



Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen

TOR Stromerzeugungsanlagen: Anschluss und Parallelbetrieb von Stromerzeugungsanlagen des Typs C

(Maximalkapazität ≥ 35 MW und < 50 MW und
Nennspannung < 110 kV)

Dokumenten-Historie

Version	Veröffentlichung	Inkrafttreten	verantwortlich	Anmerkungen
1.0	11.7.2019	1.8.2019	E-Control	Ersatz von TOR D4 V2.3 sowie von TOR B V2.0 Kapitel 6 durch die nationale Umsetzung der Verordnung (EU) 2016/631 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger (Requirements for Generators, RfG-VO)
1.1	12.12.2019	12.12.2019	E-Control	Richtigstellung Kap. 6.1.3: Entkopplungsstelle sichert Trennung vom Netz
1.2	11.04.2022	18.04.2022	E-Control	Korrektur der Verweise, Entfernung des Begriffs „Referenzspannung“ in Kapitel 1, Klarstellung der Basisspannung in der 380-kV-Ebene gemäß Art. 27 Abs. 3 SOGL, Präzisierung für Notstromsysteme, Richtigstellung Rückfallverhältnis, redaktionelle Änderungen
1.3	xx.xx.20xx	xx.xx.20xx	E-Control	Berichtigung der Leistungsbegriffe (Maximalkapazität und netzwirksame Leistung), Änderungen gemäß „Aktionsplan Netzanschluss“, Erweiterung in Kap. 5.3.3 Blindleistungskapazität gemäß RfG Anforderungs-V, BGBl. II Nr. 271/2023, Erweiterung hinsichtlich des Messbegriffs in Kap. 5.3.4, 6.3.1.1 und 6.3.1.2

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

Für den Inhalt verantwortlich:

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

Inhaltsverzeichnis

Einleitung	6
1 Begriffe und Abkürzungen	8
2 Anwendungsbereich	9
2.1 Allgemeiner Anwendungsbereich und Ausnahmen	9
2.2 Wesentliche Änderung bestehender Stromerzeugungsanlagen	9
2.3 Anwendung auf in Industrieanlagen integrierte KWK-Anlagen	10
2.4 Anwendung auf Speicher	11
2.5 Freistellung von Bestimmungen der RfG-VO bzw. der RfG Anforderungs-V	11
3 Bestimmungen, Vorschriften und Verweise	12
3.1 Bestimmungen und Vorschriften	12
3.2 Verweise auf andere Netzwirkkodizes	12
3.3 Normative Verweise	12
4 Netzanschlussverfahren und relevante Unterlagen	14
4.1 Bestimmung der Maximalkapazität der Stromerzeugungsanlage	14
4.2 Netzanschlussantrag	14
4.3 Anschlussbeurteilung und -konzept	15
4.4 Netzanschlussvertrag	16
5 Verhalten der Stromerzeugungsanlage am Netz	17
5.1 Anforderungen an die Frequenzhaltung	17
5.1.1 Frequenzbereiche	17
5.1.2 Frequenzgradienten	17
5.1.3 Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz (LFSM-O)	18
5.1.4 Wirkleistungsabgabe gemäß Sollwert	19
5.1.5 Verringerung der maximalen Wirkleistungsabgabe bei abnehmender Frequenz	19
5.1.6 Wirkleistungserhöhung bei Unterfrequenz (LFSM-U)	20
5.1.7 Frequenzabhängiger Modus (Frequency Sensitive Mode, FSM)	22
5.1.8 Bereitstellung von synthetischer Schwungmasse	26
5.2 Anforderungen hinsichtlich Robustheit und dynamischer Netzstützung	26
5.2.1 FRT-Fähigkeit (fault ride through) von Stromerzeugungsanlagen	26
5.2.2 Wirkstrom- und Blindstromeinspeisung während und nach Netzfehlern	27
5.2.3 Stabilität bei Netzpendelungen	28
5.3 Anforderungen hinsichtlich statischer Spannungshaltung	29
5.3.1 Spannungsbereiche	29
5.3.2 Trennung der Stromerzeugungsanlage vom Netz	29
5.3.3 Blindleistungskapazität	29
5.3.4 Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung	32

5.3.5	Spannungsregelung synchroner Stromerzeugungsanlagen	33
5.3.6	Spannungsgeführte Wirkleistungsabregelung	34
5.4	Anforderungen hinsichtlich Netzmanagement und Systemschutz	34
5.4.1	Wirkleistungsvorgabe durch den Netzbetreiber	34
5.4.2	Simulationsmodelle und Simulationsparameter	35
5.4.3	Systemschutz	36
5.5	Anforderungen hinsichtlich Synchronisierung und Netzwiederaufbau	36
5.5.1	Synchronisierungsvorrichtungen	36
5.5.2	Zuschaltbedingungen	36
5.5.3	Schwarzstartfähigkeit	37
5.5.4	Inselbetriebsfähigkeit	38
5.5.5	Schnelle Neusynchronisierung	38
5.6	Anforderungen hinsichtlich Datenaustausch	39
6	Ausführung der Anlage und Schutz	40
6.1	Primärtechnik	40
6.1.1	Anschlussanlage und Symmetrie	40
6.1.2	Schaltstelle	40
6.1.3	Entkupplungsstelle	40
6.1.4	Sternpunktbehandlung	40
6.2	Sekundärtechnik	40
6.2.1	Fernsteuerung bzw. fernwirktechnische Schnittstelle	40
6.2.2	Backup-Systeme für Kommunikation	41
6.2.3	Regelsysteme und -einstellungen	41
6.2.4	Messinstrumente	41
6.3	Schutzeinrichtungen und Netzentkupplungsschutz	42
6.3.1	Allgemeines zum Netzentkupplungsschutz	43
6.3.2	Schutzfunktionen der Schutzeinrichtung für die Entkupplungsstelle	44
6.3.3	Einstellwerte für den Netzentkupplungsschutz	45
6.3.4	Prüfklemmleiste	47
7	Betriebserlaubnisverfahren	48
8	Konformität	49
8.1	Konformitätsnachweis	49
8.2	Konformitätstests und Konformitätssimulationen	49
8.3	Konformitätsüberwachung	51
8.3.1	Verantwortung des Netzbenutzers	51
8.3.2	Aufgaben des relevanten Netzbetreibers	52
9	Betrieb	53

9.1	Allgemeines	53
9.2	Zugang zur Anschlussanlage	53
9.3	Bedienung vor Ort	53
9.4	Instandhaltung	54
9.5	Betrieb bei Instandhaltungen oder Störungen im Netz	54
10	Zählung	55
10.1	Allgemeines	55
10.2	Einrichtungen für Zählung und Messung	55
Anhang		56
A1.	Anwendbarkeit und Umfang des Datenaustauschs	56
A2.	Funktionsbeispiele Netzentkupplungsschutz	56
A3.	Einstellwerte für Umrichter an Niederspannungs-Verteilernetzen	56
A4.	Grundsätzlicher Ablauf des Betriebserlaubnisverfahrens	57
A5.	Vorlagen für Installations- bzw. Nachweisdokumente	58
A6.	Beschreibung der Konformitätstests und -simulationen	61
	Konformitätstests für synchrone Stromerzeugungsanlagen	61
	Konformitätstests für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen	63
	Konformitätssimulationen für synchrone Stromerzeugungsanlagen	67
	Konformitätssimulationen für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen	68
A7.	Technische Kennwerte und Parameter für Simulationsmodelle	72
A8.	Informationen und Unterlagen zur Konformitätsüberwachung	81

Einleitung

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

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

- abschließend festgelegte Anforderungen aus der Verordnung (EU) 2016/631 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger, ABI L 112 vom 27.4.2016 Seite 1 (Requirements for Generators, RfG-VO) **[E7]**;
- nicht abschließend festgelegte Anforderungen aus der RfG-VO, welche mit der Verordnung des Vorstands der E-Control betreffend die Festlegung von allgemeinen technischen Anforderungen für den Netzanschluss von Stromerzeugungsanlagen (RfG Anforderungs-V, BGBl. II Nr. 56/2019) festgesetzt wurden **[N2]**;
- Verordnung des Vorstands der E-Control betreffend die Festlegung von Schwellenwerten für Stromerzeugungsanlagen des Typs B, C und D gemäß Artikel 5 Abs. 3 der Verordnung (EU) 2016/631 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger (RfG Schwellenwert-V, BGBl. II Nr. 55/2019) bestimmt wurden **[N15]**;
- Verordnung des Vorstands der E-Control betreffend die Festlegung von allgemeinen Anforderungen für den Datenaustausch, BGBl. II Nr. 316/2021 (SOGL Datenaustausch-V) **[N14]**;
- zusätzliche nationale Anforderungen auf Grundlage des § 22 Z 2 E-ControlG (TOR), welche auch einvernehmlich zwischen Netzbetreiber und Netzbenutzer abgeändert werden können.

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

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

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

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

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

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

1 Begriffe und Abkürzungen

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

Die Basisspannung für die *p.u.*-Werte (Spannung für den Referenzwert 1 p.u.) ist für Stromerzeugungsanlagen mit Netzanschlusspunkt⁴ auf der MS-Ebene die Nennspannung U_n bzw. die vereinbarte Versorgungsspannung U_c , falls im Netzanschlussvertrag vereinbart.

In diesem Teil der TOR werden folgende Abkürzungen verwendet:

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

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

2 Anwendungsbereich

2.1 Allgemeiner Anwendungsbereich und Ausnahmen

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

Dieser Teil der TOR gilt für den Anschluss und Parallelbetrieb von neuen oder wesentlich geänderten Stromerzeugungsanlagen vom Typ C an Verteilernetzen. Stromerzeugungsanlagen mit einer Maximalkapazität P_{max} ab 35 MW und weniger als 50 MW und einem Netzanschlusspunkt mit einer Nennspannung unter 110 kV sind gemäß RfG Schwellenwert-V als Typ C eingestuft.

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

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

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

- Stromerzeugungsanlagen, die als Notstromsysteme installiert wurden und weniger als fünf Minuten je Kalendermonat parallel zum Netz betrieben werden, wenn sich das Netz im Normalzustand befindet. Ein Netzparallelbetrieb dieser Stromerzeugungsanlage während der Wartung oder bei Inbetriebnahmeprüfungen wird nicht auf diese fünf Minuten angerechnet⁶;
- Die Anforderungen für Notstromsysteme, welche über ihre Grundfunktionen hinaus kommerziell eingesetzt werden, sind vom relevanten Netzbetreiber im Rahmen dieses Teils der TOR festzulegen.
- Stromerzeugungsanlagen, die nicht über einen ständigen Netzanschlusspunkt verfügen und von den Netzbetreibern verwendet werden, um vorübergehend Strom zu liefern, wenn die normale Netzkapazität nicht oder nicht vollständig zur Verfügung steht;

2.2 Wesentliche Änderung bestehender Stromerzeugungsanlagen

Bestehende Stromerzeugungsanlagen unterliegen nur dann den Anforderungen der RfG-VO und dieses Teils der TOR, wenn eine Stromerzeugungsanlage in einem solchen Umfang geändert wurde, dass ihr Netzanschlussvertrag nach dem folgenden Verfahren wesentlich überarbeitet werden muss:

- i. Netzbenutzer, die beabsichtigen, eine Anlage zu modernisieren oder Betriebsmittel auszutauschen, legen ihre Pläne vorab dem relevanten Netzbetreiber vor, wenn sich die Modernisierung oder der Austausch auf die technischen Fähigkeiten der Stromerzeugungsanlage auswirkt;

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

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

- ii. ist der relevante Netzbetreiber der Ansicht, dass aufgrund des Umfangs der Modernisierung oder des Austauschs von Betriebsmitteln ein neuer Netzanschlussvertrag erforderlich ist, unterrichtet er die E-Control; und
- iii. E-Control entscheidet, ob der bestehende Netzanschlussvertrag überarbeitet werden muss oder ein neuer Netzanschlussvertrag erforderlich ist und welche Anforderungen der RfG-VO und dieses Teils der TOR anzuwenden sind.

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

Wesentliche Änderungen können z.B. sein:

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

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

Für diese erneuerten, verstärkten oder zugebauten Stromerzeugungseinheiten muss auch der Regler der gesamten Stromerzeugungsanlage (Anlagenregler bzw. Parkregler) die Anforderungen dieses Teils der TOR erfüllen

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

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

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

2.3 Anwendung auf in Industrieanlagen integrierte KWK-Anlagen

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

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

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

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

2.4 Anwendung auf Speicher

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

Pumpspeicher-Stromerzeugungsanlagen mit variabler Drehzahl müssen die für synchrone Stromerzeugungsanlagen geltenden Anforderungen sowie die in Kapitel 5.2.2.1 „Verhalten im Fehlerfall“ beschriebenen Anforderungen erfüllen.

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.

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

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

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

3 Bestimmungen, Vorschriften und Verweise

3.1 Bestimmungen und Vorschriften

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

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

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

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

3.2 Verweise auf andere Netzwerkkodizes

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

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

3.3 Normative Verweise

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

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

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

- ÖVE/ÖNORM EN 61000-4-30 „Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) -- Teil 4-30: Prüf- und Messverfahren - Verfahren zur Messung der Spannungsqualität“ **[10]**

4 Netzanschlussverfahren und relevante Unterlagen

4.1 Bestimmung der Maximalkapazität der Stromerzeugungsanlage

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

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

Bei einer Kombination von einer oder mehreren Stromerzeugungseinheiten bzw. elektrischen Energiespeichern ist diese immer in ihrer Gesamtwirkung zu betrachten: Die Maximalkapazität entspricht der maximalen Bemessungsleistung der Gesamtanordnung. Die netzwirksame Leistung entspricht der maximalen Leistung der Gesamtanordnung, wie sie gemäß dem vom Netzbenutzer vorgesehenen Betriebskonzept der Anlage des Netzbenutzers am Netzanschlusspunkt wirksam werden kann.⁸

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

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

4.2 Netzanschlussantrag

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

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

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

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

⁸ Die Leistung netzparallel betriebener elektrischer Energiespeicher, die gemäß Betriebskonzept so konfiguriert sind, dass sie nie ins Netz einspeisen können, sind bei der netzwirksamen Leistung nicht zu berücksichtigen und als Kleinstzeugungsanlagen zu behandeln. Die netzwirksame Leistung ist für die Einordnung der Größenklasse irrelevant. Aus der Sicht des Gesamtsystems ist die Maximalkapazität jene Größe, die das System beeinflusst.

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

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

Projektpläne und technische Unterlagen, je nach Anforderung des Netzbetreibers und sofern zu diesem Zeitpunkt bereits verfügbar, z. B.:

- einpolige Darstellung der elektrischen Einrichtungen und Angaben über die technischen Daten der eingesetzten Betriebsmittel;
- Nennstrom der Stromerzeugungsanlage oder Nennscheinleistung;
- Maximalstrom im Kurzschlussfall (Kurzschlussstrombeitrag¹⁰);
- Beschreibung des vorgesehenen Schutzkonzeptes mit Angaben über Schutzfunktionen und Einstellwerte.

Überschlägig können zur Ermittlung des Kurzschlussstrombeitrages einer Stromerzeugungsanlage folgende Werte angenommen werden:

- bei Synchrongeneratoren das 8-fache des Bemessungsstroms;
- bei Asynchrongeneratoren und doppelt gespeisten Asynchrongeneratoren das 6-fache des Bemessungsstromes;
- bei Stromerzeugungsanlagen mit Wechselrichtern der Umrichter-Nennstrom.

4.3 Anschlussbeurteilung und -konzept

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

Das Anschlusskonzept enthält beispielsweise

- Art, Zahl und Lage der Teile der Anschlussanlage;
- den technisch geeigneten Anschlusspunkt (Netzebene) und die Zählpunktsbezeichnung¹¹;
- den Netzanschlusspunkt (Übergabestelle);
- die Maximalkapazität P_{max} ;
- die netzwirksame Leistung am Netzanschlusspunkt;
- den Verknüpfungspunkt und die zulässigen Netzurückwirkungen der Stromerzeugungsanlage;
- die Nennspannung U_n bzw. die vereinbarte Versorgungsspannung U_C ;
- in Mittel- und Hochspannungsnetzen die zu erwartende minimale und maximale dreipolige (Netz)Kurzschlussleistung sowie den für das ordnungsgemäße Funktionieren der Schutzeinrichtungen erforderlichen Kurzschlussstrombeitrag der Stromerzeugungsanlage;
- ggf. den alternativen Blindleistungsbereich;
- das Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung.

Alternative Anschlusskonzepte können im Rahmen eines Planungsauftrages gesondert analysiert werden.

¹⁰ Durch den Betrieb einer Stromerzeugungsanlage wird der Netzkurzschlussstrom, insbesondere in der Umgebung des Netzanschlusspunktes, um den Kurzschlussstrom der Stromerzeugungsanlage erhöht. Eine ausreichende Kurzschlussleistung ist Basis für einen sicheren Netzbetrieb (Stabilität) und für ein sicheres Funktionieren der Schutzeinrichtungen und maßgeblich für die Dämpfung von Netzurückwirkungen. Alle Stromerzeugungsanlagen haben zur ausreichenden Sicherstellung der Kurzschlussleistung im Netz einen solidarischen Beitrag zu leisten.

¹¹ diese kann nach dem Netzanschlussantrag des (zukünftigen) Netzbenutzers vom Netzbetreiber auch vorab mitgeteilt werden

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

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

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

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

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

4.4 Netzanschlussvertrag

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

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

- Betriebsweise der Stromerzeugungsanlage;
- Angaben zur notwendigen Mess-, Zähl- und Informationstechnik bzw. Kommunikationsschnittstellen;
- Schutzkonzept;
- Angaben zur Sternpunktbehandlung;
- Leistungsvorgabe durch den Netzbetreiber und Angaben zur fernwirktechnischen Schnittstelle;
- Einbindung in das Konzept der Spannungsregelung;
- Beteiligung an der Erbringung von Systemdienstleistungen im Sinne der ER-VO;
- Beteiligung an frequenz- und spannungsabhängigen Maßnahmen zur Vermeidung oder Begrenzung von Großstörungen bzw. zur Verminderung ihrer Auswirkungen;

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

5 Verhalten der Stromerzeugungsanlage am Netz

5.1 Anforderungen an die Frequenzhaltung

Stromerzeugungsanlagen müssen die folgenden Anforderungen an die Frequenzhaltung erfüllen:

5.1.1 Frequenzbereiche

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

Frequenzbereich	Mindestzeitraum
47,5 Hz – 48,5 Hz	60 Minuten
48,5 Hz – 49,0 Hz	90 Minuten ¹²
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.

Unbeschadet des Kapitels 5.1.5 „Verringerung der maximalen Wirkleistungsabgabe bei abnehmender Frequenz“ müssen Stromerzeugungsanlagen in der Lage sein, die Verbindung mit dem Netz und den Betrieb ohne Leistungsverringerung aufrechtzuerhalten, solange Frequenz und Spannung innerhalb der gemäß Kapitel 5.1.1 und 5.3.1 festgelegten Bereiche liegen.

5.1.2 Frequenzgradienten

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

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

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

¹² sollte dieser Zeitraum unter Berücksichtigung der Merkmale der Hauptantriebstechnologie der Stromerzeugungsanlage nicht möglich sein, der längstmögliche Zeitraum, zumindest jedoch 60 Minuten

5.1.3 Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz (LFSM-O)

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

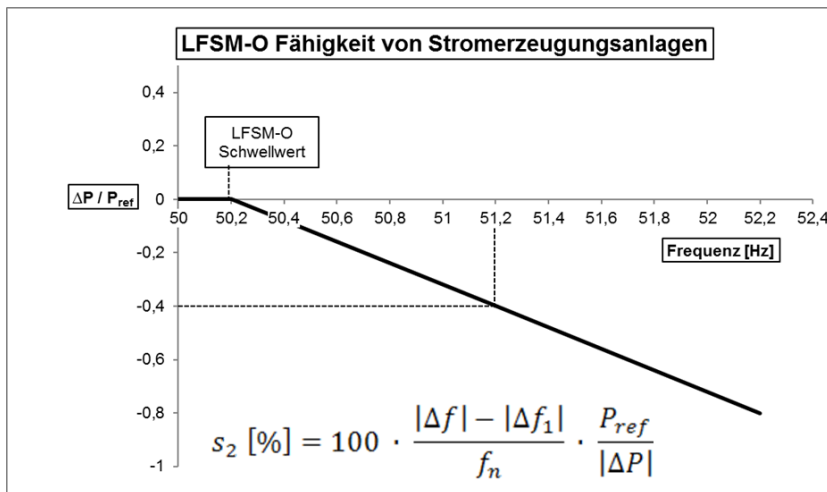


Abbildung 1: Fähigkeit von Stromerzeugungsanlagen zur frequenzabhängigen Anpassung der Wirkleistung im LFSM-O-Modus

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. Das Toleranzband um den stationären Endwert der Regelgröße des LFSM-O-Modus beträgt ± 5 % der Nennleistung der Stromerzeugungsanlage.

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

Die 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.

