



Zwölftes Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik

Regelungstechnik für dezentrale Energiesysteme

Mitveranstalter:

VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik
Informationstechnik e.V. – Bezirksverein Kassel e.V.



ForschungsVerbund
Sonnenenergie

U N I K A S S E L
V E R S I T Ä T

Universität Kassel



Kompetenznetzwerk dezentrale
Energietechnologien e.V.



IMPRESSUM

**Herausgeber Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET)
Verein an der Universität Kassel e.V.**

Vorstand

Prof. Dr.-Ing. J. Schmid (Vors.)
Prof. Dr.-Ing. habil. P. Zacharias
Dr. rer. nat. O. Führer

Anschrift

Königstor 59
34119 KASSEL / Germany
Telefon: +49 (0) 561 7294-0
Telefax: +49 (0) 561 7294-100
E-Mail: mbox@iset.uni-kassel.de

Rodenbacher Chaussee 6
63457 HANAU / Germany
Telefon: +49 (0) 6181 58-2701
Telefax: +49 (0) 6181 58-2702
E-Mail: hanau@iset.uni-kassel.de
Internet: www.iset.uni-kassel.de

Wissenschaftlicher Tagungsleiter

Peter Caselitz, Institut für Solare Energieversorgungstechnik e.V. (ISET), Kassel

Kassel 2007



INHALTSVERZEICHNIS

Die Verantwortung für den Inhalt liegt beim Autor.

Impressum 3

Vorwort 6

Forschungsförderung des BMU im Offshore-Windenergie-Testfeld 8

Joachim Nick-Leptin

Multimegawatt Windkraftanlagen von REpower im Testfeld Borkum 11

Dr. Thomas Krüger

Multimegawatt Windkraftanlagen von Multibrid im Testfeld Borkum 21

Bernd Zickert

Lastreduzierende Regelungssysteme für große Windenergieanlagen 31

Martin Geyler

Pitchantriebe in Windkraft – und Meeresströmungsanlagen 42

Tobias Rösmann

Multilevel-Umrichter für Multimegawatt Windkraftanlagen 60

Dr. Alfred Engler

Windparkregelung zur Unterstützung der Netzstabilität im Fehlerfall 72

Gabriele Michalke



Regelung von Frequenzumrichtern für Windenergieanlagen mit doppelt gespeistem Asynchrongenerator	92
Stephan Engelhardt	
Spannungshaltung in Verteilnetzen mit Windenergieanlagen der Megawatt-Klasse	111
Dr. Frank Fischer	
Netzintegration von Photovoltaik Anlagen im 40 Megawatt-Bereich – Der Energiepark Waldpolenz bei Leipzig, das größte PV-Kraftwerk der Welt	115
Jürgen Reekers	
Regelung von Netzstromrichtern in dezentralen Energiesystemen als aktive Filter	130
Dr. Igor Merfert	
Virtuelle Synchronmaschine in stromrichterdominierten schwachen Netzen	142
Dr. Dirk Turschner	
Regelungssysteme für Meeresströmungsturbinen	157
Jochen Bard	
Aufbaukonzept des Offshore-Energiesystems auf der Nordsee	167
Boris Valov	
Regelung von Frequenzumrichtern für Windenergieanlagen mit doppelt gespeistem Asynchrongenerator	180
Dr. Harald Hohlen	



Vorwort

Das 12. Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik ist der Regelungstechnik für dezentrale Energiesysteme gewidmet. Es richtet sich an alle Fachleute aus den Bereichen Maschinenbau, Elektrotechnik, Regelungstechnik und verwandter Fachrichtungen. Das Symposium soll nicht nur einen Überblick über den technischen Stand ausgewählter Energiesysteme geben, sondern auch die Bedeutung der Regelungstechnik für diese Systeme hervorheben.

Der überwiegende Teil der Vorträge behandelt diese Thematik am Beispiel großer Windkraftanlagen. Die gegenseitige Durchdringung der Fachgebiete Maschinenbau und Elektrotechnik kommt in diesen Anwendungen sehr direkt zum Ausdruck und die übergreifende Bedeutung der Regelungstechnik für energietechnische Systeme ist dabei besonders gut zu erkennen. Die ausgewählten Beiträge verdeutlichen so den interdisziplinären Charakter dieser ingenieurwissenschaftlichen Disziplin, ein Merkmal, das sicher ihren großen Reiz ausmacht. Das Kasseler Symposium wendet sich daher nicht nur an Fachleute, die lange im Berufsleben stehen, sondern auch an Studenten der betroffenen Fachrichtungen, die ein wenig mehr aus Theorie und Praxis der regenerativen Energiesysteme erfahren möchten.

Schließlich gilt unser Dank den Referenten des Kasseler Symposiums 2007 sowie allen Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern des ISET für Ihr Engagement bei der Vorbereitung und Durchführung der Veranstaltung. Mögen die beiden Tage in Kassel allen Teilnehmern des Symposiums interessante Informationen bieten und in angenehmer Erinnerung bleiben.



J. Schmid

Jürgen Schmid
Vorstandsvorsitzender



P. Caselitz

Peter Caselitz
Bereichsleiter Energiewandlung und Regelungs-
technik und wissenschaftlicher Leiter des Sym-
posiums



Forschungsförderung des BMU im Offshore-Windenergie-Testfeld

Joachim Nick-Leptin

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit

11055 Berlin

Tel: +49 3018 305 3650, Fax: +49 3018 10 305 3650

joachim.nick-leptin@bmu.bund.de

1 Ausgangslage

Deutschland ist weltweit führend bei der Entwicklung von Windenergieanlagen. Die leistungsstärksten Windturbinen der 5 MW-Klasse werden von den drei deutschen Herstellern Enercon, Repower und Multibrid hergestellt. Zwei dieser Anlagen wurden mit Unterstützung der Bundesregierung entwickelt. Trotz des technologischen Vorsprungs droht Deutschland im Offshore-Bereich den Anschluss an die internationale Entwicklung zu verpassen. Vor deutschen Küsten sind lediglich zwei Anlagen installiert, noch dazu so küstennah, dass sie bestenfalls „nasse Füße“ haben. Vor den Küsten Schwedens, Dänemarks und Großbritanniens wird dagegen bereits Windstrom aus zahlreichen Anlagen mit einer Leistung von über 600 MW erzeugt.

Der Grund für den Rückstand Deutschlands sind die schwierigen natürlichen Voraussetzungen in den 18 bereits genehmigten deutschen Windparks in der Nord- und Ostsee. Wassertiefen von bis zu 40 m und Küstenentfernungen von bis zu 200 km bedeuteten erhebliche Herausforderungen für Gründung, Netzanbindung und Logistik - zusätzlich zu den ohnehin schon großen Anforderungen für die Windanlagentechnik wegen der rauen Meeresumgebung. Diese Herausforderungen bergen ein nicht unerhebliches Risiko für Windparkprojektierer und potenzielle Betreiber. Insgesamt resultiert daraus ein erhebliches Investitionsrisiko, was sich bislang hemmend auf die Realisierung von Offshore-Windparks auswirkt.

Der Abbau dieser Hemmnisse ist von entscheidender Bedeutung, liegen doch auf dem Meer große Potenziale für den weiteren Ausbau der Windenergie in Deutschland. Am Ende des Jahres 2020 könnten etwa 7.000 bis 10.000 MW Offshore-Leistung installiert sein, unter Umständen sogar bis zu 15.000 MW aus. Klar ist: Ohne Offshore-Windenergie werden sich die ambitionierten Ziele der Bundesregierung zum Ausbau der erneuerbaren Energien wohl kaum erreichen lassen.

Daher müssen erhebliche Anstrengungen unternommen werden, um der Offshore-Windenergienutzung in Deutschland zum Durchbruch zu verhelfen. Die Errichtung von Offshore-Demonstrationsanlagen hat hierbei höchste Priorität.

2 Das Offshore-Testfeld „Alpha Ventus“

Um in der Nordsee ein Offshore-Testfeld zu initiieren, hat das Bundesumweltministerium im Jahr 2005 der Offshore-Stiftung 5 Mio. € zur Verfügung gestellt. Diese Mittel wurden



von der Stiftung genutzt, um die Rechte am vollständig genehmigten Windpark Borkum-West zu erwerben. Dieser liegt außerhalb der 12-Seemeilen-Zone nördlich der Insel Borkum. In unmittelbarer Nähe befindet sich die bundeseigene Forschungsplattform FINO 1. Die Wassertiefe beträgt 28 bis 30 m. Der notwendige Netzanschluss wird über 66 km auf See bei zusätzlicher Querung der Insel Norderney und weiterer Kabelführung von 4 km über Land zum nächsten Einspeisepunkt an der Küste geführt.

Anlässlich des ersten Energiegipfels im Frühjahr 2006 erklärten die Energieversorgungsunternehmen E.ON, Vattenfall und EWE, das Testfeld zu errichten. Gleichzeitig kündigte das Bundesumweltministerium an, zusätzlich zu den von den Betreibern zu tragenden Investitionskosten über einen Zeitraum von fünf Jahren rund 50 Millionen Euro für ein umfassendes Forschungsprogramm bereitzustellen. Damit war der offizielle Startschuss für das Projekt gegeben.

Ende 2006 wurden die Rechte an ein Konsortium bestehend aus EWE, E.ON und Vattenfall verpachtet. Dabei wurde vertraglich sichergestellt, dass in dem geplanten Windpark Forschungs- und Entwicklungsprojekte durchgeführt werden und so Erkenntnisse gewonnen werden können, die letztlich der gesamten deutschen Windenergieszene zugute kommen. Das Konsortium hat die Deutsche Offshore Testfeld und Infrastruktur GmbH (DOTI) gegründet. Mittlerweile hat DOTI den Windpark in „Alpha Ventus“ umbenannt und die Anlagen bestellt. Vorgesehen sind je sechs Anlagen der 5 MW-Klasse von Repower und Multibrid.

3 Das Forschungsprogramm

Das Forschungsprogramm zum Offshore-Testfeld ist - nicht nur aufgrund der umfangreichen Fördermittel - das Leuchtturmprojekt der Forschungsförderung des BMU im Bereich Windenergie. Es wird erstmals die Möglichkeit bieten, 5 MW-Anlagen unter realen Bedingungen auf See zu testen und technologisch weiter zu entwickeln.

Im Testfeld können sowohl Forschungsprojekte der Betreiberin DOTI und der Anlagenhersteller als auch Projekte anderer Interessenten, wie z.B. von Universitäten, Forschungsinstituten oder der maritimen Wirtschaft gefördert werden. Übergeordnetes Ziel der Forschung ist es, der Offshore-Nutzung in Deutschland zum Durchbruch zu verhelfen. Von entscheidender Bedeutung ist es, die verschiedenen Interessen aller Beteiligten zu koordinieren. Daher erfolgte von Beginn an eine kontinuierliche Abstimmung und Information über Ausrichtung, Vorgehen und Rahmenbedingungen der Forschung im Testfeld mit der Windindustrie, der „Scientific Community“ und der Betreibergesellschaft. Dieser Prozess war und ist infolge des hohen Abstimmungsbedarfs zwischen allen Beteiligten nicht einfach. Schließlich gilt es, die Wünsche und Anregungen der Forscher mit den Anforderungen der Betreibergesellschaft und beteiligten Anlagenherstellern einvernehmlich zu regeln. Dies betrifft nicht nur die Nutzung der Anlagen, sondern auch die Verwendung der Daten während und nach Ablauf des Vorhabens. Neben dem Vertraulichkeitsinteresse von Herstellern und Betreibern, müssen auch Fragen der Gewährleistung, der Logistik und der Sicherheit geklärt werden, beispielsweise um Regelungen zur Zugänglichkeit der Anlagen zu vereinbaren, damit die Forscher u. a. Messgeräte einbauen und betreiben können.



Das Bundesumweltministerium hat vor diesem Hintergrund frühzeitig ein Vorhaben des Instituts für Solare Energieversorgungstechnik e.V. (ISET) zur Koordinierung der Forschung im Testfeld bewilligt. Gemeinsam mit DOTI, der Betreiberin des Testfeldes, und den Anlagenherstellern Repower und Multibrid erarbeitet das ISET in diesem Projekt ein abgestimmtes Konzept für Messungen und weitere wissenschaftliche Untersuchungen im Offshore-Pilotwindpark. Mit den messtechnischen Aufgaben hat das ISET das Deutsche Windenergie-Institut DEWI beauftragt. Das Projekt hat eine Laufzeit von drei Jahren und wird mit 1,15 Millionen Euro durch das Bundesumweltministerium gefördert.

Dem im Auftrag des Bundesumweltministeriums tätigen Projektträgers Jülich (PTJ) liegen zahlreiche Skizzen und Anträge für FuE-Vorhaben vor, die im Rahmen der üblichen Verfahren der Forschungsförderung nach fachlichen Kriterien ausgewählt werden. Vorrang haben Vorhaben mit dringlichem Charakter, d.h. mit einem Einfluss auf Planung und Bau der Windenergieanlagen und der Systeme zum Netzanschluss.

Die Themenfelder der beantragten FuE-Projekte reichen von Technologieentwicklungen bis zum Datenmanagement von Mess- und Monitoringergebnissen. Im Bereich der Ökologie wurden neben Forschungsprojekten - z. B. zur Messung und Vermeidung von Schallemissionen bei Bau und Betrieb der Anlagen - auch übergreifende Maßnahmen wie die Evaluierung ökologischer Untersuchungen für Offshore-Windparks am Beispiel des Testfeldes eingereicht. Die ökologische Begleitforschung ist neben den Technikvorhaben von Bedeutung, da der Ausbau der Offshore-Windenergie in Deutschland einerseits natur- und umweltverträglich erfolgen soll, andererseits aber auch nicht zu unakzeptablen Kosten und Risiken führen darf.

Bis Mitte Oktober 2007 wurden bereits 18 Einzel- und 3 Verbundvorhaben ausgewählt. Hier sollen unter anderem neue Windmesstechnologien erprobt und die Strömungsverhältnisse der Luft im Windpark untersucht werden. Darüber hinaus sind die Stromeinspeisung ins Netz und die von Wind und Wellen ausgehenden Belastungen der Windenergieanlagen das Ziel weiterer Untersuchungen.

4 Ausblick

Die Windenergieforschung im Testfeld wird in den nächsten Jahren führende deutsche Forschungsinstitute zu einer engeren Kooperation untereinander zusammenführen und darüber hinaus den Kontakt mit den Entwicklungsabteilungen der relevanten Industrie intensivieren. So wird ein Kompetenznetzwerk entstehen, das künftig die Grundlagen für die Windstromerzeugung auf See in großem Maßstab erarbeiten soll. Auch dies wird dazu beitragen, den technologischen Vorsprung Deutschlands in der Windenergienutzung zu sichern und auf den Offshore-Bereich auszuweiten.



Multimegawatt Windkraftanlagen von REpower im Testfeld Borkum

Dr. Thomas Krüger, REpower Systems AG, Rendsburg

1 REpower 5M

Die REpower 5M wurde in den Jahren 2001 bis 2004 im Hause REpower entwickelt und



dabei von Beginn an für den Betrieb an Offshore-Standorten ausgelegt. Bereits im Sommer 2004 wurde der erste Prototyp am Standort Brunsbüttel errichtet. Es folgten zwei weitere Anlagen in Cuxhaven, die Ende 2006 in Betrieb genommen wurden. In etwa zeitgleich wurden im Beatrice-Testfeld in der schottischen Nordsee zwei Offshore-Anlagen des Typs 5M in einer Wassertiefe von 40m errichtet (Abbildung 1). Dieses Vorhaben wurde im Rahmen des EU-Projekts „DownVind“ gefördert.

Die Prototypanlage in Brunsbüttel hat in den Jahren 2005 und 2006 jeweils eine Leistungsproduktion von 12 Mill. kWh erreicht. Im laufenden Jahr sind bis zum heutigen Zeitpunkt (Stand: 29.10.) bereits 12,5 Mill. kWh erreicht. Die Verfügbarkeit lag bereits im ersten Betriebsjahr bei etwa 95%.

Abbildung 1 REpower 5M im Offshore-Projekt



Beatrice Demonstrator (Schottland)

1.1 Technische Daten der REpower 5M

Rotordurchmesser	126m
Nennleistung	5000kW
Nennwindgeschwindigkeit	13m/s
Nennscheinleistung	5265kVA
Frequenzbereich	47 - 52Hz
Drehzahlbereich Rotor	6,9 - 13,7min ⁻¹
Turmhöhen	117m (onshore) und 95m (offshore)
Auslegungswindgeschw.	10,5m/s

1.2 Leistungskurve

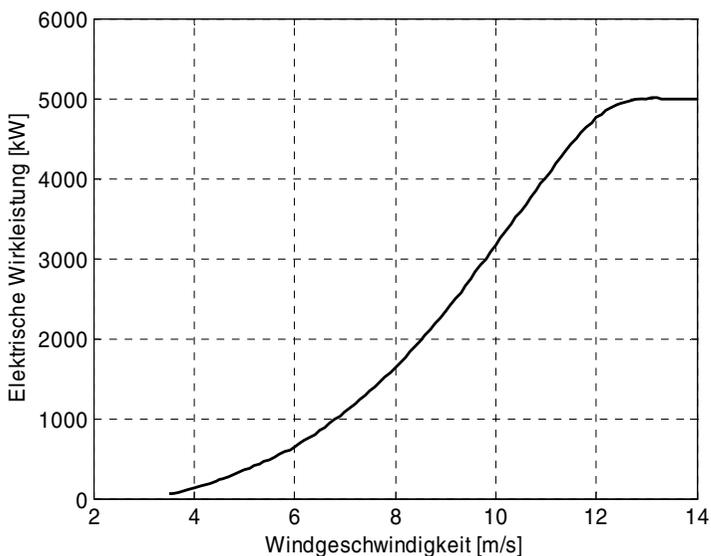


Abbildung 2 Leistungskurve der REpower 5M

2 Offshore-Windpark „alpha ventus“ in Borkum-West

Mit dem Windpark „alpha ventus“ als Pilotprojekt sollen grundlegende Erfahrungen mit dem Bau und dem Betrieb eines Offshore-Windparks gesammelt werden. Geplant sind neben 6 WEA des Typs REpower 5M 6 weitere 5MW-Anlagen des Herstellers Multibrid.



Die dabei erzielten Forschungs- und Entwicklungsergebnisse sollen in Konstruktion, Bau und Betrieb zukünftiger Offshore-Anlagen einfließen.



Abbildung 3 Innenansicht des 5M Maschinenhauses



Abbildung 4 Geographische Lage des Offshore-Testfelds

3 Optimierung der Regelungsverfahren

Wichtige Ziele der Regelungsoptimierung bei Windenergieanlagen sind

- Steigerung des Energieertrags,
- Reduktion mechanischer Beanspruchungen,
- Dämpfung mechanischer Schwingungen und Vibrationen,
- Optimierung der Integration in das elektrische Netz,
- Schallreduktion

3.1 Regelung und Betriebsführung

In den vergangenen Jahren hat die Steuerungs- und Regelungstechnik bei REpower einen deutlichen Aufschwung erlebt. Dabei wurde das leistungsfähige SCADA-System „REguard“ weiterentwickelt, das neben vielfältigen Aufgaben der Betriebssteuerung und -überwachung, Datenbankfunktionen, etc. auch die eigenständige Reglerentwicklung unterstützt.



3.2 Regelungsentwicklung

Abbildung 5 zeigt den groben Ablauf der Regelungsentwicklung bei REpower. Dieser Ablauf beginnt mit der Synthese der Regelalgorithmen unter Nutzung des Tools Matlab/Simulink.

