



Richtlinien für den Konformitätsnachweis von Stromerzeugungsanlagen in Österreich

**RKS-AT:
Typ D**

(Maximalkapazität ≥ 50 MW oder
Nennspannung ≥ 110 kV)

Version 1.1
gültig ab 01.08.2024

Dokumenten-Historie

Version	Veröffentlichung	Inkrafttreten	verantwortlich	Anmerkungen
1.0	19.09.2022	19.09.2022	Oesterreichs Energie	Erstausgabe auf Basis der TOR Stromerzeugungsanlagen V1.2 und der Verordnung (EU) 2016/631 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger (Requirements for Generators, RfG-VO)
1.1	01.08.2024	01.08.2024	Oesterreichs Energie	Textuelle Anpassungen, Grafische Neuausarbeitungen, Klarstellungen, Änderung der Referenzwerte bei Leistungen, Erweiterung der Beispielsammlung für Blindleistungsberechnungen, Änderung von Vorbedingungen bei Tests

Die Richtlinien für den Konformitätsnachweis von Stromerzeugungsanlagen in Österreich (RKS-AT) stehen auf der Website von Oesterreichs Energie ([oesterreichsenergie.at](https://www.oesterreichsenergie.at)) zur allgemeinen Verfügung. Verweise auf die RKS-AT verstehen sich somit immer auf die jeweils aktuell geltende Version. Jede Anwendung, Verwendung und jedes Zitieren der RKS-AT hat unter diesen Prämissen zu erfolgen. Die sich auf der Website von Oesterreichs Energie befindliche Version gilt als authentische Fassung der RKS-AT.

Für den Inhalt verantwortlich:

Österreichs E-Wirtschaft

Brahmsplatz 3

1040 Wien

E-Mail: RKS@oesterreichsenergie.at

Inhaltsverzeichnis

Dokumenten-Historie	2
Inhaltsverzeichnis	3
Vorwort	7
1 Begriffe und Abkürzungen	8
2 Anwendungsbereich	9
3 Bestimmungen, Vorschriften und Verweise	10
3.1 Bestimmungen und Vorschriften	10
3.2 Verweise auf andere Netzwirkkodizes	10
3.3 Normative Verweise	10
4 Allgemeine Anforderungen	11
4.1 Grundsätze	11
5 Bewertungs- und Akzeptanzkriterien	13
5.1 Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz (LF _{SM} -O)	14
5.2 Wirkleistungserhöhung bei Unterfrequenz (LF _{SM} -U)	15
5.3 FRT-Fähigkeit	17
5.4 Wirkstrom- und Blindstromeinspeisung während und nach Netzfehlern	19
5.4.1 Verhalten im Fehlerfall	19
5.4.2 Wiederaufnahme der Leistungsabgabe nach Fehlerklärung	21
5.5 Regelung der Dämpfung von Leistungsspendelungen	21
5.6 Überprüfung der PSS-Funktion	21
5.7 Blindleistungskapazität	22
5.8 Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung	24
5.9 Sollwertvorgabe und Umschaltung von $Q(U)$ -Kennlinien	24
5.10 Systemschutz	26
5.11 Abfangen auf Eigenbedarfsbetrieb	26
6 Vorschriften für Konformitätstests	28
6.1 Besondere Anforderungen an Stromerzeugungsanlagen innerhalb von Mischanlagen	28
6.2 Messtechnik	28
6.3 Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz (LF _{SM} -O)	29
6.3.1 Allgemeines	29
6.3.2 Prüfverfahren	29
6.3.3 Prüfungsdurchführung	31
6.3.4 Auswertung	34
6.3.5 Dokumentation	36
6.4 Wirkleistungserhöhung bei Unterfrequenz (LF _{SM} -U)	37

6.4.1	Allgemeines	37
6.4.2	Prüfverfahren	37
6.4.3	Prüfungsdurchführung	38
6.4.4	Auswertung	41
6.4.5	Dokumentation	43
6.5	FRT-Fähigkeit	44
6.5.1	Allgemeines	44
6.5.2	Prüfverfahren	45
6.5.3	Prüfungsdurchführung	46
6.5.4	Auswertung	50
6.5.5	Dokumentation	51
6.6	Wirkstrom- und Blindstromspeisung während und nach Netzfehlern	51
6.6.1	Verhalten im Fehlerfall	52
6.6.2	Wiederaufnahme der Leistungsabgabe nach Fehlerklärung	57
6.7	Blindleistungskapazität	58
6.7.1	Allgemeines	58
6.7.2	Prüfverfahren	58
6.7.3	Prüfungsdurchführung	61
6.7.4	Auswertung	66
6.7.5	Dokumentation	67
6.8	Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung	68
6.8.1	Allgemeines	68
6.8.2	Prüfverfahren	68
6.8.3	Prüfungsdurchführung	69
6.8.4	Auswertung	77
6.8.5	Dokumentation	79
6.9	Sollwertvorgabe und Umschaltung von $Q(U)$ -Kennlinien	79
6.9.1	Allgemeines	79
6.9.2	Prüfverfahren	79
6.9.3	Prüfdurchführung	80
6.9.4	Auswertung	81
6.9.5	Dokumentation	82
6.10	Systemschutz	82
6.10.1	Allgemeines	82
6.10.2	Prüfverfahren	83
6.10.3	Prüfdurchführung	83
6.10.4	Auswertung	83
6.10.5	Dokumentation	83

6.11	Abfangen auf Eigenbedarfsbetrieb	84
6.11.1	Allgemeines	84
6.11.2	Prüfverfahren	84
6.11.3	Prüfungsdurchführung	85
6.11.4	Auswertung	86
6.11.5	Dokumentation	86
7	Vorschriften für Konformitätssimulationen	87
7.1	Besondere Anforderungen an Stromerzeugungsanlagen innerhalb von Mischanlagen	87
7.2	FRT-Fähigkeit	87
7.2.1	Allgemeines	87
7.2.2	Simulationsverfahren	88
7.2.3	Simulationsdurchführung	89
7.2.4	Auswertung	90
7.2.5	Dokumentation	90
7.3	Wirkstrom- und Blindstromeinspeisung während und nach Netzfehlern	90
7.3.1	Verhalten im Fehlerfall	91
7.3.2	Wiederaufnahme der Leistungsabgabe nach Fehlerklärung	91
7.4	Überprüfung der PSS-Funktion	92
7.4.1	Allgemeines	92
7.4.2	Simulationsverfahren	92
7.4.3	Simulationsdurchführung	93
7.4.4	Auswertung	93
7.4.5	Dokumentation	94
7.5	Blindleistungskapazität	94
7.5.1	Allgemeines	94
7.5.2	Simulationsdurchführung	96
7.5.3	Auswertung	96
7.5.4	Dokumentation	97
8	Anhang	98
8.1	Berechnung von Spannungen, Strömen, Wirkleistung und Blindleistung	98
8.2	Definition der Vorzeichen im Verbraucher- und Erzeugerzählpfeilsystem	101
8.3	Beispielvorlagen	102
8.3.1	Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz (LFSM-O)	102
8.3.2	Wirkleistungssteigerung bei Unterfrequenz (LFSM-U)	104
8.3.3	FRT-Fähigkeit	106
8.3.4	Wirkstrom- und Blindstromeinspeisung während und nach Netzfehlern	108

8.3.5	Dokumentationspunkte für die FRT-Überprüfung am Beispiel einer synchronen Stromerzeugungsanlage	109
8.3.6	Überprüfung der PSS-Funktion	112
8.3.7	Blindleistungskapazität	112
8.3.8	Blindleistungskapazität (Konformitätssimulation)	114
8.3.9	Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung	120
8.3.10	Sollwertvorgabe und Umschaltung von $Q(U)$ -Kennlinien	121
8.3.11	Systemschutz	122
8.3.12	Abfangen in den Eigenbedarfsbetrieb	122

Vorwort

Im Zuge der Neufassung der TOR Stromerzeugungsanlagen (TOR SEA) aufgrund des Inkrafttretens der Verordnung (EU) 2016/631 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger (Requirements for Generators, RfG-VO) sind für den Anschluss von Stromerzeugungsanlagen Vorgaben hinsichtlich des Betriebserlaubnisverfahrens und des Konformitätsnachweises zu berücksichtigen.

Der Nachweis der Konformität einer Stromerzeugungsanlage im Rahmen des Betriebserlaubnisverfahrens erfolgt u.a. in Form von Konformitätstests und –simulationen. Alternativ dazu können Betriebsmittelbescheinigungen (Einheitenzertifikate oder Komponentenzertifikate) herangezogen werden.

Um Unsicherheiten bei der Erstellung bzw. Bewertung der Konformitätsnachweise auf Seiten der Hersteller, Errichter von Stromerzeugungsanlagen und Netzbetreiber auszuräumen, ist die Erstellung und einheitliche Definition von nationalen Richtlinien erforderlich.

Ziel der gegenständlichen RKS-AT ist es, kompakte Richtlinien für die Erstellung von technologie- und standortspezifischen Konformitätsnachweisen sowie von Betriebsmittelbescheinigungen auf Basis der TOR SEA (Version 1.3) und der RfG-VO zusammenzufassen.

Die Erstellung der RKS-AT erfolgte unter wissenschaftlicher Begleitung der TU Graz bei Oesterreichs Energie.

1 Begriffe und Abkürzungen

Für die Anwendung der RKS-AT gelten die Begriffsbestimmungen und -erklärungen gemäß TOR Begriffe, sowie die folgenden:

- **Power Hardware In the Loop - PHIL**
Bei einem PHIL-System liegt ein Teil des Systems als numerische Emulation und der andere Teil als Hardware vor, wobei das überprüfende System als Hardware implementiert ist.
- **Controller Hardware In the Loop - CHIL**
Bei einem CHIL-System liegt ein Teil des Systems als numerische Emulation vor während die Regelungskomponente (Regelungsboard) als Hardware implementiert ist.
- **Kurzschlussleistung S_k**
Dreiphasige Kurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt.
- **Impedanzverhältnis am Netzanschlusspunkt X/R**
Das aus der komplexen Kurzschlussleistung ermittelte Impedanzverhältnis am Netzanschlusspunkt.

In den RKS-AT werden folgende Abkürzungen verwendet:

AVR	Automatic Voltage Regulator / automatischer Spannungsregler
CHIL	Controller Hardware In the Loop
EBE	Endgültige Betriebserlaubnis
EZZ	Erlaubnis zur Zuschaltung
FRT	Fault Ride Through
HS	Hochspannung
HIL	Hardware In the Loop
LFSM-O	Limited Frequency Sensitive Mode – Overfrequency
LFSM-U	Limited Frequency Sensitive Mode – Underfrequency
MS	Mittelspannung
S	Synchron gekoppelte Stromerzeugungseinheit/-anlage
NS	Nichtsynchron gekoppelte Stromerzeugungseinheit/-anlage
PHIL	Power Hardware In the Loop
PSS	Power System Stabilizer
RfG-VO	Requirements for Generators-Verordnung
TOR	Technische und organisatorische Regeln
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VBE	Vorübergehende Betriebserlaubnis
VNB	Verteilernetzbetreiber

2 Anwendungsbereich

Dieser Teil der RKS-AT gilt für den Anschluss und Parallelbetrieb von neuen oder wesentlich geänderten Stromerzeugungsanlagen vom Typ D gemäß RfG Schwellenwert-V.

Für Stromerzeugungsanlagen vom Typ D hat der relevante Netzbetreiber das Recht, die entsprechenden Konformitätstests und -simulationen gemäß Kapitel 8.2 der TOR SEA und dieses Teils der RKS-AT zu fordern („erweiterter Konformitätsnachweis“).

Tabelle 1: : Technische Mindestanforderungen gemäß TOR SEA Typ D

Anforderung	Test	Simulation	Anm.	Möglicher Einsatz von Betriebsmittelbescheinigungen
LFSM-O	S, NS			Ersetzt Konformitätsnachweis auf Einheiten-ebene; Konformitätstests auf Anlagenebene kann gefordert werden
LFSM-U	S, NS			Ersetzt Konformitätsnachweis auf Einheiten-ebene; Konformitätstests auf Anlagenebene kann gefordert werden
FRT-Fähigkeit	S, NS	S, NS	Test optional	Ersetzt Konformitätsnachweis auf Einheiten-ebene; zusätzliche Konformitätssimulationen auf Anlagenebene werden benötigt
Dynamische Blindstromstützung	NS	NS	Test optional	Ersetzt Konformitätsnachweis auf Einheiten-ebene; zusätzliche Konformitätssimulationen auf Anlagenebene werden benötigt
Wiederkehr der Wirkleistungsabgabe nach einem Fehler	S, NS	S, NS	Test optional	Ersetzt Konformitätsnachweis auf Einheiten-ebene; zusätzliche Konformitätssimulationen auf Anlagenebene werden benötigt
Überprüfung der PSS-Funktion		S		Kein Ersatz möglich; Konformitätssimulation auf Anlagenebene wird benötigt
Regelung der Dämpfung von Leistungspendelungen		NS		Ersetzt Konformitätsnachweis
Blindleistungskapazität	S, NS	S, NS		Kein Ersatz möglich; Konformitätstest und -simulation auf Anlagenebene wird benötigt
Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung	S, NS			Kein Ersatz möglich; Konformitätstest wird benötigt
Sollwertvorgabe und Umschaltung von $Q(U)$ -Kennlinien	S, NS			Kein Ersatz möglich; Konformitätstest wird benötigt
Systemschutz	S, NS			Kein Ersatz möglich; Konformitätstest wird benötigt
Abfangen auf Eigenbedarfsbetrieb	S			Kein Ersatz möglich; Konformitätstest wird benötigt

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

3 Bestimmungen, Vorschriften und Verweise

3.1 Bestimmungen und Vorschriften

Für die Errichtung und den Betrieb der Stromerzeugungsanlage als elektrische Anlage sind insbesondere die im Kapitel 3.1 der TOR SEA genannten Bestimmungen und Vorschriften einzuhalten.

3.2 Verweise auf andere Netzwirkodizes

Es sind die Verweise der in Kapitel 3.2 der TOR SEA genannten Normen einzuhalten.

3.3 Normative Verweise

Es sind die normativen Verweise der in Kapitel 3.3 der TOR SEA genannten Normen einzuhalten.

4 Allgemeine Anforderungen

4.1 Grundsätze

Die RKS-AT umfassen unter Berücksichtigung der Anforderungen der TOR SEA und der gesetzlichen Rahmenbedingungen der RfG-VO folgende Grundsätze:

- Für den Konformitätsnachweis von neuen oder wesentlich geänderten bestehenden Stromerzeugungsanlagen in Österreich gibt es keine explizite Zertifizierungspflicht. Die Entscheidung über das konforme Verhalten bzw. die Erteilung der Betriebserlaubnis obliegt dem relevanten Netzbetreiber.
- Die Einbindung von Dritten zur Durchführung der Konformitätsnachweise im Namen des Netzbenutzers¹ kann auf freiwilliger Basis seitens des Netzbenutzers erfolgen. Der Netzbenutzer bleibt jedoch auch in diesen Fällen der zentrale Ansprechpartner für den relevanten Netzbetreiber und ist hauptverantwortlich für den Nachweis.
- Bei Bestandsanlagen gelten die Anforderungen für den Konformitätsnachweis am Netzanschlusspunkt nur für die modernisierte oder neue Stromerzeugungseinheit innerhalb der Stromerzeugungsanlage.
- Die vom relevanten Netzbetreiber vorgegebenen Einstellparameter sind unabhängig von der Bereitstellung von Betriebsmittelbescheinigungen in den entsprechenden Nachweisdokumenten (TOR SEA Anhang A5) zu dokumentieren und zu bestätigen.
- TOR SEA bzw. RKS-AT konforme Betriebsmittelbescheinigungen von nach EN ISO 17065 akkreditierten Zertifizierungsstellen können (z.B. bei typgleichen Stromerzeugungseinheiten) optional bereitgestellt werden und bestimmte Konformitätstests und Konformitätssimulationen ersetzen.
- Ausländische bzw. internationale Betriebsmittelbescheinigungen von nach EN ISO 17065 akkreditierten Zertifizierungsstellen² sind ebenfalls zulässig, sofern die österreichischen Mindestanforderungen gemäß TOR SEA eingehalten werden. Bei Bereitstellung von Betriebsmittelbescheinigungen, welche die Mindestanforderungen der TOR SEA nicht vollumfänglich erfüllen, sind die offenen Anforderungen mittels Konformitätstest und/oder Konformitätssimulation entsprechend der Vorgaben der RKS-AT zu erbringen.
- Der relevante Netzbetreiber kann in begründeten Fällen³ die Bereitstellung von Betriebsmittelbescheinigungen ablehnen.
- Eine Einzel-Überprüfung bestimmter Anforderungen mittels Konformitätstest (z.B. LFSSM-O/U-Fähigkeit) wird grundsätzlich bei Bereitstellung von Betriebsmittelbescheinigungen im Falle von Erweiterungen oder Modernisierungen von (typgleichen) Stromerzeugungseinheiten innerhalb einer Stromerzeugungsanlage nicht gefordert. Eine Erteilung der vorübergehenden Betriebserlaubnis der einzelnen Stromerzeugungseinheiten mittels Bestätigung der Einstellparameter in den entsprechenden Nachweisdokumenten (siehe Anhänge der TOR SEA Anhang A5) ist somit möglich. Der relevante Netzbetreiber soll jedenfalls im Rahmen

¹ z.B. akkreditierte Zertifizierungs- oder Prüfstelle, Universitätsinstitut, Ziviltechniker oder Inhaber eines Gewerbes mit entsprechender Befähigung (Elektrotechnik, Elektrofachkraft)

² z.B. Einheitenzertifikate gemäß VDE AR / FGW TR, IEC 61400-21, CENELEC 50549-10,

³ z.B. bei Vorlage von Betriebsmittelbescheinigungen mit mangelhafter und/oder fehlerhafter Dokumentation, bei Vorlage von Betriebsmittelbescheinigungen mit abgelaufenem Gültigkeitsdatum oder bei Vorlage von Betriebsmittelbescheinigungen, welche von nicht-akkreditierten Zertifizierungsstellen ausgestellt wurden

der Erteilung der endgültigen Betriebserlaubnis die Möglichkeit zur Forderung von Konformitätstests der fertiggestellten Gesamtanlage haben, um die korrekte Parametrierung bzw. die Vorgaben am Netzanschlusspunkt überprüfen zu können.

- Der relevante Netzbetreiber kann im Sinne der Konformitätsüberwachung gemäß Kapitel 8.3.2 der TOR SEA auch nach Erteilung der Betriebserlaubnis Konformitätstests und/oder –simulationen fordern.

5 Bewertungs- und Akzeptanzkriterien

Die Bewertungs- und Akzeptanzkriterien dienen als „Checkliste“ für die Erfüllung der in den TOR SEA beschriebenen Anforderungen.

Die Erfüllung der Bewertungs- und Akzeptanzkriterien erfolgt grundsätzlich am Netzanschlusspunkt. Der Netzbenutzer kann mit dem relevanten Netzbetreiber in begründeten Fällen die Erfüllung bestimmter Bewertungs- und Akzeptanzkriterien an einem abweichenden Punkt vereinbaren.

Für die Erstellung von TOR SEA bzw. RKS-AT konformen Betriebsmittelbescheinigungen beziehen sich die relevanten Bewertungs- und Akzeptanzkriterien grundsätzlich auf die Klemmen der zu vermessenden Stromerzeugungseinheit oder das zu vermessende Betriebsmittel.

Folgende Arten zur Bestätigung der Bewertungs- und Akzeptanzkriterien gemäß RKS-AT sind zulässig:

- **Herstellereklärung**

Durch die Herstellereklärung wird der nachweisführenden Person (Netzbenutzer) ein Dokument zur Verfügung gestellt, welches unterzeichnet und inhaltlich derart begründet ist, damit der nachweisführenden Person eine eigene nachvollziehbare fachliche Überprüfung ermöglicht wird.

- **Zertifikat / Prüfbericht**

Unter dem Begriff „Zertifikat“ versteht man eine Betriebsmittelbescheinigung einer Stromerzeugungseinheit oder eines Betriebsmittels, welche die Anforderungen einer Netzanschlussrichtlinie (z.B. der TOR SEA) nachweist. Betriebsmittelbescheinigungen dürfen nur von nach EN ISO 17065 akkreditierten Zertifizierungsstellen ausgestellt werden. Unter dem Begriff „Prüfbericht“ versteht man ein Dokument, welches von einer nach EN ISO 17025 akkreditierten Prüfstelle ausgestellt wird. Die Zertifikate bzw. Prüfberichte sind bevorzugt in deutscher Sprache, alternativ jedoch auch in englischer Sprache zulässig.

- **Test**

Unter dem Begriff „Test“ wird eine reale Überprüfung der Stromerzeugungsanlage verstanden. Die Überprüfung (Konformitätstest) kann je nach Anforderung als Prüfstandsmessung als auch als Freifeldmessung durchgeführt werden.

- **Simulation**

Unter dem Begriff „Simulation“ wird eine simulative Überprüfung der Stromerzeugungsanlage verstanden. Die Überprüfung (Konformitätssimulation) wird über das Nachbilden der Eigenschaften der Stromerzeugungsanlage durch entsprechende Simulationsmodelle durchgeführt.

- **Vor Ort**

Unter dem Begriff „Vor Ort“ wird das Ablesen bzw. Dokumentieren der eingestellten Parameter am Installationsort der Stromerzeugungsanlage verstanden.

- **Prototypenbestätigung**

Als „Prototyp“ wird eine neue Stromerzeugungsanlage verstanden, welche sich durch wesentliche technische Erneuerungen, Verbesserungen und Weiterentwicklungen kennzeichnet.

Die damit verbundene Prototypenbestätigung ist ab dem Zeitpunkt der Inbetriebsetzung zeitlich begrenzt und dient daher lediglich für die Erteilung der vorübergehenden

Betriebserlaubnis. Spätestens bis zum Ablauf der zeitlichen Befristung der Prototypenbestätigung ist ein vollständiger Konformitätsnachweis gemäß RKS-AT bereitzustellen. Ein fehlender bzw. unvollständiger Konformitätsnachweis führt zu einem Entzug der vorübergehenden Betriebserlaubnis und zur Abschaltung der betroffenen Stromerzeugungsanlage.

5.1 Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz (LFSM-O)

Der Frequenzschwellwert und die Statik für den LFSM-O Modus sind gemäß den Vorgaben des relevanten Netzbetreibers eingestellt.

Anmerkung	Akzeptanzkriterium	Typ	TOR SEA
Freie Einstellbarkeit der Statik im Bereich 2 % - 12 %	Wahr	S/NS	5.1.3
Freie Einstellbarkeit des Frequenzschwellwertes im Frequenzbereich 50,2 Hz - 50,5 Hz	Wahr		
Einstellwerte laut Nachweisdokument <u>Default-Werte:</u> <ul style="list-style-type: none"> • Statik 5 % • Frequenzschwellwert 50,2 Hz 	Wahr	S/NS	5.1.3

Die Auflösung der Frequenzmessung entspricht der Anforderung gemäß TOR SEA.

Anmerkung	Akzeptanzkriterium	Typ	TOR SEA
≤ 10 mHz	Wahr	S/NS	5.1.3

Die Stromerzeugungsanlage reagiert bei Überschreitung des vom relevanten Netzbetreiber vorgegebenen Frequenzschwellwerts von 50,2 Hz mit der vereinbarten Statik.

Anmerkung	Akzeptanzkriterium	Typ	TOR SEA
➤ Weiterführende Details zu Test: siehe Kapitel 6.3	Wahr	S/NS	5.1.3

Der Istwert der Wirkleistung befindet sich innerhalb des Toleranzbandes des neuen Sollwerts, welcher durch die Kennlinie ermittelt wurde.

Anmerkung	Akzeptanzkriterium	Typ	TOR SEA
➤ Weiterführende Details zu Test: siehe Kapitel 6.3	± 5 % ΔP	S/NS	5.1.3

Ein stabiler Betrieb bei Erreichen der technischen Mindestleistung ist möglich.

Anmerkung	Akzeptanzkriterium	Typ	TOR SEA
➤ Weiterführende Details zu Test: siehe Kapitel 6.3	Wahr	S/NS	5.1.3

Das Verhalten „Fahren auf Kennlinie“ (Leistungsänderungen innerhalb des Frequenzbereiches) ist erfüllt.

Anmerkung	Akzeptanzkriterium	Typ	TOR SEA
Der mit der vorgegebenen Statik abfahrbare Leistungsbereich innerhalb des vorgegebenen Frequenzbereiches ist vom anfänglichen Arbeitspunkt abhängig ➤ Weiterführende Details zu Test: siehe Kapitel 6.3	Wahr	S/NS	5.1.3

Es findet keine Wirkleistungserhöhung (außer Fahren auf Kennlinie) während der Überfrequenz statt.

Anmerkung	Akzeptanzkriterium	Typ	TOR SEA
Im Falle des Erreichens der technischen Mindestleistung ➤ Weiterführende Details zu Test: siehe Kapitel 6.3	Wahr	S/NS	5.1.3

Die maximal zulässige Verzögerungszeit $T_{\text{Verzögerung,LFSMO}}$ entspricht der Anforderung gemäß TOR SEA.

Anmerkung	Akzeptanzkriterium	Typ	TOR SEA
Falls parametrierbare künstliche Verzögerungszeit vorhanden	Deaktiviert oder 0	S/NS	5.1.3
Maximal zulässige Verzögerungszeit ➤ Weiterführende Details zu Test: siehe Kapitel 6.3	$\leq 2 \text{ s}$	S/NS	

Eine Dokumentation der allgemeinen Punkte bzw. der zu messenden und/oder auszuwertenden Größen ist vorhanden.

Anmerkung	Akzeptanzkriterium	Typ	TOR SEA
➤ Weiterführende Details zu Test: siehe Kapitel 6.3	Wahr	S/NS	5.1.3

5.2 Wirkleistungserhöhung bei Unterfrequenz (LFSM-U)

Der Frequenzschwellwert und die Statik für den LFSM-U Modus sind gemäß den Vorgaben des relevanten Netzbetreibers eingestellt.

Anmerkung	Akzeptanzkriterium	Typ	TOR Erzeuger
Freie Einstellbarkeit der Statik im Bereich 2 % - 12 %	Wahr	S/NS	5.1.6
Freie Einstellbarkeit des Frequenzschwellwertes im Frequenzbereich 49,5 Hz - 49,8 Hz	Wahr		
Einstellwerte laut Nachweisdokument <u>Default-Werte:</u> <ul style="list-style-type: none"> • Statik 5 % • Frequenzschwellwert 49,8 Hz 	Wahr	S/NS	5.1.6

Die Auflösung der Frequenzmessung entspricht der Anforderung gemäß TOR SEA.

Anmerkung	Akzeptanzkriterium	Typ	TOR SEA
≤ 10 mHz	Wahr	S/NS	5.1.6

Die Stromerzeugungsanlage reagiert bei Unterschreitung des vom relevanten Netzbetreiber vorgegebenen Frequenzschwellwertes von 49,8 Hz mit der vereinbarten Statik.

Anmerkung	Akzeptanzkriterium	Typ	TOR SEA
➤ Weiterführende Details zu Test: siehe Kapitel 6.4	Wahr	S/NS	5.1.6

Der Istwert der Wirkleistung befindet sich innerhalb des Toleranzbandes des neuen Sollwerts, welcher durch die Kennlinie ermittelt wurde.

Anmerkung	Akzeptanzkriterium	Typ	TOR SEA
➤ Weiterführende Details zu Test: siehe Kapitel 6.4	± 5 % ΔP	S/NS	5.1.6

Ein stabiler Betrieb bei Erreichen der Maximalkapazität ist möglich.

Anmerkung	Akzeptanzkriterium	Typ	TOR SEA
➤ Weiterführende Details zu Test: siehe Kapitel 6.4	Wahr	S/NS	5.1.6

Das Verhalten „Fahren auf Kennlinie“ (Leistungsänderungen innerhalb des Frequenzbereiches) ist erfüllt.

Anmerkung	Akzeptanzkriterium	Typ	TOR SEA
Der mit der vorgegebenen Statik abfahrbare Leistungsbereich innerhalb des vorgegebenen Frequenzbereiches ist vom anfänglichen Arbeitspunkt abhängig ➤ Weiterführende Details zu Test: siehe Kapitel 6.4	Wahr	S/NS	5.1.6

Es findet keine Wirkleistungsreduktion (außer Fahren auf Kennlinie) während der Unterfrequenz statt.

Anmerkung	Akzeptanzkriterium	Typ	TOR SEA
Im Falle des Erreichens der Maximalkapazität ➤ Weiterführende Details zu Test: siehe Kapitel 6.4	Wahr	S/NS	5.1.6

Die maximal zulässige Verzögerungszeit $T_{\text{Verzögerung,LFSMU}}$ entspricht der Anforderung gemäß TOR SEA.

Anmerkung	Akzeptanzkriterium	Typ	TOR SEA
Falls parametrierbare künstliche Verzögerungszeit vorhanden	Deaktiviert oder 0 s	S/NS	5.1.6
Maximal zulässige Verzögerungszeit ➤ Weiterführende Details zu Test: siehe Kapitel 6.4	≤ 2 s	S/NS	

Eine Dokumentation der allgemeinen Punkte bzw. der zu messenden und/oder auszuwertenden Größen ist vorhanden.

Anmerkung	Akzeptanzkriterium	Typ	TOR SEA
➤ Weiterführende Details zu Test: siehe Kapitel 6.4	Wahr	S/NS	5.1.6

5.3 FRT-Fähigkeit

Die Schutzsysteme und -einstellungen für interne elektrische Fehler gefährden nicht die FRT-Fähigkeit.

Anmerkung	Akzeptanzkriterium	Typ	TOR SEA
Eigenschutz der Stromerzeugungsanlage ➤ Weiterführende Details zu Test: siehe Kapitel 6.5	Wahr	S/NS	5.2.1

Der Nachweis der FRT-Fähigkeit erfolgt gemäß den relevanten Vorfehlerbedingungen.

Anmerkung	Akzeptanzkriterium	Typ	TOR SEA
Für den Nachweis der FRT-Fähigkeit sind, sofern der relevante Netzbetreiber keine anderwärtigen Vorgaben macht, die Standardbedingungen gemäß TOR SEA Kapitel 8.2 einzuhalten ➤ Weiterführende Details zu Test: siehe Kapitel 6.5 ➤ Weiterführende Details zu Simulation: siehe Kapitel 7.2	Wahr	S/NS	5.2.1

Die Stromerzeugungsanlage ist in der Lage, die Verbindung oberhalb der relevanten FRT-Kurve ohne Trennung vom Netz zu halten.

Anmerkung	Akzeptanzkriterium	Typ	TOR SEA
Einhaltung der Fehlerspannung und Fehlerzeit anhand der vorgegebenen FRT-Kurve ➤ Weiterführende Details zu Test: siehe Kapitel 6.5 ➤ Weiterführende Details zu Simulation: siehe Kapitel 7.2	Wahr	S/NS	5.2.1

Das Durchfahren von mehreren aufeinanderfolgenden Fehlern wird nicht softwaretechnisch unterbunden.

Anmerkung	Akzeptanzkriterium	Typ	TOR SEA
Bei Erreichen der thermischen Grenzen ist eine Trennung erlaubt	Wahr	S/NS	5.2.1
Auszug der Einstellparameter			

Eine Dokumentation der allgemeinen Punkte bzw. der zu messenden und/oder auszuwertenden Größen ist vorhanden.

Anmerkung	Akzeptanzkriterium	Typ	TOR SEA
➤ Weiterführende Details zu Test: siehe Kapitel 6.5 ➤ Weiterführende Details zu Simulation: siehe Kapitel 7.2	Wahr	S/NS	5.2.1

5.4 Wirkstrom- und Blindstromeinspeisung während und nach Netzfehlern

5.4.1 Verhalten im Fehlerfall

Das Verfahren der dynamischen Netzstützung ist gemäß den Vorgaben des relevanten Netzbetreibers eingestellt.

Anmerkung	Akzeptanzkriterium	Typ	TOR SEA
<u>Mögliche Verfahren:</u> <ul style="list-style-type: none"> Dynamische Netzstützung (mit Totband) Kontinuierliche dynamische Netzstützung (ohne Totband) Eingeschränkte dynamische Netzstützung 	Wahr	NS	5.2.2.1

Falls vom relevanten Netzbetreiber eine (kontinuierliche) dynamische Netzstützung gefordert ist: Der Verstärkungsfaktor k ist im Bereich von 2 bis 6 der Anforderung entsprechend einstellbar.

Anmerkung	Akzeptanzkriterium	Typ	TOR SEA
Schritte der Einstellbarkeit des Verstärkungsfaktor	0,5 oder kleiner	NS	5.2.2.1

Falls vom relevanten Netzbetreiber eine (kontinuierliche) dynamische Netzstützung gefordert ist: Die Priorisierung der Wirk- und Blindstromeinspeisung während eines Fehlers ist gemäß den Vorgaben des relevanten Netzbetreibers eingestellt.

Anmerkung	Akzeptanzkriterium	Typ	TOR SEA
<u>Default-Wert:</u> <ul style="list-style-type: none"> Priorisierung der Blindstromeinspeisung 	Wahr	NS	5.2.2.1

Falls vom relevanten Netzbetreiber eine (kontinuierliche) dynamische Netzstützung gefordert ist: Die Stromerzeugungsanlage speist unter Berücksichtigung der vorgegebenen Priorisierung des Wirk- und Blindstrombeitrags während eines Fehlers einen Blindstrom gemäß dem vereinbarten Verfahren und vereinbarten Verstärkungsfaktor k sowohl im Mitsystem als auch im Gegensystem ein.

Anmerkung	Akzeptanzkriterium	Typ	TOR SEA
<u>Default-Wert:</u> <ul style="list-style-type: none"> • $k = 2$ <ul style="list-style-type: none"> ➤ Weiterführende Details zu Test: siehe Kapitel 6.6.1 ➤ Weiterführende Details zu Simulation: siehe Kapitel 7.3.1 	Wahr	NS	5.2.2.1

Falls vom relevanten Netzbetreiber eine (kontinuierliche) dynamische Netzstützung gefordert ist:

Falls die Strombegrenzung erreicht wird, muss mindestens ein Blindstrom in Höhe des Bemessungsstromes I_r unter Einhaltung der Toleranzbänder, eingespeist werden.

Anmerkung	Akzeptanzkriterium	Typ	TOR SEA
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Weiterführende Details zu Test: siehe Kapitel 6.6.1 ➤ Weiterführende Details zu Simulation: siehe Kapitel 7.3.1 	Wahr	NS	5.2.2.1

Falls vom relevanten Netzbetreiber eine (kontinuierliche) dynamische Netzstützung gefordert ist:

Der Istwert des Blindstroms befindet sich innerhalb des Toleranzbandes des neuen Sollwerts, welcher durch die Kennlinie ermittelt wurde.

Anmerkung	Akzeptanzkriterium	Typ	TOR SEA
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Weiterführende Details zu Test: siehe Kapitel 6.6.1 ➤ Weiterführende Details zu Simulation: siehe Kapitel 7.3.1 	$\pm 10 \% I_r$	NS	5.2.2.1

Falls vom relevanten Netzbetreiber eine dynamische Netzstützung gefordert ist:

Der Übergang von der dynamischen Blindstromstützung zur statischen Spannungshaltung findet kontinuierlich und nicht sprungförmig statt.

Anmerkung	Akzeptanzkriterium	Typ	TOR SEA
---	Wahr	NS	5.2.2.1

Eine Dokumentation der allgemeinen Punkte bzw. der zu messenden und/oder auszuwertenden Größen ist vorhanden.

Anmerkung	Akzeptanzkriterium	Typ	TOR SEA
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Weiterführende Details zu Test: siehe Kapitel 6.6.1 ➤ Weiterführende Details zu Simulation: siehe Kapitel 7.3.1 	Wahr	NS	5.2.2.1

5.4.2 Wiederaufnahme der Leistungsabgabe nach Fehlerklärung

Die Stromerzeugungsanlage ist in der Lage, eine allfällige Wiederaufnahme der Wirkleistungsabgabe auf den Vorfehlerwert umzusetzen.

Anmerkung	Akzeptanzkriterium	Typ	TOR SEA
Sofern die Wirkleistungsabgabe während eines Fehlers reduziert wurde <ul style="list-style-type: none"> ➤ Weiterführende Details zu Test: siehe Kapitel 6.6.2 ➤ Weiterführende Details zu Simulation: siehe Kapitel 7.3.2 	Wahr	S/NS	5.2.2.2

Eine Dokumentation der allgemeinen Punkte bzw. der zu messenden und/oder auszuwertenden Größen ist vorhanden.

Anmerkung	Akzeptanzkriterium	Typ	TOR SEA
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Weiterführende Details zu Test: siehe Kapitel 6.6.2 ➤ Weiterführende Details zu Simulation: siehe Kapitel 7.3.2 	Wahr	S/NS	5.2.2.2

5.5 Regelung der Dämpfung von Leistungspendelungen

Die Überprüfung der Dämpfung von Leistungspendelungen bei nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen fällt unter die Überprüfung der FRT-Fähigkeit bzw. der Wirkstrom- und Blindstromeinspeisung während und nach Netzfehlern. Es dürfen in diesem Fall keine ungedämpften Leistungspendelungen nach Fehlerklärung auftreten.

5.6 Überprüfung der PSS-Funktion

Sofern eine PSS-Aktivierung vom relevanten Übertragungsnetzbetreiber gefordert wird:

Eine geforderte aktive Dämpfung von Leistungspendelungen ist entsprechend den Vorgaben des relevanten Übertragungsnetzbetreibers aktiviert und parametrierbar.

Anmerkung	Akzeptanzkriterium	Typ	TOR SEA
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Weiterführende Details zu Simulation: siehe Kapitel 7.4 	Wahr	S	5.3.5

Sofern eine PSS-Aktivierung vom relevanten Übertragungsnetzbetreiber gefordert wird:

Die PSS-Aktivierung bewirkt, dass Leistungspendelungen durch den Spannungsregler (AVR) in Verbindung mit dem PSS besser gedämpft werden als durch den AVR allein.

Anmerkung	Akzeptanzkriterium	Typ	TOR SEA
➤ Weiterführende Details zu Simulation: siehe Kapitel 7.4	Wahr	S	5.3.5

Sofern eine PSS-Aktivierung vom relevanten Übertragungsnetzbetreiber gefordert wird:

Eine Dokumentation der allgemeinen Punkte bzw. der zu messenden und/oder auszuwertenden Größen ist vorhanden.

Anmerkung	Akzeptanzkriterium	Typ	TOR SEA
➤ Weiterführende Details zu Simulation: siehe Kapitel 7.4	Wahr	S/NS	5.3.5

5.7 Blindleistungskapazität

Die Stromerzeugungsanlage ist in der Lage die Anforderungen bezüglich der vorgegebenen Blindleistungskapazität am Netzanschlusspunkt zu erfüllen (U - $Q/P_{\text{ref},Q\text{-Test}}$ Diagramm bei Maximalkapazität bzw. P - $Q/P_{\text{ref},Q\text{-Test}}$ Diagramm unterhalb der Maximalkapazität).

Anmerkung	Akzeptanzkriterium	Typ	TOR SEA
<u>Default-Vorgabe:</u>			
<ul style="list-style-type: none"> Bereich II 			5.3.3
➤ Weiterführende Details zu Test: siehe Kapitel 6.7	Wahr	S/NS	5.3.3.1
➤ Weiterführende Details zu Simulation: siehe Kapitel 7.5			5.3.3.2

Die Stromerzeugungsanlage ist in der Lage, unterhalb der Maximalkapazität ($P < P_{\text{max}}$) in jedem möglichen Betriebspunkt innerhalb des P - Q -Diagramms und mindestens bis zur Mindestleistung stabil zu arbeiten.

Anmerkung	Akzeptanzkriterium	Typ	TOR SEA
<u>Default-Wert Mindestleistung:</u> <ul style="list-style-type: none"> • $0,2 P_{max}$ <ul style="list-style-type: none"> ➤ Weiterführende Details zu Test: siehe Kapitel 6.7 ➤ Weiterführende Details zu Simulation: siehe Kapitel 7.5 	Wahr	S/NS	5.3.3.2

Unterhalb der Mindestleistung findet keine sprunghafte Änderung des Blindleistungsverhaltens innerhalb des vorgegebenen Blindleistungsbereiches statt.

Anmerkung	Akzeptanzkriterium	Typ	TOR SEA
<u>Default-Wert Mindestleistung:</u> <ul style="list-style-type: none"> • $0,2 P_{max}$ <ul style="list-style-type: none"> ➤ Weiterführende Details zu Test: siehe Kapitel 6.7 ➤ Weiterführende Details zu Simulation: siehe Kapitel 7.5 	Wahr	S/NS	5.3.3.2

Falls vom relevanten Netzbetreiber eine zusätzliche Blindleistungsbereitstellung gefordert ist:

Es wird eine zusätzliche Blindleistung gemäß den Vorgaben des relevanten Netzbetreibers bereitgestellt, wenn sich der Netzanschlusspunkt weder an den Generator- / Umrichterklammern noch am Netztransformator befindet.

Anmerkung	Akzeptanzkriterium	Typ	TOR SEA
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Weiterführende Details zu Test: siehe Kapitel 6.7 ➤ Weiterführende Details zu Simulation: siehe Kapitel 7.5 	Wahr	S/NS	5.3.3.3

Eine Dokumentation der allgemeinen Punkte bzw. der zu messenden und/oder auszuwertenden Größen ist vorhanden.