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

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

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

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

$$T_{\text{Verzögerung}} \ll T_A$$

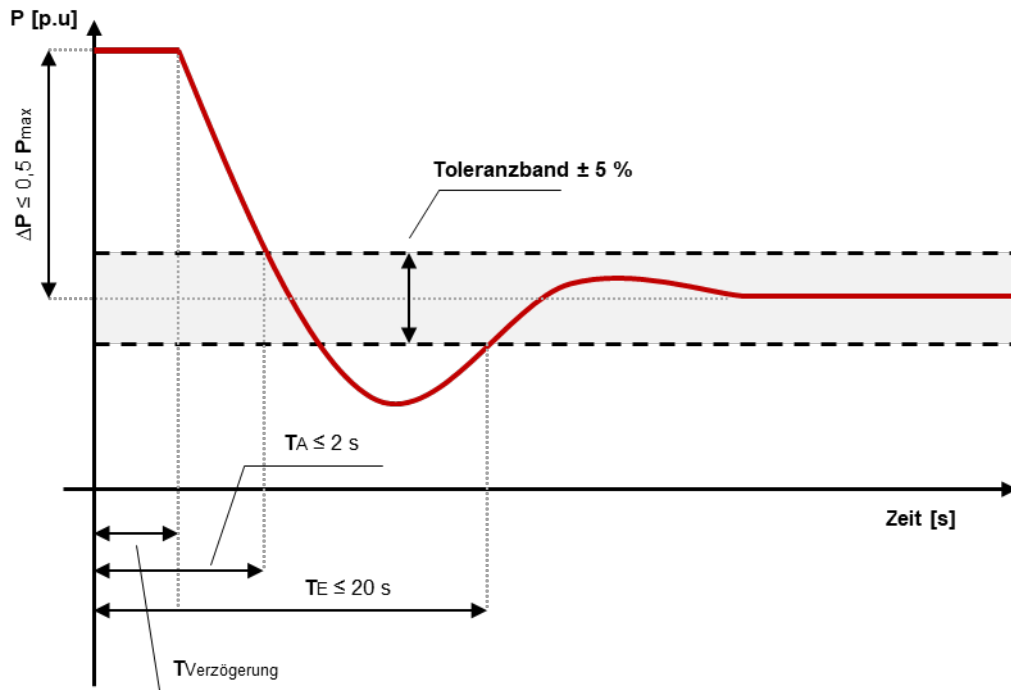


Abbildung 2: Beispiel für Anschwing- und Einschwingzeiten nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen im LFSM-O-Modus

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

5.1.4 Wirkleistungsabgabe gemäß Sollwert

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

5.1.5 Verringerung der maximalen Wirkleistungsabgabe bei abnehmender Frequenz

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

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

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

- bis 49,0 Hz: 0 %;

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

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

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

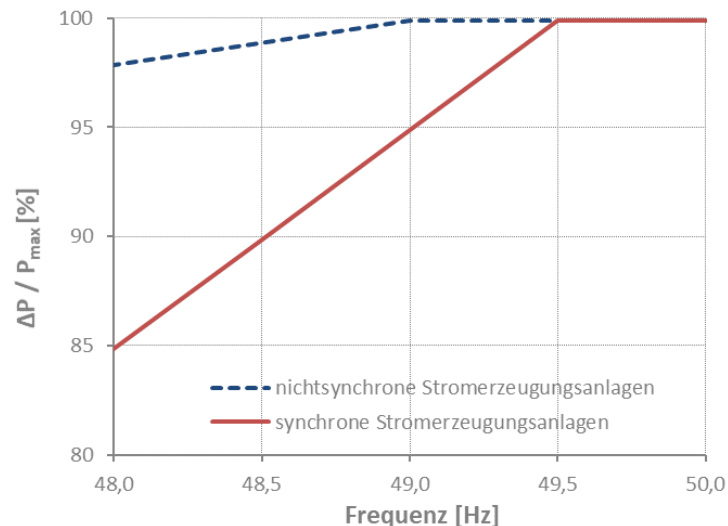


Abbildung 3: Zulässige Verringerung der maximalen Wirkleistungsabgabe bei abnehmender Frequenz

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

5.1.6 Wirkleistungserhöhung bei Unterfrequenz (LFSM-U)

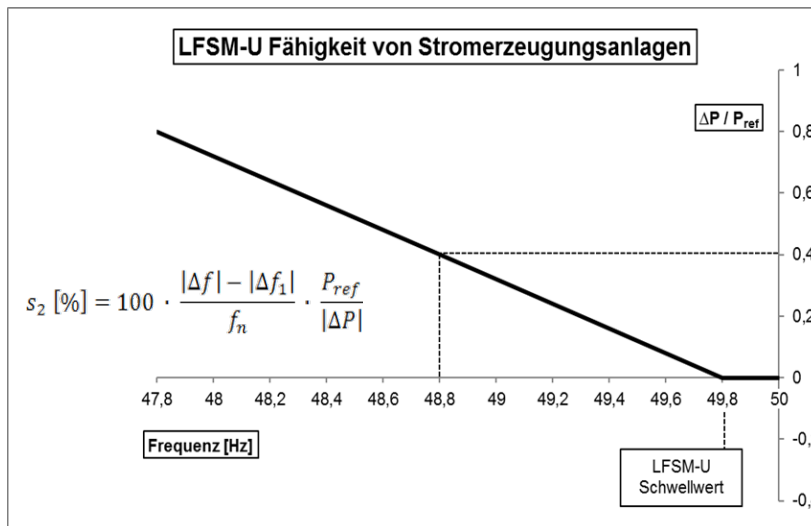
Für den beschränkt frequenzabhängigen Modus – Unterfrequenz (limited frequency sensitive mode – underfrequency, LFSM-U) gelten folgende Bestimmungen:

- Bei Stromerzeugungsanlagen muss der LFSM-U Frequenzschwellenwert - der Frequenzwert für den Beginn des LFSM-U-Modus - von 49,8 Hz bis 49,5 Hz frei einstellbar sein. Die Statik s_2 für den LFSM-U-Modus muss von 2 % bis 12 % frei einstellbar sein. Sofern der Netzbetreiber keine anderweitige Vorgabe für den LFSM-U-Modus macht, sind ein LFSM-U-Frequenzschwellenwert von 49,8 Hz und eine Statik s_2 von 5 % zu verwenden – siehe Abbildung 4;
- bei der tatsächlichen Durchführung der Wirkleistungsanpassung im LFSM-U-Modus ist Folgendes zu berücksichtigen¹³:
 - die Umgebungsbedingungen zum Zeitpunkt der Anpassung;
 - die Betriebsbedingungen der Stromerzeugungsanlage, insbesondere Beschränkungen für den Betrieb nahe der Maximalkapazität bei Unterfrequenzen und der jeweilige Einfluss der Umgebungsbedingungen; sowie
 - die Verfügbarkeit der Primärenergiequellen;
- die Aktivierung der Wirkleistungsanpassung durch die Stromerzeugungsanlage darf nicht unangemessen verzögert werden. Beträgt die Zeitverzögerung mehr als zwei Sekunden,

¹³ Die Wirkleistungsanpassung ist nur im Rahmen der technischen und betrieblichen Möglichkeiten der Stromerzeugungsanlage vorgesehen (z.B. wenn die Wirkleistung aus Marktgründen reduziert wurde und der entsprechende Primärenergieträger verfügbar ist). Eine permanente Leistungsvorhaltung für den LFSM-U-Modus ist nicht erforderlich.

muss der Netzbenutzer dies gegenüber dem relevanten ÜNB begründen; Eine allenfalls parametrierbare künstliche Verzögerungszeit muss deaktiviert oder auf 0 s eingestellt werden.

- iv. im LFSM-U-Modus muss die Stromerzeugungsanlage in der Lage sein, ihre Leistung bis zur Maximalkapazität zu erhöhen;
- v. im LFSM-U-Modus muss ein stabiler Betrieb der Stromerzeugungsanlage sichergestellt sein;



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

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

Abbildung 4: Fähigkeit der Stromerzeugungsanlage zur frequenzabhängigen Anpassung ihrer Wirkleistungsabgabe im LFSM-U-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 (bei Unterfrequenzen, bei denen Δf unter Δf_1 liegt, muss die Stromerzeugungsanlage in Abhängigkeit von der Statistik s_2 ihre Wirkleistungsabgabe erhöhen); Δf_1 ist die Frequenzabweichung im Netz zum Zeitpunkt t in Hz und s_2 ist die Statistik des LFSM-U-Modus in %.

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

Stromerzeugungsanlagen müssen bei der Erhöhung der Wirkleistungsabgabe im LFSM-U Modus auf Änderungen der Netzfrequenz schnellstmöglich entsprechend ihrer technischen Fähigkeit reagieren.

Für synchrone Stromerzeugungsanlagen (inklusive Pumpspeicher-Stromerzeugungsanlagen) sind die Regelzeiten im LFSM-U-Modus (Anschwingzeit T_A , Einschwingzeit T_E) unter Berücksichtigung der technischen Möglichkeiten der Stromerzeugungsanlage mit dem Netzbetreiber abzustimmen.

Für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen (mit Ausnahme von Windenergieanlagen) werden folgende Regelzeiten empfohlen:

- $T_A \leq 10$ s für eine Wirkleistungserhöhung von 50 % P_{max} ;
- T_E wird unter Berücksichtigung der technischen Möglichkeiten der Stromerzeugungsanlage mit dem relevanten Netzbetreiber abgestimmt;
- $T_{\text{Verzögerung}} \ll T_A$

Folgende Regelzeiten werden für Windenergieanlagen empfohlen:

- $T_A \leq 5$ s für eine Wirkleistungserhöhung von 20 % P_{max} , sofern die Momentanleistung bei Aktivierung des LFSM-U Modus ≥ 50 % P_{max} beträgt; falls die Momentanleistung bei Aktivierung des LFSM-U Modus weniger als 50 % P_{max} beträgt, soll die Stromerzeugungsanlage eine Wirkleistungserhöhung so schnell wie technisch möglich umsetzen;
- T_E wird unter Berücksichtigung der technischen Möglichkeiten der Stromerzeugungsanlage mit dem relevanten Netzbetreiber abgestimmt.
- $T_{Verzögerung} \ll T_A$

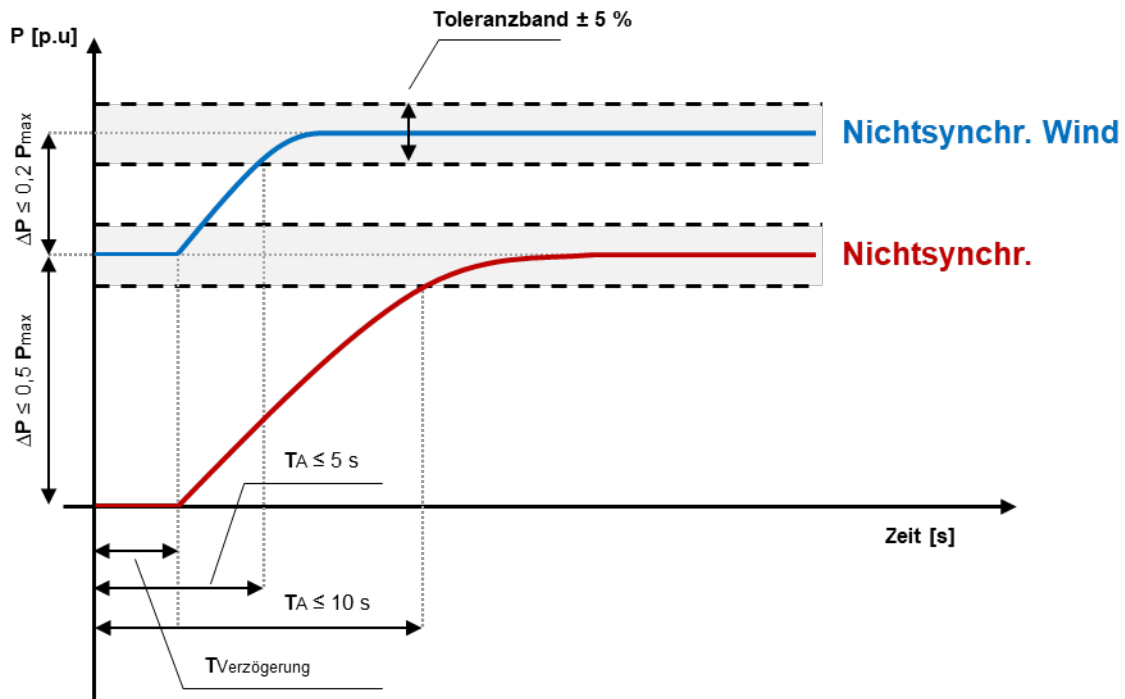


Abbildung 5: Beispiel für Anschlagzeiten nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen im LFSM-U Modus

T_A ist die Zeit zwischen dem sprunghaften Eintritt einer Regelabweichung und dem erstmaligen Erreichen des Toleranzbandes um den stationären Endwert der Regelgröße in s; die Anschlagzeit umfasst auch die Zeit des Erkennens der Regelabweichung; T_E ist die Zeit in s, die benötigt wird, bis die Regelgröße dauerhaft im Toleranzband ± 5 % um den stationären Endwert verbleibt.

5.1.7 Frequenzabhängiger Modus (Frequency Sensitive Mode, FSM)

Die Fähigkeit frequenzabhängiger Modus (FSM) ist nicht zwingend erforderlich, kann aber zwischen dem relevanten Übertragungsnetzbetreiber in Abstimmung mit dem relevanten Netzbetreiber und Netzbenutzer vereinbart werden.

Es gelten folgende Anforderungen kumulativ bei Betrieb im frequenzabhängigen Modus¹⁴:

- die Stromerzeugungsanlage muss in der Lage sein, im Einklang mit den Parametern, deren Werte in Tabelle 2 festgelegt sind, die Wirkleistungsabgabe frequenzabhängig anzupassen. Bei der frequenzabhängigen Wirkleistungsabgabe ist folgendes zu berücksichtigen:
 - bei Überfrequenzen wird die frequenzabhängige Anpassung der Wirkleistungsabgabe durch die Mindestleistung für den regelfähigen Betrieb begrenzt;

¹⁴ Die Einhaltung der in diesem Kapitel beschriebenen Anforderungen berechtigt nicht zur Teilnahme am Regelreservemarkt. Hierfür sind zusätzlich die aktuell gültigen Präqualifikationsbedingungen für Primärregelreserve des relevanten ÜNB zu erfüllen.

- bei Unterfrequenzen wird die frequenzabhängige Anpassung der Wirkleistungsabgabe durch die Maximalkapazität begrenzt;
- die tatsächliche Durchführung der frequenzabhängigen Anpassung der Wirkleistungsabgabe hängt von den Betriebs- und Umgebungsbedingungen der Stromerzeugungsanlage zum Zeitpunkt der Anpassung ab, insbesondere von Beschränkungen für den Betrieb nahe der Maximalkapazität bei Unterfrequenzen gemäß Kapitel 5.1.5 "Verringerung der maximalen Wirkleistungsabgabe bei abnehmender Frequenz" und den verfügbaren Primärenergiequellen;

Parameter für die frequenzabhängige Wirkleistungsanpassung		Bereich bzw. Wert
Wirkleistungsbereich, bezogen auf die Maximalkapazität	$\frac{ \Delta P_1 }{P_{max}}$	mind. 1,5 %
Unempfindlichkeit der frequenzabhängigen Reaktion	$ \Delta f_i $	10 mHz
	$\frac{ \Delta f_i }{f_n}$	0,02 %
Totband der frequenzabhängigen Reaktion	Statik s_1	einstellbar zwischen 0 und 200 mHz; bei der Erbringung von Primärregelreserve sind die aktuell gültigen Präqualifikationsbedingungen für Primärregelreserve des relevanten ÜNB zu berücksichtigen. einstellbar ab 2 %

Tabelle 2: Parameter für die frequenzabhängige Wirkleistungsanpassung

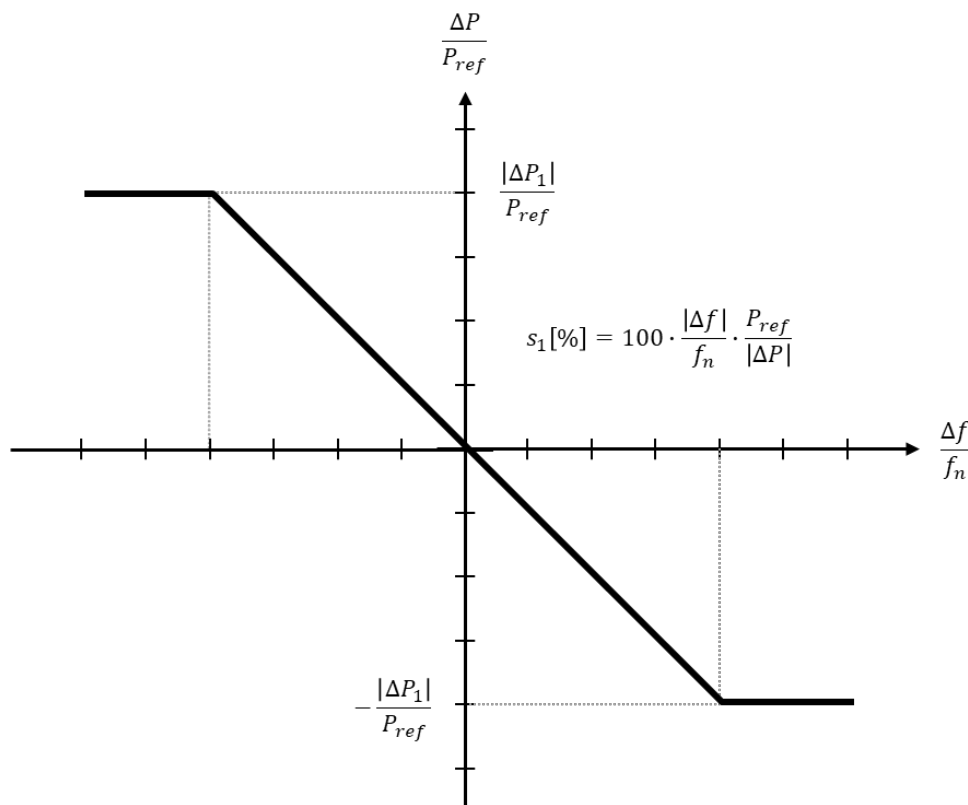


Abbildung 6: Fähigkeit der Stromerzeugungsanlage zur frequenzabhängigen Anpassung ihrer Wirkleistungsabgabe im FSM (ohne Totband und Unempfindlichkeit der frequenzabhängigen Reaktion)

P_{ref} ist die Referenzwirkleistung und entspricht der Maximalkapazität P_{max} ; s_1 ist die Statik der frequenzabhängigen Reaktion; ΔP ist die Änderung der Wirkleistungsabgabe der Stromerzeugungsanlage; f_n ist die Nennfrequenz (50 Hz) des Netzes und Δf ist die Frequenzabweichung im Netz.

- ii. das Totband der frequenzabhängigen Anpassung der Wirkleistungsabgabe und die Statik s_1 müssen wiederholt neu gewählt werden können;
- iii. im Falle eines Frequenzsprungs muss die Stromerzeugungsanlage in der Lage sein, die volle frequenzabhängige Anpassung der Wirkleistungsabgabe auf oder oberhalb der in Abbildung 7 dargestellten durchgehenden Linie vorzunehmen und dabei die Parameter einzuhalten, deren Werte in Tabelle 3 angegeben sind;
- iv. die anfängliche Aktivierung der frequenzabhängigen Anpassung der Wirkleistungsabgabe darf nicht unangemessen verzögert werden.

Beträgt die anfängliche Verzögerung bei der Aktivierung der frequenzabhängigen Anpassung der Wirkleistungsabgabe mehr als 2 Sekunden, muss der Netzbenutzer technische Nachweise für die Notwendigkeit dieses längeren Zeitraums vorlegen.

Für Stromerzeugungsanlagen ohne Schwungmasse (**nichtsynchroner Stromerzeugungsanlagen**) darf die anfängliche Verzögerung bei der Aktivierung der frequenzabhängigen Anpassung der Wirkleistungsabgabe nicht mehr als der in Tabelle 3 angegebene Wert betragen. Kann der Netzbenutzer diese Anforderung nicht erfüllen, so muss er technische Nachweise für die Notwendigkeit eines längeren Zeitraums für die anfängliche Aktivierung der frequenzabhängigen Anpassung der Wirkleistungsabgabe vorlegen;

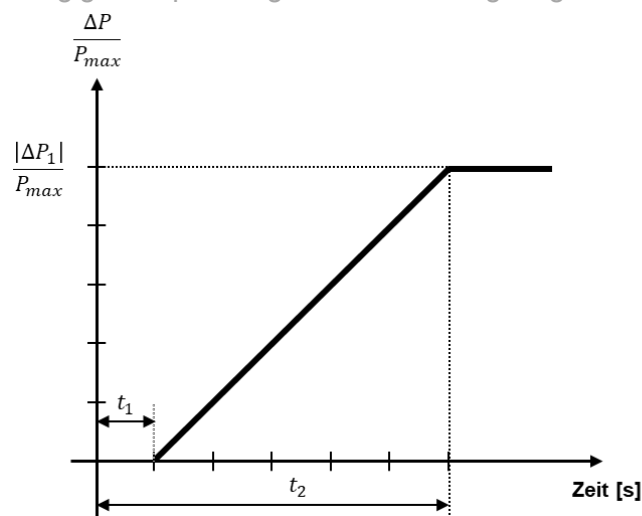


Abbildung 7: Fähigkeit zur frequenzabhängigen Anpassung der Wirkleistungsabgabe

P_{max} ist die Maximalkapazität, auf die sich ΔP bezieht; ΔP ist die Änderung der Wirkleistungsabgabe der Stromerzeugungsanlage; die Stromerzeugungsanlage muss zwischen den Zeitpunkten t_1 und t_2 die Wirkleistungsänderung ΔP bis zum Punkt ΔP_1 herbeiführen, wobei die Werte gemäß Tabelle 3 festgelegt sind; t_1 ist die anfängliche Verzögerung in s und t_2 ist der Zeitraum bis zur vollständigen Aktivierung in s.

Parameter	Bereich bzw. Wert
Wirkleistungsbereich, bezogen auf die Maximalkapazität (Bereich der frequenzabhängigen Anpassung)	mind. 1,5 %
$\frac{ \Delta P_1 }{P_{max}}$	
Bei Stromerzeugungsanlagen mit Schwungmasse maximal zulässige anfängliche Verzögerung t_1 , soweit nicht gemäß Ziffer iv ein anderer Wert gerechtfertigt ist	2 Sekunden
Bei Stromerzeugungsanlagen ohne Schwungmasse (nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen) maximal zulässige anfängliche Verzögerung t_1 , soweit nicht gemäß Ziffer iv ein anderer Wert gerechtfertigt ist	0,5 Sekunden
Maximaler Zeitraum bis zur vollständigen Aktivierung t_2 , soweit der relevante ÜNB nicht aus Gründen der Systemstabilität einen längeren Aktivierungszeitraum gestattet.	30 Sekunden

Tabelle 3: Parameter für die vollständige Aktivierung der frequenzabhängigen Anpassung der Wirkleistungsabgabe aufgrund eines Frequenzsprungs

- v. die Stromerzeugungsanlage muss in der Lage sein, die vollständige frequenzabhängige Anpassung der Wirkleistungsabgabe gemäß den Vorgaben des relevanten ÜNB für einen Zeitraum **von mindestens 30 Minuten** vorzunehmen. Bei der Festlegung des Zeitraums berücksichtigt der ÜNB den Spielraum der Wirkleistungsabgabe sowie die Primärenergiequelle der Stromerzeugungsanlage;
- vi. innerhalb des o.g. Zeitraums darf die Wirkleistungsregelung keine negativen Auswirkungen auf die frequenzabhängige Anpassung der Wirkleistungsabgabe der Stromerzeugungsanlage haben;

Hinsichtlich der Frequenzwiederherstellung (frequency restoration reserve, FRR) muss die Stromerzeugungsanlage Funktionen bieten, die den Vorgaben des relevanten ÜNB entsprechen und dazu dienen, den Frequenznennwert erneut zu erreichen oder die geplanten Werte der Stromausflüsse zwischen Regelzonen aufrechtzuerhalten.

5.1.7.1 Echtzeitüberwachung des frequenzabhängigen Modus:

- i. zur Überwachung des Betriebs der frequenzabhängigen Anpassung der Wirkleistungsabgabe muss die Kommunikationsschnittstelle über Betriebsmittel verfügen, die es ermöglichen, auf Aufforderung des relevanten Netzbetreibers oder des relevanten ÜNB mindestens die folgenden Signale in Echtzeit gesichert von der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung an das Netzkontrollzentrum des relevanten Netzbetreibers oder des relevanten ÜNB zu übertragen:
 Status des frequenzabhängigen Modus FSM (ein/aus);
 - geplante Wirkleistungsabgabe;
 - tatsächlicher Wert der Wirkleistungsabgabe;
 - tatsächliche Parametereinstellungen für die frequenzabhängige Anpassung der Wirkleistungsabgabe;
 - Statik und Totband;
- ii. der relevante Netzbetreiber und der relevante ÜNB legen fest, welche weiteren Signale die Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung mithilfe von Überwachungseinrichtungen und Aufzeichnungsgeräten bereitstellen muss, um die Durchführung der frequenzabhängigen Anpassung der Wirkleistungsabgabe der teilnehmenden Stromerzeugungsanlagen prüfen zu können.

5.1.8 Bereitstellung von synthetischer Schwungmasse

Die Bereitstellung von synthetischer Schwungmasse durch nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen ist nicht verpflichtend, kann aber zwischen dem Netzbenutzer und dem relevanten ÜNB vereinbart werden, wobei insbesondere das Funktionsprinzip der, für die Bereitstellung der synthetischen Schwungmasse installierten, Regelungssysteme und die zugehörigen Leistungsparameter festgelegt werden.

5.2 Anforderungen hinsichtlich Robustheit und dynamischer Netzstützung

5.2.1 FRT-Fähigkeit (fault ride through) von Stromerzeugungsanlagen

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

Stromerzeugungsanlagen müssen in der Lage sein, die Verbindung mit dem Netz und einen stabilen Betrieb aufrechtzuerhalten, wenn im Stromnetz Störungen in Form von konzeptgemäß zu beherrschenden Fehlern (im Übertragungs- oder im Verteilnetz) aufgetreten sind. Diese Fähigkeit entspricht einem Spannungs-Zeit-Profil am Netzanschlusspunkt, das für Fehlerbedingungen festgelegt ist. Das Spannungs-Zeit-Profil gibt den unteren Grenzwert des tatsächlichen Verlaufs der Außenleiterspannungen auf Netzspannungsebene am Netzanschlusspunkt 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 durchgefahrene Fehler die thermischen Auslegungsgrenzen überschritten werden, darf sich die Stromerzeugungsanlage vom Netz entkuppeln.

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

Auf Ersuchen des Netzbenutzers stellt der relevante Netzbetreiber folgende Ergebnisse der Berechnungen für die hinsichtlich der FRT-Fähigkeit zu berücksichtigenden Bedingungen am Netzanschlusspunkt vor und nach einem Fehler bereit:

- Mindestkurzschlussleistung vor dem Fehler an jedem Netzanschlusspunkt in MVA;
- Betriebspunkt der Stromerzeugungsanlage vor dem Fehler (abgegebene Wirk- und Blindleistung am Netzanschlusspunkt und Spannung am Netzanschlusspunkt); und
- Mindestkurzschlussleistung nach dem Fehler an jedem Netzanschlusspunkt in MVA.

Alternativ kann der relevante Netzbetreiber aus typischen Fällen abgeleitete generische Werte angeben.

Sofern der relevante Netzbetreiber keine anderwärtigen Vorgaben macht, sind die Standardbedingungen gemäß Tabelle 9 in Kapitel 8.2 „Konformitätstests und Konformitätssimulationen“ zu berücksichtigen.