Im zweiten Schritt werden die entwickelten Regelalgorithmen in einen Programmcode übertragen. Dabei werden auch Möglichkeiten zur automatischen Code-Generation genutzt. Der so erstellte Programmcode wird in ein aeroelastisches Simulationssystem implementiert. Anschließend wird die WEA mit dem neuentwickelten Regler mit allen relevanten Lastfällen simuliert und es wird eine detaillierte Lastauswertung angefertigt. Je nach Ergebnis der Laststudie kann es notwendig sein, die Regelalgorithmen nochmals anzupassen.

Im dritten Schritt wird der oben entwickelte Code in der Zielhardware implementiert. Anschließend erfolgt eine Erprobung der Steuerung im Labor, bei dem die verschiedenen Steuerungsfunktionen unter realistischen Bedingungen getestet werden.

Ist der Labortest erfolgreich bestanden, kann der Regler an einem Prototypen erprobt werden. Dazu wird das Verhalten des Reglers über mehrere Monate getestet. Um zu eindeutigen Aussagen zu kommen, ist es oft notwendig, eine Validierung in Form einer begleitenden Messkampagne durchzuführen, bei der Leistungskurve, Schall, und/oder Bauteilebelastungen gemessen werden.

Nach bestandenem Prototypentest wird die neue Regelung auf einer begrenzten Anzahl von Anlagen aufgespielt, und in einer erneuten Testphase werden diese Anlagen beobachtet. Ist auch diese Erprobungsphase bestanden, wird die neuentwickelte Regelungssoftware zur Serieneinführung freigegeben.

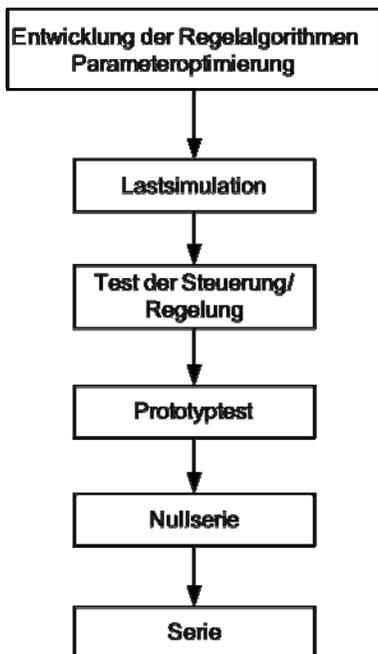


Abbildung 5 Zeitlicher Ablauf der Regelungsentwicklung

3.3 Einführung des Regelungsverfahrens REcontrol 2

Mithilfe der oben beschriebenen Methodik wurde im vergangenen Jahr für die MM-Baureihe eine Optimierung der Anlagenregelung durchgeführt. Dabei war das Ziel, durch bessere Ausnutzung des verfügbaren Drehzahlbereichs zu einer Steigerung des Energieertrags zu kommen.

Abbildung 6 zeigt die allgemeine Regelungsstruktur des neuen Regelungsverfahrens „REcontrol 2“. Die WEA verfügt im Wesentlichen über die Stellgrößen Blatteinstellwinkel und Generator Drehmoment. Diese werden über den Pitchregler bzw. den Drehmomentregler angesteuert. Weiterhin gibt es eine zentrale Regelungseinheit (Sollwert-Geber), über die unter anderem Drehzahlsollwerte generiert werden. Über diesen Baustein wird auch die gegenseitige Abhängigkeit der Pitch- und Drehmomentregelung realisiert, die dazu führt, dass Pitchregler und Drehmomentregler zwischen Teillast- und Vollastbetrieb sanft umschalten.

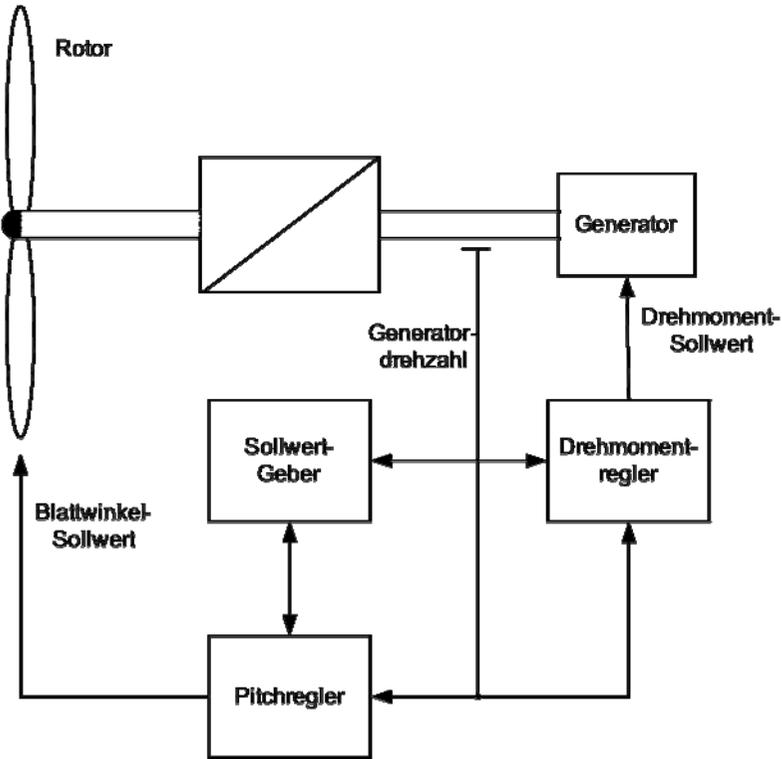


Abbildung 6 Allgemeine Regelungsstruktur einer drehzahlvariablen WEA mit Blattverstellung

Eine weitere Funktion des Sollwert-Gebers ist die Bestimmung der jeweils optimalen Betriebsdrehzahl unter den Gesichtspunkten

- Optimierung der Energielieferung,
- Optimale Ausnutzung der elektrischen Komponenten hinsichtlich ihres Drehzahl-/Drehmomentbereichs,
- Vermeidung von Turmresonanzen,
- Begrenzung der Schallemission

Abbildung 7 zeigt am Beispiel der 2MW-Anlage MM92 die sich einstellende optimale Drehmoment-/Drehzahl-Betriebskennlinie, wenn keine Restriktionen durch Turmresonanzen oder schallreduzierten Betrieb vorliegen. Die untere Grenze des Betriebsbereichs (1) ist durch den Betriebsbereich des Umrichters, die obere Grenze (3) zusätzlich durch die Lastgrundlage der mechanischen Bauteile bestimmt. Im mittleren Bereich (2), bei Windgeschwindigkeiten zwischen etwa 4 und 8m/s, wird der Rotor auf seiner optima-

len Schnelllaufzahl, d.h. mit maximalem Wirkungsgrad, betrieben. In diesem Bereich existiert ein fester Zusammenhang zwischen Generator Drehzahl (ω_G) und Generatormoment (M_G)

$$M_G = k \omega_G^2$$

Dabei ist k eine Anlagenkonstante, die von den physikalischen Parametern des Rotors abhängt.

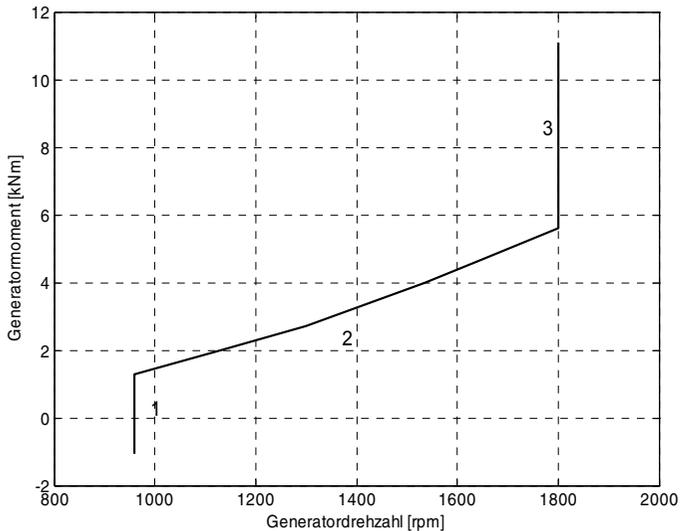


Abbildung 7 Optimale Drehmoment/Drehzahl- Betriebskennlinie der REpower MM92

Abbildung 8 zeigt einen Zeitschrieb einer MM92 mit REcontrol 2 Regelung im Volllastbetrieb. Trotz signifikanter Schwankungen der Windgeschwindigkeit (Schwankungen zwischen 12 und 21m/s) bleibt das Generatormoment mit dem neuen Regelungsverfahren weitgehend konstant.

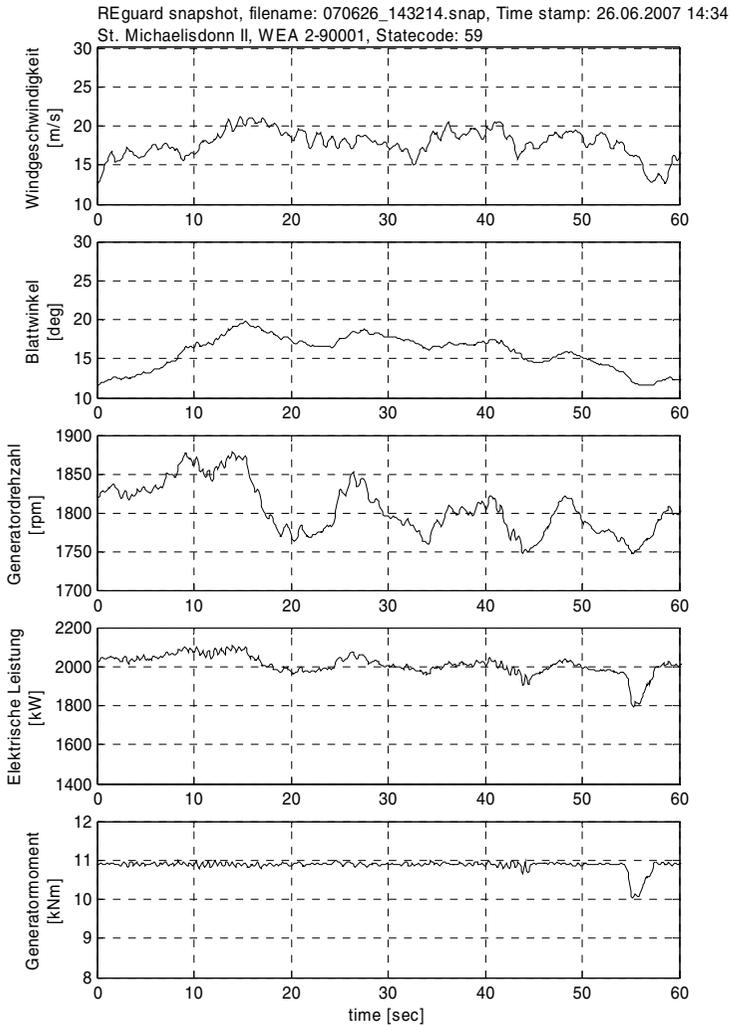


Abbildung 8 Verhalten der MM92 im Volllastbetrieb mit Regelungsverfahren REcontrol 2



4 Ausblick

Mit der REguard-Steuerungsplattform steht REpower ein leistungsstarkes SCADA-System zur Verfügung, das eine wichtige Voraussetzung für die weitere Entwicklung der Regelalgorithmen darstellt. Innovative Ansätze sind dabei Regelungsverfahren zur Rückführung gemessener Lasten. Vor dem breiten Einsatz solcher Verfahren müssen aber zunächst Fragen der Verfügbarkeit und der Wirtschaftlichkeit geklärt werden. Davon wird abhängen, ob und wann derartige Verfahren in der REpower 5M-Baureihe zum Einsatz kommen.



Multimegawatt Windkraftanlagen von Multibrid im Testfeld Borkum

Bernd Zickert

Multibrid Entwicklungsgesellschaft mbH

Am Lunedeich 156,
D-27572 Bremerhaven





M5000



- 5MW Nennleistung
- 116m Rotordurchmesser
- 1-stufiges Getriebe, Übersetzung 1:10
- 4Q-Mittelspannungs Vollumrichter
- permanent erregter Syncrongenerator
- Druckbeaufschlagung von Turm und Gondel

M5000 2

SCADA System M5000



Gliederung :

- Steuerung
- Visualisierung
- Betriebsdatenbank

M5000 3



Steuerung M5000



- PC basiert Steuerung, Soft-SPS
- Lüfterlos, keine drehenden Teile
- hohe Rechnerperformance, Intel-x86 Prozessorfamilie
- Programmierung IEC 61131
- modulares, hoch flexible I/O-System
- minimale Komponentenvielfalt
- redundanter Busaufbau
- Ethernetverbindung in Rotornabe

M5000 4

Steuerung M5000



M5000 5



Visualisierung M5000



- Steuern und Überwachung
- Funktionsprüfung / IBN
- Zugriff vor Ort und Remote
- Multi-User-Fähig
- Änderung von Anlagenparametern
- Fehleranalyse (Trace 10/200/1000ms)
- Datenbankabfragen
- Mehrsprachigkeit

M5000 6

Visualisierung M5000



The screenshot displays the 'Multibrid M5000 SCADA - System' interface. At the top, a data table provides real-time and historical information:

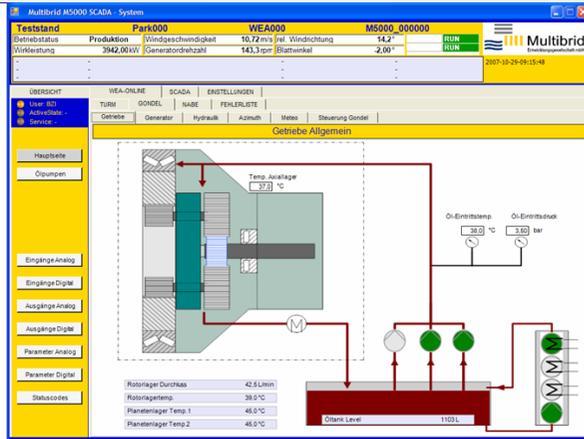
Speicherbatterie	Par. 001	WEAD02	M5000_000002
Ertragsrate	Production	Windgeschwindigkeit	14.12 m/s rel. Windrichtung
Wirkleistung	5175.00 kW	Generatordrehzahl	148.2 rpm Blattwinkel
TrabM5 (2)	Richtung ausserhalb in Betrieb (2)		Information (1)
Blöschung Turmas (4)	U20 Pyroakkumulator Dr. (4)		Warnung (5)
Hydraulik (2)	Hyd Oiltank low level (var) (47)		Warnung (5)

Below the table, a navigation menu includes 'START', 'WEA', 'SCADA', 'TABLETS/STEM', and 'ADMIN'. The main display area features a 3D cutaway diagram of a wind turbine nacelle and gearbox. On the left, a yellow sidebar contains a 'Login' section with fields for 'Benutzername' and 'Passwort', and buttons for 'Login', 'Logout', and 'Inactive'. At the bottom of the 3D model, there are four control buttons: 'Start', 'Stop', 'Reset', and 'Service'. On the right side of the interface, there are status indicators for 'Betriebsstunden/Tag' (0.24 h:m:s) and 'Energieertrag/Tag' (1430 kWh).

M5000 7

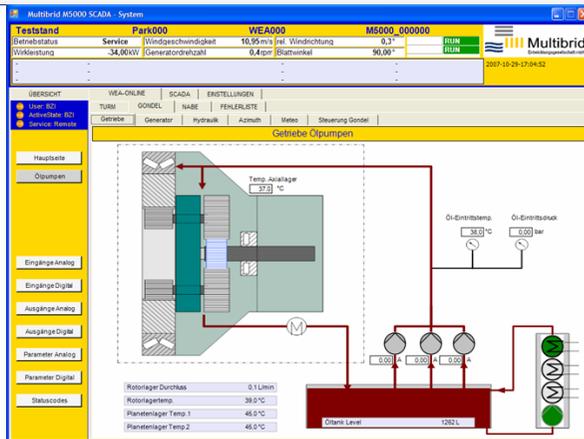


Visualisierung M5000



M5000 8

Visualisierung M5000



M5000 9

Visualisierung M5000



Multibrid M5000 SCADA - System

Speicherbatterie Park 001 WEA002 M5000_000002

Betriebsstatus Production Windgeschwindigkeit 10,65 m/s rel. Windrichtung 16,9 ° RUN
 Wirkleistung 3317,00 kW Generatordrehzahl 134,8 rpm Blattwinkel 4,50 ° RUN

Wirkleistung (2) Leistung Turmas (4) USV Bypassbetrieb Ein (54) Hydraulik (10) Information (1) Warnung (6) Warnung (6) 2007-01-10-08:36:17:660 2007-01-10-08:36:17:660 2007-01-10-08:36:17:660 238 1 10 2 0

START WEA SCADA PARKLEIST/STEM ADMIN

Uhr Anzeigen Sprache

TURN GONDEL NABE TRACE FEHLERLISTE

Getriebe Generator Hydraulik Azmutt Wetter Steuerung Gondel

Comp List XXX Analog

Description	phys. Wert	elek. Wert	Measfehler
1 Verschmutzungsanzeige Filter Pumpe 1	0,00 Bar	3,98 mA	
2 Verschmutzungsanzeige Filter Pumpe 2	0,00 Bar	4,00 mA	
3 Hydraulikdruck Aggregat Systemdruck	72,80 Bar	8,64 mA	
4 Hydraulikdruck Antriebspumpe	160,70 Bar	14,00 mA	
6 Hydraulikdruck Azmutt Kreis A	169,90 Bar	14,20 mA	
6 Hydraulikdruck Azmutt Kreis B	169,80 Bar	14,22 mA	
7 Hydraulikdruck Azmuttpumpe A	169,40 Bar	14,20 mA	
8 Hydraulikdruck Azmuttpumpe B	169,90 Bar	14,23 mA	
9 Hydraulikdruck Rotordremse Kreis A	0,90 Bar	4,06 mA	
10 Hydraulikdruck Rotordremse Kreis B	0,90 Bar	4,08 mA	
11 Hydraulikdruck Rotordremsepumpe A	80,80 Bar	9,16 mA	
12 Hydraulikdruck Rotordremsepumpe B	80,00 Bar	9,12 mA	
13 Antriebszylinder 1 Position	0,10 %	4,01 mA	
14 Antriebszylinder 2 Position	0,00 %	3,99 mA	
15 Antriebszylinder 3 Position	0,20 %	4,02 mA	
16 Motorstrom Hydraulic Pumpe A	0,00 A	0,00 %	
17 Motorstrom Hydraulic Pumpe B	0,00 A	0,00 %	
18 Strom Hydraulik Tank Heizung	0,00 A	0,00 %	
19 Hydrauliktank Temperatur	84,00 °C	4,00 mA	
20 Hydrauliktank Temperatur Tank	40,00 °C	10,39 mA	

M5000 10

Visualisierung M5000



Multibrid M5000 SCADA - System

Speicherbatterie Park 001 WEA002 M5000_000002

Betriebsstatus Production Windgeschwindigkeit 7,93 m/s rel. Windrichtung 7,4 ° RUN
 Wirkleistung 1325,00 kW Generatordrehzahl 99,1 rpm Blattwinkel 4,50 ° RUN

Wirkleistung (2) Leistung Turmas (4) USV Bypassbetrieb Ein (54) Hydraulik (10) Information (1) Warnung (6) Warnung (6) 2007-01-10-08:36:17:660 2007-01-10-08:36:17:660 2007-01-10-08:36:17:660 238 1 10 2 0

START WEA SCADA PARKLEIST/STEM ADMIN

Uhr Anzeigen Sprache

TURN GONDEL NABE TRACE FEHLERLISTE

Getriebe Generator Hydraulik Azmutt Wetter Steuerung Gondel

Comp List XXX Digital

Description	Status	Schaltzyklen	Laufzeit
1 Hydraulikventil Antriebszylinder au	●	0	0 h
2 Hydraulikventil Antriebszylinder auf	●	2	0:51:52 h
3 Hydraulikventil Antriebspumpe Bedienung Kreis A	●	2	0:30:44 h
4 Hydraulikventil Rotordremse Bedienung Kreis B	●	2	0:30:44 h
6 Hydraulikventil Azmuttdremse Lüfter Kreis A	●	0	0 h
6 Hydraulikventil Azmuttdremse Lüfter Kreis B	●	0	0 h
7 Hydraulikventil Azmuttdremse 60% Kreis A	●	2	0:51:52 h
8 Hydraulikventil Azmuttdremse 60% Kreis B	●	2	0:51:52 h
9 Hydraulikventil Azmuttdremse 100% Kreis A	●	0	0 h
10 Hydraulikventil Azmuttdremse 100% Kreis B	●	0	0 h
11 Depumpe Bordkran (Sanftlauf) ON/Off	●	0	0 h
12 Hydraulikpumpe A ON/Off	●	8	0:01:13 h
13 Hydraulikpumpe B ON/Off	●	9	0:01:12 h
14 Hydraulikpumpe A Reset	●	0	0 h
15 Hydraulikpumpe B Reset	●	0	0 h
16 HydraulikTank Heizung ON/Off	●	0	0 h
17 HydraulikTank Heizung Reset	●	0	0 h

M5000 11



Betriebsdatenbank M5000



WEA DatenbankSystem

- Windparkmanagement (Stammdaten)
- Betriebsdaten (10Min MW, Trace, Zähler)
- Fehler-Log-Analyse
- Leistungskurve
- Produktion, Blindleistung, Eigenverbrauch
- Betriebsmodi
- Betriebszähler
- Windverteilung
- Benutzer Verwaltung
- Mehrsprachigkeit

M5000 12

Visualisierung M5000



The screenshot shows the 'WEA Manager' application window. It features a menu bar at the top with options like 'Datei', 'Bearbeiten', 'Ansicht', and 'Ereignis'. Below the menu is a toolbar with icons for 'Erstellen', 'Löschen', and 'Suchen'. The main area contains a tree view on the left with 'Parameter' selected. The central pane displays a list of parameters with columns for 'Parameter', 'Name', and 'Beschreibung'. The right pane shows details for a selected parameter, including its 'Name' and 'Beschreibung'.

