

Technisches Datenblatt

Netztechnische Leistungsmerkmale FACTS 2.0

ENERCON Control System PI-CS (EP5)

Technische Änderungen vorbehalten.

Herausgeber ENERCON GmbH ▪ Dreekamp 5 ▪ 26605 Aurich ▪ Deutschland
Telefon: +49 4941 927-0 ▪ Telefax: +49 4941 927-109
E-Mail: info@enercon.de ▪ Internet: http://www.enercon.de
Geschäftsführer: Dr. Jürgen Zeschky, Dr. Martin Prillmann, Dr. Michael Jaxy
Zuständiges Amtsgericht: Aurich ▪ Handelsregisternummer: HRB 411
Ust.Id.-Nr.: DE 181 977 360

Urheberrechtshinweis Die Inhalte dieses Dokuments sind urheberrechtlich sowie hinsichtlich der sonstigen geistigen Eigentumsrechte durch nationale und internationale Gesetze und Verträge geschützt. Die Rechte an den Inhalten dieses Dokuments liegen bei der ENERCON GmbH, sofern und soweit nicht ausdrücklich ein anderer Inhaber angegeben oder offensichtlich erkennbar ist.

Die ENERCON GmbH räumt dem Verwender das Recht ein, zu Informationszwecken für den eigenen, rein unternehmensinternen Gebrauch Kopien und Abschriften dieses Dokuments zu erstellen; weitergehende Nutzungsrechte werden dem Verwender durch die Bereitstellung dieses Dokuments nicht eingeräumt. Jegliche sonstige Vervielfältigung, Veränderung, Verbreitung, Veröffentlichung, Weitergabe, Überlassung an Dritte und/oder Verwertung der Inhalte dieses Dokuments ist – auch auszugsweise – ohne vorherige, ausdrückliche und schriftliche Zustimmung der ENERCON GmbH untersagt, sofern und soweit nicht zwingende gesetzliche Vorschriften ein Solches gestatten.

Dem Verwender ist es untersagt, für das in diesem Dokument wiedergegebene Know-how oder Teile davon gewerbliche Schutzrechte gleich welcher Art anzumelden.

Sofern und soweit die Rechte an den Inhalten dieses Dokuments nicht bei der ENERCON GmbH liegen, hat der Verwender die Nutzungsbestimmungen des jeweiligen Rechteinhabers zu beachten.

Geschützte Marken Alle in diesem Dokument ggf. genannten Marken- und Warenzeichen sind geistiges Eigentum der jeweiligen eingetragenen Inhaber; die Bestimmungen des anwendbaren Kennzeichen- und Markenrechts gelten uneingeschränkt.

Änderungsvorbehalt Die ENERCON GmbH behält sich vor, dieses Dokument und den darin beschriebenen Gegenstand jederzeit ohne Vorankündigung zu ändern, insbesondere zu verbessern und zu erweitern, sofern und soweit vertragliche Vereinbarungen oder gesetzliche Vorgaben dem nicht entgegenstehen.

Dokumentinformation

Dokument-ID	D02731630/2.0-de
Vermerk	Originaldokument

Datum	Sprache	DCC	Werk / Abteilung
2022-09-22	de	DA	WRD Wobben Research and Development GmbH / Validierung

Technische Änderungen vorbehalten.

Mitgeltende Dokumente

Der aufgeführte Dokumenttitel ist der Titel des Sprachoriginals, ggf. ergänzt um eine Übersetzung dieses Titels in Klammern. Die Titel von übergeordneten Normen und Richtlinien werden im Sprachoriginal oder in der englischen Übersetzung angegeben. Die Dokument-ID bezeichnet stets das Sprachoriginal. Enthält die Dokument-ID keinen Revisionsstand, gilt der jeweils neueste Revisionsstand des Dokuments. Diese Liste enthält ggf. Dokumente zu optionalen Komponenten.

Übergeordnete Normen und Richtlinien

Dokument-ID	Dokument
IEC 61400-27-1:2020	Wind energy generation systems - Part 27-1: Electrical simulation models - Generic models

Zugehörige Dokumente

Dokument-ID	Dokument
CIGRE WG B4.62	Connection of wind farms to weak AC networks, CIGRE technical brochure 671, Paris, 2016 (Anschluss von Windparks an schwache AC-Netze, CIGRE Technische Broschüre 671, Paris, 2016)

Inhaltsverzeichnis

1	Allgemeines	6
2	Betriebsbereiche	7
2.1	Spannungsbereich	7
2.2	Frequenzbereich	9
3	Schutzfunktionen	10
3.1	Entkupplungsschutz	10
3.1.1	Frequenzschutz	10
3.1.2	Spannungsschutz	11
3.1.2.1	Überspannungsschutz	11
3.1.2.2	Unterspannungsschutz	13
3.2	Eigenschutz	14
3.2.1	Hardwareschutz	14
3.2.2	Spannungsschutz	14
3.2.3	Frequenzschutz	14
3.3	Sonstige Schutzfunktionen	15
4	Fault-Ride-Through-Verhalten	16
5	Startparameter	18
6	Leistungs-Frequenz-Regelung	19
6.1	Statische Leistungs-Frequenz-Regelung	19
6.2	Dynamische Leistungs-Frequenz-Regelung	21
7	Blindleistungsgradient	22
8	Referenzpunkt	23
	Formelzeichenverzeichnis	24
	Fachwortverzeichnis	25

Abkürzungsverzeichnis

FACTS	Flexible Alternating Current Transmission System (Flexibles Wechselstrom-Übertragungssystem)
IGBT	Insulated-gate bipolar transistor (Bipolartransistor mit isolierter Gate-Elektrode)
OVRT	Overvoltage Ride Through (Durchfahren einer Überspannung im Netz)
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition (überwachende Steuerung und Datenerfassung)

1 Allgemeines

Aus Gründen einer besseren Übersichtlichkeit wird die Beschreibung der netztechnischen Eigenschaften der ENERCON Windenergieanlage auf getrennte Dokumente aufgeteilt:

- Das vorliegende Dokument gilt für alle Windenergieanlagen mit dem Steuerungstyp PI-CS der EP5.
- Für jeden Windenergieanlagen-Typ gibt es ein weiteres, typen-spezifisches Dokument mit zusätzlichen Leistungsmerkmalen. In diesem typen-spezifischen Dokument ist auch die Nennspannung der Windenergieanlage aufgeführt.

Alle technischen Angaben beziehen sich auf den in Kap. 8, S. 23 genannten Referenzpunkt.

Im vorliegenden Dokument wird der Begriff „Windenergieanlage“ im Sinne einer einzelnen Erzeugungseinheit verwendet. Die elektrischen Eigenschaften eines Windparks (Erzeugungsanlage), insbesondere am Netzanschlusspunkt zum vorgelagerten Netzbetreiber, ergeben sich aus der Kombination der Eigenschaften aller darin angeschlossenen Windenergieanlagen, der Mittelspannungsverkabelung sowie gegebenenfalls weiterer Komponenten wie Regler, Umspannwerk, etc.