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

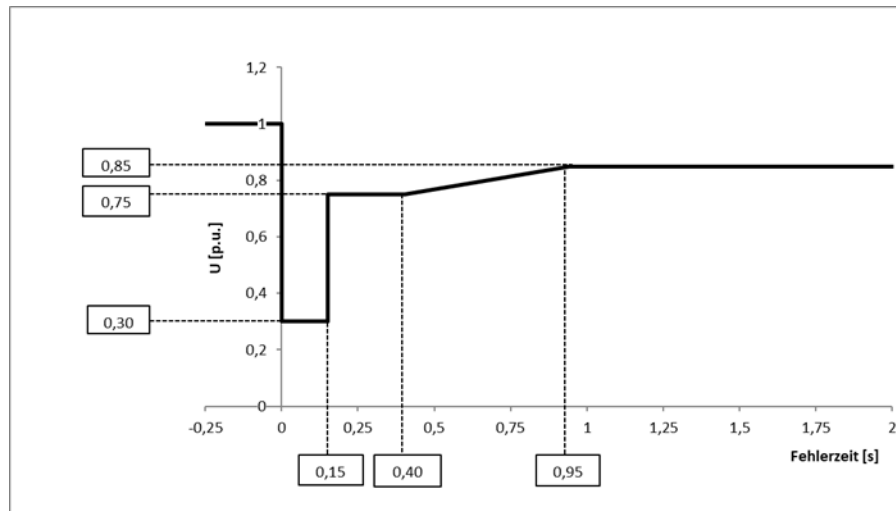


Abbildung 8: FRT-Profil synchroner Stromerzeugungsanlagen

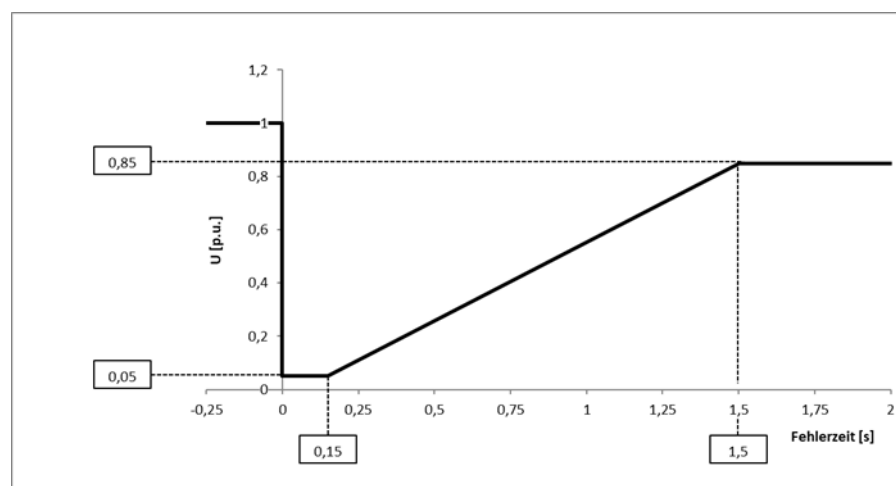


Abbildung 9: FRT-Profil nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen

Stromerzeugungsanlagen müssen in der Lage sein, die Verbindung mit dem Netz während einer ein- oder dreiphasigen automatischen Wiedereinschaltung (AWE) auf Leitungen des vermaschten Netzes aufrechtzuerhalten, wenn dies für das Netz, an das sie angeschlossen sind, relevant ist. Die Einzelheiten dieser Fähigkeit werden gemäß Kapitel 6.3 „Schutzeinrichtungen und Netzentkopplungsschutz“ abgestimmt und in Vereinbarungen über Schutzsysteme und Einstellungen festgelegt.

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 Anschluss an das Mittelspannungsnetz oder einer höheren Spannungsebene dem Blindleistungsbeitrag gegenüber dem Wirkleistungsbeitrag Vorrang geben. Der relevante Netzbetreiber kann in begründeten Fällen im Netzanschlussvertrag eine Abweichung von dieser Priorisierung vorsehen.

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

- Bei Fehlerbeginn (Auftreten einer sprunghaften Spannungsänderung¹⁵ bzw. bei einer Spannung am Netzanschlusspunkt von $> 1,1$ p.u. oder $< 0,9$ p.u.) müssen nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen die Spannung durch Erhöhung oder Absenkung eines zusätzlichen Blindstromes $\Delta i_{B1,2}$ im Mit- und Gegensystem stützen;
- Der zusätzliche Blindstrom $\Delta i_{B1,2}$ ist proportional zur Spannungsabweichung $\Delta u_{1,2}$ ¹⁶ und einem Verstärkungsfaktor k , welcher vom relevanten Netzbetreiber unter Berücksichtigung der wesentlichen Impedanzen zwischen der oder den Stromerzeugungseinheit(en) der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage und dem Netzanschlusspunkt vorgegeben wird. Sofern der relevante Netzbetreiber keine anderwärtige Vorgabe für den Verstärkungsfaktor k macht, ist ein Wert $k = 2$ zu wählen.

Für nachfolgende Formel wird das Verbraucher-Zählpeilsystem verwendet.

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

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

Δi_{B1} ...zusätzlicher Blindstrom im Mitsystem

Δi_{B2} ...zusätzlicher Blindstrom im Gegensystem

Δu_1 ... Änderung der Mitsystemspannung

Δu_2 ... Änderung der Gegensystemspannung

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

Nach Fehlerende¹⁷ erfolgt der Übergang von der dynamischen Blindstromstützung zur statischen Spannungshaltung. Der Übergang sollte kontinuierlich und nicht sprungförmig erfolgen. Nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen müssen in der Lage sein, einen Blindstrom von mindestens der Höhe des Bemessungsstromes einzuspeisen.

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

5.2.2.2 Wiederaufnahme der Leistungsabgabe nach Fehlerklärung

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

Netzpendelungen (Leistungs- und/oder Netzfrequenzschwankungen) treten im kontinentaleuropäischen Synchrongebiet derzeit erfahrungsgemäß mit Eigenfrequenzen von 0,15 Hz bis 1,5 Hz auf.

Diese dürfen nicht zu einer Auslösung des Schutzes der Stromerzeugungseinheit führen. Auch darf die Wirkleistung der Stromerzeugungseinheit bei einer Netzpendelung nicht reduziert werden, es sei denn,

¹⁵ Abweichung des gemessenen Momentanwerts einer Spannung um einen Betrag von mindestens 5 % des Momentanwerts der theoretisch fortgeführten Vorfehlerspannung (kann sich sowohl auf Leiter-Leiter als auch Leiter-Erde Spannungen beziehen); Vektorsprünge ohne Amplitudenänderung führen nicht zu Spannungsänderungen im Mit-/Gegensystem, bzw. das Mit-/Gegensystem ist bei Unstetigkeiten nicht definiert

¹⁶ Die Spannungsabweichung $\Delta u_{1,2}$ besitzt im Falle eines Spannungseinbruchs (Unterspannung) ein negatives Vorzeichen.

¹⁷ Zeitpunkt des Wiedereintritts der Netzspannung nach Fehlerklärung in das zulässige Spannungsband gem. ÖVE/ÖNORM EN 50160

- diese trägt gewollt zur Dämpfung der Netzpendelungen bei;
- eine Überlastung von Betriebsmitteln wird dadurch vermieden.

Bei Netzpendelungen müssen die Stromerzeugungsanlagen die statische Stabilität aufrechterhalten können, wenn sie in einem beliebigen Betriebspunkt des P-Q-Diagramms arbeiten.

Nichtsynchroner Stromerzeugungsanlagen müssen in der Lage sein, zur Dämpfung von Netzpendelungen beizutragen, wenn der relevante ÜNB dies verlangt. Die Merkmale der Spannungs- und Blindleistungsregelung von nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen dürfen die Dämpfung von Netzpendelungen nicht beeinträchtigen.

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.	180 Sekunden
0,9 p.u. – 1,1 p.u.	unbegrenzt

Tabelle 4: 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

Für den Fall einer gleichzeitigen Überspannung und Unterfrequenz oder einer gleichzeitigen Unterspannung und Überfrequenz kann der relevante Netzbetreiber in Abstimmung mit dem ÜNB kürzere Zeiträume festlegen, in denen Stromerzeugungsanlagen die Verbindung mit dem Netz aufrechterhalten müssen.

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 den Netzanschlusspunkt.

Die Stromerzeugungsanlage muss in der Lage sein, in einem angemessenen Zeitraum jeden vom relevanten Netzbetreiber als Zielwert festgelegten Betriebspunkt innerhalb des geforderten Blindleistungsbereichs zu erreichen.

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 Erzeugerzählpfeilsystem EZS¹⁸ verwendet.

¹⁸ 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

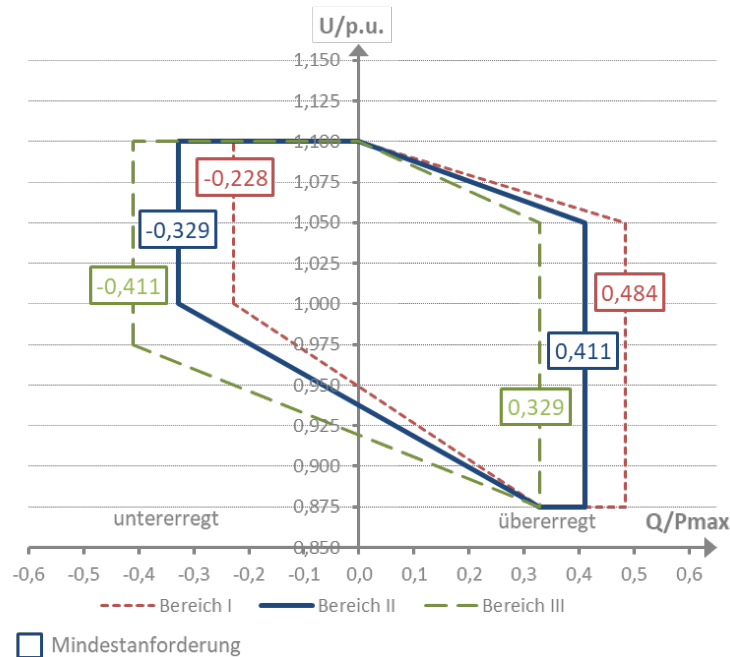


Abbildung 10: Blindleistungsbereiche synchroner und nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen bei Maximalkapazität

U ist die Betriebsspannung; 1 p.u. ist ihr Referenzwert; Q ist die Blindleistung der Stromerzeugungsanlage in var und P_{max} ist die Maximalkapazität der Stromerzeugungsanlage in W.

Blindleistungsbereich	Q/P_{max} (bei 1 p.u.)	Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$
Bereich I	- 0,228 bis + 0,484	0,975 untererregt bis 0,9 übererregt
Bereich II	- 0,329 bis + 0,411	0,95 untererregt bis 0,925 übererregt
Bereich III	-0,411 bis + 0,329	0,925 untererregt bis 0,95 übererregt

Tabelle 5: Blindleistungsbereiche synchroner und nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen bei Maximalkapazität

Es gilt grundsätzlich der Blindleistungsbereich II. In lokal begrenzten Ausnahmefällen kann vom relevanten Netzbetreiber alternativ im Netzanschlussvertrag der Blindleistungsbereich I oder III gefordert werden. Dies ist gegenüber dem Netzbenutzer nachvollziehbar und schlüssig zu begründen.

Im übererregten Bereich ist eine Reduzierung der Wirkleistung zugunsten der Blindleistungsbereitstellung zulässig. In diesem Fall ist in Abstimmung mit dem relevanten Netzbetreiber unter Berücksichtigung der technischen Eigenschaften der Stromerzeugungsanlage und der Erfordernisse des Netzbetreibers die Reduktion der Wirkleistung zur vollständigen Erfüllung der Blindleistungsanforderungen so gering wie möglich zu halten und darf jedenfalls 10% der Maximalkapazität (P_{max}) am Übergabepunkt nicht überschreiten.

In den Arbeitsbereichen $Q/P_{max} > 0$ und $U/p.u. < 0,875$ (übererregter Betrieb und Unterspannung) sowie $Q/P_{max} < 0$ und $U/p.u. > 1,1$ (untererregter Betrieb und Überspannung) soll die Stromerzeugungsanlage nach Können und Vermögen weiterhin spannungsstützend wirken und erforderlichenfalls ihre Betriebsweise gemäß den Vorgaben der TOR Systemschutzplan anpassen.

5.3.3.2 Blindleistungskapazität unterhalb der Nennscheinleistung bzw. Maximalkapazität

Synchrone Stromerzeugungsanlagen, die mit einer Wirkleistungsabgabe unterhalb der Maximalkapazität ($P < P_{max}$) arbeiten, müssen in der Lage sein, in jedem möglichen Betriebspunkt innerhalb des P - Q -Diagramms ihres Generators und mindestens bis zur Mindestleistung für den stabilen Betrieb zu arbeiten. Auch bei verringerter Wirkleistungsabgabe muss die Blindleistungsabgabe am Netzanschlusspunkt dem P - Q -Diagramm des Generators dieser synchronen Stromerzeugungsanlage vollständig entsprechen, wobei der Eigenbedarf sowie die Wirk- und Blindleistungsverluste eines etwaigen Netztransformators zu berücksichtigen sind. Die Grundausslegung soll dabei nach Abbildung 11 wie bei nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen erfolgen.

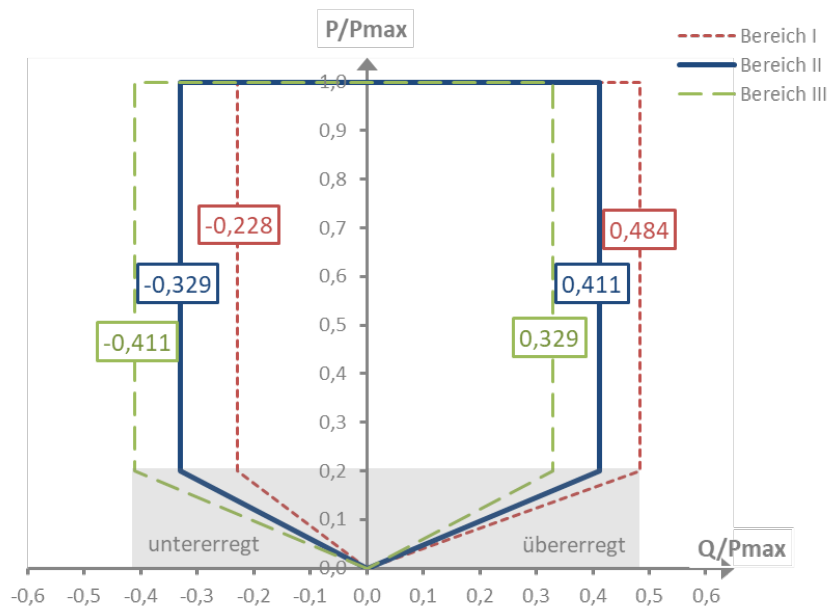


Abbildung 11: Blindleistungsbereiche nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen unterhalb der Maximalkapazität

P ist die Wirkleistung der Stromerzeugungsanlage in W; Q ist die Blindleistung der Stromerzeugungsanlage in var und P_{max} ist die Maximalkapazität der Stromerzeugungsanlage in W.

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

Im übererregten Bereich ist eine Reduzierung der Wirkleistung zugunsten der Blindleistungsbereitstellung zulässig. In diesem Fall ist in Abstimmung mit dem relevanten Netzbetreiber unter Berücksichtigung der technischen Eigenschaften der Stromerzeugungsanlage und der Erfordernisse des Netzbetreibers die Reduktion der Wirkleistung zur vollständigen Erfüllung der Blindleistungsanforderungen so gering wie möglich zu halten und darf jedenfalls 10% der Maximalkapazität (P_{max}) am Übergabepunkt nicht überschreiten.

Während des Betriebs unterhalb der Maximalkapazität ($P < P_{max}$) muss die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage in der Lage sein, Blindleistung auf jedem Betriebspunkt innerhalb ihres P - Q/P_{max} -Profils bereitzustellen, wenn alle Stromerzeugungseinheiten dieser nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage technisch zur Verfügung stehen, d. h. nicht wegen Wartungsarbeiten oder eines Ausfalls außer Betrieb sind; anderenfalls können unter Berücksichtigung der technischen Verfügbarkeit geringere Blindleistungskapazitäten zur Verfügung stehen.

5.3.3.3 Blindleistungskompensation

Der relevante Netzbetreiber kann verlangen, dass eine zusätzliche Blindleistung bereitzustellen ist, wenn sich der Netzanschlusspunkt einer Stromerzeugungsanlage weder an den Klemmen des Netztransformators der Spannungsebene des Netzanschlusspunktes noch an den Klemmen des Umrichters (Generators) befindet, falls kein Netztransformator vorhanden ist. Diese zusätzliche Blindleistung muss den Blindleistungsbedarf der Leitung oder des 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 zuständigen Eigentümer dieser Leitung bzw. dieses Kabels bereitzustellen.

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:

- fester Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$ fix;
- Verschiebungsfaktor-/Wirkleistungskennlinie $\cos \varphi (P)$;
- Blindleistungs-/Spannungskennlinie $Q (U)$;
- Spannungsbegrenzungsfunktion
- feste Blindleistung Q fix¹⁹.

Der Netzbetreiber kann feste Werte im Rahmen einer zeitlichen Staffelung vorschreiben, wobei deren Parametrierung zwischen dem Netzbetreiber und dem Netzbetreiber vereinbart wird.

Der Netzbetreiber kann auch feste Werte als Online-Sollwertvorgabe sowie eine Umschaltung zwischen den vorgesehenen Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung über eine fernwirktechnische Schnittstelle vorschreiben. Die Sollwerte sind spätestens nach einer Minute an der Messstelle zu realisieren.

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

Um bei schwankender Wirkleistungsabgabe Spannungssprünge zu vermeiden, sollte eine Kennlinie mit kontinuierlichem Verlauf und begrenzter Steilheit gewählt werden.

5.3.4.1 Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen

- i. die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage muss in der Lage sein, entweder über die Spannungsregelung, die Blindleistungsregelung oder die Regelung des Leistungsfaktors²⁰ automatisch Blindleistung bereitzustellen;
- ii. im Modus der Spannungsregelung muss die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage in der Lage sein, durch Blindleistungsaustausch mit dem Netz zur Spannungsregelung am Netzanschlusspunkt beizutragen, wobei der Spannungssollwert 0,95 bis 1,05 pu in Schritten von höchstens 0,01 p.u. umfasst und einen Gradienten von mindestens 2 % bis 7 % in

¹⁹ Ist nur in regional begründeten Fällen und in vollem Ausmaß unterhalb der Maximalkapazität zeitlich eingeschränkt vorgesehen.

²⁰ Der Betrag des Verschiebungsfaktors $\cos \varphi$ entspricht dann dem Leistungsfaktor, wenn nur eine sinusförmige Grundschwingung vorliegt.

- Schritten von höchstens 0,5 % aufweist. Die Blindleistungsabgabe muss null betragen, wenn die Netzspannung am Netzanschlusspunkt dem Spannungssollwert entspricht;
- iii. der Sollwert kann mit oder ohne Totband in einem wählbaren Bereich von null bis $\pm 5\%$ des Referenzwerts 1 p.u. der Netzspannung in Schritten von höchstens 0,5 % eingestellt werden;
 - iv. nach einem Spannungssprung muss die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage in der Lage sein, 90 % der Änderung der Blindleistungsabgabe innerhalb einer Zeit t_1 zu erreichen und sich auf dem durch den Gradienten bestimmten Wert innerhalb einer Zeit t_2 einzustellen, wobei die Toleranz für die Blindleistung im statischen Zustand höchstens 5 % der maximalen Blindleistung beträgt;

Die Werte für t_1 und t_2 werden zwischen dem Netzbenutzer und dem relevanten Netzbetreiber vereinbart. Folgende Werte werden empfohlen:

$$t_1 = 1 \text{ Sekunde}$$

$$t_2 = 10 \text{ Sekunden}$$

- v. im Modus der Blindleistungsregelung muss die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage in der Lage sein, die Blindleistung auf jeden Punkt innerhalb des in Kapitel 5.3.3 „Blindleistungskapazität“ festgelegten Blindleistungsbereichs einzustellen, wobei die Einstellungsschrittweite höchstens 5 MVar bzw. 5 % der vollen Blindleistung betragen darf (wobei der jeweils niedrigere Wert anzuwenden ist);
- vi. im Modus der Leistungsfaktorregelung muss die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage in der Lage sein, den Leistungsfaktor am Netzanschlusspunkt innerhalb des vom relevanten Netzbetreiber gemäß Kapitel 5.3.3.1 festgelegten Bereichs in Schritten von höchstens 0,01 auf einen Zielleistungsfaktor zu regeln. Der Toleranzbereich des Zielleistungsfaktors wird durch den Toleranzbereich der entsprechenden Blindleistung angegeben. Diese Blindleistungstoleranz wird entweder durch einen absoluten Wert oder durch einen prozentualen Anteil an der maximalen Blindleistung der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage angegeben;

Der Zielwert des Leistungsfaktors, der Toleranzbereich und der Zeitraum, in dem der Zielleistungsfaktor nach einer plötzlichen Änderung der Wirkleistungsabgabe erreicht werden muss, werden zwischen dem Netzbenutzer und dem relevanten Netzbetreiber vereinbart. Folgende Werte werden empfohlen:

- Toleranzbereich des Zielleistungsfaktors: 1 % der maximalen Blindleistung der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage
 - Zeitraum, in dem der Zielleistungsfaktor nach einer plötzlichen Änderung der Wirkleistungsabgabe erreicht werden muss: 10 Sekunden
- vii. der relevante Netzbetreiber legt in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB und dem Netzbenutzer fest, welche der vorstehend beschriebenen Fähigkeiten für die Blindleistungsregelung und die entsprechenden Sollwerte anzuwenden ist und welches weitere Betriebsmittel erforderlich ist, um den jeweiligen Sollwert per Fernbedienung anpassen zu können;

5.3.5 Spannungsregelung synchroner Stromerzeugungsanlagen

Synchrone Stromerzeugungsanlagen müssen über ein permanentes automatisches Erregersystem verfügen, das eine konstante Generatorklemmenspannung mit einem wählbaren Sollwert sicherstellt, ohne dass im Arbeitsbereich der synchronen Stromerzeugungsanlage instabile Zustände auftreten.

5.3.6 Spannungsgeführte Wirkleistungsabregelung

Diesbezüglich sind keine Anforderungen an Stromerzeugungsanlagen vorgesehen.

5.4 Anforderungen hinsichtlich Netzmanagement und Systemschutz

Stromerzeugungsanlagen müssen die folgenden allgemeinen Anforderungen hinsichtlich des Netzmanagements erfüllen:

5.4.1 Wirkleistungsvorgabe durch den Netzbetreiber

Die Stromerzeugungsanlage muss in der Lage sein, den Sollwert der Wirkleistungsabgabe entsprechend den Anweisungen anzupassen, die der relevante Netzbetreiber oder der relevante ÜNB dem Netzbenutzer erteilt.

Der Netzbenutzer hat diese Anpassung nur innerhalb des Betriebsbereichs der Stromerzeugungsanlage zwischen Mindestleistung und Maximalkapazität und je nach Verfügbarkeit der Primärenergie durchzuführen.

Manuelle Maßnahmen vor Ort sind zulässig, wenn automatische Fernbedienungseinrichtungen außer Betrieb sind, beispielsweise nach telefonischer Anweisung durch den relevanten Netzbetreiber.

Stromerzeugungsanlagen müssen in der Lage sein, folgende Leistungsgradienten für die Änderung der Wirkleistungsabgabe innerhalb ihres Betriebsbereiches zwischen Mindestlast und Maximalast in beide Richtungen einzuhalten:

- Obergrenze (Maximalgradient): 40 % von P_{max} pro Minute
- Untergrenze (Mindestgradient): 1,66 % von P_{max} pro Minute

Damit ergeben sich für eine vollständige Änderung der Wirkleistungsabgabe im Bereich 0 bis 100 % von P_{max} folgende Zeiträume (vorbehaltlich der Verfügbarkeit des Primärenergieträgers):

- Mindestzeitraum: 2,5 Minuten
- Maximalzeitraum: 60 Minuten

Abhängig vom eingesetzten Primärenergieträger, von der Stromerzeugungstechnologie und der Systemrelevanz der Stromerzeugungsanlage können zwischen dem relevanten Netzbetreiber und dem Netzbenutzer abweichende Werte für die Zeiträume zur Erreichung des Sollwerts der Wirkleistungsabgabe vereinbart werden.

Der Toleranzbereich für die Einhaltung der vorgegebenen Sollwerte beträgt ± 5 % der Maximalkapazität P_{max} .

Wenn technisch nicht anders möglich, kann die Wirkleistungsreduktion auch durch Abschaltung von Stromerzeugungseinheiten realisiert werden. Unterhalb der Mindestleistung dürfen sich die Stromerzeugungseinheiten vom Netz trennen.