Anmerkung	Akzeptanzkriterium	Typ	TOR SEA
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Weiterführende Details zu Test: siehe Kapitel 6.7 ➤ Weiterführende Details zu Simulation: siehe Kapitel 7.5 	Wahr	S/NS	5.3.3

5.8 Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung

Das vom relevanten Netzbetreiber vorgegebene Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung ist mit den entsprechenden Einstellparametern (bzw. Kennlinien) aktiviert und parametrisiert.

Anmerkung	Akzeptanzkriterium	Typ	TOR SEA
Typische Verfahren: <ul style="list-style-type: none"> • $\cos \varphi$ fix • $\cos \varphi (P)$ • $Q(U)$ • Q-Vorgabe mit Spannungsbegrenzungsfunktion • Q fix 	Wahr	S/NS	5.3.4

Sofern eine $\cos \varphi$ fix oder Q fix Regelung vom relevanten Netzbetreiber gefordert wird:

Der Istwert der Blindleistung befindet sich innerhalb des Toleranzbandes des neuen Sollwerts.

Anmerkung	Akzeptanzkriterium	Typ	TOR SEA
➤ Weiterführende Details zu Test: siehe Kapitel 6.8	Wahr	S/NS	5.3.4

Sofern eine $\cos \varphi (P)$ oder $Q(U)$ Regelung vom relevanten Netzbetreiber gefordert wird:

Der Istwert der Blindleistung befindet sich innerhalb des Toleranzbandes des neuen Sollwerts, welcher durch die Kennlinie ermittelt wurde.

Anmerkung	Akzeptanzkriterium	Typ	TOR SEA
➤ Weiterführende Details zu Test: siehe Kapitel 6.8	Wahr	S/NS	5.3.4

Eine Dokumentation der allgemeinen Punkte bzw. der zu messenden und/oder auszuwertenden Größen ist vorhanden.

Anmerkung	Akzeptanzkriterium	Typ	TOR SEA
➤ Weiterführende Details zu Test: siehe Kapitel 6.8	Wahr	S/NS	5.3.4

5.9 Sollwertvorgabe und Umschaltung von $Q(U)$ -Kennlinien

Es ist eine fernwirktechnische Schnittstelle (Eingangsport) bezüglich der Wirkleistungsvorgabe vorhanden und gemäß den Vorgaben des relevanten Netzbetreibers parametrisiert (Protokoll, Adressen, etc.).

Anmerkung	Akzeptanzkriterium	Typ	TOR SEA
---	Wahr	S/NS	6.2.1

Die Minimal- und Maximalgradienten für die Realisierung der Wirk- und Blindleistungsvorgabe sind gemäß den Vorgaben des relevanten Netzbetreibers eingestellt.

Anmerkung	Akzeptanzkriterium	Typ	TOR SEA
---	Wahr	S/NS	5.3.4 5.4.1

Die Stromerzeugungsanlage ist in der Lage den Sollwert der Wirkleistungsabgabe entsprechend den Anweisungen anzupassen, die der relevante Netzbetreiber oder der relevante Übertragungsnetzbetreiber dem Netzbenutzer erteilt. Die Realisierung der Wirk- und Blindleistungssollwerte erfolgt innerhalb der vorgegebenen Zeit, Minimal- bzw. Maximalgradienten und Toleranzbereiche.

Anmerkung	Akzeptanzkriterium	Typ	TOR SEA
➤ Weiterführende Details zu Test: siehe Kapitel 6.9	Wahr	S/NS	5.3.4 5.4.1

Eine Dokumentation der allgemeinen Punkte bzw. der zu messenden und/oder auszuwertenden Größen ist vorhanden.

Anmerkung	Akzeptanzkriterium	Typ	TOR SEA
➤ Weiterführende Details zu Test: siehe Kapitel 6.9	Wahr	S/NS	5.3.4 5.4.1

Sofern eine Umschaltung der Q(U)-Kennlinie vom relevanten Netzbetreiber gefordert wird:

Eine Sollwertvorgabe durch den relevanten Netzbetreiber triggert eine Umschaltung der jeweiligen Q(U)-Kennlinie.

Anmerkung	Akzeptanzkriterium	Typ	TOR SEA
➤ Weiterführende Details zu Test: siehe Kapitel 6.9	Wahr	S/NS	5.4.3

Eine Dokumentation der allgemeinen Punkte bzw. der zu messenden und/oder auszuwertenden Größen ist vorhanden.

Anmerkung	Akzeptanzkriterium	Typ	TOR SEA
➤ Weiterführende Details zu Test: siehe Kapitel 6.9	Wahr	S/NS	5.4.3

5.10 Systemschutz

Die Einstellparameter und betrieblichen Vorgaben für den spannungsstützenden Regelmodus im Sinne des Systemschutzplans entsprechen den Vorgaben des relevanten Netzbetreibers.

Anmerkung	Akzeptanzkriterium	Typ	TOR SEA
---	Wahr	S/NS	5.4.3

Die Stromerzeugungsanlage ist in der Lage bei Erreichen der relevanten Spannungsgrenzwerte eine Umschaltung in den spannungsstützenden Regelmodus herbeizuführen.

Anmerkung	Akzeptanzkriterium	Typ	TOR SEA
➤ Weiterführende Details zu Test: siehe Kapitel 6.10	Wahr	S/NS	5.4.3

Eine Rückführung in das standardmäßig eingestellte Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung bei Erreichen des zulässigen Spannungsbandes ist möglich.

Anmerkung	Akzeptanzkriterium	Typ	TOR SEA
➤ Weiterführende Details zu Test: siehe Kapitel 6.10	Wahr	S/NS	5.4.3

5.11 Abfangen auf Eigenbedarfsbetrieb

Sofern die Mindestneusynchronisationszeit der Stromerzeugungsanlage größer als 15 Minuten ist:
Das Abfangen im Eigenbedarfsbetriebs ist möglich und es wird ein stabiler Betrieb während der geforderten Mindestzeit gewährleistet.

Anmerkung	Akzeptanzkriterium	Typ	TOR SEA
Abfangen aus jedem PQ-Betriebspunkt muss möglich sein ➤ Weiterführende Details zu Test: siehe Kapitel 6.11	Wahr	S	5.5.5

Die Stromerzeugungsanlage kann sich nach erfolgreichem Abfangen auf Eigenbedarfsbetrieb wieder mit dem Netz resynchronisieren.

Anmerkung	Akzeptanzkriterium	Typ	TOR SEA
➤ Weiterführende Details zu Test: siehe Kapitel 6.11	Wahr	S/NS	5.5.5

Eine Dokumentation der allgemeinen Punkte bzw. der zu messenden und/oder auszuwertenden Größen ist vorhanden.

Anmerkung	Akzeptanzkriterium	Typ	TOR SEA
➤ Weiterführende Details zu Test: siehe Kapitel 6.11	Wahr	S/NS	5.5.5

6 Vorschriften für Konformitätstests

Die Berechnungsvorschriften der relevanten Größen (Strom, Spannung, Wirkleistung und Blindleistung) sind in Kapitel 8.1 erläutert.

6.1 Besondere Anforderungen an Stromerzeugungsanlagen innerhalb von Mischanlagen

Die Erfüllung der Anforderungen gilt bei Mischanlagen oder Erweiterung von Kraftwerksparks generell am NAP. In begründeten Fällen kann die Erfüllung an einem abweichenden Punkt vereinbart werden. Vorzugweise ist dabei der physische Anschlusspunkt (siehe roter Punkt in Abbildung 1) zu wählen. Sofern der Messpunkt vom NAP abweicht, muss eine Hochrechnung auf den NAP erfolgen.

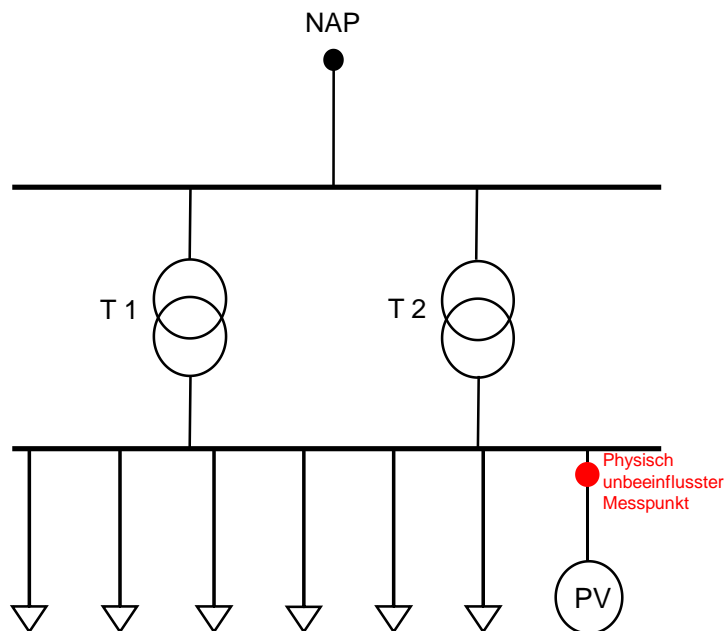


Abbildung 1: Beispielhafte Darstellung einer Mischanlage mit einer PV-Einspeisung für Feldtests

6.2 Messtechnik

Die verwendeten Messgeräte (ohne Strom- und Spannungswandler) dürfen maximal eine Messunsicherheit von 1 % vom Messwert aufweisen.

Strom- und Spannungswandler müssen mindestens der Klasse 1 nach der EN IEC 61869 entsprechen.

Für die Ermittlung der relevanten Größen sind ebenfalls im Betrieb verbaute Messgeräte und -wandler zulässig, sofern diese den oben genannten Genauigkeitsklassen entsprechen. Der Einsatz von externem (temporärem) Messequipment während der Durchführung von Konformitätstests ist entsprechend zu dokumentieren. Insbesondere beim Einsatz von externem Messequipment muss beachtet werden, dass die Datenermittlung zeitsynchronisiert stattfindet.

Generell ist zu berücksichtigen, dass für die nachzuweisenden Anforderungen unterschiedliche Mindest-Abtastraten bzw. -auflösungen notwendig sind, um die erforderlichen Auswertungen durchführen zu können.

Tabelle 2: Abtastraten unterteilt nach Anforderungen

Anforderung	Abtastraten für Ströme und Spannungen
LFSM-O	≥ 3 kHz
LFSM-U	
FRT-Fähigkeit	≥ 10 kHz
Dynamische Blindstromstützung	
Wiederkehr der Wirkleistungsabgabe nach einem Fehler	
Blindleistungskapazität	≥ 3 kHz
Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung	
Sollwertvorgabe	
Abfangen auf Eigenbedarfsbetrieb	

Bei synchronen Stromerzeugungsanlagen muss gewährleistet werden, dass eine Erfassung der Änderungsgeschwindigkeit des Polradwinkels von mindestens 5°el./ms mit dem verwendeten Messsystem möglich ist.

Für jedes verwendete Messgerät ist die Dokumentation folgender Informationen notwendig:

1. Marke und Typ
2. Angabe, ob es sich um ein im Betrieb verbautes oder externes Messgerät handelt
3. Messunsicherheit
4. Abtastrate
5. Auflösung

Die oben genannten Informationen (exklusive Punkt 2) können auch durch die Vorlage eines Datenblattes abgedeckt werden. Die aufgelisteten Informationen sind auf Anforderung des relevanten Netzbetreibers zu übermitteln.

6.3 Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz (LFSM-O)

6.3.1 Allgemeines

Der folgende Abschnitt dient zum Nachweis der Anforderungen entsprechend dem Kapitel 5.1.3 der TOR SEA Typ D. Gleichzeitig werden in diesem Abschnitt die Rahmenbedingungen zur Erfüllung der in Kapitel 5.1 genannten Bewertungs- und Akzeptanzkriterien, welche durch einen Test nachgewiesen werden sollen, beschrieben.

6.3.2 Prüfverfahren

Für den Test der Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz (LFSM-O) sind folgende Prüfverfahren zulässig:

- **Sollwertänderung an der Steuerung vor Ort**

Es handelt sich dabei um die Verstellung der Sollwerte (Nennfrequenzwerte) an der Steuerung der Stromerzeugungsanlage. Die Veränderung der eingestellten Nennfrequenz würde aufgrund der Differenz zur extern gemessenen Netzfrequenz eine Abweichung vom Sollwert bewirken. Dies lässt sich graphisch durch eine zusätzliche x-Achse darstellen, siehe Abbildung 2.

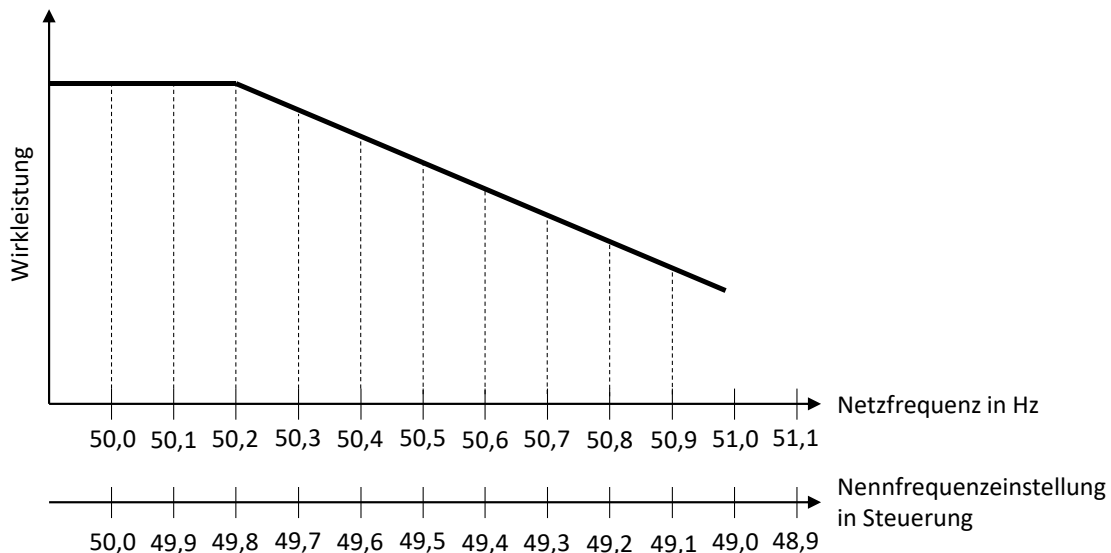


Abbildung 2: Beispielhafte Einstellung der Nennfrequenz, repräsentiert durch eine zusätzliche x-Achse

Dieses Prüfverfahren ist nur bei Stromerzeugungsanlagen oder Stromerzeugungseinheiten zulässig, welche die Veränderung der Nennfrequenz im laufenden Betrieb ermöglichen.

- **Verstellung der Eingangssignale⁴ an der Steuerung vor Ort**

Dieses Prüfverfahren kann verwendet werden, wenn in der Steuerung der Stromerzeugungsanlage oder Stromerzeugungseinheit ein dedizierter Eingangsslot bzw. eine Parametrier- oder Eingabemöglichkeit vorgesehen ist. Es können folgende Verstellungen des Eingangssignals vorgenommen werden:

- Direkte Verstellung des Eingangssignals
- Überlagerung eines Offsets zum Eingangssignal

- **Verwendung eines Netzsimulators**

Bei diesem Prüfverfahren wird ein Netzsimulator verwendet, welcher durch Parametrierung verschiedene Netzkonditionen darstellt und somit eine Variation der gemessenen Netzfrequenz ermöglicht. Solch ein Prüfverfahren erfordert die Verwendung eines entsprechenden Hardware-In-the-Loop (HIL) Setups. Die Prüfung mittels Netzsimulator ist nicht ausreichend, sofern bei der Stromerzeugungsanlage vor Ort die entsprechenden LFSM-O Signale von einem übergeordneten Regler (z.B. Parkregler) an die einzelnen Stromerzeugungseinheiten gesendet werden. In diesem Fall ist vor Ort zusätzlich eines der obenstehenden Prüfverfahren durchzuführen.

⁴ Das Eingangssignal kann technologiebedingt von unterschiedlichen Signalquellen stammen. Somit versteht man als Eingangssignal beispielsweise sowohl einen Drehzahlwert (mit anschließender Umwandlung) als auch einen Frequenzwert.

6.3.3 Prüfungsdurchführung

Als Messpunkt der zu ermittelnden Größen ist der Netzanschlusspunkt zu wählen. Sofern die Messung am Netzanschlusspunkt aufgrund von technischen Gegebenheiten nicht möglich ist, kann ein abweichender Messpunkt gewählt werden (z.B. auf Stromerzeugungseinheitenebene). Eine allfällige Abweichung des Messpunktes vom Netzanschlusspunkt ist zu dokumentieren.

Leistung bei Beginn der Messungen für synchrone und nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen

- Für synchrone Stromerzeugungsanlagen gilt $P_{\text{ref,LFSMO}} = P_{\text{max}}$
 - Die Referenzleistung richtet sich nach dem relevanten Anlagenteil, welcher geprüft wird. Sofern die Gesamtanlage geprüft wird, entspricht die Referenzleistung der Maximalkapazität P_{max} . Wird die Überprüfung auf Stromerzeugungseinheitenebene durchgeführt, so entspricht die Referenzleistung der Maximalkapazität der jeweiligen Stromerzeugungseinheit.
- Für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen gilt $P_{\text{ref,LFSMO}} = P_{\text{mom}}$ (Momentanleistung beim Erreichen des LFSM-O Modus)
- $P_{\text{Beginn,LFSMO}} \geq 80\%$ von P_{max} (minimale Leistung, welche zu Beginn der Überprüfung verfügbar sein muss)

Kann der oben geforderte Wert der Wirkleistung zu Beginn $P_{\text{Beginn,LFSMO}}$ der Überprüfung aufgrund von externen Gegebenheiten (Sonneneinstrahlung, Winddargebot, Wasserstand, ...) nicht in einem absehbaren Prüfzeitraum eingehalten werden, so ist mindestens eine anfängliche Wirkleistung notwendig, welche eine Änderung der Wirkleistungsabgabe um mindestens 10 % der Maximalkapazität P_{max} ermöglicht. Eine allfällige Abweichung von der oben genannten Vorgabe ist zu dokumentieren.

Prüfungsablauf für synchrone und nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen

Bei der vom relevanten Netzbetreiber vorgegebenen Frequenz wird der Wert der momentanen Leistung P_{mom} eingefroren. Dieser Frequenzschwellwert beträgt standardmäßig $f = 50,2$ Hz.

Es werden die in Abbildung 4 und Tabelle 3 dargestellten Frequenz-Sollwerte nacheinander durchgeführt. Die Haltezeit jeder Sollwertvorgabe soll mindestens 1 Minute, nach Verbleiben der Wirkleistung innerhalb des Toleranzbandes (Erreichen der Einschwingzeit), betragen. Je nach Primärenergiedargebot (z.B. Wind, Sonneneinstrahlung usw.) können Abweichungen zwischen Netzbetreiber und Netzbenutzer vereinbart werden.

Es muss sowohl die vorgegebene Frequenz als auch die Wirkleistung als Momentanwert aufgezeichnet werden.

Die Auflösung der Frequenzmessung muss ≤ 10 mHz sein. Die Auflösung für die Strom- Spannungsmessungen muss mindestens $1 \cdot 10^{-3}$ sein.

Bis zum Zeitpunkt der Sollwertsetzung der Frequenz ist eine Auflösung der Wirkleistungsmessung in 1-s-Mittelwerten ausreichend. In Abbildung 3 ist zusätzlich eine graphische Darstellung gegeben.

Nach Sollwertsetzung der Frequenz wird bis zum Erreichen der Einschwingzeit eine Auflösung der Wirkleistungsmessung in 0,2-s-Mittelwerten gefordert. Damit soll eine präzise Auswertung der Verzögerungszeit, Anschwingzeit und Einschwingzeit gewährleistet werden.

Nach Erreichen der Einschwingzeit und bis zu einer neuen Sollwertsetzung der Frequenz ist eine Auflösung der Wirkleistungsmessung in 1-s-Mittelwerten ausreichend.

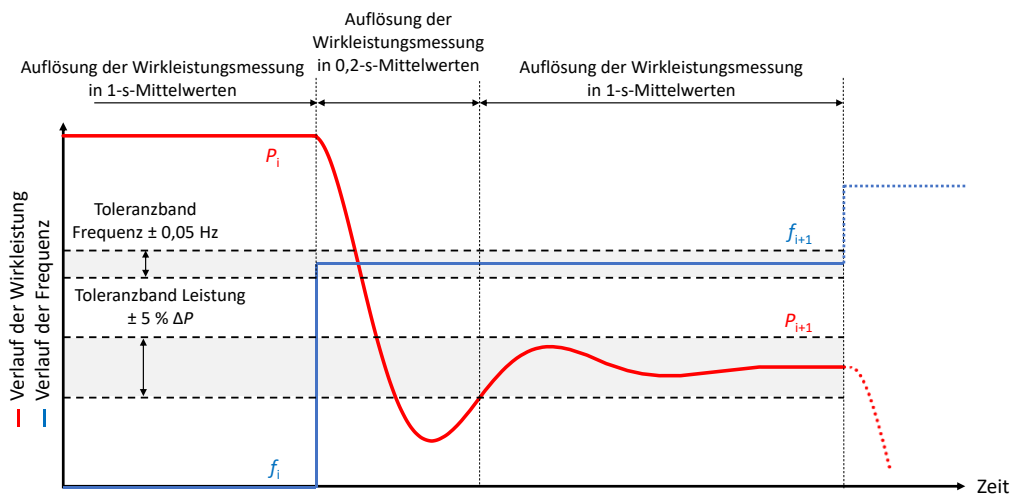


Abbildung 3: Beispielhafter Verlauf eines Frequenzsprunges mit Erläuterungen zur Auflösung der Wirkleistungsmessung

In Abbildung 4 und Tabelle 3 sind die einzustellenden Frequenzwerte mit den jeweiligen Toleranzbändern von $\pm 0,05 \text{ Hz}$ angegeben. Die Frequenztoleranzbänder sind vorgesehen, wenn die Frequenz mittels Sollwertänderung an der Steuerung vor Ort oder Netzsimulator vorgegeben wird.

Die Haltezeit von $t_{\min} \geq 1 \text{ Minute}$ ist vorgesehen, nachdem die Wirkleistung innerhalb des neuen Toleranzbandes von $\pm 5\% \Delta P$ verblieben ist (nach Erreichen der Einschwingzeit).

Sofern die Mindestleistung für einen stabilen Betrieb bei einem Sprung (Messpunkt 1 bis Messpunkt 5) erreicht wird, muss die Stromerzeugungsanlage in der Lage sein, für die weiterführenden Punkte (bis inklusive Messpunkt 5) die Mindestleistung halten zu können.

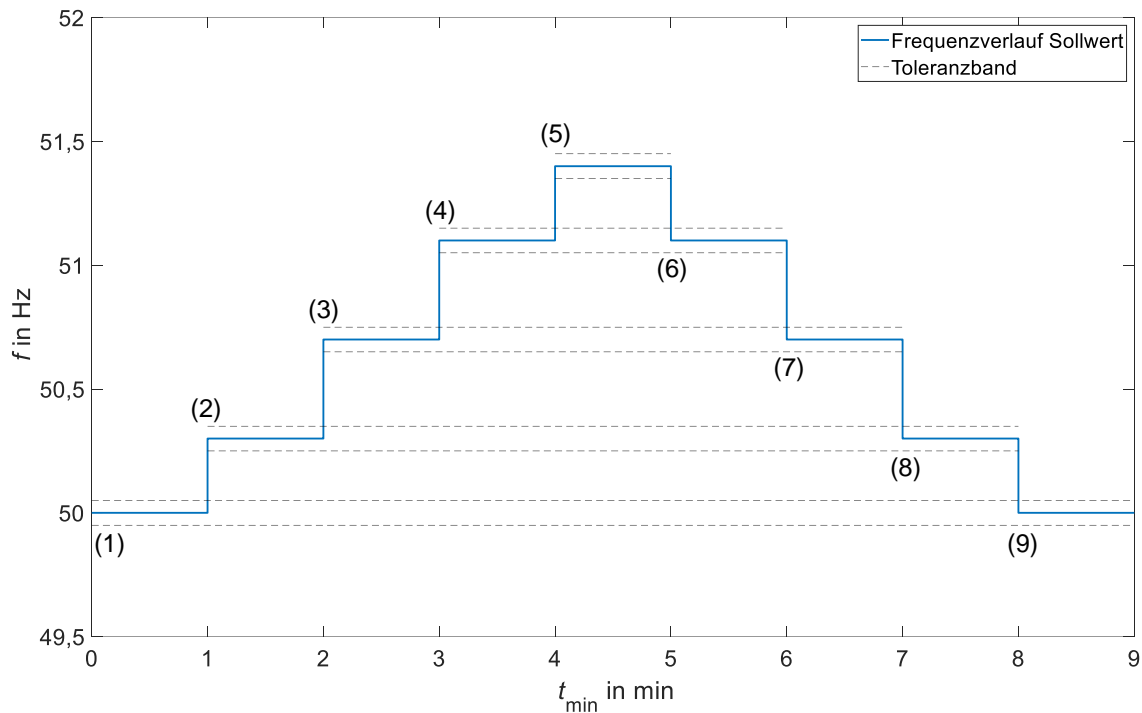


Abbildung 4: Frequenzverlauf für die Überprüfung der LFSM-O Fähigkeit für synchrone und nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen

Zusätzlich sind in Tabelle 3 die einzustellenden Sollwerte der Frequenz mit den dazugehörigen Toleranzbändern angegeben.

Tabelle 3: Sollwerte für die Durchführung der LFSM-O-Überprüfung für synchrone und nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen

Messpunkt	Frequenz (Sollwert)	Toleranzband
---	Hz	± Hz
1	50,00	0,05
2	50,30	
3	50,70	
4	51,10	
5	51,40	
6	51,10	
7	50,70	
8	50,30	
9	50,00	

Sofern aufgrund der Primärenergieverhältnisse bzw. des aktuellen Arbeitspunktes die in Tabelle 3 vorgegebenen Frequenzsprünge (z.B. von Messpunkt 2 auf 3) zu einem schnellen Erreichen der Mindestleistung für den stabilen Betrieb führen, können in Abstimmung mit dem relevanten Netzbetreiber kleinere Frequenzsprünge herangezogen werden. Diese müssen mindestens einen Wert von $|\Delta f| \geq 0,1$ Hz aufweisen.

6.3.4 Auswertung

In den folgenden Textpassagen wird als „Sprung“ eine Änderung vom Messpunkt n zum Messpunkt $n+1$ gemäß Tabelle 3 verstanden.

Die Ermittlung der Verzögerungszeiten bzw. An- und Einschwingzeiten erfolgt wie in Abbildung 5 dargestellt.

- **Verzögerungszeit**

Die Verzögerungszeit soll wie folgt beim Sprung von 2 auf 3, 3 auf 4, 4 auf 5, 5 auf 6, 6 auf 7 und 7 auf 8 ermittelt werden:

$$T_{\text{Verzögerung,LFSMO}} = t_1 - t_0$$

Beträgt die Verzögerungszeit $T_{\text{Verzögerung,LFSMO}} > 2$ s, so ist dies unter Vorlage entsprechender Nachweise zu dokumentieren und begründen. Der Netzbenutzer kann sich in diesem Fall auch auf weitere Messsignale stützen, welche für die Ermittlung der Verzögerungszeit berücksichtigt werden können (z.B. Stellpositionen von Ventilen).

- **Anschwingzeit**

Unter der Anschwingzeit wird die verstrichene Zeit nach Vorgabe des neuen Sollwertes der Frequenz bis zum Erreichen des Toleranzbandes von $\pm 5\% \Delta P$ des neu einzuregelnden Wirkleistungswertes für die Sprünge von 2 auf 3, 3 auf 4, 4 auf 5, 5 auf 6, 6 auf 7 und 7 auf 8 verstanden.

$$T_{\text{A,LFSMO}} = t_2 - t_0$$

- **Einschwingzeit**

Unter der Einschwingzeit wird die verstrichene Zeit nach Vorgabe des neuen Sollwertes der Frequenz bis zum stationären Verbleiben der Wirkleistung innerhalb des Toleranzbandes von $\pm 5\% \Delta P$ des neu einzuregelnden Wirkleistungswertes für die Sprünge von 2 auf 3, 3 auf 4, 4 auf 5, 5 auf 6, 6 auf 7 und 7 auf 8 verstanden.

$$T_{\text{E,LFSMO}} = t_3 - t_0$$

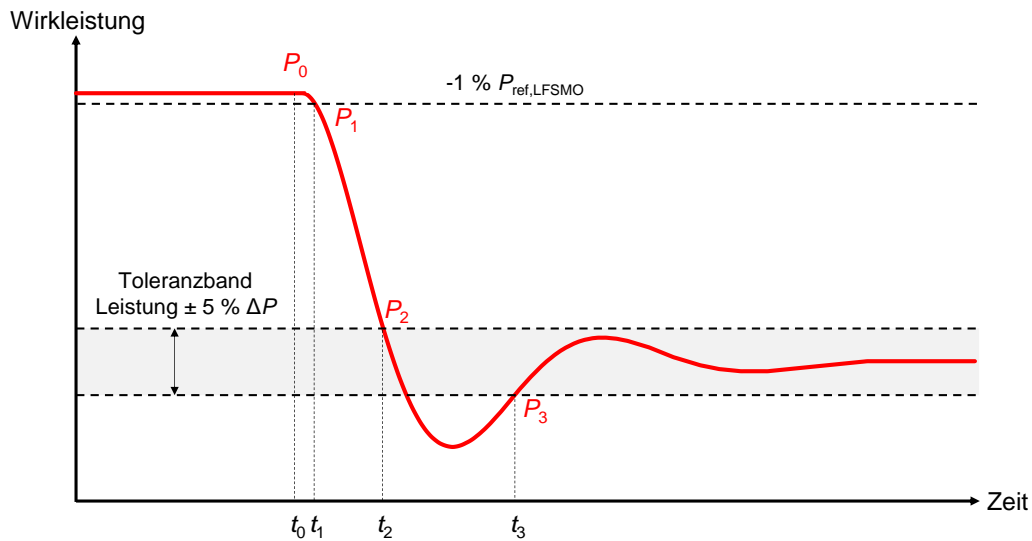


Abbildung 5: Beispielhafter Verlauf der Wirkleistung nach Frequenz-Sollwertänderung zur Ermittlung der Dynamik

- t_0 ... Zeitpunkt der Aktivierung der Frequenzsollwertvorgabe, nachdem mindestens 1 min an Haltezeit nach Erreichen der Einschwingzeit eingehalten wurde
- t_1 ... Unterschreitungszeitpunkt von $-1\% P_{ref,LFSMO}$ von der stationären Leistung P_0
- t_2 ... Zeitpunkt der Erreichung des „neuen“ Leistungstoleranzbandes
- t_3 ... Zeitpunkt des Verbleibens innerhalb des „neuen“ Leistungstoleranzbandes

In Abstimmung mit dem relevanten Netzbetreiber kann statt der Ermittlung der An- und Einschwingzeit auch die Bewertung des zeitlichen Leistungsgradienten herangezogen werden:

$$\frac{\Delta P}{\Delta t} = \frac{P_{Soll} - P_1}{t(P_{Ist} = P_{Soll}) - t_1}$$

Laut TOR SEA sind folgende Zeiten für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen empfohlen:

- $T_{A,LFSMO} \leq 2$ s für eine Wirkleistungsverringerung von 50 % von P_{max}
- $T_{E,LFSMO} \leq 20$ s
- $T_{Verzögerung,LFSMO} \ll T_A$

Für synchrone Stromerzeugungsanlagen sind die mit dem Netzbetreiber projektspezifisch abgestimmten Zeitwerte zu verwenden.

Der Wirkleistungsgradient in Abhängigkeit der Frequenz, $\frac{\Delta P}{\Delta f}$, ist bei den Sollwertsprüngen von 2 auf 3, 3 auf 4, 4 auf 5, 5 auf 6, 6 auf 7 und 7 auf 8 wie folgt zu bestimmen. Eine zusätzliche graphische Erläuterung ist in Abbildung 6 gegeben.

$$\frac{\Delta P}{\Delta f} = \frac{P_{i+1} - P_i}{f_{i+1} - f_i}$$

Die Umrechnung vom Wirkleistungsgradienten in Abhängigkeit der Frequenz $\frac{\Delta P}{\Delta f}$ zur Statik s erfolgt folgendermaßen:

$$s = 100 \cdot \frac{|\Delta f|}{f_n} \cdot \frac{P_{\text{ref,LFSMO}}}{|\Delta P|} \quad \text{mit} \quad [s] = \%$$

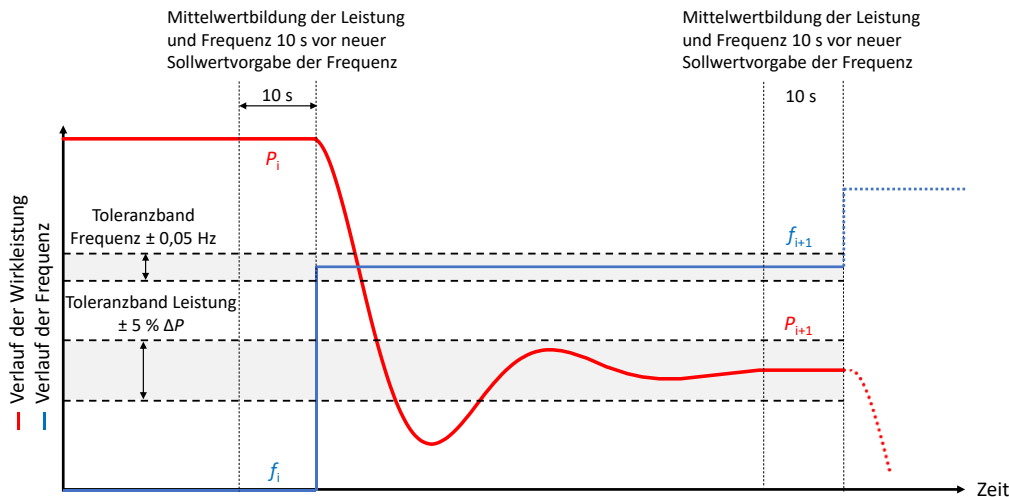


Abbildung 6: Beispielhafter Verlauf der Wirkleistung nach Frequenz-Sollwertänderung zur Ermittlung der Leistungs-Frequenzgradienten

- P_i ... 10-s-Mittelwert der Wirkleistung, welche am Ende der Frequenzstufe i berechnet wird
- P_{i+1} ... 10-s-Mittelwert der Wirkleistung, welche am Ende der Frequenzstufe $i+1$ berechnet wird
- f_i ... 10-s-Mittelwert der Netzfrequenz, welche am Ende der Frequenzstufe i berechnet wird
- f_{i+1} ... 10-s-Mittelwert der Netzfrequenz, welche am Ende der Frequenzstufe $i+1$ berechnet wird

6.3.5 Dokumentation

Folgende Punkte müssen bei der Durchführung der Prüfung dokumentiert werden:

- Beschreibung des verwendeten Prüfverfahrens
- Messschrieb für den gesamten Zeitraum der Überprüfung
- Datum, Uhrzeit und Messzeit (alle Zeiten sowohl für den Beginn als auch für das Ende)
- Die in der Steuerung eingestellte Statik
- Referenzwirkleistung $P_{\text{ref,LFSMO}}$ (P_{max} oder P_{mom})
- Leistung zu Beginn des Tests $P_{\text{Beginn,LFSMO}}$
- Frequenzsollwerte zu den einzelnen Messpunkten
- Theoretischer Sollwert der Wirkleistung (ermittelt durch die LFSM-O Kennlinie) zu den einzelnen Messpunkten
- Istwert der Wirkleistung zu den einzelnen Messpunkten
- Statik für die Sprünge 2 auf 3, 3 auf 4, 4 auf 5, 5 auf 6, 6 auf 7 und 7 auf 8
- Dynamikzeiten (Verzögerungszeit, Anschwingzeit, Einschwingzeit) für die Sprünge 2 auf 3, 3 auf 4, 4 auf 5, 5 auf 6, 6 auf 7 und 7 auf 8

Als Vorlagenbeispiel dienen die in 8.3.1 vorgegebenen Beispieltabellen zur Dokumentation der zu messenden bzw. auszuwertenden Größen.

6.4 Wirkleistungserhöhung bei Unterfrequenz (LFSM-U)

6.4.1 Allgemeines

Der folgende Abschnitt dient zum Nachweis der Anforderungen entsprechend dem Kapitel 5.1.6 der TOR SEA Typ D. Gleichzeitig werden in diesem Abschnitt die Rahmenbedingungen zur Erfüllung der in Kapitel 5.2 genannten Bewertungs- und Akzeptanzkriterien, welche durch einen Test nachgewiesen werden sollen, beschrieben.

6.4.2 Prüfverfahren

Für den Test der Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz (LFSM-U) sind folgende Prüfverfahren zulässig:

- **Sollwertänderung an der Steuerung vor Ort**

Es handelt sich dabei um die Verstellung der Sollwerte (Nennfrequenzwerte) an der Steuerung der Stromerzeugungsanlage. Die Veränderung der eingestellten Nennfrequenz würde aufgrund der Differenz zur extern gemessenen Netzfrequenz eine Abweichung vom Sollwert bewirken. Dies lässt sich graphisch durch eine zusätzliche x-Achse darstellen, siehe Abbildung 7.

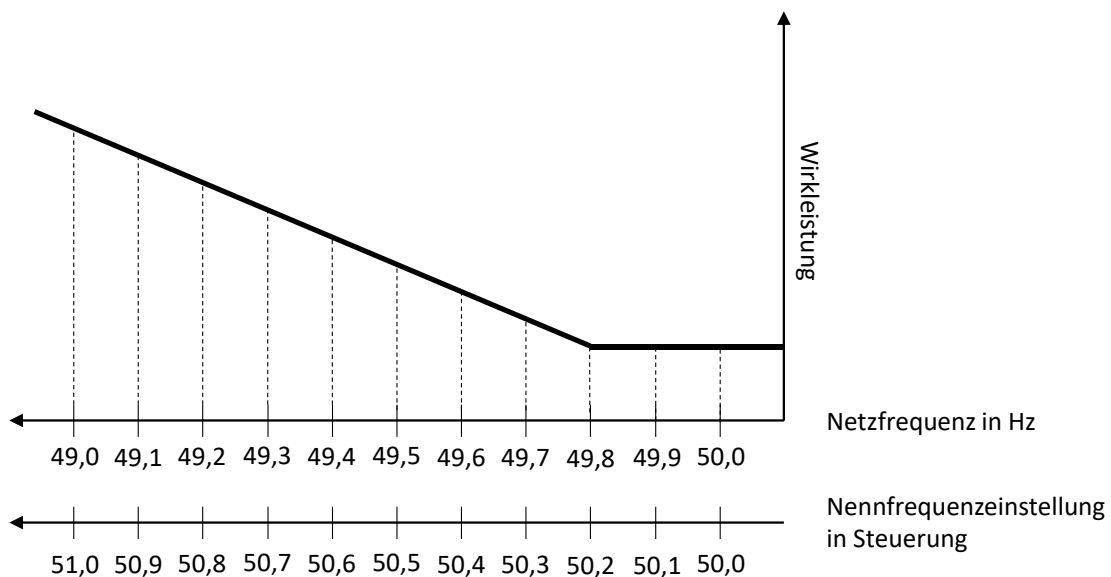


Abbildung 7: Beispielhafte Einstellung der Nennfrequenz, repräsentiert durch eine zusätzliche x-Achse für den LFSM-U Modus

Dieses Prüfverfahren ist nur bei Stromerzeugungsanlagen oder Stromerzeugungseinheiten zulässig, welche die Veränderung der Nennfrequenz im laufenden Betrieb ermöglichen.

- **Verstellung der Eingangssignale⁵ der Steuerung**

Dieses Prüfverfahren kann verwendet werden, wenn in der Steuerung der Stromerzeugungsanlage oder Stromerzeugungseinheit ein dedizierter Eingangsslot bzw. eine Parametrier- oder Eingabemöglichkeit vorgesehen ist. Es können folgende Verstellungen des Eingangssignals vorgenommen werden:

- Direkte Verstellung des Eingangssignals
- Überlagerung eines Offsets zum Eingangssignal

- **Verwendung eines Netzsimulators**

Bei diesem Prüfverfahren wird ein Netzsimulator verwendet, welcher durch Parametrierung verschiedene Netzkonditionen darstellt und somit eine Variation der gemessenen Netzfrequenz ermöglicht. Solch ein Prüfverfahren erfordert die Verwendung eines entsprechenden Hardware-In-the-Loop (HIL) Setups.

Die Prüfung mittels Netzsimulator ist nicht ausreichend, sofern bei der Stromerzeugungsanlage vor Ort die entsprechende LFSM-O Signale von einem übergeordneten Regler (z.B. Parkregler) an die einzelnen Stromerzeugungseinheiten gesendet werden. In diesem Fall ist vor Ort zusätzlich eines der obenstehenden Prüfverfahren durchzuführen.

6.4.3 Prüfungsdurchführung

Als Messpunkt der zu ermittelnden Größen ist der Netzanschlusspunkt zu wählen. Ist die Messung am Netzanschlusspunkt aufgrund von technischen Gegebenheiten nicht möglich, so kann auch ein abweichender Messpunkt gewählt werden (z.B. auf Stromerzeugungseinheitenebene). Eine allfällige Abweichung des Messpunktes vom Netzanschlusspunkt ist zu dokumentieren.

