Schutzfunktion		
	Abschaltzeit Ist <sub>(gemessen)</sub> (aus Prüfung)	_____ s	
	Einstellzeit Ist (aus nachfolgender Tabelle)	_____ s	
	LS-Auslösung erfolgreich <input type="checkbox"/> Ja <input type="checkbox"/> Nein		
<b>Schutzrelais-Einstellwerte</b>			
	Ansprechwert	Rückfallwert	Einstellzeit
Spannungssteigerungsschutz <i>U</i> >> -Stufe	Soll: _____ Ist: _____	Ist: _____ Verhältnis: _____	Soll: _____ s Ist: _____ s
Spannungssteigerungsschutz <i>U</i> > -Stufe	Soll: _____ Ist: _____	Ist: _____ Verhältnis: _____	Soll: _____ s Ist: _____ s
Spannungsrückgangsschutz <i>U</i> < -Stufe	Soll: _____ Ist: _____	Ist: _____ Verhältnis: _____	Soll: _____ s Ist: _____ s
	Ist: _____	Ist: _____	Ist: _____ s

9197 1) Abschaltzeit Ist = Einstellzeit Ist + LS-Eigenzeit (Errechneter Wert, ermittelt mit „Prüfung der Gesamtwirkungskette“)

9198

<b>Schutzprüfprotokoll für den üEKS</b> (vom Anlagenerrichter auszufüllen)		3(3)
<b>2. Test von Überwachungsfunktionen</b>		
<b>Funktion</b>	<b>Zwangsauslösung des Leistungsschalters</b>	<b>Meldung zur kundeneigenen Meldestelle</b>
Selbstüberwachung der Schutzeinrichtung (Life-Kontakt)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Überwachung der netzunabhängigen Hilfsenergieversorgung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Ausfall der Leistungsschaltersteuerspannung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Ausfall der Messspannung für den Entkopplungsschutz	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Ausfall der Auslöseverbindung (Schutzeinrichtung und Schaltgerät sind räumlich getrennt)	<input type="checkbox"/> Ja <input type="checkbox"/> Nein	<input type="checkbox"/>
<b>kundeneigene Meldestelle</b>		<b>Kontaktdaten</b>
Besetzte Warte	<input type="checkbox"/>	
E-Mail-Störungspostfach	<input type="checkbox"/>	
SMS-Störungsb Benachrichtigung	<input type="checkbox"/>	
Sonstiges:	<input type="checkbox"/>	
<b>Aufnahme der Betriebsmesswerte</b>	$U_{L1}$ : _____ $U_{L2}$ : _____ $U_{L3}$ : _____ $I_{L1}$ : _____ $I_{L2}$ : _____ $I_{L3}$ : _____ $P$ : _____ <input type="checkbox"/> Einspeisung <input type="checkbox"/> Bezug aus dem öffentl. Netz $Q$ : _____ <input type="checkbox"/> Einspeisung <input type="checkbox"/> Bezug aus dem öffentl. Netz	
Bemerkungen		
<b>Bestätigung für die ordnungsgemäße Durchführung der Schutzprüfung</b>		
_____	_____	
Ort, Datum	Unterschrift Schutzprüfer	

9199  
9200  
9201  
9202

## Anhang F (informativ)

### Störschreiber

9203 Folgende Anforderungen sind bei der Auswahl eines Störschreibers zu berücksichtigen.

#### 9204 Allgemeines

- 9205 – Einhaltung der DIN EN 61000-4-30 (VDE 0847-4-30);
- 9206 – Klasse A;
- 9207 – CE-Kennzeichnung;
- 9208 – Synchronisierung über DCF 77 oder GPS;
- 9209 – Versorgungsspannung 24 V bis 220 V DC +10 %, –20 %;
- 9210 – Ausfall der Versorgungsspannung darf zu keinem Verlust der Parametrierung und der bis dahin aufgezeichneten Daten führen;
- 9211
- 9212 – Fernauslesbarkeit der Daten über Festnetz oder Mobilfunk mittels IP-basierten Übertragungsprotokollen;
- 9213 – Fernparametrierbarkeit empfohlen.