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

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

- um eine unmittelbare, auch bloß vermutete Gefahr für Personen oder Sachen abzuwenden;
- wenn dies durch die Befolgung behördlicher Anordnungen, Auflagen usw. erforderlich ist;
- bei einer durch höhere Gewalt oder sonstige, nicht in der Sphäre des Netzbetreibers liegende, Umstände bedingten Verhinderung der Erbringung der Netzdienstleistungen;

- bei Setzung von Maßnahmen zur Vermeidung von Großstörungen und Begrenzung ihrer Auswirkungen gemäß TOR Systemschutzplan durch die Übertragungsnetzbetreiber;
- bei einem drohenden oder bereits eingetretenen Netzzusammenbruch;
- bei Durchführung betriebsnotwendiger Arbeiten im Netz.

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

5.4.2 Simulationsmodelle und Simulationsparameter

- i. Auf Aufforderung des relevanten Netzbetreibers oder des relevanten ÜNB legt der Netzbenutzer **im Rahmen des Betriebserlaubnisverfahrens** Simulationsmodelle vor, die das Verhalten der Stromerzeugungsanlage sowohl durch statische als auch dynamische Simulationen (50-Hz-Komponente) oder durch Simulation transienter elektromagnetischer Vorgänge widerspiegeln; der Netzbenutzer stellt sicher, dass die vorgelegten Simulationsmodelle auf Übereinstimmung mit den Ergebnissen der Konformitätstests gemäß Kapitel 8.2 überprüft wurden, und übermittelt die Ergebnisse dieser Überprüfung dem relevanten Netzbetreiber oder dem relevanten ÜNB;
- ii. die vom Netzbenutzer vorgelegten Simulationsmodelle müssen in Abhängigkeit von den vorhandenen Komponenten **und Vorgaben des relevanten Netzbetreibers** folgende Teile umfassen:
 - Generator und Antriebsmaschine;
 - Drehzahl- und Leistungsregelung;
 - Spannungsregelung, einschließlich eines ggf. vorhandenen Pendeldämpfungsgeräts (PSS) und Erregersystems;
 - Simulationsmodelle für den Schutz der Stromerzeugungsanlage gemäß den Vereinbarungen zwischen dem relevanten Netzbetreiber und dem Netzbenutzer; und
 - Umrichtermodelle für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen;
- iii. die unter Ziffer i genannte Aufforderung des relevanten Netzbetreibers ist mit dem relevanten ÜNB abzustimmen. Sie muss Folgendes umfassen:
 - das Format, in dem die Simulationsmodelle vorzulegen sind;
 - die Bereitstellung von Unterlagen zur Struktur des Simulationsmodells und zu seinen Blockdiagrammen;
 - eine Schätzung der minimalen und maximalen Kurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt in MVA als Netzäquivalent;
- iv. der Netzbenutzer stellt dem relevanten Netzbetreiber oder dem relevanten ÜNB auf Aufforderung Aufzeichnungen über das Verhalten der Stromerzeugungsanlage zur Verfügung. Der relevante Netzbetreiber oder der relevante ÜNB kann diese Aufzeichnungen anfordern, um die Reaktion der Simulationsmodelle mit diesen Aufzeichnungen vergleichen zu können.

Der Netzbenutzer legt dem relevanten Netzbetreiber auf Aufforderung alle erforderlichen Simulationsparameter (z.B. technische Kennwerte) für die in Punkt ii angeführten Teile vor, damit dieser die in Punkt i genannten Simulationen erforderlichenfalls selbst durchführen kann. Dazu stellt der relevante Netzbetreiber dem Netzbenutzer ein geeignetes Formular zur Verfügung (beispielhaft siehe Anhang A7 „Technische Kennwerte und Parameter für Simulationsmodelle“) oder veröffentlicht dieses auf seiner Homepage.

5.4.3 Systemschutz

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

Stromerzeugungsanlagen müssen in der Lage sein, ein spannungsstützendes Verfahren anzuwenden:

- Verfahren einer Blindleistungs-/Spannungskennlinie $Q(U)$ gem. Kapitel 5.3.4.
- unter Berücksichtigung des Modus der Spannungsregelung nach Spannungssollwert gemäß Kapitel 5.3.4.1 für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen

Die entsprechenden Einstellparameter sowie die betrieblichen Anforderungen sind mit dem relevanten Netzbetreiber abzustimmen.

Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung, die auch als Last wirken können, wie z. B. Pumpspeicher-Stromerzeugungsanlagen, müssen in der Lage sein, diese Last bei Unterfrequenzen vom Netz zu trennen. Diese Anforderung gilt nicht für Hilfsversorgungssysteme.

5.5 Anforderungen hinsichtlich Synchronisierung und Netzwiederaufbau

5.5.1 Synchronisierungsvorrichtungen

Stromerzeugungsanlagen müssen mit einer Synchronisationsvorrichtung ausgestattet sein.

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

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

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

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

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

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

5.5.2 Zuschaltbedingungen

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

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

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

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

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

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

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

5.5.3 Schwarzstartfähigkeit

- i. eine Schwarzstartfähigkeit ist nicht zwingend erforderlich;
- ii. auf Aufforderung des relevanten ÜNB müssen die Netzbenutzer jedoch ein Angebot für die Schwarzstartfähigkeit vorlegen. Der relevante ÜNB kann ein solches Angebot einholen, wenn er der Ansicht ist, dass die Systemsicherheit in seiner Regelzone aufgrund mangelnder Schwarzstartfähigkeit gefährdet ist;
- iii. Stromerzeugungsanlagen mit Schwarzstartfähigkeit müssen in der Lage sein, aus abgeschaltetem Zustand ohne Zufuhr elektrischer Energie von außen innerhalb eines vom relevanten Netzbetreiber in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB festgelegten Zeitraums wieder hochzufahren;

Der festgelegte Zeitraum muss kompatibel mit den Vorgaben der vertraglichen Modalitäten für Anbieter von Systemdienstleistungen zum Netzwiederaufbau gemäß der ER-VO sein.

- iv. Stromerzeugungsanlagen mit Schwarzstartfähigkeit müssen in der Lage sein, sich im inneren Bereich der in Kapitel 5.5.1 „Synchronisierungsvorrichtungen“ genannten Frequenzbereiche sowie ggf. innerhalb der in Kapitel 5.3.1 genannten Spannungsbereiche zu synchronisieren;
- v. Stromerzeugungsanlagen mit Schwarzstartfähigkeit müssen in der Lage sein, Spannungseinbrüche aufgrund von Lastzuschaltungen automatisch auszuregulieren;
- vi. Stromerzeugungsanlagen mit Schwarzstartfähigkeit müssen
 - in der Lage sein, sprunghafte Lastzuschaltungen auszuregulieren;
 - in der Lage sein, gemäß Kapitel 5.1.3 und Kapitel 5.1.6 im LFSM-O- und LFSM-U-Modus zu arbeiten;
 - die Frequenz im Falle einer Über- oder Unterfrequenz innerhalb des gesamten Wirkleistungsbereichs zwischen der Mindestleistung für den regelfähigen Betrieb und der Maximalkapazität sowie auf Höhe des Eigenbedarfs regeln;
 - mit einigen Stromerzeugungsanlagen innerhalb einer Insel parallel betrieben werden können; und
 - die Spannung während der Wiederherstellung des Netzes automatisch regeln.

5.5.4 Inselbetriebsfähigkeit

Inselbetriebsfähigkeit ist nicht zwingend erforderlich. Anlagen von Netzbenutzern mit Stromerzeugungsanlagen können bei Störungen im vorgelagerten Netz zur Deckung des Eigenverbrauchs in den Inselbetrieb gehen. Ein vom Netzbenutzer vorgesehener Inselbetrieb ist mit dem relevanten Netzbetreiber zu vereinbaren.

- i. Für Stromerzeugungsanlagen mit Inselbetriebsfähigkeit gilt:
 - die Frequenzgrenzwerte für den Inselbetrieb müssen den gemäß Kapitel 5.1.1 „Frequenzbereiche“ festgelegten Grenzwerten entsprechen;
 - die Spannungsgrenzwerte für den Inselbetrieb müssen den gemäß Kapitel 5.3.1 „Spannungsbereiche“ und Kapitel 5.3.2 „Trennung der Stromerzeugungsanlage vom Netz“ festgelegten Grenzwerten entsprechen;
- ii. Stromerzeugungsanlagen müssen in der Lage sein, während des Inselbetriebs gemäß Kapitel 5.1.7 im frequenzabhängigen Modus zu arbeiten.

Dies muss speziell im Parallelbetrieb mit anderen Stromerzeugungsanlagen in diesem Inselnetz sichergestellt sein (siehe auch TOR Systemschutzplan).

Bei Leistungsüberschüssen müssen Stromerzeugungsanlagen in der Lage sein, die Wirkleistungsabgabe von einem bisherigen Betriebspunkt auf einen neuen Betriebspunkt des P - Q -Diagramms zu verringern. Dabei muss die Stromerzeugungsanlage in der Lage sein, die abgegebene Wirkleistung so weit zu verringern, wie dies angesichts ihrer inhärenten Eigenschaften technisch möglich ist, mindestens jedoch auf 55 % ihrer Maximalkapazität;

- iii. die Methode zur Feststellung des Wechsels vom Verbundnetzbetrieb zum Inselbetrieb wird zwischen dem Netzbenutzer und dem relevanten Netzbetreiber in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB vereinbart.

Die Feststellung des Wechsels vom Verbundnetzbetrieb zum Inselbetrieb wird typischerweise über die Frequenzabweichung detektiert.

- iv. Stromerzeugungsanlagen müssen in der Lage sein, während des Inselbetriebs im LFSM-O-Modus gemäß Kapitel 5.1.3 und im LFSM-U-Modus gemäß Kapitel 5.1.6 zu arbeiten.

Bei Betrieb einer inselbetriebsfähigen Stromerzeugungsanlage mit Teillast im Inselbetriebsfall muss die Stromerzeugungsanlage in der Lage sein, stoßartige Lastzuschaltungen bis 10 % der Maximalkapazität P_{max} auszuregeln.

5.5.5 Schnelle Neusynchronisierung

- i. Bei einer Trennung der Stromerzeugungsanlage vom Netz muss diese in der Lage sein, sich im Einklang mit der Schutzstrategie, die der relevante Netzbetreiber in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB und dem Netzbenutzer vereinbart hat, schnell neu zu synchronisieren;
- ii. eine Stromerzeugungsanlage mit einer Mindestneusynchronisationszeit von mehr als 15 Minuten nach der Trennung von einer externen Stromversorgung muss darauf ausgelegt sein, sich von jedem Betriebspunkt ihres P - Q -Diagramms auf Eigenbedarfsbetrieb abzufangen. In diesem Fall darf sich die Feststellung des Eigenbedarfsbetriebs nicht nur auf die Schalterstellungssignale des Netzbetreibers stützen;
- iii. Stromerzeugungsanlagen müssen in der Lage sein, nach einem Abfangen auf Eigenbedarfsbetrieb unabhängig von einem Eigenbedarfsanschluss an das externe Netz weiterzuarbeiten.

Stromerzeugungsanlagen müssen nach Abfangen in den Eigenbedarfsbetrieb in der Lage sein, die Eigenbedarfsleistung für den mit dem relevanten Netzbetreiber unter Berücksichtigung der Merkmale der Hauptantriebstechnologie vereinbarten Zeitraum, mindestens aber für 2 Stunden, sollte dieser Zeitraum aus technischen Gründen nicht möglich sein für den längsten möglichen Zeitraum, sicherzustellen.

5.6 Anforderungen hinsichtlich Datenaustausch

- i. Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung müssen in der Lage sein, mit dem relevanten Netzbetreiber oder dem relevanten ÜNB in Echtzeit oder periodisch mit Erfassung des Zeitpunkts Informationen auszutauschen, wobei die Vorgaben des relevanten Netzbetreibers oder des relevanten ÜNB einzuhalten sind;
- ii. der relevante Netzbetreiber legt in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB den Inhalt des Informationsaustauschs einschließlich einer genauen Liste der von der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung zu übermittelnden Daten fest.

Anwendbarkeit und Umfang des Datenaustauschs (Stammdaten, Echtzeitdaten, Nichtverfügbarkeiten, Fahrpläne) für signifikante Netznutzer gemäß Art 2 Abs 1 SOGL werden in der SOGL Datenaustausch-V festgelegt (Anhang A1). Damit verbundene weitere organisatorische und technische Anforderungen (z.B. Änderungsmitteilungen, Übermittlungsfrequenz, Zeitstempel, Formate, Protokolle, Sicherheitsvorschriften etc.) für den Datenaustausch werden nach den wichtigsten organisatorischen Anforderungen, Aufgaben und Zuständigkeiten im Zusammenhang mit dem Datenaustausch gemäß Art 40 Abs 6 SOGL (Key Organisational Requirements, Roles and Responsibilities – KORRR) vom relevanten ÜNB bzw. VNB spezifiziert und veröffentlicht.

6 Ausführung der Anlage und Schutz

6.1 Primärtechnik

6.1.1 Anschlussanlage und Symmetrie

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

Die elektrischen Anlagen müssen so ausgelegt, konstruiert und errichtet werden, dass sie den mechanischen und thermischen Auswirkungen eines Kurzschlussstromes sicher standhalten können.

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.

6.1.3 Entkopplungsstelle

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

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

Die Schalteinrichtung der Entkopplungsstelle muss mindestens Lastschaltvermögen haben und für die maximal abzuschaltende Kurzschlussleistung²¹ ausgelegt sein.

Die Funktion der Schaltgeräte der Entkopplungsstelle muss überprüfbar sein.

6.1.4 Sternpunktbehandlung

6.1.4.1 Netzanschluss im Mittelspannungsnetz

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

6.2 Sekundärtechnik

6.2.1 Fernsteuerung bzw. fernwirktechnische Schnittstelle

Die fernwirktechnische Schnittstelle zur Wirkleistungsvorgabe nach Kapitel 5.4.1, zur allfälligen Blindleistungsvorgabe nach Kapitel 5.3.4 und zur Übermittlung von Echtzeitdaten nach Kapitel 5.6 ist mit einem gängigen Kommunikationsstandard (z.B. IEC 60870-5-101 oder IEC 60870-5-104, Modbus RTU/TCP, Online-Sollwertvorgabe) nach Wahl des relevanten Netzbetreibers im Netzanschlussvertrag, auszustatten.

²¹ Die maximal zu erwartende Kurzschlussleistung hängt vom Netz und der Stromerzeugungsanlage ab.

6.2.2 Backup-Systeme für Kommunikation

Stromerzeugungsanlagen mit Online-Sollwertvorgabe müssen Kommunikationssysteme mit Backup-Stromversorgungsquellen aufweisen, um mindestens 30 Minuten lang erforderliche Informationen austauschen zu können, falls die externe Stromversorgung vollständig ausfällt.

Stromerzeugungsanlagen, die signifikante Netznutzer gem. Art. 23 (4) ER-VO sind, müssen Kommunikationssysteme mit ausreichender Redundanz und Backup-Stromversorgungsquellen aufweisen, um mindestens 24 Stunden lang für den Netzwiederaufbauplan erforderliche Informationen austauschen zu können, falls die externe Stromversorgung vollständig ausfällt oder einzelne Kommunikationsanlagen nicht zur Verfügung stehen.

6.2.3 Regelsysteme und -einstellungen

- i. die Systeme und Einstellungen der verschiedenen Regeleinrichtungen der Stromerzeugungsanlage, die für die Stabilität des Übertragungsnetzes und für Notfallmaßnahmen erforderlich sind, werden zwischen dem relevanten ÜNB, dem relevanten Netzbetreiber und dem Netznutzer abgestimmt und vereinbart;
- ii. alle Änderungen an den unter Ziffer i genannten Systemen und Einstellungen der verschiedenen Regelungseinrichtungen der Stromerzeugungsanlage werden zwischen dem relevanten ÜNB, dem relevanten Netzbetreiber und dem Netznutzer abgestimmt und vereinbart, insbesondere wenn sie in den in Ziffer i genannten Umständen angewandt werden.

6.2.4 Messinstrumente

- i. Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung müssen über Vorrichtungen zur Aufzeichnung von Fehlern und zur Überwachung des dynamischen Systemverhaltens verfügen. Diese Vorrichtungen zeichnen die folgenden Parameter auf:
 - Spannung;
 - Wirkleistung;
 - Blindleistung; und
 - Frequenz.

Der relevante Netzbetreiber kann mit angemessener Vorankündigung Parameter für die Versorgungsqualität festlegen;

- ii. die Einstellungen der Vorrichtungen zur Fehleraufzeichnung, einschließlich der Auslösekriterien und der Aufzeichnungsraten, werden zwischen dem Netznutzer und dem relevanten Netzbetreiber in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB vereinbart;
- iii. die Vorrichtungen zur Überwachung des dynamischen Systemverhaltens müssen entsprechend den Vorgaben des relevanten Netzbetreibers, die dieser mit dem relevanten ÜNB abstimmt, ein Auslösekriterium zur Feststellung schlecht gedämpfter Leistungspendelungen umfassen;
- iv. die Vorrichtungen hinsichtlich der Versorgungsqualität und der Überwachung des dynamischen Systemverhaltens müssen Möglichkeiten für den Netznutzer, den relevanten Netzbetreiber und den relevanten ÜNB umfassen, auf die Informationen zuzugreifen. Die Kommunikationsprotokolle für Datenaufzeichnungen werden zwischen dem Netznutzer, dem relevanten Netzbetreiber und dem relevanten ÜNB vereinbart.

Ist der relevante Netzbetreiber oder der relevante ÜNB der Ansicht, dass in einer Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung zusätzliche Geräte installiert werden sollten, um den Netzbetrieb oder die Systemsicherheit wiederherzustellen oder aufrechtzuerhalten, so prüfen der relevante Netzbetreiber oder der relevante ÜNB und der Netznutzer dies und vereinbaren eine geeignete Lösung.

6.3 Schutzeinrichtungen und Netzentkupplungsschutz

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

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.

Schutzsysteme können die folgenden Aspekte umfassen:

- externe und interne Kurzschlüsse
- unsymmetrische Lasten (negative Phasenfolge)
- Stator- und Rotor-Überlast
- Über-/Untererregung
- Über-/Unterspannung am Netzanschlusspunkt
- Über-/Unterspannung an den Klemmen des Umrichters (Generators)
- Verbundnetzpendelungen
- Einschaltströme
- asynchroner Betrieb (Polschlupf)
- Schutz vor unzulässiger Wellentorsion (z. B. subsynchrone Resonanzen)
- Leitungsschutz der Stromerzeugungsanlage
- Transformatorschutz
- Back-up-Systeme für Schutz- und Schaltfehler
- Übererregung (U/f)
- Rückleistung
- Frequenzgradient und
- Verlagerungsspannung.

Der Netzbenutzer organisiert seine Schutz- und Regelvorrichtungen gemäß der folgenden (absteigend geordneten) Prioritätsliste:

- 1) Schutz des Netzes und der Stromerzeugungsanlage;
- 2) ggf. synthetische Schwungmasse;
- 3) Frequenzregelung (Anpassung der Wirkleistungsabgabe);
- 4) Leistungsbegrenzung; und
- 5) Begrenzung des Leistungsgradienten.

Bei einem Verlust der Winkelstabilität oder der Steuerbarkeit muss die Stromerzeugungsanlage in der Lage sein, sich automatisch vom Netz zu trennen, um zur Aufrechterhaltung der Systemicherheit beizutragen oder Schäden an der Stromerzeugungsanlage zu verhindern. Der Netzbenutzer und der relevante Netzbetreiber vereinbaren in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB die Kriterien für die Feststellung eines Verlusts der Winkelstabilität oder der Steuerbarkeit.

Die Schutzeinrichtungen müssen so ausgelegt werden, dass es bei Versagen von Steuerungs- und/oder Reglereinrichtungen der Stromerzeugungseinheit (z. B. Spannungsregler, Erregereinrichtung, Turbinenregler) zu einer unverzüglichen Trennung der Stromerzeugungseinheit kommt, sobald ein unzulässiger Betriebszustand auftritt. Dabei ist auch die Möglichkeit von Schutz- und Schalterversagern zu berücksichtigen.

Zum Schutz anderer Netzbenutzer und Kunden vor unzulässigen Frequenz- und Spannungswerten bei Inselbetrieb müssen Frequenz- und Spannungsschutzfunktionen vorgesehen werden.

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

Erforderliche Änderungen an den Schutzsystemen der Stromerzeugungsanlage und des Netzes und an den für die Stromerzeugungsanlage relevanten Einstellungen werden vorab zwischen dem Netzbetreiber und dem Netzbenutzer vereinbart.

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.

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.

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

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

Ersatzstromversorgungsanlagen, die in eine netzgespeiste Verbrauchieranlage einspeisen können und nicht für den 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 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 bis 1,05 einstellbar sein.
- Überspannungsschutz $U >$ bzw. $U >>$
Der Überspannungsschutz regt an, wenn eines der drei Messglieder das Überschreiten des eingestellten Schwellwertes erkennt, d.h. die Messglieder sind logisch ODER-verknüpft. Das Rückfallverhältnis muss im Bereich von 0,95 bis 0,99 einstellbar sein

6.3.2.2 Frequenzschutzfunktionen

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

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

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

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 Zeitbereich von 0 bis 180 s.

6.3.2.5 **Weitere Schutzfunktionen**

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

6.3.3 **Einstellwerte für den Netzentkupplungsschutz**

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

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

Wenn eine synchrone Stromerzeugungsanlage oder eine nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage, die nicht mit eingeschränkter dynamischer Netzstützung betrieben wird, an ein Netz angeschlossen ist, welches mit einer automatischen Wiedereinschaltung (AWE) in einem vorgelagerten Netz betrieben wird, müssen Auslöseschwelle und Auslösezeit des Netzentkupplungsschutzes so bemessen sein, dass bei einem Lichtbogenfehler auf dieser Leitung der Lichtbogen in der verbleibenden spannungslosen Pause erlöschen kann und eine genügend lange Entionisationszeit gegeben ist.

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

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

6.3.3.1 **Einstellwerte für den Netzentkupplungsschutz im Mittelspannungsnetz**

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

Funktion	Einstellbereich des Schutzrelais	Empfohlene Schutzeinstellwerte	
Überspannungsschutz U>>	1,00 – 1,30 U_n	1,05 – 1,15 U_c	≤ 0,10 s
Überspannungsschutz U>	1,00 – 1,30 U_n	1,02 – 1,05 U_c	≤ 60 s
Unterspannungsschutz U<	0,10 – 1,00 U_n	0,7 U_c	0 – 1 s
Unterspannungsschutz U<<	0,10 – 1,00 U_n	0,3 U_c^{22}	≤ 0,2 s
Überfrequenzschutz f>	50 – 55 Hz	51,5 Hz	≤ 0,10 s
Unterfrequenzschutz f<	45 – 50 Hz	47,5 Hz	≤ 0,10 s
Blindleistungs- /Unterspannungsschutz Q+&U<	0,70 – 1,00 U_n	0,85 U_c	$t_I = 0,5$ s

Tabelle 6: Einstellwerte für den Netzentkupplungsschutz synchroner Stromerzeugungsanlagen im Mittelspannungsnetz

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

Funktion	Einstellbereich des Schutzrelais	Empfohlene Schutzeinstellwerte	
Überspannungsschutz U>>	1,00 – 1,30 U_n	1,05 – 1,15 U_c	≤ 0,10 s
Überspannungsschutz U>	1,00 – 1,30 U_n	1,02 – 1,05	≤ 60 s
Unterspannungsschutz U<	0,10 – 1,00 U_n	0,8 U_c	0,2 - 1,5 s
Unterspannungsschutz U<<	0,10 – 1,00 U_n	0,3 U_c^{22}	≤ 0,2 – 0,5 s
Überfrequenzschutz f>	50 – 55 Hz	51,5 Hz	≤ 0,10 s
Unterfrequenzschutz f<	45 – 50 Hz	47,5 Hz	≤ 0,10 s
Blindleistungs- /Unterspannungsschutz Q+&U<	0,70 – 1,00 U_n	0,85 U_c	$t_I = 0,5$ s

Tabelle 7: Einstellwerte für den Netzentkupplungsschutz nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen im Mittelspannungsnetz

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

²² Diese Spannungsstufe bewirkt eine schnelle Netztrennung bei kraftwerksnahen Kurzschlüssen (siehe Kapitel 6.3.2.1 „Spannungsschutzfunktionen“).

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 12).

