

Technische Anforderungen an Netzbildende Eigenschaften inklusive der Bereitstellung von Momentanreserve

Festlegung von Anforderungen und Nachweisen für Netzbildende
Einheiten

Version 0.1
Februar 2024

1	Inhalt	
2	1 Einleitung	5
3	2 Anwendungsbereich	6
4	3 Begriffe und Abkürzungen	8
5	3.1 Begriffe	8
6	3.2 Abkürzungen.....	13
7	4 Netzbildende Typ-1-Einheiten	14
8	4.1 Anforderungen an netzbildende Typ-1-Einheiten	14
9	4.1.1 Grundsätzliche Anforderungen	14
10	4.1.2 Anforderungen an die Netzsicherheitsbasierte Primärregelung	15
11	4.1.3 Priorisierung der Anforderungen	15
12	5 Umrichterbasierte netzbildende Einheiten	16
13	5.1 Anforderungen an umrichterbasierte netzbildende Einheiten	16
14	5.1.1 Grundsätzliche Anforderungen	16
15	5.1.2 Anforderungen an das Verhalten bei Über- und Unterfrequenz	27
16	5.1.3 Priorisierung der Anforderungen	31
17	6 Anhänge	33
18	A. Anhang (informativ).....	33
19	A.I. Qualitative Erläuterung zur Ermittlung des Dämpfungsmaßes	33
20	A.II. Erläuterungen zur Kleinsignalstabilität der Primärregelung im unbeschränkten	
21	Stellbereich und Empfehlungen zur Reglerstabilität von Typ-1-Anlagen	33
22	B. Anhang (normativ).....	38
23	B.I. Parameter zu dynamischen Anforderungen an die Netzsicherheitsbasierte	
24	Primärregelung.....	38
25		

26 Bildverzeichnis

27	Bild 1 Prinzipielle Darstellung des grundfrequenten Spannungsquellenverhaltens einer	
28	netzbildenden Einheit am NAP	17
29	Bild 2 Beispielhafte Darstellung der statischen Spannungshaltung der kontinuierlichen	
30	Spannungsregelung bei Umsetzung in der netzbildenden Einheit	19
31	Bild 3 Grenzkurve für relative Spannungserhöhungen (Bild 12 (VDE-AR-N 4110) bzw. Bild 10	
32	(VDE-AR-N 4120)).....	22
33	Bild 4 Verhalten nach Fehlerende bis zum Erreichen des stationären Betriebes (Bild 16	
34	entsprechend VDE-AR-N 4110).....	23
35	Bild 5 Sequenz für den Frequenzverlauf (Überfrequenz) für den Fall d) am NAP	24
36	Bild 6 Sequenz für den Frequenzverlauf (Unterfrequenz) für den Fall d) am NAP	24
37	Bild 7 Referenzfrequenzverläufe zum Nachweis von Momentanreserveleistung und -energie	26
38	Bild 8 Anforderung an die Abgabeleistung der Erzeugungsanlagen im dynamischen	
39	Kurzzeitbereich.....	30
40	Bild 9 Sprungantwort eines Regelkreises zur quantitativen Ermittlung des Dämpfungsmaßes	33
41	Bild 10 Prinzipielle Reglerstruktur in leistungsgeregelten Erzeugungsanlagen	36
42		

43 Tabellenverzeichnis

44	Tabelle 1 Dynamische Anforderungen an die netzsicherheitsbasierte Primärregelung für die	
45	Wirkleistungsstellbereiche von Typ-1- und Typ-2-EZA, Erzeugungs- und	
46	Speichereinheiten sowie Speicher im unbeschränkten Stellbereich.....	38
47	Tabelle 2 Dynamische Anforderungen an die netzsicherheitsbasierte Primärregelung für die	
48	Wirkleistungsstellbereiche von Typ-1- und Typ-2-EZA im beschränkten Stellbereich	39
49		

50 **Vorwort**

51 Der mit der Energiewende einhergehende Zubau an umrichterbasierten Anlagen bei gleichzeitigem Rückbau
52 von konventioneller Erzeugung führt zu neuen Herausforderungen bei der Sicherstellung der Systemstabilität
53 auf gesamteuropäischer Ebene. Wesentliche destabilisierende Faktoren sind der Verlust an netzbildenden
54 Anlagen, die auch die für den stabilen Betrieb netzfolgender Anlagen benötigte Momentanreserve
55 bereitstellen, wie auch die fortschreitende Reduktion des für netzfolgende Anlagen erforderlichen
56 Kurzschlussleistungsverhältnisses. Zusätzliche Bedarfe an Momentanreserve zeigt insbesondere der
57 Netzentwicklungsplan für das Jahr 2035 aus dem Jahr 2021 sowie der Netzentwicklungsplan für das Jahr
58 2037 aus dem Jahr 2023 auf. Netzbildende Eigenschaften - insbesondere die Bereitstellung von
59 Momentanreserve - sind deshalb wesentliche Fähigkeiten von Kundenanlagen zur Sicherstellung der
60 Systemstabilität.

61 Mit ihrer marktlichen Beschaffung soll dem Verlust sowie den zusätzlichen Bedarfen an Momentanreserve
62 im Stromversorgungssystem begegnet werden. Die Bundesnetzagentur hat im September 2023 ein
63 Festlegungsverfahren gem. §§ 12h Abs. 5, 29 Abs. 1 EnWG zu den Spezifikationen und technischen
64 Anforderungen der transparenten, diskriminierungsfreien und markgestützten Beschaffung der nicht
65 frequenzgebundenen Systemdienstleistung „Trägheit der lokalen Netzstabilität“ („Momentanreserve“) gem.
66 § 12h Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 EnWG eingeleitet. In diesem Festlegungsverfahren soll als Voraussetzung der
67 marktlichen Beschaffung von Momentanreserve die am 18.12.2020 seitens der Bundesnetzagentur
68 festgelegte Ausnahme für Momentanreserve von der marktlichen Beschaffung aufgehoben werden.

69 Anlagen, die an der marktlichen Beschaffung von Momentanreserve teilnehmen, müssen sich hierfür
70 qualifizieren und geeignete Anforderungen erfüllen und Nachweise erbringen. Diese werden im Rahmen
71 dieses FNN Hinweises beschrieben und dienen als Grundlage für die erforderliche Zertifizierung der
72 Anlagen.

73 **Hinweis zum Entwurf (Version 0.1)**

74 Dieser VDE FNN Hinweis beschreibt Anforderungen an netzbildende Anlagen, die zukünftig am
75 Momentanreservemarkt teilnehmen wollen. Die dafür zu erbringenden Nachweise werden in einer späteren
76 Version des Hinweises ergänzt.

77 Diese Fassung wird der Fachöffentlichkeit zur Konsultation vorgelegt. Anmerkungen zu diesem VDE FNN
78 Hinweis sind willkommen. Nutzen Sie hierfür das Excel-Formular und senden Sie dieses bitte bis zum
79 20.03.2024 an Christoph Wulkow (christoph.wulkow@vde.com).

80

81 **1 Einleitung**

82 Dieser FNN Hinweis beschreibt Anforderungen und Nachweise als technische Grundlage für ein
83 Anreizsystem zur Beschaffung von netzbildenden Eigenschaften einschließlich Momentanreserve und richtet
84 sich an netzbildende Erzeugungseinheiten (EZE) von Typ-1 bzw. Typ-2, netzbildende Erzeugungs- und
85 Speichereinheiten (EZSE), netzbildende Speicher sowie netzbildende regelbare Bezugseinheiten (rBE).
86 Diese netzbildenden Kundenanlagen werden in diesem FNN Hinweis als netzbildende Einheiten bezeichnet.
87 Die hier beschriebenen Anforderungen und Nachweise bilden darüber hinaus die Grundlage für die spätere
88 Festlegung von Mindestanforderungen im Rahmen der Technischen Anschlussregeln (TAR).

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

92 Aus technischer Sicht werden drei Kategorien netzbildender Einheiten unterschieden:

93 **1** Netzbildende Einheiten mit „symmetrischer Momentanreserve“ verfügen unabhängig vom betrieblichen
94 Arbeitspunkt gleichermaßen über positive wie auch negative Momentanreserve, die in einem definierten
95 Umfang über die Mindesteigenschaften hinausgehen.

96 **2** Netzbildende Einheiten mit „negativer Momentanreserve“ wirken insbesondere einem positiven
97 Frequenzgradienten entgegen.

98 **3** Netzbildende Einheiten mit „positiver Momentanreserve“ wirken insbesondere einem negativen
99 Frequenzgradienten entgegen.

100 Die Bereitstellung netzbildender Eigenschaften über den gesamten Betriebsbereich sind dabei für alle
101 Kategorien netzbildender Einheiten Grundvoraussetzung im Sinne von Mindesteigenschaften.

102 Netzbildende Einheiten können entsprechend Punkt 2 und 3 prinzipiell auch über eine unsymmetrische
103 Momentanreserve verfügen. Im Unterscheid zur symmetrischen Momentanreserve besteht dann jedoch eine
104 eingeschränkte Verfügbarkeit in Abhängigkeit des betrieblichen Arbeitspunktes und bzgl. einer sich aus einer
105 spezifischen Netzbetriebssituation heraus ergebenden Anforderung.

106 2 Anwendungsbereich

107 Dieser FNN Hinweis ist als Ergänzung zu den VDE-AR-N 4110, VDE-AR-N 4120 und VDE-AR-N 4130 zu
108 verstehen¹. Dabei ersetzen bzw. ergänzen die Abschnitte in diesem FNN Hinweis die Abschnitte der
109 bestehenden VDE-Anwendungsregeln wie folgt:

FNN Hinweis	VDE-AR-N 4110	VDE-AR-N 4120	VDE-AR-N 4130
4.1.2 bzw. 5.1.1.8 + 5.1.2	10.2.4.3	10.2.4.3	10.2.4.3
5.1.1.3	10.2.2	10.2.2	10.2.2
5.1.1.5	10.2.3	10.2.3	10.2.3
5.1.1.4.4	10.2.3.3.4	10.2.3.3.4	10.2.3.3.4
4.1.3 bzw. 5.1.3	8.1 (Priorisierung)	8.1 (Priorisierung)	8.1 (Priorisierung)

110 Die in diesem technischen Hinweis festgelegten Anforderungen und Nachweise können angewendet werden
111 auf:

- 113 ■ Erzeugungseinheiten vom Typ-1 (Typ-1-EZE mit zusätzlicher Schwungmasse und/oder Option für
114 Phasenschieberbetrieb),
- 115 ■ Neu zu errichtende umrichterbasierte netzbildende Typ-2-Einheiten und bestehende netzfolgende Typ-2-
116 Einheiten, die zu netzbildenden Einheiten ertüchtigt werden sollen,
- 117 ■ Netzbildende Erzeugungs- und Speichereinheiten sowie netzbildende Speicher,
- 118 ■ Umrichterbasierte netzbildende regelbare Bezugsanlagen (rBE).

119 Die zugrundeliegende Technologie ist für die technische Beschreibung der Momentanreserve wesentlich. Im
120 Rahmen eines Beschaffungsprozesses sind die technologischen Unterschiede entsprechend zu
121 berücksichtigen. Dies gilt ebenso für den Einsatz von Momentanreserve innerhalb der Netzbetriebsprozesse.

122 *ANMERKUNG 1 Die im Rahmen dieses FNN Hinweises definierten Anforderungen an netzbildende Einheiten sollen als*
123 *Grundlage für die spätere Entwicklung von technischen Mindestanforderungen im Rahmen der Technischen*
124 *Anschlussregeln dienen. Dieser Schritt erfolgt mit der nationalen Umsetzung des Network Code Requirements for*
125 *Generators nach seinem Inkrafttreten.*

126 Vorabhinweise zur Anwendung

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

- 128 a) die minimale Anlaufzeitkonstante $T_{A,E,\min}$ (entspricht $T_{A,\text{Eigenstabilität}}^2$);
- 129 b) die maximale Anlaufzeitkonstante $T_{A,E,\max} = 25$ s, (systemisch sinnvoller Maximalwert).

130 *ANMERKUNG 2 Es werden in diesem Hinweis keine Mindestanforderungen für $T_{A,E,\min}$ gestellt, entsprechend wird*
131 *zum Zwecke der Vergütung im Rahmen des Anreizsystems der Wert für $T_{A,\text{Eigenstabilität}}$ mit Null bewertet. Netzbildende*
132 *Einheiten müssen jedoch mindestens ein T_A in der Höhe bereitstellen, dass die Eigenstabilität der Einheit*
133 *(Teilnetzbetriebsfähigkeit, bzw. Stabilität im Fiktiven Inselnetz) ohne beigestellte Schwungmasse nach Abschnitt 5.1.2*
134 *sichergestellt ist. Im Rahmen von technischen Mindestanforderungen kann $T_{A,E,\min}$ höhere Werte annehmen. Analog*

¹ Dabei sind in diesem FNN Hinweis für alle Verweise auf die Technischen Anschlussregeln die Versionen: VDE-AR-N 4110:2023-09, VDE-AR-N 4120:2018-11 und VDE-AR-N 4130:2018-11 heranzuziehen.

² Begriff entsprechend Festlegung der Bundesnetzagentur: „Konzepte für die Spezifikationen und technischen Anforderungen der transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Beschaffung der nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistung „Trägheit der lokalen Netzstabilität“ („Momentanreserve“) gem. § 12h Abs. 1 S. 1 Nr. 2, Abs. 5 EnWG“

135 können netzbildende Einheiten maximal ein T_A in der Höhe bereitstellen, dass der Referenzfrequenzverlauf nach Bild 7
136 nach Abschnitt 5.1.1.12 ohne Einschränkungen durchfahren werden kann.

