

Durchfahren von Netzfehlern bei Windenergieanlagen mit FACTS

Dissertation

zur Erlangung des akademischen Grades

Doktor der Ingenieurwissenschaften

(Dr.-Ing.)

der Technischen Fakultät

der Christian-Albrechts-Universität zu Kiel

vorgelegt von

Christian Wessels

Kiel

2012

1. Gutachter: Prof. Dr.-Ing. F.W. Fuchs
2. Gutachter: Prof. Dr.-Ing. B. Orlik

Datum der mündlichen Prüfung: 09.11.2012

Vorwort

Diese Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Leistungselektronik und Elektrische Antriebe an der Christian-Albrechts-Universität zu Kiel.

Meinen größten Dank möchte ich Prof. Dr.-Ing. Friedrich W. Fuchs aussprechen für die Betreuung und Unterstützung dieser Arbeit sowie für die Bereitstellung der hervorragenden Lehrstuhl- und Laborinfrastruktur. Prof. Dr.-Ing. Bernd Orlik danke ich für die Übernahme des Ko-Referates. Auch möchte ich Prof. Tore Undeland und Prof. Marta Molinas danken, die mir einen viermonatigen Forschungsaufenthalt an der Norwegian University of Science and Technology in Trondheim, Norwegen, ermöglichten.

Außerdem danke ich allen Arbeitskollegen am Lehrstuhl, die mir in vielen fachlichen Gesprächen beratend halfen und mir ein angenehmes, kollegiales Arbeitsumfeld boten.

Ich danke den Studenten, deren Diplomarbeit ich betreut habe, für die tatkräftige Unterstützung im Labor sowie für die Diskussion von Ideen.

Mein herzlichster Dank gilt meinen Eltern Agnes und Heinrich Wessels, meiner Schwester Nina Wessels und meiner Freundin Anke Schmidt für ihre moralische Unterstützung.

Kurzzusammenfassung

Mit zunehmender Integration dezentraler Windenergieanlagen (WEA) in das Energieversorgungsnetz sollen diese netzstabilisierende Funktionen übernehmen. Dazu gehört unter anderem das unterbrechungsfreie Durchfahren von Netzfehlern, besser bekannt unter dem englischen Begriff Fault Ride Through (FRT).

In dieser Arbeit wird die FRT Fähigkeit moderner, stromrichter gespeister WEA als Einzelsystem, sowie in Kombination mit Flexible AC Transmission Systems (FACTS) untersucht. Nach einer Einleitung in Kapitel 1 werden in Kapitel 2 die technischen Anforderungen aus relevanten, deutschen Richtlinien zur Netzintegration von WEA aufgeführt.

In Kapitel 3 werden die Grundlagen zu leistungselektronischen Systemen für WEA gelegt. Dabei werden die Topologie und die Funktion der beiden meistverwendeten Generatorsysteme in WEA, das mit doppelt gespeister Asynchronmaschine und das mit permanenterregter Synchronmaschine, sowie von Spannungseinbruchgeneratoren und FACTS gegeben.

In Kapitel 4 wird der FRT von WEA mit doppelt gespeistem Asynchrongenerator behandelt. Die dynamische Modellierung der Rotorspannung zeigt, dass bei Netzfehlern verschiedene Spannungskomponenten im Rotor induziert werden. Für eine unterbrechungsfreie Rotorstromregelung muss die maximale Ausgangsspannung des rotorseitigen Umrichters an die erhöhte Rotorspannung angepasst sein. Die untersuchten Methoden zum FRT umfassen die Verwendung eines Rotorwiderstandes (Crowbar), sowie eine modifizierte Regelungsstruktur für symmetrische und unsymmetrische Netzspannungen. Die dabei eingesetzten resonanten Regler erweitern die FRT Fähigkeit des Systems. Die Regelung des Generators unter unsymmetrischer Netzspannung wird gesondert behandelt. Die konventionelle Regelung wird dabei durch resonante Regler und eine Leistungsberechnung unter Berücksichtigung der negativen Sequenz erweitert. Dies führt wahlweise zur Glättung des Drehmomentes oder der Statorleistung.

In Kapitel 5 wird der FRT einer WEA mit Vollleistungsumrichter und permanenterregter Synchronmaschine untersucht. Zur Dissipation der überschüssigen Leistung im Zwischenkreis bei Netzfehler werden der Einsatz eines Brems-Choppers im Zwischenkreis und eine kinetische Energiespeicherung untersucht. Für das netzseitige Betriebsverhalten unter unsymmetrischen Netzspannungsbedingungen wird eine angepasste Regelungsstruktur des Netzpulsstromrichters aufgezeigt und verschiedene Regelziele zur Verringerung der Spannungsüberschwingungen im Zwischenkreis oder zur Leistungsglättung verglichen.

In Kapitel 6 wird der Einsatz von FACTS-Umrichtern an WEA untersucht, um diesen einen unterbrechungsfreien Betrieb bei Fehlern der Netzspannung zu ermöglichen. Die umrichterbasierten FACTS-Varianten Dynamic Voltage Restorer und StatCom werden als geeignete Lösung zur Kompensation von Netzfehlern ausgewählt. Die Untersuchungen zur Kompensation von Netzfehlern durch einen Dynamic Voltage Restorer oder einen Static Compensator an einer WEA mit doppelt gespeister Asynchronmaschine demonstrieren, dass die Überauslegung des rotorseitigen Umrichters der WEA dann nicht notwendig ist. Außerdem wird der Einsatz eines StatCom Umrichters an WEA mit Asynchrongeneratoren, die drehzahlfest ohne Umrichter am Netz betrieben werden, untersucht. Der StatCom wird so geregelt, dass die Spannungsstabilität erhöht und Drehmomentpulsationen verringert werden.

Abstract

The increasing, decentralized integration of wind turbines into the electrical grid demands for the provision of grid stabilizing functions by the wind turbines, in order to maintain a stable and reliable operation of the grid. The fault ride through (FRT) capability of wind turbines contributes to the voltage stability, because the voltage can be stabilised by feeding a reactive current during the grid fault and the loss of generating power after the grid fault is avoided.

In this thesis the FRT capability of modern wind turbines as a single system and in combination with Flexible AC Transmission Systems (FACTS) is investigated.

After a short introduction in chapter 1, giving the motivation for this work, the technical requirements for wind turbines given in german grid codes and technical standards are summarized in chapter 2.

In chapter 3 the basics of power electronic systems for wind turbines are presented. The topology and function of the variable speed wind turbines using either a doubly-fed induction generator or a permanent magnet synchronous generator are explained as well as basics concerning a voltage sag generator and Flexible AC Transmission Systems.

Chapter 4 deals with the FRT capability of a doubly-fed induction generator based wind turbine. The dynamic modelling of the rotor voltage clarifies the amplitude and frequency of additionally induced rotor voltages during grid faults. The maximum output voltage of the rotor side converter must be adapted to these conditions to maintain the controllability of rotor currents. The investigated FRT methods for symmetrical and unsymmetrical grid faults cover the application of a rotor crowbar and a modified rotor current control structure to enhance the FRT capability. A special section focusses on the control during unsymmetrical grid voltage conditions. Using resonant controllers and a power calculation, considering the negative sequence voltage, torque or stator power oscillations can be compensated.

In chapter 5 the FRT of a wind turbine based on a permanent magnet synchronous generator is investigated. To dissipate the excess energy in the DC link during grid voltage faults, a DC chopper and a kinetic energy storage method are proposed. A modified control structure of the grid side converter allows the compensation of DC voltage oscillations or power oscillations during unbalanced grid voltage conditions.

The application of Flexible AC Transmission Systems (FACTS) to compensate grid faults in combination with a wind farm is investigated in chapter 6. The converter based FACTS devices Dynamic Voltage Restorer and StatCom are chosen due to their dynamic capabilities. The investigations on a Dynamic Voltage Restorer and a StatCom at a wind farm using doubly-fed induction generators show that both FACTS devices are capable of grid fault compensation. In a third section of the chapter the combination of a StatCom with a fixed speed based wind farm using induction generators directly coupled to the grid is investigated with focus on unsymmetrical grid faults. The StatCom is controlled to improve the voltage stability, by compensating the positive sequence voltage, and to reduce generator torque oscillations, by compensating the negative sequence grid voltage.

Inhaltsverzeichnis

Vorwort	III
Kurzzusammenfassung	IV
Abstract	V
Inhaltsverzeichnis	V
Verzeichnis der verwendeten Formelzeichen	XI
1 Einleitung	1
1.1 Motivation	1
1.2 Ziele der Arbeit	2
1.3 Gliederung der Arbeit	3
1.4 Übersicht über eigene Veröffentlichungen	4
2 Technische Anforderungen an Windenergieanlagen zur Netzintegration	5
2.1 Übersicht über Gesetze und technische Anforderungen an Windenergieanlagen	5
2.1.1 Erneuerbare Energien Gesetz EEG	5
2.1.2 Systemdienstleistungsverordnung SDLWindV	7
2.1.3 Mittelspannungsrichtlinie und Transmission Code	7
2.1.4 Technische Richtlinien des FGW	8
2.2 Technische Anforderungen an Windenergieanlagen	8
2.2.1 Nenn-Betriebsbereich	8
2.2.2 Wirkleistungsbereitstellung im stationären Betrieb	8
2.2.3 Blindleistungsbereitstellung im stationären Betrieb	9
2.2.4 Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz	9
2.2.5 Verhalten bei Netzfehler	10
2.3 Zusammenfassung des Kapitels	13
3 Grundlagen zu leistungselektronischen Systemen für Windenergieanlagen	15
3.1 Übersicht über das Kapitel	15
3.2 Übersicht über Generatorsysteme für Windenergieanlagen	15
3.3 Modellierung und Regelung einer WEA mit DASM	19
3.3.1 Spannungs- und Flussgleichungen	19
3.3.2 Modellierung der Rotorspannung bei stationärer Statorspannung . .	20
3.3.3 Leistung der DASM	22
3.3.4 Regelung der DASM	23
3.3.5 Netzsynchronisation	24

3.4	Modellierung und Regelung einer WEA mit PMSM	25
3.4.1	Modellierung der PMSM	25
3.4.2	Leistung der PMSM	26
3.4.3	Regelung der PMSM	26
3.5	Modellierung und Regelung eines Netzpulsstromrichters	26
3.5.1	Regelung des Netzstromes	27
3.5.2	Regelung der Zwischenkreisspannung	29
3.6	Flexible AC Transmission Systems (FACTS)	30
3.6.1	Funktion und Klassifizierung von FACTS	31
3.6.2	FACTS zur Netzintegration von Windparks	32
3.7	Netzfehler	33
3.7.1	Ursache und Häufigkeit von Netzfehlern	33
3.7.2	Detektion von Netzspannungsfehlern	34
3.8	Spannungseinbruchgenerator	38
3.9	Die verwendeten Laborteststände	41
3.9.1	Labora Aufbau des transformatorbasierten Spannungseinbruchgenerators	41
3.9.2	Laborteststand der doppeltespeisten Asynchronmaschine	43
3.9.3	Laborteststand der Windenergieanlage mit PMSM	44
3.9.4	Laborteststand des FACTS Umrichters	45
4	Fault Ride Through einer WEA mit doppeltespeistem Asynchrongenerator	47
4.1	Einleitung und Übersicht über das Kapitel	47
4.2	Stand der Technik: Fault Ride Through mit DASM WEA	48
4.2.1	Systemtechnischer Schutz: Crowbar	48
4.2.2	Regelungstechnische FRT Maßnahmen	49
4.2.3	Flexible Regelung bei unsymmetrischem Netzfehler	50
4.3	Auslegung des rotorseitigen Umrichters zum Fault Ride Through	50
4.3.1	Rotorspannung bei symmetrischem Netzfehler	51
4.3.2	Rotorspannung bei unsymmetrischem Netzfehler	54
4.3.3	Messergebnisse	57
4.4	Fault-Ride Through mit DASM WEA	59
4.4.1	Crowbar	59
4.4.2	Simulations- und Messergebnisse zum FRT mit Crowbar	61
4.4.3	Regelungstechnische FRT Maßnahmen	66
4.4.4	Simulations- und Messergebnisse zum FRT mit regelungstechnischen Maßnahmen	67
4.5	Flexible Leistungsregelung bei unsymmetrischem Netzfehler	71
4.5.1	Berechnung der Referenzwerte	71
4.5.2	Regelungsstruktur	72
4.5.3	Simulationsergebnisse	74
4.6	Zusammenfassung des Kapitels	77
5	Fault Ride Through einer WEA mit permanenterregtem Synchrongenerator	79
5.1	Einleitung und Übersicht über das Kapitel	79

5.2	Stand der Technik: Fault Ride Through mit PMSM WEA	80
5.3	Fault Ride Through mit PMSM WEA	81
5.3.1	Schutz des Generatorsystems	81
5.3.2	Simulationsergebnisse	84
5.3.3	Messergebnisse	86
5.4	Flexible Leistungsregelung bei unsymmetrischem Netzfehler	90
5.4.1	Regelungsstruktur	90
5.4.2	Berechnung der Referenzwerte	91
5.4.3	Simulationsergebnisse	93
5.5	Zusammenfassung des Kapitels	94
6	Fault Ride Through eines Windparks durch Flexible AC Transmission Systems	95
6.1	Einleitung und Übersicht über das Kapitel	95
6.2	Stand der Technik: Fault Ride Through mit FACTS am Windpark	95
6.2.1	Stand der Technik: Dynamic Voltage Restorer zum Fault Ride Through für Windparks	96
6.2.2	Stand der Technik: StatCom zum Fault Ride Through für Windparks	97
6.2.3	Zusammenfassung: FACTS zum Fault Ride Through für Windparks	99
6.3	Auslegung von FACTS zur Kompensation von Netzfehlern	100
6.3.1	Leistung des Dynamic Voltage Restorers	100
6.3.2	Leistung des StatCom	103
6.4	Dynamic Voltage Restorer an DASM Windpark	106
6.4.1	Systembeschreibung	107
6.4.2	Regelung des DVR	107
6.4.3	Simulationsergebnisse	108
6.4.4	Messergebnisse	111
6.5	StatCom an KL ASM Windpark	113
6.5.1	Asynchrongenerator bei Netzfehler	113
6.5.2	Systembeschreibung	116
6.5.3	Regelung des StatCom	116
6.5.4	Simulationsergebnisse	118
6.5.5	Messergebnisse	126
6.6	StatCom an DASM Windpark	128
6.6.1	Systembeschreibung	129
6.6.2	Simulationsergebnisse	129
6.6.3	Messergebnisse	131
6.7	Zusammenfassung des Kapitels	132
7	Zusammenfassung, Fazit und Ausblick	135
7.1	Zusammenfassung	135
7.2	Fazit	137
7.3	Ausblick	138
8	Literaturverzeichnis	139

9 Eigene Veröffentlichungen	147
10 Anhang	151
10.1 Ableitung der DASM Rotorspannung bei unsymmetrischem Netzfehler . . .	151
10.2 Systemparameter	154
10.3 Simulationsmodelle	158
10.4 Fotos der Laboraufbauten	160
11 Lebenslauf	163

Verzeichnis der verwendeten Formelzeichen und Abkürzungen

Abkürzungen

DASM	Doppeltgespeiste Asynchronmaschine
DSI	Distributed Series Impedance
DVR	Dynamic Voltage Restorer
ES	Energiespeicher
FACTS	Flexible AC Transmission Systems
FGW	Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien
FRT	Fault Ride Through
HVRT	High Voltage Ride Through
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor
KL ASM	Kurzschlussläufer Asynchronmaschine
LVRT	Low Voltage Ride Through
MSR	Mittelspannungsrichtlinie
PMSM	Permanenterregte Synchronmaschine
SSSC	Static Series Synchronous Compensator
StatCom	Static Compensator
SVC	Static Var Compensator
TC2007	Transmission Code
WEA	Windenergieanlage

Allgemeine Variablendarstellung

$u(t), u$	Zeitlicher Augenblickswert
U, \tilde{u}	Gesamteffektivwert
\vec{u}	Raumzeiger

Hochgestellte Indizes

\vec{w}^{sf}	Raumzeiger w in statorfestem Koordinatensystem
\vec{w}^{rf}	Raumzeiger w in rotorfestem Koordinatensystem
\vec{w}^s	Raumzeiger w in statorspannungssynchronem Koordinatensystem
\vec{w}^r	Raumzeiger w in rotorspannungssynchronem Koordinatensystem
w'	Bezogene Größe w (um Übersetzungsverhältnis zu berücksichtigen)

Spezielle Formelzeichen

Δ	Differenz
ω_s	Statorfrequenz

ω_r	Rotorfrequenz, Schlupffrequenz
ω_{Netz}	Netzfrequenz
Ω_{mech}	mechanische Frequenz
Ψ_{PM}	Fluss der Permanentmagneten
Ψ_s	Statorfluss
$\Psi_{s,+}$	erzwungener Statorfluss
$\Psi_{s,n}$	natürlicher Statorfluss
Ψ_{s0}	Stator-Initialfluss
Ψ_r	Rotorfluss
Ψ	Phasensprung der Spannung bei Netzfehler
ρ	Dichte der Luft
σ	Streuziffer
τ_r	Rotorzeitkonstante
τ_s	Statorzeitkonstante
A	Rotorfläche
c_p	Betz-Faktor
C_{dc}	Zwischenkreiskapazität
E	induzierte Statorspannung
E_{rot}	Rotationsenergie
E_{DC}	Energie im Zwischenkreis
E_R	im Brems-Chopper umgesetzte Energie
G_{PWM}	Übertragungsfunktion Umrichter verzögerung
G_{filter}	Übertragungsfunktion Netzfilter
G_{P+Res}	Übertragungsfunktion P+resonanter Regler
G_{StromR}	Übertragungsfunktion Stromregelung
G_{ur}	Übertragungsfunktion Rotorspannung zu Rotorstrom
I_{Last}	Laststrom
i_s	Statorstrom
i_r	Rotorstrom
J	Massenträgheit
k	Verstärkungsfaktor
K_P	Proportionalverstärkung
K_I	Integralverstärkung
L_h	Hauptinduktivität
L_s	Statorinduktivität
$L_{s\sigma}$	Statorstreuinduktivität
L_r	Rotorinduktivität
$L_{r\sigma}$	Rotorstreuinduktivität
p	Polpaarzahl
P_{c2}, P_{cos}	oszillierende Wirkleistung (cos-Term)
P_{DC}	Leistung im Zwischenkreis
P_{DVR}	Wirkleistung des Dynamic Voltage Restorers

P_{mech}	mechanische Leistung
P_R	Leistung des Brems-Choppers
P_{SC}	Wirkleistung des StatCom
P_s	Statorwirkleistung
P_{s2}, P_{sin}	oszillierende Wirkleistung (sin-Term)
P_0	Gleichanteil der Wirkleistung
P_{WEA}	Wirkleistung der Windenergieanlage
Q_{c2}, Q_{cos}	oszillierende Blindleistung (cos-Term)
Q_{DVR}	Blindleistung des Dynamic Voltage Restorers
Q_{SC}	Blindleistung des StatCom
Q_s	Statorblindleistung
Q_{s2}, Q_{sin}	oszillierende Blindleistung (sin-Term)
Q_0	Gleichanteil der Blindleistung
R	Widerstand
R_s	Statorwiderstand
R_r	Rotorwiderstand
r_{th}	thermischer Widerstand
S	Scheinleistung
S_{DVR}	Scheinleistung des Dynamic Voltage Restorers
S_{SC}	Scheinleistung des StatCom
s	Schlupf, Laplace Operator
T	Drehmoment
T_{el}	elektrisches Drehmoment
T_{mech}	mechanisches Drehmoment
T_a	Außentemperatur
t	Zeit
T_{ers}	Ersatzzeitkonstante
T_t	Schaltzeit des Umrichters
T_n	Zeitkonstante PI-Regler
U_{DC}	Zwischenkreisspannung
U_{DVR}	Spannung des Dynamic Voltage Restorers
U_f	Spannung bei Netzfehler
U_{Nenn}	Nennspannung
U_{PCC}	Spannung am Netzanschlusspunkt (point of common coupling)
u_r	Rotorspannung
u_{ro}	Rotor-Leerlaufspannung
u_s	Statorspannung
U_{SC}	Spannung am StatCom
U_1, U_2	exemplarische Spannungs-Absolutwerte
V_R	Verstärkung
X	Reaktanz
Z_{Netz}	Netzimpedanz

1 Einleitung

1.1 Motivation

Das heutige Energieversorgungsnetz wird hauptsächlich durch zentrale Großkraftwerke unter Nutzung der fossilen Brennstoffe Kohle, Erdgas und Erdöl betrieben. Diese Art der Energieerzeugung ist nicht nachhaltig, da der Verbrauch der fossilen Brennstoffe die Regenerierung dieser um ein Vielfaches übersteigt. Eine nachhaltige Energieerzeugung kann durch die Nutzung erneuerbarer Energien wie Windenergie, Sonnenenergie, Wasserkraft, geothermischer Energie oder Bioenergie realisiert werden. Aufgrund des deutschen Atomausstieges, sprich der Entscheidung, die Laufzeit bestehender Atomkraftwerke stufenweise zu beenden, gewinnt die erneuerbare Energie zusätzlich an Bedeutung.

Windenergieanlagen (WEA) stellen derzeit in vielen Ländern den größten Teil der regenerativen Energieerzeuger dar. Durch die zunehmende Nutzung von WEA ändert sich aufgrund deren räumlicher Verteilung die Struktur des Energieversorgungsnetzes von einer zentralen Einspeisung durch Großkraftwerke zu einer dezentralen Einspeisung durch kleinere, erneuerbare Energieerzeugungsanlagen. Der stabile Betrieb des Energieversorgungsnetzes wird dadurch neuen Herausforderungen ausgesetzt. Konventionelle, zentrale Großkraftwerke mit direkt netzgebundenen Synchrongeneratoren wirken aufgrund ihrer großen Trägheit frequenzstabilisierend, aufgrund der steuerbaren Blindleistung spannungsstabilisierend, können Leistungsschwingungen dämpfen und wirken auch bei Netzfehlern spannungsstabilisierend. Diese Fähigkeiten ermöglichen Netzbetreibern derzeit einen weitgehend stabilen Betrieb des Energieversorgungsnetzes. Bei stark steigenden Anteilen dezentraler WEA müssen diese zunehmend solche netzstabilisierenden Systemdienstleistungen übernehmen. Insbesondere sollen folgende Funktionen von WEA übernommen werden [1]:

- Leistungsschwankungen im Energieversorgungsnetz sollen aktiv gedämpft werden
- die Frequenzhaltung soll durch Bereitstellung von Wirkleistung unterstützt werden
- die Spannungshaltung soll durch Bereitstellung von Blindleistung unterstützt werden
- die Stabilität der Netzspannung bei Netzfehlern soll erhöht werden, indem sich WEA bei einem Netzfehler nicht vom Netz trennen, so dass die Netzspannung während des Fehlers gestützt wird und kein zusätzliches Leistungsdefizit nach Klärung des Fehlers entsteht

Die vorliegende Arbeit beschäftigt sich zentral mit der Erhöhung der Stabilität der Spannung bei Netzfehlern durch Untersuchung von Methoden für WEA zum unterbrechungsfreien Durchfahren von Netzfehlern. Neben dem unterbrechungsfreien Betrieb ist unter anderem die dynamische Netzstützung durch Speisung eines Blindstromes bei Netzfehlern gefordert. Diese Anforderung ist besser bekannt unter der englischen Abkürzung Fault Ride Through (FRT).

Aufgrund des drehzahlvariablen Betriebes haben sich stromrichter gespeiste Generatorsysteme für WEA durchgesetzt, die sich unterschiedlich bei Netzfehlern verhalten. Man unterscheidet zum einen zwischen dem System mit doppeltgespeister Asynchronmaschine (DASM), welches über einen Teilleistungsumrichter geregelt wird. Zum anderen hat sich die Verwendung einer permanenterregten Synchronmaschine (PMSM) durchgesetzt, welcher über einen Volleistungsumrichter geregelt wird. Bei Netzfehlern unterliegen die Systeme im Allgemeinen einer hohen elektrischen und mechanischen Belastung. Methoden für ein unterbrechungsfreies Durchfahren von Netzfehlern mit kostengünstigen Schutzmaßnahmen, geringer Systembelastung und dynamischer Blindstromspeisung sind Teil aktueller Forschung und der vorliegenden Arbeit.

Zur Lastflusssteuerung sowie zur Erhöhung der Netzstabilität haben sich in den letzten Jahren sogenannte FACTS-Stromrichter (Flexible Alternating Current Transmission Systems) etabliert, die auch die Kompensation von Netzfehlern ermöglichen. Der Einsatz von FACTS-Umrichtern als Zusatzgeräte für WEA, um in Kombination die FRT Fähigkeit zu gewährleisten ist ein weiterer Teil der Untersuchungen dieser Arbeit.

1.2 Ziele der Arbeit

Das Ziel der Arbeit liegt in der Untersuchung der FRT Fähigkeit moderner, stromrichter gespeister WEA als Einzelsystem, sowie in Kombination mit FACTS-Umrichtern. Folgende Ziele werden dabei verfolgt:

- Modellierung, Simulation und experimentelle Verifikation des Verhaltens moderner WEA (DASM- und PMSM-Generatorsysteme) insbesondere bei Netzfehlern
- Entwicklung von Schutzkonzepten für die WEA während transienter, symmetrischer und unsymmetrischer Netzfehler
- Entwicklung von Regelungskonzepten für WEA während unsymmetrischer Netzspannung mit dem Ziel einer verringerten Systembelastung
- Untersuchung von FACTS-Umrichtern an Windparks zur Kompensation von Netzfehlern

1.3 Gliederung der Arbeit

Als Basis werden in Kapitel 2 die relevanten, deutschen Netzanschlussregeln, Richtlinien und Normen zur Netzintegration von WEA aufgeführt.

In Kapitel 3 werden die Grundlagen zur Topologie und der konventionellen Regelung der beiden meistverwendeten Generatorsysteme in WEA, das mit DASM und das mit permanenterregter Synchronmaschine, dargelegt. Außerdem wird eine Übersicht über Topologien und Funktionen von Spannungseinbruchgeneratoren sowie von FACTS-Stromrichtern gegeben. Abschließend werden die in dieser Arbeit verwendeten Laborteststände des Spannungseinbruchgenerators, der Generatorsysteme mit DASM und PMSM sowie des FACTS-Umrichters beschrieben.

Zum FRT der DASM WEA wird in Kapitel 4 zunächst ein detaillierter Stand der Technik gegeben. Eine dynamische Modellierung der Rotorspannung bei symmetrischem und unsymmetrischem Netzfehler verdeutlicht die zum FRT notwendige Spannungsauslegung des rotorseitigen Umrichters. Darauf aufbauend werden Schutzmaßnahmen für den rotorseitigen Umrichter bei Netzfehlern aufgeführt, implementiert, untersucht und bewertet. Die Schutzmaßnahmen umfassen die Verwendung eines Rotorwiderstandes (Crowbar), sowie eine modifizierte Regelungsstruktur für symmetrische und unsymmetrische Netzfehler. Die Regelung des Generators unter unsymmetrischer Netzspannung wird gesondert behandelt. Eine angepasste Regelungsstruktur zur Kompensation von Drehmomentpulsationen oder Leistungsglättung wird vorgestellt.

In Kapitel 5 wird der FRT der PMSM WEA untersucht. Dazu wird zunächst der Stand der Technik auf diesem Gebiet erläutert. Anschließend werden die Verwendung eines Brems-Choppers im Zwischenkreis und eine kinetische Energiespeicherung zum FRT vorgeschlagen und untersucht. Für das netzseitige Betriebsverhalten unter unsymmetrischer Netzspannung wird eine geeignete Regelungsstruktur des Netzpulsstromrichters aufgezeigt und verschiedene Regelziele zur Verringerung der Spannungsüberschwingungen im Zwischenkreis oder zur Leistungsglättung werden implementiert und verglichen.

Die Kompensation von Netzfehlern durch FACTS-Geräte zur Erfüllung der FRT Anforderung von Windparks wird in Kapitel 6 untersucht. Zunächst wird der Stand der Technik zur Verwendung von Dynamic Voltage Restorer oder Static Compensator zum FRT an Windparks dargestellt. Drei Kombinationen von FACTS mit WEA werden in dieser Arbeit untersucht. Zum Ersten wird ein Dynamic Voltage Restorer (DVR) eingesetzt, um durch Kompensation eines Netzfehlers den FRT zu ermöglichen. Als Fallbeispiel wird der Einsatz an einer DASM WEA untersucht. Zum Zweiten wird der Einsatz eines StatCom zur Spannungshaltung durch dynamische Blindleistungsspeisung an einem Windpark mit drehzahlfesten WEA untersucht. Die Kompensation eines Netzfehlers durch StatCom an einer DASM WEA wird als Drittes untersucht.

In Kapitel 7 werden die erzielten Ergebnisse der Arbeit zusammengefasst. Ein Ausblick über mögliche, auf dieser Arbeit aufbauende Arbeitsfelder wird gegeben.

Im Anhang finden sich die für die Arbeit wichtigen Systemparameter und Simulationsmodelle.

1.4 Übersicht über eigene Veröffentlichungen

Teile der Ergebnisse dieser Arbeit wurden bereits als Beiträge zu internationalen Konferenzen oder als Artikel in wissenschaftlichen Fachzeitschriften der Elektrotechnik veröffentlicht. An dieser Stelle soll ein kurzer Überblick darüber gegeben werden, ohne auf Details einzugehen. Die Veröffentlichungen werden an den entsprechenden Stellen dieser Arbeit zitiert und diskutiert. Die eigenen Veröffentlichungen werden in einem separaten Verzeichnis am Ende der Arbeit aufgeführt.

Leistungselektronik-Generatorsysteme für WEA und deren Betriebsverhalten bei Netzfehlern wurden in [100] vorgestellt. Das Durchfahren eines Netzfehlers für eine WEA mit DASM unter Einsatz der Crowbar oder unter Verwendung einer regelungstechnischen Schutzmaßnahme durch Rückführung der gemessenen Statorströme wurde in [101] und [102] untersucht.

Zur praktischen Durchführung der Untersuchungen zu transienten Netzspannungsfehlern im Labor wurde ein transformatorbasierter Spannungseinbruchgenerator aufgebaut. Ein Vergleich von Spannungseinbruchgeneratoren und die Beschreibung des Laboraufbaus mit exemplarischen Messungen sind in [103] und [104] zu finden.

Die Regelung der negativen Spannungssequenz im Netz durch WEA mit Vollleistungsumrichter wurde in [105] untersucht.

Möglichkeiten zur Kompensation einer transienten Überspannung an einem Windpark mit FACTS-Geräten wurde in [106] und [107] vorgestellt. Darin wurden die umrichterbasierten FACTS-Geräte Dynamic Voltage Restorer und StatCom ausgewählt und das Betriebsverhalten an einem Windpark mit DASM bei einer transienten Überspannung simulativ untersucht. Die Kompensation eines transienten, unsymmetrischen Netzspannungseinbruches durch einen Dynamic Voltage Restorer zum Schutz einer WEA mit DASM wurde in [108] und [109] demonstriert. Die Regelung eines StatCom Umrichters unter unsymmetrischer Netzspannung mit verschiedenen Leistungsregelzielen wurde in [110] präsentiert. Eine Regelung zur Symmetrierung der Spannung an einem Windpark mit drehzahlfesten WEA wurde in [111] untersucht.

Außerdem wurde an der Arbeit zur konventionellen spannungsorientierten PI-Regelung eines Netzpulsstromrichters mitgewirkt [112]. Darin wurden Methoden zur Dämpfung der LCL-Filterresonanz unter Verwendung des Netz- und Umrichterstromes untersucht. Eine weitere Methode zur Dämpfung der LCL Filterresonanz nach der Methode des virtuellen Widerstandes wurde bezüglich der Stabilität bei verschiedenen Filterparametern in [113] untersucht.

Zudem wurde an der Übersicht zu Arbeitsgebieten des Institutes mitgewirkt [114].

2 Technische Anforderungen an Windenergieanlagen zur Netzintegration

Die Einbindung von Windenergie Erzeugungsanlagen in das elektrische Energieversorgungsnetz steigt weltweit schnell an. Die Netzbetreiber stellen mit den Netzanschlussregeln die technischen Anforderungen zur Netzintegration an die Windenergie-Erzeugungsanlagen. Die Netzanschlussregeln besitzen aufgrund mehrerer Aspekte besondere Wichtigkeit. Zum einen sollen die Netzanschlussregeln so transparent und eindeutig wie möglich sein, damit Hersteller von Windenergieanlagen die geforderten Funktionen in ihre Produkte implementieren können. Zum anderen muss der Netzbetreiber die Stabilität und Zuverlässigkeit des Netzes unabhängig von der Art der verbundenen Erzeugungsanlage sicherstellen.

Der gesetzliche Hintergrund, sowie die technischen Richtlinien zur Netzintegration von Windenergieanlagen werden in diesem Kapitel kurz dargestellt. Zunächst wird dazu eine Übersicht über bestehende Gesetze und technische Anforderungen an Windenergieanlagen in Deutschland in Abschnitt 2.1 gegeben. Die Zusammenhänge und Gültigkeiten der Richtlinien und Vorschriften werden verdeutlicht. Anschließend werden die konkreten, technischen Anforderungen an Windenergieanlagen zur Netzintegration in Abschnitt 2.2 beschrieben. Der Fokus wird bei der Darstellung wegen der Relevanz für diese Arbeit auf die Anforderungen zum Verhalten bei Netzfehlern gelegt.

2.1 Übersicht über Gesetze und technische Anforderungen an Windenergieanlagen

2.1.1 Erneuerbare Energien Gesetz EEG

Generell ist jeder Netzbetreiber gesetzlich dazu verpflichtet, Strom aus erneuerbaren Energien von dem Erzeuger abzunehmen und bevorzugt in das Energieversorgungsnetz einzuspeisen. Dazu dient das deutsche Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Kurzfassung Erneuerbare Energien Gesetz, EEG) [2]. Es soll gemäß seinem Zweck (§ 1 Abs. 1) im Interesse des Klima- und Umweltschutzes eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung ermöglichen, die volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung auch durch die Einbeziehung langfristiger externer Effekte verringern, fossile Energieressourcen schonen und die Weiterentwicklung von Technologien zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien fördern. Es dient somit insbesondere dem Klimaschutz und gehört zu einer ganzen Reihe gesetzlicher Regelungen, mit denen die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern verringert werden soll. Das deutsche EEG gilt als Erfolgsgeschichte des Modells der Einspeisevergü-

tung und wurde von 47 Staaten als Vorbild für ihre eigenen Förderinstrumente herangezogen. Ungeachtet ihres Bedarfes müssen die Betreiber öffentlicher Netze allen Strom, der aus regenerativen Quellen gewonnen wird (§ 2 Nr. 1 EEG), mit Vorrang vor Strom aus fossilen Brennstoffen und Kernkraft abnehmen. Die Netzbetreiber sind verpflichtet, ihre Netze jeweils ausreichend auszubauen, so dass sie den bevorrechtigten Strom aufnehmen können, es sei denn die Maßnahmen wären wirtschaftlich unzumutbar (§ 9 EEG). Umgekehrt ist der Anlagenbetreiber, soweit er eine Vergütung nach dem EEG geltend macht, verpflichtet, dem Netzbetreiber seinen Strom anzudienen, es sei denn, er oder unmittelbar angeschlossene Dritte nutzen den Strom selber (§ 16 Abs. 4 EEG) oder der Anlagenbetreiber vermarktet ihn in Übereinstimmung mit § 17 EEG selber (was vor allem eine fristgebundene vorherige Ankündigung voraussetzt).

Für den eingespeisten Strom hat der Netzbetreiber dem Anlagebetreiber die im Gesetz festgesetzten Vergütungssätze zu zahlen. Diese sind abhängig davon, ob die Anlage an Land, also onshore, oder auf See, also offshore, errichtet wird. Außerdem besteht eine zeitliche Befristung.

Das EEG legt also die Anschlusspflicht und die Vergütungssätze fest.

Auf oberster Stufe schreibt das Erneuerbare Energien Gesetz den Vorrang erneuerbarer Energien bei der Einspeisung von Strom vor. Die Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen (Systemdienstleistungsverordnung - SDLWindV) erhält nach § 64 des EEG ihre Gültigkeit. Diese Verordnung schreibt die Anforderungen an eine Windenergie Erzeugungsanlage zur Erfüllung netzstabilisierender Systemdienstleistungen und zur Erlangung des Systemdienstleistungsbonus vor. Für die technischen Anforderungen wird im EEG auf die Anlage 3 der Systemdienstleistungsverordnung (SDLWindV) [1], sowie die beiden Richtlinien Transmission Code (TC2007) [3] für den Anschluss an die Hochspannung und die Mittelspannungsrichtlinie (MSR) [4] für den Anschluss an die Mittelspannung verwiesen und die dort ausgeführten Vorgaben für bindend erklärt.

Für die Zertifizierung, also dem Nachweis der technischen Eigenschaften, muss laut SDLWindV ein akkreditiertes Unternehmen die Eigenschaften nach den technischen Richtlinien der Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien (FGW) nachweisen.

Die Abbildung 2.1 verdeutlicht das Zusammenwirken der verschiedenen Dokumente.

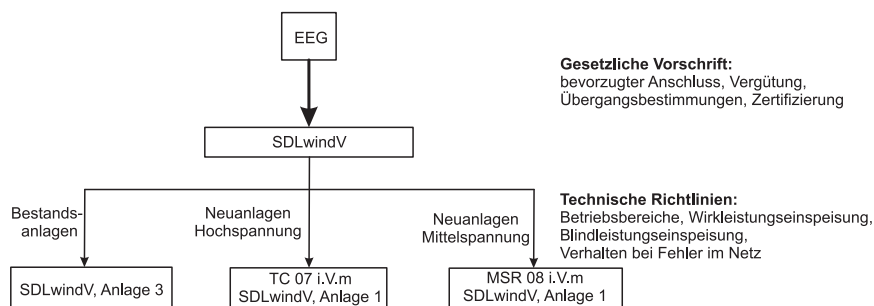


Abbildung 2.1: Struktur des EEG und unterlagerter Vorschriften

Die aufgeführten Technischen Richtlinien werden in folgenden Unterabschnitten kurz beschrieben. Die konkreten, technischen Anforderungen werden dann in folgendem Abschnitt 2.2 angegeben.

2.1.2 Systemdienstleistungsverordnung SDLWindV

Die Systemdienstleistungsverordnung (SDLWindV vom 3.7.2009) [1] regelt für Windenergieanlagen die technischen und betrieblichen Vorgaben zur Erfüllung netzstabilisierender Systemdienstleistungen, die Anforderungen an den Systemdienstleistungs-Bonus und wie der Nachweis zu führen ist. Ziel der Verordnung ist es, die Sicherheit und Stabilität der Stromnetze auch bei hohen Anteilen von Windenergie im Netz zu erhöhen und die technische Entwicklung in diesem Gebiet voranzutreiben, um so die Weichen für den weiteren Ausbau der Windenergie zu stellen [1].

Als Systemdienstleistungen werden die für die Stabilität des Netzes erforderlichen Leistungen bezeichnet, die zusätzlich zur Einspeisung elektrischer Energie zu erbringen sind. Dazu gehören:

- Frequenzhaltung
- Spannungshaltung
- Durchfahren von Netzfehlern

In der Verordnung wird dabei differenziert zwischen Bestandsanlagen und Neuanlagen mit Anschluss an das Mittel- oder Hochspannungsnetz. Jeweils gelten andere Richtlinien. Für den neuen Anschluss von Windenergieanlagen an die Mittelspannungsebene gilt die Mittelspannungsrichtlinie [4] zusammen mit den Ergänzungen der SDLWindV. Für den Anschluss neuer Windenergieanlagen an das Hochspannungsnetz gilt der Transmission Code [3] zusammen mit den Ergänzungen der SDLWindV.

Die Anforderungen müssen am Netzanschlusspunkt der Erzeugungsanlage erfüllt werden. Dem Betreiber der Erzeugungsanlage bleibt es dabei freigestellt, ob die Anforderungen durch die einzelne Windenergie-Erzeugungseinheit, oder durch eine zentrale Einrichtung wie ein Flexible AC Transmission Systems (FACTS) Gerät erfüllt wird [1]. Die Vorschrift ermöglicht somit den Einsatz innovativer Lösungen im Bereich des Windparks.

2.1.3 Mittelspannungsrichtlinie und Transmission Code

Die Mittelspannungsrichtlinie [4] (vollständige Bezeichnung: Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz) gilt für regenerative Energieerzeugungsanlagen mit mehr als 100 kW Leistung, die ihre Leistung in das Mittelspannungsnetz einspeisen. Sie dient der Sicherstellung der Versorgungsqualität. Folgende Bereiche werden geregelt: Netzanschluss, Ausführung der Anlage, Abrechnungsmessung, Betrieb der Anlage und der Nachweis der elektrischen Eigenschaften.

Der Transmission Code [3] (vollständige Bezeichnung: Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber) definiert die Mindeststandards zur Nutzung des Hoch- und Höchstspannungsnetzes für die Netzbetreiber und Netznutzer. Im Transmission Code werden folgende Bereiche geregelt: Anschlussbedingungen, Systemdienstleistungen, Netzausbau, Betriebsplanung und -führung, Organisation und Abwicklung.

Eine Übersicht über internationale Netzanschlussregeln ist in [5] zu finden.

2.1.4 Technische Richtlinien des FGW

Die Technischen Richtlinien (TR) des FGW e.V. - Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien - wurden erstellt mit dem Ziel, Messverfahren anzugeben, mit denen verlässliche und vergleichbare Daten über Windenergieanlagen nach dem neuesten Stand der Technik ermittelt werden können. Sie werden zum einheitlichen Nachweis der Eigenschaften bzw. der Zertifizierung von Windenergieanlagen (nach SDLWindV [1]) verwendet. Die Richtlinien umfassen acht Teile, die der Ermittlung der Schallemissionswerte, der Leistungskurve, der Elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten am Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsnetz, den Anforderungen an Modellierung und Validierung von Simulationsmodellen der elektrischen Eigenschaften, der Bestimmung und Anwendung des Referenzertrages, der Bestimmung von Windpotenzial und Energieerträgen, der Instandhaltung von Windparks, sowie der Zertifizierung der Elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten und -anlagen am Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsnetz dienen. Für die Netzintegration von Windenergieanlagen sind die Richtlinien TR3 [6] zur Bestimmung der Elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten, die TR4 [7] zu den Anforderungen an Modellierung und Validierung von Simulationsmodellen und die TR8 [8] zur Zertifizierung von Interesse.

International hat die Norm IEC61400-21 (vollständige Bezeichnung: Wind turbines - Part 21: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines) zur Messung und Ermittlung der elektrischen Eigenschaften Gültigkeit.

2.2 Technische Anforderungen an Windenergieanlagen

2.2.1 Nenn-Betriebsbereich

Für den Betrieb der WEA im Energieversorgungsnetz ist ein Nenn-Betriebsbereich bezüglich Netzspannung und Netzfrequenz definiert, für den die Auslegung der WEA ertüchtigt sein muss. So müssen WEA in einem Spannungsbereich von $\pm 10\%U_{Nenn}$ dauerhaft betrieben werden können. Im Hochspannungsnetz gilt, dass sich die WEA bei Absinken der Netzspannung auf 85% der Bezugsspannung und gleichzeitigem Blindleistungsbezug nach 0,5 Sekunden vom Netz trennen muss (TC2007 [3]).

Bei einer Netzfrequenz außerhalb des Arbeitsbereiches von 47,5 Hz bis 51,5 Hz soll sich die WEA vom Netz trennen.

2.2.2 Wirkleistungsbereitstellung im stationären Betrieb

Die Wirkleistungsabgabe von WEA muss vorübergehend auf Anforderung des Netzbetreibers reduzierbar sein, um eine Überlastung des Netzes zu vermeiden. Bezüglich der Stellgeschwindigkeit, der zulässigen Wirkleistungssprünge und des Stellbereiches unterscheiden sich die Vorgaben je nach Spannungsebene. Die einzuhaltenden Vorgaben sind in Tabelle 2.1 dargestellt.

	Mittelspannung	Hoch-/Höchstspannung
Stellgeschwindigkeit	1 Minute	$\geq 10\%P_n$ pro Minute
Wirkleistungssprung (ΔP)	$\Delta P < 10\%P_n$	keine Angaben
Stellbereich	100 bis $10\%P_n$, danach Trennung erlaubt	keine Einschränkung
Quelle	(MSR [4])	(TC2007 [3])

Tabelle 2.1: Vorgaben für die Wirkleistungsreduktion auf Anforderung durch den Netzbetreiber

2.2.3 Blindleistungsbereitstellung im stationären Betrieb

Im stationären Betrieb kann vom Netzbetreiber die Bereitstellung von Blindleistung gefordert werden. In der Mittelspannungsebene muss die WEA technisch in der Lage sein, einen Leistungsfaktor von $\cos\phi = 0,95$ bereitzustellen. Die Einregelzeit beträgt je nach Art der Blindleistungsvorgabe zwischen 10 Sekunden und einer Minute (MSR[4]).

Im Hoch- und Höchstspannungsnetz muss jede WEA in der Lage sein, jeden Arbeitspunkt in dem in Abbildung 2.2 spezifizierten Arbeitsbereich innerhalb von vier Minuten anfahren zu können. Die Variante des Blindleistungsbereiches wird im Netzanschlussvertrag mit dem Netzbetreiber vereinbart (SDLWind [1], Anlage 1, Nr. II.4).

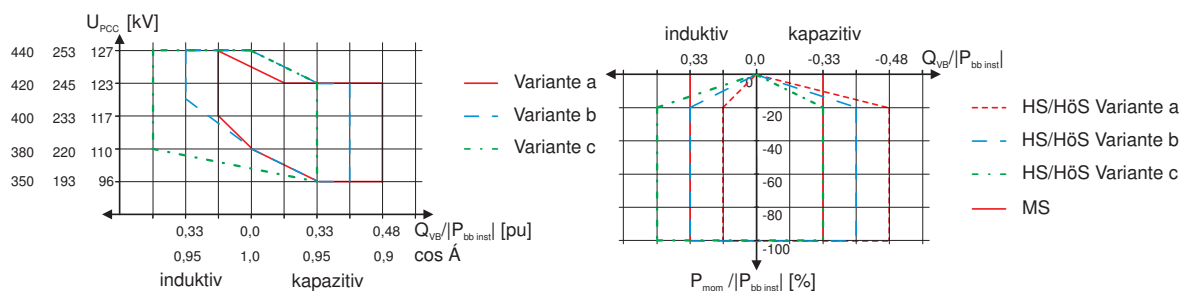


Abbildung 2.2: Blindleistungsbereich nach SDLWindV (links) und Blindleistungsbereich in Abhängigkeit der momentan abgegebenen Leistung der WEA nach SDLWindV (rechts)

Bei einer Wirkleistungsabgabe zwischen 0 % und 20 % P_n gelten für das Hoch- und Höchstspannungsnetz die Erleichterungen nach Abbildung 2.2 rechts (SDLWindV [1], Anlage 1, Nr.II.5). Im Mittelspannungsnetz muss die Blindleistungsabgabe über den gesamten Arbeitsbereich der WEA möglich sein (MSR [4]).

2.2.4 Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz

Ab einer Frequenz von 50,5 Hz ist die Wirkleistung mit einem Gradienten von 40% der verfügbaren Leistung pro Herz abzusenken. Eine Wirkleistungssteigerung darf erst wieder erfolgen, wenn die Frequenz auf 50,05 Hz abgesunken ist und nur insoweit, dass eine Netzfrequenz von 50,2 Hz nicht wieder überschritten wird.

2.2.5 Verhalten bei Netzfehler

Die Trennung von Erzeugungsanlagen vom Energieversorgungsnetz bei Netzfehlern kann zu einem Leistungsdefizit nach Fehlerklärung führen, welches die Stabilität des Netzes weiter verringert. Für die Stabilisierung der Netzspannung ist ein unterbrechungsfreies Durchfahren von Netzfehlern mit einer verbundenen Spannungsstützung durch Blindstromspeisung förderlich. Dieses unterbrechungsfreie Durchfahren bestimmter Netzfehler ist als technische Anforderung in allen Vorschriften (SDLWindV [1], Transmission Code [3], Mittelspannungsrichtlinie [4]) gefordert.

Unterbrechungsfreies Durchfahren von Netzfehlern - LVRT

Die Abbildungen 2.3 und 2.4 zeigen Spannungs-Zeit Diagramme mit Grenzlinien, oberhalb welcher eine Trennung einer WEA vom Erzeugungsnetz nicht zulässig ist.

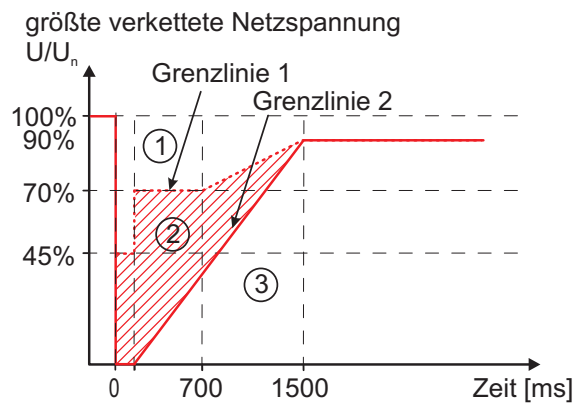


Abbildung 2.3: Grenzlinien für den LVRT im Übertragungsnetz (TC2007 [3])

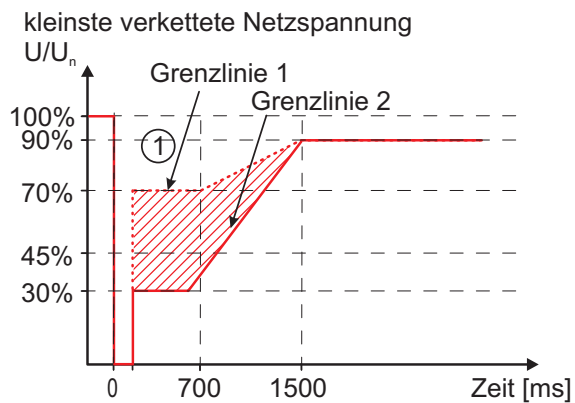


Abbildung 2.4: Grenzlinien für den LVRT im Mittelspannungsnetz (MSR [4])

WEA müssen Netzspannungseinbrüche oberhalb der Grenzlinien 1 in der Abbildung 2.3 für das Hoch- und Höchstspannungsnetz und in Abbildung 2.4 für das Mittelspannungsnetz durchfahren, ohne sich vom Netz zu trennen. Innerhalb des schraffierten Bereiches zwischen Grenzkennlinie 1 und 2 ist eine kurzzeitige Trennung der Anlage nach Vereinbarung mit dem Netzbetreiber zulässig. Unterhalb der Grenzkennlinie 2 ist eine kurzzeitige Trennung der Anlage immer erlaubt. Diese Anforderung wird häufig mit der englischen Bezeichnung Low Voltage Ride Through (LVRT) bezeichnet.

In der Hoch- und Höchstspannungsebene ist der größte Wert der drei verketteten Netzspannungen maßgeblich zur Charakterisierung des Fehlers. Ein symmetrischer Netzfehler muss damit bis zu einer verbleibenden Spannung von 45 % U_{Nenn} durchfahren werden können, ein unsymmetrischen Fehler muss durchfahren werden, wenn eine Spannung auf 0 % U_{Nenn} eingebrochen ist (SDLWindV [1], Anlage 1, Nr. II.12.c).

Im Mittelspannungsnetz (Abbildung 2.4) ist der Wert der kleinsten verketteten Netzspannung ausschlaggebend. Ein Einbruch einer Spannung auf 0 % U_{Nenn} ist damit nur 150 ms zu durchfahren. Gleichzeitig bedeutet die Grenzlinie bei null aber auch, dass ein symmetrischer Einbruch aller drei Phasen auf 0 % U_{Nenn} nicht zur sofortigen Netztrennung führen darf.

In der Norm IEC61400 Teil 21 [9] und der Technischen Richtlinie TR3 des FGW [6] sind Spezifikationen von Spannungseinbrüchen angegeben. Windenergieanlagen werden zur Zertifizierung diesen spezifizierten Spannungsverläufen unterzogen. Ziel des Testes ist es, festzustellen, ob die WEA in der Lage ist, Spannungseinbrüche zu erkennen und diese unbeschadet zu durchfahren. Des Weiteren wird getestet, welcher Strom während des Spannungseinbruchs bereitgestellt werden kann [6].

Die Spezifikationen der Spannungseinbrüche sind in Tabelle 2.2 und Tabelle 2.3 aufgeführt. Dabei müssen die Tests wie angegeben für dreiphasige und zweiphasige Netzfehler,

Fall	Betrag der Spannung [pu]	Dauer [s]
VD 1/4 drei-/zweiphasig ($3/2ph \rightarrow 0,9$)	$0,9 \pm 0,05$	$0,5 \pm 0,02$
VD 2/5 drei-/zweiphasig ($3/2ph \rightarrow 0,5$)	$0,5 \pm 0,05$	$0,5 \pm 0,02$
VD 3/6 drei-/zweiphasig ($3/2ph \rightarrow 0,2$)	$0,2 \pm 0,05$	$0,2 \pm 0,02$

Tabelle 2.2: Spezifikation von Spannungseinbrüchen nach IEC61400-21 [9]

Fall	Betrag der Spannung [pu]	Dauer [s]
Test 1: drei-/zweiphasig ($3/2ph \rightarrow 0,05$)	$\leq 0,05$	$\geq 0,15$
Test 2: drei-/zweiphasig ($3/2ph \rightarrow 0,225$)	$0,225 \pm 0,025$	$\geq 0,55$
Test 3: drei-/zweiphasig ($3/2ph \rightarrow 0,5$)	$0,5 \pm 0,05$	$\geq 0,95$
Test 4: drei-/zweiphasig ($3/2ph \rightarrow 0,75$)	$0,75 \pm 0,05$	$\geq 1,4$

Tabelle 2.3: Spezifikation von Spannungseinbrüchen nach FGW Technische Richtlinie 3 [6]

sowie für zwei Leistungsbereiche durchgeführt werden. Die Wirkleistungsbereiche liegen zwischen 10 % und 30 % der Nennleistung und größer als 90 % der Nennleistung. Hierbei soll die gemessene Wirkleistung ein 10-Sekunden-Mittelwert sein.

Dynamische Netzspannungsstützung

Neben der Anforderung zum unterbrechungsfreien Durchfahren des Netzfehlers schreibt ein weiterer Punkt der Vorschrift eine dynamische Speisung von Blindstrom zur Spannungsstützung während des Netzfehlers vor.

Die dynamische Netzspannungsstützung durch Blindstromspeisung ist für die Mittel- und die Hoch-/Höchstspannungsebene entsprechend der Blindstrom-Spannungs-Charakteristik aus Abbildung 2.5 definiert. Dabei wird zwischen den unterschiedlichen Bereichen entsprechend der Anforderung aus Abbildung 2.3 unterschieden. Bei einer Spannung oberhalb der Grenzlinsen 1 (Bereich 1) soll die WEA die Netzspannung durch die Speisung eines Blindstromes gemäß der Kennlinie nach Abbildung 2.5 stützen. Im Bereich 2 in Abbildung 2.3 kann in besonderen Fällen von der Vorgabe zur Blindstromeinspeisung abgewichen werden. In Bereich 3 besteht keine Pflicht zur Blindstromspeisung und die Anlage darf sich vom Netz trennen (SDL [1], Anlage 1, Nr. II.12.d.c).

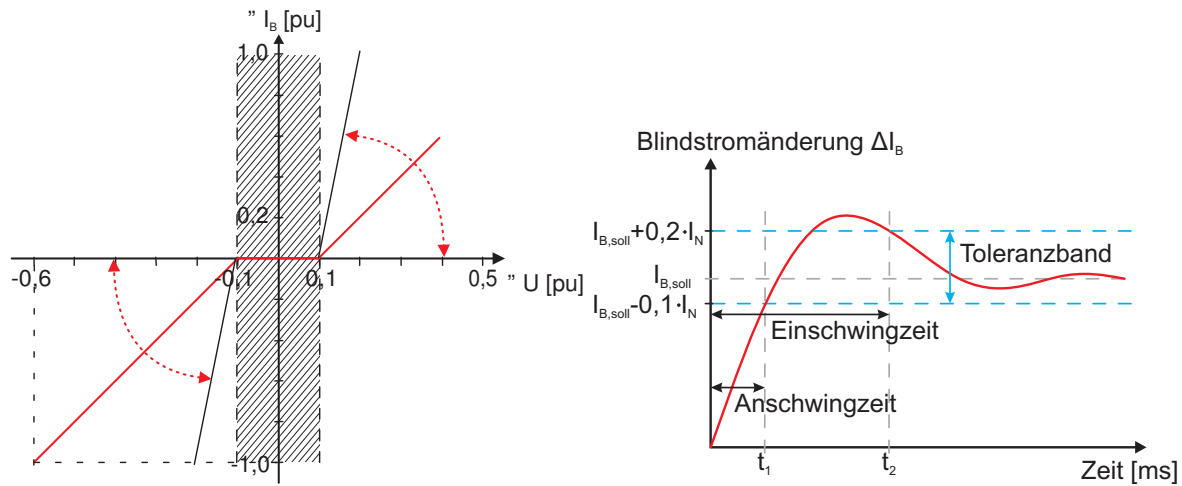


Abbildung 2.5: Spannungsstützung durch Blindleistung nach SDLWindV (links) und Dynamik der Spannungsstützung durch Blindstrom nach SDLWindV (rechts)

Der zusätzlich einzuspeisende Blindstrom bestimmt sich nach dem Betrag der Spannungsabweichung ΔU , nach der Formel 2.1.

$$\frac{\Delta I_B}{I_N} = K \cdot \frac{\Delta U}{U_N} \quad (2.1)$$

In einem Totband von 90 % bis 110 % U_{Nenn} ist keine Blindstromspeisung vorgesehen, da sich die Spannung im Normalbereich befindet. Die Spannungsabweichung ΔU bezieht sich auf die Differenz zur nächstliegenden Grenze des Totbandes. Die Konstante K muss innerhalb eines Bereiches von 0 bis 10 einstellbar sein. Für symmetrische Fehler ist der einzuspeisende Blindstrom I_B auf 100 % I_{Nenn} begrenzt. Für unsymmetrische Fehler ist ein Blindstrom von maximal 40 % I_{Nenn} einzuspeisen. Auf eine Besonderheit sei hier hingewiesen: Alle Werte beziehen sich auf die Mitsystemkomponente der Grundschwingung von Strom und Spannung (SDLWind [1], Anlage 1, Nr. II.12.d). Das heißt, die Anforderung an die Speisung des Blindstromes bezieht sich auf die Mitsystemkomponente (sinusförmiger, symmetrischer Strom). Für unsymmetrische Fehler ist das Maximum auf 40 % I_{Nenn} reduziert, um das Fließen eines (u.U. bei Altanlagen unvermeidbaren) Gegensystemstromes zu ermöglichen. Wünschenswert ist laut SDLWindV allerdings die Speisung eines maximal möglichen Blindstromes, den die Dimensionierung der WEA zulässt (SDLWindV [1]).

Das dynamische Verhalten der Blindstromstützung wird durch die in Abbildung 2.5 rechts definierte An- und Einschwingzeit bestimmt. Die Anschwingzeit ist die Zeit, die vergeht, bis der Blindstrom zum ersten Mal in das Toleranzband eintritt. Sie darf maximal 30 ms betragen. Die Einschwingzeit ist die Zeit, die vergeht, bis der Blindstrom letztmalig in das Toleranzband eintritt. Dieser Zeitraum darf nicht länger als 60 ms sein (SDLWindV [1], Anlage 1, Nr. II.12.d.c).

Im Mittelspannungsnetz darf eine WEA nach der Klärung eines Netzfehlers nicht mehr induktive Blindleistung als vor dem Fehler beziehen (MSR [4]).

2.3 Zusammenfassung des Kapitels

In diesem Kapitel wird eine Übersicht über Gesetze und Technische Anforderungen an WEA gegeben.

Die deutsche Gesetzgebung sieht den Vorrang erneuerbarer Energien gegenüber fossilen und nuklearen Energien vor. Dieser Vorrang ist im EEG festgelegt.

Die Technischen Anforderungen an WEA sind in verschiedenen Richtlinien dokumentiert. Neben der Bereitstellung von Wirkleistung in einem definierten, stationären Nenn-Betriebsbereich müssen WEA zahlreiche Anforderungen erfüllen, die eine stationäre Speisung von Blindstrom oder die Regelung von Wirkleistung nach Vorgabe des Netzbetreibers bzw. in Abhängigkeit der Netzfrequenz vorsehen. Eine Regelung des Leistungsfaktors bzw. eine spannungsabhängige Blindleistungsregelung können gefordert werden.

Bezüglich des dynamischen Verhaltens der WEA bei Netzfehler wird gefordert, dass Spannungseinbrüche unterbrechungsfrei durchfahren werden und die Netzspannung durch Bereitstellung eines Blindstromes gestützt wird.

3 Grundlagen zu leistungselektronischen Systemen für Windenergieanlagen

3.1 Übersicht über das Kapitel

Dieses Kapitel dient der Bereitstellung von Grundlagen zu leistungselektronischen Systemen für Windenergieanlagen, die für das Verständnis der vorliegenden Arbeit benötigt werden. Dabei wird hauptsächlich die Modellierung und konventionelle Regelung von WEA, aber auch die Funktion und Einsatzgebiete von FACTS Umrichtern, sowie ein Spannungseinbruchgenerator behandelt.

Im Einzelnen ist das Kapitel wie folgt aufgebaut. In Abschnitt 3.2 wird eine Übersicht über Generatorsysteme für Windenergieanlagen gegeben. Darin wird zunächst zwischen drehzahlfesten und drehzahlvariablen Systemen unterschieden. In Abschnitt 3.3 werden die Grundlagen zur Modellierung und Regelung einer WEA mit doppeltgespeistem Asynchron-generator behandelt. In Abschnitt 3.4 werden Modellierung und Regelung einer Vollumrichter WEA mit Synchrongenerator beschrieben. Die Regelung des Netzpulsstromrichters, welcher in beiden Anlagentypen Einsatz findet, wird getrennt in Abschnitt 3.5 behandelt.

In Abschnitt 3.6 wird eine Übersicht über Varianten und Einsatzmöglichkeiten von Flexible AC Transmission Systems (FACTS) gegeben. Die modernen, umrichter gespeisten FACTS Geräte Dynamic Voltage Restorer und StatCom werden für diese Arbeit zur Untersuchung ausgewählt. Anschließend werden die Einsatzgebiete dieser FACTS in Kombination mit Windenergieanlagen verschiedener Generatorsysteme bewertet.

Ursachen, Charakteristika und Detektion von Netzfehlern werden in Abschnitt 3.7 behandelt. Zur Ermittlung des Verhaltens von WEA bei Netzfehler werden Teststände benötigt, die spezifizierte Spannungseinbrüche variabler Tiefe und Dauer erzeugen können. Ein Stand der Technik und eine Übersicht zu solchen Spannungseinbruchgeneratoren ist in Abschnitt 3.8 zu finden. Abschließend werden die in dieser Arbeit verwendeten Laborteststände in Abschnitt 3.9 beschrieben.

3.2 Übersicht über Generatorsysteme für Windenergieanlagen

Eine Windenergieanlage wandelt die Energie des Windes in rotatorische Energie und weiter mit Hilfe eines Generators in elektrische Energie. Die elektrische Energie wird im Allgemeinen in das öffentliche Energieversorgungsnetz eingespeist.

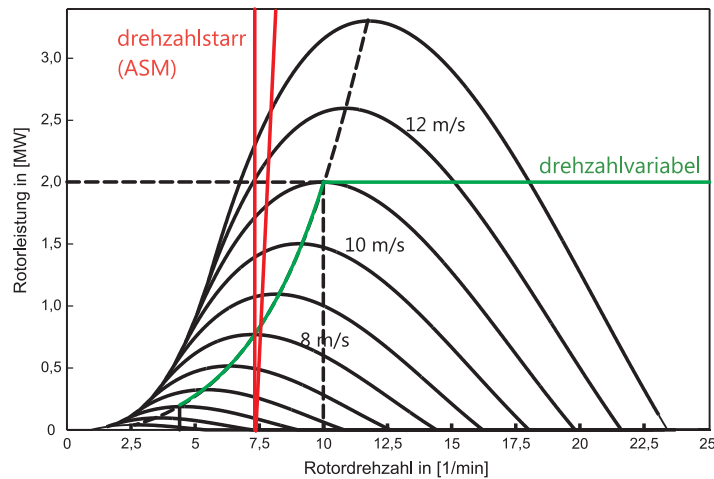


Abbildung 3.1: Mechanische Leistung einer Windenergieanlage in Abhängigkeit der Rotordrehzahl für verschiedene Windgeschwindigkeiten

Generatorsysteme für Windenergieanlagen lassen sich in drehzahlstarre und drehzahlvariable Typen unterteilen. Moderne WEA werden heute drehzahlvariabel betrieben, was Vorteile bei der Gewinnung der Windenergie bietet, welches im Folgenden kurz erläutert wird.

Die Leistung einer Windenergieanlage P_{WEA} lässt sich in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit v_{Wind} ausdrücken [10]:

$$P_{WEA} = c_p \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v_{Wind}^3 \quad (3.1)$$

wobei c_p den Betz-Faktor, ρ die Dichte der Luft und A die vom Rotor der Anlage überstrichene Fläche beschreiben. Der Betz Faktor beschreibt die Fähigkeit der WEA zur Umwandlung der Windenergie in rotatorische Energie. Nach der Theorie kann der Betz-Faktor niemals größere Werte als 59,3 % annehmen. Moderne WEA haben meist einen Betz-Faktor zwischen 25% und 45% [10], der meist experimentell ermittelt wird und abhängig von der Rotordrehzahl sein kann. In Abbildung 3.1 ist die Leistung einer beispielhaften WEA in Abhängigkeit der Rotordrehzahl für verschiedene Windgeschwindigkeiten abgebildet. Ein drehzahlstarres Generatorsystem lässt sich ausschließlich bei einer festen Rotordrehzahl betreiben (rote Linie). Bei Verwendung einer Asynchronmaschine mit Kurzschlussläufer ist die Drehzahl leicht lastabhängig (geneigte rote Linie). Dadurch kann die WEA nur in Punkten der Leistungskurve entlang der roten Linie betrieben werden. Für einen leistungsmaximalen Betrieb ist eine variable Rotordrehzahl notwendig, so dass die Drehzahl der WEA im sogenannten Leistungsoptimierungsbereich immer so angepasst wird, dass der Betriebspunkt ein Maximum der Leistungskurve darstellt (grüne Linie). Durch weitere Erhöhung der Rotordrehzahl kann die Leistung auf einen Maximalwert im sogenannten Leistungsbegrenzungsbereich begrenzt werden.

Als Generatoren für Windenergieanlagen werden hauptsächlich Asynchrongeneratoren oder Synchrongeneratoren verwendet, die je nach Ausführung zu einem drehzahlfesten oder drehzahlvariablem Konzept führen. Eine Übersicht über Generatortypen für Windenergieanlagen ist in Abbildung 3.2 gezeigt. Übersichten zu modernen Windenergieanlagen sind auch in [11] und [12] zu finden.

Aufgrund der robusten, einfachen Konstruktion von Asynchronmaschinen mit Kurzschluss-

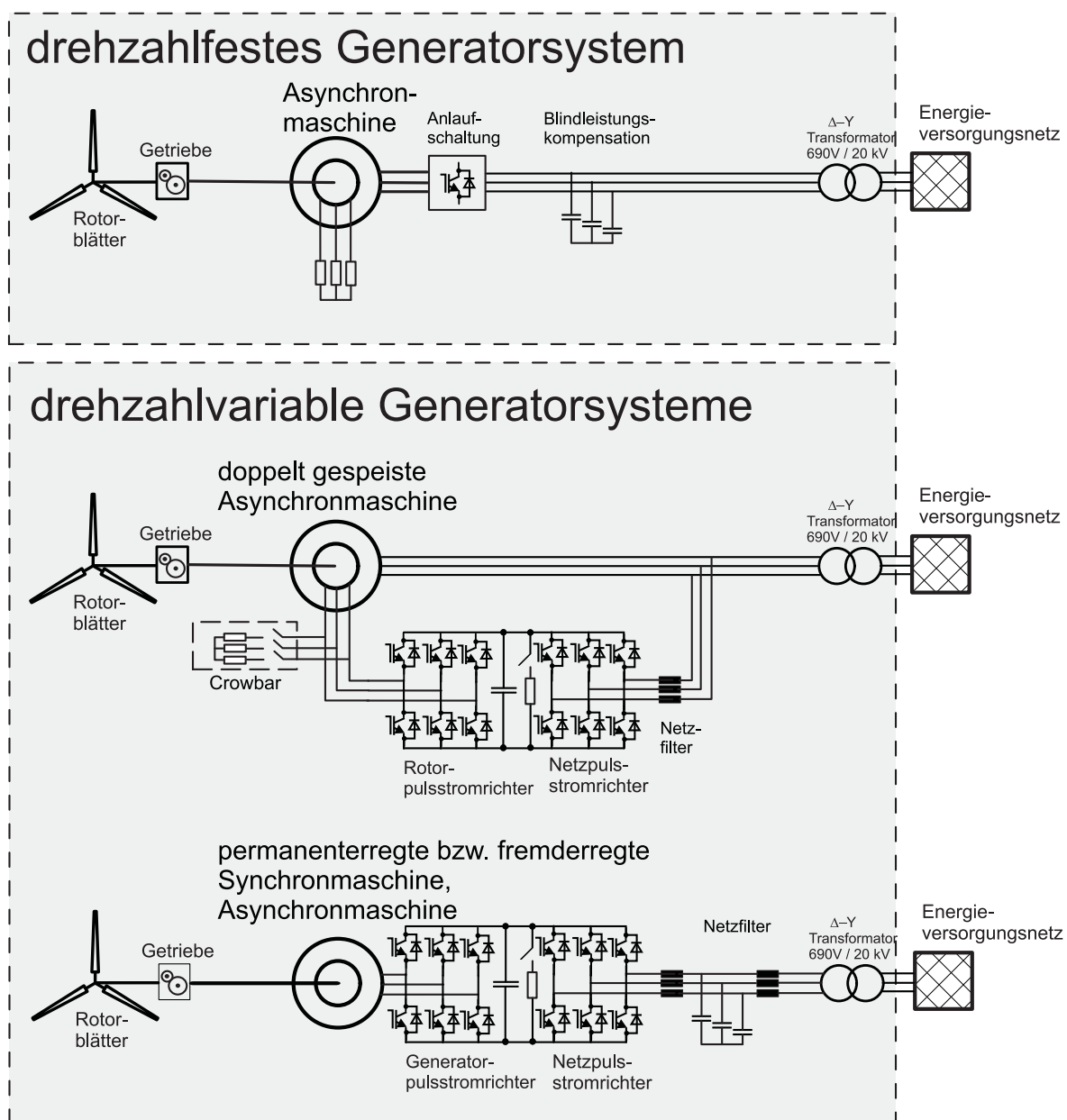


Abbildung 3.2: Übersicht über Generatortypen für Windenergieanlagen

läufer hat sich die Verwendung dieses Generators in den 1980er Jahren durchgesetzt. Dieses Konzept wird auch als "dänisches Konzept" bezeichnet. Die Drehzahl der Generatoren ist im Bereich von 1 % bis 2 % um die Synchrondrehzahl lastabhängig. Der Betrieb wird somit als drehzahlfest bezeichnet.