Parameter	Name	Beschreibung
1	Altkonverterstop	Altkonverterstop
2	Altkonverterstop	Altkonverterstop
3	Altkonverterstop	Altkonverterstop
4	Altkonverterstop	Altkonverterstop
5	Altkonverterstop	Altkonverterstop
6	Altkonverterstop	Altkonverterstop
7	Altkonverterstop	Altkonverterstop
8	Altkonverterstop	Altkonverterstop
9	Altkonverterstop	Altkonverterstop
10	Altkonverterstop	Altkonverterstop
11	Altkonverterstop	Altkonverterstop
12	Altkonverterstop	Altkonverterstop
13	Altkonverterstop	Altkonverterstop
14	Altkonverterstop	Altkonverterstop
15	Altkonverterstop	Altkonverterstop
16	Altkonverterstop	Altkonverterstop
17	Altkonverterstop	Altkonverterstop
18	Altkonverterstop	Altkonverterstop
19	Altkonverterstop	Altkonverterstop
20	Altkonverterstop	Altkonverterstop
21	Altkonverterstop	Altkonverterstop
22	Altkonverterstop	Altkonverterstop
23	Altkonverterstop	Altkonverterstop
24	Altkonverterstop	Altkonverterstop
25	Altkonverterstop	Altkonverterstop
26	Altkonverterstop	Altkonverterstop
27	Altkonverterstop	Altkonverterstop
28	Altkonverterstop	Altkonverterstop
29	Altkonverterstop	Altkonverterstop
30	Altkonverterstop	Altkonverterstop
31	Altkonverterstop	Altkonverterstop
32	Altkonverterstop	Altkonverterstop
33	Altkonverterstop	Altkonverterstop
34	Altkonverterstop	Altkonverterstop
35	Altkonverterstop	Altkonverterstop
36	Altkonverterstop	Altkonverterstop
37	Altkonverterstop	Altkonverterstop
38	Altkonverterstop	Altkonverterstop
39	Altkonverterstop	Altkonverterstop
40	Altkonverterstop	Altkonverterstop
41	Altkonverterstop	Altkonverterstop
42	Altkonverterstop	Altkonverterstop
43	Altkonverterstop	Altkonverterstop
44	Altkonverterstop	Altkonverterstop
45	Altkonverterstop	Altkonverterstop
46	Altkonverterstop	Altkonverterstop
47	Altkonverterstop	Altkonverterstop
48	Altkonverterstop	Altkonverterstop
49	Altkonverterstop	Altkonverterstop
50	Altkonverterstop	Altkonverterstop

M5000 13



Betriebsdatenbank M5000



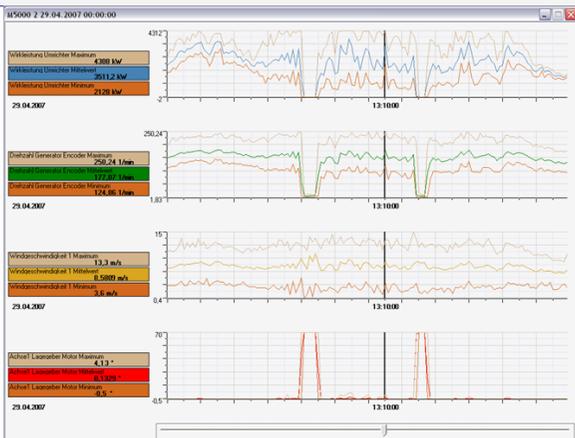
Datenarchivierung

WEA Betriebsdaten

- 10 MinMW, Min, Max, Standardabweichung
- Fehlerloganalyse, 10/200/1000ms Auflösung
- Statistik Schaltspiele/Betriebsstunden
- Zähler für Wirk-/Blindleistung, Eigenbedarf
- Betriebsarten
- Benutzer Zugriff
- Parameteränderung

M5000 14

Visualisierung M5000



M5000 15



Visualisierung M5000



Visualisierung M5000



Multibrid M5000 SCADA - System

Teststand	Perf0000	HEA000	M5000_000000
Betriebsstatus	Production	Windschwindigkeit 5,90 m/s	rel. Windhichtung 9,0
Wirkleistung	1571,00 kW	Generatordrehzahl 91,3 rpm	Blattwinkel -2,00
Wartung/Torques (4)	Scrub/Anlagenwartung (0) (84)	Warnung (6)	2007-08-22 12:36:06,106
Messwert (10)	Scrub/Anlagenwartung (0) (84)	Warnung (6)	2007-08-22 12:36:06,106
Umrichterleistung (3)	Betriebszustand (3) Betriebslage (sub) 2 (138)	Warnung (6)	2007-08-22 16:48:18,838

Übersicht: HEA-DRUHE SCADA ENSTELLUNGEN

Unit: kW Achsdaten: E33 Sprache: Fehlerdiagnose | 10 min. Werte Betriebsmodus | Parameter

Betriebszustandswechsel: Donnerstag, 23. August 2007

Datum / Zeit	Betriebsname	Status	Ursache / Komponente	Fehler	Leistung in kW	Wind in m/s	Wartung in min	Wartung in %	Gen. in kWh	Blatt in Winkel
23.08.2007 00:00:00	NoName	Production			366	5,3	-12,8	118,4	88,9	-2,9
23.08.2007 00:14:07	NoName	Ready			-67	2,4	-12,7	124,3	85,9	-2,9
23.08.2007 08:28:43	NoName	Setup			-54	6,4	22,6	116,0	2,4	70,0
23.08.2007 08:28:54	NoName	Startup			-54	4,7	16,6	122,9	3,4	70,0
23.08.2007 08:29:04	NoName	Error	BP 25	Admitt	-118	4,1	7,6	126,3	6,7	46,8
23.08.2007 11:31:08	EGR	Error	BP 25	Admitt	-42	1,6	20,7	128,6	-0,3	70,0
23.08.2007 11:31:48	NoName	Error	BP 25	Admitt	-44	2,1	47,3	128,6	-0,3	70,0
23.08.2007 11:32:05	EGR	Error	BP 25	Admitt	-40	2,7	46,4	128,6	-0,3	70,0
23.08.2007 11:32:09	EGR	Service	BP 25	Admitt	-36	2,4	59,1	128,6	-0,2	70,0
23.08.2007 11:33:19	EGR	Initialize			-27	1,4	42,9	128,6	-0,3	89,9
23.08.2007 11:33:22	EGR	Ready			-42	1,6	38,8	128,6	-0,3	89,9
23.08.2007 11:34:16	NoName	Ready			-49	1,7	66,8	128,6	-0,3	90,0
23.08.2007 18:44:59	NoName	Setup			-60	4,9	49,0	239,4	-0,3	90,0
23.08.2007 18:45:04	NoName	Startup			-60	4,6	20,6	277,6	-0,2	90,0
23.08.2007 18:47:02	NoName	Production			-64	3,7	-6,1	287,7	64,4	8,7
23.08.2007 19:03:08	NoName	Ready			-52	2,4	-3,9	328,2	83,2	-2,9
23.08.2007 21:31:42	NoName	Setup			-36	4,2	-8,6	6,9	2,8	70,0
23.08.2007 21:31:43	NoName	Startup			-36	4,1	-6,8	6,9	2,8	70,0
23.08.2007 21:33:33	NoName	Production			-63	2,9	-16,9	6,9	64,8	6,9



Visualisierung M5000



Multibrid M5000 SCADA - System

Teststand	Park000	WEA000	M5000_000000
Eintragsstatus	Production	Windgeschwindigkeit	9,80 m/s rel. Windrichtung
10/16leistung	1571,00 kW	Generatordrehzahl	91,3 rpm
		Blattwinkel	2,00 °
Steuerung Turmkass (4)	USV-Bypassbetrieb Ein (4)	Warnung 16	2007-08-22-12:36:05.696
Hydraulik (12)	Bordnetzen Betrieb (7)	Warnung 16	2007-08-22-12:36:05.705
Leistungsbereich (2)	Messkanal USV Betriebslage Aufzug 2 (35)	Warnung 16	2007-08-22-16:48:18.895

2007-09-24-07:07:04
210.0.0.2.2.Park000.337.Park000

ÜBERSICHT | WEA-ONLINE | SCADA | EINSTELLUNGEN

Fehler RD
 Antriebsstr. RD
 Service

Parameterwechsel Montag, 13. August 2007

Datum / Zeit	Service- name	Status	ParameterTyp	Komponente	Parameter	alter Wert	neuer Wert	Einheit
13.08.2007 16:14:56	EGR	Service	P-Analog	Steuerung-Gondel	Nenn Drehzahl Generator	9600	14700	1/min
13.08.2007 16:23:49	EGR	Startup	P-Analog	Steuerung-Gondel	Synchronisationsdrehzahl Generator	9600	14700	1/min
13.08.2007 16:54:45	EGR	Service	StatusCode	Steuerung Turmkass	To long time for generator with resonante frequency speed	FALSE	TRUE	
13.08.2007 17:16:42	EGR	Startup	P-Analog	Steuerung-Gondel	Nenn Drehzahl Generator	14700	9600	1/min
13.08.2007 17:16:50	EGR	Setup	P-Analog	Steuerung-Gondel	Synchronisationsdrehzahl Generator	14700	9600	1/min
13.08.2007 17:17:38	EGR	Startup	StatusCode	Steuerung Turmkass	To long time for generator with resonante frequency speed	TRUE	FALSE	

M5000 18



Lastreduzierende Regelungssysteme für große Windenergieanlagen

M. Geyler

Institut für Solare Energieversorgungstechnik e.V.

Königstor 59, D-34119 Kassel / Germany

Tel: +49 (0)561 7294 364

mgeyler@iset.uni-kassel.de

1 Regelungsproblem und Reglerentwurf

Bei herkömmlichen drehzahlvariablen Windenergieanlagen dient die Änderung der Pitchwinkel i.A. als Stellgröße für die Drehzahlregelung des Rotors und damit zur Leistungsbegrenzung im Volllastbetrieb. Die Verstellung erfolgt im Normalbetrieb stets synchron für alle Blätter.

Im Rahmen eines vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit geförderten und in Zusammenarbeit mit der Firma Lust DriveTronics GmbH durchgeführten Forschungsprojektes /PROJEKT REF/ werden am ISET erweiterte Verfahren zur Pitchregelung für Windenergieanlagen untersucht, die neben den herkömmlichen Zielsetzungen weitere Ziele zur aktiven Lastreduktion der Anlagen verfolgen. Insbesondere werden zwei Strategien zur Lastreduktion betrachtet:

- Nick- und Giermomentreduktion: Durch Einstellung einer individuellen Abweichung im Pitchwinkel der Einzelblätter vom (mittleren) kollektiven Pitchwinkel können unsymmetrische Anströmverhältnisse über die Rotorfläche kompensiert werden. Solche Anströmverhältnisse werden z.B. durch eine Schräganströmung des Rotors, den Höhengradienten des Windes aber auch durch räumlich verteilte Turbulenz-Erscheinungen bewirkt und treten im realen Betrieb einer Anlage nahezu ständig auf. Aufgrund der unsymmetrischen Kräfteverteilung auf die Rotorblätter bewirken sie Kippmomente um die Nick und Gierachse der Gondel. Durch eine Symmetrierung der aerodynamischen Kräfte auf die Blätter mit Hilfe der Einzelblattverstellung können diese Lasten kompensiert werden.
- Aktive Turmschwingungsdämpfung: Da der Pitchwinkel in hohem Maße die Schubkraft des Rotors auf den Turmkopf beeinflusst, können axiale Turmkopfschwingungen durch Aufbringung einer geeigneten periodischen

aerodynamischen Kraftkomponente in Gegenphase zur Auslenkungsgeschwindigkeit aktiv gedämpft werden.

Für die lastreduzierende Pitchregelung werden dem Regler neben der primären Regelgröße Drehzahl zusätzliche Informationen über den Belastungs- bzw. Schwingungszustand der Windenergieanlage zugeführt, die in die Berechnung des Sollwertes für die

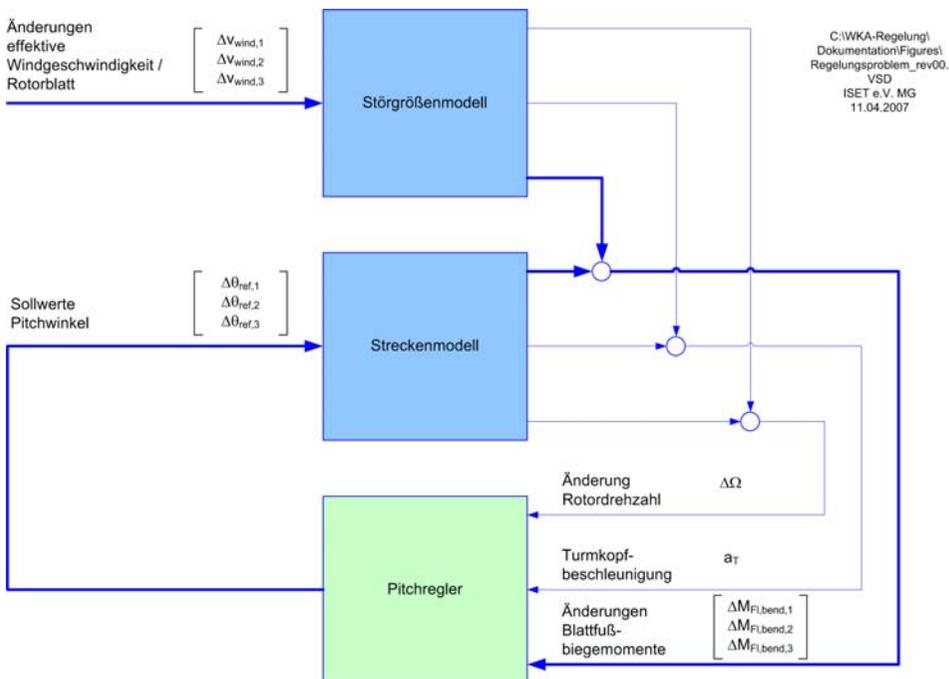


Abbildung 1: Struktur des Regelungsproblems

Pitchwinkel der Einzelblätter einfließen. Das Regelungsproblem geht folglich in ein Mehrgrößenproblem über. Die einzelnen Rotorblätter werden i.A. nicht mehr synchron zueinander verstellt.

Aus der Sicht des Reglers handelt es sich um eine Strecke mit mehreren Eingangsgrößen (individuelle Pitchwinkel) und mehreren Ausgangsgrößen (Drehzahl, Signale der Lastsensoren). Solche Systeme werden in der englischsprachigen Fachliteratur als MIMO-Systeme (Multiple-Input-Multiple-Output) bezeichnet. Die Schwierigkeit beim Reglerentwurf für Mehrgrößensysteme liegt zum einen in der Gewichtung der sich i.A. widersprechenden Regelungsziele. Zum anderen müssen beim Reglerentwurf für ein MIMO-Systeme die Wechselwirkungen zwischen allen Ein- und Ausgängen korrekt berücksichtigt werden. Im konkreten Fall beeinflussen die Pitchwinkel sowohl die Dreh-



zahl der Anlage als auch die Belastungsgrößen bzw. die Anregung von Schwingungen der elastischen Struktur.

Da die zu reduzierenden Ermüdungslasten des Turmes und der Rotorblätter im Wesentlichen im Vollastbetrieb der Windenergieanlage auftreten /BURTON 2001/, wurde die Betrachtung zunächst auf diesen Betriebsbereich beschränkt. Die Regelungsziele für die Pitchregelung können dann wie folgt formuliert werden:

- Minimierung der Abweichung der Rotordrehzahl vom Sollwert,
- Minimierung der axialen Turmkopfbeschleunigung im Frequenzbereich der ersten Turmbiegungs-Eigenfrequenz,
- Minimierung der $1p$ Fluktuation in den Blattfußbiegemomenten der Rotorblätter

Der letzte Punkt ist äquivalent zur Nick- und Giermoment-Kompensation.

Für den Reglerentwurf wird zweckmäßigerweise von einem um einen Arbeitspunkt linearisierten Modell der Windenergieanlage ausgegangen. In diesem Fall lassen sich die Einflüsse des Windfeldes und der Pitchwinkel-Änderungen auf die Regelgrößen voneinander getrennt durch ein Störgrößenmodell und ein Streckenmodell beschreiben. Dem Arbeitspunkt wird eine konstante Windgeschwindigkeit zugeordnet. Als Regelgrößen werden nunmehr die Abweichungen von Rotordrehzahl, Turmkopfbeschleunigung und Blattfußbiegemomenten von den im Arbeitspunkt gültigen stationären Werten verwendet.

Um die Betrachtungen weiter zu vereinfachen, werden skalare effektive Windgeschwindigkeiten pro Rotorblatt eingeführt, für die jeweils eine konstante Verteilung über das Rotorblatt angenommen wird. Damit lässt sich ein einfaches Störgrößenmodell erstellen, das jedoch die Effekte von Windböen, Schräganströmung bzw. Höhengradient und Turbulenz auf die Regelgrößen beschreiben kann. Die Struktur des beschriebenen Regelungsproblems ist in Abbildung 1 dargestellt.