Leistung bei Beginn der Messungen für synchrone Stromerzeugungsanlagen und für nicht-synchrone (exklusive Windkraftanlagen) Stromerzeugungsanlagen

- Für synchrone Stromerzeugungsanlagen gilt $P_{\text{ref,LFSMU}} = P_{\text{max}}$
 - Die Referenzleistung richtet sich nach dem relevanten Anlagenteil, welcher geprüft wird. Sofern die Gesamtanlage geprüft wird, entspricht die Referenzleistung der Maximalkapazität P_{max} . Wird die Überprüfung auf Stromerzeugungseinheitenebene durchgeführt, so entspricht die Referenzleistung der Maximalkapazität der jeweiligen Stromerzeugungseinheit.
- Für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen gilt $P_{\text{ref,LFSMU}} = P_{\text{mom}}$
- $P_{\text{Beginn,LFSMU}}$ soll der technischen Mindestleistung entsprechen (maximale Leistung, welche zu Beginn der Überprüfung verfügbar sein muss)

Kann der oben geforderte Wert der Wirkleistung zu Beginn $P_{\text{Beginn,LFSMU}}$ der Überprüfung aufgrund von externen Gegebenheiten (Sonneneinstrahlung, Winddargebot, Wasserstand, ...) nicht in einem absehbaren Prüfzeitraum eingehalten werden, so ist mindestens eine anfängliche Wirkleistung notwendig, welche eine Änderung der Wirkleistungsabgabe um mindestens 10 % der Maximalkapazität P_{max} ermöglicht. Eine allfällige Abweichung von der oben genannten Vorgabe ist zu dokumentieren.

⁵ Das Eingangssignal kann technologiebedingt von unterschiedlichen Signalquellen stammen. Somit versteht man als Eingangssignal beispielsweise sowohl einen Drehzahlwert (mit anschließender Umwandlung) als auch einen Frequenzwert.

Bei der vom relevanten Netzbetreiber vorgegebenen Frequenz wird der Wert der momentanen Leistung P_{mom} eingefroren. Dieser Frequenzschwellwert beträgt standardmäßig $f = 49,8$ Hz.

Es werden die in Abbildung 9 und Tabelle 4 dargestellten Frequenz-Sollwerte nacheinander durchgeführt. Die Haltezeit jeder Sollwertvorgabe soll mindestens 1 Minute, nach Verbleiben der Wirkleistung innerhalb des Toleranzbandes (Erreichen der Einschwingzeit), betragen. Je nach Primärenergiedargebot (z.B. Wind, Sonneneinstrahlung usw.) können Abweichungen zwischen Netzbetreiber und Netzbenutzer vereinbart werden.

Es muss sowohl die vorgegebene Frequenz als auch die Wirkleistung als Momentanwert aufgezeichnet werden.

Bis zum Zeitpunkt der Sollwertsetzung der Frequenz ist eine Auflösung der Wirkleistungsmessung in 1-s-Mittelwerten ausreichend. In Abbildung 8 ist zusätzliche eine graphische Darstellung gegeben.

Nach Sollwertsetzung der Frequenz wird bis zum Erreichen der Einschwingzeit ist eine Auflösung der Wirkleistungsmessung in 0,2-s-Mittelwerten gefordert. Damit soll eine präzise Auswertung der Verzögerungszeit, Anschwingzeit und Einschwingzeit gewährleistet werden.

Nach Erreichen der Einschwingzeit und bis zu einer neuen Sollwertsetzung der Frequenz ist eine Auflösung der Wirkleistungsmessung in 1-s-Mittelwerten ausreichend.

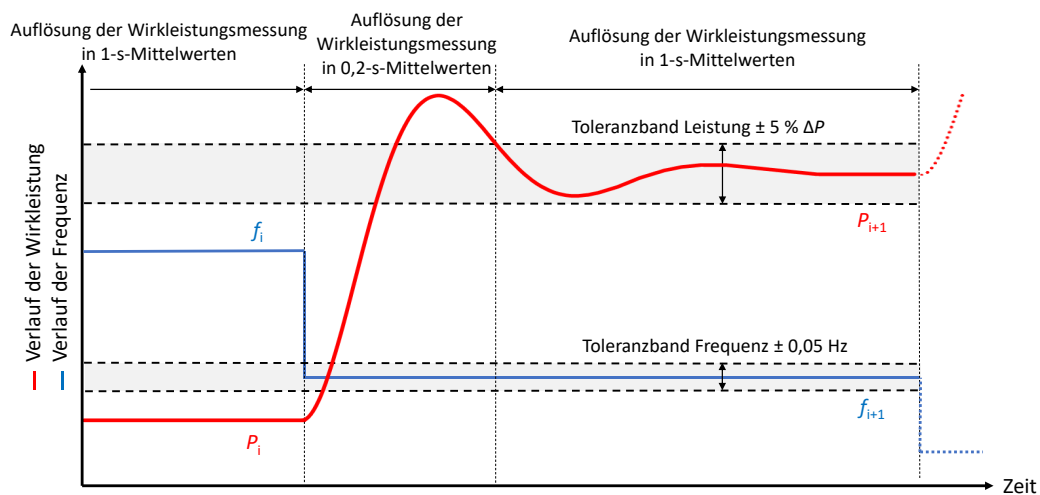


Abbildung 8: Beispielhafter Verlauf eines Frequenzsprunges im LFSM-U Modus mit Erläuterungen zur Auflösung der Wirkleistungsmessung

Die Auflösung der Frequenzmessung muss ≤ 10 mHz sein. Die Auflösung für die Strom- Spannungsmessungen muss mindestens $1 \cdot 10^{-3}$ sein.

In Abbildung 9 und Tabelle 4 sind die einzustellenden Frequenzwerte mit den jeweiligen Toleranzbändern angegeben. Die Frequenztoleranzbänder sind vorgesehen, wenn die Frequenz mittels Sollwertänderung an der Steuerung vor Ort oder Netzsimulator vorgegeben wird.

Die Haltezeit von $t_{\min} \geq 1$ Minute ist vorgesehen, nachdem die Wirkleistung innerhalb des neuen Toleranzbandes verblieben ist (nach Erreichung der Einschwingzeit).

Sofern die Maximalleistung bei einem Sprung (Messpunkt 1 bis Messpunkt 5) erreicht wird, muss die Stromerzeugungsanlage in der Lage sein, für die weiterführenden Punkte (bis inklusive Messpunkt 5) die Maximalleistung halten zu können.

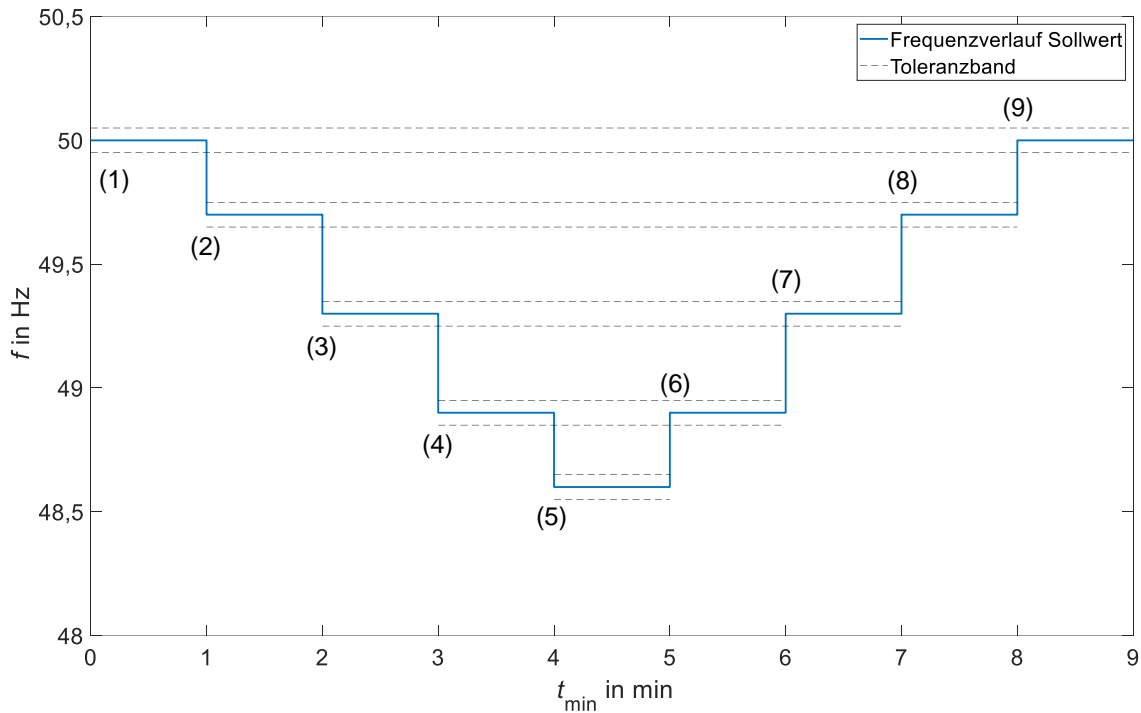


Abbildung 9: Frequenzverlauf für die Überprüfung der LFSM-U Fähigkeit für synchrone und nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen

Zusätzlich sind in Tabelle 4 die einzustellenden Sollwerte der Frequenz mit den dazugehörigen Toleranzbändern angegeben.

Tabelle 4: Sollwerte für die Durchführung der LFSM-U-Überprüfung für synchrone und nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen

Messpunkt	Frequenz (Sollwert)	Toleranzband
---	Hz	± Hz
1	50,00	0,05
2	49,70	
3	49,30	
4	48,90	
5	48,60	
6	48,90	
7	49,30	
8	49,70	
9	50,00	

Sofern aufgrund der Primärenergieverhältnisse bzw. des aktuellen Arbeitspunktes die in vorgegebenen die Frequenzsprünge (z.B. von Messpunkt 2 auf 3) zu einem schnellen Erreichen der Maximalkapazität P_{\max} führen, können in Abstimmung mit dem relevanten Netzbetreiber kleinere Frequenzsprünge herangezogen werden. Diese müssen mindestens einen Wert von $|\Delta f| \geq 0,1$ Hz aufweisen.

6.4.4 Auswertung

In den folgenden Textpassagen wird als „Sprung“ eine Änderung vom Messpunkt n zum Messpunkt n+1 gemäß Tabelle 4 verstanden.

Die Ermittlung der Verzögerungszeiten bzw. An- und Einschwingzeiten erfolgt wie in Abbildung 10 dargestellt.

- **Verzögerungszeit**

Die Verzögerungszeit soll wie folgt beim Sprung von 2 auf 3, 3 auf 4, 4 auf 5, 5 auf 6, 6 auf 7 und 7 auf 8 ermittelt werden:

$$T_{\text{Verzögerung,LFSMU}} = t_1 - t_0$$

Beträgt die Verzögerungszeit $T_{\text{Verzögerung,LFSMU}} > 2$ s, so ist dies unter Vorlage entsprechender Nachweise zu dokumentieren und begründen. Der Netzbenutzer kann sich in diesem Fall auch auf weitere Messsignale stützen, welche für die Ermittlung der Verzögerungszeit berücksichtigt werden können (z.B. Stellpositionen von Ventilen).

- **Anschwingzeit**

Unter der Anschwingzeit wird die verstrichene Zeit nach Vorgabe des neuen Sollwertes der Frequenz bis zum Erreichen des Toleranzbandes von $\pm 5\% \Delta P$ des neu einzuregelnden Wirkleistungswertes für die Sprünge von 2 auf 3, 3 auf 4, 4 auf 5, 5 auf 6, 6 auf 7 und 7 auf 8 verstanden.

$$T_{\text{A,LFSMU}} = t_2 - t_0$$

- **Einschwingzeit**

Unter der Einschwingzeit wird die verstrichene Zeit nach Vorgabe des neuen Sollwertes der Frequenz bis zum stationären Verbleiben der Wirkleistung innerhalb des Toleranzbandes von $\pm 5\% \Delta P$ des neu einzuregelnden Wirkleistungswertes für die Sprünge von 2 auf 3, 3 auf 4, 4 auf 5, 5 auf 6, 6 auf 7 und 7 auf 8 verstanden.

$$T_{\text{E,LFSMU}} = t_3 - t_0$$

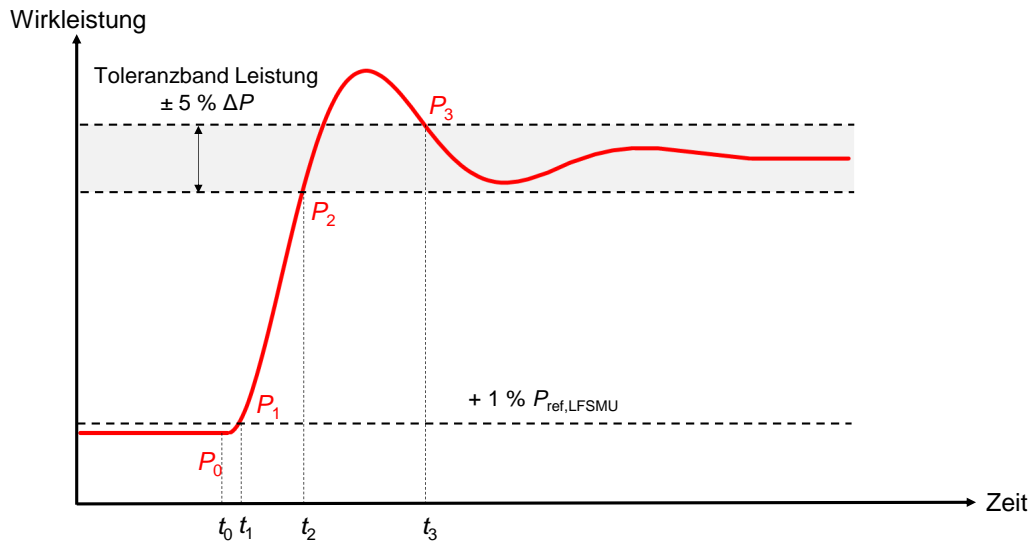


Abbildung 10: Beispielhafter Verlauf der Wirkleistung nach Frequenz-Sollwertänderung zur Ermittlung der Dynamik

- t_0 ... Zeitpunkt der Aktivierung der Frequenzwertvorgabe, nachdem mindestens 1 min an Haltezeit nach Erreichen der Einschwingzeit eingehalten wurde
- t_1 ... Überschreitszeitpunkt von + 1 % $P_{ref,LFSMU}$ von der stationären Leistung P_0
- t_2 ... Zeitpunkt der Erreichung des „neuen“ Leistungstoleranzbandes
- t_3 ... Zeitpunkt des Verbleibens innerhalb des „neuen“ Leistungstoleranzbandes

In Abstimmung mit dem relevanten Netzbetreiber kann statt der Ermittlung der An- und Einschwingzeit auch die Bewertung des zeitlichen Leistungsgradienten herangezogen werden:

$$\frac{\Delta P}{\Delta t} = \frac{P_{Soll} - P_1}{t(P_{Ist} = P_{Soll}) - t_1}$$

Laut TOR SEA sind folgende Zeiten für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen (exklusive Windkraftanlagen) empfohlen:

- $T_{A,LFSMU} \leq 10$ s für eine Wirkleistungsänderung von 50 % von P_{max}
- $T_{E,LFSMU}$ ist mit dem relevanten Netzbetreiber abzustimmen
- $T_{Verzögerung,LFSMU} \ll T_A$

Für Windkraftanlagen sind laut TOR SEA folgende Zeiten empfohlen:

- $T_{A,LFSMU} \leq 5$ s für eine Wirkleistungsänderung von 20 % von P_{max} bei $P_{Beginn,LFSMU} \geq 50$ % P_{max}
- $T_{E,LFSMU}$ ist mit dem relevanten Netzbetreiber abzustimmen
- $T_{Verzögerung,LFSMU} \ll T_A$

Für synchrone Stromerzeugungsanlagen sind die mit dem Netzbetreiber projektspezifisch abgestimmten Zeitwerte zu verwenden.

Der Wirkleistungsgradient in Abhängigkeit der Frequenz ist bei den Sollwertsprüngen von 2 auf 3, 3 auf 4 und 4 auf 5 wie folgt zu bestimmen. Eine zusätzliche graphische Erläuterung ist in Abbildung 11 gegeben.

$$\frac{\Delta P}{\Delta f} = \frac{P_{i+1} - P_i}{f_{i+1} - f_i}$$

Die Umrechnung vom Wirkleistungsgradienten in Abhängigkeit der Frequenz $\frac{\Delta P}{\Delta f}$ zur Statik s erfolgt folgendermaßen:

$$s = 100 \cdot \frac{|\Delta f|}{f_n} \cdot \frac{P_{\text{ref,LFSMU}}}{|\Delta P|} \quad \text{mit} \quad [s] = \%$$

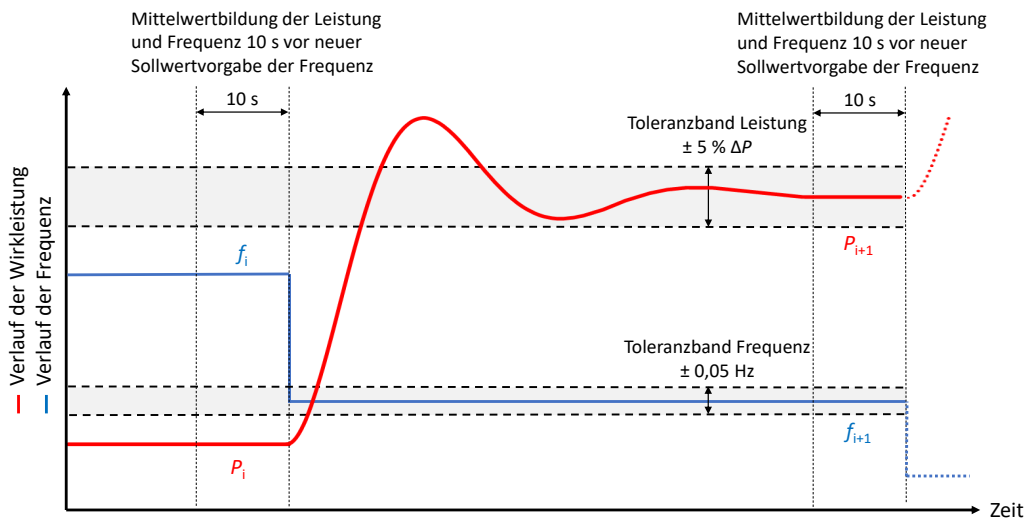


Abbildung 11: Beispielhafter Verlauf der Wirkleistung nach Frequenz-Sollwertänderung zur Ermittlung der Dynamik

- P_i ... 10-s-Mittelwert der Wirkleistung, welche am Ende der Frequenzstufe i berechnet wird
- P_{i+1} ... 10-s-Mittelwert der Wirkleistung, welche am Ende der Frequenzstufe $i+1$ berechnet wird
- f_i ... 10-s-Mittelwert der Netzfrequenz, welche am Ende der Frequenzstufe i berechnet wird
- f_{i+1} ... 10-s-Mittelwert der Netzfrequenz, welche am Ende der Frequenzstufe $i+1$ berechnet wird

6.4.5 Dokumentation

Folgende Punkte müssen bei der Durchführung der Prüfung dokumentiert werden:

- Beschreibung des verwendeten Prüfverfahrens
- Messschrieb für den gesamten Zeitraum der Überprüfung
- Datum, Uhrzeit und Messzeit (alle Zeiten sowohl für den Beginn als auch für das Ende)
- Die in der Steuerung eingestellte Statik
- Referenzwirkleistung $P_{\text{ref,LFSMU}}$ (P_{max} oder P_{mom})
- Leistung zu Beginn des Tests $P_{\text{Beginn,LFSMU}}$

- Frequenzsollwerte zu den einzelnen Messpunkten
- Theoretischer Sollwert der Wirkleistung (ermittelt durch die LFSM-O Kennlinie) zu den einzelnen Messpunkten
- Istwert der Wirkleistung zu den einzelnen Messpunkten
- Statik für die Sprünge 2 auf 3, 3 auf 4, 4 auf 5, 5 auf 6, 6 auf 7 und 7 auf 8
- Dynamikzeiten (Verzögerungszeit, Anschwingzeit, Einschwingzeit) für die Sprünge 2 auf 3, 3 auf 4, 4 auf 5, 5 auf 6, 6 auf 7 und 7 auf 8

Als Vorlagenbeispiel dienen die in Kapitel 8.3.2 vorgegebenen Beispieltabellen zur Dokumentation der zu messenden bzw. auszuwertenden Größen.

6.5 FRT-Fähigkeit

6.5.1 Allgemeines

Der folgende Abschnitt dient zum Nachweis der Anforderungen entsprechend dem Kapitel 5.2.1 der TOR SEA Typ D. Gleichzeitig werden in diesem Abschnitt die Rahmenbedingungen zur Erfüllung der in Kapitel 5.3 genannten Bewertungs- und Akzeptanzkriterien, welche durch einen Test nachgewiesen werden sollen, beschrieben.

Die Anforderungen müssen am Netzanschlusspunkt erfüllt werden. Das entsprechende Prüfverfahren gemäß Kapitel 6.5.2 (z.B. Erzeugung eines Spannungseinbruches mittels mobilem Prüfcontainer) kann in begründeten Fällen auch an einem abweichenden Punkt durchgeführt werden. Derartige Abweichungen sind entsprechend zu dokumentieren und mit dem relevanten Netzbetreiber abzustimmen. In diesem Zusammenhang muss zudem sichergestellt werden, dass der gewählte Punkt die Anforderungen der FRT-Fähigkeit am Netzanschlusspunkt nicht einschränkt.

Spannungsmessung für die Regelung:

Es muss gewährleistet werden, dass die Spannungsmessung für die Regelung dreiphasig misst und den Spannungseinbruch korrekt darstellt.

Nichtsynchroner Stromerzeugungsanlagen:

Bei der Überprüfung der FRT-Fähigkeit müssen bei nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen auch die in Kapitel 6.6 (Wirkstrom- und Blindstromeinspeisung während und nach Netzfehlern) genannten Prüfpunkte beachtet werden, da ein unmittelbarer Zusammenhang zwischen diesen Anforderungen besteht. Um redundante Überprüfungen zu vermeiden ist deshalb auf die Dokumentation der Signale zu achten, welche sowohl den Forderungen der FRT-Fähigkeit (siehe Kapitel 6.5) als auch der Wirkstrom- und Blindstromeinspeisung während und nach Netzfehlern (siehe Kapitel 6.6) genügen soll.

Es muss ein Nachweis (z.B. Auszug der Einstellparameter) erbracht werden, dass die FRT-Fähigkeit für mehrfach aufeinanderfolgende Fehler softwaretechnisch nicht unterbunden wird.

6.5.2 Prüfverfahren

Vorortprüfungen sind mit entsprechender Vorlaufzeit mit dem relevanten Netzbetreiber abzustimmen und erst nach dessen Freigabe möglich.

Für den Test der FRT-Fähigkeit sind folgende Prüfverfahren zulässig:

- **Verwendung eines Prüfcontainers**

Eine verbreitete Prüfeinrichtung, stellt die Erzeugung eines Spannungseinbruches mit Hilfe einer schaltbaren Fehlerimpedanz dar. Diese Art von Prüfeinrichtung (Prüfcontainer) ist in Abbildung 12 dargestellt und wird für kleine bis mittelgroße Stromerzeugungsanlagen (bis ca. ≈ 10 MW) verwendet.

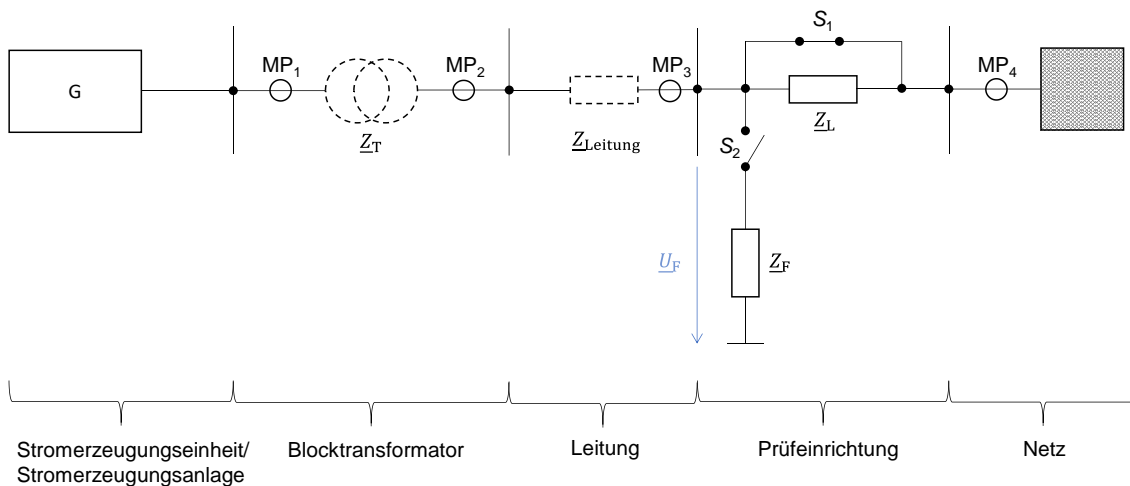


Abbildung 12: Topologie der Prüfeinrichtung für die FRT-Fähigkeit

S_1	...	Bypassschalter zum Kurzschließen der Längsimpedanz
S_2	...	Schalter für Zuschaltung der Fehlerimpedanz
U_F	...	Spannung am Netzanschlusspunkt
Z_F	...	Fehlerimpedanz der Prüfeinrichtung
$Z_{Leitung}$...	Leitungsimpedanz
Z_L	...	Längsimpedanz der Prüfeinrichtung
Z_T	...	Transformatorimpedanz
G	...	Generator / Umrichter
MP ₁	...	Messpunkt an den Generator- / Umrichterklappen (Blocktransformator unterspannungsseitig)
MP ₂	...	Messpunkt Blocktransformator overspannungsseitig
MP ₃	...	Messpunkt zwischen Zuleitung und Netz (PCC)
MP ₄	...	Messpunkt zwischen Prüfcontainer und Netz

Für die Impedanzen Z_L und Z_F der Prüfeinrichtung wird mindestens ein X_F/R_F -Verhältnis ≥ 10 empfohlen.

Falls kein Blocktransformator vorhanden wird, so wird der Messpunkt MP₁ und MP₂ zu einem Messpunkt zusammengefasst.

Falls keine Zuleitung vorhanden ist, so wird der Messpunkt MP₂ und MP₃ zu einem Messpunkt zusammengefasst.

Sind sowohl Blocktransformator als auch die Zuleitung nicht vorhanden, so werden die Messpunkte MP₁, MP₂ und MP₃ zu einem Messpunkt zusammengefasst.

- **Verwendung eines Netzsimulators**

Bei diesem Prüfverfahren wird ein Netzsimulator verwendet, welcher durch Parametrierung verschiedene Netzkonditionen darstellt und somit eine Variation der Spannung ermöglicht. Solch ein Prüfverfahren erfordert die Verwendung eines entsprechenden Hardware-In-the-Loop (HIL) Setups. Ein geeignetes Controller Hardware In the Loop System (CHIL) ermöglicht ebenfalls eine Überprüfung der FRT-Fähigkeit von Stromerzeugungsanlagen bzw. -einheiten mit größeren Leistungen.

In Abstimmung mit dem relevanten Netzbetreiber kann auch eine anderwärtige Methode zur Überprüfung der FRT-Fähigkeit festgelegt werden.

6.5.3 Prüfungsdurchführung

Alle Fehlerkurven müssen sowohl für 3-polige Fehler als auch für 2-polige Fehler durchgeführt werden. Bei 2-poligen Fehlern ist zu beachten, dass mindestens für einen Überprüfungspunkt die Leiterkombination geändert wird (z.B. erfolgt die gesamte Überprüfung mit L1-L2, während in mindestens einem Überprüfungspunkt die Leiterkombination L1-L3 oder L2-L3 gewählt wird).

Synchrone Stromerzeugungsanlagen:

Zur Bestimmung des Polradwinkels ist als Referenzsignal die Spannung im Mitsystem an den Klemmen des Synchrongenerators zu verwenden.

Zur Nullpunktbestimmung ist eine Referenzmessung durchzuführen. Dabei wird der Prüfling im Leerlauf, ohne Netzkopplung und bei Synchrondrehzahl betrieben. Der ermittelte Wert des Polradwinkels ist abschließend auf Null zu setzen.

Sofern vom relevanten Netzbetreiber keine anderwärtigen Vorgaben gemacht wurden, so sind folgende Werte vor dem Beginn der Überprüfung einzustellen:

- $P_{VF,FRT} \geq 90 \% P_{ref,FRT}$ entspricht Test „Volllast“
Sofern die gesamte Stromerzeugungsanlage geprüft wird, so ist als Referenzleistung $P_{ref,FRT}$ die Maximalkapazität P_{max} heranzuziehen. Wird unter bestimmten Fällen nur eine einzelne Stromerzeugungseinheit überprüft, so ist als Referenzleistung $P_{ref,FRT}$ die Bemessungsleistung P_r der überprüfenden Stromerzeugungseinheit heranzuziehen.
- $|Q_{VF,FRT} / P_{ref,FRT}| \leq 10 \%$
- $U_{VF,FRT} = 100 \% U_{ref,FRT} \pm 4 \%$

Wird die Spannung vom Netz vorgegeben, so ist diese als Vorfehlerspannung U_{VF} heranzuziehen.

$P_{VF,FRT}$...	Vorfehlerleistung
$P_{ref,FRT}$...	Referenzleistung für die FRT-Überprüfung
P_{max} ...	Maximalkapazität der Stromerzeugungsanlage
P_r ...	Bemessungsleistung der Stromerzeugungseinheit
$Q_{VF,FRT}$...	Vorfehlerleistung
$U_{VF,FRT}$...	Effektivwert der Vorfehlerspannung
$U_{ref,FRT}$...	Referenzspannung für die FRT-Überprüfung

Die Prüfungsdurchführung erfolgt üblicherweise durch die Kombinationen von rechteckförmigen Spannungseinbrüchen mit verschiedenen Fehlerklärungszeiten.

Die nachstehend dargestellten rechteckförmigen Spannungseinbrüche, stellen eine idealisierte Form eines realen Spannungsverlaufes bei unterschiedlichen Fehlerklärungszeiten und Spannungseinbruchstiefen dar. Vor allem bei synchronen Stromerzeugungsanlagen weist der reale Spannungsverlauf ein Schwingungsverhalten auf.

Die einzustellenden Fehlerkurven für synchrone Stromerzeugungsanlagen (*mit Netzanschlusspunkt unterhalb 110 kV*) mit der dazugehörigen Grenzwertkurve sind in Abbildung 13 graphisch dargestellt. Die dazu erforderlichen Wertepaare (Fehlerspannung mit Fehlerklärungszeit) sind in der Tabelle 5 ersichtlich.

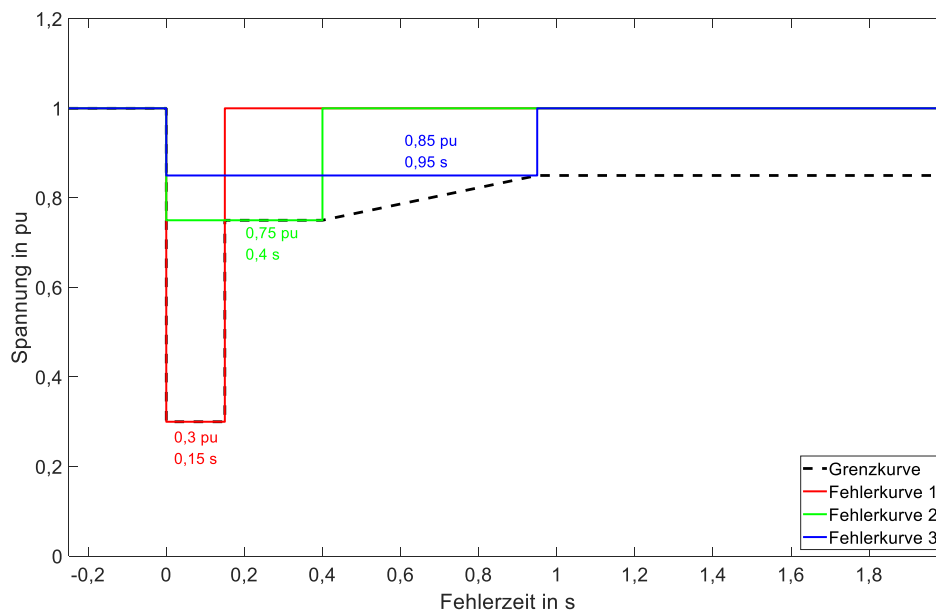


Abbildung 13: Fehlerkurven für synchrone Stromerzeugungsanlagen mit Netzanschlusspunkt unterhalb 110 kV

Tabelle 5: Vorgabewerte für Fehlerkurven für synchrone Stromerzeugungsanlagen mit Netzanschlusspunkt unterhalb 110 kV

Fehlerkurve	Fehlerspannung	Fehlerklärungszeit	Vorlastzustand
---	pu	s	---
1	$0,3 \pm 0,04 U_n$	0,15	Volllast
2	$0,75 \pm 0,04 U_n$	0,40	
3	$0,85 \pm 0,04 U_n$	0,95	

Die einzustellenden Fehlerkurven für synchrone Stromerzeugungsanlagen (mit Netzanschlusspunkt auf oder oberhalb 110 kV) mit der dazugehörigen Grenzkurve sind in Abbildung 14 graphisch dargestellt. Die dazu erforderlichen Wertepaare (Fehlerspannung mit Fehlerklärungszeit) sind in der Tabelle 6 ersichtlich.

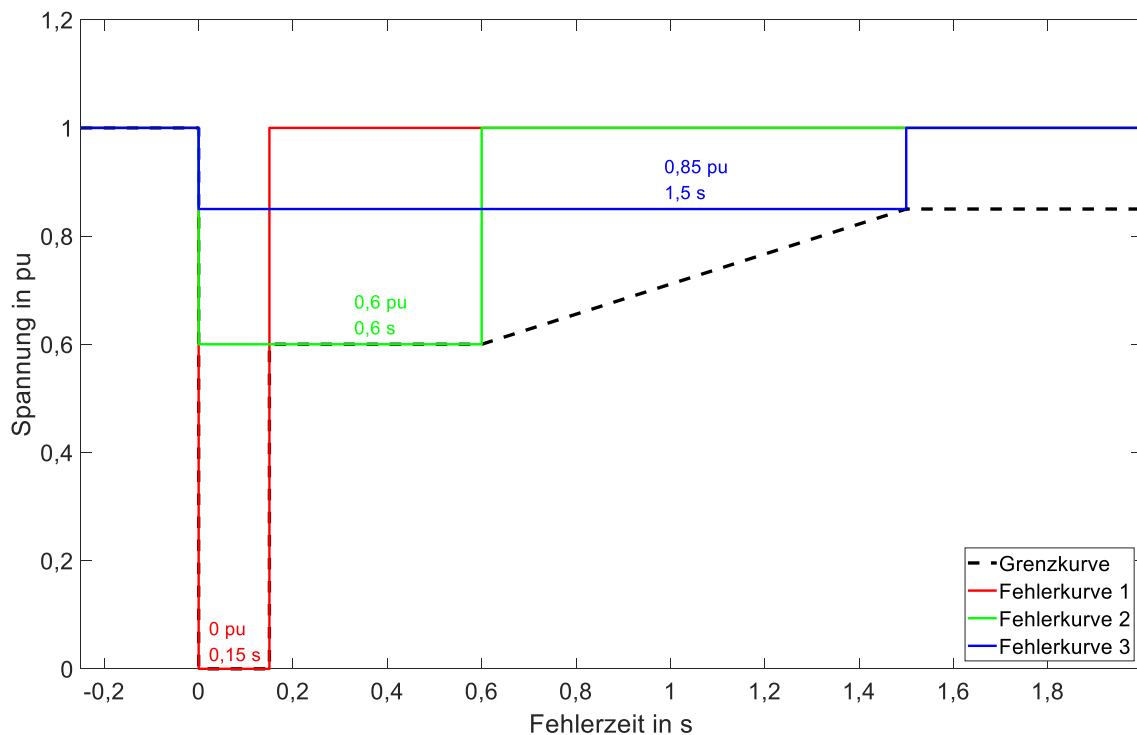


Abbildung 14: Fehlerkurven für synchrone Stromerzeugungsanlagen mit Netzanschlusspunkt auf oder oberhalb 110 kV

Tabelle 6: Vorgabewerte für Fehlerkurven für synchrone Stromerzeugungsanlagen mit Netzanschlusspunkt auf oder oberhalb 110 kV

Fehlerkurve	Fehlerspannung	Fehlerklärungszeit	Vorlastzustand
---	pu	s	---
1	$0 + 0,04 U_n$	0,15	Volllast
2	$0,6 \pm 0,04 U_n$	0,60	
3	$0,85 \pm 0,04 U_n$	1,50	

Die Fehlerkurven für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen (mit Netzanschlusspunkt unterhalb 110 kV) mit der dazugehörigen Grenzwertkurve sind in Abbildung 15 graphisch dargestellt. Die dazu erforderlichen Wertepaare (Fehlervspannung mit Fehlerklärungszeit) sind in der Tabelle 7 ersichtlich.

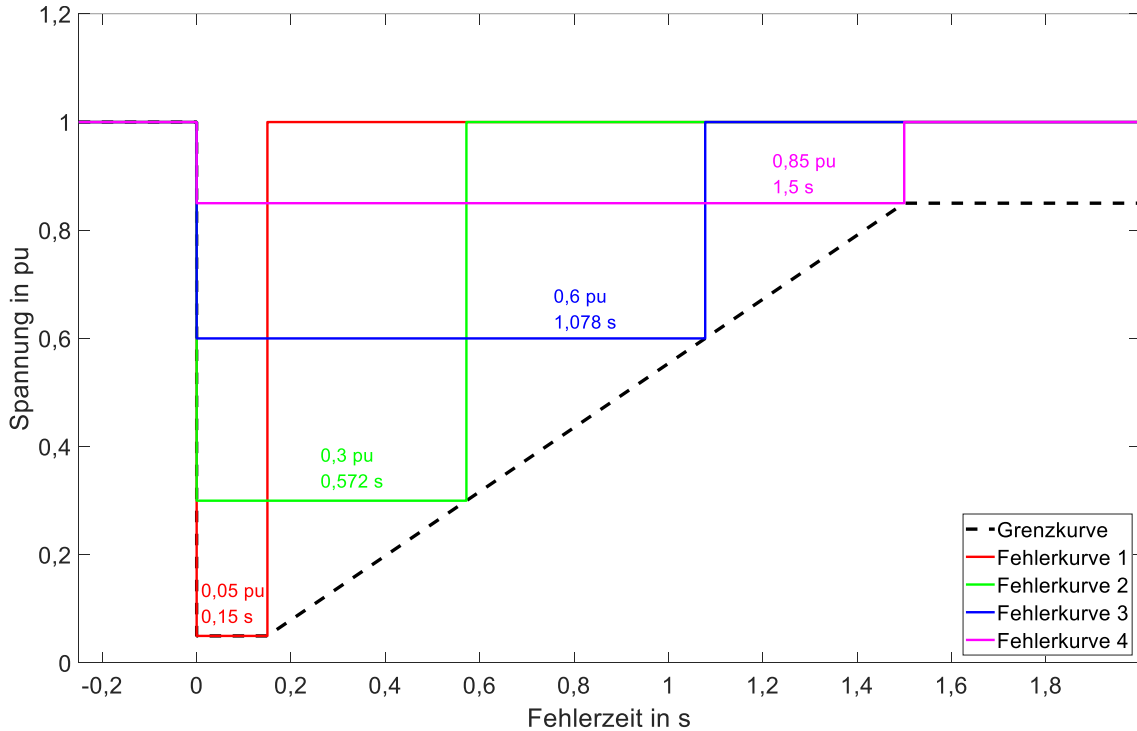


Abbildung 15: Fehlerkurven für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Netzanschlusspunkt unterhalb 110 kV

Tabelle 7: Vorgabewerte für Fehlerkurven für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Netzanschlusspunkt unterhalb 110 kV

Fehlerkurve	Fehlervspannung	Fehlerklärungszeit	Vorlastzustand
---	pu	s	---
1	$0,05 \pm 0,04 U_n$	0,15	Volllast
2	$0,30 \pm 0,04 U_n$	0,572	
3	$0,60 \pm 0,04 U_n$	1,078	
4	$0,85 \pm 0,04 U_n$	1,50	

Die Fehlerkurven für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen (mit Netzanschlusspunkt auf oder oberhalb 110 kV) mit der dazugehörigen Grenzwertkurve sind in Abbildung 16 graphisch dargestellt. Die dazu erforderlichen Wertepaare (Fehlervspannung mit Fehlerklärungszeit) sind in der Tabelle 8 ersichtlich.