Eine aerodynamische Regelung der Drehzahl geschieht über eine Stall-Regelung, die den Strömungsabriss der Rotorblätter bei hohen Windgeschwindigkeiten ausnutzt. Um einen erweiterten Drehzahlbereich zu ermöglichen werden die Pitch-Regelung, sprich Änderung des Anstellwinkels der Rotorblätter, oder variable Widerstände im Rotor oder polumschaltbare Maschinen verwendet. Allerdings ist mit diesen Maßnahmen nur eine sehr geringe Drehzahlvariabilität zu erreichen. Um den Generator mit dem Netz zu verbinden ist meist eine Anfahr-schaltung vorgesehen. Zur Kompensation des Blindleistungsbezuges der Maschine werden üblicherweise Kondensatoren zur stationären Blindleistungskompensation eingesetzt. Allerdings gibt es keine Möglichkeiten zur aktiven Regelung von Wirk- oder Blindleistung. Daher

sind ein hoher Wirkungsgrad sowie die Erfüllung anspruchsvoller Netzanschlussregeln mit dem dänischen Konzept kaum möglich. Dennoch beträgt der Anteil dieses Generatortyps der in Europa installierten Windenergieanlagen im Jahr 2010 noch 20 % [13]. Der Anteil ist aber stark rückläufig.

Der Drehzahlbereich des Asynchrongenerators kann stark erweitert werden, indem ein Pulsumrichter über Schleifringe eine Spannung mit Schlupffrequenz in den Rotor einspeist. Eine solche Maschine wird als doppeltgespeiste Asynchronmaschine bezeichnet [14], [15]. Die Topologie ist in Abbildung 3.2 in der Mitte gezeigt. Bezogen auf den eingesetzten Generatortyp besitzen Windenergieanlagen mit doppelt gespeistem Asynchrongenerator mit 55 % den größten Anteil installierter Anlagen in Europa im Jahre 2010 [13]. Das vom Wind über den Windrotor eingebrachte Moment treibt den Rotor des Asynchrongenerators über ein Getriebe an. Der Stator des Generators liegt direkt am Netz bzw. dem Niederspannungs-transformator, der die Windenergieanlage mit dem Netz verbindet. Die Rotorwindungen sind über Schleifringe zugänglich und werden mit einem Frequenzumrichter mit Kondensator als Spannungszwischenkreis gespeist. Der Vorteil dieser Lösung liegt darin, dass der Umrichter nur für die Schlupfleistung ausgelegt werden muss. Ein Betrieb mit ca. $\pm 30\%$ um die synchrone Drehzahl hat sich als ausreichend erwiesen womit der Umrichter nur für 30 % der Gesamtleistung ausgelegt werden muss. Ein Netzstromrichter speist die Schlupfleistung in das Energieversorgungsnetz. Die restliche Leistung wird direkt über den Stator in das Netz gespeist. Über die Regelung des rotorseitigen Pulsumrichters sind die Wirk- und Blindleistung und damit der Leistungsfaktor am Stator unabhängig voneinander einstellbar. Einen Nachteil bildet die direkte Anbindung des Stators an das Netz insofern, dass das System anfällig gegen Netzstörungen wie Spannungseinbrüche ist. Ein abrupter Abfall der Netzspannung kann zu Überspannungen und Überströmen im Rotorkreis und zur Beschädigung des Umrichters führen, wenn keine Schutzmechanismen installiert sind. Schutzmechanismen wie Crowbar, Zwischenkreis-Chopper und angepasste Regelungsstrukturen erlauben aber im Allgemeinen einen unterbrechungsfrei geregelten Betrieb der Anlage. Nach den Netzanschlussregeln müssen die Anlagen im Fehlerfall mit dem Netz verbunden bleiben und dynamisch Blindleistung einspeisen.

Ein zweites drehzahlvariables Konzept wird über die Anbindung eines Generators über einen Vollleistungsumrichter an das Netz ermöglicht [16]. Diese Topologie ist in Abbildung 3.2 unten gezeigt. Im Jahre 2010 basieren 25 % der installierten Windenergieanlagen in Europa auf diesem Generatortyp [13]. Als Generatoren können Asynchrongeneratoren mit Kurzschlussläufer oder fremd- oder permanenterregte Synchrongeneratoren zum Einsatz kommen, die meist über ein Getriebe vom Rotor der Windenergieanlage angetrieben werden. Die Verwendung von Synchrongeneratoren erlaubt die technische Konstruktion von Ringgeneratoren mit hoher Polpaarzahl. Aufgrund der geringen Drehzahl dieser Generatoren kann auf ein Getriebe verzichtet oder zumindest das Übersetzungsverhältnis des Getriebes im Vergleich zu WEAs mit Asynchronmaschinen reduziert werden, welches wiederum zu geringeren Systemkosten und einer erhöhten Zuverlässigkeit führt. Das System besteht aus Generator, Gleichrichter, Spannungszwischenkreis, Netzstromrichter mit Filter und Nieder-

spannungstransformator. Für den Aufbau des Frequenzumrichters sind zwei grundlegende Strukturen bekannt. Neben der gezeigten, zweistufigen Umrichter-Topologie ist eine Dioden-Brückenschaltung mit DC/DC-Steller und zwei Spannungszwischenkreisen verbreitet. Der Vorteil der Vollleistungsumrichter-Topologie liegt in dem weiten, möglichen Drehzahlbereich, der unabhängig steuerbaren Wirk- und Blindleistung, flexibler Regelungsmöglichkeiten zur Erfüllung der Netzanschlussregeln sowie einem netzfreundlichen Verhalten bei Netzfehler durch die Entkopplung des Generators vom Netz. Nachteile können durch höhere Systemkosten durch die schweren Ringgeneratoren, die Verwendung von seltenen Erden für die Magnete der permanentenregten Synchronmaschine sowie dem Umrichter, der auf volle Leistung der Anlage ausgelegt sein muss, entstehen.

3.3 Modellierung und Regelung einer WEA mit DASM

3.3.1 Spannungs- und Flussgleichungen

Das T-Ersatzschaltbild der doppelgespeisten Asynchronmaschine in einem statorfesten Koordinatensystem ist in folgender Abbildung 3.3 gezeigt.

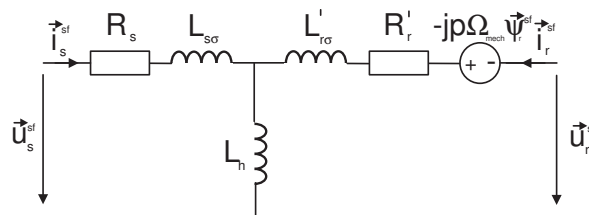


Abbildung 3.3: Einphasiges Ersatzschaltbild der doppelgespeisten Asynchronmaschine in statorfesten Koordinaten

Es berücksichtigt die Elemente Stator- und Rotorwiderstand (R_s, R_r), Stator- und Rotorstreuinduktivität ($L_{s\sigma}, L_{r\sigma}$), die Hauptinduktivität (L_h), sowie die Stator- und Rotorspannung (u_s, u_r), Stator- und Rotorströme (i_s, i_r).

Die Analyse kann in verschiedenen Koordinatensystemen durchgeführt werden. Je nach Orientierung des Systems ergeben sich Vereinfachungen in den Gleichungen, da Wechselgrößen bei geeigneter Orientierung zu Gleichgrößen werden. Die Spannungs-Differentialgleichungen der allgemeinen Drehfeldmaschine in einem statorfesten Koordinatensystem lauten nach [17]

$$\vec{u}_s^{sf} = R_s \cdot \vec{i}_s^{sf} + \frac{d\vec{\Psi}_s^{sf}}{dt} \quad (3.2)$$

$$\vec{u}_r^{sf} = R_r \cdot \vec{i}_r^{sf} + \frac{d\vec{\Psi}_r^{sf}}{dt} + j \cdot (-p\Omega_{mech}) \cdot \vec{\Psi}_r^{sf} \quad (3.3)$$

Bei Transformation in ein umlaufendes, statorspannungssynchrones Koordinatensystem ($\vec{u}_s^s = \vec{u}_s^{sf} e^{j\omega_s t}$) ergeben sich folgende Spannungsgleichungen:

$$\vec{u}_s^s = R_s \cdot \vec{i}_s^s + \frac{d\vec{\Psi}_s^s}{dt} + j \cdot \omega_s \cdot \vec{\Psi}_s^s \quad (3.4)$$

$$\begin{aligned} \vec{u}_r^s &= R_r \cdot \vec{i}_r^s + \frac{d\vec{\Psi}_r^s}{dt} + j \cdot (\omega_s - p \cdot \Omega_{mech}) \cdot \vec{\Psi}_r^s \\ &= R_r \cdot \vec{i}_r^s + \frac{d\vec{\Psi}_r^s}{dt} + j \cdot \omega_r \cdot \vec{\Psi}_r^s \end{aligned} \quad (3.5)$$

,wobei die Statorfrequenz gleich der Netzfrequenz ist ($\omega_s = \omega_{Netz}$). Im Rotor ergibt sich die mechanische Frequenz $\Omega = p\Omega_{mech}$. Bei Orientierung des Koordinatensystems an der Statorspannung (s) ergibt sich die elektrische Rotorfrequenz durch die Differenz aus Statorfrequenz und mechanischer Drehzahl mal Polpaarzahl p ($\omega_r = \omega_s - p\Omega_{mech}$). Die Flussverkettungsgleichungen berechnen sich dabei zu

$$\vec{\Psi}_s^s = L_s \cdot \vec{i}_s^s + L_h \cdot \vec{i}_r^s \quad (3.6)$$

$$\vec{\Psi}_r^s = L_r \cdot \vec{i}_r^s + L_h \cdot \vec{i}_s^s \quad (3.7)$$

Die Stator- und Rotorinduktivitäten (L_s, L_r) bezeichnen jeweils die Summe aus Haupt- und Streuinduktivität ($L_s = L_{s\sigma} + L_h$ und $L_r = L_{r\sigma} + L_h$). Die elektrische Rotorfrequenz ω_r wird auch häufig Schlupffrequenz genannt. Nur bei Speisung des Rotors mit Strömen der Schlupffrequenz ergeben sich im Stator additiv aus mechanischer Frequenz und Schlupffrequenz Statorströme mit Netzfrequenz.

Unterschiedliche Windungszahlen in Stator und Rotor können durch das Stator zu Rotor Übersetzungsverhältnis $i = N_s/N_r$ der Maschine berücksichtigt werden. Durch Umrechnung der Rotordaten auf die Windungszahl des Stators ist erst eine gemeinsame Betrachtung von Stator und Rotor in einem Ersatzschaltbild möglich. In dieser Arbeit werden die Berechnungen mit auf den Stator bezogenen Größen durchgeführt. Die nicht auf den Stator bezogenen Rotorgrößen werden bei Bedarf extra durch einen Hochstrich (') gekennzeichnet.

3.3.2 Modellierung der Rotorspannung bei stationärer Statorspannung

In diesem Abschnitt wird herausgearbeitet, welche Spannung im Rotor im Nennbetrieb der Maschine anliegt. Die Kenntnis der Rotorspannung ist zum einen wichtig, da der Rotorrichter mindestens dieses Spannungslevel erzeugen können muss, um ausreichend Regelreserve für eine Stromregelung zu besitzen. Die Ausführungen dieses Unterabschnittes sind Basis für die Modellierung der Rotorspannung bei symmetrischem Netzfehler in Abschnitt 4.3.1 und unsymmetrischem Netzfehler in Abschnitt 4.3.2 dieser Arbeit. Zum anderen können mit Hilfe der Gleichung zur Rotorspannung in Abhängigkeit des Rotorstromes die Stromregelkreise ausgelegt werden.

Für die Betrachtungen ist es sinnvoll die vektoriellen Größen in einem statorfesten Koordinatensystem zu betrachten. (Das heißt z.B. die Statorspannung wird nicht als konstanter Wert in dem an der Statorspannung orientierten Koordinatensystem zu $\vec{u}_s^s = konstant$, sondern als zeitabhängige Größe in einem statorfesten Koordinatensystem $\vec{u}_s^{sf} = U_s e^{j\omega_s t}$ betrachtet.)

Die Gleichung (3.3) für die Rotorspannung soll nun in Abhängigkeit der Statorspannung und

des Rotorstromes formuliert werden. Dazu wird zunächst der Rotorfluss in Abhängigkeit des Statorflusses und des Rotorstromes gestellt, indem Gleichung (3.6) für den Statorfluss nach dem Statorstrom \vec{i}_s^{sf} umgestellt wird.

$$\vec{i}_s^{sf} = \frac{\vec{\Psi}_s^{sf}}{L_s} - \frac{L_h}{L_s} \cdot \vec{i}_r^{sf} \quad (3.8)$$

und eingesetzt wird in (3.7).

$$\vec{\Psi}_r^{sf} = L_r \cdot \vec{i}_r^{sf} + \frac{L_h}{L_s} \cdot \vec{\Psi}_s^{sf} - \frac{L_h^2}{L_s} \cdot \vec{i}_r^{sf} = \sigma \cdot L_r \cdot \vec{i}_r^{sf} + \frac{L_h}{L_s} \cdot \vec{\Psi}_s^{sf} \quad (3.9)$$

mit $\sigma = 1 - \frac{L_h^2}{L_s L_r}$ als Streuziffer.

Mit (3.9) eingesetzt in (3.3) folgt ein Term für die Rotorspannung, der vom Rotorstrom und vom Statorfluss abhängig ist.

$$\vec{u}_r^{sf} = \left(R_r + \sigma \cdot L_r \cdot \left(\frac{d}{dt} - j\Omega \right) \right) \vec{i}_r^{sf} + \frac{L_h}{L_s} \cdot \left(\frac{d}{dt} - j\Omega \right) \cdot \vec{\Psi}_s^{sf} \quad (3.10)$$

Die Rotorspannung setzt sich also aus zwei Teilen zusammen. Ein Teil der Rotorspannung wird durch den Statorfluss induziert. Der andere Teil ist abhängig vom Rotorstrom und kann durch den Rotorumrichter geregelt werden. Die vom Statorfluss induzierte Spannung ist für die folgende Analyse der Dynamik der Rotorspannung bei transienter Statorspannung von besonderer Wichtigkeit, da mit diesem Teil das natürliche Verhalten der Maschine beschrieben wird. Dieser Anteil der Rotorspannung wird Rotor-Leerlaufspannung u_{ro} genannt und soll gesondert in folgender Gleichung (3.11) festgehalten werden.

$$\vec{u}_{ro}^{sf} = \frac{L_h}{L_s} \cdot \left(\frac{d}{dt} - j\Omega \right) \cdot \vec{\Psi}_s^{sf} \quad (3.11)$$

Im stationären Zustand kann der Statorfluss mit Gleichung (3.4) durch die Statorspannung ausgedrückt werden (mit $R_s = 0$ und $\frac{d\vec{\Psi}_s^{sf}}{dt} = 0$) zu:

$$\vec{\Psi}_s^{sf} = \frac{\vec{u}_s^{sf}}{j\omega_s} = \frac{U_s \cdot e^{j\omega_s t}}{j\omega_s} \quad (3.12)$$

Über die Substitution von Gleichung (3.12) in Gleichung (3.11) kann die Rotorspannung in Abhängigkeit der Statorspannung und des Rotorstromes entsprechend Gleichung (3.13) ausgedrückt werden, um dann zur Auslegung des Rotorumrichters oder der Stromregelkreise herangezogen zu werden. Als weitere Vereinfachung wird dabei die Änderung der Statorspannung bzw. des Statorflusses im Nennbetrieb als Null angenommen ($\frac{d}{dt} \vec{\Psi}_s^{sf} = 0$) und somit ergibt sich für die Rotorspannung im Nennbetrieb

$$\vec{u}_r^{sf} = \vec{u}_s^{sf} \cdot \frac{L_h}{L_s} \cdot s + \left(R_r + \sigma \cdot L_r \cdot \left(\frac{d}{dt} - j\Omega \right) \right) \cdot \vec{i}_r^{sf} \quad (3.13)$$

mit $s = \frac{\omega_r}{\omega_s}$ für den Schlupf.

Im Allgemeinen sind der Rotorwiderstand und die Rotorfrequenz klein, so dass die Rotorspannung hauptsächlich durch die Netzspannung und den Schlupf bestimmt wird. Für $\vec{i}_r^{sf} = 0$ erhält man die Rotor-Leerlaufspannung in Abhängigkeit der Netzspannung

$$\vec{u}_{r,o}^{sf} = s \cdot U_s \cdot \frac{L_h}{L_s} \cdot e^{j\omega_s t} \quad (3.14)$$

In einem rotorfesten Koordinatensystem ergibt sich die Rotorleerlaufspannung zu

$$\vec{u}_{ro}^{rf} = s \cdot U_s \cdot \frac{L_h}{L_s} \cdot e^{j(\omega_s t - \Omega)} = s \cdot U_s \cdot \frac{L_h}{L_s} \cdot e^{j\omega_r} \quad (3.15)$$

Im stationären Betrieb setzt sich die Rotorspannung also hauptsächlich aus der zum Schlupf proportionalen Statorspannung zusammen. Die Frequenz im rotorfesten Kreis beträgt $\omega_r = \omega_s - \Omega$.

Da die Maschine in Windenergieanwendungen üblicherweise mit einem Schlupf von +/- 30 % betrieben wird, betrüge auch die Rotorspannung bei einer Maschine mit Übersetzungsverhältnis $i = 1$ nur bis zu 30 % der Netzspannung. Um einen Umrichter verwenden zu können, der auf Netzspannungsniveau ausgelegt ist werden üblicherweise Maschinen mit einem Übersetzungsverhältnis von Stator zu Rotor kleiner als 1 verwendet, um das Rotorspannungslevel anzuheben. Für die in der Simulationen verwendete doppeltgespeiste Asynchronmaschine der 2 MW Leistungsklasse wird ein Übersetzungsverhältnis (Stator/Rotor) von 0,4 angenommen. Das Übersetzungsverhältnis (Stator/Rotor) der Labormaschine beträgt 1,5 (siehe Tabelle 10.2).

3.3.3 Leistung der DASM

Die Wirk- und Blindleistung am Stator berechnet sich aus dem Produkt von Statorspannung (Gleichung (3.2)) und komplex konjugiertem Statorstrom (Gleichung (3.8)). Beide Gleichungen werden hier in Gleichung (3.16) in einem an der Statorspannung orientierten Koordinatensystem betrachtet ($U_{sq}^s = 0, \Psi_{sd}^s = 0$).

$$\begin{aligned} P_s + jQ_s &= -\frac{3}{2} \vec{u}_s^s \cdot \vec{i}_s^{s*} \approx -\frac{3}{2} j\omega_s \vec{\Psi}_s^s \cdot \left(\frac{\vec{\Psi}_s^{s*}}{L_s} - \frac{L_h}{L_s} \cdot \vec{i}_r^{s*} \right) \\ &= -\frac{3}{2} U_{sd} \cdot \left(j \frac{U_{sd}}{\omega_s L_s} - \frac{L_h}{L_s} \cdot I_{rd} + j \frac{L_h}{L_s} \cdot I_{rq} \right) \\ &= \frac{3}{2} U_{sd} \left(\frac{L_h}{L_s} I_{rd} - j \frac{U_{sd}}{L_s \omega_s} - j \frac{L_h}{L_s} I_{rq} \right) \end{aligned} \quad (3.16)$$

Dabei muss der Faktor 3/2 berücksichtigt werden, da die Koordinatentransformation nicht leistungsinvariant ist. Unter Vernachlässigung des Statorwiderstandes und der Annahme eines konstanten Statorflusses ergibt sich:

$$P_s = \frac{3 L_h}{2 L_s} U_{sd} \cdot I_{rd} \quad (3.17)$$

$$Q_s = -\frac{3}{2} \left(\frac{U_{sd}^2}{L_s \omega_s} + \frac{L_h}{L_s} U_{sd} I_{rq} \right) \quad (3.18)$$

An Gleichungen (3.17) und (3.18) verdeutlicht sich das Prinzip der unabhängigen Regelbarkeit der Statorleistungen durch die Rotorströme. Durch Regelung der I_{rd} Komponente des Rotorstromes wird die Statorwirkleistung geregelt. Entsprechend kann die Statorblindleistung durch Regelung der I_{rq} Komponente des Rotorstromes bewerkstelligt werden.

Hieraus ist ersichtlich, dass die Systemgrößen σL_r und R_r die Dynamik des Systems bestimmen. Die Rotorzeitkonstante beträgt $\tau_r = \sigma L_r / R_r$.

Die Zeitverzögerung durch den Umrichter muss berücksichtigt werden und kann durch eine Totzeit oder ein VZ1 Glied approximiert werden zu

$$G_{PWM}(s) \approx \frac{1}{1 + sT_t} \quad (3.21)$$

wobei die T_t die Schaltzeit des Umrichters beschreibt. Die Regelstrecke für den Rotorstrom wird dann als Reihenschaltung der beiden Übertragungsfunktionen $G_{ur}(s)$ und G_{PWM} gebildet.

$$G_{ir}(s) = G_{ur}(s)G_{PWM}(s) = \frac{\frac{1}{R}}{s\sigma\frac{L_r}{R} + 1} \frac{1}{sT_t + 1} \quad (3.22)$$

Die überlagerten Regelkreise können mit Hilfe der Leistungsgleichungen und dem Verzögerungsglied der Stromregelkreise je nach Regelziel modelliert werden [18].

3.3.5 Netzsynchrosation

Die Zuschaltung der DASM an das Netz erfordert eine Synchronisation der Statorspannung mit der Netzspannung. Erst wenn die Statorspannung in Betrag und Phase mit der Netzspannung übereinstimmt werden hohe Einschaltströme beim Zuschalten vermieden, welche die Maschine, den Umrichter sowie mechanische Komponenten belasten oder beschädigen können. Dafür wird zuerst der Teilumrichter der Anlage in Betrieb genommen, indem der Netzstromrichter zugeschaltet wird, der den Zwischenkreis auf Nennspannung lädt. Anschließend wird die Statorspannung durch Regelung der Rotorströme mit Hilfe des rotorseitigen Umrichters mit der Netzspannung synchronisiert. Die Rotorströme werden mit PI-Reglern in einem rotierenden Koordinatensystem geregelt. Bevor die überlagerte Leistungsregelung allerdings die Sollwerte für die Stromregelung im Nennbetrieb vorgibt wird überlagert der Synchronisationsregler geschaltet. Dieser regelt ebenfalls über PI-Regler die Differenz aus Stator- und Netzspannung und stellt für die Dauer der Netzsynchrosation die Sollwerte für die Stromregler.

Eine ähnliche Methode ist in [19] zu finden. Andere Methoden zur Netzsynchrosation sind denkbar und in [20] für eine direkte Leistungsregelung und in [21] über eine direkte Sollwertvorgabe der Umrichterspannungen ohne Rotorstromregelung zu finden.

Hat die WEA die Einschaltzahl erreicht muss die Synchronisierung abgeschlossen sein. Der Stator der DASM kann nun weich an das Netz geschaltet und Wirkleistung eingespeist werden. Weitere Synchronisierungsstrategien sind denkbar. Zum Beispiel kann der Stator der Maschine zugeschaltet werden während sich der Rotorkreis der DASM im Leerlauf befindet. Die Blindleistung zur Magnetisierung der Maschine wird somit über den Stator bereitgestellt. Der hohe Blindleistungsbezug ist bei Betrieb von großen Anlagen am Netz allerdings nicht gewünscht, weshalb diese Art der Netzsynchrosation selten Einsatz findet.

3.4 Modellierung und Regelung einer WEA mit PMSM

3.4.1 Modellierung der PMSM

Die von den Permanentmagneten mit dem Fluss Ψ_{PM} im Stator induzierte Spannung \vec{E} ergibt sich zu

$$\vec{E} = j \cdot p \cdot \Omega_{mech} \cdot \Psi_{PM} \quad (3.23)$$

Nach Gleichung (3.23) ist die induzierte Statorspannung also proportional zur Drehzahl $p \cdot \Omega_{mech}$. Die Statorspannungen können aufgeteilt nach d- und q-Komponente in einem rotorfesten Koordinatensystem entsprechend Gleichung (3.25) dargestellt werden

$$u_{sd} = R_s \cdot i_{sd} - p \cdot \Omega_{mech} \Psi_{sq} + \frac{d\Psi_{sd}}{dt} \quad (3.24)$$

$$u_{sq} = R_s \cdot i_{sq} + p \cdot \Omega_{mech} \Psi_{sd} + \frac{d\Psi_{sq}}{dt} \quad (3.25)$$

wobei die Statorspannung durch u_{sd} und u_{sq} , die Statorströme durch i_{sd} und i_{sq} , der Statorwiderstand durch R_s und die Statorflusskomponenten durch Ψ_{sd} und Ψ_{sq} beschrieben werden. Letztere ergeben sich nach Gleichung (3.27) zu

$$\Psi_{sd} = L_{sd} \cdot i_{sd} + \Psi_{PM} \quad (3.26)$$

$$\Psi_{sq} = L_{sq} \cdot i_{sq} \quad (3.27)$$

wobei L_d und L_q die Statorinduktivität im d-q-System beschreiben. Im stationären Zustand kann die zeitliche Änderung des Flusses vernachlässigt werden. Dann ergibt sich die Statorspannung wie in Gleichung (3.29) beschrieben zu

$$u_{sd} = R_s \cdot i_{sd} - p \cdot \Omega_{mech} \Psi_{sq} \quad (3.28)$$

$$u_{sq} = R_s \cdot i_{sq} + p \cdot \Omega_{mech} \Psi_{sd} \quad (3.29)$$

Das elektrische Drehmoment T_{el} des Generators ergibt sich aus

$$T_{el} = \frac{3}{2} \cdot p \cdot \text{Im} \{ \Psi_s^* \cdot i_s \} \quad (3.30)$$

Durch Einsetzen der Formel für den Fluss aus Gleichung (3.27) ergibt sich Gleichung (3.32)

$$T_{el} = \frac{3}{2} \cdot p \cdot \text{Im} \{ \Psi_{sd} \cdot i_{sd} - \Psi_{sq} \cdot i_{sq} \} \quad (3.31)$$

$$= \frac{3}{2} \cdot p \cdot \text{Im} \{ (L_d - L_q) \cdot i_{sd} \cdot i_{sq} - \Psi_{PM} \cdot i_{sq} \} \quad (3.32)$$

und weiter mit der Annahme gleicher Induktivitätswerte $L_d = L_q$ wie häufig in PMSM zu finden eine Gleichung für das elektrische Moment der Synchronmaschine in Abhängigkeit des Statorstromes entsprechend Gleichung (3.33)

$$T_{el} = \frac{3}{2} \cdot p \cdot \Psi_{PM} \cdot i_{sq} \quad (3.33)$$

Die Gleichung (3.33) veranschaulicht, dass das Drehmoment der PMSM mit Hilfe der q-Komponente des Statorstromes geregelt werden kann.

innere Stromregelkreis ist verantwortlich für die Qualität des Stromes und für einen Überstromschutz. Der Stromregelkreis sollte schnell ausgelegt sein um eine hohe Dynamik des Netzstromes zu gewährleisten und um Harmonische im Strom auszuregeln. Der Zwischenkreisspannungsregler wird verwendet um den Leistungsfluss im System zu regeln. Eine in den Zwischenkreis gespeiste Leistung wird in Form eines Wirkstromes weiter in das Netz gespeist. Der Zwischenkreisspannungsregler wird aus Stabilitätsgründen üblicherweise langsam ausgelegt. Die Struktur der verwendeten spannungsorientierten Regelung wird in Abbildung 3.6 gezeigt

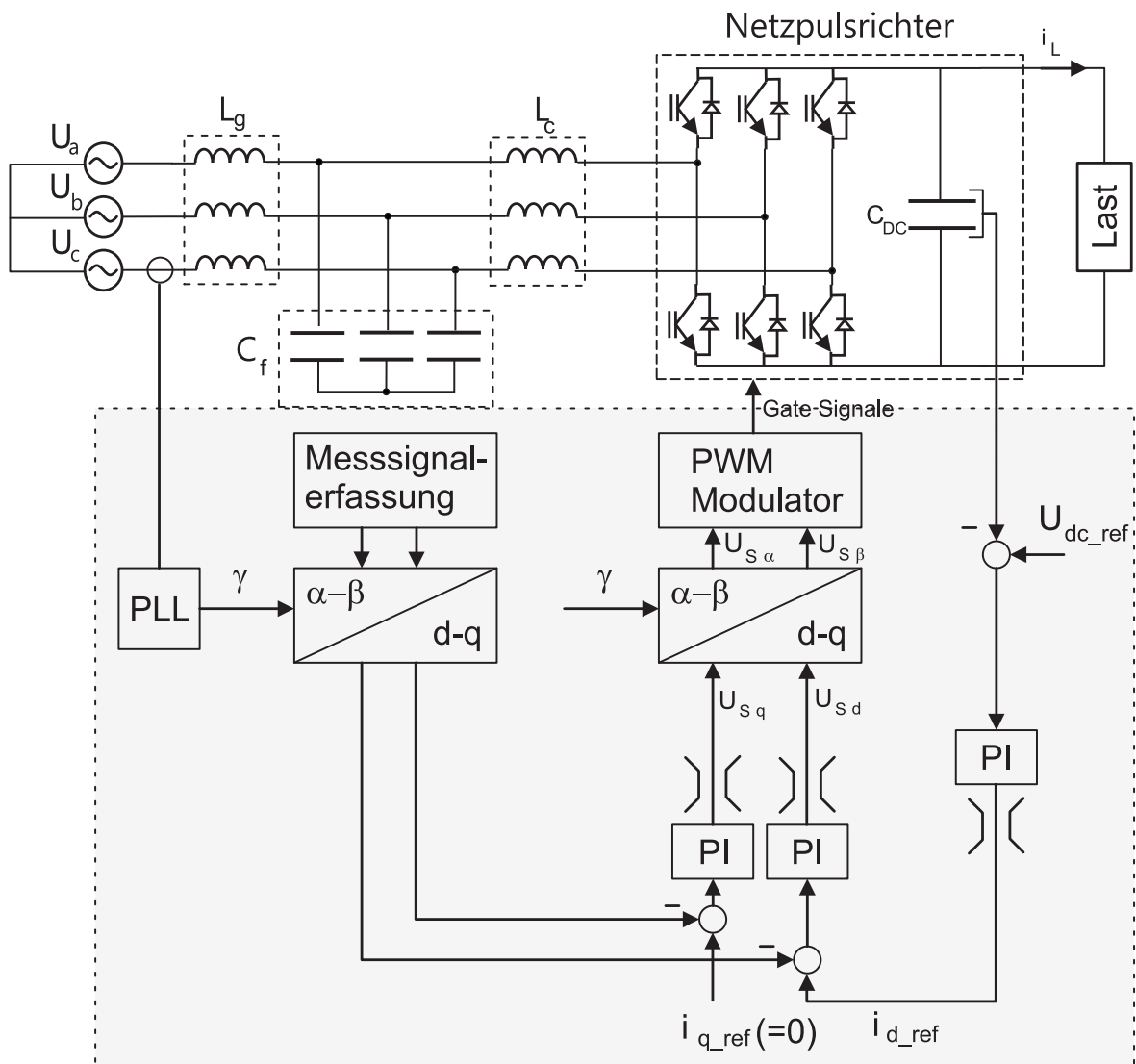


Abbildung 3.6: Struktur der spannungsorientierten Regelung des Netzpulsstromrichters

Eine Übersicht über die Regelung und die Netzsynchronisierung von Netzpulsstromrichtern ist in [22] zu finden.

3.5.1 Regelung des Netzstromes

Bei der spannungsorientierten Regelung liegt die Struktur einer kaskadierten Regelung vor [23]. Der äußere Regelkreis für die Zwischenkreisspannung liefert den Referenzwert für die Wirkkomponente des Stromes i_{dRef} wobei mit i_{qRef} der Leistungsfaktor des Systems einge-

stellt werden kann. Diese Werte dienen als Referenzwerte für die inneren Stromregelkreise. Betriebsgrenzen der spannungsorientierten Regelung eines Netzpulsstromrichters mit LCL Filter bei Rückführung verschiedener Ströme sind in [112] aufgezeigt.

Aufgrund der Voraussetzung, dass die Ersatzzeitkonstanten der einzelnen Regelkreise von innen nach außen zunehmen, sollte die Regelung in mehreren Schritten, ausgehend vom innersten Regelkreis entworfen werden. Aus diesem Grunde werden zuerst die Regler der inneren Stromregelkreise ausgelegt.

Der Umrichter (G_{PWM}) kann durch ein Totzeitglied nach folgender Definition approximiert werden:

$$G_{PWM}(s) = K_{PWM} \cdot e^{-sT_t} \quad (3.36)$$

wobei K_{PWM} eine statische Verstärkung des Stromrichters und T_t die Verzögerung angibt. Die Verstärkung K_{PWM} beträgt idealerweise $K_{PWM} = 1$. Der Stromrichter benötigt bei Anliegen eines neuen Sollwertes eine bestimmte Wartezeit T_w bis der gewünschte Sollwert am Ausgang anliegt. Die Wartezeit T_w liegt je nach Größe der Änderung des Sollwertes im Bereich zwischen Null und einer Schaltzeit T_s ($0 < T_w < T_s$). Maximal liegt die Verzögerung durch den Umrichter also bei einer Schaltperiode. Für eine Schaltfrequenz von $f_s = 5$ kHz liegt die angenommene Verzögerung bei

$$T_t = \frac{1}{f_s} = 0,2 \text{ ms}$$

Mit der Reihenentwicklung der Exponentialfunktion ($e^x = 1 + \frac{x}{1!} + \frac{x^2}{2!} + \dots + \frac{x^n}{n!}$) und der Näherung, dass die Entwicklung nach dem zweiten Glied abgebrochen werden kann, wird ein Totzeitglied durch ein Verzögerungsglied erster Ordnung approximiert:

$$G_{PWM}(s) = e^{-sT_t} \approx \frac{1}{1 + sT_t} \quad (3.37)$$

Für die Übertragungsfunktion von Umrichterspannung zu Umrichterstrom des Filters ergibt sich bei Approximation des in Abbildung 3.6 gezeigten LCL Filters als reinen L-Filter die Übertragungsfunktion des Netzfilters entsprechend Gleichung (3.38)

$$G_{filter}(s) = \frac{I(s)}{V(s)} = -\frac{1}{(R + sL)} = -\frac{\frac{1}{R}}{(1 + s\frac{L}{R})} \quad (3.38)$$

Die Approximation des LCL Filters als L-Filter ist für den unteren Frequenzbereich der Regelung zulässig [112]. Die Übertragungsfunktion der Regelstrecke G_{sys} bildet sich aus der Reihenschaltung von Umrichter und L-Filter:

$$G_{sys} = G_{PWM} \cdot G_{filter} = \frac{-\frac{1}{R}}{(1 + s\frac{L}{R}) \cdot (1 + sT_t)} = \frac{V_s}{(1 + sT_1) \cdot (1 + sT_t)} \quad (3.39)$$

mit $V_s = -\frac{1}{R}$ und $T_1 = \frac{L}{R}$. Mit der Kenntnis der Übertragungsfunktion der Strecke, die hier die Struktur eines PT_2 -Gliedes besitzt, kann nun eine geeignete Regler-Form und -Auslegung gewählt werden. Mit dem Betragsoptimum und dem symmetrischen Optimum kann eine geeignete Regelkreisoptimierungen gefunden werden. In Ergänzung des allgemeinen symmetrischen Optimums kann durch einen zusätzlichen Faktor a das Führungs- und Störübertragungsverhalten des Reglers an die jeweilige Regelstrecke leicht angepasst werden. Für einen

PI-Regler nach der Darstellung

$$G_{PI}(s) = V_R \frac{1 + s \cdot T_n}{s \cdot T_n} \quad (3.40)$$

lauten die Parameter Verstärkung V_R und Zeitkonstante T_n nach allgemeinem symmetrischem Optimum dann:

$$\begin{aligned} V_R &= \frac{1}{a} \cdot \frac{T_1}{V_s \cdot T_t} = \frac{\frac{L}{R}}{-a \cdot \frac{1}{R} \cdot \frac{1}{f_s}} = -\frac{L \cdot f_s}{a} \\ T_n &= a^2 \cdot T_t = \frac{a^2}{f_s} \end{aligned} \quad (3.41)$$

In den Simulationen und den Laborversuchen hat sich eine Einstellung von $a = 3$ als geeignet erwiesen.

Nachdem nun der innere Stromregelkreis ausgelegt ist, kann der äußere Spannungsregelkreis unter Approximation des inneren Stromregelkreises als PT1-Glied entworfen werden.

3.5.2 Regelung der Zwischenkreisspannung

Der innere Kreis der kaskadierten Regelung kann als Verzögerungsglied erster Ordnung mit einer Ersatzzeitkonstante $T_{ers} = \alpha \cdot T_t$ angenähert werden, wobei T_t hier die langsamste Zeitkonstante des inneren Regelkreises beschreibt. Laut Optimierungstabelle liegt die Skalierung der Ersatzzeitkonstanten für eine PT2-Strecke mit Auslegung des Reglers nach symmetrischem Optimum zwischen $\alpha = 2 \dots 4$. Die langsamste Zeitkonstante des inneren Regelkreises beträgt eine Schaltperiode. Die Ersatz-Zeitkonstante beträgt also $T_{ers} = 4 \cdot \frac{1}{f_s}$. Die Ersatz-Übertragungsfunktion des inneren Regelkreises lautet dann:

$$G_{StromR}(s) = \frac{1}{1 + s \cdot T_{ers}} \quad (3.42)$$

Die Übertragungsfunktion G'_{ZK} von Zwischenkreisspannung zu Zwischenkreisstrom lässt sich aus dem Ersatzschaltbild des Zwischenkreises herleiten.

$$\begin{aligned} i(t) &= i_{cdc} + i_L = C_{dc} \frac{dU_{dc}}{dt} \\ \Rightarrow G'_{ZK}(s) &= \frac{U_{dc}}{i} = \frac{1}{s \cdot C_{dc}} \end{aligned} \quad (3.43)$$

Der Laststrom wird dabei als Störgröße wiederum vernachlässigt. Die in dieser Arbeit verwendete Umrichterstromregelung hat nur direkten Einfluss auf die Umrichterströme und -spannungen, nicht aber auf den Zwischenkreisstrom. Daher wird die Abhängigkeit des Zwischenkreisstromes i vom Umrichterstrom i_c aus der Leistungsbilanz am Umrichter wie folgt

gewonnen:

$$\begin{aligned}
 P_{Netz} &= 3 \cdot \tilde{U}_n \cdot \tilde{i}_c \cdot \cos(\varphi) \\
 &= 3 \cdot \frac{\hat{U}_n \cdot \hat{i}_c}{\sqrt{2} \cdot \sqrt{2}} \\
 &= \frac{3}{2} \cdot \hat{U}_n \cdot \hat{i}_c \\
 &= U_{dc} \cdot i = P_{dc} \\
 \Rightarrow i &= \frac{3}{2} \cdot \frac{\hat{U}_g}{U_{dc}} \cdot \hat{i}_c
 \end{aligned} \tag{3.44}$$

Damit ergibt sich die Übertragungsfunktion von Zwischenkreisspannung zu Umrichterstrom zu:

$$G_{ZK}(s) = \frac{U_{dc}}{i_c} = \frac{3}{2} \cdot \frac{\hat{U}_n}{U_{dc}} \cdot \frac{1}{s \cdot C_{dc}} \tag{3.45}$$

Die Übertragungsfunktion der gesamten Regelstrecke, welche eine Reihenschaltung der Übertragungsfunktionen des Zwischenkreises und des inneren Ersatz-Regelkreises ist, lautet folglich:

$$G = G_{StromR} \cdot G_{ZK} = \frac{1}{(1 + s \cdot T_{ers})} \cdot \frac{3}{2} \cdot \frac{\hat{U}_n}{U_{dc}} \cdot \frac{1}{s \cdot C_{dc}} = V_s \cdot \frac{1}{s \cdot T_1 \cdot (1 + s \cdot T_{ers})} \tag{3.46}$$

mit $T_1 = C_{dc}$ und $V_s = \frac{3}{2} \cdot \frac{\hat{U}_n}{U_{dc}}$ und hat damit die Struktur einer IT1-Strecke. Nach der Tabelle zur Optimierung empfiehlt sich ein PI-Regler mit Auslegung nach dem allgemeinen symmetrischen Optimum. Die Parameter für einen PI-Regler nach Darstellung wie in Gleichung (3.40) lauten dann:

$$\begin{aligned}
 V_R &= \frac{1}{a} \frac{T_1}{V_s \cdot T_t} = \frac{C_{dc}}{a \cdot \frac{3}{2} \cdot \frac{\hat{U}_n}{U_{dc}} \cdot 4 \cdot \frac{1}{f_s}} = \frac{U_{dc} \cdot C_{dc} \cdot f_s}{6 \cdot a \cdot \hat{U}_n} \\
 T_n &= a^2 \cdot T_{ers} = \frac{a^2 \cdot 4}{f_s}
 \end{aligned} \tag{3.47}$$

3.6 Flexible AC Transmission Systems (FACTS)

Der Begriff FACTS für Flexible AC Transmission Systems bezeichnet eine Gruppe flexibler Drehstromübertragungssysteme, die mit Komponenten der Leistungselektronik zur Verbesserung der Sicherheit, Kapazität und Zuverlässigkeit des Wechselspannungs-Energieversorgungsnetzes eingesetzt werden [24],[25]. Die FACTS Technologie entwickelte sich in den 1990er Jahren aufgrund der erhöhten Leistungsbereiche schaltbarer Leistungshalbleiter. Generell kann der Blindleistungsfluss in einem Wechselspannungsnetz auch ohne den Einsatz von FACTS durch den Einsatz stationärer Kompensationsspulen und Kompensationskondensatoren an Tertiärwicklungen von Transformatoren oder durch den Phasenschieberbetrieb von Kraftwerks-Synchrongeneratoren beeinflusst werden [26]. Spannungsamplituden können durch den Einsatz von Stufen-Leistungs-transformatoren gestellt werden. FACTS Geräte verwenden allerdings netzgeführte Leistungshalbleiter um passive Kompensationsimpedanzen flexibel zu schalten oder selbstgeführte Halbleiter um Strom oder Spannung direkt mit einem Umrichter zu regeln. Der Vorteil liegt dabei in der verschleißfreien und trägheitslosen, flexiblen und dynamischen Regelung der Leistung. Aus diesem Grunde werden FACTS Geräte zunehmend

in Energieversorgungsnetzen eingesetzt. Als Nachteil müssen der technologische und der finanzielle Aufwand genannt werden.

3.6.1 Funktion und Klassifizierung von FACTS

FACTS Geräte kommen hauptsächlich in folgender Funktion zum Einsatz [25]:

- Kompensation von Blindleistung
- Kompensation von Wirkleistung
- Erhöhung der Spannungsstabilität
- Erhöhung der Frequenzstabilität
- Erhöhung der Spannungsqualität
- Steuerung des Leistungsflusses
- Erhöhung der Übertragungskapazität
- Kompensation von Flicker
- Netzintegration von erneuerbaren und dezentralen Energieerzeugern und Speichern

FACTS Geräte eignen sich damit hervorragend um die Ansprüche an das Energieversorgungsnetz, bzw. die Netzintegration von Windenergieanlagen zu erfüllen [27]. Die Qualität eines Energieversorgungsnetzes wird durch folgende Faktoren gekennzeichnet [26]:

- Konstanz der Frequenz
- Konstanz der Spannung
- Grad der Zuverlässigkeit

Die technischen Anforderungen zur Erfüllung dieser Qualitätsfaktoren sind in Netzanschlussregeln [5] und technischen Richtlinien [6],[7],[8] dokumentiert. Windenergieanlagen können diese Anforderungen zum Teil nicht erfüllen bzw. es ergeben sich Kostenvorteile, wenn Anforderungen von FACTS Geräten übernommen werden.

Die Gruppe von FACTS Geräten wird in einer ersten Ebene nach Art der Einbindung an das Energieversorgungsnetz kategorisiert. Das FACTS Gerät kann in Reihenschaltung (series compensation) oder in Parallelschaltung (shunt compensation) verbunden werden [24]. Eine Übersicht ist in Abbildung 3.7 gezeigt. Als dritte Klasse ist häufig eine Kombination aus Reihen- und Parallelschaltung (Unified Power Flow Controller UPFC) zu nennen, die aber industriell wenig Anwendung findet [25]. In einer tieferen Ebene wird zwischen Art des verwendeten Halbleiters klassifiziert. Netzgeführte Leistungshalbleiter, also Thyristoren, werden zur gepulsten Ansteuerung von passiven Kompensationsimpedanzen genutzt.

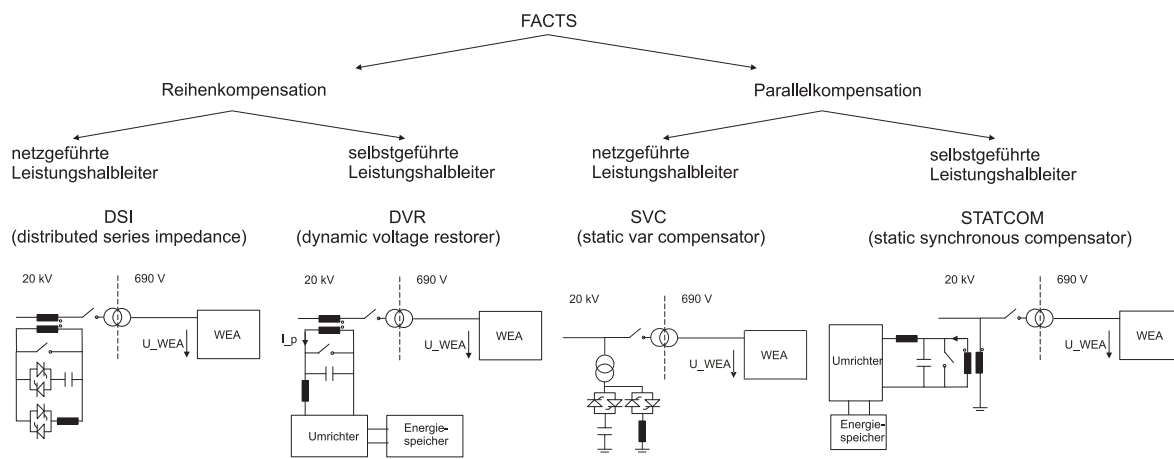


Abbildung 3.7: Klassifizierung von FACTS Geräten nach Type der Anbindung und Typ der verwendeten Leistungshalbleiter

Als entsprechende FACTS Geräte werden die Distributed Series Impedance DSI und der Static Var Compensator SVC als Variante in Reihen- und Parallelschaltung genannt. Die Nutzung von selbstgeführten Leistungshalbleitern wie IGBTs ermöglichen die direkte Regelung von Spannung oder Strom mit Hilfe eines im Allgemeinen spannungsgespeisten Umrichters. Das entsprechende FACTS Gerät in Reihenschaltung wird Dynamic Voltage Restorer (DVR) oder auch Static Series Synchronous Compensator (SSSC) genannt. Im Allgemeinen ist für diese Anwendung eine Energiequelle oder ein Energiespeicher im Zwischenkreis notwendig. Das umrichterbasierte FACTS Gerät in Parallelschaltung wird Static Compensator (StatCom) genannt. Im Allgemeinen wird dieses Gerät zur dynamischen Regelung eines Blindstromes eingesetzt, was keinen Energiespeicher im Zwischenkreis notwendig macht. Eine StatCom Version mit Energiespeicher zur Frequenzregelung oder Vergleichmäßigung der Leistungsabgabe ist in aktueller Untersuchung [27], wird in dieser Arbeit aber nicht berücksichtigt.

3.6.2 FACTS zur Netzintegration von Windparks

Die Anwendung von FACTS Geräten zur Netzintegration von Windenergie hat in den letzten Jahren an Bedeutung gewonnen. In Tabelle 3.1 wird die Eignung verschiedener FACTS Geräte zur Erfüllung von Funktionen zur Netzintegration bewertet. Die Tabelle basiert zum Teil auf Ergebnissen einer Literaturrecherche bezüglich der Netzintegration von Windenergie durch FACTS Geräte [28].

Als Geräte zur Reihenkomensation werden die DSI und der DVR, der im Allgemeinen immer mit einem Energiespeicher (ES) ausgestattet ist, berücksichtigt. Beide Vertreter können als serielle Übertragungsimpedanz oder serielle Spannungsquelle verstanden werden. Daher eignen sie sich besonders gut, um die Impedanz von Übertragungsleitungen zu beeinflussen oder eine Lastspannung direkt zu beeinflussen. Als Geräte zur Parallelkomensation werden der SVC, der StatCom und der StatCom mit Energiespeicher aufgeführt. Sie können als parallele Impedanz oder Spannungsquelle verstanden werden und werden bevorzugt zum Austausch von Blindleistung mit dem Netz verwendet. Ein Austausch von Wirkleistung ist mit beiden Geräten mit Energiespeicher möglich. Aufgrund der dynamischen Regeleigenschaften

Funktion \ FACTS	DSI	DVR + ES	SVC	StatCom	StatCom + ES
Kompensation von Blindleistung	±	±	+	++	++
Kompensation von Wirkleistung	-	++	-	-	++
Erhöhung der Spannungsstabilität	+	++	+	++	++
Erhöhung der Frequenzstabilität	-	±	-	-	±
Kompensation von Harmonischen	-	+	-	++	++
Kompensation von Flicker	-	-	-	++	++

Tabelle 3.1: Bewertung verschiedener FACTS Geräte nach Funktion [28]

ten haben die umrichterbasierten FACTS Geräte DVR und StatCom durchweg eine bessere Eignung zur Netzintegration als die FACTS Geräte mit netzgeführten Leistungshalbleitern. Hervorzuheben ist die gute Funktion des StatCom als Aktiver Filter zur Kompensation von Harmonischen und Flicker. Insbesondere qualifizieren sich die Geräte DVR und StatCom zur Erhöhung der Spannungsstabilität (in Tabelle 3.1 grau hinterlegt), was die Kompensation transienter Netzfehler einschließt [25] und somit den Fault Ride Through für Windparks erleichtern oder ermöglichen kann. Sie werden daher in dieser Arbeit zur Untersuchung ausgewählt.

3.7 Netzfehler

Die Untersuchungen dieser Arbeit beschäftigen sich zentral mit dem Verhalten von Generatorsystemen von Windenergieanlagen bei Netzfehlern. In diesem Abschnitt wird eine kurze Einführung zu Ursachen, Häufigkeit und Verbreitung aber auch zur Detektion von Netzfehlern gegeben.

3.7.1 Ursache und Häufigkeit von Netzfehlern

Als Netzfehler wird die Abweichung der Amplitude, Phasenlage oder Frequenz der Netzspannung von ihrem Nennwert bezeichnet. Diese Abweichung kann folgende Gründe haben [29], [30].

- Kurzschluss oder Erdschluss von spannungsführenden Teilen (durch elektrische Durchschläge oder mechanische Beschädigungen)
- Fehlerhafte Schutzeinrichtungen (Schutzschalter, Kompensationsanlagen) im Netz
- Unterbrechung der Spannungsversorgung im Netz
- Zuschaltung großer Lasten

Die folgenden Abbildung 3.8 zeigt eine Klassifizierung von Netzfehlern nach Fehlerdauer und Amplitude, entsprechend der Europäischen Norm EN 50160 [31].

Details zur Ausbreitung von Fehlern im Netz sind in [30] zu finden.

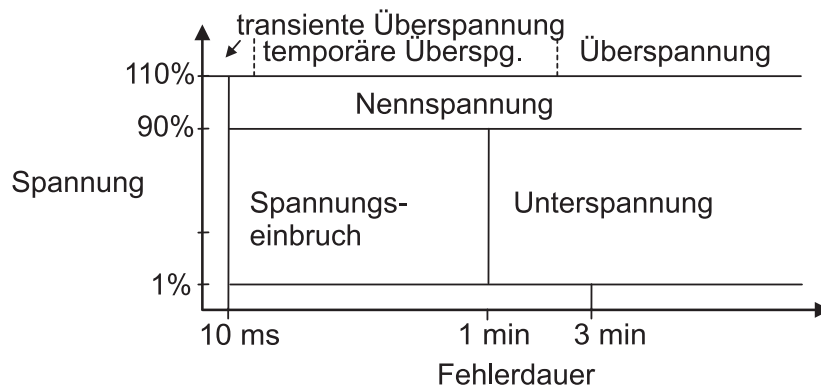


Abbildung 3.8: Definition von Fehlerereignissen nach EN 50160 [31]

Die jährliche Anzahl von Netzfehlern schwankt in Abhängigkeit der Art des Verteilnetzes und des betrachteten Netzpunktes im Allgemeinen erheblich. Im Mittelspannungsnetz beträgt die Häufigkeit von Spannungseinbrüchen zwischen einigen zehn bis zu 1000 jährlich [31]. Die Mehrzahl der Spannungseinbrüche besitzt eine kürzere Dauer als 0,4 s und hinterlässt eine Restspannung von 40 % U_N . In einigen Gegenden können Spannungseinbrüche mit einer Tiefe von 10 % bis 15 % U_N , verursacht durch Lastschaltung von Netznutzern, sehr häufig auftreten. Die Unsymmetrie der Spannung kann stationär bis zu 3 % der Mitsystemkomponente der Spannung liegen.

3.7.2 Detektion von Netzspannungsfehlern

Die in dieser Arbeit vorgestellten Methoden zur Regelung bei unsymmetrischer Netzspannung basieren auf einer Leistungsberechnung, die positive und negative Sequenz der Netzspannung berücksichtigt. Die genaue Kenntnis der Echtzeitwerte der Sequenzen ist eine Notwendigkeit für die Funktion dieser Verfahren. In diesem Abschnitt wird die in dieser Arbeit verwendete DSOGI-Methode erläutert und Messergebnisse dazu präsentiert.

Die Sequenztrennung von Signalen in die einzelnen Sequenzen kann durch verschiedene Methoden geschehen. Generell geschieht die Sequenztrennung meist durch eine Koordinatentransformation und eine Filterung [32],[33],[34]. Dabei stellt sich die DSOGI-Methode (Dual Second Order Generalized Integrator) [32] als besonders geeignet heraus, da sie eine hohe Dynamik und ein robustes Verhalten bei Oberschwingungen zeigt.

Im Folgenden wird die Struktur der DSOGI-Methode präsentiert und deren Funktion anhand von Simulationsergebnissen gezeigt. Das Blockschaltbild der SOGI-Struktur ist in Abbildung 3.9 dargestellt.

Von einem beliebigen Eingangssignal x wird das gefilterte Ausgangssignal y mit dessen orthogonaler Komponente z gebildet. Die zugehörige Übertragungsfunktion (Gleichung 3.48) lässt sich aus dem Blockschaltbild ableiten.

$$G(s) = \frac{Y(s)}{X(s)} = \frac{\omega_0 s}{s^2 + \omega_0^2} \quad (3.48)$$

Auf ein sinusförmiges Eingangssignal der Form $x(t) = \hat{x} \sin(\omega t + \varphi)$ reagiert der SOGI-Block, bei übereinstimmender Frequenz $\omega = \omega_0$, als idealer Bandpassfilter zweiter Ordnung.

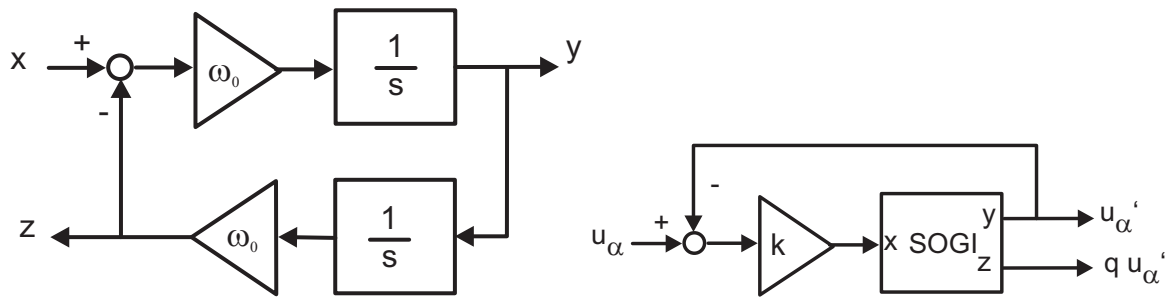


Abbildung 3.9: Blockschaltbild der SOGI-Struktur (links) und eines SOGI-Bandpasses (rechts)

Abbildung 3.9 rechts zeigt das Blockschaltbild des SOGI-Bandpasses mit der Proportionalverstärkung k . Dabei gilt $q = e^{-j\pi/2}$ zur Berechnung der orthogonalen Komponente. Die Übertragungsfunktion lautet:

$$G_{BP}(s) = \frac{k\omega_0 s}{s^2 + k\omega_0 s + \omega_0^2} \quad (3.49)$$

Über den Dämpfungsfaktor, der hier der Verstärkung k entspricht, kann der Filterbereich um die Resonanzfrequenz verändert werden. Je größer k gewählt wird, desto mehr Frequenzen können das Filter passieren. Die positive und die negative Sequenz können anhand der Gleichungen 3.50 und 3.51 in ortsfesten Koordinaten berechnet werden. Das Blockschaltbild der Sequenztrennung ist in Abbildung 3.10 dargestellt. Dabei wird für die α - und β -Komponente jeweils ein SOGI-Bandpass verwendet. Diese duale Struktur wird daher als DSOGI (Dual Second Order Generalized Integrator) bezeichnet.

$$\underline{v}_{\alpha\beta}^+ = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} 1 & -q \\ q & 1 \end{bmatrix} \underline{v}_{\alpha\beta} \quad (3.50)$$

$$\underline{v}_{\alpha\beta}^- = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} 1 & q \\ -q & 1 \end{bmatrix} \underline{v}_{\alpha\beta} \quad (3.51)$$

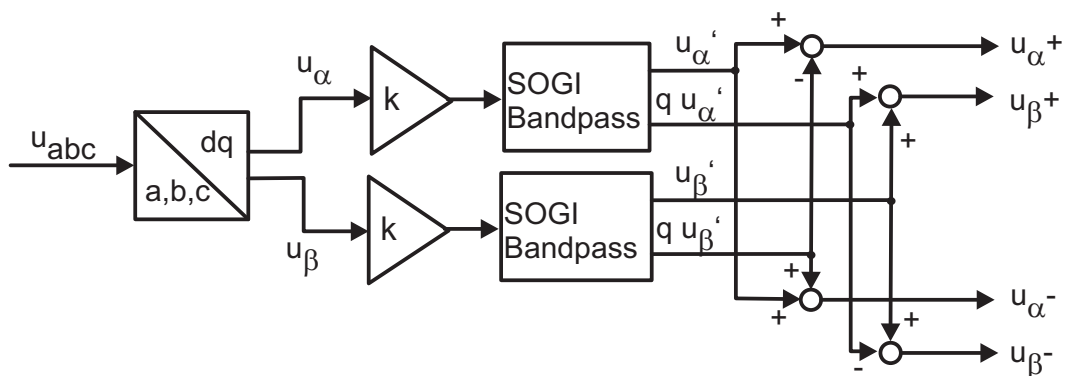


Abbildung 3.10: Blockschaltbild der Sequenztrennung mit DSOGI

Für eine optimale Bandpassfilterung bei Frequenzabweichungen kann die SOGI-Methode durch eine Erweiterung frequenzadaptiv gestaltet werden. Dabei wird die Frequenz aus der

PLL zurückgeführt und anstelle von ω_0 im Schaltbild 3.9 genutzt.

Zur Implementierung in einer Programmiersprache wird eine diskrete Funktion benötigt. Hierzu ist eine Überführung der kontinuierlichen Übertragungsfunktion des SOGI-Bandpasses in den zeitdiskreten Bereich nötig. Aufgrund der Ähnlichkeit zu einem resonanten Regler wird zur Diskretisierung des ersten Integrators die Euler-Vorwärts-Methode und zur Diskretisierung des Integrators in der Rückführung die Euler-Rückwärts-Methode genutzt. Damit wird eine algebraische Schleife verhindert. Die Diskretisierung geschieht nach Gleichung (3.52).

$$\begin{aligned}
 G_{BP}(s) &= \frac{k\omega_0 s}{s^2 + k\omega_0 s + \omega_0^2} \\
 G_{BP}(z) &= \frac{k\omega_0 \frac{z-1}{zT_s}}{\frac{z-1}{T_s} \frac{z-1}{zT_s} + k\omega_0 \frac{z-1}{zT_s} + \omega_0^2} \\
 &= \frac{k\omega_0 T_s z^{-1} - k\omega_0 T_s z^{-2}}{1 + (\omega_0^2 T_s^2 + k\omega_0 T_s - 2)z^{-1} + (1 - k\omega_0 T_s)z^{-2}}
 \end{aligned} \tag{3.52}$$

$$\Rightarrow y(k) = k\omega_0 T_s (x(k-1) - x(k-2)) - (\omega_0^2 T_s^2 + k\omega_0 T_s - 2)y(k-1) - (1 - k\omega_0 T_s)y(k-2)$$

Die durch die DSOGI Methode sequenzgetrennten Signale der Netzspannung können zur Detektion von Netzfehlern verwendet werden. Dazu wird ein gewisses Toleranzband um die Nennwerte der Sequenzen gelegt. Bei Austritt der Werte aus dem Toleranzband kann auf einen symmetrischen Fehler (bei Abweichung der positiven Sequenz) oder auf einen unsymmetrischen Netzfehler geschlossen werden (bei Abweichung der negativen Sequenz). Messergebnisse dazu wurden an einem Netzpulsstromrichter im Labor unternommen. Der Netzpulsstromrichter ist über einen DY-Transformator mit dem in dieser Arbeit aufgebauten Spannungseinbruchgenerator verbunden. In Abbildung 3.11 sind Messergebnisse der Sequenztrennung bei drei-, zwei-, und einphasigem Netzfehler gezeigt. Abgebildet sind jeweils die Messgrößen der Netzspannung, der positiven und negativen Sequenz, sowie der Fehlerbits für symmetrischen und unsymmetrischen Netzfehler. Bei fehlerfreier Netzspannung wie zu Beginn jeder Messung zeigt die positive Sequenz eine d-Komponente in Höhe der durch den Transformator bereitgestellten Spannung. Die negative Sequenz der Spannung beträgt Null, da die Spannung weitgehend symmetrisch ist. Bei symmetrischem Netzfehler ist ein Absinken der positiven Sequenz zu beobachten. Ein symmetrischer Netzfehler wird detektiert. Aufgrund der ungewollten Ausregelung der negativen Sequenz wird hier zwischenzeitlich ein unsymmetrischer Netzfehler detektiert. Dieses Verhalten könnte durch Feinabstimmung der Filterverstärkung verbessert werden. Die Detektion von unsymmetrischen Netzfehlern funktioniert einwandfrei. Der Anstieg der negativen Sequenz führt zu einer zuverlässigen Fehlerdetektion innerhalb von zwei bis drei Millisekunden. Über die Kenntnis der Höhe der negativen Sequenz in d- und q-Komponente kann nicht nur eine Detektion des Netzfehlers ausgeführt werden, sondern es können auch weiterführende Regelziele realisiert werden, wie z.B. die Verringerung von Schwingungen der Zwischenkreisspannung.

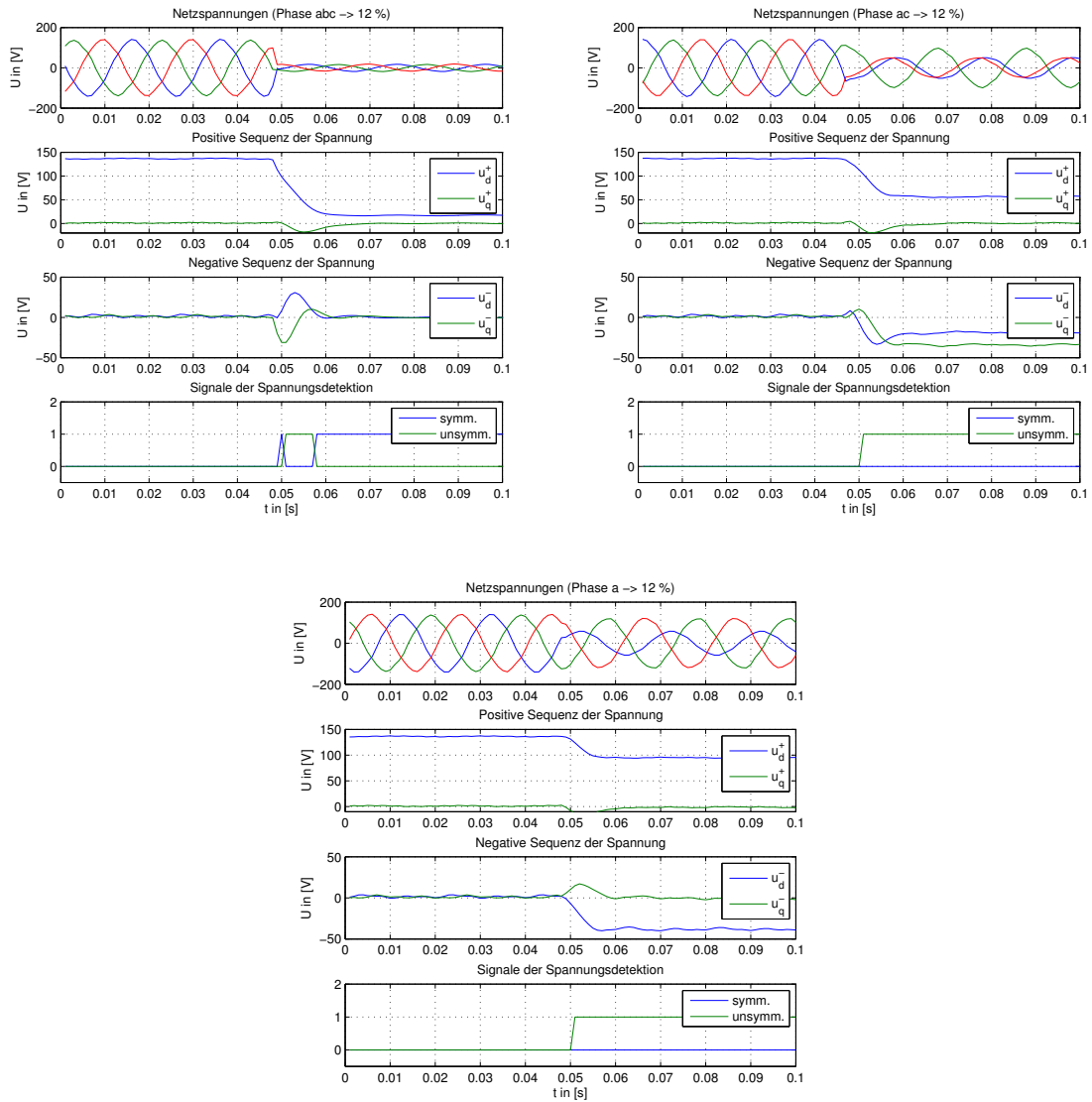


Abbildung 3.11: Messung: Detektion von Netzfehlern mit DSOGI-Methode

Messgrößen jeweils: Netzspannungen, positive Sequenz, negative Sequenz und Fehlerbit für dreiphasigen Netzfehler (oben links) zweiphasigen Netzfehler (oben rechts) und einphasigen Netzfehler (unten)

3.8 Spannungseinbruchgenerator

Als Spannungseinbruchgenerator wird ein Prüfstand bezeichnet, mit dem reproduzierbare Spannungseinbrüche mit definierter Tiefe und Dauer zum Test einer Erzeugungsanlage erzeugt werden können. Ein solches Gerät ist unter anderem zur Zertifizierung von Windenergieanlagen nach Technischer Richtlinie des FGW [6] erforderlich.

Eine Übersicht über verschiedene Typen von Spannungseinbruchgeneratoren folgt hier.

Generell lassen sich Spannungseinbrüche mit folgenden vier elektrischen Anlagen erzeugen:

1. fremderregter Synchrongenerator
2. Parallel- und Serienimpedanz
3. Transformator
4. Frequenzumrichter

Die Typen unterscheiden sich im Aufbau und in ihrer Performance. Eine Übersicht ist in Abbildung 3.12 gezeigt.

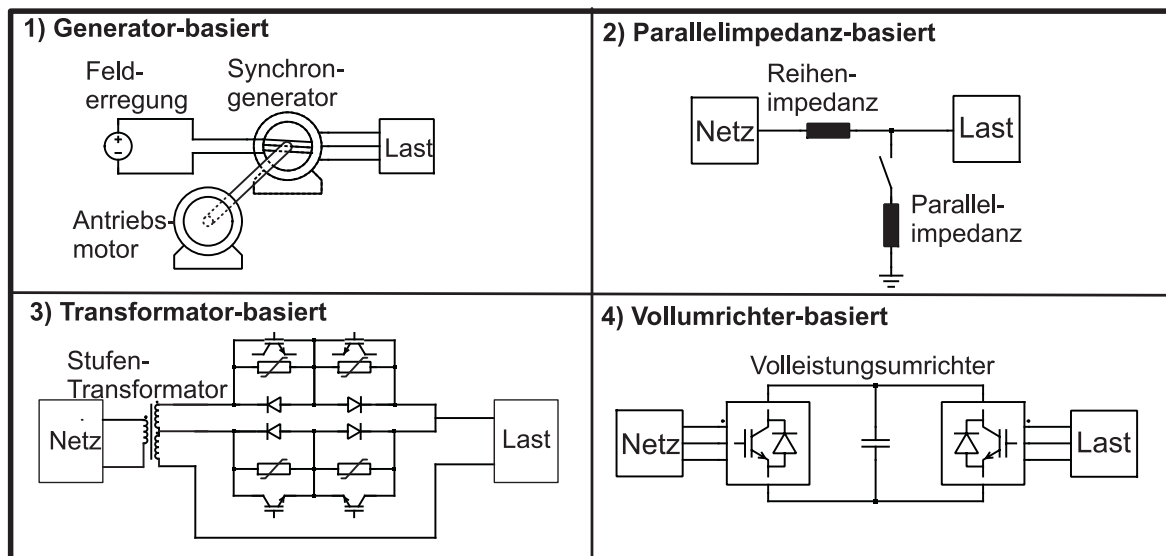


Abbildung 3.12: Übersicht über Spannungseinbruchgeneratoren

In der Literatur sind diese vier Varianten von Spannungseinbruchgeneratoren zu finden. In der Leistungsklasse variieren sie von Geräten für den Labortest im Bereich einiger Kilowatt bis hin zu Geräten für den Test von Megawatt-Windenergieanlagen. Die vier verschiedenen Typen und die in der Literatur erreichten Ergebnisse werden im Folgenden beschrieben.

In [35] wird ein Spannungseinbruchgenerator vorgestellt, der auf einem fremderregten Synchrongenerator basiert, der von einem Dieselgenerator auf Drehzahl gebracht wird. Der Erregerkreis des Synchrongenerators wurde durch einen Verstärker modifiziert. Das beschriebene Gerät hat eine Leistung von 15 kW bei einer Nennspannung von 480 V. Damit können ausschließlich dreiphasige Spannungseinbrüche zwischen 80 % und 20 % verbleibender Spannung mit einer Minimaldauer von 5 Netzperioden erzeugt werden. Aufgrund des hohen Materialaufwandes (Synchrongenerator, Dieselgenerator, Erregerkreis, einfache Ansteuerung)

und der eingeschränkten Funktionalität (nur dreiphasige Einbrüche langer Dauer) entspricht ein solches Gerät nicht den hiesigen Ansprüchen.

