



Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen

TOR Stromerzeugungsanlagen: Anschluss und Parallelbetrieb von Stromerzeugungsanlagen des Typs A und von Kleinsterzeugungsanlagen

(Maximalkapazität < 250 kW und Nennspannung < 110 kV)

Dokumenten-Historie

Version	Veröffentlichung	Inkrafttreten	verantwortlich	Anmerkungen
1.0	11.7.2019	1.8.2019	E-Control	Ersatz von TOR D4 V2.3 sowie von TOR B V2.0 Kapitel 6 durch die nationale Umsetzung der Verordnung (EU) 2016/631 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger (Requirements for Generators, RfG-VO)
1.1	12.12.2019	12.12.2019	E-Control	Richtigstellung Kap. 6.1.3: Entkopplungsstelle sichert Trennung vom Netz
1.2	11.04.2022	18.04.2022	E-Control	Korrektur der Verweise, Entfernung des Begriffs „Referenzspannung“ in Kapitel 1, Klarstellung der Basisspannung in der 380-kV-Ebene gemäß Art. 27 Abs. 3 SOGL, Präzisierung für Notstromsysteme, Richtigstellung Rückfallverhältnis, redaktionelle Änderungen
1.3	10.06.2024	01.07.2024	E-Control	Klarstellung der Leistungsbegriffe (Maximalkapazität und netzwirksame Leistung), Änderungen gemäß „Aktionsplan Netzanschluss“, Hinweis zur Gruppenfreistellung, Typ C und Typ D: Erweiterung in Kap. 5.3.3 Blindleistungskapazität gemäß Novelle der RfG Anforderungs-V (BGBl- II Nr. 271/2023); Typ A und Typ B: Erweiterungen in Kapitel 5.3.4, 6.3.1.1 und 6.3.1.2

Die anzuwendenden technischen und organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR) stehen auf der Website der E-Control (www.e-control.at) zur allgemeinen Verfügung. Verweise auf die TOR verstehen sich somit immer auf die jeweils aktuell geltende Version. Jede Anwendung, Verwendung und jedes Zitieren der TOR hat unter diesen Prämissen zu erfolgen. Die sich auf der Website der E-Control befindliche Version gilt als authentische Fassung der TOR.

Für den Inhalt verantwortlich:

Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control)
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien
Tel: +43 1 24724-0
E-Mail: tor@e-control.at

Inhaltsverzeichnis

Einleitung	6
1 Begriffe und Abkürzungen	8
2 Anwendungsbereich	9
2.1 Allgemeiner Anwendungsbereich und Ausnahmen	9
2.2 Wesentliche Änderung bestehender Stromerzeugungsanlagen	10
2.3 Anwendung auf in Industrieanlagen integrierte KWK-Anlagen	10
2.4 Anwendung auf Speicher	11
2.5 Freistellung von Bestimmungen der RfG-VO bzw. der RfG Anforderungs-V	11
3 Bestimmungen, Vorschriften und Verweise	12
3.1 Bestimmungen und Vorschriften	12
3.2 Verweise auf andere Netzkodizes	12
3.3 Normative Verweise	12
4 Netzanschlussverfahren und relevante Unterlagen	14
4.1 Bestimmung der Maximalkapazität der Stromerzeugungsanlage	14
4.2 Netzanschlussantrag	14
4.3 Anschlussbeurteilung und -konzept	15
4.4 Netzanschlussvertrag	16
5 Verhalten der Stromerzeugungsanlage am Netz	17
5.1 Anforderungen an die Frequenzhaltung	17
5.1.1 Frequenzbereiche	17
5.1.2 Frequenzgradienten	17
5.1.3 Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz (LFMS-O)	17
5.1.4 Wirkleistungsabgabe gemäß Sollwert	19
5.1.5 Verringerung der maximalen Wirkleistungsabgabe bei abnehmender Frequenz	20
5.1.6 Wirkleistungserhöhung bei Unterfrequenz (LFMS-U)	20
5.1.7 Frequenzabhängiger Modus (Frequency Sensitive Mode, FSM)	20
5.1.8 Bereitstellung von synthetischer Schwungmasse	20
5.2 Anforderungen hinsichtlich Robustheit und dynamischer Netzstützung	21
5.2.1 FRT-Fähigkeit (fault ride through) von Stromerzeugungsanlagen	21
5.2.2 Wirkstrom- und Blindstromeinspeisung während und nach Netzfehlern	23
5.2.3 Stabilität bei Netzpendelungen	24
5.3 Anforderungen hinsichtlich statischer Spannungshaltung	24
5.3.1 Spannungsbereiche	24
5.3.2 Trennung der Stromerzeugungsanlage vom Netz	25
5.3.3 Blindleistungskapazität	25
5.3.4 Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung	29

5.3.5	Spannungsregelung synchroner Stromerzeugungsanlagen	32
5.3.6	Spannungsgeführte Wirkleistungsabregelung	32
5.4	Anforderungen hinsichtlich Netzmanagement und Systemschutz	33
5.4.1	Wirkleistungsvorgabe durch den Netzbetreiber	33
5.4.2	Simulationsmodelle und Simulationsparameter	34
5.4.3	Systemschutz	34
5.5	Anforderungen hinsichtlich Synchronisierung und Netzwiederaufbau	34
5.5.1	Synchronisierungsvorrichtungen	34
5.5.2	Zuschaltbedingungen	35
5.5.3	Schwarzstartfähigkeit	35
5.5.4	Inselbetriebsfähigkeit	35
5.5.5	Schnelle Neusynchronisierung	35
5.6	Anforderungen hinsichtlich Datenaustausch	35
6	Ausführung der Anlage und Schutz	36
6.1	Primärtechnik	36
6.1.1	Anschlussanlage und Symmetrie	36
6.1.2	Schaltstelle	37
6.1.3	Entkupplungsstelle	37
6.1.4	Sternpunktbehandlung	37
6.2	Sekundärtechnik	38
6.2.1	Fernsteuerung bzw. fernwirktechnische Schnittstelle	38
6.2.2	Backup-Systeme für Kommunikation	38
6.2.3	Regelsysteme und -einstellungen	38
6.2.4	Messinstrumente	38
6.3	Schutzeinrichtungen und Netzentkupplungsschutz	38
6.3.1	Allgemeines zum Netzentkupplungsschutz	39
6.3.2	Schutzfunktionen der Schutzeinrichtung für die Entkupplungsstelle	41
6.3.3	Einstellwerte für den Netzentkupplungsschutz	42
6.3.4	Prüfklemmleiste	45
7	Betriebserlaubnisverfahren	46
8	Konformität	47
8.1	Konformitätsnachweis	47
8.2	Konformitätstests und Konformitätssimulationen	48
8.3	Konformitätsüberwachung	48
8.3.1	Verantwortung des Netzbenutzers	48
8.3.2	Aufgaben des relevanten Netzbetreibers	49
9	Betrieb	50

9.1	Allgemeines	50
9.2	Zugang zur Anschlussanlage	50
9.3	Bedienung vor Ort	50
9.4	Instandhaltung	50
9.5	Betrieb bei Instandhaltungen oder Störungen im Netz	51
10	Zählung	52
10.1	Allgemeines	52
10.2	Einrichtungen für Zählung und Messung	52
Anhang		53
A1.	Anwendbarkeit und Umfang des Datenaustauschs	53
A2.	Funktionsbeispiele Netzentkupplungsschutz	53
A3.	Einstellwerte für Umrichter an Niederspannungs-Verteilernetzen	56
A4.	Grundsätzlicher Ablauf des Betriebserlaubnisverfahrens	59
A5.	Vorlagen für Installations- bzw. Nachweisdokumente	60
A6.	Beschreibung der Konformitätstests und -simulationen	61
A7.	Technische Kennwerte und Parameter für Simulationsmodelle	61
A8.	Informationen und Unterlagen zur Konformitätsüberwachung	61

Einleitung

Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen („TOR“) werden gemäß § 22 Z 2 E-ControlG von E-Control in Zusammenarbeit mit den Betreibern von Stromnetzen erarbeitet, von E-Control veröffentlicht und als technisches Regelwerk im Netzanschlussvertrag¹ im Rahmen von Allgemeinen Vertragsbedingungen für die Betreiber von Verteiler- oder Übertragungsnetzen zwischen Netzbetreiber und Netzbenutzer² vereinbart.

Dieses Dokument enthält technische und organisatorische Mindestanforderungen an Stromerzeugungsanlagen³ aus folgenden europäischen und nationalen Rechtsquellen:

- abschließend festgelegte Anforderungen aus der Verordnung (EU) 2016/631 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger, ABl L 112 vom 27.4.2016 Seite 1 (Requirements for Generators, RfG-VO) **[E7]**;
- nicht abschließend festgelegte Anforderungen aus der RfG-VO, welche mit der Verordnung des Vorstands der E-Control betreffend die Festlegung von allgemeinen technischen Anforderungen für den Netzanschluss von Stromerzeugungsanlagen (RfG Anforderungs-V, BGBl. II Nr. 95/2024) festgesetzt wurden **[N2]**;
- Verordnung des Vorstands der E-Control betreffend die Festlegung von Schwellenwerten für Stromerzeugungsanlagen des Typs B, C und D gemäß Artikel 5 Abs. 3 der Verordnung (EU) 2016/631 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger (RfG Schwellenwert-V, BGBl. II Nr. 96/2024) bestimmt wurden **[N15]**;
- Verordnung des Vorstands der E-Control betreffend die Festlegung von allgemeinen Anforderungen für den Datenaustausch, BGBl. II Nr. 316/201 (SOGL Datenaustausch-V) **[N14]**;
- zusätzliche nationale Anforderungen auf Grundlage des § 22 Z 2 E-ControlG (TOR), welche auch einvernehmlich zwischen Netzbetreiber und Netzbenutzer abgeändert werden können.

Technische Besonderheiten des Netzbetriebes können in Einzelfällen jedoch zusätzliche Anforderungen erforderlich machen, welche vom Netzbetreiber festzulegen und nachvollziehbar und schlüssig zu begründen sind. Dabei sind die aufsichtsrechtlichen Aspekte gemäß Art. 7 Abs. 3 RfG-VO zu berücksichtigen.

¹ Netzzugangsverträge gemäß EIWOG 2010 entsprechen dem Netzanschlussvertrag in diesem Teil der TOR.

² Der Netzbenutzer übernimmt die Verpflichtungen des Eigentümers einer Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung aus der RfG-VO und der RfG Anforderungs-V sowie die Verpflichtungen des Anlagenbetreibers aus diesem Teil der TOR. Sollte er die Verpflichtungen des Anlagenbetreibers gem. ÖVE/ÖNORM EN 50110-1 delegieren, so ist dies dem Netzbetreiber bekannt zu geben.

³ bezeichnet eine synchrone oder eine nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage gemäß RfG-VO und entspricht dem Begriff Kraftwerk aus dem EIWOG 2010; eine Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung gemäß RfG-VO umfasst eine oder mehrere synchrone oder nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen, die einen gemeinsamen Netzanschlusspunkt oder mehrere Netzanschlusspunkte haben; im Falle eines gemeinsamen Netzanschlusspunktes entspricht die Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung dem Begriff Kraftwerkspark aus dem EIWOG 2010; synchrone Stromerzeugungsanlagen umfassen alle Bestandteile einer Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung, die im Normalbetrieb untrennbar zusammenarbeiten, wie etwa (separate) Generatoren, die von separaten Gas- und Dampfturbinen derselben Gas- und Dampf-anlage angetrieben werden, oder auch separate Generatoren, die von separaten Wasserturbinen aus demselben Stauraum angetrieben werden. Jede solche Gas- und Dampfanlage oder Wasserkraftanlage ist als eine Stromerzeugungsanlage zu betrachten.

Alle in diesem Dokument grau hervorgehobenen Absätze und Textpassagen sind keine TOR iSv § 22 Z 2 E-ControlG, sondern rechtsunverbindliche Wiedergaben aus den oben genannten, übergeordneten und direkt anwendbaren europäischen und nationalen Rechtsquellen. Die Wiedergabe dieser Rechtsquellen dient ausschließlich der besseren Lesbarkeit und Transparenz und erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit, Aktualität und Richtigkeit! Die authentischen Rechtstexte können unter <https://eur-lex.europa.eu> für europäische Rechtsquellen und <https://www.ris.bka.gv.at/> für österreichische Rechtsquellen abgerufen werden.

Die in [] angeführten Verweise beziehen sich auf die Originalquellen und sind in den Quellenangaben der TOR Begriffe angeführt.

1 Begriffe und Abkürzungen

Die in diesem Teil der TOR verwendeten Begriffsbestimmungen und -erklärungen sind in der TOR Begriffe gesammelt enthalten.

Die Basisspannung für die *p.u.*-Werte (Spannung für den Referenzwert 1 p.u.) ist für Stromerzeugungsanlagen mit Netzanschlusspunkt⁴ auf der

- NS-Ebene die Nennspannung U_n ;
- MS -Ebene die Nennspannung U_n bzw. die vereinbarte Versorgungsspannung U_c , falls im Netzanschlussvertrag vereinbart.

In diesem Teil der TOR werden folgende Abkürzungen verwendet:

AVR	Automatic Voltage Regulator / automatischer Spannungsregler
BBE	Beschränkte Betriebserlaubnis
EBE	Endgültige Betriebserlaubnis
EIWOOG	Elektrizitätswirtschafts- u. -organisationsgesetz
EMV	Elektromagnetische Verträglichkeit
ER-VO	Emergency and Restoration-Verordnung
EZZ	Erlaubnis zur Zuschaltung
FRT	Fault Ride Through
FSM	Frequency Sensitive Mode
HS	Hochspannung
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LFSM-O	Limited Frequency Sensitive Mode – Overfrequency
LFSM-U	Limited Frequency Sensitive Mode – Underfrequency
MS	Mittelspannung
NS	Niederspannung
ÖVE	Österreichischer Verband für Elektrotechnik
PSS	Power System Stabilizer
RfG-VO	Requirements for Generators-Verordnung
SNN	Signifikanter Netznutzer
SOGL	System Operation Guideline
TOR	Technische und organisatorische Regeln
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VBE	Vorübergehende Betriebserlaubnis
VNB	Verteilernetzbetreiber

⁴ Der Netzanschlusspunkt, wie in Art 2 Z 15 RfG-VO definiert und in diesem Teil der TOR verwendet, entspricht der Schnittstelle nach Errichtung der Anschlussanlage (Übergabestelle). Hinweis: In den Allgemeinen Bedingungen der Netzbetreiber wird der Begriff Netzanschlusspunkt z.T. als Schnittstelle vor Errichtung der Anschlussanlage (technisch geeigneter Anschlusspunkt zum Zeitpunkt des Anschlusskonzepts oder Netzzutrittsvertrags) zur Festlegung des Netzzutrittsentgelts verwendet.

2 Anwendungsbereich

2.1 Allgemeiner Anwendungsbereich und Ausnahmen

Dieser Teil der TOR ist allen Netzanschlussverträgen, die nach dem Inkrafttreten der aktuell geltenden Version abgeschlossen wurden, zu Grunde zu legen. Ausgenommen davon sind jene Netzanschlussanträge, für die zum Zeitpunkt des Inkrafttretens der aktuell geltenden Version bereits ein Anschlusskonzept oder ein Angebot für Netzanschluss vom relevanten Netzbetreiber vorliegt.

Dieser Teil der TOR gilt für den Anschluss und Parallelbetrieb von neuen oder wesentlich geänderten bestehenden Stromerzeugungsanlagen mit einer Maximalkapazität P_{max} kleiner als 250 kW und einem Netzanschlusspunkt am Verteilernetz mit einer Nennspannung unter 110 kV. Das sind Stromerzeugungsanlagen, die gemäß RfG Schwellenwert-V als Typ A eingestuft sind bzw. Stromerzeugungsanlagen, deren Maximalkapazität P_{max} in Summe kleiner als 0,8 kW ist („Kleinstenerzeugungsanlagen“).

Beim Anschluss von Stromerzeugungsanlagen an ein im Eigentum des Netzbenutzers stehendes synchrones Netz (z.B. internes Netz eines Industrieunternehmens) oder an eine eigene Transformatorstation gelten die Bestimmungen dieses Teils der TOR sinngemäß.

Der relevante Netzbetreiber erteilt keine Genehmigung für den Anschluss von Stromerzeugungsanlagen, die die in der RfG-VO bzw. RfG Anforderungs-V beschriebenen Anforderungen nicht erfüllen und keiner von E-Control gewährten Freistellung unterliegen. Im Falle einer Ablehnung übermittelt der relevante Netzbetreiber dem Netzbenutzer⁵ eine begründete schriftliche Erklärung.

Die Bestimmungen dieses Teils der TOR, ausgenommen Kapitel 6.3 „Schutzeinrichtungen und Netzentkupplungsschutz“ gelten nicht für:

- Stromerzeugungsanlagen, die als Notstromsysteme installiert wurden und weniger als fünf Minuten je Kalendermonat parallel zum Netz betrieben werden, wenn sich das Netz im Normalzustand befindet. Ein Netzparallelbetrieb dieser Stromerzeugungsanlage während der Wartung oder bei Inbetriebnahmeprüfungen wird nicht auf diese fünf Minuten angerechnet⁶;
- Die Anforderungen für Notstromsysteme, welche über ihre Grundfunktionen hinaus kommerziell eingesetzt werden, sind vom relevanten Netzbetreiber im Rahmen dieses Teils der TOR festzulegen.
- Stromerzeugungsanlagen, die nicht über einen ständigen Netzanschlusspunkt verfügen und von den Netzbetreibern verwendet werden, um vorübergehend Strom zu liefern, wenn die normale Netzkapazität nicht oder nicht vollständig zur Verfügung steht;
- Kleinstenerzeugungsanlagen. Diese müssen aber die Bestimmungen des Kapitels 5.1.3 „Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz (LFSM-O)“, der ÖVE/ÖNORM EN 61000-3-2 und ÖVE/ÖNORM EN 61000-3-3+A1+A2 erfüllen und mit einem festen Verschiebungsfaktor $\cos \varphi = 1$ betrieben werden. Die korrekte Erfassung des Energiebezuges einer Anlage des Netzbenutzers darf nicht beeinträchtigt werden. Dazu ist spätestens zwei Wochen vor Inbetriebnahme der Netzbetreiber schriftlich zu verständigen.

⁵ Der Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung aus der RfG-VO und der RfG Anforderungs-V wurde in diesem Dokument zur besseren Lesbarkeit durch Netzbenutzer ersetzt.

⁶ Testauflagen hinsichtlich längerer Laufzeiten der Hersteller und Bescheidaufgaben (z.B. Krankenhaus) sind davon nicht betroffen und daraus werden keine Forderungen im Sinne des Netzparallelbetriebs erhoben.

2.2 Wesentliche Änderung bestehender Stromerzeugungsanlagen

Geplante Änderungen einer Stromerzeugungsanlage, die die elektrischen Eigenschaften der Stromerzeugungsanlage oder des Anschlusses der Anlage an das Netz betreffen und vom im Netzanschlussvertrag vereinbarten Stand abweichen, sind dem relevanten Netzbetreiber mitzuteilen und die konkrete Anwendung dieses Teils der TOR sowie eine allfällige Abänderung des Netzanschlussvertrags abzustimmen.

Eine Änderung einer Stromerzeugungsanlage ist im Sinne dieses Teils der TOR dann wesentlich, wenn durch die Änderung die elektrischen Eigenschaften der Stromerzeugungsanlage bzw. des Anschlusses der Anlage an das Netz vom im Netzanschlussvertrag vereinbarten Stand abweichen und diese Änderung den Netzbetrieb maßgeblich beeinflussen kann.

Wesentliche Änderungen können z.B. sein:

- Erhöhung der Maximalkapazität P_{max} einer Stromerzeugungseinheit um mehr als 15 %, wobei der Netzbenutzer einen abweichenden Wert akzeptiert, sofern der relevante Netzbetreiber dies nachvollziehbar und schlüssig begründet;
- Gemeinsamer Tausch von Generator und Erregungseinrichtung bei synchronen Stromerzeugungseinheiten;
- Ersatz eines Wechselrichters bei nichtsynchrone Stromerzeugungseinheiten durch einen Wechselrichter, der erweiterte elektrische Eigenschaften besitzt;
- Zubau einer neuen Stromerzeugungseinheit in einer bestehenden Stromerzeugungsanlage;
- Änderung der Spannungsebene auf Betreiben des Netzbenutzers.

Grundsätzlich sind im Fall von wesentlichen Änderungen die Bestimmungen dieses Teils der TOR nur auf die erneuerten, verstärkten oder zugebauten Stromerzeugungseinheiten anwendbar.

Für diese erneuerten, verstärkten oder zugebauten Stromerzeugungseinheiten muss auch der Regler der gesamten Stromerzeugungsanlage (Anlagenregler bzw. Parkregler) die Anforderungen dieses Teils der TOR erfüllen. Bei Stromerzeugungsanlagen mit Netzanschlusspunkt auf NS-Ebene, die über keinen Anlagen- bzw. Parkregler verfügen, wird davon abgesehen.

Führt eine wesentliche Änderung zum Überschreiten des für die Kategorisierung der Stromerzeugungsanlage maßgeblichen Leistungsschwellenwerts gem. RfG Schwellenwert-V, so sind die Anforderungen für den nächsthöheren Typ zu erfüllen.

Keine wesentlichen Änderungen im Sinne dieses Teils der TOR sind z.B.:

- die Erneuerung von Maschinentransformatoren durch den Netzbetreiber auf Grund der Anpassung der Spannungsebene am Netzanschlusspunkt;
- ein Tausch von Hauptbetriebsmitteln durch elektrotechnisch gleichwertige Betriebsmittel in einer bestehenden Stromerzeugungseinheit, solange sichergestellt ist, dass das elektrische Verhalten der Stromerzeugungsanlage nicht verschlechtert wird, wobei die Parametrierung der getauschten Hauptbetriebsmittel und Steuerungen – sofern technisch möglich – so zu erfolgen hat, dass die Anforderungen dieses Teils der TOR bestmöglich erfüllt werden.

2.3 Anwendung auf in Industrieanlagen integrierte KWK-Anlagen

Hinsichtlich Stromerzeugungsanlagen, die in die Netze von Industrieanlagen integriert sind, können die Netzbenutzer, die Netzbetreiber von Industrieanlagen und die relevanten Netzbetreiber, deren Netz mit dem Netz einer Industrieanlage verbunden ist die Bedingungen für eine Trennung dieser Stromerzeugungsanlagen zusammen mit den kritischen Lasten, die für die Sicherung der Produktionsprozesse erforderlich sind, vom Netz des relevanten Netzbetreibers vereinbaren. Die Ausübung dieses Rechts wird mit dem relevanten ÜNB abgestimmt.

Mit Ausnahme der Anforderungen aus Kapitel 5.1.3 „Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz (LFSSM-O)“ und 5.1.5 „Verringerung der maximalen Wirkleistungsabgabe bei abnehmender Frequenz“ oder soweit in nationalem Recht nichts anderes bestimmt ist, gelten die Anforderungen dieses Teils der TOR hinsichtlich der Fähigkeit, eine konstante Wirkleistungsabgabe aufrechtzuerhalten oder die Wirkleistungsabgabe anzupassen, nicht für Stromerzeugungsanlagen von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, die in die Netze von Industrieanlagen integriert sind, wenn sämtliche der folgenden Kriterien erfüllt sind:

- a) Der Hauptzweck dieser Anlagen ist die Erzeugung von Wärme für Produktionsverfahren der betreffenden Industrieanlage;
- b) Wärme- und Stromerzeugung sind untrennbar miteinander verbunden, d. h., jede Änderung der Wärmeerzeugung führt unweigerlich zu einer Änderung der Wirkleistungserzeugung und umgekehrt;

Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen werden auf der Grundlage ihrer elektrischen Maximalkapazität bewertet.

2.4 Anwendung auf Speicher

Pumpspeicher-Stromerzeugungsanlagen (Pumpspeicherkraftwerke) müssen sowohl im Stromerzeugungsbetrieb als auch im Pumpbetrieb alle relevanten Anforderungen erfüllen. Der Phasenschieberbetrieb von Pumpspeicher-Stromerzeugungsanlagen darf durch die technische Auslegung der Stromerzeugungsanlagen nicht zeitlich begrenzt werden.

Elektrische Energiespeicher sind in ihrer Wirkung auf das Netz grundsätzlich wie Stromerzeugungsanlagen oder Verbraucheranlagen zu werten. Sofern nicht ausdrücklich anders bestimmt, gelten für sie die Bestimmungen dieses Teils der TOR auch für elektrische Energiespeicher. Darüber hinaus sind spezielle Regelungen für elektrische Energiespeicher laut TOR Verteilernetzanschluss zu beachten.

2.5 Freistellung von Bestimmungen der RfG-VO bzw. der RfG Anforderungs-V

E-Control kann auf Ersuchen des (möglichen) Netzbenutzers, eines relevanten Netzbetreibers oder eines relevanten ÜNB (möglichen) Netzbenutzern, relevanten Netzbetreibern oder relevanten ÜNB im Einklang mit den Art 61 bis 63 RfG-VO für neue und bestehende Stromerzeugungsanlagen Freistellungen von einer oder mehreren Bestimmungen gewähren.