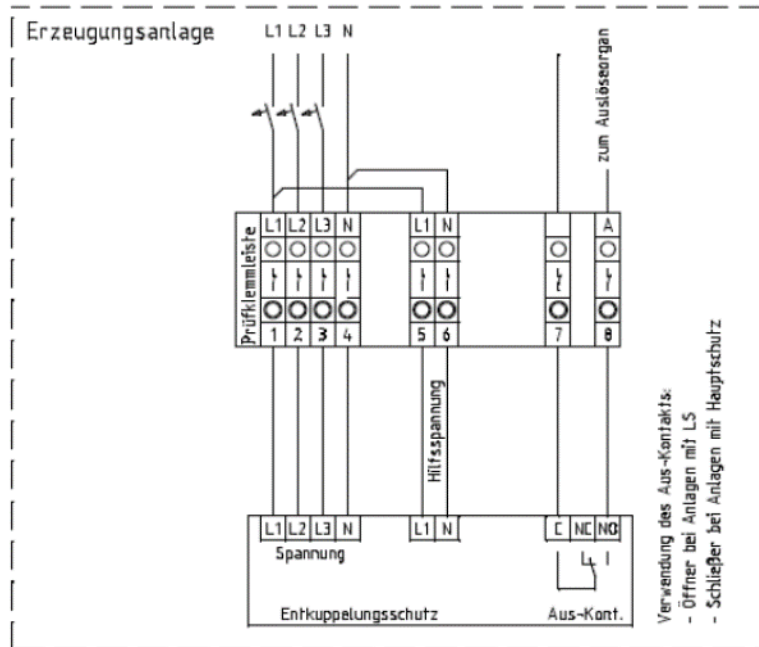


Abbildung 12: Typischer Aufbau einer Prüfklemmleiste

7 Betriebserlaubnisverfahren

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

Der erstmalige Parallelbetrieb der Stromerzeugungsanlage im Rahmen des Betriebserlaubnisverfahrens darf nur in Abstimmung mit dem relevanten Netzbetreiber erfolgen.

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

Für die Zwecke der Betriebserlaubnis für den Anschluss jeder neuen Stromerzeugungsanlage legt der Netzbenutzer dem relevanten Netzbetreiber ein Nachweisdokument für Stromerzeugungsanlagen vor, das eine Konformitätserklärung enthält. Für jede Stromerzeugungsanlage innerhalb der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung wird ein gesondertes, unabhängiges Nachweisdokument für Stromerzeugungsanlagen vorgelegt.

Die Nachweisdokumente enthalten allgemeine Daten, ausführliche technische Daten sowie Nachweise der Konformität der Stromerzeugungsanlage gemäß Kapitel 8.1. Die Vorlagen für Nachweisdokumente sind in Anhang A5 enthalten.

Nach der Annahme des vollständigen, angemessenen Nachweisdokuments für Stromerzeugungsanlagen erteilt der relevante Netzbetreiber dem Netzbenutzer eine endgültige Betriebserlaubnis.

Bei Bedarf kann der relevante Netzbetreiber dem Netzbenutzer bei Erfüllung der Anforderungen gemäß Anhang A5 eine vorübergehende Betriebserlaubnis (VBE) erteilen. Die vorübergehende Betriebserlaubnis ist grundsätzlich für 12 Monate befristet und kann erforderlichenfalls vom relevanten Netzbetreiber verlängert werden.

Der Netzbenutzer teilt dem relevanten Netzbetreiber die dauerhafte Außerbetriebnahme einer Stromerzeugungsanlage mit. Der relevante Netzbetreiber stellt gegebenenfalls sicher, dass die Inbetriebnahme und die Außerbetriebnahme von Stromerzeugungsanlagen elektronisch mitgeteilt werden 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/Unternehmens²³;
- eine nach den einzelnen Bestandteilen aufgeschlüsselte Konformitätserklärung durch den Anlagenerrichter und den Netzbenutzer.
- Simulationsparameter (z.B. technische Kennwerte) der Stromerzeugungsanlage gemäß Kapitel 5.4.2 für Studien des statischen und dynamischen Betriebsverhaltens;
- Simulationsmodelle der Stromerzeugungsanlage gemäß Kapitel 5.4.2 für Studien des statischen und dynamischen Betriebsverhaltens;

Konformitätstests und Konformitätssimulationen gemäß Kapitel 8.2 können zwischen Netzbetreiber und Netzbenutzer vereinbart werden.²⁴

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.

8.2 Konformitätstests und Konformitätssimulationen

Konformitätstests zur Prüfung des Betriebsverhaltens sowie die Simulation des netzkonformen Verhaltens einzelner Stromerzeugungsanlagen in einer Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung dienen dem Nachweis, dass die Anforderungen aus Kapitel 5 „Verhalten der Stromerzeugungsanlage am Netz“ und Kapitel 6 „Ausführung der Anlage und Schutz“ erfüllt werden.

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

Der Netzbetreiber vereinbart mit dem Netzbenutzer die Durchführung nur eines bestimmten Nachweisverfahrens (Konformitätstest oder Konformitätssimulation), wenn dieses effizienter ist und ausreicht, um nachzuweisen, dass die Stromerzeugungsanlage die Anforderungen erfüllt. Insbesondere wenn Konformitätstests nicht verhältnismäßig oder anwendbar oder vollständig durchführbar sind oder das Risiko besteht, Schäden an den Anlagen oder unzulässige Netzrückwirkungen zu verursachen, kann dieser Nachweis auch mittels Konformitätssimulationen erfolgen.

Anforderung	Kapitel	Test	Simulation	Anm.
LFSSM-O	5.1.3	S, NS	S, NS	
FRT-Fähigkeit	5.2.1		S, NS	
Dynamische Blindstromstützung	5.2.2		NS	
Wiederkehr der Wirkleistungsabgabe nach einem Fehler	5.2.2		S, NS	

²³ z.B. akkreditierte Prüfstelle, Ziviltechniker, Universitätsinstitut oder Inhaber eines Gewerbes mit entsprechender Befähigung (Elektrotechnik, Elektrofachkraft)

²⁴ Entsprechende Prüfverfahren (Richtlinien für den Konformitätsnachweise von Stromerzeugungsanlagen – „RKS-AT“) sind veröffentlicht. Ergebnisse und Berichte von Konformitätstests und Konformitätssimulationen auf Basis der RKS-AT sind auf Anforderung des relevanten Netzbetreibers vom Netzbenutzer bereitzustellen. Unabhängig davon sind Herstellererklärungen für die Hauptkomponenten der Stromerzeugungsanlage abzugeben.

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

LFSM-U	5.1.6	S, NS	S, NS	
FSM	5.1.7	S, NS	S, NS	optional
Regelung zur Frequenzwiederherstellung	5.1.7	S, NS		optional
Synthetische Schwungmasse	5.1.8		NS	optional
Regelung der Dämpfung von Leistungspendelungen	5.2.3		NS	
Blindleistungskapazität	5.3.3	S, NS	S, NS	
Test Spannungsregelmodus	5.3.4.1	NS		
Test Blindleistungsregelmodus	5.3.4.1	NS		
Test Leistungsfaktorregelung	5.3.4.1	NS		
Regelbarkeit und Regelbereich der Wirkleistungsabgabe	5.4.1	NS		
Schwarzstartfähigkeit	5.5.3	S		optional
Inselbetrieb	5.5.4		S, NS	optional
Nachweis Neusynchronisationszeit < 15 min, sonst: Abfangen auf Eigenbedarfsbetrieb	5.5.5	S		

Tabelle 8: Checkliste für Konformitätstests u. -simulationen von synchronen (S) und nichtsynchrone (NS) Stromerzeugungsanlagen

Unbeschadet der Mindestanforderungen dieses Teils der TOR an Konformitätstests und Konformitätssimulation (siehe Tabelle 8, Kapitel 5.4.2 und Anhang A6) kann der relevante Netzbetreiber

- dem Netzbetreiber gestatten, alternative Testreihen oder Konformitätssimulationen durchzuführen, sofern diese Tests oder Konformitätssimulationen effizient sind und ausreichen, um nachzuweisen, dass die Stromerzeugungsanlage die Anforderungen **dieses Teils der TOR** erfüllt;
- vom Netzbetreiber verlangen, in den Fällen, in denen die dem relevanten Netzbetreiber übermittelten Angaben zu Konformitätstests oder Konformitätssimulationen nicht ausreichen, um die Erfüllung der Anforderung **dieses Teils der TOR** nachzuweisen, zusätzliche oder alternative Testreihen oder Konformitätssimulationen durchzuführen; und
- vom Netzbetreiber verlangen, geeignete Tests durchzuführen, um die Leistung einer Stromerzeugungsanlage nachzuweisen, wenn diese mit alternativen Brennstoffen oder Brennstoffgemischen betrieben wird. Der relevante Netzbetreiber und der Netzbetreiber vereinbaren, für welche Brennstoffarten Tests durchzuführen sind, und

Der Netzbetreiber ist dafür verantwortlich, dass die Tests im Einklang mit den Bedingungen gemäß Anhang A6 durchgeführt werden. Der relevante Netzbetreiber kooperiert und verzögert die Durchführung der Tests nicht ohne triftigen Grund.

Der relevante Netzbetreiber kann an den Konformitätstests entweder vor Ort oder von seinem Kontrollzentrum aus teilnehmen. Zu diesem Zweck stellt der Netzbetreiber die Überwachungseinrichtungen bereit, die notwendig sind, um alle relevanten Testsignale und -messwerte aufzuzeichnen, und stellt sicher, dass die erforderlichen Vertreter des Netzbetreibers während der gesamten Testlaufzeit vor Ort verfügbar sind. Die vom relevanten Netzbetreiber spezifizierten Signale werden übermittelt, wenn dieser bei ausgewählten Tests die Leistung mit seinen eigenen Betriebsmitteln aufzeichnen möchte. Die Teilnahme des relevanten Netzbetreibers liegt in seinem alleinigen Ermessen.

Als Nachweis, dass die Anforderungen **dieses Teils der TOR** erfüllt sind, legt der Netzbetreiber einen Bericht mit den Simulationsergebnissen für jede einzelne Stromerzeugungsanlage in der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung vor. Der Netzbetreiber erstellt **auf Aufforderung des relevanten Netzbetreibers** für eine bestimmte Stromerzeugungsanlage ein validiertes Simulationsmodell und legt dieses vor.

Der Anwendungsbereich der Simulationsmodelle ist in Kapitel 5.4.2 „Simulationsmodelle und Simulationsparameter“ festgelegt.

Der relevante Netzbetreiber kann sich vergewissern, dass eine Stromerzeugungsanlage die Anforderungen dieses Teils der TOR erfüllt, indem er seine eigenen Konformitätssimulationen auf Basis der vorgelegten Simulationsparameter gemäß Kapitel 5.4.2 bzw. der Simulationsberichte, Simulationsmodelle (optional) und Konformitätstestmessungen durchführt.

Der relevante Netzbetreiber stellt dem Netzbenutzer technische Daten und ein Netzsimulationsmodell zur Verfügung, soweit dies erforderlich ist, um die verlangten Konformitätssimulationen durchzuführen.

Der relevante Netzbetreiber stellt dem Netzbenutzer die für die Konformitätssimulationen erforderlichen Daten grundsätzlich auf Basis eines reduzierten Netzmodells (in der Regel bestehend aus einem Knoten, welcher dem geplanten Netzanschlusspunkt entspricht) zur Verfügung. Bei der Erstellung des reduzierten Netzmodells berücksichtigt der relevante Netzbetreiber geeignete Betriebsszenarien (Istzustand und zukünftige Ausbauszenarien).

In begründeten Fällen können darauf aufbauend Daten für weiterführende Konformitätssimulationen vom relevanten Netzbetreiber zur Verfügung gestellt werden.

Für die Durchführung von Konformitätssimulationen zum Nachweis der FRT-Fähigkeit gemäß Kapitel 5.2.1 sind, sofern der relevante Netzbetreiber keine anderwärtigen Vorgaben macht, folgende Standardbedingungen zu berücksichtigen:

Beschreibung	Bedingung
Betriebspunkt der Stromerzeugungsanlage vor dem Fehler	$P_{vor_Fehler} = P_{max}, \cos \varphi_{vor_Fehler} = 1$
Mindestkurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt vor und nach dem Fehler	$S_{k,min,vor_Fehler} = S_{k,min,nach_Fehler}$
Vorfehlerspannung	$U_{vor_Fehler} = 1$ p.u. gemäß FRT-Kurve

Tabelle 9: Standardbedingungen für die Durchführung von Konformitätssimulationen zum Nachweis der FRT-Fähigkeit

Können aus Gründen, die der relevante Netzbetreiber zu vertreten hat, die Konformitätstests oder -simulationen nicht so durchgeführt werden, wie der relevante Netzbetreiber und der Netzbenutzer dies vereinbart haben, so darf der relevante Netzbetreiber die Betriebserlaubnis gemäß Kapitel 7 nicht ohne triftigen Grund verweigern.

8.3 Konformitätsüberwachung

8.3.1 Verantwortung des Netzbenutzers

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

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

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

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

Der Netzbenutzer unterrichtet den relevanten Netzbetreiber rechtzeitig über die geplanten Testprogramme und -verfahren, die bei der Prüfung der Erfüllung der Anforderungen **dieses Teils der TOR** durch eine Stromerzeugungsanlage durchzuführen sind, bevor er sie einleitet. Die geplanten Testprogramme und -verfahren bedürfen der vorherigen Erlaubnis des relevanten Netzbetreibers. Der Netzbetreiber muss die Erlaubnis zügig erteilen und darf sie nicht ohne triftigen Grund versagen.

Der relevante Netzbetreiber kann an solchen Tests teilnehmen und das Betriebsverhalten der Stromerzeugungsanlagen aufzeichnen.

8.3.2 Aufgaben des relevanten Netzbetreibers

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

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

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

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

Der relevante Netzbetreiber kann vom Netzbenutzer verlangen, gemäß einem Wiederholungsplan oder allgemeinen Schema oder nach einem Ausfall, einer Änderung oder dem Austausch von Betriebsmitteln, die bzw. der die Erfüllung der Anforderungen **dieses Teils der TOR** durch die Stromerzeugungsanlage beeinflussen kann, Konformitätstests und -simulationen durchzuführen.

Der relevante Netzbetreiber kann die Überwachung der Einhaltung der Vorschriften ganz oder teilweise auf Dritte übertragen. In solchen Fällen sorgt der relevante Netzbetreiber weiterhin für die Erfüllung der Vertraulichkeitsverpflichtungen gemäß RfG-VO, einschließlich des Abschlusses von Vertraulichkeitsverpflichtungen mit dem beauftragten Dritten.

9 Betrieb

9.1 Allgemeines

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

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

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

9.2 Zugang zur Anschlussanlage

Abgeschlossene elektrische Betriebsstätten gemäß ÖVE/ÖNORM E 8001-4-44 bzw. ÖVE E 8101 Teil 7-729 müssen stets verschlossen gehalten werden. Sie dürfen nur von Elektrofachkräften und elektrotechnisch unterwiesenen Personen, bzw. von anderen Personen nur unter Aufsicht von Elektrofachkräften und elektrotechnisch unterwiesenen Personen, betreten werden.

Dem Netzbetreiber ist jederzeit ein gefahrloser Zugang zu seinen Einrichtungen und den in seinem Verfügungsbereich liegenden Anlagenteilen in der Anschlussanlage zu ermöglichen (z.B. durch ein Doppelschließsystem). Das gleiche gilt für – wenn vorhanden - separate Räume für die Mess-, Schutz- und Steuereinrichtungen. Den Fahrzeugen des Netzbetreibers muss die Zufahrt zur Anschlussanlage jederzeit möglich sein.

Bei einer Änderung am Zugang zur Anschlussanlage, z.B. am Schließsystem, ist der Netzbetreiber unverzüglich darüber in Kenntnis zu setzen und der ungehinderte Zugang sicherzustellen. Der Netzbetreiber kann dem Anlagenbetreiber und dessen Fachpersonal Zutritt zu den Anlagen des Netzbetreibers gewähren.

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 Schalthandlung

gen 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.

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

9.5 Betrieb bei Instandhaltungen oder Störungen im Netz

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

10 Zählung

10.1 Allgemeines

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

10.2 Einrichtungen für Zählung und Messung

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

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

Anhang

Für den Fall von inhaltlichen Widersprüchen zwischen dem Hauptteil dieser TOR (Punkte 1 bis 10) und den Anhängen (Anhang A1 A2bis A8) geht der Inhalt des Hauptteils den Anhängen vor. Dies gilt nur insofern, als der jeweilige Inhalt der Anhänge nicht aufgrund von Gesetzen oder Verordnungen verbindlich erklärt wurde.

A1. Anwendbarkeit und Umfang des Datenaustauschs

Dieser Anhang wird ergänzt.

A2. Funktionsbeispiele Netzentkupplungsschutz

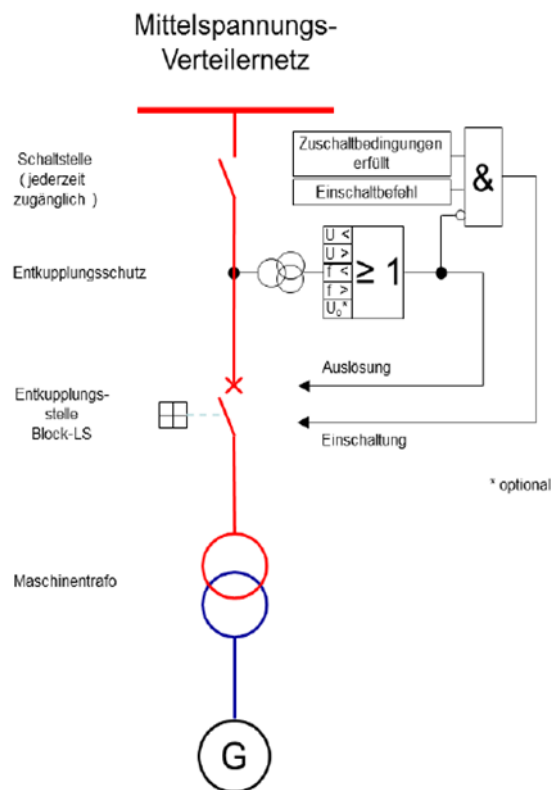


Abbildung 13: Netzanschluss an das Mittelspannungsnetz mit Netzentkupplungsschutz

A3. Einstellwerte für Umrichter an Niederspannungs-Verteilernetzen

Dieser Anhang ist nicht anwendbar.

A4. Grundsätzlicher Ablauf des Betriebserlaubnisverfahrens

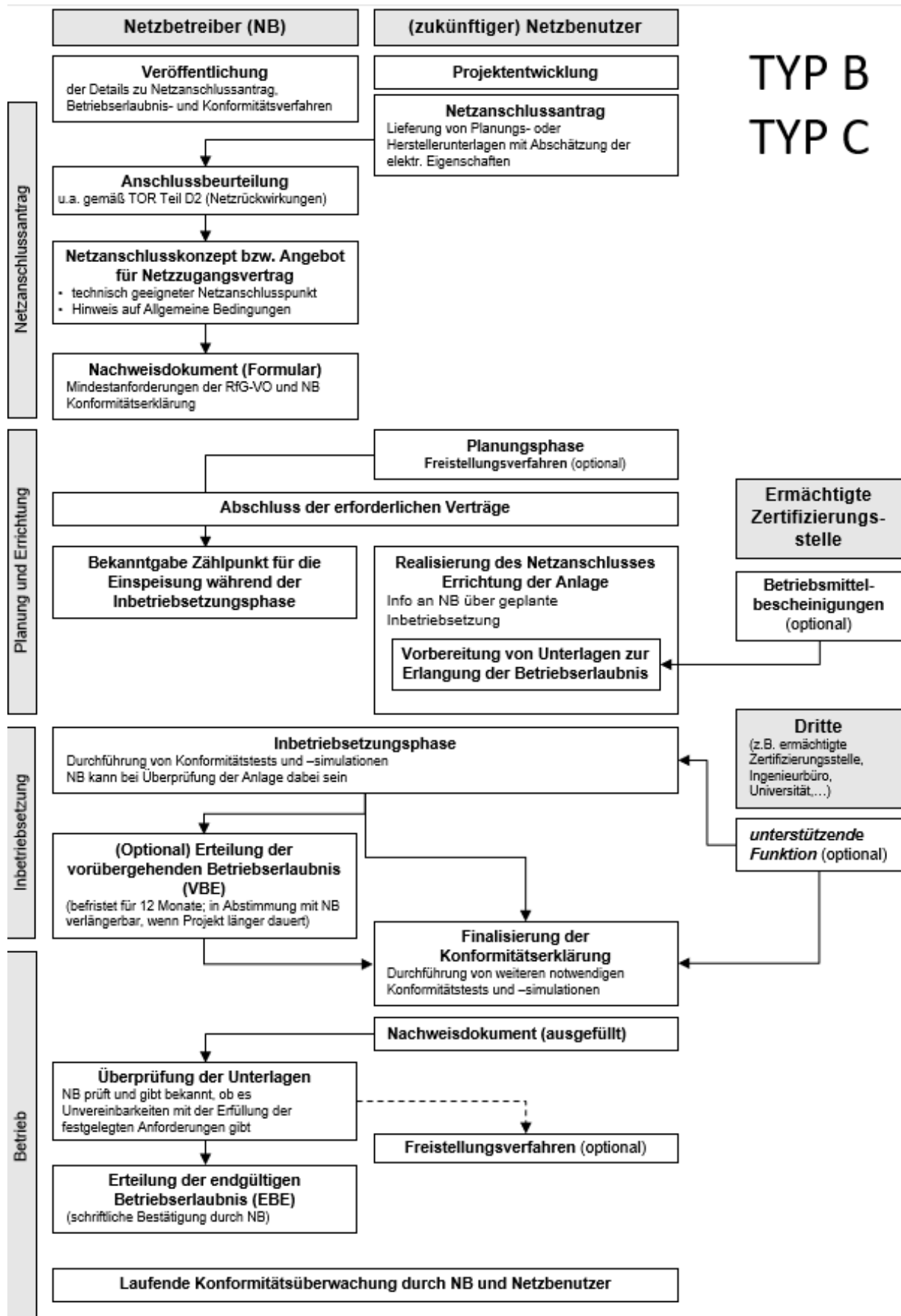


Abbildung 14: Grundsätzlicher Ablauf des Betriebserlaubnisverfahrens

A5. Vorlagen für Installations- bzw. Nachweisdokumente

Vorlage für Netzbetreiber - Nachweisdokument für Stromerzeugungsanlagen des Typs C zur Erlangung der vorübergehenden Betriebserlaubnis (VBE)			
<p>Diese Vorlage enthält die harmonisierten Mindestanforderungen der österreichischen Netzbetreiber sowie die erforderlichen Nachweise (inkl. Konformitätserklärung) zur Erlangung der VBE für Stromerzeugungsanlagen des Typs C. Jeder Netzbetreiber veröffentlicht auf Basis dieser Vorlage eine detaillierte Liste der vom Netzbetreiber im Rahmen des Betriebserlaubnisverfahrens zu übermittelnden Informationen und Unterlagen sowie der von ihm zu erfüllenden Anforderungen.</p> <p>Der relevante Netzbetreiber legt in Abstimmung mit dem Netzbetreiber fest, welche zusätzlich erforderlichen (projektspezifischen) Unterlagen zur Erlangung der VBE erforderlich sind.</p> <p>Hinweis: Der Netzbetreiber kann in Abstimmung mit dem relevanten Netzbetreiber bestimmte Konformitätstests- und Simulationen bereits im Zuge der Erlangung der VBE vorziehen.</p>			
Unterlagen zur Erlangung der VBE			
Mindestanforderungen	Beschreibung	Netzbetreiber	Netzbetreiber
		Erfledigt	Sachlich geprüft und in Ordnung
Angaben zu wesentlichen Änderungen gegenüber der Vorplanung	Wesentliche Änderungen gegenüber der Vorplanung umfassen beispielsweise: - Erhöhung der Einspeiseleistung - Änderungen der wesentlichen elektrischen Parameter der Stromerzeugungsanlage	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Detaillierte technische Daten der Stromerzeugungsanlage Datenblätter und Typenbezeichnungen (Generator, Transformator, Spannungsregler, Turbinenregler,...) Angaben hinsichtlich Eigenbedarfs- und Hilfsenergieversorgung	Für die Vorlage der anlagenspezifischen Kennwerte und Informationen stellt der relevante Netzbetreiber dem Netzbetreiber ein geeignetes Formular für Stromerzeugungsanlagen zur Verfügung oder veröffentlicht dieses auf seiner Homepage.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Schnittstelle für Informationsaustausch und Regelbarkeit	Vorlage von Mess- und Prüfprotokollen (z.B. Prüfung des Datenumfanges gemäß Kommunikationskonzept)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Angaben zur Wirkleistungsreduzierung	Funktionsprüfung der Umsetzung der Vorgabewerte durch den relevanten Netzbetreiber	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Angaben zum Schutzkonzept und zu Schutzeinstellungen inkl. Stempunktbehandlung	Funktionsprüfung der netzseitigen Schutzeinrichtungen (Netzentkopplungsschutz) Prüfung der Strom- und Spannungswandler	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Funktionsprüfung der Hilfsenergieversorgung	Funktionsprüfung der Hilfsenergieversorgung für Schutz-, Steuer- und Regelsysteme	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Angaben hinsichtlich Zuschaltbedingungen und Synchronisierung	Detaillierte Angaben	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Projektspezifische Unterlagen zur Erlangung der VBE		Netzbetreiber	Netzbetreiber
		Erfledigt	Sachlich geprüft und in Ordnung
Projektspezifische Unterlagen zur Erlangung der VBE	Der relevante Netzbetreiber legt in Abstimmung mit dem Netzbetreiber fest, welche projektspezifischen Unterlagen zusätzlich zu den Mindestanforderungen zur Erlangung der VBE erforderlich sind.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Prüfung von projektspezifisch vereinbarten Einstellparametern (gemäß den Vorgaben des relevanten Netzbetreibers)	Vorlage von Mess- und Prüfprotokollen	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Optionale Unterlagen		Netzbetreiber	Netzbetreiber
		Erfledigt	Sachlich geprüft und in Ordnung
Angaben zu relevanten Betriebsmittelbescheinigungen (Einheiten- oder Komponentenzertifikate)	Für das Betriebserlaubnisverfahren für den Anschluss jeder neuen Stromerzeugungsanlage dürfen von einer ermächtigten Zertifizierungsstelle ausgestellte Betriebsmittelbescheinigungen verwendet werden.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Anmerkungen:			

