



**Technische und organisatorische Regeln
für Betreiber und Benutzer
von Netzen**

TOR Erzeuger:

**Anschluss und Parallelbetrieb von Stromerzeugungsan-
lagen des Typs A und Kleinsterzeugungsanlagen**

(Maximalkapazität < 250 kW und Nennspannung < 110 kV)

Dokumenten-Historie

| Version | Veröffentlichung | Inkrafttreten | verantwortlich | Anmerkungen |
|---------|------------------|---------------|----------------|---|
| 1.0 | 1.7.2019 | 1.7.2019 | 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) |

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)
Rudolfplatz 13a
1010 Wien

Tel: +43 1 24724-0

E-Mail: tor@e-control.at

Inhaltsverzeichnis

| | |
|---|----|
| Inhaltsverzeichnis | 3 |
| Einleitung | 6 |
| 1 Begriffe und Abkürzungen | 7 |
| 2 Anwendungsbereich | 8 |
| 2.1 Wesentliche Änderung bestehender Stromerzeugungsanlagen | 8 |
| 2.2 Anwendung auf in Industrieanlagen integrierte KWK-Anlagen | 9 |
| 2.3 Anwendung auf Speicher | 10 |
| 2.4 Freistellung von Bestimmungen der RfG-VO bzw. der RfG Anforderungs-V | 10 |
| 3 Bestimmungen, Vorschriften und Verweise | 11 |
| 3.1 Bestimmungen und Vorschriften | 11 |
| 3.2 Verweise auf andere Netzwirkkodizes | 11 |
| 3.3 Normative Verweise | 11 |
| 4 Netzanschlussverfahren und relevante Unterlagen | 13 |
| 4.1 Bestimmung der Maximalkapazität der Stromerzeugungsanlage | 13 |
| 4.2 Netzanschlussantrag | 13 |
| 4.3 Anschlussbeurteilung und -konzept | 13 |
| 4.4 Netzanschlussvertrag | 14 |
| 5 Verhalten der Stromerzeugungsanlage am Netz | 15 |
| 5.1 Anforderungen an die Frequenzhaltung | 15 |
| 5.1.1 Frequenzbereiche | 15 |
| 5.1.2 Frequenzgradienten | 15 |
| 5.1.3 Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz (LFSM-O) | 15 |
| 5.1.4 Wirkleistungsabgabe gemäß Sollwert | 17 |
| 5.1.5 Verringerung der maximalen Wirkleistungsabgabe bei abnehmender Frequenz | 17 |
| 5.1.6 Wirkleistungserhöhung bei Unterfrequenz (LFSM-U) | 18 |
| 5.1.7 Frequenzabhängiger Modus (Frequency Sensitive Mode, FSM) | 18 |
| 5.1.8 Bereitstellung von synthetischer Schwungmasse | 18 |
| 5.2 Anforderungen hinsichtlich Robustheit und dynamischer Netzstützung | 18 |
| 5.2.1 FRT-Fähigkeit (fault ride through) von Stromerzeugungsanlagen | 18 |
| 5.2.2 Wirkstrom- und Blindstromeinspeisung während und nach Netzfehlern | 20 |
| 5.2.3 Stabilität bei Netzpendelungen | 20 |
| 5.3 Anforderungen hinsichtlich statischer Spannungshaltung | 21 |
| 5.3.1 Spannungsbereiche | 21 |
| 5.3.2 Trennung der Stromerzeugungsanlage vom Netz | 21 |
| 5.3.3 Blindleistungskapazität | 21 |

| | | |
|-------|---|----|
| 5.3.4 | Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung | 25 |
| 5.3.5 | Spannungsregelung synchroner Stromerzeugungsanlagen | 27 |
| 5.3.6 | Spannungsgeführte Wirkleistungsabregelung | 27 |
| 5.4 | Anforderungen hinsichtlich Netzmanagement und Systemschutz | 28 |
| 5.4.1 | Wirkleistungsvorgabe durch den Netzbetreiber | 28 |
| 5.4.2 | Simulationsmodelle und Simulationsparameter | 29 |
| 5.4.3 | Systemschutz | 29 |
| 5.5 | Anforderungen hinsichtlich Synchronisierung und Netzwiederaufbau | 29 |
| 5.5.1 | Synchronisierungsvorrichtungen | 29 |
| 5.5.2 | Zuschaltbedingungen | 29 |
| 5.5.3 | Schwarzstartfähigkeit | 30 |
| 5.5.4 | Inselbetriebsfähigkeit | 30 |
| 5.5.5 | Schnelle Neusynchronisierung | 30 |
| 5.6 | Anforderungen hinsichtlich Datenaustausch | 30 |
| 6 | Ausführung der Anlage und Schutz | 30 |
| 6.1 | Primärtechnik | 30 |
| 6.1.1 | Anschlussanlage und Symmetrie | 30 |
| 6.1.2 | Schaltstelle | 31 |
| 6.1.3 | Entkupplungsstelle | 32 |
| 6.1.4 | Sternpunktbehandlung | 32 |
| 6.2 | Sekundärtechnik | 33 |
| 6.2.1 | Fernsteuerung bzw. fernwirktechnische Schnittstelle | 33 |
| 6.2.2 | Backup-Systeme für Kommunikation | 33 |
| 6.2.3 | Regelsysteme und -einstellungen | 33 |
| 6.2.4 | Messinstrumente | 33 |
| 6.3 | Schutzeinrichtungen/Netzentkupplungsschutz | 33 |
| 6.3.1 | Allgemeines zum Netzentkupplungsschutz | 34 |
| 6.3.2 | Schutzfunktionen der Schutzeinrichtung für die Entkupplungsstelle | 35 |
| 6.3.3 | Einstellwerte für den Netzentkupplungsschutz | 36 |
| 6.3.4 | Prüfklemmleiste | 38 |
| 7 | Betriebserlaubnisverfahren | 39 |
| 8 | Konformität | 40 |
| 8.1 | Konformitätsnachweis | 40 |
| 8.2 | Konformitätsüberwachung | 41 |
| 8.2.1 | Verantwortung des Netzbenutzers | 41 |
| 8.2.2 | Aufgaben des relevanten Netzbetreibers | 41 |
| 9 | Betrieb | 41 |

| | | |
|--------|--|----|
| 9.1 | Allgemeines | 41 |
| 9.2 | Zugang zur Anschlussanlage | 42 |
| 9.3 | Bedienung vor Ort | 42 |
| 9.4 | Instandhaltung | 42 |
| 9.5 | Betrieb bei Instandhaltungen oder Störungen im Netz | 43 |
| 10 | Zählung | 43 |
| 10.1 | Allgemeines | 43 |
| 10.2 | Einrichtungen für Zählung und Messung | 43 |
| Anhang | | 44 |
| A1. | Anwendbarkeit und Umfang des Datenaustauschs | 44 |
| A2. | Funktionsbeispiele Netzentkopplungsschutz | 44 |
| A3. | Einstellwerte für Umrichter an Niederspannungs-Verteilernetzen | 47 |
| | Standardeinstellungen für die Q(U)-Regelung | 47 |
| | Standardeinstellungen für die P(U)-Regelung | 47 |
| | Standardeinstellungen für die Zuschaltbedingungen | 47 |
| | Passwortschutz für netzbetriebliche Einstellwerte | 47 |
| A4. | Grundsätzlicher Ablauf des Betriebserlaubnisverfahrens | 49 |
| A5. | Vorlagen für Installations- bzw. Nachweisdokumente | 50 |
| A6. | Beschreibung der Konformitätstests und -simulationen | 50 |
| A7. | Informationen und Unterlagen zur Konformitätsüberwachung | 50 |

Einleitung

Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen („TOR“) werden gemäß § 22 Abs 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 Stromerzeugungsanlagen aus folgenden europäischen und nationalen Rechtsquellen:

- abschließend festgelegte Anforderungen aus der Verordnung (EU) 2016/631 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger, ABI L 112 vom 27.4.2016 Seite 1 (Requirements for Generators, RfG-VO);
- 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. 56/2019) festgesetzt wurden;
- 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. 55/2019) bestimmt wurden;
- Verordnung des Vorstands der E-Control betreffend Umfang und Inhalt des Datenaustauschs für signifikante Netznutzer gemäß Artikel 40 Abs. 5 der Verordnung (EU) 2017/1485 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb, ABI L 220 vom 25.8.2016 Seite 1 (System Operation Guideline, SOGL) (SOGL Datenaustausch-V, BGBl. [noch offen]);
- zusätzliche nationale Anforderungen auf Grundlage des § 22 Abs. 2 E-ControlG (TOR), welche auch einvernehmlich zwischen Netzbetreiber und Netzbenutzer abgeändert werden können.

Technische Besonderheiten des Netzbetriebes können in Einzelfällen jedoch zusätzliche Anforderungen und Maßnahmen 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.

Alle in diesem Dokument **grau hervorgehobenen Absätze und Textpassagen** sind keine TOR iSv § 22 Abs. 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.

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

² Der Netzbenutzer übernimmt die Verpflichtungen des Eigentümers der Gesamtanlage 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.

1 Begriffe und Abkürzungen

Die in diesem Teil der TOR verwendeten Begriffsbestimmungen und -erklärungen sind in den **TOR Begriffen** gesammelt enthalten.

Die Basisspannung für die *p.u.*-Werte (Referenzspannung bzw. Spannung für den Referenzwert 1 p.u.) ist für Stromerzeugungsanlagen mit Netzanschlusspunkt³ auf der

- NS-Ebene die Nennspannung U_n ;
- MS- u. HS-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 |
| 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 |

³ 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 (vgl. Übergabestelle). In den Allgemeinen Bedingungen der Netzbetreiber wird dieser sinngemäß als technisch geeigneter Anschlusspunkt zum Zeitpunkt des Anschlusskonzepts oder Netzzutrittsvertrags verwendet.