2 Betriebsbereiche

2.1 Spannungsbereich

Tab. 1: Betriebsspannungen

Parameter	Wert
max. Dauerbetriebsspannung U_{\max}	115 % U_n
min. Dauerbetriebsspannung U_{\min}	85 % U_n
kurzzeitige Maximalspannung $U_{\max, \text{temp}}$	120 % U_n
kurzzeitige Minimalspannung $U_{\min, \text{temp}}$	80 % U_n

Im Bereich zwischen kurzzeitiger Maximalspannung ($U_{\max, \text{temp}}$) und maximaler Dauerbetriebsspannung (U_{\max}) sowie zwischen kurzzeitiger Minimalspannung ($U_{\min, \text{temp}}$) und minimaler Dauerbetriebsspannung (U_{\min}) ist der Betrieb der Windenergieanlage für bis zu 60 s möglich.

Die Ermittlung des Spannungswerts erfolgt an einem Referenzpunkt, der sich anlagenseitig auf der Niederspannungsebene befindet (siehe Kap. 8, S. 23). Als Bezugsspannung am Referenzpunkt dient die Nennspannung U_n der Windenergieanlage.

Informationen für den Betrieb, in dem die Spannung kleiner als die kurzzeitige Minimalspannung oder größer als die maximale Dauerbetriebsspannung ist, sind in Kap. 4, S. 16 angegeben.

Sinkt die Spannung auf einen Wert unterhalb der Nennspannung U_n , kann die Stromgrenze der Umrichter erreicht werden, wodurch die Bemessungsscheinleistung S_{\max} nicht mehr bereitgestellt wird. In diesem Fall wird gemäß der Standardeinstellung die Wirkleistung priorisiert und die Blindleistung entsprechend reduziert. Diese Einstellung der Windenergieanlage kann so angepasst werden, dass bei Unterspannung die Wirkleistung reduziert wird und die Blindleistung konstant gehalten wird.

Spannungsunsymmetrie

Ein Dauerbetrieb der Windenergieanlage bei Spannungsunsymmetrie ist möglich, sofern die Unsymmetrie der Spannung einen Wert von 10 % nicht übersteigt. Die Spannungsunsymmetrie ist das Verhältnis der Gegensystemkomponente der Spannung zur Mitsystemkomponente der Spannung am Referenzpunkt der Windenergieanlage.

Netzkurzschlussleistung

Um die im vorliegenden Dokument beschriebene Einspeiseleistung und die im anlagenspezifischen Datenblatt der netztechnischen Merkmale angegebenen Wirk- und Blindleistungsbereiche zu erzielen, muss die Kurzschlussleistung des Netzes auf der Mittelspannungs-Seite des Windenergieanlagen-Transformators mindestens das 3-fache der Summe der Nennwirkleistung aller im Windpark angeschlossenen Windenergieanlagen betragen. Für die Kurzschlussleistungsberechnung ist gemäß IEC 61400-27-1:2020 ein aggregiertes Windpark-Kollektorsystem zu berücksichtigen sowie der schwächste Netzzustand, bei dem erwartet wird, dass der Windpark ohne Einschränkungen betrieben werden kann.

Sind weitere Erzeugungseinheiten, z. B. andere Windparks oder Photovoltaikanlagen, am gleichen Netzanschlusspunkt des Netzbetreibers oder in der elektrischen Umgebung angeschlossen, müssen auch deren Leistungen berücksichtigt werden, z. B. nach der Composite-Short-Circuit-Ratio-Methode (CSCR-Methode), siehe CIGRE WG B4.62 „Connecti-

on of wind farms to weak AC networks, CIGRE technical brochure 671, Paris, 2016“ (Anschluss von Windparks an schwache AC-Netze, CIGRE Technische Broschüre 671, Paris, 2016).

Der Betrieb der Windenergieanlage oder des Windparks unterhalb des oben genannten Verhältnisses könnte zu Performanceproblemen führen. Die Charakteristika dieser Performanceprobleme und der damit verbundenen möglichen Risiken müssen mit projektspezifischen Studien untersucht werden.

2.2 Frequenzbereich

Tab. 2: Netznennfrequenz = 50 Hz

Parameter	Wert
Maximalfrequenz f_{\max}	53 Hz
Nennfrequenz f_n	50 Hz
Minimalfrequenz f_{\min}	47 Hz

Tab. 3: Netznennfrequenz = 60 Hz

Parameter	Wert
Maximalfrequenz f_{\max}	63 Hz
Nennfrequenz f_n	60 Hz
Minimalfrequenz f_{\min}	55,5 Hz

ENERCON Windenergieanlagen können bei einer störungsbedingten Änderung der Netzfrequenz bis zu einem Frequenzgradienten von 10 Hz/s dauerhaft in Betrieb bleiben. Die Windenergieanlage synchronisiert die Frequenz des ins Netz eingespeisten Stroms jederzeit mit der Netzfrequenz am Referenzpunkt.

3 Schutzfunktionen

Die Windenergieanlage verfügt über folgende Schutzfunktionen:

- Entkupplungsschutz
- Eigenschutz
- sonstige Schutzfunktionen

Löst eine dieser Schutzfunktionen aus, führt dies zum Abschalten der Windenergieanlage. Das Abschalten der Windenergieanlage findet in mehreren Stufen statt:

- Öffnen des Netzsicherheitskreises (durch Auslösung einer Schutzfunktion)
- Öffnen der Netzschütze (galvanische Trennung der Umrichter vom Netz) und Einstellen der Stromeinspeisung ins Netz (Sperrung der IGBT-Pulse)
- Einstellen der Erregung des Generators
- Anhalten des Generators

Der Entkupplungsschutz ist auf einer autarken Schutzplatine realisiert, die über eine netz-unabhängige Hilfsenergieversorgung versorgt wird. Die Schutzfunktionen werden dadurch bei einem Ausfall des Versorgungsnetzes für mindestens 6 s aufrechterhalten.

3.1 Entkupplungsschutz

3.1.1 Frequenzschutz

Über- und Unterfrequenzereignisse am Referenzpunkt der Windenergieanlage führen zum Auslösen des Frequenzschutzes und nach Ablauf der Verzögerungszeit zum Abschalten der Windenergieanlage.

Tab. 4: Netznennfrequenz = 50 Hz

Parameter	Einstellbereich	Schrittweite
Überfrequenzschutz $f>$	50 ... 53 Hz	0,01 Hz
Verzögerungszeit $f>$	0,1 ... 60 s	0,01 s
Überfrequenzschutz $f>>$	50 ... 53 Hz	0,01 Hz
Verzögerungszeit $f>>$	0,1 ... 60 s	0,01 s
Unterfrequenzschutz $f<$	47 ... 50 Hz	0,01 Hz
Verzögerungszeit $f<$	0,1 ... 60 s	0,01 s
Unterfrequenzschutz $f<<$	47 ... 50 Hz	0,01 Hz
Verzögerungszeit $f<<$	0,1 ... 60 s	0,01 s

Technische Änderungen vorbehalten.