Durch Schalten einer parallelen Impedanz gegen Masse vor der Last kann ebenfalls ein Spannungseinbruch erzeugt werden. Aufgrund des zusätzlichen Stromflusses im Parallelpfad wird ein Spannungsabfall über der Parallelimpedanz erzeugt, der den Spannungseinbruch auslöst. Um Netzurückwirkungen zu vermeiden wird meist eine serielle Impedanz zwischen das Netz und die Parallelimpedanz geschaltet. Verschiedene Einbruchstiefen können durch verschiedene Parallelimpedanzen gewählt werden. Für einen Spannungseinbruch auf 0 Volt ist ein Schalter direkt nach Masse notwendig. Die Entwicklung eines solchen Testgenerators für eine Leistung von bis zu 5 MW und Einsatz in der Mittelspannungsebene ist in [36] beschrieben. Zunächst werden in der Veröffentlichung Simulations- und Messergebnisse an einem Labor-Prototypen mit einer Leistung von 90 kW gezeigt. Anschließend wird der Aufbau eines Gerätes mit einer Leistung von 5 MW beschrieben. Der Spannungseinbruchgenerator kann transiente Spannungseinbrüche in verschiedenen Phasen und variabler Dauer erzeugen und entspräche damit den hier gestellten Anforderungen. Aufgrund der Netzurückwirkungen wurde diese Art allerdings nicht gewählt.

Eine dritte Möglichkeit zur Realisierung eines Spannungseinbruchgenerators ist die Verwendung eines Transformators mit variabler Ausgangsspannung in Kombination mit leistungselektronischen Schaltern zum transienten Umschalten zwischen den Ausgangsspannungen. Die Realisierung eines solchen transformatorbasierten Spannungseinbruchgenerators in einphasiger Ausführung im Labormaßstab mit einer Leistung von ca. 4 kW ist in [37] beschrieben. Die Veröffentlichung konzentriert sich auf die Beschreibung der Ansteuerung durch einen einfachen IC Baustein. Messergebnisse von transienten Spannungseinbrüchen variabler Dauer werden präsentiert. Aufgrund der Erfüllung der Ansprüche, der vergleichsweise niedrigen Kosten, des einfachen Aufbaues und der Ansteuerung, sowie der geringen Netzurückwirkungen wurde die transformatorbasierte Variante dreiphasig zur Realisierung eines Spannungseinbruchgenerators für diese Arbeit ausgewählt. Details zum Aufbau werden im folgenden Unterkapitel und in der Veröffentlichung [104] beschrieben.

Die vierte Möglichkeit zur Realisierung eines Spannungseinbruchgenerators greift auf die Verwendung eines Vollumrichters zurück. Der Vollumrichter besteht aus zwei Frequenzumrichtern, wobei der netzseitige Umrichter die Gleichrichtung der Spannung vornimmt und der lastseitige Umrichter die Testspannung für die Last generiert. Der regelungstechnische Aufwand ist vergleichsweise höher, allerdings können mit der Topologie jegliche Netzstörungen wie Spannungseinbrüche, aber auch Harmonische und Phasensprünge emuliert werden. Eine industrielle Lösung eines Vollumrichter Spannungseinbruchgenerators ist in [38] beschrieben. Das Gerät wurde speziell für den Test von Megawatt Windenergieanlagen entwickelt. Lastseitig arbeiten vier Neutral Point Clamped Multilevel Umrichter parallel. Die Umrichter verwenden wassergekühlte Presspack IGBTs und werden mit einer Schaltfrequenz bis 900 Hz geschaltet. Messergebnisse zeigen die Erzeugung dreiphasiger und zweiphasiger Spannungseinbrüche auf 50 %; auf die Erzeugung von Harmonischen wird hier nicht eingegan-

gen. In Richter [39] wird der Entwurf eines Vollumrichter Spannungseinbruchgenerators für die Mittelspannungsebene mit einer Leistung von 1 MW beschrieben. Messergebnisse zu transienten, unsymmetrischen Spannungen und Harmonischen werden allerdings an einem Laborteststand mit einer Leistung von 15 kW und einer Schaltfrequenz von 4 kHz gezeigt. Ein Laboraufbau in der Leistungsklasse bis 30 kW ist in [40] beschrieben. Die Ausgangsspannungen werden durch eine PI Zustandsregelung generiert. Der Umrichter ist über ein LCL Filter mit der Last verbunden.

Ein Vergleich einer transformatorbasierten und Vollumrichter-Lösung ist in [41] zu finden. Da die Möglichkeiten der Vollumrichter Topologie über die Ansprüche an den Spannungseinbruchgenerator für diese Arbeit hinaus reichen und das in [40] beschriebene Gerät im Labor des Institutes bereits zur Verfügung steht wurde die Topologie nicht für die Realisierung in dieser Arbeit gewählt.

Abschließend findet sich hier eine Vergleichstabelle der verschiedenen Typen von Spannungseinbruchgeneratoren, basierend auf den im Text erläuterten Vor- und Nachteilen. Eine

	Generator	Parallelimpedanz	Transformator	Vollumrichter
3ph Einbrüche	±	+	+	+
2ph Einbrüche	-	+	+	+
Harmonische	-	-	-	+
Phasensprünge	-	-	-	+
Bauteilauflaufwand	Synchrongenerator Dieselgenerator Erregerkreis	parallele Impedanz serielle Impedanz Leistungsschalter	Stufentransf. 4 Schalter / Phase	2 U-Umrichter LCL Filter Zwischenkreis C
Ansteuerung	Mikrocontroller	Mikrocontroller	Mikrocontroller	Regelung

Tabelle 3.2: Vergleichstabelle zu Spannungseinbruchgeneratoren

Sonderform eines Parallelimpedanz Spannungseinbruchgenerators ist in [42] zu finden. In der Veröffentlichung wird die Verwendung eines Static Var Compensators zur Erzeugung eines Spannungseinbruches vorgeschlagen. Die Parallelimpedanz soll über einen phasenanschnittsgesteuerten Thyristor an das Netz geschaltet werden. Um die damit verbundenen Harmonischen im Stromspektrum zu kompensieren ist die Verwendung eines Saugkreises vorgeschlagen. Simulationsergebnisse demonstrieren die Funktionsweise. Die Realisierung dieser Topologie ist soweit nicht bekannt.

In [43] werden drei einphasige Variacs, also Spartransformatoren mit variabler Ausgangsspannung verwendet, um eine unsymmetrische Spannung zu erzeugen. Ein transienter Spannungseinbruch ist damit nicht zu realisieren.

Ein weiteres Gerät, das als Spannungseinbruchgenerator verwendet werden könnte ist der Dynamic Voltage Restorer. Üblicherweise werden diese Geräte zur Kompensation fehlerhafter Netzspannungen verwendet. Bei entsprechender Anpassung könnte der Dynamic Voltage Restorer auch zur Erzeugung einer fehlerhaften Netzspannung verwendet werden. Ein Vorteil dieser Möglichkeit könnte in der geringeren Auslegung liegen.

3.9 Die verwendeten Laborteststände

3.9.1 Laboraufbau des transformatorbasierten Spannungseinbruchgenerators

Zur experimentellen Verifizierung der Ergebnisse der vorliegenden Arbeit im Labormaßstab bezüglich des Verhaltens der Generatorsysteme bei Netzfehlern wurde ein Spannungseinbruchgenerator aufgebaut. Die Ergebnisse dieses Abschnittes sind in [104] veröffentlicht worden. Der Anspruch an den hier aufgebauten Spannungseinbruchgenerator ist die Erzeugung eines transienten (Spannungsfallzeit $t \leq 1\text{ms}$) Spannungseinbruches auf beliebig wählbarer Phase mit variabler Dauer, so dass transiente, drei- zwei- und einphasige Spannungseinbrüche zum Test eines Laborstandes nach der FGW Technischen Richtlinie 3 [6] oder der IEC61400-21 Norm [9] erzeugt werden können. Andere mögliche Netzfehler, wie Phasenprünge oder Harmonische sollen von dem Gerät nicht erzeugt werden können.

Zur Realisierung eines Spannungseinbruchgenerators wurde in dieser Arbeit die transformatorbasierte Topologie gewählt. Dazu wurde ein Stufentransformator der DY Schaltungsklasse und einer Nennleistung von 30 kW mit jeweils vier IGBTs pro Phase, den entsprechenden Treibern und einer einfachen Ansteuerung durch einen ATMEL 8 Mikrocontroller ausgestattet. Ein Übersichtsbild ist in Abbildung 3.13 gezeigt.

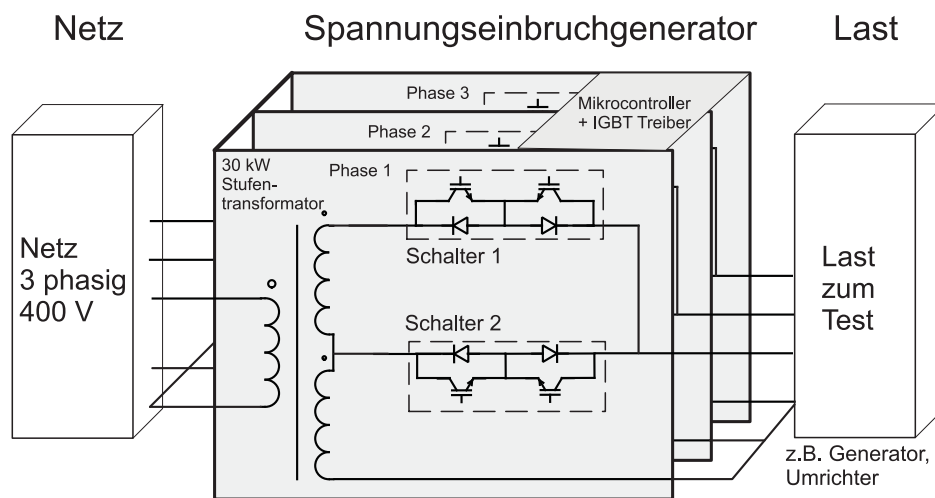


Abbildung 3.13: Einphasiges Ersatzschaltbild des Spannungseinbruchgenerators

Die Parameter des verwendeten Stufentransformators finden sich im Anhang in Tabelle 10.1. Sekundärseitig sind fünf verschiedene Ausgangsspannungen schaltbar, wobei die kleinste Stufe eine verbleibende Restspannung von 12 % der Primärspannung $U_{sek} = 0,12 U_{prim}$ schaltet. Eine Sekundärspannung von 0 V kann mit dem Gerät nicht zur Verfügung gestellt werden, das heißt ein zero voltage ride through ist so nicht möglich.

Als Leistungsschalter könnten Schützsicher, Thyristoren oder IGBTs zum Einsatz kommen. Aufgrund der großen Einschaltzeit, die im Millisekundenbereich liegen kann scheidet das Schütz zur Verwendung aus. Aufgrund der Möglichkeit den Strom mit Thyristoren nur im Nulldurchgang zu löschen scheidet die Thyristoren aus. Daher kommen auf der Sekundärseite als Leistungsschalter pro Schalter zwei gegeneinander in Reihe geschaltete

IGBTs zum Einsatz (siehe Abbildung 3.13). Diese Verschaltung muss gewählt werden um sicherzustellen, dass bei ausgeschaltetem IGBT der Stromfluss in beide Richtungen durch die antiparallelen Dioden gesperrt wird. Pro Phase kommen also vier IGBTs zum Einsatz und für den dreiphasigen Spannungseinbruchgenerator insgesamt zwölf IGBTs. Die Anforderungen an die Schaltzeit der Leistungshalbleiter ist vergleichsweise niedrig. Wichtig ist allerdings, dass die Schalter auf eventuell auftretende Überspannungen oder Überströme der Last ausgelegt werden. Aus diesem Grunde wurden zur Realisierung im Labor zwölf Toshiba MG500Q1US1 IGBTs verwendet, die jeweils eine Stromtragfähigkeit von $I_C = 500 \text{ A}$ und eine maximale Sperrspannung von $U_{CE} = 1200 \text{ V}$ besitzen.

Um einen Kurzschluss zweier sekundärseitiger Ausgangsstufen des Transformators zu vermeiden müssen Schalter 1 und Schalter 2 mit einer Totzeit versetzt geschaltet werden. Die Totzeit wurde experimentell ausgelegt. Messungen dazu sind in folgenden Abbildungen 3.14 und 3.15 gezeigt. Es sind jeweils die Gatespannungen von Schalter 1 und 2, sowie die Spannung über und der Strom durch den Schalter 1 gezeigt. Für einen geeigneten Schaltvorgang

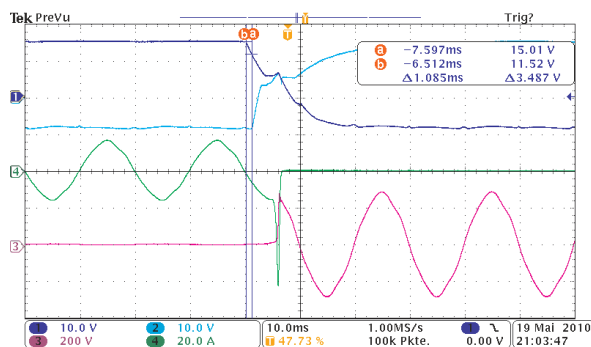


Abbildung 3.14: Schalthandlung mit zu kurzer Schaltzeit von 1 ms; signal 1:gate voltage switch 1, signal 2:gate voltage switch 2, signal 3:voltage across switch 1, signal 4:current switch 1

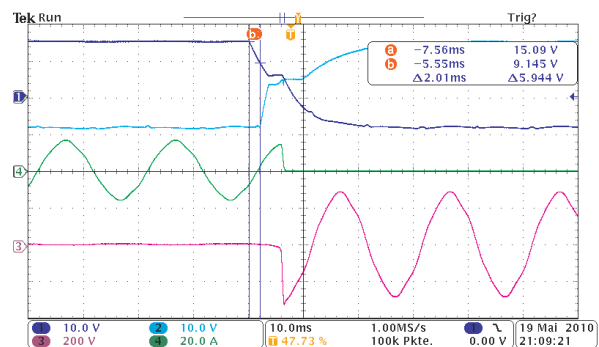


Abbildung 3.15: Schalthandlung mit angepasster Schaltzeit von 2 ms; signal 1:gate voltage switch 1, signal 2:gate voltage switch 2, signal 3:voltage across switch 1, signal 4:current switch 1

soll die Sperrspannung am Schalter (grün) transient abgeschaltet werden und der Strom transient durch den Schalter aufgenommen werden. Während die Totzeit im linken Bild 3.14 mit einer Millisekunde Verzögerung zwischen den Gatespannungen zu gering ist und somit eine Überspannung beim Schaltvorgang entsteht, ist die Totzeit mit zwei Millisekunden im rechten Bild 3.15 geeignet ausgelegt.

Zur Generierung der Schaltsignale und zur Bereitstellung einer Benutzeroberfläche mit Wähltasten und LCD Bildschirm wurde ein ATMEL 8 Mikrocontroller verwendet.

In folgender Abbildung 3.16 sind Messergebnisse von Netzspannungen mit verschiedenen Fehlertypen gezeigt, die von dem vorgestellten Spannungseinbruchgenerator erzeugt wurden.

Es lässt sich zusammenfassen, dass mit dem in dieser Arbeit aufgebauten transformatorbasierten Gerät ein Spannungseinbruchgenerator zum Test von Erzeugungsanlagen bis zu einer

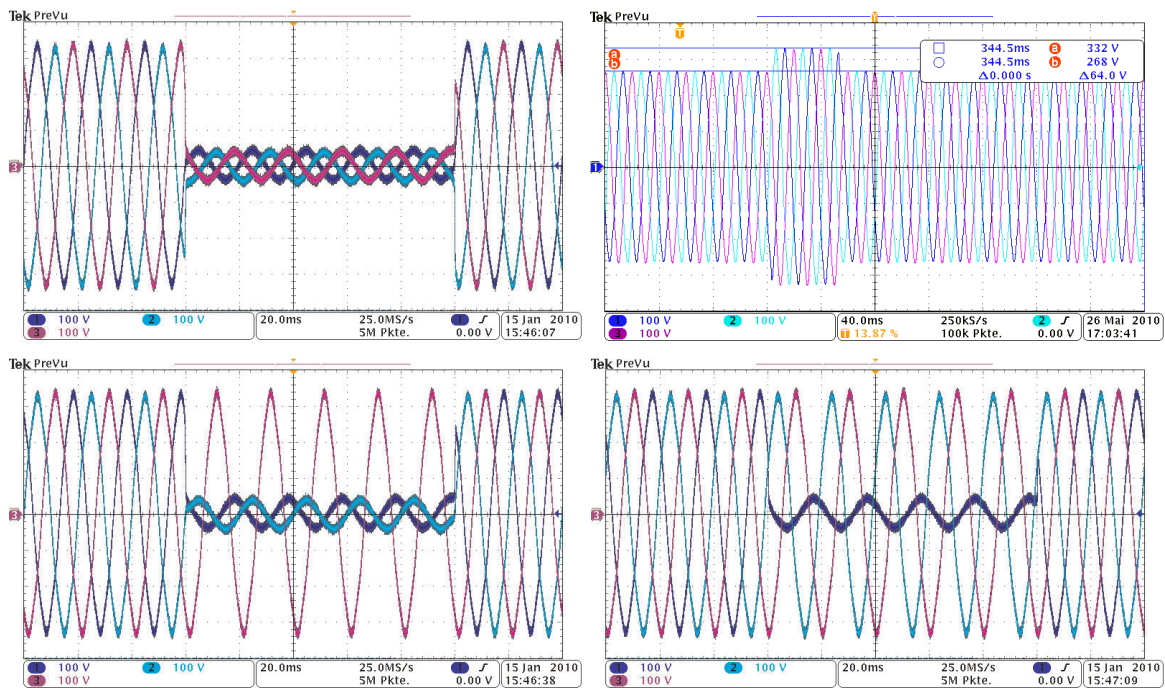


Abbildung 3.16: Exemplarische Spannungsverläufe des Spannungseinbruchgenerators im Leerlauf; dreiphasiger Spannungseinbruch $12\% U_N$ (oben links); dreiphasige Spannungserhöhung $120\% U_N$ (oben rechts), zweiphasiger Spannungseinbruch $12\% U_N$ (unten links), einphasiger Spannungseinbruch $12\% U_N$ (unten rechts)

Leistung von 30 kW unter transienten Spannungseinbrüchen entsprechend der Technischen Richtlinie FGW TR 3 [6] oder der IEC Norm 61400-21 [9] im Labor zur Verfügung steht. Der Spannungseinbruchgenerator erlaubt die Erzeugung transienter Spannungseinbrüche auf wählbarer Phase und mit wählbarer Dauer. Eine Überspannung kann bei ausreichender Primärspannung mit dem Gerät für High Voltage Ride Through (HVRT) Tests einfach erzeugt werden. Ein Spannungseinbruch auf 0 Volt ist dabei allerdings ebenso wie die Erzeugung von Harmonischen und Phasensprüngen nicht möglich.

3.9.2 Laborteststand der doppeltgespeisten Asynchronmaschine

Zur messtechnischen Untersuchung des Verhaltens der doppeltgespeisten Asynchronmaschine bei Netzfehlern steht ein Laborteststand mit einer Leistung von 22 kW am Lehrstuhl zur Verfügung. Der Stator der Maschine ist mit dem Labor Niederspannungsnetz, bzw. mit dem selbst erstellten Spannungseinbruchgenerator verbunden. Der Rotor der Maschine ist über Schleifringe elektrisch zugänglich und wird von einem selbst erstellten, zweistufigen Pulsrichter mit einer gepulsten Spannung gespeist. Der Zwischenkreis des Umrichters wird auch als Zwischenkreis eines selbst erstellten Netzpulsstromrichters verwendet, der über eine Netzinduktivität und einem D-Y-Transformator mit dem Netz verbunden ist. Die Struktur des Aufbaus ist in Abbildung 3.17 gezeigt.

Der Transformator wurde gewählt, um das Spannungsniveau am Netzpulsstromrichter dem Spannungsniveau am Rotor anzupassen. Hierbei ist anzumerken, dass die im Labor ver-

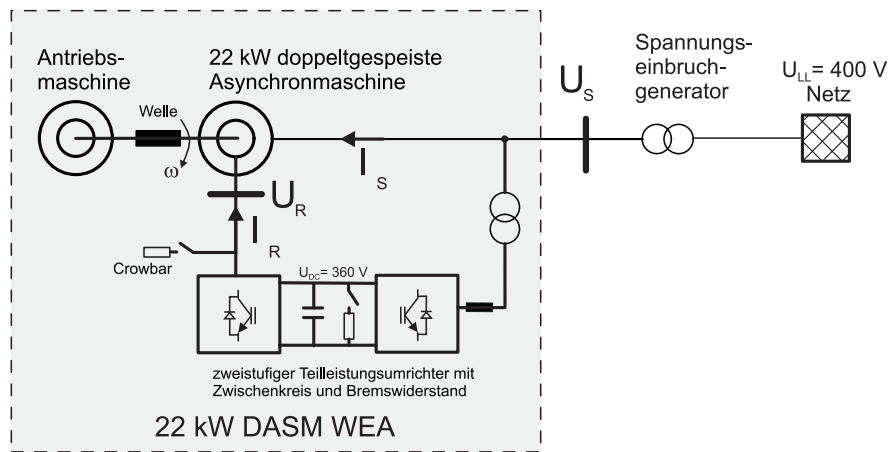


Abbildung 3.17: Struktur des Laboraufbaus für die WEA mit doppelgespeister Asynchronmaschine

fügbare Maschine als Antriebsmaschine für einen weiten Drehzahlbereich konstruiert wurde. Daher wurde das Stator/Rotor-Übersetzungsverhältnis von $i = 1,5$ gewählt, so dass die Rotorspannung herabgesetzt wird. In Windenergieanlagen wird das Übersetzungsverhältnis üblicherweise so gewählt, dass die zum Schlupf proportionale Rotorspannung soweit hochtransformiert, dass im Rotor eine Spannung in Höhe der Netzspannung induziert wird. Diese Maßnahme erlaubt die Verwendung von Standard Umrichtern, deren Komponenten auf die Netzanschlussspannung ausgelegt sind. Für die Simulation wurde ein für Windenergieanlagen übliches Übersetzungsverhältnis von $i = 1 / 2,5$ Stator/Rotor gewählt.

Als Schutzfunktionen für den Laboraufbau sind ein Brems-Chopper im Zwischenkreis, sowie eine aktiv schaltbare Crowbar im Rotor implementiert. Der Netzpulsstromrichter und der rotorseitige Pulsrichter werden über getrennte dSpace Systeme (ds1104 für Netzpulsstromrichter und ds1006 für rotorseitigen Pulsrichter) angesteuert. Die Reglungssoftware wird als C-Code implementiert. Ein Foto des Aufbaus findet sich im Anhang in Abbildung 10.6.

3.9.3 Laborteststand der Windenergieanlage mit PMSM

Für die messtechnische Untersuchung des Verhaltens eines Generatorsystems mit Vollleistungsumrichter und permanenterregter Synchronmaschine steht ein Laborteststand mit 22 kW Leistung am Lehrstuhl zur Verfügung. Die Struktur des Aufbaus ist in Abbildung 3.18 gezeigt.

Der Vollleistungsumrichter besteht aus zwei selbst erstellten, zweistufigen Umrichtern mit gemeinsamem Gleichspannungszwischenkreis. Beide Umrichter werden über ein dSpace System angesteuert und geregelt. Als Generator kommt eine permanenterregte Synchronmaschine mit innenliegenden Permanentmagneten zum Einsatz. Eine Lastmaschine belastet dabei die Welle einer permanenterregten Synchronmaschine mit einem Drehmoment. Ein Foto des Aufbaus findet sich im Anhang in Abbildung 10.8.

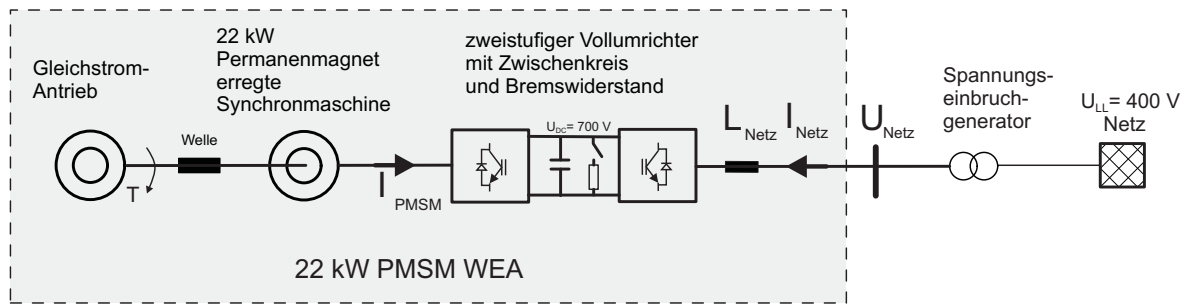


Abbildung 3.18: Struktur des Laboraufbaus für die WEA mit Permanentmagnet erregter Synchronmaschine

3.9.4 Laborteststand des FACTS Umrichters

Für die messtechnische Untersuchung von FACTS Umrichtern wurde im Rahmen dieser Arbeit ein Umrichter aufgebaut, der je nach Verschaltung der Koppeltransformatoren als Dynamic Voltage Restorer oder StatCom Umrichter verwendet werden kann. Der spannungsgespeiste Umrichter besteht dabei aus drei einzelnen Vollbrückenumrichtern, die über einen gemeinsamen Spannungszwischenkreis verfügen. Der einzelne Umrichter wird über je einen Koppeltransformator mit dem Netz verbunden. In der Abbildung 3.19 wird das Strukturbild des Laboraufbaus, hier in der Schaltung als Dynamic Voltage Restorer gezeigt.

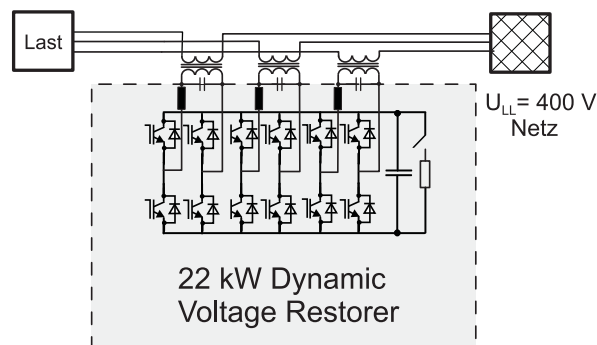


Abbildung 3.19: Strukturbilde des Laboraufbaus des FACTS Umrichters, hier als Dynamic Voltage Restorer in Reihenanbindung

Die Ansteuerung des Umrichters geschieht im Labor über einen TriCore Mikrocontroller. Die Software der Regelung ist als C-Code implementiert.

4 Fault Ride Through einer WEA mit doppeltgespeistem Asynchrongenerator

4.1 Einleitung und Übersicht über das Kapitel

Als modernes, drehzahlvariables Generatorsystem für Windenergieanlagen hat sich die Verwendung eines doppeltgespeisten Asynchrongenerators bewährt. Im Jahre 2010 basieren ca. 55 % der in Europa installierten Windenergieanlagen auf diesem Konzept [13]. Dieser Generatortyp ermöglicht den drehzahlvariablen Betrieb, eine unabhängig voneinander steuerbare Wirk- und Blindleistung und die Verwendung eines Pulsumrichters im Rotor des Generators, der nur auf einen Teil der Gesamtleistung ausgelegt sein muss. Aufgrund der direkten Anbindung des Stators an das Energieversorgungsnetz wirken sich Fehler in der Netzspannung direkt als hohe Belastung auf den Betrieb des Generators aus. Im Allgemeinen können durch den transienten Netzfehler hohe Drehmomentpulsationen entstehen, die den Antriebsstrang schädigen können. Zudem können Überströme im Rotor entstehen, die den Pulsumrichter beschädigen oder es können Überströme im Stator entstehen, die den Generator oder Komponenten des Netzes schädigen. Die Erfüllung der Netzanschlussregeln, die ein unterbrechungsfreies Durchfahren von Netzfehlern mit spannungsstützender Blindstromspeisung verlangen, stellt sich als große Herausforderung für Windenergieanlagen dar und ist Teil aktueller Forschung.

In diesem Kapitel wird das Systemverhalten einer Windenergieanlage mit doppeltgespeistem Asynchrongenerator bei Fehlern in der Netzspannung untersucht. Das Ziel ist ein unterbrechungsfreies Durchfahren des Netzfehlers mit dynamischer Blindstromspeisung (Fault Ride Through), um aktuellen Netzanschlussregeln für Windenergieanlagen gerecht zu werden.

Das Kapitel ist wie folgt aufgebaut: einleitend wird in Abschnitt 4.2 ein Stand der Technik zum Fault Ride Through mit DASM WEA gegeben. Neben dem konventionellen Zuschalten von Rotorwiderständen, auch Crowbar genannt, zum Schutz des rotorseitigen Pulsumrichters vor Überströmen sind alternative Methoden durch Anpassung der Regelungsstruktur Teil aktueller Ingenieursliteratur. Ein gesonderter Unterabschnitt ist dem Stand der Technik zu Regelungsstrukturen zur Verringerung der Systembelastung bei unsymmetrischen Netzfehlern gewidmet. In Abschnitt 4.3 wird zunächst die Auslegung des rotorseitigen Umrichters untersucht. Die durch den Netzfehler dynamisch induzierten Rotorspannungen werden hier berechnet. In Abschnitt 4.4 werden der Einsatz der Crowbar und die Anpassung der Regelung zum Durchfahren von Netzfehlern untersucht. Die Untersuchung von flexiblen Regelzielen bei unsymmetrischen Netzfehlern wird in Abschnitt 4.5 durchgeführt. Unter anderem ist die Verringerung der Drehmomentpulsationen das Ziel. Eine Zusammenfassung in Abschnitt 4.6

beendet das Kapitel.

4.2 Stand der Technik: Fault Ride Through mit DASM WEA

In diesem Abschnitt wird ein Stand der Technik zum Fault Ride Through mit DASM WEA gegeben. Zunächst wird in Abschnitt 4.2.1 die Zuschaltung von Rotorwiderständen, auch Crowbar genannt, als konventionelle Schutzfunktion vorgestellt. Die negativen Auswirkungen bei Einsatz der Crowbar wie ein hoher Blindleistungsbezug der Maschine und eine hohe Drehmomentbelastung haben zu einem verstärkten Interesse nach alternativen Schutzfunktionen geführt. Untersuchungen zum FRT mit regelungstechnischen Maßnahmen werden in Abschnitt 4.2.2 vorgestellt. Ein gesonderter Stand der Technik wird in Abschnitt 4.2.3 zur Regelung der DASM bei unsymmetrischem Netzfehler gegeben.

4.2.1 Systemtechnischer Schutz: Crowbar

Die konventionelle Methode, um den rotorseitigen Umrichter der DASM vor Überströmen und Überspannung im Zwischenkreis zu schützen besteht in der parallelen Zuschaltung von Widerständen zwischen Umrichter und Rotorkreis. Diese Rotorwiderstände werden auch Crowbar genannt. Eine Crowbar besteht aus einem Leistungswiderstand und Leistungsschaltern [44]. Die Aktivierung der Crowbar kann bei Überschreitung einer kritischen Grenze von Rotorstrom oder Zwischenkreisspannung oder aufgrund einer Netzfehlerdetektion aktiviert werden. Wenn die Crowbar eingeschaltet wird sperren in gleichem Zuge die IGBTs des rotorseitigen Umrichters. Die Einschaltdauer der Crowbar ist abhängig von der Dauer des Netzfehlers und der Höhe des Rotorstromes. In [45] und [46] wird die Crowbar deaktiviert wenn der gemessene Rotorstrom eine feste Grenze unterschreitet. In [47] wird die Crowbar über einen Hystereseregler, der den Betrag des Rotorstromes als Eingangsgröße besitzt, angesteuert. In [48] werden die verschiedenen Schaltphasen der Crowbar in Kombination mit dem Umrichter beschrieben. Wenn die Crowbar wieder deaktiviert wird und der Umrichter den Betrieb wieder aufnehmen soll ist ein Zurücksetzen (Reset) der Regler des rotorseitigen Umrichters (d,q Komponente der Stromregler, sowie Drehzahl und Blindleistungsregler) auf Null für eine sanfte Zuschaltung des Umrichters notwendig. Die Höhe des Crowbar-Widerstandes ist abhängig von maximalem Rotorstrom und maximaler Rotorspannung [49], [50], [51], [52]. Eine gepulste Ansteuerung des Crowbarwiderstandes zur Variation des effektiven Widerstandes ist möglich [47]. Die Aktivierung der Crowbar führt zu einer hohen Drehmomentbelastung des Triebstranges. Außerdem ist aufgrund des deaktivierten Umrichters keine dynamische Blindstromspeisung zur Erfüllung der Netzanschlussregeln möglich. Im Gegenteil bezieht der Generator bei aktivierter Crowbar sogar eine hohe induktive Blindleistung [51] über den Stator, da er quasi als Kurzschlussläufer-Asynchronmaschine am Netz betrieben wird. Aufgrund der genannten Nachteile der Crowbar Methode sind alternative Schutzfunktionen für den rotorseitigen Umrichter Teil aktueller Forschung.

Statt der Crowbar könnte ein Brems-Chopper im Zwischenkreis eingesetzt werden um die Zwischenkreisspannung zu begrenzen [53]. In einem solchen Falle würden die IGBTs des Umrichters gesperrt und die hohen Rotorströme müssten über überausgelegte, antiparalle-

le Dioden in den Zwischenkreis geführt werden. Industriell könnten mehrstufige Brems-Chopper im Zwischenkreis zum Einsatz kommen [54], [55].

In dieser Arbeit wird der Einsatz der Crowbar bei Netzfehlern als konventionelle Methode zum Durchfahren von Netzfehlern untersucht und simulativ und experimentell gezeigt. Die hohe Drehmomentbelastung und der Blindleistungsbezug werden dargestellt, um regelungstechnische Maßnahmen für den LVRT zu motivieren.

4.2.2 Regelungstechnische FRT Maßnahmen

Möglichkeiten den Fault Ride Through für die DASM mit Hilfe einer angepassten Regelungsstruktur zu bewerkstelligen sind Gegenstand vieler, aktueller Veröffentlichungen. Prinzipiell werden dabei zwei Aspekte deutlich. Zum einen muss die Auslegung des rotorseitigen Umrichters an die Bedingungen während Netzspannungsfehler angepasst werden. Da im Rotor während des Netzfehlers zusätzliche Spannungen induziert werden muss die Höhe der maximalen Ausgangsspannung des Umrichters entsprechend hoch gelegt werden, wenn volle Regelbarkeit über die Rotorströme gewährleistet werden soll. Dieser wichtige Aspekt findet in wenigen Veröffentlichungen Berücksichtigung. Zum anderen muss die Stromregelung auf die höherfrequenten Anteile angepasst werden, um unerwünschte Stromkomponenten zu kompensieren aber die Leistungsregelung fortzuführen. Dabei ist die unterschiedliche Auswirkung von symmetrischen und unsymmetrischen Netzfehlern auf die Rotorspannung zu berücksichtigen. Während symmetrische Fehler zu exponentiell abklingenden Komponenten induzierter Rotorspannung bei Fehlereintritt und Fehleraustritt führen, werden durch unsymmetrische Netzfehler dauerhafte, höherfrequente Rotorspannungen induziert.

Die verschiedenen Komponenten der Rotorspannung während Netzspannungseinbruch werden in Lopez et al [56],[57] identifiziert. Die gleichen Autoren schlagen für den Fault Ride Through symmetrischer Fehler den Einsatz der Crowbar vor, solange die induzierten Rotorspannungen die maximale Umrichterspannung übersteigen [45]. Anschließend wird der Einsatz eines Demagnetisierungsreglers vorgeschlagen. Es handelt sich um eine Art Störgrößenaufschaltung auf die Eingänge der Stromregler, basierend auf einer Flussberechnung und Sollwertvorgabe. Die Anwendung eines ähnlichen Entmagnetisierungsreglers für symmetrische und unsymmetrische Netzfehler wird auch in Xiang et al [58] und Liang et al [59] vorgeschlagen.

Ein weiterer Ansatz besteht darin, die Statorströme während Netzfehlern zu verringern, indem inverse Ströme in den Rotor gespeist werden [60]. Dazu werden die gemessenen Statorströme als Referenzwert für die Rotorstromregler vorgegeben. Im Rahmen dieser Arbeit wurde diese Methode untersucht und mit dem Einsatz der Crowbar verglichen [101].

In dieser Arbeit wird eine neue Methode zum Fault Ride Through symmetrischer und unsymmetrischer Fehler vorgestellt, die auf der Erweiterung der konventionellen Regelungsstruktur durch resonante Regler basiert. Je auftretender Frequenzkomponente im Rotorstrom wird ein resonanter Regler verwendet und entsprechend ausgelegt. Diese Methode ist für den Betrieb während unsymmetrischer Fehler bekannt. Die Anwendung bei symmetrischen Fehlern wird hier erstmals vorgestellt. Die erforderliche Auslegung des rotorseitigen Umrichters wird in Abschnitt 4.3 behandelt.

4.2.3 Flexible Regelung bei unsymmetrischem Netzfehler

Das Verhalten der doppeltgespeisten Asynchronmaschine bei unsymmetrischem Fehler unterscheidet sich von dem Verhalten bei symmetrischem Fehler. Die negative Sequenz in der Statorspannung verursacht dauerhafte Schwingungen doppelter Netzfrequenz in Drehmoment und Leistung, die zu einer Überlastung des Systems führen können. Daher sind spezielle Regelungen, die auf diese doppelfrequenten Störungen angepasst sind, notwendig. Ziel dieser Anpassungen ist meistens die Verringerung von Drehmomentschwingungen, um die mechanische Belastung zu verringern. Darüber hinaus werden häufig sinusförmige Statorströme und konstante, abgegebene Leistungen angestrebt. Teilweise ist dafür die koordinierte Regelung von rotorseitigem und netzseitigem Pulsstromrichter notwendig. Im Allgemeinen hat sich die feldorientierte Regelungen für die Anwendung in DASM durchgesetzt, die zur Erreichung der genannten Ziele modifiziert wird.

Ein Ansatz die Drehmomentschwingungen bei Unsymmetrie der Netzspannung zu verringern besteht in der Vorsteuerung eines äquivalenten Störungssignals auf die Stromregelung des Rotors [61]. Möglichkeiten zur Glättung der abgegebenen Leistung basieren immer auf Leistungsberechnungen, die die Unsymmetrie im System mit einbeziehen wie in Rioual et al [62] und Song et al [63]. Diese Leistungsberechnungen wurden von Xu et al auf die DASM erweitert [64]. Mit Kenntnis der Höhe der Leistungsschwingung können gezielt Ströme der negativen Sequenz geregelt werden, die zu einer Glättung der Leistung führen. Dazu sind neben den konventionellen Stromreglern in der positiven Sequenz weitere, parallele Stromregler für die negative Sequenz notwendig. Diese sogenannte duale Stromregelung ist in [65], [66] und [67] zu finden. Voraussetzung für diese Art der Regelung ist die Separation von Strömen und Spannungen in positive und negative Sequenzen. Meist wird dies über Koordinatentransformationen und Filterung des Signals bewerkstelligt, was im Allgemeinen eine weitere Verzögerung in die Regelstrecke bringt. Dies kann sich negativ auf die Dynamik der Stromregelung auswirken. Eine Möglichkeit die Trennung der Ströme in die jeweiligen Sequenzen zu vermeiden liegt in der Verwendung von resonanten Reglern in dem positiv rotierenden Koordinatensystem, also direkt parallel zu den konventionellen dq-Stromreglern. Eine solche Möglichkeit wird in [68] vorgestellt und auch zur Untersuchung in Abschnitt 4.5 dieser Arbeit ausgewählt. Für die erforderliche Auslegung des rotorseitigen Umrichters wird auf folgenden Abschnitt 4.3 dieser Arbeit verwiesen.

4.3 Auslegung des rotorseitigen Umrichters zum Fault Ride Through

In diesem Abschnitt wird die Auslegung des rotorseitigen Umrichters zum unterbrechungsfreien Durchfahren von Netzfehlern untersucht. Volle Regelbarkeit des Rotorstromes kann nur gewährleistet werden, wenn der rotorseitige Umrichter eine Ausgangsspannung zur Verfügung stellen kann, die mindestens um eine erforderliche Regelreserve über der Rotorspannung liegt. Im vorigen Kapitel 3.3.2 wurde ein Ausdruck für die Rotorspannung im stationären Zustand hergeleitet. Im Allgemeinen ist die Rotorspannung in Bezug auf den Stator bei symmetrischem, fehlerfreien Netz proportional zum Schlupf, beträgt also je nach Drehzahl

einen Teil der Statorspannung (siehe Gleichung (3.15)). Bei einem Netzfehler werden zusätzliche Spannungskomponenten im Rotor induziert. Amplitude und Frequenz dieser Komponenten werden in Unterabschnitt 4.3.1 für symmetrische Netzfehler und in Unterabschnitt 4.3.2 für unsymmetrische Netzfehler untersucht. Nur wenn der rotorseitige Umrichter auf die Summe der induzierten Spannung ausgelegt ist, kann ein Netzfehler unterbrechungsfrei durchfahren werden. Übersteigt die Rotorspannung die Umrichterspannung so müssen andere Schutzmaßnahmen greifen. Die hier durchgeführte dynamische Modellierung der Rotorspannung stellt die Grundlage zur Entwicklung und Auslegung von Regelungsmethoden bei transients Netzspannung dar.

4.3.1 Rotorspannung bei symmetrischem Netzfehler

In diesem Abschnitt wird die Rotorspannung bezogen auf die Statorspannung unter Berücksichtigung einer dynamischen Spannungsänderung im Stator berechnet. Wie aus Gleichung (3.10) bekannt, kann die Rotorspannung in Abhängigkeit des Statorflusses und des Rotorstromes ausgedrückt werden. Zur dynamischen Modellierung wird hier nur der Einfluss des Statorflusses auf die im Rotor induzierte Spannung betrachtet. Der Einfluss des Rotorstromes auf die Rotorspannung ist im Allgemeinen klein und wird nicht mit betrachtet ($\vec{i}_r = 0$), das heißt es wird der Rotor quasi im Leerlauf betrachtet.

Unter der Annahme, dass sich zum Zeitpunkt $t = t_0$ ein Netzfehler ergibt, der die Amplitude der Netzspannung symmetrisch verringert, wird die Netzspannung durch folgenden Raumzeiger beschrieben

$$\vec{u}_s^{sf} = \begin{cases} U_1 \cdot e^{j\omega_s t} & \text{für } t < t_0 \\ U_2 \cdot e^{j\omega_s t} & \text{für } t \geq t_0 \end{cases} \quad (4.1)$$

Für den Statorfluss ergeben sich mit Hilfe von Gleichung (3.12) folgende stationäre Endwerte

$$\vec{\Psi}_s^{sf} = \begin{cases} \vec{\Psi}_{s1}^{sf} = \frac{U_1}{j\omega_s} \cdot e^{j\omega_s t} & \text{für } t < t_0 \\ \vec{\Psi}_{s2}^{sf} = \frac{U_2}{j\omega_s} \cdot e^{j\omega_s t} & \text{für } t \geq t_0 \end{cases} \quad (4.2)$$

Unter der Annahme, dass der Fluss eine stetige Größe darstellt kann der Übergang von $\vec{\Psi}_{s1}^{sf}$ zu $\vec{\Psi}_{s2}^{sf}$ nur durch einen Ausgleichsvorgang und nicht durch eine Sprungfunktion beschrieben werden. Der Zeitverlauf des Statorflusses ergibt sich aus der Lösung der folgenden Differentialgleichung für den Statorfluss (Statorstrom aus Gleichung (3.6) in Gleichung (3.2) mit $\vec{i}_r = 0$).

$$\frac{d\vec{\Psi}_s^{sf}}{dt} = \vec{u}_s^{sf} - \frac{R_s}{L_s} \cdot \vec{\Psi}_s^{sf} \quad (4.3)$$

Für einen Zeitpunkt $t \geq t_0 = 0$ direkt nach Netzfehler besteht die Lösung der Differentialgleichung für den Statorfluss (4.3) aus zwei Teilen. Der eine Teil ist der stationäre Endwert

$\vec{\Psi}_{s2}^{sf}$ aus Gleichung (4.2). Der andere Teil beschreibt den Übergang von $\vec{\Psi}_{s1}^{sf}$ zu $\vec{\Psi}_{s2}^{sf}$ als Exponentialfunktion entsprechend Gleichung (4.4)

$$\vec{\Psi}_s^{sf} = \Psi_{s0}^{sf} \cdot e^{-tR_s/L_s} = \frac{U_1 - U_2}{j\omega_s} \cdot e^{-t/\tau_s} \quad (4.4)$$

wobei $\tau_s = L_s/R_s$ die Statorzeitkonstante bezeichnet.

Zusammenfassend setzt sich der Statorfluss bei sprungartiger, symmetrischer Änderung der Statorspannung also aus den zwei Teilen aus Gleichung (4.5) zusammen. Der eine Teil ist der durch die verbleibende Statorspannung fest induzierte Fluss nach Gleichung 4.2 (erzwungener Fluss $\Psi_{s,+}$). Der andere Teil wird beschrieben durch eine exponentielle Ausgleichsfunktion und wird natürlicher Fluss $\Psi_{s,n}$ genannt. In der Summe ergibt sich der Statorfluss entsprechend Gleichung (4.5) zu

$$\vec{\Psi}_s^{sf} = \underbrace{\frac{U_2}{j\omega_s} \cdot e^{j\omega_s t}}_{\Psi_{s,+}^{sf}} + \underbrace{\frac{U_1 - U_2}{j\omega_s} \cdot e^{-t/\tau_s}}_{\Psi_{s,n}^{sf}} \quad (4.5)$$

Über den Statorfluss aus Gleichung (4.5) kann nun die Rotorspannung mit Hilfe von Gleichung (3.11) berechnet werden und es ergibt sich folgender Term (Rotor im Leerlauf $\vec{i}_r = 0$ und $1/\tau_s \approx 0$)

$$\vec{u}_{r,o}^{sf} = \frac{L_h}{L_s} \cdot \left(\frac{d}{dt} - j\Omega \right) \cdot \left(\frac{U_2}{j\omega_s} \cdot e^{j\omega_s t} + \frac{U_1 - U_2}{j\omega_s} \cdot e^{-t/\tau_s} \right) \quad (4.6)$$

$$= \frac{L_h}{L_s} \cdot \left(sU_2 e^{j\omega_s t} - (1-s) \cdot (U_1 - U_2) \cdot e^{-t/\tau_s} \right) \quad (4.7)$$

Wird dieser Ausdruck in ein rotorfestes Koordinatensystem transformiert (Index rf : Drehung mit $e^{-j\Omega t}$) ergibt sich die Rotorspannung $\vec{u}_{r,o}^{rf}$ aus Gleichung (4.8).

$$\vec{u}_{r,o}^{rf} = \left(\underbrace{\frac{L_h}{L_s} \cdot s \cdot U_2 \cdot e^{j\omega_r t}}_{\vec{u}_{r,+}^{rf}} - \underbrace{\frac{L_h}{L_s} \cdot (1-s) \cdot (U_1 - U_2) \cdot e^{-j\Omega t} \cdot e^{-t/\tau_s}}_{\vec{u}_{r,n}^{rf}} \right) \quad (4.8)$$

Die Rotorspannung setzt sich also aus zwei Teilen zusammen, die unterschiedliche Amplituden und Frequenzen haben. Der erste Teil $\vec{u}_{r,+}^{rf}$ entsteht durch die positive Sequenz der Netzspannung und besitzt die Schlupffrequenz $\omega_r = s \cdot \omega_s$. Die Amplitude ist proportional zur Netzspannung. Der zweite Term $\vec{u}_{r,n}^{rf}$ besitzt die Frequenz ($\Omega = p\Omega_{mech}$). Die Amplitude klingt exponentiell mit der Statorzeitkonstante τ_s ab. Die maximale Amplitude der Rotorspannung tritt bei einem Netzspannungsfehler auf Null Volt ($U_2 = 0$) und zum Zeitpunkt $t_0 = 0$ ein. Die Maximalamplitude lässt sich nach Gleichung (4.9) berechnen

$$U_{rmax} = \frac{L_h}{L_s} \cdot (1-s) \cdot U_1 \quad (4.9)$$

Die beiden Komponenten der Rotorspannung bei symmetrischem Netzfehler sowie deren

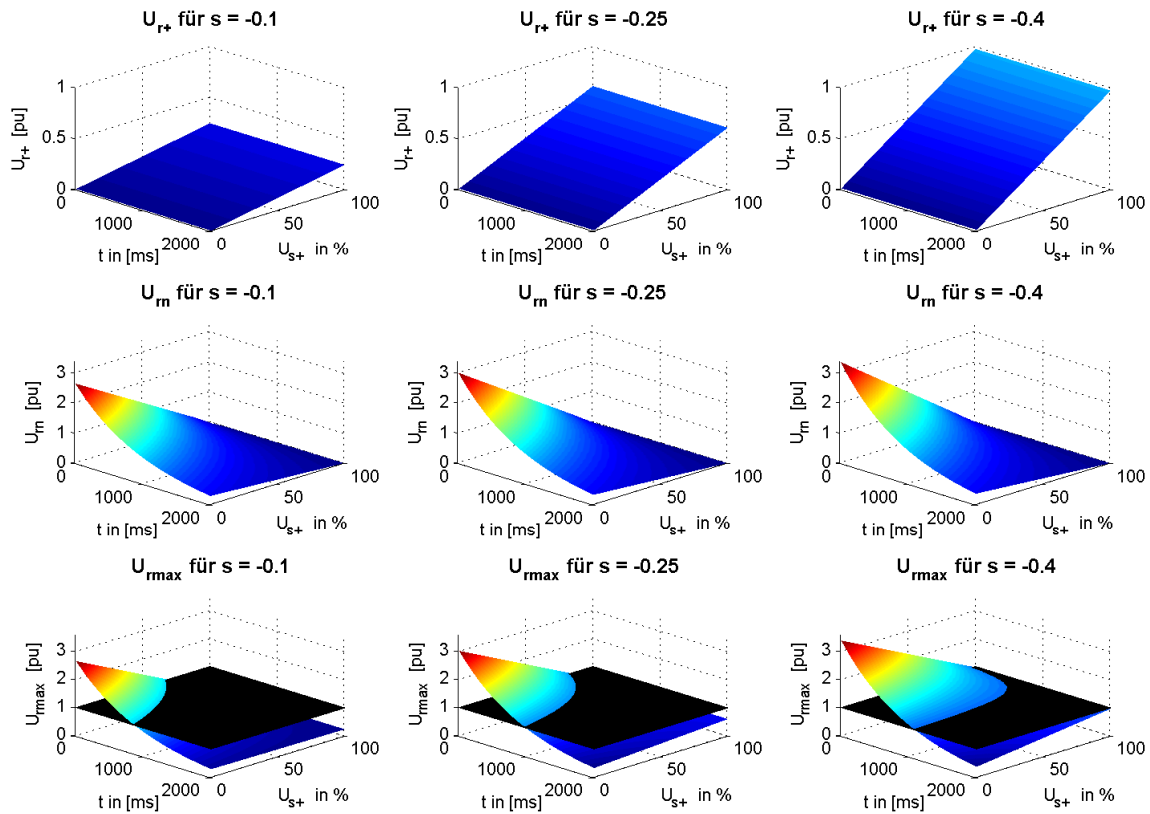


Abbildung 4.1: Zeitverlauf der Komponenten der maximalen Rotorspannung in Abhängigkeit der Spannungseinbruchtiefe bei symmetrischem Netzfehler für verschiedene Schlupfwerte $s = 0,1$ links; $s = 0,25$ mittig und $s = 0,4$ rechts
schwarze Ebene kennzeichnet Nenn-Umrichterspannung

Summe U_{rmax} sind in Abhängigkeit der Zeit (x-Achse) und der Einbruchtiefe des Netzfehlers (y-Achse) als Flächen in Abbildung 4.1 gezeigt. Dabei wurden drei Betriebspunkte mit unterschiedlichem Schlupf gewählt (von links nach rechts: $s = 0,1$; $s = 0,25$; $s = 0,4$). Die Parameter aus Tabelle 10.2 wurden dabei zugrunde gelegt. Der Betrag der Rotorspannung wird normiert dargestellt.

In der oberen Zeile ist der Betrag der erzwungenen Spannung U_{r+} gezeigt. Die Amplitude verläuft konstant über die Zeit und proportional zur Einbruchtiefe der Netzspannung U_{s+} . Am rechten Diagramm der oberen Zeile ist zu erkennen, dass das Generator-Umrichter System (Übersetzungsverhältnis 2,5) auf einen maximalen Schlupf von $s=0,4$ ausgelegt ist, da die Rotorspannung ohne Netzfehler hier bereits die maximale Umrichterspannung ($U = 1$) benötigt. Bei Eintritt eines Netzfehlers zur Zeit $t = 0$ s entsteht die natürliche Spannung U_{r+} , die in der mittleren Zeile abgebildet ist und exponentiell abklingende Amplitude besitzt. Je tiefer der Netzspannungseinbruch (y-Achse), desto höher die dynamisch induzierte Rotorspannung (z-Achse). In das Diagramm der Summe der Spannungskomponenten in der unteren Zeile ist zur Orientierung die schwarze Ebene bei der Amplitude $U_r = 1$ eingetragen, die eine konventionelle Auslegung des Umrichters kennzeichnet. Hieraus wird deutlich, in welchen Bereichen die Umrichterspannung ausreicht, um die Rotorströme zu regeln. Sobald

die farbige Fläche der maximalen Rotorspannung die schwarze Ebene der Umrichterspannung nach oben durchbricht, können die Rotorströme nicht mehr geregelt werden. Durch Überauslegung des rotorseitigen Umrichters (Verschiebung der schwarzen Ebene nach oben) könnten die Rotorströme ohne Unterbrechung für einen größeren Bereich regelbar bleiben. Hierbei sei zu beachten, dass die berechneten und dargestellten Werte den Maximalwert der Rotorspannung bezeichnen. Je nach Phasenlage der sinusförmigen Strang-Rotorspannungen ergeben sich kleinere Werte und die Rotorströme bleiben regelbar.

4.3.2 Rotorspannung bei unsymmetrischem Netzfehler

Im vorigen Unterabschnitt wurde ein Ausdruck für die maximale Rotorspannung unter symmetrischem Statorspannungseinbruch aufgeführt. Es wurde gezeigt, dass sich die Spannung aus einem Teil mit konstanter Amplitude proportional zum Schlupf und Rotorfrequenz, sowie einem weiteren Teil mit exponentiell abklingender Amplitude und mechanischer Frequenz besteht.

In diesem Unterabschnitt wird eine äquivalente Betrachtung für unsymmetrische Statorspannungsfehler unternommen. Es wird demonstriert, dass bei unsymmetrischen Netzfehlern aufgrund der stationären, negativen Sequenz in der Spannung eine weitere Rotorspannungskomponente mit konstanter Amplitude auftritt.

Das unsymmetrische Statorspannungssystem wird nach der Methode der symmetrischen Komponenten beschrieben durch ein Mitsystem, ein Gegensystem und ein Nullsystem.

$$\vec{u}_s^{sf} = U_{s,+} \cdot e^{j\omega_s t} + U_{s,-} \cdot e^{-j\omega_s t} + U_{s,0} \quad (4.10)$$

Die Mit- und Gegenspannungskomponenten $U_{s,+}$, $U_{s,-}$ erzeugen entsprechende Flusskomponenten im Stator $\vec{\Psi}_{s,+}^{sf}$, $\vec{\Psi}_{s,-}^{sf}$ (wiederum bei Vernachlässigung des Statorwiderstandes). Die Nullkomponente $U_{s,0}$ erzeugt keinen Fluss im Stator.

$$\vec{\Psi}_{s,+}^{sf} = \frac{U_{s,+}}{j\omega_s} \cdot e^{j\omega_s t} \quad (4.11)$$

$$\vec{\Psi}_{s,-}^{sf} = \frac{U_{s,-}}{-j\omega_s} \cdot e^{-j\omega_s t} \quad (4.12)$$

Zusätzlich tritt, wie bei der Dynamik unter symmetrischen Fehlern, eine Ausgleichskomponente im Fluss auf, die den Übergang zwischen symmetrischem und unsymmetrischem Zustand beschreibt. Diese Flusskomponente wird wieder als natürlicher Fluss $\vec{\Psi}_{s,n}^{sf}$ bezeichnet. Der natürliche Fluss wird in Abhängigkeit eines allgemeinen Startwertes $\Psi_{s,n0}$ angegeben als

$$\vec{\Psi}_{s,n}^{sf} = \Psi_{s,n0} \cdot e^{-t/\tau_s} \quad (4.13)$$

Mit den drei Flussanteilen bei unsymmetrischer Netzspannung aus Gleichungen (4.11), (4.12) und (4.13) kann die Leerlauf-Rotorspannung nach Gleichung (3.11) berechnet werden. Es ergeben sich die in Gleichung (4.14) angegebenen drei Teile für die Rotorspannung. Eine detaillierte Herleitung der Einzeltermine von Gleichung (4.14) und (4.15) findet sich in Ab-

schnitt 10.1 im Anhang der Arbeit.

$$\begin{aligned}
\vec{u}_{r,o}^{sf} &= \frac{L_h}{L_s} \left(\frac{d}{dt} - j\Omega \right) \cdot (\vec{\Psi}_{s,+}^{sf} + \vec{\Psi}_{s,-}^{sf} + \vec{\Psi}_{s,n}^{sf}) \\
&= \underbrace{U_{s,+} \cdot \frac{L_h}{L_s} \cdot s \cdot e^{j\omega_s t}}_{\vec{u}_{r,+}^{sf}} \\
&\quad + \underbrace{U_{s,-} \frac{L_h}{L_s} \cdot (2-s) \cdot e^{-j\omega_s t}}_{\vec{u}_{r,-}^{sf}} \\
&\quad - \underbrace{\frac{L_h}{L_s} \cdot \left(\frac{1}{\tau_s} + j\Omega \right) \cdot \Psi_{s,n0} \cdot e^{-t/\tau_s}}_{\vec{u}_{r,n}^{sf}}
\end{aligned} \tag{4.14}$$

Zu beachten sei die Amplitude $(2-s) \cdot U_{s,-}$ der induzierten Spannung $\vec{u}_{r,-}^{sf}$. Eine unsymmetrische Statorspannung, d.h. eine negative Sequenz in der Statorspannung, wirkt sich also dauerhaft mit dem Faktor $(2-s)$ auf die Höhe der Rotorspannung aus.

Die Rotorspannung im rotorfesten Koordinatensystem ist in Gleichung (4.15) angegeben.

$$\begin{aligned}
\vec{u}_{r,o}^{rf} &= \underbrace{s \cdot U_{s,+} \cdot \frac{L_h}{L_s} \cdot e^{j\omega_r t}}_{\vec{u}_{r,+}^{rf}} \\
&\quad + \underbrace{(2-s) \cdot U_{s,-} \cdot \frac{L_h}{L_s} \cdot e^{-j(2-s)\omega_s t}}_{\vec{u}_{r,-}^{rf}} \\
&\quad - \underbrace{(j\Omega) \cdot \Psi_{s,n0} \cdot \frac{L_h}{L_s} \cdot e^{-t/\tau_s} e^{-j\Omega t}}_{\vec{u}_{r,n}^{rf}}
\end{aligned} \tag{4.15}$$

Durch die Koordinatentransformation ändern sich die Frequenzen. Die induzierte Spannung durch die positive Sequenz im Stator hat im rotorfesten System die Schlupffrequenz $(\omega_s - \Omega = \omega_r)$. Die induzierte Rotorspannung $\vec{u}_{r,-}^{rf}$, die durch die negative Sequenz in der Statorspannung entsteht, hat im Rotor eine Frequenz von doppelter Netzfrequenz minus Schlupffrequenz $(-\omega_s - \Omega = -(2-s)\omega_s)$. Die exponentiell abklingende Gleichspannung bzw. Nullsystemspannung im Stator schwingt im rotorfesten System mit der mechanischen Frequenz $(-\Omega)$.

Die Amplitude des exponentiell abklingenden Teils der Rotorspannung $\vec{u}_{r,n}^{rf}$ ist abhängig vom Fluss $\Psi_{s,n0}$ der bei Fehlereintritt im Stator erzeugt wird. Dieser Fluss ist abhängig von der Fehlertiefe und des Fehlertyps, sowie vom Eintrittszeitpunkt. Weitere Details zum Betrag der natürlichen Spannungskomponente bei einphasigen und zweiphasigen Netzfehlern sind in [57] zu finden. Für die Regelung der Maschine unter unsymmetrischen Netzbedingungen ist hauptsächlich der dauerhaft, höherfrequente Anteil der Spannung $\vec{u}_{r,-}^{rf}$ zu berücksichtigen. Dessen Amplitude lässt sich mit Hilfe von Gleichung (4.15) berechnen.

Die zeitabhängigen Verläufe des maximalen Rotorspannung bei transientem, unsymmetrischem Netzfehler nach Gleichung (4.15) sind in Abbildung 4.2 für drei Betriebspunkte mit

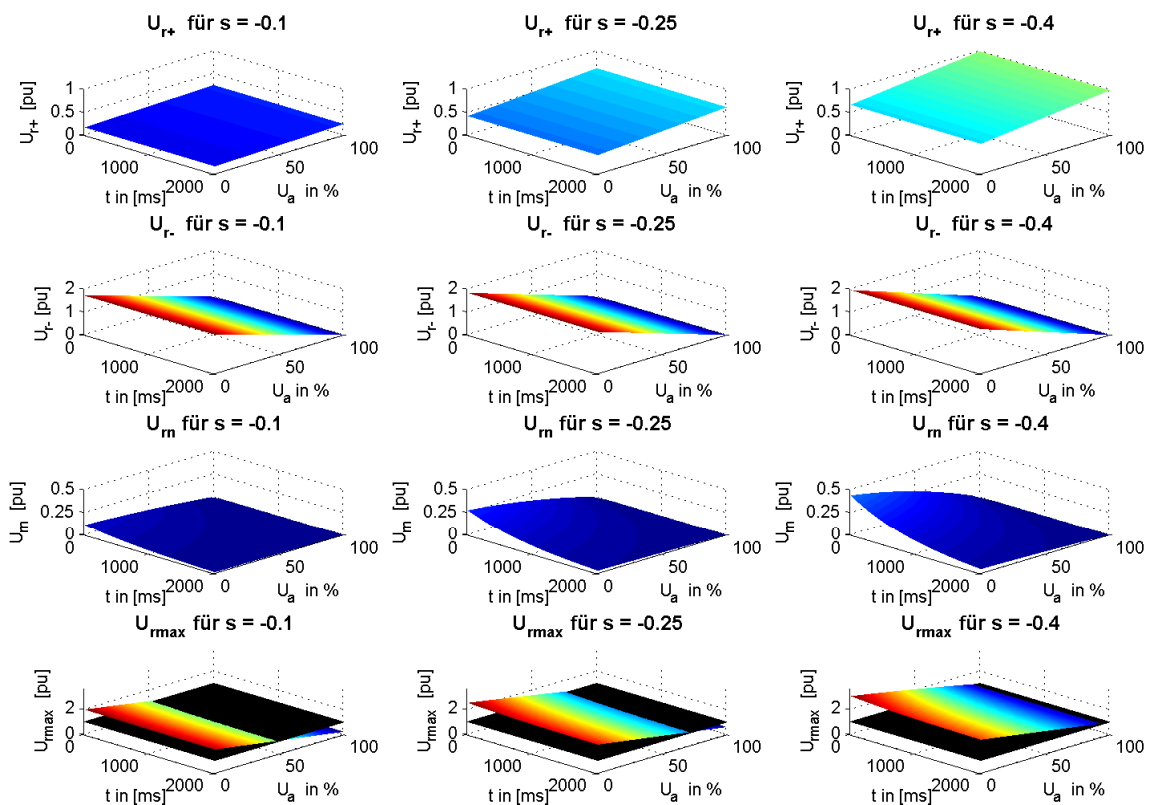


Abbildung 4.2: Zeitverlauf der Komponenten der Rotorspannung in Abhängigkeit der Spannungseinbruchtiefe bei einphasigem Netzfehler für verschiedene Schlupfwerte $s = 0,1$ links; $s = 0,25$ mittig und $s = 0,4$ rechts
schwarze Ebene kennzeichnet Nenn-Umrichterspannung

verschiedenen Schlupfwerten als Flächen gezeigt. In der oberen Zeile ist der Betrag der Spannungskomponente u_{r+} dargestellt. Es ergibt sich eine ebene Fläche. Die Ebene ist geneigt, da die Amplitude proportional zur Einbruchtiefe des Netzfehlers ist. Die Spannung u_{r+} wird nicht zu Null, da hier ein einphasiger Netzfehler betrachtet wird. Bei Absenkung der Phasenspannung U_a auf Null verbleibt eine positive Sequenz der Spannung, da die beiden anderen Phasen hier unverändert zu $U = 1$ angenommen werden. In der zweiten Zeile ist der Betrag der Spannungskomponente u_{r-} dargestellt, die durch die negative Sequenz in der Statorspannung verursacht wird. Wieder ergibt sich eine ebene, geneigte Fläche, die Amplitude klingt also nicht mit der Zeit ab. Das Maximum liegt bei vollem Spannungseinbruch der ersten Phase, da hier die negative Sequenz der Spannung maximal ist. In der dritten Zeile ist der Amplitudenverlauf der natürlichen Spannung gezeigt u_{rn} , der exponentiell abklingt. Hierbei sei zu beachten, dass die Anfangshöhe vom Zeitpunkt des Fehlereintritts abhängig ist. Die Summe der drei induzierten Rotorspannungskomponenten ist in der vierten Zeile abgebildet. Zur Orientierung ist wieder eine schwarze Ebene für die maximale Umrichterspannung bei $u = 1$ eingetragen. Dort wo die farbige Fläche die schwarze Ebene nach oben durchbricht befindet sich die Grenze der Regelbarkeit des Rotorstromes. In Abhängigkeit der Phasenlage jeder Rotor-Strangspannung kann also für bestimmte Netzfehler die maximale Umrichterspannung überschritten werden.

4.3.3 Messergebnisse

Zur Verifikation der theoretischen Ergebnisse wurde die Rotorspannung an den offenen Rotorklemmen bei Netzfehler am Laborteststand der 22 kW DASM gemessen. Die Systemparameter des Laboraufbaus sind im Anhang in Tabelle 10.2 zu finden. Die Messergebnisse der Rotor-Leerlaufspannung bei symmetrischem und unsymmetrischen Statorspannungseinbrüchen auf 12 % der Nennspannung zeigt folgende Abbildung 4.3.

Der Rotor der Maschine wurde dabei mit einer festen Drehzahl angetrieben (Schlupf 20 %), der Stator über den Spannungseinbruchgenerator (siehe Kapitel 3.8) mit dem Netz verbunden und die Spannung an den offenen Rotorklemmen bei verschiedenen Netzfehlern aufgenommen. Bei fehlerfreiem Netz ist eine Rotorspannung mit der Schlupffrequenz von $s \cdot \omega_s = 0,2 \cdot 50\text{Hz} = 10\text{Hz}$ (Periodendauer 100 ms) und einer Amplitude von $s \cdot U_s \cdot i = 0,2 \cdot 230\text{V} \cdot 0,66 = 30\text{V}$ effektiv zu beobachten. Bei Einbruch der Statorspannung auf 12 % der Nennspannung zum Zeitpunkt $t = 300$ ms der Messung sind die höherfrequenten, zusätzlich induzierten Spannungsanteile sichtbar. Für den symmetrischen Einbruch der Statorspannung (Abb. 4.3 oben) sind zum einen die Erhöhung und das exponentielle Abklingen der Spannungskomponente U_{rn} und zum anderen zwei Frequenzen in der Rotorspannung zu beobachten. Es handelt sich um die Frequenz der Spannungskomponente u_{r+} mit der Frequenz $s \cdot \omega_s = 0,2 \cdot 50\text{Hz} = 10\text{Hz}$ und um die erzwungene Spannung U_{rn} mit einer Frequenz von $(1 - s) \cdot \omega_s = (1 - (-0,2)) \cdot 50\text{Hz} = 60\text{Hz}$. Für unsymmetrische Netzfehler ist eine dritte Frequenz der Spannungskomponente u_{r-} von $(1 - s) \cdot \omega_s = (2 - (-0,2)) \cdot 50\text{Hz} = 110\text{Hz}$ zu erkennen.

Zur Zusammenfassung sind alle auftretenden Amplituden und Frequenzanteile der Rotorspannung in Tabelle 4.1 angegeben.

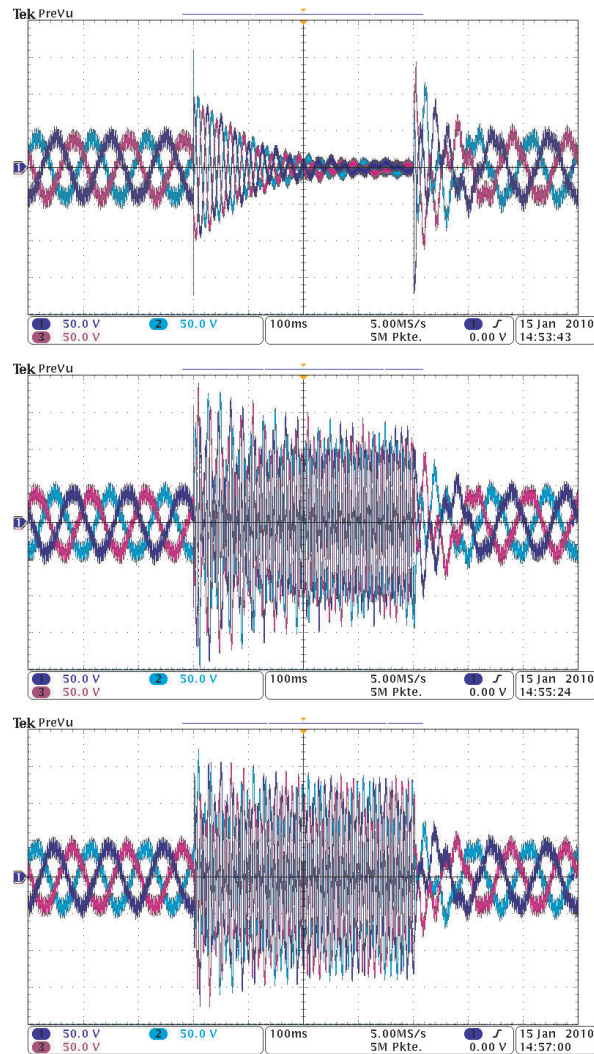


Abbildung 4.3: Messung: Zeitverlauf der Rotor-Leerlaufspannung [50 V/div] bei Einbruch der Statorspannung auf 12 % der Nennspannung für 400 ms, Spannungseinbruch bei $t = 300$ ms
symmetrischer Spannungseinbruch (oben), zweiphasiger Spannungseinbruch (mittig), einphasiger Spannungseinbruch (unten)

Netzspannung	Eigenschaft	Rotorspannungsanteile $u_{r,0}^{rf}$		
		stationärer Anteil	mit τ_s abklingender Anteil	dauerhafte Überlagerung
fehlerfrei	Frequenz Amplitude	ω_r $s \cdot U_s \cdot \frac{L_h}{L_s}$	- -	- -
symmetrischer Fehler (3ph)	Frequenz Amplitude	ω_r $\frac{L_h}{L_s} s \cdot U_2$	Ω $\frac{L_h}{L_s} \cdot (1 - s) \cdot U_1$	- -
unsymmetrischer Fehler (2ph, 1ph)	Frequenz Amplitude	ω_r $s \cdot U_{s,+} \cdot \frac{L_h}{L_s}$	Ω $-(j\Omega) \cdot \psi_{s,n0} \cdot \frac{L_h}{L_s}$	$(2 - s) \cdot \omega_s$ $(2 - s) \cdot U_{s,-} \cdot \frac{L_h}{L_s}$

Tabelle 4.1: Bestandteile der Rotorspannung bei fehlerfreier und fehlerhafter Netzspannung für den Rotorleerlauf ($i_r = 0$)

4.4 Fault-Ride Through mit DASM WEA

In diesem Abschnitt wird der Schutz des rotorseitigen Umrichters der DASM WEA bei Netzfehler untersucht. Dabei werden zunächst Topologie, Funktion und Auslegung der Crowbar in Abschnitt 4.4.1 beschrieben. In Abschnitt 4.4.2 werden Simulations und Messergebnisse zum FRT mit Crowbar präsentiert. Anschließend wird eine Methode zur Kompensation der unerwünschten Rotorstromkomponenten, also eine regelungstechnische FRT Maßnahme der DASM, in Abschnitt 4.4.3 vorgestellt.