2 Anwendungsbereich

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 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 0,8 kW nicht übersteigt („Kleinsterzeugungsanlagen“).

Beim Anschluss von Stromerzeugungsanlagen an ein im Eigentum des Netzbenutzers stehendes 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 Netzbenutzer⁴ eine begründete schriftliche Erklärung.

Die Bestimmungen dieses Teils der TOR, ausgenommen Kapitel 6.1.3 „Entkupplungsstelle“, Kapitel 6.3.2 „Schutzfunktionen der Schutzeinrichtung für die Entkupplungsstelle“ und Kapitel 6.3.3 „Einstellwerte für den 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 angerechnet;
- 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;
- Kleinsterzeugungsanlagen. 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.

2.1 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.

⁴ 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.

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 muss der Anlagenregler ebenfalls die Anforderungen dieses Teils der TOR erfüllen.

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 typgleiche oder 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.

2.2 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 (LFMS-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.

2.3 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 der TOR gleichermaßen.

2.4 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.

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

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 (SNN) nach Art 2 Abs 1 der Verordnung (EU) 2017/1485 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb (System Operation Guideline, SO GL) gelten, können besondere Verpflichtungen - insbesondere zur Informationsübermittlung – bestehen.

Für ausgewählte (auch bestehende) Stromerzeugungsanlagen, die als Signifikante Netznutzer (SNN) 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“
- ÖVE/ÖNORM EN 50110-1 „Betrieb von elektrischen Anlagen - Teil 1: Allgemeine Anforderungen“
- 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“
- ÖVE/ÖNORM EN 61000-4-30 „Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) -- Teil 4-30: Prüf- und Messverfahren - Verfahren zur Messung der Spannungsqualität“
- 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“
 - ÖVE/ÖNORM EN 50438 „Anforderungen für den Anschluss von Klein-Generatoren an das öffentliche Niederspannungsnetz“
 - 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“
 - prEN 50549-1 “Requirements for generating plants to be connected in parallel with distribution networks - Part 1: Connection to a LV distribution network - Generating plants up to and including Type B”
 - prEN 50549-1 “Requirements for generating plants to be connected in parallel with distribution networks - Part 2: Connection to a MV distribution network - Generating plants up to and including Type B”
 - OVE-Richtlinie R 20 „Stationäre elektrische Energiespeichersysteme vorgesehen zum Festanschluss an das Niederspannungsnetz“
 - OVE-Richtlinie R 25 „Prüfanforderungen an Erzeugungseinheiten (Generatoren) vorgesehen zum Anschluss und Parallelbetrieb an Niederspannungs-Verteilernetzen“
 - DIN VDE V 0126-1-1 „Selbsttätige Schaltstelle zwischen einer netzparallelen Eigenerzeugungsanlage und dem öffentlichen 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} am Netzanschlusspunkt. Diese wird zwischen dem relevanten Netzbetreiber und dem Netzbenutzer vereinbart und entspricht im Normalfall der Netto-Engpassleistung bzw. der Bemessungsleistung (Nennleistung)⁵ der Stromerzeugungsanlage.

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

Bei Kombination von Stromerzeugungseinheiten bzw. elektrischen Energiespeichern und entsprechender Regelungstechnik sind diese immer in ihrer Gesamtwirkung zu betrachten: Es wird die maximale Bemessungsleistung der Gesamtanordnung angesetzt, wie sie gemäß dem vom Netzbenutzer vorgesehenen Betriebskonzept am Netzanschlusspunkt wirksam werden kann (kumulierte netzwirksame Bemessungsleistung).⁶

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 vor Beginn einer detaillierten Projektierung einen Netzanschlussantrag beim relevanten Netzbetreiber mit folgenden Informationen (z.B. über ein Formular von der Homepage des Netzbetreibers):

- Name und Anschrift des Antragstellers bzw. des Netzzugangsberechtigten und Anschrift des anzuschließenden Objekts;
- Gewünschter Beginn der Einspeisung;
- Höchstleistung in kW, die den tatsächlichen Kapazitätsbedürfnissen des Netzbenutzers entspricht (z.B. Engpassleistung, Peakleistung);
- Anlagen- und Betriebsart (z.B. Photovoltaikanlage, Kleinwasserkraftwerk, Erdgas-BHKW, Voll- oder Überschusseinspeisung)
- Prognostizierte Jahresenergiemenge in kWh
- bei gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen 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 Netzzrückwirkungen“) ein Anschlusskonzept als Basis einer Anschlusszusage oder eines Angebots für Netzanschluss.

Das Anschlusskonzept enthält beispielsweise

- Art, Zahl und Lage der Teile der Anschlussanlage;

⁵ 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.

⁶ Wird z.B. ein elektrischer Energiespeicher zwecks Eigenverbrauchsmaximierung so gesteuert, dass dieser nicht ins Netz einspeist, so bestimmt die maximale Bemessungsleistung der vorhandenen Stromerzeugungseinheiten die Maximalkapazität und die Leistung des elektrischen Energiespeichers ist nicht zu addieren.

- den technisch geeigneten Netzanschlusspunkt (Netzebene) und die Zählpunktsbezeichnung⁷;
- die Maximalkapazität P_{max} 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 und der mit dem zukünftigen Netzbetreiber 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 mögliche Maximalkapazität sowie technische Alternativen für die Einspeisung der beantragten Höchstleistung in kW vor. Diese können z.B. sein:

- 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 Netzbetreiber geeignete Maßnahmen (z.B. Kurzschlussstrombegrenzung, Anlagenverstärkung) festzulegen.

4.4 Netzanschlussvertrag

Das Anschlusskonzept unterliegt hinsichtlich der Gültigkeit grundsätzlich einer zu vereinbarenden zeitlichen Frist, beginnend ab dem Zeitpunkt der Übermittlung durch den Netzbetreiber (z.B. 6 Monate).

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

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

Die im Netzanschlussvertrag vereinbarte Maximalkapazität P_{max} am Netzanschlusspunkt ist immer einzuhalten.

⁷ diese kann nach dem Netzanschlussantrag des (zukünftigen) Netzbetreiber vom Netzbetreiber auch vorab mitgeteilt werden

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 Netzbenutzer 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 Netzbenutzer 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 ⁸ |
| 49,0 Hz – 51,0 Hz | unbegrenzt |
| 51,0 Hz – 51,5 Hz | 30 Minuten |

Tabelle 1: Mindestzeiträume, in deren 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 in Folge des Frequenzgradienten verursacht wurde.

Eine Frequenzgradienten-getriggerte Schutzfunktion ist in Kapitel 6.3

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

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

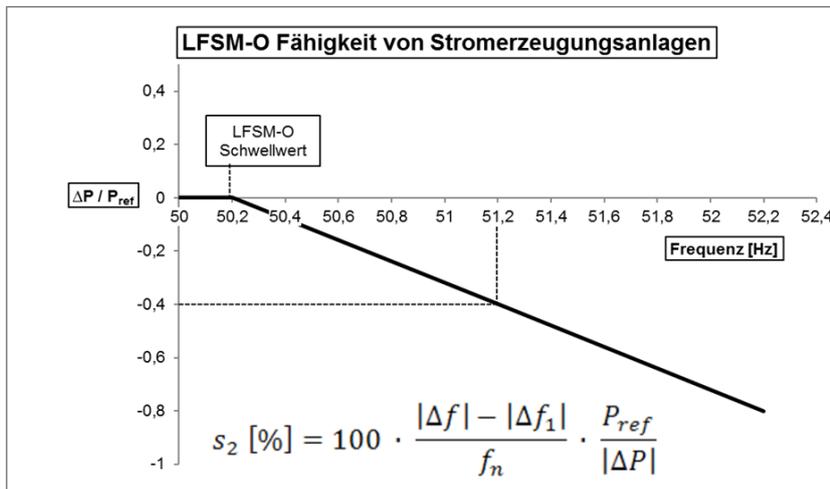
5.1.3 Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz (LFSM-O)

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

Stromerzeugungsanlagen mit Netzanschlusspunkt im Niederspannungsnetz, welche technologiebedingt nicht in der Lage sind die Bestimmungen für den beschränkt frequenzabhängigen Modus

⁸ sollte dieser Zeitraum unter Berücksichtigung der Merkmale der Hauptantriebstechnologie der Stromerzeugungsanlage nicht möglich sein, der längstmögliche Zeitraum, zumindest jedoch 60 Minuten

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).



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

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

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

P_{ref} ist die Referenzwirkleistung und entspricht bei synchronen Stromerzeugungsanlagen der Maximalkapazität P_{max} und bei nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen der tatsächlichen Wirkleistungsabgabe zum Zeitpunkt t der Erreichung des Frequenzschwellenwerts; ΔP ist die Änderung der Wirkleistungsabgabe der Stromerzeugungsanlage 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 Stromerzeugungsanlage 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.

Die Stromerzeugungsanlage muss die frequenzabhängige Anpassung der Wirkleistungsabgabe nach einer möglichst kurzen anfänglichen Zeitverzögerung aktivieren können. Beträgt diese Zeitverzögerung mehr als zwei Sekunden, muss der Netzbetreiber die Verzögerung unter Vorlage technischer Nachweise gegenüber dem relevanten ÜNB begründen.

Die Stromerzeugungsanlage 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.

Die Regelzeiten (An- und Einschwingzeit) im LFSM-O-Modus für synchrone Stromerzeugungsanlagen (inklusive Pumpspeicherkraftwerke) sind projektspezifisch mit dem Netzbetreiber abzustimmen.