#### 9214 Analoge Eingangssignale und Messgrößen

- 9215 – Anschluss an Spannungswandler;
- 9216 – Anschluss an Wicklung für Messung/Schutz;
- 9217 – 3 × Leiter-Erde-Spannungen, 1 × en-Spannung;
- 9218 – Anschluss an Stromwandler;
- 9219 – Anschluss am Messkern;
- 9220 – 3 × Leiterströme, 1 × Nullstrom;
- 9221 – Belastbarkeit Strommesseingänge :  $100 \times I_n$  für 1 s;  $30 \times I_n$  für 10 s;  $4 \times I_n$  dauernd.

#### 9222 Binäre Ein- und Ausgangssignale

- 9223 – geeignet für Hilfsspannung 24 V bis 220 V DC;
- 9224 – Potentialtrennung der Binäreingänge mittels Optokoppler;
- 9225 – mindestens 4 Binäreingänge, möglichst mit unterschiedlichem Potential anschließbar;
- 9226 – Sammelsignal „Auslösung Schutz Anschlussnehmer“ (alle Entkupplungs- und Kurzschluss-schutzeinrichtungen, die auf den MS-Leistungsschalter wirken – ohne Netzschutzeinrichtungen);
- 9227
- 9228 – Sammelsignal „Auslösung Netzschutzeinrichtungen“;
- 9229 – Rückmeldungen des MS-Leistungsschalters;
- 9230 – Life-Kontakt (Überwachungskontakt des Störschreibers).

#### 9231 Störungsaufzeichnung

- 9232 – Aufzeichnung aller analogen und binären Eingangssignale;
- 9233 – Aufzeichnung von mindestens 20 Störungen mit einer Aufzeichnungsdauer von jeweils 6 s und einer Abtastrate von mindestens 1 kHz;
- 9234
- 9235 – Speicher als FIFO organisiert;
- 9236 – einstellbare Zeit für Vor- und Nachgeschichte;
- 9237

E VDE-AR-N 4110:2024-11

- 9238 Möglichkeit der Konvertierung in das comtrade-Format;
- 9239 – Triggerkriterien:
- 9240 •  $U_{\max}, U_{\min}, dU/dt,$
- 9241 •  $f_{\max}, f_{\min}, df/dt,$
- 9242 •  $I_{\max}, I_{\min}, dI/dt,$
- 9243 •  $P_{\max}, Q_{\max},$
- 9244 • Binäreingänge,
- 9245 • jeweils getrennt für alle erfassten analogen und binären Signale,
- 9246 • high, low, positive und negative Flanke.
- 9247 **Erfassung der Spannungsqualität**
- 9248 – Aufzeichnung aller Größen zur Auswertung der Spannungsqualität nach DIN EN 50160 einschließlich
- 9249 Berichtsfunktion (automatisierte Zusammenfassung der Ergebnisse mit Kennzeichnung von
- 9250 Abweichungen von der Norm);
- 9251 – Möglichkeit der Anpassung der Parametrierung beispielsweise bei Anpassungen der Norm, Änderung
- 9252 Aufzeichnungsintervall;
- 9253 – Aufzeichnung der Spannungen  $U_{L1-E}, U_{L2-E}, U_{L2-E}, U_{L1-L2}, U_{L2-L3}, U_{L3-L1}, U_{en};$
- 9254 – Aufzeichnung der Ströme  $I_{L1}, I_{L2}, I_{L3}, I_0;$  Ströme müssen bis zu  $4 \times I_n$  dauerhaft erfasst werden können;
- 9255 – Aufzeichnung Wirkleistung, Blindleistung, Scheinleistung, Verschiebungsfaktor;
- 9256 – Aufzeichnung  $U$ -Harmonische bis mindestens 40. Oberschwingung;
- 9257 – Aufzeichnung  $U$ -Zwischenharmonische bis mindestens 41. Oberschwingung;
- 9258 – Aufzeichnung  $I$ -Harmonische bis mindestens 40. Oberschwingung;
- 9259 – Aufzeichnung  $I$ -Zwischenharmonische bis mindestens 41. Oberschwingung;
- 9260 – Aufzeichnung Frequenz;
- 9261 – Aufzeichnung aller 10-Minuten-Mittelwerte für mindestens 50 Tage;
- 9262 – Speicher als FIFO organisiert;
- 9263 – Aufzeichnungsintervall frei wählbar.
- 9264 Sollte die Auswertung der Spannungsqualitätswerte nach DIN EN 50160 Grenzwertwert-Verletzungen
- 9265 ergeben, sind genauere Messungen und Analysen, insbesondere unter Berücksichtigung der Wandler-
- 9266 Messfehler, erforderlich. Der Umfang der in diesem Fall erforderlichen genaueren Messungen und Analysen
- 9267 ist zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber abzustimmen.
- 9268