4.4.1 Crowbar

In diesem Abschnitt wird der Schutz des rotorseitigen Pulsumrichters durch Einsatz einer Crowbar behandelt. Zunächst werden verschiedene Crowbar Topologien und Möglichkeiten der Ansteuerung vorgestellt. Danach wird ausgehend von den Erkenntnissen zur Dynamik der Rotorspannung bei Netzfehlern ein geeigneter Crowbar-Widerstand ausgelegt. Die Theorie wird durch Simulationsergebnisse für eine 2 MW WEA und Messergebnisse im Labor verifiziert.

Es können verschiedene Topologien zur Realisierung einer Crowbar verwendet werden. Drei Möglichkeiten werden in [44] vorgestellt und sind in Abbildung 4.4 abgebildet. Der Anspruch an die Funktionalität ist die aktive Schaltbarkeit des Kreises. Die drei relevanten Varianten unterscheiden sich im Bauteilaufwand.

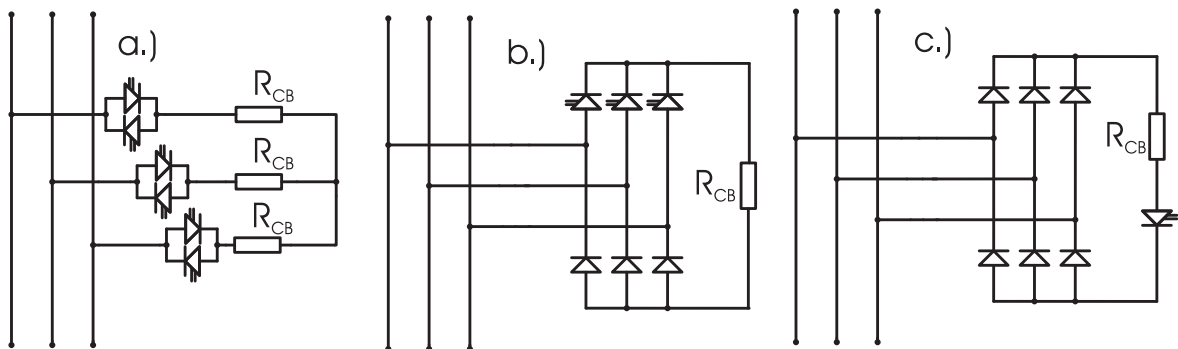


Abbildung 4.4: Crowbar Topologien

Die Variante a) zeigt eine aktive Crowbar, die pro Phase einen aktiven Zweirichtungsschalter und einen Widerstand enthält. Zur Realisierung des aktiven Schalters können zwei gegeneinander verschaltete IGBTs verwendet werden, um bidirektionalen Stromfluss zu ermöglichen. Diese Variante wurde für die simulativen und experimentellen Untersuchungen in dieser Arbeit verwendet und ist in der Literatur [47], [50], [51] bekannt. Variante b) zeigt eine Brückenschaltung, die nur in der oberen Hälfte aktive Halbleiter enthält. Der Crowbar-Widerstand kommt im Gleichspannungskreis der Brücke zum Einsatz. Die Variante c) zeichnet sich durch den geringsten Bedarf an aktiven Leistungsschaltern aus. Es handelt sich um eine passive Diodenbrückenschaltung mit einem Widerstand und einem aktiven Schalter im Gleichspannungskreis. Aufgrund des geringen Bauteilaufwandes handelt es sich bei dieser Variante um die wohl am häufigsten eingesetzte Crowbar. Ein Patent eines Windenergieanlagenherstellers (Vestas Wind Systems) [69] und Erwähnungen in der Literatur [46],[45]

belegen dies.

Mit Hilfe der exakten Kenntnis der Rotorspannung in Amplitude und Frequenz bei Statorspannungseinbruch aus Abschnitt 4.3.1 dieser Arbeit für symmetrische Netzfehler und Unterkapitel 4.3.2 für unsymmetrische Netzfehler geschieht eine Auslegung des Crowbar-Widerstandes.

Generell wird der Crowbar-Widerstand als Vielfaches des Rotorwiderstandes der DASM ausgelegt. Ein kleiner Crowbar-Widerstand führt zu einer kleinen Statorzeitkonstante [52]. Dadurch klingen die DC-Komponenten im Statorstrom schnell ab. Die dadurch resultierenden höherfrequenten Spannungen im Rotorkreis werden ebenfalls reduziert und der Rotorumrichter kann zügig wieder in Betrieb genommen werden um Blindstrom zu speisen. Allerdings führt ein kleiner Crowbar-Widerstand zu hohen Crowbar- bzw. Rotorströmen und die Crowbar (Widerstand und Schalter) muss darauf ausgelegt sein. Auch bedeutet ein hoher Rotorstrom eine hohe Drehmomentbelastung, die vermieden werden sollte. Also muss ein Kompromiss zwischen kleiner Zeitkonstante auf der einen Seite und hoher Strom- und Drehmomentbelastung auf der anderen Seite getroffen werden.

Der maximale Rotorstrom lässt sich mit Hilfe des Rotor-Ersatzschaltbildes aus Abbildung 4.5 berechnen. Aus Sicht des rotorseitigen Pulsumrichters besteht der Rotorkreis aus den Rotorelementen σL_r und R_r , einer schaltbaren Crowbar parallel und der von der Maschine induzierten Spannung \vec{u}_r' .

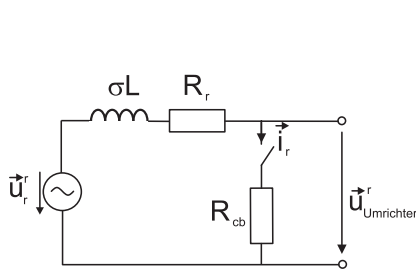


Abbildung 4.5: Ersatzschaltbild des Rotorkreises der DASM

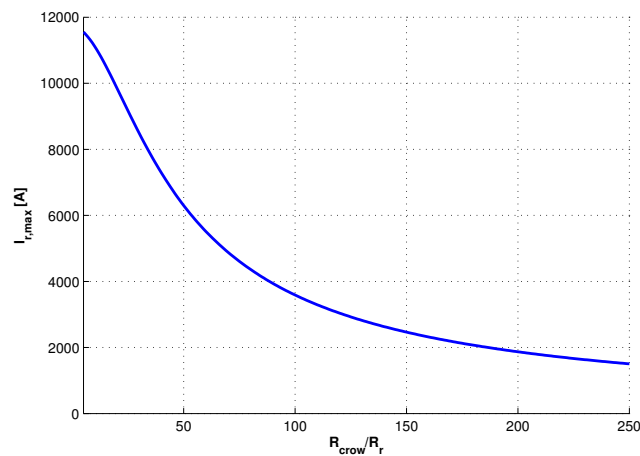


Abbildung 4.6: Maximaler Rotorstrom zum Zeitpunkt ($t=0$) in Abhängigkeit des Crowbar-Widerstandes bei einem dreiphasigen Netzfehler (3ph, 0 % U_N)

Bei Aktivierung der Crowbar werden die IGBTs des Pulsumrichters gesperrt und der Rotorstrom wird von der Crowbar übernommen. Der entstehende, maximale Rotorstrom $I_{r,\text{max}}$ lässt sich dann mit der Kenntnis der maximalen Rotorspannung berechnen

$$I_{r,\text{max}} = \frac{u_{r,\text{max}}}{\sqrt{(\omega\sigma L_r)^2 + (R_r + R_{cb})^2}} \quad (4.16)$$

Für große Crowbar-Widerstände überwiegt der Einfluss der Crowbar und der Rotorwiderstand und die Rotorstreuinduktivität haben geringen Einfluss auf die Rotorimpedanz. Für

kleine Crowbar-Widerstände ist der Einfluss der Rotor-Streuimpedanz bedeutend. Der Verlauf des maximalen Rotorstromes in Abhängigkeit des Crowbar-Widerstandes, also $I_{r,max}(R_{cb})$ nach Gleichung(4.16), für einen symmetrischen Netzfehler auf 0 % U_{Nenn} ist in Abbildung 4.6 gezeigt. Die maximale Rotorspannung wurde entsprechend Gleichung 4.9 für einen symmetrischen Netzfehler angenommen. Die Systemparameter einer 2 MW WEA aus Tabelle 10.2 wurden dabei verwendet.

Zur Verifikation von Gleichung (4.16) wurden hier Simulationen mit der 2 MW WEA bei einem dreiphasigen Spannungseinbruch auf Null erstellt und die Amplitude des Rotorstromes für drei verschiedene Crowbar-Widerstände aufgezeichnet. Dabei wurde das im Anhang gezeigte Simulationsmodell mit der konventionellen feldorientierten Regelung verwendet. Die Ergebnisse sind in Abbildung 4.7 gezeigt.

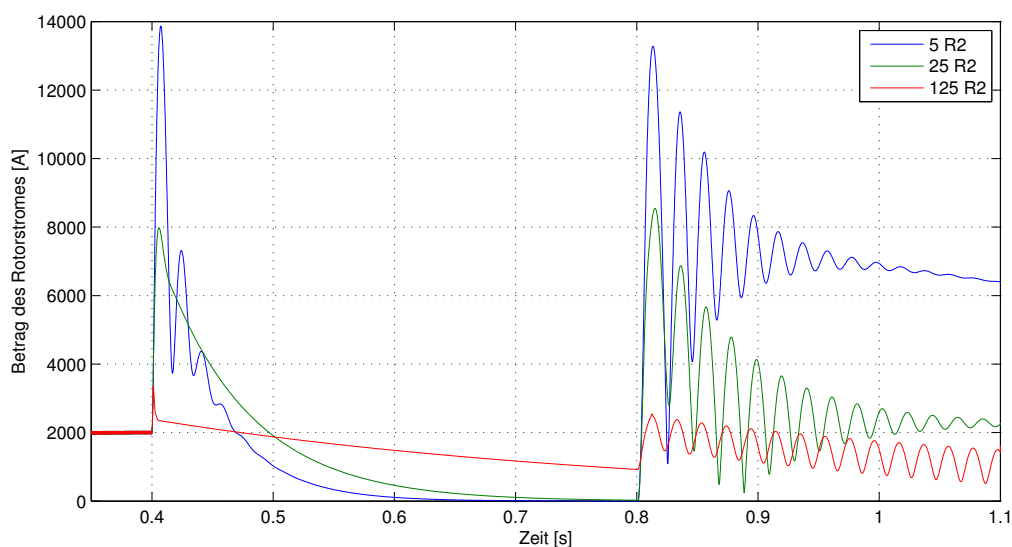


Abbildung 4.7: Simulation: Betrag des Rotorstromes in Abhängigkeit des Crowbar-Widerstandes bei Aktivierung der Crowbar bei einem dreiphasigen Netzfehler (3ph, 0 % U_N)

Die Simulationsergebnisse und die theoretischen Ergebnisse sind in guter Übereinstimmung. Beispielsweise zeigt sich der theoretisch berechnete Wert von $I_r = 8000$ A bei Fehlereintritt für einen Crowbarwiderstand $R_{crow}/R_r = 25$ in Abbildung 4.6 und in Abbildung 4.7.

4.4.2 Simulations- und Messergebnisse zum FRT mit Crowbar

Das Betriebsverhalten der DASM WEA unter verschiedenen Fehlertypen und Fehlertiefen bei Aktivierung einer Crowbar wird hier anhand der Simulation und von experimentellen Ergebnissen aus dem Labor präsentiert. Ein Simulationsmodell einer doppeltgespeisten Asynchronmaschine, die über einen Dy5-Transformator mit einem starren Netz verbunden ist, wird dabei angewendet. Das im Simulationstool PLECS aufgebaute Modell ist im Anhang in Abbildung 10.1 gezeigt. Die Parameter des gewählten Generators mit einer Leistung von 2 MW orientieren sich an realen Anlagenparametern. Alle Systemparameter sind im An-

hang in Tabelle 10.2 gegeben. Als Regelungsstruktur wurde die konventionelle feldorientierte Regelung eingesetzt. Das Simulationsmodell berücksichtigt die Dynamik der DASM, den Triebstrang als Zweimassenmodell, den rotorseitigen Umrichter inklusive Schaltverhalten und die Netzanbindung über einen Dy5 Transformator. Für das Simulationsmodell werden folgende Vereinfachungen getroffen:

- der netzseitige Umrichter wird mit konstanter Zwischenkreisspannung betrieben
- das Netz wird als starr angenommen und wird daher ohne Innenimpedanz modelliert
- das vom Wind eingebrachte Moment wird als konstant angenommen
- der Dy5 Transformator wird idealer Spannungstransformator ohne Innenimpedanz modelliert

Die Annahmen sind zulässig, da hier nur das Verhalten des Generators mit seiner Regelung bei Spannungseinbruch untersucht werden soll.

Für die Experimente wird angenommen, dass die WEA im Nennbetrieb betrieben wird und eine Leistung von 2 MW in das Netz speist. Zum Zeitpunkt $t = 0,4$ ms wird der Netzfehler durch Reduzierung der entsprechenden Phasen der Netz-Spannungsquelle simuliert.

Die Simulationsergebnisse für die Verwendung einer Crowbar sind in folgender Abbildung 4.8 für einen symmetrischen und in Abbildung 4.9 für einen einphasigen, unsymmetrischen Netzfehler gezeigt. Die Simulationsgrößen zeigen jeweils Spannungen a) und Ströme b) im Stator, Rotorumrichter- c) und Crowbarstrom d), sowie Statorleistung e), Drehmoment (mechanisches und elektrisches) f) und Drehzahl g). Nach den Anforderungen an das Verhalten der WEA während Netzfehlern (siehe Unterkapitel 2.2.5) ist ein unterbrechungsfreies Durchfahren gefordert, weil sich der Spannungsverlauf oberhalb von Grenzlinie 2 der LVRT Anforderung befindet, allerdings ist keine dynamische Blindstromeinspeisung gefordert. Daher ist ein Einsatz einer Crowbar ausreichend und wird hier gezeigt. Die Crowbar wird bei einem Rotor-Überstrom aktiviert und bleibt dann für die Zeitdauer während des Fehlers und weitere 150 ms nach Fehlerklärung aktiviert (von ca. 0,4 s bis 0,7 s).

Zunächst wird der dreiphasige Fehler diskutiert ($3ph \rightarrow 0$). Bei Ausfall der Statorspannung zum Zeitpunkt $t = 0,4$ s der Simulation zeigt die Maschine das erwartete Verhalten (siehe Kapitel 4.3.1). Der natürliche Fluss verursacht Gleichstromkomponenten im Stator, die mit der Statorzeitkonstanten abklingen. Ebenso induziert der natürliche Fluss eine zusätzliche Spannung im Rotor, die zu einem Rotor-Überstrom führt und ein Auslösen der Crowbar verursacht. Die Leistungshalbleiter des Umrichters werden dann gesperrt und die Rotorströme werden von der Crowbar übernommen. Die Aktivierung der Crowbar verursacht ein hohes, elektrisches Drehmoment und die Maschine beschleunigt, da das elektrische Moment kleiner als das mechanisch eingebrachte Moment ist. Insbesondere bei transients Rückkehr der Statorspannung treten hohe Drehmomentbelastungen auf (in etwa 5-fache Nennmomentbelastung). Die abgegebene Leistung beträgt während des Fehlerfalles Null, da keine Restspannung im Netz vorhanden ist. Zum Zeitpunkt $t = 0,7$ s, also 150 ms nach Rückkehr der Netzspannung wird die Crowbar deaktiviert und der Umrichter übernimmt die Regelung der WEA wieder.

Der einphasige Fehler ($1ph, 0\%U_N$) aus Abbildung 4.9 wird nun diskutiert. Der Netzspan-

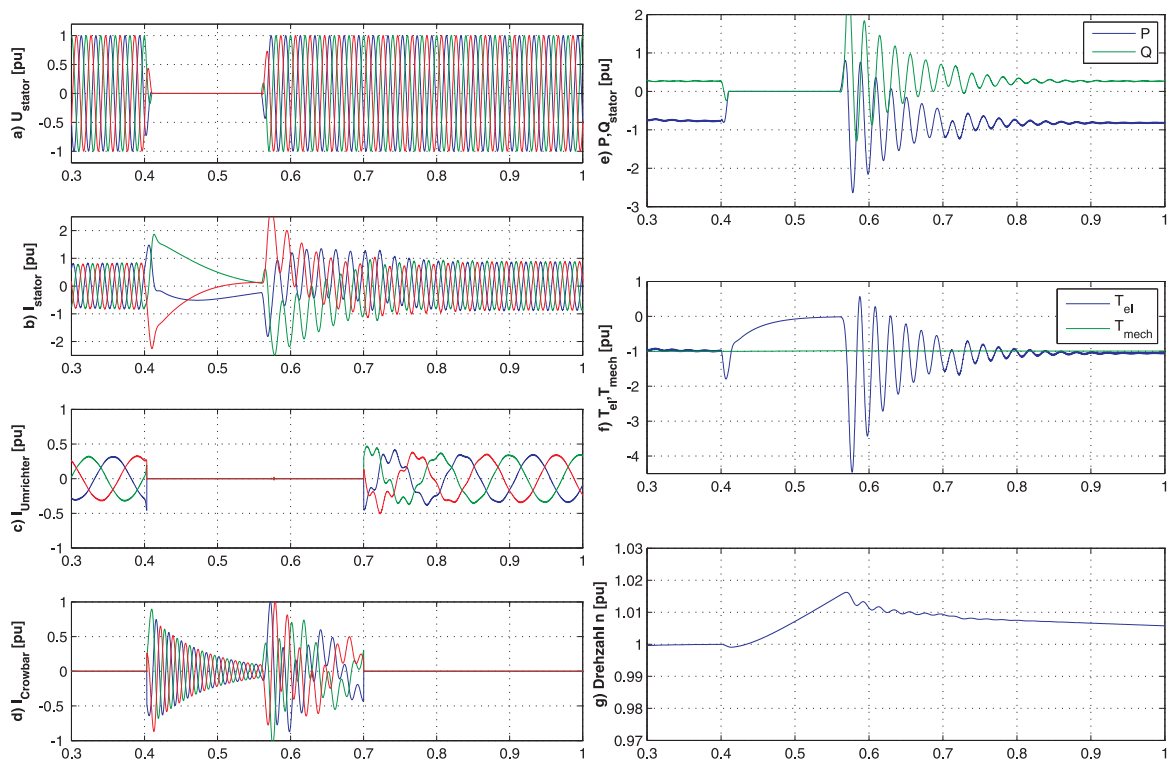


Abbildung 4.8: Simulation: Durchfahren eines symmetrischen Spannungseinbruches auf 0% U_N und 150 ms Dauer mit DASM WEA und Einsatz der Crowbar
Crowbar aktiv für die Dauer $t = 0,4$ s bis $t = 0,7$ s

nungsfehler führt durch die Übertragung der Spannung über den Dy-Transformator zu einer anderen Fehlercharakteristik am Stator der WEA. Wiederum wird durch einen Rotorüberstrom ein Auslösen der Crowbar verursacht, die dann bis 150 ms nach Fehlerklärung eingeschaltet bleibt. Die Spitzenbelastungen im Moment sind geringer, allerdings verursacht die nicht abklingende negative Sequenz in Rotorspannung und -strom eine dauerhaft oszillierende Wirk- und Blindleistung wie elektrisches Drehmoment.

Für Netzfehler mit einer verbleibenden Restspannung von mehr als 45 % (in etwa Testnummer 3 nach FGW TR3 [6]) ist die dynamische Einspeisung eines Blindstromes gefordert. Ein LVRT des Systems mit Crowbar kann diesen Anforderungen nicht gerecht werden, da der Generator mit deaktivierter Rotor-Umrichter Regelung keine Statorblindleistung erzeugt, sondern quasi als Kurzschlussläufer-Asynchronmaschine mit Rotorwiderstand Blindleistung bezieht [51]. Aus diesem Grunde sollte die Crowbar so schnell wie möglich wieder deaktiviert werden.

Messergebnisse am skalierten Laborteststand für die doppeltgespeiste Asynchronmaschine mit einer Leistung von 20 kW sind in folgenden Abbildungen 4.10 für einen dreiphasigen Netzfehler links und für einen zweiphasigen Netzfehler rechts gezeigt. Die Einbruchtiefe der Netzspannung beträgt 12 % der Nennspannung. Im Labor wurde eine Crowbar mit je einem Leistungschalter und Widerstand (entsprechend Variante a) aus Abbildung 4.4) verwendet. Im Unterschied zu den Simulationsergebnissen ist im Labor eine Crowbar implementiert, die nach Aktivierung dauerhaft eingeschaltet bleibt.

Die Ergebnisse aus der Simulation werden durch die Messergebnisse bestätigt. Bei dreiphasigem Netzspannungsfehler zeigen sich die gleichen Gleichstromkomponenten im Stator, die

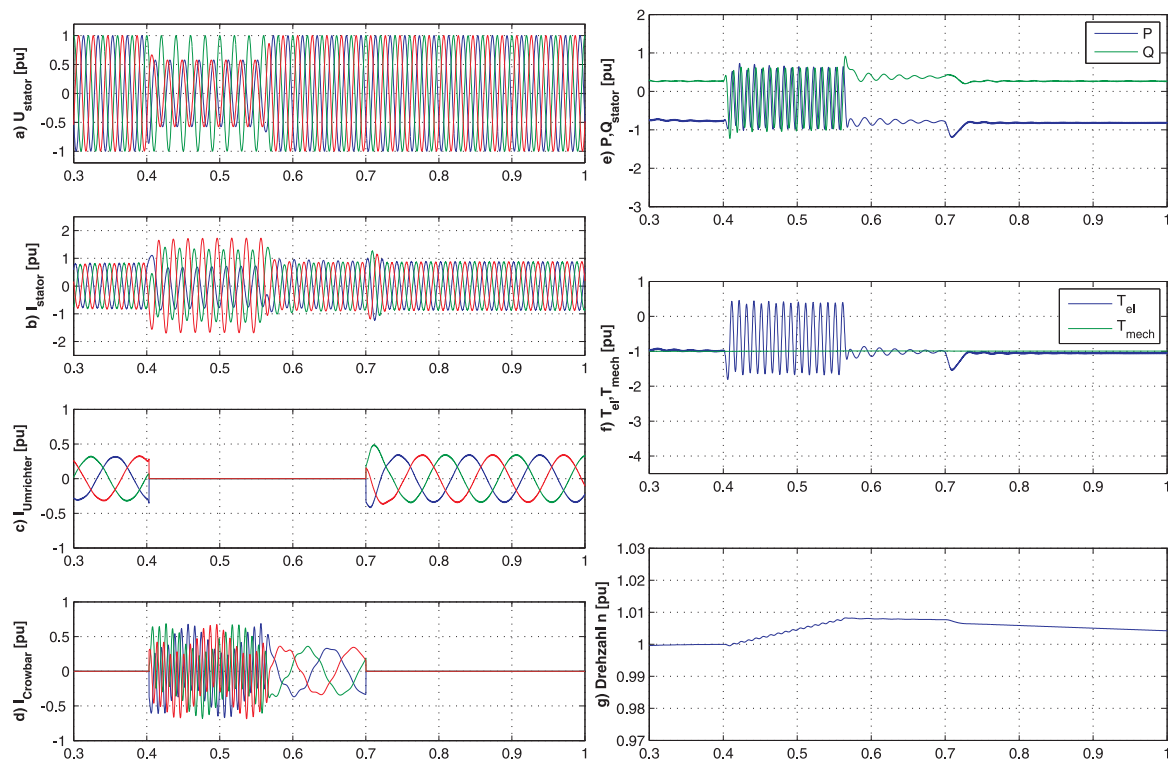


Abbildung 4.9: Simulation: Durchfahren eines unsymmetrischen Spannungseinbruches (eine Phasenspannung auf $0\%U_N$) und 150 ms Dauer mit DASM WEA und Einsatz der Crowbar

Crowbar aktiv für die Dauer $t = 0,4\text{ s}$ bis $t = 0,7\text{ s}$

zu höherfrequenten Spannungen im Rotor führen und somit Rotorüberströme verursachen. Bei einem Rotorstrom von $I_{r,max} = 50\text{ A}$ wird die Crowbar im Labor aktiviert. In dem gezeigten Experiment geschieht dies unmittelbar nach Spannungseinbruch zum Zeitpunkt $t = 0,1\text{ s}$. Die Rotorströme klingen dann exponentiell ab. Nach Fehlerklärung ist ein hoher induktiver Blindleistungsbezug zu beobachten, da die Crowbar noch aktiviert ist und die Maschine quasi als Kurzschlussläufer-Asynchronmaschine betrieben wird. In der Simulation wurde im Unterschied zu den Messungen die Crowbar nach Fehlerklärung wieder deaktiviert. Bei dem hier gezeigten Messergebnis führt eine Überlastung des Netzpulsstromrichters zu dessen Abschaltung. Dadurch wird die Zwischenkreisspannung ab dem Zeitpunkt $t = 0,17\text{ s}$ der Messung nicht mehr aktiv geregelt.

Messergebnisse zu einem unsymmetrischen Netzfehler und Aktivierung der Crowbar sind in Abbildung 4.10 rechts gezeigt. Die experimentellen Ergebnisse bestätigen die Ergebnisse der Simulation. Die dauerhafte negative Sequenz der Rotorspannung führt zu höherfrequenten Rotorstromkomponenten. Aufgrund der hohen negativen Spannungssequenz schwingen auch die Statorleistungen und dadurch die Drehzahl mit doppelter Netzfrequenz. Nach Wiederkehr der Netzspannung zum Zeitpunkt $t = 0,3\text{ s}$ der Messung bleibt hier, im Unterschied zur Simulation, die Crowbar eingeschaltet, was zu dem hohen Blindleistungsbezug führt.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass der rotorseitige Umrichter der doppeltgespeisten Asynchronmaschine bei transienten Netzfehlern durch den Einsatz einer Crowbar vor Überströmen geschützt werden kann. Bei Einsatz der Crowbar ist aufgrund des inaktiven, rotorseitigen Pulsrichter allerdings keine Blindleistungspeisung möglich. Außerdem wird

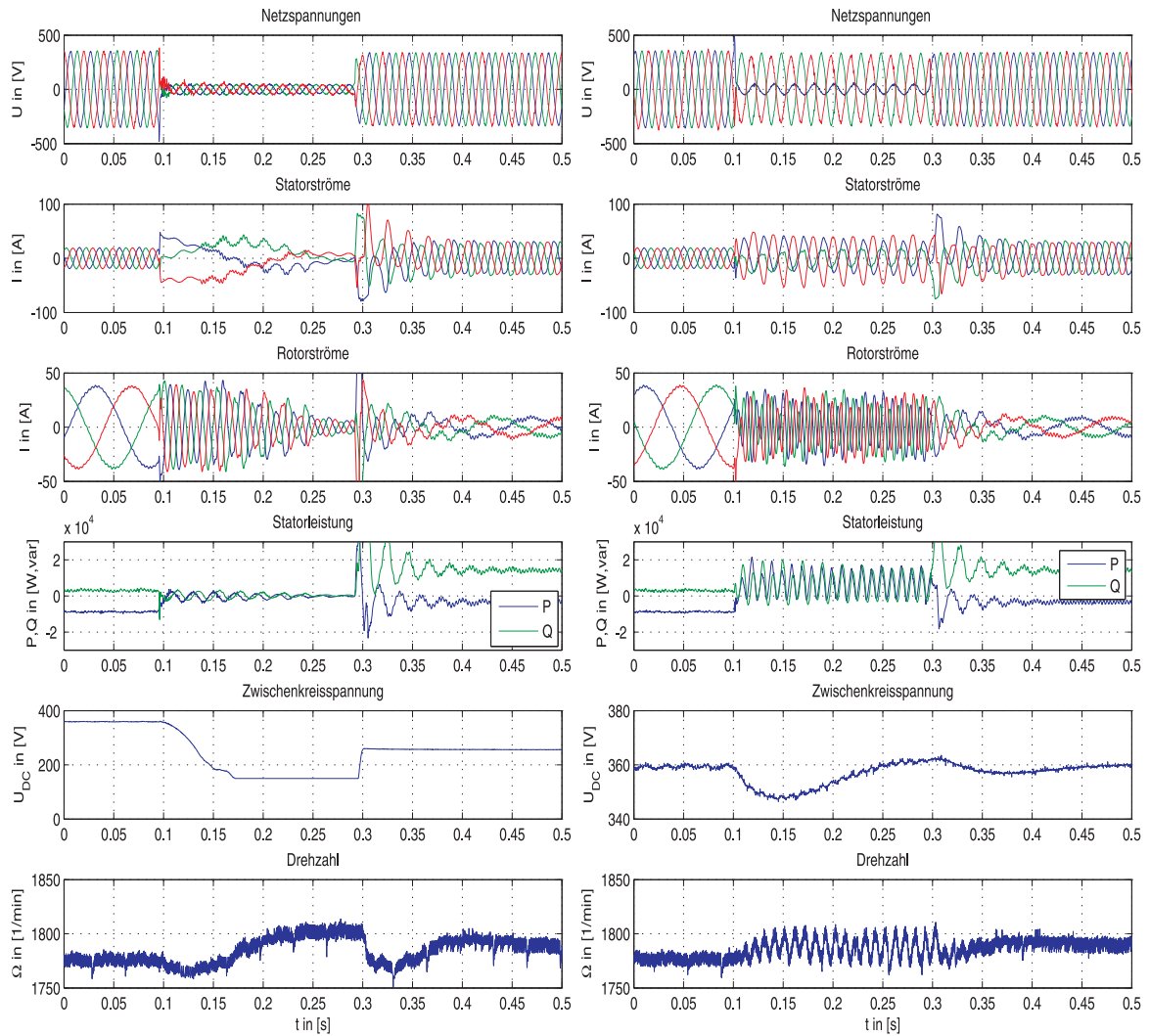


Abbildung 4.10: Messung: Durchfahren eines Netzfehlers von 200 ms Dauer mit DASM und Einsatz der Crowbar
 links: symmetrischer Spannungseinbruch auf $12\%U_N$
 rechts: Spannungseinbruch einer Phasenspannung auf $12\%U_N$
 Crowbar dauerhaft aktiv ab $t = 0,1$ s

das mechanische System des Generators starken Belastungen ausgesetzt. Das maximale Moment bei transienter, dreiphasiger Netzspannungswiederkehr beträgt in etwa das fünffache Nennmoment. Insofern kann der Einsatz einer Crowbar erfolgreich ein unterbrechungsfreies Durchfahren von Netzfehlern für DASM ermöglichen. Die Systembelastungen sind allerdings sehr hoch und die Netzanschlussregeln, speziell die dynamische Blindstromspeisung, kann nicht geleistet werden.

4.4.3 Regelungstechnische FRT Maßnahmen

Der vorige Unterabschnitt zum Schutz des rotorseitigen Pulsumrichters durch Einsatz der Crowbar hat gezeigt, dass ein unterbrechungsfreies Durchfahren von Netzfehlern durch diese Methode ermöglicht wird. Allerdings stellt der Einsatz einer Crowbar eine hohe Systembelastung dar und Netzanschlussregeln können nur bedingt erfüllt werden, da nur teilweise eine dynamische Blindstromspeisung ermöglicht wird.

Durch eine angepasste Regelung kann das Systemverhalten der WEA erheblich verbessert werden. Dadurch soll eine verringerte Systembelastung der konventionellen Schutzeinrichtungen bis hin zum Verzicht auf Hardware-Schutzmaßnahmen erreicht werden. Die Möglichkeit zum belastungsarmen Durchfahren von symmetrischen Netzfehlern wird in diesem Kapitel behandelt. Der Stand der Technik mit Literaturverweisen auf andere, aktuelle Arbeiten auf diesem Gebiet wurde zu Beginn dieses Kapitels angegeben. Hier wird nun die in dieser Arbeit vorgeschlagene regelungstechnische FRT Maßnahme des rotorseitigen Umrichters vorgestellt. Auf flexible Regelziele bei unsymmetrischen Netzfehlern wird im folgenden Abschnitt 4.5 eingegangen.

Die dynamische Modellierung der Rotorspannung bei transienter Statorspannung aus Unterabschnitt 4.3 hat gezeigt, dass verschiedene Spannungskomponenten in den Rotor induziert werden. Symmetrische Fehler induzieren eine exponentiell abklingende Spannung mit einer Frequenz von $\Omega = (1 - s)\omega_s$, was der mechanischen Frequenz des Rotors entspricht. Unsymmetrische Fehler hingegen induzieren zwei Spannungskomponenten im Rotor. Zum einen wird ebenfalls ein exponentiell abklingender Term mechanischer Frequenz induziert. Zum anderen wird aber eine dauerhafte Spannung mit $(2 - s)\omega_s$ fast doppelter Netzfrequenz induziert.

Die hier verwendete, feldorientierte Stromregelung der Maschine agiert in einem Koordinatensystem, das mit der Schlupffrequenz ($\omega_r = s \cdot \omega_s$) rotiert. Die induzierten Spannungskomponenten erscheinen als Komponenten einfacher und zweifacher Netzfrequenz in diesem Koordinatensystem. Die konventionellen PI-Stromregler können auf die höherfrequenten Signale nur mit Phasenversatz regeln, was zu keiner guten Ausregelung der Signale führen kann. Zur Kompensation der höherfrequenten Komponenten werden daher resonante Regler in einem Parallelpfad zu den konventionellen PI-Stromreglern vorgeschlagen. Pro Frequenzkomponente wird ein resonanter Regler ausgelegt und implementiert. Die Regler werden hier entsprechend ihrer Funktion Abmagnetisierungs- und Negativsequenzregler genannt. Die beschriebene Regelungsstruktur ist in Abbildung 4.11 gezeigt.

Überlagert regelt ein PI-Regler die Drehzahl. Eine Sollwertvorgabe für den Blindstrom in Abhängigkeit der Spannung entsprechend Netzanschlussregeln ist ebenfalls vorgesehen.

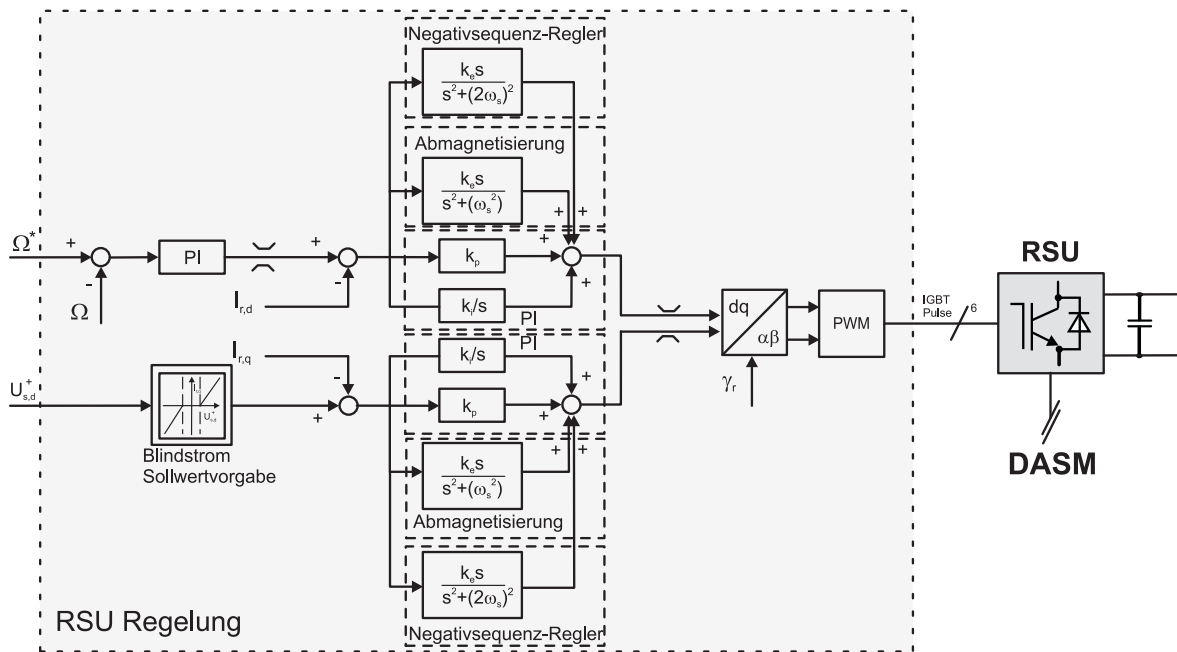


Abbildung 4.11: Blockschaltbild der Regelung des rotorseitigen Umrichters mit unterlagertem Abmagnetisierungs- und Negativsequenzregler sowie überlagerter Blindstrom-Sollwertvorgabe

4.4.4 Simulations- und Messergebnisse zum FRT mit regelungstechnischen Maßnahmen

Simulationen wurden mit dem beschriebenen PLECS Modell durchgeführt (siehe Abbildung 10.1 und Simulationsparameter in Tabelle 10.2). Die Simulationsergebnisse für einen symmetrischen Spannungseinbruch auf 45 % der Nennspannung U_N sind in Abbildung 4.12 links und in Abbildung 4.12 rechts für einen zweiphasigen, unsymmetrischen Spannungseinbruch gezeigt. Die vorgeschlagene Regelungsstruktur mit einer Erweiterung der konventionellen Regelung durch resonante Regler wie in Abbildung 4.11 gezeigt kommt hier zur Anwendung.

Für beide Netzfehler ist kein Einsatz der Crowbar notwendig, da die höherfrequenten Anteile im Rotorstrom durch die resonanten Regler kompensiert werden. Die Regelung bleibt im Betrieb und die Netzanschlussregeln können durch die Blindleistungsspeisung erfüllt werden. Auffällig sind die hier auftretenden, nicht abklingenden Schwingungen des Drehmoments für symmetrische Fehler, die Optimierungsbedarf bieten. Das gewählte Regelziel (Kompensation der negativen Sequenz) führt bei den unsymmetrischen Fehlertypen zu schwingendem Drehmoment und schwingenden Leistungen. Von besonderer Wichtigkeit ist bei der hier gezeigten Methode die Auslegung des rotorseitigen Umrichters. Die maximale Ausgangsspannung des Umrichters muss ausreichend hoch sein, um die Rotorströme regeln zu können. Details zur Spannungsauslegung des rotorseitigen Umrichters sind in Abschnitt 4.3 dieser Arbeit zu finden. Für die hier gezeigten Simulationsergebnisse musste eine erhöhte Zwischenkreisspannung von $U_{DC} = 1500V$ angenommen werden, wobei diese bei konventioneller Auslegung des Umrichters zu $U_{DC} \approx 1100V$ gewählt würde.

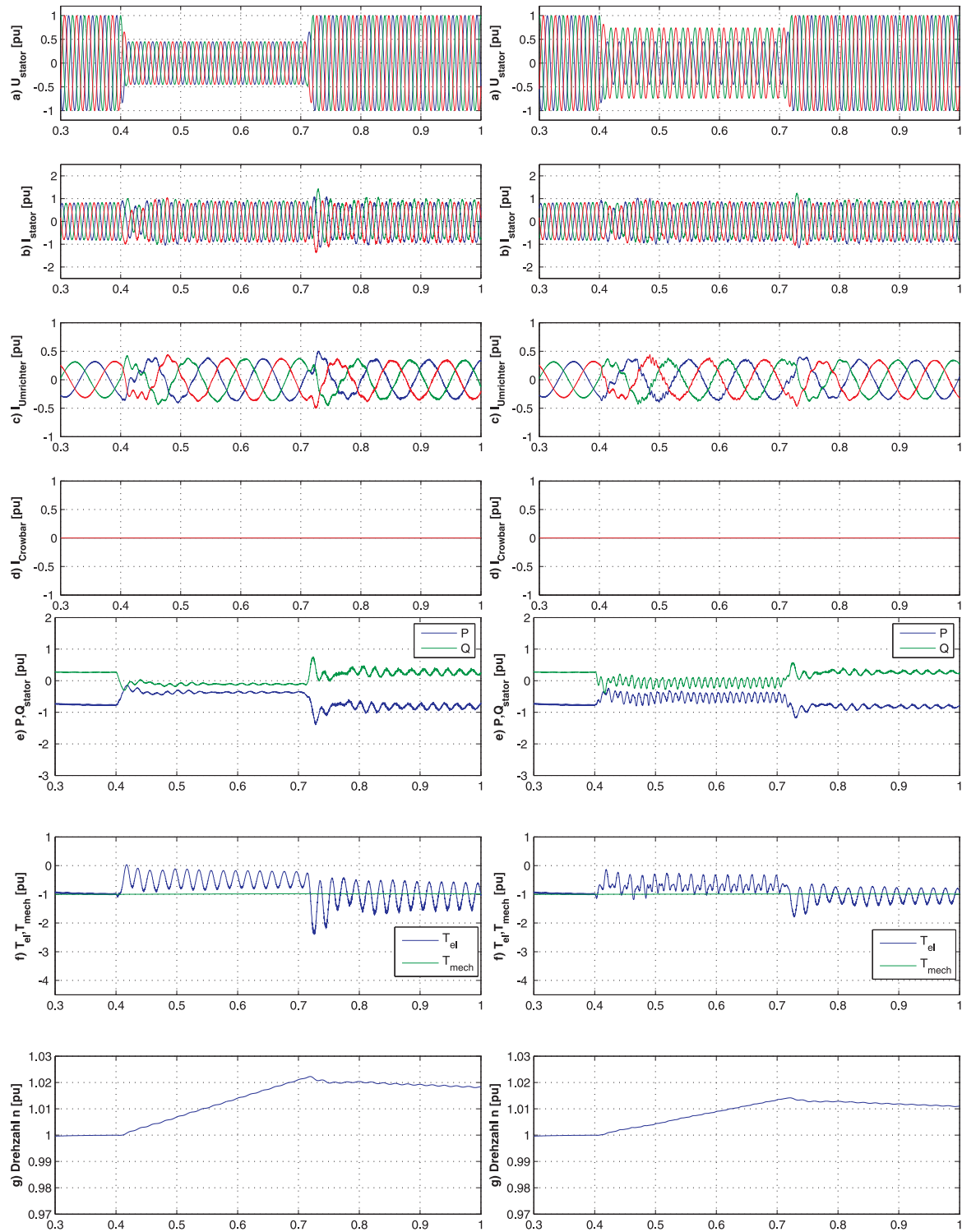


Abbildung 4.12: Simulation: Durchfahren Netzfehlers mit 300 ms Dauer einer DASM WEA mit regelungstechnischen FRT Maßnahmen bei symmetrischem Spannungseinbrüche auf 45 % U_N (links) und unsymmetrischem Spannungseinbruch (2 Phasenspannungen auf 45 % U_N) (rechts)

a) Statorspannung, b) Statorstrom, c) Rotorstrom, d) Crowbarstrom, e) Statorleistung, f) Drehmoment, g) Drehzahl

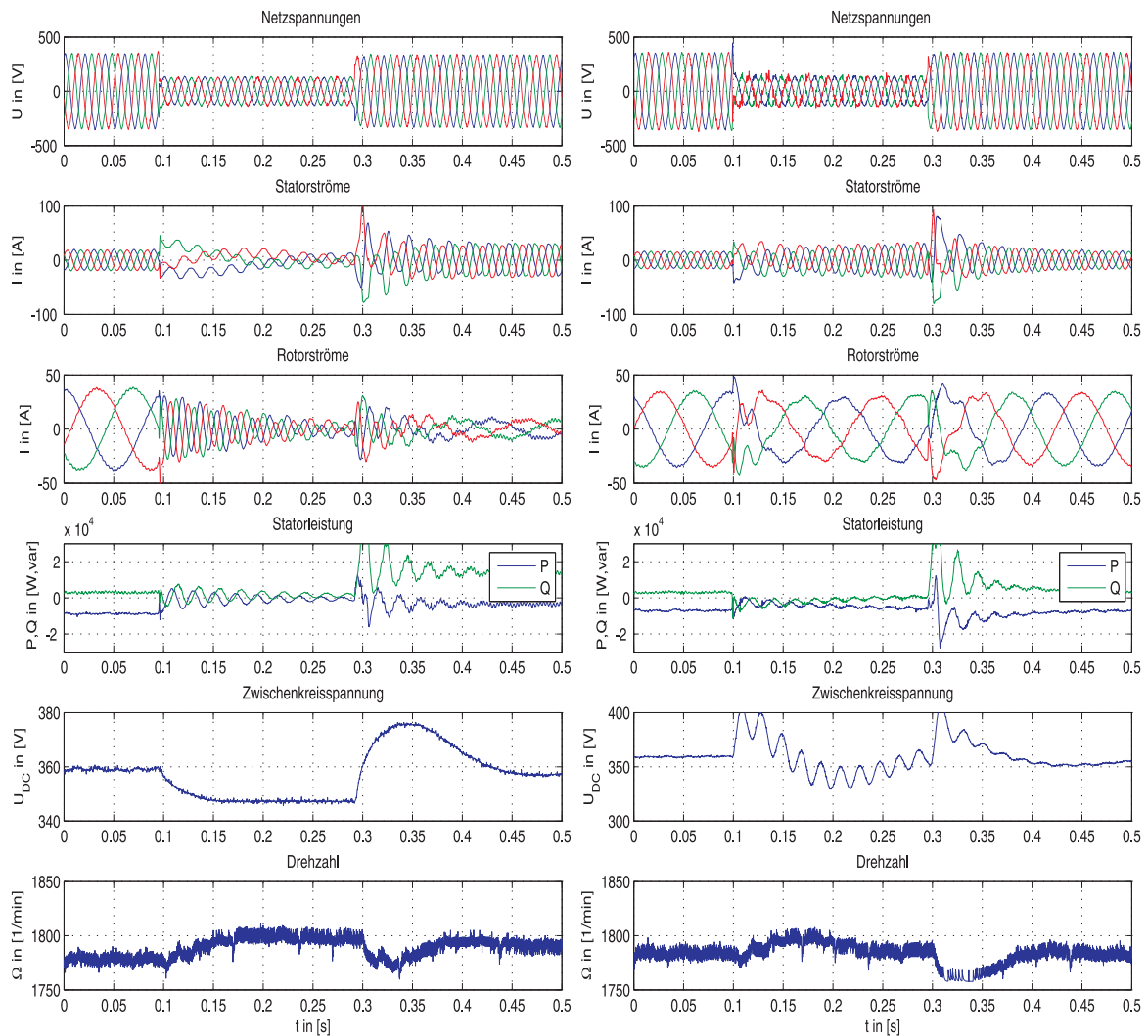


Abbildung 4.13: Messung: Durchfahren eines symmetrischen Spannungseinbruches auf 37 % U_N und 200 ms Dauer einer DASM mit Einsatz der Crowbar (links) und regelungstechnischen FRT Maßnahmen (rechts)
Statorspannung, Statorstrom, Rotorstrom, Statorleistung, Zwischenkreisspannung, Drehzahl

Messergebnisse zu der vorgestellten, regelungstechnischen FRT Maßnahme des rotorseitigen Umrichters durch resonante Regler sind in Abbildung 4.13 für symmetrische Netzfehler und in Abbildung 4.14 für unsymmetrische Netzfehler auf 37% der Nennspannung und 200 ms Dauer gezeigt. Zum Vergleich wird das Verhalten des Generator systems mit der konventionellen Regelung links und mit der durch resonante Regler optimierten Regelung rechts gezeigt.

Für den symmetrischen Netzfehler ist ohne resonante Regler die Aktivierung der Crowbar notwendig, da die Rotorströme den Maximalwert von 50 A überschreiten. Mit resonanten Reglern können die höherfrequenten Stromanteile weitgehend ausgegletzt werden und der Generator kann den Netzfehler mit kontinuierlicher Regelung durchfahren. Bei Klärung des Netzfehlers zum Zeitpunkt $t = 0,3$ s der Messung treten hier hohe Übertsrome im Stator auf, die fast das fünffache des Nennstromes betragen.

Der unsymmetrische Netzfehler auf 37% Nennspannung kann mit dem Laboraufbau auch

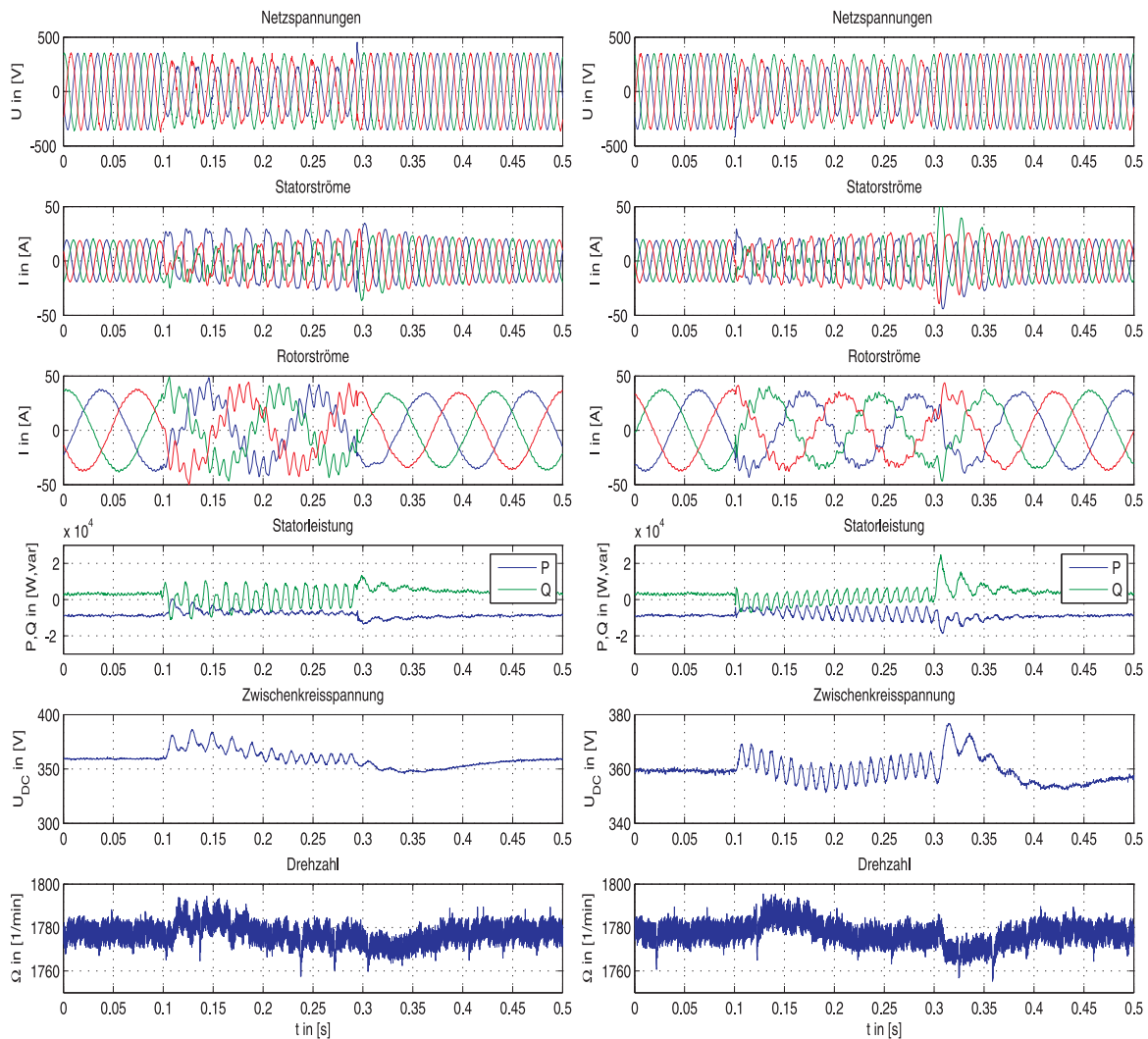


Abbildung 4.14: Messung: Durchfahren eines unsymmetrischen Spannungseinbruches (eine Phasenspannung auf 67 % U_N) und 200 ms Dauer einer DASM ohne FRT Maßnahmen (links) und regelungstechnischen FRT Maßnahmen (rechts) Statorspannung, Statorstrom, Rotorstrom, Statorleistung, Zwischenkreisspannung, Drehzahl

ohne regelungstechnische Maßnahmen ohne Einsatz der Crowbar durchfahren werden (Abbildung 4.14 links). Der Rotorstrom überschreitet hier nicht die Abschaltgrenze von 50 A. Die höherfrequenten Anteile im Rotorstrom lassen aber auf hohe Drehmomentpulsationen schließen. Mit resonanten Reglern können die höherfrequenten Anteile weitgehend ausgeglichen werden (Abbildung 4.14 rechts). Aufgrund der Auslegung des rotorseitigen Umrichters im Labor für einen weiten Drehzahlbereich ist die Zwischenkreisspannung ausreichend hoch um die Regelbarkeit des Rotorstromes auch bei unsymmetrischem Netzfehler zu gewährleisten. Wieder treten bei Klärung des Netzfehlers Überströme im Stator auf. Eine Verringerung der Statorströme könnte durch Verringerung des Drehmoments herbeigeführt werden. Diese Maßnahme hätte aber eine Erhöhung der Drehzahl zur Folge und wurde hier nicht betrachtet.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die Fault Ride Through Fähigkeit für DASM WEA mit resonanten Reglern, die auf die entsprechenden Frequenzkomponenten ausgelegt

sind erhöht werden kann. Notwendig ist dafür eine Erhöhung der rotorseitigen Umrichter-
spannung. Details zur Höhe der auftretenden Rotorspannung bei Netzfehler sind in Abschnitt
4.3 dieser Arbeit zu finden.

4.5 Flexible Leistungsregelung bei unsymmetrischem Netzfehler

In diesem Unterabschnitt wird eine optimierte Regelungsstruktur für den Betrieb der DASM
WEA unter unsymmetrischen Netzspannungsbedingungen vorgestellt. Durch die Optimie-
rung können Schwingungen in Drehmoment oder abgegebener Wirk- oder Blindleistung
kompensiert werden. Für die Optimierung wird die Regelung des rotorseitigen Umrichters
verwendet. Dazu wurde die konventionelle Regelungsstruktur durch resonante Regler erwei-
tert und eine Referenzwertberechnung für die Ströme der negativen Sequenz implementiert.

4.5.1 Berechnung der Referenzwerte

Zunächst wird die Sollwertberechnung für die Ströme der negativen Sequenz beschrieben. Sie
basiert auf Leistungsberechnungen für ein unsymmetrisches, elektrisches System basierend
auf der Theorie von Rioual et al [62], das von Xu et al [64] für die DASM erweitert wurde.
Danach können Wirk- und Blindleistung eines unsymmetrischen Netzwerks aus konstanten
 $P_{s,0}, Q_{s,0}$ und mit doppelter Netzfrequenz schwingenden Komponenten $P_{s,sin}, P_{s,cos}, Q_{s,sin}, Q_{s,cos}$
dargestellt werden wie in Gleichung (4.17) und (4.18).

$$P_s = P_{s,0} + P_{s,sin} \sin(2\omega_s t) + P_{s,cos} \cos(2\omega_s t) \quad (4.17)$$

$$Q_s = Q_{s,0} + Q_{s,sin} \sin(2\omega_s t) + Q_{s,cos} \cos(2\omega_s t) \quad (4.18)$$

Für die DASM bestehen die einzelnen Terme von Gleichungen (4.17),(4.18) dabei aus fol-
genden Komponenten, die aus den Spannungsgleichungen der DASM abgeleitet werden
[64]:

$$\begin{bmatrix} P_{s,0} \\ Q_{s,0} \\ P_{s,sin} \\ P_{s,cos} \\ Q_{s,sin} \\ Q_{s,cos} \end{bmatrix} = \frac{3}{2 \cdot \omega_s \cdot L_s} \cdot \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 \\ U_{s,q}^+ & -U_{s,d}^+ & -U_{s,q}^- & U_{s,d}^- \\ -U_{s,q}^- & -U_{s,d}^- & -U_{s,q}^+ & -U_{s,d}^+ \\ -U_{s,d}^- & U_{s,q}^- & U_{s,d}^+ & -U_{s,q}^+ \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} U_{s,q}^+ \\ U_{s,d}^+ \\ U_{s,q}^- \\ U_{s,d}^- \end{bmatrix} \\ + \frac{3 \cdot L_h}{2 \cdot L_s} \cdot \begin{bmatrix} U_{s,d}^+ & U_{s,q}^+ & U_{s,d}^- & U_{s,q}^- \\ U_{s,q}^+ & -U_{s,d}^+ & U_{s,q}^- & -U_{s,d}^- \\ U_{s,q}^- & -U_{s,d}^- & -U_{s,q}^+ & U_{s,d}^+ \\ U_{s,d}^- & U_{s,q}^- & U_{s,d}^+ & U_{s,q}^+ \\ -U_{s,d}^- & -U_{s,q}^- & U_{s,d}^+ & U_{s,q}^+ \\ U_{s,q}^- & -U_{s,d}^- & U_{s,q}^+ & -U_{s,d}^+ \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{r,d}^+ \\ I_{r,q}^+ \\ I_{r,d}^- \\ I_{r,q}^- \end{bmatrix} \quad (4.19)$$

Für die elektromagnetische Leistung der Maschine P_e , bzw. der Luftspaltleistung gilt dabei nach [64]:

$$P_e = -\frac{3}{2} \frac{L_h}{L_s} \cdot \Omega \operatorname{Re}(j\Psi_s^+ \times \hat{I}_r^+) = P_{e,0} + P_{e,\sin} + P_{e,\cos} \quad (4.20)$$

mit

$$\begin{bmatrix} P_{e,0} \\ P_{e,\sin} \\ P_{e,\cos} \end{bmatrix} = \frac{3 \cdot L_h \cdot \Omega}{2 \cdot L_s} \cdot \begin{bmatrix} U_{s,d}^+ & U_{s,q}^+ & -U_{s,d}^- & U_{s,q}^- \\ -U_{s,q}^- & U_{s,d}^- & -U_{s,q}^+ & U_{s,d}^+ \\ -U_{s,d}^- & -U_{s,q}^- & U_{s,d}^+ & U_{s,q}^+ \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{r,d}^+ \\ I_{r,q}^+ \\ I_{r,d}^- \\ I_{r,q}^- \end{bmatrix} \quad (4.21)$$

Die Wirkleistung, die vom rotorseitigen Umrichter aufgenommen wird ist die Differenz aus elektromagnetischer Leistung und Statorleistung. Sie wird berechnet sich zu:

$$P_r = P_e - P_s \quad (4.22)$$

Für das Drehmoment der Maschine T_{el} gilt:

$$T_{el} = P_e \frac{p}{\Omega} = \frac{P_e}{\Omega_{mech}} \quad (4.23)$$

Es können nun Regelziele formuliert werden und anhand der aufgestellten Gleichungen Sollwerte für die negative Sequenz der Ströme berechnet werden. Im vorigen Unterabschnitt zum Fault Ride Through wurde ein Regelziel, welches die negative Sequenz der Rotorströme kompensiert, implementiert. Dies führt zu schwingenden Anteilen in Drehmoment und Leistungen. Als weitere Regelziele werden hier die Glättung der Drehmomentschwingungen und die Glättung der im Stator abgegebenen Wirkleistung untersucht. Für die Glättung des Drehmomentes wird das Regelziel wie folgt formuliert:

$$P_{e,\sin} + P_{e,\cos} = 0 \quad (4.24)$$

Für eine konstante Wirkleistung wird ein Regelziel wie folgt formuliert:

$$P_{s,\sin} + P_{s,\cos} = 0 \quad (4.25)$$

Durch Einsetzen der jeweiligen Regelziele in die Gleichungen (4.19) bzw. (4.21) können die Sollwerte für die negative Sequenz der Rotorströme berechnet werden.

Möglich wäre auch die Formulierung einer konstanten Blindleistung im Stator ($Q_{s,\sin} + Q_{s,\cos} = 0$) was hier nicht weiter untersucht wurde.

4.5.2 Regelungsstruktur

Die verwendete Regelungsstruktur ist in Abbildung 4.15 gezeigt. Die für die beschriebene Sollwertberechnung für die negative Sequenz der Rotorströme benötigten, sequenzgetrennten Signale von Statorspannung und Rotorstrom werden von DSOGI-Algorithmen ermittelt. Die Sollwertberechnung geschieht entsprechend der Regelziele auf Basis der Statorspannungen positiver und negativer Sequenz, sowie den Rotorströmen positiver Sequenz. Zur

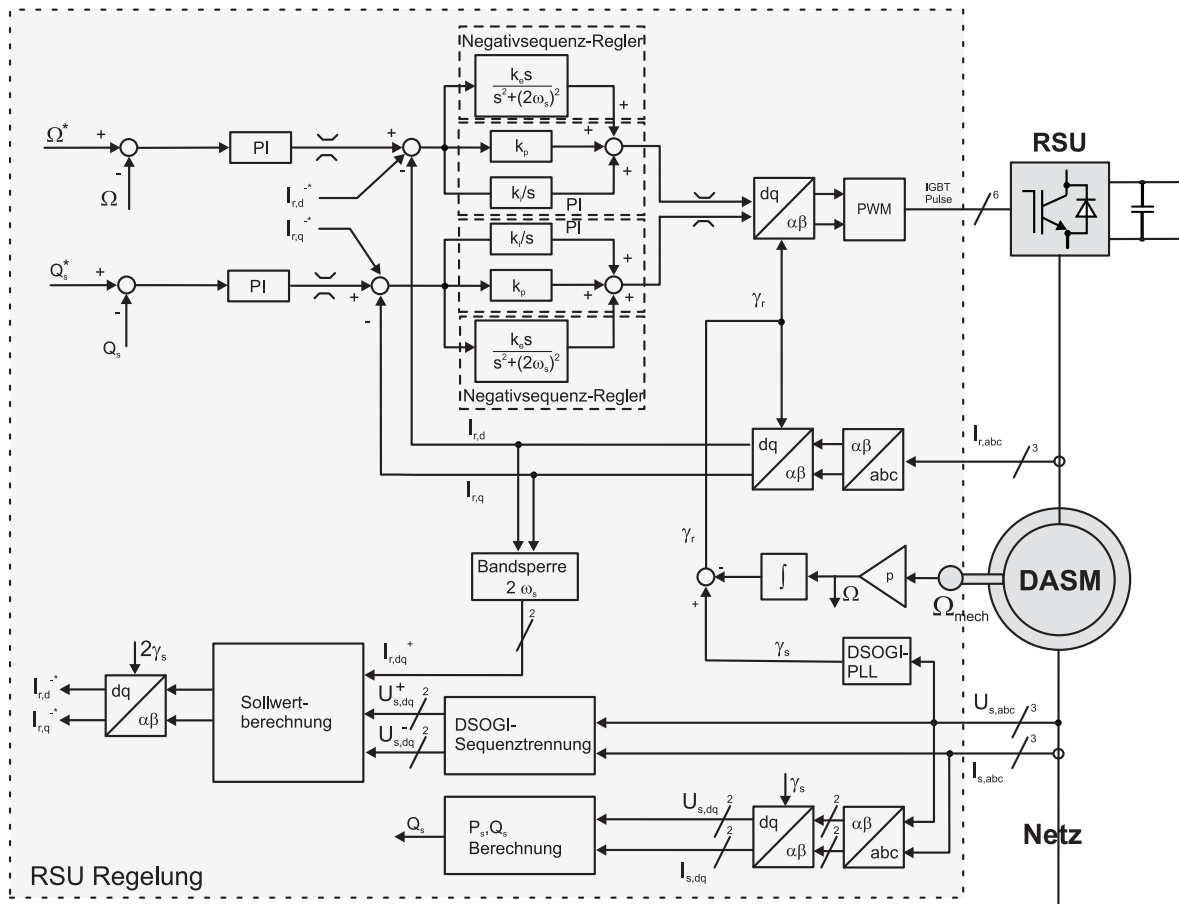


Abbildung 4.15: Blockschaltbild der Regelung des rotorseitigen Umrichters mit Negativsequenzregler

Einregelung der negativen Sequenzströme sind resonante Regler in einem Parallelpfad zu den konventionellen Stromreglern implementiert. Die Resonanzfrequenz dieser Regler ist auf doppelte Netzfrequenz eingestellt. Damit die berechneten Sollwerte, welche Gleichgrößen sind, als Signale mit doppelter Netzfrequenz an die resonanten Regler gegeben werden, müssen diese mit dem zweifachen Netzwinkel koordinatentransformiert werden. Erst danach werden sie additiv auf die Sollwerte der Stromregler gegeben. Eine weitere Möglichkeit der Regelung der Ströme der negativen Sequenz besteht in der Verwendung von PI-Reglern in einem negativ rotierenden Koordinatensystem. Die damit verbundene Filterung und Trennung der Ströme in positive und negative Sequenz bedeutet allerdings eine Verzögerung in der Stromregelstrecke. Diese Verzögerung kann durch die Verwendung der resonanten Regler vermieden werden.

4.5.3 Simulationsergebnisse

Simulationsergebnisse zu den drei Regelzielen (symmetrische Rotorströme, geglättetes Drehmoment, geglättete Wirkleistung) wurden mit dem DASM Simulationsmodell durchgeführt (siehe Abbildung 10.1 und Simulationsparameter in Tabelle 10.2). Die in Abbildung 4.15 gezeigte Regelungsstruktur wurde dabei verwendet.

Es wurde ein einphasiger Netzfehler auf $45\% U_{Nenn}$ (1ph→45) mit einer Dauer von 300 ms simuliert. Alle 100 ms wurde dabei zum nächsten Regelziel gewechselt. Spannungen und Ströme in Stator und Rotor sind in Abbildung 4.16 in Teil a) bis d) dargestellt. Der einphasige Spannungsfehler verändert seine Charakteristik durch den Dy5 Transformator zu einem zweiphasigen Fehler. Das erste Regelziel (Ausregelung der negativen Sequenz der Rotorströme) wird innerhalb des Zeitraums 0,4 s bis 0,5 s umgesetzt. Der Rotorstrom beinhaltet keine oberfrequenten Schwingungen (siehe Abb. 4.16 d)). Die benötigte Rotorspannung ist in Abbildung 4.16 d) gezeigt. Sie ist stark erhöht, durch die Anteile der negativen Sequenz (siehe Unterabschnitt 4.3.2 zur dynamischen Modellierung der Rotorspannung).

Das Drehmoment ist in Abbildung 4.16 f) gezeigt. Im Zeitintervall zwischen 0,5 s und 0,6 s wird das als Regelziel die Glättung des Drehmomentes eingestellt. Dazu ist die Einspeisung eines Rotorstromes der negativen Sequenz notwendig. Daher finden sich höherfrequente Anteile auf dem Rotorstrom. Als drittes Regelziel wurde die Glättung der Statorleistung untersucht. Die Glättung der Statorwirkleistung kann hier nicht vollständig realisiert werden und könnte optimiert werden (siehe Abb. 4.16 e)). Aufgrund der hohen Drehmomentschwingungen für dieses Regelziel sollte es aber auch in der Praxis nicht zur Anwendung kommen.

Die sequenzgetrennten dq Signale von Statorspannung, sowie Stator- und Rotorstrom sind in folgender Abbildung 4.17 gezeigt. Die Abbildung veranschaulicht die Höhe der Ströme der negativen Sequenz, um das jeweilige Regelziel umzusetzen.

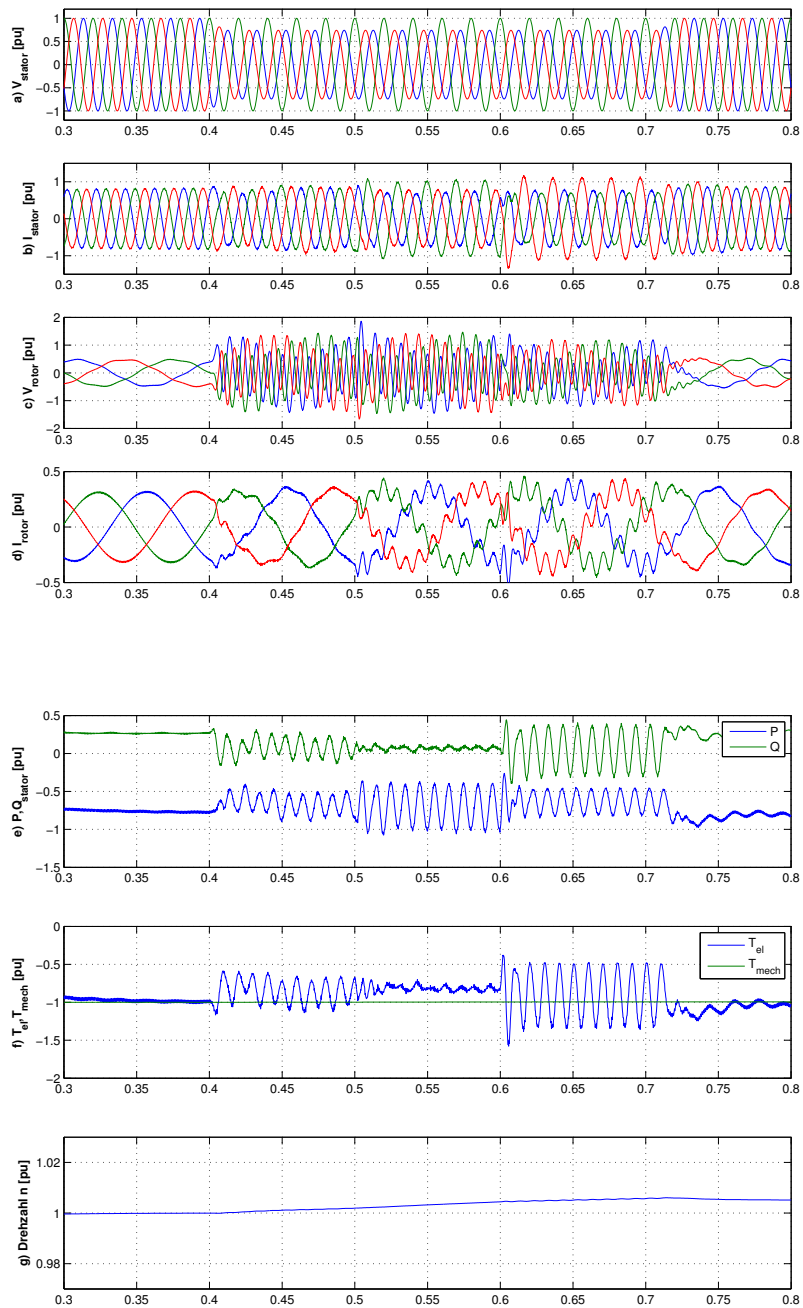


Abbildung 4.16: Simulation: Betriebsverhalten der DASM bei einphasigen Spannungseinbruch (eine Phasenspannung auf 45 % U_N) mit drei verschiedenen Regelzielen; Statorspannung, Statorstrom, Rotorspannung, Rotorstrom, Statorleistung, Drehmoment, Drehzahl

$t = 0,4$ s bis $t = 0,5$ s symmetrische Rotorströme

$t = 0,5$ s bis $t = 0,6$ s Kompensation von Drehmomentschwingungen

$t = 0,6$ s bis $t = 0,7$ s Glättung der Stator-Wirkleistung

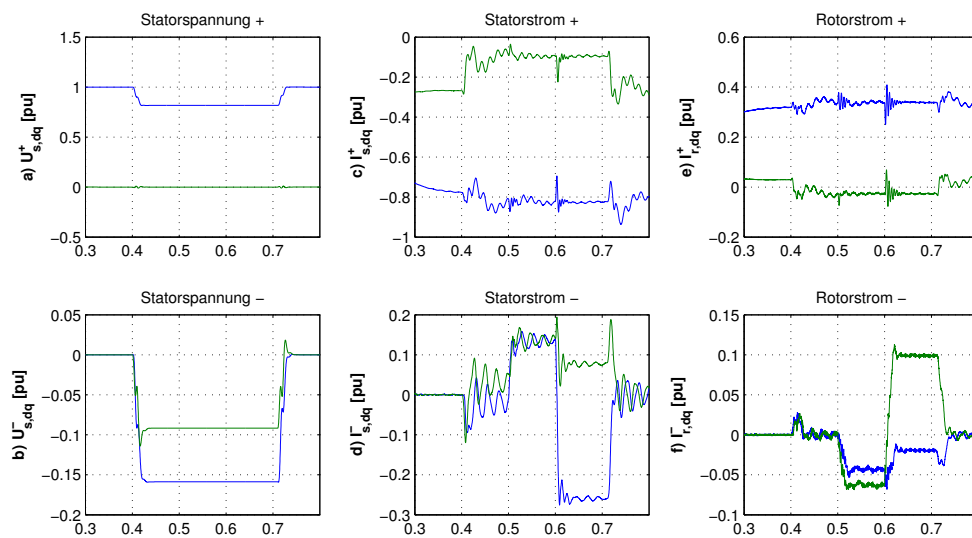


Abbildung 4.17: Simulation: positive und negative Sequenz von Statorspannung, Statorstrom und Rotorstrom zum Betriebsverhalten der DASM bei einphasigem Netzspannungseinbruch (eine Phasenspannung auf 45 % U_N) mit drei verschiedenen Regelzielen

4.6 Zusammenfassung des Kapitels

In diesem Kapitel wird das unterbrechungsfreie Durchfahren von Netzfehlern mit DASM WEA untersucht. Dabei ist in den Netzanschlussregeln nicht nur das Nicht-Trennen der WEA vom Netz, sondern auch eine dynamische Blindleistungsspeisung gefordert.