Folgende Regelzeiten (An- und Einschwingzeit) im LFSM-O-Modus werden unter Berücksichtigung des momentan erreichbaren Standes der Technik für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen empfohlen:

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

$T_E \leq 20$ s

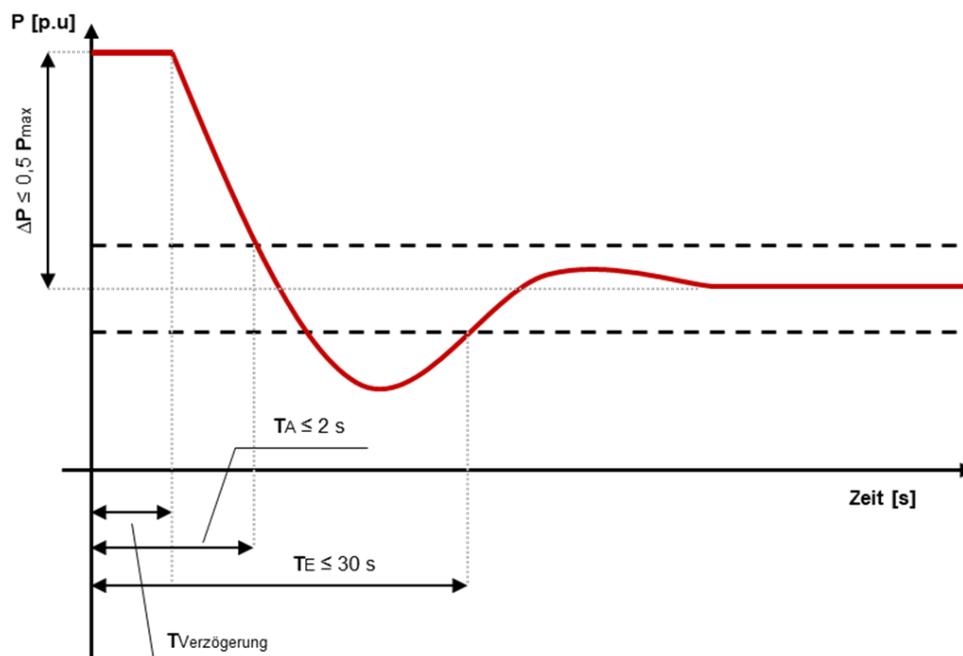


Abbildung 2: Beispiel für Anschwing- und Einschwingzeiten nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen im LFSM-O-Modus

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; T_E ist die Einschwingzeit in s, die benötigt wird, bis die Regelgröße dauerhaft im Toleranzband um den stationären Endwert verbleibt.

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.

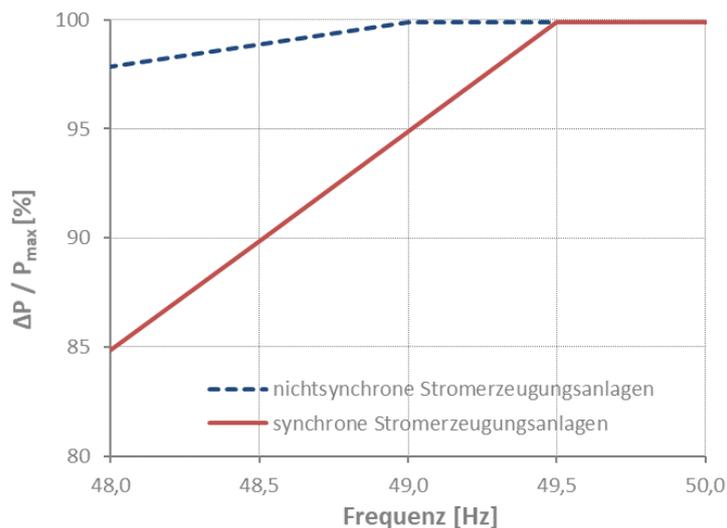


Abbildung 3: Zulässige Verringerung der maximalen Wirkleistungsabgabe bei abnehmender Frequenz

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

5.1.6 Wirkleistungserhöhung bei Unterfrequenz (LFSM-U)

Diesbezüglich sind keine Anforderungen an Stromerzeugungsanlagen vorgesehen.

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 Übertragungsnetz 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.

Stromerzeugungsanlagen müssen für das Durchfahren von mehreren aufeinanderfolgenden Fehlern ausgelegt sein. Wenn durch mehrere aufeinanderfolgende durchgeführte Fehler die thermi-

schon Auslegungsgrenzen überschritten werden, darf sich die Stromerzeugungsanlage vom Netz entkoppeln.

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 Netzbetreiber 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 Netzbetreiber 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 Netzanschlusspunktals 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.

Synchrone Stromerzeugungsanlagen mit Netzanschlusspunkt im Niederspannungsnetz sollen während eines Fehlers die Verbindung mit dem Netz und einen stabilen Betrieb nach Können und Vermögen entsprechend Herstellerangaben aufrechterhalten.

Für synchrone Stromerzeugungsanlagen mit Netzanschlusspunkt im Mittelspannungsnetz gilt folgendes FRT-Profil:

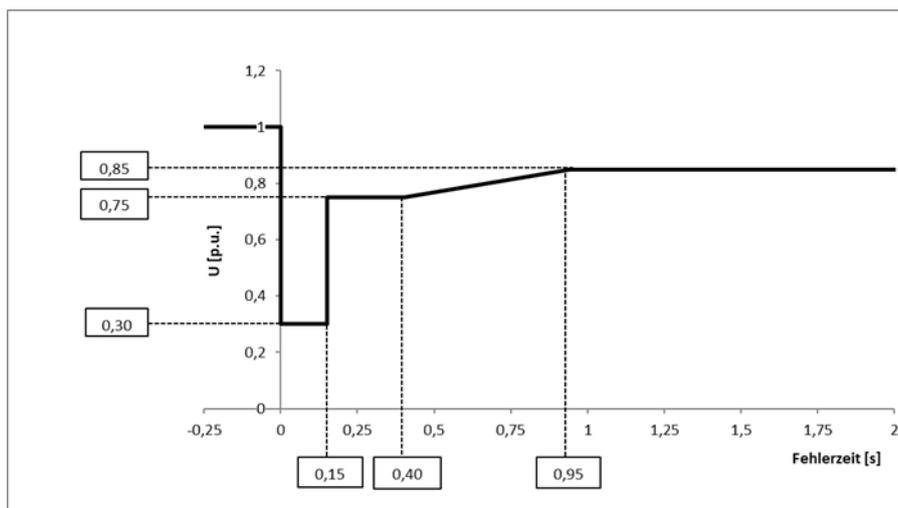


Abbildung 4: FRT-Profil synchroner Stromerzeugungsanlagen

Für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen gilt folgendes FRT-Profil:

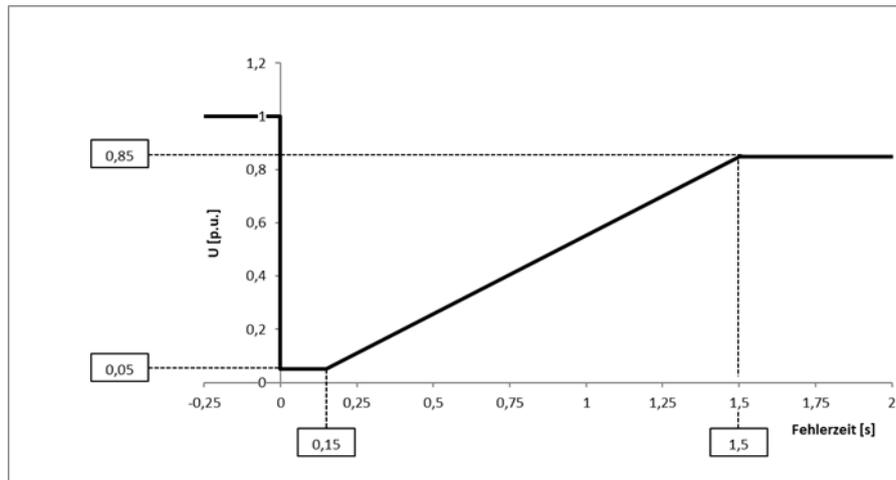


Abbildung 5: FRT-Profil nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen

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).

Sofern nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Netzanschlusspunkt im Niederspannungsnetz in der Lage sind, bei Fehlern, die eine FRT-Fähigkeit erfordern, einen definierten Betriebspunkt zu halten, sollen diese abweichend zur obigen Vorgabe die Wirk- und Blindstromeinspeisung mit einer möglichst hohen Genauigkeit aufrechterhalten.

Bei Fehlern, die eine FRT-Fähigkeit erfordern, müssen nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Anschluss an das Mittelspannungsnetz die Netzspannung durch Einspeisung eines geeigneten Blindstromes stützen. Die Blindstromeinspeisung hat auch bei asymmetrischen Fehlern zu erfolgen.

Alternativ kann von diesen Vorgaben abgewichen werden, sofern es das Schutzkonzept des relevanten Netzbetreibers erfordert.

5.2.2.2 Wiederaufnahme der Wirkleistungsabgabe nach Fehlerklärung

Falls sich die Netzspannung nach Fehlerklärung wieder innerhalb des zulässigen Spannungsbandes 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 erfolgt schnellstmöglich.

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

| Spannungsbereich | Mindestzeitraum |
|----------------------|-----------------|
| 0,85 p.u. – 0,9 p.u. | 60 Minuten |
| 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 für die Klemmen des Generators/Umrichters.

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 EZS⁹ verwendet.