Hinweis zur Freistellung gemäß Art. 63 der Verordnung (EU) 2016/631 – Gruppenfreistellung gemäß § 24a RfG Anforderungs-V:

E-Control hat auf Antrag der Übertragungsnetzbetreiber und der Verteilernetzbetreiber eine Gruppenfreistellung gemäß Art. 63 RfG-VO gewährt und diese im Rahmen des neugeschaffenen § 24a RfG Anforderungs-V umgesetzt.

Stromerzeugungsanlagen an einem Netzanschlusspunkt mit einer Spannung ≥ 110 kV gelten hinsichtlich der Anwendbarkeit der Anforderungen für den Netzanschluss als Stromerzeugungsanlagen

1. des Typs A im Sinne der Verordnung (EU) 2016/631 und der RfG Anforderungs-V, wenn sie eine Maximalkapazität (P_{\max}) $\geq 0,8$ kW und < 250 kW haben;
2. des Typs B im Sinne der Verordnung (EU) 2016/631 und der RfG Anforderungs-V, wenn sie eine Maximalkapazität (P_{\max}) ≥ 250 kW und < 5 MW haben.

Nähere Informationen zum Freistellungsverfahren sind in den „Kriterien für die Gewährung von Freistellungen“ der E-Control auf www.e-control.at/rfg-network-code veröffentlicht.

3 Bestimmungen, Vorschriften und Verweise

3.1 Bestimmungen und Vorschriften

Für die Errichtung und den Betrieb der Stromerzeugungsanlage als elektrische Anlage sind insbesondere einzuhalten (jeweils in der gültigen Fassung):

- Elektrotechnikgesetz 1992 (ETG 1992) **[N6]**;
- Elektrotechnikverordnung 2020 mit allen darin enthaltenen Normen (ETV 2020) **[N11]**;
- Elektroschutzverordnung 2012 (ESV 2012);
- Elektromagnetische Verträglichkeitsverordnung 2015 (EMV-V 2015) **[N12]**;
- Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 (EIWOG 2010) **[N4]**;
- Gewerbeordnung 1994 (GewO 1994) **[N5]**;
- ArbeitnehmerInnenschutzgesetz 1994 (ASG 1994);

Alle technischen Einrichtungen der Stromerzeugungsanlage müssen den zum Zeitpunkt der Errichtung geltenden anerkannten Regeln der Technik entsprechen.

Die Betriebsweise der Stromerzeugungsanlage muss so konzipiert sein, dass sowohl die Sicherheit von Personen und Sachen, die Aufgaben des Netzbetreibers gegenüber Netzbenutzern als auch die Sicherheit des Betriebes der Stromerzeugungsanlage und des vorgelagerten Netzes gewährleistet ist und bleibt.

3.2 Verweise auf andere Netzwerkkodizes

Für (auch bestehende) Stromerzeugungsanlagen, die als signifikante Netznutzer (d.s. Stromerzeugungsanlagen vom Typ B, C und D, Bereitsteller von Redispatch oder Anbieter von Wirkleistungsreserven) nach Art 2 Abs 1 der Verordnung (EU) 2017/1485 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb (System Operation Guideline, SO GL) gelten, bestehen besondere Verpflichtungen - insbesondere zur Informationsübermittlung.

Für ausgewählte (auch bestehende) Stromerzeugungsanlagen, die als signifikante Netznutzer (d.s. Stromerzeugungsanlagen vom Typ B, C und D, Regelreserveanbieter, Anbieter von Redispatch sowie Anbieter von Wirkleistungsreserven) nach Art 2 Abs 2 der Verordnung (EU) 2017/2196 zur Festlegung eines Netzkodex über den Notzustand und den Netzwiederaufbau des Übertragungsnetzes (Emergency and Restoration, ER-VO) eingestuft werden, sind die TOR Systemschutzplan „Technische Maßnahmen zur Vermeidung von Großstörungen und Begrenzung ihrer Auswirkungen“ sowie die von E-Control genehmigten Modalitäten gem. Art. 4 Abs 2 ER-VO zu beachten.

3.3 Normative Verweise

Die folgenden Normen, geltend zum Zeitpunkt des Inkrafttretens dieser TOR, sind für die Anwendung dieses Teils der TOR zu beachten:

- ÖVE/ÖNORM EN 50160 „Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen“ **[5]**
- ÖVE/ÖNORM EN 50110-1 „Betrieb von elektrischen Anlagen - Teil 1: Allgemeine Anforderungen“ **[18]**
- ÖVE/ÖNORM EN ISO/IEC 17025 „Allgemeine Anforderungen an die Kompetenz von Prüf- und Kalibrierlaboratorien“
- ÖVE/ÖNORM EN ISO/IEC 17065 „Konformitätsbewertung - Anforderungen an Stellen, die Produkte, Prozesse und Dienstleistungen zertifizieren“
- ÖVE/ÖNORM EN 61000-4-7 „Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) - Teil 4-7: Prüf- und Messverfahren - Allgemeiner Leitfaden für Verfahren und Geräte zur Messung von

Oberschwingungen und Zwischenharmonischen in Stromversorgungsnetzen und angeschlossenen Geräten“ **[12]**

- ÖVE/ÖNORM EN 61000-4-30 „Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) -- Teil 4-30: Prüf- und Messverfahren - Verfahren zur Messung der Spannungsqualität“ **[10]**
- ÖVE/ÖNORM EN 61000-3-2 „Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) – Teil 3-2: Grenzwerte – Grenzwerte für Oberschwingungsströme“
- ÖVE/ÖNORM EN 61000-3-3 „Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) – Teil 3-3: Grenzwerte – Begrenzung von Spannungsänderungen, Spannungsschwankungen und Flicker in öffentlichen Niederspannungs-Versorgungsnetzen für Geräte mit einem Bemessungsstrom ≤ 16 A je Leiter, die keiner Sonderanschlussbedingung unterliegen“
- ÖVE/ÖNORM EN 61000-3-11 „Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) – Teil 3-11: Grenzwerte – Begrenzung von Spannungsänderungen, Spannungsschwankungen und Flicker in öffentlichen Niederspannungs-Versorgungsnetzen – Geräte und Einrichtungen mit einem Bemessungsstrom ≤ 75 A, die einer Sonderanschlussbedingung unterliegen“
- ÖVE/ÖNORM EN 61000-3-12 „Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) – Teil 3-12: Grenzwerte – Grenzwerte für Oberschwingungsströme, verursacht von Geräten und Einrichtungen mit einem Eingangsstrom > 16 A und ≤ 75 A je Leiter, die zum Anschluss an öffentliche Niederspannungsnetze vorgesehen sind“
- TAEV „Technischen Anschlussbedingungen für den Anschluss an öffentliche Versorgungsnetze mit Betriebsspannungen unter 1000 Volt mit Erläuterung der einschlägigen Vorschriften“, herausgegeben von Oesterreichs Energie in der bundeseinheitlichen Fassung mit den Ausführungsbestimmungen für das jeweilige Bundesland bzw. des relevanten Netzbetreibers
- OVE E 8101 „Elektrische Niederspannungsanlagen“
- EN 50549-1 “Anforderungen für zum Parallelbetrieb mit einem Verteilnetz vorgesehene Erzeugungsanlagen – Teil 1: Anschluss an das Niederspannungsverteilstromnetz bis einschließlich Typ B“
- EN 50549-2 “Anforderungen für zum Parallelbetrieb mit einem Verteilnetz vorgesehene Erzeugungsanlagen – Teil 2: Anschluss an das Mittelspannungsverteilstromnetz bis einschließlich Typ B”
- OVE-Richtlinie R 20 „Stationäre elektrische Energiespeichersysteme vorgesehen zum Festanschluss an das Niederspannungsnetz“
- OVE-Richtlinie R 25:2020-03-01 „Prüfanforderungen an Erzeugungseinheiten (Generatoren) vorgesehen zum Anschluss und Parallelbetrieb an Niederspannungs-Verteilernetzen“
- VDE-AR-N 4105 „Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“
- DIN VDE V 0124-100 „Niederspannung – Prüfanforderungen an Erzeugungseinheiten vorgesehen zum Anschluss und Parallelbetrieb am Niederspannungsnetz“

4 Netzanschlussverfahren und relevante Unterlagen

4.1 Bestimmung der Maximalkapazität der Stromerzeugungsanlage

Basis für die an eine Stromerzeugungsanlage gestellten Anforderungen im Rahmen dieses Teils der TOR ist u.a. ihre Maximalkapazität P_{max} . Diese entspricht im Normalfall der Netto-Engpassleistung bzw. der Bemessungsleistung (Nennleistung)⁷ der Stromerzeugungsanlage.

Mehrere verteilte Stromerzeugungseinheiten eines Netzbenutzers, die über einen gemeinsamen Netzanschlusspunkt an das Netz angeschlossen werden, gelten als eine Stromerzeugungsanlage.

Bei einer Kombination von einer oder mehreren Stromerzeugungseinheiten bzw. elektrischen Energiespeichern ist diese immer in ihrer Gesamtwirkung zu betrachten: Die Maximalkapazität entspricht im Normalfall der maximalen Netto-Engpassleistung bzw. der maximalen Bemessungsleistung der Gesamtanordnung.

Die netzwirksame Leistung ist die im Vertrag über Netzzutritt und Netzzugang vereinbarte maximale Leistung in Einspeise- oder Bezugsrichtung am Netzanschlusspunkt, welche die Gesamtanordnung der Anlage des Netzbenutzers, die aus Kombinationen von Stromerzeugungsanlagen, Verbrauchsanlagen und elektrischen Energiespeichern bestehen kann, sowie das vom Netzbenutzer vorgesehene Regel- und Betriebskonzept bzw. Energiemanagementsystem, berücksichtigt.⁸

Stromerzeugungsanlagen unterschiedlicher Eigentümer (Netzbenutzer) mit Anschluss auf einem Verknüpfungspunkt, die keine gemeinsame wirtschaftliche Einheit bilden, sind grundsätzlich bei der Typeinteilung gemäß RfG Schwellenwert-V unabhängig zu betrachten.⁹

Zur Sicherstellung eines sicheren Netzbetriebs kann der relevante Netzbetreiber Betriebsmittel zur Beobachtbarkeit auf eigene Kosten in den Anlage(n) der Netzbenutzer installieren. Der Betrieb der Anlage(n) darf nicht beeinträchtigt werden. Dafür ist eine Abstimmung zwischen dem Netzbenutzer und dem Netzbetreiber erforderlich.

4.2 Netzanschlussantrag

Der Anschluss und Parallelbetrieb einer Stromerzeugungsanlage erfordert den Abschluss eines Netzanschlussvertrages mit dem relevanten Netzbetreiber entsprechend dem Verfahren in dessen Allgemeinen Bedingungen.

Dazu stellt der (zukünftige) Netzbenutzer einen Netzanschlussantrag beim relevanten Netzbetreiber mit zumindest folgenden Informationen (z.B. über ein Formular von der Homepage des Netzbetreibers):

- Name, Anschrift und Kontaktinformationen des Netzbenutzers sowie Anschrift bzw. örtliche Lage der anzuschließenden Anlage;
- gewünschter Beginn der Einspeisung und Abnehmer;
- netzwirksame Leistung am Netzanschlusspunkt, Engpassleistung der Stromerzeugungsanlage; bei Photovoltaikanlagen zusätzlich die Modulspitzenleistung;
- Anlagen- und Betriebsart (z.B. Photovoltaikanlage, Kleinwasserkraftwerk, Erdgas-BHKW, Voll- oder Überschusseinspeisung)
- Prognostizierte Jahresenergiemenge in kWh

⁷ Ist nur die Nennscheinleistung S_n gegeben, so ist über $P_n = S_n \cos \varphi_{max}$ umzurechnen, wobei $\cos \varphi_{max}$ der gemäß Betriebskonzept maximal mögliche Verschiebungsfaktor (in der Regel 1) ist.

⁸ Die netzwirksame Leistung ist für die Einordnung der Größenklasse irrelevant. Aus der Sicht des Gesamtsystems ist die Maximalkapazität jene Größe, die das System beeinflusst.

⁹ Gezielte eigentumsrechtliche Entflechtungen von Stromerzeugungsanlagen mit einem gemeinsamen Verknüpfungspunkt dürfen die Typeinteilung gemäß RfG Schwellenwert-V und die entsprechenden Anforderungen dieses Teils der TOR jedenfalls nicht einschränken.

- bei gemeinschaftlichen Stromerzeugungsanlagen sind die Informationen gem. EIWOG 2010 (§ 16a etc.) zu übermitteln;

4.3 Anschlussbeurteilung und -konzept

Der relevante Netzbetreiber erstellt und übermittelt auf der Grundlage des vorgelegten und vollständigen Netzanschlussantrags und nach seiner Anschlussbeurteilung (siehe auch TOR Teil D2 „Richtlinie zur Beurteilung von Netzurückwirkungen“) ein Anschlusskonzept (Anschlusszusage) oder ein Angebot für den Netzanschluss.

Das Anschlusskonzept enthält beispielsweise

- Art, Zahl und Lage der Teile der Anschlussanlage;
- den technisch geeigneten Anschlusspunkt (Netzebene) und die Zählpunktsbezeichnung¹⁰;
- den Netzanschlusspunkt (Übergabestelle);
- die Maximalkapazität P_{max} ;
- die netzwirksame Leistung am Netzanschlusspunkt;
- den Verknüpfungspunkt und die zulässigen Netzurückwirkungen der Stromerzeugungsanlage;
- die Nennspannung U_n bzw. die vereinbarte Versorgungsspannung U_C ;
- das Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung.

Alternative Anschlusskonzepte können im Rahmen eines Planungsauftrages gesondert analysiert werden.

Der Netzanschlusspunkt und der Verknüpfungspunkt werden unter Berücksichtigung der gegebenen und zukünftigen Netzverhältnisse, der Maximalkapazität, ggf. der netzwirksamen Leistung und der mit dem zukünftigen Netzbenutzer abgestimmten Betriebsweise der Stromerzeugungsanlage vom Netzbetreiber festgelegt. Damit soll unter anderem sichergestellt werden, dass die Stromerzeugungsanlage keine unzulässigen Netzurückwirkungen verursacht.

Bestimmungen zur Ausführung der Anschlussanlage und Symmetrie sind in Kapitel 6.1.1 gegeben.

Die maximale Leistung, bis zu der ein Anschluss an eine bestimmte Netzebene erfolgen kann und ab der ein Anschluss an die nächsthöhere Netzebene erforderlich ist, hängen von den Netzverhältnissen (z.B. Netz-Kurzschlussleistung, Betriebskonzept) ab.

Kann die beantragte Höchstleistung in kW nicht zur Gänze über den vorgesehenen oder vorhandenen Netzanschlusspunkt in das Netz eingespeist werden, so schlägt der Netzbetreiber die an diesem Netzanschlusspunkt mögliche netzwirksame Leistung sowie technische Alternativen für die Einspeisung der beantragten Höchstleistung in kW vor. Diese können z.B. sein:

- Beschränkung der netzwirksamen Leistung durch ein angepasstes Betriebs- bzw. Regelungskonzept des Netzbenutzers;
- anderer Netzanschlusspunkt mit höherer (Netz-)Kurzschlussleistung S_{kV} ;
- Spannungsregelung durch netztechnische Betriebsmittel;
- Erhöhung der (Netz-)Kurzschlussleistung S_{kV} durch netztechnische Maßnahmen.

Wird durch die Stromerzeugungsanlage der Kurzschlussstrom im Netz über den definierten Bemessungswert der Betriebsmittel erhöht, so sind zwischen Netzbetreiber und Netzbenutzer, sowie erforderlichenfalls weiteren betroffenen Netzbenutzern, geeignete Maßnahmen (z.B. Kurzschlussstrombegrenzung, Anlagenverstärkung) zu vereinbaren.

¹⁰ diese kann nach dem Netzanschlussantrag des (zukünftigen) Netzbenutzers vom Netzbetreiber auch vorab mitgeteilt werden

4.4 Netzanschlussvertrag

Das Anschlusskonzept unterliegt hinsichtlich der Gültigkeit grundsätzlich einer zu vereinbarenden zeitlichen Frist, beginnend ab dem Zeitpunkt der Übermittlung durch den Netzbetreiber (unter Berücksichtigung der voraussichtlichen Dauer eines Genehmigungsverfahrens, zumindest jedoch 6 Monate).

Im Netzanschlussvertrag werden beispielsweise folgende Aspekte des Parallelbetriebes zwischen Netzbetreiber und Netzbenutzer vereinbart:

- Betriebsweise der Stromerzeugungsanlage;
- Angaben zur notwendigen Mess-, Zähl- und Informationstechnik bzw. Kommunikationsschnittstellen;
- Schutzkonzept;

Die im Netzanschlussvertrag vereinbarte Maximalkapazität P_{max} und die netzwirksame Leistung am Netzanschlusspunkt ist immer einzuhalten.

5 Verhalten der Stromerzeugungsanlage am Netz

5.1 Anforderungen an die Frequenzhaltung

Stromerzeugungsanlagen müssen die folgenden Anforderungen an die Frequenzhaltung erfüllen:

5.1.1 Frequenzbereiche

- Stromerzeugungsanlagen müssen in der Lage sein, innerhalb der in Tabelle 1 angegebenen Frequenzbereiche und Zeiträume die Verbindung mit dem Netz und den Betrieb aufrechtzuerhalten;
- der relevante Netzbetreiber kann in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB mit dem Netzbetreiber breitere Frequenzbereiche, längere Mindestzeiträume für den Betrieb oder spezifische Anforderungen hinsichtlich kombinierter Frequenz- und Spannungsabweichungen vereinbaren, um eine bestmögliche Nutzung der technischen Fähigkeiten einer Stromerzeugungsanlage sicherzustellen, wenn dies erforderlich ist, um die Systemsicherheit zu erhalten oder wiederherzustellen;
- der Netzbetreiber darf seine Zustimmung zur Anwendung breiterer Frequenzbereiche oder längerer Mindestzeiträume für den Betrieb unter Berücksichtigung der wirtschaftlichen und technischen Machbarkeit nicht ohne triftigen Grund verweigern.

Frequenzbereich	Mindestzeitraum
47,5 Hz – 48,5 Hz	60 Minuten
48,5 Hz – 49,0 Hz	90 Minuten ¹¹
49,0 Hz – 51,0 Hz	unbegrenzt
51,0 Hz – 51,5 Hz	30 Minuten

Tabelle 1: Mindestzeiträume, in denen eine Stromerzeugungsanlage in der Lage sein muss, bei Abweichungen von der Nennfrequenz ohne Trennung vom Netz zu arbeiten

Ausnahmen sind nur im Einvernehmen mit dem Netzbetreiber zulässig. Die Frequenz, mit der sich eine Stromerzeugungseinheit vom Netz zu trennen hat, ist mit dem Netzbetreiber zu vereinbaren.

5.1.2 Frequenzgradienten

Stromerzeugungsanlagen müssen in der Lage sein, bei Frequenzgradienten bis zu 2 Hz/s die Verbindung mit dem Netz und den Betrieb aufrechtzuerhalten, soweit die Trennung vom Netz nicht von einer Auslösung des Netzausfallschutzes (**Generatorschutz** oder **Netzentkupplungsschutz**) in Folge des Frequenzgradienten verursacht wurde.

Eine Frequenzgradienten-getriggerte Schutzfunktion ist in Kapitel 6.3 „Schutzeinrichtungen und Netzentkupplungsschutz“ grundsätzlich nicht vorgesehen. Der relevante Netzbetreiber kann unter bestimmten Umständen verlangen, dass eine Frequenzgradienten-getriggerte Schutzfunktion vorzusehen ist.

Die Parametrierung des Netzausfallschutzes (**Generatorschutz** oder **Netzentkupplungsschutz**) mit dem Frequenzgradienten wird vom relevanten Netzbetreiber in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB bestimmt.

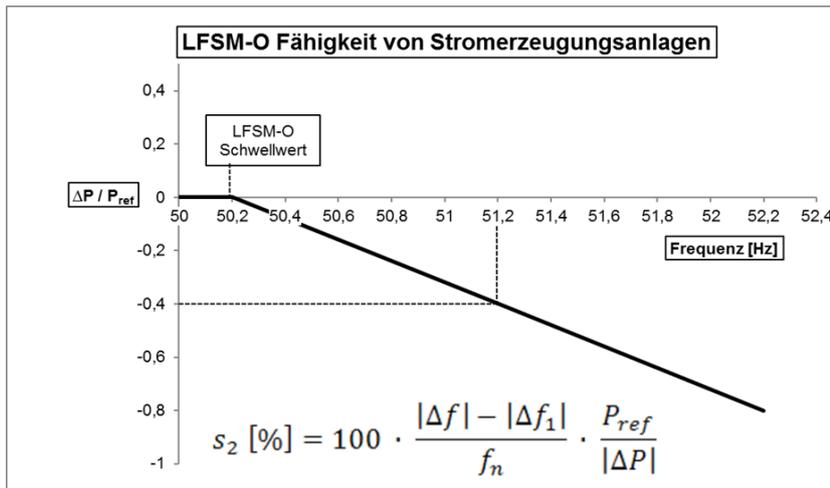
5.1.3 Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz (LFSM-O)

Für den beschränkt frequenzabhängigen Modus – Überfrequenz (limited frequency sensitive mode – overfrequency, LFSM-O) gelten folgende Bestimmungen:

¹¹ sollte dieser Zeitraum unter Berücksichtigung der Merkmale der Hauptantriebstechnologie der Stromerzeugungsanlage nicht möglich sein, der längstmögliche Zeitraum, zumindest jedoch 60 Minuten

Bei nichtsynchrone Stromezeugungsanlagen mit Umrichtern und Netzanschlusspunkt im Niederspannungsnetz muss LFSM-O standardmäßig aktiviert sein.

Stromezeugungsanlagen mit Netzanschlusspunkt im Niederspannungsnetz, welche technologiebedingt nicht in der Lage sind die Bestimmungen für den beschränkt frequenzabhängigen Modus Überfrequenz (LFSM-O) zu erbringen, müssen sich alternativ im Frequenzbereich zwischen 50,2 Hz und 51,5 Hz vom Netz trennen. Der Einstellwert der Auslösefrequenz wird vom relevanten Netzbetreiber vorgegeben (Staffelung). Die Netzbetreiber haben diese Staffelung in geeigneter Weise zu veröffentlichen.



$$\Delta f = f_{Messung, t+1} - f_n$$

$$\Delta f_1 = f_{Messung, t} - f_n$$

Abbildung 1: Fähigkeit von Stromezeugungsanlagen zur frequenzabhängigen Anpassung der Wirkleistung im LFSM-O-Modus

P_{ref} ist die Referenzwirkleistung und entspricht bei synchronen Stromezeugungsanlagen der Maximalkapazität P_{max} und bei nichtsynchrone Stromezeugungsanlagen der tatsächlichen Wirkleistungsabgabe zum Zeitpunkt t der Erreichung des Frequenzschwellenwerts; ΔP ist die Änderung der Wirkleistungsabgabe der Stromezeugungsanlage zum Zeitpunkt $t+1$ gegenüber t ; f_n ist die Nennfrequenz (50 Hz) des Netzes; Δf ist die Frequenzabweichung im Netz zum Zeitpunkt $t+1$ in Hz; Δf_1 ist die Frequenzabweichung im Netz zum Zeitpunkt t in Hz und s_2 ist die Statik des LFSM-O-Modus in %.

Bei Überfrequenzen, bei denen Δf über Δf_1 liegt, muss die Stromezeugungsanlage in Abhängigkeit von der Statik s_2 die abgegebene Wirkleistung verringern.

Der Frequenzschwellenwert für den Beginn des LFSM-O-Modus muss von 50,2 Hz bis 50,5 Hz frei einstellbar sein. Die Statik s_2 für den LFSM-O-Modus muss von 2 % bis 12 % frei einstellbar sein. Sofern der Netzbetreiber keine anderweitige Vorgabe für den LFSM-O-Modus macht, sind ein Frequenzschwellenwert von 50,2 Hz und eine Statik von 5 % zu verwenden - siehe Abbildung 1.

Die Auflösung der Frequenzmessung muss ≤ 10 mHz sein. Das Toleranzband um den stationären Endwert der Regelgröße des LFSM-O-Modus beträgt ± 5 % der Nennleistung der Stromezeugungsanlage.

Die Stromezeugungsanlage muss die frequenzabhängige Anpassung der Wirkleistungsabgabe nach einer möglichst kurzen anfänglichen Zeitverzögerung ($T_{Verzögerung}$) aktivieren können. Beträgt diese Zeitverzögerung mehr als zwei Sekunden, muss der Netzbetreiber die Verzögerung unter Vorlage technischer Nachweise gegenüber dem relevanten ÜNB begründen. Eine allenfalls parametrierbare künstliche Verzögerungszeit muss deaktiviert oder auf 0 s eingestellt werden.