Zunächst wird ein detaillierter Stand der Technik anhand aktueller Ingenieursliteratur gegeben. Darin wird unterschieden zwischen der konventionellen Crowbar Methode und regelungstechnischen FRT Maßnahmen. Außerdem wird der aktuelle Stand der Technik zur Regelung der DASM bei unsymmetrischem Netzfehler gegeben.

Die dynamische Modellierung der Rotorspannung bei transienter Statorspannung in Abschnitt 4.3 zeigt, dass verschiedene Spannungskomponenten im Rotor induziert werden. Symmetrische Fehler induzieren eine exponentiell abklingende Spannung mit einer Frequenz von $\Omega = (1 - s)\omega_s$, was der mechanischen Frequenz des Rotors entspricht. Die maximale Amplitude der Rotorspannung kann abhängig von der Tiefe des Netzspannungseinbruches, der Phasenlage der Spannung und der Drehzahl der Maschine erhöhte Werte erreichen, die zu einem kurzzeitigen Verlust der Regelbarkeit der Rotorströme führen können. Unsymmetrische Fehler hingegen induzieren zwei Spannungskomponenten im Rotor. Zum einen wird ebenfalls ein exponentiell abklingender Term mechanischer Frequenz induziert. Zum anderen wird eine dauerhafte Spannung mit fast doppelter Netzfrequenz $(2 - s)\omega_s$ induziert. Für eine unterbrechungsfreie Rotorstromregelung muss die maximale Ausgangsspannung des rotorseitigen Umrichters an die erhöhte Rotorspannung angepasst sein.

In Abschnitt 4.4 wird zunächst die Auslegung und der Einsatz einer Rotor-Crowbar bei Netzfehlern untersucht. Die Aktivierung der Crowbar verringert die Rotorströme, verursacht aber eine hohe Drehmomentbelastung und einen Bezug von induktiver Blindleistung über den Stator.

Als regelungstechnische Maßnahme für den FRT wird hier die Verwendung von resonanten Reglern vorgeschlagen. Je induzierter Spannungskomponente im Rotor wird ein resonanter Regler ausgelegt und parallel zu den konventionellen Stromreglern implementiert. Die vorgeschlagene Methode führt zur Ausregelung der höherfrequenten Rotorstromanteile, was zu einer Erhöhung der FRT Fähigkeit der DASM führt. Eine Besonderheit der vorliegenden Arbeit liegt in der experimentellen Verifikation der Methoden im Labor bei transienter Netzspannung.

Die Untersuchung von flexiblen Regelzielen bei unsymmetrischen Netzfehlern wird in Abschnitt 4.5 durchgeführt. Die vorgeschlagene Methode basiert auf einer Leistungsberechnung unter Berücksichtigung der negativen Sequenz und einer durch resonante Regler modifizierten, feldorientierten Regelung. Mit Hilfe der Leistungsberechnung werden Sollwerte für die negative Sequenz der Rotorströme errechnet und über die resonanten Regler umgesetzt. Neben der Glättung der Statorleistung oder der Regelung symmetrischer Rotorströme kann eine Verringerung der Drehmomentpulsationen bei stark unsymmetrischer Statorspannung erreicht werden.

5 Fault Ride Through einer WEA mit permanenterregtem Synchrongenerator

5.1 Einleitung und Übersicht über das Kapitel

Als modernes, drehzahlvariables Generatorsystem für Windenergieanlagen hat sich neben dem doppeltgespeisten Asynchrongenerator die Verwendung eines permanenterregten Synchrongenerators etabliert. Die Leistung des Generators wird hierbei über einen Vollleistungsumrichter in das Energieversorgungsnetz gespeist. Im Jahre 2010 basieren 25 % der installierten Windenergieanlagen in Europa auf diesem Generatorsystem [13]. Dieses Konzept ermöglicht die technische Konstruktion eines Generators mit hoher Polpaarzahl, was zur Realisierung eines Antriebsstranges ohne Getriebe führen kann (oder Getriebe mit niedrigem Übersetzungsverhältnis), welches wiederum die Zuverlässigkeit des Gesamtsystems erhöht. Weitere Vorteile dieses Generatortyps liegen im drehzahlvariablen Betrieb, der geringen Generatorverluste und der Entkopplung des Generators durch den Vollleistungsumrichter vom Netz, was eine Erfüllung der Netzanschlussregeln insbesondere bei Netzfehler erleichtern kann. Dennoch stellt das Durchfahren von Netzfehlern mit spannungstützender Blindstromspeisung eine hohe Herausforderung an das Generatorsystem dar und ist Teil aktueller Forschung. Zum einen kann die vom Generator erzeugte Leistung beim Netzfehler zu einem Leistungsungleichgewicht führen, welches einen Anstieg der Zwischenkreisspannung zur Folge haben kann. Zum anderen kann der Betrieb des Netzpulsstromrichters bei stark unsymmetrischen Netzfehlern zu Überströmen und Schwingungen der Zwischenkreisspannung führen.

Ziel dieses Kapitels ist die Untersuchung und Optimierung des Verhaltens einer Windenergieanlage mit permanenterregtem Synchrongenerator und Vollleistungsumrichter bei Netzspannungsfehler. Zunächst wird dazu der Stand der Technik auf diesem Gebiet in Abschnitt 5.2 dargestellt. Anschließend werden in Abschnitt 5.3 verschiedene Methoden zur Vermeidung eines Leistungsungleichgewichtes bei Netzfehler aufgeführt. Die Verwendung eines Brems-Choppers und eine Methode durch kinetische Energiespeicherung werden theoretisch, simulativ und experimentell untersucht. Die auf eine stationäre, unsymmetrische Netzspannung angepasste Regelung des Netzpulsstromrichters wird in Abschnitt 5.4 präsentiert. Das Ziel ist die Verringerung von Schwingungen der Zwischenkreisspannung oder die Glättung der Leistung. Eine Zusammenfassung in Abschnitt 5.5 beendet das Kapitel.

5.2 Stand der Technik: Fault Ride Through mit PMSM WEA

In diesem Abschnitt wird der Stand der Technik zum Fault Ride Through Verhalten einer Windenergieanlage mit permanenterregter Synchronmaschine, die ihre Leistung über einen Vollleistungsumrichter in das Netz speist, gegeben. Zunächst werden technische Lösungen zum Schutz des Generatorsystems vorgestellt. Bei einem Netzspannungseinbruch kann der netzseitige Pulsumrichter aufgrund der niedrigen Spannung und seiner begrenzten Stromtragfähigkeit der Leistungshalbleiter die Fähigkeit zur Einspeisung voller Leistung in das Netz verlieren. Sollte der generatorseitige Umrichter die vom Wind erzeugte Leistung weiter in den Zwischenkreis speisen kann es ohne weitere Maßnahmen zu einer Erhöhung der Zwischenkreisspannung und Beschädigung der Umrichter kommen. In der Literatur sind drei Lösungsansätze für diese Problematik zu finden. Eine verbreitete Methode besteht in der Verwendung eines Leistungswiderstandes, der über einen Leistungsschalter parallel zum Gleichspannungs-Zwischenkreis des Umrichters geschaltet wird. Der Widerstand dissipiert die überschüssige Energie in Wärme. Die in diesem sogenannten Brems-Chopper umgesetzte Leistung kann über gepulste Ansteuerung des Leistungsschalters geregelt werden [70], [71]. Der Vorteil dieser Lösung liegt in der Dynamik. Eine weitere Methode besteht in der Verringerung der Generatorleistung durch die Pitch Regelung. Die langsame Reaktionszeit der Pitch Regelung führt allerdings zu einer geringen Dynamik. Ein kombinierter Einsatz von Brems-Chopper für die dynamische Aufnahme von Energie und Pitch Regelung für die Verringerung der Leistung ist sinnvoll [70]. Eine weitere Möglichkeit zur Verringerung der Generatorleistung ist die Speicherung der Energie in der Trägheit des Rotors [71]. Durch eine forcierte Beschleunigung des Rotors wird die kinetische Energie des Systems erhöht und nicht in den Zwischenkreis gespeist. Eine weitere Möglichkeit besteht im Wechsel der überlagerten Regelziele der Umrichter. Konventionell regelt der netzseitige Umrichter überlagert die Zwischenkreisspannung und Blindleistung am Netz, während der generatorseitige Umrichter für die Regelung des Drehmomentes oder der Drehzahl verwendet wird. Wenn der generatorseitige Umrichter nun zur Regelung der Zwischenkreisspannung verwendet wird können sich Vorteile durch die Entkopplung des Generators vom Netz ergeben [16].

In dieser Arbeit wird zunächst die Lösung mit Brems-Chopper gewählt, da sie die beste Dynamik bietet und auch industrielle Relevanz haben dürfte [54]. Außerdem wird als Alternative die Methode der kinetischen Energiespeicherung theoretisch, simulativ und experimentell untersucht. Ein weiteres Thema aktueller Untersuchungen ist die Regelung des netzseitigen Umrichters bei unsymmetrischer Netzspannung. Im Fokus stehen die Kompensation von Schwingungen doppelter Netzfrequenz auf der Zwischenkreisspannung, die Folge der Netzspannungsunsymmetrie sind [63], [33]. Außerdem können auch die Blindleistung [72] als auch Wirk- und Blindleistung zusammen auf konstante Werte geregelt werden [73]. Eine flexible Leistungsregelung bei unsymmetrischer Netzspannung unter Verwendung von PI-Reglern und parallelen, resonanten Reglern wird in dieser Arbeit vorgestellt und simulativ untersucht.

5.3 Fault Ride Through mit PMSM WEA

5.3.1 Schutz des Generatorsystems

Ziel dieses Abschnittes ist die Untersuchung von Schutzmaßnahmen für den Volleleistungs-umrichter des untersuchten Generatorsystems bei Netzfehlern. Der netzseitige Pulsrichter kann bei Einbruch der Netzspannung nur eine geringere Leistung in das Netz speisen, ohne die maximale Stromtragfähigkeit der Leistungshalbleiter des Umrichters zu überschreiten. Zudem verlangen die meisten Netzanschlussregeln eine Speisung von Blindleistung während des Netzfehlers, so dass in einigen Betriebspunkten der Wirkstrom zu Gunsten des Blindstromes reduziert werden muss. Währenddessen erzeugt der Generator weiterhin Nennleistung und speist diese in den Zwischenkreis. Der Leistungsfluss im Zwischenkreis ist in folgender Abbildung 5.1 gezeigt.

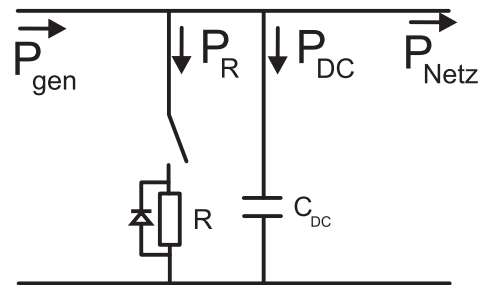


Abbildung 5.1: Leistungsfluss im Zwischenkreis

Die Spannung im Zwischenkreis bleibt nur konstant, wenn die in den Zwischenkreis eingespeiste Wirkleistung P_{gen} gleich der Summe der abgegebenen Wirkleistung ist. Es gilt

$$P_{gen} = P_{Netz} + P_r + P_{DC} \quad (5.1)$$

Wenn die Leistung des Generators größer ist als die Leistung die vom netzseitigen Umrichter in das Netz gespeist werden kann $P_{gen} > P_{Netz}$ gibt es folgende drei Möglichkeiten die überschüssige Leistung ΔP zu verringern

- Erhöhung der Zwischenkreisspannung
- Dissipation der Leistung in Wärme (Brems-Chopper)
- Verringerung der Generatorleistung (Pitch Regelung oder Speicherung der kinetischen Energie)

Überschüssige Energie kann als elektrische Energie durch Erhöhung der Zwischenkreisspannung gespeichert werden. Die gespeicherte Energie E_{DC} kann als Integral der Wirkleistung über die Zeit bzw über die Formel zur Energie eines Kondensators ausgedrückt werden zu [70]

$$E_{DC} = \int P_{DC} dt = \frac{C_{DC}}{2} \cdot (V_{DC,f}^2 - V_{DC,0}^2) \quad (5.2)$$

wobei $V_{DC,0}$ und $V_{DC,f}$ die Nenn- und die erhöhte Zwischenkreisspannung während des Netzfehlers bezeichnen. Eine Erhöhung der Zwischenkreisspannung ist meist ungewünscht, da

die Bauteile der Umrichter auf eine maximale Spannung knapp oberhalb der Zwischenkreisspannung ausgelegt sind.

Eine zweite Möglichkeit besteht in der Dissipation der Energie über einen Brems-Chopper in Wärme. Als Brems-Chopper wird ein Widerstand in Parallelschaltung zum Zwischenkreiskondensator bezeichnet, der gepulst bei einer Überspannung geschaltet werden kann. Die Bezeichnung Brems-Chopper stammt aus der Antriebstechnik, wo diese Widerstände zum Bremsen von Antrieben verwendet werden, die über einen passiven Gleichrichter mit dem Netz verbunden sind und keine Rückspeisefähigkeit besitzen. Ein Brems-Chopper ist in dem Zwischenkreis in Abbildung 5.1 abgebildet. Die Diode schafft einen Freilaufpfad beim Ausschalten. Die im Brems-Chopper umgesetzte Leistung berechnet sich zu

$$E_R = \int_{t_0}^{t_1} P_R dt = \frac{U_{DC}^2}{R} (t_1 - t_0) \quad (5.3)$$

Die maximale Temperatur des Widerstandes stellt die Grenze des Einsatzes dar. Sie berechnet sich zu

$$T(t_1) = \Delta P \cdot r_{th} + T_a \quad (5.4)$$

wobei r_{th} den thermischen Widerstand und T_a die Außentemperatur bezeichnen.

Eine dritte Methode zum Schutz des Zwischenkreises besteht in der Verringerung der Generatorleistung. Zum einen kann die Generatorleistung durch die Pitch Regelung der Anlage, sprich Verstellung des Anstellwinkels der Rotorblätter, verringert werden. Aufgrund der langsamen Reaktionszeit der Pitch Regelantriebe kann diese Methode nicht dynamisch eingesetzt werden. Zum anderen kann die in den Zwischenkreis eingespeiste Leistung verringert werden, indem die Rotationsenergie des Systems durch Beschleunigung des Rotors erhöht wird. Die aufgenommene Rotationsenergie berechnet sich zu

$$E_{rot} = \frac{1}{2} \cdot J \cdot (\omega_1^2 - \omega_0^2) \quad (5.5)$$

wobei J die Massenträgheit des Rotors beschreibt. Die Grenze dieser Methode liegt in der maximalen, mechanischen Drehzahl des Systems und der Höhe der Polradspannung des Synchrongenerators, die drehzahlabhängig ist. Die dynamische Verringerung des Drehmomentes, um die Beschleunigung zu verursachen, könnte eine erhöhte Belastung des Triebstranges hervorrufen. Detaillierte Untersuchungen mit einem Mehrmassenmodell für den Triebstrang bieten Raum für weitere Untersuchungen, werden aber in dieser Arbeit nicht näher betrachtet.

Zwei Schutzkonzepte für den Zwischenkreis bei transientem Netzfehler werden in dieser Arbeit ausgewählt und untersucht. Aufgrund der geringen Dynamik scheidet der Schutz durch die Pitch Regelung als Schutzkonzept aus. Der häufig eingesetzte Brems-Chopper [70], [71], [16] wird als eine Methode ausgewählt. Eine Entlastung bzw. Einsparung des Brems-Choppers kann durch die Methode der kinetischen Energiespeicherung [71] realisiert werden und wird in dieser Arbeit als zweite Methode ausgewählt. Die konventionelle Regelungsstruktur wird dazu modifiziert und ist in folgender Abbildung 5.2 gezeigt. Bei

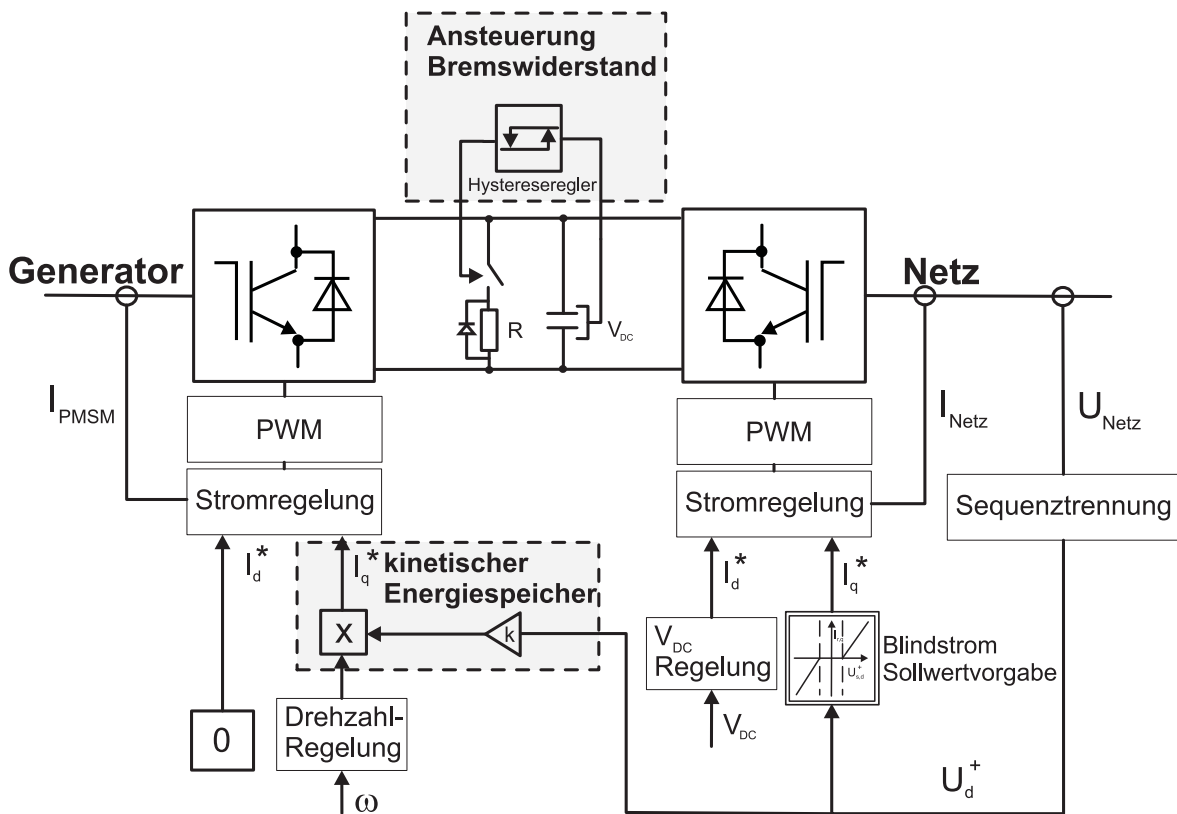


Abbildung 5.2: Struktur der Regelung zum Schutz der Vollumrichter WEA bei Spannungsfehler

der Regelung des Generators handelt es sich um eine konventionelle, feldorientierte Regelung wie in Abschnitt 3.4 dieser Arbeit beschrieben. Dabei wird die d-Komponente des Satorstromes zu Null geregelt. Die momentbildende q-Komponente des Stromes I_q wird zur Regelung der Drehzahl verwendet. Als Stromregler werden PI-Regler verwendet. Der Brems-Chopper wird über einen Hystereseregler, der die Zwischenkreisspannung als Eingang besitzt, angesteuert. Die Einschaltsschwelle wird üblicherweise 10% über die Nenn-Zwischenkreisspannung gelegt. Die Speicherung kinetischer Energie wird über die Multiplikation eines Faktors k

$$k = \frac{U_d^+}{U_d^{+*}} \quad (5.6)$$

proportional zur verbleibenden Netzspannung mit der momentbildenden Stromkomponente des Generators I_q realisiert.

Auf der Netzseite kommt eine konventionelle, spannungsorientierte Regelung zur Anwendung wie sie in Abschnitt 3.5 dieser Arbeit beschrieben wird, zum Einsatz. Dabei wird in überlagerten Regelkreisen die Zwischenkreisspannung und die Blindleistung mit PI-Reglern geregelt. Die Stromregelung geschieht hier durch PI-Regler. Zur Ausregelung der negativen Sequenz der Netzströme werden parallele resonante Reglern, die auf doppelte Netzfrequenz eingestellt sind, implementiert.

5.3.2 Simulationsergebnisse

Simulationen wurden mit einem Simulationsmodell für eine WEA mit permanenterregtem Synchrongenerator und Parametern einer 2 MW Windenergieanlage durchgeführt. Die Systemparameter sind im Anhang in Tabelle 10.3 zu finden. Das System der Volleistungsumrichter Anlage wurde dabei unter Berücksichtigung des Schaltverhaltens in PLECS modelliert. Eine Abbildung des PLECS Modells ist im Anhang in Abbildung 10.2 zu finden. Die Regelungsstruktur, wie in Abbildung 5.2 gezeigt, wurde in Simulink implementiert. Das Ziel der Simulation ist die Demonstration der Methode der kinetischen Energiespeicherung. Vergleichend werden Ergebnisse zum FRT mit Brems-Chopper oder kinetische Energiespeicherung in folgendem Abschnitt 5.3.3 anhand experimenteller Untersuchungen demonstriert. Die Simulationsergebnisse aus Abbildung 5.3 und Abbildung 5.4 demonstrieren das Systemverhalten bei symmetrischem und unsymmetrischem, zweiphasigen Netzspannungseinbruch auf 0 % der Nennspannung U_N mit einer Dauer von 150 ms. Abgebildet sind die Zeitverläufe elektrischer und mechanischer Größen des Systems. Auf der linken Seite der Abbildungen sind die Größen auf der Netzseite (Netzspannungen, Netzströme, Zwischenkreisspannung und Netzleistung) und auf der rechten Seite der Abbildungen sind die relevanten Größen der Generatorseite (Statorströme, Drehmoment, Drehzahl) gezeigt.

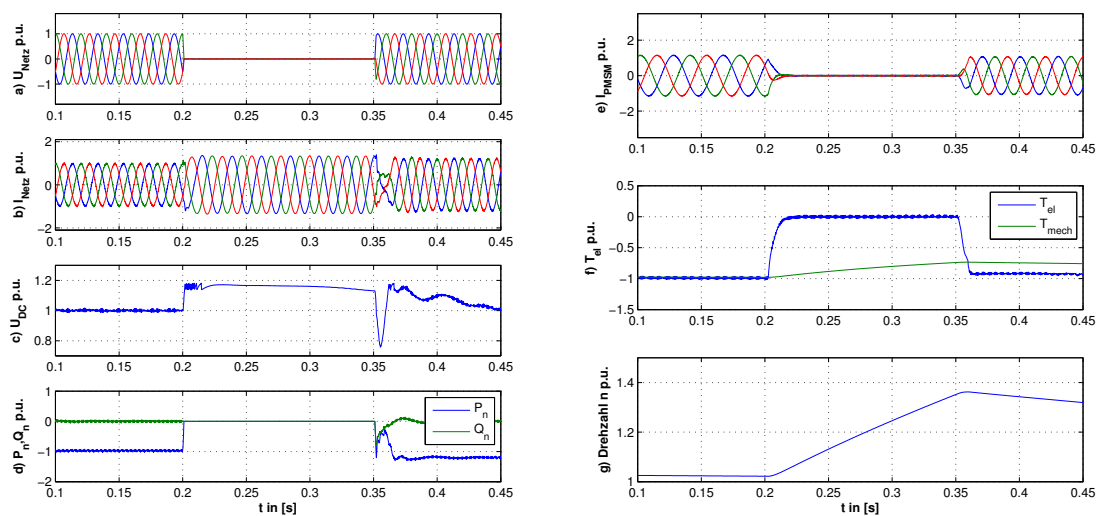


Abbildung 5.3: Simulationsergebnis zum Fault Ride Through der Volleistungsumrichter WEA bei dreiphasigem Netzfehler auf 0 % U_N mit kinetischer Energiespeicherung

links: netzseitige Größen Netzspannung, Netzströme, DC-Spannung, Leistung

rechts: generatorseitige Größen: Statorströme, Drehmoment, Drehzahl

Zunächst wird das Systemverhalten bei einem symmetrischem Netzfehler auf Null % der Nennspannung aus Abbildung 5.3 diskutiert. Die WEA speist im fehlerfreien Betrieb Nenn-Wirkleistung in das Netz ein (Abbildung 5.3 d)). Die Blindleistung wird dabei zu Null geregelt. Sobald der Netzfehler eintritt werden die Statorströme des Generators proportional zur verbleibenden Netzspannung auf Null reduziert (Abbildung 5.3 e)). Dadurch wird die in den

Zwischenkreis eingespeiste Wirkleistung so verringert, dass ein Leistungsgleichgewicht hergestellt ist und die Zwischenkreisspannung konstant bleibt. Wegen des extremen Netzfehlers bei dem alle drei Netzspannungen auf Null absinken ist trotz Speisung von Netzströmen keine Reduzierung der Zwischenkreisspannung auf die Nennspannung möglich. Die Netzströme können aufgrund der Strombegrenzung des Umrichters nicht weiter erhöht werden. Die Zwischenkreisspannung bewegt sich in diesem Simulationsfall in einem Bereich zwischen Nennspannung und Auslöseschwelle des Brems-Choppers. Die Folge der Verringerung des Drehmomentes ist eine Beschleunigung des Rotors. Diese ist abhängig von der Trägheit des Rotors. In diesem Simulationsfall steigt die Drehzahl des Generators um 38 %. Die Grenze dieser Methode liegt in der maximal zulässigen, mechanischen Drehzahl und in der maximalen Polradspannung auf die der generatorseitige Umrichter ausgelegt ist. Beide Grenzen werden in der Simulation nicht erreicht. Aufgrund der Anregelzeit der Statorströme ist dennoch ein steiler Anstieg der Zwischenkreisspannung bei Fehlereintritt zu erkennen, der eine kurzzeitige Auslösung des Brems-Choppers erfordert.

Die Simulationsergebnisse zum Systemverhalten bei unsymmetrischem, zweiphasigem Netzfehler werden in Abbildung 5.4 präsentiert. Die Charakteristik des unsymmetrischen Fehlers

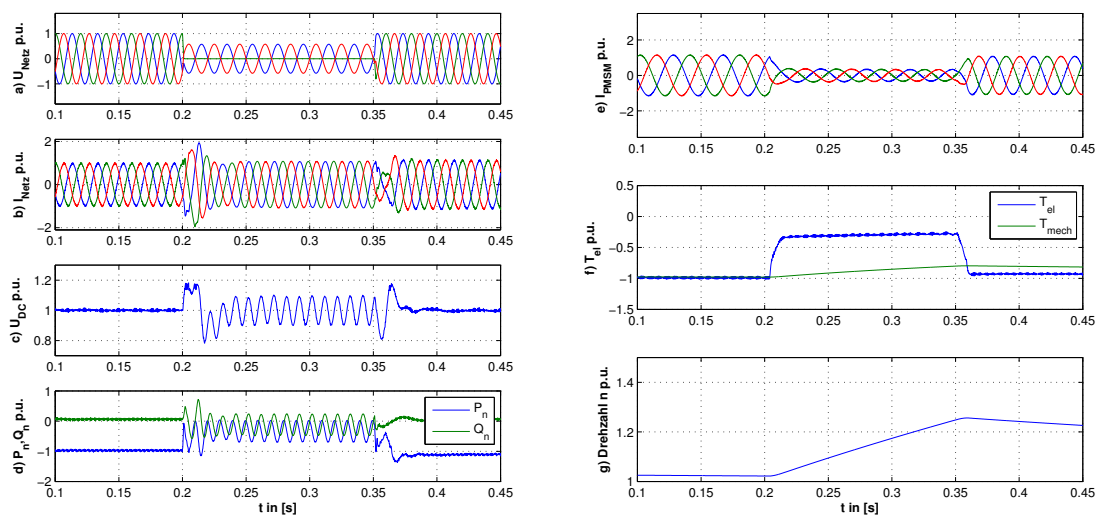


Abbildung 5.4: Simulationsergebnis zum Fault Ride Through der Volleistungsumrichter WEA bei zweiphasigem Netzfehler (zwei Phasenspannung auf 0 % U_N) mit kinetischer Energiespeicherung

links: netzseitige Größen Netzspannung, Netzströme, DC-Spannung, Leistung

rechts: generatorseitige Größen: Statorströme, Drehmoment, Drehzahl

wird durch die Anbindung über den Dy5 Transformator an das Netz verändert. Details zur Ausbreitung von Fehlern im Netz sind in [30] zu finden. Wieder werden die Statorströme proportional zur verbleibenden Netzspannung reduziert (Abbildung 5.4 e)), was zu einer Beschleunigung des Rotors führt (Abbildung 5.4 g)). Die in den Zwischenkreis eingespeiste Leistung kann mit der Methode so verringert werden, dass die Zwischenkreisspannung im Mittelwert trotz Netzfehler auf den Nennwert geregelt werden kann. Im Unterschied zum

symmetrischen Netzfehler besitzt die Netzspannung eine negative Sequenz. Aufgrund der resonanten Regler in der Stromregelung des Netzpulsstromrichters kann die negative Sequenz der Netzströme vollständig ausgegletzt werden, so dass symmetrische Netzströme gespeist werden (Abbildung 5.4 b)). Dies führt wiederum zu Schwingungen doppelter Netzfrequenz in abgegebener Wirk- und Blindleistung (Abbildung 5.4 d)). Im Mittelwert wird eine Blindleistung entsprechend den Netzanschlussregeln gespeist. Die Schwingungen der Wirkleistung zeigen sich durch Schwingungen doppelter Netzfrequenz auf der Zwischenkreisspannung (Abbildung 5.4 c)). Die Höhe der Schwingungen ist abhängig von der Tiefe des Netzfehlers, der gewählten Zwischenkreiskapazität und der realisierten Regelung. Methoden zur Leistungsregelung bei unsymmetrischem Netzfehler, die z.B. zu einer Glättung der Zwischenkreisspannung führen, werden in folgendem Abschnitt 5.4 untersucht.

5.3.3 Messergebnisse

Messergebnisse zur Verifikation der Simulationsergebnisse wurden an einem Laborteststand mit einer Nennleistung von 22 kW aufgenommen. Die beiden ausgewählten Methoden zum Schutz des Zwischenkreises durch Brems-Chopper oder kinetischer Energiespeicherung werden vergleichend gegenübergestellt. Der verwendete Laboraufbau wird in Abschnitt 3.9.3 dieser Arbeit beschrieben. Zur Erzeugung eines transienten Netzfehlers wird der im Rahmen dieser Arbeit aufgebaute, transformatorbasierte Spannungseinbruchgenerator verwendet. Messergebnisse für einen dreiphasigen Fehler auf 12% U_N und einen zweiphasigen Fehler (zwei Phasenspannungen auf 12% U_N) mit einer Dauer von 300 ms werden gezeigt. Dabei wurden die Messgrößen mit dem dSpace System aufgezeichnet und mit Matlab visualisiert. Auf eine Messung des Drehmomentes wurde verzichtet.

Zunächst werden die Messergebnisse für einen symmetrischen Netzfehler auf 12 % U_N diskutiert. In Abbildung 5.5 links wird zum Schutz des Zwischenkreises ausschließlich der Brems-Chopper verwendet. Zum Vergleich wird das Systemverhalten für den gleichen Netzfehler mit der Methode der kinetischen Energiespeicherung in Abbildung 5.5 rechts gezeigt.

Zunächst werden die Messergebnisse aus Abbildung 5.5 links für symmetrischen Netzfehler und Einsatz des Brems-Choppers beschrieben. Bei fehlerfreiem Netz speist der Netzpulsstromrichter einen Strom von $\hat{I}_{Netz} = 6$ A in das Netz. Bei Fehlereintritt entstehen aufgrund der transienten Spannungsabsenkung transiente Überströme von bis zu $\hat{I}_{Netz} = 30$ A. Um die Leistung im Zwischenkreis abzuführen werden die Netzströme bis an die Begrenzung geregelt (hier zu $I_{Netz,max} = 10$ A gewählt). Die Generatorströme I_{PMSM} bleiben dabei konstant. Aufgrund des Leistungsungleichgewichtes steigt die Zwischenkreisspannung im Experiment aus Abbildung 5.5 an und der Brems-Chopper kommt zum Einsatz, der ab einer Zwischenkreisspannung von $U_{DC} = 790$ V aktiviert wird. Nach Klärung des Netzfehlers zum Zeitpunkt $t = 0,4$ s sind kurzzeitig erhöhte Netzströme notwendig um die Zwischenkreisspannung auf ihren Nennwert zurück zu führen.

Wenn die kinetische Energiespeicherung aktiviert wird, werden im Netzfehlerfall die generatorseitigen Ströme proportional zur verbleibenden Netzspannung verringert (siehe Abbildung 5.5 rechts). Ein Anstieg der Zwischenkreisspannung kann verhindert werden. Die

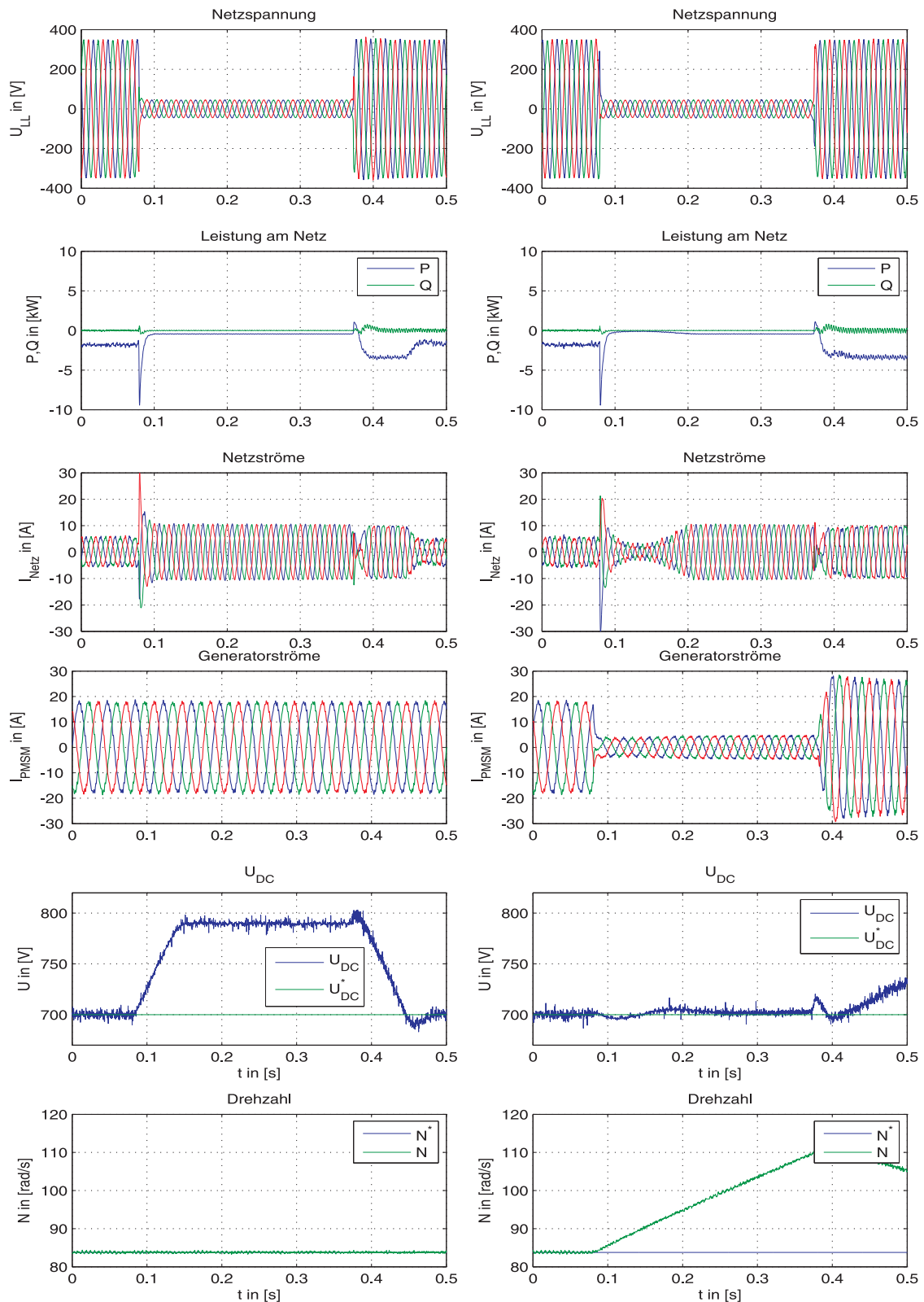


Abbildung 5.5: Messergebnisse zum LVRT mit Volleistungsumrichter Anlage bei symmetrischem Netzfehler auf 12% U_N und Einsatz des Brems-Choppers (links) sowie kinetischer Energiespeicherung (rechts)
 Meßsignale von oben: Netzspannung, Leistung am Netz, Netzströme, Statorströme, Zwischenkreisspannung, Drehzahl

Folge ist eine Erhöhung der Drehzahl um ca. 30 % ($84 \rightarrow 110 \text{ rad/s}$). Bei Fehlerklärung ist eine kurzzeitige Verringerung der Netzströme aufgrund der wiederkehrenden Gegenspannung zu beobachten. Um die Drehzahl auf den Nennwert zurück zu führen ist eine erhöhte Wirkleistungsabgabe nach Fehlerklärung notwendig, die zu einem kurzzeitigen Anstieg der Zwischenkreisspannung (ab $t = 0,4 \text{ s}$ der Messung) führt.

Messergebnisse für einen zweiphasigen Netzfehler (zwei Phasenspannungen auf 12% U_N) sind in Abbildung 5.6 präsentiert, wobei wieder vergleichend entweder der Brems-Chopper (Abb. links) oder die kinetische Energiespeicherung (Abb. rechts) eingesetzt wurden.

Ein ähnliches Systemverhalten wie für den dreiphasigen Netzfehler ist zu beobachten. Das Generatorsystem kann auch unsymmetrische Netzspannungsfehler unbeschadet durchfahren. Der Einsatz des Brems-Choppers wie in Abbildung 5.6 links gezeigt kann durch kinetische Energiespeicherung wie in Abbildung 5.6 rechts gezeigt vermieden werden. Hervorzuheben ist die gute Funktion der resonanten Regler im Stromregelkreis des Netzpulsstromrichters, durch die eine negative Sequenz der Netzströme ausgeregelt wird. Die Netzströme sind trotz der starken Netzspannungsunsymmetrie rein symmetrisch. Die erwarteten Schwingungen doppelter Netzfrequenz auf der Zwischenkreisspannung sind vorhanden, allerdings wenig ausgeprägt aufgrund der im Labor verwendeten großen Zwischenkreiskapazität.

Zusammenfassend bleibt festzuhalten, dass die Laborexperimente die Simulationsergebnisse verifizieren. Der Anstieg der Zwischenkreisspannung kann durch beide Methoden, sprich Einsatz eines Brems-Choppers oder kinetische Energiespeicherung, verhindert werden. Durch die kinetische Energiespeicherung kann eine hohe Belastung des Brems-Choppers verringert werden, so dass dessen Bauleistung stark verringert werden könnte.

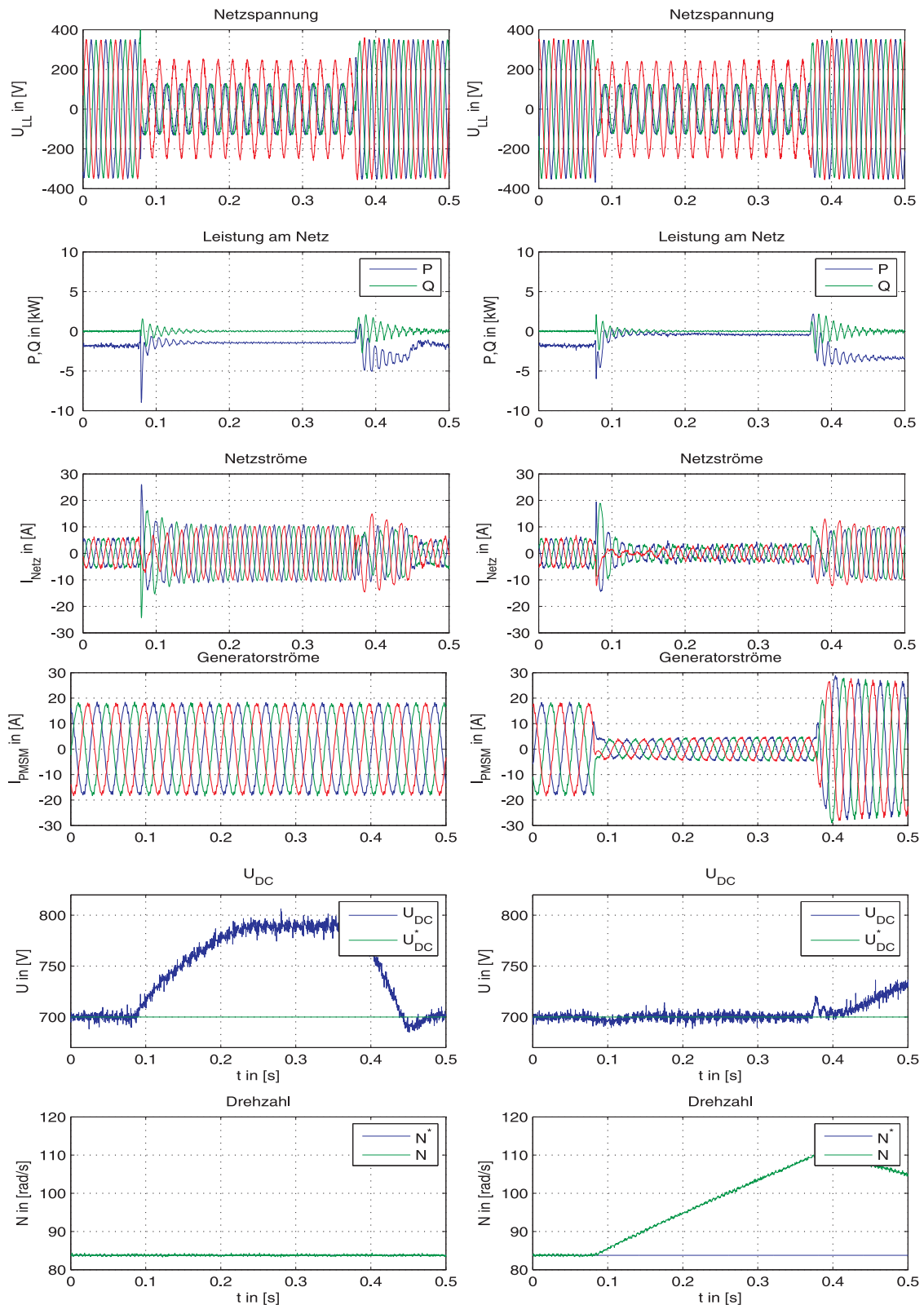


Abbildung 5.6: Messergebnisse zum LVRT mit Volleistungsumrichter Anlage bei unsymmetrischem Netzfehler (zwei Phasenspannungen auf 12% U_N) und Einsatz des Brems-Choppers (links) sowie kinetischer Energiespeicherung (rechts) Meßsignale von oben: Netzspannung, Leistung am Netz, Netzströme, Statorströme, Zwischenkreisspannung, Drehzahl

5.4 Flexible Leistungsregelung bei unsymmetrischem Netzfehler

Die Netzintegration über den Frequenzumrichter der WEA bietet flexible Möglichkeiten zur Einspeisung der Wirk- und Blindleistung. Bei unsymmetrischem Netzfehler lassen sich verschiedene Regelziele realisieren, je nach Anspruch des Netzbetreibers oder der Erzeugungsanlage. In diesem Abschnitt werden drei verschiedene Regelziele präsentiert. Im vorigen Unterabschnitt wurde der Netzpulsstromrichter so geregelt, dass die Netzströme symmetrisch eingespeist werden, was das erste Regelziel darstellt. Dies führt zu einer oszillierenden Wirk- und Blindleistung. Außerdem kann der Netzpulsstromrichter so betrieben werden, dass eine konstante Wirkleistung oder eine konstante Blindleistung eingespeist werden. Das zweite und dritte Regelziel werden entsprechend definiert.

Ähnliche Ergebnisse sind in der Literatur zu finden [73]. Dort wird ein Dead-Beat Regler zur Stromregelung verwendet. Außerdem wird keine Zwischenkreisspannungsregelung betrachtet, da der Zwischenkreis durch ein Netzteil geladen wird.

In den hier getätigten Untersuchungen wird eine konventionelle, spannungsorientierte Regelung mit resonanten Reglern erweitert. Die Struktur beinhaltet den überlagerten Regelkreis für die Zwischenkreisspannung und wird im Folgenden beschrieben. Eine zur Umsetzung der Regelziele erforderliche Referenzwertberechnung für die Ströme der negativen Sequenz wird anschließend angegeben. Simulationsergebnisse demonstrieren die drei Regelziele bei einem unsymmetrischen Netzfehler. Im Rahmen dieser Arbeit wurden ähnliche Untersuchungen zu einem StatCom Umrichter veröffentlicht [110].

5.4.1 Regelungsstruktur

Die verwendete Regelungsstruktur des Netzpulsstromrichters für die flexible Leistungsregelung ist in Abbildung 5.7 gezeigt. Es handelt sich in der Basis um eine konventionelle, spannungsorientierte Regelung. Die Struktur wurde modifiziert um die Regelziele umzusetzen. Dazu wurden zunächst resonante Regler in einem Parallelpfad zu den PI-Reglern implementiert. Sie garantieren die Umsetzung der Strom-Referenzwerte der negativen Sequenz. Da die negative Sequenz der Ströme in dem positiv rotierenden Koordinatensystem der Stromregler mit doppelter Netzfrequenz auftritt ist auch die Resonanzfrequenz der resonanten Regler auf die doppelte Netzfrequenz eingestellt.

Zur Umsetzung der Regelziele (konstante Wirkleistung, konstante Blindleistung) ist eine Referenzwertberechnung und additive Aufschaltung für die Ströme der negativen Sequenz notwendig. Sie wird in einem extra Abschnitt beschrieben. Die dafür benötigten sequenzgetrennten Spannungen und Ströme werden durch DSOGI Filter [32] gewonnen. Die Implementierung der Filter ist in Abschnitt 3.7.2 dieser Arbeit beschrieben.

Damit der überlagerte Zwischenkreisspannungsregler und die Referenzwertberechnung keine konträren Regelziele verfolgen wurde eine Bandsperre doppelter Netzfrequenz an den Ausgang des Zwischenkreisspannungsreglers geschaltet. Damit werden Signale mit doppelter Netzfrequenz gefiltert, die die Umsetzung der Regelziele behindern könnten. Alle anderen Frequenzen durchlaufen das Filter, so dass eine Regelung der Zwischenkreisspannung

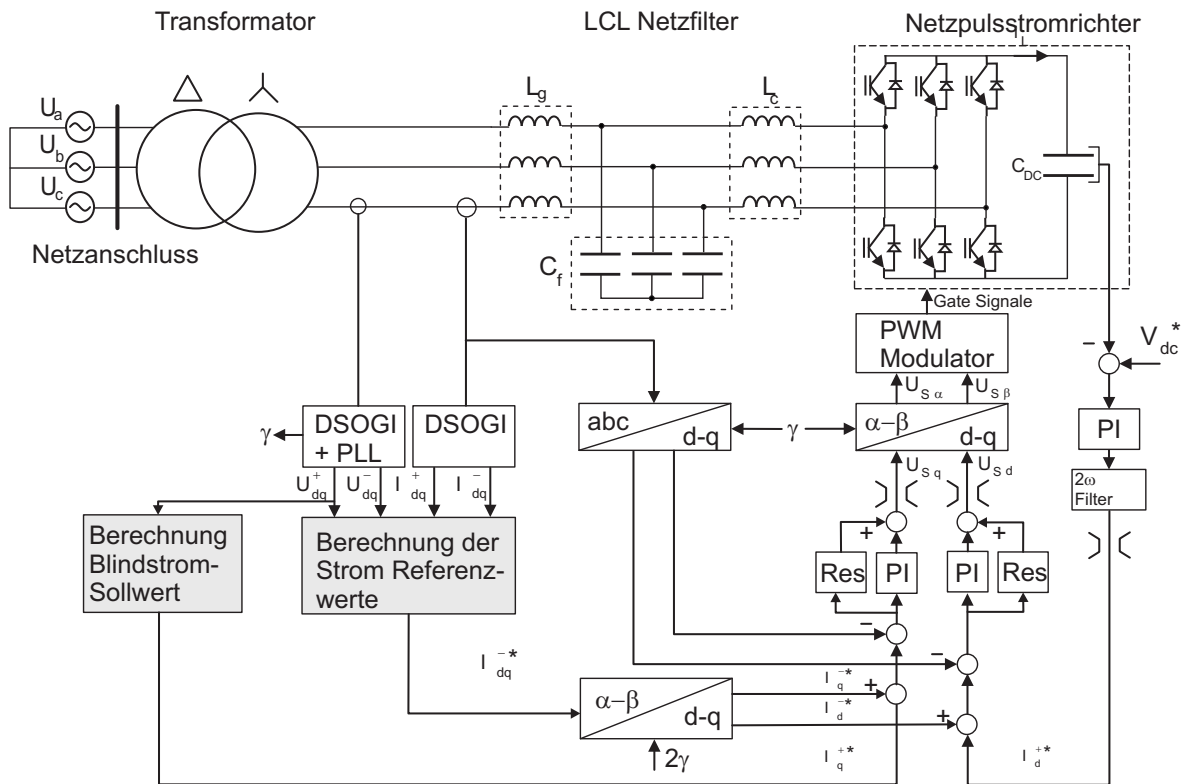


Abbildung 5.7: Regelungsstruktur des Netzpulsstromrichters für flexible Leistungsregelung bei unsymmetrischem Netzfehler

gewährleistet ist.

5.4.2 Berechnung der Referenzwerte

Die Berechnung der Referenzwerte für die negative Sequenz der Ströme basiert auf der Leistungsberechnung unter unsymmetrischen Spannungen von Rioual et al [62]. Danach können in einem elektrischen, dreiphasigen, unsymmetrischen System ohne Nullsystem Spannungen und Ströme als Summe aus positiver und negative Sequenz dargestellt werden. Eine Mitkomponente oder positive Sequenz wird in einem positiv rotierenden Koordinatensystem dargestellt ($e^{j\omega t}$). Die Unsymmetrie oder die Gegenkomponente wird in einem negativ rotierenden Koordinatensystem dargestellt ($e^{-j\omega t}$). Die Summe aus positiver und negativer Sequenz beschreibt den tatsächlichen Wert, siehe Gleichungen (5.7) und (5.8).

$$\vec{U}_{dq}^{\pm} = U_{dq}^{+} e^{j\omega t} + U_{dq}^{-} e^{-j\omega t} = (U_d^{+} + jU_q^{+}) \cdot e^{j\omega t} + (U_d^{-} + jU_q^{-}) \cdot e^{-j\omega t} \quad (5.7)$$

$$\vec{I}_{dq}^{\pm} = I_{dq}^{+} e^{j\omega t} + I_{dq}^{-} e^{-j\omega t} = (I_d^{+} + jI_q^{+}) \cdot e^{j\omega t} + (I_d^{-} + jI_q^{-}) \cdot e^{-j\omega t} \quad (5.8)$$

Realteil und Imaginärteil der Scheinleistung stellen die Wirk- und Blindleistung dar und berechnen sich als Produkt aus Spannungen und Strömen:

$$S = P + jQ = \vec{U}_{dq}^{\pm} \cdot (\vec{I}_{dq}^{\pm})^* \quad (5.9)$$

wobei der Stern * den komplex konjugierten Wert bezeichnet. Die entstehenden Produkte werden nun nach [62], [63] wie folgt aufgeteilt

$$S = (P_0 + P_{c2} \cdot \cos(2\omega t) + P_{s2} \cdot \sin(2\omega t)) + j \cdot (Q_0 + Q_{c2} \cdot \cos(2\omega t) + Q_{s2} \cdot \sin(2\omega t)) \quad (5.10)$$

wobei

$$P_0 = \frac{3}{2} (U_d^+ I_d^+ + U_q^+ I_q^+ + U_d^- I_d^- + U_q^- I_q^-) \quad (5.11)$$

$$P_{c2} = \frac{3}{2} (U_d^+ I_d^- + U_q^+ I_q^- + U_d^- I_d^+ + U_q^- I_q^+) \quad (5.12)$$

$$P_{s2} = \frac{3}{2} (U_q^- I_d^+ - U_d^- I_q^+ - U_q^+ I_d^- + U_d^+ I_q^-) \quad (5.13)$$

$$Q_0 = \frac{3}{2} (U_q^+ I_d^+ - U_d^+ I_q^+ + U_q^- I_d^- - U_d^- I_q^-) \quad (5.14)$$

$$Q_{c2} = \frac{3}{2} (U_q^+ I_d^- - U_d^+ I_q^- + U_q^- I_d^+ - U_d^- I_q^+) \quad (5.15)$$

$$Q_{s2} = \frac{3}{2} (U_d^+ I_d^- + U_q^+ I_q^- - U_d^- I_d^+ - U_q^- I_q^+) \quad (5.16)$$

Die Gleichungen können durch Berücksichtigung der Orientierung des Koordinatensystems vereinfacht werden $U_q^+ = 0$.

Die konstanten Terme P_0, Q_0 beschreiben dabei die konventionelle Wirk- und die Blindleistung. P_0 beschreibt dabei die Wirkleistung, die den Zwischenkreiskondensator lädt oder entlädt. Für den Betrieb mit Leistungsfaktor 1 muss die Blindleistung Q_0 zu Null geregelt werden. Die oszillierenden Terme $P_{c2}, P_{s2}, Q_{c2}, Q_{s2}$ beschreiben den Einfluss der Unsymmetrie. Bei Vorhandensein einer dieser Komponenten kommt es also zu Leistungsschwankungen mit doppelter Netzfrequenz ($2\omega t$), entsprechend Gleichung 5.10.

Mit Hilfe von Gleichungen (5.11)-(5.16) können nun die Referenzwerte für die negative Sequenz der Ströme berechnet werden. Sie ergeben sich aus der Vorgabe für konstante Wirkleistung ($P_{s2} = P_{c2} = 0$) bzw. konstante Blindleistung ($Q_{s2} = Q_{c2} = 0$). Als erstes Regelziel wird zunächst die Kompensation jeglicher Ströme der negativen Sequenz festgelegt.

Regelziel 1: symmetrische Ströme

$$I_{dq}^{-*} = 0 \quad (5.17)$$

Regelziel2: Für eine konstante Wirkleistung ($P_{s2} = P_{c2} = 0$) ergeben sich folgende Referenzwerte durch Einsetzen der Regelzielbedingungen in Gleichung (5.12) bzw. Gleichung (5.13)

$$I_d^{-*} = \frac{-U_d^- I_d^+ - U_q^- I_q^+}{U_d^+} \quad (5.18)$$

$$I_q^{-*} = \frac{U_q^- I_d^+ + U_d^- I_q^+}{U_d^+} \quad (5.19)$$

und Regelziel 3: für eine konstante Blindleistung ($Q_{s2} = Q_{c2} = 0$) ergeben sich folgende Referenzwerte durch Einsetzen der Regelzielbedingungen in Gleichung (5.15) bzw. Gleichung (5.16)

$$I_d^{-*} = \frac{U_d^- I_d^+ + U_q^- I_q^+}{U_d^+} \quad (5.20)$$

$$I_q^{-*} = \frac{U_q^- I_d^+ - U_d^- I_q^+}{U_d^+} \quad (5.21)$$

Die erhaltenen Referenzwerte für die negative Sequenz der Netzströme sind Gleichgrößen in dem negativ rotierenden Koordinatensystem. Da die Regelung der negativen Sequenzströme allerdings durch die resonanten Regler in der positiven Sequenz ausgeführt wird müssen die Referenzwerte I_{dq}^{-*} mit doppelter Netzfrequenz in das Koordinatensystem der positiven Sequenz transformiert werden (siehe Koordinatentransformation mit $e^{j2\omega t}$ in Abbildung 5.7).

5.4.3 Simulationsergebnisse

Die Simulationsergebnisse wurden mit Hilfe des Simulationsmodelles der PMSM WEA erzeugt (Systemparameter in Tabelle 10.3, Simulationsmodell in Abbildung 10.2). In Abbildung 5.8 wird das Verhalten des Netzpulsstromrichters während eines einphasigen Netzfehlers (eine Phasenspannung auf 0 % U_N) von 300 ms Dauer gezeigt. Während des Netzfehlers wird alle 100 ms zum nächsten Regelziel geschaltet.

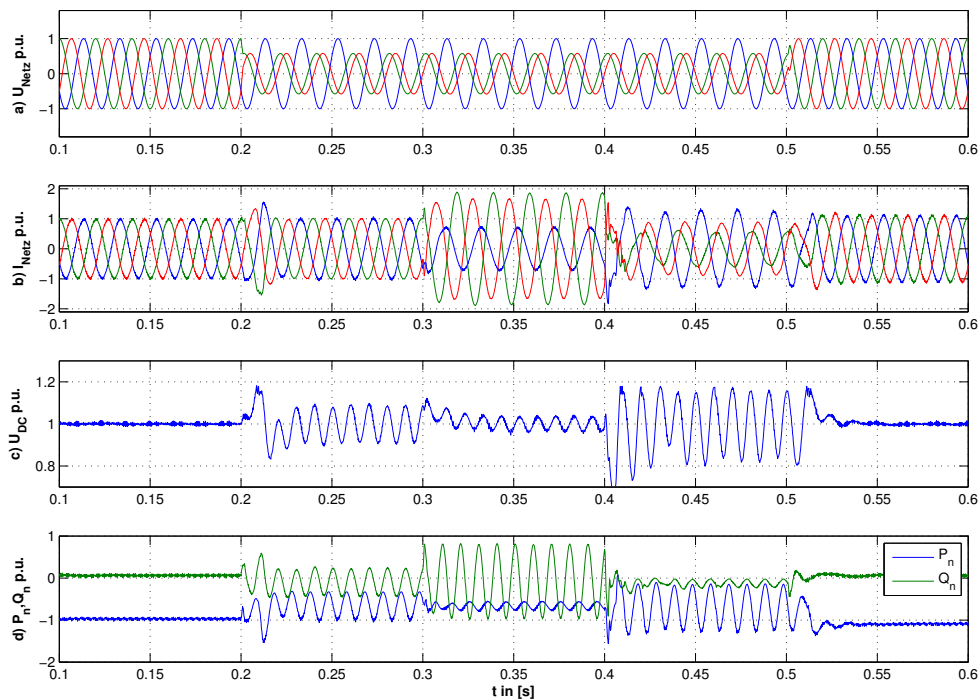


Abbildung 5.8: Simulation: Betriebsverhalten der Volleistungsumrichter WEA bei einphasigen Spannungseinbruch (eine Phasenspannung auf 0 % U_N) mit drei verschiedenen Regelzielen; abgebildete Größen: Netzspannung, Netzstrom, Zwischenkreisspannung, Leistung am Netz

$t = 0,2$ s bis $t = 0,3$ s symmetrische Netzströme

$t = 0,3$ s bis $t = 0,4$ s Glättung der Wirkleistung

$t = 0,4$ s bis $t = 0,5$ s Glättung der Blindleistung

Durch die Anbindung der WEA über den Dy5 Transformator verändert sich die Fehlercharakteristik zu einem zweiphasigen Fehler (siehe Abbildung 5.8 a)). Innerhalb der ersten 100 ms des Netzfehlers werden symmetrische Netzströme eingeregelt (siehe Abbildung 5.8 b)) was zu schwankender Wirk- und Blindleistung führt (siehe Abbildung 5.8 d)). Regelziele 2 und 3 führen zu konstanter Wirk- und konstanter Blindleistung (siehe Abbildung 5.8 d)). Während die Glättung der abgegebenen Wirkleistung zu einer Glättung der Zwischenkreisspannung führt (siehe Abbildung 5.8 c)), resultiert Regelziel 3 zu einer konstanten Blindleistung aber aufgrund der stärker schwankenden Wirkleistung zu größeren Schwingungen der Zwischenkreisspannung.

Bewertend lässt sich festhalten, dass Regelziel 1 zur geringsten Strombelastung des Um-

richters führt, da die Ströme der negativen Sequenz ausgeregelt werden. Auch für Betriebsmittel im Energieversorgungsnetz (Schutzschalter, Transformatoren) könnten symmetrische Ströme die bevorzugte Variante sein. Für die Glättung der Zwischenkreisspannung ist das Regelziel konstante Wirkleistung zu favorisieren. Allerdings sind dazu Ströme der negativen Sequenz notwendig, was zu einer höheren Strombelastung führt. Regelziel 3 sollte wegen der stark schwingenden Wirkleistung und den damit verbundenen Schwingungen auf der Zwischenkreisspannung nicht angewendet werden. Die Schwingungen der Zwischenkreisspannung verringern die Lebensdauer der Zwischenkreiskondensatoren und wirken sich negativ auf die Stromqualität auf Netz- und auf Generatorseite aus.

5.5 Zusammenfassung des Kapitels

In diesem Kapitel wurde das Fault Ride Through Verhalten einer Windenergieanlage mit permanenterregtem Synchrongenerator untersucht. Bei diesem Generatortyp wird die Generatorleistung über einen Vollleistungsumrichter in das Energieversorgungsnetz gespeist. Zunächst wurden zwei Methoden aufgezeigt, die eine Beschädigung des Generatorsystems durch ein Leistungsungleichgewicht bei Netzspannungseinbruch verhindern. Aufgrund der hohen Dynamik und der industriellen Relevanz wurde der Einsatz eines Brems-Choppers im Gleichspannungs-Zwischenkreis des Umrichters untersucht. Außerdem wurde die Methode der kinetischen Energiespeicherung vergleichend dargestellt. Mit beiden Methoden kann die Zwischenkreisspannung begrenzt werden. Bei alleinigem Einsatz des Brems-Choppers muss dieser auf eine entsprechend hohe Leistung und Fehlerdauer ausgelegt sein. Durch die Methode der kinetischen Energiespeicherung kann die Generatorleistung dynamisch verringert werden, so dass der Brems-Chopper entlastet wird. Eine kombinierte Lösung aus Brems-Chopper und kinetischer Energiespeicherung könnte eine sinnvolle Lösung für praktische Anwendungen darstellen.

Ein weiterer Abschnitt des Kapitels ist der Regelung des Netzpulsstromrichters bei unsymmetrischer Netzspannung gewidmet. Die Unsymmetrie der Netzspannung kann zu schwingenden Leistungen und Schwingungen auf der Zwischenkreisspannung führen, was im Allgemeinen die Lebensdauer der Kondensatoren verringert. Die in dieser Arbeit vorgeschlagene flexible Leistungsregelung wird durch eine Leistungsberechnung unter Berücksichtigung der negativen Sequenz und zusätzlichen resonanten Reglern realisiert. Als Regelziele lassen sich die Zwischenkreisspannung oder die Netzleistungen glätten, so dass die Lebensdauer des Umrichters erhöht werden könnte, bzw. eine konstante Leistung gespeist wird.

6 Fault Ride Through eines Windparks durch Flexible AC Transmission Systems

6.1 Einleitung und Übersicht über das Kapitel

Ziel dieses Kapitels ist die Untersuchung der Einsatzmöglichkeiten von FACTS-Geräten an WEA, um diesen ein unterbrechungsfreies Durchfahren von Netzfehlern zu ermöglichen. Aufgrund der vielen Topologien und Anwendungsmöglichkeiten von FACTS-Geräten und der zahlreichen Kombinationsmöglichkeiten mit WEA werden ausgewählte Anwendungsbeispiele untersucht. Die umrichterbasierten FACTS Varianten Dynamic Voltage Restorer (DVR) und Static Compensator (StatCom) als Reihen- und Parallelkompensation werden aufgrund ihrer Flexibilität und Dynamik als geeignete Lösung ausgewählt zur Kompensation transienter Netzfehler.

Das Kapitel ist wie folgt aufgebaut: Einleitend wird in Abschnitt 6.2 der Stand der Technik zum FRT mit DVR oder StatCom am Windpark anhand aktueller Ingenieursliteratur gegeben. Die Auslegung der beiden FACTS-Geräte zur Kompensation von Netzfehlern wird in Abschnitt 6.3 untersucht. Anschließend werden drei Fallbeispiele zum Einsatz eines FACTS am Windpark mit unterschiedlichen Generatortypen anhand der Simulation und dem Experiment an skalierten Testständen im Labor untersucht. In Abschnitt 6.4 wird zunächst der Einsatz eines DVR zur Kompensation von Netzfehlern an einer WEA mit DASM behandelt. Der Einsatz eines StatCom an einem Windpark mit drehzahlfesten (ASM direkt am Netz) und drehzahlvariablen Generatorsystemen (DASM) wird in den Abschnitten 6.5 und 6.6 dargestellt. Alle Ergebnisse werden in einem abschließenden Abschnitt 6.7 zusammengefasst.

6.2 Stand der Technik: Fault Ride Through mit FACTS am Windpark

Zur Identifikation sinnvoller Kombinationen von FACTS mit Windparks wird zunächst ein detaillierter Stand der Technik über den FRT mit DVR und StatCom an Windparks in den folgenden Unterabschnitten 6.2.1 und 6.2.2 gegeben. Arbeitsgebiete zur Erweiterung des Wissensstandes auf den jeweiligen Gebieten werden herausgearbeitet und in Unterabschnitt 6.2.3 nochmals zusammengefasst.

6.2.1 Stand der Technik: Dynamic Voltage Restorer zum Fault Ride Through für Windparks

Ein DVR ist ein umrichterbasiertes FACTS-Gerät das in Reihenschaltung mit dem Energieversorgungsnetz verbunden wird um netzstabilisierende Funktionen zu übernehmen.

Die Funktion des DVR kann als serielle Spannungsquelle verstanden werden. Diese Spannungsquelle kann so geregelt werden, dass Störungen in der Netzspannung, wie Spannungseinbrüche oder Harmonische, für eine empfindliche Last kompensiert werden. Die Abbildung 6.1 verdeutlicht die Funktion des DVR zur Kompensation von Netzfehlern.

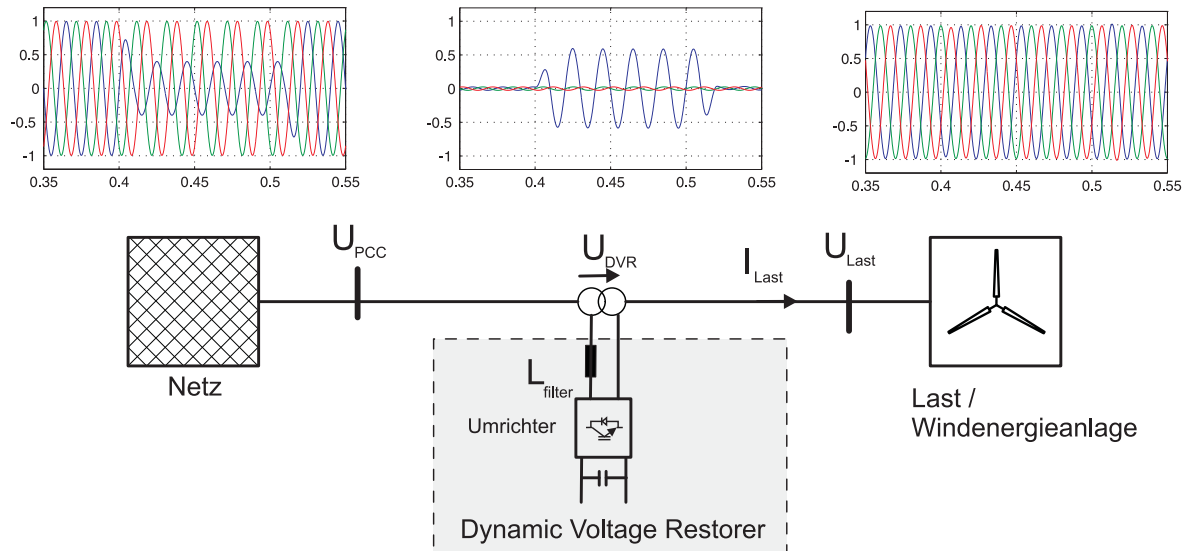


Abbildung 6.1: Strukturbild eines DVR zur Kompensation von Netzfehlern an einer WEA

Der DVR besteht dabei im Allgemeinen aus einem spannungsgespeisten Pulsstromrichter, einem Netzfilter und einem Transformator zur Anbindung an das Netz. Verschiedene Umrichtertopologien mit und ohne Energiespeicher im Zwischenkreis kommen dabei zum Einsatz [74]. Verbreitet ist der Aufbau durch drei, einphasige Vollbrückenrichter an einem gemeinsamen Zwischenkreiskondensator [74], [75], [76] auf Niederspannungsebene. Die Anbindung an das Mittelspannungsnetz geschieht durch den Transformator mit einem Übersetzungsverhältnis. Bei Einsatz des DVR auf Mittelspannungsebene bietet sich der Aufbau als Neutral Point Clamped Multilevel Umrichter an [77], [78] wobei dann ein Transformator mit einem geringeren Übersetzungsverhältnis gewählt werden kann. Varianten zum Einsatz am Niederspannungsnetz als zweistufige Brückenschaltung sind ebenfalls zu finden [79], [80].