Tab. 5: Netznennfrequenz = 60 Hz

Parameter	Einstellbereich	Schrittweite
Überfrequenzschutz $f>$	60 ... 63 Hz	0,01 Hz
Verzögerungszeit $f>$	0,1 ... 60 s	0,01 s
Überfrequenzschutz $f>>$	60 ... 63 Hz	0,01 Hz
Verzögerungszeit $f>>$	0,1 ... 60 s	0,01 s
Unterfrequenzschutz $f<$	55,5 ... 60 Hz	0,01 Hz
Verzögerungszeit $f<$	0,1 ... 60 s	0,01 s
Unterfrequenzschutz $f<<$	55,5 ... 60 Hz	0,01 Hz
Verzögerungszeit $f<<$	0,1 ... 60 s	0,01 s

Abschaltzeit

Die Abschaltzeit im Falle von Über- oder Unterfrequenzereignissen ergibt sich aus der Summe der Eigenzeit der Netzschütze von bis zu 0,05 s und der Verzögerungszeit des jeweiligen Frequenzschutzes. Die Eigenzeit der Schutzeinrichtungen ist in der Verzögerungszeit enthalten.

3.1.2 Spannungsschutz

In den folgenden Kapiteln sind die Einstellungsmöglichkeiten zum Schutz des Netzes bei Über- und Unterspannungen dargestellt.

Für den Spannungsschutz kann zwischen den folgenden Spannungen ausgewählt werden:

- Leiter-Leiter-Spannung: U_n
- Leiter-Erde-Spannung: $U_n / \sqrt{3}$

3.1.2.1 Überspannungsschutz

Der Überspannungsschutz kann so parametrisiert werden, dass die Auslösung des Überspannungsschutzes erfolgt, wenn mindestens eine Phase über den Wert der Parameter $U>$ oder $U>>$ steigt (ODER-Verknüpfung der 3 Phasen) oder wenn alle 3 Phasen über den Wert der Parameter $U>$ oder $U>>$ ansteigen (UND-Verknüpfung der 3 Phasen). Die Einstellung kann für $U>$ und $U>>$ unabhängig gewählt werden.

Überspannungsschutz $U>$

Wenn der Effektivwert der Spannung in mindestens einer Phase über den Wert des Parameters $U>$ steigt, löst der Überspannungsschutz $U>$ aus. Dies führt nach Ablauf der mit dem Parameter *Verzögerungszeit $U>$* festgelegten Zeit zur Abschaltung der Windenergieanlage.

 Tab. 6: Überspannungsschutz $U>$

Parameter	Einstellbereich	Schrittweite
Überspannungsschutz $U>$	100 ... 130 % $U_n / \sqrt{3}$ oder 100 ... 130 % U_n	0,5 %
Verzögerungszeit $U>$	0,05 ... 60 s	0,01 s

Überspannungsschutz U>>

Wenn der Effektivwert der Spannung in mindestens einer Phase über den Wert des Parameters $U>>$ steigt, löst der Überspannungsschutz U>> aus. Dies führt nach Ablauf der mit dem Parameter *Verzögerungszeit U>>* festgelegten Zeit zur Abschaltung der Windenergieanlage.

Tab. 7: Überspannungsschutz U>>

Parameter	Einstellbereich	Schrittweite
Überspannungsschutz U>>	100 ... 130 % $U_n / \sqrt{3}$ oder 100 ... 130 % U_n	0,5 %
Verzögerungszeit U>>	0,05 ... 60 s	0,01 s

Der Überspannungsschutz wird so parametrieren, dass die Windenergieanlage bei Spannungen über 120 % $U_n / \sqrt{3}$ maximal 2 s im Dauerbetrieb verbleibt (d. h. nicht im OVRT-Betrieb).

Abschaltzeit

Die Abschaltzeit im Fall von Überspannungseignissen ergibt sich aus der Summe der Eigenzeiten der Netzschütze von bis zu 0,05 s und der Verzögerungszeit des jeweiligen Überspannungsschutzes. Die Eigenzeiten der Schutzeinrichtungen sind in der Verzögerungszeit enthalten.

3.1.2.2 Unterspannungsschutz

Der Unterspannungsschutz kann so parametrierbar werden, dass die Auslösung des Unterspannungsschutzes erfolgt, wenn mindestens eine Phase unter den Wert der Parameter $U<$ oder $U<<$ fällt (ODER-Verknüpfung der 3 Phasen) oder wenn alle 3 Phasen unter den Wert der Parameter $U<$ oder $U<<$ fallen (UND-Verknüpfung der 3 Phasen). Die Einstellung kann für $U<$ und $U<<$ unabhängig gewählt werden.

Unterspannungsschutz $U<$

Wenn der Effektivwert der Spannung in mindestens einer Phase unter den Wert des Parameters $U<$ fällt, löst der Unterspannungsschutz $U<$ aus. Dies führt nach Ablauf der mit dem Parameter *Verzögerungszeit* $U<$ festgelegten Zeit zum Abschalten der Windenergieanlage.

Tab. 8: Unterspannungsschutz $U<$

Parameter	Einstellbereich	Schrittweite
Unterspannungsschutz $U<$	5 ... 100 % $U_n / \sqrt{3}$ oder 5 ... 100 % U_n	0,5 %
Verzögerungszeit $U<$	0,05 ... 60 s	0,01 s

Unterspannungsschutz $U<<$

Wenn der Effektivwert der Spannung in mindestens einer Phase unter den Wert des Parameters $U<<$ fällt, löst der Unterspannungsschutz $U<<$ aus. Dies führt nach Ablauf der mit dem Parameter *Verzögerungszeit* $U<<$ festgelegten Zeit zum Abschalten der Windenergieanlage.

Tab. 9: Unterspannungsschutz $U<<$

Parameter	Einstellbereich	Schrittweite
Unterspannungsschutz $U<<$	5 ... 100 % $U_n / \sqrt{3}$ oder 5 ... 100 % U_n	0,5 %
Verzögerungszeit $U<<$	0,05 ... 60 s	0,01 s

Abschaltzeit

Die Abschaltzeit im Fall von Unterspannungseignissen ergibt sich aus der Summe der Eigenzeiten der Schalteinrichtungen (Netzschütze) von bis zu 0,05 s und der Verzögerungszeit des jeweiligen Unterspannungsschutzes. Die Eigenzeiten der Schalteinrichtungen sind in der Verzögerungszeit enthalten.

3.2 Eigenschutz

Vor Schäden bei Netzereignissen wird die Windenergieanlage durch ihre Eigenschutzfunktionen geschützt.

3.2.1 Hardwareschutz

Steigt der Momentanwert der Spannung über $145 \% \sqrt{2} \times U_n / \sqrt{3}$ in mindestens einer Phase, geht die Windenergieanlage automatisch in den Zero Power Mode über. Die Windenergieanlage kann wahlweise mit dem Netz verbunden bleiben oder durch Öffnen der Netzschütze vom Netz getrennt werden.