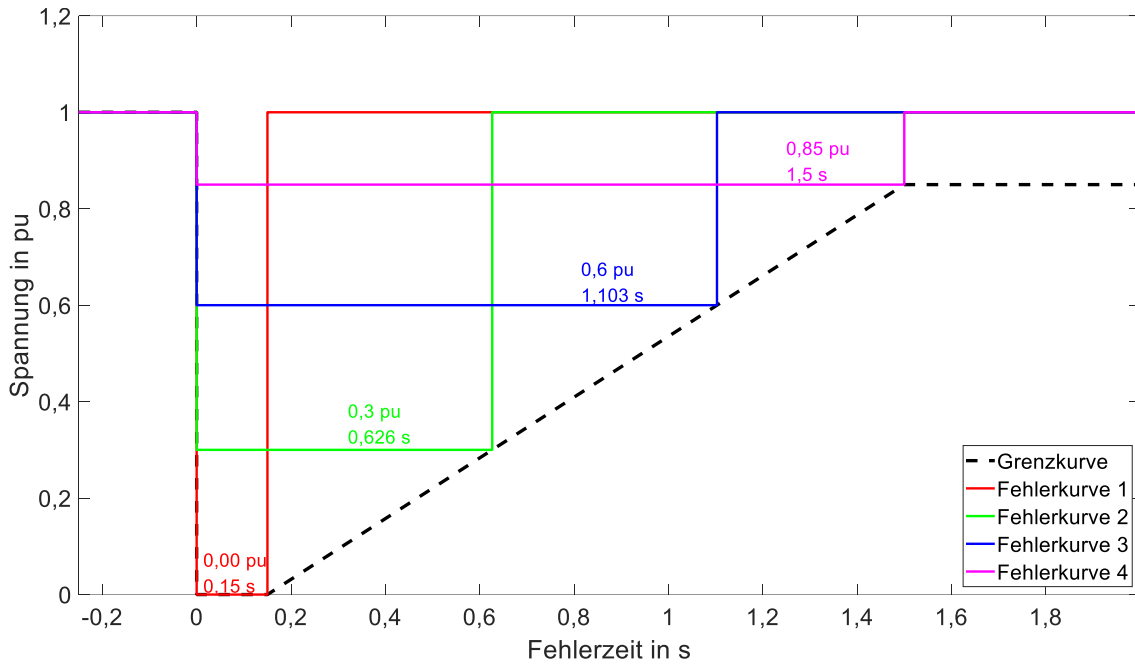


Abbildung 16: Fehlerkurven für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Netzanschlusspunkt auf oder oberhalb 110 kV

Tabelle 8: Vorgabewerte für Fehlerkurven für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Netzanschlusspunkt auf oder oberhalb 110 kV

Fehlerkurve	Fehlerspannung	Fehlerklärungszeit	Vorlastzustand
---	pu	s	---
1	$0 + 0,04 U_n$	0,15	Volllast
2	$0,30 \pm 0,04 U_n$	0,626	
3	$0,60 \pm 0,04 U_n$	1,103	
4	$0,85 \pm 0,04 U_n$	1,50	

6.5.4 Auswertung

Um redundante Überprüfungen zu vermeiden sind die nachstehenden zu dokumentierenden Größen ebenfalls für die Nachweise gemäß Kapitel 6.6 „Wirkstrom- und Blindstromeinspeisung während und nach Netzfehlern“ heranzuziehen.

Die Aufzeichnungen sind 10 Sekunden vor Fehlereintritt bis 10 Sekunden nach Fehlerklärung am Netzanschlusspunkt durchzuführen. Wurde die Messung an einem vom Netzanschlusspunkt abweichenden Punkt durchgeführt, so ist dies zu dokumentieren und auf den Netzanschlusspunkt umzurechnen.

Falls ein Prüfcontainer verwendet wurde sind die Aufzeichnungen 10 Sekunden vor Fehlereintritt bis 10 Sekunden nach Fehlerklärung am Messpunkt MP₃ und zusätzlich empfohlen, am MP₁ und MP₂ durchzuführen.

Alle relevanten Größen sind vor Fehlereintritt als 1-s-Mittelwerte zu bestimmen.

Während den dynamischen Vorgängen und nach Fehlerklärung sind die relevanten Größen als 1-ms-Mittelwerte zu bestimmen.

6.5.5 Dokumentation

Folgende Größen sind zu dokumentieren:

- Beschreibung der verwendeten Überprüfungs-methode
- Referenzspannung $U_{\text{ref,FRT}}$
- Datum, Uhrzeit (Beginn und Ende) der Prüfungsdurchführung
- Messschrieb während der gesamten Überprüfungs-dauer
- Wirk- und Blindleistung im Mit- und Gegensystem
- Außenleiterspannungen
- Spannung im Mit- und Gegensystem
- Strangströme
- Wirk- und Blindströme im Mit- und Gegensystem
- Festhaltung der Zeitpunkte für Fehlereintritt t_{FE} und Fehlerklärung t_{FK}
- Kurzschlussleistung und Impedanzverhältnis des Netzes
- Parameter des (falls vorhandenen) Transformators
- Parameter der (falls vorhandenen) Leitung

Zusätzliche Dokumentation für synchrone Stromerzeugungsanlagen:

- Polradwinkel (nur bei synchronen Stromerzeugungsanlagen)

Zusätzliche Dokumentation, falls ein Prüfcontainer verwendet wurde:

- Typ des Prüfcontainers
- Bauteilwerte der Längs- und Fehlerimpedanz (falls diese verwendet wurden)
- $X_{\text{F}}/R_{\text{F}}$ -Verhältnis

Zusätzliche Dokumentation, falls ein HIL-System verwendet wurde:

- Typ des verwendeten Netzsimulators
- Beschreibung des HIL-Setups (Prinzipschaltbild mit Erläuterung)

Als Vorlagenbeispiel dienen die in Kapitel 8.3.3 vorgegebenen Beispieltabellen zur Dokumentation der zu messenden bzw. auszuwertenden Größen.

6.6 Wirkstrom- und Blindstromeinspeisung während und nach Netzfehlern

Ein Test zur Überprüfung der Wirkstrom- und Blindstromeinspeisung während und nach Netzfehlern muss nicht separat durchgeführt werden. Durch die Durchführung der Überprüfung der FRT-Fähigkeit gemäß Kapitel 6.5 kann aus den dokumentierten Ergebnissen die erforderliche Auswertung für Wirkstrom- und Blindstromeinspeisung während und nach Netzfehlern erfolgen.

6.6.1 Verhalten im Fehlerfall

6.6.1.1 Allgemeines

Der folgende Abschnitt dient zum Nachweis der Anforderungen entsprechend dem Kapitel 5.2.2.1 der TOR SEA Typ D. Gleichzeitig werden in diesem Abschnitt die Rahmenbedingungen zur Erfüllung der in Kapitel 5.4 genannten Bewertungs- und Akzeptanzkriterien, welche durch einen Test nachgewiesen werden sollen, beschrieben.

Es ist nicht erforderlich alle Verfahren zur dynamischen Blindstromstützung zu überprüfen. Die Überprüfung soll nur für das vom relevanten Netzbetreiber geforderte Verfahren durchgeführt werden.

Im Falle einer FRT-Triggerung über die Außenleiterspannungen sind bei asymmetrischen Fehlern Abweichungen vom Toleranzband im Bereich eines eventuell eingestellten Totbands zulässig, sofern anhand der Außenleiterspannungen dokumentiert wird, dass die FRT-Triggerung eine dynamische Blindstromspeisung vorzeitig aktiviert. Die berechneten Werte der symmetrischen Komponenten sind ebenfalls zu dokumentieren.

6.6.1.2 Auswertung

Die für die folgenden Auswertungen gültigen Vorzeichen entsprechen der Definition aus Kapitel 8.2

Die Ermittlung der An- und Einschwingzeit soll gemäß der Abbildung 17 erfolgen.

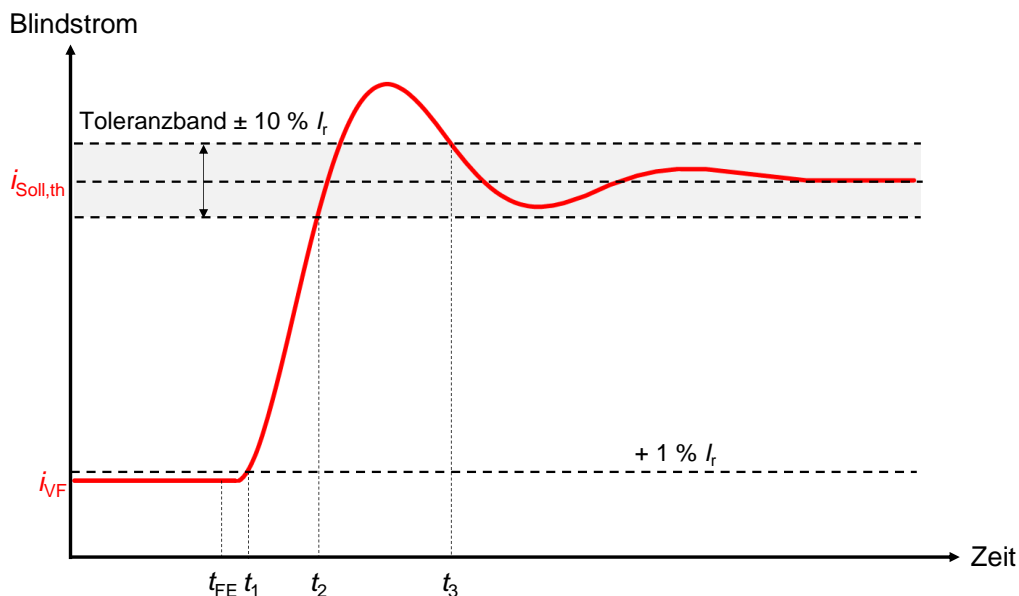


Abbildung 17: Beispielhafter Stromverlauf zur Ermittlung der An- und Einschwingzeit während eines Fehlers

$i_{\text{soll,th}}$...	Theoretischer Sollwert, welcher anhand der vorgegebenen Kurve ermittelt wird
i_{VF}	...	Vorfehlerwert des Blindstromes
t_{FE}	...	Zeitpunkt des Fehlereintritts
t_1	...	Überschreitungszeitpunkt von $+ 1\% I_r$ vom Vorfehlerstrom i_{VF}
t_2	...	Zeitpunkt des Erreichens des „neuen“ Toleranzbandes
t_3	...	Zeitpunkt des stationären Verbleibend innerhalb des „neuen“ Toleranzbandes

- **Verzögerungszeit**

Unter der Verzögerungszeit wird die verstrichene Zeit nach Fehlereintritt bis zum Überschreitungszeitpunkt von + 1 % I_r vom Vorfehlerstrom i_{VF} verstanden. Die Verzögerungszeit soll folgendermaßen ermittelt werden:

$$T_{\text{Verzögerung,dyn.NS}} = t_1 - t_{FE}$$

- **Anschwingzeit**

Unter der Anschwingzeit wird die verstrichene Zeit nach Fehlereintritt bis zum Erreichen des Toleranzbandes von $\pm 10\%$ I_r des neu einzuregelnden Blindstromwertes verstanden. Die Anschwingzeit soll folgendermaßen ermittelt werden:

Empfohlene Werte als Richtwerte vorgeben und markieren als Zusatzinformation, welcher nicht Teil der TOR-Stromerzeugungsanlagen sind

$$T_{A,\text{dyn.NS}} = t_2 - t_{FE}$$

- **Einschwingzeit**

Unter der Einschwingzeit wird die verstrichene Zeit nach Fehlereintritt bis zum stationären Verbleiben innerhalb des Toleranzbandes von $\pm 10\%$ I_r des neu einzuregelnden Blindstromwertes verstanden. Die Einschwingzeit soll folgendermaßen ermittelt werden:

$$T_{E,\text{dyn.NS}} = t_3 - t_{FE}$$

Vollständige dynamische Netzstützung

Bei der vollständigen dynamischen Netzstützung wird ein Verstärkungsfaktor k (Default $k = 2$) vorgegeben, welcher die Steilheit der Kennlinie (siehe Abbildung 18 bzw. Abbildung 19), vorgibt. Ab dem Verlassen des Totbandes $\pm 10\%$ $U_{\text{ref,dyn.NS}}$ muss der eingespeiste Blindstrom entsprechend der eingestellten Kennlinie verändert werden.

Das Toleranzband für den einzustellenden Blindstromwert beträgt $\pm 10\%$ I_r . Die Spannungsabweichung bezieht sich auf die Referenzspannung $U_{\text{ref,dyn.NS}}$, während sich der Blindstrom auf den Bemessungsstrom bezieht.

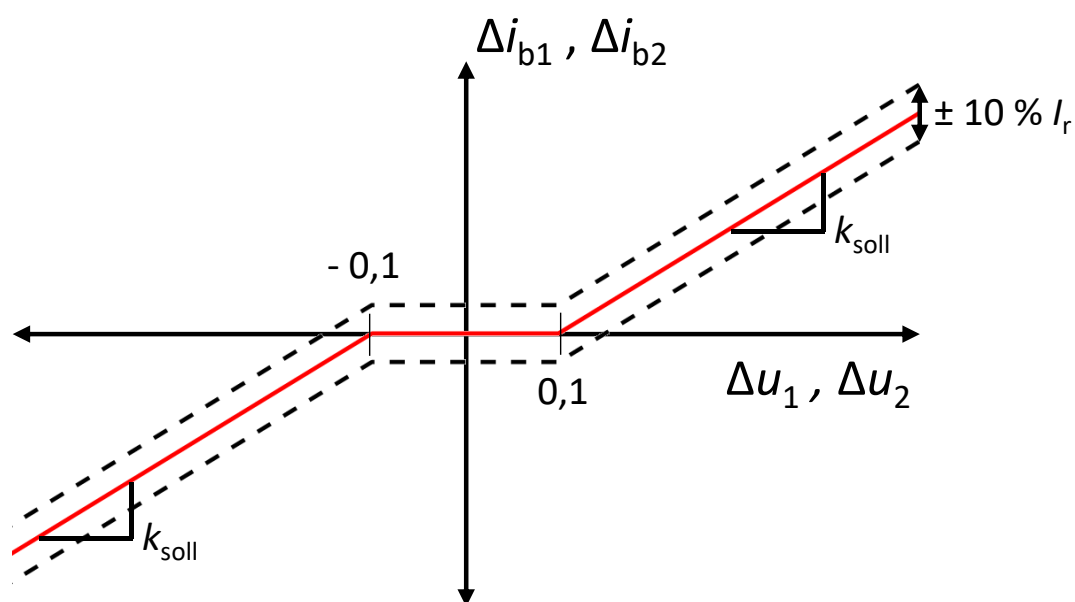


Abbildung 18: Beispielhafte Kennlinie der vollständigen dynamischen Netzstützung

- Δi_{b1} ... Zusätzlicher Blindstrom im Mitsystem
- Δi_{b2} ... Zusätzlicher Blindstrom im Gegensystem
- Δu_1 ... Änderung der Spannung im Mitsystem
- Δu_2 ... Änderung der Spannung im Gegensystem

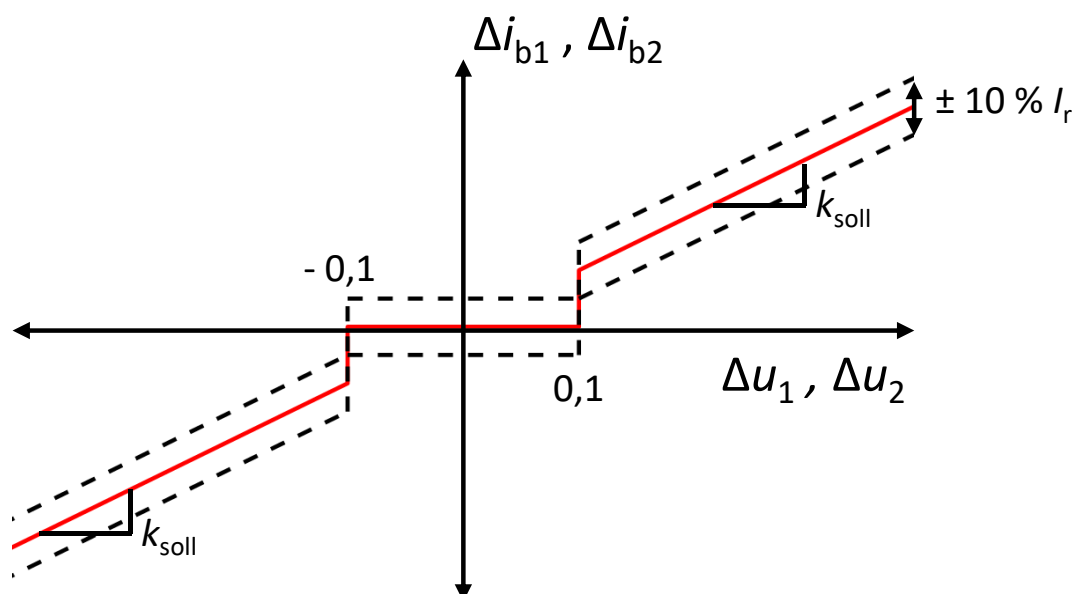


Abbildung 19: Beispielhafte Kennlinie der vollständigen dynamischen Netzstützung mit Sprung

- Δi_{b1} ... Zusätzlicher Blindstrom im Mitsystem
- Δi_{b2} ... Zusätzlicher Blindstrom im Gegensystem
- Δu_1 ... Änderung der Spannung im Mitsystem
- Δu_2 ... Änderung der Spannung im Gegensystem

Es ist zu beachten, dass die Betriebsbereiche durch die Schutzeinstellungen begrenzt werden. Zum Beispiel kann bei Überschreitung einer eingestellten Überspannungsgrenze der Überspannungsschutz auslösen.

Eine positive Abweichung der Spannung entspricht einer Spannungsanhebung, während eine negative Abweichung der Spannung einer Spannungsabsenkung entspricht.

Unter einem positiven Blindstrom wird ein induktiver (spannungssenkender) Blindstrom verstanden. Dementsprechend stellt ein negativer Blindstrom einen kapazitiven (spannungshebenden) Blindstrom dar.

Für jeden der durchgeführten Spannungseinbrüche gemäß Kapitel 6.5.3 ist die Differenz des Blindstrom-Sollwertes und des Blindstrom-Istwertes nach dem Einschwingvorgang folgendermaßen zu bestimmen:

$$\Delta i = i_{\text{ist}} - i_{\text{soll,th}}$$

Δi	...	Ermittelte Abweichung des Istwertes vom Sollwert der Blindstromänderung
$i_{\text{soll,th}}$...	Theoretischer Sollwert der Blindstromänderung, welcher durch die Kurve in Abbildung 18 bestimmt wird
i_{ist}	...	Istwert der Blindstromänderung, welcher durch die Messung bestimmt wird

Kontinuierliche dynamische Netzstützung

Die kontinuierliche dynamische Netzstützung ist nur mit Zustimmung des relevanten Netzbetreibers zulässig. Falls dieses Regelverfahren gefordert wurde, so muss beachtet werden, dass eventuell parallelwirkende Blindleistungsstrategien (z.B. $Q(U)$ -Regelung) während dem messtechnischen Nachweis deaktiviert werden, um eine selbstständige Beurteilung der kontinuierlichen dynamischen Netzstützung gewährleisten zu können.

Bei der kontinuierlichen dynamischen Netzstützung wird ein Verstärkungsfaktor k (Default $k = 2$) vorgegeben, welcher die Steilheit der Kurve, wie in Abbildung 20 dargestellt, vorgibt. Bei diesem Verfahren wird der Fehlerbeginnzeitpunkt nicht berücksichtigt, womit dem Kurvenverlauf entsprechend der eingespeiste Blindstrom ständig und kontinuierlich verändert werden muss.

Das Toleranzband von $\pm 10 \% I_r$ umschließt die Kurve. Somit muss der eingeregelter Blindstromwert der Stromerzeugungsanlagen innerhalb des Toleranzbandes sich befinden. Die Spannungsabweichung bezieht sich auf die Referenzspannung $U_{\text{ref,dyn.NS}}$, während der Blindstrom sich auf den Bemessungsstrom der Stromerzeugungseinheit bezieht.

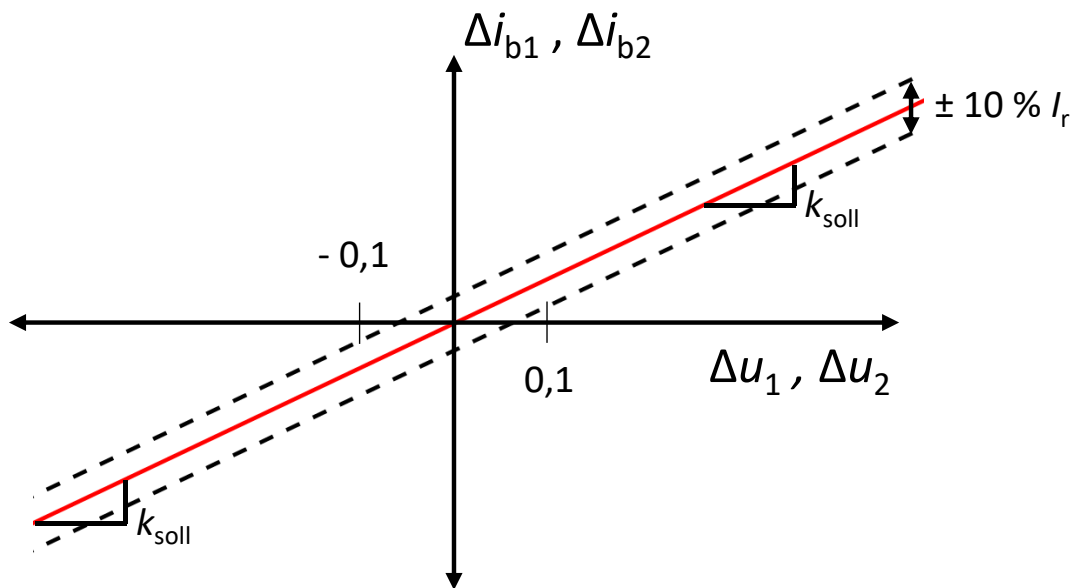


Abbildung 20: Beispielhafte Kennlinie der kontinuierlichen dynamischen Netzstützung

Δi_{b1}	...	Zusätzlicher Blindstrom im Mitsystem
Δi_{b2}	...	Zusätzlicher Blindstrom im Gegensystem
Δu_1	...	Änderung der Spannung im Mitsystem
Δu_2	...	Änderung der Spannung im Gegensystem

Es ist zu beachten, dass die Betriebsbereiche durch die Schutzeinstellungen begrenzt werden können. Zum Beispiel kann bei Überschreitung einer eingestellten Überspannungsgrenze der Überspannungsschutz auslösen.

Eine positive Abweichung der Spannung entspricht einer Spannungsanhebung, während eine negative Abweichung der Spannung einer Spannungsabsenkung entspricht.

Unter einem positiven Blindstrom wird ein induktiver (spannungssenkender) Blindstrom verstanden. Dementsprechend stellt ein negativer Blindstrom einen kapazitiven (spannungshebenden) Blindstrom dar.

Für jeden der durchgeführten Spannungseinbrüche gemäß Kapitel 6.5.3 ist die die Differenz des Blindstrom-Sollwertes und des Blindstrom-Istwertes nach dem Einschwingvorgang folgend zu bestimmen:

$$\Delta i = i_{ist} - i_{soll,th}$$

Δi	...	Ermittelte Abweichung des Istwertes vom Sollwert der Blindstromänderung
$i_{soll,th}$...	Theoretischer Sollwert der Blindstromänderung, welcher durch die Kurve in Abbildung 20 bestimmt wird
i_{ist}	...	Istwert der Blindstromänderung, welcher durch die Messung bestimmt wird

6.6.1.3 Dokumentation

Folgende Größen sind zu dokumentieren:

- Art der Blindstromstützung
- Referenzspannung $U_{\text{ref,dyn.NS}}$
- Theoretischer Sollwert des Blindstromes $i_{\text{soll,th}}$, welcher Anhand der Kennlinie ermittelt wird
- Tatsächlicher Sollwert des Blindstromes i_{soll} , welcher von der Regelung vorgegeben wird
- Istwert des Blindstromes i_{ist}
- Abweichung vom Sollwert Δi
- Verstärkungsfaktor k
- Verzögerungszeit $T_{\text{Verzögerung,dyn.NS}}$
- Anschlagzeit $T_{\text{A,dyn.NS}}$
- Einschwingzeit $T_{\text{E,dyn.NS}}$

Als Vorlagenbeispiel dienen die in Kapitel 8.3.4.1 vorgegebenen Beispieltabellen zur Dokumentation der zu messenden bzw. auszuwertenden Größen.

6.6.2 Wiederaufnahme der Leistungsabgabe nach Fehlerklärung

6.6.2.1 Allgemeines

Der folgende Abschnitt dient zum Nachweis der Anforderungen entsprechend dem Kapitel 5.2.2.2 der TOR SEA Typ D. Gleichzeitig werden in diesem Abschnitt die Rahmenbedingungen zur Erfüllung der in Kapitel 5.4 genannten Bewertungs- und Akzeptanzkriterien, welche durch einen Test nachgewiesen werden sollen, beschrieben.

6.6.2.2 Auswertung

Eine allfällige Wiederaufnahme der Wirkleistungsabgabe nach Fehlerklärung und deren Dynamik ist entsprechend Abbildung 21 zu ermitteln.

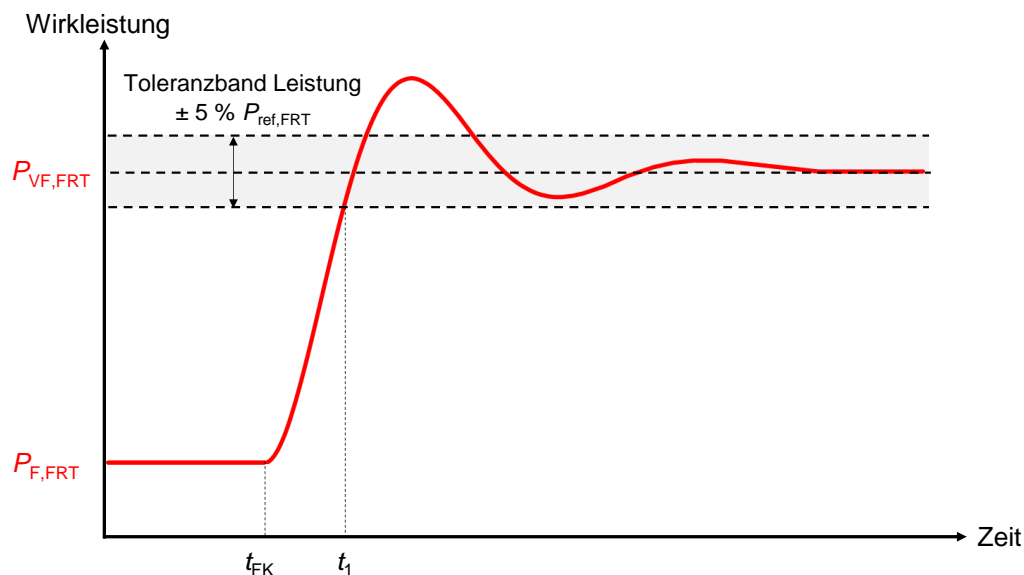


Abbildung 21: Ermittlung der Wirkleistungsrückkehr nach Fehlerklärung

t_{FK}	...	Fehlerklärungszeitpunkt
t_1	...	Zeitpunkt des Erreichens des Toleranzbandes des Vorfehlerwertes der Wirkleistung
$P_{VF,FRT}$...	Wert der Vorfehlerleistung
$P_{F,FRT}$...	Wert der Leistung zum Zeitpunkt der Fehlerklärung

Die Anschwingzeit $T_{A,LW}$ entspricht der Zeitdauer zwischen der Fehlerklärungszeit t_{FK} und des Erreichens des Toleranzbandes t_1 um den Wert der Vorfehlerleistung:

$$T_{A,LW} = t_1 - t_{FK}$$

Befindet sich die Leistung zum Zeitpunkt der Fehlerklärung innerhalb des Toleranzbandes von $P_{VF,FRT} \pm 5 \% P_{ref,FRT}$ so ist die Anschwingzeit mit $T_{A,LW} = 0$ s bewerten.

6.6.2.3 Dokumentation

Folgendes ist zu dokumentieren:

- Diagramm: Wirkleistung und Spannung mit dem Vorfehlerwert der Wirkleistung und dem Toleranzband um den Sollwert der Wirkleistung
- Anschwingzeit $T_{A,LW}$

Als Vorlagenbeispiel dienen die in Kapitel 8.3.4.2 vorgegebenen Beispieltabellen zur Dokumentation der zu messenden bzw. auszuwertenden Größen. Die Auswertetabellen für den dynamischen Vorgang sind aufgrund der Größe nicht gegeben und soll als zusätzlicher Anhang hinzugefügt werden.

6.7 Blindleistungskapazität

6.7.1 Allgemeines

Die Überprüfung der Blindleistungskapazität erfolgt grundsätzlich am Netzanschlusspunkt. In Abstimmung mit dem relevanten Netzbetreiber kann auch ein abweichender Punkt zur Überprüfung herangezogen werden. Sofern der Messpunkt vom Netzanschlusspunkt abweicht, müssen die Ergebnisse auf den Netzanschlusspunkt durch Berücksichtigung aller relevanten Anlagenelemente (z.B. Leitungsverbindungen, Transformatoren) umgerechnet werden.

Die im Kapitel 6.7 verwendeten Vorzeichen beziehen sich auf das Erzeugerzählpeilsystem (EZS) gemäß Kapitel 8.2.

Der folgende Abschnitt dient zum Nachweis der Anforderungen entsprechend dem Kapitel 5.3.3 der TOR SEA Typ D. Gleichzeitig werden in diesem Abschnitt die Rahmenbedingungen zur Erfüllung der in Kapitel 5.7 genannten Bewertungs- und Akzeptanzkriterien, welche durch einen Test nachgewiesen werden sollen, beschrieben.

6.7.2 Prüfverfahren

Für den Test der Blindleistungskapazität sind folgende Prüfverfahren zulässig:

- **Verwendung eines Netzsimulators / Prüfstandtest**

Bei diesem Prüfverfahren wird ein Netzsimulator verwendet, welcher durch Parametrierung verschiedene Netzkonditionen darstellt und somit eine Variation der gemessenen Spannung ermöglicht. Solch ein Prüfverfahren erfordert die Verwendung eines entsprechenden Hardware-In-the-Loop (HIL) Setups.

- **Feldtest**

Sofern kein Prüfstandtest möglich ist, muss die Stromerzeugungsanlage bzw. -einheit bei den aktuell vorherrschenden Betriebsbedingungen am Netz überprüft werden.

Dieser Test für die Ermittlung der Blindleistungskapazität darf nur nach Abstimmung mit dem relevanten Netzbetreiber stattfinden. Im Zuge der Abstimmung muss u.a. das Ausmaß der Überprüfung der Stromerzeugungsanlage festgelegt werden, z.B.:

- Test der gesamten Stromerzeugungsanlage
- Test einer einzelnen Stromerzeugungseinheit
- Test eines Blocks, bestehend aus mehreren Stromerzeugungseinheiten

Falls die Stromerzeugungsanlage aus mehreren elektrotechnisch gleichwertigen (typgleichen) Stromerzeugungseinheiten besteht und die Topologie der einzelnen Stromerzeugungseinheiten keine maßgebenden Unterschiede aufweist, können in Abstimmung mit dem relevanten Netzbetreiber auch Teileinheiten der Stromerzeugungsanlage überprüft werden.

Als Beispiel für diesen Fall dient die in Abbildung 22 dargestellte Topologie eines Wasserkraftwerks. Für die Überprüfung der Blindleistungskapazität würde einer der sechs Generatoren ausreichend sein.

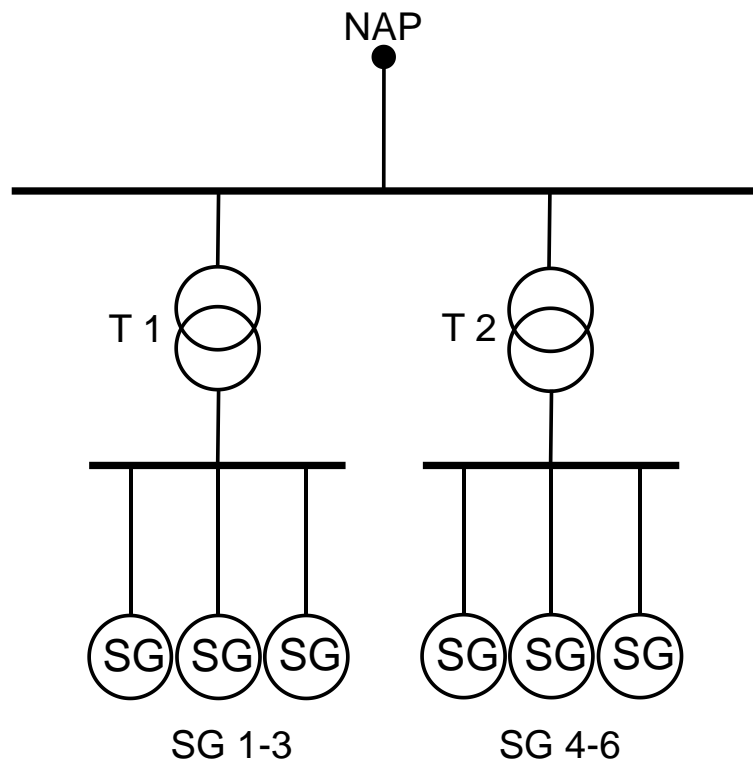


Abbildung 22: Beispielhafte Darstellung einer Kraftwerkstopologie mit typgleichen Maschinensätzen

Handelt es sich um eine Stromerzeugungsanlage, welche mehrere elektrotechnisch gleichwertige (typgleiche) Stromerzeugungseinheiten besitzt, diese jedoch aufgrund der Topologie verschieden angeordnet bzw. angebunden sind, kann für den Nachweis der Blindleistungskapazität jene Stromerzeugungseinheit herangezogen werden, welche den höchsten Kompensationsbedarf (z.B. von Leitungsverbindungen) innerhalb der gesamten Stromerzeugungsanlage aufweist.

Als Beispiel für diesen Fall dient die in Abbildung 23 dargestellte Topologie, welche einen Windpark mit fünf elektrotechnisch gleichwertigen (typgleichen) Windturbinen repräsentiert. Für die Überprüfung der Blindleistungskapazität muss hier WT 5 aufgrund der längsten Leitungsverbindung herangezogen werden.

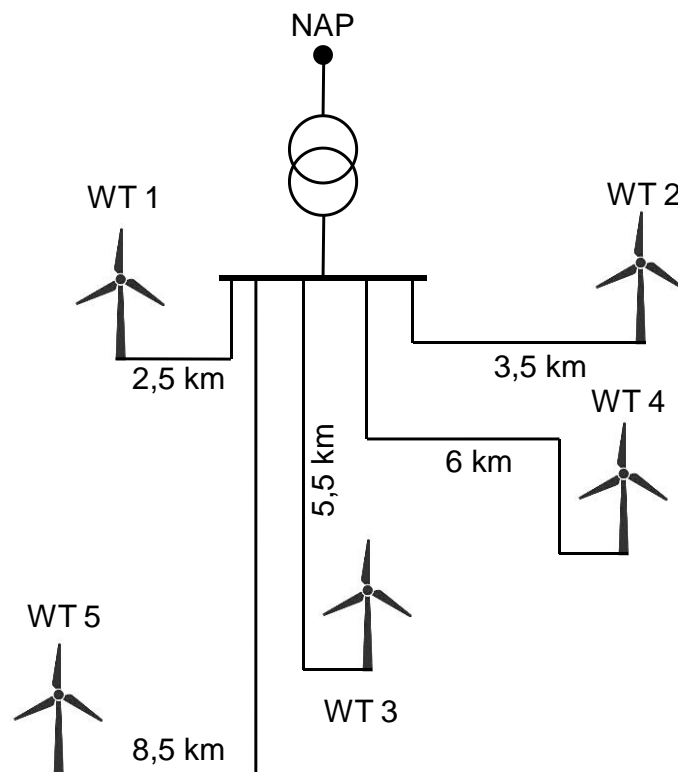


Abbildung 23: Beispielhafte Darstellung eines Windparks

Können aus Betriebsgründen die restlichen Stromerzeugungseinheiten einer Stromerzeugungsanlage nicht abgeschaltet werden, muss sichergestellt werden, dass diese einen fixen Betriebspunkt (P und Q) während der Überprüfung vorgegeben bekommen, damit an der abgestimmten Messstelle das Verhalten der zu überprüfenden Stromerzeugungseinheit durch Umrechnung ermittelt werden kann.

In Abstimmung mit dem relevanten Netzbetreiber kann auch eine anderwärtige Methode zur Überprüfung der Blindleistungskapazität festgelegt werden.

6.7.3 Prüfungsdurchführung

Sofern die gesamte Stromerzeugungsanlage überprüft wird, entspricht $P_{\text{ref,Q-Test}} = P_{\text{max}}$. Wird auf Maschinenebene bzw. Blockebene geprüft, ist für $P_{\text{ref,Q-Test}}$ die Bemessungsleistung P_r der Einheit bzw. die Summe der Bemessungsleistungen der verwendeten Einheiten heranzuziehen.

Sowohl für die Überprüfung bei Nennscheinleistung bzw. Maximalkapazität als auch unterhalb der Nennscheinleistung bzw. Maximalkapazität⁶ soll je Spannungswertvorgabe bzw. vorherrschender Betriebsspannung der maximale über- und untererregte Blindleistungsbereich (technisches Blindleistungsvermögen) ermittelt werden.

⁶ In weiterer Folge wird anstatt der vollständigen Formulierung „bei / unterhalb der Nennscheinleistung bzw. Maximalkapazität“ lediglich die Formulierung „bei / unterhalb der Maximalkapazität“ für die einfachere Lesbarkeit herangezogen. Unter der Bezeichnung „Maximalkapazität“ ist sinngemäß und abhängig vom aktuellen Kontext sowohl die Nennscheinleistung als auch die Maximalkapazität zu verstehen.

- **Verwendung eines Netzsimulators / Prüfstandtest**

Bei Durchführung von Prüfstandtests muss die Prüfung die in Tabelle 9 angeführten Werte heranziehen. Weiters müssen für synchrone Stromerzeugungsanlagen die in Tabelle 10 und für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen die in Tabelle 11 angeführten Werte in der Prüfung herangezogen werden. Die angegebenen Werte für die Haltedauer T_{Q-Test} entsprechen dabei der Mindesthaltezeit nachdem der Einschwingvorgang abgeschlossen ist ($t \geq T_{E,Q-Test}$).

Blindleistungskapazität bei Maximalkapazität

Leistung zur Überprüfung der Blindleistungskapazität bei Stromerzeugungsanlagen bzw. -einheiten:

○ $P_{Q-Test} \geq 90 \% P_{ref,Q-Test}$

Durch die Variation der Blindleistungswerte (unter- und übererregt) und der Spannungswerte gemäß Tabelle 9 wird der maximale Blindleistungsbereich bei Maximalkapazität überprüft. In Abbildung 40 ist ein beispielhaftes ausgewertetes Diagramm dargestellt.

Tabelle 9: Einstellwerte und Haltedauern für die Überprüfung der Blindleistungskapazität bei Nennscheinleistung bzw. Maximalkapazität für Stromerzeugungsanlagen bzw. -einheiten

	Messnummer	$U/U_{ref,Q-Test}$	Haltezeit T_{Q-Test}
Maximal übererregt	1	0,875 pu + 0,04 pu	jeweils mind. 1 Minuten
	2	0,95 pu ± 0,04 pu	
	3	1 pu ± 0,04 pu	
	4	1,05 pu ± 0,04 pu	
	5	1,1 pu ± 0,04 pu	
Maximal untererregt	6	0,875 pu + 0,04 pu	
	7	0,95 pu ± 0,04 pu	
	8	1 pu ± 0,04 pu	
	9	1,05 pu ± 0,04 pu	
	10	1,1 pu ± 0,04 pu	

Für Stromerzeugungseinheiten, welche über einen gegenüber Tabelle 9 kleineren Betriebs Spannungsbereich verfügen und für die Erfüllung der Blindleistungsbereiche Transformatoren mit Stufenschalter verwenden, gelten folgende Bedingungen:

- Prüfstandtests, welche ausschließlich mit der Stromerzeugungseinheit durchgeführt werden, sind zulässig, sofern die Stromerzeugungseinheit im zulässigen Betriebs Spannungsbereich überprüft wird und anschließend deren Blindleistungsbereich über

die entsprechenden Transformatorwerte und Stufenstellungen auf den Netzanschlusspunkt hochgerechnet wird.

- Bei Prüfstandtests, welche ebenfalls den Transformator im realen Prüfaufbau integrieren, ist während der Überprüfung auf die Dokumentation der aktuellen Stufenstellerposition zu achten.

Ein solcher Prüfstandtest ersetzt jedoch nicht vollständig einen Konformitätstest vor Ort.

Ist die Stromerzeugungsanlage in der Lage, über die Blindleistungsbereiche gemäß TOR Blindleistung bereitzustellen, so ist folgendes zu berücksichtigen:

Um das Verhalten bei länger andauernden Überschreitungen der gemäß TOR-Stromerzeugungsanlagen definierten spannungsabhängigen Blindleistungsbereiche nachvollziehen zu können, soll unter Berücksichtigung der Spannungsgrenzen der Stromerzeugungseinheiten das Verhalten unter folgenden Einstellwerten dokumentiert werden:

- $U < 0,875 U_{\text{ref,Q-Test}} \ \& \ Q/P_{\text{ref,Q-Test}} > 0$ (Unterspannung und übererregt)
- $U > 1,1 U_{\text{ref,Q-Test}} \ \& \ Q/P_{\text{ref,Q-Test}} < 0$ (Überspannung und untererregt)

Blindleistungskapazität unterhalb Maximalkapazität

Leistung zur Überprüfung der Blindleistungskapazität bei Stromerzeugungsanlagen bzw. -einheiten:

- $P_{\text{Q-Test}} \geq 90 \% P_{\text{ref,Q-Test}}$

Durch die Variation der Wirkleistung- bzw. Blindleistungssollwerte (unter- und übererregt) gemäß Tabelle 10 bzw. Tabelle 11 wird der maximale Blindleistungsbereich unterhalb der Maximalkapazität überprüft.