Da das Verhalten der Windenergieanlage nichtlinear ist – insbesondere durch die Veränderung der aerodynamischen Koeffizienten über den Betriebsbereich – können lineare Modelle in guter Näherung immer nur die Umgebung eines bestimmten Arbeitspunktes beschreiben. Der Regler muss hinreichend robust ausgelegt werden, um Abweichungen der realen Turbine von dem zum Reglerentwurf verwendeten Modell zu tolerieren. Diese Robustheitsanforderung umfasst also zwei verschiedene Aspekte:

- Abweichungen des Modells vom Verhalten der realen WEA aufgrund von Modellierungsungenauigkeiten,



- Abweichungen des Arbeitspunktes der Strecke vom Auslegungsarbeitspunkt des Reglers.

Für den Entwurf des Pitchreglers sind prinzipiell zwei Vorgehensweisen denkbar:

1. Dezentraler (modularer) Reglerentwurf: Die Reglerschleifen für Drehzahlregelung, aktive Turmschwingungsdämpfung sowie die Nick- und die Giermoment-Kompensation werden jeweils getrennt als Eingrößenregler entworfen. Dabei ist es zweckmäßig, zunächst die schnelleren Regelschleifen zu entwerfen, und den jeweils folgenden Regler für die Strecke mit geschlossenen inneren Regelschleifen zu entwerfen.

Der Vorteil dieser Vorgehensweise ist die übersichtliche Reglerstruktur. Es können Standard-Regler z.B. PID-Regler verwendet werden. Diese Standard-Regler sind einfach parametrierbar, da jeder Parameter einem bestimmten Regelungsziel zugeordnet werden kann. Die Parametrierung kann ggf. online durch Parameter-Tuning erfolgen, wobei gänzlich auf ein Modell der Regelstrecke verzichtet werden würde.

Als Nachteil der beschriebenen Vorgehensweise ergibt sich, dass die Wechselwirkungen zwischen den einzelnen Regelschleifen nur unzureichend berücksichtigt werden. Insbesondere findet keine Optimierung der Reglerparameter auf Basis einer Gewichtung der Regelungsziele statt. Der sequentielle Entwurf der einzelnen Regelschleifen führt auf eine Versuch-und-Irrtum-Strategie. Stabilität, Performance und Robustheit des Ergebnisses sind nicht garantiert.

2. Zentraler, modellbasierter Reglerentwurf: Bei modernen Entwurfsverfahren für Mehrgrößenregler werden alle Regelungsziele gleichzeitig berücksichtigt. Sind bestimmte Bedingungen für die Anwendung der Entwurfsverfahren gegeben, so ist die nominale Stabilität des geregelten Systems i.A. garantiert und es können zusätzliche Performance- und Robustheitskriterien vorgegeben werden. Die Verfahren lösen für die Berechnung des Reglers typischerweise ein Optimierungsproblem welches die verschiedenen Regelungsziele mit entsprechenden Gewichtungen berücksichtigt. Die Wechselwirkungen zwischen den einzelnen Regelgrößen werden dabei durch ein Modell der Regelstrecke beschrieben, das direkt in die Berechnung des Reglers einfließt. Bekannte Entwurfsverfahren sind z.B. die LQ- bzw. LQG-Optimierung sowie die H_2 - bzw. H_∞ -Norm-Minimierung. Für den Entwurf robuster Regelungen erscheint insbesondere der letzte Ansatz geeignet und wurde im Rahmen des Projektes untersucht /GEYLER 2007/.

Allgemein ist der zentrale Reglerentwurf in kritischer Weise von der Existenz eines geeigneten Modells der Regelstrecke abhängig. Die Ordnung des Reglers ist direkt abhängig von der Ordnung des verwendeten Modells. Ziel der Modellbildung für den Reglerentwurf muss es deshalb sein, ein möglichst einfaches, lineares Modell der Regel-



strecke zu erstellen, das jedoch alle relevanten Eigenschaften der Regelstrecke beschreibt. Dafür sind prinzipiell zwei Wege denkbar:

- Ableitung aus einem detaillierten Modell durch Verfahren der Modellreduktion und Linearisierung
- Identifikation aus gemessenen oder simulierten Zeitreihen

2 Wahl der Messgrößen und geeigneter Sensoren

Als Messaufnehmer für die aktive Dämpfung von axialen Turmkopfschwingungen erscheinen Beschleunigungssensoren in der Gondel als besonders geeignet. Solche Sensoren werden in modernen Windenergieanlagen bereits serienmäßig zur Schwingungsüberwachung eingesetzt. Beschleunigungssensoren können als robust und zuverlässig eingestuft werden. Für die zu erfassenden niedrigen Frequenzen der Turmschwingungen eignen sich besonders piezo-elektrische und piezo-resistive Sensoren. Bei Verwendung der Signale in einer geschlossenen Regelschleife ist eine Überwachung des für die Regelung verwendeten Sensors mit Hilfe von redundanten Sensoren erforderlich.

Für die Nick- und Giermomentreduktion ist die Erfassung der Biegemomente in den Blattwurzeln oder im Turmkopf erforderlich. Eine Erfassung von Biegemomenten ist stets nur indirekt über die Erfassung von lokalen Dehnungen in der Struktur möglich. Für die Umrechnung ist eine detaillierte Kenntnis der Geometrie und der Werkstoffeigenschaften der Struktur erforderlich. Alternativ kann eine experimentelle Kalibrierung der Messung erfolgen.

Als Verfahren für die Dehnungsmessung stehen zur Verfügung:

- resistive Dehnmessstreifen (DMS): Dieses Verfahren wird seit vielen Jahren angewandt und ist erprobt. Problematisch ist jedoch die Empfindlichkeit gegen Korrosion und gegen elektromagnetische Störungen. Die Verwendbarkeit im Feld wird auch bei sorgfältiger Anbringung nur auf einige Jahre geschätzt. Als langzeitstabile Sensoren zur Verwendung in der Regelung erscheinen DMS deshalb nicht als geeignet.
- faser-optische Dehnungsmessung: Die Erfassung einer Dehnungsänderung erfolgt optisch über die Erfassung von Frequenzänderungen von an einem optischen Gitter reflektierten Lichtstrahlen. Dazu wird eine mit einem entsprechenden Gitter versehene optische Faser in Richtung der zu messenden Dehnung auf die Oberfläche der Struktur geklebt. Alternativ können die Fasern bei Rotorblättern direkt in das Material einlaminiert werden. Das Verfahren ist erst relativ neu am Markt verfügbar, es verspricht aber eine



hohe Langzeitstabilität entsprechend den Anforderungen der Regelung. Vorteilhaft ist daneben die Unempfindlichkeit gegenüber elektromagnetischen Störeinflüssen. Das Messverfahren wurde detailliert in /RADEMAKERS 2004/, /SCHROEDER 2006/ beschrieben.

- Ultraschall: Die Erfassung der Längung von kraftleitenden Bauteilen (z.B. Schrauben, Bolzen) erfolgt über die Messung von (sehr kleinen) Laufzeitunterschieden von reflektierten Ultraschallwellen im Material /INTELLIFAST/. Dieses Verfahren könnte z.B. an den Bolzenverbindungen der Blätter mit der Nabe und der Gondel mit dem Turmkopf eingesetzt werden.

Bei allen aufgeführten Verfahren müssen Dehnungsanteile, die durch thermischen Einflüsse bewirkt werden, getrennt erfasst und im Messwert kompensiert werden.

3 Simulationsumgebung

Zur Verifizierung der entworfenen Regler wird ein Modell der Windenergieanlage benötigt, das wesentlich detaillierter als die oben beschriebenen Entwurfsmodelle alle für die Regelung relevanten Aspekte der Aerodynamik, der Strukturmechanik usw. beschreibt. Im Rahmen des Projektes wurde ein solches echtzeitfähiges Simulationsmodell in Matlab/Simulink erstellt.

Das Modell ist detailliert /CASELITZ 2006/ in beschrieben. Die Modellierung der Strukturmechanik basiert auf einer Mehrkörper-Beschreibung der Windturbine, wobei die Struktur durch eine Anzahl von starren Elementen modelliert wird, die durch Gelenke verbunden sind, welche die Bewegungs-Freiheitsgrade (Rotordrehung, Blattwinkel-Verstellung, Windrichtungsnachführung) sowie die Elastizität von Blättern und Turm beschreiben. Für das Lösen der Bewegungsgleichungen existieren hocheffiziente numerische Verfahren /DE JALON 1994/.

Die Modellierung der Rotor-Aerodynamik basiert auf der Blattelemente-Methode. Diese stellt einen geeigneten Kompromiss zwischen der Genauigkeit der Beschreibung der aerodynamischen Lasten und der Rechenzeit dar, und wird in nahezu allen kommerziellen Lastberechnungsprogrammen für WEA eingesetzt /MOOLENAAR 1999/.

Die turbulenten Windfelder werden während der Simulation aus Eingabedateien gelesen, die zuvor basierend auf der in /MANN 1998/ dargestellten Methode erzeugt wurden. Dadurch können Testläufe für das gleiche Windfeld mit unterschiedlichen Reglereinstellungen durchgeführt werden, um den Einfluss der Veränderungen am Regler deutlich herauszuarbeiten. Solche vergleichenden Untersuchungen sind an einer realen Windenergieanlage wegen der ständig wechselnden Windverhältnisse i. A. unmöglich.



Für die Ziele des Projektes sind insbesondere die auf die Pitchantriebe wirkenden Lastmomente von Interesse. Die vom Simulationsmodell berechneten Lastmomente enthalten alle für die Pitchverstellung wichtigen Effekte:

- veränderliche Trägheit des Rotorblattes um die Pitchachse, abhängig von der Blatt-Durchbiegung (im Strukturdynamik-Modell enthalten),
- aerodynamisches Moment um die Blattachse (im Aerodynamik-Modell enthalten),
- Reibmomente der Blattlager,
- Steifigkeit, Dämpfung und Spiel des Pitchgetriebes.

4 Hardware-in-the-Loop Teststand

Um die entworfenen Regelungsverfahren im Labor zu erproben, wurde eine Entwicklungsumgebung als Teststand für ein reales Pitchverstellungssystem aufgebaut. Ziel ist es, die Pitchantriebe unter möglichst realitätsnahen Bedingungen zusammen mit den entworfenen Regelungsverfahren betreiben zu können. Über geeignete Servoantriebe werden dynamische Lastmomente an den Wellen der Pitchantriebe eingepreßt. Die Echtzeit-Simulation der Windenergieanlage basierend auf dem in Abschnitt 3 beschriebenen Modell berechnet die wirksamen Lastmomente auf die Pitchantriebe sowie alle Sensorsignale, die für das jeweils implementierte Regelungsverfahren vom Pitchregler benötigt werden. Die Rückkopplung erfolgt über die von der Simulationsumgebung erfasste Winkellage der Pitchantriebe, d.h. über die Stellung der Rotorblätter der „virtuellen Windenergieanlage“. Die Ansteuerung des Pitchsystems erfolgt wie in der realen Windenergieanlage über CAN-Bus.

Das verwirklichte Konzept ist in Abbildung 2 dargestellt. Der praktische Aufbau des Teststandes im Labor ist in Abbildung 3 zu sehen.

Neben den direkt messbaren Wellen-Momenten können eine Vielzahl von Messsignalen aus den Servo-Umrichtern der Pitchantriebe und der Lastmaschinen ausgekoppelt werden, um die zu testenden Regelungsverfahren hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf des Pitchsystem untersuchen und bewerten zu können. Hier sollen insbesondere betrachtet werden:

- Führungsübertragungsverhalten der Pitchantriebe, insbesondere Auswirkungen der Momenten und Drehzahlbegrenzungen,
- Verlauf der Lastmomente an der Welle des Pitchantriebes, Interpretation hinsichtlich der Belastung des Pitchgetriebes, der Nabe und des Rotorblattes,

- Leistungsaufnahme,
- thermische Verluste.

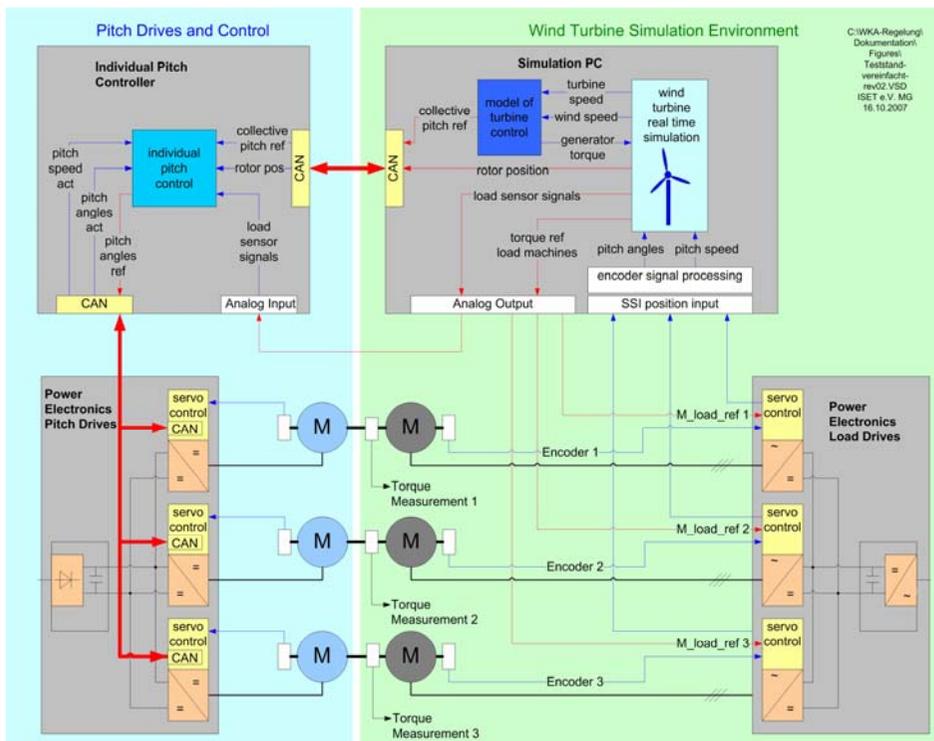


Abbildung 2: Schema der Entwicklungsumgebung für Pitchantriebe

5 Ergebnisse

Die bisherigen Ergebnisse zur lastreduzierenden Pitchregelung aus der Simulation und vom Teststand können wie folgt zusammengefasst werden:

- Die Nick- und Giermomentkompensation ist in der Lage, zeitlich konstante bzw. langsam veränderliche Schräganströmungen und Ungleichheiten in den lokalen Anströmungen über die Rotorfläche wirkungsvoll zu kompensieren. Die umlauffrequente 1p-Komponente im Schlagbiegemoment wurde in allen untersuchten Fällen wirkungsvoll unterdrückt.



- Bei größeren Winkeln der Schräganströmungen kann es zu einer Verstärkung von $2p$ Komponenten im Schlagbiegemoment kommen, die jedoch durch Begrenzung der Amplitude der zyklischen Pitchwinkel-Sollwerte begrenzt werden kann.

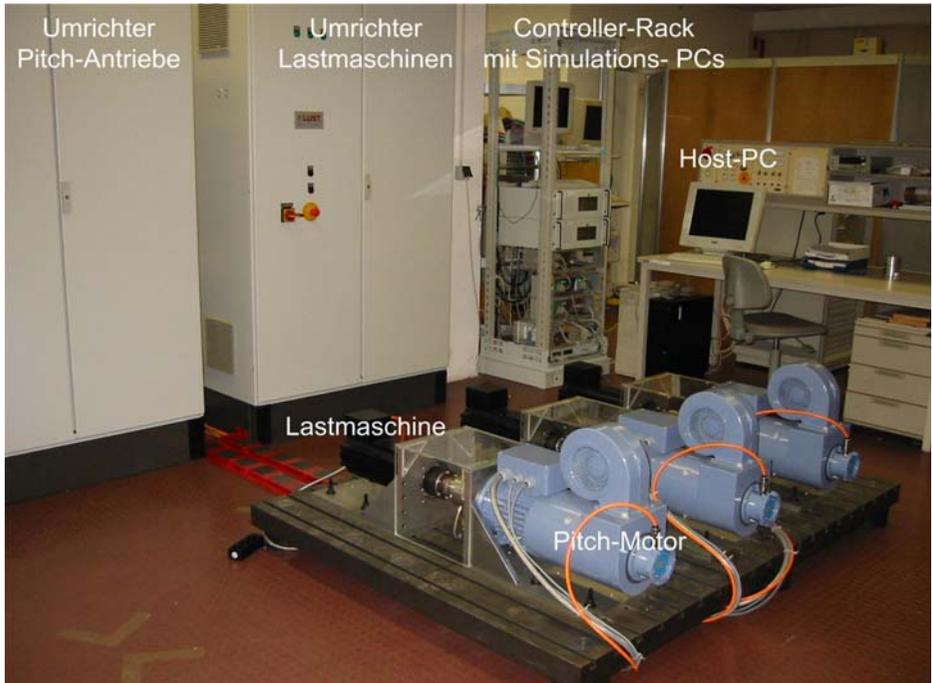


Abbildung 3: Aufbau des Teststandes im Labor

- Selbst hohe Turbulenz bis 30% Turbulenzintensität hat kaum Einfluss auf die Wirksamkeit der Kompensation von Schräganströmung bzw. langsam veränderlichen räumlichen Unterschieden in der Anströmung. Eine Neigung zur Instabilität ist auch bei großer Schräganströmung und bei extremer Turbulenz nicht zu bemerken.
- Die Auswirkungen der zyklischen Blattverstellung auf die Schwenkbiegemomente, auf die Turmbiegung sowie auf Generatormoment und Generatorleistung sind als sehr gering einzustufen.
- Die aktive Turmschwingungsdämpfung erlaubt eine merkliche Reduktion von Schwingungen im Bereich der ersten Turmbiegungs-Eigenfrequenz. Beim

Entwurf sind jedoch die Wechselwirkungen mit der Drehzahlregelung und mit der ersten Blatteigenfrequenz zu beachten.

In Abbildung 4 sind repräsentative Simulationsergebnisse dargestellt, die die Wirksamkeit der Nick- und Giermomentkompensation und der aktiven Turmschwingungsdämpfung bei einer Turbulenzintensität von 10% und einer Schräganströmung von 15° verdeutlichen.

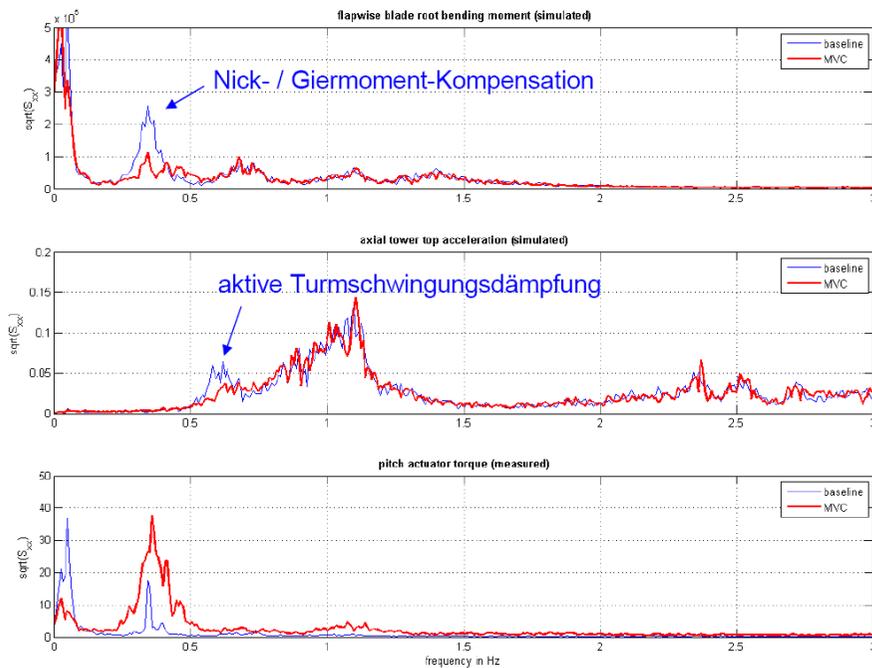


Abbildung 4: Vergleich der Amplitudenspektren des Schlagbiegemomentes am Blattfuß, der Turmkopfbeschleunigung und der Pitchmomente für zwei Testläufe mit herkömmlicher Pitchregelung (baseline) und mit lastreduzierendem Regler (MVC). Windgeschwindigkeit 15 m/s, Schräganströmung 15°, Turbulenzintensität 10%.