Die Stromezeugungsanlage muss in der Lage sein, bei Erreichen der Mindestleistung für den regelfähigen Betrieb weiterhin bei diesem Mindestregelwert zu arbeiten.

Die Stromerzeugungsanlage muss in der Lage sein, während des LFSM-O-Betriebs stabil zu arbeiten. Ist der LFSM-O-Betrieb aktiviert, hat der LFSM-O-Sollwert Vorrang vor allen anderen Sollwerten für die Wirkleistungsabgabe.

Für synchrone Stromerzeugungsanlagen (inklusive Pumpspeicher-Stromerzeugungsanlagen) sind die Regelzeiten (An- und Einschwingzeit) im LFSM-O-Modus unter Berücksichtigung der technischen Möglichkeiten der Stromerzeugungsanlage mit dem Netzbetreiber abzustimmen.

Für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen werden folgende Regelzeiten (An- und Einschwingzeit) im LFSM-O-Modus empfohlen:

$$T_A \leq 2 \text{ s für eine Wirkleistungsverringering von } 50 \% \text{ von } P_{max}$$

$$T_E \leq 20 \text{ s}$$

$$T_{\text{Verzögerung}} \ll T_A$$

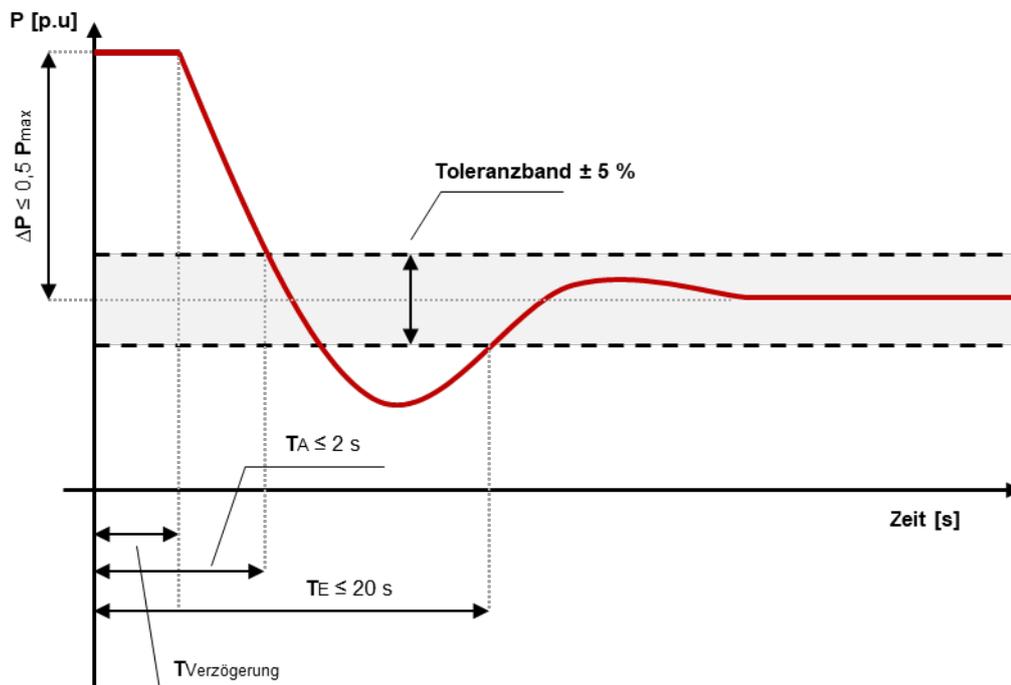


Abbildung 2: Beispiel für Anschwing- und Einschwingzeiten nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen im LFSM-O-Modus

T_A ist die Anschwingzeit zwischen dem sprunghaften Eintritt einer Regelabweichung und dem erstmaligen Erreichen des Toleranzbandes um den stationären Endwert der Regelgröße in s; Die Anschwingzeit umfasst auch die Zeit des Erkennens der Regelabweichung; T_E ist die Einschwingzeit in s, die benötigt wird, bis die Regelgröße dauerhaft im Toleranzband um den stationären Endwert verbleibt, $T_{\text{Verzögerung}}$ ist die Verzögerungszeit in s.

Für die LFSM-O-Anforderung an elektrische Energiespeicher wird auf die TOR Verteilernetzanschluss verwiesen.

5.1.4 Wirkleistungsabgabe gemäß Sollwert

Die Stromerzeugungsanlage muss in der Lage sein, unabhängig von Frequenzänderungen eine konstante Wirkleistungsabgabe gemäß ihrem Sollwert abzugeben, außer wenn sich die Leistungsabgabe aufgrund eines der in Kapitel 5.1 „Anforderungen an die Frequenzhaltung“ beschriebenen Modi oder aufgrund nicht ausreichend verfügbarer Primärenergie ändert.

5.1.5 Verringerung der maximalen Wirkleistungsabgabe bei abnehmender Frequenz

Die zulässige Verringerung der maximalen Wirkleistungsabgabe $\Delta P/P_{max}$ bei abnehmender Frequenz beträgt bei synchronen Stromerzeugungsanlagen:

- bis 49,5 Hz: 0 %;
- unterhalb von 49,5 Hz: Verringerung um je 10 % der Maximalkapazität bei 50 Hz je Hz Frequenzabfall.

Die zulässige Verringerung der maximalen Wirkleistungsabgabe $\Delta P/P_{max}$ bei abnehmender Frequenz beträgt bei nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen:

- bis 49,0 Hz: 0 %;
- unterhalb von 49,0 Hz: Verringerung um je 2 % der Maximalkapazität bei 50 Hz je Hz Frequenzabfall.

Technologieabhängige Abweichungen von den geforderten Werten sind mit dem relevanten Netzbetreiber im Netzanschlussvertrag abzustimmen.

Beim Nachweis der zulässigen Wirkleistungsreduktion bei Unterfrequenz werden die herrschenden Umgebungsbedingungen vom Netzbetreiber in Abstimmung mit dem Netzbenutzer festgelegt. Sofern der relevante Netzbetreiber keine anderweitige Vorgabe macht, sollen sich die festzulegenden Umgebungsbedingungen nach DIN ISO 2533 „Normatmosphäre“ richten.

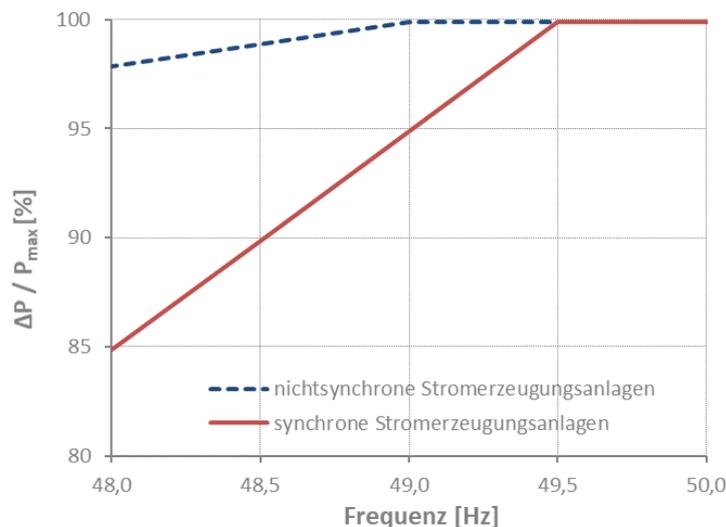


Abbildung 3: Zulässige Verringerung der maximalen Wirkleistungsabgabe bei abnehmender Frequenz

$\Delta P/P_{max}$ ist das dimensionslose Verhältnis der Änderung der Wirkleistungsabgabe ΔP zur Maximalkapazität P_{max} .

5.1.6 Wirkleistungserhöhung bei Unterfrequenz (LFSM-U)

Diesbezüglich sind keine Anforderungen an Stromerzeugungsanlagen vorgesehen.

Für die LFSM-U-Anforderung an elektrische Energiespeicher wird auf die TOR Verteilernetzanschluss verwiesen.

5.1.7 Frequenzabhängiger Modus (Frequency Sensitive Mode, FSM)

Diesbezüglich sind keine Anforderungen an Stromerzeugungsanlagen vorgesehen.

5.1.8 Bereitstellung von synthetischer Schwungmasse

Diesbezüglich sind keine Anforderungen an Stromerzeugungsanlagen vorgesehen.

5.2 Anforderungen hinsichtlich Robustheit und dynamischer Netzstützung

5.2.1 FRT-Fähigkeit (fault ride through) von Stromerzeugungsanlagen

Die Anforderungen an FRT-Fähigkeit gelten sowohl für symmetrische als auch für asymmetrische Fehler im Netz.

Stromerzeugungsanlagen müssen in der Lage sein, die Verbindung mit dem Netz und einen stabilen Betrieb aufrechtzuerhalten, wenn im Stromnetz Störungen in Form von konzeptgemäß zu beherrschenden Fehlern (im Übertragungs- oder Verteilnetz) aufgetreten sind.

Diese Fähigkeit entspricht einem Spannungs-Zeit-Profil am Netzanschlusspunkt, das für Fehlerbedingungen festgelegt ist. Das Spannungs-Zeit-Profil gibt den unteren Grenzwert des tatsächlichen Verlaufs der Außenleiterspannungen auf Netzspannungsebene während eines Fehlers als Funktion der Zeit vor dem Fehler, während des Fehlers und nach dem Fehler wieder.

Für synchrone Stromerzeugungsanlagen mit Netzanschlusspunkt im Niederspannungsnetz gilt das Spannungs-Zeit-Profil als Richtwert. Sie sollen während eines Fehlers die Verbindung mit dem Netz und einen stabilen Betrieb nach Können und Vermögen entsprechend den Herstellerangaben aufrechterhalten.

Not- bzw. ersatzstromfähige Umrichter¹² mit einer Engpassleistung ≤ 30 kVA und einer Netztrennzeit von ≤ 20 ms sind von der vollständigen FRT-Fähigkeit ausgenommen. Sie müssen sich jedoch bis zur Trennung an der dynamischen Netzstützung beteiligen. Bei einem Betrieb ohne Nutzung der Not- bzw. Ersatzstromversorgung wird eine vollständige FRT-Fähigkeit gefordert.

Die FRT-Fähigkeit darf durch (externe) Netztrenneinrichtungen, welche von not- bzw. ersatzstromfähigen Umrichtern gesteuert werden, nicht unterbunden werden.

Stromerzeugungsanlagen müssen für das Durchfahren von mehreren aufeinanderfolgenden Fehlern ausgelegt sein. Wenn durch mehrere aufeinanderfolgende durchgefahrene Fehler die thermischen Auslegungsgrenzen überschritten werden, darf sich die Stromerzeugungsanlage vom Netz entkuppeln.

Die Schutzsysteme und -einstellungen für interne elektrische Fehler dürfen die FRT-Fähigkeit nicht gefährden; unbeschadet dessen ist der Unterspannungsschutz (entweder FRT-Fähigkeit oder festgelegte Mindestspannung) vom Netzbenutzer unter Berücksichtigung der Fähigkeiten der Stromerzeugungsanlage so breit wie möglich festzulegen, soweit der relevante Netzbetreiber gemäß Kapitel 6.3 „Schutzsysteme und -einstellungen“ keine engeren Grenzen für die Einstellungen vorschreibt. Der Netzbenutzer muss die Einstellungen nach diesem Grundsatz begründen.

Die folgenden Diagramme zeigen auf der y -Achse den unteren Grenzwert eines Spannungs-Zeit-Profiles der Spannung U am Netzanschlusspunkt als Verhältnis ihres tatsächlichen Werts zu ihrem Referenzwert 1 p.u. vor einem Fehler, während eines Fehlers und nach einem Fehler. Auf der x -Achse ist die Zeit t nach Fehlerbeginn in Sekunden aufgetragen.

Für synchrone Stromerzeugungsanlagen gilt folgendes FRT-Profil:

¹² Not- bzw. ersatzstromfähige Umrichter werden in der Regel in Kombinationen mit einem elektrischen Energiespeicher betrieben und können im Falle von Spannungseinbrüchen oder Netzausfällen eine Versorgung von („kritischen“) Lasten durch nahezu unterbrechungsfreie Umschaltung

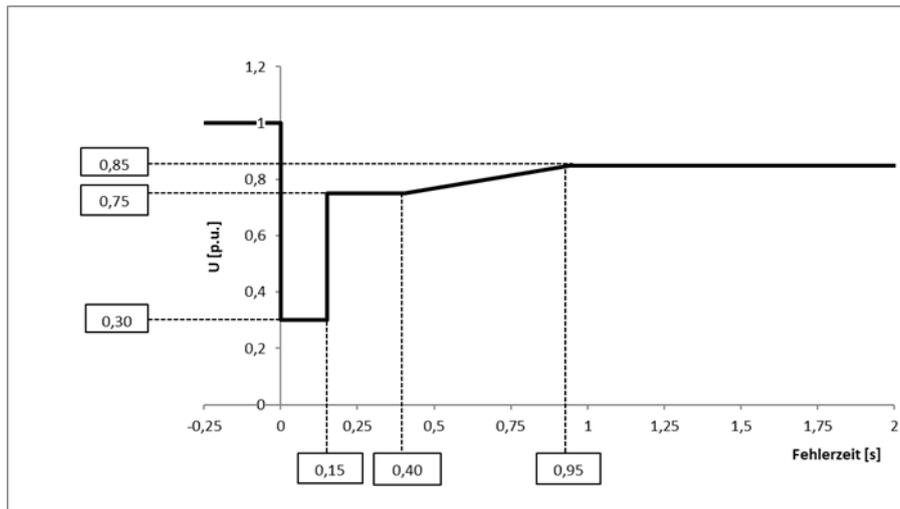


Abbildung 4: FRT-Profil synchroner Stromerzeugungsanlagen

Für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen gilt folgendes FRT-Profil:

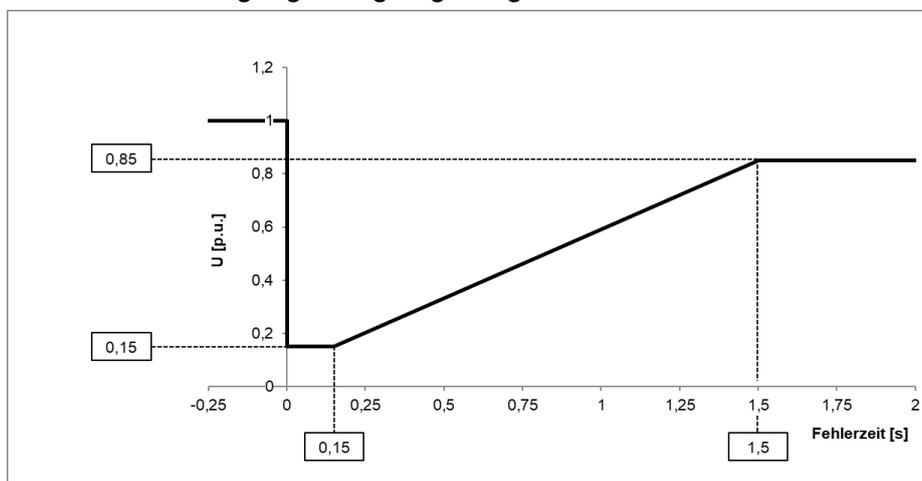


Abbildung 5: FRT-Profil nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Netzanschlusspunkt auf NS-Ebene

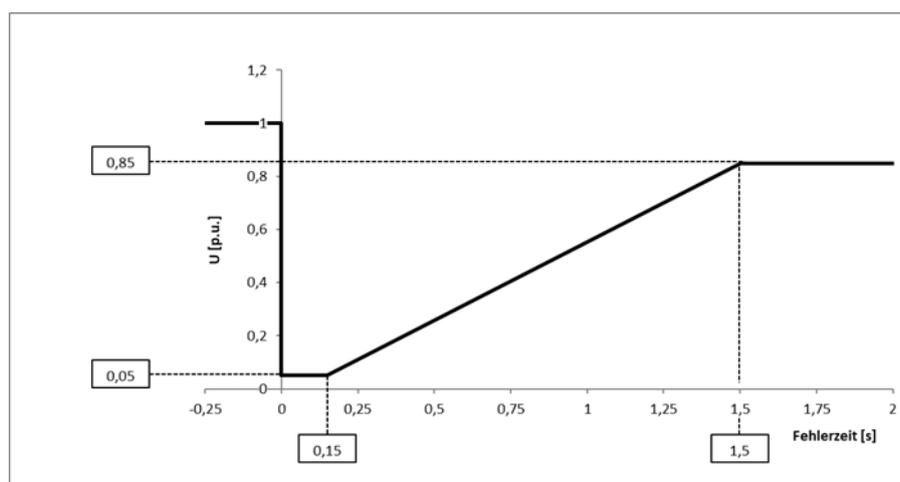


Abbildung 6: FRT-Profil nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Netzanschlusspunkt auf MS-Ebene

Für elektrische Energiespeicher gelten diese Anforderungen auch im Bezugsmodus (siehe TOR Verteilernetzanschluss).

5.2.2 Wirkstrom- und Blindstromeinspeisung während und nach Netzfehlern

5.2.2.1 Verhalten im Fehlerfall

Bei Fehlern, die eine FRT-Fähigkeit erfordern, müssen nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Netzanschlusspunkt im Niederspannungsnetz in der Lage sein, Spannungseinbrüche mit einer Restspannung $U < 0,8 U_n$ zu durchfahren, ohne sich dabei vom Netz zu trennen und ohne dabei einen Strom in das Netz des Netzbetreibers einzuspeisen (eingeschränkte dynamische Netzstützung).

In Abstimmung mit dem relevanten Netzbetreiber und dessen ausdrücklicher Zustimmung können nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Netzanschlusspunkt im Niederspannungsnetz, die in der Lage sind, bei Fehlern, die eine FRT-Fähigkeit erfordern, einen definierten Betriebspunkt zu halten, abweichend zur obigen Vorgabe die Wirk- und Blindstromeinspeisung oder die Wirk- und Blindleistungseinspeisung mit einer möglichst hohen Genauigkeit aufrechterhalten.

Bei Fehlern, die eine FRT-Fähigkeit erfordern, müssen nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Anschluss an das Mittelspannungsnetz in der Lage sein, die Netzspannung durch Einspeisung eines Blindstromes stützen. Die Blindstromeinspeisung muss auch bei asymmetrischen Fehlern möglich sein.

Der relevante Netzbetreiber gibt im Netzanschlussvertrag vor, wie die Blindstromeinspeisung zu erfolgen hat oder ob keine Stromeinspeisung in das Netz des Netzbetreibers erfolgen soll (eingeschränkte dynamische Netzstützung).

Falls der relevante Netzbetreiber eine dynamische Blindstromstützung verlangt, sind folgende Vorgaben zu berücksichtigen:

Nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Anschluss an das Mittelspannungsnetz müssen bei symmetrischen und asymmetrischen Fehlern unter den folgenden Bedingungen eine dynamische Blindstromstützung bereitstellen:

- Bei Fehlerbeginn (Auftreten einer sprunghaften Spannungsänderung¹³ bzw. bei einer Spannung am Netzanschlusspunkt von $> 1,1$ p.u. oder $< 0,9$ p.u.) müssen nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen die Spannung durch Erhöhung oder Absenkung eines zusätzlichen Blindstromes $\Delta i_{B1,2}$ im Mit- und Gegensystem stützen;
- Der zusätzliche Blindstrom $\Delta i_{B1,2}$ ist proportional zur Spannungsabweichung $\Delta u_{1,2}$ und einem Verstärkungsfaktor k , welcher vom relevanten Netzbetreiber unter Berücksichtigung der wesentlichen Impedanzen zwischen der oder den Stromerzeugungseinheit(en) der nicht-synchronen Stromerzeugungsanlage und dem Netzanschlusspunkt vorgegeben wird. Sofern der relevante Netzbetreiber keine anderwärtige Vorgabe für den Verstärkungsfaktor k macht, ist ein Wert $k = 2$ zu wählen.
- Für nachfolgende Formel wird das Verbraucher-Zählpfeilsystem verwendet.

$$\Delta i_{B1} = k * \Delta u_1$$

$$\Delta i_{B2} = k * \Delta u_2$$

Δi_{B1} ...zusätzlicher Blindstrom im Mitsystem

Δi_{B2} ...zusätzlicher Blindstrom im Gegensystem

Δu_1 ... Änderung der Mitsystemspannung

¹³ Abweichung des gemessenen Momentanwerts einer Spannung um einen Betrag von mindestens 5 % des Momentanwerts der theoretisch fortgeführten Vorfehlerspannung (kann sich sowohl auf Leiter-Leiter als auch Leiter-Erde Spannungen beziehen); Vektorsprünge werden damit ebenso wie Kurzschlüsse als sprunghafte Spannungsänderung betrachtet; Vektorsprünge ohne Amplitudenänderung führen nicht zu Spannungsänderungen im Mit-/Gegensystem, bzw. das Mit-/Gegensystem ist bei Unstetigkeiten nicht definiert

Δu_2 ... Änderung der Gegensystemspannung

k ... Verstärkungsfaktor ($2 \leq k \leq 6$), einstellbar in Schritten von 0,5 (ausgenommen Stromerzeugungsanlagen mit direkt gekoppelten Asynchrongeneratoren bei asymmetrischen Fehlern);

Nach Fehlerende¹⁴ erfolgt der Übergang von der dynamischen Blindstromstützung zur statischen Spannungshaltung. Der Übergang sollte kontinuierlich und nicht sprunghaft erfolgen.

Nichtsynchroner Stromerzeugungsanlagen müssen in der Lage sein, einen Blindstrom von mindestens der Höhe des Bemessungsstromes einzuspeisen.

Ebenfalls zulässig ist eine kontinuierliche dynamische Netzstützung im Sinne der vorgenannten Anforderungen, die unabhängig von der Erfüllung der Kriterien für Fehlerbeginn und Fehlerende permanent und parallel zur stationären Spannungshaltung im Eingriff ist.

5.2.2.2 Wiederaufnahme der Leistungsabgabe nach Fehlerklärung

Für nichtsynchroner Stromerzeugungsanlagen mit Netzanschlusspunkt im Niederspannungsnetz gilt: Falls sich die Netzspannung nach Fehlerklärung wieder innerhalb des zulässigen Spannungsbereiches befindet und der Wirkstrom während des Netzfehlers reduziert wurde, müssen Stromerzeugungsanlagen in der Lage sein, den Wirkstrom so schnell wie technisch möglich wieder auf den Vorfehlerwert zu steigern. Die Anschlagzeit darf maximal 1 s, bei rotierenden Maschinen maximal 6 s betragen.

Für alle anderen Stromerzeugungsanlagen gilt: Falls sich die Netzspannung nach Fehlerklärung wieder innerhalb des zulässigen Spannungsbereiches befindet und die Wirkleistungsabgabe während des Netzfehlers reduziert wurde, müssen Stromerzeugungsanlagen in der Lage sein, die Wirkleistungsabgabe so schnell wie technisch möglich wieder auf den Vorfehlerwert zu steigern.

Die Blindleistungsbereitstellung der Stromerzeugungsanlage folgt im Zeitverhalten wieder dem eingestellten Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung.

5.2.3 Stabilität bei Netzpendelungen

Diesbezüglich sind keine Anforderungen an Stromerzeugungsanlagen vorgesehen.

5.3 Anforderungen hinsichtlich statischer Spannungshaltung

5.3.1 Spannungsbereiche

Unbeschadet der FRT-Fähigkeit muss eine Stromerzeugungsanlage in der Lage sein, während der in folgenden Tabellen angegebenen Zeiträume und innerhalb der in diesen Tabellen aufgeführten Netzspannungsbereiche, die als Spannung in Bezug auf den Referenzwert 1 p.u. angegeben sind, die Verbindung mit dem Netz und den Betrieb aufrechtzuerhalten:

Spannungsbereich	Mindestzeitraum
0,85 p.u. – 0,9 p.u.	60 Minuten
0,9 p.u. – 1,1 p.u.	unbegrenzt
1,1 p.u. – 1,12 p.u.	10 Minuten

Tabelle 2: Mindestzeiträume, in denen eine Stromerzeugungsanlage mit Netzanschlusspunkt auf NS-Ebene in der Lage sein muss, bei Abweichungen der Spannung vom Referenzwert 1 p.u. ohne Trennung vom Netz zu arbeiten

¹⁴ Zeitpunkt des Wiedereintritts der Netzspannung nach Fehlerklärung in das zulässige Spannungsband gem. ÖVE/ÖNORM EN 50160

Spannungsbereich	Mindestzeitraum
0,85 p.u. – 0,9 p.u.	180 Sekunden
0,9 p.u. – 1,1 p.u.	unbegrenzt

Tabelle 3: Mindestzeiträume, in denen eine Stromerzeugungsanlage mit Netzanschlusspunkt auf MS-Ebene in der Lage sein muss, bei Abweichungen der Spannung vom Referenzwert 1 p.u. ohne Trennung vom Netz zu arbeiten

5.3.2 Trennung der Stromerzeugungsanlage vom Netz

Hinsichtlich der Spannungshaltung müssen Stromerzeugungsanlagen in der Lage sein, sich automatisch vom Netz zu trennen, wenn die Spannung am Netzanschlusspunkt Werte erreicht, die der relevante Netzbetreiber in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB festgelegt hat, siehe Kapitel 6.3.3 „Einstellwerte für den Netzentkupplungsschutz“.