Diese Schutzfunktion führt nach Ablauf der *max. OVRT-Zeit* zum Abschalten der Windenergieanlage.

Die Ansprechzeit von 30 ms gilt nur für die Betriebsstrategie QU(HQ). Bei allen anderen Betriebsstrategien gilt weiterhin 1 ms.

Tab. 10: Hardwareschutz

Parameter	Einstellbereich	Schrittweite
Hardwareschutz	$145 \% \sqrt{2} \times U_n / \sqrt{3}$	fester Wert
Ansprechzeit Hardwareschutz QU(HQ)-Betriebsstrategie	0,03 s	fester Wert
Ansprechzeit Hardwareschutz alle anderen Betriebsstrategien	0,001 s	fester Wert
max. OVRT-Zeit	0,05 ... 5 s	0,01 s

3.2.2 Spannungsschutz

Wenn der Effektivwert der Spannung in mindestens einer Phase unter den fest eingestellten Wert fällt, löst der Unterspannungsschutz aus. Steigt der Effektivwert der Spannung in mindestens einer Phase über den fest eingestellten Wert, wird der Überspannungsschutz ausgelöst. Der Einspeise-Eigenschutz führt somit zum Öffnen des Netzsicherheitskreises und stoppt die Einspeisung der Windenergieanlage. Dies führt nach Ablauf der fest eingestellten Verzögerungszeit zum Abschalten der Windenergieanlage.

Tab. 11: Spannungsschutz

Schutzeinstellung	Wert	Verzögerungszeit
Unterspannungsschutz 1	$83 \% U_n / \sqrt{3}$	60 s
Unterspannungsschutz 2	$78 \% U_n / \sqrt{3}$	5 s
Überspannungsschutz 1	$122 \% U_n / \sqrt{3}$	5 s

3.2.3 Frequenzschutz

Über- und Unterfrequenzereignisse am Referenzpunkt der Windenergieanlage führen zum Auslösen des Frequenzschutzes und nach Ablauf der Verzögerungszeit zum Abschalten der Windenergieanlage.

Tab. 12: Frequenzschutz

Schutzeinstellung	Wert	Verzögerungszeit
Unterfrequenzschutz	46,5 Hz	60 s
Überfrequenzschutz	63,5 Hz	60 s

3.3 Sonstige Schutzfunktionen

Wirkleistungsreduktion bei Überspannung

Die maximale Wirkleistung der Windenergieanlage wird begrenzt, sobald die Netzspannung den eingestellten Wert des Parameters $P(U>)$ überschreitet. Diese Funktion der Windenergieanlage kann zur Begrenzung der Spannung am Netzanschlusspunkt genutzt werden, indem die Wirkleistung kurzzeitig reduziert wird. Sobald die Netzspannung den eingestellten Wert des Parameters $P(U>)$ wieder unterschreitet, wird die Wirkleistungsreduktion gestoppt.

Diese Funktion ist standardmäßig deaktiviert.

Tab. 13: Abregelspannung

Parameter	Einstellbereich	Schrittweite
Abregelspannung	100 % ... 125 % $U_n / \sqrt{3}$	0,5 %

4 Fault-Ride-Through-Verhalten

Die Windenergieanlage speist im Normalbetrieb, abhängig von den vorherrschenden Windbedingungen, die maximal mögliche Leistung in das Energiesystem ein. Die Windenergieanlage ist mit einer Fault Ride Through-Fähigkeit ausgestattet, die es ermöglicht, bei störungsbedingter Unterspannung, Undervoltage Ride Through, und Überspannung, Overvoltage Ride Through, für bis zu 5 s in Betrieb zu bleiben. Die FACTS-Steuerung regelt den Ausgangsstrom der Windenergieanlage während des Netzfehlers in Abhängigkeit von der Netzsituation und der projektspezifischen Parametrierung.

Zur Erfüllung unterschiedlicher Netzanschlussbedingungen bietet die FACTS-Steuerung verschiedene Betriebsstrategien mit und ohne Stromeinspeisung im Fehlerbetrieb an. Entsprechend den Netzanschlussbedingungen wird eine geeignete Betriebsstrategie ausgewählt und deren Parametrierung erfolgt projektspezifisch vor Inbetriebnahme der Windenergieanlage. Die Betriebsstrategien bestehen aus mehreren Modi, die bei unterschiedlichen Netzzuständen aktiviert werden. Die einzelnen Betriebsmodi werden durch ein Über- oder Unterschreiten geeigneter Grenzwerte aktiviert, die auf den Anforderungen am jeweiligen Netzanschlusspunkt basieren und parametrierbar sind.

Eine zeitliche Begrenzung des FRT-Betriebs ergibt sich aus der thermischen Kapazität der Chopperwiderstände. Deren jeweilige Kapazität ist dimensioniert, die Nennleistung eines Umrichters für 3 s aufzunehmen. Zusätzlich ist eine Zeit von 100 ms für das Zurückführen der Wirkleistung auf den Vorfehlerwert vorgesehen, z. B. durch die Parametrierung eines entsprechenden Gradienten. Der Einsatz des Chopperwiderstands hängt maßgeblich von der Parametrierung des FRT-Betriebs (FRT-Strategie, k-Faktor) sowie von der Restspannung, vom Wirkleistungsarbeitspunkt der Windenergieanlage und von der Auslastung des Chopperwiderstands vor dem FRT-Ereignis ab.

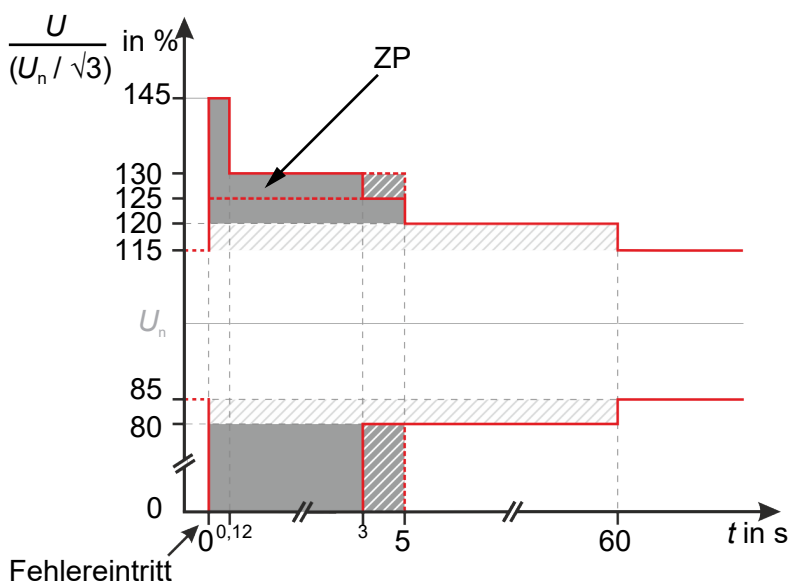


Abb. 1: Maximale Spannungs- und Zeitgrenzen beim Durchfahren von Netzfehlern

	Normalbetrieb/dauerhafter Betrieb
	Fehlerbetrieb
	Erweiterter Fehlerbetrieb (abhängig vom Einsatz der Chopperwiderstände)
	Grenzwerte