Tabelle 10: Nachweisdokument für Stromerzeugungsanlagen des Typs C zur Erlangung der vorübergehenden Betriebserlaubnis (VBE)

Nachweisdokument für Stromerzeugungsanlagen des Typs C							
Diese Vorlage enthält die harmonisierten Mindestanforderungen der österreichischen Netzbetreiber sowie die erforderlichen Nachweise zur Erlangung der Betriebserlaubnis. Jeder Netzbetreiber veröffentlicht auf Basis dieser Vorlage eine detaillierte Liste der vom Netzbetreiber im Rahmen des Betriebserlaubnisverfahrens zu übermittelnden Informationen und Unterlagen sowie der von ihm zu erfüllenden Anforderungen.							
Der relevante Netzbetreiber legt in Abstimmung mit dem Netzbetreiber fest, welche zusätzlich erforderlichen (projektspezifischen) Unterlagen zur Erlangung der Betriebserlaubnis erforderlich sind und hält dies in diesem Nachweisdokument fest.							
... Angaben durch Anschlusswerber ... Angaben durch Netzbetreiber							
Allgemeine Daten der Stromerzeugungsanlage		Angaben		Anmerkungen			
Name und Anschrift des Netzbetreibers							
Gewünschter Beginn der Einspeisung							
Auflistung der Einzelanlagen samt Anschrift (Grundstücksnummer etc.)				Hersteller, Artikel-, Chargen-, Typen- oder Seriennummer			
Art der Primärenergiequelle				KSt-Name GrSt-Nr Wind/Wasser/Sonne/ Gas/ usw.			
Technische Daten der Stromerzeugungsanlage		Technische Werte aus dem Netzanschlussantrag		Tatsächliche Werte nach IBN		Abweichung nach IBN zu Vorgaben (%)	
Netzanschlusspunkt							
Maximale beantragte Höchstleistung (Einspeiseleistung)				MW			
Maximaler Kurzschlussleistungsbeitrag SK' der Stromerzeugungsanlage				MVA			
Prognostizierte Jahresenergiemenge				MWh			
Daten der Anlage							
Generator-/Wechselrichterleistung				MVA			
Betriebsweise		<input type="checkbox"/> Vollinspeisung <input type="checkbox"/> Überschusseinspeisung					
Energiespeicher		Nennleistung		MW			
Inselbetriebsfähigkeit		<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein					
Schutzkonzept		<input type="checkbox"/> Netzentkopplungsschutz <input type="checkbox"/> Selbsttätig wirkende Freischaltstelle					
Generalomnennspannung		bei Synchronmaschine		kV			
Nennleistungsleistungsfaktor (cos phi)		bei Synchronmaschine					
Anzugsstrom / Bemessungsstrom		bei Asynchronmaschine					
Anlauf der ASM		bei Asynchronmaschine		<input type="checkbox"/> über Netz <input type="checkbox"/> über Turbine			
Transformator							
Transformatorleistung				MVA			
Transformatorspannung OS				kV			
Transformatorspannung US				kV			
Schallgruppe							
Kurzschlussleistung U_k				%			
Angaben zum Netzanschlusspunkt		Technische Werte aus der Vorplanung					
Netzanschlusspunkt							
Maximalkapazität P_{max} am Netzanschlusspunkt				MW			
Rückleistungsbeschränkung				MVA			
Nennspannung U_n bzw. vereinbarte Versorgungsspannung U_v				kV			
Stempunktbehandlung							
Max. Netzkurzschlussleistung				MVA			
Min. Netzkurzschlussleistung				MVA			
Anforderungen an die Stromerzeugungsanlage		Technische Anforderungen des Netzbetreibers aus der Vorplanung					
Vorgegebene Blindleistungsregelstrategie		z.B. Q(U), Qfix, cos phi					
Schnittstelle für Informationsaustausch und Regelbarkeit		Fernwirkprotokoll (Art, Norm) Datenverbindung (Technologie) Übergabepunkt der Datenanbindung Eigentumsgröße der Datenanbindung Mindestverfügbarkeit		%		%	
Parameter die durch Sollwertvorgabe vom Netzbetreiber gesteuert werden müssen		Wirkleistungsabgabe Blindleistungsabgabe Leistungsabgabe					
Zeitraum innerhalb dessen der Sollwert der Wirkleistungsabgabe erreicht werden muss (vorbehaltlich der Verfügbarkeit des Primärenergieerzeugers)		Zeitraum in dem der vorgegebene Sollwert erreicht wird Zeittoleranz für Erreichung des Sollwertes		Sek		Sek	
Gradienten der Wirkleistungsabgabe (Rampengrenzwerte) bei Änderung der Wirkleistungsabgabe		Leistungsanstieg Leistungsabfall					
Informationen, welche dem Netzbetreiber vom Netzbetreiber zur Verfügung gestellt werden müssen		tatsächlicher Wert der Wirkleistungsabgabe tatsächlicher Wert der Blindleistungsabgabe Leistungsfaktor Spannung Schalterstellungsmeldung					
Blindleistungsfähigkeit		Blindleistungsprofil bei Maximalkapazität am Netzanschlusspunkt (U-Q/Pmax-Profil) Blindleistungsprofil unterhalb der Maximalkapazität am Netzanschlusspunkt (P-Q/Pmax-Profil) (bei nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen) Zeitraum für die Erreichung des festgelegten Betriebspunktes					
Parameter für Blindleistungsregelung durch Leistungsfaktorregelung, wenn Leistungsfaktorregelung gefordert ist (nur nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen)		Zielwert des Leistungsfaktors Toleranzbereich Zeitraum in dem der Zielleistungsfaktor nach einer Änderung der Wirkleistungsabgabe erreicht werden muss		%		%	
Blindleistungsabgabe nach Spannungssprung (nur nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen)		Zeit in der die Erzeugungsanlage 90% der Blindleistungsabgabe nach einem Spannungssprung ändern muss können (t1) Zeit in der die Erzeugungsanlage nach einem Spannungssprung den durch den Gradienten bestimmten Wert einzustellen hat (t2)		1,5 5-60		Sek Sek	

Schutzstellungen bezogen auf Nennspannung Un bzw. vereinbarte Spannung Uc	Einstellwert Überspannung Ueff >>		%/U		%/U		
	Einstellwert Überspannung Ueff >> Verzögerungszeit		Sek		Sek		
	Einstellwert Überspannung Ueff >		%/U		%/U		
	Einstellwert Überspannung Ueff > Verzögerungszeit		Sek		Sek		
	Einstellwert Unterspannung Ueff <<		%/U		%/U		
	Einstellwert Unterspannung Ueff << Verzögerungszeit		Sek		Sek		
	Einstellwert Unterspannung Ueff <		%/U		%/U		
	Einstellwert Unterspannung Ueff < Verzögerungszeit		Sek		Sek		
	Einstellwert Unterfrequenz		Hz		Hz		
	Einstellwert Unterfrequenz Auslösezeit		Sek		Sek		
	Einstellwert Überfrequenz		Hz		Hz		
	Einstellwert Überfrequenz Verzögerungszeit		Sek		Sek		
	Einstellwerte für den LFSM-O-Modus (frequenzabhängige Anpassung der Wirkleistungsabgabe bei Überfrequenz)	Frequenzschwellwert für Beginn des LFSM-O Modus	50,2	Hz		Hz	
		Einzustellende Statik	5	%		%	
Maximale Zeitverzögerung zur Aktivierung des LFSM-O Modus		≤ 2	Sek		Sek		
Anschwingzeit IA			Sek		Sek		
Einschwingzeit IE			Sek		Sek		
Einstellwerte zum LFSM-U (frequenzabhängige Anpassung der Wirkleistungsabgabe bei Unterfrequenz)	Frequenzschwellwert für Beginn des LFSM-U Modus	49,8	Hz		Hz		
	Einzustellende Statik	5	%		%		
	Maximale Zeitverzögerung zur vollständigen Aktivierung	≤ 2	Sek		Sek		
Angaben zur Erfüllung der FRT-Fähigkeit	FRT-Grenzkurve (Spannungs-Zeit- Profil)	gemäß RIG-Anforderungs-V					
	Mindestkurzschlussleistung vor dem Fehler		MVA		MVA		
	Betriebspunkt der Stromerzeugungsanlage vor dem Fehler		MW MVAr		MW MVAr		
	Mindestkurzschlussleistung nach dem Fehler		MVA		MVA		
Vorgaben zur dynamischen Netzstützung (bei nicht-synchronen Stromerzeugungsanlagen)	Verstärkungsfaktor k der dynamischen Blindstromstützung						
Einstellungen der Messinstrumente zur Fehleraufzeichnung	Spannung: Auslösekriterien, Aufzeichnungsraten						
	Wirkleistung: Auslösekriterien, Aufzeichnungsraten						
	Blindleistung: Auslösekriterien, Aufzeichnungsraten						
	Frequenz: Auslösekriterien, Aufzeichnungsraten						
	Leistungspendelungen: Auslösekriterien						
	Art des Zugriffs auf Informationen der Messinstrumente durch Netzbetreiber (Protokoll)						
	Kommunikationsprotokoll für Datenaufzeichnung						
Unterlagen, die durch den Netzbetreiber bereitgestellt sind	Prüfbericht des Netznenkuppelungsschutzes bzw. der Schutzeinrichtung						
Unterlagen, die durch den Netzbetreiber auf Anforderungen des Netzbetreibers bereitgestellt sind	Simulationsparameter (z.B. technische Kennwerte) der Stromerzeugungsanlage Simulationsmodelle der Stromerzeugungsanlage						
Optionale Unterlagen	Ergebnisse und Berichte zu Konformitätstests und / oder Konformitätssimulationen	LFSM-O					
		LFSM-U					
		FSM					
		Regelung zur Frequenzwiederherstellung					
		Synthetische Schwungmasse					
		FRT-Fähigkeit					
		Dynamische Blindstromstützung					
		Wiederkehr der Wirkleistungsabgabe nach einem Fehler					
		Regelung der Dämpfung von Leistungspendelungen					
		Blindleistungskapazität					
		Test Spannungsregelmodus					
		Test Blindleistungsregelmodus					
		Test Leistungsfaktorregelung					
		Regelbarkeit und Regelbereich der Wirkleistungsabgabe					
		Schwarzstartfähigkeit					
		Inselbetrieb					
		Nachweis Neusynchronisationszeit < 15 min / Sonst: Ablängen auf Eigenbedarfsbetrieb					
Konformitätserklärung							
Die Stromerzeugungsanlage erfüllt die Anforderungen der Verordnung EU 2016/631 der Kommission vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger und den in diesem Zusammenhang verordneten nationalen Festlegungen für Stromerzeugungsanlagen des Typs C sowie die im Netzzugangsvertrag festgelegten Anforderungen.							
Unterschriften							
_____ Netzbetreiber			_____ Anlagenerrichter				

Tabelle 11: Nachweisdokument für Stromerzeugungsanlagen des Typs C zur Erlangung der Betriebserlaubnis

A6. Beschreibung der Konformitätstests und -simulationen

Konformitätstests für synchrone Stromerzeugungsanlagen

Test des LFSM-O-Betriebes

(Zukünftige) Netzbenutzer testen die Konformität der Reaktionen im LFSM-O-Betrieb von synchronen Stromerzeugungsanlagen.

Für den Test der Reaktionen im LFSM-O-Betrieb gelten folgende Anforderungen:

- a) Es wird nachgewiesen, dass die Stromerzeugungsanlage technisch in der Lage ist, die Wirkleistungsabgabe kontinuierlich anzupassen, um im Fall eines starken Frequenzanstiegs im Netz zur Frequenzregelung beizutragen. Die Regelparameter für das statische Betriebsverhalten, wie Statik und Totband, und die dynamischen Parameter, einschließlich der Reaktion auf einen Frequenzsprung, sind zu überprüfen;
- b) für den Test werden unter Berücksichtigung der Einstellungen für Statik und Totband Frequenzsprünge und -rampen simuliert, die groß genug sind, um eine Änderung der Wirkleistungsabgabe um mindestens 10 % der Maximalkapazität auszulösen. Erforderlichenfalls werden unter Beachtung des Schemas der Regelungssysteme simulierte Frequenzabweichungssignale gleichzeitig auf den Drehzahl- und den Lastregler der Regelungssysteme aufgeschaltet.
- c) Der Test wird als erfolgreich erachtet, wenn folgende Bedingungen erfüllt sind:
 - i. die Testergebnisse erfüllen sowohl für die dynamischen als auch für die statischen Parameter die Anforderungen des Kapitels 5.1.3 Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz (LFSM-O) und
 - ii. nach der Anpassung an den Frequenzsprung treten keine ungedämpften Leistungspendelungen auf.

Test des LFSM-U-Betriebes

Für den Test des LFSM-U-Betriebs gelten folgende Anforderungen:

- a) Es wird nachgewiesen, dass die Stromerzeugungsanlage technisch in der Lage ist, bei Betriebspunkten unterhalb der Maximalkapazität die Wirkleistungsabgabe kontinuierlich anzupassen, um im Fall eines starken Frequenzabfalls im Netz zur Frequenzregelung beizutragen;
- b) für den Test werden geeignete Lastpunkte für die Wirkleistungsabgabe mit Sprüngen und Rampen bei Unterfrequenz simuliert, die groß genug sind, um unter Berücksichtigung der Einstellungen für Statik und Totband eine Änderung der Wirkleistungsabgabe um mindestens 10 % der Maximalkapazität auszulösen. Erforderlichenfalls werden simulierte Frequenzabweichungssignale gleichzeitig auf die Sollwerte des Drehzahl- und Lastregelungssystems aufgeschaltet;
- c) der Test wird als erfolgreich erachtet, wenn folgende Bedingungen erfüllt sind:
 - i. die Testergebnisse erfüllen sowohl für die dynamischen als auch für die statischen Parameter die Anforderungen aus Kapitel 5.1.6 „Wirkleistungserhöhung bei Unterfrequenz (LFSM-U)“ und
 - ii. nach der Anpassung an den Frequenzsprung treten keine ungedämpften Leistungspendelungen auf.

Test des FSM-Betriebes (optional)

Für den Test des FSM-Betriebs gelten folgende Anforderungen:

- a) Es wird nachgewiesen, dass die Stromerzeugungsanlage technisch in der Lage ist, im gesamten Betriebsbereich zwischen Maximalkapazität und Mindestleistung für den regelfähigen Betrieb die Wirkleistungsabgabe kontinuierlich anzupassen, um zur Frequenzregelung beizutragen. Die Regelparameter für das statische Betriebsverhalten wie Statik und Totband, und die dynamischen Parameter, einschließlich des Erhalts der Stabilität während der Leistungsanpassung bei einem Frequenzsprung und bei starken, schnellen Frequenzabweichungen, sind zu überprüfen;
- b) der Test wird durchgeführt, indem Frequenzsprünge und -rampen simuliert werden, die groß genug sind, um unter Berücksichtigung der Einstellungen für Statik und Totband sowie der Fähigkeiten zur tatsächlichen Wirkleistungssteigerung oder -absenkung im jeweiligen Betriebspunkt den gesamten Bereich der frequenzabhängigen Anpassung der Wirkleistungsabgabe zu aktivieren. Erforderlichenfalls werden simulierte Frequenzabweichungssignale gleichzeitig auf die Sollwerte des Drehzahl- und Lastregelungssystems eingeschaltet;
- c) der Test wird als erfolgreich erachtet, wenn folgende Bedingungen gemäß Kapitel 5.1.7 „Frequenzabhängiger Modus (Frequency Sensitive Mode, FSM)“ erfüllt sind:
 - i. die Aktivierungszeit für den gesamten Bereich der frequenzabhängigen Anpassung der Wirkleistungsabgabe infolge des Frequenzsprungs überschreitet nicht den in Kapitel 5.1.7 genannten Zeitraum;
 - ii. nach der Anpassung an den Frequenzsprung treten keine ungedämpften Leistungspendelungen auf;
 - iii. die anfängliche Verzögerung entspricht den Bedingungen in Kapitel 5.1.7;
 - iv. die Statik ist innerhalb des in Kapitel 5.1.7 genannten Bereichs einstellbar, und das Totband (Schwelle) überschreitet nicht den in dem Artikel genannten Wert;
 - v. die Unempfindlichkeit der frequenzabhängigen Anpassung der Wirkleistungsabgabe in jedem relevanten Betriebspunkt überschreitet nicht den in Kapitel 5.1.7 festgelegten Bereich.

Test der Regelung zur Frequenzwiederherstellung (optional)

Für den Test der Regelung zur Frequenzwiederherstellung gelten folgende Anforderungen gemäß Kapitel 5.1.7 „Frequenzabhängiger Modus (Frequency Sensitive Mode, FSM)“:

- a) Es wird nachgewiesen, dass die Stromerzeugungsanlage technisch in der Lage ist, sich an der Regelung zur Frequenzwiederherstellung zu beteiligen, und es wird das Zusammenspiel von FSM-Modus und Regelung der Frequenzwiederherstellung geprüft;
- b) der Test wird als erfolgreich erachtet, wenn die Ergebnisse sowohl für die dynamischen als auch für die statischen Parameter die Anforderungen des Kapitels 5.1.7 erfüllen.

Test der Schwarzstartfähigkeit (optional)

Verfügt eine Stromerzeugungsanlage über Schwarzstartfähigkeit, so müssen (zukünftige) Netzbetreiber außerdem die unter diesem Punkt genannten Tests durchführen.

Für den Test der Schwarzstartfähigkeit gelten folgende Anforderungen:

- a) Bei Stromerzeugungsanlagen mit Schwarzstartfähigkeit wird nachgewiesen, dass sie technisch in der Lage sind, nach dem Abschalten ohne externe elektrische Energieversorgung zu starten;
- b) der Test wird als erfolgreich erachtet, wenn die Startzeit innerhalb des Zeitrahmens gemäß Kapitel 5.5.3 „Schwarzstartfähigkeit“ liegt.

Test des Abfangens auf Eigenbedarfsbetrieb

Für den Test des Abfangens auf Eigenbedarfsbetrieb gelten folgende Anforderungen:

- a) Es wird nachgewiesen, dass die Stromerzeugungsanlagen technisch in der Lage sind, sich auf Eigenbedarfsbetrieb abzufangen und im Eigenbedarfsbetrieb stabil zu arbeiten;
- b) die Tests werden bei der Maximalkapazität und der Nennblindleistung der Stromerzeugungsanlage vor dem Lastabwurf durchgeführt;
- c) der relevante Netzbetreiber kann unter Berücksichtigung des Kapitels 5.5.5 „Schnelle Neusynchronisierung“ weitere Bedingungen festlegen;
- d) der Test wird als erfolgreich erachtet, wenn erfolgreich in den Eigenbedarfsbetrieb abgefangen wurde, ein stabiler Eigenbedarfsbetrieb für den in Kapitel 5.5.5 genannten Zeitraum nachgewiesen wurde und die Neusynchronisation mit dem Netz gelungen ist.

Test der Blindleistungskapazität

Für den Test der Blindleistungskapazität gelten folgende Anforderungen:

- a) Es wird nachgewiesen, dass die Stromerzeugungsanlage technisch in der Lage ist, im Einklang mit Kapitel 5.3.3 „Blindleistungskapazität“ kapazitive und induktive Blindleistung zu erzeugen;
- b) der Test wird als erfolgreich erachtet, wenn folgende Bedingungen erfüllt sind:
 - i. die Stromerzeugungsanlage wird unter folgenden Bedingungen mindestens eine Stunde lang jeweils bei maximaler kapazitiver und maximaler induktiver Blindleistung betrieben:
 - bei Mindestleistung für den stabilen Betrieb,
 - bei der Maximalkapazität und
 - bei einem Wirkleistungsbetriebspunkt zwischen diesen Maximal- und Minimalwerten;
 - ii. es wird nachgewiesen, dass die Stromerzeugungsanlage in der Lage ist, jeden Zielwert der Blindleistung innerhalb des vereinbarten oder festgelegten Blindleistungsbereichs zu erreichen.

Konformitätstests für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen

Test des LFSM-O-Betriebes

(Zukünftige) Netzbenutzer testen die Konformität der Reaktionen im LFSM-O-Betrieb von nicht-synchronen Stromerzeugungsanlagen. Tests des LFSM-O-Betriebs für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen berücksichtigen das vom relevanten Netzbetreiber gewählte Regelungssystem.

Für den Test der Reaktionen im LFSM-O-Betrieb gelten folgende Anforderungen:

- a) Es wird nachgewiesen, dass die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage technisch in der Lage ist, die Wirkleistungsabgabe kontinuierlich anzupassen, um im Falle eines Frequenzanstiegs im Netz zur Frequenzregelung beizutragen. Die Regelparameter für das statische Betriebsverhalten, wie Statik und Totband, sowie die dynamischen Parameter sind zu überprüfen;
- b) für den Test werden unter Berücksichtigung der Einstellungen für Statik und Totband Frequenzsprünge und -rampen simuliert, die groß genug sind, um eine Änderung der Wirkleistungsabgabe um mindestens 10 % der Maximalkapazität auszulösen. Zur Durchführung dieses Tests werden simulierte Frequenzabweichungssignale gleichzeitig auf die Sollwerte der Regelungssysteme aufgeschaltet;

- c) der Test wird als erfolgreich erachtet, wenn die Testergebnisse sowohl für die dynamischen als auch für die statischen Parameter die Anforderungen des Kapitels 5.1.3 „Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz (LFSM-O)“ erfüllen.

Test in Bezug auf die Regelbarkeit und den Regelbereich der Wirkleistungsabgabe

Für den Test in Bezug auf die Regelbarkeit und den Regelbereich der Wirkleistungsabgabe gelten folgende Anforderungen:

- a) Es wird nachgewiesen, dass die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage bei einer Last unterhalb des vom relevanten Netzbetreiber oder dem relevanten ÜNB festgelegten Sollwerts betrieben werden kann;
- b) der Test wird als erfolgreich erachtet, wenn folgende Bedingungen erfüllt sind:
- i. die Last der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage wird unterhalb des Sollwerts gehalten;
 - ii. die Einstellung erfolgt gemäß den Anforderungen in Kapitel 5.4.1 „Wirkleistungsvorgabe durch den Netzbetreiber“ und
 - iii. die Genauigkeit der Regelung entspricht dem in Kapitel 5.4.1 durch den Netzbetreiber spezifizierten Wert.