6 Literatur

- /PROJEKT REF/ *Neue Generation von Regelungssystemen für große Windkraftanlagen*, BMU-Forschungsvorhaben, Förderkennzeichen 0329956A, 2004-2007, Verbundvorhaben ISET / Lust DriveTronics GmbH
- /BURTON 2001/ T. Burton, D. Sharpe, N. Jenkins, E. Bossanyi: *Wind Energy Handbook*, John Wiley & Sons 2001, ISBN 0-471-48997-2
- /CASELITZ 2006/ P. Caselitz, M. Geyler, J. Giebhardt, B. Panahandeh: *Hardware-in-the-Loop Development and Testing of New Pitch Control Algorithms*, Proc. EWEC 2006, Athens
- /GEYLER 2007/ M. Geyler, P. Caselitz: *Individual Blade Pitch Control Design for Load Reduction on Large Wind Turbines*, Proc. EWEC 2007, Milano
- /INTELLIFAST/ Homepage der Intellifast GmbH, www.intellifast.de.
- /DE JALON 1994/ J. G. de Jalon, E. Bayo: *Kinematic and Dynamic Simulation of Multibody Systems – The Real Time Challenge*, Springer Verlag, 1994, ISBN 0-387-94096-0
- /MANN 1998/ J. Mann: *Wind field simulation*. Probabilistic Engineering Mechanics, 13(4): pp 269–282, 1998
- /MOOLENAAR 1999/ D. P. Molenaar : *State-of-the-art of wind turbine design codes*, TU Delft, Faculty of Design, Engineering and Production, Mechanical Engineering Systems and Control Group, 1999
- /RADEMAKERS 2004/ L.W.M.M. Rademakers, T.W. Verbruggen; P.A. van der Werff, H. Korterink, D. Richon, P. Rey, F. Lancon, *Fiber Optic Blade Monitoring*, Proc EWEC 2004, London
- /SCHROEDER 2006/ K. Schroeder, W. Ecke, J. Apitz, E. Lembke, G. Lenschow: *A fibre Bragg grating sensor system monitors operational load in a wind turbine rotor blade*, Measurement Science and Technology, No. 17 (2006), pp. 1167–1172



Pitchantriebe in Windkraft – und Meereströmungsanlagen

Tobias Rösmann
LTi REENERGY GmbH
Heinrich-Hertz-Str. 18
D-5943 Unna

Felix Senicar
LTi REENERGY GmbH
Heinrich-Hertz-Str. 18
D-5943 Unna

Zusammenfassung

Bei modernen Windkraftanlagen sowie für Windkraftanlagen der Multimegawattklasse werden nahezu ausschließlich elektrische Pitchsysteme eingesetzt. Im vorliegenden Artikel werden zunächst die grundsätzlichen Eigenschaften eines elektrischen Pitchantriebs-Systems erläutert. Daraufhin werden zwei besondere Komponenten des Systems beschrieben. Dies ist zum einen der speziell auf den Einsatz im Pitchsystem entwickelte PITCHmaster II. Seine Eigenschaften und Sonderfunktionen werden dargestellt. Ferner wird die Auslegung von Gleichstrommaschinen für ein Pitchsystem thematisiert. Auch hier gibt es eine Neuentwicklung, die zukünftig die Auslegung des Antriebes flexibilisieren wird und eine Adaption des Pitchsystems an nahezu jede gegebene Windkraftanlage ermöglicht.

Abstract

Modern windmills and multimegawatt turbines are nearly exclusively equipped with electrical pitch systems. The first chapters of this paper describe the general structure and behavior of a pitch system. In the following two main components are described more detailed. The PITCHmaster II was developed especially for application in the hub of a wind turbine. The special characteristics and functions are described. Also the design of DC machines for pitch application is picked up as a central theme. Here an invention allows the adoption of the machine to nearly any required system behavior and solves actual design problems.



1 Einleitung

In der Bedeutung für Funktion und Zuverlässigkeit von modernen Windkraftanlagen oft unterschätzt ist das Pitchsystem. Während des Normalbetriebs der WKA¹ wird mit ihm der Anstellwinkel der Blätter den aktuellen Windverhältnissen angepasst, um eine Begrenzung der Generatorleistung herbeizuführen. Wird die maximal zulässige Windgeschwindigkeit überschritten, oder es kommt zu einem Störfall, so ist das Pitchsystem dafür verantwortlich die Blätter in die so genannte Fahnenposition zu verfahren um die Windkraftanlage abzubremesen. Durch die letzte Anforderung wird das Pitchsystem sicherheitskritisch, zumal die aerodynamische Bremsung für große WKA die einzige Möglichkeit darstellt, die Turbine aktiv zu bremsen.

Da das Pitchsystem im Allgemeinen in der rotierenden Rotornabe untergebracht ist, ergeben sich durch die dort herrschenden Umgebungsbedingungen Anforderungen, die mit Komponenten, die für den industriellen Einsatz entwickelt wurden, nur unzureichend abgedeckt werden können. Zu nennen sind hier insbesondere der extrem weite Temperaturbereich, mechanische Belastungen durch Vibrationen und auftretende Beschleunigungen, sowie der beengte Einbauraum.

Am Markt erhältlich sind derzeit sowohl hydraulische als auch elektrische Pitchsysteme, wobei bei Neuentwicklungen die elektrischen Pitchsysteme dominieren. Gründe hierfür sind unter anderem die bessere Regelungsperformance und die Ölfreiheit. Letztere ist besonders mit Blick auf Offshoreanlagen als großer Pluspunkt zu nennen.

LUST entwickelt, produziert und vertreibt weltweit seit über 10 Jahre elektrische Pitchsysteme. Auf Basis der gesammelten Erfahrungen wurden die Komponenten des Systems ständig weiterentwickelt. Dies gilt besonders für den im System integrierten Servoregler Pitchmaster. Die Weiterentwicklung beschränkt sich jedoch nicht nur auf die Hardware des Systems. Auch die internen Verhaltensstrukturen des Systems wurden weitergedacht, um den Ansprüchen moderner Windkraftanlagen gerecht zu werden.

2 Das elektrische Pitchsystem

Die grundlegenden mechanischen Komponenten eines Pitchsystems sind in Abbildung 2 dargestellt. Diese werden nun in der sich drehenden Rotornabe montiert (Abbildung 1). Die Tatsache, dass das System rotiert führt dazu, dass es über Schleifringkontakte an die restlichen WKA angebunden werden muss. Der Schleifringübertrager ist hierbei sowohl für den Datenaustausch als auch für das Bereitstellen der elektrischen Leistung

¹ Windkraftanlage

verantwortlich. Der Pitchaktuator eines jeden Blattes enthält in jedem Fall die in Abbildung 2 dargestellten Komponenten. In jedem Blatt sind zwei Schaltschränke installiert, die aus Gründen der Korrosion im allgemeine in V2A Stahl ausgeführt sind. In der Steuerbox ist der PITCHmaster untergebracht (2), sowie zusätzliche Elemente wie Schaltkontakte, Feldgleichrichter, Sicherungen und Überwachungsrelais. Der Energiespeicher ist in einer zusätzlichen Box integriert (5). Als Speichermedium kommen entweder Blei- Gel Akkumulatoren, Ultrakondensatoren aber auch Lithium Ionen Akkus zum Einsatz. Der Pitchmaster versorgt nun wiederum den Pitchmotor (3), der über das Untersetzungsgetriebe (4) mit dem Zahnkranz (6) mechanisch gekoppelt ist. Der Motorseitige Drehgeber (1) wird zur Realisierung der Blattwinkel Regelung benötigt. Zusätzliche Komponenten wie der Blattwinkelgeber (7) sowie die Endabschalter (8) werden zur Überwachung, sowie definierten Notfahrt benötigt. Abhängig von der Systemarchitektur kann im System ebenfalls eine Zentrale Überwachungslogik zum Einsatz kommen. Dies führt entweder dazu, dass in die Rotornabe noch einen zusätzlichen Schaltschrank erhält, oder dass die zusätzlichen Funktionen auf die drei Steuerboxen verteilt werden.

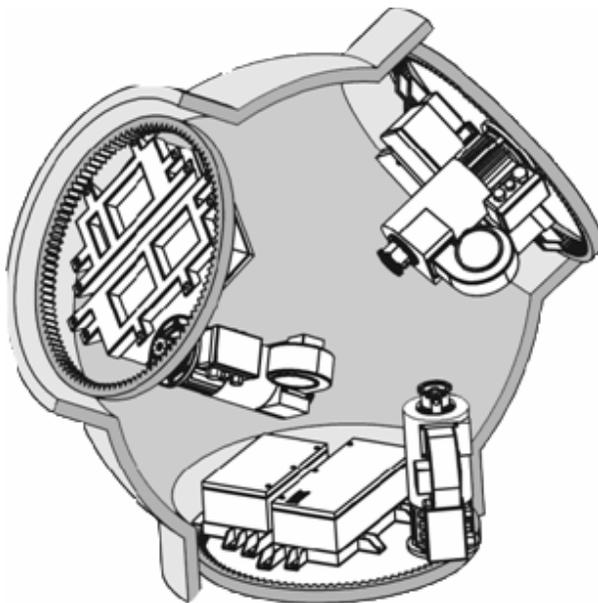


Abbildung 1 **Installiertes Pitchsystem in der Nabe einer WKA**

Als Pitchmotoren kommen sowohl Gleichstrom- als auch Asynchronmaschinen zum Einsatz. Gleichstrommaschinen haben im Allgemeinen den Vorteil, dass bei einer Fehlfunktion des Servoreglers die Motoren direkt mit dem Energiespeicher verbunden wer-



den können. Damit kann selbst in einem solchem Fall eine Sicherheitsfahrt, mit der die Rotorblätter in die Fahnenstellung verfahren werden, garantiert werden.

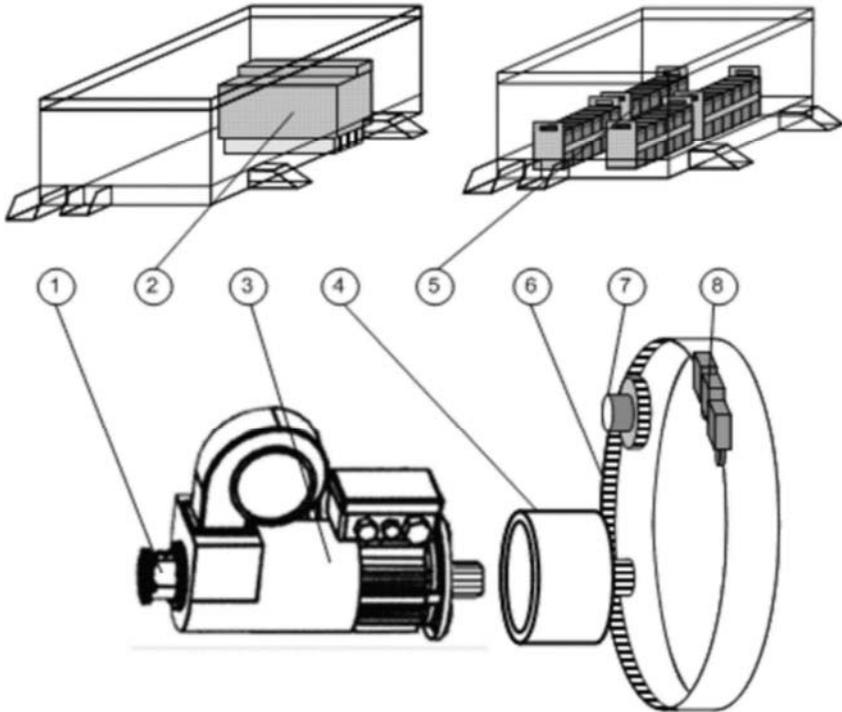


Abbildung 2 Systemkomponenten eines Pitchsystems

Alle die genannten Komponenten sind in der rotierenden Nabe der Windkraftanlage untergebracht und werden somit kontinuierlich mechanisch beansprucht. Noch härter sind die klimatischen Anforderungen, die vom Aufstellort abhängen. Während niedrige Temperaturen in nordischen Ländern noch durch eine Heizung kompensiert werden können, sind die hohen Temperaturen in mediterranen oder tropischen Regionen kritisch, da eine aktive Kühlung aufgrund der Nabendrehung sehr kostspielig ist. In den Schalt-schränken der Nabe sind Temperaturen bis über 60 °C möglich, worauf alle verwendeten Komponenten abgestimmt sein müssen.

2.1 Elektrischer Aufbau und Funktion eines Pitchsystems

In Abbildung 3 ist der elektrische Aufbau eines Pitchsystems als Strukturdiagramm prinzipiell dargestellt. Umrichter sowie Ladegerät werden über den Schleifring mit Wechselspannung versorgt. Motor- sowie Blattgeber werden durch den PITCHmaster II aus-

gewertet. Über den Feldbus erhält der Umrichter die Winkelsollposition, die maximale Beschleunigung sowie maximale Geschwindigkeit. Aus diesen Sollwerten generiert der PITCHmaster eine Positionstrajektorie und fährt je nach gewünschter Profilart die gewünschte Position an.

Kommt es zum Netzausfall, übernimmt der Energiespeicher die Versorgung des Zwischenkreises. Hierdurch genügen die Pitchsysteme der EON Richtlinie, die das Fortsetzen des Betriebs bei einem Netzausfall von bis zu 3sek fordert. Theoretisch ist das System in der Lage, weit über diese Zeitdauer hinaus ohne Netzeinspeisung zu positionieren. Eine Notfahrt wird entweder durch den Feldbus angefordert, oder aber vom Umrichter autark durchgeführt. Im Falle eines AC Systems kann diese ausschließlich mit dem Umrichter durchgeführt werden. Ein DC System dagegen ist ebenfalls in der Lage, diese Notfahrt durch direktes Zuschalten des Energiespeichers zu realisieren. In diesem Fall ist ausschließlich die Betätigung des Endschalters in der Lage diese rein elektromechanisch durchgeführte Notfahrt zu beenden.

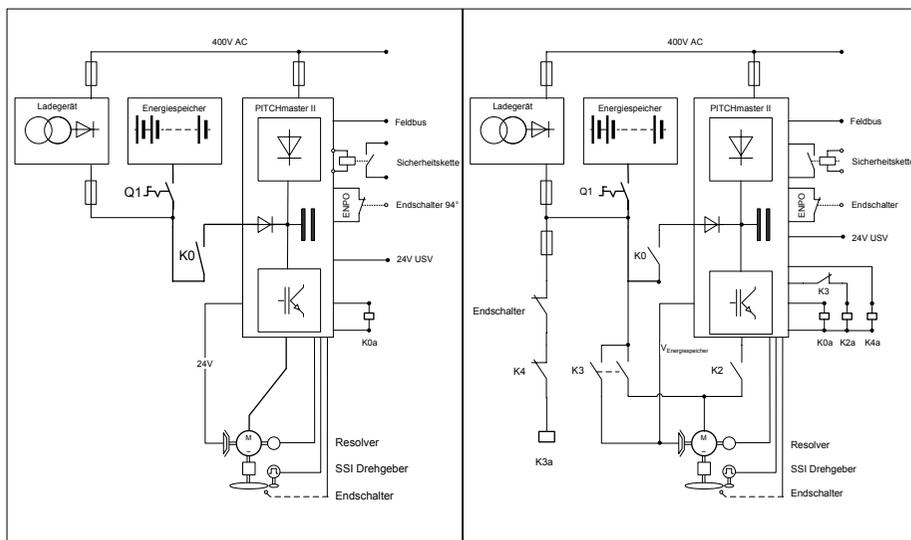


Abbildung 3 Links: Elektrischer Aufbau eines AC Systems; Rechts: DC System

2.2 AC / DC Pitchsysteme

In der Praxis kommen sowohl AC als auch DC Systeme zum Einsatz. Wie bereits angesprochen, zeichnet sich ein DC System dadurch aus, dass eine Notfahrt ohne jegliche elektronische Komponenten möglich ist. Diese Tatsache spricht auf den ersten Blick



eindeutig für ein DC Systeme. Jedoch weisen DC Systeme ebenfalls Nachteile auf. In der heutigen Automatisierungstechnik ist die Gleichstrommaschine mittlerweile fast vollständig verschwunden. Der Grund hierfür liegt in ihrem konstruktiv hoch komplexen Aufbau. Dieser führt dazu, dass Gleichstrommaschinen wesentlich teuer sind als vergleichbare Asynchron- oder Servomaschinen. Die komplexe Mechanik führt ebenfalls dazu, dass der Wartungsaufwand für Gleichstrommaschinen höher ist, was hauptsächlich auf die benötigten Kommutatorbürsten zurückzuführen ist. Die Tatsache, dass der Laststrom über den Anker geführt wird, erschwert die Abführung der entstandenen Verlustwärme. Hierdurch liegt die Leistungsdichte von DC Maschinen unter der von Asynchronmaschinen.

Der Vergleich der Prinzipschaltbilder aus Abbildung 3 zeigt einen weiteren Nachteil des DC Systems auf. Der Aufbau eines DC Systems ist ungleich komplexer als der eines AC Systems, wodurch wiederum mehr Komponenten im System enthalten sind als in einem AC System. Dieses Mehr an Komponenten erhöht wiederum die Ausfallwahrscheinlichkeit des DC Systems gegenüber dem AC System und setzt die Verfügbarkeit herab.

Trotz all der aufgezählten Nachteile setzt die Mehrheit der Anwender auf DC Systeme, da nur sie das genannte elektromechanische Plus an Sicherheit bieten können. Dieses wird allerdings mit höheren Anschaffungs- sowie Wartungskosten erkaufte.

2.3 Systemkomponenten

Neben den im Folgenden näher erläuterten Komponenten besteht ein Pitchsystem aus einer Vielzahl weiterer Bauelemente, die für eine sichere Funktion des Systems sorgen tragen. Genannt seien an dieser Stelle insbesondere das Lademanagement, das zu jedem Zeitpunkt die Betriebssicherheit des Energiespeichers sicherstellt und überwacht. Aber auch die häufig vorhandene zentrale Steuereinheit (SPS), muss für die widrigen Verhältnisse in einer WKA gerüstet sein. Nicht minderwichtig sind schlussendlich alle mechanischen Komponenten, angefangen beim Schaltschrank bis hin zur Verkabelung des Systems. Diese müssen ebenfalls speziell für die Umwelteinflüsse sowie die mechanischen Beanspruchungen ausgelegt werden.

2.3.1 Pitchmaster II- Der Servoregler

Als Nachfolger des derzeit eingesetzten Pitchmaster wurde der Pitchmaster II entwickelt. Ziel der Neuentwicklung war es zunächst, den Betriebs- und Lagertemperaturbereich des Gerätes zu vergrößern. Ferner wurde der Gedanke umgesetzt, Funktionen die derzeit von zusätzlichen Komponenten übernommen wurden, platz sparend im Gerät zu integrieren.