Ein Netzfehler wird erkannt, sobald die Spannung am Referenzpunkt der Windenergieanlage unter einen Grenzwert fällt oder über einen Grenzwert steigt. Die Windenergieanlage bleibt in Betrieb, wenn die Spannung am Referenzpunkt in allen Phasen während und nach dem Netzfehler innerhalb des mit der roten Grenzkurve markierten Bereichs liegt (siehe Abb. 1, S. 16). Liegt die Spannung in einer Phase außerhalb dieses Bereichs, kann die Anlagensteuerung die Windenergieanlage abschalten. Während des Netzfehlers ist je nach ausgewählter Betriebsstrategie eine Einspeisung von Wirk- und Blindstrom möglich. Wenn ein Netzfehler erkannt wird und die Wirkleistung der Windenergieanlage in diesem Moment kleiner als $2,5 \% P_n$ ist, kann die Anlagensteuerung die Windenergieanlage abschalten.

Die maximalen Zeiten für das Durchfahren von Netzfehlern wird für UVRT und OVRT unabhängig voneinander eingestellt. Ist ein fortlaufender Betrieb während und nach Netzfehlern nicht erwünscht, wird dies durch die FRT-Parameter und/oder durch die Schutzparameter eingestellt. Weitere Informationen zu den Schutzparametern sind in Kap. 3, S. 10 hinterlegt.

Die Bezugsgröße für die Stromeinspeisung während eines Netzfehlers ist der entsprechenden Beschreibung der jeweiligen Betriebsstrategie zu entnehmen.

5 Startparameter

Die Steuerung der Windenergieanlage prüft vor jedem Startvorgang, ob die Effektivwerte der Spannung aller 3 Phasen und die Netzfrequenz innerhalb eines parametrierbaren zulässigen Bereichs liegen.

Liegt der Effektivwert der Spannung einer Phase oder die Netzfrequenz außerhalb des zulässigen Bereichs, startet die Windenergieanlage nicht.

Tab. 14: Startparameter

Parameter	Einstellbereich	Schrittweite	Default
Netzunterspannungsgrenze für Neustart	80 ... 100 % $U_n / \sqrt{3}$	0,5 %	90 %
Netzüberspannungsgrenze für Neustart	100 ... 125 % $U_n / \sqrt{3}$	0,5 %	106,5 %
Netzunterfrequenzgrenze für Neustart ($f_n = 50$ Hz)	47 ... 50 Hz	0,01 Hz	47,5 Hz
Netzunterfrequenzgrenze für Neustart ($f_n = 60$ Hz)	55,5 ... 60 Hz	0,01 Hz	57,5 Hz
Netzüberfrequenzgrenze für Neustart ($f_n = 50$ Hz)	50 ... 53 Hz	0,01 Hz	51,5 Hz
Netzüberfrequenzgrenze für Neustart ($f_n = 60$ Hz)	60 ... 63 Hz	0,01 Hz	61,5 Hz
Überwachungszeit für Normalstart	0 ... 900 s	5 s	0 s
Überwachungszeit für Neustart	0 ... 900 s	5 s	5 s

Startverzögerung

Nach dem Abschalten der Windenergieanlage als Folge eines Netzausfalls und einem damit einhergehenden Reset der Anlagensteuerung kann das Starten der Windenergieanlage verzögert werden.

Tab. 15: Startverzögerung

Parameter	Einstellbereich	Schrittweite	Default
Startverzögerung	0:00:00 h ... 2:00:00 h	10 s	0:00:00 h

6 Leistungs-Frequenz-Regelung

Bei Überfrequenz im Netz kann die Wirkleistung der Windenergieanlage durch eine Leistungs-Frequenz-Regelung verringert werden. Die Leistungs-Frequenz-Regelung kann statisch oder dynamisch erfolgen, wobei standardmäßig die statische Leistungs-Frequenz-Regelung an der Windenergieanlage eingestellt ist.

Bei beiden Optionen (statisch oder dynamisch) kann als Bezugswert für die Leistungs-Frequenz-Regelung die momentane Wirkleistung oder die Nennwirkleistung der Windenergieanlage gewählt werden.

Ein Bezug der Leistungs-Frequenz-Regelung auf die momentane Wirkleistung der Windenergieanlage führt zur unmittelbaren Reduzierung der Ausgangswirkleistung, sobald die Abregelfrequenz f_3 oder f_{limit} überschritten wird. Bezugsgröße für die Leistungsreduzierung ist die momentane Wirkleistung der Windenergieanlage zum Zeitpunkt des Erreichens der Abregelfrequenz f_3 . Diese Einstellung führt zu einem Gradienten $\Delta P / \Delta f$, dessen Steilheit vom Wert der momentanen Wirkleistung beim Überschreiten der Abregelfrequenz f_3 oder f_{limit} abhängt. Alternativ kann ein konstanter Gradient $\Delta P / \Delta f$ eingestellt werden. Bei dieser Auswahl reduziert sich die Wirkleistung ebenfalls unmittelbar nach dem Überschreiten der Abregelfrequenz f_3 oder f_{limit} . Der Gradient $\Delta P / \Delta f$ bezieht sich auf die Nennleistung der Windenergieanlage. Das führt zu einem Gradienten, der unabhängig von der momentanen Wirkleistung zum Zeitpunkt des Überschreitens der Abregelfrequenz f_3 oder f_{limit} ist.

Die Reduzierung der Wirkleistung wird durch eine Änderung der Blattwinkel herbeigeführt.