⁹ 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

5.3.3.1 Blindleistungskapazität bei Nennscheinleistung bzw. Maximalkapazität

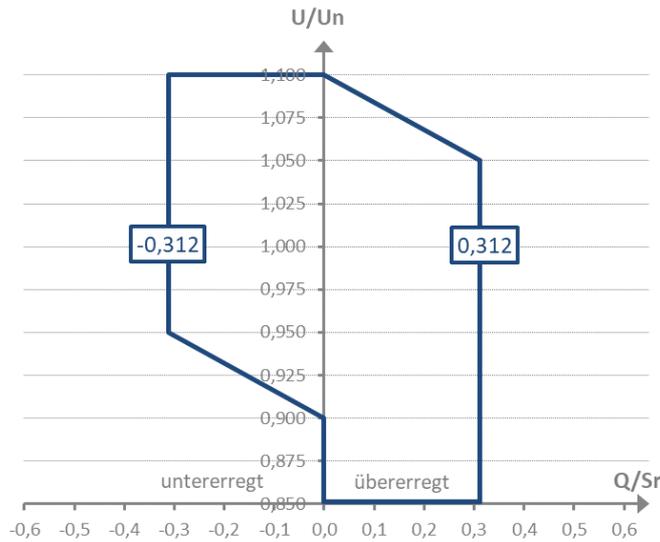


Abbildung 6: Blindleistungsbereich von Stromerzeugungsanlagen mit $S_r \leq 3,68$ kVA (ohne Umrichter¹⁰) bei Nennscheinleistung

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.

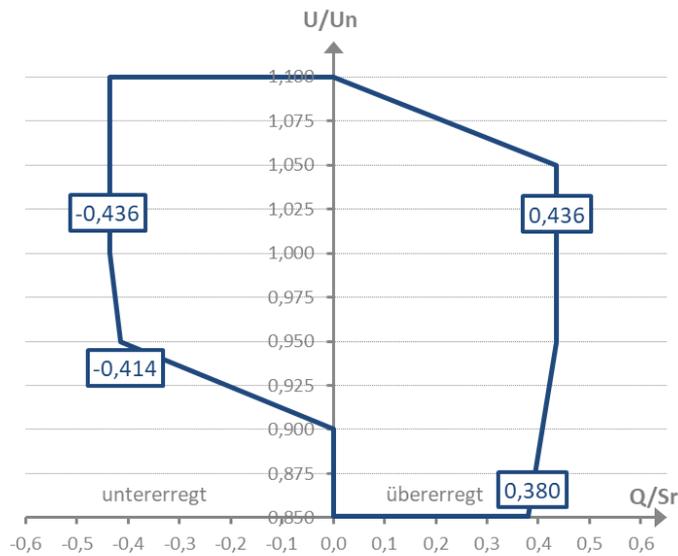


Abbildung 7: Blindleistungsbereich von Stromerzeugungsanlagen bei Nennscheinleistung (ausgenommen Stromerzeugungsanlagen mit $S_r \leq 3,68$ kVA ohne Umrichter)

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.

¹⁰ bei denen die gesamte elektrische Leistung des Generators über Leistungselektronik in das Netz abgegeben wird

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

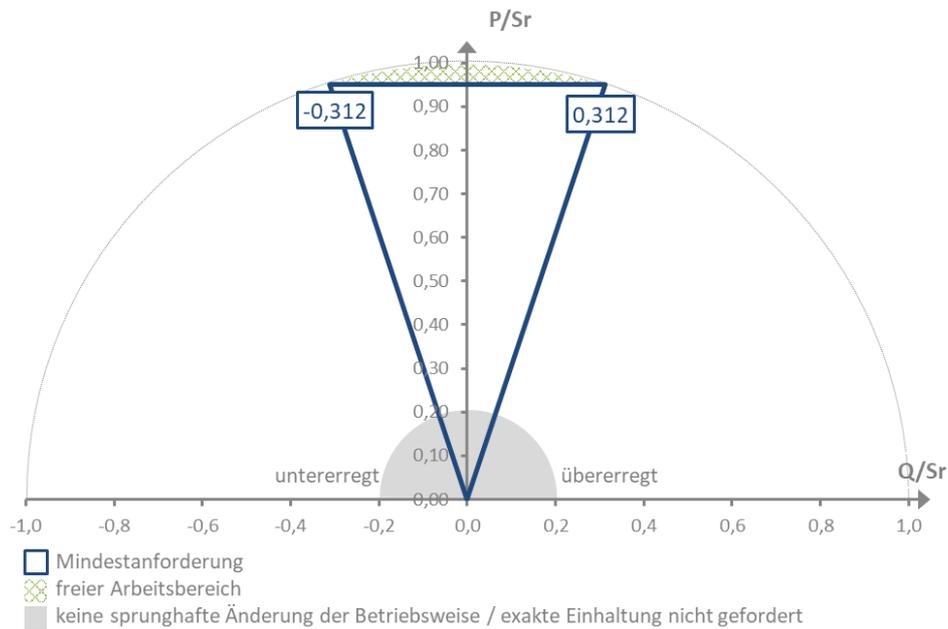


Abbildung 8: Blindleistungsbereich von Stromerzeugungsanlagen mit $S_r \leq 3,68$ kVA (ohne Umrichter) unterhalb der Nennscheinleistung

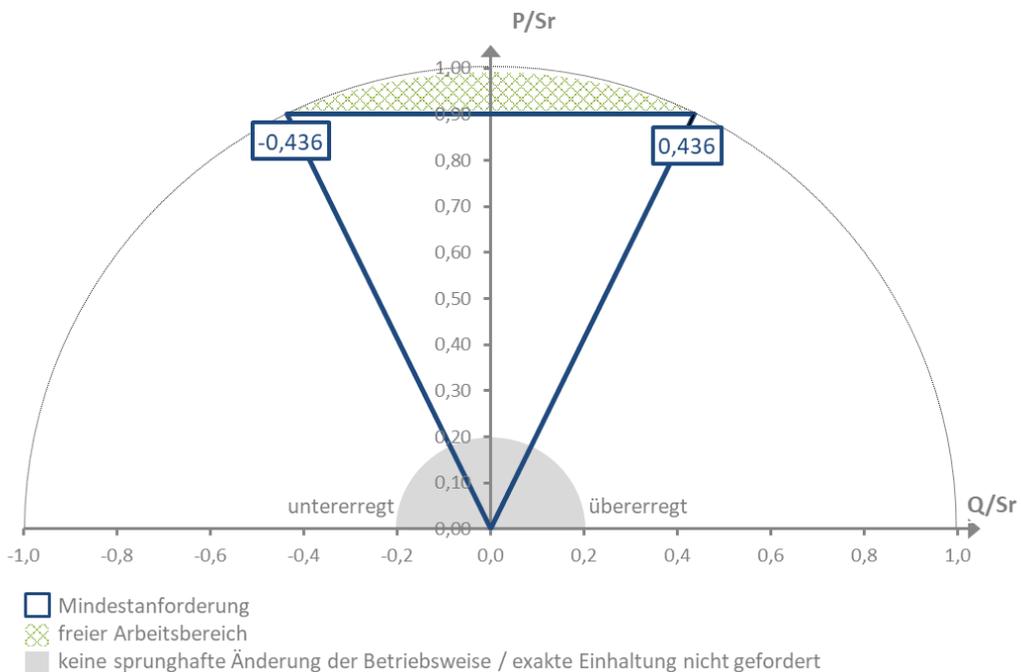


Abbildung 9: Blindleistungsbereich von Stromerzeugungsanlagen mit $S_r \leq 3,68$ kVA (nur Umrichter) unterhalb der Nennscheinleistung

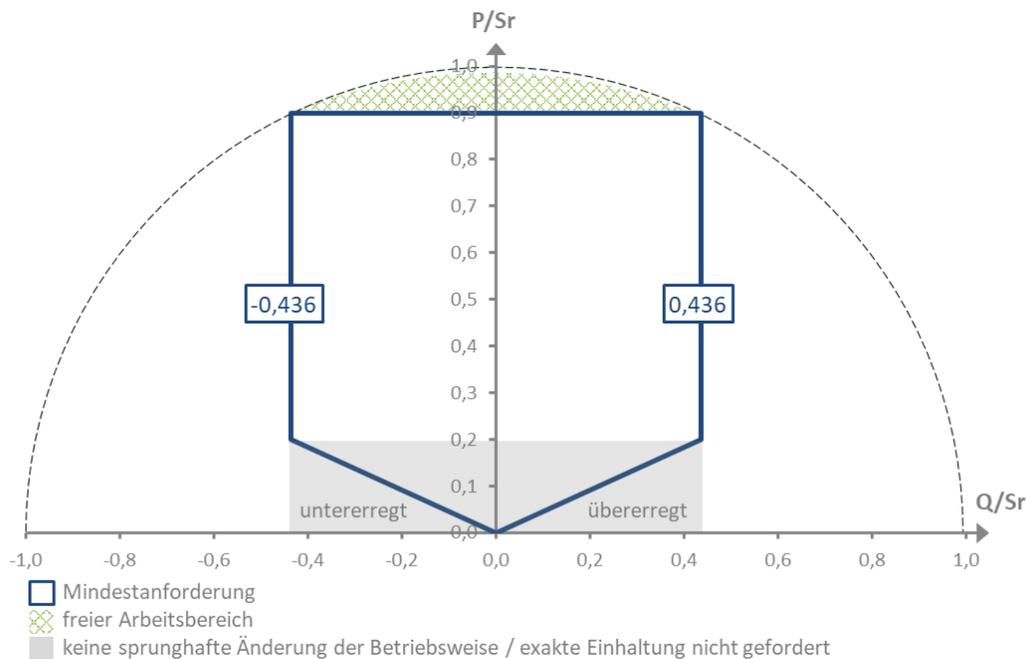


Abbildung 10: Blindleistungsbereich von Stromerzeugungsanlagen mit $S_r > 3,68$ kVA unterhalb der Nennscheinleistung

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 10 ausgespart. Die Grundauslegung 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).