137 **Besonderheiten bei netzbildenden Typ-1-Einheiten**

138 Die in diesem FNN Hinweis festgelegten Anforderungen und Nachweise können angewendet werden auf
139 eine:

140 ■ Typ-1-Einheit mit zusätzlicher Schwungmasse (Generator und Turbine fest gekuppelt)

141 ■ Typ-1-Einheit mit optionalem Phasenschieberbetrieb (Kupplung zwischen Generator und Turbine)

142 ■ Typ-1-Einheit mit zusätzlicher Schwungmasse bei optionalem Phasenschieberbetrieb

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

Entwurf Zwischenstand

146 3 Begriffe und Abkürzungen

147 3.1 Begriffe

148 Für die Anwendung dieses Dokuments gelten die folgenden Begriffe.

149

150 3.1.1

151 Typ-1-EZE-Anlaufzeitkonstante

152 $T_{A,E}$

153 diejenige Zeit, die bei einer Typ-1-EZE mit der Nennscheinleistung $S_{r,E}$ benötigt wird, um den Turbosatz
154 (Turbine und Synchronmaschine, Polpaarzahl p) oder bei einer vergleichbaren Anordnung aus einer
155 Synchronmaschine mit dem Trägheitsmoment $J_{r,E}$ und einer Typ-1-EZE bei Nennmoment vom Stillstand
156 auf Nenndrehzahl bzw. Nennfrequenz f_n zu beschleunigen:

$$157 T_{A,E} = \frac{J_{r,E} * (2\pi f_n)^2}{S_{r,E} p^2}$$

158 *Anmerkung 1 zum Begriff: Die Anlaufzeitkonstante der Typ-1-EZE ist ein Maß für das auf Nennleistung und*
159 *Nennfrequenz bezogene Trägheitsmoment $J_{r,E}$ der Erzeugungseinheit.*

160 3.1.2

161 Anlaufzeitkonstante umrichterbasierter netzbildender Einheiten

162 $T_{A,E}$

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

$$166 T_{A,E} = \frac{\left(\frac{\Delta P}{P_{r,E}}\right)}{\left(\frac{df/f_n}{dt}\right)}$$

167 3.1.3

168 Dämpfungsgrad, Dämpfungsmaß

169 D

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

$$172 D = \min_{(i=1,n)} \frac{|\sigma_i|}{\sqrt{\sigma_i^2 + \lambda_i^2}} = \frac{\Lambda}{\sqrt{(2\pi)^2 + \Lambda^2}}$$

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

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

180 3.1.4

181 effektives Kurzschlussverhältnis (ESCR, Effective Short Circuit Ratio)

182 $ESCR_{NAP}$

183 Verhältnis der ausschließlich aus netzbildenden (Nb) Erzeugungsanlagen stammenden Kurzschlussleistung
184 $S''_{k,Nb,NAP}$, die an einem NAP vorhanden ist, zu der am NAP installierten, aus netzfolgenden Anlagen
185 stammenden Erzeugungsleistung $P_{inst,NAP}$ sowie der Summe der Nennleistungen $P_{inst,nfU,l}$ der m elektrisch
186 wirksam zum Netzanschlusspunkt angeschlossenen Typ-2-EZA mit netzfolgenden Umrichtern (nfU) unter
187 Berücksichtigung des Wirkfaktors (Interaction Factor) $IF_{NAP,l} = \Delta U_{NAP} / \Delta U_l$, wobei ΔU_{NAP} der fiktiven
188 Spannungsänderung am NAP entspricht, welche durch die Spannungsänderung ΔU_l am Knoten l
189 hervorgerufen würde:

$$190 \quad ESCR_{NAP} = \frac{S''_{k,Nb,NAP}}{P_{inst,NAP} + \sum_l^m (IF_{NAP,l} \cdot P_{inst,nfU,l})}$$

191 *Anmerkung 1 zum Begriff: Als elektrisch wirksam gelten dabei alle netzfolgenden Typ-2-Anlagen, deren, mit ihrer*
192 *Nennleistung gewichteten $IF_{NAP,l}$ – Terme, zu der Summenbildung wesentlich beitragen.*

193 *Anmerkung 2 zum Begriff: Die aus netzbildenden Anlagen ermittelte Kurzschlussleistung $S''_{k,Nb,NAP}$ ist dabei so zu*
194 *bestimmen, dass diese ausschließlich den am Netzanschlusspunkt angeschlossenen Typ-2-EZA zugeteilt werden kann*
195 *und nicht von weiteren Typ-2-EZA jenseits des NAP genutzt wird. In der Praxis ist deshalb das effektive*
196 *Kurzschlussverhältnis $ESCR_{NAP}$ anzusetzen.*

197 *Anmerkung 3 zum Begriff: Der Wirkfaktor $IF_{NAP,l}$ nähert sich dem Wert 1 für Typ-2-EZA die dem NAP elektrisch nah*
198 *sind und nähert sich dem Wert 0 für Typ-2-EZA die vom NAP elektrisch entfernt sind.*

199 *Anmerkung 4 zum Begriff: Ein ausreichend hohes effektives Kurzschlussverhältnis ist für Typ-2-EZA mit netzfolgenden*
200 *Umrichtern eine Grundvoraussetzung für ihre Fähigkeit nach den jeweils festgelegten Netzanschlussregeln im*
201 *stationären wie auch im Fehlerfall am Netz zu verbleiben.*

202 **3.1.5**

203 **Erzeugung- und Speichereinheit (EZSE)**

204 Speichereinheit, die mit einer Erzeugungseinheit kombiniert ist und mit dieser zum Netz gemeinsame AC-
205 Klemmen nutzt sowie je nach Ausführung unterschiedliche primär- (i.d.R. DC-) seitige und sekundär- (i.d.R.
206 AC-) seitige Mindest- bzw. Maximalleistungen aufweisen kann

207 **3.1.6**

208 **fiktiver Inselnetzbetrieb, Fiktives Inselnetz**

209 fiktive Betriebssituation zum Nachweis der Stabilität der netzsicherheitsbasierten Primärregelung, in der das
210 Netz jenseits des NAPs ausschließlich aus einer konstanten Last sowie bei Typ-2-EZA bzw. EZSE oder
211 Speichern mit netzfolgenden Umrichtern einer zusätzlich beigestellten Schwungmasse und
212 Kurzschlussleistung besteht und die EZA bzw. die EZSE oder Speicher mit dem NAP verbunden bleibt

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

217 *Anmerkung 2 zum Begriff: Mit dem fiktiven Inselnetzbetrieb entsteht eine Betriebssituation, deren Stabilitätsbedingung*
218 *der des Inselnetzbetriebs entspricht. Beim Übergang vom regulären Netzparallelbetrieb in eine solche Betriebssituation*
219 *findet keine Signalisierung der Inselnetzbetriebssituation statt. Eine Erkennung des fiktiven Inselnetzzustandes hat*
220 *ausschließlich über die Ermittlung und Überwachung der PRNB-Frequenzgrenzen zu erfolgen.*

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

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

229 **3.1.7**

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

231 Primärregelung, die auf dem Regelenergiemarkt gehandelt und ausschließlich im Frequenzbereich von
232 49,8 Hz - 50,2 Hz eingesetzt wird

- 233 **3.1.8**
234 **Momentanreserveenergie**
235 Energie zur Bereitstellung von Momentanreserve
236
237 *Anmerkung 1 zum Begriff: Die Momentanreserveenergie einer Erzeugungseinheit vom Typ-1 entspricht dem Anteil der*
238 *gespeicherten kinetischen Rotationsenergie, die bei Frequenzänderungen ein- bzw. ausgespeichert wird.*
- 239 *Anmerkung 2 zum Begriff: Die Momentanreserveenergie einer netzbildenden Erzeugungseinheit vom Typ-2 wird in*
240 *einem elektrischen Speicher und / oder durch eine geeignete Regelung aus der zur Verfügung stehenden Primärenergie*
241 *bereitgestellt.*
- 242 **3.1.9**
243 **Momentanreserveleistung**
244 Leistungsreserve einer netzbildenden Einheit, mit der auftretende Leistungsungleichgewichte instantan,
245 d.h. ohne Zeitverzug ausgeglichen werden
- 246 **3.1.10**
247 **netzbildende Eigenschaft**
248 Eigenschaft einer Erzeugungseinheit, einer EZSE, eines Speichers oder einer regelbaren Bezugseinheit die
249 hinsichtlich der Regeleinrichtung zur Wirkleistungsregelung und Spannungsregelung derart ausgelegt ist,
250 dass sie im fiktiven Inselnetzbetrieb wie auch im Netzparallelbetrieb einen stabilen Arbeitspunkt bei
251 konstanter Spannung und Frequenz aufrechterhalten kann sowie ein stabiles Verhalten bei definierten
252 Störungen mit stationären und dynamischen Abweichungen vom Arbeitspunkt gewährleistet
- 253 **3.1.11**
254 **netzbildende Einheit**
255 Erzeugungseinheit, EZSE, Speicher oder regelbare Bezugseinheit, die über netzbildende Eigenschaften
256 verfügt
- 257 **3.1.12 Begriffe im Kontext der netsicherheitsbasierten Primärregelung**
- 258 **3.1.12.1**
259 **netsicherheitsbasierte Primärregelung (entspricht LFSM-O/U)**
260 außerhalb des Frequenzbereichs von 49,8 Hz - 50,2 Hz zur Gewährleistung der Netzsicherheit erforderliche
261 Beteiligung von Erzeugungsanlagen, Erzeugungs- und Speichereinrichtungen, Speichern und kontinuierlich
262 regelbaren Bezugseinheiten an der Primärregelung
- 263 **3.1.12.2**
264 **Kleinsignalstabilität der netsicherheitsbasierten Primärregelung**
265 Stabilitätseigenschaft der netsicherheitsbasierten Primärregelung einer Erzeugungsanlage im fiktiven
266 Inselnetzbetrieb innerhalb des unbeschränkten Wirkleistungsstellbereichs
- 267 *Anmerkung 1 zum Begriff: Die Kleinsignalstabilität der netsicherheitsbasierten Primärregelung ist dann gegeben, wenn*
268 *mittels der Regeleinrichtung zur Frequenzregelung kleine Störungen der Wirkleistungsbilanz stabil ausgeglichen werden*
269 *können und der sich ergebende neue Arbeitspunkt stabil gehalten werden kann (siehe auch Anhang A.II).*
- 270 **3.1.12.3**
271 **unbeschränkte netsicherheitsbasierte Primärregelung**
272 Beiträge der netsicherheitsbasierten Primärregelung, die keinen wesentlichen typ- und/oder
273 anlagenspezifischen Beschränkungen des Wirkleistungsgradienten innerhalb des vereinbarten
274 Wirkleistungsstellbereichs unterliegen, so dass das Zeitverhalten die Anforderungen der Kleinsignalstabilität
275 an die Primärregelung erfüllt

276 3.1.12.4

277 **beschränkte netsicherheitsbasierte Primärregelung**

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

281 3.1.12.5

282 **unbeschränkter Stellbereich der netsicherheitsbasierten Primärregelung**

283 für die netsicherheitsbasierte Primärregelung ausgehend von einem beliebigen zulässigen Arbeitspunkt
284 verfügbare Stellbereich der Wirkleistung, für den keine typ- und/oder anlagenspezifischen Beschränkungen
285 dahingehend vorliegen, dass die Anforderungen der Kleinsignalstabilität der netsicherheitsbasierten
286 Primärregelung eingehalten werden können

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

292 3.1.12.6

293 **beschränkter Stellbereich der netsicherheitsbasierten Primärregelung**

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

296 3.1.12.7

297 **leistungsbezogene Statik der netsicherheitsbasierten Primärregelung**

298 s

299 Steigung der Reglerkennlinie der netsicherheitsbasierten Primärregelung außerhalb des Totbands, die die
300 Änderung der Wirkleistung einer Erzeugungseinheit in Abhängigkeit zu der Änderung der Netzfrequenz
301 charakterisiert

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

$$306 \quad s = \left| \frac{\frac{\Delta f}{f_n}}{\frac{\Delta P}{P_{\text{ref}}}} \right| \quad \text{bzw.} \quad s = \left| \frac{\frac{\Delta n}{n_n}}{\frac{\Delta P}{P_{\text{ref}}}} \right|$$

307 3.1.13

308 **stoßfreie Reglerumschaltung**

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

312 3.1.14

313 **systemstützende Eigenschaft**

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

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

320 **3.1.15**

321 **Trägheit**

322 Bei einem gegebenen Leistungsungleichgewicht bestimmt die Trägheit die Änderungsgeschwindigkeit des
323 Winkels des Spannungszeigers

324
325 *Anmerkung 1 zum Begriff: Die Trägheit einer einzelnen Typ-1-Einheit wird durch die kinetische Rotationsenergie des*
326 *Turbosatzes oder alternativ durch dessen Anlaufzeitkonstante als bezogene Größe beschrieben. Diese*
327 *Anlaufzeitkonstante kann als Äquivalent zur Beschreibung der Trägheit weiterhin verwendet werden, wenn*
328 *umrichterbasierte netzbildende Einheiten durch ihre Regelung eine in ihrer Wirkung gleichwertige Trägheit bereitstellen.*

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

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

337 **3.1.16**

338 **vorübergehende Mindestleistung**

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

343

344 **3.2 Abkürzungen**
345

ESCR	Effektives Kurzschlussverhältnis (Effective Short Circuit Ratio)
EZA	Erzeugungsanlage
EZE	Erzeugungseinheit
EZSE	Erzeugungs- und Speichereinheit
FSM	Frequency Sensitive Mode
LFSM-O	Limited Frequency Sensitive Mode Over-Frequency
LFSM-U	Limited Frequency Sensitive Mode Under-Frequency
NAP	Netzanschlusspunkt
OVRT	Over Voltage Ride Through
UVRT	Under Voltage Ride Through
PRNB	Netzsicherheitsbasierte Primärregelung (entspricht LFSM-O/U)
rBE	Regelbare Bezugseinheit

Entwurf Zwischenstand

346 4 Netzbildende Typ-1-Einheiten

347 4.1 Anforderungen an netzbildende Typ-1-Einheiten

348 4.1.1 Grundsätzliche Anforderungen

349 4.1.1.1 Verhalten bei steilen Frequenzgradienten (RoCoF)

350 Netzbildende Typ-1-Einheiten müssen schnelle Frequenzänderungen am NAP ohne Trennung vom Netz
351 durchfahren können. Die Einheiten dürfen sich nicht vom Netz trennen, solange:

352 a) die bei dem Nachweis der Stabilität im „Fiktiven Inselnetz“ nach Abschnitt XX bzw. Abschnitt YY
353 aufgetretenen maximalen Drehzahlgradienten nicht überschritten werden;

354 *HINWEIS Da dem Leser die den definierten Anforderungen zugehörigen Nachweise zum Zeitpunkt der*
355 *Veröffentlichung dieses Zwischenstandes nicht zur Verfügung stehen sei angemerkt, dass für diese Anforderung*
356 *die maximal auftretenden Drehzahlgradienten heranzuziehen sind, die beim „Fallen in die fiktive Insel“ bei einer*
357 *spontanen Lastbaschaltung ausgehend von $P_{b\ inst}$ auf technische Mindestleistung, maximal jedoch um 45 % $P_{b\ inst}$*
358 *auftreten, entsprechend Abschnitt 4.1.2.*

359 b) die Drehzahlgradienten für den kritischen FRT-Fall nicht überschritten sind, welche sich aus den unter
360 Abschnitt 10.2.3 der jeweils anzuwendenden technischen Anschlussregel definierten FRT-Fällen für
361 Typ-1-Anlagen bei maximalem Spannungseinbruch an der EZE-Klemme bei maximaler mechanischer
362 Antriebsleistung bei einer Fehlerdauer von 150 ms ergeben;

363 c) die folgenden gemittelten Frequenzänderungsgeschwindigkeiten für Typ-1-EZA mit einer installierten
364 Leistung kleiner 140 MW nicht überschritten werden:

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

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

367 – $\pm 1,25$ Hz/s für eine Dauer von 2 s;

368 die gemittelte Frequenzänderungsgeschwindigkeit von $\pm 1,0$ Hz/s für eine Dauer von 0,5 s für Typ-1-EZA mit
369 einer installierten Leistung größer oder gleich 140 MW nicht überschritten wird.

370 4.1.1.2 Festlegungen zur Anlaufzeitkonstante

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

374 ■ Massenträgheitsmoment des Generators

375 ■ Massenträgheitsmoment der zusätzlichen Schwungmasse mit gekoppeltem Generator

376 ■ Massenträgheitsmoment des gesamten Wellenstrangs (Gesamtsystem)

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

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

382 Bei Änderungen an Bestandsanlagen sind folgende Fälle zu unterscheiden:

383 ■ Bei Ergänzung einer zusätzlichen Schwungmasse ist das Massenträgheitsmoment der zusätzlichen
384 Schwungmasse ausweisen

385 ■ Bei der Ertüchtigung zum Phasenschieberbetrieb ist das Massenträgheitsmoment des Generators
386 ausweisen

387 4.1.2 Anforderungen an die Netzsicherheitsbasierte Primärregelung

388 Es gelten ohne Einschränkungen die Abschnitte 5.1.2.1, 5.1.2.4, 5.1.2.5 und 5.1.2.6.

389 Es gilt Abschnitt 5.1.2.2, wobei folgende von Abschnitt 5.1.2.2 abweichende Anforderungen zu
390 berücksichtigen sind:

391 ■ Bezüglich der Anforderungen an die **Statik und Dämpfung** im Bereich der PRNB ist **Punkt 1** des
392 Abschnitts 5.1.2.2 einzuhalten, wobei die wirksame PRNB als proportionale Drehzahlregelung
393 auszuführen ist. Zusätzlich ist als Bezugsgröße P_{ref} zur Bestimmung der Statik für Typ-1-EZE $P_{\text{b inst}}$
394 heranzuziehen und es ist bei der **Struktur und Parametrierung der Drehzahlregelung** ein
395 Dämpfungsmaß von $D \geq 0,06$ einzuhalten.