6.1 Statische Leistungs-Frequenz-Regelung

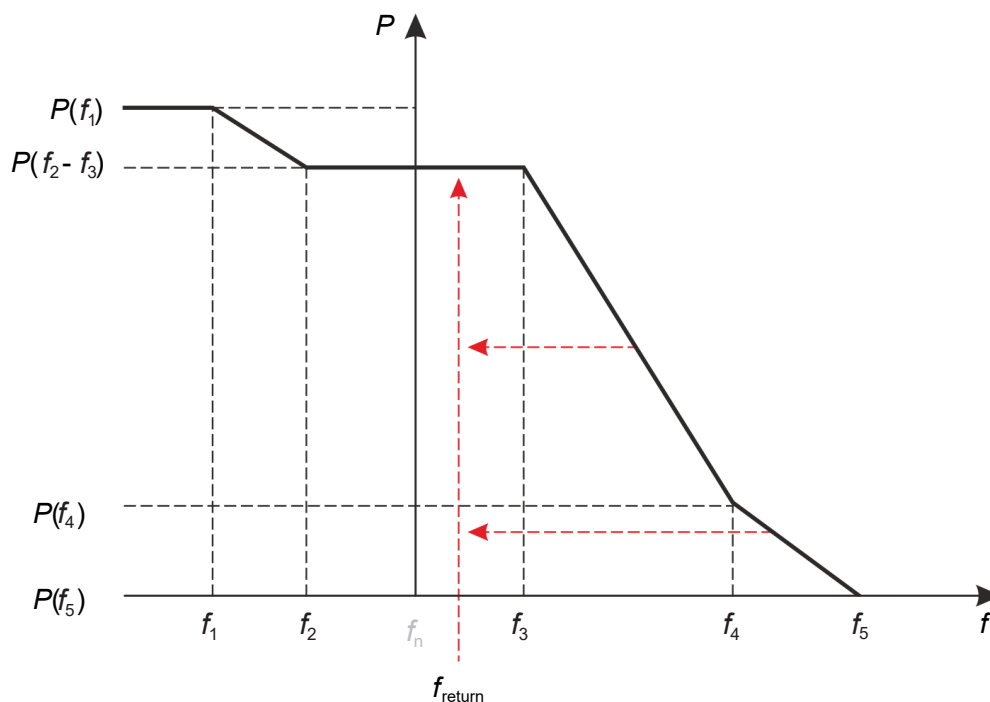


Abb. 2: Statische Leistungs-Frequenz-Regelung

Durch die statische Leistungs-Frequenz-Regelung wird die Wirkleistung in Abhängigkeit von der momentanen Netzfrequenz reduziert. Die Wirkleistung ist standardmäßig unterhalb der Nennfrequenz f_n nicht begrenzt ($P(f_2 - f_3) = 100 \% P_n$ oder $100 \% P_{\text{actual}}$). Falls eine Begrenzung der Wirkleistung bei der Nennfrequenz f_n erforderlich ist, kann dies projektspezifisch mit dem ENERCON SCADA System realisiert werden.

Tab. 16: Statische Leistungs-Frequenz-Regelung

Parameter	Einstellbereich	Schrittweite	Default
Abregelfrequenz f_1	$f_1 < (f_2 - 0,1 \text{ Hz})$	0,01 Hz	49,00 Hz
max. verfügbare Wirkleistung bei $f_{\text{grid}} \leq f_1$ ($P(f_1)$)	100 %	fester Wert	-
Abregelfrequenz f_2	$(f_n - 2 \text{ Hz}) - f_n$	0,01 Hz	49,75 Hz
Vorhalteleistung ($f_2 - f_3$) ($P(f_2 - f_3)$)	50 ... 100 % P_n oder 50 ... 100 % P_{actual}	1 %	100 %
Abregelfrequenz f_3	$f_n \dots (f_4 - 0,1 \text{ Hz})$	0,01 Hz	50,25 Hz
Abregelfrequenz f_4	$(f_3 + 0,1 \text{ Hz}) \dots (f_5 - 0,1 \text{ Hz})$	0,01 Hz	51,50 Hz
Abregelleistung f_4 ($P(f_4)$)	0 ... $P(f_2 - f_3)$ %	1 %	0 %
Abregelfrequenz f_5	$(f_4 + 0,1 \text{ Hz}) \dots (f_n + 3 \text{ Hz})$	0,01 Hz	51,60 Hz
Abregelleistung f_5 ($P(f_5)$)	0 ... $P(f_4)$ %	1 %	0 %
Rückkehrfrequenz f_{return}	$f_n \dots f_n + 3 \text{ Hz}$	0,01 Hz	52,00 Hz

Wenn die Netzfrequenz wieder absinkt, nachdem sie zuvor f_3 überschritten hatte, erhöht sich bei $f_{\text{return}} \geq f_5$ die Wirkleistung bei sinkender Frequenz entsprechend der vorgegebenen Charakteristik (siehe Abb. 2, S. 19).

Bei einem kleineren Wert von f_{return} bleibt die Wirkleistung so lange begrenzt, bis $f_{\text{grid}} \leq f_{\text{return}}$ ist. Die Windenergieanlage speist dann wieder die maximal verfügbare Wirk- und Blindleistung ein.

Wirkleistungsgradient nach Überfrequenz

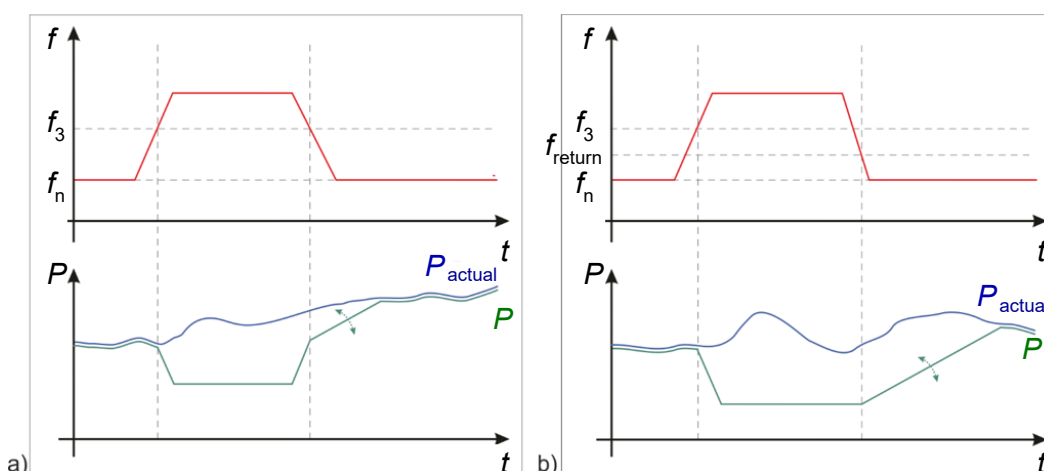


Abb. 3: Begrenzung des Wirkleistungsanstiegs, Beispiele

a) Begrenzung des Wirkleistungsanstiegs nach Unterschreitung der Abregelfrequenz f_3	b) Begrenzung des Wirkleistungsanstiegs mit Rückkehrfrequenz
--	--

Sobald die Netzfrequenz für eine Dauer von mindestens 1 s den Grenzwert der Abregelfrequenz f_3 überschreitet, wird der Parameter *Wirkleistungsgradient (nach Überfrequenz)* aktiviert. Ist eine Rückkehrfrequenz f_{return} in der Anlagensteuerung aktiviert, erfolgt der

Wirkleistungsanstieg mit dem Parameter *Wirkleistungsgradient (nach Überfrequenz)* erst, wenn der Wert der Netzfrequenz den Grenzwert der Rückkehrfrequenz f_{return} unterschreitet.

Der Parameter *Wirkleistungsgradient (nach Überfrequenz)* ist deaktiviert, sobald in der Anlagensteuerung die dynamische Leistungs-Frequenz-Regelung ausgewählt ist. Der Regler ist ebenfalls inaktiv, sobald die Netzschütze der Windenergieanlage geöffnet sind und keine Leistung in das Netz eingespeist wird.