5.3.3 Blindleistungskapazität

Die Anforderungen an die Blindleistungskapazität gelten bei Netzanschlusspunkt in der NS-Ebene an den Klemmen des Generators/Umrichters. Bei Netzanschlusspunkt in der MS-Ebene gelten die Anforderungen an die Blindleistungskapazität am Netzanschlusspunkt.

Die Stromerzeugungsanlage muss unabhängig von der Anzahl der einspeisenden Phasen unter normalen stationären Betriebsbedingungen in den geforderten Blindleistungsbereichen betrieben werden können.

Die Blindleistung der Stromerzeugungsanlage muss innerhalb der geforderten Blindleistungsbereiche einem vom relevanten Netzbetreiber vorgegebenen Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung gemäß Kapitel 5.3.4 folgen können.

Für nachfolgende Grafiken wird das Erzeugerzählpeilsystem EZS¹⁵ verwendet.

5.3.3.1 Blindleistungskapazität bei Nennscheinleistung bzw. Maximalkapazität

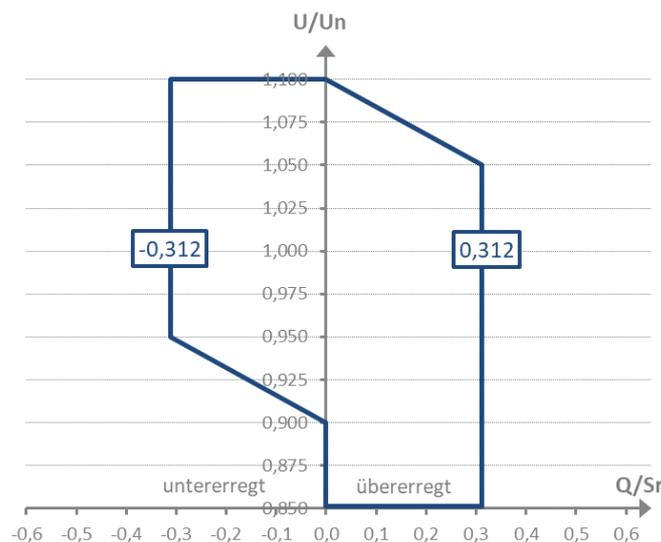


Abbildung 7: Blindleistungsbereich von Stromerzeugungsanlagen mit $S_r \leq 3,68$ kVA (ohne Umrichter¹⁶) bei Nennscheinleistung

¹⁵ Im EZS ist die von der Stromerzeugungsanlage abgegebene Wirk- und induktive Blindleistung positiv, es gilt $Q > 0$ für übererregten (spannungserhöhenden) Betrieb, $Q < 0$ für untererregten (spannungsabsenkenden) Betrieb

¹⁶ bei denen die gesamte elektrische Leistung des Generators über Leistungselektronik in das Netz abgegeben wird

Stromerzeugungsanlagen mit $S_r \leq 3,68$ kVA ohne Umrichter müssen einen Verschiebungsfaktor von $\cos \varphi = 0,95$ untererregt bis $\cos \varphi = 0,95$ übererregt ($Q_{max} = \pm 0,312 S_r$) abdecken können.

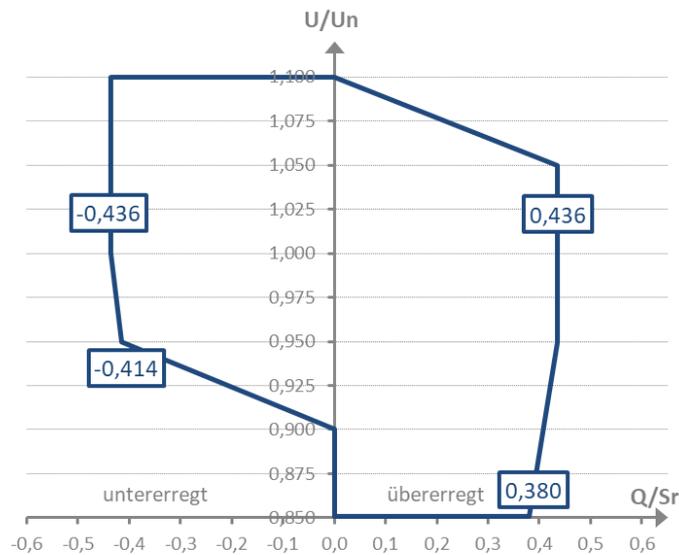


Abbildung 8: Blindleistungsbereich von Stromerzeugungsanlagen bei Nennscheinleistung (ausgenommen Stromerzeugungsanlagen mit $S_r \leq 3,68$ kVA ohne Umrichter)

U ist die Betriebsspannung in V; U_n ist die Nennspannung in V; Q ist die Blindleistung der Stromerzeugungsanlage in var und S_r ist die Nennscheinleistung der Stromerzeugungsanlage in VA.

Stromerzeugungsanlagen (ausgenommen Stromerzeugungsanlagen mit $S_r \leq 3,68$ kVA ohne Umrichter) müssen bei Nennscheinleistung S_r einen Verschiebungsfaktor von $\cos \varphi = 0,9$ untererregt bis $\cos \varphi = 0,9$ übererregt ($Q_{max} = \pm 0,436 S_r$) abdecken können.

In den Arbeitsbereichen $Q/P_{max} > 0$ und $U/p.u. < 0,85$ (übererregter Betrieb und Unterspannung) bzw. $Q/P_{max} < 0$ und $U/p.u. > 1,1$ (untererregter Betrieb und Überspannung) soll die Stromerzeugungsanlage nach Können und Vermögen weiterhin spannungsstützend wirken.

5.3.3.2 Blindleistungskapazität unterhalb der Nennscheinleistung bzw. Maximalkapazität

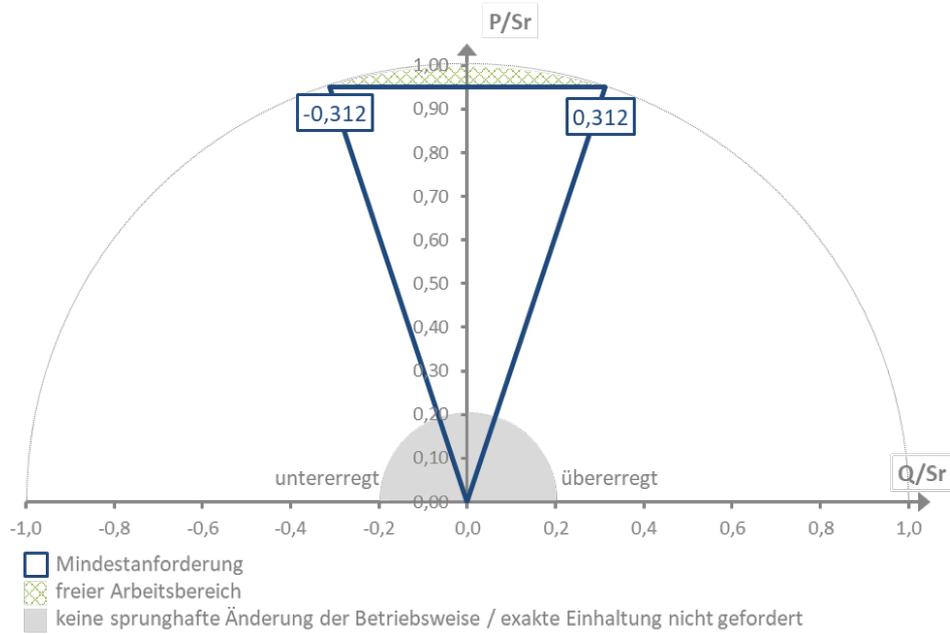


Abbildung 9: Blindleistungsbereich von Stromerzeugungsanlagen mit $S_r \leq 3,68$ kVA (ohne Umrichter) unterhalb der Nennscheinleistung

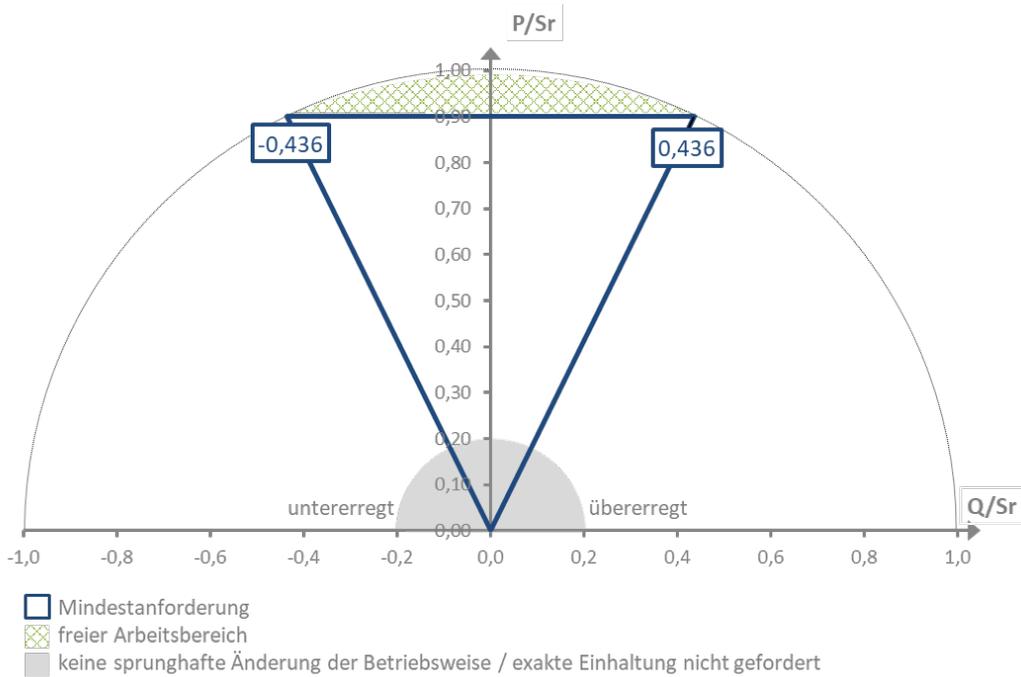


Abbildung 10: Blindleistungsbereich von Stromerzeugungsanlagen mit $S_r \leq 3,68$ kVA (nur Umrichter) unterhalb der Nennscheinleistung

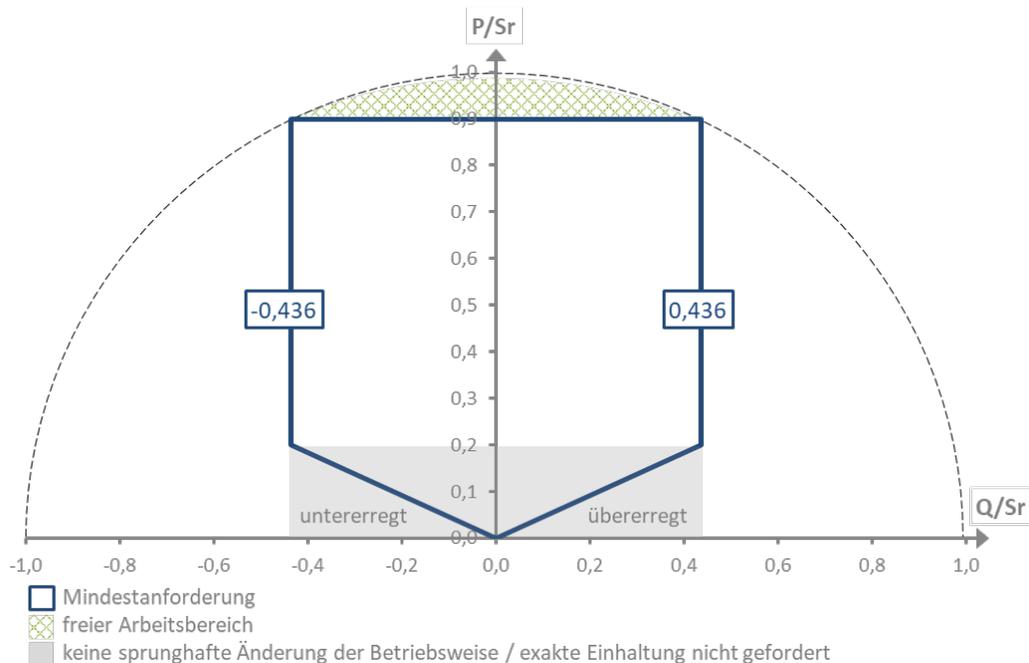


Abbildung 11: Blindleistungsbereich von Stromerzeugungsanlagen mit $S_r > 3,68$ kVA unterhalb der Nennscheinleistung

P ist die Wirkleistung der Stromerzeugungsanlage in W; Q ist die Blindleistung der Stromerzeugungsanlage in var und S_r ist die Nennscheinleistung der Stromerzeugungsanlage in VA.

Für Stromerzeugungsanlagen mit $S_r > 3,68$ kVA ohne Umrichter besteht die Möglichkeit einer weiteren Einschränkung des Blindleistungsbereichs unterhalb der Nennscheinleistung, wenn Wertebereiche (beispielsweise unter die minimale Erregungsgrenze) wegen der Grenzen im PQ -Diagramm des Generators nachweislich nicht angefahren werden können. Diese unzulässigen Betriebsbereiche werden aus dem Blindleistungsbereich gemäß Abbildung 11 ausgespart. Die Grundausslegung des Generators hat jedoch immer auf den Verschiebungsfaktor nach Kapitel 5.3.3.1 zu erfolgen.

Im Arbeitsbereich $P < 0,2 S_r$ darf sich das Blindleistungsverhalten der Stromerzeugungsanlage nicht sprunghaft ändern; eine exakte Einhaltung der Vorgabe wird in diesem Arbeitsbereich nicht gefordert (grauer Bereich in der Abbildung).

Ist in diesem Arbeitsbereich bei Stromerzeugungsanlagen mit Umrichtern und $S_r > 3,68$ kVA ein minimaler Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$ einstellbar, so ist $\cos \varphi = 0,4$ zu wählen.¹⁷

Für Stromerzeugungsanlagen, die nur oberhalb einer Mindestwirkleistung zeitlich unbegrenzt stabil betrieben werden können, ist $0,2 P_{max}$ sinngemäß durch diese Mindestleistung für den stabilen Betrieb zu ersetzen.

5.3.3.3 Blindleistungskompensation

Stromerzeugungsanlagen mit Netzanschlusspunkt auf MS-Ebene

Der relevante Netzbetreiber kann verlangen, dass eine zusätzliche Blindleistung bereitzustellen ist, wenn sich der Netzanschlusspunkt weder an den Klemmen des Netztransformators der MS-Ebene noch an den Klemmen des Umrichters (Generators) befindet, falls kein Netztransformator vorhanden ist. Diese zusätzliche Blindleistung muss den Blindleistungsbedarf der MS-Leitung oder des MS-Kabels zwischen den Klemmen des Netztransformators der Stromerzeugungsanlage oder,

¹⁷ entspricht der blauen Linie in Abbildung 22 im Leistungsbereich $P < 0,2 S_r$

falls kein Netztransformator vorhanden ist, zwischen den Klemmen des Umrichters (Generators) und dem Netzanschlusspunkt decken und ist vom Netzbenutzer bereitzustellen.

Stromerzeugungsanlagen mit Kompensationsbedarf

Stromerzeugungsanlagen, welche von ihrer Konstruktion her einen Blindleistungsbedarf aufweisen (z.B. Asynchrongeneratoren), der nicht aus dem Verteilernetz gedeckt werden soll, benötigen eine Einrichtung zur Blindleistungskompensation (z.B. Kondensatoren).

Die Art, Leistung und Schaltung der Blindleistungskompensationsanlage sowie die Regelungsart und der Kompensationsgrad (siehe TOR Hauptabschnitt D1) sind mit dem Netzbetreiber abzustimmen.

Kompensationskondensatoren dürfen nicht vor dem Generator zugeschaltet bzw. müssen gleichzeitig abgeschaltet werden. Es wird darauf hingewiesen, dass es bei der Trennung der Stromerzeugungsanlage vom Verteilernetz unter bestimmten Umständen zu einer Eigenerregung des Generators durch die Kompensationskondensatoren kommen könnte, welche durch eine geeignete Schaltung vermieden werden muss.

Bei stark schwankendem Blindleistungsbedarf der Stromerzeugungsanlage muss die Blindleistungskompensation entsprechend geregelt werden. Eine Überkompensation ohne Vorgabe durch den Netzbetreiber ist zu vermeiden. Zur Vermeidung von Resonanzen und von unzulässigen Rückwirkungen auf Tonfrequenz- Rundsteueranlagen des Netzbetreibers können zusätzliche Maßnahmen (z.B. eine Verdrosselung der Kompensationskondensatoren) erforderlich sein. Art und Umfang solcher Maßnahmen sind in den TOR Hauptabschnitt D3 festgelegt.

5.3.4 Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung

Innerhalb ihrer Blindleistungsbereiche gem. Kapitel 5.3.3 muss sich die Blindleistung der Stromerzeugungsanlage automatisch auf den im Rahmen des vom relevanten Netzbetreiber vorgegebenen Verfahrens zur Blindleistungsbereitstellung bestimmten fixen Wert oder auf die bestimmte Kennlinie einstellen.

Für Stromerzeugungsanlagen wird eines der nachstehenden Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung vom Netzbetreiber vorgegeben:

Verfahren	Stromerzeugungsanlagen			
	nur Umrichter		alle anderen	
	$S_r \leq 3,68 \text{ kVA}$	$S_r > 3,68 \text{ kVA}$	$S_r \leq 3,68 \text{ kVA}$	$S_r > 3,68 \text{ kVA}$
fester Verschiebungsfaktor $\cos \varphi \text{ fix}$	x	x	x	x
Verschiebungsfaktor- /Wirkleistungskennlinie $\cos \varphi (P)$	x	x		x
Blindleistungs- /Spannungskennlinie $Q (U)$	x	x		x
feste Blindleistung $Q \text{ fix}$		x	x^{18}	x

Tabelle 4: Vorgesehene Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung für Stromerzeugungsanlagen

¹⁸ Q fix kann insbesondere bei Asynchrongeneratoren mit Fixkompensation sinnvoll sein

Die Vorgabe eines Verfahrens zur Blindleistungsbereitstellung erfolgt im Netzanschlussvertrag. Der relevante Netzbetreiber darf in begründeten Fällen auch zu einem späteren Zeitpunkt ein anderes der vorgesehenen Verfahren vorgeben. Diese Änderung ist durch den Netzbenutzer innerhalb von 12 Monaten umzusetzen.

Unter folgenden Voraussetzungen kann seitens des relevanten Netzbetreibers der Abgriff der erforderlichen Messwerte für das Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung bei Anlagen auf den Netzebenen 5 und 6 auf der Mittelspannungsseite gefordert werden¹⁹:

- Es ist eine Mittelspannungsmessung vorhanden und die Summe der Engpassleistungen aller Stromerzeugungsanlagen, die gemeinsam an einem Netzanschlusspunkt (bzw. Übergabestelle) im Mittelspannungsnetz einspeisen, ist > 100 kVA. In diesem Fall ist ein Park- und Anlagenregler erforderlich.
- Es ist keine Mittelspannungsmessung vorhanden und die Summe der Engpassleistungen aller Stromerzeugungsanlagen, die gemeinsam an einem Netzanschlusspunkt (bzw. Übergabestelle) im Mittelspannungsnetz einspeisen, ist > 400 kVA. In diesem Fall ist ein Park- und Anlagenregler erforderlich.

Bei allen anderen Anlagen auf den Netzebenen 5 und 6 kann die Messung für das Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung auf Niederspannungsseite umgesetzt werden, jedoch müssen folgende Anforderungen sichergestellt sein:

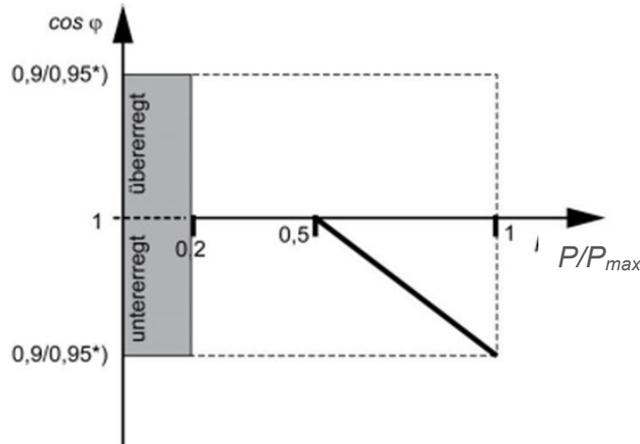
- Der Messabgriff soll in der Netzebene 5 auf der Niederspannungsseite in der zugehörigen Niederspannungs-Hauptverteilung und bei Netzebene 6 bei der Verrechnungsmessung erfolgen.
- Die Transformatorstufenstellung (Übersetzungsverhältnis) muss vertraglich festgelegt sein (z.B. in einer Betriebsführungsvereinbarung), damit die Einstellwerte des Verfahrens zur Blindleistungsbereitstellung auf die Mittelspannung referenziert werden können.

Der Standardeinstellwert ohne Vorgabe des Netzbetreibers ist ein fester Verschiebungsfaktor $\cos \varphi = 1$ und eine feste Blindleistung $Q_{\text{fix}} = 0$.

¹⁹ Sollte diese Anforderung zu einem unverhältnismäßigen Aufwand führen, kann in Abstimmung mit dem relevanten Netzbetreiber von dieser Forderung bis 400 kVA abgewichen werden.

5.3.4.1 Standard-Kennlinie für das Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung $\cos \varphi(P)$ im Niederspannungsnetz

Die $\cos \varphi(P)$ -Regelung soll standardmäßig deaktiviert sein.



*) abhängig von geforderter Q-Fähigkeit

Abbildung 12: Verschiebungsfaktor-/Wirkleistungskennlinie $\cos \varphi(P)$ im Niederspannungsnetz

$\cos \varphi$ ist der Verschiebungsfaktor der Stromerzeugungsanlage; P ist die Wirkleistung der Stromerzeugungsanlage in W; P_{max} ist die Maximalkapazität der Stromerzeugungsanlage in W; S_{max} ist die maximale Scheinleistung der Stromerzeugungsanlage in VA.

5.3.4.2 Standard-Kennlinie für das Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung $Q(U)$ im Niederspannungsnetz

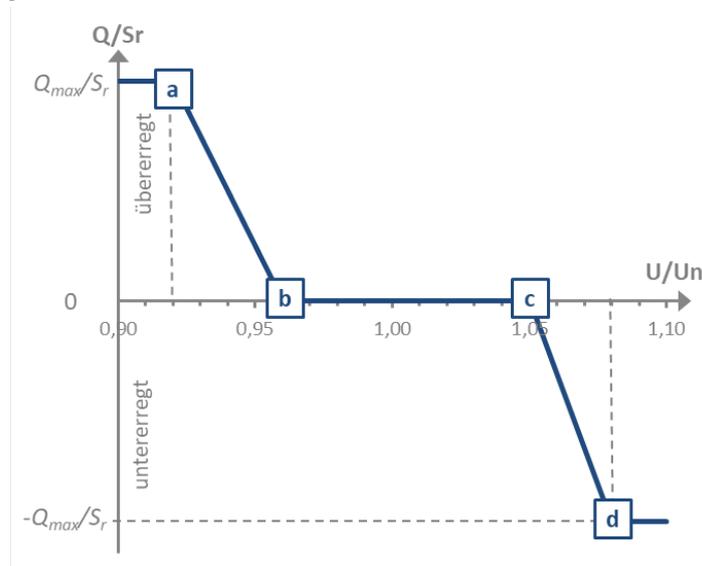


Abbildung 13: Blindleistungs-/Spannungskennlinie $Q(U)$ im Niederspannungsnetz

Q ist die Blindleistung der Stromerzeugungsanlage in var; Q_{max} ist die maximale Blindleistung im übererregten Bereich; $-Q_{max}$ ist die maximale Blindleistung im untererregten Bereich; S_r ist die Nennscheinleistung der Stromerzeugungsanlage in VA; U ist die Betriebsspannung und U_n ist die Nennspannung.

Folgende Standardeinstellung der vier Stützpunkte wird empfohlen:

Stützpunkt	U/U_n	Q/S_r	
a	$0,92 U_n$	Q_{max}/S_r	$\cos \varphi_{min}$ übererregt
b	$0,96 U_n$	0	$\cos \varphi = 1$
c	$1,05 U_n$	0	$\cos \varphi = 1$
d	$1,08 U_n$	$-Q_{max}/S_r$	$\cos \varphi_{min}$ untererregt

Tabelle 5: Stützpunkte der Blindleistungs-/Spannungskennlinie $Q(U)$ im Niederspannungsnetz

Beim Verfahren der Blindleistungsregelung $Q(U)$ müssen die Stützpunkte (minimal 4) der $Q(U)$ -Kennlinie frei in der Blindleistung und der Spannung im Bereich gemäß Kapitel 5.3.3.1 parametrierbar sein (Schrittweite $\leq 1\% U_n$). Sofern nicht jede Phase einzeln geregelt wird, ist symmetrisch auf die höchste Phasenspannung²⁰ zu regeln. Für P und Q muss bei der Einstellung dasselbe Zählpfeilsystem gelten.