396 ■ Bezüglich des **Verhaltens bei Über- und Unterfrequenz** im Bereich der PRNB ist **Punkt 5** des
397 Abschnitts 5.1.2.2 einzuhalten, wobei anstelle des ersten Spiegelstrichs ausgehend von $P_{\text{b inst}}$ eine
398 spontane Lastabschaltung auf den unteren Grenzwert des Stellbereichs nach Tabelle 2, maximal jedoch
399 um 45 % von $P_{\text{b inst}}$ beherrscht werden muss. Zusätzlich muss eine Lastabschaltung mit beliebiger
400 Amplitude, maximal jedoch 45 % $P_{\text{b inst}}$, innerhalb des Betriebsbereichs von $P_{\text{b inst}}$ und Mindestlast
401 beherrscht werden.

402 ■ Für netzbildende Typ-1-EZE gelten zudem folgende **Besonderheiten im Bereich der PRNB**:

403 Jede Typ-1-EZE muss in der Lage sein zwischen den Betriebspunkten vorübergehende Mindestleistung-
404 und Maximallast P_{Amax} auf Basis der PRNB einen fiktiven Inselnetzbetrieb nach den Vorgaben dieses
405 Abschnitts sicherzustellen. Die dafür nachgewiesenen systemstützenden Eigenschaften der EZE müssen
406 im Netzbetrieb jederzeit innerhalb des PRNB Regelbereichs aktiv sein. Im Falle einer Umschaltung von
407 Parametern und/oder Strukturen der Regeleinrichtungen bei der Aktivierung der PRNB (Überschreiten
408 des 200 mHz Totbandes) und umgekehrt muss ein stabiler Betrieb der EZE gewährleistet sein.

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

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

411 Es gilt Abschnitt 5.1.2.3, wobei folgende von Abschnitt 5.1.2.3 abweichende Anforderungen zu
412 berücksichtigen sind:

413 ■ Folgende Einschränkung ist am Ende des ersten Absatzes des Abschnitts 5.1.2.3 zu ergänzen:
414 Technologiebedingt ist für Verbrennungskraftmaschinen und Gasturbinen eine Reduzierung um
415 3 % $P_{\text{b inst}}$ im dynamischen Kurzzeitbereich bis zum Wiedererreichen von 49,5 Hz zulässig.

416 ■ Bei Gas- und Dampfturbinen ist bei abnehmender Drehzahl unterhalb von 49,5 Hz und unterhalb der in
417 Bild 8 dargestellten Kurve, ein durch den Gas- oder Dampfprozess bedingter Rückgang der maximalen
418 Wirkleistungsabgabe der Erzeugungseinheiten von nicht mehr als $10 \% \cdot P_{\text{b inst}} \cdot (49,5 \text{ Hz} - f) /$
419 1 Hz zulässig. Dies gilt auch für Verbrennungskraftmaschinen. Bei darüberhinausgehendem Rückgang
420 der maximalen Wirkleistungsabgabe sind durch den Betreiber der Erzeugungsanlage die zugrunde zu
421 legenden Umgebungsbedingungen (z. B. Umgebungstemperatur) und die technischen Fähigkeiten
422 nachweislich zu dokumentieren und die Zustimmung des Netzbetreibers einzuholen.

423 4.1.3 Priorisierung der Anforderungen

424 Es gelten die Anforderungen des Abschnitts 5.1.3.

425

426 5 Umrichterbasierte netzbildende Einheiten

427 5.1 Anforderungen an umrichterbasierte netzbildende Einheiten

428 5.1.1 Grundsätzliche Anforderungen

429 5.1.1.1 Spannungsquellenverhalten

430 Die netzbildende Einheit muss sich aus Sicht des Netzes an ihren Klemmen bzw. am Netzanschlusspunkt
431 dauerhaft äquivalent zu einer Spannungsquelle hinter einer Impedanz (Thevenin-Quelle) entsprechend dem
432 Ersatzschaltbild für das Mitsystem nach Bild 1 verhalten, wobei die innere ideale Spannungsquelle eine
433 grundfrequente Mitsystemspannungsquelle sein muss.

434 Die wirksame Impedanz im Mitsystem kann anteilig physikalisch (z.B. Kuppeltransformator, Filterinduktivität)
435 und zusätzlich regelungstechnisch ausgeprägt und zeitvariabel sein.

436 Die wirksame Impedanz ist so auszulegen, dass die netzbildende Einheit innerhalb ihrer Auslegungsgrenzen
437 für Neuanlagen folgenden Maximalwert nicht überschreitet:

- 438 a) ohne Einheitentransformator (auf Niederspannungsebene): 0,25 p.u. oder
- 439 b) inklusive Einheitentransformator (auf Mittelspannungsebene): 0,35 p.u.

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

443 Die wirksame Gegensystemimpedanz ist grundsätzlich gleich der wirksamen Mitsystemimpedanz
444 auszulegen.

445 *ANMERKUNG 1 Es werden in diesem FNN Hinweis keine Anforderungen an die minimale wirksame Impedanz gestellt.*

446 *ANMERKUNG 2 Das R/X-Verhältnis der regelungstechnischen Impedanz sollte einen Wert von 0,1 nicht überschreiten.*

447 Bei einem Winkelsprung von $\pm 5^\circ$ an der EZE-Klemme muss die netzbildende Einheit innerhalb ihrer
448 Stromgrenzen mit einer Winkelsprungleistung an der EZE-Klemme von mindestens $\pm 10\% P_{E_{\max}}$ reagieren.

449 *ANMERKUNG 3 Es wird davon ausgegangen, dass die Winkelsprungleistung nicht ausschließlich durch die wirksame
450 Impedanz beeinflusst wird, sondern zum Beispiel auch durch regelungstechnische Maßnahmen zur Dämpfung.*

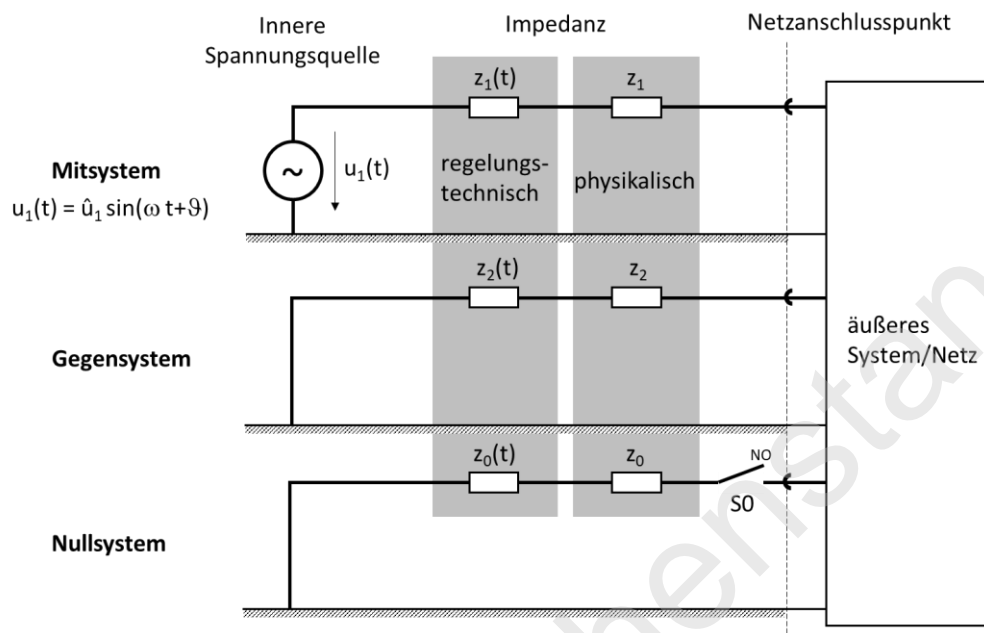
451 Gegensystemkomponenten der Spannungsquelle bzw. eine Anpassung der Gegensystemimpedanz sind
452 zulässig, sofern sie dazu dienen, an den Klemmen eine möglichst symmetrische Spannung zu gewährleisten
453 oder eine dauerhafte Belastung durch unsymmetrische Ströme auf Werte (von z.B.) $< 10\% I_T$ zu limitieren.

454 Das Spannungsquellenverhalten ist eine permanente und grundlegende Eigenschaft, die auch erhalten
455 werden muss, wenn die netzbildende Einheit in eine Begrenzung läuft (Strombegrenzung). Nach Erreichen
456 der Stromgrenze darf nach Spannungswinkelsprüngen und sprunghaften Änderungen der
457 Spannungsamplitude für bis zu 40 ms hinsichtlich des Spannungsquellenverhaltens von einem
458 sinusförmigen Verlauf abgewichen werden.

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

462 *ANMERKUNG 4 Entsprechend des Spannungsquellenverhaltens (Thevenin-Quelle) erfolgt beim Auftreten eines
463 Ereignisses innerhalb des Netzes am oder jenseits des NAP eine instantane Anpassung des Stroms bzw. der
464 elektrischen Leistung an den Klemmen der netzbildenden Einheit entsprechend der über den NAP jeweils wirksamen
465 Impedanz (physikalische und regelungstechnische Impedanz) auf Basis physikalischer Phänomene (z.B.*

466 elektromagnetische Ausgleichsvorgänge). Dies erfordert einer sich ändernden Winkeldifferenz (Winkel der inneren
467 Spannungsquelle gegenüber dem Spannungswinkel am NAP bzw. den Klemmen der netzbildenden Einheit) mit einer
468 vorzeichenrichtigen Leistungsänderung entgegenzuwirken. Der Nachweis der Spannungseinprägung erfolgt durch die
469 Nachweise zur Eigenstabilität im Fiktiven Inselnetz.



470

471 *Bild 1 Prinzipielle Darstellung des grundfrequenten Spannungsquellenverhaltens einer netzbildenden*
472 *Einheit am NAP*

473 5.1.1.2 Höherfrequentes Dämpfungsverhalten

474 Das Verhalten der netzbildenden Einheit ist so zu gestalten, dass bestehende Resonanzstellen im
475 Amplitudengang der Netzimpedanz nicht verstärkt werden, sowie neu eingebrachte Resonanzstellen
476 gedämpft werden. Diese Anforderung gilt grundsätzlich, jedoch insbesondere für den Frequenzbereich von
477 10 Hz bis 0,5 kHz und ist unabhängig vom Frequenzgang der Netzimpedanz am Netzzanschlusspunkt zu
478 erfüllen.

479 5.1.1.3 Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung am Netzzanschlusspunkt

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

482 Dieser wird ersetzt durch: „Bei der Umsetzung der statischen Spannungshaltung ist zu beachten, dass diese
483 außerhalb des quasistationären Betriebsbereiches der Erzeugungsanlage für netzbildende Einheiten gemäß
484 Bild 4 im Anwendungsbereich der VDE-AR-N 4110 und VDE-AR-N 4120 bzw. Bild 2 im Anwendungsbereich
485 der VDE-AR-N 4130 und innerhalb der jeweiligen FRT-Grenzkurven die kontinuierliche Spannungsregelung
486 an den netzbildenden Einheiten und das UVRT/OVRT-Verhalten von netzbildenden Einheiten gemäß
487 Abschnitt 5.1.1.5 nicht beeinträchtigt.“

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

490 Für netzbildende Anlagen im Anwendungsbereich der VDE-AR-N 4120 wird die Anforderung an das
491 Regelverhalten der Blindleistung wie folgt angepasst: „Das Regelverhalten der Blindleistung nach den
492 Verfahren a) und b) gemäß Abschnitt 10.2.2.4 der VDE-AR-N 4120 am Netzzanschlusspunkt muss bei allen
493 Sollwertsprüngen qualitativ nach dem in Bild C.2 der VDE-AR-N 4120 dargestellten Verhalten erfolgen. Jeder
494 Blindleistungswert, der sich aus dem vom Netzbetreiber vorgegebenen Regelverhalten ergibt, muss von der

495 netzbildenden Anlage einstellbar zwischen 5 Sekunden und 60 Sekunden bereitgestellt werden
496 (Anschwingzeit). Wird vom Netzbetreiber hierzu kein konkreter Wert vorgegeben, gilt ein Wert von 10
497 Sekunden.“

498 Für netzbildende Anlagen im Anwendungsbereich der VDE-AR-N 4130 wird die Anforderung an das
499 Regelverhalten der Blindleistung wie folgt angepasst: "Die maximal zulässige Anschwingzeit für das
500 Erreichen des Blindleistungssollwerts muss von der Erzeugungsanlage zwischen 5 s und 60 s eingestellt
501 werden können. Wird vom Netzbetreiber hierzu kein konkreter Wert vorgegeben, gilt ein Wert von 10 s. Die
502 maximal zulässige Einschwingzeit für das Erreichen des Blindleistungssollwertes wird vom relevanten
503 Netzbetreiber im Bereich zwischen 5 s und 60 s vorgegeben, wobei die Toleranz für die
504 Blindleistungsabgabe im statischen Zustand höchstens 5 % der maximalen Blindleistungsabgabe beträgt.“

505 **5.1.1.4 Spannungsregelung für netzbildende Einheiten**

506 **5.1.1.4.1 Allgemeines**

507 Netzbildende Einheiten müssen über eine kontinuierliche Spannungsregelung verfügen. Diese ist der
508 statischen Spannungshaltung unterlagert und ist für netzbildende Einheiten im Anwendungsbereich der:

- 509 ■ VDE-AR-N 4110 mindestens innerhalb des quasistationären Betriebsbereiches von Erzeugungsanlagen
510 nach Bild 4 und innerhalb der FRT-Grenzkurven nach Bild 14 oder
- 511 ■ VDE-AR-N 4120 mindestens innerhalb des quasistationären Betriebsbereiches von Erzeugungsanlagen
512 nach Bild 4 und innerhalb der FRT-Grenzkurven nach Bild 12 oder
- 513 ■ VDE-AR-N 4130 mindestens innerhalb des quasistationären Betriebsbereiches von Erzeugungsanlagen
514 nach Bild 2 und innerhalb der FRT-Grenzkurven nach Bild 12

515 aktiv. Die Spannungsregelung ist so auszulegen, dass die Anforderungen auch im Verbund mit mehreren
516 netzbildenden Einheiten parallel an einem Netzanschlusspunkt erfüllt werden können.