Test des LFSM-U-Betriebes

Für den Test der Reaktionen im LFSM-U-Betrieb gelten folgende Anforderungen:

- a) Es wird nachgewiesen, dass die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage technisch in der Lage ist, die Wirkleistungsabgabe kontinuierlich anzupassen, um im Fall eines starken Frequenzabfalls im Netz zur Frequenzregelung beizutragen;
- b) für den Test werden unter Berücksichtigung der Einstellungen von Statik und Totband Frequenzsprünge und -rampen simuliert, die groß genug sind, um bei einem Startpunkt von höchstens 80 % der Maximalkapazität eine Änderung der Wirkleistungsabgabe um mindestens 10 % der Maximalkapazität auszulösen;
- c) der Test wird als erfolgreich erachtet, wenn folgende Bedingungen erfüllt sind:
- i. die Testergebnisse erfüllen sowohl für die dynamischen als auch die statischen Parameter die Anforderungen des Kapitels 5.1.6 „Wirkleistungserhöhung bei Unterfrequenz (LFSM-U)“, und
 - ii. nach der Anpassung an den Frequenzsprung treten keine ungedämpften Leistungspendelungen auf.

Test des FSM-Betriebes (optional)

Für den Test der Reaktionen im FSM-Betrieb gelten folgende Anforderungen:

- a) Es wird nachgewiesen, dass die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage technisch in der Lage ist, im gesamten Betriebsbereich zwischen Maximalkapazität und Mindestleistung für den regelfähigen Betrieb die Wirkleistungsabgabe kontinuierlich anzupassen, um zur Frequenzregelung beizutragen. Die Regelparameter für das statische Betriebsverhalten, wie Unempfindlichkeit, Statik, Totband und Regelbereich, sowie die dynamischen Parameter, einschließlich die Reaktion auf einen Frequenzsprung, werden überprüft;
- b) für den Test werden unter Berücksichtigung der Einstellungen von Statik und Totband Frequenzsprünge und -rampen simuliert, die groß genug sind, um den gesamten Bereich der frequenzabhängigen Anpassung der Wirkleistungsabgabe abzudecken. Zur Durchführung des Tests werden simulierte Frequenzabweichungssignale aufgeschaltet.

- c) Der Test wird als erfolgreich erachtet, wenn folgende Bedingungen gemäß Kapitel 5.1.7 „Frequenzabhängiger Modus (Frequency Sensitive Mode, FSM)“ erfüllt sind:
- i. die Aktivierungszeit für den gesamten Bereich der frequenzabhängigen Anpassung der Wirkleistungsabgabe infolge des Frequenzsprungs überschreitet nicht den in Kapitel 5.1.7 genannten Zeitraum;
 - ii. nach der Anpassung an den Frequenzsprung treten keine ungedämpften Leistungspendelungen auf;
 - iii. die anfängliche Verzögerung steht mit Kapitel 5.1.7 im Einklang;
 - iv. die Statik ist innerhalb der in Kapitel 5.1.7 genannten Bereiche einstellbar, und das Totband (Schwelle) überschreitet nicht den vom relevanten ÜNB gewählten Wert;
 - v. die Unempfindlichkeit der frequenzabhängigen Anpassung der Wirkleistungsabgabe auf einem relevanten Betriebspunkt entspricht den Anforderungen in Kapitel 5.1.7.

Test der Regelung zur Frequenzwiederherstellung (optional)

Für den Test der Regelung zur Frequenzwiederherstellung gelten folgende Anforderungen:

- a) Es wird nachgewiesen, dass die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage technisch in der Lage ist, sich an der Regelung der Frequenzwiederherstellung zu beteiligen. Das Zusammenspiel von FSM-Modus und Regelung der Frequenzwiederherstellung wird geprüft;
- b) der Test wird als erfolgreich erachtet, wenn die Anforderungen des Kapitels 5.1.7 „Frequenzabhängiger Modus (Frequency Sensitive Mode, FSM)“ sowohl für die dynamischen als auch für die statischen Parameter erfüllt sind.

Test der Blindleistungskapazität

Für den Test der Blindleistungskapazität gelten folgende Anforderungen:

- a) Es wird nachgewiesen, dass die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage technisch in der Lage ist, im Einklang mit Kapitel 5.3.3 „Blindleistungskapazität“ kapazitive und induktive Blindleistung bereitzustellen;
- b) der Test wird jeweils bei maximaler kapazitiver und maximaler induktiver Blindleistung durchgeführt und betrifft folgende Parameter:
 - i. Betrieb bei mehr als 60 % der Maximalkapazität während 30 Minuten;
 - ii. Betrieb im Bereich von 30-50 % der Maximalkapazität während 30 Minuten;
 - iii. Betrieb im Bereich von 10-20 % der Maximalkapazität während 60 Minuten;
- c) der Test wird als erfolgreich erachtet, wenn folgende Kriterien erfüllt sind:
 - i. die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage wird jeweils bei maximaler kapazitiver und maximaler induktiver Blindleistung während eines Zeitraums betrieben, der mindestens dem in Buchstabe b) für jeden Parameter geforderten Zeitraum entspricht;
 - ii. es wird nachgewiesen, dass die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage in der Lage ist, innerhalb des vereinbarten oder festgelegten Blindleistungsbereichs jeden Zielwert der Blindleistung zu erreichen;
 - iii. innerhalb der im Blindleistungskapazitätsdiagramm definierten Betriebsbereichsgrenzen finden keine Schutzauslösungen statt.

Der relevante Netzbetreiber kann eine der drei nachfolgenden Regelungsoptionen zur Prüfung auswählen:

- Test des Spannungsregelungsmodus;
- Test des Blindleistungsregelungsmodus;
- Test des Modus der Leistungsfaktorregelung.

Test des Spannungsregelungsmodus

Für den Test des Spannungsregelungsmodus gelten folgende Anforderungen:

- a) Es wird nachgewiesen, dass die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage unter den in Kapitel 5.3.4.1 „Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen“ genannten Bedingungen im Spannungsregelungsmodus betrieben werden kann;
- b) beim Test des Spannungsregelungsmodus werden folgende Parameter überprüft:
 - i. der eingestellte Gradient und das Totband gemäß Kapitel 5.3.4.1
 - ii. die Genauigkeit der Regelung;
 - iii. die Unempfindlichkeit der Regelung;
 - iv. das Zeitverhalten der Blindleistungsaktivierung.
- c) Der Test wird als erfolgreich erachtet, wenn folgende Bedingungen erfüllt sind:
 - i. der Bereich der Regelung sowie der Einstellungen von Statik und Totband entspricht den vereinbarten oder festgelegten Parametern gemäß Kapitel 5.3.4.1
 - ii. im Einklang mit Kapitel 5.3.4.1 beträgt die Unempfindlichkeit der Spannungsregelung höchstens 0,01 pu;
 - iii. nach einem Spannungssprung müssen 90 % der Änderung der Blindleistungsabgabe innerhalb der in Kapitel 5.3.4.1 spezifizierten Zeiten und Toleranzen erreicht werden.

Test des Blindleistungsregelungsmodus

Für den Test des Blindleistungsregelungsmodus gelten folgende Anforderungen:

- a) Es wird nachgewiesen, dass die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage im Einklang mit Kapitel 5.3.4.1 „Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen“ im Blindleistungsregelungsmodus betrieben werden kann;
- b) der Test des Blindleistungsregelungsmodus ergänzt den Test der Blindleistungskapazität;
- c) beim Test des Blindleistungsregelungsmodus werden folgende Parameter überprüft:
 - i. der Bereich und die Schrittweite der Blindleistungseinstellung;
 - ii. die Genauigkeit der Regelung;
 - iii. der für die Blindleistungsaktivierung erforderliche Zeitraum.
- d) Der Test wird als erfolgreich erachtet, wenn folgende Bedingungen erfüllt sind:
 - i. der Bereich und die Schrittweite der Blindleistungseinstellung stehen mit Kapitel 5.3.4.1 im Einklang;
 - ii. die Genauigkeit der Regelung entspricht den in Kapitel 5.3.4.1 festgelegten Bedingungen.

Test des Modus der Leistungsfaktorregelung

Für den Test des Modus der Leistungsfaktorregelung gelten folgende Anforderungen:

- a) Es wird nachgewiesen, dass die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage im Einklang mit Kapitel 5.3.4.1 „Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen“ im Modus der Leistungsfaktorregelung betrieben werden kann;
- b) beim Test des Modus der Leistungsfaktorregelung werden folgende Parameter überprüft:
 - i. der Einstellungsbereich des Leistungsfaktors;
 - ii. die Genauigkeit der Regelung;
 - iii. die Anpassung der Blindleistung aufgrund einer sprunghaften Änderung der Wirkleistungsabgabe;
- c) der Test wird als erfolgreich erachtet, wenn alle folgenden Bedingungen erfüllt sind:

- i. der Bereich und die Schrittweite der Leistungsfaktoreinstellung stehen mit Kapitel 5.3.4.1 im Einklang;
- ii. der für die Blindleistungsaktivierung infolge einer sprunghaften Änderung der Wirkleistungsabgabe erforderliche Zeitraum überschreitet nicht den in Kapitel 5.3.4.1 genannten Zeitraum;
- iii. die Genauigkeit der Regelung entspricht dem in Kapitel 5.3.4.1 festgelegten Wert.

Konformitätssimulationen für synchrone Stromerzeugungsanlagen

Simulation der Reaktionen im LFSM-O-Betrieb

Für die Simulation der Reaktionen im LFSM-O-Betrieb gelten folgende Anforderungen:

- a) Durch Simulation wird nachgewiesen, dass die Stromerzeugungsanlage in der Lage ist, im Einklang mit Kapitel 5.1.3 „Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz (LFSM-O)“ die Wirkleistungsabgabe bei Überfrequenzen anzupassen;
- b) die Simulation wird unter Berücksichtigung der Einstellungen von Statik und Totband anhand von Frequenzsprüngen und -rampen bei Überfrequenzen durchgeführt, bis die Mindestleistung für den regelfähigen Betrieb erreicht ist;
- c) die Simulation wird als erfolgreich erachtet, wenn
 - i. das Simulationsmodell der Stromerzeugungsanlage auf Übereinstimmung mit dem Konformitätstest für den LFSM-O-Betrieb geprüft wurde;
 - ii. die Einhaltung der Anforderung in Kapitel 5.1.3 nachgewiesen wird.

Simulation der FRT-Fähigkeit

Für die Simulation der FRT-Fähigkeit von synchronen Stromerzeugungsanlagen gelten folgende Anforderungen:

- a) Durch Simulation wird nachgewiesen, dass die Stromerzeugungsanlage unter den in Kapitel 5.2.1 FRT-Fähigkeit von Stromerzeugungsanlagen und Kapitel 8.2 „Allgemeine Bestimmungen für Konformitätstests und Konformitätssimulationen genannten Bedingungen in der Lage ist, einen Fehler zu durchfahren;
- b) die Simulation wird als erfolgreich erachtet, wenn die Erfüllung der Anforderung in Kapitel 5.2.1 FRT-Fähigkeit von Stromerzeugungsanlagen nachgewiesen wird.

Simulation der Wiederkehr der Wirkleistungsabgabe nach einem Fehler

Für die Simulation der Wiederkehr der Wirkleistungsabgabe nach einem Fehler gelten folgende Anforderungen:

- a) Es wird nachgewiesen, dass die Stromerzeugungsanlage in der Lage ist, die Wirkleistungsabgabe nach einem Fehler unter den in Kapitel 5.2.2 „Wirkstrom- und Blindstromeinspeisung während und nach Netzfehlern“ genannten Bedingungen wiederherzustellen;
- b) die Simulation wird als erfolgreich erachtet, wenn die Erfüllung der Anforderung in Kapitel 5.2.2 nachgewiesen wird.

Simulation der Reaktionen im LFSM-U-Betrieb

Für die Simulation der Reaktionen im LFSM-U-Betrieb gelten folgende Anforderungen:

- a) Es wird nachgewiesen, dass die Stromerzeugungsanlage in der Lage ist, im Einklang mit Kapitel 5.1.6 „Wirkleistungserhöhung bei Unterfrequenz (LFSM-U)“ die Wirkleistungsabgabe bei Unterfrequenz anzupassen;

- b) die Simulation wird unter Berücksichtigung der Einstellungen von Statik und Totbands anhand von Frequenzsprüngen und -rampen bei Unterfrequenz durchgeführt, bis die Maximalkapazität erreicht ist;
- c) die Simulation wird als erfolgreich erachtet, wenn
 - i. das Simulationsmodell der Stromerzeugungsanlage auf Übereinstimmung mit dem Konformitätstest für den LFSM-U-Betrieb geprüft wurde;
 - ii. die Einhaltung der Anforderung in Kapitel 5.1.6 nachgewiesen wird.

Simulation der Reaktionen im FSM-Betrieb (optional)

Für die Simulation der Reaktionen im FSM-Betrieb gelten folgende Anforderungen:

- a) Es wird nachgewiesen, dass die Stromerzeugungsanlage in der Lage ist, im Einklang mit Kapitel 5.1.7 „Frequenzabhängiger Modus (Frequency Sensitive Mode, FSM)“ im gesamten Frequenzbereich die Wirkleistungsabgabe anzupassen;
- b) für die Simulation werden unter Berücksichtigung der Einstellungen für Statik und Totband Frequenzsprünge und -rampen simuliert, die groß genug sind, um den gesamten Bereich der frequenzabhängigen Anpassung der Wirkleistungsabgabe abzudecken.
- c) die Simulation wird als erfolgreich erachtet, wenn
 - i. das Simulationsmodell der Stromerzeugungsanlage auf Übereinstimmung mit dem Konformitätstest für den FSM-Betrieb geprüft wurde;
 - ii. die Einhaltung der Anforderung in Kapitel 5.1.7 nachgewiesen wird.

Simulation des Inselbetriebs

Für die Simulation des Inselbetriebs gelten folgende Anforderungen:

- a) Es wird die Leistung der Stromerzeugungsanlage im Inselbetrieb unter den in Kapitel 5.5.4 „Inselbetriebsfähigkeit“ genannten Bedingungen nachgewiesen;
- b) die Simulation wird als erfolgreich erachtet, wenn die Stromerzeugungsanlage die abgegebene Wirkleistung vom bisherigen Betriebspunkt auf einen neuen Betriebspunkt des P-Q-Diagramms innerhalb der in Kapitel 5.5.4 genannten Grenzen verringert oder erhöht, ohne dass sich die Stromerzeugungsanlage wegen einer Über- oder Unterfrequenz von der Insel trennt.

Simulation der Blindleistungskapazität

Für die Simulation der Blindleistungskapazität gelten folgende Anforderungen:

- a) Es wird nachgewiesen, dass die Stromerzeugungsanlage in der Lage ist, im Einklang mit den Bedingungen von Kapitel 5.3.3 „Blindleistungskapazität“ kapazitive und induktive Blindleistung bereitzustellen;
- b) die Simulation wird als erfolgreich erachtet, wenn folgende Bedingungen erfüllt sind:
 - i. das Simulationsmodell der Stromerzeugungsanlage wurde auf Übereinstimmung mit dem Konformitätstest für die Blindleistungskapazität geprüft;
 - ii. die Einhaltung der Anforderungen in Kapitel 5.3.3 wird nachgewiesen.

Konformitätssimulationen für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen

Simulation des LFSM-O-Betriebs

Für die Simulation des LFSM-O-Betriebs gelten folgende Anforderungen:

- a) Es wird nachgewiesen, dass die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage in der Lage ist, im Einklang mit Kapitel 5.1.3 „Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz (LFSM-O)“ bei Überfrequenzen die Wirkleistungsabgabe anzupassen;

- b) die Simulation wird unter Berücksichtigung der Einstellungen von Statik und Totband anhand von Frequenzsprüngen und -rampen bei Überfrequenzen durchgeführt, bis die Mindestleistung für den regelfähigen Betrieb erreicht ist;
- c) die Simulation wird als erfolgreich erachtet, wenn
 - i. das Simulationsmodell der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage auf Übereinstimmung mit dem Konformitätstest für den LFSM-O-Betrieb geprüft wurde;
 - ii. die Einhaltung der Anforderung in Kapitel 5.1.3 nachgewiesen wird.

Simulation der dynamischen Blindstromstützung

Für die Simulation der dynamischen Blindstromstützung gelten folgende Anforderungen:

- a) Es wird nachgewiesen, dass die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage in der Lage ist, im Einklang mit den in Kapitel 5.2.2 „Wirkstrom- und Blindstromeinspeisung während und nach Netzfehlern“ genannten Bedingungen eine dynamische Blindstromstützung einzuspeisen;
- b) die Simulation wird als erfolgreich erachtet, wenn die Erfüllung der Anforderung in Kapitel 5.2.2 nachgewiesen wird.

Für die Simulation der FRT-Fähigkeit von nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen des Typs B gelten folgende Anforderungen:

- a) Durch Simulation wird nachgewiesen, dass die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage unter den in Kapitel 5.2.1 „FRT-Fähigkeit (fault ride through) von Stromerzeugungsanlagen“ genannten Bedingungen in der Lage ist, einen Fehler zu durchfahren;
- b) die Simulation wird als erfolgreich erachtet, wenn die Erfüllung der Anforderung in Kapitel 5.2.1 und Kapitel 8.2 „Konformitätstests und Konformitätssimulationen“ nachgewiesen wird.

Für die Simulation der Wiederkehr der Wirkleistungsabgabe nach einem Fehler gelten folgende Anforderungen:

- a) Es wird nachgewiesen, dass die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage in der Lage ist, die Wirkleistungsabgabe nach einem Fehler unter den in Kapitel 5.2.2 „Wirkstrom- und Blindstromeinspeisung während und nach Netzfehlern“ genannten Bedingungen wiederherzustellen;
- b) die Simulation wird als erfolgreich erachtet, wenn die Erfüllung der Anforderung in Kapitel 5.2.2 nachgewiesen wird.

Simulation des LFSM-U-Betriebs

Für die Simulation des LFSM-U-Betriebs gelten folgende Anforderungen:

- a) Es wird nachgewiesen, dass die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage in der Lage ist, im Einklang mit Kapitel 5.1.6 „Wirkleistungserhöhung bei Unterfrequenz (LFSM-U)“ die Wirkleistungsabgabe bei Unterfrequenz anzupassen;
- b) die Simulation wird unter Berücksichtigung der Einstellungen für Statik und Totband durch die Simulation von Frequenzsprüngen und -rampen bei Unterfrequenz durchgeführt, bis die Maximalkapazität erreicht ist;
- c) die Simulation wird als erfolgreich erachtet, wenn
 - i. das Simulationsmodell der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage auf Übereinstimmung mit dem Konformitätstest für den LFSM-U-Betrieb geprüft wurde;
 - ii. die Einhaltung der Anforderung in Kapitel 5.1.6 nachgewiesen wird.

Simulation der Reaktionen im FSM-Betrieb (optional)

Für die Simulation der Reaktionen im FSM-Betrieb gelten folgende Anforderungen:

- a) Durch Simulation wird nachgewiesen, dass die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage in der Lage ist, im Einklang mit Kapitel 5.1.7 „Frequenzabhängiger Modus (Frequency Sensitive Mode, FSM)“ die Wirkleistungsabgabe über den gesamten Frequenzbereich anzupassen;
- b) für die Simulation werden unter Berücksichtigung der Einstellungen für Statik und Totband Frequenzsprünge und -rampen simuliert, die groß genug sind, um den gesamten Bereich der frequenzabhängigen Anpassung der Wirkleistungsabgabe abzudecken;
- c) die Simulation wird als erfolgreich erachtet, wenn
 - i. das Simulationsmodell der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage auf Übereinstimmung mit dem Konformitätstest für den FSM-Betrieb geprüft wurde;
 - ii. die Einhaltung der Anforderung in Kapitel 5.1.7 nachgewiesen wird.

Simulation des Inselbetriebs

Für die Simulation des Inselbetriebs gelten folgende Anforderungen:

- a) Es wird die Leistung der Stromerzeugungsanlage im Inselbetrieb unter den in Kapitel 5.5.4 „Inselbetriebsfähigkeit“ genannten Bedingungen nachgewiesen;
- b) die Simulation wird als erfolgreich erachtet, wenn die Stromerzeugungsanlage die abgegebene Wirkleistung vom bisherigen Betriebspunkt auf einen neuen Betriebspunkt des P-Q-Diagramms innerhalb der in Kapitel 5.5.4 genannten Grenzen verringert oder erhöht, ohne dass sich die Stromerzeugungsanlage wegen einer Über- oder Unterfrequenz von der Insel trennt.

Simulation der Fähigkeit zur Bereitstellung von synthetischer Schwungmasse (optional)

Für die Simulation der Fähigkeit zur Bereitstellung von synthetischer Schwungmasse gelten folgende Anforderungen:

- a) Mithilfe des Modells wird nachgewiesen, dass die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage unter den in Kapitel 5.1.8 „Bereitstellung von synthetischer Schwungmasse“ genannten Bedingungen in der Lage ist, bei Unterfrequenzen synthetische Schwungmasse bereitzustellen;
- b) die Simulation wird als erfolgreich erachtet, wenn mithilfe des Modells nachgewiesen wird, dass die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage die Bedingungen des Kapitels 5.1.8 erfüllt.

Simulation der Blindleistungskapazität

Für die Simulation der Blindleistungskapazität gelten folgende Anforderungen:

- a) Es wird nachgewiesen, dass die Stromerzeugungsanlage in der Lage ist, im Einklang mit den Bedingungen von Kapitel 5.3.3 „Blindleistungskapazität“ kapazitive und induktive Blindleistung bereitzustellen;
- b) die Simulation wird als erfolgreich erachtet, wenn folgende Bedingungen erfüllt sind:
 - i. das Simulationsmodell der Stromerzeugungsanlage wurde auf Übereinstimmung mit dem Konformitätstest für die Blindleistungskapazität geprüft;
 - ii. die Einhaltung der Anforderungen in Kapitel 5.3.3 wird nachgewiesen.