2.3.1.1 Umweltbedingungen

Die Umweltbedingungen denen ein Pitchsystem ausgesetzt ist, sind extrem. In nördlichen Ländern sind Tiefsttemperaturen bis -40°C möglich. Bei diesen Temperaturen müssen die Komponenten des Pitchsystems lagerfähig sein. Der Betrieb wird typischerweise erst bei höheren Temperaturen, die mit Heizungen erreicht werden können, aufgenommen.

Kritischer für die Funktion und die Lebensdauer sind die in tropischen Ländern möglichen hohen Temperaturen. Die Außenlufttemperatur in Nabenhöhe beträgt oft schon 40°C . Durch Sonneneinstrahlung und durch die Verluste des Pitchsystems ist es in der Nabe bereits deutlich wärmer und zum Inneren der Schaltschranke steigt die Temperatur weiter an. Hier sind Temperaturen bis ca. 65°C möglich und diesen müssen die verwendeten Komponenten standhalten, da eine aktive Kühlung aufgrund der Nabenrotation sehr kostenintensiv ist. Der PITCHmaster II erlaubt einen uneingeschränkten Betrieb bei Schaltschranktemperaturen von -30°C bis 70°C . Die Temperatur des Durchsteckmontagekühlers außerhalb des Schaltschranks darf maximal 60°C betragen.

Auch bei der max. Aufstellhöhe hebt sich der PITCHmaster II vom Industriestandard ab; Luft- und Kriechstrecken erlauben Aufstellhöhen bis 3000 m.

Für die Kühlung des PITCHmasters sind Lüfter notwendig, da lüfterlose Varianten nur mit großen, überdimensionierten Kühlern möglich sind. Beim PITCHmaster können diese Lüfter unterschiedlich angeordnet werden, so dass sie immer optimal zur Drehachse der Nabe liegen und die Lebensdauer der Lager nicht durch die Präzession verringert wird. Aber auch bei optimaler Ausrichtung ist die Lebensdauer der Lüfter begrenzt. Beim PITCHmaster sind sie deshalb steckbar und montagefreundlich wechselbar.

2.3.1.2 Backup-System

Die Umrichter für das Pitchsystem sind in der Regel mit einem Spannungszwischenkreis ausgeführt. An diesen Zwischenkreis kann eine Gleichspannungsquelle gekoppelt werden, die den Umrichter mit Energie versorgt, wenn die Netzspannung einbricht oder das Netz ganz ausfällt. Das ist für die Sicherheitsfunktion des Pitchsystems entscheidend. Industrielle Umrichter führen diesen Zwischenkreis direkt heraus, was aber für Pitchsysteme nicht ausreichend ist. Der PITCHmaster II ist hier deutlich besser an die Applikation angepasst:

- EMV Maßnahmen sorgen dafür, dass sich auch ohne abgeschirmte Leitungen keine leitungsgebundenen Störungen ausbreiten können.
- Die zur Entkopplung notwendigen Dioden sind integriert und redundant ausgeführt, so dass ein Laden der Akkumulatoren durch den Zwischenkreis sicher verhindert wird.



- Vor den Entkopplungsdioden misst der PITCHmaster II galvanisch getrennt die Akkumulatorspannung. Da gleichzeitig über einen PT100-Eingang die Akkumulator-Temperatur gemessen werden kann, wird der Akkumulator oder der Kondensator optimal überwacht. Fehlermeldungen sowie die gemessenen Werte werden über dem Feldbus an die Betriebsführung weitergeleitet.
- Vor den Entkopplungsdioden ist ein erd- und kurzschlussicherer Motorbremstreiber angeordnet, der die Batteriespannung nutzt um damit die Bremse zu versorgen. Hierdurch kann ein ansonsten zusätzliches Bremsenetzteil eingespart werden.

2.3.1.3 Systemintegration

Auch die Software wurde speziell für die Bedürfnisse einer WKA weiterentwickelt. Etwaige Gerätefehler führen nicht automatisch zu einem Stillsetzen des Gerätes sondern zu einer konfigurierbaren Reaktion, die bis zum eigenständigen Durchführen einer Sicherheitsfahrt reicht. Angesteuert wird das System typischerweise über CANopen; optional stehen andere Feldbusse zur Verfügung. Über den Feldbus sind alle digitalen Ein- und Ausgänge abgebildet. Das gilt auch für die analogen Eingänge, zu denen auch eine PT100-Temperaturfassung für das Backup-System gehört. Der PITCHmaster II, der ohne Software Änderung sowohl Asynchron- Synchron- und Gleichstrommotoren unterstützt, hat für Service und Diagnose ein Ethernet-Interface, über das auch eine Fernwartung möglich ist.

2.3.1.4 Beschleunigungssensor

Als einzigartige Neuheit innerhalb der Pitchsysteme besitzt der PITCHmaster II einen integrierten 3-Achsen Beschleunigungssensor. Dieser erlaubt das Messen der Beschleunigungswerte innerhalb der Rotornabe einer Windkraftanlage während des Betriebes und die Bestimmung der Drehzahl des Gesamtsystems aus dem Verlauf der Beschleunigungskräfte.

Abbildung 4 zeigt die detektierten Vektoren der Beschleunigungskräfte innerhalb einer sich in Rotation befindlichen Rotornabe. Neben der Zentrifugalbeschleunigung F_z und der Tangentialbeschleunigung F_a wirkt die aus der Erdbeschleunigung resultierende Kraft F_g auf den PITCHmaster II ein. Die Kraft F_g ist vom Betrag her konstant, und zu jedem Zeitpunkt senkrecht auf die Erdoberfläche gerichtet. Die Rotation der Windkraftanlage im Schwerfeld der Erde führt zu einer Drehung des PITCHmaster II um die Naben-Drehachse. Im Inertialsystem des Umrichters bedeutet dies eine Rotation des Erdbeschleunigungsvektors im Kräftekoordinatensystem. Die auftretenden Beschleunigungsinformationen werden mit Hilfe der Software des PITCHmaster II ausgewertet, und in eine Drehzahl und Winkellage des Rotors der Windkraftanlage überführt.

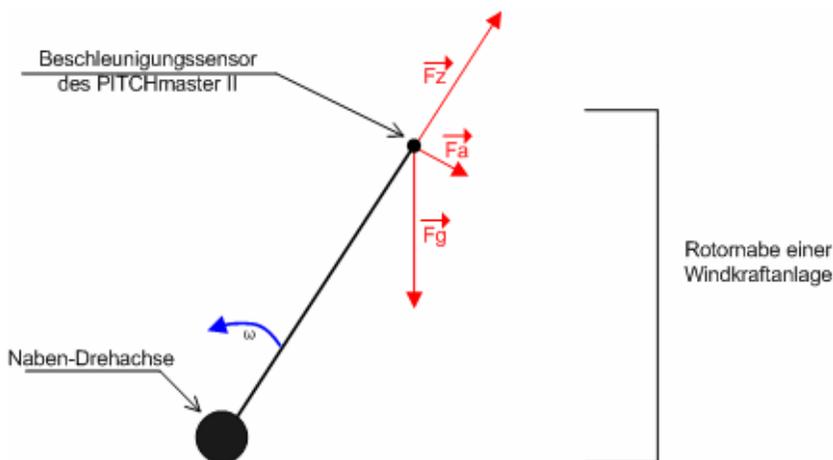


Abbildung 4 Detektierte Kräfte des Beschleunigungssensors

Die Bestimmung der Drehzahl der Windkraftanlage anhand der auf den PITCHmaster II einwirkenden Beschleunigungskräfte wird autark von jedem Umrichter innerhalb des Pitchsystems durchgeführt. Die flexible Parametrierung dieser Softwarefunktionalität ermöglicht die Bereitstellung der Drehzahlinformation für die übergeordneten Regelstruktur bzw. die Signalisierung einer Überdrehzahlsituation des Systems. Mit dem Einsatz des PITCHmaster II in Pitchsystemen besteht die Möglichkeit einer Drehzahlbestimmung der Windkraftanlage ohne weitere Komponenten mit doppelter Redundanz durch die Verteilung der Umrichter auf drei Achsen. Damit überwacht jeder PITCHmaster II im Verbund des Pitchsystems auf Wunsch die Drehzahl der Windkraftanlage und kann eigenständig im Fehlerfall oder in Überdrehzahlsituationen die Windkraftanlage zum Stillstand bringen. Abbildung 5 zeigt die Drehzahl eines Modellrotors einer Windkraftanlage, die mit dem PITCHmaster II bestimmt wurde. In Abbildung 5 ist neben dem Drehzahlensignal aus den Beschleunigungssignalen das Drehzahlensignal eines Referenzgebers dargestellt, zum Vergleich der Drehzahl aus den Beschleunigungssignalen mit der Referenzdrehzahl des Modells. Diese Funktionalität trägt ebenfalls dazu bei, dass der PITCHmaster II in Bezug auf Sicherheitsaspekte auf dem Markt einzigartig ist.

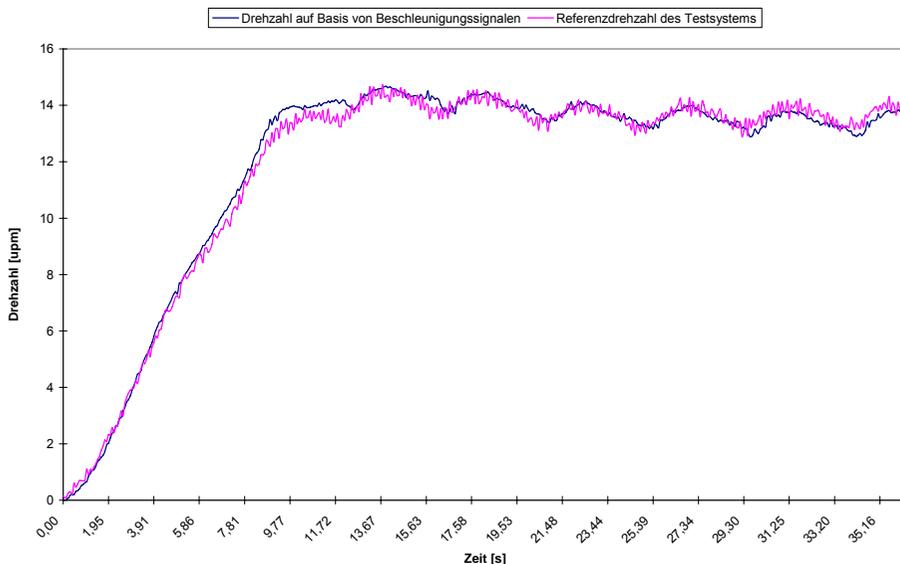


Abbildung 5 Berechnete Drehzahl aus Beschleunigungssignalen im Vergleich zur Referenzdrehzahl des Systems

2.3.2 DC Maschinen in Pitchsystemen

Schon im Kapitel 2.1 wurde darauf hingewiesen, dass Bedeutung von Gleichstrommaschinen für Pitchsysteme groß ist, und auch in Zukunft bleiben wird. Aus diesem Grund soll an dieser Stelle näher auf die beiden zum Einsatz kommenden Maschinentypen eingegangen werden. Die Reihenschluss- sowie Doppelschlussmaschine. Reihenschlussmaschinen kommen derzeit in Windkraftanlagen mit einer Leistung von bis zu 2MW zum Einsatz. Doppelschlussmaschinen werden in der darüber liegenden Leistungsklasse eingesetzt. Nebenschlussmaschinen finden als Pitchantriebe keine Anwendung. Der magnetische Fluss in der Maschine wird ausschließlich durch die Nebenschlusswicklung generiert. Damit jedoch der benötigte Magnetisierungstrom fließt, muss aufgrund des hohen Widerstandes der Nebenschlusswicklung eine ausreichend hohe Spannung zur Verfügung stehen. Das Moment ergibt sich als Produkt aus Ankerstrom und Fluss der Maschine. Kommt es im Energiespeicher aufgrund einiger ausgefallenen Zellen zu einem Abfall der Nominalen Spannung, so wäre die Maschine unter Umständen nicht mehr in der Lage das benötigte Moment zur Verfügung zu stellen, obwohl der Energiespeicher grundsätzlich in der Lage ist einen Ausreichend hohen Strom zur Verfügung zu stellen. Ferner haben Erfahrungen gezeigt, dass die Nebenschlusswicklung aufgrund der hohen Windungszahl und des naturgemäß geringen Durchmessers einem



erhöhten Drahtbruchrisiko ausgeliefert ist.

Die oben genannten Probleme tauchen bei einer Reihenschlussmaschine nicht auf. Die Reihenschlussmaschine befindet sich im Einschaltmoment ohnehin in der magnetischen Sättigung. Hierdurch erweist sie sich als unsensibler gegenüber einem Spannungsschwund am Energiespeicher. Das Anzugsmoment bleibt nahezu konstant und ist in der Lage, wenn auch ungleich langsamer, das Blatt Richtung Fahnenstellung zu bewegen. Zugleich sind die Zuleitungen sowie die Reihenschlusswicklung selbst mit einem sehr viel größeren Durchmesser ausgeführt, wodurch das Risiko eines Drahtbruchs quasi nicht gegeben ist.

Auch eine Doppelschlussmaschine ist gegen den Ausfall einzelner Speicherzellen unempfindlich. Hierfür sorgt der in der Maschine enthaltene Reihenschlussanteil. Kommt es zum Drahtbruch in der Nebenschlusswicklung, so ist der verbleibende Reihenschlussanteil noch immer in der Lage das Blatt in Richtung Sicherheitsposition zu bewegen.

2.3.2.1 Servoansteuerung von Gleichstrommaschinen

Wie bereits in vorhergehenden Kapiteln erwähnt, wird von allen PITCHmaster seitens der Firmware die Ansteuerung von Asynchron-, Synchron- sowie Gleichstrommaschinen unterstützt. In Abbildung 6 ist der Anschluss von Reihenschluss und Doppelschlussmaschine an den Pitchmaster dargestellt. Wie zu erkennen ist, wird zusätzlich zum Servoanrichter selbst noch ein so genannter Feldgleichrichter benötigt. Dieser ist für die Regelung einer Reihenschlussmaschine unumgänglich. Dementsprechend erfolgt auch der Anschluss des Reihenschlussanteils einer Doppelschlussmaschine in äquivalenter Form. Das Moment einer Gleichstrommaschine ergibt sich im Allgemeinen wie folgt:

$$M = K \cdot \Psi \cdot I_{Anker} \quad [Nm]$$

, wobei es sich bei K um eine Motorkonstante, Ψ um den magnetischen Fluss und I_{Anker} um den Ankerstrom handelt. Wie zu erkennen ist, benötigt man für eine Umkehrung des Moments eine Änderung des Vorzeichens, entweder des Fluss, oder des Ankerstroms. Da Ankerstrom und Erregerstrom bei einer Reihenschlussmaschine jedoch identisch sind, würde sich das Moment ohne einen Feldgleichrichter nicht umkehren, da sowohl Strom als auch Fluss ihr Vorzeichen ändern würden.

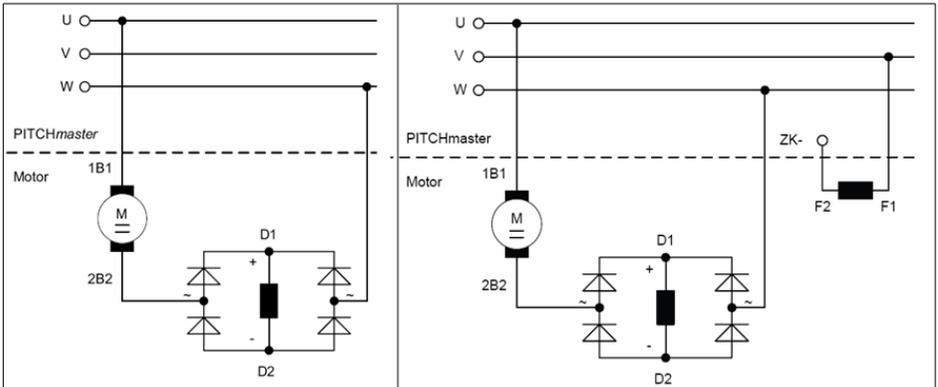


Abbildung 6 Anschluss von Gleichstrommaschinen an den PITCHmaster

Durch den gezeigten Anschluss der Gleichstrommaschinen an den PITCHmaster wird in Kombination mit einem Drehgeber eine Positionierung ermöglicht, die hinsichtlich der Regelungsgüte der von Asynchron- und Servomaschinen in nichts nachsteht.

2.3.2.2 Ungeregelte Sicherheitsfahrt einer Reihenschlussmaschine

Die Besonderheit bei der Auslegung von Gleichstrommaschinen in Pitchsystemen liegt darin, dass die Maschine bei einer direkten Zuschaltung auf den Energiespeicher sich quasi selbst überlassen wird. Das heißt, ausschließlich die mechatronischen Eigenschaften der Maschine bestimmen ihr Drehmoment- Drehzahl Verhalten. Dies steht im klaren Unterschied zum Normalbetrieb, bei dem der Servoumrichter dazu in der Lage ist, quasi jeden beliebigen Arbeitspunkt innerhalb eines rechteckigen Arbeitsbereiches einzunehmen.

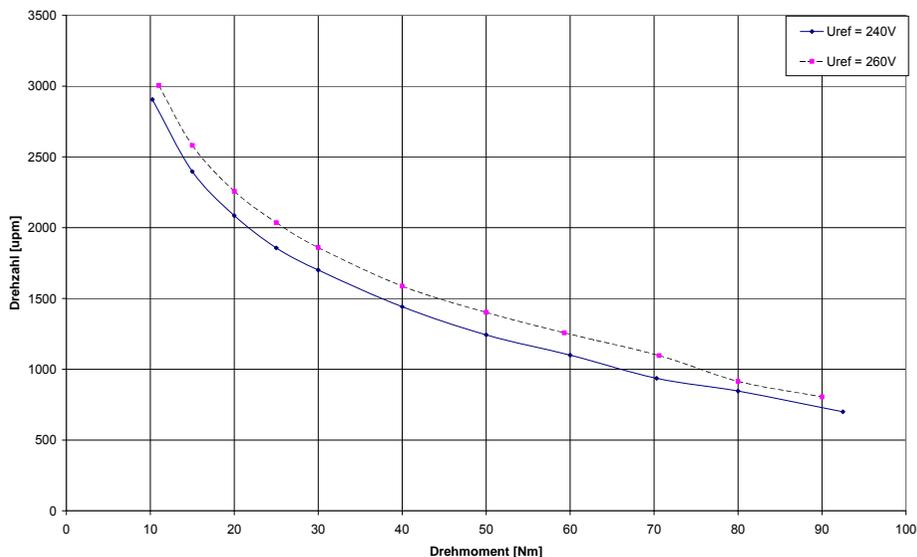


Abbildung 7 Natürliche Kennlinie einer Reihenschlussmaschine

Während der Akku gestützten Sicherheitsfahrt wäre eine steife Drehzahl- Drehmoment Charakteristik wünschenswert. Dies würde bedeuten, dass die Maschine unabhängig von der jeweils wirkenden Belastung in die Sicherheitsstellung fährt.

Das auf die Maschine wirkende Moment während der Sicherheitsfahrt ist keinesfalls als konstant anzunehmen. Nach einem hohen Anzugsmoment folgt häufig ein Intervall, in dem das Moment auf die Maschine stark zurückgeht. Bei größeren Windkraftanlagen kommt es hierbei sogar zum Auftreten von generatorischen Momenten. Der Grund für die generatorische Last liegt im fallenden Rotorblatt, dessen Bewegungsrichtung durch die Gravitation unterstützt wird. Ebenfalls kann starker Wind dafür verantwortlich sein, dass das Rotorblatt quasi aus dem Wind gedrückt wird.