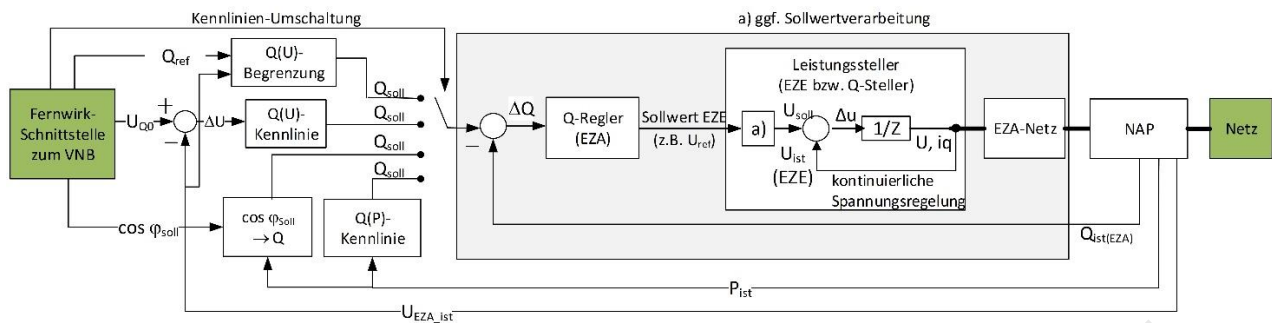
517 Sollte es die herstellerepezifische Umsetzung erfordern, können die Anforderungen auch auf den
518 Netzanschlusspunkt bezogen werden. In diesem Fall ist die Spannungsregelung so auszulegen, dass die
519 Anforderungen auch im Verbund mit mehreren netzbildenden Anlagen parallel an einem Netzanschlusspunkt
520 erfüllt werden können.

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

523 *ANMERKUNG 2 Eine beispielhafte Darstellung der statischen Spannungshaltung der kontinuierlichen*
524 *Spannungsregelung bei Umsetzung in der netzbildenden Einheit findet sich in Bild 2.*

525 Für netzbildende Einheiten, die eine Wirkleistung von $\leq 5\% P_{E_{\max}}$ einspeisen, gelten Anforderungen an die
526 Spannungsregelung außerhalb des quasistationären Betriebsbereichs nach Können und Vermögen.

- Entwurf -



527
528 *Bild 2 Beispielhafte Darstellung der statischen Spannungshaltung der kontinuierlichen Spannungsregelung*
529 *bei Umsetzung in der netzbildenden Einheit*

530 5.1.1.4.2 Kontinuierliche Spannungsregelung

531 Voraussetzung für eine stabile Spannungsregelung ist die Stabilität des geschlossenen
532 Spannungsregelkreises mit einer maximalen Anschlagzeit und Mindestdämpfung bei einer Impedanz, die
533 sich aus der regelungstechnischen Impedanz und der physikalischen Impedanz (ermittelt aus dem
534 Kurzschlussleistungsverhältnis SCR) zusammensetzt. Die Spannungsregelung muss dabei die genannten
535 Stabilitätsanforderungen für einen Wertebereich des Kurzschlussleistungsverhältnisses am
536 Netzanschlusspunkt von $SCR \geq 0$ erfüllen. Dabei entspricht ein $SCR = 0$ einem Inselbetrieb ohne weitere
537 netzbildende Einheiten.

538 *ANMERKUNG Die Anforderungen gelten nur solange, wie die Bedingung der Spannungsstabilität am*
539 *Netzanschlusspunkt zur Übertragung der abgegebenen Leistung erfüllt ist.*

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

543 Die Regelung der Spannung an der Klemme der netzbildenden Einheit erfolgt im Sinne einer geregelten
544 Spannungsquelle hinter einer wirksamen Impedanz Z_W gemäß Abschnitt 5.1.1.1. Diese soll auch im
545 Kleinsignalbereich wirken und erfolgt daher mit einer P-Charakteristik ohne Totband.

546 Im unbeschränkten Arbeitsbereich muss die wirksame Impedanz bei netzseitigen Ereignissen konstant sein.

547 Insbesondere soll bei einem Amplitudensprung der Spannung an den Klemmen der netzbildenden Einheit
548 eine Blindstromreaktion erfolgen, die auf eine konstante Spannungsquelle hinter einer konstanten Impedanz
549 schließen lässt. Dies ist erfüllt, wenn im unbegrenzten Arbeitsbereich ausgehend von einem Arbeitspunkt
550 die Verdopplung eines an der Klemme der netzbildenden Einheit eingprägten Spannungssprungs zu einer
551 Verdoppelung der Blindstromänderung führt.

552 Dabei gilt bzgl. der Linearität eine Toleranz von $(\Delta u_{II} - \Delta u_I) / (\Delta i_{II} - \Delta i_I) = 1 \pm 15\%$. Dabei ist $(\Delta u_{II} - \Delta u_I)$ die
553 Differenz der beiden Spannungssprünge und $(\Delta i_{II} - \Delta i_I)$ die Differenz der beiden resultierenden
554 Blindstromänderungen.

555 5.1.1.4.3 Dynamische Anforderungen

556 Bei einer Änderung des Sollwertes für die kontinuierliche Spannungsregelung der netzbildenden Einheit darf
557 die Anschlagzeit innerhalb des Abschnittes 10.2.3.2 der jeweils anzuwendenden Technischen
558 Anschlussregel angegebenen Kurzschlussleistungsbereiches maximal 1 s betragen.

559 Bei einer sprunghaften Änderung der Klemmenspannung bei konstantem Sollwert werden folgende
560 Anforderungen an die Dynamik des sich aus der Spannungsregelung ergebenden Blindstromes gestellt:

561 ■ Anschlagzeit: $T_{an_90\%} \leq 10 \text{ ms}$

562 ■ Einschwingzeit: $T_{ein_Δx} \leq 60 \text{ ms}$

563 ■ Dämpfung: $D \geq 0,3$.

564 Die Anschlagzeit ist unter Einhaltung der Anforderungen an die Dämpfung für den gesamten
565 Kurzschlussleistungsbereich so gering wie möglich zu halten. Eine Ungenauigkeit bezüglich Betrag und
566 Phasenlage vor Ablauf der Anschlagzeit ist zulässig.

567 *ANMERKUNG Für die Bewertung der Einhaltung von An- und Einschwingzeit sind die Obergrenzen von 50 ms*
568 *(Anschlagzeit) und 80 ms (Einschwingzeit) zu berücksichtigen, da die Ermittlung von Mit- und Gegensystemgrößen*
569 *über einen 20 ms Zeitraum stattfindet.*

570 **5.1.1.4.4 Verhalten bei Erreichen der Stromgrenzen**

571 Anstelle der Anforderungen des Abschnitts 10.2.3.3.4 der jeweils anzuwendenden Technischen
572 Anschlussregel gelten folgende Anforderungen:

573 Die Stabilität im Sinne der Anforderungen an ein Spannungsquellenverhalten ist sicherzustellen.

574 *ANMERKUNG Dies beinhaltet im Wesentlichen die Möglichkeit des Eingriffs in die Spannungsamplitude, den*
575 *Spannungswinkel und die wirksame Impedanz.*

576 Das R/X-Verhältnis der regelungstechnischen Impedanz muss im eingeschwungenen Zustand beibehalten
577 werden. Die Toleranz darf dabei maximal $\pm 0,1$ betragen.

578 Um die Winkelstabilität und das geforderte Dämpfungsverhalten sicherzustellen, ist die Anpassung von
579 Spannungsamplitude und -Winkel zulässig.

580 Ist die Notwendigkeit einer Strombegrenzung nicht mehr gegeben, muss die netzbildende Einheit
581 unverzüglich in den Normal-Betriebszustand zurückkehren. Dabei gelten die jeweiligen Anforderungen an
582 das dynamische Verhalten der netzbildenden Einheit.

583 Bei Typ-2-Erzeugungseinheiten mit doppeltgespeistem Asynchrongenerator darf bei Fehlern, bei denen alle
584 3 Leiter-Leiter-Spannungen $25\% U_n$ unterschritten haben, die Anschlagzeit bis zu 1,0 s betragen. Zudem
585 darf bei aufeinanderfolgenden Fehlern, bei denen alle 3 Leiter-Leiter-Spannungen $25\% U_n$ unterschritten
586 haben, frühestens mit dem Ende des zweiten Netzfehlers die Anschlagzeit für den Wirkstrom maximal 5 s
587 betragen. Die gleiche Anforderung an die Anschlagzeit gilt bei Einsatz der eingeschränkten
588 Spannungsregelung, frühestens mit dem Ende des zweiten Netzfehlers.

589 **5.1.1.5 Robustheit gegen kurzzeitige Über- und Unterspannungseignisse (O-/UVRT-Robustheit)**

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

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

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

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

605 Es gelten dabei folgende Anforderungen:

606 a) Die netzbildenden Einheiten dürfen sich bei Über- und Unterspannungsereignissen innerhalb der
607 vorgegebenen Grenzen nicht vom Netz trennen:

608 – Solange alle Leiter-Leiter-Spannungen am Netzanschlusspunkt innerhalb der in Bild 14 für
609 netzbildende Einheiten im Anwendungsbereich der VDE-AR-N 4110 bzw. Bild 12 für netzbildende
610 Einheiten im Anwendungsbereich der VDE-AR-N 4120 dargestellten Grenzkurven (rot für
611 dreiphasige und grün für zweiphasige Spannungseinbrüche sowie blau für die Überspannungs-
612 Grenzkurve) liegen, darf es im gesamten Betriebsbereich der netzbildenden Einheit nicht zur
613 Instabilität der netzbildenden Einheit und nicht zu einer Trennung vom Netz kommen, wenn die am
614 Netzanschlusspunkt netzseitig verbleibende Netzkurzschlussleistung S_{kV} nach Fehlerklärung
615 größer ist als der dreifache Zahlenwert der Summe der maximalen Scheinleistungen S_{Amax} aller
616 netzbildenden Einheiten vom Typ 2, die direkt an diesem Mittelspannungsnetz angeschlossen sind.

617 – Zur Beurteilung der O-/UVRT-Grenzkurven³ bei Spannungsrückgang ist jeweils die kleinste der drei
618 Leiter-Leiter-Spannungen am Netzanschlusspunkt heranzuziehen, bei Spannungssteigerung die
619 größte der drei Leiter-Leiter-Spannungen am Netzanschlusspunkt (Details siehe Anhang B.4).

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

622 • Spannungen $> 1,1 U_c$ oder $< 0,9 U_c$.

623 Als Kriterium für das Fehlerende wird das folgende Ereignis festgelegt:

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

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

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

628 – Netzbildende Einheiten müssen in der Lage sein, eine beliebige Folge von Netzfehlern zu
629 durchfahren, solange die gesamte kumulierte Energie, die in den vorangegangenen 30 min aufgrund
630 von Netzfehlern während der Netzfehler nicht in das Netz eingespeist werden konnte, kleiner als das
631 Äquivalent einer elektrischen Energie von $P_{Emax} \cdot 2$ s ist.

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

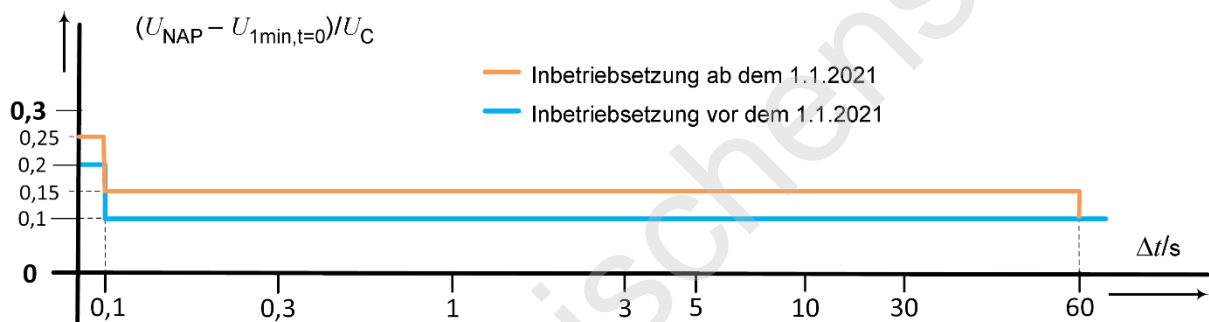
635 Netzbildende Einheiten mit Anschluss an ein isoliert oder kompensiert betriebenes Mittelspannungs-
636 Verteilnetz dürfen sich bei einem einpoligen Fehler (Erdschluss) nicht vom Netz trennen. Sollten aufgrund
637 der Sternpunktbehandlung des Mittelspannungs-Verteilnetzes einpolige Fehler zu signifikanten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

³ Auch als „FRT-Grenzkurven“ bezeichnet

641 ANMERKUNG 3 Die FRT-Kurven nach Bild 13 und Bild 14 bzw. Bild 11 und Bild 12 beschreiben die
642 Mindestanforderungen an das Verbleiben der Erzeugungsanlage am Netz. Sie sind nicht dafür konzipiert, einen
643 Unterspannungsschutz zu parametrieren.

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

649 Die in 10.2.3.2 und 10.2.3.3 der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel beschriebenen
650 Anforderungen (siehe auch Bild 14 (VDE-AR-N 4110) bzw. Bild 12 (VDE-AR-N 4120)) müssen nicht erfüllt
651 werden, wenn eine auftretende kurzzeitige Spannungserhöhung Δu_{NAP} (Differenz der höchsten Leiter-Leiter-
652 Spannung am Netzanschlusspunkt zu deren 1-Minuten-Mittelwert $U_{1\text{min}}$ bei Fehlerbeginn bezogen auf die
653 vereinbarte Versorgungsspannung) die Grenzkurve nach Bild 12 (VDE-AR-N 4110) bzw. Bild 10 (VDE-AR-
654 N 4120) überschreitet.



655
656 Bild 3 Grenzkurve für relative Spannungserhöhungen (Bild 12 (VDE-AR-N 4110) bzw. Bild 10 (VDE-AR-N
657 4120))

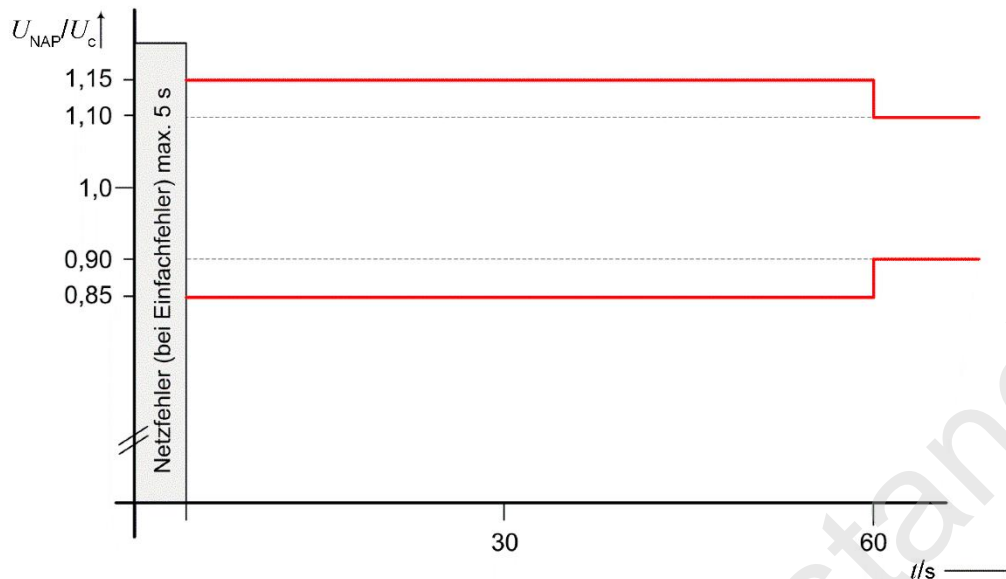
658
659 An Kundenanlagen mit netzbildenden Einheiten werden die Anforderungen an die dynamische Netzstützung
660 separat nach den für die jeweiligen Typen geltenden Anforderungen gestellt.