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, 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 Eigenregung 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^{11} | x |

Tabelle 4: Vorgesehene Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung für Stromerzeugungsanlagen

Die Vorgabe eines Verfahrens zur Blindleistungsbereitstellung erfolgt im Netzanschlussvertrag. Der relevante Netzbetreiber darf in begründeten Fällen auch zu einem späteren Zeitpunkt ein an-

¹¹ Q fix kann insbesondere bei Asynchrongeneratoren mit Fixkompensation sinnvoll sein

deres der vorgesehenen Verfahren vorgeben. Diese Änderung ist durch den Netzbenutzer innerhalb von 4 Wochen umzusetzen.

Der Standardeinstellwert ohne Vorgabe des Netzbetreibers ist ein fester Verschiebungsfaktor $\cos \varphi = 1$.

Ein abweichendes Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung, z.B. $\cos \varphi (U)$, kann mit dem Netzbetreiber vereinbart werden.

5.3.4.1 Standard-Kennlinien für Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung im Niederspannungsnetz

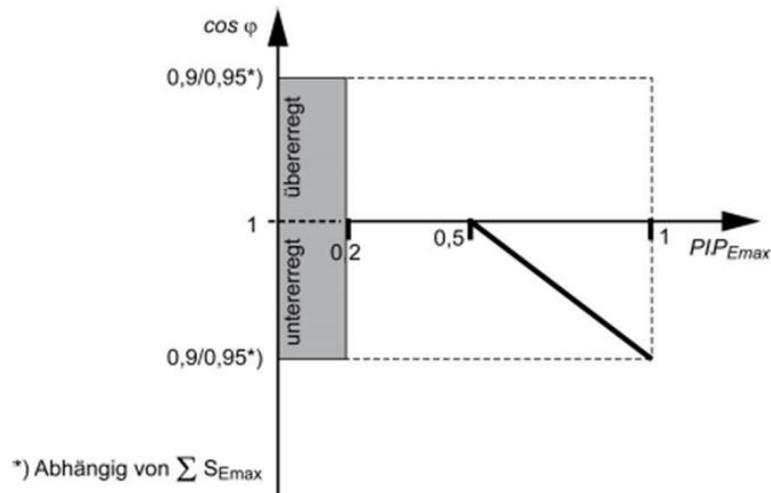


Abbildung 11: Verschiebungsfaktor-/Wirkleistungskennlinie $\cos \varphi(P)$ im Niederspannungsnetz

$\cos \varphi$ 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.

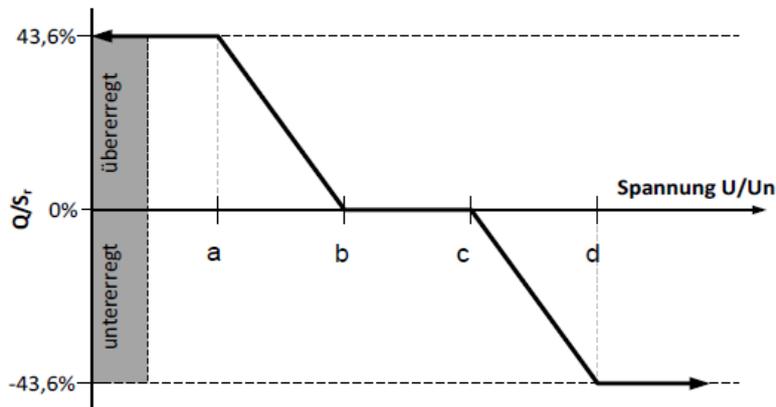


Abbildung 12: Blindleistungs-/Spannungskennlinie $Q(U)$ im Niederspannungsnetz

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

Folgende Standardeinstellung der vier Stützpunkte in Abbildung 12 wird empfohlen:

| Stützpunkt | U/U_n | | Q/S_r |
|------------|------------|--------|----------------------------------|
| a | 0,92 U_n | 0,436 | $\cos \varphi = 0,9$ übererregt |
| b | 0,96 U_n | 0 | $\cos \varphi = 1$ |
| c | 1,05 U_n | 0 | $\cos \varphi = 1$ |
| d | 1,08 U_n | -0,436 | $\cos \varphi = 0,9$ 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 Phasenspannung¹² 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 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 $Q(U)$ -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 zur Vermeidung einer Überspannungsauslösung eine spannungsgeführte Wirkleistungsabregelung gefordert werden. Damit soll bei konzeptgemäß seltenem Überschreiten des oberen Spannungsrandwertes die eingespeiste Wirkleistung verringert werden, bevor durch den Netzentkupplungsschutz eine Totalabschaltung der Anlage erfolgt. Die Anwendung und Festlegungen zur $P(U)$ -Regelung werden im Netzanschlussvertrag vereinbart. Dabei sind, falls vorhanden, 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 Wirkleistungseinspeisung entsprechend Abbildung 13 (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 13 (b).

¹² Alternativ kann auch, wie derzeit in der EN 50438 festgelegt, der Mittelwert der Phasenspannungen herangezogen werden, auch wenn dies in manchen Fällen zu einer Minderung der Wirksamkeit der $Q(U)$ -Regelung führen würde

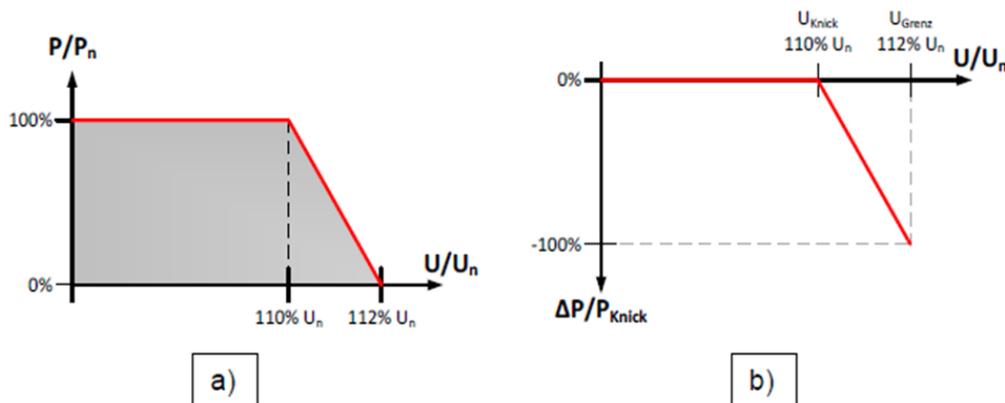


Abbildung 13: Standardeinstellungen der $P(U)$ -Regelung

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.

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 1 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 Netzbewerber 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 Netzbewerbers 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 Wirkleistungseinspeisung erfolgt nach den technischen Möglichkeiten der Stromerzeugungsanlage in Eigenverantwortung des Anlagenbetreibers.

In folgenden Fällen ist der relevante Netzbetreiber berechtigt, eine vorübergehende Vorgabe bzw. Einschränkung der Wirkleistung vorzunehmen:

- betriebsnotwendige Arbeiten bzw. Gefahr von Überlastungen im Verteilernetz;
- potenzielle Gefahr für den sicheren Systembetrieb;
- Gefährdung der statischen oder der dynamischen Netzstabilität;
- systemgefährdender Frequenzanstieg;
- Instandsetzungen bzw. Durchführung von Baumaßnahmen im Verteilernetz.

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

Diesbezüglich sind keine Anforderungen an Stromerzeugungsanlagen vorgesehen.

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 „Mindestzeiträume, in denen eine Stromerzeugungsanlage in der Lage sein muss, bei Abweichungen von der Nennfrequenz ohne Trennung vom Netz zu arbeiten“ angegebenen Frequenzbereiche synchronisiert werden können.

Stromerzeugungsanlagen (mit Ausnahme von Asynchrongeneratoren) oder inselbetriebsfähige Netze mit Anlagen von Netzbenutzern mit integrierten Stromerzeugungsanlagen 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.

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 Netzbetreiber und der relevante Netzbetreiber abweichende Gradienten im Einklang mit Kapitel 5.4.1 „Wirkleistungsvorgabe durch den Netzbetreiber“ vereinbaren.

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).

Bei inselbetriebsfähigen Stromerzeugungsanlagen mit Wechselrichtern, die nicht spannungslos zugeschaltet werden, sind die Zuschaltbedingungen für Synchrongeneratoren einzuhalten.

Nicht selbsterregte Asynchrongeneratoren dürfen in der Regel nur im Bereich von 95 % bis 105 % ihrer Synchrondrehzahl 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 Anschlussanlage ist die physische Verbindung der Anlage eines Netzbetreibers mit dem Netzsystem. Sie beginnt am Netzanschlusspunkt und endet an der im Netzanschlussvertrag vereinbarten Eigentumsgrenze. Der Netzbetreiber ist für die betriebsbereite Erstellung, Änderung und Erweiterung der Anschlussanlage, der Netzbetreiber für die nach der Eigentumsgrenze befindlichen Anlagenteile verantwortlich.

Für die Errichtung der Anschlussanlage sind die TAEV einzuhalten. Die Anforderungen hinsichtlich der Ausführung der Anschlussanlage sind mit dem Netzbetreiber abzustimmen.

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 Drehstromspeisung zu betrachten.

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 ÖVE-Richtlinie R 25 ausgerüstet sind und die Summe der Nennscheinleistungen (kumulierte netzirksame Bemessungsleistung) aller Wechselrichter des Netzbenutzers am Netzanschlusspunkt 30 kVA nicht übersteigt.

6.1.3 Entkopplungsstelle

Die Entkopplungsstelle sichert eine Trennung der Stromerzeugungsanlage vom Netz und von der übrigen Anlage des Netzbenutzers. 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.

Werden Stromerzeugungsanlagen und/oder elektrische Energiespeicher auch zur Ersatzstromversorgung einer Anlage des Netzbenutzers eingesetzt, so ist eine zentrale Entkopplungsstelle vorzusehen.