In Abbildung 7 ist die messtechnisch ermittelte Charakteristik einer 4kW Maschine dargestellt. Sie findet in Pitchsystemen für WKA's mit einer Leistung von bis zu 2MW Anwendung. Typischerweise ist der Verlauf keinesfalls steif wie gewünscht, und bei kleinen Momenten kommt es zu Drehzahlen die den Rotor der Maschine aufgrund der Zentrifugalkräfte zerstören.

Aus diesem Grund wird während der Notfahrt eine Schaltungsvariante eingesetzt, bei der Parallel zu Anker ein entsprechend dimensionierter Widerstand geschaltet wird.

Dieser führt dazu, dass selbst im idealen Leerlauf- $I_{Anker} = 0$ ein Basis Magnetisie-



rungsstrom fließt, welcher analog zur Fremderregten Maschine die Leerlaufdrehzahl begrenzt.

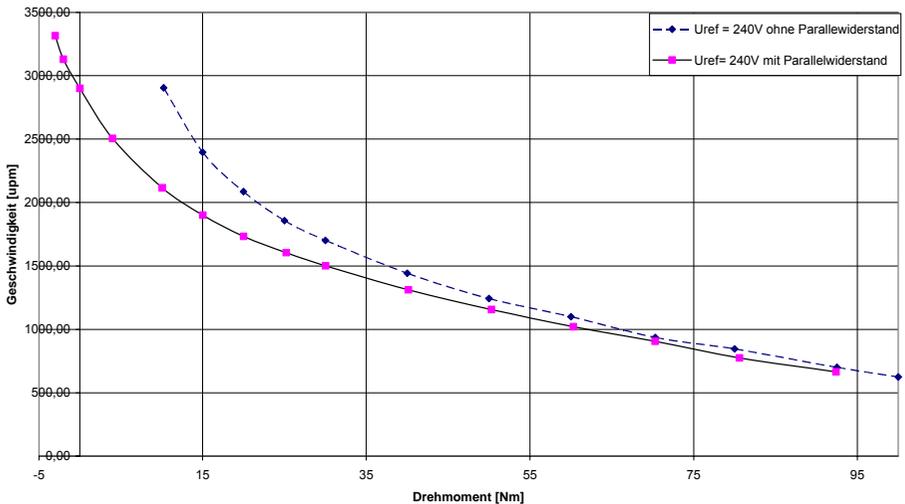


Abbildung 8 Charakteristik durch zusätzlichen Parallelwiderstand

Durch den Parallelwiderstand wird die Kennlinie der Maschine quasi nach links verschoben, und erhält hierdurch im motorischen Bereich eine höhere Steifigkeit. Wie zu erkennen ist, wird sogar ein kleiner generatorischer Bereich ermöglicht. Dessen Ausprägung kann durch die Dimensionierung des Widerstandes beeinflusst werden. Trotz des parallelen Widerstands wird die qualitative Kennlinie der Maschine jedoch nicht verändert. Bei zu großen generatorischen Lasten kommt es in jedem Fall zum durchgehen der Maschine.

Aus diesem Grund kommt die Reihenschlussmaschine bisher nur bei kleineren Anlagen zum Einsatz. Da hier die auftretenden Reibungskräfte im System relativ groß sind, spielt der generatorische Bereich keine Rolle.

Mit der Zielsetzung, die Reihenschlussmaschine auch bei größeren Anlagen einzusetzen, wurde eine neuartige Schaltungsvariante entwickelt. Dessen Auswirkung auf das Drehmoment- Drehzahl Verhalten ist in Abbildung 9 dargestellt, die eine Messung wiedergibt.

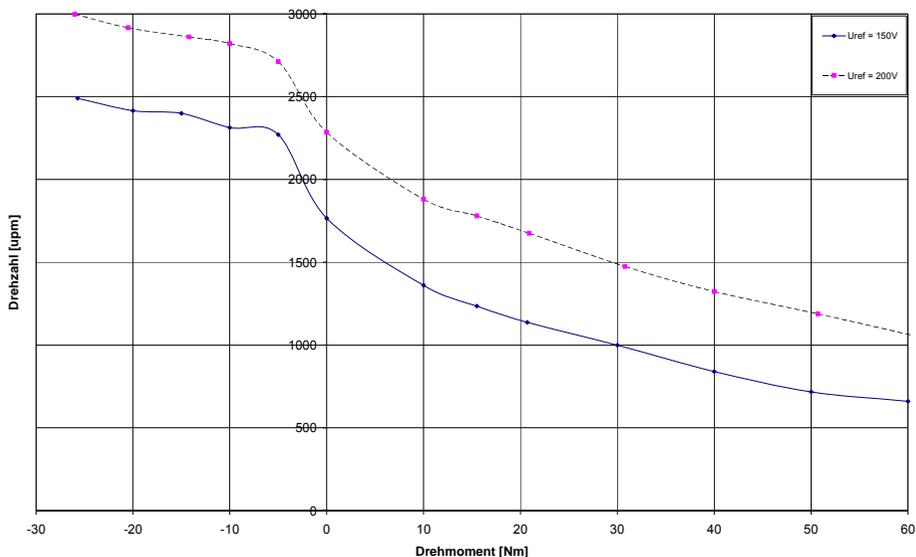


Abbildung 9 Charakteristik durch neuartige Schaltungsvariante

Wie zu erkennen ist, stellt sich bis zu einer Belastung von -4Nm eine ähnliche Charakteristik wie in Abbildung 8 ein. Bei noch geringer werdendem Moment kommt es jedoch zu einem stabilen und ausgeprägten generatorischen Bereich, dessen Ausdehnung nur durch naturgemäß vorhandene magnetische Sättigung eingegrenzt wird.

Diese Neuentwicklung bietet somit die Grundlage die Reihenschlussmaschine auch in größeren Windkraftanlagen zu Einsatz zu bringen.

2.3.2.3 Ungeregelte Sicherheitsfahrt einer Doppelschlussmaschine

Derzeit wird in Systemen für Anlagen ab 2.5MW die Doppelschlussmaschine eingesetzt. Sie stellt eine Kombination aus Reihenschluss- sowie Nebenschlussmaschine dar. Während es Betriebs wird eine Basismagnetisierung durch die Nebenschlusswicklung sichergestellt. Diese sorgt ebenfalls dafür, dass die Maschine einen ausgeprägten generatorischen Bereich besitzt.

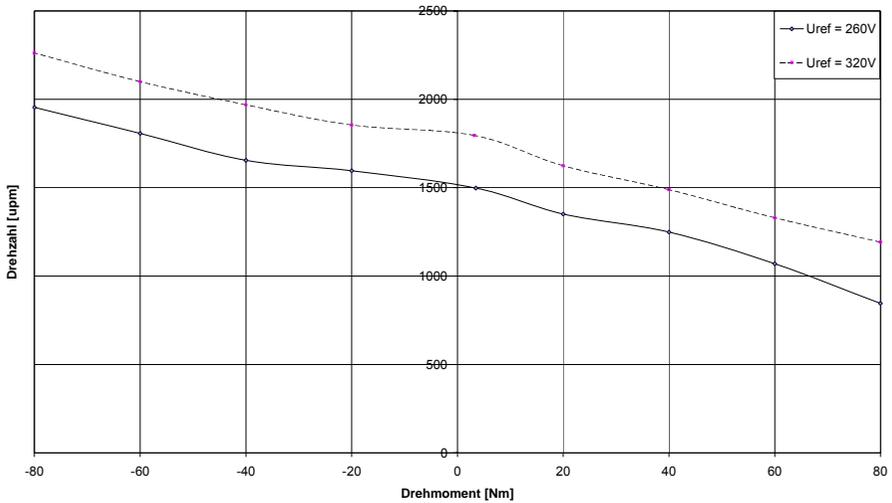


Abbildung 10 Kennlinienfeld einer Doppelschlussmaschine

Um den Generatorischen Bereich der Maschine in der gezeigten Form nutzen zu können, muss bei der Ansteuerung der Maschine durch den Energiespeicher ebenfalls der Feldgleichrichter zum Einsatz kommen. Das daraus folgende Ersatzschaltbild in Abbildung 11 dargestellt. Die magnetische Kopplung zwischen Reihen- und Nebenschlusswicklung ist ebenfalls angedeutet.

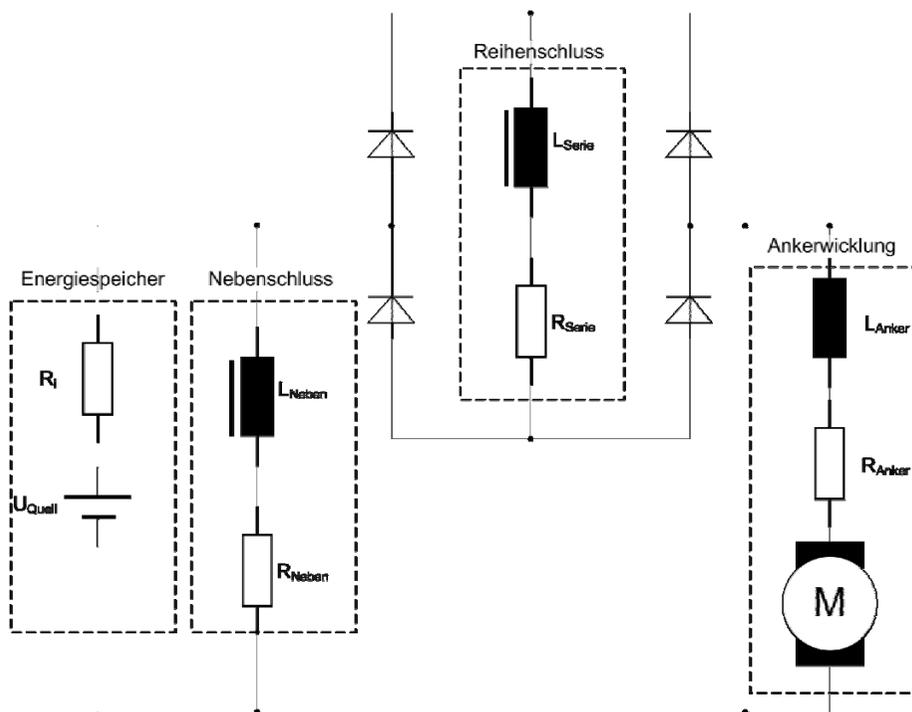


Abbildung 11 Anschluss der Doppelschlussmaschine an den Energiespeicher

Durch die Kombinationsmöglichkeit von Reihenschluss und Nebenschlusscharakteristik ist es möglich, die oben gezeigte steife Kennliniencharakteristik zu erreichen. Problematisch wird es jedoch, wenn bei gleich bleibender Spannung höhere Drehzahlen benötigt werden. Diese können dann nur durch eine Feldschwächung im Schwachlastbereich herbeigeführt werden, was zu einem höheren Reihenschlussanteil in der Maschine führt. Wird dieser Reihenschlussanteil in Relation zum Nebenschlussanteil jedoch zu hoch, kommt es beim Übergang von motorischen zum generatorischen Betrieb zu einem instabilen Verhalten der Maschine. Hierbei kommt es zu einer Art generatorischen Kippen der Maschine, bei dem der Ankerstrom unkontrolliert mit einer hohen Dynamik negativ wird. Dieser Mitkopplungseffekt der Maschine wird hervorgerufen durch den eingesetzten Feldgleichrichter. Dieser ist aber grundsätzlich notwendig, um überhaupt einen generatorischen Betrieb zu ermöglichen.

An dieser Stelle soll dieser komplexe Effekt nicht näher erläutert werden. Tatsache ist jedoch, dass bei der Auslegung der Doppelschlussmaschine nicht jedes beliebige Ver-



halten erreicht werden kann. Problematisch wird es dann, wenn trotz relativ geringer Spannung hohe Drehzahlen benötigt werden.

In diesen Fällen kann zukünftig auf die eine Reihenschlussmaschine zurückgegriffen werden, die durch die neuentwickelte Schaltungsvariante das in Abbildung 9 gezeigte Verhalten aufweist. Die Charakteristik der Maschine kann in dem Fall direkt durch die zusätzlichen Schaltungselemente beliebig beeinflusst werden, ohne das die Gefahr einer Instabilität besteht.

3 Zusammenfassung und Ausblick

Nachdem der Kommerzielle Windmarkt seit nunmehr zehn Jahren besteht, streben nun alle Bereiche auf diesem Markt nach Optimierung. Von diesem Prozess sind nahezu alle Bereiche betroffen, so auch die Entwicklung neuer Pitchsysteme. Beispielsweise spielt die Einzelblattregelung aktuell eine sehr große Rolle und ist vieldiskutiert. Hiervon ist die Firma LT-i als Lieferant von Pitchsystemen unmittelbar betroffen. Hierbei wird die Forderung nach einem Simulationsmodell des Pitchsystems immer lauter. Dieses würde eine bessere Integration des Submodells in die Gesamtanlagensimulation ermöglichen, und komplexe Projekte wie beispielsweise die Einzelblattregelung könnten besser nachgestellt werden. Schon jetzt sind im Hause LT-i für jede Maschine mathematische Modelle vorhanden die zur Dimensionierung genutzt werden. Diese Modelle sollen zukünftig in eine Art Systemmodell integriert werden, um dem Kunden vorab ein Modell zur Verfügung stellen zu können, welches er in seine Simulation integriert. Hierdurch wird es möglich die WKA bereits während der Entwicklungsphase weiter zu optimieren. Die Turmentlastung spielt hier eine wesentliche Rolle und bedeutet ein hohes Einsparpotential.

Multilevel-Umrichter für Multimegawatt Windkraftanlagen

Alfred Engler, Benjamin Sahan, Antonio Notholt-Vergara, Dirk Kirchner
Institut für Solare Energieversorgungstechnik e. V.
Königstor 59, 34119 Kassel
Tel.: +49 561 7297 243
E-mail: aengler@iset.uni-kassel.de

1 Einleitung

Im europäischen Projekt UpWind (Contract No. SES6-019945) untersucht das ISET e. V. Umrichter zur Netzkopplung großer drehzahlvariabler Windkraftanlagen. In einer Leistungsklasse von 7,5 – 10 MW wird der Einsatz von mehrstufigen Mittelspannungs-Umrichtern (Multilevel-Umrichter) in Verbindung mit Synchrongeneratoren angestrebt. Das allgemeine Prinzip von Multilevel-Umrichtern beruht auf der indirekten Reihenschaltung von mehreren Leistungstransistoren zur Erzeugung einer feinstufigen Ausgangsspannung. In der ersten Phase des Projekts erfolgte die Auslegung und Simulation eines dreistufigen Multilevel-Umrichters („Neutral-Point Clamped Inverter“). Für charakteristische Spannungsklassen wurde das System mit unterschiedlichen Hochvolt-Leistungshalbleitern evaluiert. Zurzeit werden Steuer- und Regelverfahren für Netz- und Maschinenseite analysiert und Fragestellungen zu Netzanschluss und Netzschutz beantwortet. Gemeinsam mit den europäischen Projektpartnern werden die Schnittstellen des Umrichters zur Maschinen- und Netzseite erarbeitet.

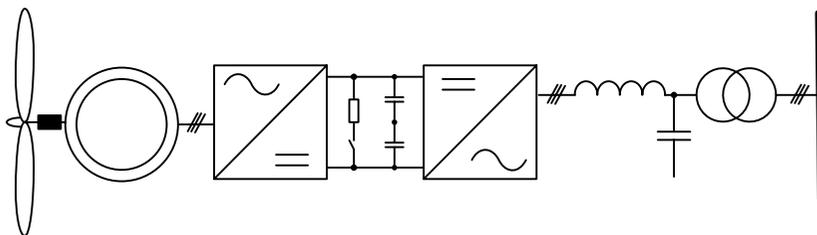


Abbildung 1: Prinzip eines drehzahlvariablen Windenergie-Konverters mit Vollumrichter

Andere Projektpartner bearbeiten in diesem Zusammenhang den Matrix-Konverter der als selbstgeführter Direktumrichter über großes Potential verfügt.



Weiterhin untersucht ein Projektpartner den „Parallel Interleaved Converter“, welcher sich durch die Parallelschaltung von klassischen 2-Level Umrichtern und ein spezielles Ansteuerverfahren auszeichnet.

2 Multilevel-Umrichter

Für Anwendungen hoher Leistung wird als Alternative zur Parallelschaltung von konventionellen 2-stufigen Spannungszwischenkreis-Umrichtern oftmals der Einsatz von Multilevel-Umrichtern (n -Stufen Spannungsumrichter) angestrebt, um die Spannungsqualität bei gleichzeitig hoher Ausgangsspannung zu verbessern /ROD 2002/. Das Schalten mit mehreren Stufen verbessert auch die elektromagnetische Verträglichkeit und verringert die Gleichtaktspannungen. Im Folgenden werden der „Neutral-Point Clamped“-Umrichter, das „Flying Capacitor“ Konzept und ein Multilevel-Umrichter mit kaskadierten H-Brücken vorgestellt. Weiterhin wird die Modulation der Multilevel-Umrichter prinzipiell beschrieben.

2.1 NPC

Ein klassischer Multilevel-Umrichter basiert auf der „Neutral-Point Clamped“-Topologie (siehe Abbildung 2), welche drei Spannungslevel in der Phasenspannung erzeugen kann. Die Schalter in den Brückenzeigen werden dabei nur mit der halben Zwischenkreisspannung V_{dc} belastet. Bei industriellen Mittelspannungsantrieben hat diese Topologie bereits hohe Verbreitung, z.B. für Pumpen, Traktionsanwendungen, Walzwerke u.s.w.. Aufgrund des erhöhten Aufwands bei der Regelung der Zwischenkreisspannung ist die praktische Implementierung des NPCs bisher weitgehend auf die einfache Topologie mit drei Spannungsleveln beschränkt geblieben /HOLMES 2003/.

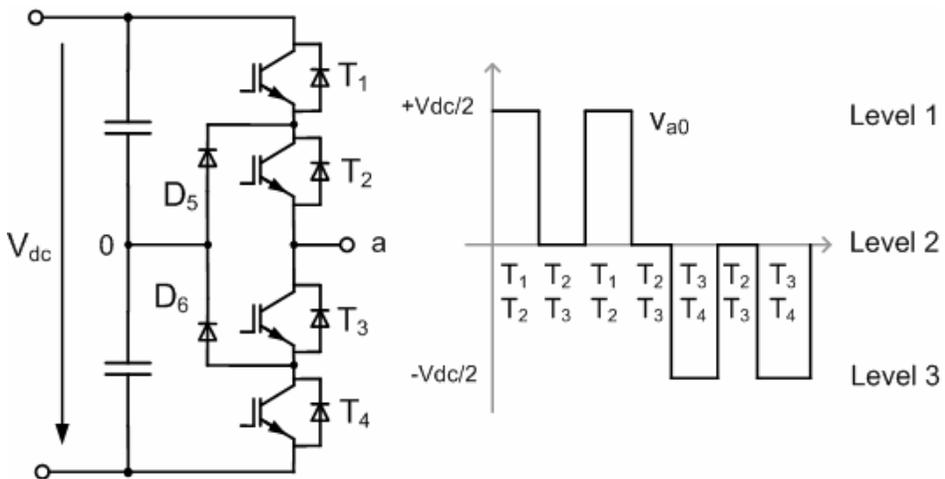


Abbildung 2: Brückenweig 3-Level Neutral-point clamped (NPC) Umrichter

Da sie sich in vielen Anwendungen bewährt hat, wurde sie im Upwind-Projekt als potentielle Topologie für Windenergie-Konverter großer Leistung untersucht.