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

664 5.1.1.5.1 Verhalten nach Fehlerende bis zum Erreichen des stationären Betriebs

665 Befindet sich die Netzspannung 5 s nach Fehlerbeginn noch außerhalb des Spannungsbandes von
666 $U_c \pm 10 \% U_c$ und droht eine Auslösung des Eigenschutzes der netzbildenden Einheit, müssen die
667 netzbildenden Einheiten ihr Blindleistungsverhalten soweit anpassen, dass eine Auslösung des
668 Eigenschutzes vermieden wird. Zugunsten dieses Blindleistungsverhaltens darf die
669 Wirkleistungseinspeisung – soweit technisch erforderlich – angepasst werden. Innerhalb dieses Zeitraumes
670 gelten die Anforderungen an die statische Spannungshaltung nicht.

671 Durch die Regelung der Trafostufenstellung am vorgelagerten Verteilertransformator HS/MS des Netz-
672 betreibers ist davon auszugehen, dass die Spannung nach spätestens 60 s wieder innerhalb des
673 Spannungsbandes von $U_c \pm 10 \% U_c$ liegt.



674
675 Bild 4 Verhalten nach Fehlerende bis zum Erreichen des stationären Betriebes (Bild 16 entsprechend VDE-
676 AR-N 4110)

677 Bezüglich der Blindleistungsbereitstellung nach Erreichen des stationären Betriebes gelten die Anforderun-
678 gen der statischen Spannungshaltung nach 10.2.2 der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel.

679 5.1.1.6 Synchronität und Winkelstabilität

680 Die Synchronität der inneren Spannungsquelle der netzbildenden Einheit mit dem Netz ist betrieblich
681 fortlaufend als auch bei den auslegungsrelevanten Ereignissen nach diesem FNN Hinweis zu erhalten.

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

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

686 5.1.1.7 Auslegung des netzseitigen Umrichters

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

690 5.1.1.8 Verhalten bei steilen Frequenzgradienten (RoCoF)

691 Netzbildende Einheiten müssen schnelle Frequenzänderungen am NAP ohne Trennung vom Netz
692 durchfahren können. Hierbei dürfen sich netzbildende Einheiten nicht vom Netz trennen, solange:

- 693 a) die bei dem Nachweis der Stabilität im „Fiktiven Inselnetz“ nach Abschnitt XYZ aufgetretenen maximalen
694 Frequenzgradienten nicht überschritten werden;

695 HINWEIS Da dem Leser die den definierten Anforderungen zugehörigen Nachweise zum Zeitpunkt der
696 Veröffentlichung dieses Zwischenstandes nicht zur Verfügung stehen sei angemerkt, dass für diese Anforderung
697 die maximal auftretenden Drehzahlgradienten heranzuziehen sind, die beim „Fallen in die Fiktive Insel“ bei einer
698 spontanen Lastbaschaltung ausgehend von $P_{b \text{ inst}}$ auf technische Mindestleistung, maximal jedoch um 45 % $P_{b \text{ inst}}$
699 auftreten, entsprechend Abschnitt 5.1.2.

- 700 b) die Frequenzgradienten für den kritischen FRT-Fall nicht überschritten sind, welche sich aus den unter
701 Abschnitt 10.2.3 der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel definierten FRT-Fällen für

- Entwurf -

702 Typ-2-Anlagen bei maximalem Spannungseinbruch an der EZE-Klemme bei maximaler mechanischer
703 Antriebsleistung bei einer Fehlerdauer von 150 ms ergeben;

704 c) die folgenden gemittelten Frequenzänderungsgeschwindigkeiten nicht überschritten werden:

- 705 - $\pm 4,0$ Hz/s für eine Dauer von 0,25 s,
- 706 - $\pm 2,0$ Hz/s für eine Dauer von 0,5 s,
- 707 - $\pm 1,5$ Hz/s für eine Dauer von 1,0 s und
- 708 - $\pm 1,25$ Hz/s für eine Dauer von 2,0 s;

709 d) die Sequenzen von Frequenzänderungsgeschwindigkeiten nach Bild 5 und Bild 6 nicht überschritten werden.
710

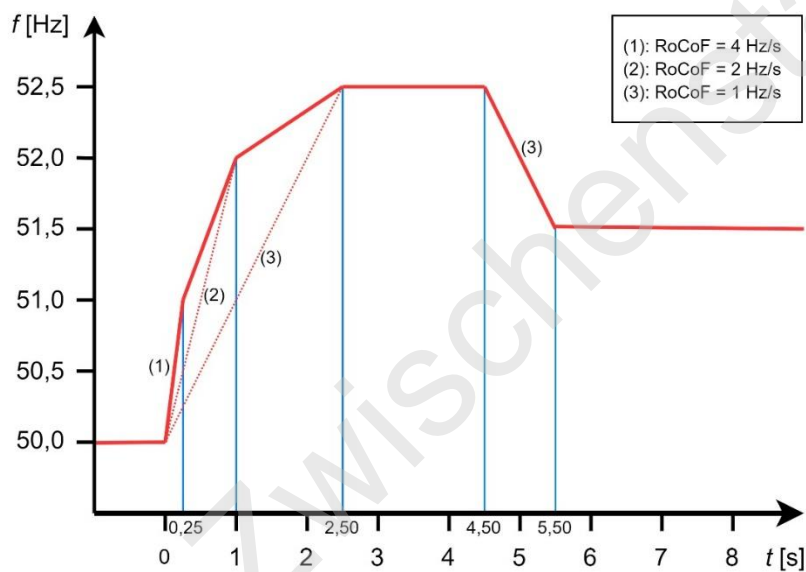


Bild 5 Sequenz für den Frequenzverlauf (Überfrequenz) für den Fall d) am NAP

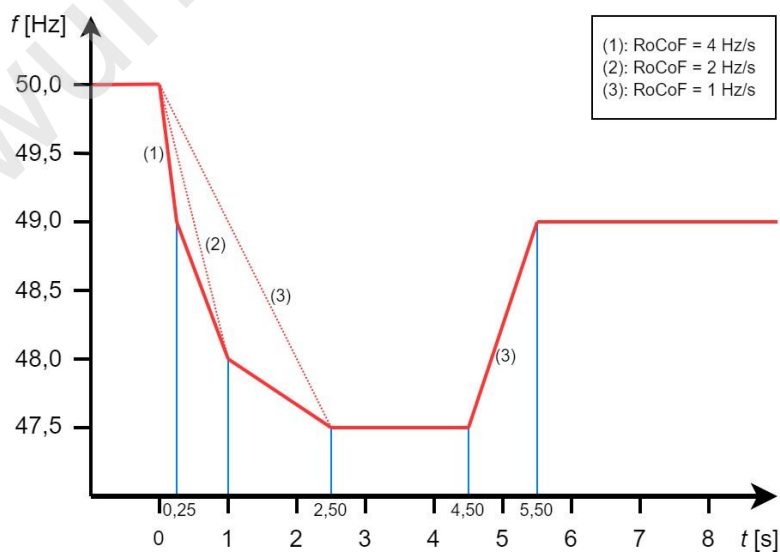


Bild 6 Sequenz für den Frequenzverlauf (Unterfrequenz) für den Fall d) am NAP

716 5.1.1.9 Netzparallelbetriebsfähigkeit

717 Eine netzbildende Einheit muss netzparallelbetriebsfähig sein. Die Netzparallelbetriebsfähigkeit bedeutet in
718 diesem Zusammenhang, dass die netzbildende Einheit mit Typ-1-EZE, anderen netzbildenden Einheiten und
719 netzfolgenden Typ-2-Einheiten (EZE, EZSE, Speicher und rBE) stabil betrieben werden kann.

720 *ANMERKUNG 1 Die Netzparallelbetriebsfähigkeit von netzbildenden Einheiten innerhalb der Anlage ist durch den*
721 *Betreiber sicherzustellen und nicht Gegenstand dieser Anforderung.*

722 *ANMERKUNG 2 Die Fähigkeit zum Betrieb der netzbildenden Einheit für SCR- beziehungsweise ESCR-Werte gegen*
723 *Null wird durch den Nachweis der Stabilität im Fiktiven Inselnetz nach Abschnitt XX abgedeckt.*

724 5.1.1.10 Dämpfung von Frequenz-Leistungspendelungen

725 Die durch den kontinuierlichen Vorgang der Synchronisierung (Austausch von synchronisierender Leistung)
726 der netzbildenden Einheit mit dem elektrischen Netz am NAP entstehenden Frequenz-
727 Leistungspendelungen sind durch die netzbildende Einheit über den gesamten Frequenzbereich unterhalb
728 der Grundfrequenz zu dämpfen, wobei das Dämpfungsmaß ohne Berücksichtigung des Einflusses der
729 netzsicherheitsbasierten Primärregelung (siehe Abschnitt 5.1.2) einen Wert von 0,5 nicht unterschreiten darf.
730 Hierbei gilt ein SCR von 3 an der Klemme der netzbildenden Einheit. Der Einfluss der
731 netzsicherheitsbasierten Primärregelung auf das Dämpfungsmaß der Frequenz-Leistungspendelungen
732 muss stets positiv sein.

733 5.1.1.11 Festlegungen zur Anlaufzeitkonstante

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

736 Bei netzbildenden Einheiten, die richtungsabhängige Momentanreserve anbieten, ist die Anlaufzeitkonstante
737 $T_A = T_{A, \text{pos}}$ für positive Momentanreserve oder eine Anlaufzeitkonstante $T_A = T_{A, \text{neg}}$ für negative
738 Momentanreserve zu berücksichtigen. Netzbildende Einheiten, die sowohl positive als auch negative
739 Momentanreserve anbieten, sind hinsichtlich der Anlaufzeitkonstanten symmetrisch auszulegen mit
740 $T_A = T_{A, \text{pos}} = T_{A, \text{neg}}$.

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

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

- 746 ■ nach Erbringung von positiver Momentanreserve darf die aufgenommene Energie maximal das 1,5-fache
747 der abgegebenen Energie betragen.
- 748 ■ nach Erbringung von negativer Momentanreserve darf die abgegebene Energie maximal das 1,5-fache
749 der aufgenommenen Energie betragen.

750 *ANMERKUNG 1 Bei einem Betrieb im Maximum Power Point (MPP) einer Windkraftanlage ist zu vermeiden, dass durch*
751 *die Bereitstellung von Momentanreserve ein Arbeitspunkt angefahren wird, der bei der Rückkehr zum ursprünglichen*
752 *Arbeitspunkt zu einer vorübergehend reduzierten Leistungseinspeisung führt.*

753 *ANMERKUNG 2 Solange keine zulässigen Begrenzungen eingreifen, ist die Beziehung $T_A \cdot d\omega/dt = p_{\text{gen}} - p_{\text{ist}} - p_D$*
754 *einzuhalten, wobei p_{gen} der primärseitig erzeugten Leistung, p_{ist} der abgegebenen elektrischen Leistung und p_D der*
755 *Dämpfungsleistung entsprechen.*

756 Innerhalb der Stromgrenzen des Stromrichters der netzbildenden Einheit ist der gesamte Arbeitsbereich von
757 $-P_{r,E}$ bis $+P_{r,E}$ für den Abruf von Momentanreserve zur Verfügung zu stellen.

758 ANMERKUNG 3 Auch bei netzbildenden Erzeugungseinheiten muss der kurzzeitige Betrieb mit Rückleistung möglich
759 sein.

760 5.1.1.12 Anforderungen an die Momentanreserveleistung und -Energie

761 Die in den Abschnitten 5.1.1.3 (Spannungsregelung und FRT-Verhalten) und 5.1.2 (Über- und
762 Unterfrequenzverhalten) festgelegten Anforderungen, sowie der Referenzverlauf der Frequenz am NAP
763 nach Bild 7 sind stabil zu durchfahren, wobei die Anlaufzeitkonstante T_A nach den in den hier genannten
764 Abschnitten jederzeit nachweisbar erhalten sein muss.

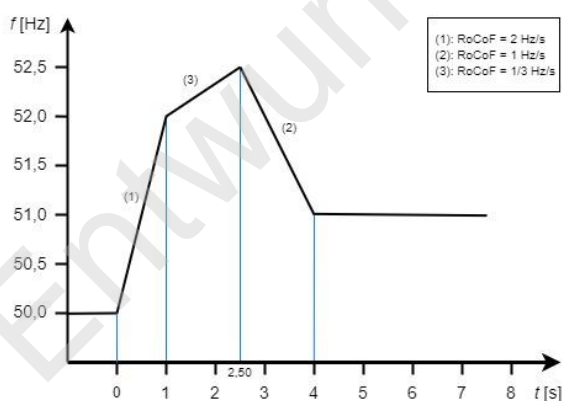
765 Von dem vermarkteten T_A kann vorübergehend in den folgenden Betriebsituationen der netzbildenden
766 Einheit abgewichen werden, wenn:

- 767 a) beim Erreichen der Auslegungsgrenzen des Umrichters die Strombegrenzungsfunktion aktiv ist.
- 768 b) die Anforderungen an die Spannungsregelung / FRT, PRNB, Referenzfrequenzverlauf erfüllt sind und in
769 darüber hinaus gehenden Betriebsituationen Momentanreserve-Energie angefordert werden würde.
- 770 c) zum Erhalt der Stabilität (Verbleiben am Netz, Transiente Stabilität) eine Winkelbegrenzungsfunktion
771 aktiviert werden muss.

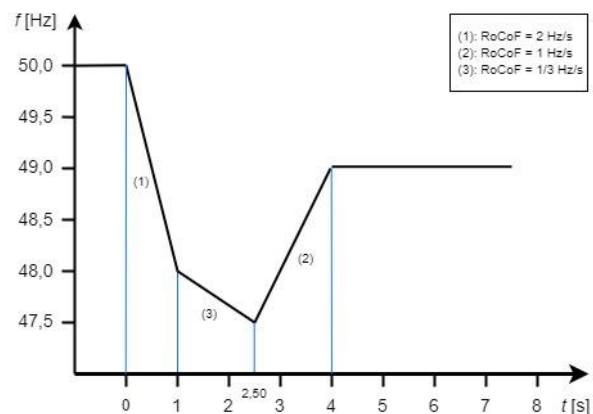
772 Für das Durchfahren des Referenzfrequenzverlaufes nach Bild 7 gilt die Kurve (a) bei der Vermarktung
773 negativer Momentanreserve und die Kurve Bild 7 (b) bei Vermarktung von positiver Momentanreserve bei
774 einem SCR von jeweils 3 am NAP⁴. Bei der Vermarktung symmetrischer Momentanreserve sind die Kurven
775 (a) und (b) gleichermaßen zu durchfahren.

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

I) Negative Momentanreserve



II) Positive Momentanreserve



780 Bild 7 Referenzfrequenzverläufe zum Nachweis von Momentanreserveleistung und -energie

⁴ Nach dem Erreichen eines Frequenzmaximums oder -Minimums ist auch Momentanreserve in die entgegengesetzte Richtung mit der entsprechenden Anlaufzeitkonstante bereitzustellen, um dem Frequenzabfall oder Frequenzanstieg in gleicher Weise entgegenzuwirken.