Der Einsatz eines DVR an einem Windpark mit ASM WEA ermöglicht die in den Netzanschlussregeln geforderte FRT Fähigkeit. Der DVR kann dabei so geregelt werden, dass die fehlerhafte Netzspannung kompensiert wird. Darüber hinaus kann die Phasenverschiebung der Spannung so verändert werden, dass der Windpark die in den Netzanschlussregeln geforderte Blindleistung speist [79]. Diese Phasenverschiebung der Spannung ist notwendig, da der Windpark technisch keine Regelbarkeit der Blindleistung zur Verfügung stellen kann. Bei unsymmetrischen Netzfehlern kann der DVR auch so geregelt werden, dass nur die Unsymmetrie der Spannung kompensiert wird und damit hohe Drehmomentschwankun-

gen doppelter Netzfrequenz vermieden werden [78]. Die Kombination eines DVR mit einem ASM Windpark wird als weitgehend untersucht angesehen und wird in dieser Arbeit nicht weiter beleuchtet.

Die Anwendung eines DVR zur Kompensation von Netzfehlern kann bei WEA mit DASM zu einer kleineren Auslegung des rotorseitigen Umrichters und der Vermeidung des Einsatzes der Crowbar führen [106]. Der DVR kann dabei mit einem kleineren Energiespeicher ausgelegt werden, wenn die Lastspannung exponentiell abklingend geregelt wird [80]. Durch die Kompensation des transienten Spannungsverlaufes werden die Auswirkungen auf das Generatorsystem der WEA verringert. Eine andere Möglichkeit bietet die vollständige Kompensation des Netzfehlers [43]. Diese Lösung führt zu einer konstanten Spannung an der WEA. Der DVR muss dann allerdings mit einem größeren Energiespeicher ausgestattet sein. Für symmetrische Netzfehler wird die Kombination von DVR und DASM WEA als weitgehend untersucht angesehen. Die Untersuchung dieser Kombination bei unsymmetrischen Netzfehlern wurde im Rahmen dieser Arbeit veröffentlicht [108], [109] und in Abschnitt 6.4 beschrieben.

Der Einsatz eines DVR an einem Windpark mit PMSM Anlagen wird als nicht relevant betrachtet, da die verwendete Technologie der WEA mit Netzanbindung über einen Vollleistungsrichter eine Erfüllung der Netzanschlussregeln im Allgemeinen vollständig ermöglicht.

6.2.2 Stand der Technik: StatCom zum Fault Ride Through für Windparks

Ein StatCom ist ein umrichterbasiertes FACTS-Gerät, das in Parallelschaltung mit dem Energieversorgungsnetz verbunden wird, um netzstabilisierende Funktionen zu übernehmen. Die Funktion des StatCom kann als parallele Stromquelle verstanden werden, mit der Blindleistung am Netzanschlusspunkt ausgetauscht werden kann. Über den Blindstrom kann die Stabilität der Spannung am Netzanschlusspunkt erhöht werden. Ein Strukturbild zur Anbindung eines StatCom ist in der Abbildung 6.2 gezeigt.

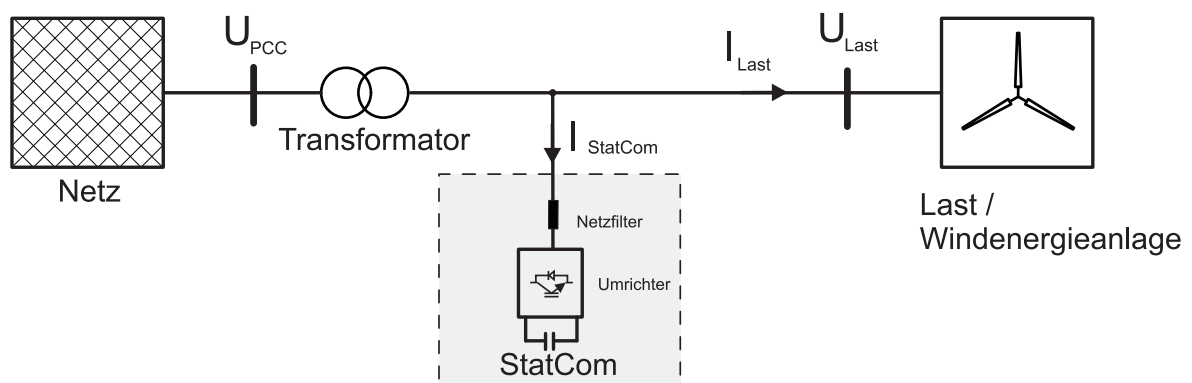


Abbildung 6.2: Strukturbild eines StatCom an einer WEA

Aufgrund der hohen Leistungsklasse von derzeit bis zu 100 MVA kommt als Umrichter-topologie meist ein mehrstufiger Umrichter zum Einsatz. Eine detaillierte Übersicht über

StatCom Topologien, verwendete Leistungshalbleiter und Regelstrukturen ist in [81] zu finden.

Der Einsatz von StatCom zur Erhöhung der Spannungsstabilität in Kombination mit Windparks ist Teil aktueller Forschung. Wiederum muss bei der Kombination des StatCom zwischen den verschiedenen Generatorsystemen der WEA unterschieden werden.

Da drehzahlfeste WEA mit Asynchrongeneratoren keine Möglichkeit zur Regelung der Blindleistung haben, ist der Einsatz eines FACTS-Gerätes zur Kompensation der Blindleistung und damit zur Erfüllung der Netzanschlussregeln besonders sinnvoll und notwendig. Neben der Speisung von Blindleistung zur Erfüllung der Netzanschlussregeln steht vorerst die Stabilität des Windparks selbst im Vordergrund. Da das Drehmoment dieser Generatoren stark von der Höhe der Netzspannung abhängig ist, kommt es bei einer verringerten Netzspannung zur Beschleunigung der Generatoren. Die Generatoren bewegen sich damit aus ihrem Nennbetriebspunkt heraus. Eine daraus resultierende Übergeschwindigkeit und der zunehmende Bezug von Blindleistung können zur Abschaltung der gesamten Erzeugungsanlage führen. Daher sind Stabilisierungsmöglichkeiten für drehzahlfeste Asynchrongeneratoren bei Netzunterspannung notwendig. In [82] werden vier verschiedene Möglichkeiten zur Erhöhung der Stabilität von drehzahlfesten WEA untersucht. Es werden der Einsatz der Pitch-Regelung der WEA, eines Brems-Choppers in Reihe zum Stator, eines StatCom und der Einsatz eines magnetischen Energiespeichers miteinander verglichen. Der Einsatz des StatCom schneidet dabei im Vergleich in Bezug auf die transiente Stabilität und die Möglichkeit zur Spannungsregelung am besten ab. Die Blindleistung, die von den FACTS-Geräten Static Var Compensator (SVC) oder StatCom [83], [84] zur Verfügung gestellt wird, erhöht die Netzspannung und damit die Stabilität der Generatoren erheblich. Über die Kenntnis der Abhängigkeit des Drehmomentes der Generatoren von der Netzspannung kann auch eine indirekte Drehmomentregelung durch den StatCom ausgeführt werden, um die mechanische Belastung während transientser Netzspannung zu verringern [85], [86]. Obwohl die Mehrzahl der Netzspannungsfehler unsymmetrischer Natur ist [30], wird in den meisten Veröffentlichungen das Systemverhalten bei symmetrischem Spannungseinbruch untersucht. Die negative Sequenz in der Spannung könnte in den Generatoren aber eine unsymmetrische Erwärmung der Statorwindungen und ein pulsierendes Drehmoment verursachen, das zu mechanischer Belastung und Geräusentwicklung führt [87]. Mit der dynamischen Regelung eines StatCom stehen flexible Möglichkeiten zur Verfügung, um bei symmetrischen und unsymmetrischen Netzspannungen ein verbessertes Systemverhalten der WEA zu erlangen. Die an eine unsymmetrische Netzspannung angepasste Regelung beinhaltet Stromregler für die positive sowie die negative Sequenz der Ströme [88]. Durch die Speisung eines Stromes der negativen Sequenz kann direkter Einfluss auf die Unsymmetrie der Netzspannung genommen werden [89]. Alternativ können verschiedene Leistungs-Regelziele realisiert werden [110], [90], die eine konstante Wirk- oder konstante Blindleistungsspeisung zur Folge haben. Der Einfluss der verschiedenen Leistungs-Regelziele auf die Generatoren eines drehzahlfesten Windparks werden in [91] und [92] untersucht. Durch die Regelung der Spannung, anstelle der Leistung, kann direkt ein Einfluss auf das mittlere Drehmoment und die Drehmomentschwankungen genommen werden. Diese Möglichkeit der Unterstützung drehzahlfester WEA konnte bisher nicht in der Literatur gefunden werden und wird in dieser Arbeit theoretisch, simulativ und

praktisch durchgeführt und wurde veröffentlicht [111].

Der Einsatz eines StatCom an einem Windpark mit umrichter gespeistem Generator bedarf einer genauen Prüfung, da die WEA selbst die Möglichkeit der Blindleistungsspeisung und LVRT-Fähigkeit besitzen. Trotzdem ist die Kombination von StatCom mit DASM WEA Teil aktueller Forschung [93]. Die Kompensation von Netzfehlern durch StatCom ermöglicht ein unterbrechungsfreies Durchfahren des Netzfehlers, ohne dass der rotorseitige Umrichter der WEA überausgelegt sein müsste. Die Kombination von StatCom mit DASM WEA wird in dieser Arbeit simulativ und experimentell untersucht.

Der Einsatz eines StatCom an einem Windpark mit Volleistungsumrichter Anlagen wird hier als nicht relevant betrachtet, da die WEA im Allgemeinen selbst über den Netzpulsstromrichter alle technischen Anforderungen ohne notwendige Überauslegung erfüllen können.

6.2.3 Zusammenfassung: FACTS zum Fault Ride Through für Windparks

Wie in Abschnitt 3.6 dieser Arbeit einleitend erwähnt, können FACTS-Geräte auf verschiedene Arten realisiert werden und sie können eine Vielzahl von Funktionen zur Netzintegration erfüllen. Für diese Arbeit werden die umrichter gespeisten FACTS-Geräte DVR und StatCom aufgrund ihrer Dynamik und Flexibilität ausgewählt. Als Funktion zur Netzintegration wird die Stabilisierung der Netzspannung angestrebt, da das unterbrechungsfreie Durchfahren von Netzfehlern in dieser Arbeit fokussiert wird. Die jeweiligen FACTS-Geräte können mit verschiedenen Windpark Technologien kombiniert werden. Über den Stand der Technik zum Einsatz von DVR und StatCom in Kombination mit drehzahlfesten und drehzahlvariablen, umrichter gespeisten WEA wurde in vorigen Abschnitten berichtet. Eine Bewertung von Kombinationen der ausgewählten, umrichterbasierten FACTS-Geräte DVR und StatCom mit Windparks verschiedener Generatorsysteme ist in Tabelle 6.1 zusammengefasst. Die in dieser Arbeit untersuchten Kombinationen sind in der Tabelle grau hinterlegt.

WEA Generatorsystem	FACTS	
	DVR + ES	StatCom
ASM	++	++
DASM	+	+
PMSM	-	±

Tabelle 6.1: Bewertung von Kombinationen umrichterbasierter FACTS-Geräte mit Windparks zur Erhöhung der Spannungsstabilität

Der Einsatz eines umrichterbasierten FACTS-Umrichters an einem drehzahlfesten Windpark mit ASM erhöht in jedem Fall die FRT Fähigkeit des Systems und ermöglicht erst die Erfüllung anspruchsvoller Netzanschlussregeln, da diese Umrichtersysteme keine Möglichkeit zur Regelung der Blindleistung besitzen. Daher werden beide Kombinationen als sehr geeignet bewertet. Literaturverweise auf Arbeiten die sich mit der Erweiterung von ASM Windparks mit DVR beschäftigen sind in Abschnitt 6.2.1 aufgeführt. Die Untersuchungen werden als weitgehend abgeschlossen betrachtet und werden daher in dieser Arbeit nicht näher unter-

sucht. Literaturverweise auf Arbeiten die sich mit der Erhöhung der Spannungsstabilität bei ASM Windparks durch StatCom beschäftigen sind in Abschnitt 6.2.2 zu finden. Der Abschnitt 6.5 dieser Arbeit beschäftigt sich, als Erweiterung des Wissensstandes, mit dieser Kombination bei unsymmetrischem Netzfehler.

Wie in den Kapiteln 4 und 5 dieser Arbeit gezeigt, besitzen umrichterbasierte Generatorsysteme für WEA selbst die Fähigkeit, die Netzanschlussregeln auch bei transienten Netzfehlern vollständig zu erfüllen. Insofern ist die Notwendigkeit zum Einsatz eines FACTS-Gerätes abhängig von der Auslegung und Fähigkeit des Windparks. Der Einsatz eines FACTS-Gerätes an einer WEA mit DASM kann zu einer geringeren Auslegung des Umrichters führen. In Abschnitt 6.4 dieser Arbeit wird der Einsatz eines DVR und in Abschnitt 6.6 der Einsatz eines StatCom an einem Windpark mit DASM untersucht.

Der Einsatz von FACTS-Geräten an Volleistungsumrichter WEA wird als nicht relevant eingestuft, da Anlagen dieses Typs durch die Entkopplung des Generators vom Netz durch den Volleistungsumrichter flexible Möglichkeiten besitzen, Netzfehler zu durchfahren.

6.3 Auslegung von FACTS zur Kompensation von Netzfehlern

In diesem Abschnitt wird die Leistung der FACTS-Geräte DVR und StatCom zur Kompensation von Netzfehlern untersucht. Die benötigte Leistung ist entscheidend für eine geeignete Auslegung des FACTS-Gerätes und dessen Kosten. Alle Berechnungen dieses Abschnittes werden mit auf die Nennleistung normierten Größen durchgeführt.

6.3.1 Leistung des Dynamic Voltage Restorers

Die Funktion des DVR kann als regelbare Spannungsquelle in Reihe der Last verstanden werden. Das Ersatzschaltbild eines DVR in Reihenschaltung zwischen Energieversorgungsnetz und Last ist in Abbildung 6.3 links gezeigt. Ein Zeigerdiagramm, welches verschiedene Methoden zur Kompensation eines Spannungsfehlers zeigt, ist in Abbildung 6.3 rechts gezeigt.

Bei einem fehlerfreien Netz der Spannung \vec{U}_{PCC} erzeugt die Last einen Laststrom \vec{I}_{Last} . Tritt ein allgemeiner Netzfehler \vec{U}_f

$$\vec{U}_f = U_f(\cos(\Psi) + j\sin(\Psi)) \quad (6.1)$$

mit Amplitude U_f und Phasensprung Ψ auf, soll der DVR eine Spannung zur Kompensation des Netzfehlers erzeugen. Drei Methoden der Spannungskompensation können angewendet werden. Zum einen können Amplitude und Phase des Netzfehlers kompensiert werden, so dass an der Last eine unveränderte Spannung erzeugt wird. Im Zeigerdiagramm in Abbildung 6.3 ist die entsprechende Spannung des DVR als U_{DVR1} gekennzeichnet. Diese Methode sollte bei sensiblen Lasten Anwendung finden. Zum Anderen könnte ausschließlich eine Kompensation der Amplitude als zweite Methode für robustere Lasten angewendet werden. Der Phasensprung des Netzfehlers wird hier nicht kompensiert. Wie im Zeigerdiagramm

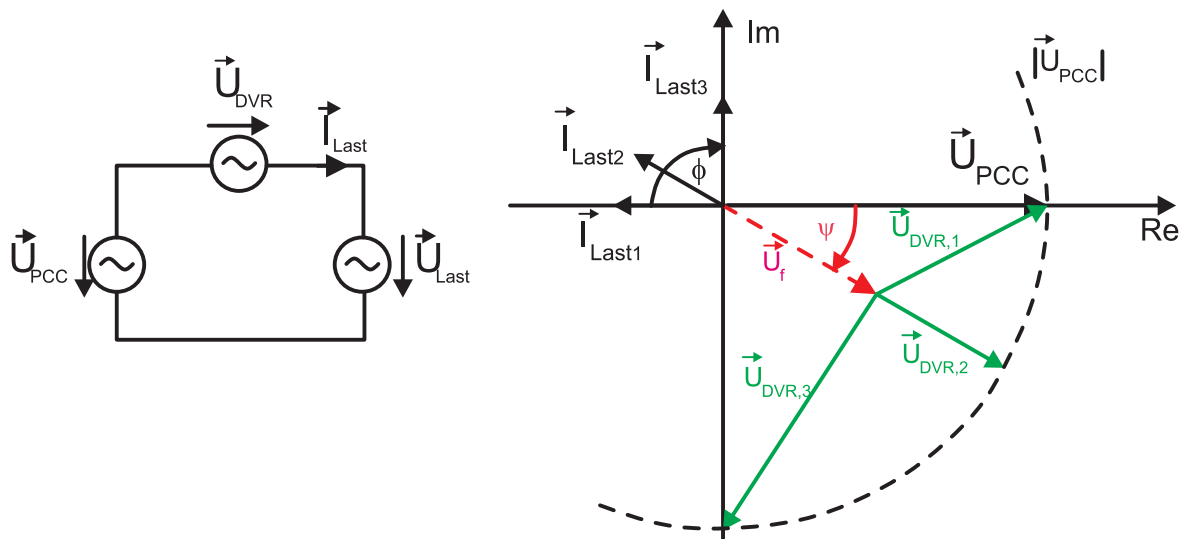


Abbildung 6.3: links: Ersatzschaltbild für DVR

rechts: Zeigerdiagramm für verschiedene Kompensationsmethoden des DVR (1: vollständige Kompensation; 2: Amplitudenkompensation; 3: Q-Kompensation)

zu sehen könnte dies zu einer verringerten Spannung \vec{U}_{DVR2} und somit zu einer geringeren DVR Leistung führen. Eine Last, die keine Informationen über die tatsächliche Netzspannung ermittelt würde dann einen Laststrom \vec{I}_{Last2} erzeugen. Hinsichtlich der Erfüllung von Netzanschlussregeln wäre eine dritte Methode zur Kompensation denkbar. Hier würde die Spannung an der Last um -90° gedreht, so dass ein resultierender Blindstrom (\vec{I}_{Last3}) in das Netz gespeist wird. Aus dem Zeigerdiagramm ist ersichtlich, dass diese Methode unter Umständen zu einer großen Spannung \vec{U}_{DVR3} führen könnte. Für die folgenden Untersuchungen wird die Methode 1 zur vollständigen Kompensation des Netzfehlers untersucht.

Zur vollständigen Kompensation eines Netzfehlers mit Amplituden- und Phasensprung muss der DVR folgende Spannung \vec{U}_{DVR} erzeugen.

$$\vec{U}_{DVR} = \vec{U}_{PCC} - \vec{U}_f = 1 - U_f [\cos(\Psi) + j \cdot \sin(\Psi)] \quad (6.2)$$

wenn die Netzspannung normiert als 1 angenommen wird. Die Leistung des DVR ist abhängig von der Spannung des DVR U_{DVR} sowie dem Strom, der den DVR durchfließt und durch die Last bestimmt wird \vec{I}_{Last} . Bei einem Laststrom von \vec{I}_{Last}

$$\vec{I}_{Last} = I_{Last} \cdot (\cos(\phi) + j \cdot \sin(\phi)) \quad (6.3)$$

ergibt sich die Leistung des DVR \vec{S}_{DVR} zu

$$\vec{S}_{DVR} = \vec{U}_{DVR} \cdot \vec{I}_{Last}^* \quad (6.4)$$

$$= (1 - U_f (\cos(\Psi) + j \cdot \sin(\Psi))) \cdot (\cos(\phi) - j \cdot \sin(\phi)) \quad (6.5)$$

wobei auch der Laststrom normiert zu 1 angenommen wird. Die Wirk- und Blindleistung ergeben sich jeweils als Real- und Imaginärteil der komplexen Scheinleistung \vec{S}_{DVR} .

$$P_{DVR} = \text{Re}(\vec{S}_{DVR}) \quad (6.6)$$

$$Q_{DVR} = \text{Im}(\vec{S}_{DVR}) \quad (6.7)$$

In folgenden Diagrammen aus Abbildung 6.4 und Abbildung 6.5 sind die Wirk- und Blindleistung des DVR in Abhängigkeit der Spannung bei Netzfehler aufgetragen. In Abbildung 6.4 wurde ein Netzfehler ohne Phasensprung angenommen und Kurven für verschiedene Leistungsfaktoren der Last ($\phi = 0^\circ \dots -90^\circ$) erstellt. Für eine Last, die ausschließlich Wirk-

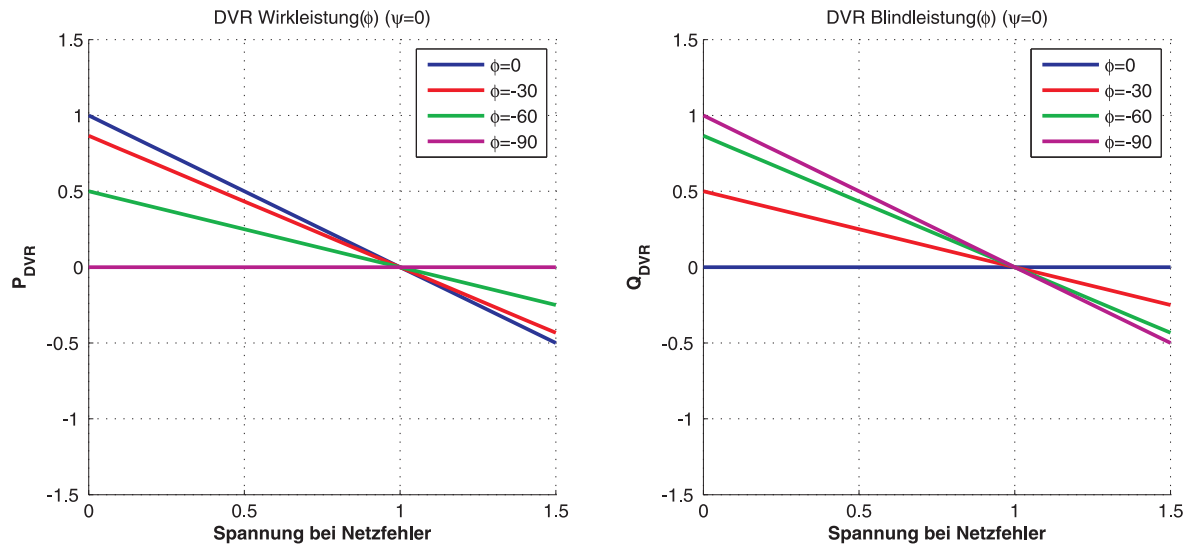


Abbildung 6.4: Leistung des DVR in Abhängigkeit der Amplitude des Netzfehlers ohne Phasensprünge ($\Psi = 0$) und Last mit verschiedenen Phasenwinkeln ϕ

leistung generiert ($\phi = 0$, blaue Linie) muss der DVR einen Teil der Wirkleistung der Last bereitstellen, um den Netzfehler zu kompensieren. Zur vollständigen Kompensation eines Netzfehlers mit Amplitude Null muss der DVR auf die volle Leistung der Last ausgelegt sein. Bei einer Netzunterspannung muss der DVR die Leistung der WEA aufnehmen (P_{DVR} positiv), die aufgrund der verringerten Netzspannung nicht eingespeist werden kann. Für eine Netzüberspannung muss der DVR Wirkleistung abgeben, was für die Realisierung einer Energiequelle notwendig macht. Für den Fall mit Lastwinkel 0° besteht kein Bedarf an DVR Blindleistung. Verändert sich der Leistungsfaktor der Last, so verändert sich auch der Leistungsbedarf des DVR. Für steigende Lastwinkel verringert sich der Wirkleistungsbedarf und es erhöht sich der Blindleistungsbedarf. Für den Grenzfall einer induktiven Last ($\Psi = -90^\circ$, magenta Linie) muss der DVR ausschließlich Blindleistung proportional zum Leistungsbedarf und der Amplitude des Netzfehlers aufbringen.

In Abbildung 6.5 sind wieder Wirk- und Blindleistung des DVR in Abhängigkeit der Spannung bei Netzfehler aufgetragen. Hier wird allerdings ein konstanter Lastwinkel ($\phi = 0^\circ$) angenommen und Kurven für verschiedene Phasensprünge (Ψ) des Netzfehlers erstellt. Phasensprünge in der Netzspannung können durch ein verändertes X/R Verhältnis der Netzimpedanz bei Netzfehlern oder durch Fehlerausbreitung über Transformatoren entstehen. Für Details über Ursache und Charakteristika von Netzfehlern und damit verbundenen Phasensprüngen wird hier auf [30] verwiesen. Im Allgemeinen ist mit keinen oder kleinen Phasensprüngen der Netzspannung zu rechnen. Ohne Phasensprung des Fehlers entsprechen sich die Linien aus Abbildung 6.4 und Abbildung 6.5. Für den Grenzfall eines Netzfehlers ohne Amplitudenänderung aber -90° Phasensprung (magenta Linie) müsste der DVR auf volle Wirkleistung und volle Blindleistung der Last ausgelegt sein.

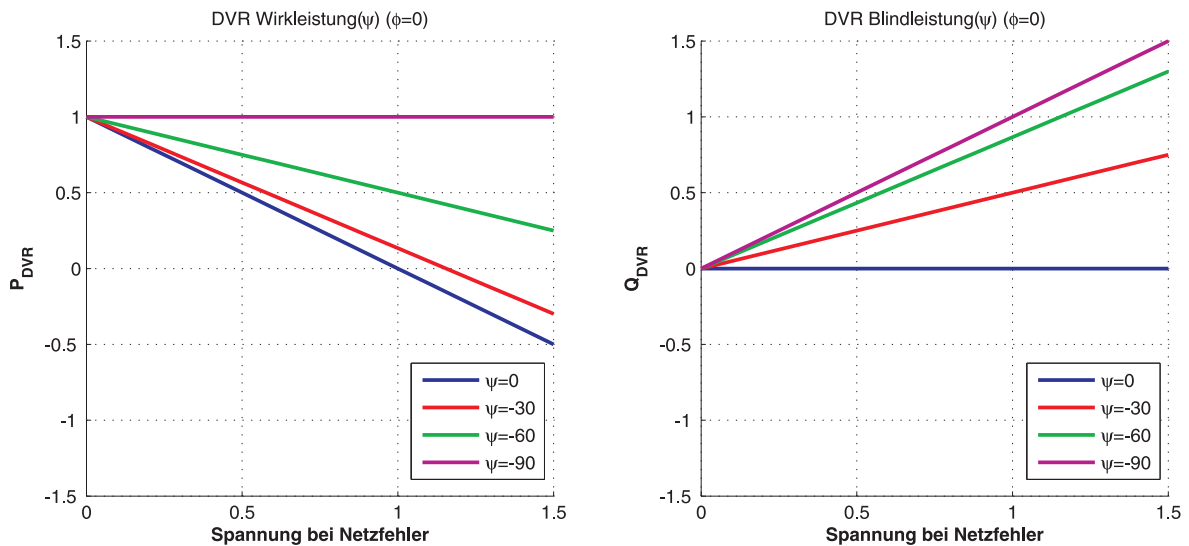


Abbildung 6.5: Leistung des DVR in Abhängigkeit der Amplitude des Netzfehlers für verschiedene Phasensprünge Ψ des Netzfehlers und konstante Last $\vec{I}_{Last} = 1 + j0$

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die Leistung des DVR abhängig ist von der Amplitude und Phase des Netzfehlers, sowie vom Laststrom, der den DVR durchfließt. In dieser Arbeit wird der DVR zur Kompensation von Netzfehlern an WEA untersucht, die im Nennbetrieb einen Laststrom mit Lastwinkel bei 0° speisen. Im Allgemeinen ist von einem geringen Phasensprung der Netzspannung auszugehen. Daher sollte der DVR auf einen Teil der Wirkleistung der zu schützenden Last proportional zum zu kompensierenden Netzfehler ausgelegt sein.

6.3.2 Leistung des StatCom

Die Funktion des StatCom kann als Stromquelle parallel zur Last verstanden werden. Das Ersatzschaltbild eines StatCom in Parallelschaltung zwischen Energieversorgungsnetz und Last ist in Abbildung 6.6 links gezeigt. Zur Kompensation von Netzfehlern kann ein StatCom einen Strom \vec{I}_{SC} so stellen, dass ein Spannungsabfall über der Netzimpedanz Z_{Netz} verursacht wird, so dass die Lastspannung \vec{U}_{Last} konstant bleibt. Das Zeigerdiagramm für die Kompensation eines Netzfehlers \vec{U}_f ist in Abbildung 6.6 rechts gezeigt. Der zu stellende StatCom Strom \vec{I}_{SC} ist abhängig von der Netzimpedanz, die durch Betrag $|Z|$ und X/R Verhältnis charakterisiert wird.

$$\vec{Z}_{Netz} = R + j \cdot X \quad (6.8)$$

$$= \sqrt{\frac{|Z|^2}{1 + (X/R)^2}} + j \cdot \sqrt{\frac{|Z|^2}{1 + (R/X)^2}} \quad (6.9)$$

Da der StatCom und die Last meist über einen Transformator mit der nächsthöheren Spannungsebene verbunden sind, definiert sich die Impedanz Z hauptsächlich über dessen Impedanz (charakterisiert durch Betrag $|Z|=[0,025...0,15]$ pu und Verhältnis von Reaktanz zu Widerstand $X/R=[2...10]$). Impedanzen auf der höheren Spannungsebene kommen aufgrund des Übersetzungsverhältnisses des Transformators kaum zur Geltung. Der StatCom-Strom

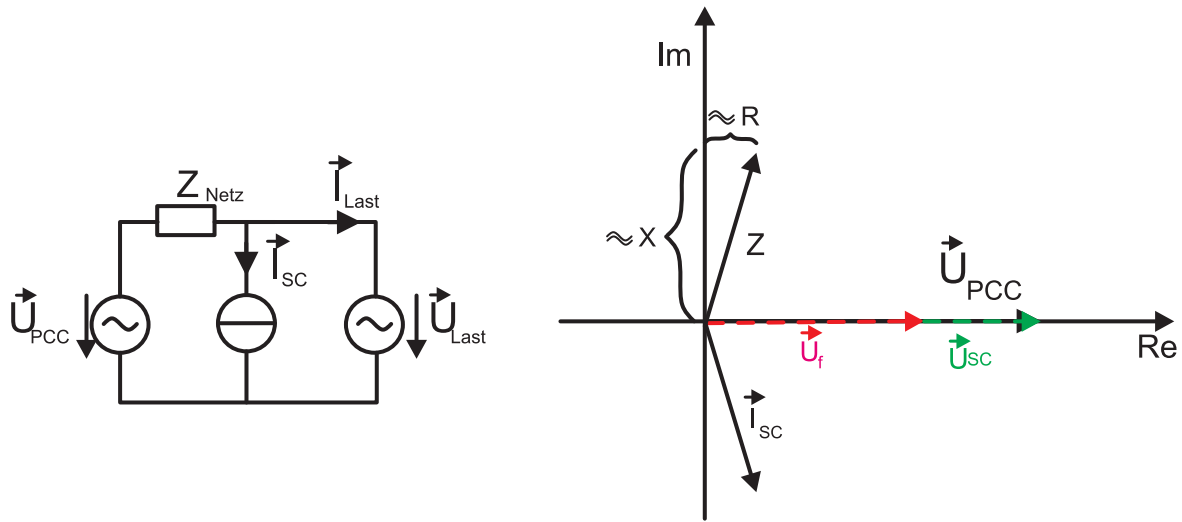


Abbildung 6.6: links: Ersatzschaltbild für StatCom
rechts: Zeigerdiagramm für Spannungskompensation mit StatCom)

führt zu einem Spannungsabfall.

$$\vec{U}_{SC} = \vec{U}_{PCC} - \vec{U}_f = 1 - U_f [\cos(\Psi) + j \cdot \sin(\Psi)] \quad (6.10)$$

Die komplexe Scheinleistung des StatCom \vec{S}_{SC} berechnet sich dann zu

$$\vec{S}_{SC} = \left(\frac{\vec{U}_{SC}}{\vec{Z}} \right)^* \cdot \vec{U}_{PCC} \quad (6.11)$$

$$= \left(\frac{1 - U_f [\cos(\Psi) + j \cdot \sin(\Psi)]}{R + j \cdot X} \right)^* \quad (6.12)$$

wobei sich Wirk- und Blindleistung des StatCom wieder als Real- und Imaginärteil der Scheinleistung berechnen.

$$P_{SC} = \text{Re}(\vec{S}_{SC}) \quad (6.13)$$

$$Q_{SC} = \text{Im}(\vec{S}_{SC}) \quad (6.14)$$

Die Wirk- und Blindleistung des StatCom ist in Abbildung 6.7 in Abhängigkeit der Amplitude des Netzfehlers für verschiedene Beträge der Netzimpedanz $|Z_{Netz}|$ und konstantem Verhältnis von Reaktanz zu Widerstand $X/R=10$ aufgetragen. Die Leistung wird dabei in auf die Nennleistung bezogene Größen angegeben.

Bei der Impedanz mit induktivem Charakter (hohes $X/R=10$), wie häufig in Mittel- bis Hochspannungsnetzen vorhanden wird hauptsächlich Blindleistung benötigt, um den Spannungseinbruch zu kompensieren. Zur Kompensation eines Spannungseinbruchs auf 0,5 pu und dem Betrag der Impedanz von $|Z_{Netz}| = 0,1$ pu wird beispielsweise eine Blindleistung in Höhe fünf-facher Nennleistung benötigt (magenta Linie). Der Wirkleistungsbedarf liegt dabei aufgrund des hohen X/R Verhältnisses gering bei 0,5 pu. Für eine Impedanz mit geringerem X/R Verhältnis von 2 ist der Leistungsbedarf des StatCom in Abbildung 6.8 gezeigt. Der Wirkleistungsbedarf des StatCom steigt für steigenden ohmschen Anteil der Netzimpedanz stark an. Ein hoher Wirkleistungsbedarf würde eine Energiequelle oder -senke notwendig

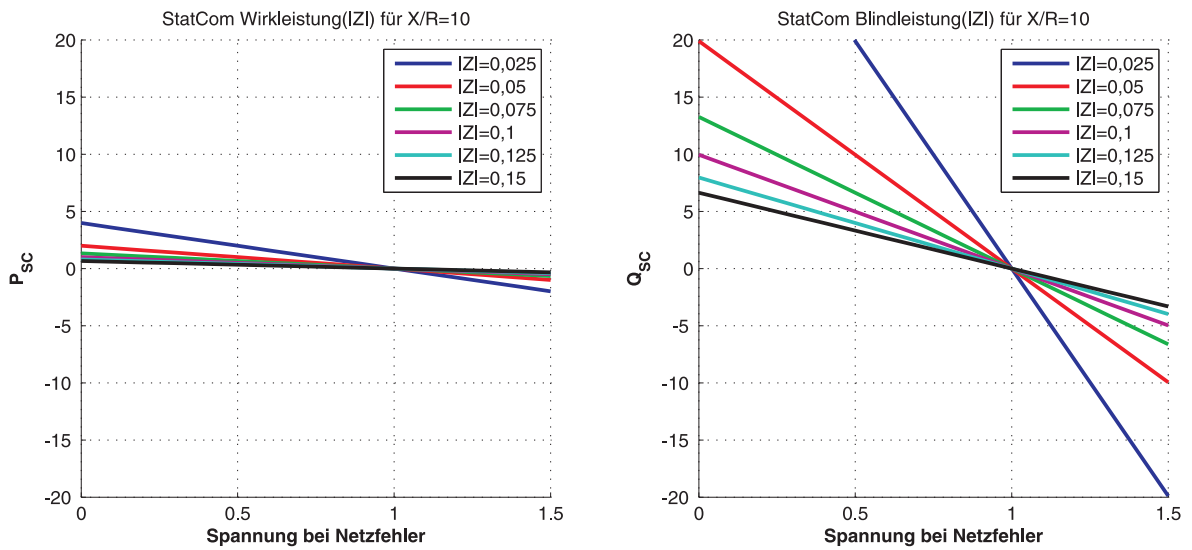


Abbildung 6.7: Leistung des StatCom in Abhängigkeit der Amplitude des Netzfehlers für verschiedene Beträge der Netzimpedanz $|Z_{Netz}|$ und konstantem $X/R=10$

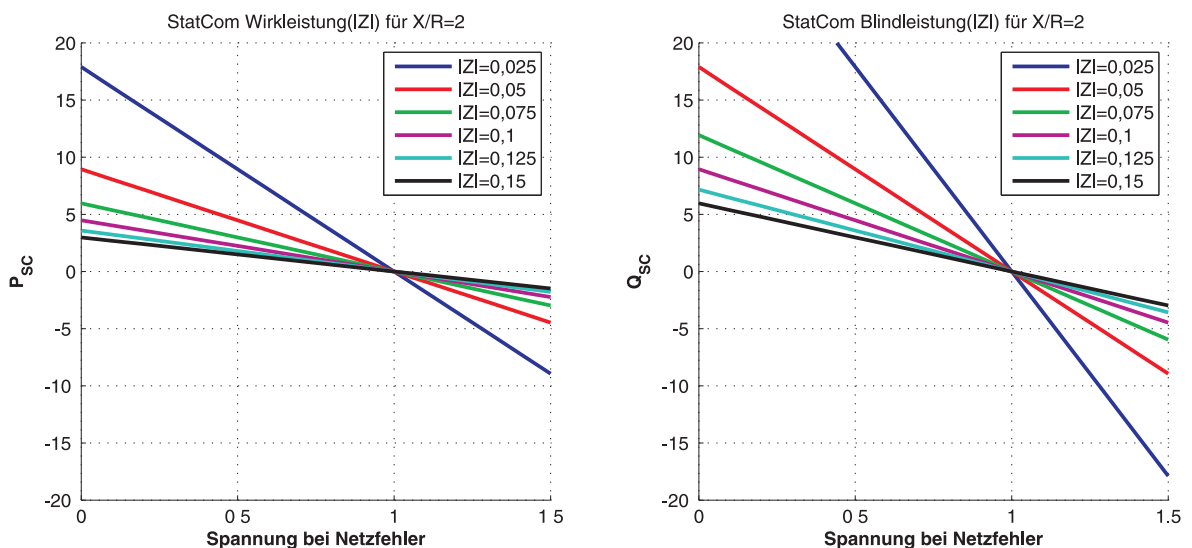


Abbildung 6.8: Leistung des StatCom in Abhängigkeit der Amplitude des Netzfehlers für verschiedene Beträge der Netzimpedanz $|Z_{Netz}|$ und konstantem $X/R=2$

machen, die für mehrfache Nennleistung des Systems nicht ökonomisch realisierbar wäre. Bei Anwendung des StatCom in Mittel- bis Hochspannungsnetzen ist allerdings mit einem hohen X/R-Verhältnis der Transformatoren zu rechnen.

Die Leistung des StatCom in Abhängigkeit der Amplitude des Netzfehlers für verschiedene Phasensprünge Ψ des Netzfehlers und konstante Netzimpedanz ($|Z| = 0,1$ mit $X/R = 10$) ist in Abbildung 6.9 gezeigt.

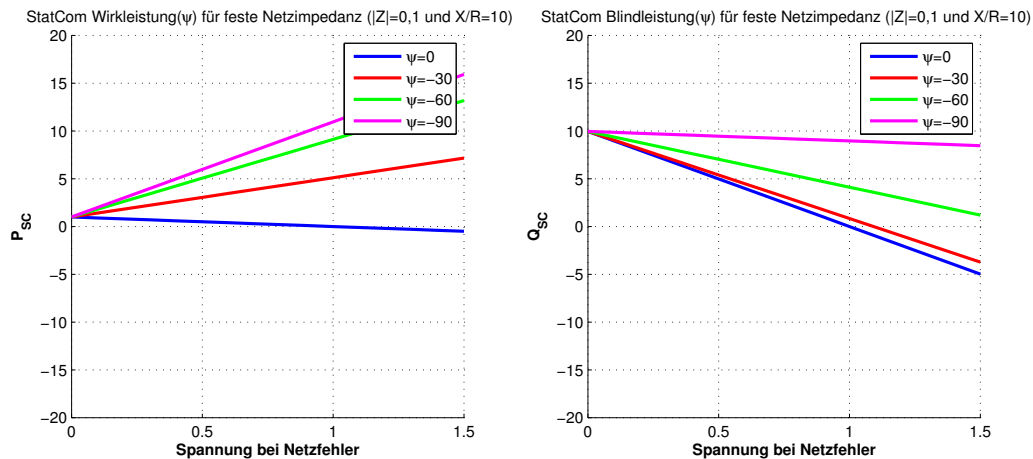


Abbildung 6.9: Leistung des StatCom in Abhängigkeit der Amplitude des Netzfehlers für verschiedene Phasensprünge Ψ des Netzfehlers und konstante Netzimpedanz ($|Z| = 0,1$ mit $X/R = 10$)

Die blaue Linie für einen Phasensprung von 0° entspricht den Linien aus Abbildung 6.7. Für steigende Phasensprünge ist eine erhöhte Leistung vom StatCom zu erbringen. Im Allgemeinen ist allerdings mit keinen bis geringen Phasensprüngen bei Netzfehlern zu rechnen [30]. Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die Leistung des StatCom zur Kompensation von Netzfehlern auf ein Mehrfaches der Nennleistung des zu schützenden Systems ausgelegt sein muss. Phasensprünge in der Netzspannung oder ein hoher ohmscher Anteil der vorgelegerten Impedanz würden einen hohen Wirkleistungsbedarf des StatCom zur Folge haben. Bei Einsatz des StatCom in Mittel- und Hochspannungsnetzen ist mit einem hohen X/R Verhältnis ($X/R=[5...10]$) zu rechnen. Dort können Netzfehler durch Speisung von Blindstrom entsprechender Höhe kompensiert werden.

6.4 Dynamic Voltage Restorer an DASM Windpark

In diesem Abschnitt wird die Anwendung eines DVR an einer WEA mit DASM untersucht. Das Verhalten einer DASM Einzelanlage bei Netzfehler ist in Kapitel 4 dieser Arbeit ausführlich beschrieben. Der hier gewählte Ansatz besteht in der Kompensation des Netzfehlers vor der Anlage, so dass eine Überauslegung des Umrichters nicht notwendig ist. Der DVR wird dazu so geregelt, dass jegliche Netzfehler kompensiert werden. Die Leistungsunterschiede zwischen der von der WEA generierten Leistung und der an das Netz abgegebenen Leistung werden dabei vom DVR aufgenommen bzw. gespeist.

Die WEA wird in diesen Untersuchungen wie in Abschnitt 4.2.2 mit einer spannungsori-

entierten Regelung angenommen, die durch resonante Regler an den Betrieb bei Netzfehler angepasst wurde. Der rotorseitige Umrichter soll aber keine erhöhte Spannungsauslegung besitzen.

Anhand von Simulationsergebnissen und Messergebnissen an den 22 kW Labortestständen wird gezeigt, dass der DVR jegliche Netzfehler kompensieren kann. Die WEA kann dabei in ihrem Nennbetriebspunkt weiter betrieben werden, ohne dass Schutzmaßnahmen wie z.B. eine Crowbar zum Einsatz kommen. Der rotorseitige Umrichter kann auf die Nenn-Rotorspannung ausgelegt sein, ohne an ein höheres Spannungsniveau bei Netzfehler angepasst zu sein. Die Ergebnisse dieses Abschnittes sind in [108] und [109] bereits veröffentlicht.

6.4.1 Systembeschreibung

Das untersuchte System aus DASM WEA und einem in Reihe geschalteten DVR ist in Abbildung 6.10 gezeigt. Der DVR ist über Koppeltransformatoren in Reihe geschaltet. Als Um-

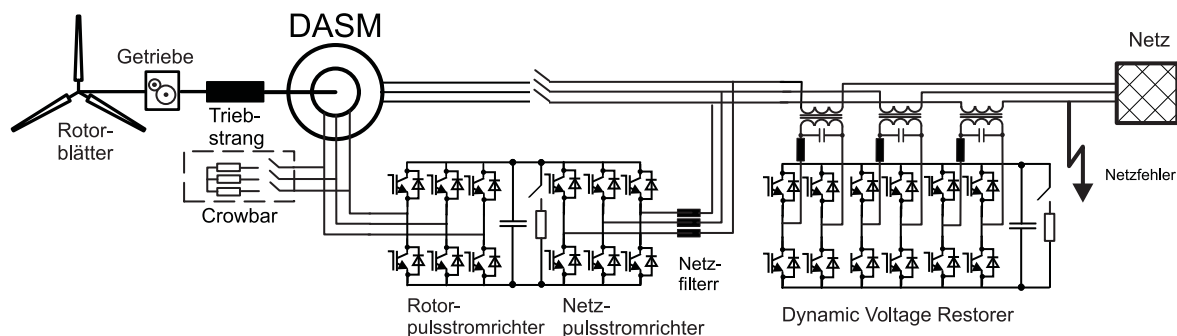


Abbildung 6.10: DVR mit DASM WEA

richtertopologie für den DVR sind hier drei einphasige Vollbrückennumrichter gezeigt, die einen gemeinsamen Zwischenkreiskondensator besitzen. Jeder Umrichter ist über ein LC Filter mit dem Koppeltransformator verbunden. Um die Zwischenkreisspannung zu begrenzen, ist ein Brems-Chopper vorgesehen. Für höhere Leistungen könnten auch Multilevel-Topologien zum Einsatz kommen. Leistungsberechnungen für einen DVR zur Kompensation von Netzfehlern sind in Abschnitt 6.3.1 zu finden.

6.4.2 Regelung des DVR

Der Anspruch an die Regelung des DVR ist in dieser Arbeit die vollständige, dynamische Kompensation jeglicher Netzspannungseinbrüche. Das Blockschaltbild der Regelungen für DASM und DVR sind in Abbildung 6.11 gezeigt. Zur Regelung des DVR kann dabei eine konventionelle, spannungsorientierte Regelung zum Einsatz kommen [74], die sich allerdings nicht zur Kompensation unsymmetrischer Netzspannungen eignet. Da die Mehrzahl der Netzfehler unsymmetrisch ist, sollte die Regelung des DVR an unsymmetrische Netzspannungsbedingungen angepasst sein. Eine kaskadierte Regelung mit inneren Proportionalreglern zur Stromregelung und äußeren Proportional-Resonanten (P+Res) Reglern kann zur Regelung der negativen Spannungssequenz eingesetzt werden [94]. Zur Dämpfung einer

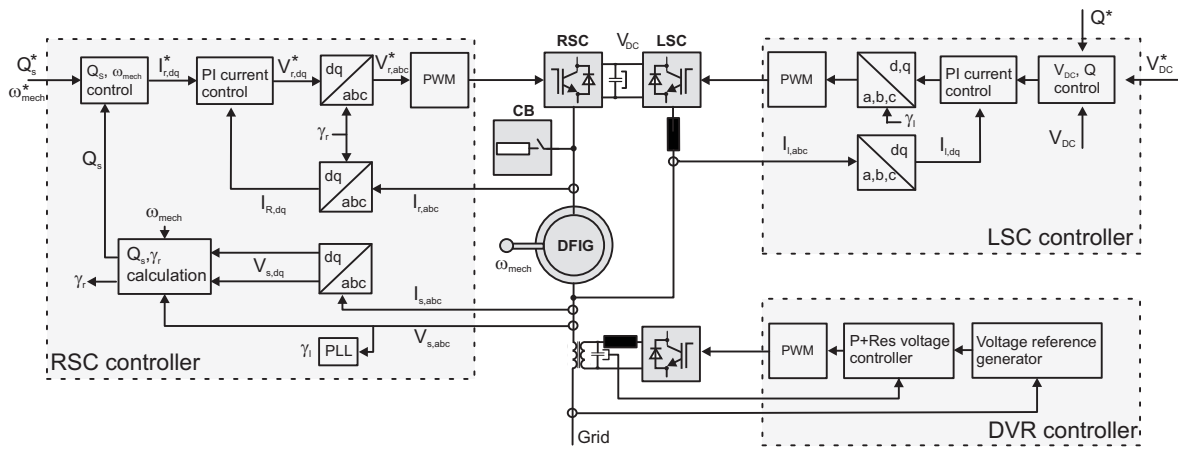


Abbildung 6.11: Blockschaltbild der Regelungen für DASM und DVR

LCL Filterresonanz kann eine zusätzliche Rückführung der Kondensatorspannungen verwendet werden [95]. Allerdings kann die Stromregelung des DVR zu Instabilitäten bei Kombination mit Stromregelungen angeschlossener Lasten führen [43]. Daher wurde in dieser Arbeit eine direkte Regelung der Spannungen über den Filterkondensatoren mit P+Resonanten Reglern ausgewählt.

Die Übertragungsfunktion des P+Resonanten Reglers lautet

$$G_{P+Res}(s) = K_P + K_I \cdot \frac{s}{s^2 + \omega_0^2} \quad (6.15)$$

wird diskretisiert und wie in Gleichung (6.16) angegeben implementiert.

$$G_{P+Res}(z) = K_P + K_I \cdot \frac{z \cdot T_S - T_S}{z^2 + z \cdot (T_S^2 \cdot \omega_0^2 - 2) + 1} \quad (6.16)$$

Zusätzlich wurde eine Anti-Windup Funktion implementiert. Die Parameter K_P und K_I wurden nach Optimierungskriterien der linear modellierten Strecke ausgewählt. Eine detaillierte Reglerauslegung ist in [96] zu finden.

6.4.3 Simulationsergebnisse

In diesem Unterabschnitt wird die Auswirkung der Spannungskompensation durch den DVR auf den Betrieb der DASM WEA mit Hilfe der Simulation untersucht. Simulationsergebnisse des beschriebenen Systems aus DASM WEA und DVR, wie in Abbildung 6.10 gezeigt, wurden durchgeführt. Die Simulationen wurden mit Matlab Simulink und PLECS erstellt. Als Parameter der Simulation wurden die Werte einer 2 MW WEA (siehe im Anhang Tabelle 10.2) ausgewählt. Das verwendete Simulationsmodell der DASM WEA ist im Anhang in Abbildung 10.1 gezeigt. Der DVR wurde in den Simulationen als regelbare Spannungsquelle unter Vernachlässigung des Schaltverhaltens und der Umrichtertopologie simuliert. Die zuvor beschriebene Regelungsstruktur des DVR zur direkten Kompensation von Netzspannungsfehlern mit resonanten Reglern wurde implementiert. Für die DASM WEA wurde eine konventionelle, spannungsorientierte Regelung implementiert, die auf den Betrieb unter unsymmetrischen Netzspannungen angepasst wurde (siehe Abschnitt 4.5 dieser Arbeit).

Dort wurde gezeigt, dass die DASM bei unsymmetrischer Netzspannung verschiedene Regelziele erfüllen kann. Allerdings ist dafür ein für die erhöhte Rotorspannung ausgelegter rotorseitiger Umrichter notwendig. Anhand der Simulationsergebnisse wird gezeigt, dass die Spannungskompensation durch DVR die Überauslegung des rotorseitigen Umrichters nicht mehr notwendig macht.

Simulationsergebnisse für einen einphasigen Netzspannungseinbruch auf 40 % und 100 ms Dauer werden in Abbildung 6.12 präsentiert. Der einphasige Spannungsfehler (siehe Abbildung 6.12 a)) führt ohne Spannungskompensation zu einem zweiphasigen Fehler am Stator der DASM (siehe Abbildung 6.12 links c)). Aufgrund der Unsymmetrie der Statorspannung treten hohe Rotorspannungen auf (siehe Abbildung 6.12 e)). Die Simulation zeigt einen grenzstabilen Fall, in dem der Umrichter noch gerade eine ausreichende Spannung zur Stromregelung erzeugen kann. Die Rotorströme enthalten leichte, oberfrequente Oszillationen. Für einen tieferen Spannungseinbruch würde die Umrichterspannung nicht mehr ausreichen, um die Rotorströme zu regeln, was dann den Einsatz der Crowbar zur Folge haben könnte.

Bei Kompensation der Statorspannung durch den DVR (siehe Abbildung 6.12 rechts b)) wird die DASM ohne Änderung des Betriebspunktes weiter betrieben. Leichte Störungen des Rotorstromes bei Eintritt und Klärung des Netzfehlers sind zu beobachten. Eine erhöhte Umrichterspannung ist nicht notwendig. Die Gesamtleistung des DVR (siehe Abbildung 6.12 rechts h)) ist schwingend, da der DVR hier einphasig belastet wird. Im Mittelwert nimmt der DVR einen Teil der erzeugten Leistung auf (Leistung positiv). Diese Leistungsaufnahme führt zu einem Leistungsfluss in den Zwischenkreis des DVR.

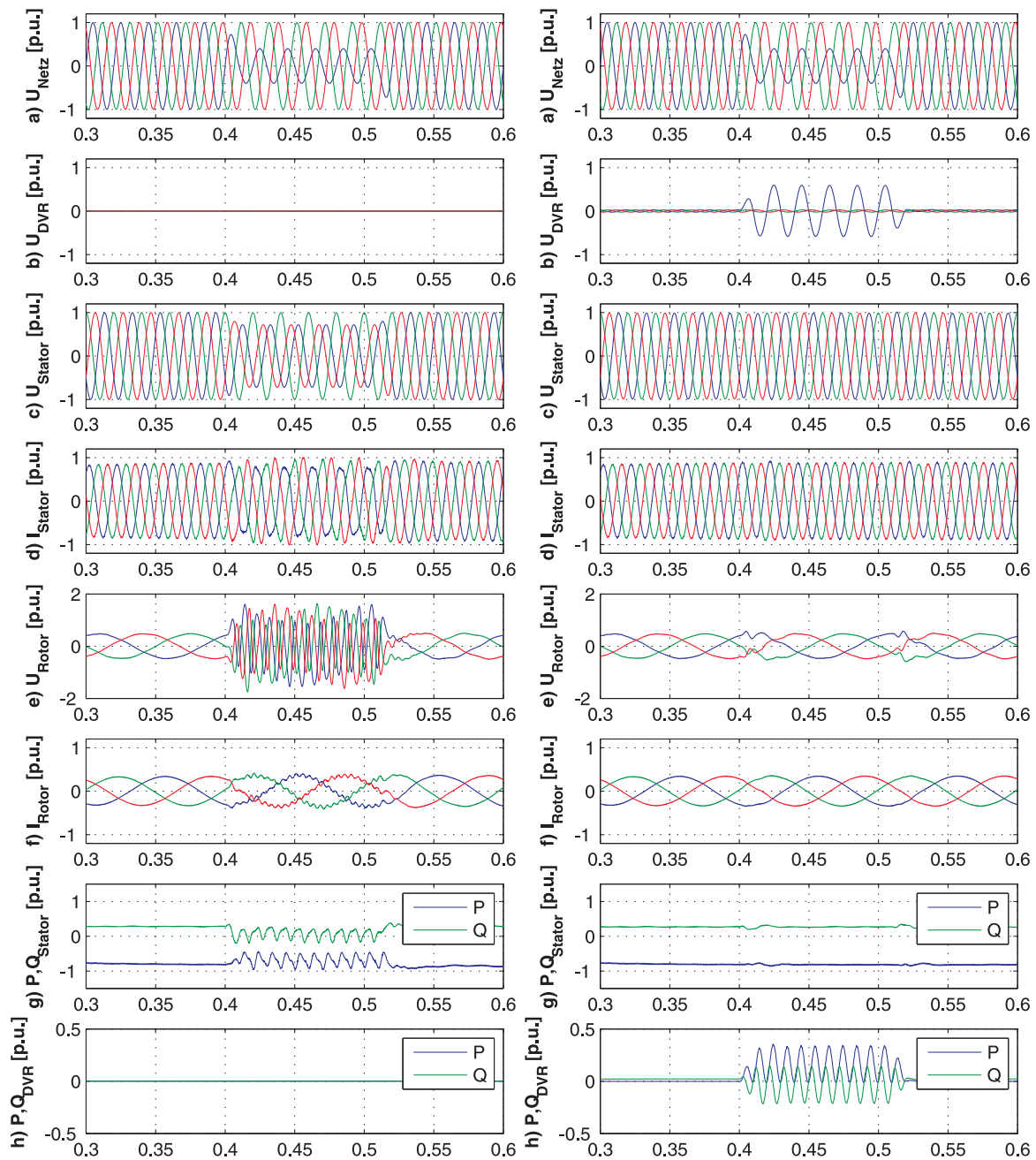


Abbildung 6.12: Simulation einer DASM WEA während unsymmetrischem Spannungseinbruch (eine Phasenspannung auf 40 % U_N) ohne DVR (links) und mit DVR (rechts)

a) Netzspannungen b) DVR Spannungen c) Statorspannungen d) Statorströme e) Rotorspannungen f) Rotorströme g) Statorleistung h) DVR Leistung

6.4.4 Messergebnisse

Messergebnisse zum Betriebsverhalten der DASM, wenn ein Netzspannungsfehler vom DVR kompensiert wird, wurden an den in Abschnitt 3.9 beschriebenen Labortestständen durchgeführt. Die Struktur des Aufbaus ist in Abbildung 6.13 gezeigt.

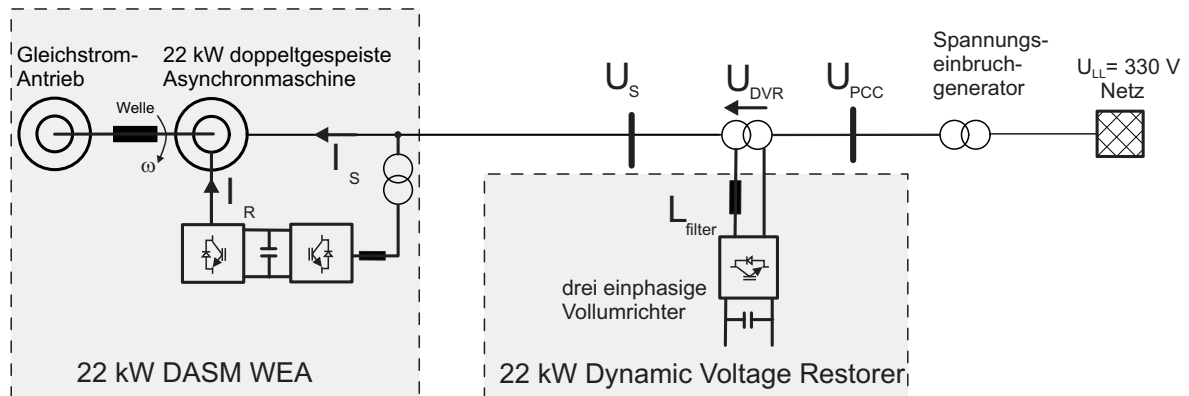


Abbildung 6.13: Struktur des Laboraufbaus zu DVR an WEA mit doppeltgespeister Asynchronmaschine

Dabei wurde ein zweiphasiger Netzspannungseinbruch auf 37 % und 100 ms Dauer durch den Spannungseinbruchgenerator erzeugt. Dieser Netzfehler wurde von dem in Reihe geschalteten DVR kompensiert. Das Betriebsverhalten der DASM wurde dabei aufgenommen und ist in Abbildung 6.14 gezeigt.

Für die gezeigten Messergebnisse wurde die Netzspannung durch einen weiteren Transformator von 400 V auf 330 V abgesenkt um Sättigungsprobleme in den Koppeltransformatoren des DVR zu vermeiden. Für den gezeigten Betriebspunkt wurde die DASM bei einem Schlupf von 20 % übersynchron betrieben (Drehzahl von 1800 U/min). Die Stator Wirkleistung wurde dabei auf 10 kW geregelt.

Der DVR erzeugt bei Netzfehlern eine Kompensationsspannung in den beiden fehlerhaften Phasen (siehe Abbildung 6.14 b)), so dass eine nahezu konstante, symmetrische Statorspannung erzeugt wird. Leichte Störungen in Statorstrom und Rotorstrom können ebenfalls beobachtet werden, liegen aber innerhalb der zulässigen Belastbarkeit des Umrichters.

Die Messergebnisse bestätigen die Ergebnisse aus der Simulation. Der DVR kann fehlerhafte Netzspannungen dynamisch kompensieren. Die WEA mit doppeltgespeister Asynchronmaschine kann trotz Netzfehler ihren Nennbetrieb fortsetzen. Herauszuheben sei, dass der rotorseitige Umrichter keine Überauslegung bzw. Erhöhung der Ausgangsspannung benötigt, da keine höherfrequenten Spannungen im Rotor induziert werden.

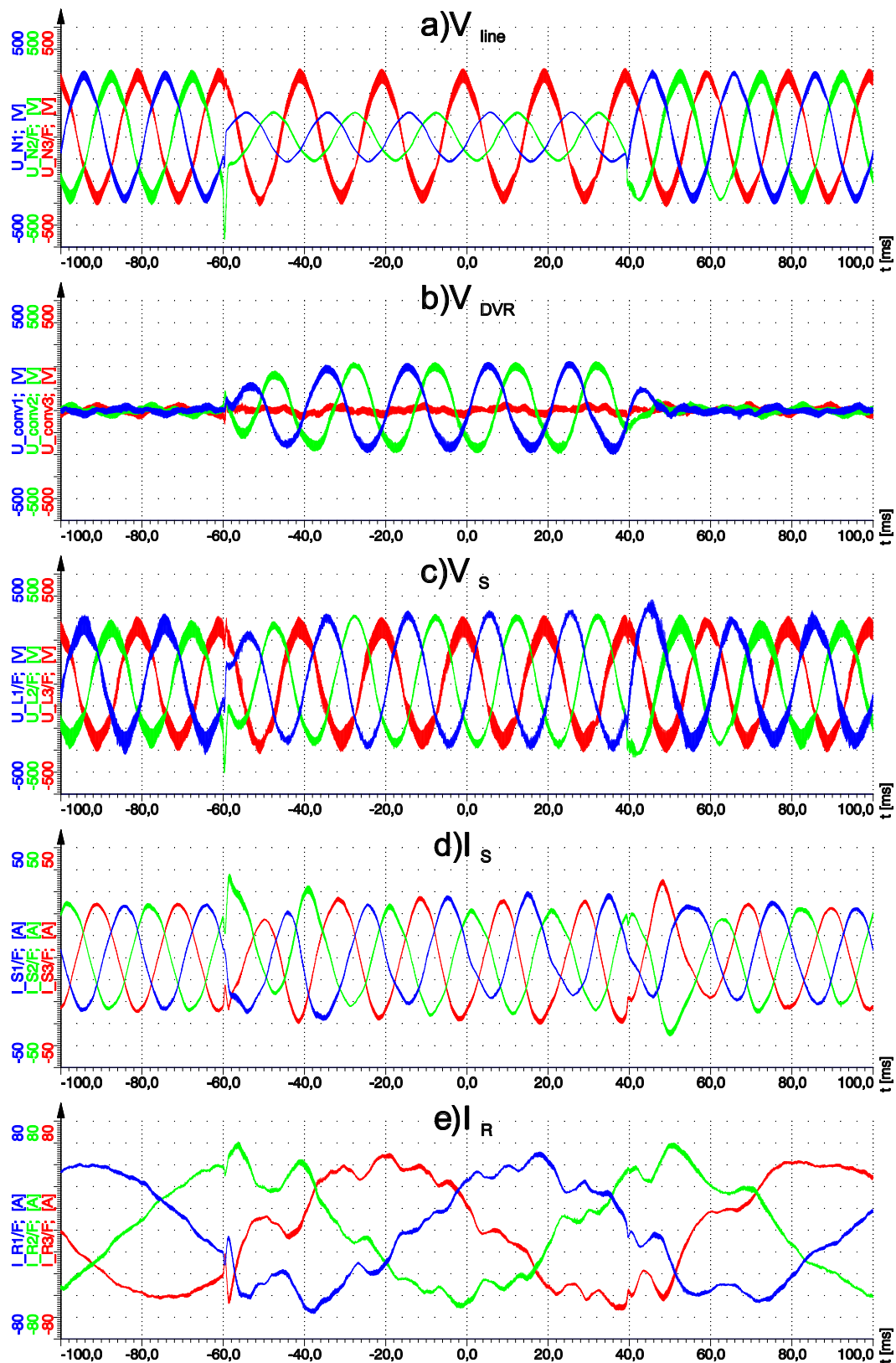


Abbildung 6.14: Messergebnisse zur Kompensation eines unsymmetrischen Spannungseinbruchs (zwei Phasenspannungen auf 37% U_N) durch DVR an DASM WEA
a) Netzspannung b) DVR Spannung c) Statorspannung d) Statorstrom e) Rotorstrom

6.5 StatCom an KL ASM Windpark

In diesem Abschnitt wird der Einsatz eines StatCom an einem Windpark mit drehzahlfesten WEA (direkt netzgekoppelte Asynchrongeneratoren) untersucht. Der StatCom verursacht bei Netzspannungsfehlern eine Anhebung der Spannungsamplitude durch die Speisung eines Blindstromes. Das resultierende, erhöhte Drehmoment der WEA Asynchrongeneratoren führt zu einer erhöhten Stabilität des Windparks. Das in der Ingenieursliteratur wenig betrachtete Verhalten dieses Systems bei unsymmetrischen Netzfehlern wird im Rahmen dieser Arbeit untersucht und in [111] veröffentlicht.

Dazu folgt zunächst die Analyse der Asynchrongeneratoren mit Kurzschlussläufer bei verringerter Netzspannung anhand der Drehzahl-Drehmoment Kennlinie. Simulationsergebnisse und Messergebnisse an einem skalierten Teststand mit 22 kW Leistung für das System aus einem drehzahlfesten Windpark mit Kurzschlussläufer Asynchrongeneratoren, der um einen StatCom der gleichen Leistungsklasse erweitert wurde und eine Regelung der Spannung ausführt, demonstrieren die Wirkungsweise der vorgeschlagenen Spannungsregelung.

6.5.1 Asynchrongenerator bei Netzfehler

Dem Verhalten drehzahlfester WEA bei Netzfehlern ist in dieser Arbeit, aufgrund des geringeren Marktanteils dieser Anlagen, kein alleinstehender Abschnitt gewidmet. Eine zum Verständnis des Abschnittes wichtige, kurze Analyse des Verhaltens des Asynchrongenerators mit Kurzschlussläufer bei Netzfehler wird daher an dieser Stelle gegeben. Es wird die Abhängigkeit der mechanischen Leistung eines Asynchrongenerators von der Netzspannung hergeleitet.

Das stationäre, einphasige Ersatzschaltbild des Asynchrongenerators wird in Abbildung 6.15 gezeigt. Alle Größen verstehen sich ohne zusätzliche Kennzeichnung als auf den Stator bezogene Werte.

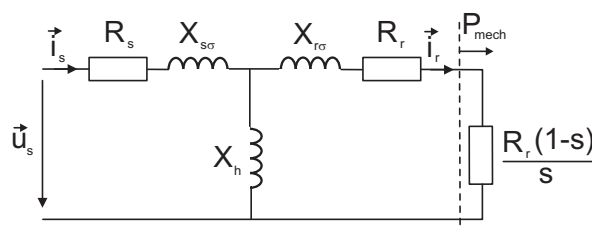


Abbildung 6.15: Stationäres, einphasiges Ersatzschaltbild für Asynchrongenerator mit Kurzschlussläufer

Es beinhaltet die bekannten Ersatzschaltbildparameter der Asynchronmaschine ($R_s, X_{s\sigma}$ als Statorstreureaktanz und Widerstand, X_h als Hauptinduktivität, $R_r, X_{r\sigma}$ als Rotorstreureaktanz und Widerstand und $\frac{R_r(1-s)}{s}$ für die mechanisch eingebrachte Leistung).

Die mechanische Leistung P_{mech} ergibt sich aus der Differenz der Luftspaltleistung und der Verlustleistung am Rotorwiderstand zu [26]

$$P_{mech} = \frac{R_r(1-s)}{s} \cdot I_r^2 \quad (6.17)$$

Das Drehmoment des Generators T_{el} ist schlupfabhängig und wird beschrieben durch

$$T_{el} = 3 \cdot \frac{p}{2} \cdot \frac{R_r}{s} \cdot I_r^2 \quad (6.18)$$

wobei p die Polpaarzahl bezeichnet. Die Drehzahl-Drehmoment-Kennlinie des Generators kann nach [26] entwickelt werden, indem der Rotorstrom ausgedrückt wird zu

$$I_r = \frac{V_e}{(R_e + R_r/s) + j(X_e + X_r)} \quad (6.19)$$

wobei V_e und R_e, X_e die Spannung und Impedanzwerte eines vereinfachten Ersatzschaltbildes darstellen und zu

$$V_e = \frac{jX_h U_s}{R_s + j(X_s + X_h)} \quad (6.20)$$

$$R_e + jX_e = \frac{jX_h(R_s + jX_s)}{R_s + j(X_s + X_h)} \quad (6.21)$$

berechnet werden. Mit Gleichung 6.19 eingesetzt in Gleichung 6.18 ergibt sich die schlupf-abhängige Gleichung für das Drehmoment

$$T_{el} = 3 \cdot \frac{p}{2} \cdot \frac{R_r}{s} \cdot \frac{V_e^2}{(R_e + R_r/s)^2 + j(X_e + X_r)^2} \quad (6.22)$$

mit der die Drehzahl-Drehmoment Kennlinie des Asynchrongenerators für verschiedene Netzspannungen gezeichnet werden kann wie in Abbildung 6.16 gezeigt.

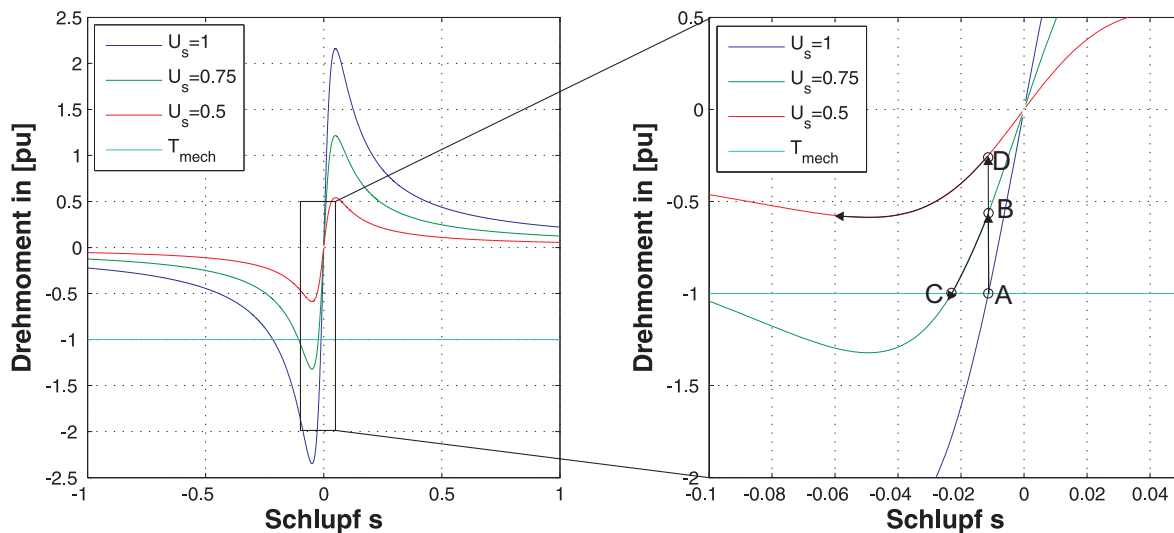


Abbildung 6.16: Drehmoment-Schlupf Charakteristik des Asynchrongenerators bei unterschiedlichen Netzspannungen

Anhand der Kurvenscharen aus Abbildung 6.16 kann das Verhalten des Generators bei Netzfehlern erklärt werden. Hierbei ist stets zu beachten, dass die Drehzahl-Drehmoment Kennlinie eine stationäre Betrachtung zugrunde legt. Transiente Einschwingvorgänge werden hiermit nicht abgebildet. Unter der Annahme, dass Drehzahländerungen des Generators in WEA Anwendungen aufgrund der hohen Trägheit des Rotors langsam geschehen, kann das Verhalten bei transienten Netzfehlern trotzdem erklärt werden.