Unterschreitet die Netzfrequenz den festgelegten Wert der Abregelfrequenz f_2 , agiert der Regler bei einer Unterfrequenz im Netz mit dem einstellbaren Gradienten des Parameters *Wirkleistungsgradient (im Betrieb)*.

Informationen zu dem Parameter sind in den anlagenspezifischen Dokumenten „Datenblatt ENERCON Windenergieanlagen - Netztechnische Leistungsmerkmale“ hinterlegt.

6.2 Dynamische Leistungs-Frequenz-Regelung

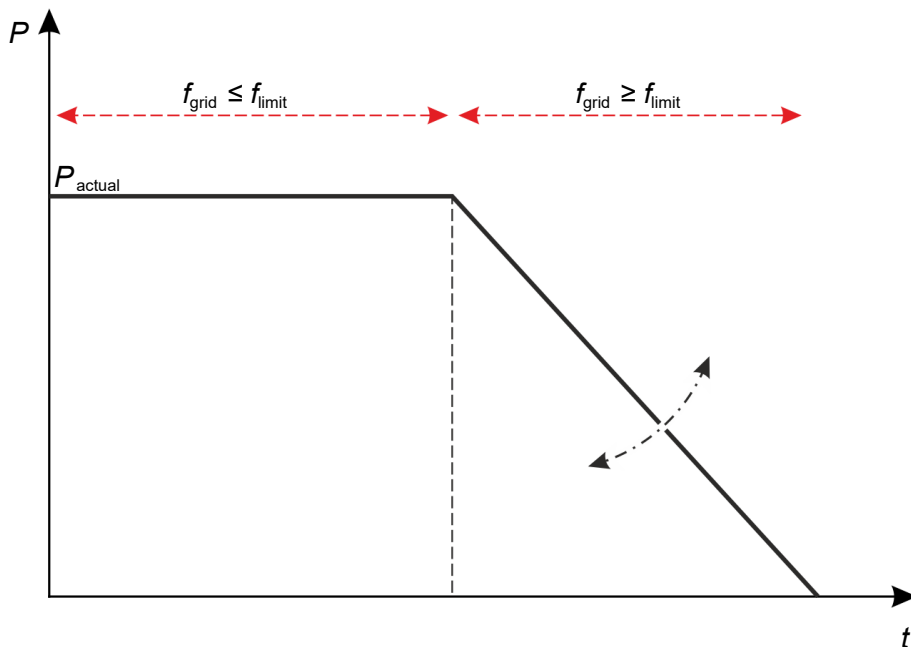


Abb. 4: Dynamische Leistungs-Frequenz-Regelung

Die Wirkleistung der Windenergieanlage wird mit einem einstellbaren Abregelgradienten verringert, sobald die Netzfrequenz den Wert der Abregelfrequenz f_{limit} überschreitet. Die Wirkleistung wird so lange reduziert, wie die Netzfrequenz größer als die Abregelfrequenz ist. Falls die Frequenz wieder unter die Abregelfrequenz sinkt, wird die Wirkleistung mit dem gleichen Gradienten erhöht, mit dem sie zuvor verringert wurde (ausreichende Windgeschwindigkeit vorausgesetzt). Die Blindleistung wird mit dem gleichen Gradienten verringert und wieder gesteigert.

Tab. 17: Dynamische Leistungs-Frequenz-Regelung

Parameter	Einstellbereich	Schrittweite
Abregelfrequenz f_{limit}	$f_n \dots f_n + 3 \text{ Hz}$	0,01 Hz
Abregelgradient	1 %/s ... 25 %/s	1 %

7 Blindleistungsgradient

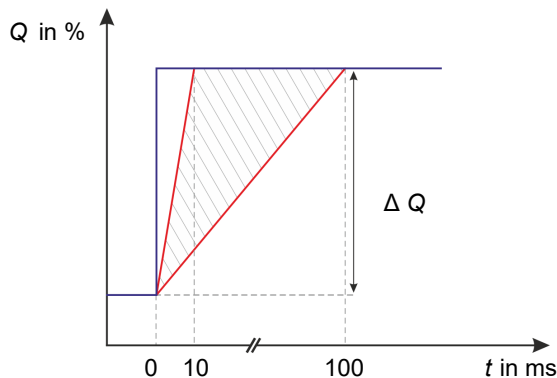

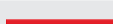


Abb. 5: Blindleistungsgradient

	Sollwert Blindleistung
	Istwert Blindleistung

Die Blindleistung der Windenergieanlage ist einstellbar. Nachdem die Windenergieanlage einen neuen Blindleistungssollwert erhalten hat, erfolgt die Änderung der Blindleistung im Normalbetrieb linear (siehe Abb. 5, S. 22).

Der neue Blindleistungssollwert wird innerhalb der Zykluszeit der Sollwertvorgabe angefahren. Die Zykluszeit ist die Zeit, die zwischen dem Empfang des aktuellen und des vorherigen Sollwerts vergangen ist. Sie ist nicht einstellbar und hängt von mehreren Faktoren ab, wie z. B. Verzögerungszeiten bei der Kommunikation von einem Windparkregler zur Windenergieanlage. Die benötigte Zeit zum Erreichen des neuen Sollwerts ist somit abhängig von dem Zeitpunkt des vorher empfangenen Sollwerts. Sie beträgt maximal 100 ms und minimal 10 ms. Liegt die vorherige Sollwertvorgabe mehr als 100 ms zurück, wird die Zykluszeit auf den Wert 100 ms gesetzt. Dadurch erreicht der Blindleistungswert den aktuellen Sollwert nach spätestens 100 ms.