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 Kurzschlussleistung¹³ 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 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 Sternpunkt weniger als ca. 20 % des Bemessungsstroms des Generators beträgt. Höhere Ströme erfordern gegebenenfalls den Einbau einer Sternpunktdrossel bzw. anderweitige Maßnahmen.¹⁴

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.

¹³ Die maximal zu erwartende Kurzschlussleistung hängt vom Netz und der Stromerzeugungsanlage ab.

¹⁴ Die Sternpunktbelastbarkeit hängt im Allgemeinen von der Konstruktions- und Bauart des Generators ab. Im Wesentlichen ist dabei auf die Belastbarkeit des Generators bezüglich Schiefast und der Oberschwingungsströme 3. Ordnung und Vielfacher davon zu achten.

6.2 Sekundärtechnik

6.2.1 Fernsteuerung bzw. fernwirktechnische Schnittstelle

Die fernwirktechnische Schnittstelle zur Wirkleistungsvorgabe nach Kapitel 5.4.1 ist 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 Netzbenuer vereinbart.

6.2.2 Backup-Systeme für Kommunikation

Diesbezüglich sind keine Anforderungen an Stromerzeugungsanlagen vorgesehen.

6.2.3 Regelsysteme und -einstellungen

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

6.2.4 Messinstrumente

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

6.3 Schutzeinrichtungen/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 Netzbenuer abgestimmt und vereinbart. Die Schutzsysteme und -einstellungen für interne elektrische Fehler dürfen die geforderte Leistungsfähigkeit einer Stromerzeugungsanlage nicht gefährden.

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 eigenes elektrisches Betriebsmittel vorzusehen.

Bis zu einer Summe der Nennscheinleistungen aller Stromerzeugungsanlagen (kumulierte netzwirksame Bemessungsleistung) von maximal 30 kVA je Netzanschlusspunkt eines Netzbenutzers im Niederspannungsnetz können auch selbsttätig wirkende Freischaltstellen gemäß ÖVE-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. Unterspannungsauslöser 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 Entkupplungsschalters 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 selbsttätig wirkenden Freischaltstellen gem. Kapitel 6.3.1 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 und ÖVE 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.

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

Ersatzstromversorgungsanlagen, die in eine netzgespeiste Verbraucheranlage einspeisen können und nicht für Netzparallelbetrieb ausgerüstet sind, sind mit einer verriegelten Umschalteneinrichtung (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.

6.3.2 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 (Ausnahme siehe Tabelle 7: Einstellwerte für den Entkopplungsschutz von Wechselrichtern mit selbsttätig wirkender Freischaltstelle) mit einstellbarer Auslöseverzögerung ausgeführt werden.

In Mittelspannungsnetzen mit isoliertem oder induktiv geerdetem Sternpunkt werden die Spannungen zwischen den Außenleitern, in Niederspannungsnetzen die Spannungen der Außenleiter gegen den Neutralleiter 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 $1,01 U_n$ bis $1,05 U_n$ 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 $0,95 U_n$ bis $0,99 U_n$ 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 ($Q+$ & $U<$)

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 Erdschlussschutz ($U_{e>}$)

Der Netzbetreiber kann eine Erdschlusserfassung fordern, um im Erdschlussfall die Stromerzeugungsanlage vom Netz trennen zu können bzw. eine Zuschaltung zu verhindern.

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

6.3.2.5 Weitere Schutzfunktionen

Fallweise kann der Einsatz weiterer Schutzfunktionen (z. B. Vektorsprung- oder Lastsprung-Schutzfunktion) zur Sicherstellung der Entkuppungsfunktion oder für einen gesicherten Netzbetrieb notwendig sein.

Ein Vektorsprungrelais ist nur in Kombination mit einer weiteren Schutzfunktion (UND-Verknüpfung) zulässig (z.B. darf ein Vektorsprung in Kombination mit einem Unterspannungskriterium zu keiner Auslösung führen, hingegen ist bei einem Vektorsprung ohne Unterspannungskriterium (dies deutet auf eine Schalthandlung im Netz) eine Entkuppung zulässig).

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 Stromerzeugungsanlage 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.

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

6.3.3.1 Einstellwerte für den Netzentkupplungsschutz im Niederspannungsnetz

Als Grundeinstellung des Netzentkupplungsschutzes werden folgende Einstellwerte empfohlen:

| Funktion | Einstellbereich des Schutzrelais | empfohlene Schutzrelais-einstellwerte | |
|--|----------------------------------|--|---|
| Überspannungsschutz $U_{\text{eff}} >>$ | 1,00 – 1,30 U_n | $\leq 1,15 U_n^{15}$ | $\leq 0,1 \text{ s}$ |
| 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 s |
| Überfrequenzschutz $f >$ | 50 – 55 Hz | 51,5 Hz (50,2 – 51,5 Hz) ¹⁶ | $\leq 0,1 \text{ s}$ |
| Unterfrequenzschutz $f <$ | 45 – 50 Hz | 47,5 Hz | $\leq 0,1 \text{ s}$ |

Tabelle 6: Einstellwerte für den Netzentkupplungsschutz im Niederspannungsnetz

Kommen Wechselrichter mit selbsttätig wirkender Freischnittstelle gem. Kapitel 6.3.1 zur Anwendung, so müssen sie die Abschaltung unter den in Tabelle 7 festgelegten Netzbedingungen sicherstellen.

| 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^{17} | $\leq 0,1 \text{ s}$ |
| Unterspannungsschutz $U_{\text{eff}} <$ | 0,8 U_n | $\leq 0,2 \text{ s}^{18}$ |
| Überfrequenzschutz $f >$ | 51,5 Hz | $\leq 0,1 \text{ s}$ |
| Unterfrequenzschutz $f <$ | 47,5 Hz | $\leq 0,1 \text{ s}$ |
| Netzausfall ¹⁹ | | $\leq 5 \text{ s}$ |

Tabelle 7: Einstellwerte für den Entkupplungsschutz von Wechselrichtern mit selbsttätig wirkender Freischnittstelle

6.3.3.2 Einstellwerte für den Netzentkupplungsschutz im Mittelspannungsnetz

Als Grundeinstellung des Netzentkupplungsschutzes werden folgende Einstellwerte empfohlen:

¹⁵ Einstellwert ist mit dem Netzbetreiber abzustimmen

¹⁶ 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 (LFMS-O)“ zu erbringen. Dieser Wert wird vom Netzbetreiber vorgegeben (gestaffelte Auslösung).

¹⁷ 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.

¹⁸ Bei aktiviertem LV FRT (Low Voltage Fault Ride Through) kann ein höherer Einstellwert erforderlich sein

¹⁹ 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.

| Funktion | Einstellbereich des Schutzrelais | Empfohlene Schutzeinstellwerte | |
|--|----------------------------------|--------------------------------|---------------------------|
| Überspannungsschutz U>> | 1,00 – 1,30 U_n | 1,05 – 1,15 U_C^{20} | $\leq 0,10$ s |
| Überspannungsschutz U> | 1,00 – 1,30 U_n | 1,02 – 1,05 U_C^{20} | ≤ 60 s ²⁰ |
| Unterspannungsschutz U< | 0,10 – 1,00 U_n | 0,7 U_C | 0 – 2,7 s ²⁰ |
| Unterspannungsschutz U<< | 0,10 – 1,00 U_n | 0,3 U_C^{21} | $\leq 0,15$ s |
| Überfrequenzschutz f> | 50 – 55 Hz | 51,5 Hz | $\leq 0,10$ s |
| Unterfrequenzschutz f< | 45 – 50 Hz | 47,5 Hz | $\leq 0,10$ s |
| Blindleistungs- /Unterspannungsschutz Q+&U< | 0,70 – 1,00 U_n | 0,85 U_C | $t_1 = 0,5$ s |

Tabelle 8: Einstellwerte für den Netzentkuppelungsschutz 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 sekundäre 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 14).

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

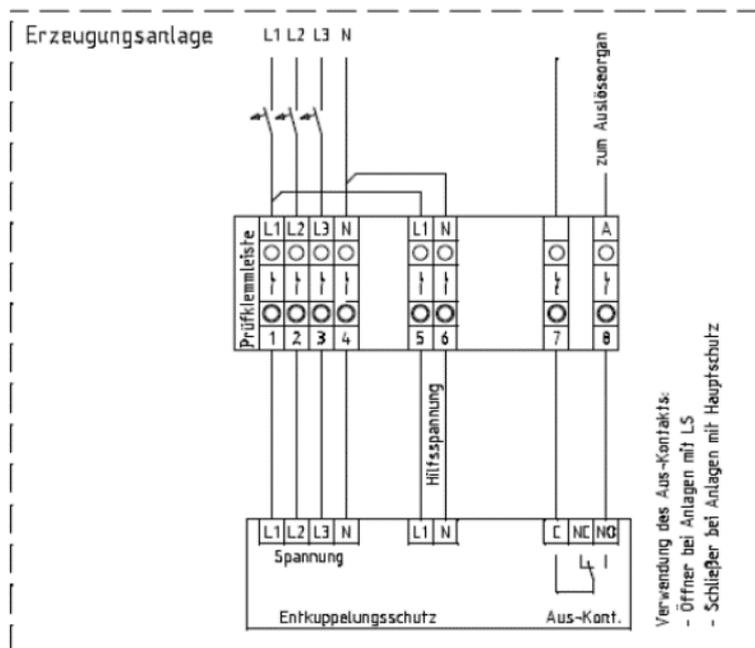


Abbildung 14: Typischer Aufbau einer Prüfklemmleiste

²⁰ Die Einstellwerte und die Einstellzeiten werden vom Netzbetreiber vorgegeben, abhängig vom Schutzkonzept des Netzbetreibers, von der Betriebsweise (AWE), dem Verknüpfungspunkt (Einspeisung UW-Sammelschiene oder im Verteilernetz) und der Einspeiseleistung der Stromerzeugungsanlage.