9269

## Literaturhinweise

- 9270 [1] Systemdienstleistungsverordnung vom 3. Juli 2009 (BGBl. I, S. 1 734), die durch Artikel 10 des  
9271 Gesetzes vom 13. Oktober 2016 (BGBl. I, S. 2 258) geändert worden ist
- 9272 [2] D-A-CH-CZ Technischen Regeln zur Beurteilung von Netzurückwirkungen, 3. Ausgabe 2021
- 9273 [3] Technischen Richtlinien für Erzeugungseinheiten und -anlagen, Teil 3: Bestimmung der elektrischen  
9274 Eigenschaften von Erzeugungseinheiten und -anlagen am Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsnetz,  
9275 FGW e. V.
- 9276 [4] FNN-Hinweis – *Anforderungen an digitale Schutzeinrichtungen*, Januar 2015, Forum Netztechnik/  
9277 Netzbetrieb im VDE (FNN)
- 9278 [5] FNN-Hinweis – *Leitfaden zum Einsatz von Schutzsystemen in elektrischen Netzen*, September 2009,  
9279 Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN)
- 9280 [6] Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I, S. 1 066), das durch Artikel 1 des Gesetzes  
9281 vom 13. Oktober 2016 (BGBl. I, S. 2 258) geändert worden ist
- 9282 [7] Verordnung über elektromagnetische Felder in der Fassung der Bekanntmachung vom 14. August 2013  
9283 (BGBl. I S. 3266)
- 9284 [8] Sechste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz (Technische Anleitung  
9285 zum Schutz gegen Lärm – TA Lärm) vom 26. August 1998 (GMBI Nr. 26/1998 S. 503)
- 9286 [9] Wasserhaushaltsgesetz vom 31. Juli 2009 (BGBl. I S. 2585), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes  
9287 vom 4. August 2016 (BGBl. I, S. 1 972) geändert worden ist
- 9288 [10] FNN-Hinweis – *Gasisolierte metallgekapselte Schaltanlagen für die sekundäre Verteilungsebene bis  
9289 36 kV – Empfehlungen für Projektierung, Bau und Betrieb*, Dezember 2010, Forum Netztechnik/  
9290 Netzbetrieb im VDE (FNN)
- 9291 [11] Gefahrstoffverordnung vom 26. November 2010 (BGBl. I, S. 1 643, 1 644), die durch Artikel 1 der  
9292 Verordnung vom 15. November 2016 (BGBl. I, S. 2 549)
- 9293 [12] Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen vom 31. März 2010 (BGBl. I,  
9294 S. 377)
- 9295 [13] Chemikalien-Verbotsverordnung in der Fassung der Bekanntmachung vom 13. Juni 2003 (BGBl. I,  
9296 S. 867), die zuletzt durch Artikel 5 Absatz 40 des Gesetzes vom 24. Februar 2012 (BGBl. I, S. 212)  
9297 geändert worden ist
- 9298 [14] DGUV Vorschrift 3 – Elektrische Anlagen und Betriebsmittel, DGUV: Deutsche Gesetzliche  
9299 Unfallversicherung
- 9300 [15] Technischen Richtlinien für Erzeugungseinheiten und -anlagen, Teil 4: Anforderungen an Modellierung  
9301 und Validierung von Simulationsmodellen der elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten und  
9302 -anlagen, FGW e. V.
- 9303 [16] entfällt
- 9304 [17] Technischen Richtlinien für Erzeugungseinheiten und -anlagen, Teil 8: Zertifizierung der elektrischen  
9305 Eigenschaften von Erzeugungseinheiten und -anlagen am Nieder-, Mittel-, Hoch- und  
9306 Höchstspannungsnetz (TR 8), FGW e. V.
- 9307 [18] EnWG, Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG),  
9308 7. Juli 2005 (BGBl. I, S. 1 970 (3 621)), das durch Artikel 6 des Gesetzes vom 13. Oktober 2016 (BGBl.  
9309 I, S.2 258) geändert worden ist
- 9310 [19] Guide for Assessing the Network Harmonic Impedanz, A. Robert, T. Deflandre, Joint CIGRE/CIRED  
9311 Working Group CC02, Juni 1997
- 9312 [20] FNN-Hinweis – *Technische Anforderungen an die automatische Frequenzentlastung*, 1. Ausgabe Juni  
9313 2012, VDE/FNN, Österreichs E-Wirtschaft und VSE Verband der Schweizerischen  
9314 Elektrizitätsunternehmen
- 9315 [21] MessEG, Mess- und Eichgesetz vom 25. Juli 2013 (BGBl. I S. 2722, 2723), das zuletzt durch Artikel 1  
9316 des Gesetzes vom 11. April 2016 (BGBl. I S. 718) geändert worden ist
- 9317 [22] MessEV, Mess- und Eichverordnung vom 11. Dezember 2014 (BGBl. I S. 2010, 2011), die zuletzt durch  
9318 Artikel 1 der Verordnung vom 10. August 2017 (BGBl. I S. 3098) geändert worden ist