781 5.1.2 Anforderungen an das Verhalten bei Über- und Unterfrequenz

782 5.1.2.1 Allgemeines

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

785 *ANMERKUNG 1 Ein solches Ereignis, das zum Verlassen des Frequenzbandes von 50Hz \pm 200 mHz führt, kann*
786 *beispielsweise dann auftreten, wenn ein sehr hohes Leistungsungleichgewicht nicht mehr durch die marktbasierete*
787 *Primär- und Sekundärregelung stationär ausgeglichen werden kann. Dieses Frequenzband kann vorübergehend auch*
788 *aufgrund der begrenzten dynamischen Eigenschaften der marktbasiereten Primär- und Sekundärregelung überschritten*
789 *werden.*

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

792 *ANMERKUNG 2 Einschränkungen ergeben sich insbesondere durch beschränkte Stellgeschwindigkeiten*
793 *(Wirkleistungsgradienten) außerhalb einer anlagenspezifisch festgelegten Stellamplitude.*

794 Bezüglich der netzsicherheitsbasierten Primärregelung kann technologiespezifisch somit zwischen dem
795 unbeschränkten und dem beschränkten Stellbereich der Stellgeschwindigkeit unterschieden werden. Eine
796 Differenzierung zwischen dem unbeschränkten und beschränkten Stellbereich der Stellgeschwindigkeit
797 erfolgt durch Tabelle 1 und Tabelle 2. Innerhalb der jeweils typspezifischen Wirkleistungsstellbereiche
798 bezieht sich der Bereich der unbeschränkten Stellgeschwindigkeit nach Tabelle 1 jeweils auf den zum
799 Zeitpunkt der Anforderung an die netzsicherheitsbasierte Primärregelung geltenden stationären Zustand.
800 Dabei sind ggf. zusätzliche Einschränkungen innerhalb ausgewiesener Wirkleistungsstellbereiche zu
801 beachten.

802 5.1.2.2 Netzsicherheitsbasierte Primärregelung

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

805 **Statik und Dämpfung im Bereich der PRNB**

806 1 Die innerhalb der Frequenzbereiche von 47,5 Hz – 49,8 Hz bzw. 50,2 Hz – 51,5 Hz (transient bis 52,5
807 Hz) wirksame PRNB proportionale Frequenzregelung ausgeführt sein. Für die Einstellung der Statik ist
808 folgendes zu berücksichtigen:

809 Netzbildende Erzeugungseinheiten

810 – Die Statik der drehzahl- bzw. frequenzabhängigen Wirkleistungseinspeisung muss einstellbar sein
811 zwischen 2,0 % und 12,0 %.

812 – Als Standardwert ist für netzbildende Erzeugungseinheiten eine Statik von 5,0 % vorzusehen.

813 – Als Bezugsgröße P_{ref} zur Bestimmung der Statik ist für Typ-2-EZE P_{mom} heranzuziehen.

814 Dabei entspricht P_{mom} der über einen Zeitraum von 10 s gleitend gemittelten Wirkleistung an der
815 Klemme zum Zeitpunkt der Überschreitung von 50,2 Hz bzw. zum Zeitpunkt der Unterschreitung von
816 49,8 Hz.

817 Netzbildende EZSE und Speicher

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

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

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

- 824 – Die Statik der frequenzabhängigen Wirkleistungseinspeisung muss zwischen dem jeweiligen
825 minimalen und maximalen Wert für den Über- und Unterfrequenzbereich einstellbar sein.
- 826 – Als Bezugsgröße P_{ref} zur Bestimmung der Statik ist für EZSE und Speicher P_{Emax} heranzuziehen.

827 Struktur und Parametrierung der Drehzahl- bzw. Frequenzregelung

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

- 830 – Die Frequenzregelung muss innerhalb des unbeschränkten Stellbereichs nach Tabelle 1 zwischen
831 Mindest- bis Maximallast ein Dämpfungsmaß von $D \geq 0,2$ für Typ-2-EZE und $D \geq 0,06$ für EZSE
832 und Speicher aufweisen.
- 833 – Die Frequenzregelung ist bei netzbildenden Einheiten im geschlossenen Regelkreis so
834 auszulegen, dass die Anforderung an die Dämpfung eingehalten wird.
- 835 – Abweichungen von einer rein proportional wirkenden Reglerstruktur sind nur insoweit zulässig, wie
836 die vorgegebenen leistungsbezogenen Statiken dies zur Einhaltung der Dämpfung erfordern.

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

840 Für netzbildende Erzeugungseinheiten mit dargebotsabhängiger Primärenergie gelten diese
841 Anforderungen uneingeschränkt nur für den Bereich der Überfrequenz (50,2 Hz - 51,5 Hz; transient bis
842 52,5 Hz). Für den Bereich der Unterfrequenz gilt diese Anforderung nur insoweit, wie eine niedriger
843 priorisierte Wirkleistungsreduzierung bestand.

- 844 2 Kann mit der leistungsbezogenen Statik im geforderten Einstellbereich nach Punkt 1 das geforderte
845 Dämpfungsverhalten nur mittels zusätzlicher transienter Statik oder durch ergänzende Reglerstrukturen
846 erreicht werden, so ist durch eine geeignete zusätzliche Steuerung sicherzustellen, dass in
847 Betriebszuständen, in denen der Frequenzgradient einen Wert von $\pm 0,5$ Hz/s gemittelt über 400 ms
848 überschreitet, jeweils die maximal mögliche Stellgeschwindigkeit des Stellorgans bzw. des Prozesses
849 insgesamt zur Anwendung kommt.

850 **Verhalten bei Über- und Unterfrequenz im Bereich der PRNB**

- 851 3 Für die netzsicherheitsbasierte Primärregelung gelten die Anforderungen im unbeschränkten
852 Stellbereich nach Tabelle 1 und für netzbildende Erzeugungseinheiten zusätzlich die
853 Stellgeschwindigkeiten im beschränkten Stellbereich nach Tabelle 2. Höhere als die in Tabelle 2
854 angegebenen Stellgeschwindigkeiten sind zulässig und auszuweisen.

- 855 4 Netzbildende EZSE und Speicher müssen im fiktiven Inselnetz einen spontanen Übergang von
856 Nennladung auf Nennladung und umgekehrt beherrschen.

- 857 5 Netzbildende Einheiten müssen im fiktiven Inselnetzbetrieb im Falle einer spontanen Lastabschaltung
858 (**Überfrequenzereignis**) folgende Anforderungen erfüllen:

859 Netzbildende Erzeugungseinheiten:

- 860 – Eine Typ-2-EZE muss eine spontane Lastabschaltung von 45 % von P_{mom} beherrschen, solange
861 der Wert der Untergrenze des Stellbereichs nach Tabelle 2 nicht unterschritten wird.
- 862 – Netzbildende Erzeugungseinheiten müssen die Wirkleistung, ausgehend von der abgegebenen
863 Leistung vor Eintritt der Lastabschaltung, bis zum Erreichen der Mindest- bzw. Teillast, innerhalb
864 des transient zulässigen Drehzahl- bzw. Frequenzbereichs von 52,5 Hz reduzieren können.

- 865 – Die Wirkleistungsabgabe muss bis zum Erreichen der technischen Mindestleistung reduziert
866 werden können. Eine weitergehende Reduzierung unter die technische Mindestleistung ist nur
867 dann zulässig, wenn ein stabiler Betrieb der netzbildenden Erzeugungseinheit nach diesem
868 Abschnitt erhalten bleibt. Die technische Mindestleistung ist technologieabhängig (siehe Tabelle 1
869 und Tabelle 2). Niedrigere als die in Tabelle 1 und Tabelle 2 ausgewiesenen Werte der technischen
870 Mindestleistung sind zulässig. Höhere Werte sind mit dem Netzbetreiber abzustimmen.
- 871 Netzbildende EZSE und Speicher:
- 872 – EZSE und Speicher müssen im Entladebetrieb eine spontane Entlastung von Nennleistung auf
873 eine beliebige Teillast einschließlich Leistungsumkehr beherrschen.
- 874 – Im Entladebetrieb muss die abgegebene Wirkleistung bis zum Erreichen der Teillast, die einem
875 dauerhaft zulässigen Frequenzwert von 51,5 Hz entspricht, reduziert werden können.
- 876 6 Netzbildende Einheiten müssen im fiktiven Inselnetzbetrieb im Falle einer spontanen
877 Leistungsanforderung (Leistungserhöhung, **Unterfrequenzereignis**) bedingt durch einen Abfall der
878 Netzfrequenz in den Bereich der PRNB folgende Anforderungen erfüllen:
- 879 – Netzbildende Erzeugungseinheiten müssen mit den in Tabelle 1 enthaltenen Anforderungen
880 innerhalb des unbeschränkten und darüber hinaus im beschränkten Stellbereich nach Tabelle 2
881 ihre Leistung steigern. Dies gilt unter der Voraussetzung, dass eine entsprechende
882 Leistungsreserve betrieblich vorgesehen war.
- 883 – Netzbildende EZSE und Speicher müssen im Ladebetrieb eine spontane Entlastung von
884 Nennentladung auf eine beliebige Teilladung einschließlich Leistungsumkehr beherrschen.
- 885 – Netzbildende EZSE und Speicher müssen im Ladebetrieb die aufgenommene Wirkleistung bis zum
886 Erreichen des Teilverbrauchs, der einem transient zulässigen Frequenzwert von 48,5 Hz
887 entspricht, reduzieren können.
- 888 7 Die Schwellwerte zur Aktivierung der PRNB müssen zwischen 49,5 Hz – 49,8 Hz bzw. 50,2 Hz – 50,5 Hz
889 in Schritten von 10 mHz einstellbar sein. Sofern der Netzbetreiber keine konkreten Werte vorgibt, liegen
890 diese bei 49,8 Hz bzw. 50,2 Hz.
- 891 8 Die maximale Unempfindlichkeit der frequenzabhängigen Wirkleistungsanpassung um den gemessenen
892 Frequenzwert beträgt ± 10 mHz.
- 893 9 Der Übergang in die PRNB und auch das mehrfache Durchfahren der Schwellwerte muss bezogen auf
894 das Leistungsstellglied stoßfrei erfolgen.
- 895 10 Eine Netztrennung innerhalb des Frequenzbereichs von 47,5 Hz – 51,5 Hz ist unzulässig.
- 896 11 Bei Netzfrequenzen unterhalb von 47,5 Hz dürfen sich netzbildende Erzeugungseinheiten automatisch
897 vom Netz trennen.
- 898 12 Bei Netzfrequenzen oberhalb von 51,5 Hz müssen netzbildende Einheiten mindestens 10 s am Netz
899 bleiben und dürfen sich oberhalb von 52,5 Hz automatisch vom Netz trennen.
- 900 **Besonderheiten bei netzbildenden regelbaren Bezugseinheiten**
- 901 Verlässt die Netzfrequenz das Frequenzband der marktbasieren Primärregelung von in der Regel
902 ± 200 mHz, müssen kontinuierlich regelbare Bezugseinheiten, ihre Leistungsaufnahme derart anpassen,
903 dass der Leistungsbereich zwischen Maximallast und technischer Mindestlast innerhalb eines festgelegten
904 Frequenzbereichs durchfahren wird.

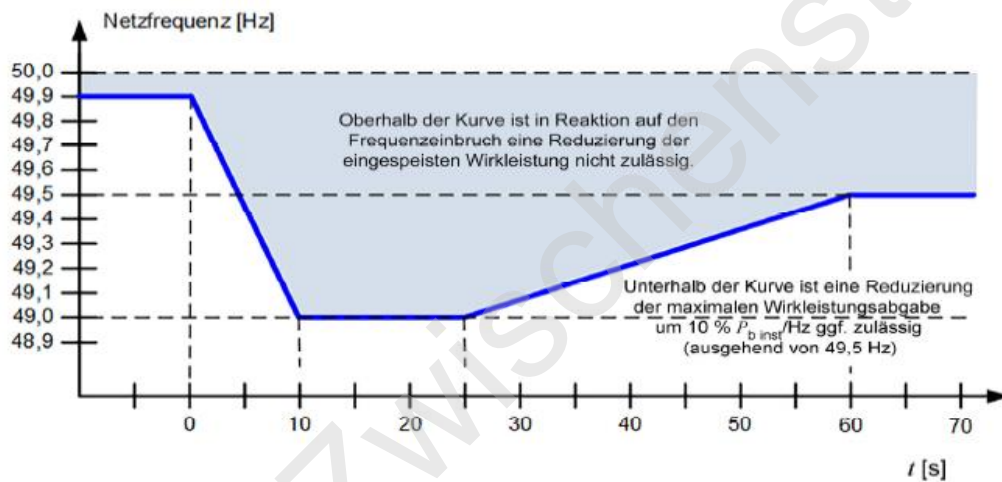
905 Für den **Bereich der Überfrequenz** von 50,2 Hz bis 51,5 Hz (Leistungsaufnahme) gelten nach Können und
906 Vermögen dieselben Anforderungen wie für Typ-2-EZE, wobei eine leistungsbezogene Statik von 5,0 %
907 vorzusehen ist:

908 Der Einschwingvorgang einer Leistungsanpassung bei einer sprunghaft angenommenen
909 Frequenzabsenkung bzw. Frequenzerhöhung hat mit einem Dämpfungsmaß von $D \geq 0,06$ zu erfolgen.

910 Für den **Bereich der Unterfrequenz** (Leistungsreduktion) ist im wesentlichen Frequenzbereich von 49,8 Hz
911 bis 48 Hz eine leistungsbezogene Statik von 5,0 % vorzusehen. Der Einschwingvorgang einer
912 Leistungsanpassung bei einer sprunghaft angenommenen Frequenzabsenkung bzw. Frequenzerhöhung
913 hat mit einem Dämpfungsmaß von $D \geq 0,06$ zu erfolgen.

914 *ANMERKUNG 2 Kontinuierlich regelbare Bezugseinheiten, die sich in einem Stromsparmodes („Standby-Betrieb“)*
915 *befinden, sind von den Verpflichtungen zur Teilnahme an der PRNB ausgenommen.*

916 5.1.2.3 Anforderungen bei Frequenzabweichungen im dynamischen Kurzzeitbereich



917
918 *Bild 8 Anforderung an die Abgabeleistung der Erzeugungseinheiten im dynamischen Kurzzeitbereich*

919 Bild 8 stellt die Anforderung an die Abgabeleistung der netzbildenden Erzeugungseinheiten in einer
920 möglichen Ausprägung des dynamischen Frequenzverhaltens nach einer Wirkleistungsbilanzstörung dar.
921 Eine netzbildende Erzeugungseinheit darf bei Frequenzverläufen zwischen 50 Hz und der blau gezeichneten
922 Kurve ihre vorgegebene Wirkleistungsabgabe nicht verringern.

923 5.1.2.4 Ende des kritischen Netzzustandes und Rückkehr in den Normalbetrieb

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

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

932 Die Festlegung des Gradienten bei potenziellen Leistungsbeschränkungen innerhalb der Dauer des
933 gefährdeten Netzzustands erfolgt nach der Priorisierungsregelung im Abschnitt 5.1.3.

934 **5.1.2.5 Parametrierung des Totbandes der netsicherheitsbasierten Primärregelung**

935 Bei Vorhandensein einer fernwirktechnischen Anbindung zum Netzbetreiber muss die netzbildende Einheit
936 über eine Signalschnittstelle verfügen, die es dem Netzbetreiber erlaubt, im Fall eines kritischen
937 Netzzustandes das Totband der netsicherheitsbasierten Primärregelung der netzbildenden Einheit zu
938 deaktivieren (Vorgabe = 0 mHz) bzw. wieder zu aktivieren⁵ (z.B. bei Netzwiederaufbau, Teilnetzbetrieb).

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

940 **5.1.2.6 Hinweis zur Bestimmung der elektrischen Frequenz und des RoCoF**

941 Für netzbildende Einheiten ist es erforderlich zur Umsetzung der PRNB die elektrische Frequenz an der
942 Klemme der EZE, der EZSE bzw. des Speichers zu ermitteln. Auf typisch verfügbare und adäquat
943 anwendbare Messmethoden wird in dem FNN Hinweis „Ermittlung und Bewertung der Frequenz in
944 Energieversorgungsnetzen“ hingewiesen. Abweichend zu den dort getroffenen Unterscheidungen in den
945 Anwendungsbereichen der Schutztechnik bzw. der Frequenzregelung („Fahren auf der Kennlinie“) ist im
946 Zusammenhang mit der Frequenzermittlung für die Umsetzung der PRNB ein gleitendes Messfenster von
947 3-5 Perioden mit einem entsprechenden Auswerteverfahren (Beispiel siehe FNN Hinweis „Ermittlung und
948 Bewertung der Frequenz in Energieversorgungsnetzen“) zu verwenden.