Die Dynamik der $Q(U)$ -Regelung entspricht einem Filter erster Ordnung ($PT1$ -Glied), mit einer konfigurierbaren Zeitkonstante²¹ zwischen 3 s und 60 s, wobei standardmäßig eine Zeitkonstante von 5 s eingestellt werden muss. Innerhalb der dreifachen Zeitkonstante muss mindestens 95 % eines neuen Sollwerts erreicht werden.

Die $Q(U)$ -Regelung muss nach einem Sollwertsprung nach einer möglichst kurzen anfänglichen Zeitverzögerung (maximal 1 s) aktiviert werden. Eine allenfalls parametrierbare künstliche Verzögerungszeit muss deaktiviert oder auf 0 s eingestellt werden.

5.3.5 Spannungsregelung synchroner Stromerzeugungsanlagen

Diesbezüglich sind keine Anforderungen an Stromerzeugungsanlagen aus der RfG-VO vorgesehen.

5.3.6 Spannungsgeführte Wirkleistungsabregelung

Zur Einhaltung des oberen Randwertes der Spannung gemäß ÖVE/ÖNORM EN 50160 kann vom Netzbetreiber von Stromerzeugungsanlagen mit Netzanschlusspunkt im Niederspannungsnetz eine spannungsgeführte Wirkleistungsabregelung gefordert werden.²²

Die Anwendung und Festlegungen zur $P(U)$ -Regelung werden im Netzanschlussvertrag vereinbart. Dabei sind die in Wechselrichter integrierten $P(U)$ -Regelungen zu verwenden.

Für die spannungsgeführte Wirkleistungsabregelung kann der Netzbenutzer zwischen zwei Verfahren wählen:

- Beim $P(U)$ -Wirkleistungsbetriebsbereich wird die maximal zulässige Wirkleistungsabgabe entsprechend Abbildung 14 (a) abhängig von der Spannung begrenzt. Bei Überschreiten der Spannung U_{Knick} reduziert sich der zulässige Maximalwert von 100 % der Bemessungswirkleistung linear auf 0 bei U_{Grenz} .
- Die spannungsgeführte Wirkleistungsabregelung wird durch eine $P(U)$ -Kennlinie realisiert. Bei Überschreiten der Spannung U_{Knick} erfolgt eine lineare Reduktion der Einspeiseleistung um ΔP bezogen auf die momentane Einspeiseleistung P_{Knick} (Wirkleistung zum Zeitpunkt der Überschreitung von U_{Knick}) entsprechend Abbildung 14 (b).

²⁰ Falls diese Führungsgröße nicht verfügbar ist, kann auch der Mittelwert der Phasenspannungen herangezogen werden.

²¹ muss unabhängig von den Zeitkonstanten anderer Regelfunktionen einstellbar sein

²² Damit soll bei konzeptgemäß seltenem Überschreiten des oberen Spannungsrandwertes die eingespeiste Wirkleistung verringert werden, bevor durch den Netzentkupplungsschutz eine Totalabschaltung der Anlage erfolgt.

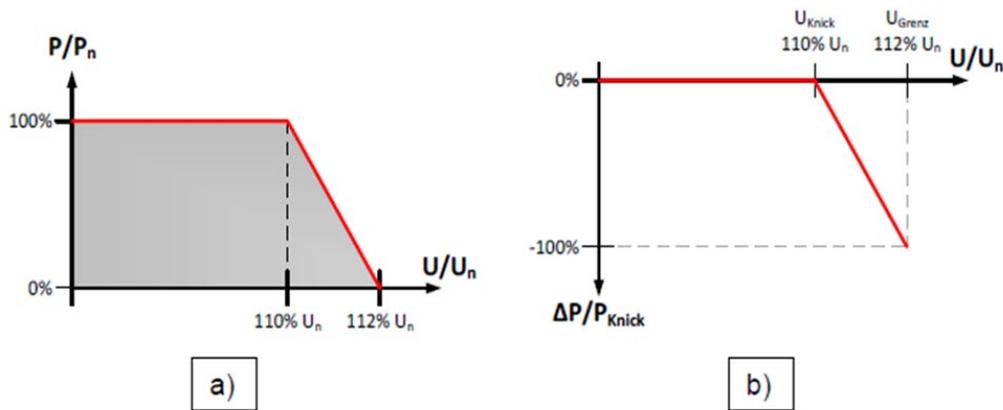


Abbildung 14: Standardeinstellungen der $P(U)$ -Regelung

P ist die Wirkleistung der Stromerzeugungsanlage in W ; P_n ist die Nennwirkleistung der Stromerzeugungsanlage in W ; U ist die Betriebsspannung in V ; U_n ist die Nennspannung des Netzes in V ; U_{Knick} ist jene Betriebsspannung, bei der die $P(U)$ -Regelung einsetzt, in V ; U_{Grenz} ist jene Betriebsspannung, bei der die vollständige Reduktion der Wirkleistung erfolgt sein soll, in V ; ΔP ist die Veränderung der Wirkleistung in W ; P_{Knick} ist die Wirkleistung zum Zeitpunkt der Überschreitung von U_{Knick} in W .

Durch die Wahl des Knickpunktes $U_{Knick} = 1,10 U_n$ wird vermieden, dass die Stromerzeugungsanlage im unzulässigen Spannungsbereich arbeitet.

Bei Stromerzeugungsanlagen mit Umrichtern und Netzanschlusspunkt auf Niederspannungsebene soll die $P(U)$ -Regelung standardmäßig aktiv und nach Abbildung 14 Punkt a) konfiguriert sein.

Die Dynamik der $P(U)$ -Regelung entspricht einem Filter erster Ordnung ($PT1$ -Glied) mit einer konfigurierbaren Zeitkonstante zwischen 3 s und 60 s, wobei standardmäßig eine Zeitkonstante von 5 s eingestellt werden muss. Innerhalb der dreifachen Zeitkonstante muss 95 % eines neuen Sollwerts erreicht werden.

Die $P(U)$ -Regelung muss nach einem Sollwertsprung nach einer möglichst kurzen anfänglichen Zeitverzögerung (maximal 3 s) aktiviert werden. Eine allenfalls parametrierbare künstliche Verzögerungszeit muss deaktiviert oder auf 0 s eingestellt werden.

Die Messstelle für die Umsetzung dieser Anforderungen ist, sofern nicht zwischen Netzbetreiber und Netzbenutzer abweichend vereinbart, die Generatorklemme bzw. Anschlusspunkt des Wechselrichters.

Die Einstellwerte U_{Knick} und U_{Grenz} sind insbesondere zur Berücksichtigung der Auslegung der Energieableitung in der Anlage des Netzbenutzers im Einvernehmen mit dem Netzbetreiber auch abweichend einstellbar. Die Regelung darf nicht zu Schwingungen oder Sprüngen in der Ausgangsleistung führen.

Stromerzeugungsanlagen, die nur oberhalb einer Mindestleistung betrieben werden können (z.B. Verbrennungskraftmaschinen) müssen die Wirkleistung entsprechend Verfahren a) oder b) nur bis zu dieser Mindestleistung reduzieren.

5.4 Anforderungen hinsichtlich Netzmanagement und Systemschutz

5.4.1 Wirkleistungsvorgabe durch den Netzbetreiber

Die Stromerzeugungsanlage muss über eine fernwirktechnische Schnittstelle (Eingangsport) verfügen, die es ermöglicht, die Wirkleistungsabgabe innerhalb von 5 Sekunden zu beenden, nachdem dort eine entsprechende Anweisung eingegangen ist.

Der Netzbetreiber greift nicht in die Steuerung der Stromerzeugungsanlage ein. Er ist lediglich für die Signalgebung verantwortlich - siehe auch Kapitel 6.2.1 „Fernsteuerung bzw. fernwirktechnische Schnittstelle“. Die Änderung der Wirkleistungsabgabe erfolgt nach den technischen Möglichkeiten der Stromerzeugungsanlage in Eigenverantwortung des Anlagenbetreibers.

In folgenden (technischen) Fällen ist der relevante Netzbetreiber berechtigt, eine vorübergehende Vorgabe bzw. Einschränkung der Wirkleistung bis hin zur Abschaltung vorzunehmen:

- um eine unmittelbare, auch bloß vermutete Gefahr für Personen oder Sachen abzuwenden;
- wenn dies durch die Befolgung behördlicher Anordnungen, Auflagen usw. erforderlich ist;
- bei einer durch höhere Gewalt oder sonstige, nicht in der Sphäre des Netzbetreibers liegende, Umstände bedingten Verhinderung der Erbringung der Netzdienstleistungen;
- bei Setzung von Maßnahmen zur Vermeidung von Großstörungen und Begrenzung ihrer Auswirkungen gemäß TOR Systemschutzplan durch die Übertragungsnetzbetreiber;
- bei einem drohenden oder bereits eingetretenen Netzzusammenbruch;
- bei Durchführung betriebsnotwendiger Arbeiten im Netz.

Diese Maßnahmen werden einschließlich des Anlasses vom Netzbetreiber in geeigneter Form dokumentiert (z.B. Eintrag ins Betriebsbuch) und betroffenen Anlagenbetreibern auf Anfrage Auskunft erteilt.

5.4.2 Simulationsmodelle und Simulationsparameter

Diesbezüglich sind keine Anforderungen an Stromerzeugungsanlagen vorgesehen.

5.4.3 Systemschutz

Stromerzeugungsanlagen mit Netzanschlusspunkt auf MS-Ebene müssen die Vorgaben des nationalen Systemschutzplans gem. Art. 11 ER-VO bzw. TOR Systemschutzplan einhalten.

5.5 Anforderungen hinsichtlich Synchronisierung und Netzwiederaufbau

5.5.1 Synchronisierungsvorrichtungen

Stromerzeugungsanlagen müssen mit einer Synchronisationsvorrichtung ausgestattet sein.

Stromerzeugungsanlagen müssen innerhalb der in Tabelle 1 angegebenen Frequenzbereiche synchronisiert werden können.

Stromerzeugungsanlagen (mit Ausnahme von Asynchrongeneratoren) oder inselbetriebsfähige Netze mit Anlagen von Netzbenutzern mit integrierten Stromerzeugungsanlagen, die nicht spannungslos zugeschaltet werden, dürfen nur über Synchronisationsvorrichtungen bzw. erst nach Durchführung einer Kontrolle von Frequenzsynchronität und Spannungsgleichheit zwischen Netz und Anlagen von Netzbenutzern an das Netz geschaltet werden.

Bei inselbetriebsfähigen Stromerzeugungsanlagen (einschließlich elektrischer Energiespeicher) ist nach Netzausfall und Spannungswiederkehr ein asynchrones Wiedereinschalten zu verhindern.

Wenn Netzentkupplungsschutz und Synchronisationsvorrichtungen in einem gemeinsamen Gerät realisiert werden, ist zu verhindern (z.B. mittels Prüfschalter), dass beim Einspeisen von analogen Prüfgrößen für die Schutzprüfung eine Fehlsynchronisierung möglich ist.

Bei Wechselrichtern mit eingebauter Netzsynchronisation ersetzt die eingebaute Frequenz- und Spannungsangleichung eine in einem getrennten Gerät realisierte Synchronisationsvorrichtung.

Die Einstellungen der Synchronisationsvorrichtungen müssen auf die Betriebsbedingungen des Netzes abgestimmt sein und werden vom Netzbetreiber vorgegeben.

5.5.2 Zuschaltbedingungen

Folgende Bedingungen gelten für die (automatische) Netzzuschaltung nach einer unbeabsichtigten Trennung, sowohl aufgrund eines gestörten Betriebs der Stromerzeugungsanlage als auch aufgrund einer Netzstörung.

Eine automatische Netzzuschaltung von Stromerzeugungsanlagen muss möglich sein. Die Netzzuschaltung darf nur bei Erfüllung der folgenden Bedingungen erfolgen:

- $U/p.u. \geq 0,85$ sowie $U/p.u. \leq 1,09$; und
- Netzfrequenz zwischen 47,5 Hz und 50,10 Hz; und
- es steht kein Auslösekriterium des Netzentkupplungsschutzes an.

Die Wartezeit muss grundsätzlich zwischen 0 und 300 Sekunden einstellbar sein. Sofern der Netzbetreiber keine anderweitige Vorgabe für die Wartezeit macht, wird eine Wartezeit von 60 Sekunden empfohlen.

Nach einer automatischen Netzzuschaltung im Falle eines gestörten Betriebs darf die an das Netz abgegebene Wirkleistung den Gradienten von 10 % P_{max} pro Minute nicht überschreiten. Für das Erreichen der Mindestleistung für einen stabilen Betrieb können der Netzbenutzer und der relevante Netzbetreiber abweichende Gradienten im Einklang mit Kapitel 5.4.1 „Wirkleistungsvorgabe durch den Netzbetreiber“ vereinbaren.

Bei nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Umrichtern und Netzanschlusspunkt auf Niederspannungsebene werden folgende Standardeinstellungen empfohlen:

- Wartezeit bei automatischer bzw. betriebsbedingter Zuschaltung: 60 s
- Wartezeit bei Zuschaltung nach einer Auslösung des Entkupplungsschutzes: 300 s

Als Einstellung für den maximalen Gradienten der Wirkleistungssteigerung bei einer Wiederschaltung nach einer Auslösung des Entkupplungsschutzes wird 10 % P_{max} pro Minute empfohlen.

Bei der Netzzuschaltung einer Stromerzeugungsanlage bzw. bei Zu- oder Abschaltungen von Kompensationseinrichtungen darf das Netz des relevanten Netzbetreibers nicht unzulässig beeinflusst werden (siehe TOR Teil D2).

Nicht selbsterregte Asynchrongeneratoren dürfen in der Regel nur im Bereich von 95 % bis 105 % ihrer Synchronzahl zugeschaltet werden. Wird beim Zuschalten der maximal zulässige Spannungseinbruch überschritten, sind entsprechende Maßnahmen zur Strombegrenzung vorzusehen (siehe TOR Teil D2).

5.5.3 Schwarzstartfähigkeit

Diesbezüglich sind keine Anforderungen an Stromerzeugungsanlagen vorgesehen.

5.5.4 Inselbetriebsfähigkeit

Diesbezüglich sind keine Anforderungen an Stromerzeugungsanlagen vorgesehen.

5.5.5 Schnelle Neusynchronisierung

Diesbezüglich sind keine Anforderungen an Stromerzeugungsanlagen vorgesehen.

5.6 Anforderungen hinsichtlich Datenaustausch

Bezüglich der Übermittlung von Echtzeitdaten, Nichtverfügbarkeitsdaten und Fahrplänen an die relevanten Netzbetreiber sind keine Anforderungen vorgesehen.

6 Ausführung der Anlage und Schutz

6.1 Primärtechnik

6.1.1 Anschlussanlage und Symmetrie

Die (netzseitige) Anschlussanlage ist die physische Verbindung der Anlage eines Netzbenutzers mit dem Netzsystem. Sie beginnt am technisch geeigneten Anschlusspunkt (Netzzutrittspunkt) und endet an der im Netzanschlussvertrag vereinbarten Eigentumsgrenze. Der Netzbetreiber ist für die betriebsbereite Erstellung, Änderung und Erweiterung der Anschlussanlage, der Netzbenutzer für die nach der Eigentumsgrenze befindlichen Anlagenteile verantwortlich.

Stromerzeugungsanlagen einschließlich allfälliger elektrischer Energiespeicher sind als symmetrische dreiphasige Drehstromanlagen auszulegen, fest an das Netz anzuschließen und mit einer entsprechenden Schalt- und Entkopplungsstelle auszurüsten.

Die Einspeisung über eine berührungssichere Steckverbindung ist zulässig, wenn die Anlage insgesamt ausdrücklich für eine derartige Verwendung zugelassen ist.

Als Ausnahme können Stromerzeugungsanlagen unter Berücksichtigung einer maximalen resultierenden Unsymmetrieleistung von 3,68 kVA auch einphasig an das Verteilernetz angeschlossen werden. Somit können maximal 3 x 3,68 kVA einphasig (verteilt auf die drei Außenleiter) angeschlossen werden.

Wenn durch eine kommunikative Kopplung zwischen einphasigen Stromerzeugungseinheiten eine symmetrische Einspeisung der Stromerzeugungseinheiten in die einzelnen Außenleiter des Drehstromnetzes sichergestellt wird, ist die Stromerzeugungsanlage wie eine symmetrische Drehstromeinspeisung zu betrachten. Im Falle einer kommunikativen Kopplung ist eine zentrale Symmetrieüberwachung (Schutzrelais mit zentralen Kuppelschalter) zu installieren. Dadurch soll beim Auftreten einer unzulässigen Unsymmetrie (etwa durch Störung der Kommunikation) die Stromerzeugungsanlage abgeschaltet werden.

Bei Verwendung gleichstromgekoppelter Systeme (elektrischer Energiespeicher gemeinsam mit Gleichstromerzeugungsanlage am selben Wechselrichter angeschlossen) dürfen ebenfalls bis zu drei einphasige Wechselrichter mit je maximal 3,68 kVA an die drei Außenleiter angeschlossen werden.

Beim Einsatz wechselstromgekoppelter Systeme (elektrischer Energiespeicher inklusive Wechselrichter und Erzeugungsanlage wechselstromseitig angeschlossen) gilt zur Vermeidung unzulässiger Unsymmetrien im Netz folgende Fallunterscheidung:

- Fall 1: Einphasige Einspeisung, einphasiger Speicher
- Da Speichersysteme in der Regel zur Eigenverbrauchsmaximierung eingesetzt werden, wird bei derzeitigem Stand davon ausgegangen, dass die Speicher nicht ins Netz rückspeisen. Zum Erreichen minimaler Unsymmetrie sind in diesem Fall Erzeugungsanlage und Wechselrichter des elektrischen Energiespeichers an derselben Phase anzuschließen.
- Fall 2: Einphasige Einspeisung, dreiphasiger Speicher oder umgekehrt
- Die Scheinleistung eines einphasig angeschlossenen Wechselrichters, eines elektrischen Energiespeichers oder einer einphasig angeschlossenen Stromerzeugungseinheit darf 3,68 kVA betragen und es dürfen maximal 3 einphasige Geräte aufgeteilt auf die drei Phasen angeschlossen werden.
- Fall 3: Dreiphasige Einspeisung, dreiphasiger Speicher
- Der zulässige Unsymmetriegrad gemäß TOR D2 des AC-gekoppelten Systems ist mit einem Wert von $k_U = 0,7\%$ begrenzt.

6.1.2 Schaltstelle

Aus Gründen der Betriebsführung und Personensicherheit muss eine für den Netzbetreiber jederzeit zugängliche Schaltstelle mit Trennfunktion und Lastschaltvermögen vorhanden sein. Sie dient der Einhaltung der fünf Sicherheitsregeln gemäß ÖVE/ÖNORM EN 50110-1 und kann mit der Entkopplungsstelle identisch sein.

In Niederspannungsnetzen kann die Schaltstelle entfallen, wenn die Wechselrichter mit einer selbsttätig wirkenden Freischaltstelle gemäß OVE-Richtlinie R 25 ausgerüstet sind und die gesamte Engpassleistung der Wechselrichter, die gleichzeitig an einem Netzanschlusspunkt des Netzbetreibers betrieben werden ≤ 30 kVA ist.²³

6.1.3 Entkopplungsstelle

Die Entkopplungsstelle sichert eine Trennung der Stromerzeugungsanlage vom Netz. Die Schalteinrichtung der Entkopplungsstelle (Entkopplungsschalter) wird von der Schutzeinrichtung (Entkopplungsschutz) angesteuert und löst automatisch aus, wenn eine der Schutzfunktionen der Schutzeinrichtung anspricht.

Die Entkopplungsstelle ist im Einvernehmen mit dem Netzbetreiber festzulegen und kann auf der Ober- oder Unterspannungsseite vorgesehen werden. Die Schalteinrichtung der Entkopplungsstelle muss elektrisch unverzögert auslösbar sein und eine allpolige galvanische Trennung bewirken.

Sofern kein Inselbetrieb vorgesehen ist, können die dezentralen Schalteinrichtungen der einzelnen Stromerzeugungseinheiten (Generatorschalter, integrierte Schalteinrichtungen der selbsttätig wirkenden Freischaltstelle) als Entkopplungsstelle verwendet werden.

Bei Inselbetriebsfähigen Stromerzeugungsanlagen mit Netzanschlusspunkt im Niederspannungsnetz kann eine vierpolige Abschaltung notwendig sein und vom Netzbetreiber gefordert werden. In diesem Fall sind die Sicherheitsvorschriften für die Trennung und Erdung eines PEN-Leiters besonders zu beachten.

Die Schalteinrichtung der Entkopplungsstelle muss mindestens Lastschaltvermögen haben und für die maximal abzuschaltende Kurzschlussleistung²⁴ ausgelegt sein.

Wenn Sicherungen als Kurzschlussschutz eingesetzt werden, ist das Schaltvermögen der Schalteinrichtung mindestens gemäß dem Ansprechbereich der vorgeschalteten Sicherung zu bemessen. Die Schalteinrichtung muss aber für die Zuschaltung der Stromerzeugungsanlage und zur Abschaltung der maximal möglichen Erzeugungsleistung geeignet sein.

Die Funktion der Schaltgeräte der Entkopplungsstelle muss überprüfbar sein.

Diese Überprüfung kann bei Verwendung von selbsttätig wirkenden Freischaltstellen gem. Kapitel 6.3.1 entfallen.

6.1.4 Sternpunktbehandlung

6.1.4.1 Netzanschluss im Niederspannungsnetz

Asynchrongeneratoren werden im Allgemeinen in Dreieckschaltung betrieben. Bei Sternschaltung ist der Sternpunkt isoliert zu betreiben.

Synchrone Stromerzeugungsanlagen können mit isoliertem Sternpunkt betrieben werden. Bei synchronen Stromerzeugungsanlagen, deren Sternpunkt mit dem PEN-Leiter des Netzes verbunden wird, darf dies nur dann direkt erfolgen, wenn der auftretende Oberschwingungsstrom über den

²³ Die Nennscheinleistungen von AC-gekoppelten elektrischen Energiespeichern, die nicht in das Netz zurückspeisen, werden für diese Bewertung nicht herangezogen.

²⁴ Die maximal zu erwartende Kurzschlussleistung hängt vom Netz und der Stromerzeugungsanlage ab.

Sternpunkt weniger als ca. 20 % des Bemessungsstroms des Generators beträgt. Höhere Ströme erfordern gegebenenfalls den Einbau einer Sternpunktrossel bzw. anderweitige Maßnahmen.²⁵

6.1.4.2 Netzanschluss im Mittelspannungsnetz

Die Vorrichtungen zur Erdung des Sternpunkts auf der Netzseite von Netztransformatoren müssen den Vorgaben des relevanten Netzbetreibers entsprechen.

6.2 Sekundärtechnik

6.2.1 Fernsteuerung bzw. fernwirktechnische Schnittstelle

Die fernwirktechnische Schnittstelle zur Wirkleistungsabregelung nach Kapitel 5.4.1 und zur allfälligen Blindleistungsvorgabe nach Kapitel 5.3.4 ist, falls vom relevanten Netzbetreiber im Netzanschlussvertrag vorgesehen, in Form von potentialfreien Kontakten zu realisieren, die am Fernwirkgerät (z.B. Funkrundsteuerempfänger, Gateway) des Netzbetreibers zur Verfügung gestellt werden. Allfällige Anforderungen an die Einrichtungen zur Übermittlung von Echtzeitdaten nach Kapitel 5.6 werden zwischen dem relevanten Netzbetreiber und Netzbenutzer vereinbart.

6.2.2 Backup-Systeme für Kommunikation

Diesbezüglich sind keine Anforderungen an Stromerzeugungsanlagen vorgesehen.

6.2.3 Regelsysteme und -einstellungen

Für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Umrichtern und Netzanschlusspunkt auf Niederspannungsebene ist sicherzustellen, dass die in diesem Teil der TOR beschriebenen Einstellungen vom Netzbenutzer nicht verändert werden können sowie auch darüberhinausgehend gegen unerlaubte Veränderungen geschützt sind. Softwareupdates dürfen nicht zu einer Veränderung der Einstellungen führen. Dies kann beispielsweise durch einen geeigneten Passwortschutz der Einstellungen erreicht werden. Das Passwort darf dabei dem Benutzer nicht mitgeteilt werden.

Falls die tatsächlichen eingestellten Werte von den empfohlenen Standardeinstellungen abweichen, sollte dies am Gerät gekennzeichnet werden bzw. am Display oder beim Auslesen der Einstellungen (z.B. über eine Schnittstelle) ersichtlich sein.²⁶

6.2.4 Messinstrumente

Diesbezüglich sind keine Anforderungen an Stromerzeugungsanlagen aus der RfG-VO vorgesehen.