Die Messungen müssen bei folgenden Spannungen durchgeführt werden:

- $U = 87,5 \% \pm 4 \% U_{\text{ref,Q-Test}}$
- $U = 95 \% \pm 4 \% U_{\text{ref,Q-Test}}$
- $U = 100 \% \pm 4 \% U_{\text{ref,Q-Test}}$
- $U = 105 \% \pm 4 \% U_{\text{ref,Q-Test}}$
- $U = 110 \% \pm 4 \% U_{\text{ref,Q-Test}}$

Unterhalb von $P = 0,2 P_{\text{ref,Q-Test}}$ darf die Stromerzeugungseinheit bzw. -anlage keinen Sprung in der Blindleistung aufweisen. In diesem Bereich ist die Einhaltung des $P-Q/P_{\text{ref,Q-Test}}$ Bereichs nicht erforderlich. Liegt die Mindestleistung der Stromerzeugungseinheit bzw. -anlage

oberhalb von $P = 0,2 P_{\text{ref,Q-Test}}$, ist der Grenzwert von $P = 0,2 P_{\text{ref,Q-Test}}$ durch $P = \text{Mindestleistung}$ zu ersetzen.

Tabelle 10: Einstellwerte und Haltezeiten für die Überprüfung der Blindleistungskapazität unterhalb der Maximalkapazität für synchrone Stromerzeugungsanlagen bzw. -einheiten

	Messnummer	Wirkleistung	Haltezeit $T_{\text{Q-Test}}$
Maximal übererregt	1	Mindestleistung (Default-Wert: $0,2 P_{\text{ref,Q-Test}}$)	jeweils mind. 1 Minuten
	2	$\frac{\text{Mindestleistung} + P_{\text{ref,Q-Test}}}{2}$	
	3	$P_{\text{ref,Q-Test}}$	
Maximal untererregt	4	Mindestleistung (Default-Wert: $0,2 P_{\text{ref,Q-Test}}$)	
	5	$\frac{\text{Mindestleistung} + P_{\text{ref,Q-Test}}}{2}$	
	6	$P_{\text{ref,Q-Test}}$	

Tabelle 11: Einstellwerte und Haltezeiten für die Überprüfung der Blindleistungskapazität unterhalb der Maximalkapazität für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen bzw. -einheiten

	Messnummer	Wirkleistung	Wirkleistung Default-Werte	Haltezeit $T_{\text{Q-Test}}$
Maximal übererregt	1	$10 - 20 \% P_{\text{ref,Q-Test}}$	Mindestleistung	jeweils mind. 1 Minuten
	2	$30 - 50 \% P_{\text{ref,Q-Test}}$	$50 \% P_{\text{ref,Q-Test}}$	
	3	$P_{\text{ref,Q-Test}}$	---	
Maximal untererregt	4	$10 - 20 \% P_{\text{ref,Q-Test}}$	Mindestleistung	
	5	$30 - 50 \% P_{\text{ref,Q-Test}}$	$50 \% P_{\text{ref,Q-Test}}$	
	6	$P_{\text{ref,Q-Test}}$	---	

Die Prüfpunkte 3 und 6 können entfallen, sofern diese Punkte durch die Überprüfung bei Maximalkapazität gemäß Tabelle 3 abgedeckt wurden.

- **Feldtest**

Bei Durchführung von Feldtests muss die Prüfung für die in Tabelle 12 und Tabelle 13 angeführten Werte durchgeführt werden. Die angegebenen Werte für die Haltedauer $T_{\text{Q-Test}}$ entsprechen dabei der Mindesthaltezeit nachdem der Einschwingvorgang abgeschlossen ist ($t \geq T_{\text{E,Q-Test}}$).

Blindleistungskapazität bei Maximalkapazität und unterhalb der Maximalkapazität:

Leistung zur Überprüfung der Blindleistungskapazität bei synchronen Stromerzeugungsanlagen bzw. -einheiten:

- $P_{Q\text{-Test}} \geq 90 \% P_{\text{ref},Q\text{-Test}}$

Leistung zur Überprüfung der Blindleistungskapazität bei nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen bzw. -einheiten:

- $P_{Q\text{-Test}} \geq 90 \% P_{\text{ref},Q\text{-Test}}$
- Sofern das Primärdargebot die Referenzleistung $P_{\text{ref},Q\text{-Test}}$ begrenzt, soll für $P_{Q\text{-Test}}$ die maximal zur Verfügung stehende Leistung verwendet werden. Die zur Verfügung stehende Leistung darf während der gesamten Überprüfung $60 \% P_{\text{ref},Q\text{-Test}}$ nicht unterschreiten.

Es soll bei vorherrschenden Betriebsbedingungen (aktuelle Betriebsspannung) der maximale Blindleistungsbereich durch Variation der Wirkleistungs- und Blindleistungswerte (unter- und übererregt) gemäß Tabelle 12 und Tabelle 13 ermittelt werden. Sofern mit dem relevanten Netzbetreiber abgestimmt, können auch von den möglichen Maximalwerten abweichende Blindleistungspunkte herangezogen werden, um unzulässige Betriebszustände im Netz zu vermeiden.

Eine Reduktion der Wirkleistung zur Erfüllung der vorgegebenen Blindleistungsbereiche ist zulässig, sofern die Nennscheinleistung eingehalten wird.

Unterhalb von $P = 0,2 P_{\text{ref},Q\text{-Test}}$ darf die Stromerzeugungsanlage keinen Sprung in der Blindleistung aufweisen. In diesem Bereich ist die Einhaltung des $P\text{-}Q/P_{\text{ref},Q\text{-Test}}$ -Bereichs nicht erforderlich. Liegt die Mindestleistung der Stromerzeugungsanlage oberhalb von $P = 0,2 P_{\text{ref},Q\text{-Test}}$, ist der Grenzwert von $P = 0,2 P_{\text{ref},Q\text{-Test}}$ durch $P = \text{Mindestleistung}$ zu ersetzen.

Tabelle 12: Einstellwerte und Haltezeiten für die Überprüfung der Blindleistungskapazität bei synchronen Stromerzeugungsanlagen bzw. -einheiten

	Messnummer	Wirkleistung	Haltezeit $T_{Q\text{-Test}}$
Maximal übererregt	1	Mindestleistung (Default-Wert: $0,2 P_{\text{ref},Q\text{-Test}}$)	jeweils mind. 1 Minuten
	2	$\frac{\text{Mindestleistung} + P_{\text{ref},Q\text{-Test}}}{2}$	
	3	$P_{\text{ref},Q\text{-Test}}$	
Maximal untererregt	4	Mindestleistung (Default-Wert: $0,2 P_{\text{ref},Q\text{-Test}}$)	
	5	$\frac{\text{Mindestleistung} + P_{\text{ref},Q\text{-Test}}}{2}$	
	6	$P_{\text{ref},Q\text{-Test}}$	

Tabelle 13: Einstellwerte und Haltezeiten für die Überprüfung der Blindleistungskapazität unterhalb der Maximalkapazität für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen bzw. -einheiten

	Messnummer	Wirkleistung	Wirkleistung Default- Werte	Haltezeit T_{Q-Test}
Maximal überer- regt	1	10 – 20 % $P_{ref,Q-Test}$	Mindestleistung	jeweils mind. 1 Minuten
	2	30 - 50 % $P_{ref,Q-Test}$	50 % $P_{ref,Q-Test}$	
	3	> 60 % $P_{ref,Q-Test}$	---	
Maximal unterer- regt	4	10 – 20 % $P_{ref,Q-Test}$	Mindestleistung	
	5	30 - 50 % $P_{ref,Q-Test}$	50 % $P_{ref,Q-Test}$	
	6	> 60 % $P_{ref,Q-Test}$	---	

Für die Messpunkte 3 und 6 ist die maximal zur Verfügung stehende Wirkleistung unter Berücksichtigung eines Sicherheitsabstandes für einen wirkleistungsmäßig stabilen Betrieb beim gewählten Arbeitspunkt zu verwenden.

6.7.4 Auswertung

Verwendung eines Netzsimulators / Prüfstandtest

Generell liegt bei Prüfstandtests der Messpunkt zur Auswertung an den Klemmen der Stromerzeugungseinheit. Falls weitere Elemente wie ein Transformator vorhanden sind, kann der Messpunkt auch von den Klemmen abweichen. Es sollen folgende Größen als 1-Minuten-Mittelwerte bestimmt werden:

- Wirkleistung
- Blindleistung
- Scheinleistung
- Außenleiterspannung oder Strangspannung (Leiter-Erde Spannung)
- Stufenschalterposition, falls ein Transformator mit Stufensteller verwendet wurde

Die Mittelung der Werte erfolgt frühestens nach dem Einschwingvorgang ($t \geq T_{E,Q-Test}$) und hat bis zur Vorgabe eines neuen Sollwerts zu erfolgen.

Feldtest

Es müssen folgende Größen als 1-Minuten-Mittelwert am Netzanschlusspunkt bzw. dem mit dem relevanten Netzbetreiber abgestimmten Messpunkt ermittelt werden:

- Wirkleistung
- Blindleistung
- Scheinleistung
- Außenleiterspannung oder Strangspannung (Leiter-Erde Spannung)
- Stufenschalterposition, falls ein Transformator mit Stufensteller verwendet wurde

Die Mittelung der Werte erfolgt frühestens nach dem Einschwingvorgang ($t \geq T_{E,Q-Test}$) und hat bis zur Vorgabe eines neuen Sollwerts zu erfolgen.

6.7.5 Dokumentation

Verwendung eines Netzsimulators / Prüfstandtest

Blindleistungskapazität bei Maximalkapazität

Es muss eine tabellarische Darstellung der ermittelten Werte für jeden Prüfpunkt erfolgen. Als Vorlagenbeispiel dient die vorliegende Tabelle 38 in Kapitel 8.3.7. Zusätzlich soll ein $U/U_{ref,Q-Test} - Q/P_{ref,Q-Test}$ Diagramm erstellt werden, in dem die ermittelten Werte (Hüllkurve) und der vom relevanten Netzbetreiber vorgegebene Blindleistungsbereich dargestellt sind. Eine beispielhafte Auswertung ist in Abbildung 40 dargestellt.

Blindleistungskapazität unterhalb der Maximalkapazität

Es muss eine tabellarische Darstellung sowohl für den Betrieb bei maximal untererregt als auch für maximal übererregt erfolgen. Als Vorlagenbeispiele dienen die Tabelle 38 und Tabelle 39 in Kapitel 8.3.7. Zusätzlich soll ein $P/P_{ref,Q-Test} - Q/P_{ref,Q-Test}$ Diagramm erstellt werden, in dem die ermittelten Werte und der vom relevanten Netzbetreiber vorgegebene Blindleistungsbereich für die unterschiedlichen Spannungswerte dargestellt sind.

Folgende Größen und Informationen müssen zusätzlich dokumentiert werden:

- Referenzleistung $P_{ref,Q-Test}$
- Referenzspannung $U_{ref,Q-Test}$
- Vorhandene Leistung P_{Q-Test} während der Überprüfung bzw. allfällige Leistungsbegrenzung
- Vorgegebener Blindleistungsbereich vom relevanten Netzbetreiber
- Stufenschalterposition, falls ein Transformator mit Stufensteller verwendet wurde
- Allgemeine Beschreibung des Prüfaufbaus bzw. der Überprüfung

Feldtest

Blindleistungskapazität bei und unterhalb Maximalkapazität

Es muss eine tabellarische Darstellung der ermittelten Werte für jeden Prüfpunkt erfolgen. Zusätzlich soll ein $U/U_{ref,Q-Test} - Q/P_{ref,Q-Test}$ und $P/P_{ref,Q-Test} - Q/P_{ref,Q-Test}$ Diagramm erstellt werden, in dem die ermittelten Werte und der vom relevanten Netzbetreiber vorgegebene Blindleistungsbereich bei der aktuellen Betriebsspannung dargestellt sind. Als Vorlagenbeispiele dient die Tabelle 40 in Kapitel 8.3.7.

Folgende Größen und Informationen müssen zusätzlich dokumentiert werden:

- Referenzleistung $P_{\text{ref,Q-Test}}$
- Referenzspannung $U_{\text{ref,Q-Test}}$
- Vorhandene Leistung $P_{\text{Q-Test}}$ während der Überprüfung bzw. allfällige Leistungsbegrenzung
- Vorgegebener Blindleistungsbereich vom relevanten Netzbetreiber
- Stufenschalterposition, falls ein Transformator mit Stufensteller verwendet wurde
- Allgemeine Beschreibung des Prüfaufbaus bzw. der Überprüfung

6.8 Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung

6.8.1 Allgemeines

Stromerzeugungsanlagen müssen die erforderliche Blindleistung im Rahmen des durch den relevanten Netzbetreiber vorgegebenen Verfahrens und Blindleistungsbereichs bereitstellen. Es müssen die mit dem relevanten Netzbetreiber vereinbarten Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung überprüft werden. Die Überprüfung der Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung erfolgt grundsätzlich am Netzanschlusspunkt. In Abstimmung mit dem relevanten Netzbetreiber kann auch ein abweichender Punkt zur Überprüfung herangezogen werden.

Falls zum Zeitpunkt der Überprüfung keine Kennlinie vom relevanten Netzbetreiber vorgegeben wurde, so soll eine parametrierbare repräsentative Kennlinie (Totband, zusätzliche Knickpunkte) gewählt werden.

Sofern bei dem vom relevanten Netzbetreiber vorgegebenen Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung mehrere für den Betrieb relevante Kennlinien hinterlegt sind, sollen alle Kennlinien im Zuge der Überprüfung des jeweiligen Verfahrens überprüft werden.

Der folgende Abschnitt dient zum Nachweis der Anforderungen entsprechend dem Kapitel 5.3.4 der TOR SEA Typ D. Gleichzeitig werden in diesem Abschnitt die Rahmenbedingungen zur Erfüllung der in Kapitel 5.8 genannten Bewertungs- und Akzeptanzkriterien, welche durch einen Test nachgewiesen werden sollen, beschrieben.

6.8.2 Prüfverfahren

Für den Test der Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung sind folgende Prüfverfahren zulässig:

- **Verstellung der Eingangssignale an der Steuerung vor Ort**

Dieses Prüfverfahren kann verwendet werden, wenn in der Steuerung der Stromerzeugungsanlage oder Stromerzeugungseinheit ein dedizierter Eingangslot bzw. eine Parametrier- oder Eingabemöglichkeit vorgesehen ist. Es können folgende Verstellungen des Eingangssignals vorgenommen werden:

- Direkte Sollwertvorgabe
- Direkte Verstellung des Eingangssignals (je nach Regelungsart, kann das Eingangssignal beispielsweise ein Messsignal sein.)
- Überlagerung eines Offsets zum Eingangssignal

- **Verwendung eines Netzsimulators / Prüfstandtest**

Bei diesem Prüfverfahren wird ein Netzsimulator verwendet, welcher durch Parametrierung verschiedene Netzbedingungen darstellt und somit eine Variation der gemessenen Spannung ermöglicht. Solch ein Prüfverfahren erfordert die Verwendung eines entsprechenden Hardware-In-the-Loop (HIL) Setups.

Die genaue Durchführung ist mit dem relevanten Netzbetreiber abzustimmen.

6.8.3 Prüfungsdurchführung

Sofern die gesamte Stromerzeugungsanlage überprüft wird, entspricht $P_{\text{ref,QB}} = P_{\text{max}}$. Wird auf Maschinenebene geprüft, ist für $P_{\text{ref,QB}}$ die Bemessungsleistung P_r der Einheit bzw. die Summe der Bemessungsleistungen der verwendeten Einheiten heranzuziehen.

Die Verharrungszeit jedes Messpunktes beträgt mindestens 1 Minute nachdem der Einschwingvorgang abgeschlossen ist ($t \geq T_{\text{E,QB}}$).

Während der dynamischen Vorgänge (bis Abschluss der Einschwingzeit) ist mindestens eine 200-ms-Mittelwertbildung der Größen erforderlich. Nach Abschluss des Einschwingvorganges ist eine 1-s-Mittelwertbildung für eine Zeitdauer von mindestens einer Minute durchzuführen.

Fester Verschiebungsfaktor $\cos(\varphi)$ fix

Unter einem festem Verschiebungsfaktor versteht man die Regelung eines fix vorgegebenen Verhältnisses zwischen der abgegebenen Wirk- und Scheinleistung (= Sollwert) an einer abgestimmten Messstelle.

Der Toleranzbereich und der Zeitraum für die Erfüllung des Sollwertes durch die Regelung werden zwischen dem Netzbenutzer und dem relevanten Netzbetreiber vereinbart. Folgende Werte werden für die Überprüfung bzw. Auswertung für synchrone und nichtsynchrone Stromerzeugungseinheiten bzw. -anlagen empfohlen:

- Toleranzbereich für die Beurteilung der dynamischen Zeiten: $\pm 1 \% P_{\text{ref,QB}}$
- Einschwingzeit $T_{\text{E,QB}} \leq 10 \text{ s}$

Die An- und Einschwingzeit sind für jeden Messpunkt auszuwerten.

Verwendung eines Netzsimulators / Prüfstandtest

Es müssen die Arbeitspunkte nach Tabelle 14 sowohl für den untererregten als auch den übererregten Zustand überprüft werden. Falls die Mindestleistung für einen stabilen Betrieb oberhalb von $20 \% P_{\text{ref,QB}}$ liegt, muss dieser Grenzwert durch die Mindestleistung ersetzt werden.

Eine beispielhafte Grafik ist in Abbildung 24 dargestellt.

Tabelle 14: Einstellende Arbeitspunkte für die Überprüfung der Methode $\cos \varphi$ fix

Messnummer	Spannung	Wirkleistung	$\cos \varphi$
1	$U_{\text{ref,QB}}$	$P_{\text{ref,QB}}$	1
2		$P_{\text{ref,QB}}$	0,97 unt.
3		$\frac{\text{Mindestleistung} + P_{\text{ref,QB}}}{2}$	
4		$\frac{\text{Mindestleistung} + P_{\text{ref,QB}}}{2}$	0,9 unt.
5		Mindestleistung	
6		Mindestleistung	0,9 über.
7		$\frac{\text{Mindestleistung} + P_{\text{ref,QB}}}{2}$	
8		$\frac{\text{Mindestleistung} + P_{\text{ref,QB}}}{2}$	0,97 über.
9		$P_{\text{ref,QB}}$	
10		$P_{\text{ref,QB}}$	1

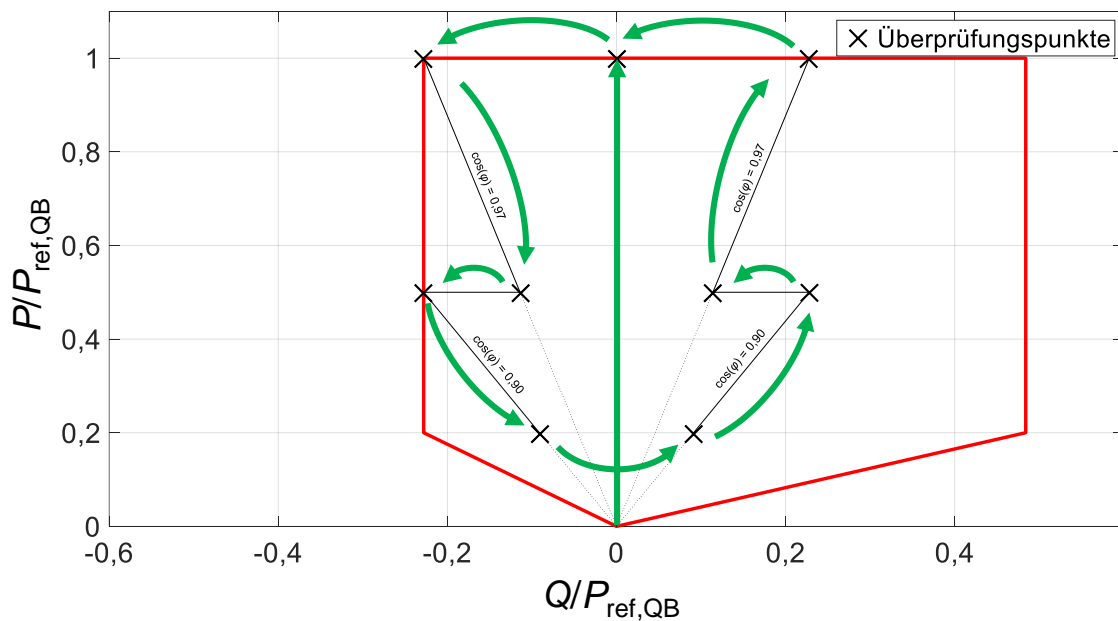


Abbildung 24: Beispielhafter Verlauf der Überprüfung der $\cos \varphi$ fix Regelung für Bereich I

Feldtest

Sofern kein Prüfstandstest möglich ist, soll die Überprüfung bei vorherrschenden Betriebszuständen wie bei den oben genannten Prüfstandstests stattfinden. Es sind dabei die aktuellen Netzzustände und die Verfügbarkeit des Primärenergieträgers zu berücksichtigen, welche möglicherweise abweichende Arbeitspunkte zur Überprüfung der $\cos \varphi$ fix Regelung erfordern.

Ist aufgrund der Verfügbarkeit des Primärenergieträgers der Arbeitspunkt $P_{\text{ref,QB}}$ nicht möglich, so ist die maximal zur Verfügung stehende Wirkleistung heranzuziehen. Es muss jedoch während der gesamten Überprüfung eine Leistung von mindestens 60 % $P_{\text{ref,QB}}$ zur Verfügung stehen.

Verschiebungsfaktor-/Wirkleistungskennlinie $\cos \varphi (P)$

Verwendung eines Netzsimulators / Prüfstandstest

Beim $\cos \varphi (P)$ Verfahren soll die vom relevanten Netzbetreiber vorgegebene Kennlinie mit den definierten Stützpunkten überprüft werden. In Abbildung 25 ist eine beispielhafte Kennlinie mit einem Knickpunkt bei $P/P_{\text{ref,QB}} = 0,5$ gegeben.

Der Toleranzbereich und der Zeitraum für die Erfüllung des Sollwertes durch die Regelung werden zwischen dem Netzbenutzer und dem relevanten Netzbetreiber vereinbart. Folgende Werte werden für die Überprüfung bzw. Auswertung für synchrone und nichtsynchrone Stromerzeugungseinheiten bzw. -anlagen empfohlen:

- Toleranzbereich für die Beurteilung der dynamischen Zeiten: $\pm 1 \% P_{\text{ref,QB}}$
- Anschlagzeit $T_{A,\text{QB}} \leq 1 \text{ s}$
- Einschwingzeit $T_{E,\text{QB}} \leq 10 \text{ s}$

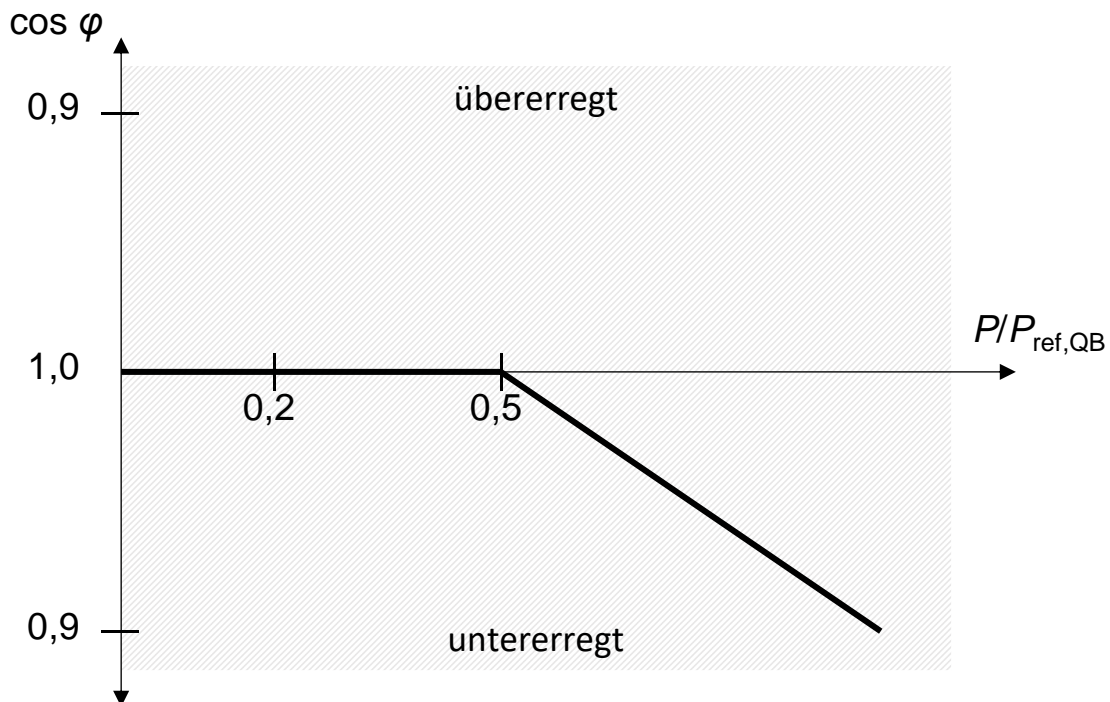


Abbildung 25: Beispielhafte Kennlinie für das Blindleistungsbereitstellungsverfahren $\cos \varphi (P)$

Um die stationäre Genauigkeit überprüfen zu können, soll von $P/P_{\text{ref,QB}} = 0,2$ ausgehend bis $P/P_{\text{ref,QB}} = 1$ die Wirkleistung in $P/P_{\text{ref,QB}} = 0,1$ Schritten gesteigert und anschließend vice versa mit gleicher Schrittweite bis $P/P_{\text{ref,QB}} = 0,2$ die Wirkleistung reduziert werden. Sofern sich die technische Mindestleistung von $P/P_{\text{ref,QB}} = 0,2$ unterscheidet, ist die technische Mindestleistung als untere Grenze zu wählen.

Als beispielhafte Darstellung zur Überprüfung der stationären Genauigkeit dient die Abbildung 26.

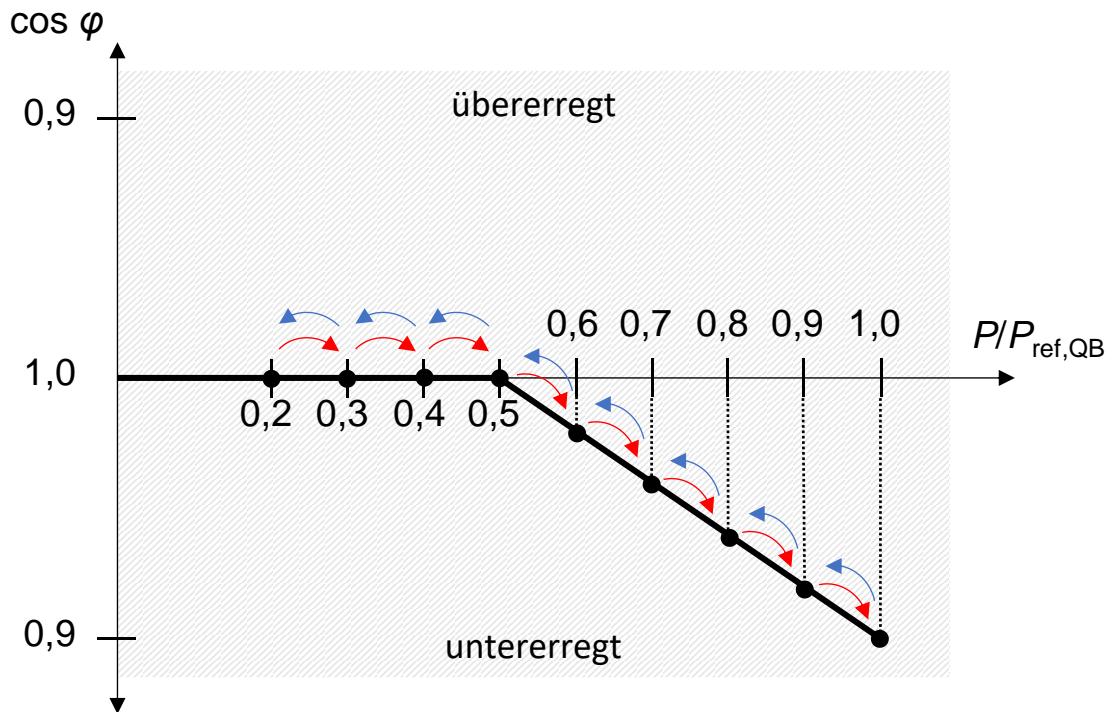


Abbildung 26: Beispielhafte Kennlinie für das Blindleistungsbereitungsverfahren $\cos \varphi (P)$ für die Überprüfung der stationären Genauigkeit

Die stationäre Genauigkeit ist nach dem abgeschlossenen Einschwingvorgang zu ermitteln.

Um das dynamische Verhalten der Regelung beurteilen zu können, sollen größere Wirkleistungssprünge durchgeführt werden. Dabei soll vom Knickpunkt, hier beispielhaft mit $P/P_{\text{ref,QB}} = 0,5$ symbolisiert, ausgehend bis $P/P_{\text{ref,QB}} = 1$ die Bereichsdurchführung in zwei Sprüngen stattfinden.

Als beispielhafte Darstellung zur Überprüfung des dynamischen Verhaltens dient die Abbildung 27.

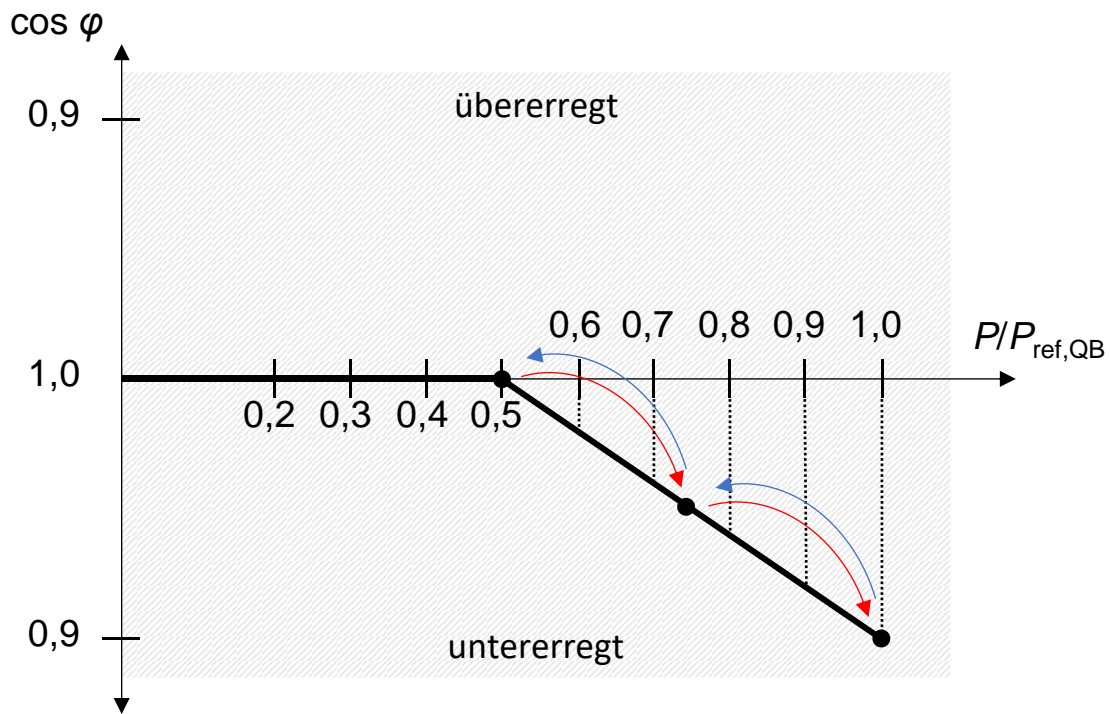


Abbildung 27: Beispielhafte Kennlinie für das Blindleistungsbereitstellungsverfahren $\cos \varphi (P)$ für die Überprüfung des dynamischen Verhaltens

Die Änderungsgeschwindigkeit der Wirkleistungssprünge muss mit dem höchstmöglichen, von der Stromerzeugungsanlage begrenzten, Gradienten erfolgen.

Feldtest

Sofern kein Prüfstandstest möglich ist, soll die Überprüfung bei vorherrschenden Betriebszuständen wie bei den oben genannten Prüfstandstests stattfinden. Es sind dabei die aktuellen Netzzustände und die Verfügbarkeit des Primärenergieträgers zu berücksichtigen, welche möglicherweise abweichende Arbeitspunkte zur Überprüfung der $\cos \varphi (P)$ Regelung erfordern.

Ist aufgrund der Verfügbarkeit des Primärenergieträgers der Arbeitspunkt $P_{\text{ref,QB}}$ nicht möglich, so ist die maximal zur Verfügung stehende Wirkleistung heranzuziehen. Es muss jedoch während der gesamten Überprüfung eine Leistung von mindestens 60 % $P_{\text{ref,QB}}$ zur Verfügung stehen.

Feste Blindleistung Q fix

Unter einer festen Blindleistung versteht man die Regelung eines fix vorgegebenen Blindleistungswertes, welcher unabhängig von der eingespeisten Wirkleistung, an einer abgestimmten Messstelle eingestellt werden muss.

Der Toleranzbereich und der Zeitraum für die Erfüllung des Sollwertes durch die Regelung werden zwischen dem Netzbenutzer und dem relevanten Netzbetreiber vereinbart. Folgende Werte werden

für die Überprüfung bzw. Auswertung für synchrone und nichtsynchrone Stromerzeugungseinheiten bzw. -anlagen empfohlen:

- Toleranzbereich für die Beurteilung der dynamischen Zeiten: $\pm 1 \% P_{\text{ref,QB}}$
- Anschlagzeit $T_{A,\text{QB}} \leq 1 \text{ s}$
- Einschwingzeit $T_{E,\text{QB}} \leq 10 \text{ s}$

Verwendung eines Netzsimulators / Prüfstandtest

Es müssen die Arbeitspunkte nach Tabelle 15 eingestellt werden. Die vorgegebenen Sollwerte sollen von einem Arbeitspunkt bei vorgegebener Wirkleistung angefahren werden. Falls die Mindestleistung für einen stabilen Betrieb oberhalb von 20 % $P_{\text{ref,QB}}$ liegt, muss dieser Grenzwert durch die Mindestleistung ersetzt werden.

Eine beispielhafte Grafik ist in Abbildung 28 dargestellt.

Tabelle 15: Einzustellende Arbeitspunkte für die Überprüfung der Methode Q fix

Messnummer	Spannung	Wirkleistung	$Q/P_{\text{ref,QB}}$
1	$U_{\text{ref,QB}}$	$P_{\text{ref,QB}}$	0
2		$\frac{\text{Mindestleistung} + P_{\text{ref,QB}}}{2}$	- 0,228 (unt.)
3			- 0,114 (unt.)
4		Mindestleistung	0,114 (über.)
5			0,228 (über.)
6		$\frac{\text{Mindestleistung} + P_{\text{ref,QB}}}{2}$	0
7			
8		$P_{\text{ref,QB}}$	
9			
10			

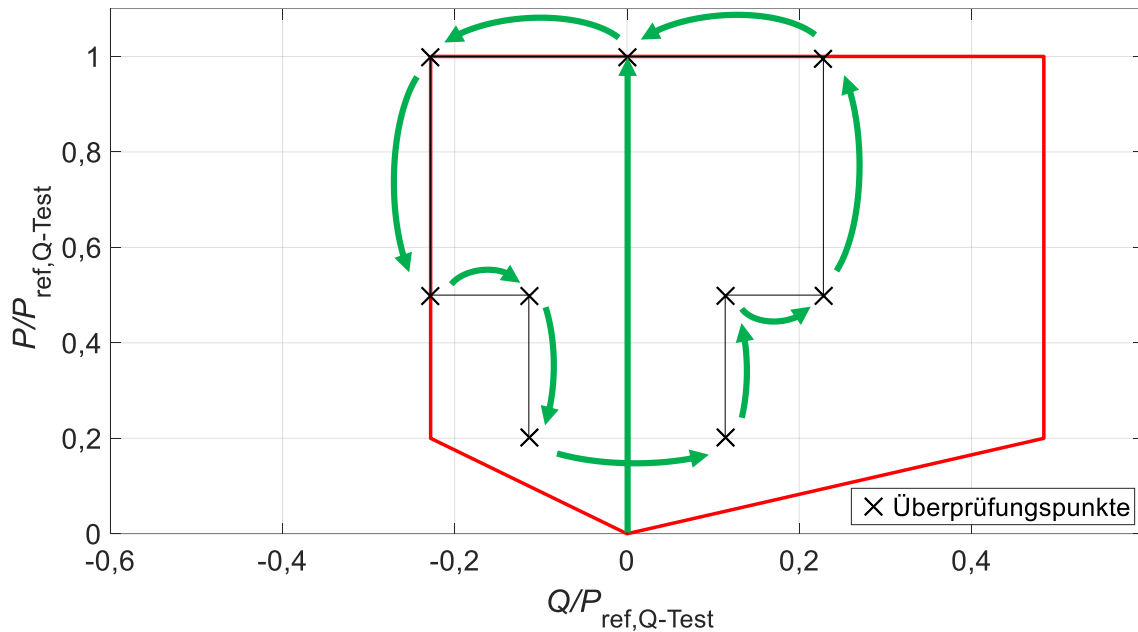


Abbildung 28: Beispielhafter Verlauf der Überprüfung der Q fix Regelung für Bereich I

Feldtests

Sofern kein Prüfstandstest möglich ist, soll die Überprüfung bei vorherrschenden Betriebszuständen wie bei den oben genannten Prüfstandstests stattfinden. Es sind dabei die aktuellen Netzzustände und die Verfügbarkeit des Primärenergieträgers zu berücksichtigen, welche möglicherweise abweichende Arbeitspunkte zur Überprüfung der Q fix Regelung erfordern.

Ist aufgrund der Verfügbarkeit des Primärenergieträgers der Arbeitspunkt $P_{\text{ref,QB}}$ nicht möglich, so ist die maximal zur Verfügung stehende Wirkleistung heranzuziehen. Es muss jedoch während der gesamten Überprüfung eine Leistung von mindestens 60 % $P_{\text{ref,QB}}$ zur Verfügung stehen.

Blindleistungs-/Spannungskennlinie $Q(U)$

Unter der Blindleistungs-/Spannungskennlinie $Q(U)$ wird die Regelung der Blindleistung in Abhängigkeit der Spannung verstanden. Die Kennlinie wird durch Stützpunkte definiert, welche vom relevanten Netzbetreiber vorgegeben werden.

Der Toleranzbereich und der Zeitraum für die Erfüllung des Sollwertes durch die Regelung werden zwischen dem Netzbetreiber und dem relevanten Netzbetreiber vereinbart. Folgende Werte werden für die Überprüfung bzw. Auswertung für synchrone und nichtsynchrone Stromerzeugungseinheiten bzw. -anlagen empfohlen:

- Toleranzbereich für die Beurteilung der dynamischen Zeiten: $\pm 1 \% P_{\text{ref,QB}}$
- Anschlagzeit $T_{A,QB} \leq 1 \text{ s}$
- Einschwingzeit $T_{E,QB} \leq 10 \text{ s}$

Für größere Leistungen können die Werte für die An- und Einschwingzeit deutlich von den empfohlenen Werten abweichen.

Verwendung eines Netzsimulators / Prüfstandtest

Der Ausgangspunkt sowohl für den untererregten als auch für den übererregten Bereich ist bei Kennlinien mit Totband der Mittelpunkt des Totbandbandes und bei Kennlinien ohne Totband der Schnittpunkt bei $Q = 0$ (Anmerkung: in der Regel liegt dieser Schnittpunkt bei $U/U_{\text{ref,QB}} = 1$ pu).

Für Kurven mit Totband gilt folgendes Überprüfungsschema sowohl für den untererregten als auch für den übererregten Bereich:

- Spannung auf Ausgangspunkt einstellen
- Eckpunkt des Totbandes anfahren
- Überprüfung der linearen Kennlinie vom Eckpunkt ausgehend bis zum Sättigungspunkt (Maximalwert), aufgeteilt in zwei Schritte
- Sofern mehrere Knickpunkte gegeben sind, ist der vorher genannte Punkt dementsprechend für jeden linearen Teilabschnitt der Kennlinie durchzuführen

In Abbildung 29 ist eine typische $Q(U)$ -Kennlinie (mit Totband) mit den dazugehörigen Überprüfungspunkten dargestellt.