Als Ausgangspunkt A (in Abbildung 6.16 rechts) befindet sich der Generator an einer fehlerfreien Netzspannung ($U_s = 1$ pu) in einem Arbeitspunkt mit leicht übersynchroner Drehzahl, in dem sich mechanische und generatorische Leistung gleichen. Die quadratische Abhängigkeit des Drehmomentes von der Netzspannung führt bei Netzfehler zu einem verringerten Drehmoment. Tritt ein Netzfehler auf ($U_s = 0,75$ pu) gilt nun die grüne Drehzahl-Drehmoment Kurve und der Generator begibt sich zunächst in den Arbeitspunkt B, in dem die generatorische Leistung kleiner der mechanischen Leistung ist. Der Generator beschleunigt bis ein neuer Arbeitspunkt C erreicht werden kann, in dem Drehmomentgleichgewicht herrscht. Für tiefere Netzfehler (z.B. $U_s = 0.5$ pu Punkt D) kann kein neuer Arbeitspunkt erreicht werden, da das generatorische Moment nicht mehr ausreichend ist. Dieser Zustand führt durch die Beschleunigung zu einer Überdrehzahl und zur Instabilität des Systems. Eine unsymmetrische Statorspannung, also eine Spannung mit negativer Sequenz U_s^- , kann zu einer großen Unsymmetrie der Statorströme führen [87]. Nach einer stationären Analyse unter Berücksichtigung der negativen Sequenz [97] bestimmt sich die Unsymmetrie der Statorströme aus der Unsymmetrie der Statorspannungen nach Gleichung (6.23)

$$I_s^- = \frac{U_s^-}{\omega_s \cdot \sigma \cdot L_s \cdot I_{s,N}} \quad (6.23)$$

wobei σ den Streufaktor der Maschine und $I_{s,N}$ den Nennstrom beschreiben. Die Ströme der negativen Sequenz führen nur zu einer geringen Absenkung des mittleren Drehmomentes, welches nach Gleichung (6.24) beschrieben wird [97],

$$T^+ \approx 3 \cdot \frac{p}{2\omega_s} \cdot V_s^+ \cdot I_{sd}^+ \quad (6.24)$$

allerdings verursachen sie Pulsationen des Drehmomentes mit doppelter Netzfrequenz. Diese negative Sequenz des Drehmomentes T^- kann nach Gleichung (6.25) beschrieben werden.

$$T^- \approx 3 \cdot \frac{p}{2\omega_s} \cdot V_s^+ \cdot I_s^- \quad (6.25)$$

Die Betrachtungen dieses Abschnittes verdeutlichen das Betriebsverhalten von Kurzschlussläufer Asynchronmaschinen bei unsymmetrischer Statorspannung. Die Absenkung der positiven Sequenz der Statorspannung führt zu einer Verringerung des mittleren Drehmomentes der Maschine. Dies kann zu einer Beschleunigung der Rotoren und in Folge zu einer Instabilität der Spannung aufgrund des steigenden Blindleistungsbedarfes der Maschine bei höheren Drehzahlen führen. Auch könnte eine Abschaltung der Anlage aufgrund Überdrehzahl notwendig werden. Die negative Sequenz in der Statorspannung führt zu Drehmomentpulsationen mit doppelter Netzfrequenz, die eine hohe mechanische Belastung für den Triebstrang der WEA darstellen.

Wenn durch einen StatCom die positive und negative Sequenz der Spannung unabhängig voneinander geregelt werden, so können auch die positive und negative Sequenz des Drehmomentes indirekt und getrennt voneinander geregelt werden, was im Folgenden demonstriert wird.

6.5.2 Systembeschreibung

Das untersuchte System besteht aus einem Windpark der nur aus WEA mit Kurzschlussläufer-Asynchrongeneratoren besteht. Der Windpark hat eine Nennleistung von 50 MW und wird als aggregiertes Modell simuliert. Am gleichen Netzanschlusspunkt auf Niederspannungsebene ist ein StatCom der gleichen Leistung 50 MW angeschlossen. Die Struktur des definierten Windparks wird in Abbildung 6.17 gezeigt.

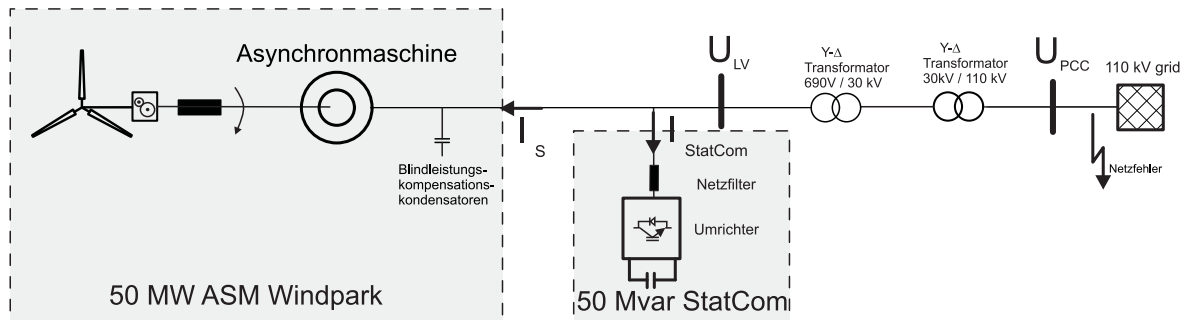


Abbildung 6.17: Struktur des Simulationsmodells für StatCom an drehzahlfestem Windpark

Beide Anlagen sind über einen Transformator mit der Niederspannungsebene und über einen weiteren Transformator mit der Hochspannungsebene verbunden. Der untersuchte Netzfehler wird hier auf Hochspannungsebene angenommen. Das Simulationsmodell des elektrischen Systems ist im Anhang in Abbildung 10.4 gezeigt. Alle Systemparameter sind im Anhang in Tabelle 10.4 und Tabelle 10.5 aufgeführt.

Leistungsberechnungen für einen StatCom zur Kompensation von Netzfehlern sind in Abschnitt 6.3.2 zu finden.

6.5.3 Regelung des StatCom

Die Struktur der Regelung ist in Abbildung 6.18 gezeigt. Beispielhaft ist für die Topologie des StatCom hier ein zweistufiger Umrichter abgebildet. In der Realität könnten aufgrund der hohen Leistungsklasse mehrstufige Topologien [98], [99] Anwendung finden.

Zur Regelung des StatCom kommt eine konventionelle, spannungsorientierte Regelung zum Einsatz [23], die für diese Anwendung erweitert wurde. Zur Regelung der Ströme in der positiven Sequenz sind PI-Regler in einem positiv mit Netzspannungswinkel rotierenden Koordinatensystem vorgesehen. Zur Regelung der Ströme der negativen Sequenz im gleichen Koordinatensystem sind resonante Regler implementiert, die auf die doppelte Netzfrequenz eingestellt sind. Überlagert findet sich die konventionelle Regelung der Zwischenkreisspannung, welche den Referenzwert für die d-Komponente der positiven Sequenz des Stromes liefert. Außerdem werden die Spannungskomponenten U_d^+ , U_d^- und U_q^- durch die Stromkomponenten I_q^+ , I_q^- und I_d^- geregelt. Die Sequenzen der Netzspannung werden über DSO-GI Filter ermittelt [32]. Andere Verfahren zur Sequenztrennung [34] wären hier ebenfalls anwendbar. Man beachte, dass die Sollströme der negativen Sequenz in das positiv rotierende Koordinatensystem transformiert werden müssen.

Die Sollströme zur Realisierung der Regelziele werden summiert. Anschließend findet eine Strombegrenzung aller vier Stromkomponenten statt, um die Stromtragfähigkeit der ver-

wendeten Leistungshalbleiter nicht zu überlasten. Dabei müssen Prioritäten vergeben werden. Die höchste Priorität besitzt die Zwischenkreisspannungsregelung, um genügend Spannungsreserve für den Umrichter zur Verfügung zu haben. Die verbleibende Stromtragfähigkeit wird dann zwischen Spannungsregelung der positiven und negativen Sequenz aufgeteilt. Hier wurde die Priorität auf den Blindstrom der positiven Sequenz I_q^+ gelegt, um maximale Spannungsstabilität für die WEA zu gewährleisten. Mit verbleibender Stromtragfähigkeit kann die negative Sequenz der Spannung kompensiert werden, um die Drehmomentpulsationen zu verringern.

6.5.4 Simulationsergebnisse

Symmetrische Netzfehler

In diesem Abschnitt wird das Betriebsverhalten des untersuchten Systems aus drehzahlfesten WEA und StatCom bei symmetrischem Spannungsfehler anhand der Simulation demonstriert. Simulationsergebnisse für einen dreiphasigen Spannungseinbruch auf 50 % der Nennspannung und 500 ms Dauer auf der Hochspannungsebene sind in Abbildung 6.19 gezeigt. In der linken Hälfte der Abbildung ist das Systemverhalten ohne StatCom abgebildet. Der dreiphasige Netzfehler führt zu einer Verringerung der positiven Spannungssequenz U_{dq}^+ auf Hoch- und Niederspannungsebene. Eine negative Sequenz U_{dq}^- ist aufgrund der Symmetrie nicht in der Spannung enthalten (siehe Abb. 6.19 a),b)). Die verringerte Netzspannung führt nach einem kurzen Einschwingvorgang zur Verringerung des Drehmomentes (siehe Abb. 6.19 links c)), was zu einer Beschleunigung führt (siehe Abb. 6.19 links d)). Der erhöhte Blindleistungsbedarf der Generatoren führt zu einer kontinuierlichen, weiteren Verringerung der Spannung auf Niederspannungsebene U_{LV} (siehe Abb. 6.19 links b)). Auch nach der Klärung des Netzfehlers kann das Nennmoment nicht wiederhergestellt werden und die Generatoren beschleunigen weiter, was zu einer Instabilität aufgrund Überdrehzahl und weiterer Absenkung der Spannung auf Niederspannungsebene führt.

In Abbildung 6.20 sind Drehmoment und Drehzahl des Asynchrongenerators aus der gleichen Simulation gegeneinander aufgetragen.

Im linken Teil der Abbildung 6.20 wird das verringerte Drehmoment (< 1 pu) und die resultierende Beschleunigung auch nach Fehlerklärung deutlich.

Im rechten Teil der Abbildungen 6.19 und 6.20 wird der StatCom eingesetzt, um im Rahmen der Stromtragfähigkeit (1 pu) die positive Sequenz der Spannung durch Speisung eines Blindstromes anzuheben (siehe Abb. 6.19 rechts b)). Der StatCom speist während des Netzfehlers einen maximalen Strom von 1 pu der positiven Sequenz. Der Blindstrom reicht nicht aus, um die Spannung vollständig zu kompensieren. Trotzdem wird durch diese Spannungsstützung die Beschleunigung der Generatoren verringert (siehe Abb. 6.19 rechts d)) und nach Fehlerklärung kann ein ausreichendes Drehmoment erzeugt werden, um in einen stabilen Betriebspunkt zurückzukehren (siehe Abb. 6.19 rechts c)). Der Drehmoment-Drehzahl Verlauf aus Abbildung 6.20 rechts veranschaulicht die Rückkehr zur Nenndrehzahl mit erhöhtem Drehmoment.

Die Ergebnisse zeigen anhand des Fallbeispiels eines symmetrischen Spannungseinbruches auf halbe Spannung, dass der Windpark mit drehzahlfesten WEA ohne Spannungsstützung in

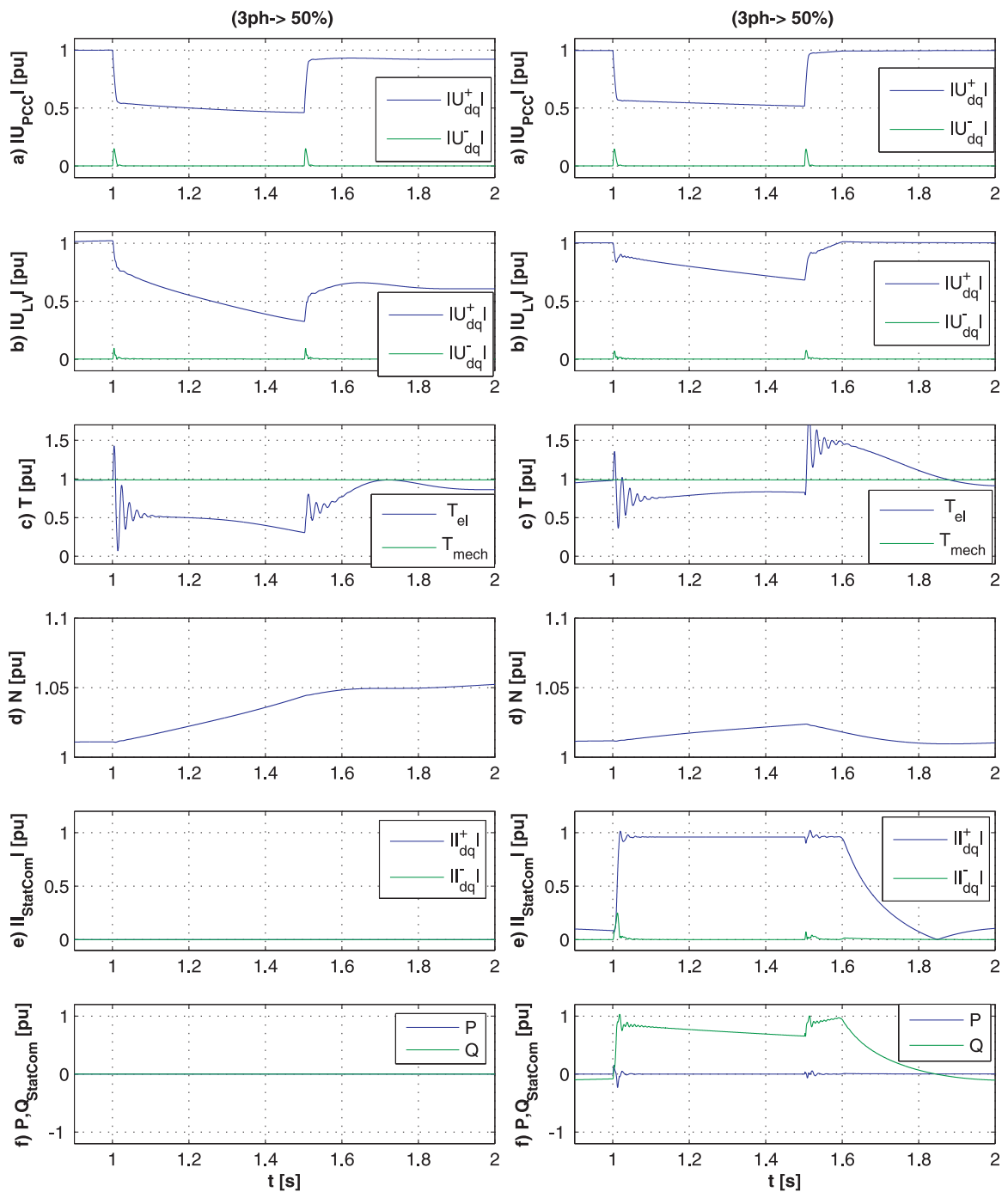


Abbildung 6.19: Simulationsergebnisse bei symmetrischem Spannungseinbruch auf 50 % U_N ohne StatCom (links) und mit StatCom (rechts); a) Betrag der positiven und negativen Spannungssequenz auf Hochspannungsebene b) Betrag der positiven und negativen Spannungssequenz auf Niederspannungsebene c) Drehmoment d) Drehzahl e) Betrag der positiven und negativen Stromsequenz des StatCom f) Wirk- und Blindleistung des StatCom

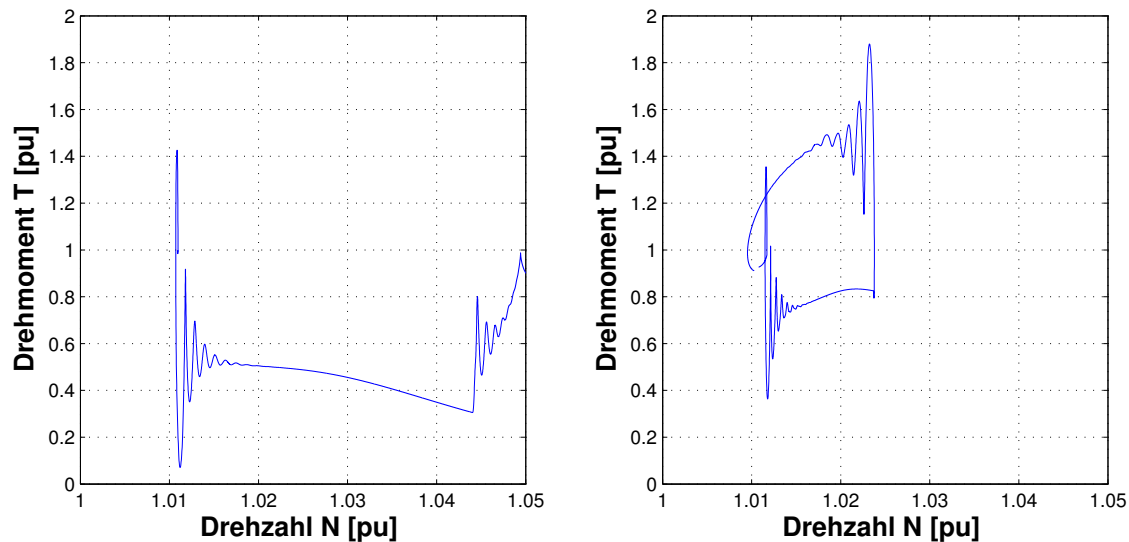


Abbildung 6.20: Drehmoment-Drehzahl Verlauf des Asynchrongenerators während symmetrischem Netzfehler auf 50 % U_N ohne StatCom (links) mit StatCom und Kompensation der positiven Spannungssequenz (rechts)

einen instabilen Betriebspunkt gelangen kann. Durch die Spannungsstützung mit einem StatCom der gleichen Leistungsklasse wird bei gleichem Spannungsfehler eine Stabilisierung des Systems erreicht. Je nach Systemparametern (Leistungsklasse des StatCom, Trägheit der WEA, Tiefe und Dauer des Spannungseinbruches) kann eine Stabilitätsgrenze des Systems gefunden werden. Die Angabe einer kritischen Klärungszeit [84] ist eine Möglichkeit, die Stabilität zu beziffern.

Unsymmetrische Netzfehler

In diesem Abschnitt wird das Betriebsverhalten des untersuchten Systems bei unsymmetrischem Spannungsfehler anhand der Simulation demonstriert. Der unsymmetrische Spannungsfehler wird sequenzgetrennt durch eine verringerte positive Sequenz U_{dq}^+ und eine negative Sequenz U_{dq}^- charakterisiert. Die Absenkung der positiven Sequenz führt ebenso wie bei rein symmetrischem Netzfehler zur Verringerung des Drehmoments. Die vorhandene negative Sequenz der Spannung führt hingegen zu hohen Drehmomentschwankungen doppelter Netzfrequenz. Im linken Teil der folgenden Abbildung 6.21 wird zunächst das Systemverhalten des Windparks ohne StatCom Kompensation dargestellt. Anschließend werden Ergebnisse zu zwei verschiedenen Spannungsregelungen des StatCom gezeigt. In der mittigen Spalte von Abbildung 6.21 regelt der StatCom nur auf die positive Sequenz der Spannung, wogegen im rechten Teil der Abbildung 6.21 eine reine Spannungsregelung der negativen Sequenz gezeigt wird.

Der untersuchte Spannungsfehler ist unsymmetrischer Natur. Eine Phase der Netzspannung auf Hochspannungsebene bricht für die Dauer von 500 ms auf 50 % der Nennspannung ein. Als sequenzgetrenntes Signal stellt sich dieser Spannungsfehler in allen drei Fällen gleich dar (siehe Abb. 6.21 a)). Ohne Kompensation der Spannung beschleunigt der Generator und das Drehmoment weist Schwingungen doppelter Netzfrequenz auf. Die Drehmoment-

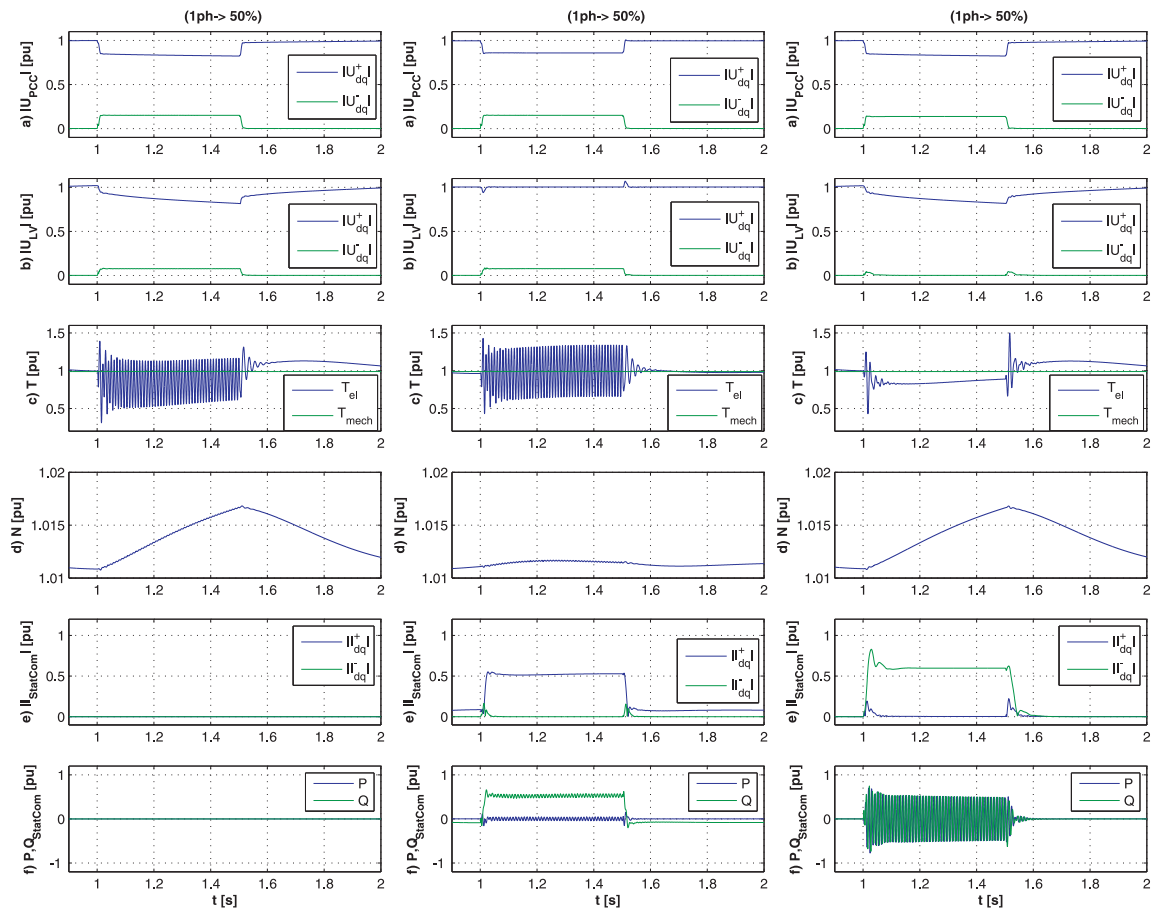


Abbildung 6.21: Simulationsergebnisse bei unsymmetrischem Spannungseinbruch (eine Phasenspannung auf 50 % U_N) ohne StatCom (links), mit StatCom und Kompensation der positiven Spannungssequenz (mittig) und mit StatCom und Kompensation der negativen Spannungssequenz (rechts);
 a) Betrag der positiven und negativen Spannungssequenz auf Hochspannungsebene b) Betrag der positiven und negativen Spannungssequenz auf Niederspannungsebene c) Drehmoment d) Drehzahl e) Betrag der positiven und negativen Stromsequenz des StatCom f) Wirk- und Blindleistung des StatCom

Drehzahl Charakteristik aus Abbildung 6.22 verdeutlicht dieses Verhalten nochmals.

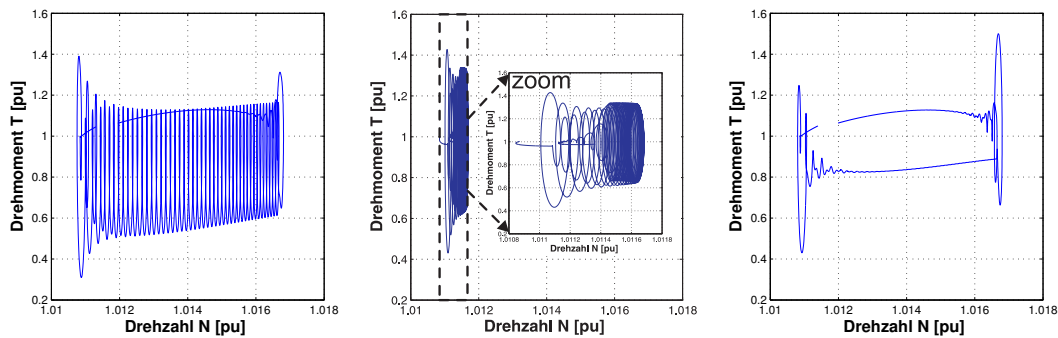


Abbildung 6.22: Drehmoment-Drehzahl Verlauf des Asynchrongenerators während unsymmetrischem Netzfehler (eine Phasenspannung auf 50 % U_N) ohne StatCom (links) mit StatCom und Kompensation der positiven Spannungssequenz (mittig) und mit StatCom und Kompensation der negativen Spannungssequenz (rechts)

In der mittleren Spalte der Abbildungen 6.21 und 6.22 wird der StatCom zur Kompensation der positiven Spannungssequenz verwendet. Dies geschieht durch Einspeisung eines Stromes der positiven Sequenz (siehe Abb. 6.21 mittig e)). Die Stromtragfähigkeit des StatCom ist ausreichend, um die positive Sequenz der Spannung vollständig zu kompensieren (siehe Abb. 6.21 mittig b)). Allerdings bleibt eine negative Sequenz der Spannung vorhanden und führt zu den Drehmomentbelastungen doppelter Netzfrequenz (siehe Abb. 6.21 mittig c)). Der Drehmoment-Drehzahl Verlauf (siehe 6.22 mittig) verdeutlicht, dass die Drehmoment-schwingungen noch präsent sind (Abweichung vertikale Achse), aber fast keine Beschleunigung des Generators mehr stattfindet (sehr geringe horizontale Abweichung).

Wird der StatCom in der Weise geregelt, dass die negative Sequenz der Spannung kompensiert wird, sind auch die Drehmomentschwingungen kompensiert (siehe Abb. 6.21 rechts c)). Die Speisung eines Stromes der negativen Sequenz ist dafür notwendig (siehe Abb. 6.21 rechts e)). Dies führt zu einer schwingenden Wirk- und Blindleistung (siehe Abb. 6.21 rechts f)) und könnte eine hohe Belastung für einen Spannungszwischenkreis des StatCom darstellen. Da die positive Sequenz der Netzspannung hier nicht kompensiert wird ist ein Drehmomentrückgang und eine daraus folgende Beschleunigung des Generators zu beobachten (siehe Abb. 6.22 rechts).

Optimal wäre die Kompensation beider Spannungssequenzen, um sowohl die Beschleunigung als auch die Drehmomentschwingungen zu verhindern. Dieser Ansatz wird in folgendem Unterabschnitt verfolgt.

Koordinierte Spannungsregelung und Grenzen

In diesem Unterabschnitt wird die Kompensation der positiven und negativen Spannungssequenz durch den StatCom untersucht. Die Priorität wird dabei wie beschrieben auf die positive Sequenz des Blindstromes I_q^+ gelegt, um maximale Spannungsstabilität des Systems zu gewährleisten. Mit restlicher Stromtragfähigkeit werden Ströme der negativen Sequenz gespeist, um die negative Sequenz der Spannung zu kompensieren.

Zunächst wird eine einphasige Absenkung einer Phasenspannung auf 50 % Nennspannung und 500 ms Dauer untersucht. Simulationsergebnisse sind in Abbildung 6.23 links gezeigt. Die Stromtragfähigkeit des StatCom wird während des Netzfehlers voll ausgelastet und es werden Ströme der positiven und negativen Sequenz eingespeist.

Auf Niederspannungsebene können die positive und die negative Sequenz der Spannung voll-ständig kompensiert werden (siehe Abb. 6.23 links b)). Daher entstehen weder Drehmomentschwingungen noch ein Drehmomentverlust. Der StatCom unterliegt starken Leistungsschwingungen und muss entsprechend ausgelegt sein.

Ein stärkerer Netzfehler führt dazu, dass die Stromtragfähigkeit des StatCom nicht mehr ausreicht, um beide Sequenzen der Spannung vollständig zu kompensieren. Simulationsergebnisse zu einem einphasigen Netzfehler, der zu einer einphasigen Spannungsabsenkung auf 0 % Nennspannung führt, sind in Abbildung 6.23 rechts gezeigt. Nun wird die Priorisierung der I_q^+ Komponente aktiv und ein Strom der negativen Sequenz kann nicht mehr gestellt werden (siehe Abb. 6.23 rechts e)). Eine leichte Beschleunigung des Generatorsystems ist zu beobachten. Aufgrund der nicht kompensierten negativen Sequenz der Spannung belasten starke Drehmomentschwingungen den Triebstrang.

Die entsprechenden Drehzahl-Drehmoment Verläufe der Simulation sind in Abbildung 6.24 gezeigt. Es ist offensichtlich, dass die geringste Systembelastung erreicht werden kann, wenn der Netzfehler vollständig durch den StatCom kompensiert werden kann. Die Pulsationen im Drehmoment mit doppelter Netzfrequenz durch die nicht kompensierte negative Sequenz der Statorspannung bei leichter Erhöhung der Drehzahl sind in Abbildung 6.24 rechts zu erkennen.

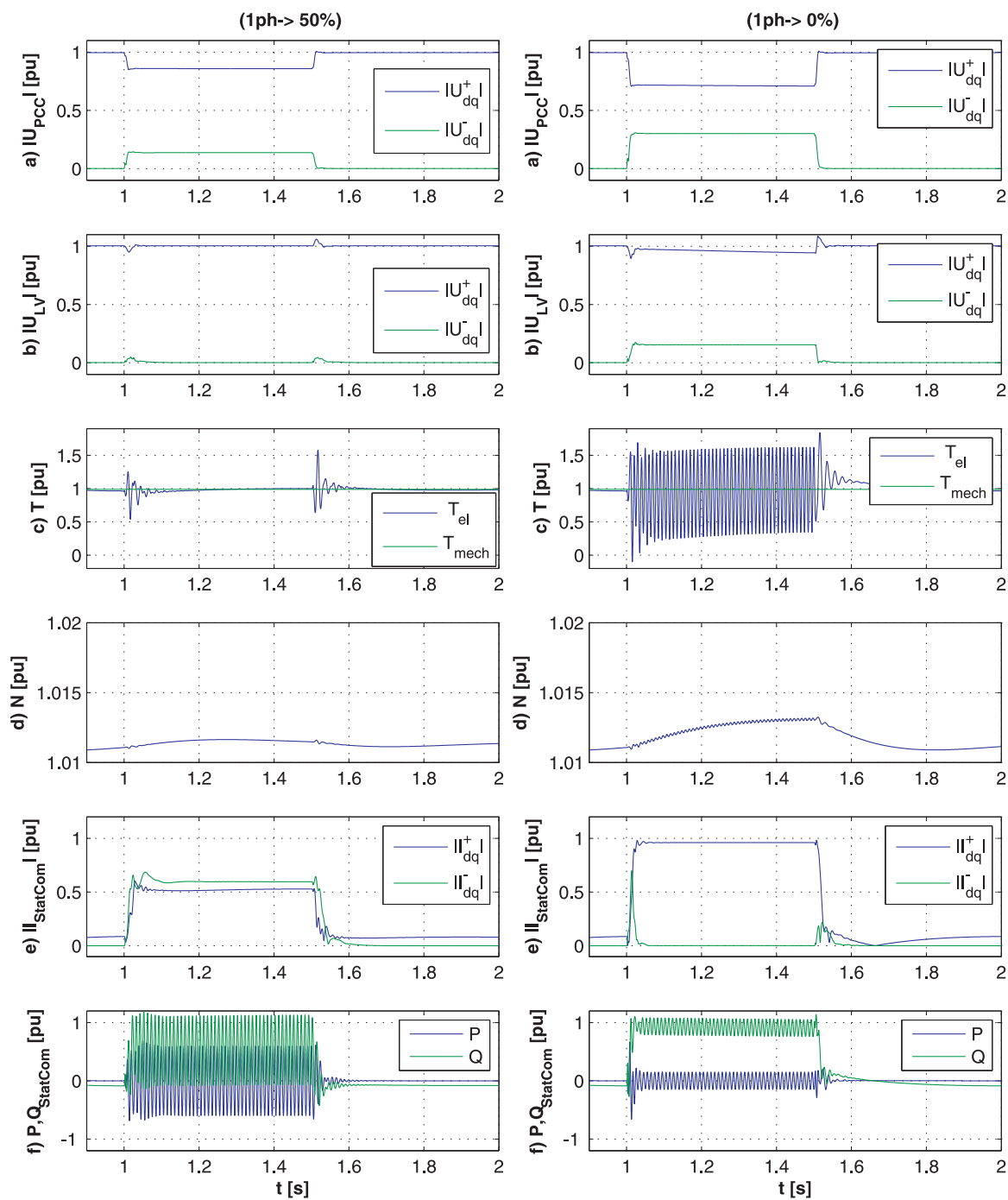


Abbildung 6.23: Simulationsergebnisse für Kompensation der positiven und negativen Spannungssequenz bei unsymmetrischem Spannungseinbruch (eine Phasenspannung auf 50 % U_N links) und (eine Phasenspannung auf 0 % U_N rechts); a) Betrag der positiven und negativen Spannungssequenz auf Hochspannungsebene b) Betrag der positiven und negativen Spannungssequenz auf Niederspannungsebene c) Drehmoment d) Drehzahl e) Betrag der positiven und negativen Stromsequenz des StatCom f) Wirk- und Blindleistung des StatCom

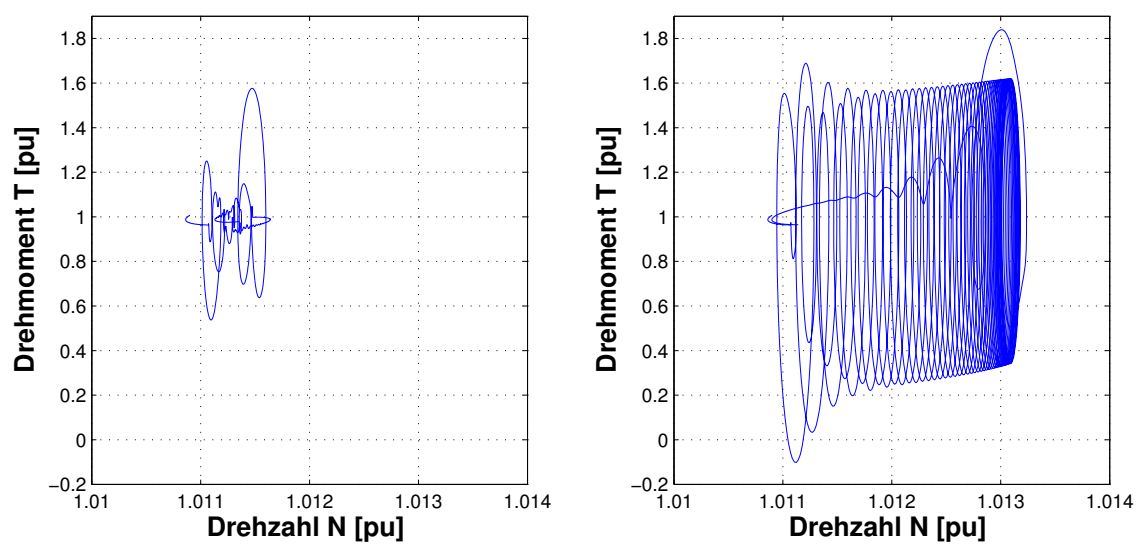


Abbildung 6.24: Drehmoment-Drehzahl Verlauf des Asynchrongenerators mit StatCom und Kompensation der positiven und negativen Spannungssequenz während un-symmetrischem Netzfehler (eine Phasenspannung auf 50 % U_N links) und (eine Phasenspannung auf 50 % U_N rechts)

6.5.5 Messergebnisse

Messergebnisse wurden an einem Laborteststand mit 22 kW Nennleistung aufgenommen. Die Struktur des Aufbaus zeigt Abbildung 6.25.

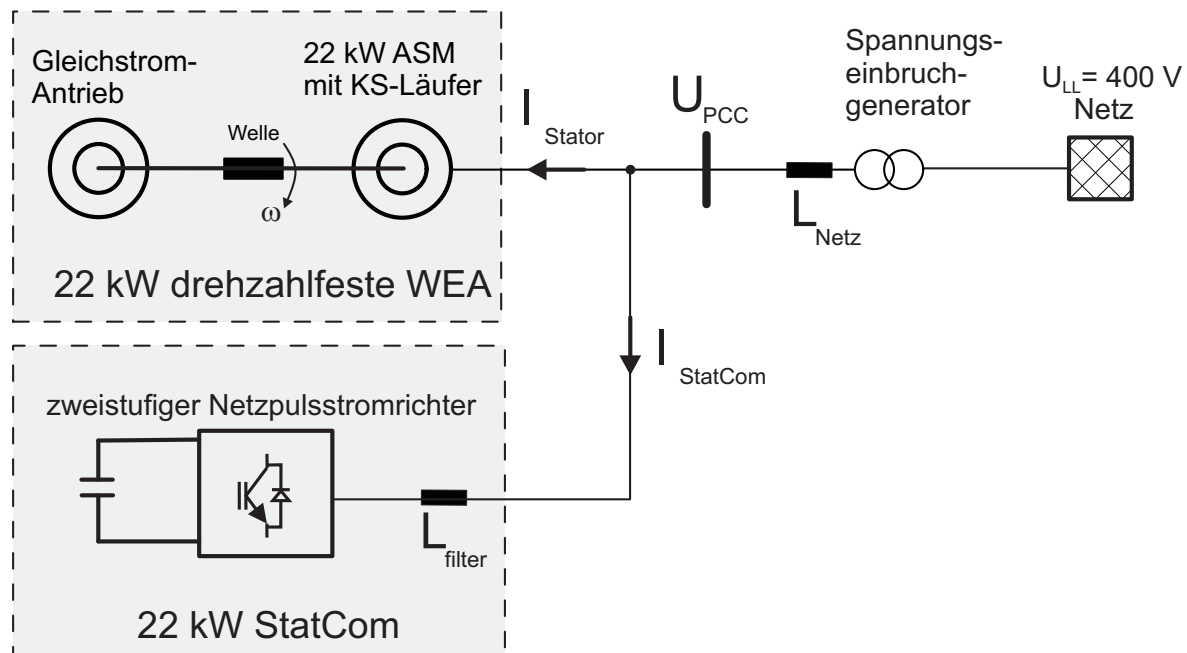


Abbildung 6.25: Struktur des Laboraufbaus zu StatCom an Asynchrongenerator

Der Aufbau der DASM wurde dazu an einem Knotenpunkt mit einem Netzpulsstromrichter betrieben. Der Rotor der DASM wurde über die Crowbar kurzgeschlossen, so dass eine Kurzschlussläufer Asynchronmaschine mit Rotorvorwiderstand erzeugt wurde. Über die Antriebsmaschine wurde das Generatorsystem bei einer konstanten Drehzahl betrieben. Der Netzpulsstromrichter wurde ohne Last im Zwischenkreis als StatCom betrieben. Die Regelung wurde dabei so modifiziert, dass die negative Sequenz der Statorströme kompensiert wurde. Der gemeinsame Netzanschlusspunkt besteht aus dem Spannungseinbruchgenerator (siehe Abschnitt 3.8 dieser Arbeit), mit dem für diesen Versuch eine stationäre, unsymmetrische Netzspannung erzeugt wurde. Zur Emulation eines schwachen Netzanschlusspunktes wurde eine zusätzliche Netzinduktivität $L_{Netz} = 2,5\text{mH}$ in Reihe verbunden. Mit Hilfe des dSpace Systems des Netzpulsstromrichters wurden die Netzanschlussspannung, die StatCom Ströme und die Statorströme des Asynchrongenerators gemessen. Die Auswirkungen auf das Generatorsystem zeigen folgende Abbildungen 6.26 für eine einphasige Unsymmetrie und Abb. 6.27 für eine zweiphasige Unsymmetrie. Die negative Sequenz der Statorströme kann nach Abschnitt 6.5.1 als ein Maß für die Pulsationen im Drehmoment gewertet werden.

In Abbildung 6.26 ist die Kompensation der einphasigen Unsymmetrie dargestellt. Zum Zeitpunkt $t = 0,1\text{s}$ wurde die Kompensation der negativen Sequenz eingeschaltet. Die Netzspannung weist zunächst eine negative Sequenz von $U_d^- = -23\text{V}$ und $U_q^- = -5\text{V}$ auf. Der StatCom speist eine geringe Blindleistung von $I_q^+ = -3\text{A}$, z.B. zur stationären Kompensation von Blindleistung, und einen geringen Wirkstrom von $I_d^+ = 1\text{A}$ zur Deckung der Schaltverluste des Umrichters. Es wurden keine Ströme der negativen Sequenz gespeist. Der Asynchrongenerator wird in einem konstanten Arbeitspunkt mit übersynchroner Drehzahl betrieben

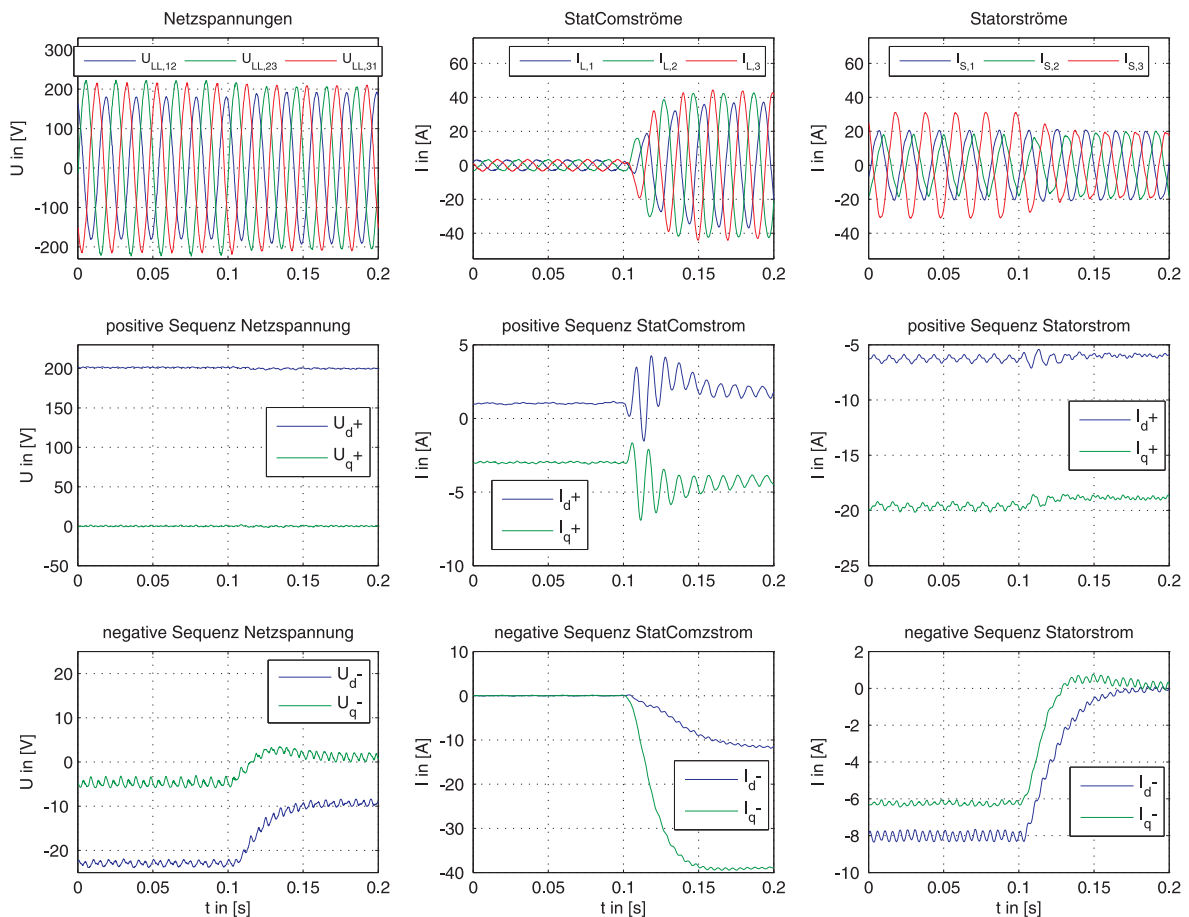


Abbildung 6.26: Messergebnis: Spannungssymmetrierung mit StatCom an Asynchrongenerator bei einphasigem Netzfehler (eine Phasenspannung auf 67 % U_N)
Netzspannungen (links), StatComströme (mittig) und Statorströme (rechts)
dreiphasig und sequentiell

(mit 20 % Schlupf). In diesem Arbeitspunkt wird ein Wirkstrom von $I_{Stator,d}^+ = -6A$ und ein Blindstrom von $I_{Stator,q}^+ = -20A$ gespeist. Die Maschine bezieht also eine hohe induktive Blindleistung. Die Statorströme weisen aufgrund der negativen Sequenz der Netzspannung eine starke Unsymmetrie bzw. hohe negative Sequenz von $I_{Stator,d}^- = -8A$ und $I_{Stator,q}^- = -6A$ auf.

Sobald die Kompensation der negativen Sequenz aktiviert wurde speist der StatCom Ströme der negativen Sequenz ein $I_{StatCom,d}^- = -12A$ und $I_{StatCom,q}^- = -38A$, die zu einer vollständigen Kompensation der negativen Sequenz der Statorströme führen. Jegliche Drehmoment-schwingungen aufgrund der Unsymmetrie der Netzspannung können somit durch den StatCom vermieden werden.

Die gleiche Untersuchung bei einer zweiphasigen Spannungsunsymmetrie ist in Abbildung 6.27 gezeigt. Die stationäre Unsymmetrie der Netzspannung äußert sich nun in einer negativen Sequenz der Spannung von $U_d^- = -15V$ und $U_q^- = +17V$. Hier speist der StatCom zunächst keine Blindleistung. Nur eine kleine Wirkstromkomponente $I_d^+ = 1A$ ist zur Deckung der Verluste des Umrichters notwendig. Wieder sind die Statorströme des Generators stark unsymmetrisch $I_{Stator,d}^- = -10A$ und $I_{Stator,q}^- = 4A$.

Wird die Kompensation der negativen Sequenz durch den StatCom eingeschaltet, kann auch

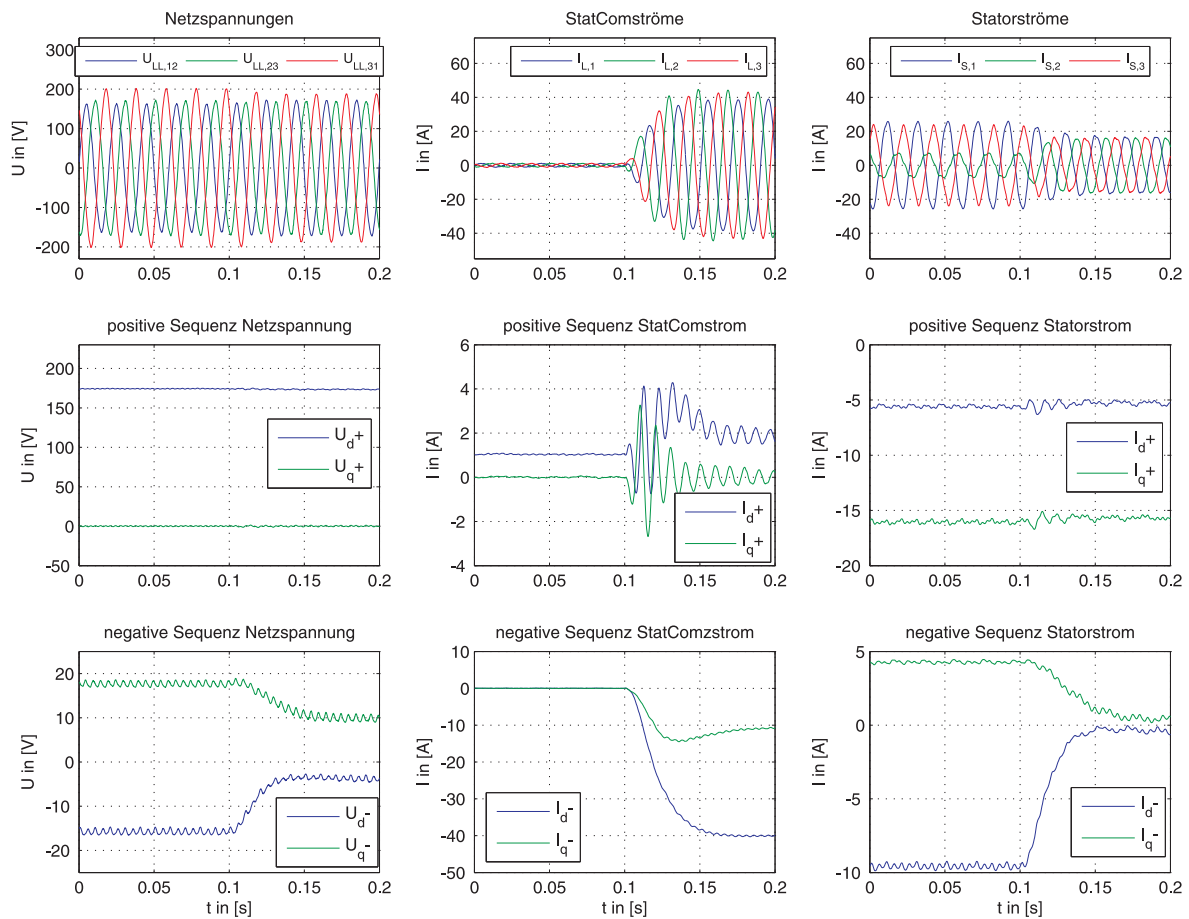


Abbildung 6.27: Messergebnis: Spannungssymmetrierung mit StatCom an Asynchrongenerator bei zweiphasigem Netzfehler (zwei Phasenspannungen auf 67 % U_N) Netzspannungen (links), StatComströme (mittig) und Statorströme (rechts), jeweils dreiphasig (obere Zeile) und sequenzgetrennt (mittige und untere Zeile)

diese Unsymmetrie erfolgreich kompensiert werden. Auch für den zweiphasigen Netzfehler können daher jegliche Schwingungen des Drehmomentes durch den Einsatz des StatCom verhindert werden. Als Nachteile können die hohe Belastung des StatCom durch die pulserende Leistungsabgabe genannt werden. Schwingungen doppelter Netzfrequenz auf der Zwischenkreisspannung konnten im Labor beobachtet werden, hielten sich aber im Bereich von 1 % Schwankungsbreite aufgrund der hohen Zwischenkreiskapazität des Aufbaus.

6.6 StatCom an DASM Windpark

In diesem Abschnitt wird der Einsatz eines StatCom an einem DASM Windpark untersucht. In Kapitel 4 dieser Arbeit wurde dargestellt, dass WEA mit DASM FRT fähig sind und flexible Möglichkeiten zur Regelung bei Spannungsunsymmetrien besitzen. Allerdings ist dazu eine Erhöhung der Ausgangsspannung des rotorseitigen Umrichters notwendig, um bei zusätzlich induzierten Rotorspannungen trotzdem genug Spannungsreserve zur Stromregelung zu besitzen. Werden Netzfehler durch ein FACTS-Gerät kompensiert, kann die Überauslegung des rotorseitigen Umrichters eingespart werden. In Abschnitt 6.4 dieser Arbeit wurde

zur Kompensation ein DVR verwendet. In diesem Abschnitt wird der Einsatz eines StatCom untersucht.

6.6.1 Systembeschreibung

Das untersuchte System besteht aus einem Windpark mit doppeltgespeisten Asynchrongeneratoren und einem StatCom der gleichen Leistungsklasse. Die Struktur des Systems ist in folgender Abbildung 6.28 gezeigt.

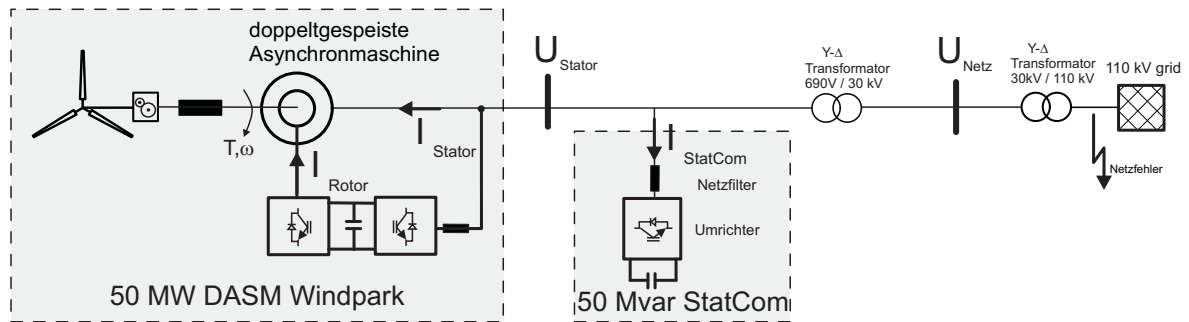


Abbildung 6.28: Struktur des Simulationsmodells für StatCom an DASM Windpark

Beide Anlagen sind über einen Transformator mit der Niederspannungsebene und über einen weiteren Transformator mit der Hochspannungsebene verbunden. Der untersuchte Netzfehler wird hier auf Hochspannungsebene angenommen. Das Simulationsmodell des elektrischen Systems wird im Anhang in Abbildung 10.5 gezeigt. Die Regelung der StatCom geschieht wie im vorigen Abschnitt 6.5.3 beschrieben. Basierend auf einer spannungsorientierten Regelung wird in überlagerten Regelkreisen die negative Sequenz der Netzspannung geregelt. Die Regelung der DASM Generatoren geschieht konventionell durch eine feldorientierte Regelung, die nicht weiter auf fehlerhafte Netzbedingungen angepasst ist.

6.6.2 Simulationsergebnisse

Simulationsergebnisse für die Kompensation eines einphasigen Netzfehlers (eine Phasenspannung auf 70 % U_N) von 100 ms Dauer sind in Abbildung 6.29 gezeigt. Dargestellt sind dreiphasige Zeitverläufe von relevanten Spannungen und Strömen. Sobald der Netzfehler zum Zeitpunkt $t=0,4$ s der Simulation eintritt, regelt der StatCom Ströme der negativen Sequenz. Dass ein reiner Strom der negativen Sequenz gestellt wird, kann in Abb. 6.29 b) an der umgedrehten Phasenfolge der Ströme im Vergleich zur Netzspannung erkannt werden. Die Speisung von Strömen der negativen Sequenz führt zu einer Kompensation der negativen Sequenz der Spannung am Stator.

Im Rotor treten keine erhöhten induzierten Spannungen auf (Abb. 6.29 e)), so dass die Rotorströme ohne eine Überauslegung des rotorseitigen Umrichters geregelt werden. Die von der WEA abgegebene Leistung und die Drehzahl bleiben konstant (Abb. 6.29 g),j)). Im Drehmoment sind nur leichte Abweichungen zu erkennen. Die bei einer Netzunsymmetrie erwarteten Schwingungen doppelter Netzfrequenz auf dem Drehmoment können vollständig kompensiert werden (Abb. 6.29 i)). Der StatCom unterliegt einer schwingenden Leistungsbelastung (Abb. 6.29 h)).

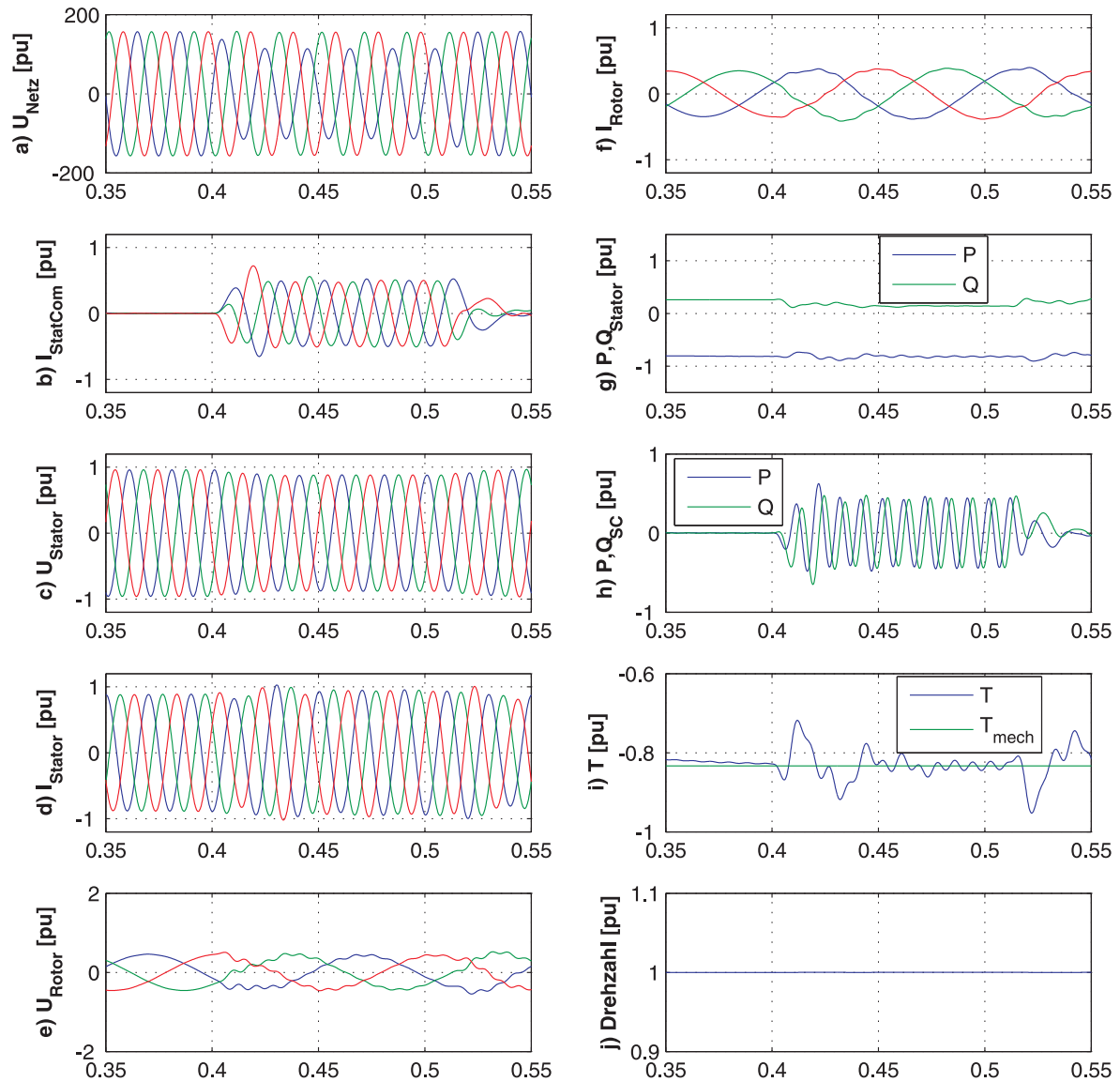


Abbildung 6.29: Simulation: Kompensation der negativen Sequenz der Spannung bei Netzfehler (eine Phasenspannung auf 70 % U_N) mit StatCom an DASM

6.6.3 Messergebnisse

Messergebnisse wurden an einem Laborteststand der 22 kW Leistungsklasse aufgenommen. Die Struktur des Aufbaus ist in Abbildung 6.30 gezeigt. Die Ergebnisse gleichen denen aus dem vorigen Abschnitt zu StatCom an drehzahlfester WEA. Im Unterschied dazu wurde allerdings die Asynchronmaschine doppeltgespeist betrieben. Ergebnisse der Messungen sind

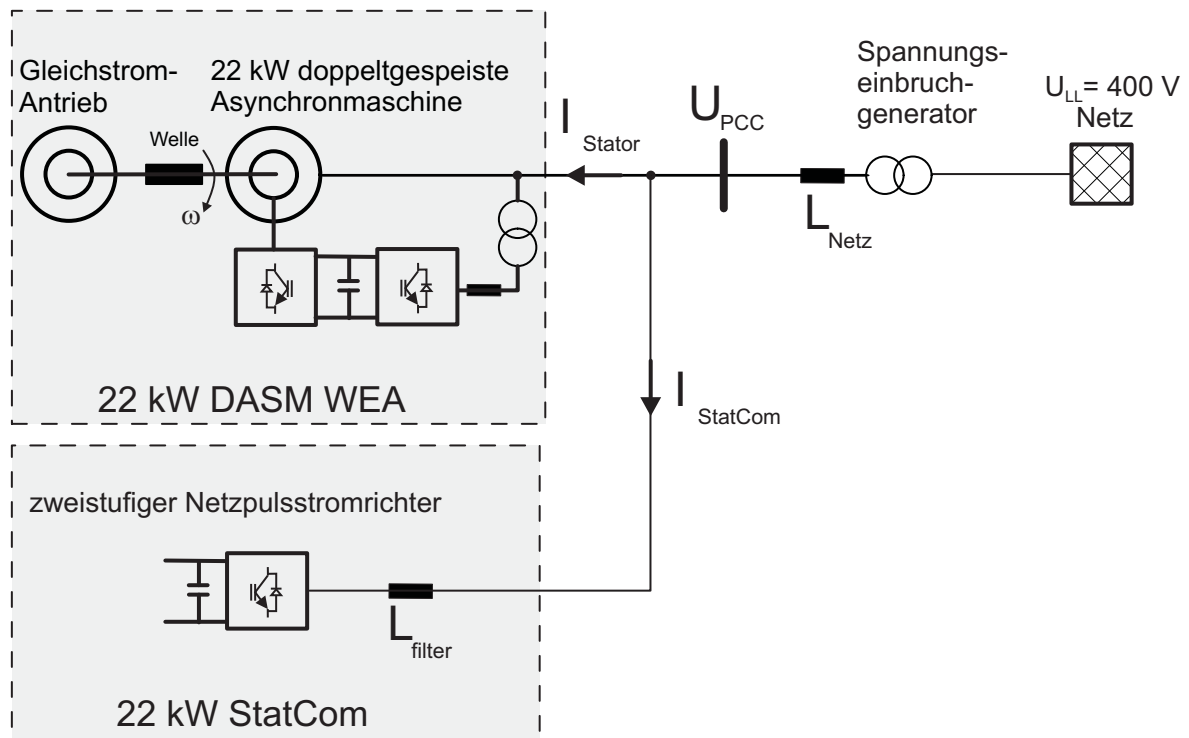


Abbildung 6.30: Struktur des Laboraufbaus zu StatCom an WEA mit doppeltgespeister Asynchronmaschine

in Abbildung 6.31 dargestellt. Wiederum wird im Unterschied zu den Simulationen keine dynamische Ausregelung eines Netzfehlers, sondern die Kompensation einer stationären Unsymmetrie gezeigt. Die Unsymmetrie wurde durch Absenkung einer Phasenspannung auf 67 % durch den Spannungseinbruchgenerator erzeugt. Die stationäre Unsymmetrie zeigt sich in der negativen Sequenz der Spannung von $U_d^- = -5V$ und $U_q^- = 5V$. Der StatCom speist zunächst einen Blindstrom von $I_q^+ = -5A$, das heißt es wird induktive Blindleistung bezogen. Die doppelt gespeiste Asynchronmaschine speist einen Wirkstrom von $I_d^+ = -20A$, was einer Wirkleistung von ca. $P = \frac{3}{2} \cdot U_d^+ \cdot I_d^+ = -9,3kW$ entspricht. Dabei wird ein Blindstrom von $I_q^+ = -7A$ gespeist. Dieser induktive Blindleistungsbezug wurde gewählt zur Entlastung des rotorseitigen Umrichters in dem Betriebspunkt. Aufgrund der Unsymmetrie der Statorspannung bildet sich eine negative Sequenz in den Statorströmen aus ($I_{Stator,d}^- = -7A$, $I_{Stator,q}^- = -4A$). Diese Unsymmetrie führt zu einer erhöhten Strombelastung im Stator, was eine erhöhte, unsymmetrische Erwärmung zur Folge hat. Außerdem ist der Triebstrang durch Drehmomentschwingungen belastet.

Sobald die Kompensation der negativen Sequenz der Netzspannung des StatCom zum Zeitpunkt $t=0,1$ s der Messung aktiviert wird, werden Ströme der negativen Sequenz gespeist ($I_d^- = -10A$, $I_q^- = -40A$), die zu einer Kompensation der negativen Sequenz in Netzspan-

nung und Statorströmen der DASM führen. Die Statorströme sind nun weitgehend symmetrisch. Die erhöhten Systembelastungen auf dem Generatorsystem aufgrund der Unsymmetrie der Netzspannung konnten durch den StatCom kompensiert werden.

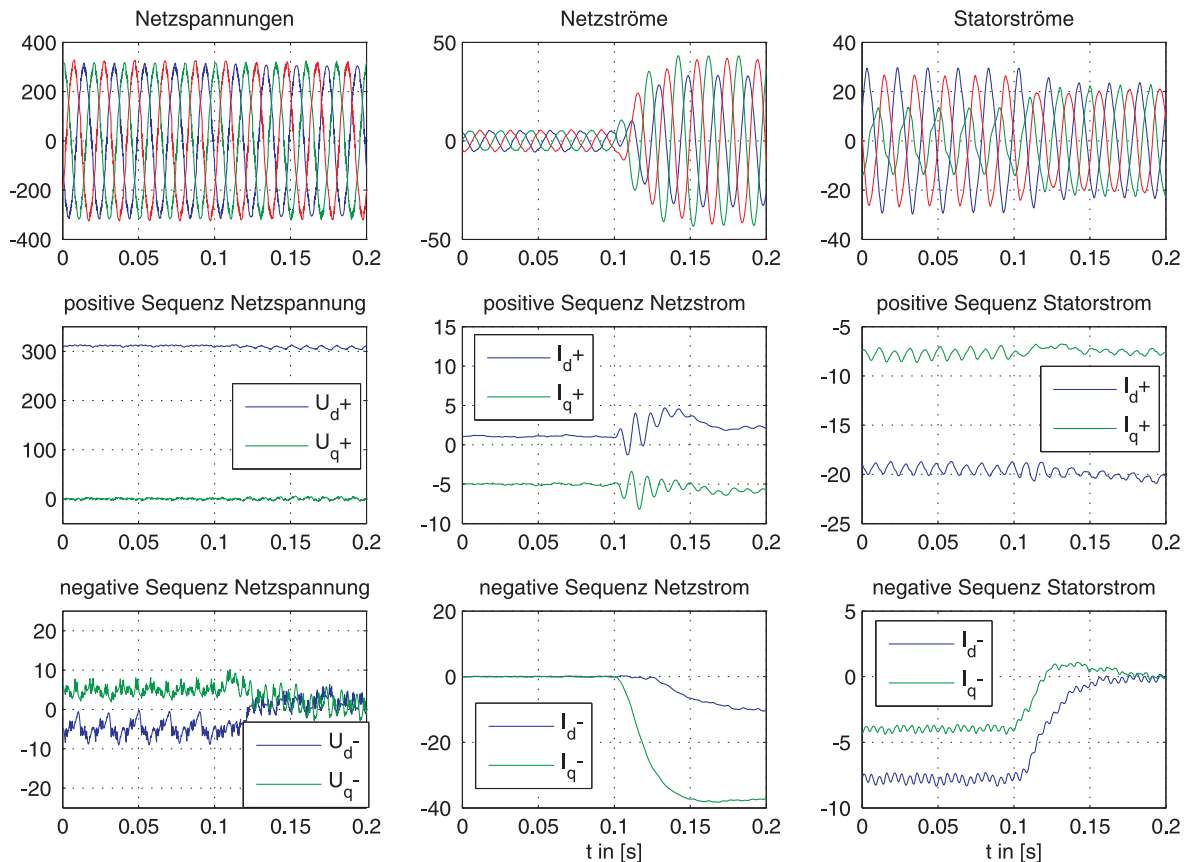


Abbildung 6.31: Messergebnis: Kompensation einer stationären, negativen Sequenz der Netzspannung (eine Phasenspannung auf 67 % U_N) mit StatCom an DASM

6.7 Zusammenfassung des Kapitels

Das Ziel dieses Kapitels ist die Untersuchung des Einsatzes von FACTS-Umrichtern an WEA, um diesen einen unterbrechungsfreien Betrieb bei Fehlern in der Netzspannung zu ermöglichen. Diese FRT Fähigkeit wird als technische Anforderung in aktuellen Netzanschlussregeln verlangt. Bestimmte WEA können die FRT Anforderung nur bedingt, bzw. nur mit einem Umrichtersystem höherer Leistung erfüllen.

Einleitend wird in Abschnitt 6.2 der Stand der Technik zur Kompensation von Netzfehlern durch FACTS-Geräte an einem Windpark gegeben. Dabei werden der DVR und der StatCom als umrichterbasierte FACTS-Geräte getrennt behandelt. Der Einsatz des jeweiligen FACTS wird für die unterschiedlichen Generatortypen von WEA (drehzahlfeste WEA, DASM WEA oder PMSM WEA) bewertet. Es werden drei Kombinationen von FACTS mit einem Windpark zur simulativen und experimentellen Untersuchung für diese Arbeit ausgewählt.

In Abschnitt 6.3 wird die Leistung der FACTS-Geräte zur Kompensation von Netzfehlern untersucht. Während die Leistung des DVR vom Netzfehler und der Leistung der Last abhängt, ist bei StatCom eine Abhängigkeit vom Netzfehler und der Netzimpedanz festzustellen.

In Abschnitt 6.4 wird die Kompensation von Netzspannungsfehlern durch einen DVR an einer WEA mit DASM, also mit Teilumrichter, untersucht. Die simulativen Untersuchungen demonstrieren, dass die Überauslegung des rotorseitigen Umrichters der WEA bei Kompensation der Netzfehler durch den DVR nicht notwendig ist. Der DVR muss dabei auf eine Teilwirkleistung der WEA ausgelegt sein. Messergebnisse an einem eigens konstruierten DVR mit 22 kW Leistung zeigen erfolgreich die Kompensation eines transienten, unsymmetrischen Netzfehlers an einer WEA mit DASM.

In Abschnitt 6.5 wird als zweite Untersuchung der Einsatz eines StatCom Umrichters an WEA mit Asynchrongeneratoren, die drehzahlfest und ohne Umrichter am Netz betrieben werden, ausgewählt. Dieses Generatorsystem besitzt keine FRT Fähigkeit und kann erst durch den Einsatz von FACTS aktuelle Netzanschlussregeln erfüllen. Der untersuchte StatCom wird so geregelt, dass durch Einspeisung von Strömen wahlweise die positive oder die negative Sequenz der Netzspannung kompensiert werden. Die unterschiedliche Auswirkung auf das Generatorsystem der WEA wird verdeutlicht. Zum einen kann die Stabilität der Spannung am Netzanschlusspunkt durch Kompensation der positiven Sequenz der Spannung erhöht werden. Zum anderen können durch Kompensation der negativen Sequenz der Spannung Drehmomentpulsationen verringert werden. Messergebnisse an einem Netzpulstromrichter mit einer Leistung von 22 kW, der als StatCom betrieben wird, demonstrieren deutlich die Symmetrierung der Statorströme der WEA bei Kompensation der negativen Sequenz der Netzspannung.