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

953 **5.1.3 Priorisierung der Anforderungen**

954 Während des Betriebs der netzbildenden Einheit können Netzsituationen eintreten, in denen die
955 Anforderungen dieses FNN Hinweises bzw. der VDE-Anwendungsregeln nicht gleichzeitig widerspruchsfrei
956 erfüllt werden können. In diesen Situationen gilt die Priorisierung der VDE-Anwendungsregeln, die
957 entsprechend der Anforderungen an das netzbildende Verhalten zu ergänzen sind. Für die Priorisierung
958 nach VDE-AR-N 4130 Abschnitt 8.1 gelten folgende abweichende Anforderungen:

- 959 1 Vermeidung bzw. Begrenzung etwaiger Schäden an netzbildender Einheit und Betriebsmitteln
- 960 2 Einhaltung der Festlegungen bzgl. Systemautomatiken
- 961 3 Spannungsquellenverhalten einschließlich Synchronität, Winkelstabilität, Dämpfung von Frequenz-
962 Leistungspendelungen und höherfrequentes Dämpfungsverhalten
- 963 4 Anforderungen an die Anlaufzeitkonstante
- 964 5 Einhaltung der Anforderungen an das Verhalten bei Über- und Unterfrequenz
- 965 6 Frequenzregelung (Regelleistung)
- 966 7 Vorgaben durch das Netzsicherheitsmanagement des Netzbetreibers
- 967 8 max. Wirkleistungsgradienten bei Rückkehr in den Normalbetrieb und sonstige Wirkleistungsgradienten
- 968 9 Einhaltung der Anforderungen an die Blindleistungsfahrweise zur statischen Spannungshaltung
- 969 10 betriebliche Sollwertvorgaben für Wirk- und Blindleistung

970
971 Für die Priorisierung nach VDE-AR-N 4110 und VDE-AR-N 4120 Abschnitt 8.1 gelten folgende abweichende
972 Anforderungen:

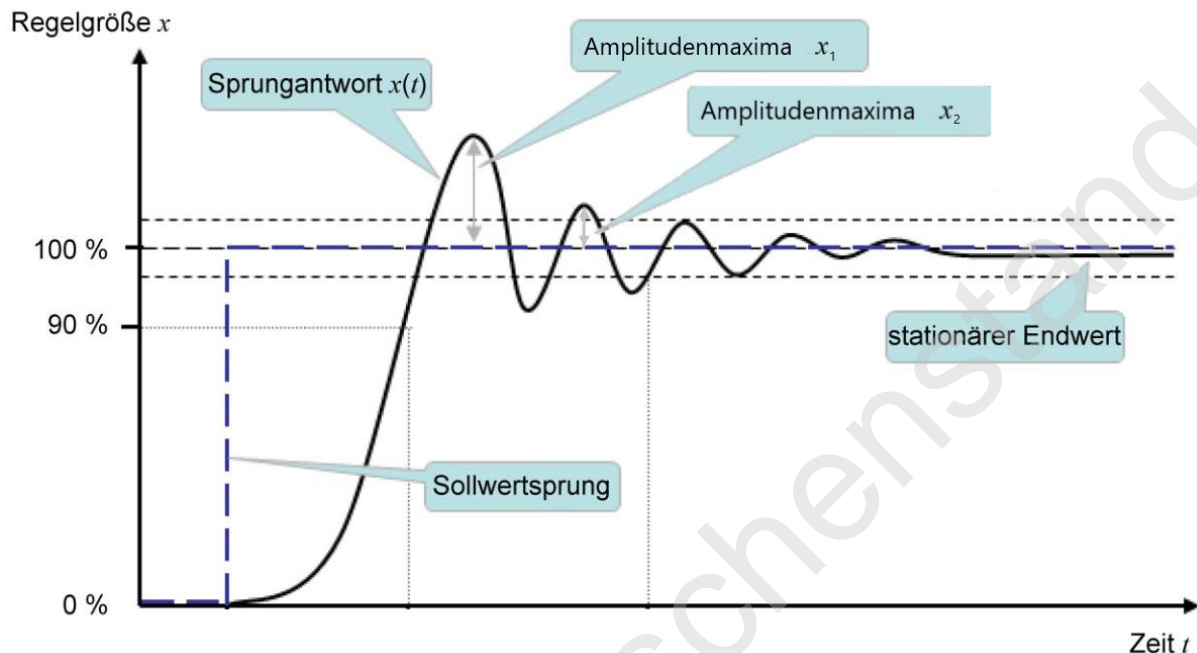
⁵ Ergänzend hierzu sind Festlegungen für die marktbasierende Primärregelung erforderlich. Hierzu wird vorgeschlagen, dass ausgelöst durch die Reduktion des Totbandes, die marktbasierende Primärregelung zu deaktivieren ist. Unabhängig hiervon wird empfohlen, dass die marktbasierende Primärregelung grundsätzlich auf Basis einer lokalen Frequenzmessung oder Drehzahlmessung an der EZE zu betreiben ist.

- 973 1 Vermeidung bzw. Begrenzung etwaiger Schäden an netzbildender Einheit, Anlagen und Betriebsmitteln,
974 für die die jeweiligen Schutzeinrichtungen nach 6.3.4 (VDE-AR-N 4110) bzw 6.3.3 (VDE-AR-N 4120)
975 und 10.3 den Hauptschutz darstellt
- 976 2 Spannungsquellenverhalten einschließlich Synchronität, Winkelstabilität, Dämpfung von Frequenz-
977 Leistungspendelungen und höherfrequentes Dämpfungsverhalten
- 978 3 Anforderungen an die Anlaufzeitkonstante
- 979 4 Vorgaben durch das Netzsicherheitsmanagement durch den Netzbetreiber nach Abschnitt 10.2.4.2 und
980 die Anforderungen an $P_{AV,E}$ der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel
- 981 5 Einhaltung der Anforderungen an das Verhalten bei Über- und Unterfrequenz
- 982 6 Einhaltung der Anforderungen an die Blindleistungsfahrweise zur statischen Spannungshaltung
- 983 7 Frequenzregelung (Regelleistung)
- 984 8 max. Wirkleistungsgradienten bei Rückkehr in den Normalbetrieb und sonstige Wirkleistungsgradienten
- 985 9 betriebliche Sollwertvorgaben für Wirk- und Blindleistung

986 6 Anhänge

987 A. Anhang (informativ)

988 A.I. Qualitative Erläuterung zur Ermittlung des Dämpfungsmaßes



989

990 Bild 9 Sprungantwort eines Regelkreises zur quantitativen Ermittlung des Dämpfungsmaßes

991 Anhand Amplitudenmaxima x_1 und Amplitudenmaxima x_2 entsprechend Bild 9 ergibt sich das logarithmische

992 Dekrement aus dem Amplitudenverhältnis zu: $\Lambda = \ln\left(\frac{x_n}{x_{n+1}}\right)$. Aus dem Logarithmischen Dekrement Λ lässt

993 sich das Dämpfungsmaß D bestimmen zu: $D = \frac{\Lambda}{\sqrt{(2\pi)^2 + \Lambda^2}}$.

994 ANMERKUNG Praktische Erfahrungen zeigen, dass es sich anbietet, das zweite und dritte Amplitudenmaxima bzw.
995 Amplitudenmaxima auszuwerten.

996 A.II. Erläuterungen zur Kleinsignalstabilität der Primärregelung im unbeschränkten Stellbereich 997 und Empfehlungen zur Reglerstabilität von Typ-1-Anlagen

998 Kleinsignalstabilität der Primärregelung

999 Die **Kleinsignalstabilität** beschreibt allgemein die Dämpfung für das Kleinsignalverhalten eines
1000 dynamischen Systems in einem Arbeitspunkt. Das Kleinsignalverhalten kann wie folgt definiert werden:

1001 Das Kleinsignalverhalten beschreibt das Verhalten eines Systems bei Aussteuerung mit kleinen Signalen,
1002 wobei das Wort „klein“ nicht als geringer Abstand zum Nullpunkt, sondern zu einem Arbeitspunkt zu
1003 verstehen ist. In einem nichtlinearen Zusammenhang zwischen Eingangs- und Ausgangssignal werden
1004 Signale als Kleinsignale bezeichnet, solange sich in einem **beschränkten**, aber für die Aufgabe wesentlichen
1005 **Bereich** ein dennoch näherungsweise **lineares Übertragungsverhalten** ergibt.

1006 In einem Verbundsystem, das rotierende Schwungmassen (z.B. Synchronmaschinen und Lasten) beinhaltet,
1007 zeigt sich ein Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch der elektrischen Leistung in einer
1008 Änderung der Frequenz, da das aktuelle Ungleichgewicht als Beschleunigungsmoment an den rotierenden
1009 Schwungmassen wirkt. Damit ist die Frequenz (Drehzahl), die abgesehen von kurzzeitigen dynamischen

1010 Schwingungen identisch ist mit der Netzfrequenz, eine im gesamten Netz verfügbare integrierende
1011 Regelgröße für das Leistungsgleichgewicht.

1012 Die Primärregelung (marktbasiert, netzsicherheitsbasiert) im Netz ist damit eine elementare und ständig zu
1013 erbringende Aufgabe zur Wahrung der Frequenzstabilität. Sie lässt sich in folgende Teilaufgaben gliedern,
1014 die unterschiedliche Maßnahmen erfordern:

1015 1) Wahrung der Kleinsignalstabilität⁶

1016 2) Beherrschung eines normativen Leistungsungleichgewichts unter Einhaltung einer unteren
1017 Frequenzgrenze (49,2 Hz) ohne Funktionsbeeinträchtigung des Systems (u.a. ohne ungeplante
1018 Trennung von Verbraucherlast)

1019 3) Beherrschung eines außergewöhnlichen Leistungsungleichgewichts bei einem Frequenzgradienten
1020 (RoCoF) von bis zu ± 1 Hz/s und unter Einhaltung erweiterter Frequenzgrenzen (47,5 Hz bis 51,5 Hz,
1021 transient bis 52,5 Hz) mit planbaren Funktionsbeeinträchtigung des Systems (z.B. frequenzabhängige
1022 Trennung von Verbraucherlast).

1023 Der Fokus liegt hier auf der Wahrung der Kleinsignalstabilität. Die Wahrung der Kleinsignalstabilität bedeutet,
1024 dass die Frequenz im ungestörten Betrieb in der fiktiven Insel konstant bleibt und vor allem keine
1025 aufklingenden Schwingungen auftreten. Die Kleinsignalstabilität ist somit eine Grundvoraussetzung für jeden
1026 praktischen Betrieb. Sie ergibt sich – wie alle auf die Frequenz wirkenden Einflussgrößen – aus der
1027 summarischen Wirkung aller Anlagen einer Synchronzone mit Frequenz- bzw. Drehzahlregelung. Dies gilt
1028 auch für die Kleinsignalstabilität eines großen Verbundsystems.

1029 Eine Anlage ohne die Fähigkeit im Alleinbetrieb (oder auch Inselbetrieb, Teilnetzbetrieb, etc.) einen stabilen
1030 Arbeitspunkt mit konstanter Drehzahl bzw. Frequenz zu halten, ist auf die stabilisierende Stützung des
1031 Netzes im Parallelbetrieb angewiesen. Dies ist stets dann der Fall, wenn die im Netzbetrieb jeweils aktive
1032 Regelung einen Alleinbetrieb mit Wahrung der Kleinsignalstabilität nicht ermöglicht.

1033 **Unbeschränkter / beschränkter Stellbereich**

1034 Die Kleinsignalstabilität kann anhand des dynamischen Verhaltens bestimmter Prozessgrößen nach
1035 geringen Störungen in einem bestimmten Arbeitspunkt bewertet werden. In diesem Zusammenhang wird die
1036 Dämpfung der Primärregelung einer sprungförmigen Laständerung im Alleinbetrieb vorgeschrieben und
1037 geprüft. Die Laständerung sollte nicht zu klein gewählt werden, damit z.B. Ansprechschwellen der Regelung
1038 deutlich überschritten werden. Andererseits sollte die Laständerung nicht dazu führen, dass während des
1039 Regelvorgangs in nennenswertem Umfang prozessbedingte Begrenzungen wirksam werden. Hiermit sind
1040 nur nichtlineare Begrenzungen gemeint, also nicht die durch die Trägheit bestimmter Vorgänge inhärenten
1041 Zeitkonstanten. Damit kann das Verhalten der Anlage in den jeweiligen Arbeitspunkten i.d.R.
1042 näherungsweise durch lineare Modelle abgebildet werden. Dies wird als unbeschränkter Stellbereich
1043 bezeichnet⁷.

1044 Der Alleinbetrieb einer Anlage mit undefinierten Lastzuständen ist normalerweise keine übliche
1045 Betriebssituation, sie tritt allenfalls störungsbedingt auf. Die Anforderungen an die Kleinsignalstabilität

⁶ Die Begriffe Reglerstabilität und Kleinsignalstabilität werden synonym verwendet.

⁷ In der Definition für das Kleinsignalverhalten wird die Bezeichnung „beschränkter Bereich“ für geringe Abweichungen vom Arbeitspunkt verwendet. Dieser entspricht hier dem „unbeschränkten Stellbereich“.

1046 beziehen sich aber auf diese Situation, die daher als fiktiver Inselnetzbetrieb bezeichnet wird. Die Prüfung
1047 ist daher häufig in der Simulation anhand geeigneter dynamischer Modelle durchzuführen.

1048 Nach der hier vorliegenden Vorschrift ist für den unbeschränkten Stellbereich ein Stellbereich vorzusehen,
1049 der für die netzsicherheitsbasierte Primärregelung (also außerhalb des Bandes von 49,8 Hz bis 50,2 Hz) bei
1050 Typ-1-Anlagen nach einer sprungförmigen Laständerung um bis zu 10 % von $P_{b \text{ inst}}$ im Alleinbetrieb der
1051 Anlage benötigt wird. Für die marktbasierende Primärregelung (also innerhalb des Bandes von 49,8 Hz bis
1052 50,2 Hz) liegt der Wert für die sprungförmige Laständerung maximal bei der marktlich angebotenen
1053 Regelleistung. Für den unbeschränkten Stellbereich muss die Primärregelung ein festgelegtes
1054 Dämpfungsmaß einhalten. Dabei sind als Ausgangspunkt für den unbeschränkten Stellbereich, in dem die
1055 Laständerung vorgenommen wird, alle betrieblich möglichen Arbeitspunkte zu berücksichtigen (von P_{\min} bis
1056 $P_{b \text{ inst}}$ sowie f_{\min} bis f_{\max}).

1057 Der beschränkte Stellbereich betrifft alle Regelvorgänge, die über den unbeschränkten Stellbereich
1058 hinausgehen und vor allem durch nichtlineare anlagentypische Begrenzungen beeinflusst werden.