²¹ Diese Spannungsstufe bewirkt eine schnelle Netztrennung bei kraftwerksnahen Kurzschlüssen (siehe Kapitel 6.3.2.1 „Spannungsschutzfunktionen“).

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 0 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/Unternehmens²²;
- Bestätigung der vertragskonformen Errichtung durch den Anlagenerrichter und den Netzbenutzer;

Auf Anforderung des relevanten Netzbetreibers sind vom Netzbenutzer im Rahmen des Betriebserlaubnisverfahrens noch folgende Unterlagen bereitzustellen:

- CE-Konformitätserklärungen für Geräte bzw. elektrische Betriebsmittel (nach EN 61000-3-2 und EN 61000-3-3 bzw. EN 61000-3-11 und EN 61000-3-12);
- Prüfberichte einer/s dazu befähigten Person/Unternehmens für selbsttätig wirkende Freischaltstellen nach ÖVE-Richtlinie R 25²³;
- Prüfberichte einer/s dazu befähigten Person/Unternehmens für Stromerzeugungsanlagen mit Netzanschlusspunkt auf NS-Ebene gemäß Prüfnorm ÖVE-Richtlinie R 25²⁴;
- Bestätigung des Anlagenerrichters bzw. einer Elektrofachkraft für Stromerzeugungsanlagen mit Umrichtern und Netzanschlusspunkt auf NS-Ebene, dass ein Setup mit den empfohlenen oder vorgeschriebenen Ländereinstellungen „Österreich“ - siehe Anhang A3 durchgeführt wurde.

Anstatt die entsprechenden Prüfungen, Tests und Simulationen (ganz oder zum Teil) durchzuführen, können Netzbenutzer die Erfüllung der betreffenden Anforderung anhand der von einer ermächtigten Zertifizierungsstelle²⁵ ausgestellten Betriebsmittelbescheinigungen nachweisen. In diesem Fall sind die Betriebsmittelbescheinigungen dem relevanten Netzbetreiber vorzulegen.

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 Netzurückwirkungen;
- Einhaltung der Zuschaltbedingungen;
- Blindleistungs- und Spannungsregelung;
- gegebenenfalls relevante Betriebsmesseinrichtungen.

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

²² z.B. akkreditierte Prüfstelle, Ziviltechniker, Universitätsinstitut oder Inhaber eines Gewerbes mit entsprechender Befähigung (Elektrotechnik)

²³ Eine selbsttätige Schaltstelle gemäß DIN VDE V 0126-1-1 gilt ebenfalls als selbsttätig wirkende Freischaltstelle im Sinne dieses Teils der TOR, sofern die Einhaltung der Schutzfunktionen und Einstellwerte dieses Teils der TOR von einer Elektrofachkraft bestätigt wurde.

²⁴ Anstelle der Prüfberichte werden auch Herstellererklärungen anerkannt, welche ab 1.1.2020 auch eine Dokumentation des Setups mit den empfohlenen oder vorgeschriebenen Ländereinstellungen „Österreich“ enthalten muss.

²⁵ bezeichnet gemäß Art 2 Z 46 RfG-VO eine Stelle, die Betriebsmittelbescheinigungen und das Nachweisdokument für Stromerzeugungsanlagen ausstellt und nach ÖVE/ÖNORM EN ISO 17065 akkreditiert ist.

- 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.

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

8.2 Konformitätsüberwachung

8.2.1 Verantwortung des Netzbetreibers

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

Dazu erstellt der Netzbetreiber regelmäßig (in Arbeitsstätten entsprechend der geforderten Zeitabstände von wiederkehrenden Prüfungen gemäß ESV 2010, sonst jedoch zumindest alle 5 Jahre) die in Anhang A7 angeführten Informationen und Unterlagen und übermittelt diese auf Verlangen dem relevanten Netzbetreiber.

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

Der Netzbetreiber 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 Netzbetreiber 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.

8.2.2 Aufgaben des relevanten Netzbetreibers

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 Netzbetreiber wird über das Ergebnis dieser Prüfung unterrichtet.

Wenn der Netzbetreiber die in Kapitel 8.2.1 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 u. a. 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,
- Der Betreiber einer Stromerzeugungsanlage muss mindestens einen jederzeit erreichbaren Schaltberechtigten für Schalthandlungen an der Schaltstelle namhaft machen,
- 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,

9.2 Zugang zur Anschlussanlage

Dem relevanten Netzbetreiber ist nach Abstimmung mit dem Anlagenbetreiber Zugang zur Schaltstelle, zu den Einrichtungen des Netzbetreibers (z.B. Zählleinrichtungen) 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 Anlagenbetreiber 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 Wiederschaltung 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 Teil F „Zählwerterfassung und Zählwertübertragung“ und der Sonstigen Marktregeln, insbesondere Kapitel 6 „Zählwerte, Datenformate 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 Teil F 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

A1. Anwendbarkeit und Umfang des Datenaustauschs

Dieser Anhang wird nach Kundmachung der SOGL Datenaustausch-V ergänzt.

A2. Funktionsbeispiele Netzentkupplungsschutz

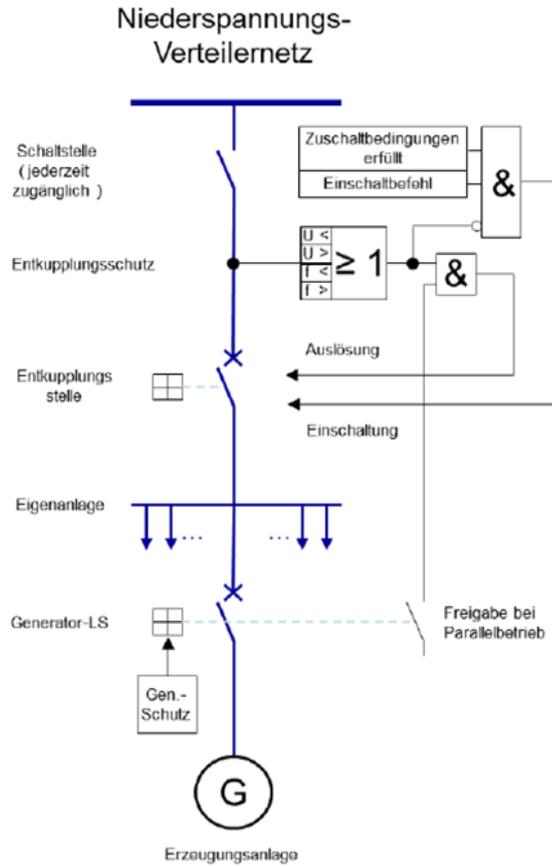


Abbildung 15: Netzanschluss am Niederspannungs-Verteilernetz mit zweiseitig versorgbarer Anlage des Netzbenutzers

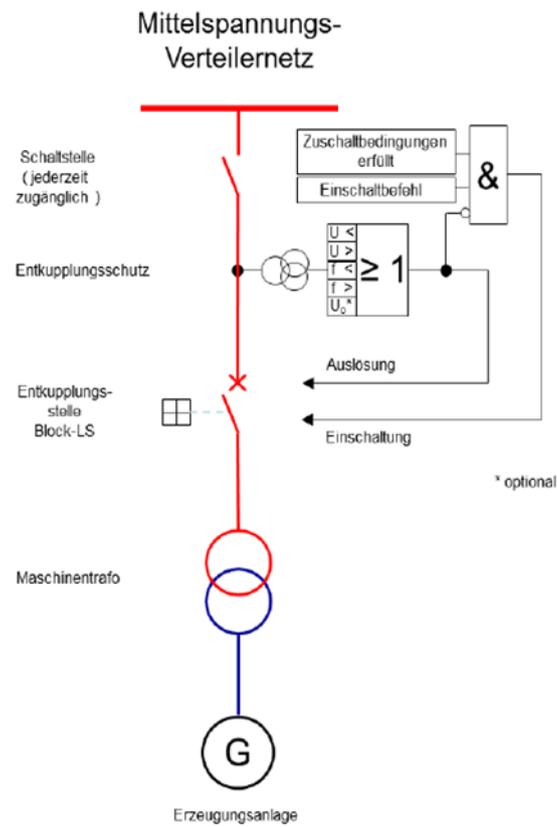


Abbildung 16: Netzanschluss an das Mittelspannungsnetz mit Netzentkuppungsschutz

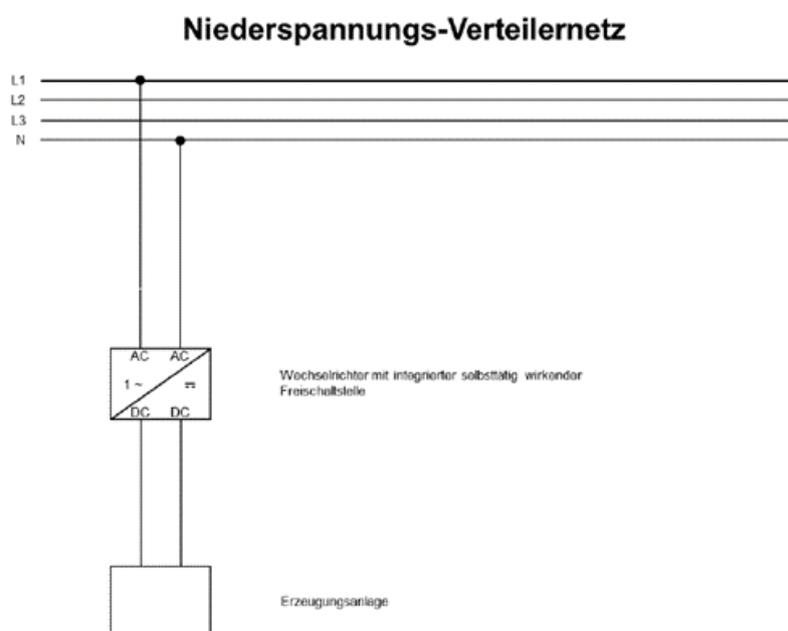


Abbildung 17: Netzanschluss bei Einsatz einer selbsttätig wirkenden Freischaltstellen für einphasige Wechselrichter (max. 3,68 kVA)