6.3 Schutzeinrichtungen und Netzentkupplungsschutz

Der relevante Netzbetreiber legt unter Berücksichtigung der Merkmale der Stromerzeugungsanlage die für den Schutz des Netzes erforderlichen Systeme und Einstellungen fest. Die für die Stromerzeugungsanlage und das Netz erforderlichen Schutzsysteme sowie die für die Stromerzeugungsanlage relevanten Einstellungen werden zwischen dem relevanten Netzbetreiber und dem Netzbenutzer abgestimmt und vereinbart. Die Schutzsysteme und -einstellungen für interne elektrische Fehler dürfen die geforderte Leistungsfähigkeit einer Stromerzeugungsanlage nicht gefährden.

²⁵ Die Sternpunktbelastbarkeit hängt im Allgemeinen von der Konstruktions- und Bauart des Generators ab. Im Wesentlichen ist dabei auf die Belastbarkeit des Generators bezüglich Schiefelast und der Oberschwingungsströme 3. Ordnung und Vielfacher davon zu achten.

²⁶ Dies kann beispielsweise durch die Anmerkung „Einstellung TOR Erzeuger modifiziert“ oder durch die Hervorhebung der abweichend eingestellten Werte erfolgen.

Der elektrische Schutz der Stromerzeugungsanlage hat Vorrang vor betrieblichen Regelungen, wobei die Sicherheit des Netzes, die Gesundheit und Sicherheit der Mitarbeiter und der Öffentlichkeit sowie die Begrenzung etwaiger Schäden an der Stromerzeugungsanlage zu berücksichtigen sind.

Unter Berücksichtigung des vorhergehenden Absatzes müssen die Einstellungen der Schutzeinrichtungen so gewählt werden, dass sie den Netzbetrieb unterstützen und sicherstellen, dass Netzfehler immer zuerst von den Netzschutzeinrichtungen im kleinstmöglichen Umfang, selektiv abgeschaltet werden müssen. Stromerzeugungseinheiten dürfen bei Netzfehlern als letzte Objekte nur bei Gefahr abgeschaltet werden (Endzeitstaffelplan).

Grundsätzlich liegen Auswahl, Umfang und Funktionen der elektrischen Schutzeinrichtungen von Stromerzeugungseinheiten (Generatorschutz) allein im Ermessen und im Verantwortungsbereich des Anlagenbetreibers. Bei der Auswahl sind die Selektivität und Kompatibilität zu den Netzschutzeinrichtungen zu beachten.

Signifikanten Änderungen in den Betriebsverhältnissen ist durch eine rechtzeitige Überprüfung und Anpassung des Schutzkonzeptes zu entsprechen.

6.3.1 Allgemeines zum Netzentkupplungsschutz

Die Festlegungen dieses Kapitels beziehen sich nicht auf die Schutzmaßnahmen für die Stromerzeugungsanlage oder Stromerzeugungseinheiten (Generatorschutz), sondern ausschließlich auf die Schutzfunktionen des Netzentkupplungsschutzes.

Die Schutzeinrichtung steuert den zentralen oder die dezentralen Entkupplungsschalter an, wenn bei gestörten Betriebszuständen eine der Schutzfunktionen in der Schutzeinrichtung anspricht.

Grundsätzlich ist eine zentrale Schutzeinrichtung als ein eigenes elektrisches Betriebsmittel vorzusehen.

Ein externer Netzentkupplungsschutz ist ab > 30 kVA der Engpassleistung der Stromerzeugungsanlagen, die an einem Netzanschlusspunkt eines Netzbenutzers im Niederspannungsnetz betrieben werden können, erforderlich.²⁷ Bis zu einer gesamten Engpassleistung von maximal 30 kVA je Netzanschlusspunkt eines Netzbenutzers im Niederspannungsnetz können auch selbsttätig wirkende Freischaltstellen gemäß OVE-Richtlinie R 25 verwendet werden. Die angewandte Methode des Entkupplungsschutzes bleibt dem Anlagenbetreiber überlassen.

Die grundsätzliche Wirkungsweise der Schutzeinrichtungen und der Zuschaltverriegelungen ist in den Funktionsbeispielen in Anhang A2 wiedergegeben.

Eine Auslösung der Entkupplungsstelle durch die Schutzeinrichtungen braucht nur wirksam zu sein, wenn die Stromerzeugungsanlage parallel mit dem Netz betrieben wird.

Die einzelnen Schutzfunktionen der Schutzeinrichtung können in Einzelgeräten oder in einem gemeinsamen Gerät realisiert werden.

Die Schutzfunktionen können sowohl in einer von der Anlagensteuerung getrennten als auch in einer gemeinsamen Hardware realisiert werden. Dieses gilt auch für Einrichtungen zur Zuschaltkontrolle und Zuschaltfreigabe. Wenn die Schutzfunktionen von der Anlagensteuerung getrennt ausgeführt werden, sind die Auslösekontakte der Schutzeinrichtungen direkt fest verdrahtet auf die Schalteinrichtung der Entkupplungsstelle zu führen.

Eine Arbeitsstromauslösung des Schaltgerätes der Entkupplungsstelle darf weder mit der Netzspannung noch mit der Generatorspannung betrieben werden oder davon abhängig sein. Unter-

²⁷ Die Nennscheinleistungen von AC-gekoppelten elektrischen Energiespeichern, die nicht in das Netz zurückspeisen, werden für diese Bewertung nicht herangezogen.

spannungsauslöser in Ruhestromschaltung, die mit der Netzspannung oder der Generatorspannung betrieben werden, dürfen eingesetzt werden. Der Ausfall der Hilfsspannung oder das Ansprechen der Selbstüberwachung der Schutzeinrichtung muss zum Auslösen des Entkopplungsschalters führen. Diese Forderung gilt gleichermaßen für eigenständige Schutzeinrichtungen und für kombinierte Geräte, in welchen Schutzfunktionen und Steuerungsfunktionen in einer gemeinsamen Hardware realisiert sind.

Die Schutzfunktionen müssen durch Vorgabe analoger Größen (Strom, Spannung) überprüfbar sein.

Diese Überprüfung kann bei Verwendung von selbsttätig wirkenden Freischaltstellen entfallen.

Der Netzbetreiber kann die Schutzeinrichtungen plombieren oder sie auf andere Weise gegen ungewollte Veränderungen schützen bzw. schützen lassen (z.B. Codewortschutz).

Zusätzliche Schutz- und Sicherheitsbestimmungen für Stromerzeugungsanlagen, welche eine umschaltbare Versorgungsalternative zur allgemeinen Stromversorgung darstellen, sind etwa in ÖVE-EN 1 Teil 4 § 53 bzw. OVE E 8101-5-551 bzw. OVE E 8101-7-717 und OVE Richtlinie R 20 enthalten. Die Einhaltung der Kriterien hinsichtlich der Versorgungsqualität für den Inselbetrieb in der Anlage des Netzbenutzers liegt in der Verantwortung des Anlagenbetreibers.

Ersatzstromversorgungsanlagen, die in eine netzgespeiste Verbraucheranlage einspeisen können und nicht für den Netzparallelbetrieb ausgerüstet sind, sind mit einer verriegelten Umschalteinrichtung (Umschaltung mit Unterbrechung) auszurüsten.

Stromerzeugungsanlagen für den reinen Inselbetrieb (z.B. Stromerzeugungsanlagen in den Anlagen des Netzbenutzers ohne Netzanschluss oder Ersatzstromversorgungsanlagen) unterliegen diesen Bedingungen nicht.

6.3.1.1 Abgriff der Messspannung für den Netzentkopplungsschutz

Unter folgenden Voraussetzungen kann seitens des relevanten Netzbetreibers der Abgriff der Messspannung für den Netzentkopplungsschutz bei Anlagen auf den Netzebenen 5 und 6 auf der Mittelspannungsseite gefordert werden²⁸:

- Es ist eine Mittelspannungsmessung vorhanden und die Summe der Engpassleistungen aller Stromerzeugungsanlagen, die gemeinsam an einem Netzanschlusspunkt (bzw. Übergabestelle im Mittelspannungsnetz einspeisen, ist > 100 kVA.
- Es ist keine Mittelspannungsmessung vorhanden und die Summe der Engpassleistungen aller Stromerzeugungsanlagen, die gemeinsam an einem Netzanschlusspunkt (bzw. Übergabestelle) im Mittelspannungsnetz einspeisen, ist > 400 kVA.

Bei allen anderen Anlagen auf den Netzebenen 5 und 6 kann der Messabgriff für den Netzentkopplungsschutz auf der Niederspannungsseite umgesetzt werden, jedoch müssen folgende Anforderungen sichergestellt sein:

- Der Messabgriff soll in der Netzebene 5 auf der Niederspannungsseite in der zugehörigen Niederspannungs-Hauptverteilung und bei Netzebene 6 bei der Verrechnungsmessung erfolgen.
- Die Einsatzbedingung in Bezug auf Netzurückwirkungen und EMV-Umgebung dürfen die Messspannung für das Schutzrelais des zentralen Netzentkopplungsschutzes nicht beeinflussen.

²⁸ Sollte diese Anforderung zu einem unverhältnismäßigen Aufwand führen, kann in Abstimmung mit dem relevanten Netzbetreiber von dieser Forderung bis 400 kVA abgewichen werden.

- Es dürfen nur Schutzrelais eingesetzt werden, welche für die vorherrschende EMV-Umgebung in Bezug auf Störaussendungen und Störfestigkeit gemäß EMV-Richtlinie 2014/30/EU bzw. der daraus resultierenden nationalen Umsetzung entsprechen.
- Die Transformatorstufenstellung (Übersetzungsverhältnis) muss vertraglich festgelegt sein (z.B. in einer Betriebsführungsvereinbarung), damit die Einstellwerte des Netzentkopplungsschutzes auf die Mittelspannung referenziert werden können.

6.3.1.2 Schutzauslösung über Kommunikationsverbindungen

Eine kommunikationsbasierte Auslösung (Übertragung des Auslösekommandos von der Schutzeinrichtung zur Entkopplungsstelle) ist grundsätzlich zulässig, wenn diese entsprechend den Anforderungen an Schutzsignalübertragungen erfolgt. Hierbei ist im Wesentlichen sicherzustellen, dass die Gesamtauslösezeit der einzelnen Schutzfunktionen einschließlich der Signallaufzeit und der Eigenzeit des Schaltgeräts in der Entkopplungsstelle maximal 200 ms beträgt. Zusätzlich muss sichergestellt sein, dass die kommunikationsbasierte Auslösekette funktionsüberwacht ist. Unter funktionsüberwacht ist eine geeignete Überwachung anzusehen, die den funktionellen Ausfall der Signalübertragung erkennt und bei einem Ausfall, der länger als 4 Sekunden dauert, oder bei einer Häufung von mehreren kürzeren Ausfällen die Schalteinrichtung der Entkopplungsstelle (Kuppelschalter) unverzüglich auslöst. Bei kommunikationsbasierten Auslösekreisen über IP-Netzwerke ist ergänzend auf Wechselwirkungen (z.B. parallele Dienste) und auf die Informationssicherheit zu achten. Diesbezügliche Kommunikationsverbindungen sind vorzugsweise physisch, aber zumindest logisch (VLAN) getrennt auszuführen. Generell muss die Schutzsignalübertragung auch den FRT-Anforderungen gemäß diesem Teil der TOR entsprechen.

6.3.2 Schutzfunktionen der Schutzeinrichtung für die Entkopplungsstelle

6.3.2.1 Spannungsschutzfunktionen

Die Spannungsschutzfunktionen müssen im Bereich von 45 Hz bis 55 Hz die Genauigkeit von $\leq 1\%$ erfüllen und dreiphasig mit einstellbarer Auslöseverzögerung ausgeführt werden.

(Ausnahme siehe Tabelle 8: Einstellwerte für den Entkopplungsschutz von Wechselrichtern mit selbsttätig wirkender Freischaltstelle).

In Mittelspannungsnetzen mit isoliertem oder induktiv geerdetem Sternpunkt werden die Spannungen zwischen den Außenleitern, in Niederspannungsnetzen die Spannungen der Außenleiter gegen den Neutraleiter überwacht.

Die Ansprechwerte müssen mit einer Stufung von $\leq 0,5\%$ U_n einstellbar sein. Die Zeitverzögerung muss mindestens im Bereich von 0 s bis ca. 180 s mit einer Stufung von 0,05 s einstellbar sein.

Der Einsatz von mehrstufigen Relais bietet den Vorteil einer besseren Anpassung der Auslösewerte an die Netzgegebenheiten.

- Unterspannungsschutz $U<$ bzw. $U<<$

Der Unterspannungsschutz regt an, wenn eines der drei Messglieder das Unterschreiten des eingestellten Schwellwertes erkennt, d.h. die Messglieder sind logisch ODER-verknüpft. Das Rückfallverhältnis muss im Bereich von 1,01 bis 1,05 einstellbar sein.

- Überspannungsschutz $U>$ bzw. $U>>$

Der Überspannungsschutz regt an, wenn eines der drei Messglieder das Überschreiten des eingestellten Schwellwertes erkennt, d.h. die Messglieder sind logisch ODER-verknüpft. Das Rückfallverhältnis muss im Bereich von 0,95 bis 0,99 einstellbar sein

6.3.2.2 Frequenzschutzfunktionen

Der Frequenzschutz muss mindestens im Bereich von $0,7 U_n$ bis $1,3 U_n$ spannungsunabhängig sein. Die Messzeit muss kürzer als 100 ms sein, eine etwaige Zeitverzögerung muss auf "unverzögert" eingestellt werden können. Die Ansprechwerte müssen mit einer Stufung von $\leq 0,2$ Hz einstellbar sein und die Messgenauigkeit muss ≤ 50 mHz betragen. Die Frequenzschutzfunktionen können ein- oder dreiphasig ausgeführt sein. In isolierten und gelöschten Netzen sind ausschließlich verkettete Spannungen auszuwerten.

- Unterfrequenzschutz $f <$
- Überfrequenzschutz $f >$

6.3.2.3 Blindleistungs-Unterspannungsschutz ($Q+$ & $U <$)

Dieser Punkt gilt nur für Stromerzeugungsanlagen mit Netzanschluss auf der MS-Ebene.

Der Blindleistungs-Unterspannungsschutz ($Q+$ & $U <$) trennt die Stromerzeugungsanlage nach 0,5 s vom Netz, wenn die Spannung am Netzanschlusspunkt $< 0,85 U_n$ bzw. U_c ist und wenn die Stromerzeugungsanlage gleichzeitig induktive Blindleistung aus dem Netz des Netzbetreibers aufnimmt. Für die Spannungsmessung sind immer die verketteten Spannungen heranzuziehen. Die Auslösungen der drei Messglieder werden logisch UND-verknüpft.

Der Schutz überwacht das systemgerechte Verhalten der Stromerzeugungsanlage nach einem Fehler im Netz. Stromerzeugungsanlagen, die den Wiederaufbau der Netzspannung durch Aufnahme von induktiver Blindleistung aus dem Verteilernetz oder durch mangelnde Spannungsstützung behindern, werden vor Erreichen der Endzeit der Netzschutzeinrichtungen vom Netz getrennt.

6.3.2.4 Erdschlusschutz ($U_e >$)

Wenn der Netzentkupplungsschutz die Mittelspannung überwacht, kann der relevante Netzbetreiber eine Erdschlussfassung fordern, um im Erdschlussfall die Stromerzeugungsanlage vom Netz trennen zu können bzw. eine Zuschaltung zu verhindern.

In begründeten Fällen kann der relevante Netzbetreiber bei Stromerzeugungsanlagen mit Netzanschluss auf der NS-Ebene eine Erdschlussfassung fordern, um im Erdschlussfall die Stromerzeugungsanlage vom Netz trennen zu können bzw. eine Zuschaltung zu verhindern.

Einstellbereiche: 0 bis 70% Spannungsverlagerung in einem Zeitbereich von 0 bis 180 s.

6.3.2.5 Weitere Schutzfunktionen

Fallweise kann der Einsatz weiterer Schutzfunktionen zur Sicherstellung der Entkupplungsfunktion oder für einen gesicherten Netzbetrieb notwendig sein.

6.3.3 Einstellwerte für den Netzentkupplungsschutz

Der Netzbetreiber legt im Rahmen des Gesamtschutzkonzeptes die Einstellwerte für den Netzentkupplungsschutz fest und kann zur Erreichung der Schutzziele gegebenenfalls Abänderungen verlangen. Dies erfolgt grundsätzlich in Abstimmung mit dem Betreiber der Stromerzeugungsanlage und unter Berücksichtigung ihrer technischen Möglichkeiten.

Die Einstellwerte der Spannungsschutzfunktionen müssen auf die Nennspannung U_n (bei Niederspannung) bzw. auf die vereinbarte Versorgungsspannung U_c (bei Mittel- und Hochspannung) bezogen werden.

Wenn eine synchrone Stromerzeugungsanlage oder eine nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage, die nicht mit eingeschränkter dynamischer Netzstützung betrieben wird, an ein Netz angeschlossen ist, welches mit einer automatischen Wiedereinschaltung (AWE) in einem vorgelagerten Netz

betrieben wird, müssen Auslöseschwelle und Auslösezeit des Netzentkupplungsschutzes so bemessen sein, dass bei einem Lichtbogenfehler auf dieser Leitung der Lichtbogen in der verbleibenden spannungslosen Pause erlöschen kann und eine genügend lange Entionisationszeit gegeben ist.

Bei Bedarf an vollständiger dynamischer Netzstützung bzw. aktiviertem LV FRT (Low Voltage Fault Ride Through) sind ggf. längere Einstellzeiten für den Unterspannungsschutz als jene, die in folgenden Tabellen angegeben sind, erforderlich.

Eine Gesamtauslösezeit der einzelnen Schutzfunktionen einschließlich Eigenzeit des Schaltgerätes in der Entkupplungsstelle von maximal 0,2 s muss erreichbar sein.

6.3.3.1 Einstellwerte für den Netzentkupplungsschutz im Niederspannungsnetz

Als Grundeinstellung des Netzentkupplungsschutzes für synchrone Stromerzeugungsanlagen werden folgende Einstellwerte empfohlen:

Funktion	Einstellbereich des Schutzrelais	empfohlene Schutzrelais-einstellwerte	
Überspannungsschutz $U_{\text{eff}} >>$	1,00 – 1,30 U_n	$\leq 1,15 U_n$	$\leq 0,1 \text{ s}$
Überspannungsschutz $U_{\text{eff}} >$ oder Überwachungsschutz $U_{\text{eff}} >$ mit Überwachung des gleitenden 10 min-Mittelwertes	1,00 – 1,30 U_n	1,11 U_n	$\leq 60 \text{ s}$ $\leq 0,1 \text{ s}$
Unterspannungsschutz $U_{\text{eff}} <$	0,10 – 1,00 U_n	0,8 U_n	0,2 - 1 s
Unterspannungsschutz $U_{\text{eff}} <<$	0,10 – 1,00 U_n	0,3 U_n	0,2 s
Überfrequenzschutz $f >$	50 – 55 Hz	51,5 Hz (50,2 – 51,5 Hz) ²⁹	$\leq 0,1 \text{ s}$
Unterfrequenzschutz $f <$	45 – 50 Hz	47,5 Hz	$\leq 0,1 \text{ s}$

Tabelle 6: Einstellwerte für den Netzentkupplungsschutz synchroner Stromerzeugungsanlagen im Niederspannungsnetz

Als Grundeinstellungen des Netzentkupplungsschutzes für nichtsynchrone Anlagen werden folgende Einstellwerte empfohlen:

Funktion	Einstellbereich des Schutzrelais	empfohlene Schutzrelais-einstellwerte	
Überspannungsschutz $U_{\text{eff}} >>$	1,00 – 1,30 U_n	$\leq 1,15 U_n$	$\leq 0,1 \text{ s}$
Überspannungsschutz $U_{\text{eff}} >$ oder Überwachungsschutz $U_{\text{eff}} >$ mit Überwachung des gleitenden 10 min-Mittelwertes	1,00 – 1,30 U_n	1,11 U_n	$\leq 60 \text{ s}$ $\leq 0,1 \text{ s}$
Unterspannungsschutz $U_{\text{eff}} <$	0,10 – 1,00 U_n	0,8 U_n	1,5 s
Unterspannungsschutz $U_{\text{eff}} <<$	0,10 – 1,00 U_n	0,25 U_n	0,5 s
Überfrequenzschutz $f >$	50 – 55 Hz	51,5 Hz (50,2 – 51,5 Hz) ²⁹	$\leq 0,1 \text{ s}$
Unterfrequenzschutz $f <$	45 – 50 Hz	47,5 Hz	$\leq 0,1 \text{ s}$

Tabelle 7: Einstellwerte für den Netzentkupplungsschutz nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen im Niederspannungsnetz

Kommen Wechselrichter mit eingeschränkter dynamischer Netzstützung gemäß Punkt 5.2.2.1 mit selbsttätig wirkender Freischaltstelle gem. Kapitel 6.3.1 zur Anwendung, so müssen sie die Abschaltung unter den in Tabelle 8 festgelegten Netzbedingungen sicherstellen.

²⁹ Der Einstellwert von 50,2 – 51,5 Hz gilt für Stromerzeugungsanlagen, welche technologiebedingt nicht in der Lage sind, die Bestimmungen des Kapitels 5.1.3 „Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz (LFSM-O)“ zu erbringen. Dieser Wert wird vom Netzbetreiber vorgegeben (gestaffelte Auslösung).

Funktion	Einstellwerte	
Überspannungsschutz $U_{\text{eff}} >>$	$1,15 U_n$	$\leq 0,1 \text{ s}$
Überspannungsschutz $U_{\text{eff}} >$ mit Überwachung des gleitenden 10 min-Mittelwertes (Überwachung der Spannungsqualität)	$1,11 U_n^{30}$	$\leq 0,1 \text{ s}$
Unterspannungsschutz $U_{\text{eff}} <$	$0,8 U_n$	$\leq 1,5 \text{ s}$
Unterspannungsschutz $U_{\text{eff}} <<$	$0,25 U_n$	$\leq 0,5 \text{ s}$
Überfrequenzschutz $f >$	$51,5 \text{ Hz}$	$\leq 0,1 \text{ s}$
Unterfrequenzschutz $f <$	$47,5 \text{ Hz}$	$\leq 0,1 \text{ s}$
Netzausfall ³¹		$\leq 5 \text{ s}$

Tabelle 8: Einstellwerte für den Entkopplungsschutz von Wechselrichtern mit selbsttätig wirkender Freischaltstelle

6.3.3.2 Einstellwerte für den Netzentkopplungsschutz im Mittelspannungsnetz

Als Grundeinstellung des Netzentkopplungsschutzes für synchrone Stromerzeugungsanlagen werden folgende Einstellwerte empfohlen:

Funktion	Einstellbereich des Schutzrelais	Empfohlene Schutzeinstellwerte	
Überspannungsschutz $U >>$	$1,00 - 1,30 U_n$	$1,05 - 1,15 U_c$	$\leq 0,10 \text{ s}$
Überspannungsschutz $U >$	$1,00 - 1,30 U_n$	$1,02 - 1,05 U_c$	$\leq 60 \text{ s}$
Unterspannungsschutz $U <$	$0,10 - 1,00 U_n$	$0,7 U_c$	$0 - 1 \text{ s}$
Unterspannungsschutz $U <<$	$0,10 - 1,00 U_n$	$0,3 U_c^{32}$	$\leq 0,2 \text{ s}$
Überfrequenzschutz $f >$	$50 - 55 \text{ Hz}$	$51,5 \text{ Hz}$	$\leq 0,10 \text{ s}$
Unterfrequenzschutz $f <$	$45 - 50 \text{ Hz}$	$47,5 \text{ Hz}$	$\leq 0,10 \text{ s}$
Blindleistungs- /Unterspannungsschutz $Q+ \& U <$	$0,70 - 1,00 U_n$	$0,85 U_c$	$t_1 = 0,5 \text{ s}$

Tabelle 9: Einstellwerte für den Netzentkopplungsschutz synchroner Stromerzeugungsanlagen im Mittelspannungsnetz

Als Grundeinstellung des Netzentkopplungsschutzes für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen werden folgende Einstellwerte empfohlen:

Funktion	Einstellbereich des Schutzrelais	Empfohlene Schutzeinstellwerte	
Überspannungsschutz $U >>$	$1,00 - 1,30 U_n$	$1,05 - 1,15 U_c$	$\leq 0,10 \text{ s}$
Überspannungsschutz $U >$	$1,00 - 1,30 U_n$	$1,02 - 1,05$	$\leq 60 \text{ s}$
Unterspannungsschutz $U <$	$0,10 - 1,00 U_n$	$0,8 U_c$	$0,2 - 1,5 \text{ s}$
Unterspannungsschutz $U <<$	$0,10 - 1,00 U_n$	$0,3 U_c^{32}$	$\leq 0,2 - 0,5 \text{ s}$
Überfrequenzschutz $f >$	$50 - 55 \text{ Hz}$	$51,5 \text{ Hz}$	$\leq 0,10 \text{ s}$
Unterfrequenzschutz $f <$	$45 - 50 \text{ Hz}$	$47,5 \text{ Hz}$	$\leq 0,10 \text{ s}$
Blindleistungs- /Unterspannungsschutz $Q+ \& U <$	$0,70 - 1,00 U_n$	$0,85 U_c$	$t_1 = 0,5 \text{ s}$

Tabelle 10: Einstellwerte für den Netzentkopplungsschutz nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen im Mittelspannungsnetz

Anmerkungen: Die Einstellwerte beziehen sich auf die vereinbarte Spannung U_c im Mittelspannungsnetz. Diese sind entsprechend der Wandlerübersetzung auf die Sekundärspannung umzurechnen. U_n ist die se-

³⁰ einzustellen zwischen $1,10 U_n$ und $1,15 U_n$ um den Spannungsfall zwischen dem Einbauort und dem Verknüpfungspunkt zu berücksichtigen. Der Auslieferungszustand ist eine Auslöseschwelle $1,11 U_n$. Ist eine Einstellung der Auslöseschwelle nicht möglich, so ist ein Einstellwert von $1,10 U_n$ bei der Auslieferung vorzusehen. Am Verknüpfungspunkt sind die Vorgaben der ÖNORM EN 50160 einzuhalten.