1059 **Empfehlungen zur Reglerstruktur**

1060 Eine Drehzahlregelung wird nicht nur für den Inselbetrieb einer Anlage (z.B. während des Anfahrens bis zur
1061 Synchronisierung mit dem Netz, im Betrieb des Eigenbedarfsnetzes) benötigt, sondern sie hat auch für die
1062 Primärregelung im Verbundsystem die wichtigste Funktion. Die Leistungsregelung kann hingegen eine
1063 stabile Primärregelung nicht gewährleisten, sie unterliegt im Hinblick auf netzdynamische Vorgänge vielmehr
1064 einigen Einschränkungen, die auch dann zu beachten sind, wenn kein Frequenzeinfluss in der Regelung
1065 wirksam ist. Die folgenden Hinweise zur Leistungsregelung lassen sich teilweise nur anhand weitergehender
1066 netzdynamischer Betrachtungen ableiten, die über den Rahmen dieses Dokuments hinausgehen. Sie sollten
1067 jedoch für die Entwicklung von Reglerstrukturen und Festlegung von Parametern berücksichtigt werden:

1068 1) Falschregeleffekt: Nach einer spontanen Lastzuschaltung erhöht sich die abgegebene elektrische
1069 Leistung des Generators (P_{Ist}), und die abgegebene Wirkleistung ist größer als der Sollwert der
1070 Wirkleistung (P_{Soll}). Es entsteht eine negative Regelabweichung am Eingang des Leistungsreglers,
1071 wodurch die Leistungsregelung einen Stellbefehl zur Reduktion der Leistung erzeugt. Damit wird das
1072 ursprüngliche Leistungsungleichgewicht abhängig von der Trägheit der Leistungsregelung unnötig
1073 vergrößert. Erst mit absinkender Frequenz wird das Stellsignal des Leistungsreglers ggf. über den
1074 frequenzabhängigen Leistungssollwert erhöht, um die Leistung der Anlage an die erhöhte Last
1075 anzupassen. Besonders im Fall einer im Vergleich zur Frequenzdynamik sehr schnellen
1076 Leistungsregelung erhöht dieser Falschregeleffekt die dynamische Frequenzabweichung (f_{nadir} , f_{zenith})
1077 deutlich.

1078 2) Negativer Beitrag zur Dämpfung der Primärregelung: Im Parallelbetrieb mit anderen
1079 Erzeugungseinheiten sind während eines dynamischen Primärregelvorgangs zwischen einzelnen
1080 Anlagen mit unterschiedlicher Dynamik gegenseitige Beschleunigungen erforderlich, um den
1081 Synchronismus zu wahren. Diese gegenseitigen Beschleunigungen führen zu dynamischen
1082 Leistungsänderungen, auf die eine schnelle Leistungsregelung ungünstig reagiert. Es kommt zu
1083 gegenläufigem Regelverhalten, wodurch die Dämpfung der Primärregelung verringert wird.

1084 3) Negative Dämpfung von Polrad- und Netzpendelungen: Anhand netzdynamischer Untersuchungen lässt
1085 sich zeigen, dass die Dämpfung sowohl von lokalen Polradpendelungen als auch von weiträumigen
1086 Netzpendelungen durch eine schnelle Leistungsregelung negativ beeinflusst wird.

- Entwurf -

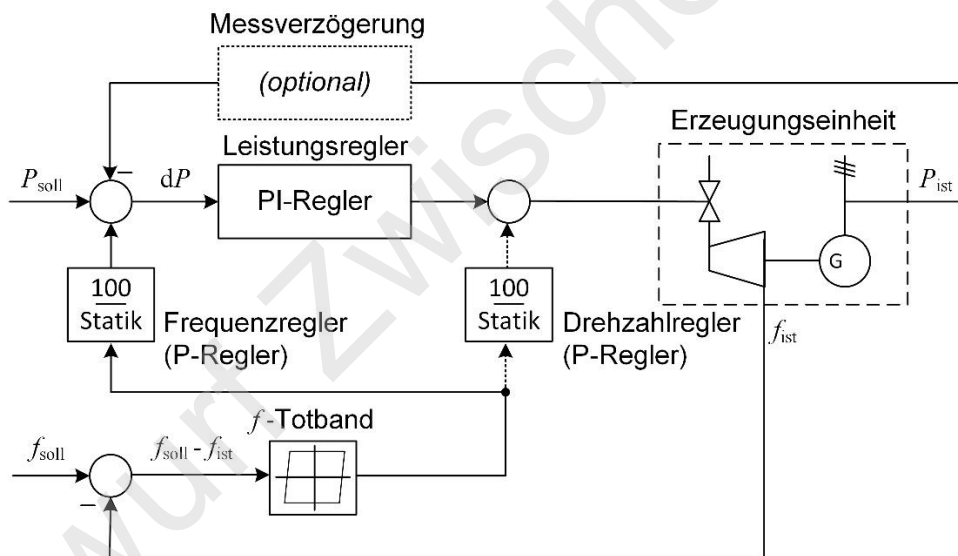
1087 Nachfolgend werden zwei grundlegende Reglerstrukturen für leistungsgeregelte Erzeugungsanlagen
1088 beschrieben, mit denen die Anforderungen an die Kleinsignalstabilität der Frequenzregelung mit einer
1089 geeigneten Parametrierung unter Beachtung der o.g. Punkte erfüllt werden können.

1090 Die Reglerstruktur in Bild 10 enthält drei Pfade:

- 1091 ■ einen Leistungsregler mit P-I-Verhalten, der dafür sorgt, dass stationär der vorgegebene
1092 Leistungswert (P_{soll}) eingehalten wird,
- 1093 ■ ein frequenz-/drehzahlabhängiger proportionaler Anteil, der den Leistungswert (P_{soll}) frequenz-
1094 /drehzahlabhängig ändert,
- 1095 ■ ein proportionaler Frequenz-/Drehzahlregler, dessen Ausgangssignal nach Addition mit dem
1096 Ausgangssignal des Leistungsreglers den Stellbefehl erzeugt. Dieser Regler kann dynamische
1097 Korrekturglieder enthalten, um die Anforderungen an die Dämpfung zu erfüllen.

1098 Die Charakteristik des Frequenzeinflusses hinsichtlich Totband ist über den Block f -Totband hinterlegt.

1099 Die Leistungsregelung, die als P-I-Regelung zur Einhaltung der stationären Frequenz-Leistungs-Kennlinie
1100 dient, muss träge ausgeführt sein ($T_I \geq 10 \text{ s}$, $K_P \leq 0,1$), damit sie von der Frequenzregelung sowie von Netz-
1101 und Polradpendelungen dynamisch entkoppelt wird und die unter Punkte 1 bis 3 genannten Effekte
1102 vermieden werden.



1103

1104

Bild 10 Prinzipielle Reglerstruktur in leistungsgeregelten Erzeugungsanlagen

1105 Um die unter Punkt 1 bis 3 beschriebenen Effekte zu vermeiden, kann die gemessene elektrische Leistung
1106 dem Soll-Istwertvergleich des Leistungsreglers über eine Verzögerung zugeführt werden (siehe optionale
1107 Messverzögerung in Bild 10), wobei die Zeitkonstante der Verzögerung aus den o.g. Gründen der
1108 dynamischen Entkopplung mindestens 2,5 s (Punkt 1), idealerweise 10 s (Punkt 1-3) beträgt. Falls
1109 erforderlich, ist für andere Funktionen innerhalb der Leittechnik das unverzögerte Messsignal der
1110 elektrischen Leistung zu verwenden. Fall der Drehzahlregler mit Wirkung auf den Summenpunkt (gestrichelte
1111 Linie) nicht verwendet wird, muss die Proportionalverstärkung des Leistungsreglers $K_P \approx 1$ betragen, damit
1112 der Frequenzeinfluss unmittelbar auf die Stellgröße wirksam ist.

1113 Die Dynamik der Primärregelung kann über den Frequenzregler beeinflusst werden, der auf den
1114 Leistungswert wirkt. Optional kann ein zusätzlicher Frequenzregler eingesetzt werden, dessen

- Entwurf -

- 1115 Ausgangssignal mit dem Ausgangssignal des Leistungsreglers addiert wird. Beide Frequenzregler können
1116 dynamische Korrekturglieder enthalten, um die Anforderungen an die Dämpfung zu erfüllen.
- 1117 Bei einem Lastabwurf auf Eigenbedarf nach einer Netztrennung arbeiten zusätzliche Funktionen im
1118 Turbinenregler, die hier nicht dargestellt sind. So werden zum Beispiel der Leistungswert (P_{soll})
1119 abgeschaltet und Totbänder in der Frequenzerfassung deaktiviert.

Entwurf Zwischenstand

1120 B. Anhang (normativ)

1121 B.I. Parameter zu dynamischen Anforderungen an die Netzsicherheitsbasierte Primärregelung

1122 *Tabelle 1 Dynamische Anforderungen an die netzsicherheitsbasierte Primärregelung für die*
 1123 *Wirkleistungsstellbereiche von Typ-1- und Typ-2-EZA, Erzeugungs- und Speichereinheiten sowie Speicher*
 1124 *im unbeschränkten Stellbereich*

EZA Technologie	Typ	Unbeschränkter (ub) Stellbereich ⁽¹⁾			
		Stellbereich		Frequenzrückgang & Frequenzanstieg	
		$P_{ub,min}$	$P_{ub,max}$	Amplitude	Dämpfungsmaß
Gasturbine ≤ 2 MW ⁽²⁾	1	55 % $P_{E,max}$	100 % $P_{E,max}$	± 10 % $P_{E,max}$	$\geq 0,06$
Gasturbine > 2 MW ⁽²⁾		55 % $P_{E,max}$	100 % $P_{E,max}$	± 10 % $P_{E,max}$	$\geq 0,06$
Dampfturbine ⁽⁴⁾		55 % $P_{E,max}$	100 % $P_{E,max}$	± 10 % $P_{E,max}$	$\geq 0,06$
Gas- und Dampf Anlage		55 % $P_{E,max}$	100 % $P_{E,max}$	± 10 % $P_{E,max}$	$\geq 0,06$
Verbrennungsmotoren (zur Stromerzeugung) ≤ 2 MW ⁽²⁾		50 % $P_{E,max}$	100 % $P_{E,max}$	± 10 % $P_{E,max}$	$\geq 0,06$
Verbrennungsmotoren (zur Stromerzeugung) > 2 MW ⁽²⁾		50 % $P_{E,max}$	100 % $P_{E,max}$	± 10 % $P_{E,max}$	$\geq 0,06$
Gas-Verbrennungsmotor ≤ 2 MW		50 % $P_{E,max}$	100 % $P_{E,max}$	± 5 % $P_{E,max}$	$\geq 0,06$
Gas-Verbrennungsmotor > 2 MW		50 % $P_{E,max}$	100 % $P_{E,max}$	± 7 % $P_{E,max}$	$\geq 0,06$
Wasserkraftanlagen im Turbinen und ggfls. Pumpbetrieb		(5)	(5)	(5)	
Geothermie		50 % $P_{E,max}$	100 % $P_{E,max}$	± 10 % $P_{E,max}$	$\geq 0,06$
Batteriespeicher (netzfolgend)	2	-100 % $P_{v,max}^{(3)}$	100 % $P_{v,max}^{(3)}$	± 100 % $P_{v,max}^{(3)}$	$\geq 0,06$
Brennstoffzelle		keine Anforderungen			
Photovoltaik		10 % $P_{E,max}$	100 % $P_{v,max}^{(3)}$	± 90 % $P_{v,max}^{(3)}$	$\geq 0,2$
Windenergieanlage		45 % $P_{E,max}$	100 % $P_{v,max}^{(3)}$	-10 % / $+1$ % $P_{v,max}^{(3)}$	$\geq 0,2$

- 1125 1) Unbeschränkter Stellbereich: Bereich der Kleinsignalstabilität der Primärregelung (Siehe Begriffsdefinition 3.1.12.2)
 1126 für $\cos \varphi = 1$
- 1127 2) Alle Brennstoffe, dazu gehören: Diesel, Erdgas, Faulgas, Heizöl, Kerosin, Synthesegas. Für alternative Brennstoffe
 1128 (Wasserstoff ab einer Beimischung von 10 Vol% oder Brennstoffumstellung) können zwischen Netzbetreiber und
 1129 Anlagenbetreiber angepasste Werte vereinbart werden.
- 1130 3) Technisch verfügbare Leistungsabgabe / Leistungsaufnahme
- 1131 4) Alle Brennstoffe, dazu gehören: Braunkohle, Steinkohle, Biomasse, „Müllverbrennung“.
- 1132 5) Der Arbeitsbereich insgesamt sowie der unbeschränkte Stellbereich der PRNB ist projektspezifisch auf Basis der
 1133 hydraulischen Kenngrößen der Anlage mit dem Netzbetreiber abzustimmen. Ab einer Anlagengröße von
 1134 $P_{A,max} > 45$ MW ist eine zusätzliche Abstimmung mit dem Übertragungsnetzbetreiber erforderlich. Auslegungen mit
 1135 unwirksamen Arbeits- und zugehörigen Stellbereichen sind unzulässig.

Tabelle 2 Dynamische Anforderungen an die netzsicherheitsbasierte Primärregelung für die Wirkleistungsstellbereiche von Typ-1- und Typ-2-EZA im beschränkten Stellbereich

EZA Technologie	Typ	Beschränkter Stellbereich ⁽¹⁾							
		Frequenzrückgang im Bereich von 49,8 bis 47,5 Hz		Frequenzrückgang im Bereich von 51,5 bis 50,2 Hz		Frequenzanstieg im Bereich von 50,2 bis 51,5 Hz		Frequenzanstieg im Bereich von 47,5 bis 49,8 Hz	
		Stellbereich	Stellgeschwindigkeit	Stellbereich	Stellgeschwindigkeit	Stellbereich	Stellgeschwindigkeit	Stellbereich	Stellgeschwindigkeit
Gasturbine ≤ 2 MW ⁽²⁾	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 ⁽²⁾		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 ⁽³⁾		$P_{e\ min} \%$ -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 ⁽²⁾		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 ⁽²⁾		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	2	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		65 %-100 % $P_{v,\max}^{(4)}$ 45 %-65 % $P_{v,\max}^{(4)}$ 15 %-45 % $P_{v,\max}^{(4)}$	6 % $P_{b\ inst} / \text{s}$ 4 % $P_{b\ inst} / \text{s}$ 2 % $P_{b\ inst} / \text{s}$	65 %-100 % $P_{v,\max}^{(4)}$ 45 %-65 % $P_{v,\max}^{(4)}$ 15 %-45 % $P_{v,\max}^{(4)}$	6 % $P_{b\ inst} / \text{s}$ 4 % $P_{b\ inst} / \text{s}$ 2 % $P_{b\ inst} / \text{s}$	15 %-100 % $P_{v,\max}^{(4)}$	25 % $P_{b\ inst} / \text{s}$	15 %-100 % $P_{v,\max}^{(4)}$	25 % $P_{b\ inst} / \text{s}$

- 1) Alle Brennstoffe, dazu gehören: Diesel, Erdgas, Faulgas, Heizöl, Kerosin, Synthesegas. Für alternative Brennstoffe (Wasserstoff ab einer Beimischung von 10Vol% oder Brennstoffumstellung) können zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber angepasste Werte vereinbart werden.
- 2) Alle Brennstoffe, dazu gehören: Braunkohle, Steinkohle, Biomasse, Müll. Weiterhin gilt $P_{e\ min} \leq 45 \% P_{b\ inst}$.
- 3) Technisch verfügbare Leistungsabgabe / Leistungsaufnahme.
- 4) 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.

Entwurf Zwischenstand

VDE Verband der Elektrotechnik
Elektronik Informationstechnik e.V.

Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN)
Bismarckstraße 33
10625 Berlin
Tel. +49 30 383868-70
fnn@vde.com
www.vde.com/fnn