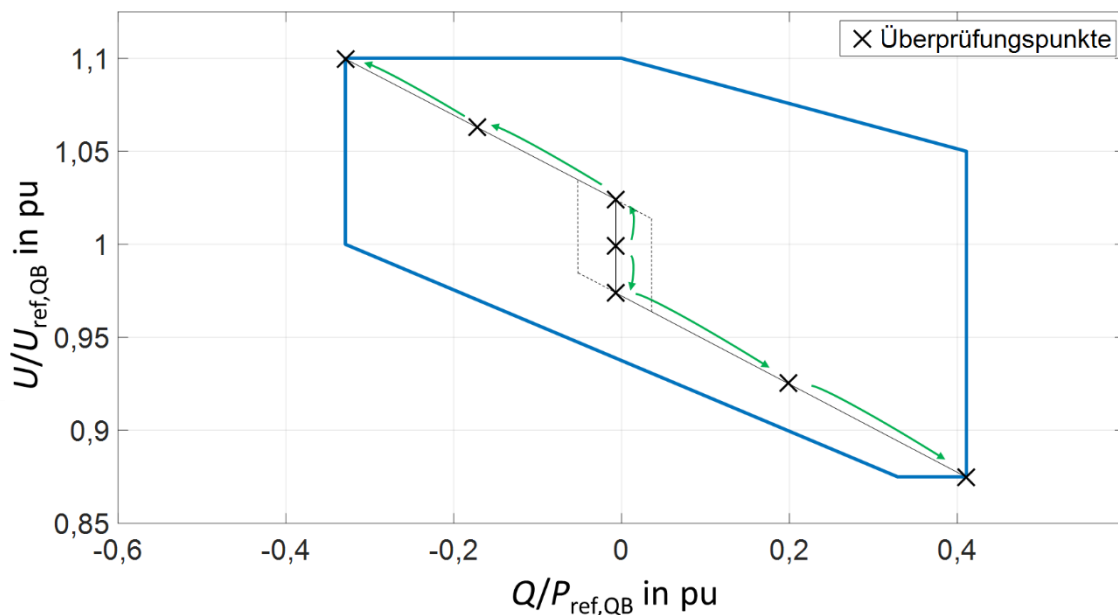


Abbildung 29: Beispielhafter Blindleistungsbereich mit $Q(U)$ -Kennlinie mit Totband

Für Kurven ohne Totband gilt folgendes Überprüfungsschema sowohl für den untererregten als auch für den übererregten Bereich:

- Spannung auf Ausgangspunkt einstellen
- Überprüfung der linearen Kennlinie vom Ausgangspunkt ausgehend bis zum Sättigungspunkt (Maximalwert), aufgeteilt in zwei Schritte
- Sofern Knickpunkte vorhanden sind, ist der vorher genannte Punkt dementsprechend für jeden linearen Teilabschnitt der Kennlinie durchzuführen

In Abbildung 30 ist eine typische $Q(U)$ -Kennlinie (ohne Totband) mit den dazugehörigen Überprüfungspunkten dargestellt.

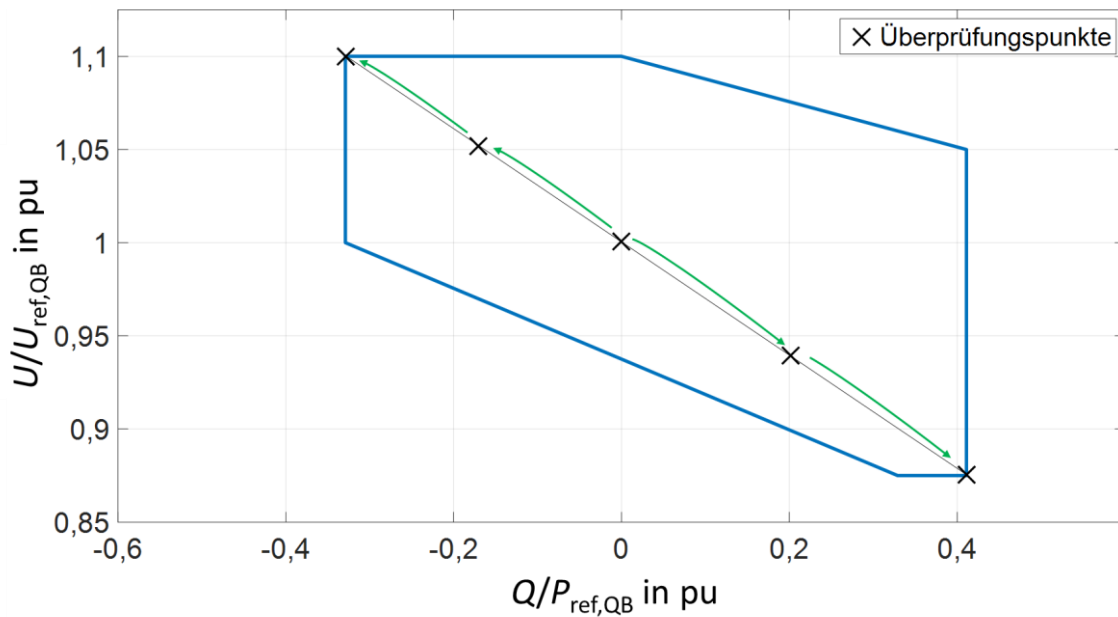


Abbildung 30: Beispielhafter Blindleistungsbereich mit $Q(U)$ -Kennlinie ohne Totband für Bereich II

Feldtests

Sofern kein Prüfstandstest möglich ist, soll die Überprüfung bei vorherrschenden Betriebszuständen wie bei den oben genannten Prüfstandstests stattfinden. Es sind dabei jedoch die aktuellen Netzzustände und die Verfügbarkeit des Primärenergieträgers zu berücksichtigen, welche möglicherweise abweichende Arbeitspunkte zur Überprüfung der Blindleistungs-/Spannungskennlinie $Q(U)$ erfordern.

Ist aufgrund der Verfügbarkeit des Primärenergieträgers der Arbeitspunkt $P_{ref,QB}$ nicht möglich, so ist die maximal zur Verfügung stehende Wirkleistung heranzuziehen. Es muss jedoch während der gesamten Überprüfung eine Leistung von mindestens 60 % $P_{ref,QB}$ zur Verfügung stehen.

6.8.4 Auswertung

Folgend wird die Auswertung für jedes der erwähnten Blindleistungsbereitstellungsverfahren beschrieben.

Fester Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$ fix

Es müssen folgende Größen ausgewertet werden:

- Sollwert des $\cos \varphi_{Soll,QB}$

- Alle mit dem relevanten Netzbetreiber abgestimmte bzw. verwendete Werte (Toleranzbänder, Zeiten, Einstellgenauigkeiten, ...)
- Während der Messung ermittelter $\cos \varphi$
- Abweichung vom Sollwert
- Wirkleistung P_{QB}
- Blindleistung Q_{QB}
- Spannung U_{QB}
- An- und Einschwingzeit

Verschiebungsfaktor-/Wirkleistungskennlinie $\cos \varphi (P)$

Es müssen folgende Größen ausgewertet werden:

- Sollwert des $\cos \varphi_{\text{Soll,QB}}$, ermittelt durch die jeweilige(n) Kennlinie(n)
- Während der Messung ermittelter $\cos \varphi$
- Abweichung vom Sollwert
- Wirkleistung P_{QB}
- Blindleistung Q_{QB}
- Spannung U_{QB}
- An- und Einschwingzeit

Feste Blindleistung $Q \text{ fix}$

Es müssen folgende Größen ausgewertet werden:

- Sollwert $Q_{\text{Soll,QB}}$ der Blindleistung
- Wirkleistung P_{QB}
- Blindleistung Q_{QB}
- Stationäre Abweichung ΔQ_{QB} der Blindleistung vom Sollwert
- Spannung U_{QB}
- An- und Einschwingzeit

Blindleistungs-/Spannungskennlinie $Q(U)$

Es müssen folgende Größen ausgewertet werden:

- Sollwert $Q_{\text{Soll,QB}}$ der Blindleistung, ermittelt durch die jeweilige(n) Kennlinie(n)
- Blindleistung Q_{QB}
- Stationäre Abweichung ΔQ_{QB} der Blindleistung vom Sollwert
- Wirkleistung P_{QB}
- Spannung U_{QB}
- Stützpunkte der jeweiligen Kennlinie(n)
- An- und Einschwingzeit bei Überprüfungspunkten im linearen Kennlinienbereich

6.8.5 Dokumentation

Es muss eine tabellarische Darstellung für alle in Kapitel 6.8.4 ermittelten Werte erfolgen. Als Vorlagenbeispiele dienen die Tabelle 43, Tabelle 44, Tabelle 45 und Tabelle 46.

Folgende Größen und Informationen müssen zusätzlich dokumentiert werden:

- Referenzleistung $P_{\text{ref,QB}}$
- Referenzspannung $U_{\text{ref,QB}}$
- Vorhandene Leistung P_{QB} während der Überprüfung bzw. allfällige Leistungsbegrenzung
- Vorgegebenes Blindleistungsbereitstellungsverfahren vom relevanten Netzbetreiber
- Allgemeine Beschreibung des Prüfaufbaus bzw. der Überprüfung
- Diagramme mit dem vorgegebenen Blindleistungsbereich, ermittelten Messpunkten und inter- und extrapolierten Geraden, passend zum jeweiligen Verfahren

6.9 Sollwertvorgabe und Umschaltung von $Q(U)$ -Kennlinien

6.9.1 Allgemeines

Im Zuge des Tests der Sollwertvorgabe durch den Netzbetreiber sollen sowohl die relevanten Kommunikationseinrichtungen als auch die Erfüllung der Sollwertvorgabe für die Wirk- und Blindleistung überprüft werden.

Der folgende Abschnitt dient zum Nachweis der Anforderungen entsprechend dem Kapitel 5.3.4 und 5.4.1 der TOR SEA Typ D. Gleichzeitig werden in diesem Abschnitt die Rahmenbedingungen zur Erfüllung der in Kapitel 5.9 genannten Bewertungs- und Akzeptanzkriterien, welche durch einen Test nachgewiesen werden sollen, beschrieben.

6.9.2 Prüfverfahren

Folgende Testverfahren sind für die Überprüfung der Sollwertvorgabe zulässig:

- **Sollwertvorgabe durch den relevanten Netzbetreiber**

Über die relevanten Kommunikationseinrichtungen kann durch die Vorgabe eines Sollwerts P - bzw. Q -Sollwerts eine Reaktion der Stromerzeugungseinheit – bzw. -anlage hervorgerufen werden.

Folgende Testverfahren sind für die Überprüfung der Umschaltung auf andere $Q(U)$ -Kennlinien zulässig:

- **Sollwertvorgabe durch den relevanten Netzbetreiber**

Über die relevanten Kommunikationseinrichtungen kann durch die Vorgabe eines Signals eine Umschaltung der $Q(U)$ -Kennlinie hervorgerufen werden.

In Abstimmung mit dem relevanten Netzbetreiber sind auch anderwärtige Testverfahren zulässig.

6.9.3 Prüfdurchführung

Sofern die gesamte Stromerzeugungsanlage überprüft wird, entspricht $P_{\text{ref,Sollwert}} = P_{\text{max}}$. Wird auf Maschinenebene bzw. Blockebene geprüft, ist für $P_{\text{ref,Sollwert}}$ die Bemessungsleistung P_r der Einheit bzw. die Summe der Bemessungsleistungen der verwendeten Einheiten heranzuziehen. $Q_{\text{ref,Sollwert}}$ entspricht dabei dem gemäß vorgegebenen Blindleistungsbereich (Bereich I, II, III) betragsmäßig maximalen Blindleistungswertes, welcher erfüllt werden muss.

Die Aufzeichnung soll eine Minute vor der ersten Sollwertsetzung beginnen und eine Minute nach Ermittlung der relevanten Größen nach der letzten Sollwertsetzung enden. Die relevanten Größen sollen als 1-Minuten-Mittelwerte berechnet werden.

Nach jeder Sollwertsetzung soll nach Abklingen der Einschwingzeit für eine Minute der Arbeitspunkt gehalten werden.

Die Abweichung der Wirkleistung vom Sollwert (Einstellgenauigkeit) darf maximal $\pm 5\%$ $P_{\text{ref,Sollwert}}$ betragen. Für die Blindleistung ist ein Toleranzband von $\pm 5\%$ $Q_{\text{ref,Sollwert}}$ vorgesehen.

Zusätzlich muss bei Sollwertsprüngen der Wirkleistung der Leistungsgradient bestimmt werden.

Die Realisierung der Wirkleistungsvorgabe hat mit einem Wirkleistungsgradient im Bereich des minimalen bis maximalen Wirkleistungsgradienten zu erfolgen. Die Wirkleistungsgradienten sind mit folgenden Grenzwerten bestimmt:

- Minimalgradient (Untergrenze): $1,66\%$ $P_{\text{ref,Sollwert}}/\text{Minute}$
- Maximalgradient (Obergrenze): 40% $P_{\text{ref,Sollwert}}/\text{Minute}$

Die Realisierung der Blindleistungs-Sollwertvorgabe muss spätestens nach 1 Minute und schnellstens mit dem relevanten Netzbetreiber abgestimmten Maximalgradient an der Messstelle erfolgen.

Überprüfung der Sollwertvorgabe für den Wirkleistungsbereich:

Die Überprüfung der Sollwertvorgabe für den Wirkleistungsbereich soll anhand von Wirkleistungssprüngen von einem aktuellen Wirkleistungsbetriebspunkt erfolgen. Dabei ist eine Blindleistung von $Q = 0$ einzustellen. Es müssen mindestens zwei Sprünge je mindestens 20% $P_{\text{ref,Sollwert}}$ stattfinden.

Überprüfung der Sollwertvorgabe für den Blindleistungsbereich:

Die Überprüfung der Sollwertvorgabe für den Blindleistungsbereich ist folgendermaßen durchzuführen. Der Wirkleistungsarbeitspunkt entspricht dem derzeitigen Betriebspunkt und der Blindleistungsbetriebspunkt soll Null betragen.

- Herstellen des Ausgangszustandes ($P_{\text{Sollwert}} = \text{aktueller Betriebspunkt}$ und $Q_{\text{Sollwert}} = 0$)
- Sprung auf mindestens 20% $Q_{\text{ref,Sollwert}}$ übererregt

- Erneutes Herstellen des Ausgangszustandes ($P_{\text{Sollwert}} = \text{aktueller Betriebspunkt}$ und $Q_{\text{Sollwert}} = 0$)
- Sprung auf mindestens 20 % $Q_{\text{ref,Sollwert}}$ untererregt

Sofern mit dem relevanten Netzbetreiber abgestimmt, können auch von den möglichen Maximalwerten abweichende Blindleistungspunkte herangezogen werden, um unzulässige Betriebszustände im Netz zu vermeiden.

Umschaltung auf andere $Q(U)$ -Kennlinien

Vor Durchführung der Überprüfung der Umschaltung auf andere $Q(U)$ -Kennlinien muss folgender Ausgangszustand hergestellt werden:

- Wirkleistung, welche einen stabilen Betrieb gewährleistet
- Aktivierung der standardmäßig vorgegeben $Q(U)$ -Kennlinie

Anschließend erfolgt vom Ausgangszustand eine Sollwertvorgabe durch den relevanten Netzbetreiber für alle hinterlegten $Q(U)$ -Kennlinien. Der Test gilt als bestanden, sofern die Leittechnik eine Umschaltung auf die jeweilige $Q(U)$ -Kennlinie triggert.

6.9.4 Auswertung

Die Auswertung Wirkleistungs- und Blindleistungsgradienten hat gemäß Abbildung 31 zu erfolgen.

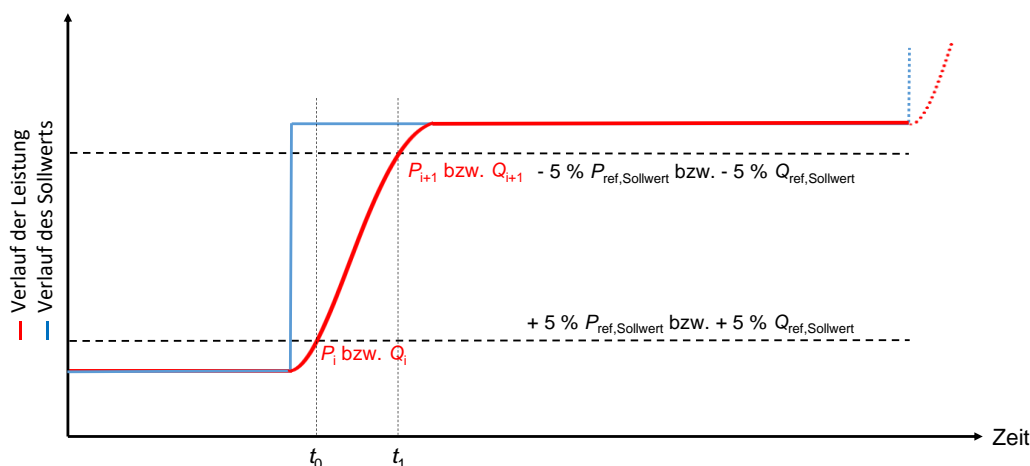


Abbildung 31: Beispielhafte Darstellung zur Ermittlung der erforderlichen Größen für die Überprüfung der Sollwertvorgabe

Ermittlungsvorschrift für den Wirkleistungsgradienten:

$$\frac{\Delta P}{\Delta t} = \frac{P_{i+1} - P_1}{t_1 - t_0} \quad \text{mit} \quad \left[\frac{\Delta P}{\Delta t} \right] = \frac{\% P_{\text{ref,Sollwert}}}{\text{Minute}}$$

Ermittlungsvorschrift für den Blindleistungsgradienten:

$$\frac{\Delta Q}{\Delta t} = \frac{Q_{i+1} - Q_i}{t_1 - t_0} \quad \text{mit} \quad \left[\frac{\Delta Q}{\Delta t} \right] = \frac{\% Q_{\text{ref,Sollwert}}}{\text{Minute}}$$

6.9.5 Dokumentation

Es muss eine tabellarische Darstellung für alle in 6.9 ermittelten Werte erfolgen. Als Vorlagenbeispiele dienen die Tabelle 47, Tabelle 48 und Tabelle 49 in Kapitel 8.3.10.

- Messschrieb mit Sollwert- und Istwertverlauf der Wirkleistung
- Ermittelter Wirkleistungsgradient $\frac{\Delta P}{\Delta t}$
- Ermittelte Abweichung des Istwerts vom gesetzten Sollwert ΔP

- Messschrieb mit Sollwert- und Istwertverlauf der Blindleistung
- Ermittelter Blindleistungsgradient $\frac{\Delta Q}{\Delta t}$
- Ermittelte Abweichung des Istwerts vom gesetzten Sollwert ΔQ

Folgende Größen und Informationen müssen zusätzlich dokumentiert werden:

- Referenzwirkleistung $P_{\text{ref,Sollwert}}$
- Referenzblindleistung $Q_{\text{ref,Sollwert}}$
- Referenzspannung $U_{\text{ref,Sollwert}}$
- Vorhandene Leistung $P_{\text{Q-Sollwert}}$ während der Überprüfung bzw. allfällige Leistungsbegrenzung
- Vorgegebener Blindleistungsbereich vom relevanten Netzbetreiber
- Allgemeine Beschreibung des Prüfaufbaus bzw. der Überprüfung
- Verwendete Protokolle
- Gateway
- Schnittstellen

6.10 Systemschutz

6.10.1 Allgemeines

Das vorliegende Kapitel beschreibt die Überprüfung der Umschaltung auf einen spannungsstützenden Regelmodus im Sinne des Systemschutzplans.

Der folgende Abschnitt dient zum Nachweis der Anforderungen entsprechend dem Kapitel 5.3.4 und 5.4.3 der TOR SEA Typ D. Gleichzeitig werden in diesem Abschnitt die Rahmenbedingungen zur Erfüllung der in Kapitel 5.10 genannten Bewertungs- und Akzeptanzkriterien, welche durch einen Test nachgewiesen werden sollen, beschrieben.

6.10.2 Prüfverfahren

Folgende Testverfahren sind für die Überprüfung der Umschaltung auf einen spannungsstützenden Regelmodus im Sinne des Systemschutzplans zulässig:

- **Verstellung der Eingangssignale an der Steuerung vor Ort**

Dieses Prüfverfahren kann verwendet werden, wenn in der Steuerung der Stromerzeugungsanlage oder Stromerzeugungseinheit ein dedizierter Eingangslot bzw. eine Parametrier- oder Eingabemöglichkeit vorgesehen ist.

6.10.3 Prüfdurchführung

Umschaltung auf einen spannungsstützenden Regelmodus im Sinne des Systemschutzplans

Vor Durchführung der Umschaltung auf einen spannungsstützenden Regelmodus im Sinne des Systemschutzplans muss folgender Ausgangszustand hergestellt werden:

- Wirkleistung, welche einen stabilen Betrieb gewährleistet
- Aktivierung des vorgegebenen Verfahrens zur Blindleistungsregelung für den Normalbetrieb
- Signalvorgabe (Dummy-Signal) der Spannung auf $U/U_{\text{ref, Systemschutz}} = 1 \text{ pu}$

Anschließend erfolgt vom Ausgangszustand eine Änderung der Signalvorgabe (Dummy-Signal) der Spannung, welche den Schwellwert für die Aktivierung des spannungsstützenden Regelmodus im Sinne des Systemschutzplans zuerst unter- und anschließend überschreitet. In der Regel, sofern mit dem relevanten Netzbetreiber nichts anderes vereinbart, entsprechen die Grenzwerte einem Spannungswert von $U/U_{\text{ref, Systemschutz}} = 0,95 \text{ pu}$ bzw. $U/U_{\text{ref, Systemschutz}} = 1,05 \text{ pu}$. Das Spannungssignal darf nicht $U/U_{\text{ref, Systemschutz}} = 0,90 \text{ pu}$ unter- bzw. $U/U_{\text{ref, Systemschutz}} = 1,10 \text{ pu}$ überschreiten.

Nach erfolgreicher Einstellung des Dummy-Signals muss eine über die Leittechnik getriggerte Umschaltung auf den spannungsstützenden Regelmodus gemäß Systemschutzplan erfolgen.

Nach erfolgreicher Prüfung soll durch eine erneute Änderung des Spannungssignals ebenfalls die Umschaltung auf das für den Normalbetrieb vorgegebene Verfahren zur Blindleistungsregelung überprüft werden.

6.10.4 Auswertung

Diesbezüglich sind keine Anforderungen vorgesehen.

6.10.5 Dokumentation

Es muss eine tabellarische Darstellung für alle in 6.10 ermittelten Werte erfolgen. Als Vorlagenbeispiele dienen die Tabelle 50 und Tabelle 51 in Kapitel 8.3.11.

- Messchrieb mit Spannung, Wirk- und Blindleistung und eingezeichneten Zeitpunkt der Umschaltung

- Referenzleistung $P_{\text{ref, Systemschutz}}$
- Wirkleistung $P_{\text{Systemschutz}}$
- Blindleistung $Q_{\text{Systemschutz}}$
- Referenzspannung $U_{\text{ref, Systemschutz}}$
- Spannung $U_{\text{Systemschutz}}$
- Simuliertes Dummy-Spannungssignal
- Spannungsgrenze für die Aktivierung des Systemschutzplans
- Blindleistungsbereitstellungsverfahren vor Umschaltung
- Art des spannungsstützenden Verfahrens (ev. Kennlinien) nach Umschaltung

6.11 Abfangen auf Eigenbedarfsbetrieb⁷

6.11.1 Allgemeines

Stromerzeugungsanlagen mit einer Mindestneusynchronisationszeit von mehr als 15 Minuten müssen nach der Trennung von einer externen Stromversorgung darauf ausgelegt sein, sich von jedem Betriebspunkt ihres P-Q-Diagramms auf Eigenbedarfsbetrieb abzufangen. Sofern eine Mindestneusynchronisationszeit mit $T \leq 15$ Minuten vom Netzbetreiber vertraglich bestätigt wird, muss die nachstehende Überprüfung nicht durchgeführt werden.

Die Überprüfung des Abfangens auf Eigenbedarfsbetrieb hat in Abstimmung mit dem relevanten Netzbetreiber zu erfolgen.

Der folgende Abschnitt dient zum Nachweis der Anforderungen entsprechend dem Kapitel 5.5.5 der TOR SEA Typ D. Gleichzeitig werden in diesem Abschnitt die Rahmenbedingungen zur Erfüllung der in Kapitel 5.11 genannten Bewertungs- und Akzeptanzkriterien, welche durch einen Test nachgewiesen werden sollen, beschrieben.

6.11.2 Prüfverfahren

Für den Test des Abfangens auf Eigenbedarfsbetrieb sind folgende Prüfverfahren zulässig:

- **Signalvorgabe an Schutzvorrichtungen**
Durch eine Signalvorgabe an Schutzvorrichtungen soll die Trennung vom Netz getriggert werden.
- **Signalvorgabe über die Leittechnik**
Direkte Signalvorgabe der Leistungsschalteröffnung über die Leittechnik.

In Abstimmung mit dem relevanten Netzbetreiber sind auch weitere Prüfverfahren zulässig.

⁷ Der gemäß NC RfG verwendete Begriff „Abfangen auf Eigenbedarfsbetrieb“ kann grundsätzlich weiter gefasst werden. Im Falle eines plötzlichen Lastabwurfs einer Stromerzeugungsanlage (z.B. aufgrund von Störungen im elektrischen Netz außerhalb der Stromerzeugungsanlage) soll im Sinne der Netzsicherheit sichergestellt werden, dass sich Stromerzeugungsanlagen entweder auf Eigenbedarf oder Leerlauf (je nach verbleibender Restleistung) stabil abfangen, um sich nach Störungsbehebung schnell resynchronisieren zu können.

6.11.3 Prüfungsdurchführung

Die Aufzeichnung der relevanten Größen erfolgt mindestens fünf Minuten vor Trennung vom Netz und mindestens 5 Minuten nach Neusynchronisation. Für die Referenzleistung $P_{\text{ref,EB}}$ ist die Maximalkapazität P_{max} heranzuziehen.

Die Überprüfung ist in zwei Stufen gegliedert, welche in Abbildung 32 entnommen werden kann.

Vor der Überprüfung ist folgender Betriebspunkt einzustellen:

- $P_{\text{EB}} = P_{\text{ref,EB}}$
- $Q_{\text{EB}} = 0$
- Die Spannung entspricht dem vorliegenden Netzzustand

In Abstimmung mit dem relevanten Netzbetreiber kann auch ein abweichender Betriebspunkt gewählt werden, um unzulässige Betriebszustände im Netz zu vermeiden.

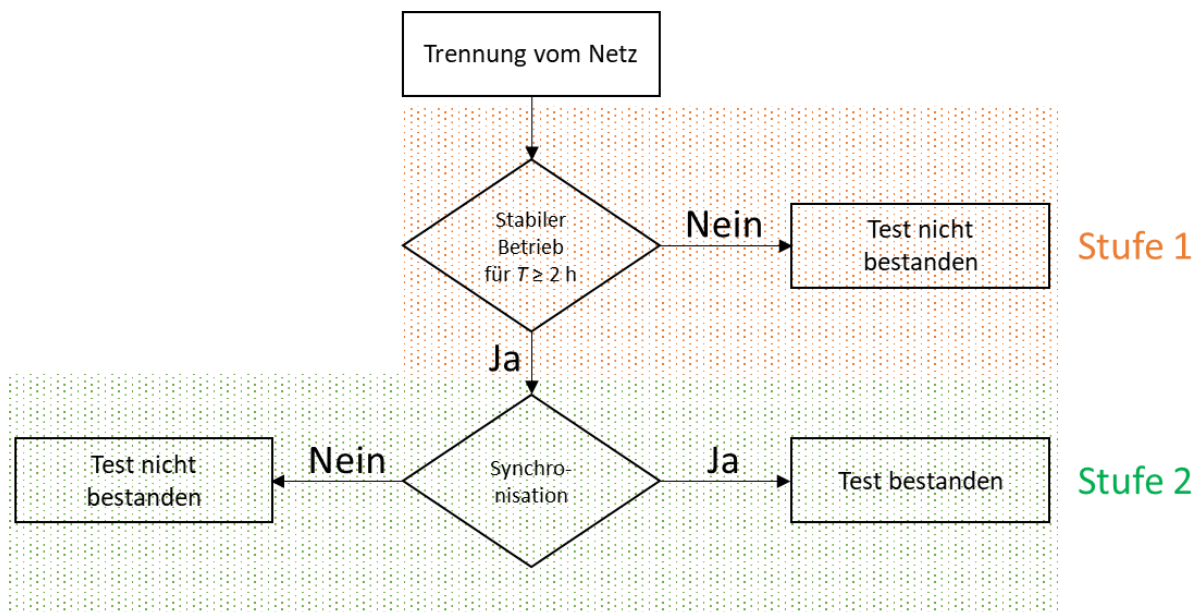


Abbildung 32: Prüfungsablauf für den Test des Abfangens auf Eigenbedarfsbetrieb

Stufe 1:

In der Stufe 1 wird über die Trennung vom Netz überprüft, ob sich die Stromerzeugungsanlage bzw. -einheit nach einer sprunghaften Entlastung in einem stabilen Betrieb abfängt. Der stabile Betrieb (Eigenbedarfs- oder Leerlaufbetrieb) muss für einen Zeitraum von mindestens 2 Stunden gehalten werden (Sicherstellung, dass die Synchronisationsvorrichtung für diesen Zeitraum blockiert ist). Erfolgt kein stabiler Betrieb, wird der Test als nicht bestanden bewertet.

In Abstimmung mit dem relevanten Netzbetreiber kann auch ein anderwärtiger Zeitraum festgelegt werden.

Stufe 2:

Stufe 2 sieht die Neusynchronisation der Stromerzeugungsanlage vor. Bei erfolgreicher Neusynchronisation gilt der Test als bestanden.

6.11.4 Auswertung

Diesbezüglich sind keine Anforderungen an Stromerzeugungsanlagen vorgesehen.

6.11.5 Dokumentation

Die relevanten Größen sollen als 30-s-Mittelwerte ermittelt werden.

Folgende Größen müssen dokumentiert werden:

- Messschrieb der gesamten Überprüfung mit Markierung des Zeitpunktes der Trennung der Stromerzeugungsanlage vom Netz und des Zeitpunktes der Neusynchronisation
 - Effektivwert der Spannung
 - Wirkleistung P_{EB}
 - Blindleistung Q_{EB}
- Zeitpunkt der Trennung der Stromerzeugungsanlage vom Netz $t_{\text{Anfang,EB}}$
- Zeitpunkt der Neusynchronisation mit dem Netz $t_{\text{Ende,EB}}$
- Referenzleistung $P_{\text{ref,EB}}$

Die Tabelle 52 und Tabelle 53 in Kapitel 8.3.12 dienen als Beispielvorgaben für die Dokumentation der erforderlichen Größen.

7 Vorschriften für Konformitätssimulationen

7.1 Besondere Anforderungen an Stromerzeugungsanlagen innerhalb von Mischanlagen

Bei Mischanlagen oder Erweiterung von Kraftwerksparkes können die Verbraucherlasten vernachlässigt werden. Die Ergebnisse der Simulation sind grundsätzlich am Netzanschlusspunkt zu bewerten. Sofern Bestandsstromerzeugungsanlagen vorhanden sind sollen diese mit der Grenzerfüllung der TOR Vorgaben modelliert werden. In Abbildung 33 eine beispielhafte Darstellung der zur Modellierung erforderlichen Komponenten dargestellt.

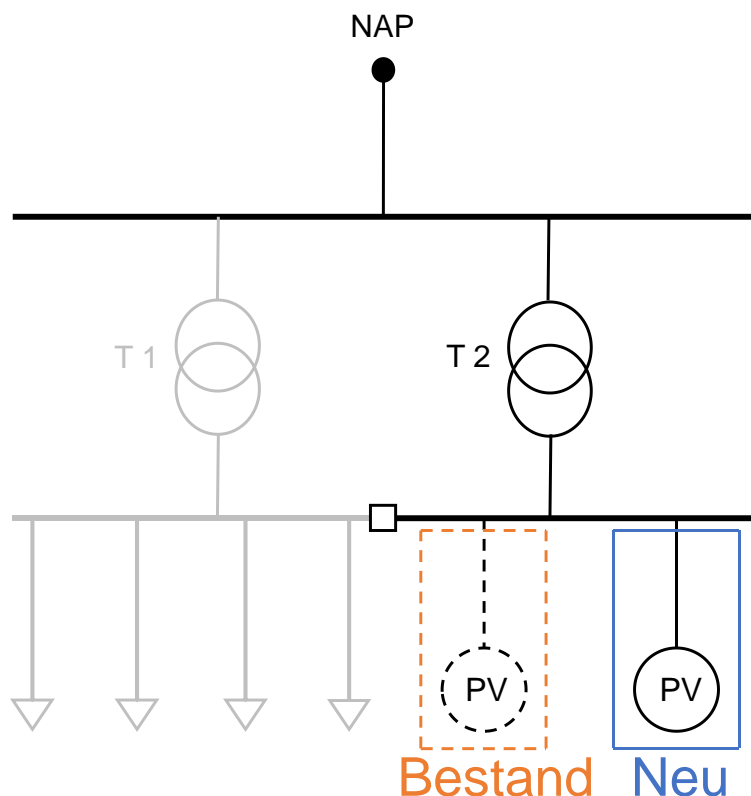


Abbildung 33: Beispielhafte Darstellung einer Mischanlage mit einer PV-Einspeisung für Simulationen

7.2 FRT-Fähigkeit

7.2.1 Allgemeines

Der folgende Abschnitt dient zum Nachweis der Anforderungen entsprechend dem Kapitel 5.2.1 der TOR SEA Typ D. Gleichzeitig werden in diesem Abschnitt die Rahmenbedingungen zur Erfüllung der in Kapitel 5.3 genannten Bewertungs- und Akzeptanzkriterien, welche durch eine Simulation nachgewiesen werden sollen, beschrieben.

Nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen:

Bei der Simulation der FRT-Fähigkeit müssen bei nichtsynchrone Stromezeugungsanlagen auch die in Punkt 7.3 (Wirkstrom- und Blindstromeinspeisung während und nach Netzfehlern) genannten Simulationspunkte beachtet werden da ein unmittelbarer Zusammenhang zwischen diesen Anforderungen besteht. Um redundante Simulationen zu vermeiden ist deshalb auf die Dokumentation der Signale zu achten, welche sowohl den Forderungen der FRT-Fähigkeit (siehe Kapitel 7.2) als auch der Wirkstrom- und Blindstromeinspeisung während und nach Netzfehlern (siehe Kapitel 7.3) genügen soll.

7.2.2 Simulationsverfahren

Das für den Nachweis der FRT-Fähigkeit zugrundeliegende dynamische Simulationsmodell muss in der Lage sein, die in den nachfolgend beschriebenen Abläufen gewünschten Spannungseinbrüche zu erzeugen.

Für die Simulation der FRT-Fähigkeit sind folgende Simulationsverfahren zulässig:

- Verwendung einer geschalteten Fehlerimpedanz am Netzanschlusspunkt oder einem anderen aussagekräftigen Punkt

Diese Methode ist in Abbildung 34 schematisch dargestellt. Sofern die Fehlerimpedanz nicht am Netzanschlusspunkt geschaltet wird, ist dies entsprechend zu dokumentieren.

Es wird empfohlen, für die als Serienschaltung einer Resistanz und Reaktanz wirkende Fehlerimpedanz mindestens ein Impedanzverhältnis von $X_F/R_F > 10$ zu wählen.

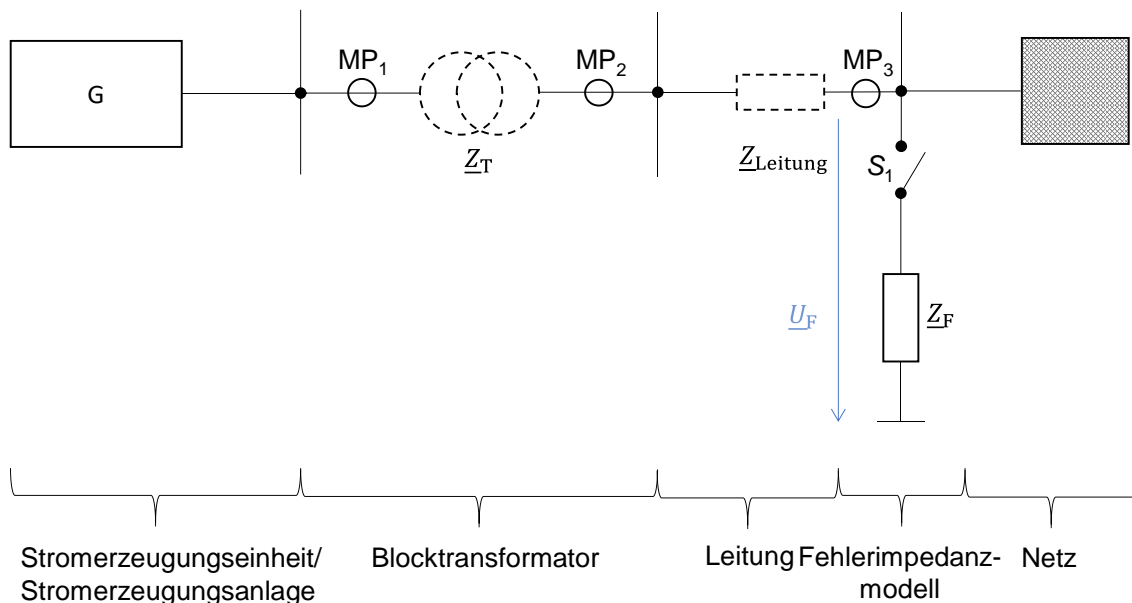


Abbildung 34: Beispielhaftes Simulationsmodell zur Erzeugung eines Spannungseinbruches. Der Anschlusspunkt der Fehlerimpedanz Z_F kann auch an einem anderen geeigneten Punkt liegen

- S₁ ... Schalter für Zuschaltung der Fehlerimpedanz
 \underline{U} ... Spannung am Netzanschlusspunkt

Z_F	...	Fehlerimpedanz
Z_T	...	Transformatorimpedanz
Z_{Leitung}	...	Leitungsimpedanz
G	...	Generator / Umrichter
MP ₁	...	Messpunkt an den Generator- /Umrichterklammern (Blocktransformator unterspannungsseitig)
MP ₂	...	Messpunkt Blocktransformator overspannungsseitig
MP ₃	...	Messpunkt zwischen Zuleitung und Netz (PCC)

Falls kein Blocktransformator verwendet wird, so wird der Messpunkt MP₁ und MP₂ zu einem Messpunkt zusammengefasst.

Falls keine Zuleitung verwendet wird, so wird der Messpunkt MP₂ und MP₃ zu einem Messpunkt zusammengefasst.

Wenn sowohl kein Blocktransformator als auch keine Zuleitung verwendet wird, so werden die drei Messpunkte MP₁, MP₂ und MP₃ zu einem Messpunkt zusammengefasst.

- Kurzschlussereignis in der Software

Es kann auch ein durch die Software vordefiniertes Kurzschlussereignis verwendet werden.

Es wird empfohlen mindestens ein Impedanzverhältnis von $X_F/R_F > 10$ zu wählen, sofern die Software die Einstellung unterstützt.

7.2.3 Simulationsdurchführung

Alle Fehlerkurven müssen sowohl für 3-polige Fehler als auch für 2-polige Fehler durchgeführt werden.

Sofern vom relevanten Netzbetreiber keine anderwärtigen Vorgaben gemacht wurden, so sind folgende Werte vor dem Beginn der Überprüfung einzustellen:

- $P_{VF,FRT} = P_{ref,FRT}$ entspricht Test „Volllast“
Sofern die gesamte Stromerzeugungsanlage simuliert wird, so ist als Referenzleistung $P_{ref,FRT}$ die Maximalkapazität P_{max} heranzuziehen. Wird unter bestimmten Fällen nur eine einzelne Stromerzeugungseinheit simuliert, so ist als Referenzleistung $P_{ref,FRT}$ die Bemessungsleistung P_r der überprüfenden Stromerzeugungseinheit heranzuziehen.
- $Q_{VF,FRT} = 0$
- $U_{VF,FRT} = 100 \% U_{ref,FRT}$
- $S_k^{„min,vor Fehler“} = S_k^{„min,nach Fehler“}$

Die Netzdaten ($S_k, X/R$) werden vom relevanten Netzbetreiber in der Vorplanung bekannt gegeben.

Für die zu überprüfenden Messpunkte sollen die Messpunkte aus Kapitel 5.1.3 herangezogen werden.

7.2.4 Auswertung

Die Aufzeichnungen sind 1 Sekunde vor Fehlereintritt bis 5 Sekunden nach Fehlerklärung an den Generator- bzw. Umrichterklappen und an dem Netzanschlusspunkt durchzuführen.

7.2.5 Dokumentation

Folgende Größen sind zu dokumentieren:

Allgemeine Dokumentation sowohl für synchrone als auch für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen (In Kapitel 8.3.5 ist eine Beispieldokumentation vorhanden):

- Verwendete Software mit Versionsnummer
- Simulationsmethode (RMS, EMT)
- Überblick der modellierten Komponenten mit den eingestellten Parametern (Einlinienschaltbild, Betriebsmittelwerte, zum Einsatz kommende Regelsystem (z. B. Spannungsregler, Drehzahlregler), Simulationszweck (z.B. für die FRT-Überprüfung)
- Etwaige Werte der Fehlerimpedanz
- Referenzspannung $U_{\text{ref,FRT}}$
- Zeitpunkte für Fehlereintritt t_{FE} und Fehlerklärung t_{FK}
- Kurzschlussleistung des Netzes: $S_{k,\text{min}}$, $S_{k,\text{max}}$ mit dem dazugehörigen X/R-Verhältnis

Mindestanforderungen an Dokumentation für synchrone Stromerzeugungsanlagen:

- Wirk- und Blindleistung im Mit- und Gegensystem
- Strangspannungen (Spannung Leiter-Erde)
- Strangströme
- Polradwinkelverlauf mit Definition des verwendeten Referenzwinkels

Mindestanforderungen an Dokumentation für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen:

- Wirk- und Blindleistung im Mit- und Gegensystem
- Strangspannungen (Spannung Leiter-Erde)
- Spannung im Mit- und Gegensystem
- Strangströme
- Wirk- und Blindstrom im Mit- und Gegensystem

Als Vorlagenbeispiel dienen die in Kapitel 8.3.3 vorgegebenen Beispieldokumente zur Dokumentation der auszuwertenden Größen.