Simulation der Regelung zur Dämpfung von Leistungspendelungen

Für die Simulation der Regelung zur Dämpfung von Leistungspendelungen gelten folgende Anforderungen:

- a) Mithilfe des Modells wird nachgewiesen, dass die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage in der Lage ist, die Wirkleistungspendelungen gemäß Kapitel 5.2.3 „Stabilität bei Netzpendelungen“ zu dämpfen;
- b) die Simulation wird als erfolgreich erachtet, wenn mithilfe des Modells nachgewiesen wird, dass die in Kapitel 5.2.3 beschriebenen Bedingungen erfüllt sind.

c)

A7. Technische Kennwerte und Parameter für Simulationsmodelle

Zeile	Kurzbezeichnung	Einheit	Erklärung	Anmerkungen	Wert
1	Maximalkapazität Einspeisung	MW			
2	Maximalkapazität Bezug	MW			
3	Blockanzahl				
4	Generatoranzahl				
5	Transformatoranzahl				
6	Kraftwerkstyp				
7	Anschlussspannung	kV		am Netzanschlusspunkt	
8	Scheinleistung	MVA			
9	Engpassleistung	MW			
10	Eigenbedarf	MW			
11	Pumpleistung	MW			
12	Turbinenleistung	MW	Bemessungsleistung		
13	Blindleistung untererregt	Mvar		maximale Blindleistung (untererregt) am Netzanschlusspunkt mit Berücksichtigung der Kraftwerksleitung (fiktives uk)	
14	Blindleistung übererregt	Mvar		maximale Blindleistung (übererregt) am Netzanschlusspunkt mit Berücksichtigung der Kraftwerksleitung (fiktives uk)	
15	Betreiber				
16	Fremdeinspeisung	MVA		S_k'' (Kurzschlussleistung aus Mittelspannung)	

Tabelle 12: Technische Kennwerte und Parameter für Simulationsmodelle - Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung (Kraftwerk)

Zeile	Kurzbezeichnung	Einheit	Erklärung	Anmerkungen	Wert
Generator					
1	Generatortyp		Schenkelpol/Vollpol		
2	S_{rG}	MVA	Bemessungsscheinleistung		
3	$\cos\phi_{rG}$		Bemessungsleistungsfaktor		
4	P_{rG}	MW	Bemessungswirkleistung		
5	Q_{rG}	Mvar	Bemessungsblindleistung		
6	U_{rG}	kV	Bemessungsspannung		
7	pG	%	Generatorstellbereich / Spannungsregelungsbereich	Bereich der Spannungsregelung	
8	Leistungsdiagramm		Generatorleistungsdiagramm		
9	Leerlauf-Kurzschluss-Kennlinien				
10	SG1.0	pu	Hauptfeldsättigung bei 100% Spannung	Alternativ zu der Zeile 9	
11	SG1.2	pu	Hauptfeldsättigung bei 120% Spannung		
12	n	min ⁻¹	Nenn Drehzahl		
13	J Turbine	tm ²	Trägheitsmoment der Turbine		
14	J Generator	tm ²	Trägheitsmoment der Generator		
15	J Turbine +Generator	tm ²	Trägheitsmoment gemeinsam		
16	GD ² Turbine	tm ²	Schwungmoment der Turbine	Alternativ zu den Zeilen 13-15 Das Schwungmoment ist eine physikalische Größe, die früher bei rotierenden Maschinen häufig anstelle des Trägheitsmoments verwendet wurde	
17	GD ² Generator	tm ²	Schwungmoment der Generator		
18	GD ² Turbine +Generator	tm ²	Schwungmoment gemeinsam		
19	T_m / H	s	Mech. Anlaufzeitkonstante / Trägheitskonstante (Turbine+Generator)	Alternativ zu den Zeilen 13-15, 16-18, mit Angabe der Bezugsgröße (Mech. Anlaufzeitkonstante ist bezogen auf Wirkleistung, H ist bezogen auf Scheinleistung)	
20	$X_{d\ sat}$	s	synchrone Längsreaktanz gesättigt		
21	X_d	%	synchrone Längsreaktanz ungesättigt		
22	$X_d^I\ sat$	%	transiente Längsreaktanz gesättigt		
23	X_d^I	%	transiente Längsreaktanz ungesättigt		
24	$X_d^{II}\ sat$	%	subtransiente Längsreaktanz gesättigt		
25	X_d^{II}	%	subtransiente Längsreaktanz ungesättigt		
26	$X_{q\ sat}$	%	synchrone Querreaktanz gesättigt	-	
27	X_q	%	synchrone Querreaktanz ungesättigt	-	
28	$X_q^I\ sat$	%	transiente Querreaktanz gesättigt	Nicht notwendig bei Schenkelpolgeneratoren	

29	x_q'	%	transiente Querreaktanz ungesättigt	Nicht notwendig bei Schenkelpolgeneratoren	
30	$x_q''_{sat}$	%	subtransiente Querreaktanz gesättigt	-	
31	x_q''	%	subtransiente Querreaktanz ungesättigt	-	
32	T_a	s	(Anker-)Gleichstromzeitkonstante		
33	T_d'	s	transiente Kurzschlusszeitkonstante Längsachse		
34	T_d''	s	subtransiente Kurzschlusszeitkonstante Längsachse		
35	T_q'	s	transiente Kurzschlusszeitkonstante Querachse	Nicht notwendig bei Schenkelpolgeneratoren	
36	T_q''	s	subtransiente Kurzschlusszeitkonstante Querachse	-	
37	T_{d0}'	s	transiente Leerlaufzeitkonstante Längsachse		
38	T_{d0}''	s	subtransiente Leerlaufzeitkonstante Längsachse		
39	T_{q0}'	s	transiente Leerlaufzeitkonstante Querachse	Nicht notwendig bei Schenkelpolgeneratoren	
40	T_{q0}''	s	subtransiente Leerlaufzeitkonstante Querachse	-	
41	r_G, r_a	pu	bezogener Ständer/Ankerwiderstand		
42	$x_{\sigma a}$	pu	bezogene Ständer/Anker-Streufeldreaktanz		
43	R_{dc}	Ω	Gleichstromwiderstand		
Turbinenregler					
44	σ	%	Statik		
45	σ_t	%	temporäre Statik		
46	K_p	pu	Proportionalanteil		
47	K_i	pu	Integralanteil		
48	K_d	pu	Differenzialanteil	Wenn vorhanden	
49	T_w	s	Anlaufzeitkonstante der Druckrohrleitung	Bei Francis- oder Pelton-turbinen	
50	L	m	Länge der Druckrohrleitung	Alternativ zu Zeile 49	
51	H	m	Fallhöhe bei Bemessungsleistung		
52	U	m/s	Geschwindigkeit des Wassers in der Druckrohrleitung bei Bemessungsleistung		
53	$v_{s, \text{öffnen}}$	pu/s	Düsen/Ventil-Stellgeschwindigkeit öffnen		
54	$v_{s, \text{schließen}}$	pu/s	Düsen/Ventil-Stellgeschwindigkeit schließen		
55	$v_{s, \text{Strahlblenker}}$	pu/s	Stellgeschwindigkeit Strahlblenker		
56	$t_{\text{öffnen}}$	s	Düsen/Ventil Öffnungszeit (0-100%)	Alternativ zu Zeile 53-54	
57	$t_{\text{schließen}}$	s	Düsen/Ventil Schließzeit (100-0%)		
58	Darstellung der Reglerstruktur		Grafische Darstellung der Reglerstruktur		
59	IEC- oder IEEE-Modell mit Daten			Alternativ zu den obigen Zeilen 44-58	
Erregung und Spannungsregler					
60	Erregerspannungsquelle		Erregermaschine, statische Nebenschlusserregung, zusätzlicher Strombooster		

61	U_{fmax}	pu	Deckenspannung (im ungestörten Betrieb, Nennspannung)	Bei Generatornennspannung; angeben, ob auf Nennerregerspannung oder Leerlauferregerspannung (IEC) bezogen	
62	U_{fmin}	pu	minimale Erregerspannung	Angabe, ob auf Nennerregerspannung oder Leerlauferregerspannung (IEC) bezogen	
63	I_{fmax}	pu	maximaler Erregerstrom (Kurzzeit)	Angabe, ob auf Nennerergerstrom oder Leerlauferregerstrom (IEC) bezogen	
64	I_{fmin}	pu	minimaler Erregerstrom	Angabe, ob auf Nennerergerstrom oder Leerlauferregerstrom (IEC) bezogen	
65	T_E	s	äquivalente Erregerzeitkonstante	Äquivalente Zeitkonstante (Verzögerungsglied 1. Ordnung) für Erregermaschine	
66	K_p	pu	Proportionalanteil	Allg. Modell, gegebenenfalls Schaltbild mit Reglerstruktur angeben	
67	K_i	pu	Integralanteil	Allg. Modell, gegebenenfalls Schaltbild mit Reglerstruktur angeben	
68	K_d	pu	Differenzialanteil	Allg. Modell, gegebenenfalls Schaltbild mit Reglerstruktur angeben	
69	V_{PU}	pu	Verstärkung Spannungsregler	-	
70	K_{DU}	pu	Verstärkung Differenzanteil	-	
71	T_{VU}	s	Dämpfungszeitkonstante	-	
72	T_{NU}	s	Nachstellzeit	-	
73	Darstellung der Reglerstruktur		Grafische Darstellung der Reglerstruktur		
74	IEC- oder IEEE-Modell mit Daten			Alternativ zu den obigen Zeilen 60-73	

Tabelle 13: Technische Kennwerte und Parameter für Simulationsmodelle - Generator

Zeile	Kurzbezeichnung	Einheit	Erklärung	Anmerkungen	Wert
1	S_{rT}	MVA	Bemessungsscheinleistung	Angabe aller Bemessungsscheinleistungen	
2	U_{rTUS}	kV	Bemessungsspannung Unterspannungsseite(n)	Angabe aller Bemessungsspannungen	
3	U_{rTOS}	kV	Bemessungsspannung Oberspannungsseite		
4	u_k	%	bezogene Kurzschlussspannung zwischen den einzelnen Wicklungen	Angabe aller Kurzschlussspannungen	
5	v_{Cu}	kW	Kupferverluste	Angabe aller Kupferverluste	
6	v_{Fe} / P_{lr}	kW	Eisenverluste / Leerlaufverluste	Falls bekannt	
7	i_{lr}	%	Leerlaufstrom	Falls bekannt	
8	Verstelltyp		Stufenschalter oder Umsteller		
9	p_{T+}	%	Gesamstellbereich nach Oben	Bereich der positiven Trafostufenstellung	
10	p_{T-}	%	Gesamstellbereich nach Unten	Bereich der negativen Trafostufenstellung	
11	Stufenanzahl				
12	aktuelle Stufe			Für Blocktransformatoren, die mit (mehr oder weniger) fixer Stufenstellung betrieben werden	
13	Schaltgruppe				
14	Bauform des Transformators			z.B. 3-Schenkel, 5-Schenkel, Mantelkern, Trafobank, ...	
15	Sternpunktserdung			Mit Angabe, ob schaltbar, händisch entfernbar oder fix	
16	Z_{00}	Ω	Leerlaufnullimpedanz		
17	Z_{0K}	Ω	Kurzschlussnullimpedanz	Für Blocktransformatoren mit mehr als einer Sternpunktserdung, falls bekannt	
18	R_{00}	Ω	Leerlaufnullresistanz	Falls bekannt	
19	X_{00}	Ω	Leerlaufnullreaktanz	Falls bekannt	
20	R_{0K}	Ω	Kurzschlussnullresistanz	Falls bekannt	
21	X_{0K}	Ω	Kurzschlussnullreaktanz	Falls bekannt	
22	Magnetisierungskennlinie			Falls bekannt	

Tabelle 14: Technische Kennwerte und Parameter für Simulationsmodelle - Transformator

Zeile	Kurzbezeichnung	Einheit	Erklärung	Anmerkungen	Wert
Schutzeinstellungen Generator					
1	Nennspannung	kV			
2	Nennleistung	MVA			
3	Frequenz	Hz	Überfrequenzauslösung	Pumpe / Generator	/
4	Verzögerungszeit	s		Pumpe / Generator	/
5	Frequenz	Hz	Unterfrequenzauslösung	Pumpe / Generator	/
6	Verzögerungszeit	s		Pumpe / Generator	/
7	Spannung	kV	Überspannungsauslösung	Pumpe / Generator	/
8	Verzögerungszeit	s		Pumpe / Generator	/
9	Spannung	kV	Unterspannungsauslösung	Pumpe / Generator	/
10	Verzögerungszeit	s		Pumpe / Generator	/
11	% der Bemessungsspannung	%	Überstrom-, Überlastauslösung		
12	Verzögerungszeit	s			
13	Schieflastschutz + Zeitverzögerung				
14	Untererregungsschutz				
Schutzeinstellungen Blockumspanner					
15	vorhanden	Ja/Nein	Differentialschutz	Wenn vorhanden	
16	Auslösestrom I>	kA	UMZ	Wenn vorhanden	
17	Verzögerungszeit I>	s		Wenn vorhanden	
18	Auslösestrom I>>	kA		Wenn vorhanden	
19	Verzögerungszeit I>>	s		Wenn vorhanden	
20	Auslösestrom I>>>	kA		Wenn vorhanden	
21	Verzögerungszeit I>>>	s		Wenn vorhanden	
22	Auslösestrom I>	kA	Not-UMZ	Wenn vorhanden	
23	Verzögerungszeit I>	s		Wenn vorhanden	
24	Auslösestrom I>>	kA		Wenn vorhanden	
25	Verzögerungszeit I>>	s			
26	t1	Ω/s /Richtung	Staffelkennlinie des Sammelschienendistanzschutzes	Wenn vorhanden	
27	t1ü	Ω/s /Richtung		Wenn vorhanden	
28	t2	Ω/s /Richtung		Wenn vorhanden	
29	t3	Ω/s /Richtung		Wenn vorhanden	
30	t4	Ω/s /Richtung		Wenn vorhanden	
31	t5	Ω/s /Richtung		Wenn vorhanden	
32	t6	Ω/s /Richtung	Reaktanz, Zeit, Richtung SS, Richtung Trafo, ungerichtet	Wenn vorhanden	
33	Endzeit	Ω/s /Richtung		Wenn vorhanden	
34	Anreghostrom	kA	Sammelschienendistanzschutz Anregung	Wenn vorhanden	
35	Verzögerungszeit	s			
36	Auslösestrom	kA	Sammelschienendistanzschutz Not-UMZ	Wenn vorhanden	
37	Verzögerungszeit	s			

Tabelle 15: Technische Kennwerte und Parameter für Simulationsmodelle - Schutzeinstellungen

Zeile	Kurzbezeichnung	Einheit	Erklärung	Anmerkungen	Wert
Synchronisationsvorrichtung					
1	Frequenz <	Hz	Funktionsgrenzen der Synchronisationsvorrichtung		
2	Frequenz >	Hz			
3	Spannung <	kV			
4	Spannung >	kV			
Vermeidung von Großstörungen und Netzwiederaufbau					
5	Abstellen von Pumpen bei Unterfrequenz	Hz			
6	Umschalten von Pumpe zum Generatorbetrieb bei Unterfrequenz	Hz			
7	Anfahren der Generatoren bei Unterfrequenz	Hz			
8	Starten von Pumpen bei Überfrequenz	Hz			
9	Schwarzstartfähigkeit				
10	Anfahrtszeit bis Nennleistung	s			
11	Inselbetriebsfähigkeit (mit höherer Reglerdämpfung)				
12	Inselaufbaufähigkeit				
13	Schnelle Neusynchronisierung	min		< 15 min	
14	Abfangen auf Eigenbedarfsbetrieb	min	Netzwiederaufbau	mind. 120 min gemäß TOR	

Tabelle 16: Technische Kennwerte und Parameter für Simulationsmodelle – Synchronisierung und Netzwiederaufbau

Zeile	Kurzbezeichnung	Einheit	Erklärung	Anmerkungen	Wert
Windkraftpark Allgemein					
1	Maximalkapazität Einspeisung	MW		am Netzanschlusspunkt	
2	Maximalkapazität Bezug	MW		am Netzanschlusspunkt	
3	Blockanzahl				
4	Generatoranzahl				
5	Transformatoranzahl				
6	Kraftwerkstyp				
7	Anschlussspannung	kV		am Netzanschlusspunkt	
8	Scheinleistung	MVA			
9	Engpassleistung	MW			
10	Eigenbedarf	MW			
11	Blindleistung untererregt	Mvar		maximale Blindleistung (untererregt) am Netzanschlusspunkt mit Berücksichtigung der Kraftwerksleistung (fiktives u_k)	
12	Blindleistung übererregt	Mvar		maximale Blindleistung (übererregt) am Netzanschlusspunkt mit Berücksichtigung der Kraftwerksleistung (fiktives u_k)	
13	Betreiber				
14	Fremdeinspeisung	MVA		Sk" (Kurzschlussleistung aus Mittelspannung)	
Gesamter Windkraftpark					
15	Generatoranzahl				
16	S_{rG}	MVA	Bemessungsscheinleistung	inkl. Kabelnetz!	
17	$\cos\phi_{rG}$	MW/MVA	Bemessungsleistungsfaktor	inkl. Kabelnetz!	
18	P_{rG}	MW	Bemessungswirkleistung	inkl. Kabelnetz!	
19	Q_{rG}	MVar	Bemessungsblindleistung	inkl. Kabelnetz!	
20	U_{rG}	kV	Bemessungsspannung	inkl. Kabelnetz!	
21	Q_{min}	MVA	untere Blindleistungsgrenze	inkl. Kabelnetz!	
22	Q_{max}	MVA	obere Blindleistungsgrenze	inkl. Kabelnetz!	
23	$S_k''_{min}$	MVA	minimale subtransiente Kurzschlussleistung	inkl. Kabelnetz!	
24	$S_k''_{max}$	MVA	maximale subtransiente Kurzschlussleistung	inkl. Kabelnetz!	
25	Spannungs-/Blindleistungsregelungskonzept			Diagramm in Abhängigkeit der Spannung am Übergabepunkt	
26	Nachbildungsmodell			vom Hersteller empfohlen	
27	Einlinienschnittplan des Windparks				
Generator					
28	Generatortyp		Doppelt gespeiste Asynchronmaschine, Synchronmaschine mit Umrichter, usw.		
29	Generatoranzahl				
30			Hersteller		
31			Typenbezeichnung des Herstellers		
32	S_{rG}	MVA	Bemessungsscheinleistung		
33	$\cos\phi_{rG}$	MW/MVA	Bemessungsleistungsfaktor		
34	P_{rG}	MW	Bemessungswirkleistung		
35	Q_{rG}	MVar	Bemessungsblindleistung		

36	U_{rG}	kV	Bemessungsspannung	
37	Q_{min}	MVA	untere Blindleistungsgrenze	
38	Q_{max}	MVA	obere Blindleistungsgrenze	
39	$S_{k_{min}}''$	MVA	minimale subtransiente Kurzschlussleistung	
40	$S_{k_{max}}''$	MVA	maximale subtransiente Kurzschlussleistung	
41	U_{min}	pu	minimale Betriebsspannung	
42	Spannungsregelung			Ja/Nein, Wenn ja, genaue Beschreibung
43	Blindleistungsregelung			Ja/Nein, Wenn ja, genaue Beschreibung
44	Nachbildungsmodell			vom Hersteller empfohlen
Blocktransformator				
45	S_{rT}	MVA	Bemessungsscheinleistung	Angabe aller Bemessungsscheinleistungen
46	U_{rTUS}	kV	Bemessungsspannung Unterspannungsseite(n)	Angabe aller Bemessungsspannungen
47	U_{rTOS}	kV	Bemessungsspannung Oberspannungsseite	
48	u_k	%	bezogene Kurzschlussspannung zwischen den einzelnen Wicklungen	Angabe aller Kurzschlussspannungen
49	v_{Cu}	kW	Kupferverluste	Angabe aller Kupferverluste
50	v_{Fe} / P_{lr}	kW	Eisenverluste / Leerlaufverluste	Falls bekannt
51	i_{lr}	%	Leerlaufstrom	Falls bekannt
52	Verstelltyp		Stufenschalter oder Umsteller	
53	p_{T+}	%	Gesamstellbereich nach Oben	Bereich der positiven Trafostufenstellung
54	p_{T-}	%	Gesamstellbereich nach Unten	Bereich der negativen Trafostufenstellung
55	Stufenanzahl			
56	aktuelle Stufe			Für Blocktransformatoren, die mit (mehr oder weniger) fixer Stufenstellung betrieben werden
57	Schaltgruppe			
58	Bauform des Transformators			z.B. 3-Schenkel, 5-Schenkel, Mantelkern, Trafobank, ...
59	Sternpunktserdung			Mit Angabe, ob schaltbar, händisch entfernbar oder fix
60	Z_{00}	Ω	Leerlaufnullimpedanz	
61	Z_{0K}	Ω	Kurzschlussnullimpedanz	Für Blocktransformatoren mit mehr als einer Sternpunktserdung, falls bekannt
62	R_{00}	Ω	Leerlaufnullresistenz	Falls bekannt
63	X_{00}	Ω	Leerlaufnullreaktanz	Falls bekannt
64	R_{0K}	Ω	Kurzschlussnullresistenz	Falls bekannt
65	X_{0K}	Ω	Kurzschlussnullreaktanz	Falls bekannt
66	Magnetisierungskennlinie			Falls bekannt
Stromregler des Generators				
67	K_d		Proportionalanteil der Längsachse	falls bekannt
68	T_d	s	Integrationszeitkonstante der Längsachse	falls bekannt
69	K_q		Proportionalanteil der Querachse	falls bekannt
70	T_q	s	Integrationszeitkonstante der Querachse	falls bekannt

Tabelle 17: Technische Kennwerte und Parameter für Simulationsmodelle - Windpark

A8. Informationen und Unterlagen zur Konformitätsüberwachung

Vorlage für Netzbetreiber - Checkliste für Stromerzeugungsanlagen des Typs C zur Konformitätsüberwachung				
<p>Diese Vorlage enthält die harmonisierten Mindestanforderungen der österreichischen Netzbetreiber der vom Netzbetreiber im Rahmen der Konformitätsüberwachung zu übermittelnden Informationen und Unterlagen sowie der von ihm zu erfüllenden Anforderungen für Stromerzeugungsanlagen des Typs C. Jeder Netzbetreiber veröffentlicht auf Basis dieser Vorlage eine detaillierte Liste und kann in Abstimmung mit dem Netzbetreiber festlegen, welche zusätzlich erforderlichen Unterlagen zur Konformitätsüberwachung erforderlich sind.</p> <p>Der relevante Netzbetreiber prüft auf Basis dieser Vorlage, ob eine Stromerzeugungsanlage die (im Netzanschlussvertrag vereinbarten) Anforderungen erfüllt. Der Netzbetreiber wird über das Ergebnis dieser Prüfung unterrichtet. Bei Verstößen gegen die (im Netzanschlussvertrag vereinbarten) Anforderungen ist der relevante Netzbetreiber berechtigt, die Stromerzeugungsanlage des Netzbetreibers vom Netz zu trennen.</p>				
Informationen und Unterlagen				
Regelmäßig zu übermittelnde Informationen und Unterlagen	Beschreibung	Zeitvorgabe	Netzbetreiber	Netzbetreiber
			Geprüft und in Ordnung	Informationen und Unterlagen erhalten
Funktionsprüfung der netzseitigen Schutzeinrichtungen	Optionale Angaben: Schutzprüfprotokolle	Alle 5 Jahre	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Funktionsprüfung der Backup-Systeme für die Kommunikation		Gemäß Testplan gemäß NC E&R (bis 12/2019 einzureichen)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Funktionsprüfung der Anforderungen gemäß TOR Systemschutzplan	Überprüfung der Anforderung gemäß TOR Systemschutzplan in Verbindung mit dem Testplan gemäß NC E&R	Gemäß Testplan gemäß NC E&R (bis 12/2019 einzureichen)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Fallbezogen (vom Netzbetreiber) zu übermittelnde Informationen und Unterlagen	Beschreibung	Zeitvorgabe	Netzbetreiber	Netzbetreiber
			Mitteilung erforderlich ?	Informationen und Unterlagen erhalten
Wesentliche Änderungen der Stromerzeugungsanlage	Angabe von geplanten Änderungen der Stromerzeugungsanlage, die die elektrischen Eigenschaften der Stromerzeugungsanlage oder des Netzanschlusses betreffen und vom im Netzanschlussvertrag vereinbarten Stand abweichen.	Geplante Änderungen einer Stromerzeugungsanlage, die die elektrischen Eigenschaften der Stromerzeugungsanlage oder des Netzanschlusses betreffen und vom im Netzanschlussvertrag vereinbarten Stand abweichen. ehestmöglich mitzuteilen.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	Angabe von vorübergehenden, beträchtlichen Änderungen, welche die Leistungsfähigkeit der Stromerzeugungsanlage wesentlich beeinträchtigen. Angabe von ausgefallenen Betriebsmitteln, deren Ausfall dazu führte, dass einige wesentliche Anforderungen nicht erfüllt sind.	Ungeplante Änderungen einer Stromerzeugungsanlage, welche die Leistungsfähigkeit wesentlich beeinträchtigen, sind dem relevanten Netzbetreiber unverzüglich mitzuteilen.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
<i>Optional:</i> Gültigkeit von Betriebsmittelbescheinigungen	Verliert eine Betriebsmittelbescheinigung ihre Gültigkeit, so muss dies durch die akkreditierte Zertifizierungsstelle öffentlich bekannt gemacht werden. Der Inhaber der Betriebsmittelbescheinigung ist in diesem Fall verpflichtet, die betroffenen Netzbetreiber zu informieren. Der Netzbetreiber unterrichtet hierüber den relevanten Netzbetreiber.	Der Verlust der Gültigkeit von Betriebsmittelbescheinigungen ist dem relevanten Netzbetreiber ehestmöglich mitzuteilen.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Nach Anündigung durch den relevanten Netzbetreiber zu übermittelnde Informationen und Unterlagen	Beschreibung	Zeitvorgabe	Netzbetreiber	Netzbetreiber
			Erledigt	Informationen und Unterlagen erhalten
Aufzeichnungen über das Verhalten der Stromerzeugungsanlage am Netz	Aufzeichnungen über das Verhalten der Stromerzeugungsanlage am Netz während kritischen Netzsituationen (z.B. bei Spannungseinbrüchen, Über-/Unterfrequenz,...)	Nach Anündigung durch den relevanten Netzbetreiber sind vom Netzbetreiber Aufzeichnungen über das Verhalten der Stromerzeugungsanlage am Netz ehestmöglich bereitzustellen.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Funktionsprüfung der Wirkleistungsvorgabe und Blindleistungsbereitstellung	Die Funktionsweise der Wirkleistungsvorgabe und Blindleistungsbereitstellung sollte in Abstimmung und Zusammenarbeit mit dem relevanten Netzbetreiber überprüft werden, sofern diese nicht im Rahmen des Netzbetriebes erfolgte.	Erforderlich, sofern die Funktionsprüfung nicht im Rahmen des Netzbetriebes erfolgte. Die Überprüfung erfolgt nach Anündigung in Abstimmung und Zusammenarbeit mit dem relevanten Netzbetreiber.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Einhaltung der zulässigen Grenzwerte bezüglich Netzrückwirkungen	Die Einhaltung der zulässigen Grenzwerte bezüglich Netzrückwirkungen ist in begründeten Fällen durch den Netzbetreiber nachzuweisen, wenn Netzrückwirkungen auftreten, die andere Netzbetreiber unzulässig beeinflussen.	In begründeten Fällen und nach Anündigung durch den relevanten Netzbetreiber.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Anmerkungen:				

Tabelle 18: Informationen und Unterlagen zur Konformitätsüberwachung