E VDE-AR-N 4110:2024-11

- 9319 [23] Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung, KWK-G, vom  
9320 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2498), das durch Artikel 3 des Gesetzes vom 17. Juli 2017 (BGBl. I S.  
9321 2532) geändert worden ist
- 9322 [24] Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit  
9323 Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger (Text von Bedeutung für EWR)
- 9324 [25] Verordnung (EU) 2016/1388 der Kommission vom 17. August 2016 zur Festlegung eines Netzkodex für  
9325 den Lastanschluss (Text von Bedeutung für EWR)
- 9326 [26] FNN-Hinweis – *Ermittlung und Bewertung der Netzfrequenz – Auswirkungen netzseitiger Störeinflüsse*  
9327 (Version 1.0), Oktober 2017
- 9328 [27] NELEV – Verordnung zum Nachweis von elektrotechnischen Eigenschaften von Energieanlagen  
9329 (Elektrotechnische-Eigenschaften-Nachweis-Verordnung – NELEV) vom 12. Juni 2017 (BGBl. I S.  
9330 1651), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 16. Mai 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 158) geändert  
9331 worden ist
- 9332 [28] MsbG, Messstellenbetriebsgesetz vom 29. August 2016 (BGBl. I S. 2034), das durch Artikel 15 des  
9333 Gesetzes vom 22. Dezember 2016 (BGBl. I S. 3106) geändert worden ist.
- 9334 [29] FNN-Hinweis – *Leitfaden für die Inbetriebnahme und den Betrieb von digitalen Netzschutzsystemen* –  
9335 (Version 1), Juni 2022
- 9336 [30] FNN-Hinweis – *Technische Anforderungen an Netzbildende Eigenschaften inklusive der Bereitstellung*  
9337 *von Momentanreserve* – (jeweils aktuelle Fassung und Version)
- 9338 [31] FNN-Hinweis –  *$P_{AV,E}$ -Überwachung bei Anschlüssen am Mittel- und Hochspannungsnetz -*  
9339 *Umsetzungsempfehlung zur Einspeiseüberwachung* – (Version 1.0), August 2022