In Abschnitt 6.6 wird als dritte Kombination der Einsatz eines StatCom an WEA mit DASM untersucht. Äquivalent zu den Untersuchungen mit DVR an diesem Generatorsystem ist eine Überauslegung des rotorseitigen Umrichters bei Kompensation des Netzfehlers durch den FACTS-Umrichter nicht notwendig. Messergebnisse an den Testständen der 22 kW Leistungsklasse demonstrieren deutlich die Symmetrierung der Statorströme bei Kompensation einer negativen Spannungssequenz.

Zusammenfassend wird festgehalten, dass FACTS-Umrichter technisch geeignet sind, um WEA das unterbrechungsfreie Durchfahren von Netzfehlern zu ermöglichen. Durch die hohe, notwendige Leistungsklasse der FACTS-Umrichter muss die Rentabilität dieser Lösungen in der Anwendung geprüft werden. Durch die flexiblen Möglichkeiten moderner WEA wird die Kombination mit FACTS-Umrichtern mit geringerer Relevanz eingestuft. Durch Überauslegung der Umrichter der WEA kann mit geringerer Bauleistung das Durchfahren von Netzfehlern ermöglicht werden. Besonders geeignet sind FACTS-Umrichter in Kombination mit WEA, die ohne Umrichter am Netz betrieben werden. Die Untersuchungen des StatCom an einem Windpark mit KL ASM hat gezeigt, dass die Spannungsstabilität verbessert und mechanische Belastungen des Triebstranges durch Unsymmetrie der Spannung verringert werden kann. Besonders herauszuheben sind die in dieser Arbeit durchgeführten, experimentellen Verifikationen der Ergebnisse an skalierten Testständen im Labor mit 22 kW Leistung. Die erzielten Ergebnisse stellen eine Erweiterung des Wissensstandes um das Verhalten bei unsymmetrischen Netzfehlern dar.

7 Zusammenfassung, Fazit und Ausblick

7.1 Zusammenfassung

In dieser Arbeit wurde die Fault Ride Through Fähigkeit moderner, stromrichter gespeister Windenergieanlagen als Einzelsystem, sowie in Kombination mit FACTS-Umrichtern untersucht.

In Kapitel 2 werden die technischen Anforderungen aus relevanten Netzanschlussregeln, Richtlinien und Normen zur Netzintegration von Windenergieanlagen aufgeführt.

In Kapitel 3 werden die Grundlagen zur Topologie und der konventionellen Regelung der beiden meistverwendeten Generatorsysteme in Windenergieanlagen, das mit doppelt gespeister Asynchronmaschine und das mit permanenterregter Synchronmaschine gelegt. Außerdem wird eine Übersicht über Topologien und Funktionen von Spannungseinbruchgeneratoren und FACTS Stromrichtern gegeben. Abschließend werden die in dieser Arbeit verwendeten Laborteststände des Spannungseinbruchgenerators, der Generatorsysteme mit DASM und PMSM sowie des FACTS-Umrichters beschrieben.

In Kapitel 4 wird der Fault Ride Through von Windenergieanlagen mit doppelt gespeistem Asynchrongenerator behandelt. Die dynamische Modellierung der Rotorspannung bei transienter Statorspannung zeigt, dass verschiedene Spannungskomponenten im Rotor induziert werden. Symmetrische Fehler induzieren eine exponentiell abklingende Spannung mit einer Frequenz von $\Omega = (1 - s)\omega_s$, was der mechanischen Frequenz des Rotors entspricht. Unsymmetrische Fehler hingegen induzieren zwei Spannungskomponenten im Rotor. Zum Einen wird ebenfalls ein exponentiell abklingender Term mechanischer Frequenz induziert. Zum Anderen wird aber eine dauerhafte Spannung mit fast doppelter Netzfrequenz $(2 - s)\omega_s$ induziert. Für eine unterbrechungsfreie Rotorstromregelung muss die maximale Ausgangsspannung des rotorseitigen Umrichters an die erhöhte Rotorspannung angepasst sein.

Die untersuchten Methoden zum Fault Ride Through umfassen die Verwendung eines Rotorwiderstandes (Crowbar), sowie modifizierte Regelungsstrukturen für symmetrische und unsymmetrische Netzspannungsbedingungen. Die dabei eingesetzten resonanten Regler sind auf die jeweils induzierten Rotorspannungsfrequenzen ausgelegt und erweitern die Fault Ride Through Fähigkeit des Systems.

Die Regelung des Generators unter unsymmetrischer Netzspannung wird gesondert behandelt. Die konventionelle Regelung wird dabei durch resonante Regler und eine Leistungsbeziehung unter Berücksichtigung der negativen Sequenz erweitert. Dies führt wahlweise zur

Glättung des Drehmomentes oder zur Glättung der Statorleistung.

In Kapitel 5 wird der Fault Ride Through einer Windenergieanlage mit Volleistungsumrichter und permanenterregter Synchronmaschine untersucht. Zur Dissipation der überschüssigen Leistung im Zwischenkreis bei Netzfehler werden der Einsatz eines Brems-Choppers im Zwischenkreis und eine kinetische Energiespeicherung untersucht. Für das netzseitige Betriebsverhalten unter unsymmetrischen Netzspannungsbedingungen wird eine geeignete Regelungsstruktur des Netzpulsstromrichters aufgezeigt und verschiedene Regelziele zur Verringerung der Spannungsüberschwingungen im Zwischenkreis oder zur Leistungsglättung implementiert und verglichen.

In Kapitel 6 wird der Einsatz von FACTS-Umrichtern an Windenergieanlagen untersucht, um diesen einen unterbrechungsfreien Betrieb bei Fehlern in der Netzspannung zu ermöglichen. Die umrichterbasierten FACTS Varianten Dynamic Voltage Restorer und StatCom werden aufgrund ihrer Flexibilität und Dynamik als geeignete Lösung zur Kompensation von Netzfehlern ausgewählt.

In Abschnitt 6.4 wird die Kompensation von Netzspannungsfehlern durch einen Dynamic Voltage Restorer an einer WEA mit doppeltgespeister Asynchronmaschine, also mit Teilumrichter, untersucht. Die simulativen Untersuchungen an einem System der 2 MW Leistungsklasse demonstrieren, dass die Überauslegung des rotorseitigen Umrichters der WEA bei Kompensation der Netzfehler durch den DVR nicht notwendig ist. Der DVR muss dabei auf eine Teilwirkleistung der WEA ausgelegt sein. Messergebnisse an einem eigens konstruierten Dynamic Voltage Restorer mit 22 kW Leistung zeigen erfolgreich die Kompensation eines transienten, unsymmetrischen Netzfehlers an einer WEA mit DASM.

In Abschnitt 6.5 wird als zweite Untersuchung der Einsatz eines StatCom Umrichters an Windenergieanlagen mit Asynchrongeneratoren, die drehzahlfest und ohne Umrichter am Netz betrieben werden, ausgewählt. Dieses Generatorsystem besitzt keine FRT Fähigkeit und kann erst durch den Einsatz von FACTS aktuelle Netzanschlussregeln erfüllen. Der untersuchte StatCom wird so geregelt, dass durch Einspeisung von Strömen wahlweise die positive oder die negative Sequenz der Netzspannung kompensiert werden. Die unterschiedliche Auswirkung auf das Generatorsystem der WEA wird verdeutlicht. Zum Einen kann die Stabilität der Spannung am Netzanschlusspunkt durch Kompensation der positiven Sequenz der Spannung erhöht werden. Durch Kompensation der negativen Sequenz der Spannung können Drehmomentpulsationen verringert werden. Messergebnisse an einem Netzpulsstromrichter mit einer Leistung von 22 kW der als StatCom betrieben wird demonstrieren deutlich die Symmetrierung der Statorströme der WEA bei Kompensation der negativen Sequenz der Netzspannung.

In Abschnitt 6.6 wird als dritte Kombination der Einsatz eines StatCom an Windenergieanlagen mit DASM untersucht. Äquivalent zu den Untersuchungen mit DVR an diesem Generatorsystem ist eine Überauslegung des rotorseitigen Umrichters bei Kompensation des Netzfehlers durch den FACTS-Umrichter nicht notwendig. Messergebnisse an den Testständen der 22 kW Leistungsklasse demonstrieren deutlich die Symmetrierung der Statorströme bei Kompensation einer negativen Spannungssequenz.

Die Auslegung der FACTS-Geräte zur Kompensation von Netzfehlern ist von verschiedenen Parametern abhängig. Die Leistung des DVR ist vom Netzfehler und der Leistung der Last abhängig. Der DVR sollte daher im Allgemeinen auf einen Teil der Anlagenleistung ausgelegt sein. Die Leistung des StatCom zur Kompensation von Netzfehlern ist abhängig vom Netzfehler und der Anschlussimpedanz. Je nach Größe der Netzimpedanz kann die erforderliche Leistung des StatCom ein Vielfaches der Anlagenleistung der Windenergieanlagen betragen.

7.2 Fazit

In dieser Arbeit wurden Methoden zum Durchfahren von Netzspannungsfehlern durch Windenergieanlagen als Einzelsystem sowie in Kombination mit FACTS-Umrichtern untersucht.

Die dynamische Modellierung der Rotorspannung der doppeltgespeisten Asynchronmaschine liefert eine exakte Kenntnis über Amplitude und Frequenz der Rotorspannung bei Einbrüchen der Netzspannung. Mit dieser Kenntnis kann die notwendige Ausgangsspannung des rotorseitigen Umrichters für eine unterbrechungsfreie Regelbarkeit der Rotorströme bestimmt werden. Durch die in dieser Arbeit vorgeschlagene Methode der Verwendung resonanter Regler je induziertem Spannungsanteil werden unerwünschte Rotorstromkomponenten ausgegletzt und somit die Fault Ride Through Fähigkeit des Generators erweitert. Mit der präsentierten Regelung für unsymmetrische Netzspannungen können Drehmomentpulsationen kompensiert werden. Die Messungen bei dynamischer Netzspannung bestätigen die in der Theorie und der Simulation gewonnenen Erkenntnisse. Das verwendete Simulationsmodell und die Methoden können somit von Herstellern von Frequenzumrichtern verwendet werden, um die vorgeschriebenen Netzanschlussregeln für Windenergieanlagen zu erfüllen sowie zukünftige, netzstabilisierende Funktionen zu entwickeln.

Durch die kinetische Energiespeicherung bei dem Generatorsystem mit Vollleistungsumrichter und permanenterregter Synchronmaschine bei Netzfehler wird der Brems-Chopper im Gleichspannungs-Zwischenkreis entlastet. Dieser kann somit weitaus kleiner ausgelegt werden, was zur Einsparung von Systemkosten für Hersteller von Windenergieanlagen führen kann. Mit der dargestellten Stromregelung unter unsymmetrischer Netzspannung können Pulsationen der Zwischenkreisspannung verringert werden, was die Lebensdauer der Gleichspannungs-Kondensatoren verlängert. Außerdem können eine konstante Wirk- oder Blindleistung entsprechend eventueller, zukünftiger Anforderungen der Netzbetreiber gespeist werden. Die experimentellen Messergebnisse bei dynamischer Netzspannung verifizieren die Ergebnisse.

In dieser Arbeit wurde gezeigt, dass sich die FACTS-Geräte Dynamic Voltage Restorer und StatCom technisch zur Kompensation von Netzspannungsfehlern eignen. Damit können sie verwendet werden, um Windparks ein unterbrechungsfreies Durchfahren von Spannungseinbrüchen zu ermöglichen. Eine Besonderheit dieser Arbeit liegt in der experimentellen Verifikation der Ergebnisse während dynamischer Netzspannung. Die Fault Ride Through Fähigkeit für moderne Windenergieanlagen sollte allerdings durch die in dieser Arbeit de-

monstrierten Methoden für die Einzelanlage mit geringeren Systemkosten zu realisieren sein. Eine besondere Relevanz bietet die Kombination eines StatCom mit älteren Windenergieanlagen des drehzahlfesten Konzeptes, die keine Fault Ride Through Fähigkeit oder Regelbarkeit der Blindleistung besitzen. Bei dieser Kombination können die geringeren Systemkosten der Windenergieanlage mit den dynamischen Möglichkeiten der Blindleistungsspeisung und Regelung der Spannungssequenz eines StatCom kombiniert werden.

7.3 Ausblick

Hybride Windparks, die aus einer Kombination verschiedener Generatortypen bestehen, können eine koordinierte Regelung ausführen. Besonders flexibel ist dabei der Netzpulsstromrichter von Volleistungsumrichter WEA, der eine StatCom Funktionalität erfüllen kann. Mit einem hybriden Windpark könnten die Kostenvorteile von WEA mit Asynchronmaschine mit der dynamischen Regelung von Volleistungsumrichter-Anlagen kombiniert werden, ohne eine FACTS-Lösung anzuwenden. Ein Windpark mit Volleistungsumrichter WEA könnte also nicht nur die Netzanschlussregeln selbst erfüllen, sondern auch einem Windpark an einem nahen Anschlusspunkt die Erfüllung der Netzanschlussregeln ermöglichen. Die Untersuchung hybrider Windparks wird als interessanter Arbeitspunkt für folgende Arbeiten angesehen.

In der vorliegenden Arbeit wird die Funktion von FACTS-Umrichtern zur Kompensation von Netzfehlern und zur lokalen Spannungsregelung durch Blindleistung untersucht. Eine weitere, netzstabilisierende Systemdienstleistung ist die Frequenzregelung. Die Frequenzregelung innerhalb eines Energieversorgungsnetzes geschieht global und ist von der Balance der Wirkleistung abhängig. FACTS-Geräte können auch dynamisch Wirkleistung mit dem Energieversorgungsnetz austauschen, sobald sie mit einem Energiespeicher, wie z.B. einer Batterie ausgestattet sind. Die Bereitstellung einer Frequenzregelung als Systemdienstleistung, sowie die Glättung der Wirkleistungsabgabe eines Windparks durch ein FACTS-Gerät mit Energiespeicher wird als weiterer, interessanter Arbeitspunkt angesehen.

Der im Rahmen dieser Arbeit aufgebaute FACTS-Umrichter besteht aus drei einphasigen Vollbrückenschaltungen. Diese Topologie stellt einen dreistufigen Umrichter dar. Die Verwendung dieser Umrichtertopologie als Netzpulsstromrichter oder die serielle Verschaltung der einphasigen Umrichter zu einem kaskadierten Umrichter könnte als Basis für weitere Forschungen dienen.

Ein weiterer Ansatz zur Erweiterung der Ergebnisse dieser Arbeit besteht in der detaillierteren Modellierung des Triebstranges der Windenergieanlage. In dieser Arbeit wird der mechanische Triebstrang der WEA als Einmassenmodell angenommen. Für eine detailliertere Modellierung könnte ein Mehrmassenmodell für die Welle des Generators oder die Elastizität der Rotorblätter einbezogen werden. Während Netzfehlern wird die Glättung des Drehmoments häufig als Optimierungskriterium verwendet. Es ist zu erwarten, dass sich der Zeitverlauf des Drehmomentes bei Verwendung eines detaillierteren mechanischen Modells ändern wird und die Verhältnisse in Windenergieanlagen noch näher nachbildet.

Literaturverzeichnis

- [1] BMJ, Bundesministerium der Justiz: *Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen (Systemdienstleistungsverordnung - SDLWindV)*. Juli 2009.
- [2] BMJ, Bundesministerium der Justiz: *Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz) EEG*. In: http://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2009, Oktober 2008.
- [3] VDN, Verband der Netzbetreiber e.V.: *TransmissionCode 2007 Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber*. In: http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_7B6ERD_NetzCodes_und_Richtlinien, Oktober 2007.
- [4] BDEW, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: *Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz - Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz*. In: http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_7B6ERD_NetzCodes_und_Richtlinien, Juni 2008.
- [5] Tsili, M. und Papathanassiou, S.: *A review of grid code technical requirements for wind farms*. Renewable Power Generation, IET, 3(3):308–332, Sept. 2009, ISSN 1752-1416.
- [6] FGW, Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien e.V.: *Teil 3: Bestimmung der Elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten am Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsnetz*. In: *Technische Richtlinien für Erzeugungseinheiten und -anlagen*, März 2010.
- [7] FGW, Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien e.V.: *Teil 4: Anforderungen an Modellierung und Validierung von Simulationsmodellen der elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten und -anlagen*. In: *Technische Richtlinien für Erzeugungseinheiten und -anlagen*, März 2010.
- [8] FGW, Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien e.V.: *Teil 8: Zertifizierung der Elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten und -anlagen am Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsnetz*. In: *Technische Richtlinien für Erzeugungseinheiten und -anlagen*, März 2010.
- [9] IEC, International Electrotechnical Commission: *IEC 61400-21: Wind turbines - Part 21: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines*. Aug. 2008.

- [10] Anaya-Lara, O., Jenkins, N., Ekanayake, J., Cartwright, P. und Hughes, M.: *Wind energy generation: modelling and control*. John Wiley and Sons, 2009, ISBN 9780470714331.
- [11] Liserre, M., Cardenas, R., Molinas, M. und Rodriguez, J.: *Overview of Multi-MW Wind Turbines and Wind Parks*. Industrial Electronics, IEEE Transactions on, 58(4):1081–1095, april 2011, ISSN 0278-0046.
- [12] Chen, Zhe, Guerrero, J.M. und Blaabjerg, F.: *A Review of the State of the Art of Power Electronics for Wind Turbines*. Power Electronics, IEEE Transactions on, 24(8):1859–1875, aug. 2009, ISSN 0885-8993.
- [13] European Wind Energy Association, E W E A: *Powering Europe: wind energy and the electricity grid*. Nov 2010.
- [14] Pena, R., Clare, J.C. und Asher, G.M.: *Doubly fed induction generator using back-to-back PWM converters and its application to variable-speed wind-energy generation*. Electric Power Applications, IEE Proceedings -, 143(3):231–241, May 1996, ISSN 1350-2352.
- [15] Muller, S., Deicke, M. und De Doncker, R.W.: *Doubly fed induction generator systems for wind turbines*. Industry Applications Magazine, IEEE, 8(3):26–33, May/Jun 2002, ISSN 1077-2618.
- [16] Hansen, A.D. und Michalke, G.: *Multi-pole permanent magnet synchronous generator wind turbines' grid support capability in uninterrupted operation during grid faults*. Renewable Power Generation, IET, 3(3):333–348, sept. 2009, ISSN 1752-1416.
- [17] Schröder, Dierk: *Elektrische Antriebe - Grundlagen*. Springer Verlag, 2000.
- [18] Rabelo, B.C., Hofmann, W., Silva, J.L. da, Oliveira, R.G. de und Silva, S.R.: *Reactive Power Control Design in Doubly Fed Induction Generators for Wind Turbines*. Industrial Electronics, IEEE Transactions on, 56(10):4154–4162, oct. 2009, ISSN 0278-0046.
- [19] Tapia, G., Santamaria, G., Telleria, M. und Susperregui, A.: *Methodology for Smooth Connection of Doubly Fed Induction Generators to the Grid*. Energy Conversion, IEEE Transactions on, 24(4):959–971, dec. 2009, ISSN 0885-8969.
- [20] Gomez, S.A. und Amenedo, J.L.R.: *Grid synchronisation of doubly fed induction generators using direct torque control*. In: *IECON 02 [Industrial Electronics Society, IEEE 2002 28th Annual Conference of the]*, Band 4, Seiten 3338 – 3343 vol.4, nov. 2002.
- [21] Chen, Si Zhe, Cheung, N.C., Wong, Ka Chung und Wu, Jie: *Grid Synchronization of Doubly-fed Induction Generator Using Integral Variable Structure Control*. Energy Conversion, IEEE Transactions on, 24(4):875–883, dec. 2009, ISSN 0885-8969.
- [22] Blaabjerg, F., Teodorescu, R., Liserre, M. und Timbus, A.V.: *Overview of Control and Grid Synchronization for Distributed Power Generation Systems*. Industrial Electronics, IEEE Transactions on, 53(5):1398–1409, oct. 2006, ISSN 0278-0046.

- [23] Kazmierkowski, Marian P., Krishnan, R., Blaabjerg, Frede und Irwin, David: *Control in power electronics: selected problems*. Academic Press series in engineering. Academic Press, 2002.
- [24] Padiyar, K.R.: *FACTS Controllers In Power Transmission and Distribution*. New Age International Publishers, 2007.
- [25] Xiao-Ping Zhang, Christian Rehtanz: *Flexible AC Transmission Systems: Modelling and Control*. Springer Verlag, 2005.
- [26] Kundur: *Power System Stability and Control*. McGraw Hill, 1994.
- [27] Grunbaum, R.: *FACTS for grid integration of wind power*. In: *Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe), 2010 IEEE PES*, Seiten 1 –8, oct. 2010.
- [28] Adamczyk, A., Teodorescu, R., Mukerjee, R.N. und Rodriguez, P.: *Overview of FACTS devices for wind power plants directly connected to the transmission network*. In: *Industrial Electronics (ISIE), 2010 IEEE International Symposium on*, Seiten 3742 – 3748, july 2010.
- [29] Florin Iov, Anca Daniela Hansen, Poul Sørensen Nicolaos Antonio Cutululis: *Mapping of grid faults and grid codes*. Aalborg University, Institute of Energy Technology and Risø National Laboratory, Wind Energy Department, (VES), July 2007.
- [30] Bollen, M. H. J.: *Understanding Power Quality Problems - Voltage Sags and Interruptions*. IEEE Press Series On Power Engineering, John Wiley & Sons, 2000.
- [31] Norm, Europäische: *EN 50160: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen*. Sept. 2007.
- [32] Rodriguez, P., Teodorescu, R., Candela, I., Timbus, A.V., Liserre, M. und Blaabjerg, F.: *New Positive-sequence Voltage Detector for Grid Synchronization of Power Converters under Faulty Grid Conditions*. In: *Power Electronics Specialists Conference, 2006. PESC '06. 37th IEEE*, Seiten 1 – 7, june 2006.
- [33] Magueed, F.A., Sannino, A. und Svensson, J.: *Transient performance of voltage source converter under unbalanced voltage dips*. Power Electronics Specialists Conference, 2004. PESC 04. 2004 IEEE 35th Annual, 2:1163–1168 Vol.2, June 2004, ISSN 0275-9306.
- [34] Souza, H.E.P. de, Bradaschia, F., Neves, F.A.S., Cavalcanti, M.C., Azevedo, G.M.S. und Arruda, J.P. de: *A Method for Extracting the Fundamental-Frequency Positive-Sequence Voltage Vector Based on Simple Mathematical Transformations*. Industrial Electronics, IEEE Transactions on, 56(5):1539 –1547, may 2009, ISSN 0278-0046.
- [35] Collins, E.R., Jr. und Morgan, R.L.: *A three-phase sag generator for testing industrial equipment*. Power Delivery, IEEE Transactions on, 11(1):526–532, Jan 1996, ISSN 0885-8977.

- [36] Garcia-Gracia, Miguel, Comech, M. Paz, Sallan, Jesus, Lopez-Andia, Diego und Alonso, Oscar: *Voltage dip generator for wind energy systems up to 5 MW*. Applied Energy, 86(4):565 – 574, 2009, ISSN 0306-2619.
- [37] Ma, Yan und Karady, G.G.: *A single-phase voltage sag generator for testing electrical equipments*. Seiten 1–5, April 2008.
- [38] Saniter, C. und Janning, J.: *Test Bench for Grid Code Simulations for Multi-MW Wind Turbines, Design and Control*. Power Electronics, IEEE Transactions on, 23(4):1707–1715, July 2008, ISSN 0885-8993.
- [39] Richter, S.A., Bloh, J. von, Dick, C.P., Hirschmann, D. und De Doncker, R.W.: *Control of a medium-voltage test generator*. Power Electronics Specialists Conference, 2008. PESC 2008. IEEE, Seiten 3787–3793, June 2008, ISSN 0275-9306.
- [40] Lohde, Ralf und Fuchs, Friedrich W.: *Laboratory type PWM grid emulator for generating disturbed voltages for testing grid connected devices*. Power Electronics and Applications, 2009. EPE '09. 13th European Conference on, Seiten 1–9, Sept. 2009.
- [41] Hu, Shuju, Li, Jianlin und Xu, Honghua: *Comparison of Voltage Sag Generators for Wind Power System*. Power and Energy Engineering Conference, 2009. APPEEC 2009. Asia-Pacific, Seiten 1–4, March 2009.
- [42] Chung, Y.H., Kwon, G.H., Park, T.B. und Lim, G.Y.: *Voltage sag and swell generator with thyristor controlled reactor*. Power System Technology, 2002. Proceedings. PowerCon 2002. International Conference on, 3:1933–1937 vol.3, 2002.
- [43] Ibrahim, Ahmad O., Nguyen, Thanh Hai, Lee, Dong Choon und Kim, Su Chang: *Ride-through strategy for DFIG wind turbine systems using dynamic voltage restorers*. In: *Energy Conversion Congress and Exposition, 2009. ECCE. IEEE*, Seiten 1611–1618, Sept. 2009.
- [44] Niiranen, J.: *Simulation of Doubly Fed Induction Generator Wind Turbine with an Active Crowbar*. Power Electronics and Motion Control Conference (EPE/PEMC), 2004.
- [45] Lopez, J., Gubia, E., Olea, E., Ruiz, J. und Marroyo, L.: *Ride Through of Wind Turbines With Doubly Fed Induction Generator Under Symmetrical Voltage Dips*. Industrial Electronics, IEEE Transactions on, 56(10):4246 –4254, oct. 2009, ISSN 0278-0046.
- [46] Pannell, G., Atkinson, D.J. und Zahawi, B.: *Minimum-Threshold Crowbar for a Fault-Ride-Through Grid-Code-Compliant DFIG Wind Turbine*. Energy Conversion, IEEE Transactions on, 25(3):750 –759, sept. 2010, ISSN 0885-8969.
- [47] Peng, Ling, Francois, B. und Li, Yongdong: *Improved Crowbar Control Strategy of DFIG Based Wind Turbines for Grid Fault Ride-Through*. Applied Power Electronics Conference and Exposition, 2009. APEC 2009. Twenty-Fourth Annual IEEE, Seiten 1932–1938, Feb. 2009, ISSN 1048-2334.

- [48] Erlich, I., Wrede, H. und Feltes, C.: *Dynamic Behavior of DFIG-Based Wind Turbines during Grid Faults*. Power Conversion Conference - Nagoya, 2007. PCC '07, Seiten 1195–1200, April 2007.
- [49] Lohde, R., Jensen, S., Knop, A. und Fuchs, Friedrich W.: *Analysis of three phase grid failure and Doubly Fed Induction Generator ride-through using crowbars*. Power Electronics and Applications, 2007 European Conference on, Seiten 1–8, Sept. 2007.
- [50] Zhang, Wei, Zhou, Peng und He, Yikang: *Analysis of the by-pass resistance of an active crowbar for doubly-fed induction generator based wind turbines under grid faults*. Electrical Machines and Systems, 2008. ICEMS 2008. International Conference on, Seiten 2316–2321, Oct. 2008.
- [51] Morren, J. und Haan, S.W.H. de: *Short-Circuit Current of Wind Turbines With Doubly Fed Induction Generator*. Energy Conversion, IEEE Transactions on, 22(1):174–180, March 2007, ISSN 0885-8969.
- [52] Zhang, Xing, Li, Qin, Yang, Shuying, Xie, Zhen und Cao, Renxian: *Response and Protection of DFIG System under Grid Fault*. In: *Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), 2010 Asia-Pacific*, Seiten 1 –5, march 2010.
- [53] Kawady, T., Feltes, C., Erlich, I. und Taalab, A.I.: *Protection system behavior of DFIG based wind farms for grid-faults with practical considerations*. In: *Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE*, Seiten 1 –6, july 2010.
- [54] Nielsen, John Godsk und Esbensen, Claus: *Method of Controlling a Wind Turbine Connected to an Electric Utility Grid*. United States Patent Application Publication, Vestas Wind Systems A/S, (US 2009/0079193 A1), March 2009.
- [55] Jorgensen, Allan Holm, Helle, Lars und Schaier, Leonard: *Variable Speed Wind Turbine Configured for Wind Farm Operation*. United States Patent Application Publication, Vestas Wind Systems A/S, (US 2009/0206606 A1), August 2009.
- [56] Lopez, J., Sanchis, P., Roboam, X. und Marroyo, L.: *Dynamic Behavior of the Doubly Fed Induction Generator During Three-Phase Voltage Dips*. Energy Conversion, IEEE Transactions on, 22(3):709–717, Sept. 2007, ISSN 0885-8969.
- [57] Lopez, J., Gubia, E., Sanchis, P., Roboam, X. und Marroyo, L.: *Wind Turbines Based on Doubly Fed Induction Generator Under Asymmetrical Voltage Dips*. Energy Conversion, IEEE Transactions on, 23(1):321–330, March 2008, ISSN 1558-0059.
- [58] Xiang, Dawei, Ran, Li, Tavner, P.J. und Yang, S.: *Control of a doubly fed induction generator in a wind turbine during grid fault ride-through*. Energy Conversion, IEEE Transactions on, 21(3):652–662, Sept. 2006, ISSN 0885-8969.
- [59] Liang, Jiaqi, Qiao, Wei und Harley, R.G.: *Feed-Forward Transient Current Control for Low-Voltage Ride-Through Enhancement of DFIG Wind Turbines*. Energy Conversion, IEEE Transactions on, 25(3):836 –843, sept. 2010, ISSN 0885-8969.

- [60] Lima, F.K.A., Luna, A., Rodriguez, P., Watanabe, E.H. und Blaabjerg, F.: *Rotor Voltage Dynamics in the Doubly Fed Induction Generator During Grid Faults*. Power Electronics, IEEE Transactions on, 25(1):118–130, jan. 2010, ISSN 0885-8993.
- [61] Brekken, T.K.A. und Mohan, N.: *Control of a Doubly Fed Induction Wind Generator Under Unbalanced Grid Voltage Conditions*. Energy conversion, iee transactions on, 22(1):129–135, March 2007, ISSN 0885-8969.
- [62] Rioual, P., Pouliquen, H. und Louis, J. P.: *Regulation of a PWM rectifier in the unbalanced network state using a generalized model*. Power Electronics, IEEE Transactions on, 11(3):495–502, may 1996, ISSN 0885-8993.
- [63] Song, Hong Seok und Nam, Kwanghee: *Dual current control scheme for PWM converter under unbalanced input voltage conditions*. Industrial Electronics, IEEE Transactions on, 46(5):953–959, oct 1999, ISSN 0278-0046.
- [64] Xu, Lie und Wang, Yi: *Dynamic Modeling and Control of DFIG-Based Wind Turbines Under Unbalanced Network Conditions*. Power Systems, IEEE Transactions on, 22(1):314–323, feb. 2007, ISSN 0885-8950.
- [65] Xu, Lie: *Coordinated Control of DFIG's Rotor and Grid Side Converters During Network Unbalance*. Power Electronics, IEEE Transactions on, 23(3):1041–1049, May 2008, ISSN 0885-8993.
- [66] Gomis-Bellmunt, O., Junyent-Ferre, A., Sumper, A. und Bergas-Jan, J.: *Ride-Through Control of a Doubly Fed Induction Generator Under Unbalanced Voltage Sags*. Energy conversion, IEEE Transactions on, 23(4):1036–1045, Dec. 2008, ISSN 0885-8969.
- [67] Zhou, Yi, Bauer, P., Ferreira, J.A. und Pierik, J.: *Operation of Grid-Connected DFIG Under Unbalanced Grid Voltage Condition*. Energy conversion, IEEE Transactions on, 24(1):240–246, March 2009, ISSN 0885-8969.
- [68] Hu, J., He, Y., Xu, L. und Williams, B.W.: *Improved Control of DFIG Systems During Network Unbalance Using PI-R Current Regulators*. Industrial Electronics, IEEE Transactions on, 56(2):439–451, Feb. 2009, ISSN 0278-0046.
- [69] Feddersen, Lorenz: *Circuit Arrangement and Methods for use in a Wind Energy Installation*. United States Patent, Vestas Wind Systems A/S, (US7,102,247 B2), September 2006.
- [70] Conroy, J.F. und Watson, R.: *Low-voltage ride-through of a full converter wind turbine with permanent magnet generator*. Renewable Power Generation, IET, 1(3):182–189, september 2007, ISSN 1752-1416.
- [71] Rizo, M., Rodriguez, A., Bueno, E., Rodriguez, F.J. und Giron, C.: *Low voltage ride-through of wind turbine based on interior Permanent Magnet Synchronous Generators sensorless vector controlled*. In: *Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), 2010 IEEE*, Seiten 2507–2514, sept. 2010.

- [72] Alepuz, S., Busquets-Monge, S., Bordonau, J., Martinez-Velasco, J.A., Silva, C.A., Pontt, J. und Rodriguez, J.: *Control Strategies Based on Symmetrical Components for Grid-Connected Converters Under Voltage Dips*. Industrial Electronics, IEEE Transactions on, 56(6):2162–2173, june 2009, ISSN 0278-0046.
- [73] Rodriguez, P., Timbus, A.V., Teodorescu, R., Liserre, M. und Blaabjerg, F.: *Flexible Active Power Control of Distributed Power Generation Systems During Grid Faults*. Industrial Electronics, IEEE Transactions on, 54(5):2583–2592, Oct. 2007, ISSN 0278-0046.
- [74] Nielsen, J.G. und Blaabjerg, F.: *A detailed comparison of system topologies for dynamic voltage restorers*. Industry Applications, IEEE Transactions on, 41(5):1272–1280, Sept.-Oct. 2005, ISSN 0093-9994.
- [75] Meyer, C., De Doncker, R.W., Li, Yun Wei und Blaabjerg, F.: *Optimized Control Strategy for a Medium-Voltage DVR; Theoretical Investigations and Experimental Results*. Power Electronics, IEEE Transactions on, 23(6):2746–2754, nov. 2008, ISSN 0885-8993.
- [76] Newman, M.J., Holmes, D.G., Nielsen, J.G. und Blaabjerg, F.: *A dynamic voltage restorer (DVR) with selective harmonic compensation at medium voltage level*. Industry Applications, IEEE Transactions on, 41(6):1744–1753, nov.-dec. 2005, ISSN 0093-9994.
- [77] Barros, J.D. und Silva, J.F.: *Multilevel Optimal Predictive Dynamic Voltage Restorer*. Industrial Electronics, IEEE Transactions on, 57(8):2747–2760, aug. 2010, ISSN 0278-0046.
- [78] Leon, A. E., Farias, M. F., Battaiotto, P. E., Solsona, J. A. und Valla, M. I.: *Control Strategy of a DVR to Improve Stability in Wind Farms Using Squirrel-Cage Induction Generators*. Power Systems, IEEE Transactions on, PP(99):1, 2010, ISSN 0885-8950.
- [79] Ramirez, D., Martinez, S., Platero, C.A., Blazquez, F. und Castro, R.M. de: *Low-Voltage Ride-Through Capability for Wind Generators Based on Dynamic Voltage Restorers*. Energy Conversion, IEEE Transactions on, 26(1):195–203, march 2011, ISSN 0885-8969.
- [80] Abdel-Baqi, O. und Nasiri, A.: *Series Voltage Compensation for DFIG Wind Turbine Low-Voltage Ride-Through Solution*. Energy Conversion, IEEE Transactions on, 26(1):272–280, march 2011, ISSN 0885-8969.
- [81] Singh, B., Saha, R., Chandra, A. und Al-Haddad, K.: *Static synchronous compensators (STATCOM): a review*. Power Electronics, IET, 2(4):297–324, july 2009, ISSN 1755-4535.
- [82] Ali, M.H. und Wu, Bin: *Comparison of Stabilization Methods for Fixed-Speed Wind Generator Systems*. Power Delivery, IEEE Transactions on, 25(1):323–331, jan. 2010, ISSN 0885-8977.

- [83] Xu, Lie, Yao, Liangzhong und Sasse, C.: *Comparison of Using SVC and STATCOM for Wind Farm Integration*. Power System Technology, 2006. PowerCon 2006. International Conference on, Seiten 1–7, Oct. 2006.
- [84] Molinas, M., Suul, Jon Are und Undeland, T.: *Low Voltage Ride Through of Wind Farms With Cage Generators: STATCOM Versus SVC*. Power Electronics, IEEE Transactions on, 23(3):1104–1117, May 2008, ISSN 0885-8993.
- [85] Suul, J.A., Molinas, M. und Undeland, T.: *STATCOM-Based Indirect Torque Control of Induction Machines During Voltage Recovery After Grid Faults*. Power Electronics, IEEE Transactions on, 25(5):1240–1250, may 2010, ISSN 0885-8993.
- [86] Molinas, M., Suul, J.A. und Undeland, T.: *Extending the Life of Gear Box in Wind Generators by Smoothing Transient Torque With STATCOM*. Industrial Electronics, IEEE Transactions on, 57(2):476–484, feb. 2010, ISSN 0278-0046.
- [87] Muljadi, E., Yildirim, D., Batan, T. und Butterfield, C.P.: *Understanding the unbalanced-voltage problem in wind turbine generation*. In: *Industry Applications Conference, 1999. Thirty-Fourth IAS Annual Meeting. Conference Record of the 1999 IEEE*, Band 2, Seiten 1359–1365 vol.2, 1999.
- [88] Hochgraf, C. und Lasseter, R.H.: *Statcom controls for operation with unbalanced voltages*. Power Delivery, IEEE Transactions on, 13(2):538–544, apr 1998, ISSN 0885-8977.
- [89] Li, Kuang, Liu, Jinjun, Wang, Zhaoan und Wei, Biao: *Strategies and Operating Point Optimization of STATCOM Control for Voltage Unbalance Mitigation in Three-Phase Three-Wire Systems*. Power Delivery, IEEE Transactions on, 22(1):413–422, jan. 2007, ISSN 0885-8977.
- [90] Rodriguez, P., Medeiros, G., Luna, A., Cavalcanti, M.C. und Teodorescu, R.: *Safe current injection strategies for a STATCOM under asymmetrical grid faults*. In: *Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), 2010 IEEE*, Seiten 3929–3935, sept. 2010.
- [91] Rodriguez, P., Luna, A., Medeiros, G., Teodorescu, R. und Blaabjerg, F.: *Control of STATCOM in wind power plants based on induction generators during asymmetrical grid faults*. In: *Power Electronics Conference (IPEC), 2010 International*, Seiten 2066–2073, june 2010.
- [92] Luna, A., Rodriguez, P., Teodorescu, R. und Blaabjerg, F.: *Low voltage ride through strategies for SCIG wind turbines in distributed power generation systems*. In: *Power Electronics Specialists Conference, 2008. PESC 2008. IEEE*, Seiten 2333–2339, june 2008.
- [93] Qiao, Wei, Venayagamoorthy, G.K. und Harley, R.G.: *Real-Time Implementation of a STATCOM on a Wind Farm Equipped With Doubly Fed Induction Generators*. Industry Applications, IEEE Transactions on, 45(1):98–107, Jan.-feb. 2009, ISSN 0093-9994.

- [94] Li, Yun Wei, Blaabjerg, F., Vilathgamuwa, D.M. und Loh, Poh Chiang: *Design and Comparison of High Performance Stationary-Frame Controllers for DVR Implementation*. Power Electronics, IEEE Transactions on, 22(2):602–612, March 2007, ISSN 0885-8993.
- [95] Marafao, F.P., Colon, D., Jardini, J.A., Komatsu, W., Matakas, L., Galassi, M., Ahn, S.U., Bormio, E., Camargo, J.C., Monteiro, T. und Oliveira, M.A.: *Multiloop controller and reference generator for a Dynamic Voltage Restorer implementation*. In: *Harmonics and Quality of Power, 2008. ICHQP 2008. 13th International Conference on*, Seiten 1–6, 28 2008-Oct. 1 2008.
- [96] Gebhardt, Fabian: *Entwurf, Aufbau und Inbetriebnahme eines FACTS Umrichters für Windenergieanlagen*. Diplomarbeit, Lehrstuhl für Leistungselektronik und Elektrische Antriebe, Christian-Albrechts-Universität zu Kiel, Dezember 2009.
- [97] Wang, Y., Xu, L. und Williams, B.W.: *Compensation of network voltage unbalance using doubly fed induction generator-based wind farms*. Renewable Power Generation, IET, 3(1):12 –22, march 2009, ISSN 1752-1416.
- [98] Soto, D. und Green, T.C.: *A comparison of high-power converter topologies for the implementation of FACTS controllers*. Industrial Electronics, IEEE Transactions on, 49(5):1072 – 1080, oct 2002, ISSN 0278-0046.
- [99] Cheng, Ying, Qian, Chang, Crow, M.L., Pekarek, S. und Atcitty, S.: *A Comparison of Diode-Clamped and Cascaded Multilevel Converters for a STATCOM With Energy Storage*. Industrial Electronics, IEEE Transactions on, 53(5):1512 –1521, oct. 2006, ISSN 0278-0046.

Eigene Veröffentlichungen

- [100] Wessels, C., Lohde, R. und Fuchs, Friedrich W.: *Leistungselektronik Generatorsysteme in Windenergieanlagen und ihr Betriebsverhalten*. In: *ETG Kongress Oktober 2009, Düsseldorf, Fachtagung 3: Direktantriebe und Generatoren, Düsseldorf, Deutschland, October 2009*.
- [101] Wessels, C. und Fuchs, Friedrich W.: *Fault ride through of DFIG wind turbines during symmetrical voltage dip with crowbar or stator current feedback solution*. In: *Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), 2010 IEEE*, Seiten 2771 –2777, sept. 2010.
- [102] Wessels, C. und Fuchs, Friedrich W.: *Low Voltage Ride Through of Doubly Fed Induction Generator- Crowbar vs. Stator Current feedback solution*. In: *EPE Wind Energy Chapter - 3rd Seminar, EPE 2010, Stafford, Großbritannien, 15-16 April 2010*.
- [103] Wessels, C., Wehrend, T. und Fuchs, Friedrich W.: *Transformer Based Voltage Sag Generator to test Renewable Energy Systems during Grid Faults in the Laboratory*. In: *EPE Wind Energy Chapter - 3rd Seminar, EPE 2010, Stafford, Großbritannien, 15-16 April 2010*.
- [104] Wessels, C., Lohde, R. und Fuchs, Friedrich W.: *Transformer based voltage sag generator to perform LVRT and HVRT tests in the laboratory*. In: *Power Electronics and Motion Control Conference (EPE/PEMC), 2010 14th International*, Seiten T11–8 – T11–13, sept. 2010.
- [105] Wessels, C. und Hoffmann, N. und Fuchs Friedrich W.: *Regelung der negativen Spannungssequenz durch Windenergieanlagen*. In: *ETG-Kongress 2011 – Fachtagung 4: Leistungselektronik in Netzen, Würzburg, Deutschland, November 2011*.
- [106] Wessels, C. und Fuchs, Friedrich W.: *High voltage ride through with FACTS for DFIG based wind turbines*. In: *Power Electronics and Applications, 2009. EPE '09. 13th European Conference on*, Seiten 1–10, Sept. 2009.
- [107] Wessels, C. und Fuchs, Friedrich W.: *Concept and Performance of Voltage Swell Mitigation in Wind Farms with FACTS*. In: *European Wind Energy Conference and Exhibition, EWEC 2009, March 2009*.
- [108] Wessels, C., Gebhardt, F. und Fuchs, Friedrich W.: *Dynamic voltage restorer to allow LVRT for a DFIG wind turbine*. In: *Industrial Electronics (ISIE), 2010 IEEE International Symposium on*, Seiten 803 –808, July 2010.

- [109] Wessels, C., Gebhardt, F. und Fuchs, Friedrich W.: *Fault Ride-Through of a DFIG Wind Turbine Using a Dynamic Voltage Restorer During Symmetrical and Asymmetrical Grid Faults*. Power Electronics, IEEE Transactions on, 26(3):807 –815, march 2011, ISSN 0885-8993.
- [110] Wessels, C., Grunau, S. und Fuchs, Friedrich W.: *Current Injection Targets for a StatCom under Unbalanced Grid Voltage Condition and the Impact on the PCC Voltage*. In: *EPE Joint Wind Energy and T&D Chapters Seminar 2011*, April 2011.
- [111] Wessels, C., Molinas, M. und Fuchs, Friedrich W.: *Voltage Control of a StatCom at a Fixed Speed Wind Farm under Unbalanced Grid Faults*. 37th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society (IECON 2011), Nov. 2011.
- [112] Dannehl, J., Wessels, C. und Fuchs, Friedrich W.: *Limitations of Voltage-Oriented PI Current Control of Grid-Connected PWM Rectifiers With LCL Filters*. Industrial Electronics, IEEE Transactions on, 56(2):380 –388, feb. 2009, ISSN 0278-0046.
- [113] Wessels, C., Dannehl, J. und Fuchs, Friedrich W.: *Active damping of LCL-filter resonance based on virtual resistor for PWM rectifiers; stability analysis with different filter parameters*. In: *Power Electronics Specialists Conference, 2008. PESC 2008. IEEE*, Seiten 3532 –3538, june 2008.
- [114] Fuchs, Friedrich W., Dannehl, J., Lohde, R., Dinkhauser, V., Jensen, S., Knop, A., Rothenhagen, K., Thomsen, S. und Wessels, C.: *Research laboratory for power Electronic generator systems in wind turbines comprising converters, generators, interaction and grid interaction*. In: *Power Electronics and Applications, 2009. EPE '09. 13th European Conference on*, Seiten 1–15, Sept. 2009.

10 Anhang

10.1 Ableitung der DASM Rotorspannung bei unsymmetrischem Netzfehler

In Abschnitt 4.3.2 dieser Arbeit wird die Rotorspannung bei dynamischem Auftreten eines unsymmetrischen Netzfehlers hergeleitet. Für die Übersichtlichkeit der Arbeit werden einige Rechenschritte in Gleichung (4.14) ausgelassen, die in diesem Abschnitt für die Vollständigkeit der Arbeit gegeben werden.

Die in Mit- und Gegenspannungskomponenten aufgeteilte, unsymmetrische Netzspannung hat folgende Statorflusskomponenten zur Folge (entsprechend auch Gleichung (4.11) und (4.12)):

$$\begin{aligned}\vec{\Psi}_{s,+}^{sf} &= \frac{U_{s,+}}{j\omega_s} \cdot e^{j\omega_s t} \\ \vec{\Psi}_{s,-}^{sf} &= \frac{U_{s,-}}{-j\omega_s} \cdot e^{-j\omega_s t}\end{aligned}$$

Zusätzlich tritt, wie bei der Dynamik unter symmetrischen Fehlern, eine Ausgleichskomponente im Fluss auf, die den Übergang zwischen symmetrischem und unsymmetrischem Zustand beschreibt. Diese Flusskomponente wird wieder als natürlicher Fluss $\vec{\Psi}_{s,n}^{sf}$ bezeichnet. Der natürliche Fluss wird in Abhängigkeit eines allgemeinen Startwertes $\Psi_{s,n0}$ angegeben als (siehe auch Gleichung (4.13))

$$\vec{\Psi}_{s,n}^{sf} = \Psi_{s,n0} \cdot e^{-t/\tau_s}$$

Die Rotorspannung kann nun durch Substitution der drei Flusskomponenten in folgende Gleichung zur Rotorspannung gewonnen werden (siehe auch Gleichung (3.11))

$$\vec{u}_{ro}^{sf} = \frac{L_h}{L_s} \cdot \left(\frac{d}{dt} - j\Omega \right) \cdot \vec{\Psi}_s^{sf}$$

Die Komponenten werden nun einzeln berechnet:

$$\begin{aligned}\vec{u}_{r,+}^{sf} &= \frac{L_h}{L_s} \cdot \left(\frac{d}{dt} - j\Omega \right) \cdot \frac{U_{s,+}}{j\omega_s} \cdot e^{j\omega_s t} \\ &= \frac{L_h}{L_s} \cdot U_{s,+} \cdot \left(e^{j\omega_s t} - \frac{j\Omega}{j\omega_s} \cdot e^{j\omega_s t} \right) \\ &= \frac{L_h}{L_s} \cdot U_{s,+} \cdot \left(1 - \frac{\Omega}{\omega_s} \right) \cdot e^{j\omega_s t} \\ &= U_{s,+} \cdot \frac{L_h}{L_s} \cdot s \cdot e^{j\omega_s t}\end{aligned}$$

mit $s = \left(1 - \frac{\Omega}{\omega_s}\right)$ für den Schlupf.

Die zweite Komponente $\vec{u}_{r,-}^{sf}$ berechnet sich zu

$$\begin{aligned}\vec{u}_{r,-}^{sf} &= \frac{L_h}{L_s} \cdot \left(\frac{d}{dt} - j\Omega\right) \cdot \frac{U_{s,-}}{-j\omega_s} \cdot e^{-j\omega_s t} \\ &= \frac{L_h}{L_s} \cdot U_{s,-} \cdot \left(e^{-j\omega_s t} + \frac{j\Omega}{j\omega_s} \cdot e^{-j\omega_s t}\right) \\ &= \frac{L_h}{L_s} \cdot U_{s,-} \cdot \left(1 + \frac{\Omega}{\omega_s}\right) \cdot e^{-j\omega_s t} \\ &= U_{s,-} \cdot \frac{L_h}{L_s} \cdot (2-s) \cdot e^{-j\omega_s t}\end{aligned}$$

mit $2-s = \left(1 + \frac{\Omega}{\omega_s}\right)$. Zu beachten sei die Amplitude $(2-s) \cdot U_{s,-}$ der induzierten Spannung $\vec{u}_{r,-}^{sf}$. Der Faktor entsteht durch die Rechenoperation $U_{s,-} + \frac{\Omega}{\omega_s} \cdot U_{s,-} = (1 + (1-s)) \cdot U_{s,-}$ bei Auflösung der Klammern.

Die dritte Komponente der Rotorspannung $\vec{u}_{r,n}^{sf}$ ergibt sich aus

$$\begin{aligned}\vec{u}_{r,n}^{sf} &= \frac{L_h}{L_s} \cdot \left(\frac{d}{dt} - j\Omega\right) \cdot \psi_{s,n0} \cdot e^{-t/\tau_s} \\ &= -\frac{L_h}{L_s} \cdot \left(\frac{1}{\tau_s} + j\Omega\right) \cdot \psi_{s,n0} \cdot e^{-t/\tau_s}\end{aligned}$$

und bei Vernachlässigung des Terms $\frac{1}{\tau_s}$

$$\vec{u}_{r,n}^{sf} = -\frac{L_h}{L_s} \cdot (j\Omega) \cdot \psi_{s,n0} \cdot e^{-t/\tau_s}$$

In Summe ergibt sich für die Rotorspannung bei unsymmetrischem Netzfehler (siehe auch Gleichung (4.14))

$$\begin{aligned}\vec{u}_{r,o}^{sf} &= \frac{L_h}{L_s} \left(\frac{d}{dt} - j\Omega\right) \cdot (\vec{\psi}_{s,+}^{sf} + \vec{\psi}_{s,-}^{sf} + \vec{\psi}_{s,n}^{sf}) \\ &= \underbrace{U_{s,+} \cdot \frac{L_h}{L_s} \cdot s \cdot e^{j\omega_s t}}_{\vec{u}_{r,+}^{sf}} \\ &\quad + \underbrace{U_{s,-} \cdot \frac{L_h}{L_s} \cdot (2-s) \cdot e^{-j\omega_s t}}_{\vec{u}_{r,-}^{sf}} \\ &\quad - \underbrace{\frac{L_h}{L_s} \cdot (j\Omega) \cdot \psi_{s,n0} \cdot e^{-t/\tau_s}}_{\vec{u}_{r,n}^{sf}}\end{aligned}$$

Die Rotorspannung im rotorfesten Koordinatensystem ist in folgender Gleichung angegeben (siehe auch Gleichung (4.15)). Dazu wird die Rotorspannung im statorfesten Koordinaten-

system mit dem Drehoperator $e^{-j\Omega t}$ multipliziert.

$$\begin{aligned} \vec{u}_{r,0}^{rf} = & \underbrace{s \cdot U_{s,+} \cdot \frac{L_h}{L_s} \cdot e^{j\omega_r t}}_{\vec{u}_{r,+}^{rf}} \\ & \underbrace{(2-s) \cdot U_{s,-} \cdot \frac{L_h}{L_s} \cdot e^{-j(2-s)\omega_s t}}_{\vec{u}_{r,-}^{rf}} \\ & \underbrace{-(j\Omega) \cdot \Psi_{s,n0} \cdot \frac{L_h}{L_s} \cdot e^{-t/\tau_s} e^{-j\Omega t}}_{\vec{u}_{r,n}^{rf}} \end{aligned} \quad (10.1)$$

Durch die Koordinatentransformation ändern sich die Frequenzen. Die induzierte Spannung durch die positive Sequenz im Stator hat im rotorfesten System die Schlupffrequenz ($\omega_s - \Omega = \omega_r$). Die induzierte Rotorspannung $\vec{u}_{r,-}^{rf}$, die durch die negative Sequenz in der Statorspannung entsteht, hat im Rotor eine Frequenz von doppelter Netzfrequenz minus Schlupffrequenz ($-\omega_s - \Omega = -(\omega_s + \Omega) = -(1 + \frac{\Omega}{\omega_s})\omega_s = -(2-s)\omega_s$). Die exponentiell abklingende Gleichspannung bzw. Nullsystemspannung im Stator schwingt im rotorfesten System mit der mechanischen Frequenz ($-\Omega$).

10.2 Systemparameter

Spannungseinbruchgenerator	
Transformator	
Hersteller:	Tauscher Transformatoren
Typ:	EI 400/400/110
Nennleistung:	$S = 30 \text{ kVA}$
Bauart:	Dy
Spannung primärseitig:	$U_{prim} = 400 \text{ V}$
Strom primärseitig max.:	$I_{prim} = 44 \text{ A}$
Spannungen sekundärseitig:	$U_{sek} = 50/150/250/320/400 \text{ V}$
Strom sekundärseitig max.:	$I_{sek} = 43 \text{ A}$
Primärimpedanz:	$R_1 = 123,7 \text{ m}\Omega$
Sekundärimpedanz:	$R'_2 = 123,7 \text{ m}\Omega$
Primärinduktivität:	$L_{\sigma 1} = 0,419 \text{ mH}$
Sekundärinduktivität:	$L'_{\sigma 2} = 0,419 \text{ mH}$
Hauptinduktivität:	$L_h = 0,79 \text{ H}$
Eisenwiderstand:	$R_{Fe} = 927,35 \text{ m}\Omega$
Leistungsschalter	
Hersteller:	Toshiba
Typ:	MG500Q1US1
max. Kollektorstrom:	$I_C = 500 \text{ A}$
max. Sperrspannung:	$U_{CE} = 1200 \text{ V}$

Tabelle 10.1: Parameter des Spannungseinbruchgenerators

Bezeichnung	Simulation			Labor	
	Zeichen	Wert	Wert [p.u.]	Wert	Wert [p.u.]
Doppeltgespeiste Asynchronmaschine					
Spannung (verk./str.)	U	690/400 V	1	400/230 V	1
Frequenz	f	50 Hz	-	50 Hz	-
Nennleistung	P	2000 kW	0,95	22 kW	1
Nennscheinleistung	S	2105 kVA	1	-	-
Nennstrom (str.)	I	1762 A	1	41 A	-
Leistungsfaktor	$\cos(\phi)$	0,95 bis 1	-	0,86 bis 1	-
Nennzahl	n	1800 1/min	1	1800 1/min	1
Polpaarzahl	p	2	2	-	-
Basisimpedanz	X_b	0,22 Ω	1	7,21 Ω	1
Statorwiderstand	R_s	4,2 m Ω	0,0184	112 m Ω	0,0155
Statorstreureaktanz	$X_{s\sigma}$	30,0 m Ω	0,131	407 m Ω	0,056
Hauptreaktanz	X_h	1,15 Ω	5,04	11,66 Ω	1,61
Eisenverluste	R_{fe}	43 Ω	188,6	68,7 Ω	9,52
Rotorstreureaktanz (auf Stator bezogen)	$X_{r\sigma}$	28,0 m Ω	0,122	135,4 m Ω	0,0187
Rotorwiderstand (auf Stator bezogen)	R_r	2,1 m Ω	0,0092	118,7 m Ω	0,0165
Crowbarwiderstand (auf Stator bezogen)	R_{cb}/R_r	0,0525 Ω	0,23	2,7 Ω	0,374
Übersetzungsverhältnis		25	25	22,7	22,7
Stator/Rotor	i	1/2,5	-	1/0,66	-
Trägheitsmoment	J	400 kgm ²	-	0,15 kgm ²	-
Rotorseitiger Pulsumrichter					
Nennstrom	I_{RSC}	760 A	0,43	- A	-
Zwischenkreiskapazität	C_{DC}	15 mF	-	-	-
Zwischenkreisspannung	U_{DC}	1200/1500 V	1	320 V	-
Netzseitiger Pulsumrichter					
Nennstrom	I_{LSC}	430 A	0,244	- A	-
Basisimpedanz	X_b	0,92 Ω	1	- Ω	-
Netzfilterreaktanz	X_{LF}	175 m Ω	0,18	- m Ω	-
Netzfilterreaktanz	X_{CF}	8,5 Ω	0,10	-	-

Tabelle 10.2: Systemparameter der Teilumrichter Anlage mit DASM

		Simulation		Labor	
Synchronmaschine mit Permanentmagneterregung					
Bezeichnung	Zeichen	Wert	Wert [p.u.]	Wert	Wert [p.u.]
Spannung (verk./str.)	U	690/400 V	1	400/230 V	-
Frequenz	f	50 Hz	-	50 Hz	-
Nennleistung	P	2000 kW	1	22 kW	-
Nennstrom (str.)	I	1673 A	1	- A	-
Nenndrehzahl	n	1500 1/min	1	1500 1/min	-
Polpaarzahl	p	4	-	2	-
Basisimpedanz	X_b	0,24 Ω	1	- Ω	-
Statorwiderstand	R_s	4,4 m Ω	0,018	- m Ω	-
Statorstreureaktanz	$X_d = X_q$	126 m Ω	0,52	- m Ω	-
Fluss	Ψ_{PM}	2,59 Wb	-	- Ω	-
Trägheitsmoment	J	400 kgm ²	-	0,029 kgm ²	-
Maschinenseitiger Pulsumrichter					
Nennstrom	I_{stator}	- A	-	50 A	-
Zwischenkreiskapazität	C_{DC}	10 mF	-	2,2 mF	-
Zwischenkreisspannung	U_{DC}	1100 V	1	700 V	-
Netzseitiger Pulsumrichter					
Nennstrom	I_{LSC}	1673 A	1	50 A	-
Reaktanz der Netz-					
Filterinduktivität	X_{Lg}	17,85 m Ω	0,074	0 - 1,57 m Ω	-
Reaktanz der Umrichter-					
Filterinduktivität	X_{Lc}	17,85 m Ω	0,074	0 - 1,57m Ω	-
Reaktanz des					
Filterkondensators	X_C	3,4 Ω	0,070	0 - 49,1 Ω	-

Tabelle 10.3: Systemparameter der Vollumrichter Anlage mit PMSM

Asynchrongenerator	Wert
Nenn-Scheinleistung	57,5 MW
Nenn-Wirkleistung	50 MW
Nennspannung	690 V
Stator Widerstand (R_S)	0,0108 pu
Stator Streureaktanz ($X_{S\sigma}$)	0,107 pu
Hauptreaktanz (X_h)	4,4 pu
Rotor Widerstand (R'_R)	0,01214 pu
Rotor Streureaktanz ($X'_{R\sigma}$)	0,1407 pu
Kompensationskapazitäten	0,17 F
Mechanische Zeitkonstante H	3 s
StatCom	
Nenn-Scheinleistung	50 Mvar
Nennspannung	690 V
Netzfilter	0,15 pu
Stromtragfähigkeit	1 pu

Tabelle 10.4: Systemparameter der KLASM WEA und StatCom

	Netz	HV Transformator	MV Transformator
Nenn Scheinleistung	1000 MW	100 MW	100 MW
Nennspannung	110 kV	30 kV	690 V
Reaktanz (X_g)	0,98 pu	0,05 pu	0,1 pu
Widerstand (R_g)	0,02 pu	0,01 pu	0,02 pu

Tabelle 10.5: Systemparameter von Energieversorgungsnetz und Transformatoren für die Simulationen mit KLASM WEA und

10.3 Simulationsmodelle

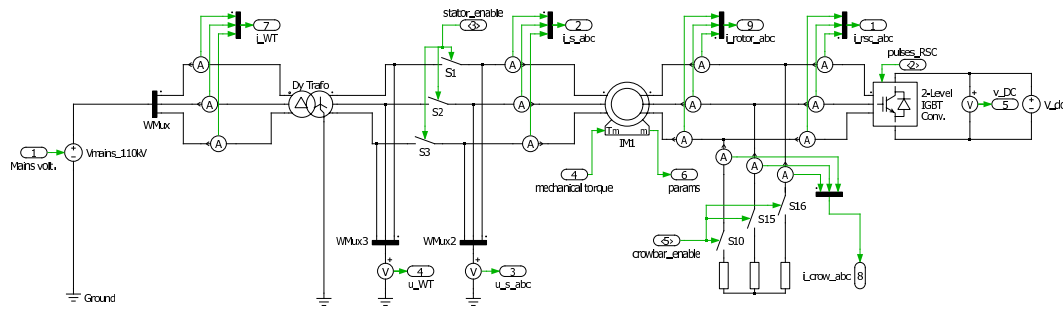


Abbildung 10.1: Simulationsmodell in PLECS für doppeltgespeiste Asynchronmaschine ohne Netzpulsstromrichter

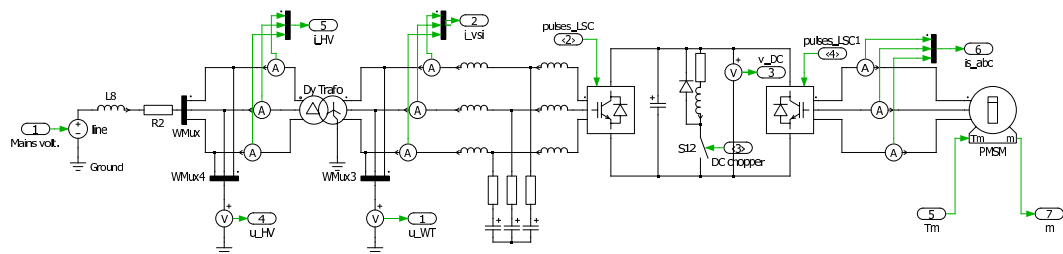


Abbildung 10.2: Simulationsmodell in PLECS für Synchronmaschine mit Permanentmagneterregung

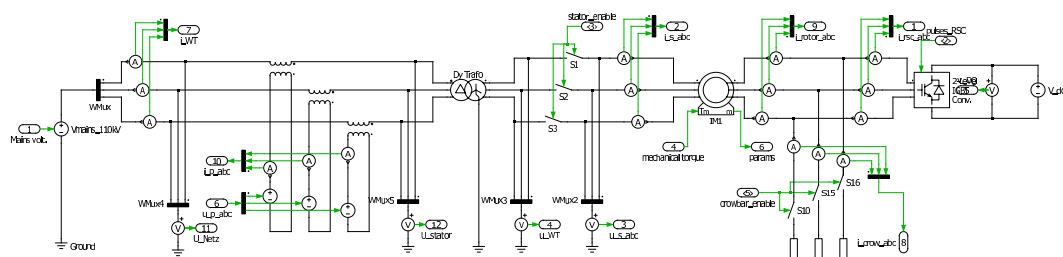


Abbildung 10.3: Simulationsmodell in PLECS für DVR mit DASM WEA

10.4 Fotos der Laboraufbauten



Abbildung 10.6: Laboraufbau der doppeltgespeisten Asynchronmaschine mit Antriebsmaschine

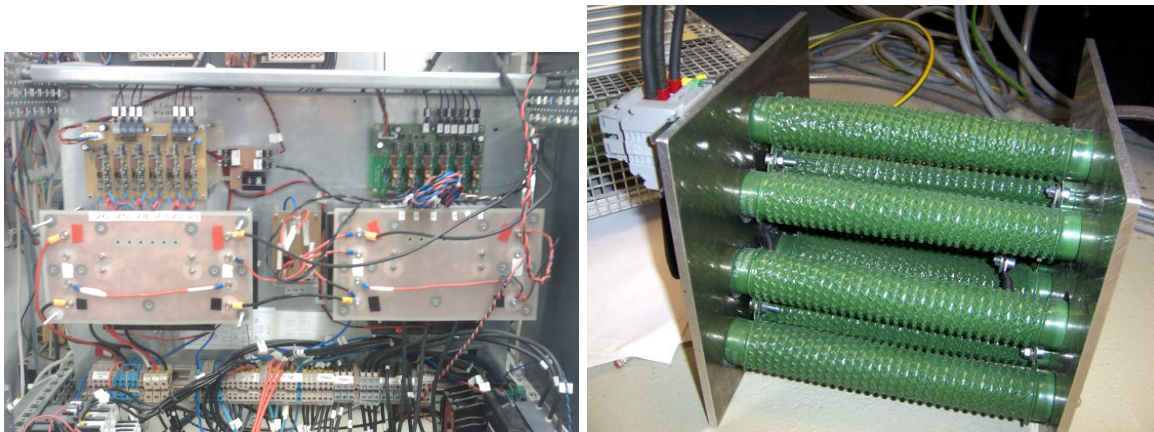


Abbildung 10.7: Laboraufbau des rotorseitigen Frequenzumrichters (links) und der Crowbar (rechts) für die DASM

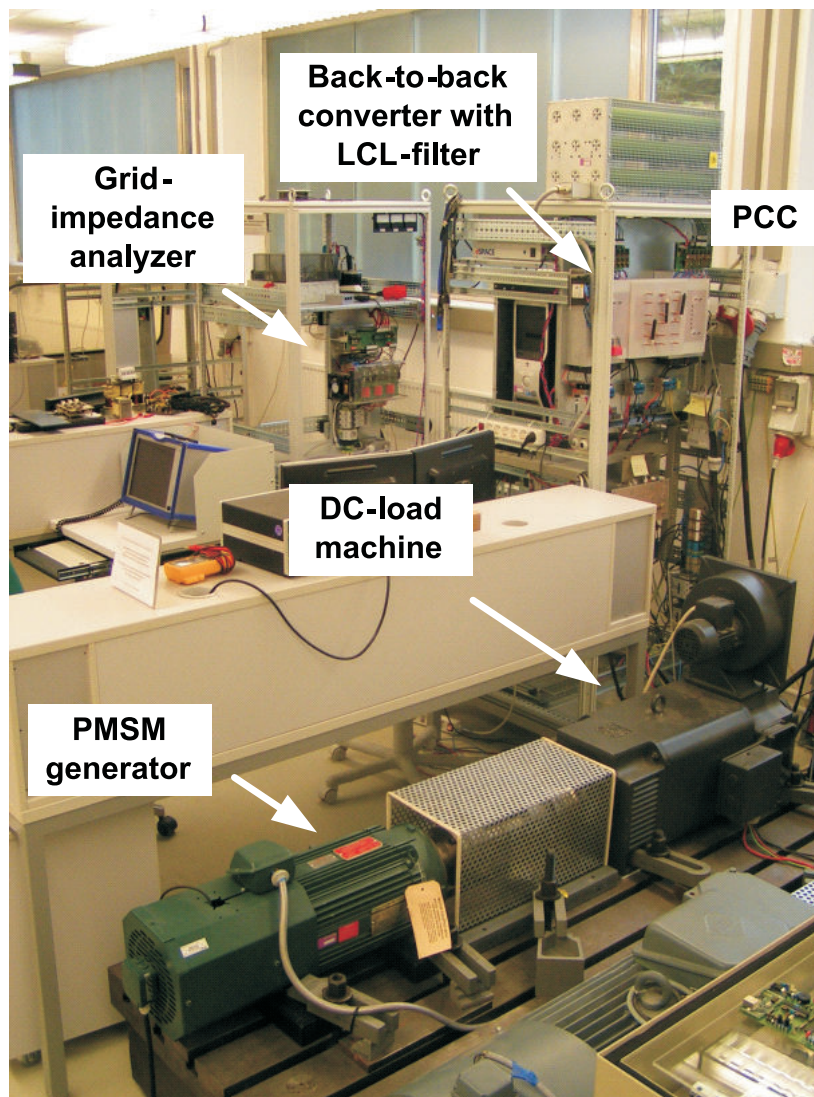


Abbildung 10.8: Laboraufbau der permanenten Synchronmaschine mit Antriebsmaschine

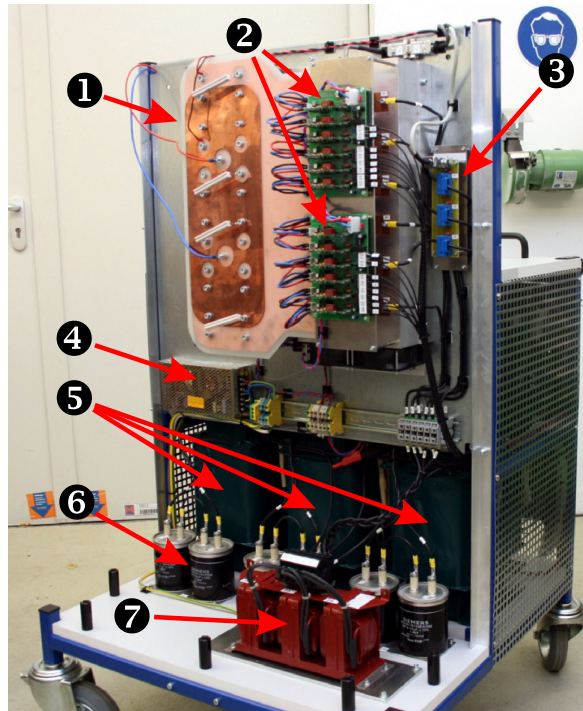


Abbildung 10.9: Laboraufbau des FACTS Umrichters; 1: Spannungs-Zwischenkreis; 2: IGBT Module und Treiber; 3: Stromsensoren; 4: Spannungssensoren; 5: Koppeltransformatoren; 6: Filtarkapazitäten; 7: Filterinduktivität

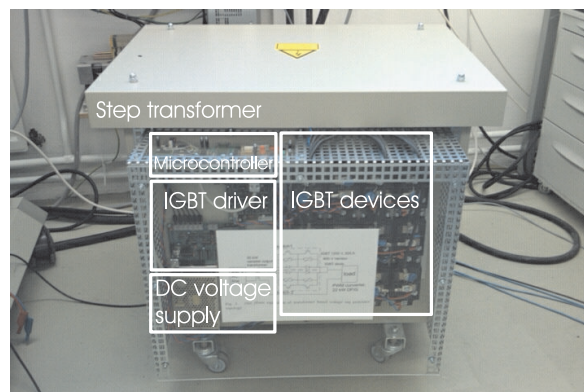


Abbildung 10.10: Laboraufbau des transformatorbasierten Spannungseinbruchgenerators (siehe Kapitel 3.8)

11 Lebenslauf



Name: Christian Wessels

Geburtsdatum: 08.02.1981

Geburtsort: Hamburg

Studium: 2001-2007:
Studium der Elektrotechnik und Informationstechnik
an der Technischen Fakultät der Christian-Albrechts-Universität zu Kiel

Berufstätigkeit: 2007-2011:
Wissenschaftlicher Mitarbeiter
am Lehrstuhl für Leistungselektronik und Elektrische Antriebe
der Christian-Albrechts-Universität zu Kiel

seit 2011:
Entwicklungsingenieur
bei Nordex Energy GmbH in Hamburg
Abteilung Grid and Grid Integration