7.3 Wirkstrom- und Blindstromeinspeisung während und nach Netzfehlern

Die Simulation der Wirkstrom- und Blindstromeinspeisung während und nach Netzfehlern muss nicht explizit separat durchgeführt werden. Durch die Durchführung der Simulation der FRT-Fähigkeit gemäß Kapitel 7.2 kann aus den dokumentierten Ergebnissen die erforderliche Auswertung für Wirkstrom- und Blindstromeinspeisung während und nach Netzfehlern erfolgen.

7.3.1 Verhalten im Fehlerfall

7.3.1.1 Allgemeines

Der folgende Abschnitt dient zum Nachweis der Anforderungen entsprechend dem Kapitel 5.2.2.1 der TOR SEA Typ D. Gleichzeitig werden in diesem Abschnitt die Rahmenbedingungen zur Erfüllung der in Kapitel 5.4 genannten Bewertungs- und Akzeptanzkriterien, welche durch eine Simulation nachgewiesen werden sollen, beschrieben.

Es ist nicht erforderlich alle Verfahren zur dynamischen Blindstromstützung zu simulieren. Die Simulation soll nur für das vom relevanten Netzbetreiber geforderte Verfahren durchgeführt werden.

7.3.1.2 Auswertung

Die für die folgenden Auswertungen gültigen Vorzeichen entsprechen der Definition aus Kapitel 8.2. Die Auswertungen des verwendeten Verfahren zur dynamischen Netzstützung sind in Anlehnung an Kapitel 6.6.1.2 durchzuführen.

7.3.1.3 Dokumentation

Neben den in Kapitel 7.2.5 genannten Dokumentationspunkten, sind zusätzlich folgende Auswertungen notwendig:

- Zeitliche Verläufe, welche die Mit- und Gegensystemspannung am Netzanschlusspunkt und den Blind- und Wirkstrom im Mit- und Gegensystem des Generators (bei synchronen Stromerzeugungsanlagen) bzw. am Umrichter (bei nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen) für jeden Fehlereintritt beinhalten (mit eingetragendem Wert des Bemessungsstromes)

Sofern in einer vorhandenen TOR SEA bzw. RKS-AT konformen Betriebsmittelbescheinigung die An- und Einschwingzeiten dokumentiert wurden, so müssen diese in diesem Kapitel nicht erneut ausgewertet und dokumentiert werden.

Als Vorlagenbeispiel dienen die in Kapitel 8.3.4.1 vorgegebenen Beispieltabellen zur Dokumentation der zu simulierenden bzw. auszuwertenden Größen. Die Auswertetabellen für den dynamischen Vorgang sind aufgrund der hohen Auflösung nicht gegeben und sollen als zusätzlicher Anhang hinzugefügt werden.

7.3.2 Wiederaufnahme der Leistungsabgabe nach Fehlerklärung

7.3.2.1 Allgemeines

Der folgende Abschnitt dient zum Nachweis der Anforderungen entsprechend dem Kapitel 5.2.2.2 der TOR SEA Typ D. Gleichzeitig werden in diesem Abschnitt die Rahmenbedingungen zur Erfüllung der in Kapitel 5.4 genannten Bewertungs- und Akzeptanzkriterien, welche durch eine Simulation nachgewiesen werden sollen, beschrieben.

7.3.2.2 Auswertung

Die Auswertung ist in Anlehnung an Kapitel 7.2.4 durchzuführen.

7.3.2.3 Dokumentation

Die Dokumentation ist in Anlehnung an Kapitel 7.2.5 durchzuführen.

Als Vorlagenbeispiel dienen die in Kapitel 8.3.4.2 vorgegebenen Beispieltabellen zur Dokumentation der zu simulierenden bzw. auszuwertenden Größen. Die Auswertetabellen für den dynamischen Vorgang sind aufgrund der Größe nicht gegeben und soll als zusätzlicher Anhang hinzugefügt werden.

7.4 Überprüfung der PSS-Funktion

7.4.1 Allgemeines

Bei Netzpendelungen (Leistungs- und/oder Netzfrequenzschwankungen) müssen Stromerzeugungsanlagen in jedem beliebigen Betriebspunkt des P - Q -Diagramms die statische Stabilität aufrechterhalten. Auf Aufforderung des relevanten ÜNB müssen sich zusätzlich Stromerzeugungsanlagen mit einer Maximalkapazität $\geq 200 \text{ MW}^8$ aktiv an der Dämpfung von Netzpendelungen mit Hilfe von PSS (Power System Stabilizer) beteiligen. Die PSS sind entsprechend den Vorgaben des relevanten ÜNB zu parametrieren.

Die Überprüfung ist nur durchzuführen, sofern vom relevanten Übertragungsnetzbetreiber die Aktivierung der PSS gefordert wird.

Der folgende Abschnitt dient zum Nachweis der Anforderungen entsprechend dem Kapitel 5.2.3 der TOR SEA Typ D. Gleichzeitig werden in diesem Abschnitt die Rahmenbedingungen zur Erfüllung der in Kapitel 5.5 genannten Bewertungs- und Akzeptanzkriterien, welche durch eine Simulation nachgewiesen werden sollen, beschrieben.

7.4.2 Simulationsverfahren

Folgende Simulationsverfahren sind für die Überprüfung der Stabilität und Dämpfung bei Netzpendelungen zulässig:

- **Erzeugung eines Lastereignisses**

Durch einen Lastabwurf können Leistungspendelungen erzeugt werden, welche abhängig von den Rahmenbedingungen zu unterschiedlichen Schwingungsamplituden führen können. Diese Variante kann herangezogen werden, wenn gemäß NC RfG eine Leistungsänderung von $P_{\text{Pendellung}} = 100 \% U_{\text{ref,Pendellung}}$ auf $P_{\text{Pendellung}} = 0,6 \text{ pu}$ stattfinden soll.

- **Erzeugung von Leistungspendelungen durch eine Spannungsänderung**

Durch die sprunghafte Verstellung des Spannungswertes an der Erregereinrichtung (AVR) und der somit verbundenen Spannungsänderung an den Klemmen der

⁸ Aus Stabilitätsgründen kann seitens des relevanten ÜNB bei synchronen Stromerzeugungsanlagen mit mehreren Stromerzeugungseinheiten $< 100 \text{ MW}$ (z.B. Laufwasserkraftwerke) auf die Bestückung einer PSS-Funktion verzichtet werden.

Stromerzeugungseinheit können Leistungspendelungen herbeigerufen werden. Dabei muss mindestens eine sprunghafte Sollwertänderung von $U_{\text{Pendellung}} = 100 \% U_{\text{ref,Pendellung}}$ auf $U_{\text{Pendellung}} \geq 103 \% U_{\text{ref,Pendellung}}$ stattfinden.

In Abstimmung mit dem relevanten Netzbetreiber sind auch anderwärtige Simulationsverfahren zulässig.

7.4.3 Simulationsdurchführung

Für die Simulationsdurchführung muss die gesamte Stromerzeugungsanlage mit den relevanten Komponenten und Regelungssystemen modelliert werden.

Das externe Netz ist als Slack mit minimaler Kurzschlussleistung zu modellieren, welche vom relevanten Netzbetreiber vorgegeben wird.

Es muss eine Simulation mit aktiviertem als auch deaktiviertem PSS bei $P_{\text{Pendellung}} = 90 \% P_{\text{max}}$ und $Q_{\text{Pendellung}} = 0$ durchgeführt werden, um die zusätzlich dämpfende Wirkung des PSS beurteilen zu können.

7.4.4 Auswertung

Für die Dokumentation ist die Auswertung des Dämpfungsfaktors γ , wie in Abbildung 35 dargestellt, notwendig.

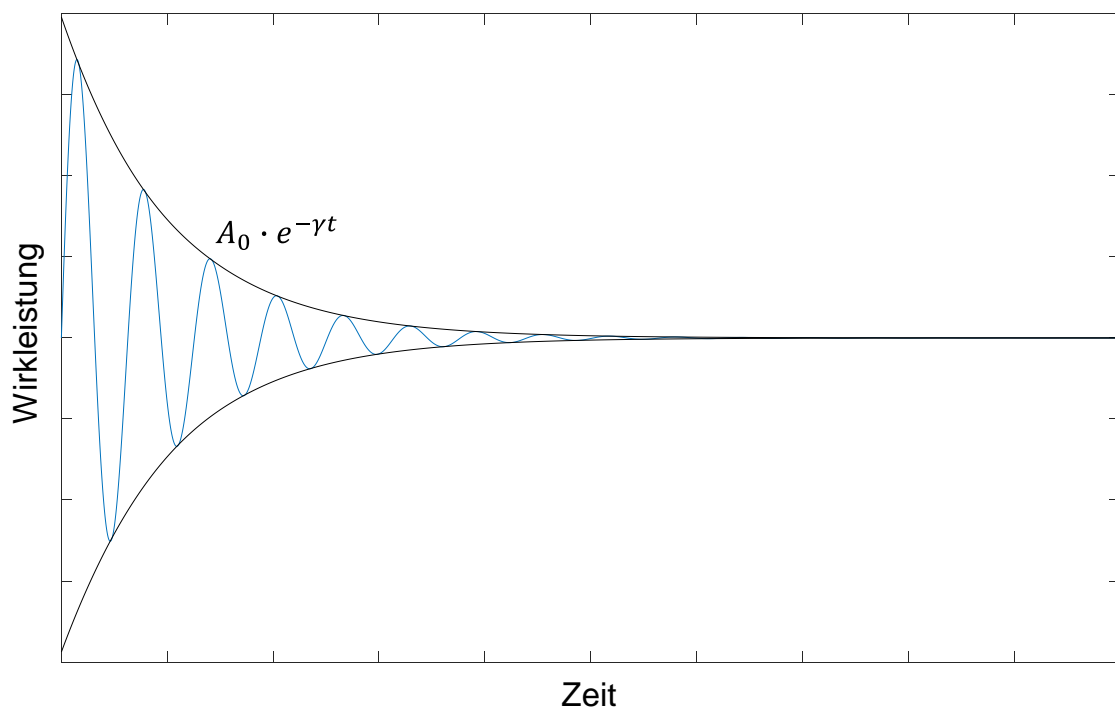


Abbildung 35: Beispielhafter Verlauf von Leistungspendelungen nach Laständerung oder sprunghafter Verstellung des Spannungssollwertes

$A_{0,\text{Pendelung}}$...	Ermittelte Amplitude der einhüllenden Exponentialfunktion
$\gamma_{\text{Pendelung}}$...	Dämpfungsfaktor
$t_{\text{Pendelung}}$...	Zeit

7.4.5 Dokumentation

Es müssen mindestens folgende Größen dokumentiert werden:

- Verwendete Software und Versionsnummer
- Überblick der modellierten Komponenten mit den eingestellten Parametern (Einlinienschnittbild, Betriebsmittelwerte, zum Einsatz kommende Regelsysteme)
- Modellierte Begrenzungen der einzelnen Komponenten (z.B. Unter- und Übererregungsbegrenzer, Statorstrombegrenzung, ...)
- Referenzspannung $U_{\text{ref,Pendelung}}$
- Maximalkapazität P_{max}
- Frequenz f der Leistungspendelung
- Amplitude der Exponentialfunktion $A_{0,\text{Pendelung}}$
- Dämpfungsfaktor $\gamma_{\text{Pendelung}}$
- Grafische Darstellung der Leistungspendelungsverläufe (Wirk- und Blindleistung, Spannung) mit aktiviertem und deaktiviertem PSS
- Optional: Frequenzabhängiger Amplitudengang der ermittelten Transferfunktion $P/U_{\text{ref,Pendelung}}$ (bei $P = P_{\text{max}}$) mit den gewählten PSS-Einstellparametern

Die Tabelle 37 in Kapitel 8.3.6 dient als beispielhafte Tabellenvorlage zur Dokumentation der erforderlichen Größen.

7.5 Blindleistungskapazität

7.5.1 Allgemeines

Der folgende Abschnitt dient zum Nachweis der Anforderungen entsprechend dem Kapitel 5.3.3 der TOR SEA Typ D. Gleichzeitig werden in diesem Abschnitt die Rahmenbedingungen zur Erfüllung der in Kapitel 5.7 genannten Bewertungs- und Akzeptanzkriterien, welche durch eine Simulation nachgewiesen werden sollen, beschrieben.

Die Berechnung erfolgt durch die Modellierung von allen blindleistungsrelevanten Anlagenkomponenten, wie z.B.:

- Generator/Umrichter mit Blindleistungsbegrenzungen
- Kabeln/Freileitungen
- Transformatoren
- Drosseln/Kondensatorbatterien
- Zusätzliche blindleistungsrelevante Anlagenkomponenten (z.B. SVCs oder STATCOMs)

Bestandsanlagen müssen im vollen Umfang entsprechend der oben genannten Punkte modelliert werden. Sofern von den Bestandsanlagen zum Zeitpunkt der Modellierung unvollständige Anlageninformationen vorhanden sind, sollen diese gemäß der Erfüllung der jeweiligen TOR SEA

modelliert werden. In Abstimmung mit dem relevanten Netzbetreiber kann die Bestandsanlage als PQ-Knoten modelliert werden, wobei die Grenzwerte des PQ-Knotens dem zutreffenden Typ gemäß TOR SEA entsprechen müssen.

Als beispielhafte Darstellung dient Abbildung 36.

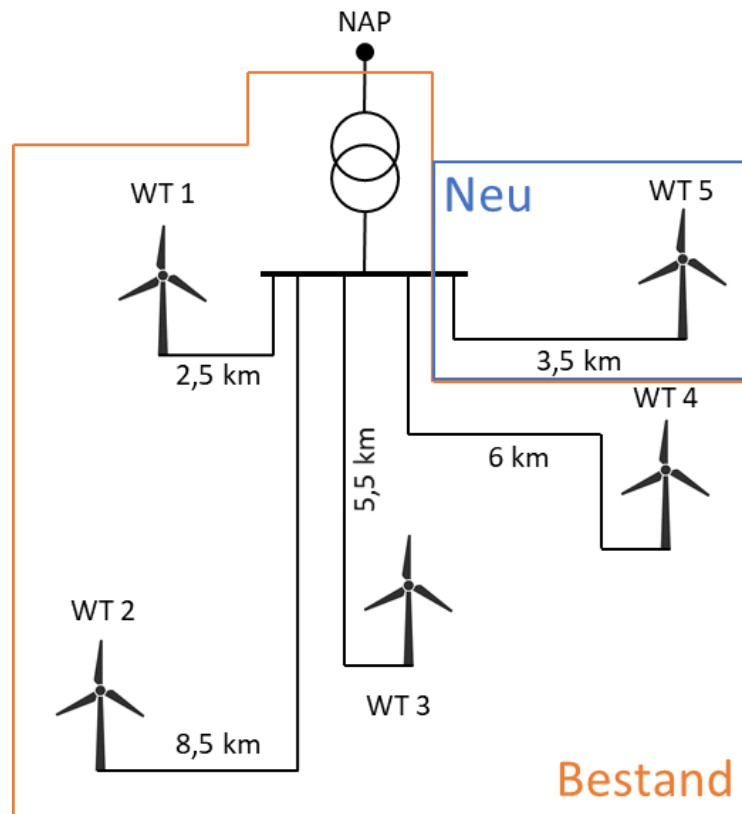


Abbildung 36: Beispielhafter Bestands-Windpark mit einer neuen Windturbineneinheit

Sofern zum Zeitpunkt der Berechnung Komponenten nicht fixiert wurden, sind äquivalente Komponenten zulässig. Bei signifikanten Abweichungen der initialen Annahmen für die Berechnungen sind diese jedenfalls neu durchzuführen.

Die Aufteilung des Blindleistungsbedarfs der zusätzlichen Anlagenkomponenten (z.B. Transformator, Leitungen) erfolgt dabei standardmäßig aliquot (linear) zur Einspeiseleistung der Bestands- und der Neuanlage(n). Dabei ist für die Blindleistungsaufnahme bzw. -abgabe der Anlagenkomponenten mit der maximalen Auslastung (100 %) zu rechnen. In Kapitel 8.3.8.1 ist beispielhaft eine lineare Aufteilung des Blindleistungsbedarfs beschrieben. Für Mischanlagen, bei welchen die Bestandsanlagen inaktiv (z.B. aufgrund einer Kraftwerkschließung) sind, sind beispielhafte Blindleistungsaufteilungsmethoden in Kapitel 8.3.8.2 beschrieben. Die Anwendung einer von der linearen abweichenden Methode ist nur in Abstimmung mit dem relevanten Netzbetreiber zulässig.

Sofern z.B. zum Windpark eine PV-Anlage mit entsprechender Regelungstechnik (Hybridpark) dazugebaut wird, entspricht dies nicht einer Steigerung der Maximalkapazität, sondern lediglich einer

Optimierung der Volllaststunden. Demnach ist eine Aufteilung des gesamten Blindleistungsbedarfs der Anlagenkomponenten in Abstimmung mit dem relevanten Netzbetreiber festzulegen.

Sofern Stromerzeugungseinheiten (z.B. WT 1 bis WT 4) inaktiv sind, müssen die verbleibenden Stromerzeugungseinheiten (z.B. WT 5) nicht die kapazitive Ladeleistung der Leitungen der inaktiven Stromerzeugungseinheiten decken.

7.5.2 Simulationsdurchführung

Für die Berechnung soll $P_{\text{ref,Q-Test}}$ herangezogen werden. Sofern eine Reduktion der Wirkleistung zugunsten der Blindleistungsbereitstellung notwendig ist, so ist ein vom $P_{\text{ref,Q-Test}}$ abweichender Betriebszustand zulässig.

Die Berechnung der Ergebnisse hat über ein statisches Lastflussmodell zu erfolgen.

Das externe Netz ist dabei als Slack zu modellieren.

In der Berechnung soll für jeden Betriebspunkt der größtmögliche Blindleistungsbereich (Blindleistungsvermögen) sowohl untererregt als auch übererregt ermittelt werden.

Blindleistungskapazität bei Maximalkapazität

Es soll die Spannung von $U/U_{\text{ref,Q-Test}} = 0,875$ pu in maximal 1 %-Schritten bis $U/U_{\text{ref,Q-Test}} = 1,1$ pu gesteigert werden. Sofern Transformatoren mit Stufenregelungen vorhanden sind und diese für den Nachweis des Blindleistungsbereiches herangezogen werden, können abweichend von den 1-%-Schritten auch größere Schrittweiten in der Höhe der Stufenregelung verwendet werden.

Blindleistungskapazität unterhalb der Maximalkapazität

Die nachfolgend beschriebenen Überprüfungspunkte sollen bei folgenden Spannungswerten durchgeführt werden:

- $U = 87,5 \% U_{\text{ref,Q-Test}}$
- $U = 95 \% U_{\text{ref,Q-Test}}$
- $U = 100 \% U_{\text{ref,Q-Test}}$
- $U = 105 \% U_{\text{ref,Q-Test}}$
- $U = 110 \% U_{\text{ref,Q-Test}}$

Es soll die Wirkleistung von $P/P_{\text{ref,Q-Test}} = 0$ pu in maximal 1 %-Schritten bis $P/P_{\text{ref,Q-Test}} = 1$ pu gesteigert werden.

7.5.3 Auswertung

Diesbezüglich sind keine Anforderungen vorgesehen.

7.5.4 Dokumentation

Blindleistungskapazität bei Maximalkapazität

Es soll ein $U/U_{\text{ref,Q-Test}} - Q/P_{\text{ref,Q-Test}}$ Diagramm erstellt werden, in dem die ermittelten Werte (inklusive Hüllkurve) und der vom relevanten Netzbetreiber vorgegebene Blindleistungsbereich dargestellt sind. Eine beispielhafte Auswertung ist in Abbildung 41 dargestellt. Es sind bei einer grafischen Darstellung mindestens markante Punkte tabellarisch zu dokumentieren. Als Vorlagenbeispiel dient die vorliegende Tabelle 41 in Kapitel 8.3.8.

Blindleistungskapazität unterhalb der Maximalkapazität

Es soll ein $P/P_{\text{ref,Q-Test}} - Q/P_{\text{ref,Q-Test}}$ Diagramm erstellt werden, in dem die ermittelten Werte (inklusive Hüllkurve) und der vom relevanten Netzbetreiber vorgegebene Blindleistungsbereich für die unterschiedlichen Spannungswerte dargestellt sind. Es sind bei einer grafischen Darstellung mindestens markante Punkte tabellarisch zu dokumentieren. Als Vorlagenbeispiele dienen die Tabelle 42 in Kapitel 8.3.8.

Folgende Größen und Informationen müssen zusätzlich dokumentiert werden:

- Verwendete Software mit Versionsnummer
- Überblick der modellierten Komponenten mit den eingestellten Parametern (Einlinienschnittbild, Betriebsmittelwerte, zum Einsatz kommende Regelsysteme)
- Implementiertes Generator- bzw. Leistungsdiagramm
- Beschreibung von zusätzlich implementierten Grenzen (z.B. Untererregungs- bzw. Übererregungsbegrenzung)
- Referenzleistung $P_{\text{ref,Q-Test}}$
- Referenzspannung $U_{\text{ref,Q-Test}}$
- Vorhandene Leistung $P_{\text{Q-Test}}$ während der Überprüfung bzw. allfällige Leistungsbegrenzung
- Vorgegebener Blindleistungsbereich vom relevanten Netzbetreiber
- Stufenschalterposition, falls ein Transformator mit Stufensteller verwendet wurde

8 Anhang

8.1 Berechnung von Spannungen, Strömen, Wirkleistung und Blindleistung

Dieses Kapitel soll als Erläuterung dienen, wie die Grundschwingungswerte im Mit-, Gegen- und Nullsystem der relevanten Größen aus den gemessenen Momentanwerten der Spannung und des Stroms bestimmt werden sollen.

Die in weiterer Folge beschriebenen Rechengesetze sind für Phase a ausgeführt und ist äquivalent für Phase b und c zu verwenden.

Ermittlung der Fourier-Koeffizienten der Grundschwingung:

$$u_{a,\cos} = \frac{2}{T} \cdot \int_{t-T}^t u_a(t) \cdot \cos(2 \cdot \pi \cdot f_1 \cdot t) dt$$

$$u_{a,\sin} = \frac{2}{T} \cdot \int_{t-T}^t u_a(t) \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f_1 \cdot t) dt$$

Ermittlung des Effektivwertes der Grundschwingung der Phasen-Neutralleiter Spannung:

$$U_{a1} = \sqrt{\frac{u_{a,\cos}^2 + u_{a,\sin}^2}{2}}$$

Ermittlung der Vektorkomponenten von Spannung und Strom im Mitsystem (+):

$$u_{1+,\cos} = \frac{1}{6} \cdot \left(2 \cdot u_{a,\cos} - u_{b,\cos} - u_{c,\cos} - \sqrt{3} \cdot (u_{c,\sin} - u_{b,\sin}) \right)$$

$$u_{1+,\sin} = \frac{1}{6} \cdot \left(2 \cdot u_{a,\sin} - u_{b,\sin} - u_{c,\sin} - \sqrt{3} \cdot (u_{b,\cos} - u_{c,\cos}) \right)$$

$$i_{1+,\cos} = \frac{1}{6} \cdot \left(2 \cdot i_{a,\cos} - i_{b,\cos} - i_{c,\cos} - \sqrt{3} \cdot (i_{c,\sin} - i_{b,\sin}) \right)$$

$$i_{1+,\sin} = \frac{1}{6} \cdot \left(2 \cdot i_{a,\sin} - i_{b,\sin} - i_{c,\sin} - \sqrt{3} \cdot (i_{b,\cos} - i_{c,\cos}) \right)$$

Ermittlung der Vektorkomponenten von Spannung und Strom im Gegensystem (-):

$$u_{1-,\cos} = \frac{1}{6} \cdot \left(2 \cdot u_{a,\cos} - u_{b,\cos} - u_{c,\cos} - \sqrt{3} \cdot (u_{b,\sin} - u_{c,\sin}) \right)$$

$$u_{1-,\sin} = \frac{1}{6} \cdot \left(2 \cdot u_{a,\sin} - u_{b,\sin} - u_{c,\sin} - \sqrt{3} \cdot (u_{c,\cos} - u_{b,\cos}) \right)$$

$$i_{1-,cos} = \frac{1}{6} \cdot (2 \cdot i_{a,cos} - i_{b,cos} - i_{c,cos} - \sqrt{3} \cdot (i_{b,sin} - i_{c,sin}))$$

$$i_{1-,sin} = \frac{1}{6} \cdot (2 \cdot i_{a,sin} - i_{b,sin} - i_{c,sin} - \sqrt{3} \cdot (i_{c,cos} - i_{b,cos}))$$

Ermittlung der Vektorkomponenten von Spannung und Strom im Nullsystem (0):

$$u_{1,0,cos} = \frac{1}{3 \cdot \sqrt{2}} \cdot (u_{a,cos} + u_{b,cos} + u_{c,cos})$$

$$u_{1,0,sin} = \frac{-1}{3 \cdot \sqrt{2}} \cdot (u_{a,sin} + u_{b,sin} + u_{c,sin})$$

$$i_{1,0,cos} = \frac{1}{3 \cdot \sqrt{2}} \cdot (i_{a,cos} + i_{b,cos} + i_{c,cos})$$

$$i_{1,0,sin} = \frac{-1}{3 \cdot \sqrt{2}} \cdot (i_{a,sin} + i_{b,sin} + i_{c,sin})$$

Ermittlung der Wirk- und Blindleistung im Mitsystem (+):

$$P_{1+} = \frac{3}{2} \cdot (u_{1+,cos} \cdot i_{1+,cos} + u_{1+,sin} \cdot i_{1+,sin})$$

$$Q_{1+} = \frac{3}{2} \cdot (u_{1+,cos} \cdot i_{1+,sin} - u_{1+,sin} \cdot i_{1+,cos})$$

Ermittlung der Wirk- und Blindleistung im Gegensystem (-):

$$P_{1-} = \frac{3}{2} \cdot (u_{1-,cos} \cdot i_{1-,cos} + u_{1-,sin} \cdot i_{1-,sin})$$

$$Q_{1-} = \frac{3}{2} \cdot (u_{1-,cos} \cdot i_{1-,sin} - u_{1-,sin} \cdot i_{1-,cos})$$

Ermittlung der Wirk- und Blindleistung im Gegensystem (-):

$$P_{1-} = \frac{3}{2} \cdot (u_{1-,cos} \cdot i_{1-,cos} + u_{1-,sin} \cdot i_{1-,sin})$$

$$Q_{1-} = \frac{3}{2} \cdot (u_{1-,cos} \cdot i_{1-,sin} - u_{1-,sin} \cdot i_{1-,cos})$$

Ermittlung der Wirk- und Blindleistung im Nullsystem (0):

$$P_{1,0} = \frac{3}{2} \cdot (u_{1,0,\cos} \cdot i_{1,0,\cos} + u_{1,0,\sin} \cdot i_{1,0,\sin})$$

$$Q_{1,0} = \frac{3}{2} \cdot (u_{1,0,\sin} \cdot i_{1,0,\cos} - u_{1,0,\cos} \cdot i_{1,0,\sin})$$

Ermittlung der Effektivwerte der Außenleiterspannungen im Mit-, Gegen- und Nullsystem:

$$U_{1+} = \sqrt{\frac{3}{2} \cdot (u_{1+,\cos}^2 + u_{1+,\sin}^2)}$$

$$U_{1-} = \sqrt{\frac{3}{2} \cdot (u_{1-,\cos}^2 + u_{1-,\sin}^2)}$$

$$U_{1,0} = \sqrt{3 \cdot (u_{1,0,\cos}^2 + u_{1,0,\sin}^2)}$$

Ermittlung der Wirk- und Blindströme im Mit-, Gegen- und Nullsystem:

$$I_{P1+} = \frac{P_{1+}}{\sqrt{3} \cdot U_{1+}}$$

$$I_{Q1+} = \frac{Q_{1+}}{\sqrt{3} \cdot U_{1+}}$$

$$I_{P1-} = \frac{P_{1-}}{\sqrt{3} \cdot U_{1-}}$$

$$I_{Q1-} = \frac{Q_{1-}}{\sqrt{3} \cdot U_{1-}}$$

$$I_{P1,0} = \frac{P_{1,0}}{\sqrt{3} \cdot U_{1,0}}$$

$$I_{Q1,0} = \frac{Q_{1,0}}{\sqrt{3} \cdot U_{1,0}}$$

Ermittlung der Leistungsfaktoren im Mit-, Gegen- und Nullsystem:

$$\cos(\varphi_{1+}) = \frac{P_{1+}}{\sqrt{P_{1+}^2 + Q_{1+}^2}}$$

$$\cos(\varphi_{1-}) = \frac{P_{1-}}{\sqrt{P_{1-}^2 + Q_{1-}^2}}$$

$$\cos(\varphi_{1,0}) = \frac{P_{1,0}}{\sqrt{P_{1,0}^2 + Q_{1,0}^2}}$$

8.2 Definition der Vorzeichen im Verbraucher- und Erzeugerzählpeilsystem

Folgend in Abbildung 37 ist die Definition der Vorzeichen für das Verbraucherzählpeilsystem zu sehen:

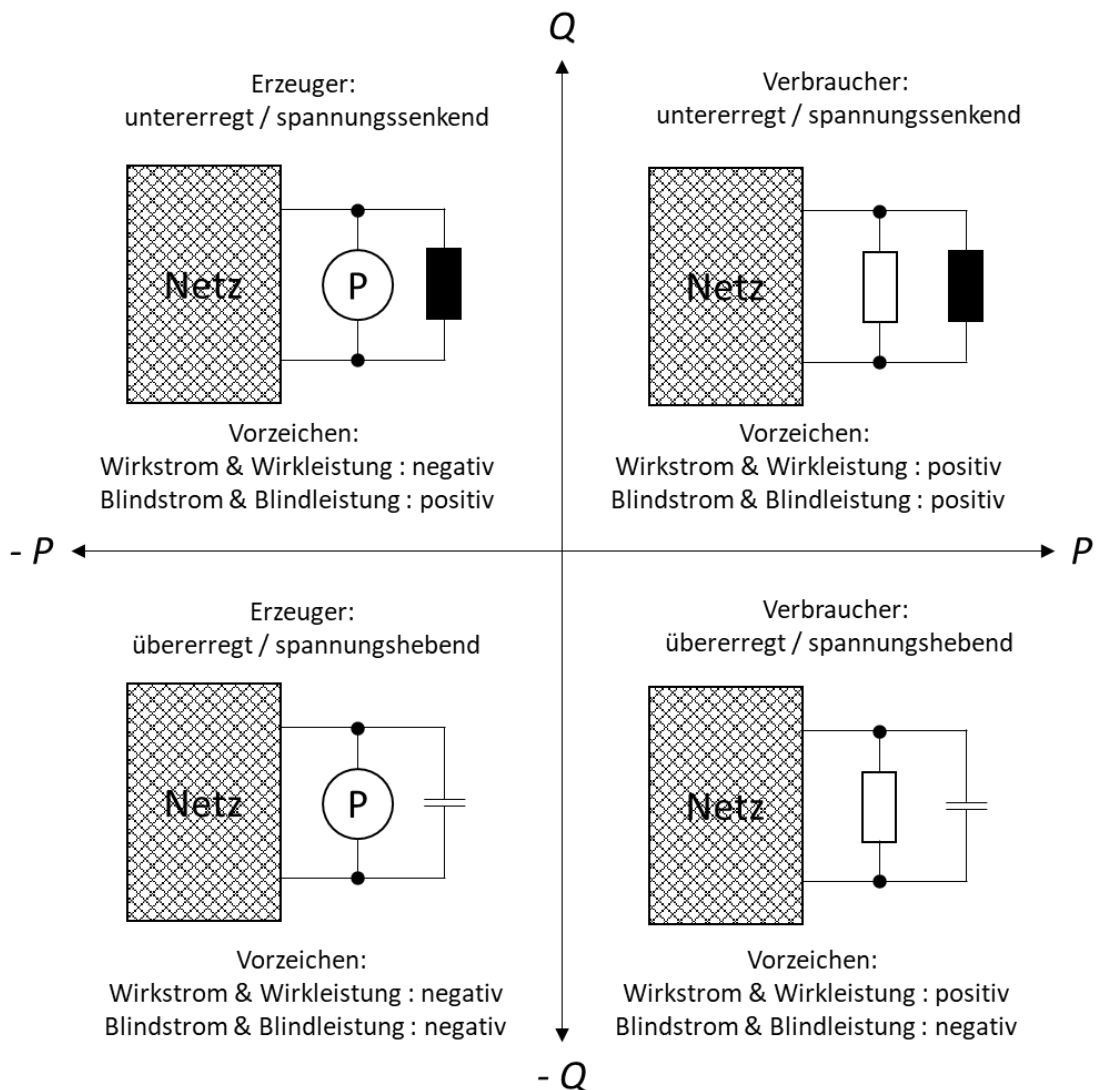


Abbildung 37: Definitionen für das Verbraucherzählpeilsystem (VZS)

Folgend in Abbildung 38 ist die Definition der Vorzeichen für das Erzeugerzählpeilsystem zu sehen:

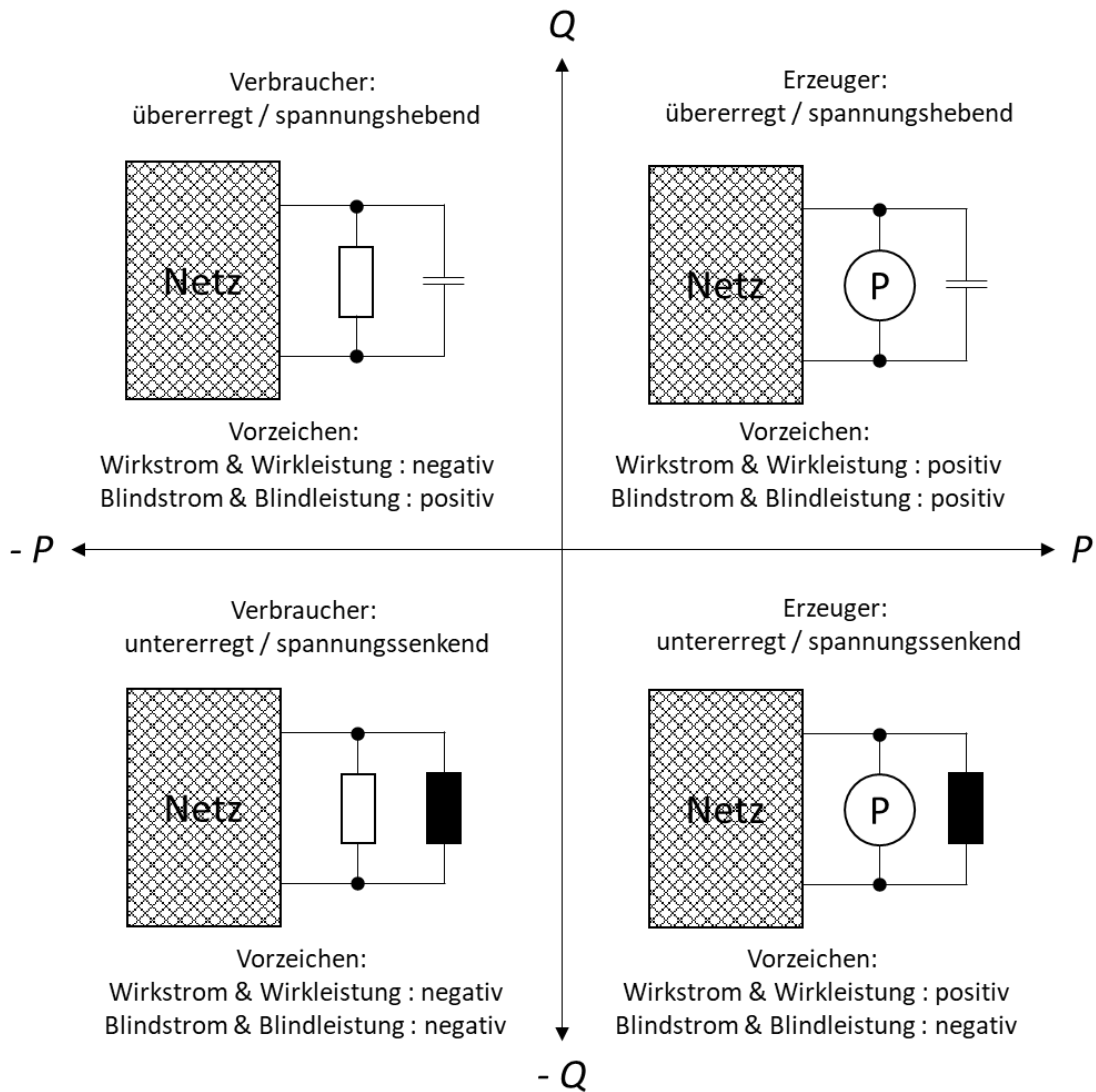


Abbildung 38: Definitionen für das Erzeugerzählpeilsystem (EZS)

8.3 Beispielvorgänge

8.3.1 Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz (LFSM-O)

Die folgenden Messwerttabellen dienen als Vorlagebeispiel für den Test der Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz (LFSM-O).

Tabelle 16: Messtabelle zur Ermittlung der Referenzwirkleistung im LFSM-O Betrieb

Messpunkt	Frequenz	Referenzwirkleistung $P_{\text{ref,LFSMO}}$
---	Hz	MW
1	50,2	

Tabelle 17: Messtabelle zur Überprüfung der Soll- und Ist-Werte im LFSM-O Betrieb

Messpunkt	Frequenz soll	Frequenz ist	Wirkleistung soll		Wirkleistung ist
---	Hz	Hz	MW	Toleranz	MW
1	50,00 ± 0,05			± 5 % ΔP	
2	50,30 ± 0,05				
3	50,70 ± 0,05				
4	51,10 ± 0,05				
5	51,40 ± 0,05				
6	51,10 ± 0,05				
7	50,70 ± 0,05				
8	50,30 ± 0,05				
9	50,00 ± 0,05				

Tabelle 18: Messtabelle für synchrone und nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen

Sprung	Statik soll	Statik ist	Gradient ist
---	%	%	% $P_{ref,LFSMO}/Hz$
1 auf 2	---	---	---
2 auf 3	5		
3 auf 4			
4 auf 5			
5 auf 6			
6 auf 7			
7 auf 8			
8 auf 9	---	---	---

.			

Tabelle 19: Messtabelle zur Ermittlung der Dynamik der synchronen oder nichtsynchrone Stromezeugungsanlage im LFSM-O Betrieb

Sprung	Verzögerungszeit	Anschwingzeit	Einschwingzeit
	$T_{\text{Verzögerung, LFSMO}}$	$T_{A, LFSMO}$	$T_{E, LFSMO}$
	s	s	s
1 auf 2	---	---	---
2 auf 3			
3 auf 4			
4 auf 5			
5 auf 6			
6 auf 7			
7 auf 8			
8 auf 9	---	---	---

Tabelle 20: Dokumentation der 10-s-Mittelwerte der Wirkleistung und der Frequenz im LFSM-O Betrieb

Stufe	Wirkleistung	Frequenz
	MW	Hz
1		
2		
3		
4		
5		
6		
7		
8		
9		

8.3.2 Wirkleistungssteigerung bei Unterfrequenz (LFSM-U)

Die folgenden Messwerttabellen dienen als Vorlagebeispiel für den Test der Wirkleistungssteigerung bei Unterfrequenz (LFSM-U).

Tabelle 21: Messtabelle zur Ermittlung der Referenzwirkleistung im LFSM-U Betrieb

Messpunkt	Frequenz	Referenzwirkleistung $P_{\text{ref, LFSMU}}$
---	Hz	MW
1	49,8	

Tabelle 22: Messtabelle zur Überprüfung zwischen Soll- und Ist-Werten im LFSM-U Betrieb

Messpunkt	Frequenz soll	Frequenz ist	Wirkleistung soll		Wirkleistung ist
---	Hz	Hz	MW	Toleranz	MW
1	50,0 ± 0,05			± 5 % ΔP	
2	49,70 ± 0,05				
3	49,30 ± 0,05				
4	48,90 ± 0,05				
5	48,60 ± 0,05				
6	48,90 ± 0,05				
7	49,30 ± 0,05				
8	49,70 ± 0,05				
9	50,00 ± 0,05				

Tabelle 23: Messtabelle für synchrone und nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen im LFSM-U Betrieb

Sprung	Statik soll	Statik ist	Gradient ist
---	%	%	% $P_{ref,LFSMU} / Hz$
1 auf 2	---	---	---
2 auf 3	5		
3 auf 4			
4 auf 5			
5 auf 6			
6 auf 7			
7 auf 8			
8 auf 9	---	---	---

.			