³¹ Bei Netzausfall (auch bei gleichzeitig angepasster Erzeugung und Verbrauch von Wirk- und Blindleistung) muss der Wechselrichter den Einspeisebetrieb innerhalb von 5 s beenden. Diese Anforderungen gelten unabhängig von der Einspeiseleistung des Wechselrichters.

³² Diese Spannungsstufe bewirkt eine schnelle Netztrennung bei kraftwerksnahen Kurzschlüssen (siehe Kapitel 6.3.2.1 „Spannungsschutzfunktionen“).

kundäre Wandlernennspannung und damit die Bezugsspannung der Schutzeinrichtung. Zu beachten ist, dass sich die Abschaltzeiten aus der Summe der Einstellzeiten und der Eigenzeiten von Schaltgerät und Schutz ergeben.

6.3.4 Prüfklemmleiste

Zur Durchführung der Funktionsprüfung der Schutzeinrichtungen ist als Schnittstelle eine Klemmenleiste mit Längstrennung und Prüfbuchsen vorzusehen, die an gut zugänglicher Stelle anzubringen ist. Über diese Klemmenleiste sind die Messeingänge der Schutzeinrichtungen, die Hilfsspannungen und die Auslösungen für den Kuppelschalter zu führen (siehe Abbildung 15).

Bei Anlagen mit selbsttätig wirkender Freischaltstelle gem. Kapitel 6.3.1 kann auf die Prüfklemmenleiste verzichtet werden.

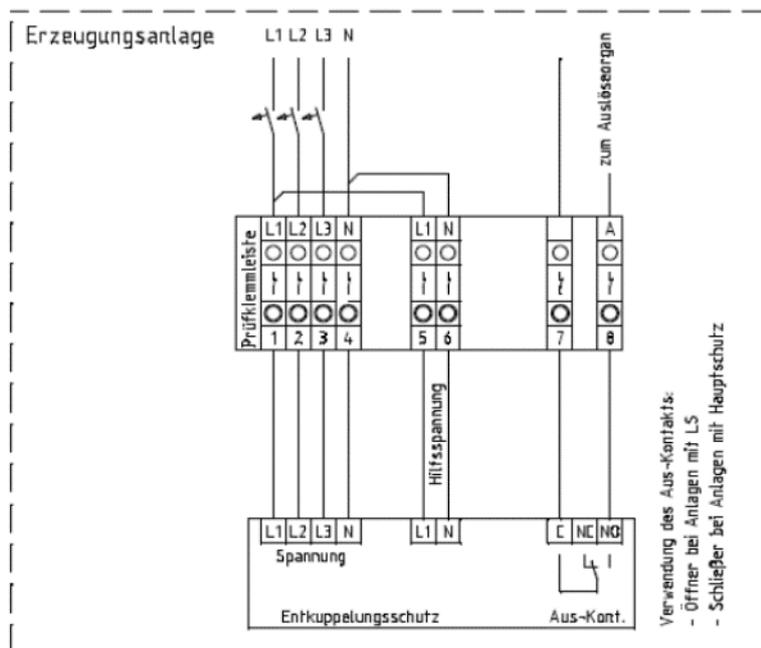


Abbildung 15: Typischer Aufbau einer Prüfklemmleiste

7 Betriebserlaubnisverfahren

Der (zukünftige) Netzbenutzer weist dem relevanten Netzbetreiber nach, dass er die Anforderungen gemäß Kapitel 5 „Verhalten der Stromerzeugungsanlage am Netz“ und Kapitel 6 „Ausführung der Anlage und Schutz“ sowie die projektspezifisch vereinbarten Anforderungen aus dem Netzanschlussvertrag erfüllt und durchläuft dazu das für jede Stromerzeugungsanlage beschriebene Betriebserlaubnisverfahren für den Anschluss.

Die Inbetriebsetzung und der erstmalige Parallelbetrieb der Stromerzeugungsanlage im Rahmen des Betriebserlaubnisverfahrens dürfen nur in Abstimmung mit dem relevanten Netzbetreiber erfolgen.

Der grundsätzliche Ablauf des Betriebserlaubnisverfahrens ist in Anhang A4 dargestellt. Der relevante Netzbetreiber erklärt und veröffentlicht die Einzelheiten des Betriebserlaubnisverfahrens.

Das Betriebserlaubnisverfahren für den Anschluss jeder neuen Stromerzeugungsanlage umfasst die Vorlage eines Installationsdokuments. Der Netzbenutzer stellt sicher, dass die verlangten Angaben in ein Installationsdokument eingetragen sind, das der relevante Netzbetreiber bereitstellt und das diesem vorgelegt wird.

Das Installationsdokument enthält allgemeine Daten, technische Daten sowie Nachweise der Konformität der Stromerzeugungsanlage gemäß Kapitel 8.1. Die Vorlage für ein Installationsdokument ist in Anhang A5 enthalten.

Für jede Stromerzeugungsanlage innerhalb der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung wird ein gesondertes Installationsdokument vorgelegt. Wurden mehrere baugleiche Stromerzeugungsanlagen/-einheiten im Zuge eines Gesamtprojektes errichtet, dann reicht die Vorlage eines einzigen Installationsdokuments.

Der relevante Netzbetreiber stellt sicher, dass die verlangten Angaben im Auftrag des Netzbenutzers von Dritten vorgelegt werden können.

Nach der Annahme des vollständigen, angemessenen Installationsdokuments für Stromerzeugungsanlagen erteilt der relevante Netzbetreiber dem Netzbenutzer die Betriebserlaubnis.

Der Netzbenutzer stellt sicher, dass dem relevanten Netzbetreiber die dauerhafte Außerbetriebnahme einer Stromerzeugungsanlage mitgeteilt wird. Der relevante Netzbetreiber sorgt dafür, dass Dritte, einschließlich Aggregatoren, eine solche Mitteilung vornehmen können.

8 Konformität

8.1 Konformitätsnachweis

Der Netzbenutzer erbringt den Nachweis der Konformität der Stromerzeugungsanlage im Rahmen des Betriebserlaubnisverfahrens durch Vorlage folgender Unterlagen:

- Prüfbericht des Netzentkupplungsschutzes bzw. der Schutzeinrichtung einer/s dazu befähigten Person/Unternehmens³³ (ausgenommen Anlagen mit selbsttätig wirkender Freischaltstelle und entsprechendem Prüfbericht).
- Bestätigung der vertragskonformen Errichtung durch den Anlagenerrichter und den Netzbenutzer;

Auf Anforderung des relevanten Netzbetreibers sind vom Netzbenutzer im Rahmen des Betriebserlaubnisverfahrens noch eine oder mehrere der folgenden Unterlagen bereitzustellen³⁴:

- CE-Konformitätserklärungen für Geräte bzw. elektrische Betriebsmittel (je nach Anwendbarkeit z.B. nach EN 61000-3-2 und EN 61000-3-3 bzw. EN 61000-3-11 und EN 61000-3-12);
- Prüfberichte einer nach ÖVE/ÖNORM EN ISO/IEC 17025 für diesen Fachbereich akkreditierten Prüfstelle für Stromerzeugungsanlagen mit Netzanschlusspunkt auf NS-Ebene gemäß Prüfnorm OVE-Richtlinie R 25, worin auch eine Dokumentation der oder eine Herstellerparametrieranleitung mit den Ländereinstellungen „Österreich“ (siehe Anhang A3) bestätigt wurde³⁵;
- Bestätigung des Anlagenerrichters bzw. einer Elektrofachkraft für Stromerzeugungsanlagen mit Umrichtern und Netzanschlusspunkt auf NS-Ebene, dass ein Setup mit den Ländereinstellungen „Österreich“ - siehe Anhang A3 - unter Berücksichtigung abweichender spezifischer Netzbetreibervorgaben durchgeführt wurde;
- Parameterauszug (als Dokumentation der Einstellparameter) auf Basis der Ländereinstellungen „Österreich“.³⁶

Dem Netzbetreiber bleibt es vorbehalten, bei der Überprüfung folgender Punkte anwesend zu sein:

- Trennfunktion der Schaltstelle und Kontrolle der Zugänglichkeit;
- Schutzeinrichtungen der Entkupplungsstelle durch Vorgabe analoger Prüfgrößen und Erstellung eines Prüfprotokolls mit Ansprechwerten und Auslösezeiten;
- Auslösung des Entkupplungsschaltgerätes durch den Netzentkupplungsschutz;
- Zu- und Abschaltung sowie Funktionsprüfung allfälliger Kompensationseinrichtungen;
- Einhaltung der Grenzwerte der Netzzrückwirkungen;
- Einhaltung der Zuschaltbedingungen;
- Blindleistungs- und Spannungsregelung;
- gegebenenfalls relevante Betriebsmesseinrichtungen.

³³ z.B. akkreditierte Prüfstelle, Ziviltechniker, Universitätsinstitut oder Inhaber eines Gewerbes mit entsprechender Befähigung (Elektrotechnik, Elektrofachkraft)

³⁴ Bei Wechselrichter von PV-Anlagen, die in der Wechselrichterliste von Oesterreichs Energie als zulässig gelistet sind, gilt der Konformitätsnachweis als gegeben (<https://oesterreichsenergie.at/publikationen/ueberblick/detailseite/wechselrichterliste-tor-erzeuger-typ-a>).

³⁵ Es werden auch Prüfberichte auf Basis VDE-AR-N 4105 bzw. DIN VDE V 0124-100 anerkannt, sofern zusätzlich zu prüfende Eigenschaften gemäß OVE-Richtlinie R 25, insbesondere die $Q(U)$ - und $P(U)$ -Regelung, erfolgreich geprüft wurden und auch eine Dokumentation der oder eine Herstellerparametrieranleitung mit den Ländereinstellungen „Österreich“ gemäß Anhang A3 bestätigt wurde.

³⁶ Der Parameterauszug ist maschinenlesbar und durchsuchbar zu erstellen.

Das Prüfprotokoll der Prüfung der Schutzfunktionen des Netzentkupplungsschutzes muss mindestens folgende Kontrollen beinhalten:

- der Ansprech- und Rückfallwerte der Schutzfunktionen durch Einspeisen analoger Prüfgrößen;
- der Auslösezeiten der Schutzfunktionen;
- der Auslösung der Schalteinrichtung der Entkopplungsstelle durch die Schutzfunktionen.

Bei Einsatz einer selbsttätig wirkenden Freischaltstelle gem. Kapitel 6.3.1 ist die Kontrolle laut Angaben der Prüfanstalt oder des Herstellers durchzuführen.

Bei Verwendung typgeprüfter Netztrenn- und Umschalteinrichtungen³⁷ im Niederspannungsnetz ist eine vollständige Dokumentation durch den Anlagenerrichter bzw. die Elektrofachkraft erforderlich.

Individuell aufgebaute Netztrenn- und Umschalteinrichtungen auf Basis vom Hersteller des Wechselrichters veröffentlichter Schaltpläne sind zulässig. Bei Verwendung dieser ist eine vollständige Dokumentation durch den Anlagenerrichter bzw. die Elektrofachkraft erforderlich. Der Netzbetreiber kann vom Anlagenerrichter bzw. von der Elektrofachkraft den Nachweis einer Funktionsprüfung vor Ort verlangen.

Der Einsatz von manuell betätigten Netztrenn- bzw. Umschalteinrichtungen ist zulässig.

Für den Konformitätsnachweis von elektrischen Energiespeichern wird auf die TOR Verteilernetzanschluss verwiesen.

8.2 Konformitätstests und Konformitätssimulationen

Der relevante Netzbetreiber gibt öffentlich bekannt, wie die Verantwortlichkeiten für Konformitätstests und -simulationen zwischen dem Netzbenutzer und dem Netzbetreiber aufgeteilt sind.

8.3 Konformitätsüberwachung

8.3.1 Verantwortung des Netzbenutzers

Der Netzbenutzer stellt sicher, dass jede Stromerzeugungsanlage während der gesamten Lebensdauer der Anlage die nach diesem Teil der TOR geltenden Anforderungen erfüllt.

Dazu erstellt der Netzbenutzer regelmäßig (in Arbeitsstätten entsprechend der geforderten Zeitabstände von wiederkehrenden Prüfungen gemäß ESV 2012, sonst jedoch zumindest alle 5 Jahre) die in Anhang A8 angeführten Informationen und Unterlagen und übermittelt diese auf Verlangen dem relevanten Netzbetreiber.

Der Netzbenutzer kann hierbei auf gemäß der Verordnung (EG) Nr. 765/2008 ausgestellte Betriebsmittelbescheinigungen zurückgreifen.

Der Netzbenutzer unterrichtet den relevanten Netzbetreiber über jede geplante Änderung an den technischen Fähigkeiten einer Stromerzeugungsanlage, die die Erfüllung der nach diesem Teil der TOR geltenden Anforderungen beeinträchtigen könnte, bevor er diese Änderung in die Wege leitet.

Der Netzbenutzer unterrichtet den relevanten Netzbetreiber über alle Störungen oder Ausfälle einer Stromerzeugungsanlage, die die Erfüllung der Anforderungen dieses Teils der TOR beeinträchtigen, unverzüglich nach deren Eintreten.

³⁷ Netztrenn- bzw. Umschalteinrichtungen werden auch als Netzumschaltboxen bezeichnet.

8.3.2 Aufgaben des relevanten Netzbetreibers

Der relevante Netzbetreiber gibt öffentlich bekannt, wie die Verantwortlichkeiten für die Konformitätsüberwachung zwischen dem Netzbenutzer und dem Netzbetreiber aufgeteilt sind.

Der relevante Netzbetreiber prüft während der gesamten Lebensdauer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung, ob eine Stromerzeugungsanlage die nach **diesem Teil der TOR** geltenden Anforderungen erfüllt. Der Netzbenutzer wird über das Ergebnis dieser Prüfung unterrichtet.

Der Netzbetreiber ist in Einzelfällen und nach angemessener Vorankündigung berechtigt, dazu auch vor Ort Prüfungen, insbesondere des Netzentkupplungsschutzes, vorzunehmen.

Wenn der Netzbenutzer die in Kapitel 8.3.1 angeführten Informationen und Unterlagen regelmäßig erstellt und auf Verlangen dem Netzbetreiber vorlegt, so wird davon ausgegangen, dass die Verpflichtung gemäß Art. 41 Abs. 1 RfG-VO erfüllt ist.

Der relevante Netzbetreiber kann für diese Prüfung auf von einer ermächtigten Zertifizierungsstelle ausgestellte Betriebsmittelbescheinigungen zurückgreifen.

9 Betrieb

9.1 Allgemeines

Der Betrieb von elektrischen Anlagen gemäß ÖVE/ÖNORM EN 50110-1 umfasst alle Tätigkeiten, die erforderlich sind, damit die elektrische Anlage funktionieren kann. Dies umfasst Schalten, Regeln, Überwachen und Instandhalten sowie elektrotechnische und nichtelektrotechnische Arbeiten. Bei dem Betrieb der Anschlussanlage sind zusätzlich zu den jeweils gültigen gesetzlichen und behördlichen Vorschriften, insbesondere bei Schalthandlungen und Arbeiten am Netzanschlusspunkt, die Bestimmungen und Richtlinien des Netzbetreibers einzuhalten.

In einem zwischen dem Betreiber der Stromerzeugungsanlage und dem Netzbetreiber abzuschließenden Vertrag sollten z.B. folgende Punkte enthalten sein:

- Eigentumsgrenze und gegebenenfalls Grenze des Zuständigkeitsbereiches (z.B. Verfügungsbereich, Betriebsführungsbereich, Zugangsberechtigungen) zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber sind zu definieren,
- Benennung eines Anlagenbetreibers mit der Gesamtverantwortung für den sicheren Betrieb der elektrischen Anlage gem. ÖVE/ÖNORM EN 50110-1,
- Art und Weise der Sicherstellung der Funktionalität des Netzentkupplungsschutzes und der Entkupplungsschaltinrichtungen (z.B. Wiederholungsprüfungen), Art und Weise der Dokumentation von Prüfungen,
- Ergänzende Vereinbarungen zum Informationsaustausch,
- Vorgangsweise bei betriebsnotwendigen Arbeiten und geplanten Abschaltungen im Netz,
- Der Betreiber einer Stromerzeugungsanlage muss mindestens einen Schaltberechtigten für Schalthandlungen an der Schaltstelle namhaft machen,

9.2 Zugang zur Anschlussanlage

Dem relevanten Netzbetreiber ist nach Abstimmung mit dem Anlagenbetreiber Zugang zur Schaltstelle, zu den Einrichtungen des Netzbetreibers (z.B. Zählerleinrichtungen) und den in seinem Verfügungsbereich liegenden Anlagenteilen in der Anschlussanlage zu ermöglichen.

9.3 Bedienung vor Ort

Für Stromerzeugungsanlagen mit Netzanschlusspunkt auf MS-Ebene gilt:

Der Netzbetreiber ordnet für die in seinem ausschließlichen Verfügungsbereich stehenden Anlagenteile die Schalthandlungen an (Schaltanweisung). Sofern sich Schaltgeräte im gemeinsamen Verfügungsbereich von Netzbetreiber und Anlagenbetreiber befinden, stimmen sich Netzbetreiber und Anlagenbetreiber bzw. deren Beauftragte über die Schalthandlungen in diesen Schaltfeldern ab und legen jeweils im konkreten Fall fest, wer die Schalthandlung anordnet. Die Schalthandlungen für die übrigen Anlagenteile werden durch den Anlagenbetreiber oder dessen Beauftragte angeordnet. Bedienhandlungen werden nur nach Anordnung des Verfügungsbereichs-Berechtigten (Netzbetreiber und/oder Anlagenbetreiber) durchgeführt. Bedienhandlungen dürfen nur von Elektrofachkräften oder elektrotechnisch unterwiesenen Personen vorgenommen werden.

9.4 Instandhaltung

Für die ordnungsgemäße Instandhaltung der Stromerzeugungsanlage und deren Betriebsmittel ist der Netzbenutzer verantwortlich.

Der Anlagenbetreiber hat in periodischen Abständen die entsprechenden Anlagenüberprüfungen gemäß den gesetzlichen Vorgaben und Vorschriften vorzunehmen. Insbesondere hat der Anla-

genbetreiber die Schutz- und Entkupplungseinrichtungen von einer hierzu befugten Person prüfen zu lassen und auf Verlangen dem Netzbetreiber die entsprechenden Prüfbefunde unentgeltlich zur Verfügung zu stellen.

Bei Einsatz von selbsttätig wirkenden Freischaltstellen gem. Kapitel 6.3.1 ist die Kontrolle laut Angaben der Prüfanstalt oder des Herstellers durchzuführen.

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

9.5 Betrieb bei Instandhaltungen oder Störungen im Netz

Bei geplanten Abschaltungen von Netzbetriebsmitteln durch den Netzbetreiber sowie bei wartungsbedingten Schaltzustandsänderungen kann es erforderlich sein, die Stromerzeugungsanlage vorübergehend vom Netz zu trennen oder in ihrer Leistung zu reduzieren. Die Durchführung dieser Arbeiten erfolgt mit angemessener Vorankündigung.

Der Netzbetreiber ist bei unmittelbarer Gefahr und im Störfall berechtigt, die Stromerzeugungsanlage vom Netz zu trennen. Wegen der jederzeit möglichen Rückkehr der Spannung im Falle einer Unterbrechung der Netzversorgung ist das Netz als dauernd unter Spannung stehend zu betrachten. Eine Verständigung vor Wiedereinschaltung durch den Netzbetreiber erfolgt üblicherweise nicht.

10 Zählung

10.1 Allgemeines

Alle Aufgaben im Zusammenhang mit der Zählung und Datenbereitstellung müssen vom Netzbetreiber unter Einhaltung der gesetzlichen Bestimmungen, insbesondere des EIWOG 2010 und des Maß- und Eichgesetzes 1950 (MEG) in der jeweils geltenden Fassung, der Allgemeinen Bedingungen des relevanten Netzbetreibers, den TOR Stromzähler und der Sonstigen Marktregeln, insbesondere „Zählwerte und standardisierte Lastprofile“, nach transparenten, objektiven und diskriminierungsfreien Kriterien durchgeführt werden.

10.2 Einrichtungen für Zählung und Messung

Die Einrichtungen für Zählung und Messung sind nach den Anforderungen des relevanten Netzbetreibers auszuführen.

Die Klassengenauigkeit der Wandlerkerne bzw. Wandlerwicklungen für die Zählung muss der im TOR Stromzähler geforderten Klassengenauigkeit der Zähleinrichtungen entsprechen. An jeder Zähl-/Messstelle werden durch die Netzbetreiber in der Regel Wirk- und Blindenergie in jeder Richtung (Lieferung und Bezug) sowie Wirk- und Blindleistung gemessen. Für die Ausführung der Einrichtungen für Zählung/Messung und Transfer der diesbezüglichen Daten ist der vom Netzbetreiber angewandte Standard zu beachten.

Anhang

Für den Fall von inhaltlichen Widersprüchen zwischen dem Hauptteil dieser TOR (Punkte 1 bis 10) und den Anhängen (Anhang A1 bis A8) geht der Inhalt des Hauptteils den Anhängen vor. Dies gilt nur insofern, als der jeweilige Inhalt der Anhänge nicht aufgrund von Gesetzen oder Verordnungen verbindlich erklärt wurde.

A1. Anwendbarkeit und Umfang des Datenaustauschs

Diesbezüglich sind keine Anforderungen an Stromerzeugungsanlagen vorgesehen.