Tab. 18: Zeitzyklus im Normalbetrieb

Parameter	Einstellbereich
Maximalwert	100 ms
Minimalwert ¹	10 ms

¹ Umsetzbarkeit entsprechend des Zeitzyklus der Sollwertänderung

8 Referenzpunkt

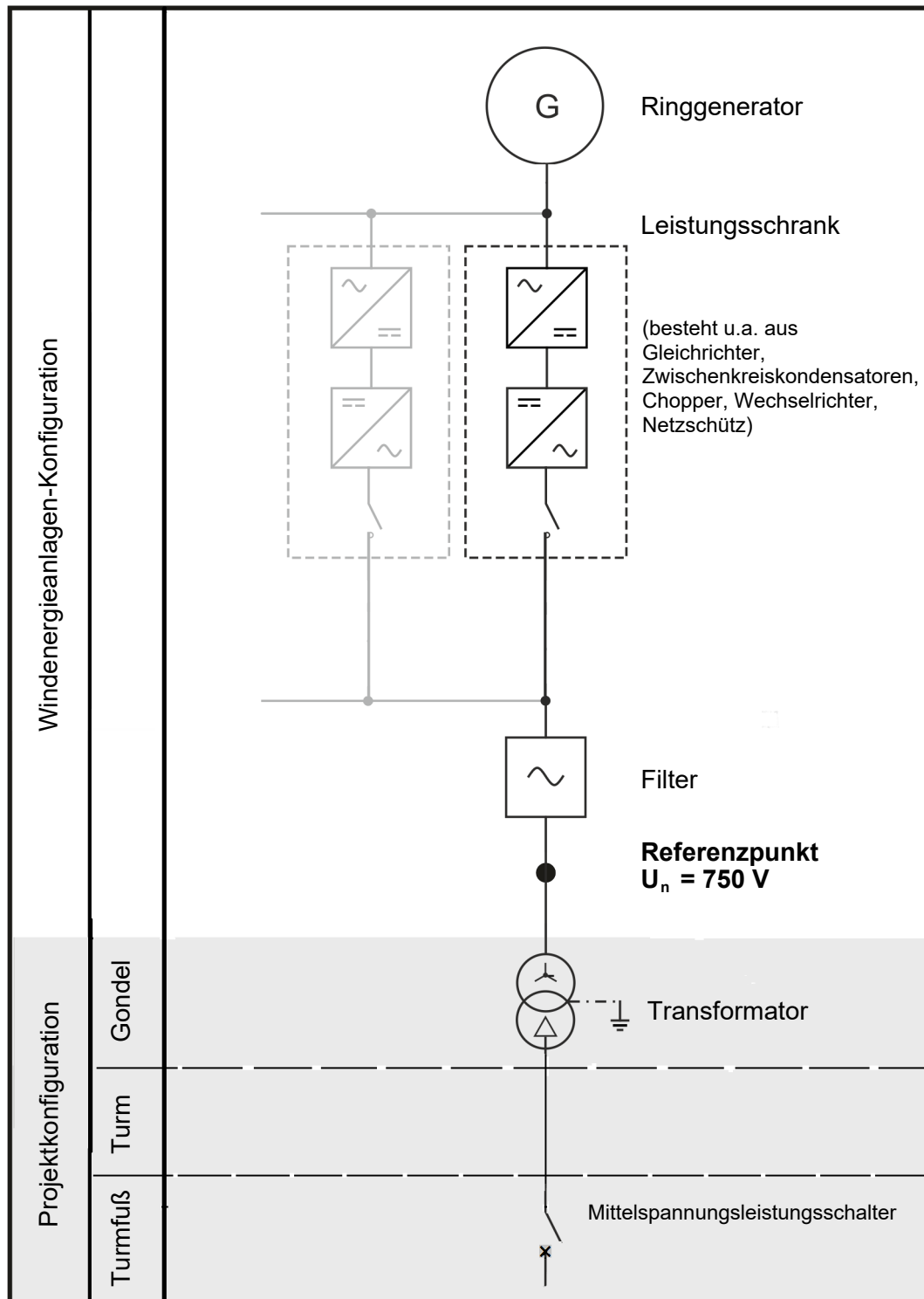


Abb. 6: Referenzpunkt

Formelzeichenverzeichnis

Tab. 19: Formelzeichen

Formelzeichen	Bezeichnung
$f<$	Unterfrequenzschutz $f<$
$f<<$	Unterfrequenzschutz $f<<$
$f>$	Überfrequenzschutz $f>$
$f>>$	Überfrequenzschutz $f>>$
f_1	Abregelfrequenz f_1
f_2	Abregelfrequenz f_2
f_3	Abregelfrequenz f_3
f_4	Abregelfrequenz f_4
f_5	Abregelfrequenz f_5
f_{grid}	Netzfrequenz
f_{limit}	Abregelfrequenz
f_{max}	Maximalfrequenz
f_{min}	Minimalfrequenz
f_n	Nennfrequenz
f_{return}	Rückkehrfrequenz
P_{actual}	Momentan verfügbare Wirkleistung
$P(f_1)$	Maximal verfügbare Wirkleistung bei $f_{\text{grid}} \leq f_1$
$P(f_2 - f_3)$	Reduzierung der Wirkleistung mit Bezug auf P_{actual} oder P_n zwischen f_2 und f_3
$P(f_4)$	Reduzierung der Wirkleistung mit Bezug auf P_{actual} oder P_n bei f_4
$P(f_5)$	Reduzierung der Wirkleistung mit Bezug auf P_{actual} oder P_n bei f_5
P_n	Nennwirkleistung
$P(U>)$	Abregelspannung
S_{max}	Bemessungsscheinleistung
$U<$	Unterspannungsschutz $U<$
$U<<$	Unterspannungsschutz $U<<$
$U>$	Überspannungsschutz $U>$
$U>>$	Überspannungsschutz $U>>$
U_{grid}	Netzspannung
U_n	Nennspannung
U_{max}	Maximale Dauerbetriebsspannung
U_{min}	Minimale Dauerbetriebsspannung
$U_{\text{min,temp}}$	Kurzzeitige Minimalspannung
t_0	Fehlereintritt

Technische Änderungen vorbehalten.

Fachwortverzeichnis

Abschaltzeit	Zeitspanne zwischen dem Auftreten eines Netzfehlers und dem Abschalten der Windenergieanlage durch Öffnen der Schalteinrichtung.
Eigenzeit	Zeitspanne zwischen dem Erhalt eines Befehls zum Ausführen einer Aktion und dem Abschluss dieser Aktion.
Erzeugungsanlage	Anlage, in der sich eine oder mehrere Erzeugungseinheiten elektrischer Energie und alle zum Betrieb erforderlichen elektrischen Einrichtungen befinden (gemäß VDE-AR-N 4110).
Erzeugungseinheit	Einzelne Einheit zur Erzeugung elektrischer Energie, z. B. eine Windenergieanlage (gemäß VDE-AR-N 4110).
Fault Ride Through	Fähigkeit der Windenergieanlage, sich bei Über- oder Unterspannungen im Netz des Energieversorgers für eine begrenzte Zeit nicht vom Netz zu trennen.
Netzanschlusspunkt	Punkt, an dem die elektrische Verbindung zwischen einer Erzeugungsanlage und dem Hoch- bzw. Mittelspannungsnetz hergestellt wird, in das die Erzeugungsanlage die elektrische Energie einspeist. Am Netzanschlusspunkt muss die Erzeugungsanlage die Netzanschlussbedingungen des Netzbetreibers erfüllen.
Overvoltage Ride Through	Fähigkeit der Windenergieanlage, sich bei Überspannung im Netz des Energieversorgers für eine begrenzte Zeit nicht vom Netz zu trennen.
Schutzeinrichtung	Elektronisches System zur Ansteuerung von Schalteinrichtungen zum Schutz vor unerwünschten Ereignissen.
Undervoltage Ride Through	Fähigkeit der Windenergieanlage, sich bei Unterspannung im Netz des Energieversorgers für eine begrenzte Zeit nicht vom Netz zu trennen.
Verzögerungszeit	Einstellbare Zeitspanne zwischen dem Erkennen eines Netzfehlers durch eine Schutzeinrichtung und der Ausgabe eines Befehls zum Abschalten an die Schalteinrichtung.
Zero Power Mode	Fehlerstrategie zum Durchfahren eines Netzfehlers, bei der die Windenergieanlage in Betrieb ist, aber keinen Wirk- oder Blindstrom in das Netz einspeist.