Tabelle 24: Messtabelle zur Ermittlung der Dynamik der synchronen oder nichtsynchrone Stromezeugungsanlage im LFSM-U Betrieb

Sprung	Verzögerungszeit $T_{\text{Verzögerung,LFSMU}}$	Anschwingzeit $T_{A,LFSMU}$	Einschwingzeit $T_{E,LFSMU}$
---	s	s	s
1 auf 2	---	---	---
2 auf 3			
3 auf 4			
4 auf 5			
5 auf 6			
6 auf 7			
7 auf 8			
8 auf 9	---	---	---

Tabelle 25: Dokumentation der 10-s-Mittelwerte der Wirkleistung und der Frequenz im LFSM-U Betrieb

Stufe	Wirkleistung	Frequenz
---	MW	Hz
1		
2		
3		
4		
5		
6		
7		
8		
9		

8.3.3 FRT-Fähigkeit

Tabelle 26: Allgemeine Daten zum Transformator

Bemessungsleistung	Übersetzungsverhältnis	Leerlaufverluste		Kupferverluste
S_r	U_{rTOS}/U_{rTUS}	P_0	I_0	P_{krT}
MVA	---	kW	%	kW

Tabelle 27: Vorfehlermesswerte für die Überprüfung der FRT-Fähigkeit im Mitsystem

Fehlerkurve	Leistung		Mitsystem Spannung	Mitsystem Wirkstrom	Mitsystem Blindstrom
	P_1	Q_1	U_1	$I_{r,1}$	$I_{b,1}$
	MW	Mvar	pu	pu	pu
1
2
3
4

Tabelle 28: Vorfehlermesswerte für die Überprüfung der FRT-Fähigkeit im Gegensystem

Fehlerkurve	Leistung		Gegensystem Spannung	Gegensystem Wirkstrom	Gegensystem Blindstrom
	P_2	Q_2	U_2	$I_{r,2}$	$I_{b,2}$
	MW	Mvar	pu	pu	pu
1
2
3
4

Tabelle 29: Polradwinkel bei synchronen Stromerzeugungsanlagen vor Fehlereintritt

Polradwinkel δ für Fehler- kurve 1	Polradwinkel δ für Fehler- kurve 2	Polradwinkel δ für Fehler- kurve 3
°	°	°
.	.	.
.	.	.
.	.	.

8.3.4 Wirkstrom- und Blindstromeinspeisung während und nach Netzfehlern

8.3.4.1 Verhalten im Fehlerfall

Tabelle 30: Messwerttabelle für die Überprüfung der dynamischen Netzstützung

Verfahren der Netzstützung	Fehler- kurv e	Referenzspannung $U_{\text{ref,dyn.NS}}$	Strom			Eingestellter k-Faktor	Berechneter k-Faktor
			I_{Soll}	I_{Ist}	I_{diff}		
		kV	pu	pu	pu	---	---

Tabelle 31: Dynamikwerte

Fehlerkurve	Verzögerungszeit $T_{\text{Verzögerung,dyn.NS}}$	Anschwingzeit $T_{\text{A,dyn.NS}}$	Einschwingzeit $T_{\text{E,dyn.NS}}$
---	ms	ms	ms

8.3.4.2 Wiederaufnahme der Leistungsabgabe nach Fehlerklärung

Tabelle 32: Messwerttabelle für die Wirkleistungswiederkehr

Fehlerkurve	Vorfehlerwert der Wirkleistung $P_{VF,LW}$	Wirkleistung zum Zeitpunkt der Fehlerklärung $P_{F,LW}$	Anschwingzeit $T_{A,LW}$
---	kW	kW	s

8.3.5 Dokumentationspunkte für die FRT-Überprüfung am Beispiel einer synchronen Stromerzeugungsanlage

Simulationsdaten

Die Simulationen wurden mit der Software XYZ und der Versionsnummer 123 durchgeführt. Für die Simulationen wurde die Berechnungsmethode „RMS“ herangezogen.

Netzdaten

Folgende Netzdaten wurden vom relevanten Netzbetreiber zur Verfügung gestellt:

- Minimale Kurzschlussleistung $S_{k,min} = 200$ MVA mit $X/R = 2$
- Maximale Kurzschlussleistung $S_{k,max} = 700$ MVA mit $X/R = 5$

Modelldaten

Folgendes Einlinienersatzschaltbild, siehe Abbildung 39 ,wurde für Simulation der FRT-Fähigkeit verwendet. Die Fehlerimpedanz entspricht einer Serienschaltung mit folgenden Werten:

Tabelle 33: Werte der Fehlerimpedanz

Fehlerkurve	Fehlerimpedanz		Beschreibung
	X_F	R_F	
	Ω		
1	xxx	xxx	Fehlerimpedanzwerte für den Spannungseinbruch auf 0,3 pu
2	xxx	xxx	Fehlerimpedanzwerte für den Spannungseinbruch auf 0,75 pu
3	xxx	xxx	Fehlerimpedanzwerte für den Spannungseinbruch auf 0,85 pu

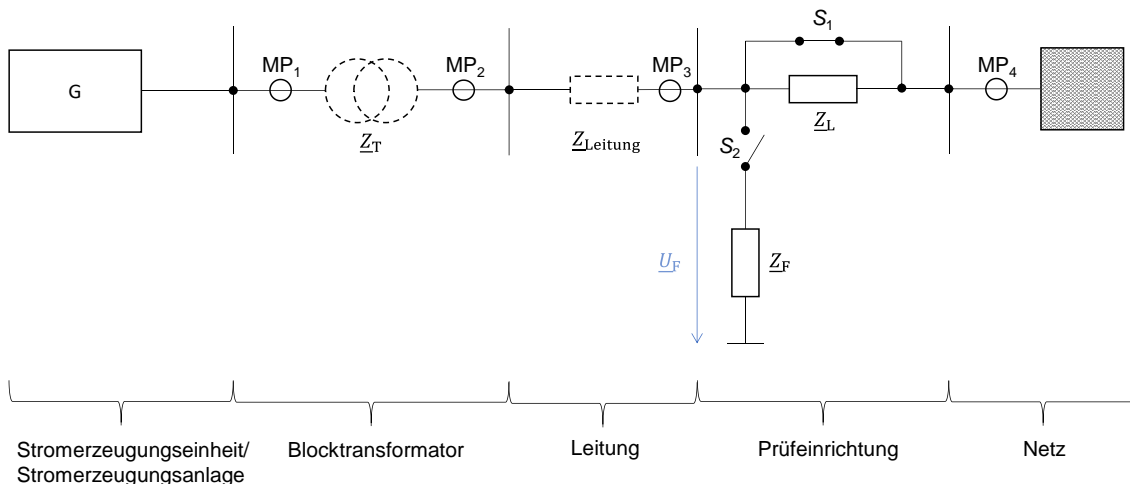


Abbildung 39: Einlinienersatzschaltbild zur Überprüfung der FRT-Fähigkeit

Generatordaten

Für den Generator sind die elektrischen Parameter aus Tabelle 34 eingestellt worden.

Die Bemessungsdaten des Generators sind folgende:

- Bemessungsleistung $S_{rG} = 1,5 \text{ MVA}$
- Bemessungsleistungsfaktor $\cos(\varphi_{rG}) = 0,8$
- Bemessungsspannung $U_{rG} = 0,8 \text{ kV}$
- Bemessungsdrehzahl $n_{rG} = 1000 \text{ U/min}$
- Sternpunktbehandlung isoliert

Tabelle 34: Werte des Synchrongenerators

Parameter	Wert	Einheit	Beschreibung
x_d	2	pu	Synchrone Längsreaktanz
x_d'	0,3	pu	Transiente Längsreaktanz
x_q	1	pu	Synchrone Querreaktanz
x_d''	0,2	pu	Subsynchrone Längsreaktanz
x_q''	0,2	pu	Subsynchrone Querreaktanz
r_a	0,01	pu	Statorresistenz
x_l	0,1	pu	Statorstreureaktanz
x_2	0,17	pu	Gegensystemreaktanz
T_{d0}'	1,5	s	Transiente Leerlaufzeitkonstante der Längsachse
T_{d0}''	0,02	s	Subtransiente Leerlaufzeitkonstante der Längsachse
T_{q0}''	0,1	s	Subtransiente Leerlaufzeitkonstante der Querachse

Die Ermittlung der Trägheitskonstante erfolgte unter Berücksichtigung folgender Trägheitsmomente:

- Trägheitsmoment Generator $J_{\text{Gen}} = 80 \text{ kgm}^2$
- Trägheitsmoment Turbine $J_{\text{Tur}} = 1200 \text{ kgm}^2$
- Trägheitsmoment Getriebe $J_{\text{Get}} = 20 \text{ kgm}^2$ mit Übersetzungsverhältnis $i = 7$

$$J_{\text{Ges}} = J_{\text{Gen}} + J_{\text{Get}} + \frac{J_{\text{Tur}}}{i^2} = 80 \text{ kgm}^2 + 20 \text{ kgm}^2 + \frac{1200 \text{ kgm}^2}{7^2} = 124,5 \text{ kgm}^2$$

$$H = \frac{1}{2} \cdot \frac{J_{\text{Ges}} \cdot \left(2 \cdot \pi \cdot \frac{n_{rG}}{60}\right)^2}{S_{rG}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{124,5 \text{ kgm}^2 \cdot \left(2 \cdot \pi \cdot \frac{1000 \text{ rpm}}{60}\right)^2}{1,5 \text{ MVA}} = 0,46 \text{ s}$$

Reglerdaten

Folgend werden die im System implementierten Regler aufgelistet:

- Erregersystem mit einem Spannungsregler (Standardmodell AC8B gemäß Norm IEEE 421.5) mit folgenden Parametereinstellungen

Tabelle 35: Beispielhafte Parameterliste des Erregersystems

Parameter	Wert	Einheit	Beschreibung
a	1	pu	xyz
b	2	pu	xyz
c	3	pu	xyz

- Turbinenregler (Standardmodell IEEE HydroPID) mit folgenden Parametereinstellungen

Tabelle 36: Beispielhafte Parameterliste des Turbinenreglers

Parameter	Wert	Einheit	Beschreibung
a	1	pu	xyz
b	2	pu	xyz
c	3	pu	xyz

Transformatordaten

- Bemessungsleistung $S_{rT} = 2 \text{ kVA}$
- Bemessungsübersetzungsverhältnis $U_{rTOS}/U_{rTUS} = 20 \text{ kV} / 0,8 \text{ kV}$
- Schaltgruppe YNd5
- Kurzschlussspannung $u_k = 8 \%$
- Leerlaufverluste $P_0 = 1,5 \text{ kW}$
- Kupferverluste $P_{krT} = 15 \text{ kW}$

Kabeldaten

Das Kabel verbindet den Maschinentransformator und den Netzanschlusspunkt.

- $U_r = 20 \text{ kV}$
- Querschnitt $q = 120 \text{ mm}^2$
- Länge $l = 200 \text{ m}$
- Leitungsbeläge im Mitsystem: $R'_1 = 0,15 \text{ } \Omega/\text{km}$, $X'_1 = 0,12 \text{ } \Omega/\text{km}$, $C'_1 = 0,24 \text{ } \mu\text{F}/\text{km}$
- Leitungsbeläge im Nullsystem: $R'_0 = 0,62 \text{ } \Omega/\text{km}$, $X'_0 = 0,50 \text{ } \Omega/\text{km}$, $C'_0 = 0,20 \text{ } \mu\text{F}/\text{km}$

8.3.6 Überprüfung der PSS-Funktion

Tabelle 37: Beispielhafte Auswertetabelle für die Überprüfung der Regelung und Dämpfung von Leistungs-
pendelungen

$U_{\text{ref,Pendelung}}$	P_{max}	f	$A_{0, \text{Pendelung}}$	$\gamma_{\text{Pendelung}}$
kV	MW	Hz	MW	---

8.3.7 Blindleistungskapazität

Verwendung eines Netzsimulators / Prüfstandtest

Blindleistungskapazität bei Nennscheinleistung bzw. Maximalkapazität

Tabelle 38: Messwerttabelle für die Überprüfung der Blindleistungskapazität bei Nennscheinleistung bzw.
Maximalkapazität

Mess- num- mer	Geforderter Blindleistungsbereich: Bereich I/II/III				
	$P/P_{\text{ref,Q-Test}}$	$Q/P_{\text{ref,Q-Test}}$	$S/S_{\text{ref,Q-Test}}$	$U/U_{\text{ref,Q-Test}}$	$T_{\text{Q-Test}}$
	pu	pu	pu	pu	Min
1					
2					
3					
4					
5					
6					
7					
8					
9					
10					

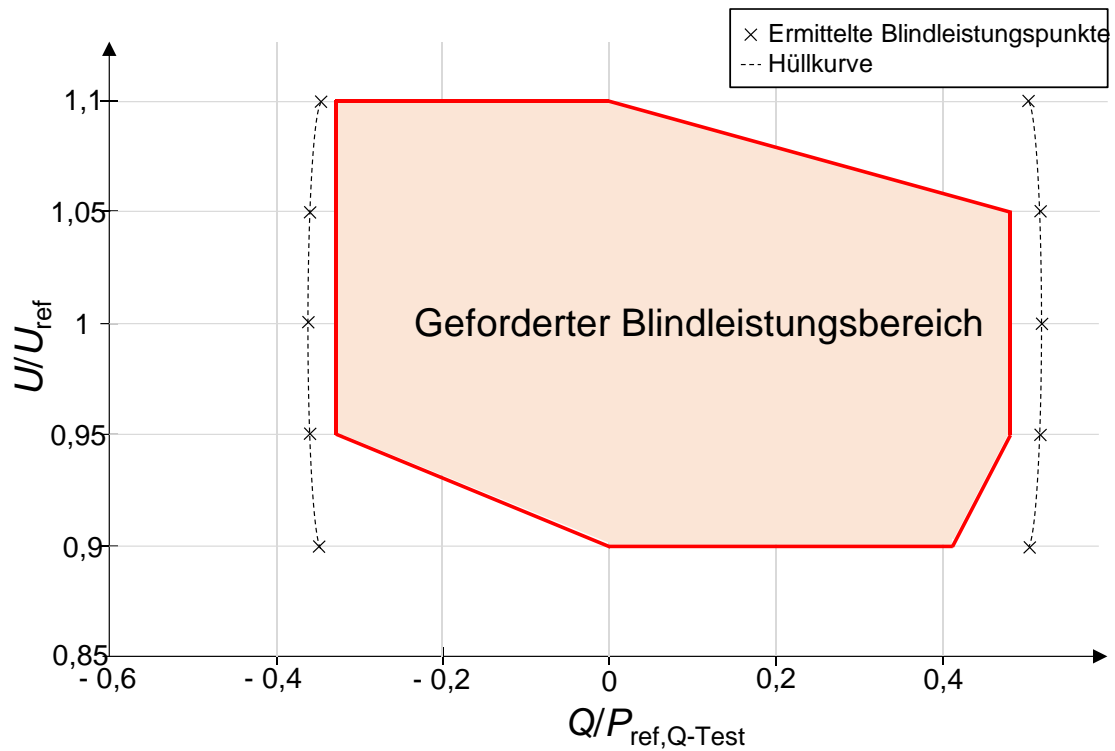


Abbildung 40: Beispielhafte grafische Auswertung bei der Überprüfung der Blindleistungskapazität bei Nennscheinleistung bzw. Maximalkapazität

Blindleistungskapazität unterhalb der Nennscheinleistung bzw. Maximalkapazität

Tabelle 39: Messwerttabelle für die Überprüfung des PQ-Diagramms bei Prüfstandtests unterhalb der Nennscheinleistung bzw. Maximalkapazität

Mess- num- mer	Geforderter Blindleistungsbereich: Bereich I/II/III				
	$P/P_{ref,Q-Test}$	$Q/P_{ref,Q-Test}$	$S/S_{ref,Q-Test}$	$U/U_{ref,Q-Test}$	T_{Q-Test}
	pu	pu	pu	pu	Min
1					
2					
3					
4					
5					
6					

Feldtest

Blindleistungskapazität bei und unterhalb der Nennscheinleistung bzw. Maximalkapazität

Tabelle 40: Messwerttabelle für die Überprüfung des PQ-Diagramms bei Feldtests bei und unterhalb der Nennscheinleistung bzw. Maximalkapazität

Mess- num- mer	Geforderter Blindleistungsbereich: Bereich I/II/III				
	$P/P_{\text{ref,Q-Test}}$	$Q/P_{\text{ref,Q-Test}}$	$S/S_{\text{ref,Q-Test}}$	$U/U_{\text{ref,Q-Test}}$	$T_{\text{Q-Test}}$
	pu	pu	pu	pu	Min
1					
2					
3					
4					
5					
6					

8.3.8 Blindleistungskapazität (Konformitätssimulation)

Blindleistungskapazität bei Nennscheinleistung bzw. Maximalkapazität

Tabelle 41: Messwerttabelle für die Überprüfung der Blindleistungskapazität bei Nennscheinleistung bzw. Maximalkapazität

Messnummer	Geforderter Blindleistungsbereich: Bereich I/II/III			
	$P/P_{\text{ref,Q-Test}}$	$Q/P_{\text{ref,Q-Test}}$	$S/S_{\text{ref,Q-Test}}$	$U/U_{\text{ref,Q-Test}}$
	pu	pu	pu	pu
1				
2				
3				
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				

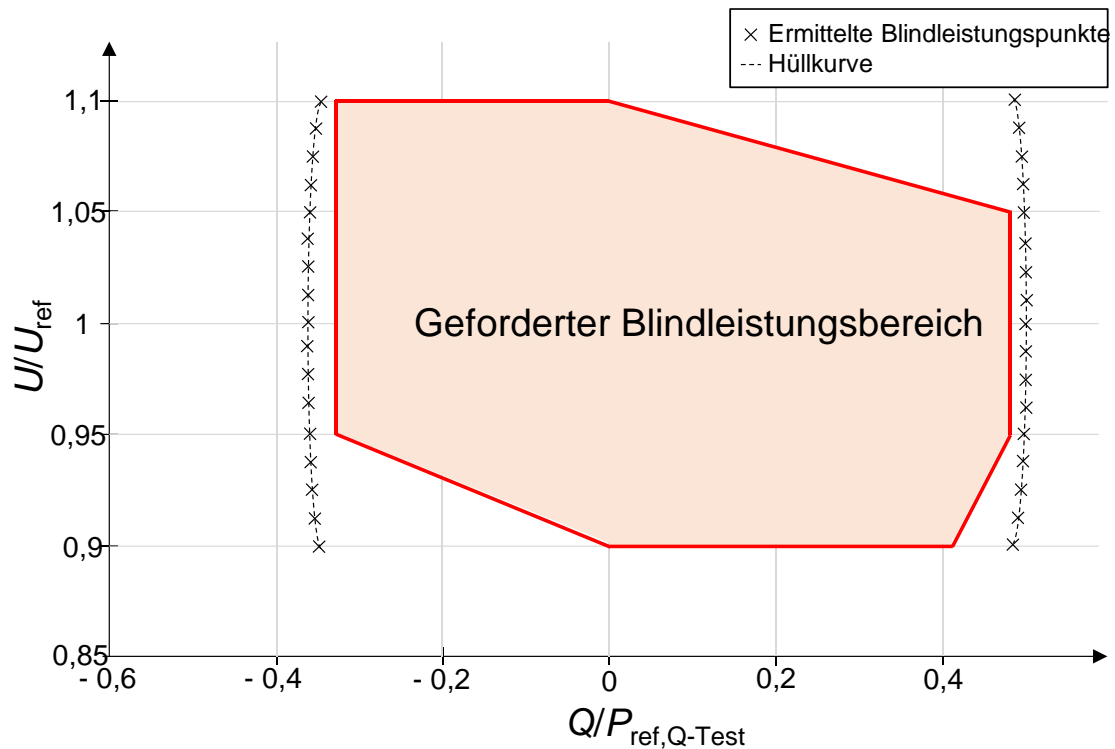


Abbildung 41: Beispielhafte grafische Auswertung bei der Überprüfung der Blindleistungskapazität bei Maximalkapazität

Blindleistungskapazität unterhalb der Maximalkapazität

Tabelle 42: Messwerttabelle für die Überprüfung des PQ-Diagramms bei Prüfstandstests unterhalb der Nennscheinleistung bzw. Maximalkapazität

Messnummer	Geforderter Blindleistungsbereich: Bereich I/II/III			
	$P/P_{ref,Q-Test}$	$Q/P_{ref,Q-Test}$	$S/S_{ref,Q-Test}$	$U/U_{ref,Q-Test}$
	pu	pu	pu	pu
1				
2				
3				
4				
5				
6				

8.3.8.1 Beispielvariante 1: Lineare Aufteilung der Längs-Gesamttransformatorverluste unter Vernachlässigung der Leerlaufverluste (Bestandsanlage aktiv) und überdimensionierten Blocktransformator

Gegeben ist eine synchrone Bestands-Stromerzeugungsanlage mit einer Bemessungsleistung von $S_{rG, Bestand} = 430$ MVA, welche sich **im Betrieb** befindet. Der dazugehörige Blocktransformator wurde aufgrund betrieblicher Vorausplanung mit einer Bemessungsleistung von $S_{rT} = 450$ MVA ausgelegt.

Der Blocktransformator weist folgende Parameter auf:

- $S_{rT} = 450 \text{ MVA}$
- $u_k = 13 \%$
- $P_{Cu} = 900 \text{ kW}$

Zur Bestandsanlage wird eine neue nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit einer Bemessungsleistung von $S_{rG,Neu} = 20 \text{ MVA}$ dazugebaut.

Die dazugehörige Topologie kann Abbildung 42 entnommen werden.

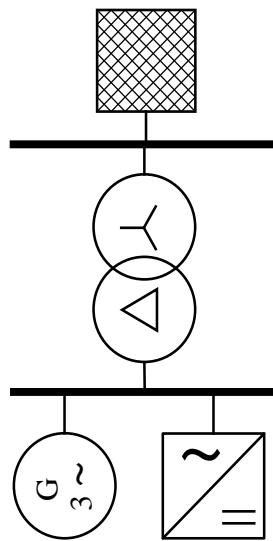


Abbildung 42: Beispieltopologie für lineare Aufteilung der Längs-Gesamtverluste eines Transformators bei aktiver Bestandsanlage

Der gesamte Blindleistungsbezug des Transformators im Bemessungsbetrieb kann wie folgt berechnet werden:

$$Q_{\text{Verluste}} = \sqrt{u_k^2 - \left(\frac{P_{Cu}}{S_{rT}}\right)^2} \cdot S_{rT} = \sqrt{0,13^2 - \left(\frac{900 \text{ kW}}{450 \text{ MVA}}\right)^2} \cdot 450 \text{ MVA} = 58,5 \text{ Mvar}$$

Aufgrund der Leistungsaufteilung gemäß den Bemessungsleistungen würden die Transformatorverluste wie folgt auf die Anlagen aufgeteilt werden:

$$\text{Bestandsanlage: } Q_{\text{Bestand}} = \frac{S_{rG,\text{Bestand}}}{S_{rT}} \cdot Q_{\text{Verluste}} = \frac{430 \text{ MVA}}{450 \text{ MVA}} \cdot 58,5 \text{ Mvar} = 55,9 \text{ Mvar}$$

$$\text{Neuanlage: } Q_{\text{Neuanlage}} = \frac{S_{rG,\text{Neu}}}{S_{rT}} \cdot Q_{\text{Verluste}} = \frac{20 \text{ MVA}}{450 \text{ MVA}} \cdot 58,5 \text{ Mvar} = 2,6 \text{ Mvar}$$

Somit muss die Neuanlage den aliquoten Blindleistungsbedarf des Transformators von 2,6 Mvar zur Erfüllung des Blindleistungsbereiches am Netzanschlusspunkt gemäß TOR SEA abdecken.

8.3.8.2 Beispielvariante 2: Aufteilung des Blindleistungsbedarfs des Blocktransformators bei inaktiver Bestandsanlage bzw. überdimensionierten Blocktransformator

Gegeben ist eine synchrone Bestands-Stromerzeugungsanlage mit einer Bemessungsleistung von $S_{rG, Bestand} = 430 \text{ MVA}$, welche sich **außer Betrieb** befindet. Der dazugehörige Blocktransformator wurde aufgrund betrieblicher Vorausplanung mit einer Bemessungsleistung von $S_{rT} = 450 \text{ MVA}$ ausgelegt.

Der Blocktransformator weist folgende Parameter auf:

- $S_{rT} = 450 \text{ MVA}$
- $u_k = 13 \%$
- $P_{Cu} = 900 \text{ kW}$
- $P_0 = 180 \text{ kW}$
- $I_0 = 0,2 \%$

Zur Bestandsanlage wird eine neue nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit einer Bemessungsleistung von $S_{rG, Neu} = 20 \text{ MVA}$ dazugebaut.

Die dazugehörige Topologie kann Abbildung 43 entnommen werden.

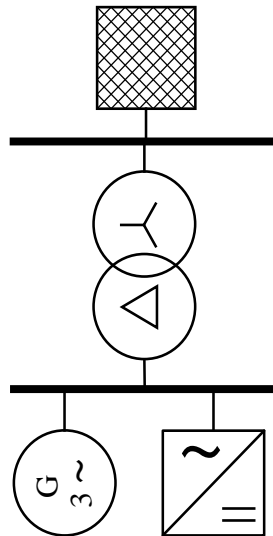


Abbildung 43: Beispieltopologie für lineare Aufteilung der Längs-Gesamtverluste eines Transformators bei inaktiver Bestandsanlage

Subvariante 1: Lineare Aufteilung der Längs-Gesamtverluste unter Vernachlässigung der Leerlaufverluste

Der gesamte Blindleistungsbezug des Transformators im Bemessungsbetrieb kann wie folgt berechnet werden:

$$Q_{\text{Verluste}} = \sqrt{u_k^2 - \left(\frac{P_{Cu}}{S_{rT}}\right)^2} \cdot S_{rT} = \sqrt{0,13^2 - \left(\frac{900 \text{ kW}}{450 \text{ MVA}}\right)^2} \cdot 450 \text{ MVA} = 58,5 \text{ Mvar}$$

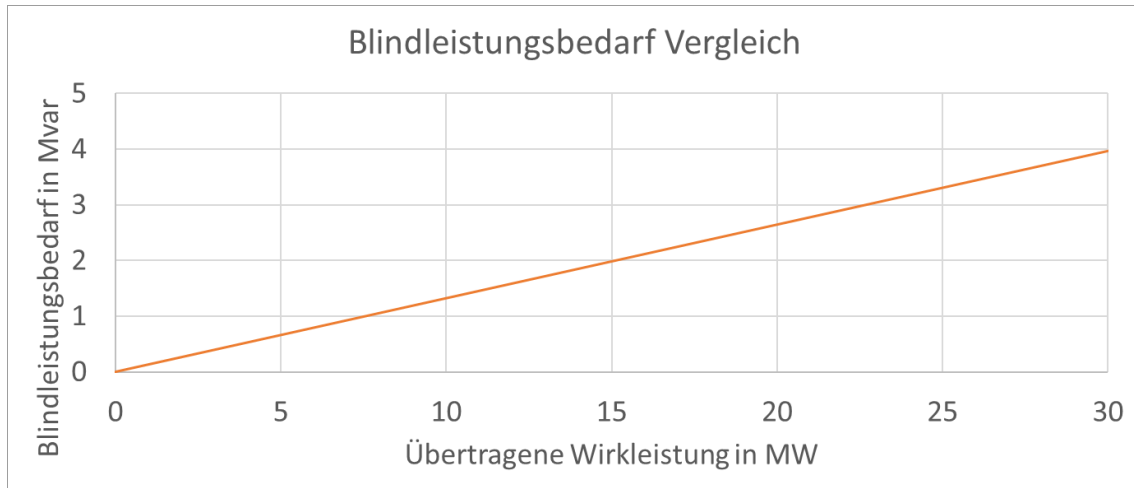


Abbildung 44: Lineare Aufteilung der Längs-Gesamtransformatorverluste

Aufgrund der Leistungsaufteilung gemäß den Bemessungsleistungen würden die Transformatorverluste wie folgt auf die Neuanlage aufgeteilt werden:

$$\text{Neuanlage: } Q_{\text{Neuanlage}} = \frac{S_{rG, \text{Neu}}}{S_{rT}} \cdot Q_{\text{Verluste}} = \frac{20 \text{ MVA}}{450 \text{ MVA}} \cdot 58,5 \text{ Mvar} = 2,6 \text{ Mvar}$$

Somit muss die Neuanlage den aliquoten Blindleistungsbedarf des Transformators von 2,6 Mvar zur Erfüllung des Blindleistungsbereiches am Netzanschlusspunkt gemäß TOR SEA abdecken. Die verbleibenden Transformatorverluste würden dann linear auf weitere Neuanlagen aufgeteilt werden.

Subvariante 2: Deckung der tatsächlich auftretenden Transformatorverluste

Aufgrund des alleinigen Betriebs der Neuanlage sind die Leerlaufverluste dominant. Ein Ansatz ist die Deckung der gesamten Leerlaufverluste mit den tatsächlich auftretenden Leerlaufverlusten. Der sich dabei ergebende Blindleistungsbedarf des Blocktransformators kann Abbildung 45 entnommen werden.

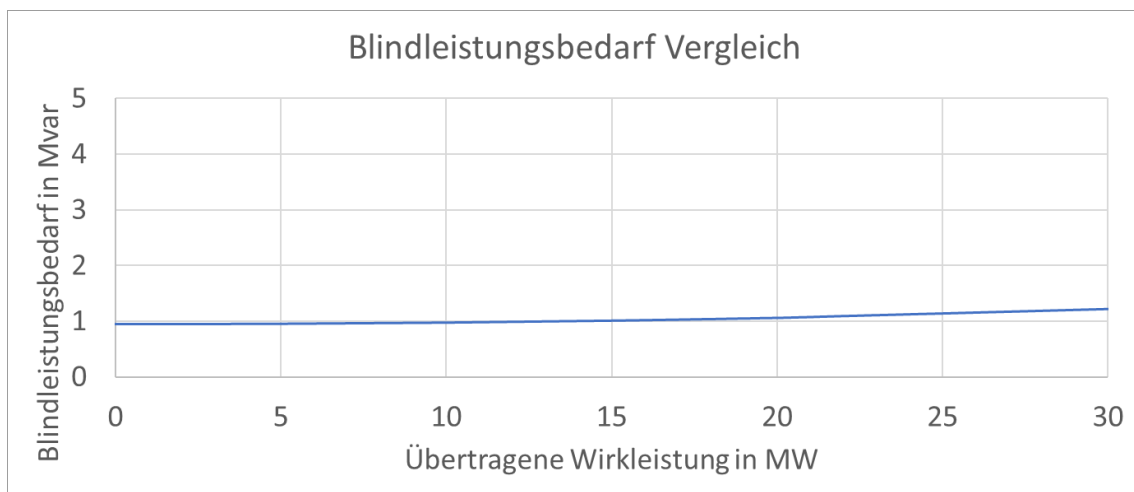


Abbildung 45: Lineare Aufteilung der Längs-Gesamtransformatorverluste unter Berücksichtigung der vollen Leerlaufverluste

Der Blindleistungsbedarf bei Einspeisung der Neuanlage mit P_{max} beträgt 1,1 Mvar. Somit muss die Neuanlage im Vergleich zur Subvariante 1 weniger Blindleistung liefern. Vorteilhaft ist diese Methode bei Erstanlagen. Für späterfolgende Anschlüsse müssen die Neuanlage einen größeren Blindleistungsbedarf abdecken, um in Summe den gesamten Blindleistungsbedarf decken zu können.

Subvariante 3: Deckung der tatsächlich auftretenden Transformatorverluste unter linearer Aufteilung der Leerlaufverluste

Unter dieser Methode werden die Leerlaufverluste des Transformators aliquot gemäß der Bemessungsleistung aufgeteilt. Die Längsverluste werden dabei als die tatsächlich aufgrund der Leistungseinspeisung auftretenden Verluste berücksichtigt, wie auch in Abbildung 46 dargestellt. Es ergibt sich somit ein Blindleistungsbedarf von 0,17 Mvar.

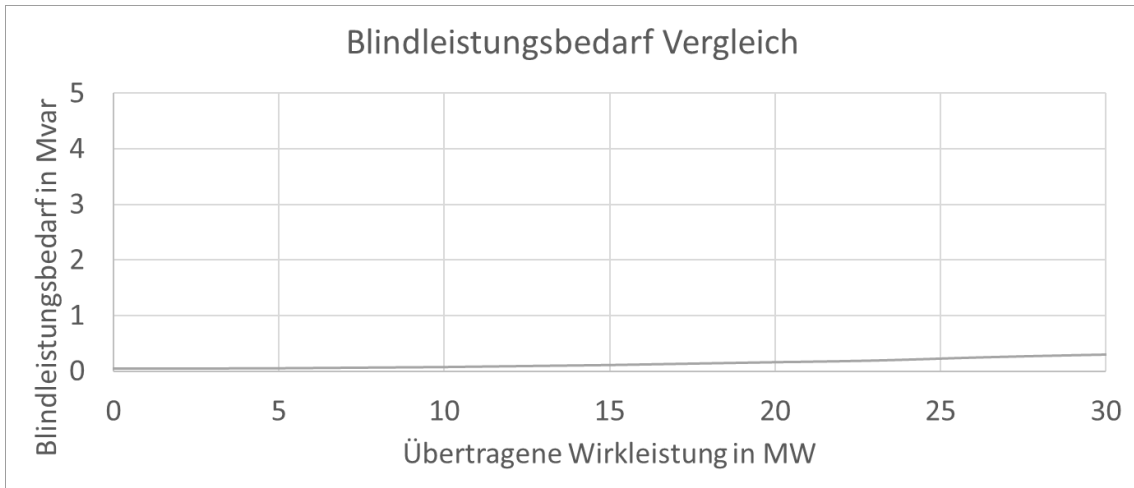


Abbildung 46: Lineare Aufteilung der Längs-Gesamtransformatorverluste und der Leerlaufverluste

Die Subvariante 3 erweist sich als best-case Methode für Erstanlagen, wodurch weitere Anlagen einen noch höheren Blindleistungsbedarf abdecken müssen als gemäß Subvariante 2.

In Abbildung 47 ist ein Vergleich der Subvarianten dargestellt.

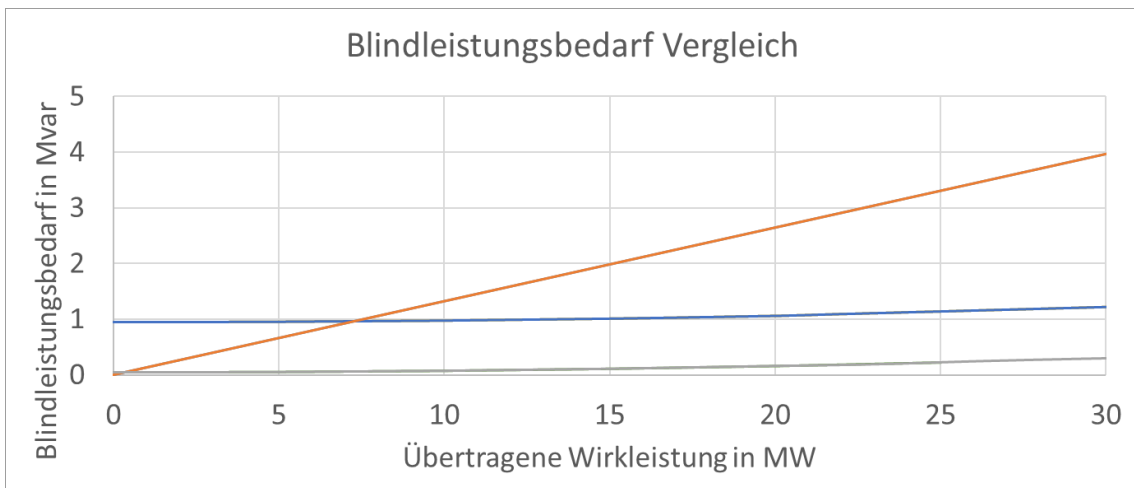


Abbildung 47: Vergleich der Subvarianten für Blindleistungsaufteilung von Mischanlagen

8.3.9 Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung

Fester Verschiebungsfaktor $\cos(\varphi)$ fix

Tabelle 43: Messwerttabelle für die Überprüfung des Blindleistungsbereitstellungsverfahrens $\cos \varphi$ fix

Mess- num- mer	$\cos \varphi_{\text{Soll,QB}}$	$\cos \varphi$	$\Delta \cos \varphi_{\text{,QB}}$	$P/P_{\text{ref,QB}}$	$Q/P_{\text{ref,QB}}$	$U/U_{\text{ref,QB}}$	$T_{\text{A,QB}}$	$T_{\text{E,QB}}$
	---	---	---	pu	pu	pu	s	s
1								
2								
.								
.								
.								

Verschiebungsfaktor-/Wirkleistungskennlinie $\cos \varphi (P)$

Tabelle 44: Messwerttabelle für die Überprüfung des Blindleistungsbereitstellungsverfahrens $\cos \varphi (P)$

Mess- num- mer	$\cos \varphi_{\text{Soll,QB}}$	$\cos \varphi$	$\Delta \cos \varphi_{\text{,QB}}$	$P/P_{\text{ref,QB}}$	$Q/P_{\text{ref,QB}}$	$U/U_{\text{ref,QB}}$	$T_{\text{A,QB}}$	$T_{\text{E,QB}}$
	---	---	---	pu	pu	pu	s	s
1								
2								
.								
.								
.								

Blindleistungs-/Spannungskennlinie $Q(U)$

Tabelle 45: Messwerttabelle für die dynamische Überprüfung des Blindleistungsbereitstellungsverfahrens $Q(U)$

Mess- num- mer	$Q_{\text{Soll,QB}}/P_{\text{ref,QB}}$	$Q_{\text{,QB}}/P_{\text{ref,QB}}$	$\Delta Q_{\text{,QB}}/P_{\text{ref,QB}}$	$P/P_{\text{ref,QB}}$	$U/U_{\text{ref,QB}}$	$T_{\text{A,QB}}$	$T_{\text{E,QB}}$
	pu	pu	pu	pu	pu	s	s
1							
2							
.							
.							
.							

Feste Blindleistung Q fix

Tabelle 46: Messwerttabelle für die Überprüfung des Blindleistungsbereitstellungsverfahrens $\cos \varphi$ fix

Mess- num- mer	$Q_{\text{Soll,QB}} / P_{\text{ref,QB}}$	$Q_{\text{QB}} / P_{\text{ref,QB}}$	$\Delta Q_{\text{QB}} / P_{\text{ref,QB}}$	$P/P_{\text{ref,QB}}$	$U/U_{\text{ref,QB}}$	$T_{\text{A,QB}}$	$T_{\text{E,QB}}$
	pu	pu	pu	pu	pu	s	s
1							
2							
.							
.							
.							

8.3.10 Sollwertvorgabe und Umschaltung von Q(U)-Kennlinien

Tabelle 47: Beispielhafte Tabelle für die Referenzwerte bei der Überprüfung der Sollwertvorgabe

$U_{\text{ref,Sollwert}}$	$P_{\text{ref,Sollwert}}$	$Q_{\text{ref,Sollwert}}$
kV	MW	Mvar

Tabelle 48: Beispielhafte Auswertetabelle für die zu ermittelnden Größen bei der Überprüfung der Wirkleistungsvorgabe

$U/U_{\text{ref,Sollwert}}$	$P/P_{\text{ref,Sollwert}}$	$\frac{\Delta P}{\Delta t}$	$\Delta P/P_{\text{ref,Sollwert}}$
pu	pu	% $P_{\text{ref,Sollwert}} / \text{Minute}$	%
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.

Tabelle 49: Beispielhafte Auswertetabelle für die zu ermittelnden Größen bei der Überprüfung der Blindleistungsvorgabe

$U/U_{\text{ref,Sollwert}}$	$Q/P_{\text{ref,Sollwert}}$	$\frac{\Delta Q}{\Delta t}$	$\Delta Q/P_{\text{ref,Sollwert}}$
pu	pu	% $Q_{\text{ref,Sollwert}} / \text{Minute}$	%
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.

8.3.11 Systemschutz

Tabelle 50: Beispielhafte Tabelle für die Referenzwerte bei der Überprüfung der Umschaltung auf ein spannungsstützendes Verfahren

$U_{\text{ref, Systemschutz}}$	$P_{\text{ref, Systemschutz}}$	Spannungsgrenze
kV	MW	pu

Tabelle 51: Beispielhafte Auswertetabelle für die zu ermittelnden Größen bei der Überprüfung der Umschaltung auf ein spannungsstützendes Verfahren

$U_{\text{Systemschutz}} / U_{\text{ref, Systemschutz}}$	$P_{\text{Systemschutz}} / P_{\text{ref, Systemschutz}}$	$U_{\text{Dummy}} / U_{\text{ref, Systemschutz}}$
pu	pu	pu
.	.	.
.	.	.
.	.	.

8.3.12 Abfangen in den Eigenbedarfsbetrieb

Tabelle 52: Beispielhafte Darstellung der Messwtergebnisse der Zeitgrößen

Zeitpunkte	
$T_{\text{Anfang, EB}}$	$T_{\text{Ende, EB}}$

Tabelle 53: Beispielhafte Darstellung der Messwtergebnisse der Leistungsgrößen

$P_{\text{ref, EB}}$	P_{EB}	Q_{EB}
MW	MW	Mvar
	.	.
	.	.
	.	.