A2. Funktionsbeispiele Netzentkupplungsschutz

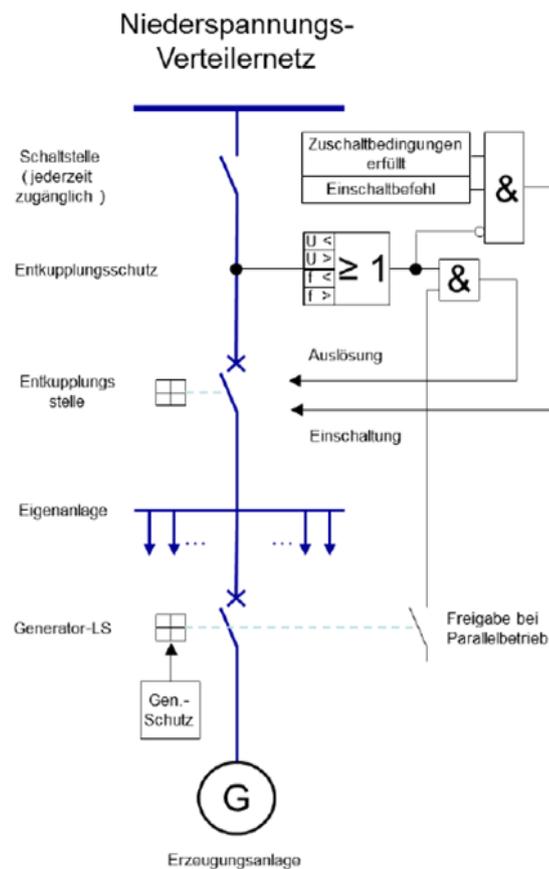


Abbildung 16: Netzanschluss am Niederspannungs-Verteilernetz mit zweiseitig versorgbarer Anlage des Netzbenutzers

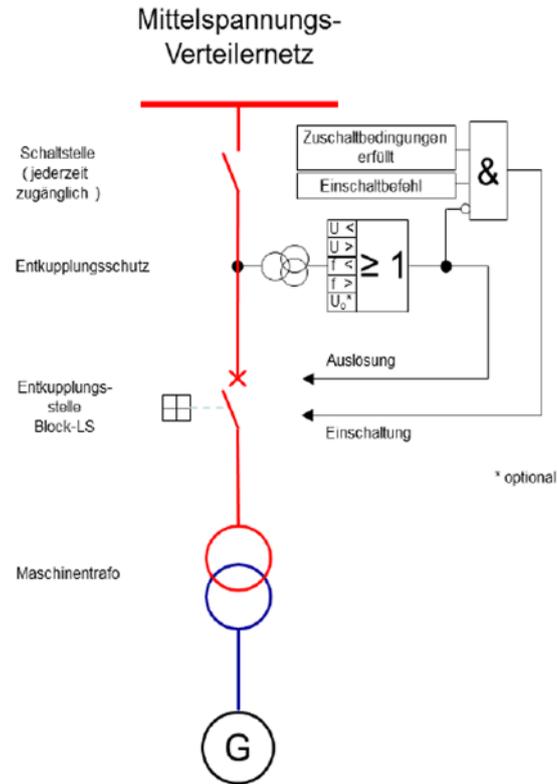


Abbildung 17: Netzanschluss an das Mittelspannungsnetz mit Netzentkopplungsschutz

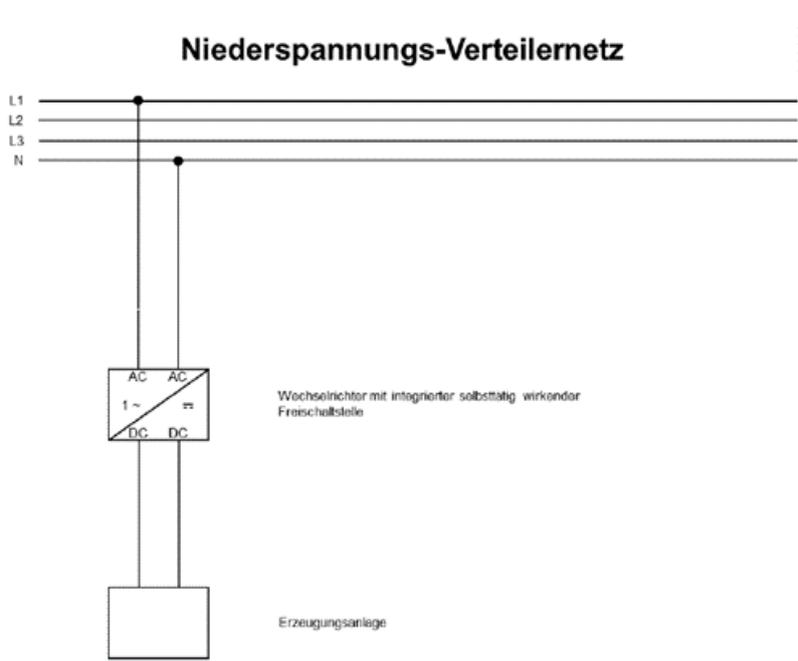


Abbildung 18: Netzanschluss bei Einsatz einer selbsttätig wirkenden Freischaltstellen für einphasige Wechselrichter (max. 3,68 kVA)

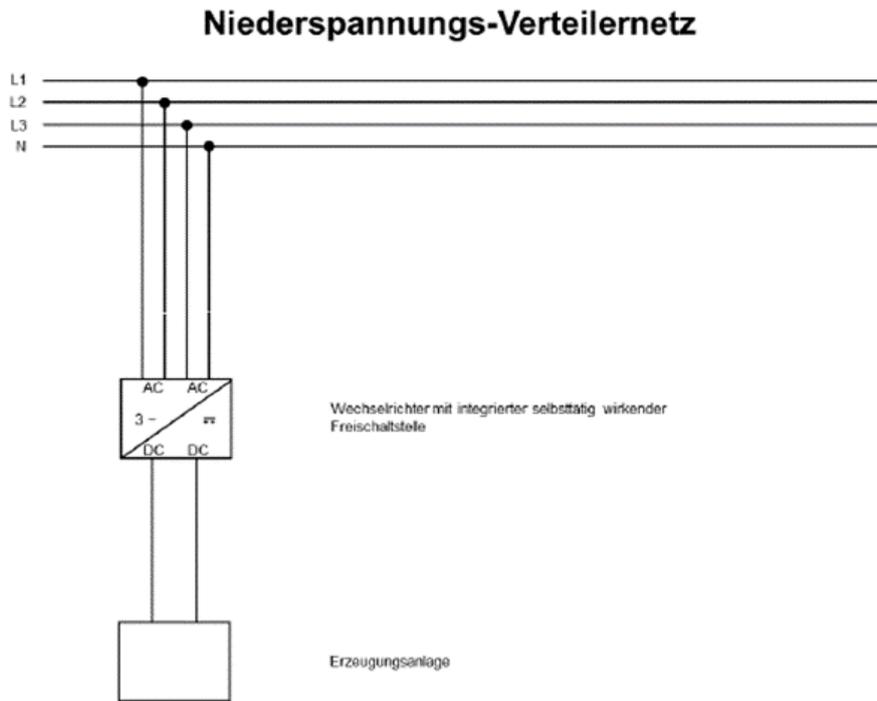


Abbildung 19: Netzanschluss bei Einsatz einer selbsttätig wirkenden Freischnittstelle für mehrphasige Wechselrichter (max. 30 kVA)

A3. Einstellwerte für Umrichter an Niederspannungs-Verteilernetzen

Die einheitliche Vorgabe von Einstellwerten für umrichterbasierte Stromerzeugungsanlagen für den Anschluss und Parallelbetrieb an Niederspannungs-Verteilernetzen hat zum Ziel, die Planungssicherheit auf Seiten der Hersteller, der Errichter von elektrischen Anlagen und der relevanten Netzbetreiber zu erhöhen. Insbesondere sollen dadurch Fehleinstellungen und eine damit verbundene mögliche Beeinträchtigung der betrieblichen Sicherheit der Netze vermieden werden.

Die in diesem Anhang beschriebenen Standardwerte stellen eine Zusammenstellung von Richtwerten dar, die als Teil eines Satzes von Einstellungen im Wechselrichter zusammengefasst werden können. Sämtliche Parameter müssen einzeln einstellbar sein. Vor der Erstinbetriebnahme der Anlage sind die von der Standardeinstellung abweichenden Parameter nach Vorgabe des Netzbetreibers entsprechend einzustellen.

Falls die tatsächlichen eingestellten Werte von der empfohlenen Standardeinstellung abweichen, sollte dies am Gerät gekennzeichnet werden bzw. am Display oder beim Auslesen der Einstellungen (z.B. über eine Schnittstelle) ersichtlich sein.

Anmerkung:

Dies kann beispielsweise durch die Anmerkung „Einstellung TOR Erzeuger modifiziert“ oder durch die Hervorhebung der abweichend eingestellten Werte erfolgen.

Hinweis:

Die Überprüfung der Funktionen und deren Einstellungen zum Zweck des Nachweises der Erfüllung der Anforderungen erfolgt nach Maßgabe von Punkt 8.1.

1. Blindleistungsbereich von Umrichtern

Die Blindleistung des Umrichters muss innerhalb des Blindleistungsbereichs gemäß Punkt 5.3.3.2 frei einstellbar sein und einer vom relevanten Netzbetreiber vorgegebenen Regelstrategie folgen können.

Ist am Umrichter für den Arbeitsbereich $P < 0,2 S_r$ ein minimaler $\cos \varphi$ einstellbar, so ist $\cos \varphi = 0,4$ zu wählen.

Nach Punkt 5.3.4 wird für Stromerzeugungsanlagen mit Umrichtern eines der nachstehenden Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung vom Netzbetreiber vorgegeben:

- 1a. fester Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$ fix;
- 1b. Verschiebungsfaktor-/Wirkleistungskennlinie $\cos \varphi (P)$;
- 1c. Blindleistungs-/Spannungskennlinie $Q (U)$;
- 1d. feste Blindleistung Q fix

Als Standardeinstellung ohne Vorgabe des Netzbetreibers sollte ein fester Verschiebungsfaktor $\cos \varphi = 1$ bzw. eine feste Blindleistung von $Q = 0$ eingestellt werden.

1a. fester Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$ fix

Der Standardparameter ist $\cos \varphi = 1$.

1b. Verschiebungsfaktor-/Wirkleistungskennlinie $\cos \varphi (P)$

Für die $\cos \varphi (P)$ -Regelung werden folgende Standardwerte für die Einstellung der Stützpunkte der Kennlinie empfohlen:

Stützpunkt	$\cos \varphi$	P/P_{Emax}
a	1	0
b	1	0,5
c	0,9 untererregt	1

1c. Blindleistungs-/Spannungskennlinie $Q(U)$

Für die $Q(U)$ -Regelung werden folgende Standardwerte für die Einstellung der Stützpunkte der Kennlinie empfohlen.

Stützpunkt	U/U_n	Q/P_{max}	
a	$0,92 U_n$	Q_{max}/P_{max}	$\cos \varphi_{min}$ übererregt
b	$0,96 U_n$	0	$\cos \varphi = 1$
c	$1,05 U_n$	0	$\cos \varphi = 1$
d	$1,08 U_n$	$-Q_{max}/P_{max}$	$\cos \varphi_{min}$ untererregt

Das Verhältnis Q_{max}/P_{max} ist 0,436. Bei Stromerzeugungsanlagen mit $S_r \leq 3,68$ kVA kann 0,312 eingestellt werden.

Als Einstellung für die Dynamik der $Q(U)$ -Regelung muss ein Wert von 5 s (entsprechend der Zeitkonstante eines Filters erster Ordnung (PT1-Verhalten)) eingestellt werden. Innerhalb der dreifachen Zeitkonstante muss 95 % eines neuen Sollwerts erreicht werden.

Die $Q(U)$ -Regelung muss nach einem Sollwertsprung nach einer möglichst kurzen anfänglichen Zeitverzögerung (maximal 1 s) aktiviert werden. Eine allenfalls parametrierbare künstliche Verzögerungszeit muss deaktiviert oder auf 0 s eingestellt werden.

Anmerkung:

Die Zeitkonstante der $Q(U)$ -Regelung muss unabhängig von den Zeitkonstanten anderer Regelfunktionen (beispielsweise der $P(U)$ -Regelung) einstellbar sein.

1d. feste Blindleistung Q fix

Als Standardparameter wird eine feste Blindleistung von $Q = 0$ empfohlen.

2. Standardeinstellungen für die Wirkleistungsregelung

2a. Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz LFSM-O

Die Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz (LFSM-O) gemäß Punkt 5.1.3 muss standardmäßig für Umrichter aktiviert sein.

Für die LFSM-O Regelung müssen folgende Standardwerte eingestellt werden.

Beginn der Leistungsreduzierung ab	50,2 Hz
Statik s_2	5% (entspricht 40% P_M/Hz)

Die Dynamik der LFSM-O Regelung muss so eingestellt werden, dass eine Anschlagzeit von <2 s erreicht wird. Eine allenfalls einstellbare zusätzliche Verzögerungszeit muss deaktiviert oder auf 0 s eingestellt werden.

2b. Spannungsgeführte Wirkleistungsabregelung $P(U)$

Die spannungsgeführte Wirkleistungsabregelung ($P(U)$ -Regelung) gemäß Punkt 5.3.6 sollte standardmäßig für Umrichter bei Auslieferung aktiv sein.

Für die $P(U)$ -Regelung gelten folgende Standardwerte für die Einstellung der Stützpunkte der Kennlinie:	U/U_n	P/P_n
Stützpunkt a	110% U_n	100%
Stützpunkt b	112% U_n	0%

Die Dynamik der $P(U)$ -Regelung entspricht einem Filter erster Ordnung (PT1-Verhalten), mit einer konfigurierbaren Zeitkonstante zwischen 3s und 60s, wobei standardmäßig eine Zeitkonstante von

5s eingestellt werden muss. Innerhalb der dreifachen Zeitkonstante muss 95 % eines neuen Sollwerts erreicht werden.

Die $P(U)$ -Regelung muss nach einem Sollwertsprung nach einer möglichst kurzen anfänglichen Zeitverzögerung (maximal 3 s) aktiviert werden. Eine allenfalls parametrierbare künstliche Verzögerungszeit muss deaktiviert oder auf 0 s eingestellt werden.

Anmerkung:

Die Dynamik der Zeitkonstante der $P(U)$ -Regelung muss unabhängig anderer Regelfunktionen (beispielsweise der $Q(U)$ -Regelung) einstellbar sein.

3. Standardeinstellungen für die FRT Fähigkeit

Umrichter sollten in Bezug auf ihre FRT Fähigkeit so eingestellt werden, dass Spannungseinbrüche mit einer Restspannung $U < 0,8 U_n$ durchfahren werden, ohne dabei einen Strom einzuspeisen (eingeschränkte dynamische Netzstützung nach Punkt 5.2.2.1).

4 Standardeinstellungen für die Zuschaltbedingungen

Für die Zuschaltung an das Netz nach Punkt 5.5.2 werden folgende Einstellwerte (Zuschaltbedingungen) empfohlen:

- $U \geq 0,85$ p.u. sowie $U \leq 1,09$ p.u.; und
- Netzfrequenz $>47,5$ Hz und $<50,10$ Hz;

Als Einstellung für die minimale Wartezeit werden folgende Werte empfohlen

- Bei automatischer bzw. betriebsbedingter Zuschaltung: 60 s
- Bei Zuschaltung nach einer Auslösung des Entkopplungsschutzes: 300 s

Als Einstellung für den maximalen Gradienten der Wirkleistungssteigerung bei einer Wiederschaltung nach einer Auslösung des Entkopplungsschutzes wird ein Gradient von 10 % P_{max} pro Minute empfohlen.

5 Standardeinstellungen für den Netzentkopplungsschutz

Als Grundeinstellungen des Netzentkopplungsschutzes für nichtsynchrone Anlagen werden im Niederspannungsnetz folgende Einstellwerte empfohlen:

Funktion	empfohlene Schutzrelais-einstellwerte	
Überspannungsschutz $U_{eff} >>$	$1,15 U_n$	$\leq 0,1$ s
Überwachungsschutz $U_{eff} >$ mit Überwachung des gleitenden 10-min-Mittelwertes	$1,11 U_n$	$\leq 0,1$ s
Unterspannungsschutz $U_{eff} <$	$0,80 U_n$	1,5 s
Unterspannungsschutz $U_{eff} <<$	$0,25 U_n$	0,5 s
Überfrequenzschutz $f >$	51,5 Hz	$\leq 0,1$ s
Unterfrequenzschutz $f <$	47,5 Hz	$\leq 0,1$ s
Netzausfall		$\leq 5,0$ s

Passwortschutz für Einstellwerte

Für die in diesem Anhang beschriebenen Einstellungen ist sicherzustellen, dass sie vom Benutzer nicht verändert werden können sowie auch darüberhinausgehend gegen unerlaubte Veränderungen geschützt sind. Softwareupdates dürfen nicht zu einer Veränderung der Einstellungen führen.

Dies kann beispielsweise durch einen geeigneten Passwortschutz der Einstellungen erreicht werden. Das Passwort darf dabei dem Benutzer nicht mitgeteilt werden.

A4. Grundsätzlicher Ablauf des Betriebserlaubnisverfahrens

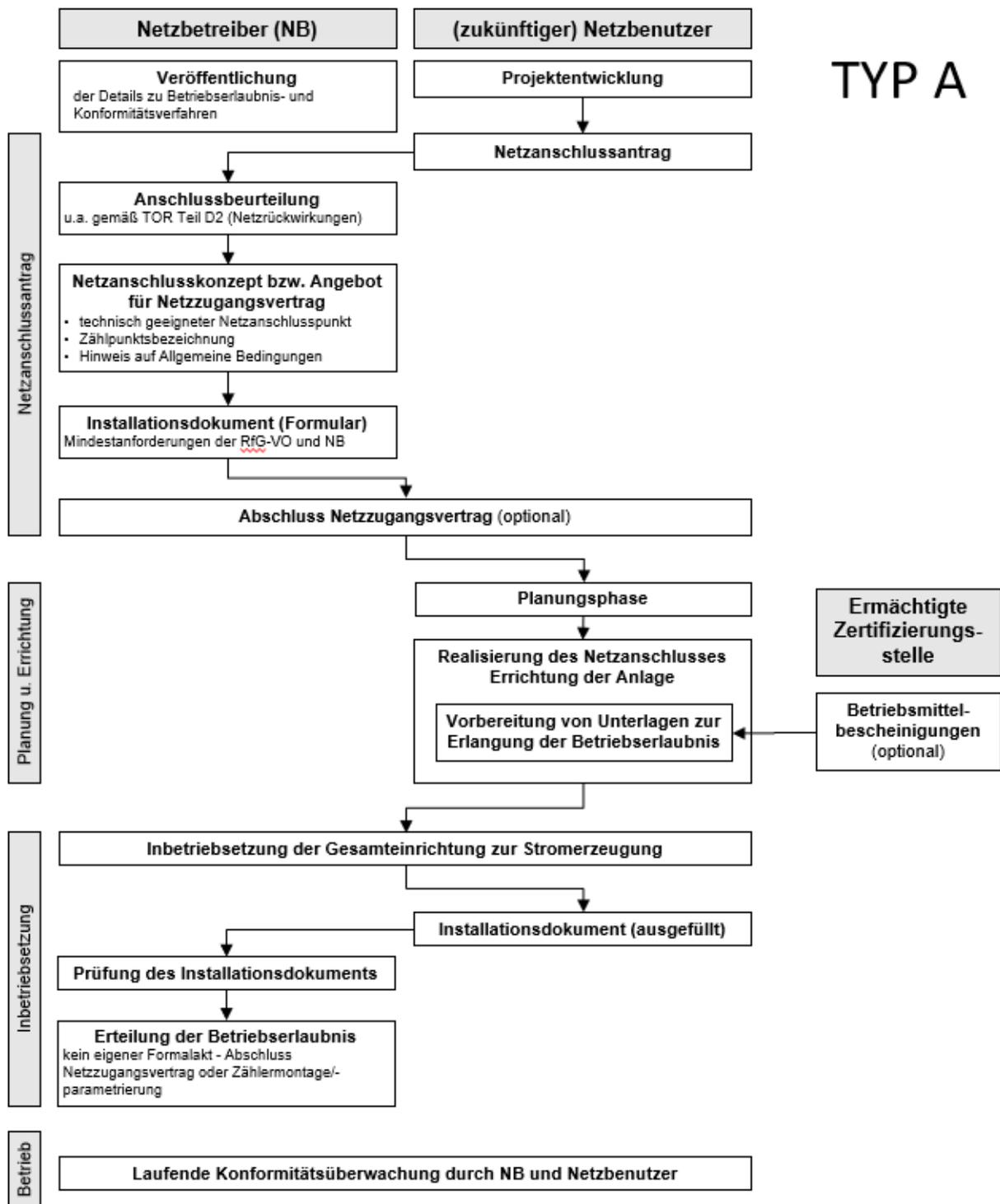


Abbildung 20: Grundsätzlicher Ablauf des Betriebserlaubnisverfahrens

A5. Vorlagen für Installations- bzw. Nachweisdokumente

Installationsdokument für Stromerzeugungsanlagen des Typs A							
Diese Vorlage enthält die harmonisierten Mindestanforderungen der österreichischen Netzbetreiber sowie die erforderlichen Nachweise zur Erlangung der Betriebserlaubnis. Jeder Netzbetreiber veröffentlicht auf Basis dieser Vorlage eine detaillierte Liste der vom Netzbetreiber im Rahmen des Betriebserlaubnisverfahrens zu übermittelnden Informationen und Unterlagen sowie der von ihm zu erfüllenden Anforderungen. Der relevante Netzbetreiber legt in Abstimmung mit dem Netzbetreiber fest, welche zusätzlich erforderlichen (projektspezifischen) Unterlagen zur Erlangung der Betriebserlaubnis erforderlich sind und hält dies in diesem Installationsdokument fest.							
... Angaben durch Anschlusswerber ... Angaben durch Netzbetreiber							
Allgemeine Daten der Stromerzeugungsanlage		Angaben		Anmerkungen			
Name und Anschrift des Netzbetreibers							
Gewünschter Beginn der Einspeisung							
Auflistung der Einzelanlagen samt Anschrift (Grundstücksnummer etc.)				Hersteller, Artikel-, Chargen-, Typen- oder Seriennummer KG-Name			
Art der Primärenergiequelle				Grst.Nr Wind/Wasser/Sonne/ Gas/ usw.			
Technische Daten der Stromerzeugungsanlage		Technische Werte aus dem Netzanschlussantrag		Tatsächliche Werte nach IBN		Abweichung nach IBN zu Vorgaben [%]	
Maximalkapazität P_{max}		kW		kW			
Prognostizierte Jahresenergieemenge		kWh		kWh			
Daten der Anlage							
Generator-/Wechselrichternennleistung		kVA		kVA			
Betriebsweise		o Volleinspeisung o Überschusseinspeisung					
Energiespeicher		Nennleistung		kW		kW	
Inselbetriebsfähigkeit		o ja o nein					
Schutzkonzept		o Netzentkopplungsschutz o Selbsttätig wirkende Freischaltstelle					
x ^d		bei Synchronmaschine					
Nennleistungsfaktor (cos phi)		bei Synchronmaschine					
Generator Verhältnis Anzugsstrom / Bemessungsstrom		bei Asynchronmaschine					
Anlauf der ASM		bei Asynchronmaschine		o über Netz o über Turbine			
Angaben zum Netzanschlusspunkt		Technische Werte aus der Vorplanung					
Netzanschlusspunkt							
Netz wirksame Leistung in Einspeiserichtung am Netzanschlusspunkt		kW		kW			
Rückleistungsbeschränkung		kVA		kVA			
Nennspannung U _n bzw. vereinbarte Versorgungsspannung U _v		kV					
Anforderungen an die Stromerzeugungsanlage		Technische Anforderungen des Netzbetreibers aus der Vorplanung					
Vorgegebene Blindleistungsregelstrategie		z.B. Q(U), Qfix, cos φ					
Schutzeinstellungen bezogen auf Nennspannung U _n bzw. vereinbarte Spannung U _v		Einstellwert Überspannung U _{eff} >>		%U		%U	
		Einstellwert Überspannung U _{eff} >>>		Sek		Sek	
		Einstellwert Überspannung U _{eff} >		%U		%U	
		Einstellwert Überspannung U _{eff} >		Sek		Sek	
		Verzögerungszeit		Sek		Sek	
		Einstellwert Unterspannung U _{eff} <<<		%U		%U	
		Einstellwert Unterspannung U _{eff} <<		Sek		Sek	
		Einstellwert Unterspannung U _{eff} <		%U		%U	
		Einstellwert Unterspannung U _{eff} <		Sek		Sek	
		Verzögerungszeit		Sek		Sek	
Einstellwert Unterfrequenz		Hz		Hz		Hz	
Einstellwert Unterfrequenz		Auslösezeit		Sek		Sek	
Einstellwert Überfrequenz		Hz		Hz		Hz	
Einstellwert Überfrequenz		Verzögerungszeit		Sek		Sek	
Einstellwerte für den LFSM-O-Modus (frequenzabhängige Anpassung der Wirkleistungsabgabe bei Überfrequenz)		Frequenzschwellwert für Beginn des LFSM-O Modus		50,2		Hz	
		Einzustellende Staak		5		%	
		Maximale Zeitverzögerung zur Aktivierung des LFSM-O Modus		≤ 2		Sek	
Vorgaben zur dynamischen Netzstützung (bei nicht-synchronen Stromerzeugungsanlagen)		o eingeschränkte dyn. Netzstützung o dyn. Blindstromstützung					
Unterlagen, die durch den Netzbetreiber vorzuhalten und auf Anforderungen des Netzbetreibers bereitzustellen sind		Prüfbericht des Netzentkopplungsschutzes bzw. der Schutzeinrichtung					
		Prüfbericht der selbsttätig wirkenden Freischaltstelle gemäß ÖVE-Richtlinie R 25					
		CE-Konformitätserklärungen für Geräte bzw. elektrische Betriebsmittel					
		Prüfbericht gemäß ÖVE-Richtlinie R 25					
		Bestätigung des Anlagenerrichters bzw. einer Elektrofachkraft, dass ein Setup mit den empfohlenen oder vorgeschriebenen Ländereinstellungen „Österreich“ durchgeführt wurde					
Bestätigung der vertragskonformen Anlagenerrichtung							
Die Stromerzeugungsanlage erfüllt die Anforderungen der Verordnung EU 2016/631 der Kommission vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger und den in diesem Zusammenhang verordneten nationalen Festlegungen für Stromerzeugungsanlagen des Typs A sowie die im Netzzugangsvertrag festgelegten Anforderungen.							
Unterschriften							
_____ Netzbetreiber				_____ Anlagenerrichter			

A6. Beschreibung der Konformitätstests und -simulationen

Diesbezüglich sind keine Anforderungen vorgesehen.

A7. Technische Kennwerte und Parameter für Simulationsmodelle

Diesbezüglich sind keine Anforderungen vorgesehen.

A8. Informationen und Unterlagen zur Konformitätsüberwachung

Es sind wiederkehrende Kontrollen nach Maßgabe bzw. in Anlehnung an § 7 Abs 3 Z 1 ESV 2012 (zumindest Kontrolle der Funktion von Fehlerstrom-Schutzeinrichtungen) durchzuführen.