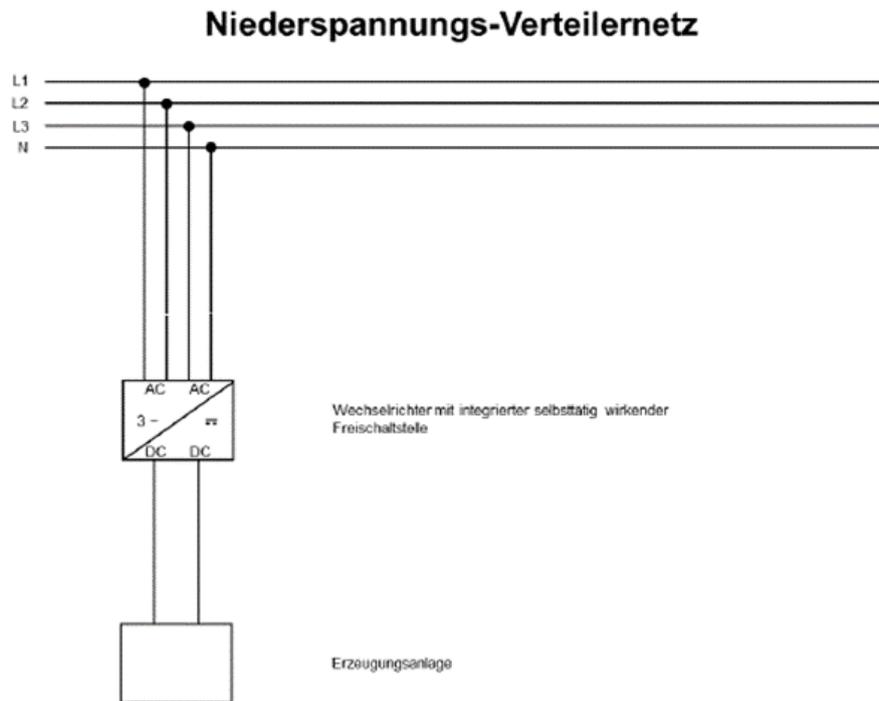


Abbildung 18: Netzanschluss bei Einsatz einer selbsttätig wirkenden Freischnittstelle für mehrphasige Wechselrichter (max. 30 kVA)

A3. Einstellwerte für Umrichter an Niederspannungs-Verteilernetzen

Die einheitliche Vorgabe von Einstellwerten für umrichterbasierte Erzeugungsanlagen 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 Empfehlung 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 sein²⁶.

Die Überprüfung der Funktionen und deren Einstellungen erfolgt nach Maßgabe des Kapitels 8.1 im Rahmen des Konformitätsnachweises (z.B. ÖVE-Richtlinie R 25).

Standardeinstellungen für die Q(U)-Regelung

Die 4 Stützpunkte der Blindleistungs-/Spannungskennlinie der Q(U)-Regelung sind mit den in Tabelle 5 gegebenen Standardwerten zu konfigurieren. Die Zeitkonstante des Filters 1. Ordnung (PT1-Glied) ist auf 5 s einzustellen. Eine allenfalls parametrierbare Verzögerungszeit zur Aktivierung der Q(U)-Regelung muss deaktiviert oder auf 0 s eingestellt sein.

Das voreingestellte Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung ohne nähere Vorgabe des Netzbetreibers ist jedoch ein fester Verschiebungsfaktor $\cos \varphi = 1$.

Standardeinstellungen für die P(U)-Regelung

Die spannungsgeführte Wirkleistungsabregelung (P(U)-Regelung) gemäß Kapitel 5.3.6 muss bei Auslieferung standardmäßig aktiv sein. Dabei kann der Netzbetreiber zwischen den zwei genannten Verfahren wählen – die Kennlinie ist nach Abbildung 13 zu konfigurieren. Die Zeitkonstante des Filters 1. Ordnung (PT1-Glied) ist auf 5 s einzustellen. Eine allenfalls parametrierbare Verzögerungszeit zur Aktivierung der P(U)-Regelung muss deaktiviert oder auf 0 s eingestellt sein.

Standardeinstellungen für die Zuschaltbedingungen

Die Bedingungen für eine automatische Netzzuschaltung sind nach Kapitel 5.5.2 zu konfigurieren. Die Wartezeit nach einer unbeabsichtigten Trennung aufgrund eines gestörten Betriebs der Stromerzeugungsanlage ist auf 60 s, die Wartezeit nach einer unbeabsichtigten Trennung aufgrund einer Netzstörung auf 300 s einzustellen.

Nicht regelbare Stromerzeugungsanlagen können bei Erfüllung der Zuschaltbedingungen nach einer randomisierten Zeit (zwischen 1 min bis 10 min) zuschalten.

Passwortschutz für netzbetriebliche Einstellwerte

Es ist sicherzustellen, dass die netzbetrieblichen Einstellwerte nicht durch unbefugte Benutzer verändert werden können. Dies kann beispielsweise durch einen geeigneten Passwortschutz erreicht

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

werden. Das Passwort darf unbefugten Benutzern nicht zugänglich sein und dessen Sicherheit muss mindestens 5 Zahlen aufweisen (kein Standard-Passwort wie z.B. „123456“).

A4. Grundsätzlicher Ablauf des Betriebserlaubnisverfahrens

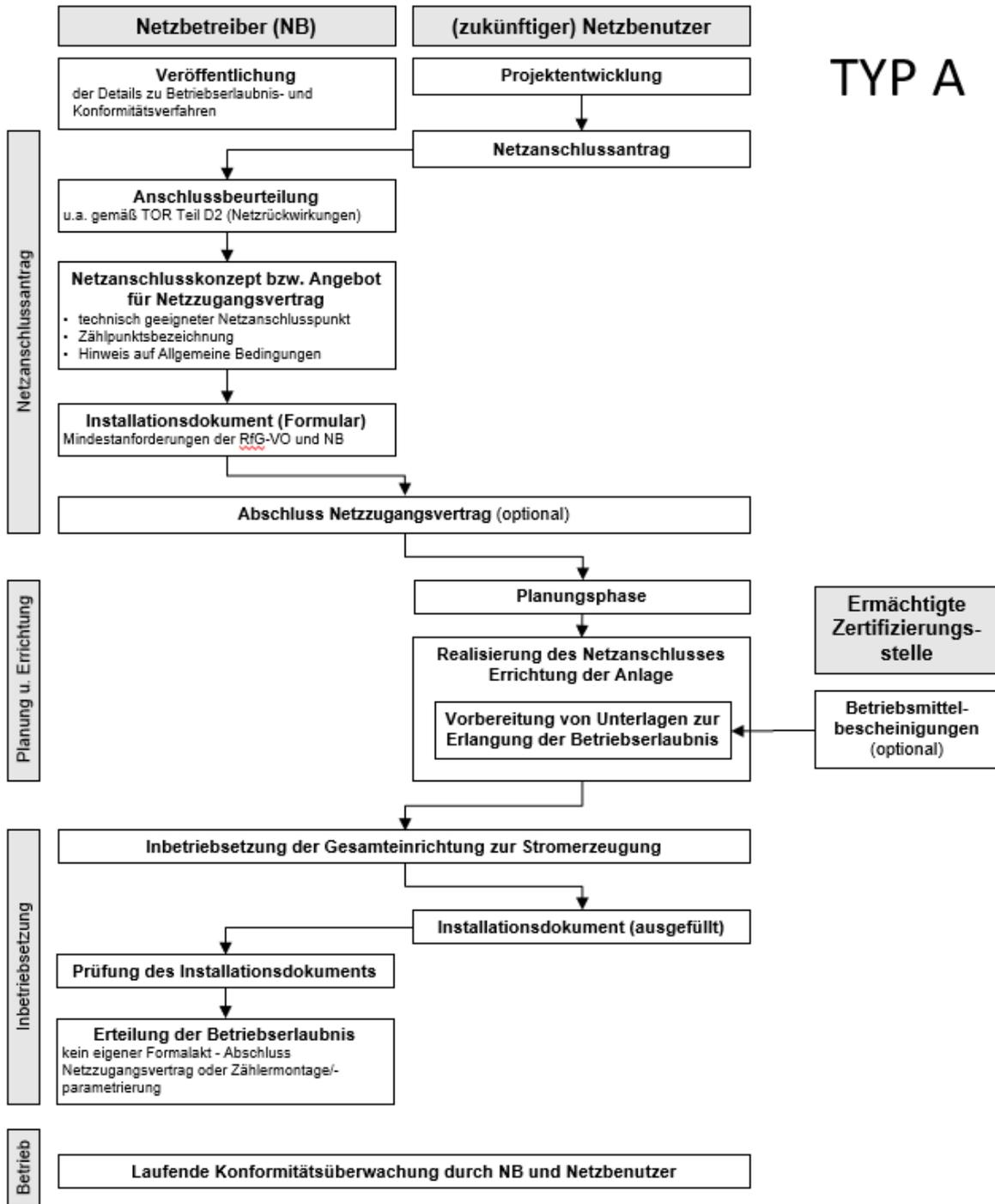


Abbildung 19: Grundsätzlicher Ablauf des Betriebserlaubnisverfahrens