2.2 Flying Capacitor Konzept

Abbildung 3 zeigt einen Multi-Level-Umrichter basierend auf dem "Flying Capacitor-Konzept". Es werden keine Mittelpunkt-Dioden wie beim konventionellen NPC benötigt /CORZINE 2005/. Dadurch kann der Wirkungsgrad gesteigert werden. Die Spannung über der zusätzlichen Kapazität C_f muß auf die halbe Zwischenkreisspannung geregelt werden.

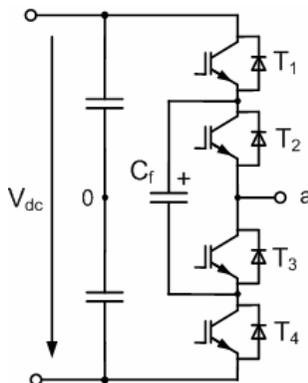


Abbildung 3: Brückenweig Flying Capacitor



2.3 Kaskadierte H-Brücken

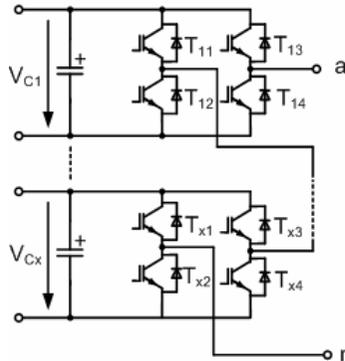


Abbildung 4: Brückenweig eines Multilevel-Umrichters mit kaskadierten H-Brücken

Kaskadiert man die Ausgangsspannung von H-Brücken so erhält man die Topologie mit der geringsten Anzahl von Komponenten unter den Multilevel-Umrichtern verglichen mit der Anzahl von möglichen Spannungsstufen /LAI 1996/. Jedoch werden hier potenzialgetrennte Eingangsgleichspannungen benötigt, was z.B. aufwändige Mehrwicklungs-Transformatoren erfordert. Ferner muss die wechselstromseitige Leistungswelligkeit in der H-Brücke durch entsprechend große Zwischenkreiskondensatoren kompensiert werden.

2.4 Pulsweitenmodulation für Multilevel-Umrichter

Grundsätzlich gibt es bei Multilevel-Umrichtern verschiedene Ansätze zur Modulation:

- Level-Shifted Multicarrier Modulation
- Phase-Shifted Multicarrier Modulation
- Raumzeigermodulation

In den Untersuchungen wurde das Level-Shifted Multicarrier-Verfahren verwendet. Mit der dritten Harmonischen zur Verbesserung der Zwischenkreisausnutzung werden ähnliche Ergebnisse wie mit der Raumzeigermodulation erzielt.

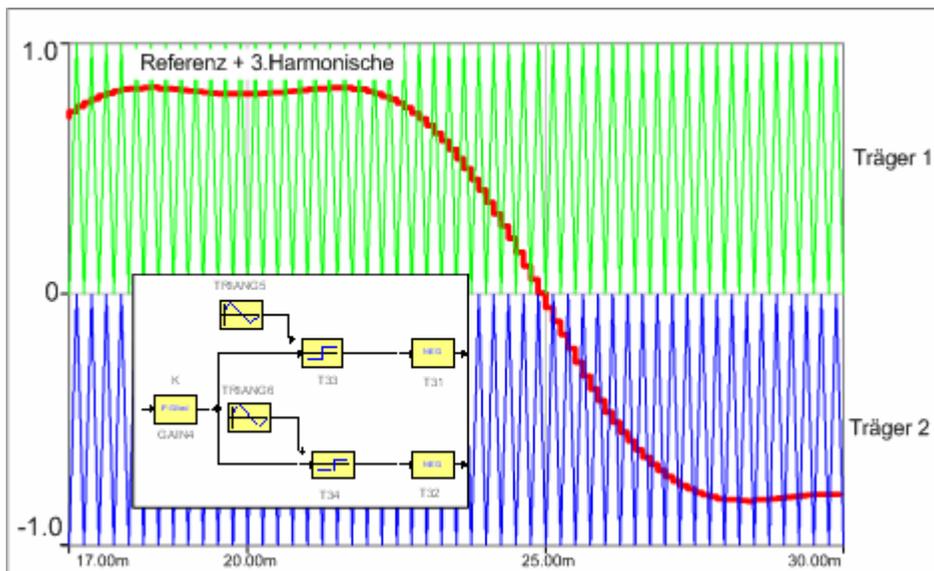


Abbildung 5: Erzeugung der Schaltsignale mit dem Level-Shifted Multicarrier-Verfahren und Sollwertvorgabe mit dritter Harmonischer

3 Benchmarking des NPCs

Die Performance des leistungselektronischen Systems hängt naturgemäß stark mit den eingesetzten Halbleitern zusammen. Dies betrifft nicht nur den Wirkungsgrad, sondern auch thermische Aspekte und die Schaltfrequenz, also schließlich die Größe der passiven Komponenten. Als Leistungsschalter kommen auch in großen Leistungsklassen zunehmend Insulated Gate Bipolar Transistors (IGBT) zum Einsatz, welche vornehmlich in folgenden Spannungsklassen verfügbar sind: 1200V, 1700V, 3300V und 6500V.

Die Verluste des Umrichters werden maßgeblich von den Durchlass- (P_C) und Schaltverlusten (P_S) der Halbleiter bestimmt. Diese entsprechen etwas folgender Näherung:

$$P_C = U_0 \cdot I_{AVG} + r_F \cdot I_{RMS}^2 \quad (1)$$

$$P_{S,T11} \approx k_T \cdot f_s \cdot (I_{T11,AVG} + I_{D15,AVG}) \quad (2)$$

$$P_{S,D15} \approx k_D \cdot f_s \cdot (I_{T11,AVG} + I_{D15,AVG}) \quad (3)$$



Dabei gehen der Strommittelwert des Schalters linear und der Effektivwert quadratisch in die Durchlassverluste ein. U_0 beschreibt die Flussspannung und r_F den Bahnwiderstand des pn-Übergangs. Entsprechend können die Durchlassverluste tendenziell mit Hilfe einer hohen Systemspannung gesenkt werden.

In guter Näherung kann man unterhalb des Nennstroms bei den Schaltverlusten einen linearen Zusammenhang zwischen der Schaltfrequenz (f_s) und dem mittleren getakteten Strom feststellen (siehe Gleichung 3). In gewissen Grenzen kann dies für eine bestimmte Kommutierungsspannung entsprechend skaliert werden /INF 2007/.

Wie Abbildung 6 zeigt, verschlechtern sich die normierten Schaltverluste stark mit der nominalen Blockierspannung des IGBT Chips /ZACH 2006/.

Für den netzseitigen Stromrichter, welcher gegenüber der Maschinenseite i.A. über ein komplexeres Ausgangsfilter verfügt, wurde ein Benchmark für verschiedene Systemspannungen erstellt /SAHAN 2007/. Dafür wurden auch die Datenblattangaben verschiedener IGBT-Hersteller berücksichtigt. Die Schaltfrequenz des netzseitigen Stromrichters wurde maßgeblich von den Netzanschlussbedingungen und dem daraus resultierenden Design des Ausgangsfilters bestimmt /ARAUJO 2007/. Für alle untersuchten Systemspannungen wurde ein Modulationsindex von ca. 1 angenommen. Abbildung 7 verdeutlicht, dass die Verlustleistung trotz erhöhter Schaltfrequenz beim Einsatz von 1700V Schaltern am kleinsten ist.

Für den NPC kann mit heute verfügbaren 1700V Schaltern somit eine Nennspannung von $U_N=1,4kV$

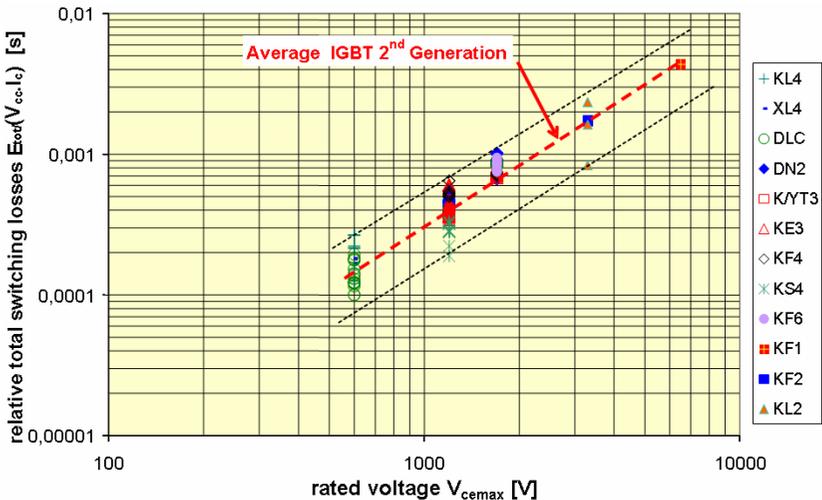




Abbildung 6: Normalisierte Schaltverluste von IGBTs nach /ZACH 2006/ (Quelle: IPOSIM INFINEON Datenbank)

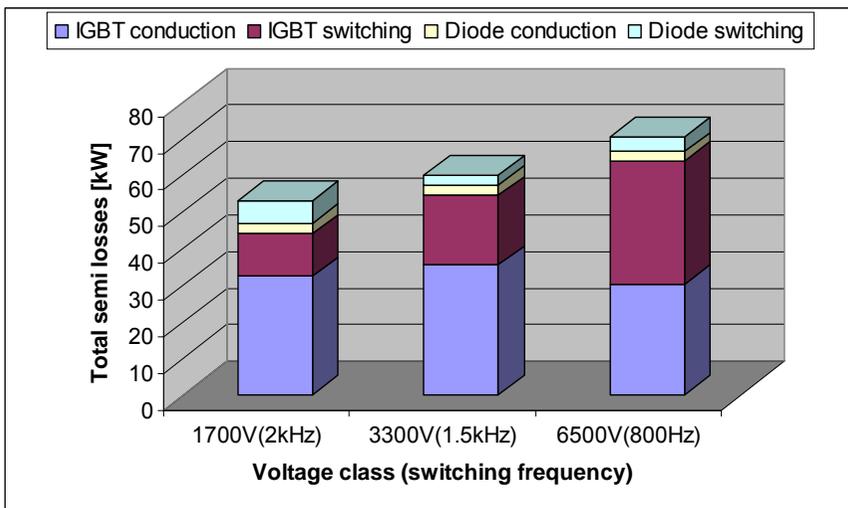


Abbildung 7: Best-in-class IGBT Verlustleistungsberechnung für netzseitigen Stromrichter (7MW) bei verschiedenen Spannungsklassen und angepasster Schaltfrequenz

realisiert werden, bei einer Reihenschaltung von zwei IGBTs pro Zweig wären es sogar 2,8kV.

Eine Problematik des NPC ist die unsymmetrische Verlustaufteilung, wie in Abbildung 8 dargestellt. Die inneren Schalter werden meist niederfrequent getaktet, so dass hier nur Durchlassverluste maßgeblich sind, während bei den äußeren Schaltern Durchlassverluste und die gesamten Schaltverluste anfallen. Bei der 6,5kV Spannungsklasse dominieren die Schaltverluste auch bei 800Hz noch stark.

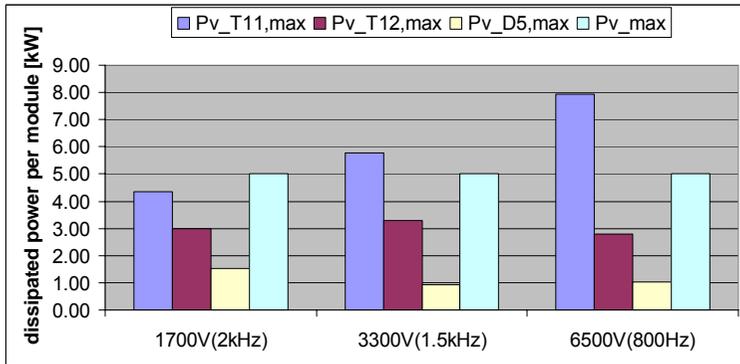


Abbildung 8: Verlustleistung pro Schalter bei Vollast (7MW) and max. zulässige Verlustleistung pro IGBT-Modul $P_{v,max}$ (ca. 5kW)

In /BRÜCK 2005/ wird diese Thematik analysiert und ein Lösungsvorschlag gemacht, welcher jedoch zusätzliche aktive Schalter benötigt.

4 Netzintegration und Schutz

Neben der Optimierung des NPC's soll im Rahmen des Upwind-Projektes auch die Netzintegration und die notwendigen Schutzmaßnahmen bei möglichen Fehlern betrachtet werden:

- Verhalten bei Sturm (Start- und Stopverhalten, Abregelung)
- Rotorblattversagen
- Netzfehler (Fault ride through-Fähigkeiten)
- Isolationsfehler
- Fehler in der Leistungselektronik

Zu diesem Zweck wird zurzeit ein Simpler-Simulationsmodell entwickelt (s. Abb. 9), was entsprechende Untersuchungen zulassen wird.

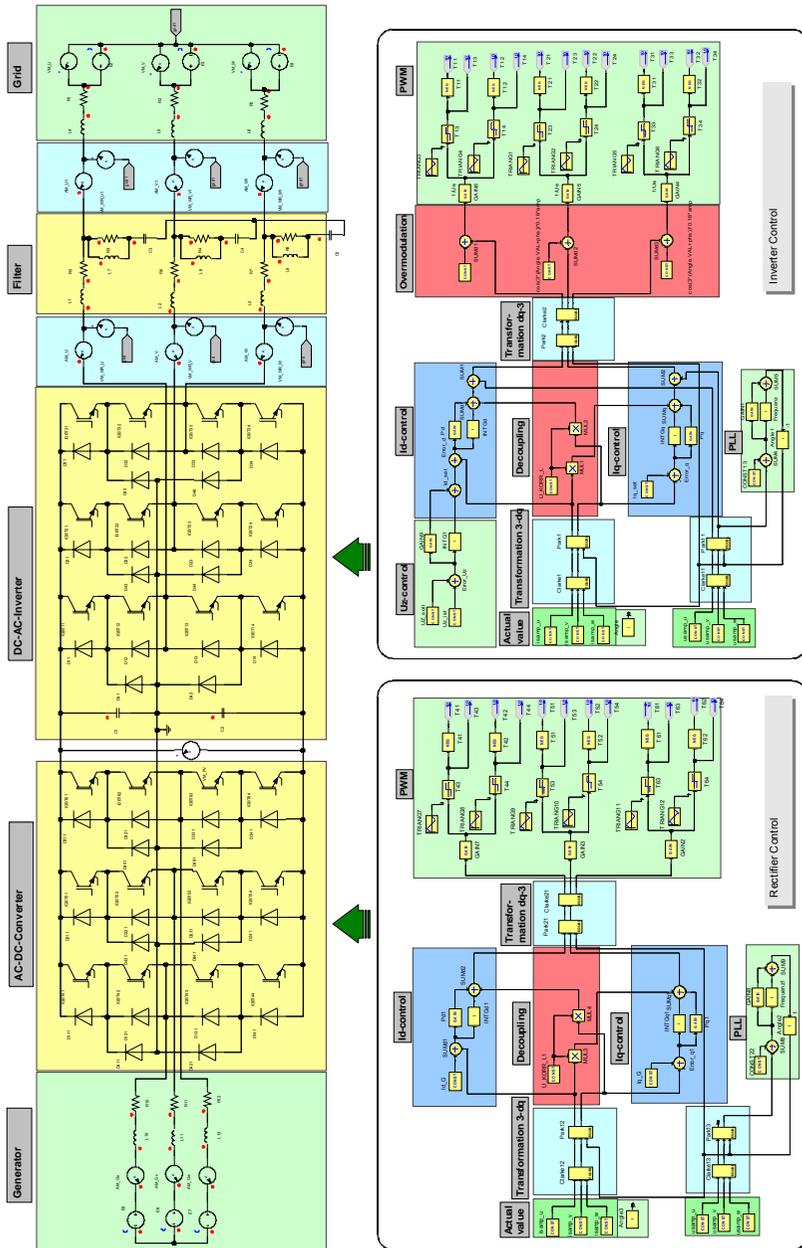


Abbildung 9: Simplorer-Simulationsmodell NPC zur Untersuchung von Netzintegration und Schutz



4.1 Netzfehler

Netzfehler sind Störungen, die von außen auf den Windenergiekonverter (WEK) wirken. Die Störungen, die der Wechselrichter ohne sich vom Netz zu trennen beherrschen muss, sind in nationalen Standards festgelegt. Abb. 10 zeigt die irischen, spanischen und deutschen Anforderungen. Die Mindestanforderungen für einen universell einsetzbaren WEK würden sich aus der Kombination der jeweiligen Maximalanforderungen ergeben.

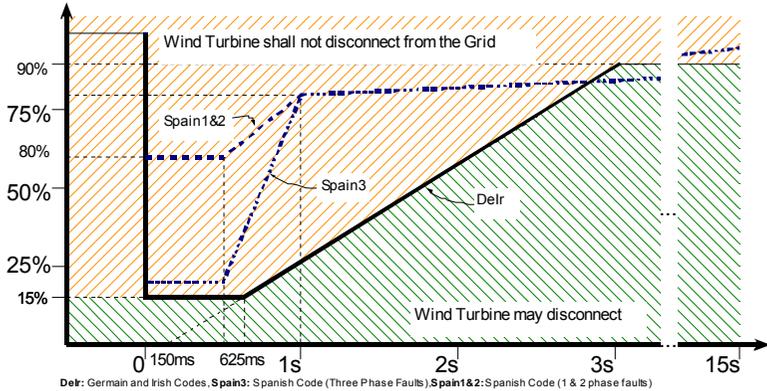


Abbildung 10: „Fault Ride through“- Anforderungen verschiedener Länder

“Fault ride through“-Fähigkeiten der Windenergiekonverter sollen im Fehlerfall das Netz stützen. Dazu ist es notwendig, Kurzschlussstrom und Blindleistung zur Verfügung zu stellen. Dabei dürfen die Schutzeinrichtungen der Windenergiekonverter diese nicht vom Netz trennen. In Abbildung 11 sind mögliche Netzfehler dargestellt /PIET 2007/.

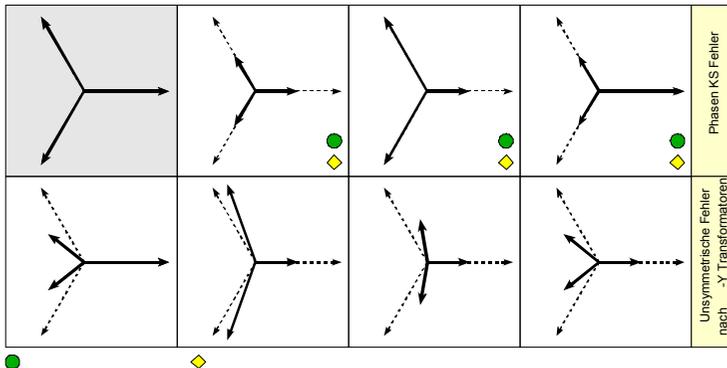


Abbildung 11: Fehler Kategorisierung nach /PIET 2007/



4.2 Isolationsfehler

Isolationsfehler können an mehreren Stellen in einem Windpark auftreten:

- Generatorwindungen,
- Kabel im Turm,
- Transformator,
- Unterseekabel und
- Anschlusspunkt des Windparks

In einem solchen Fall soll die Leistungselektronik des WEK nicht beschädigt werden und eine sichere Abschaltung erfolgen.

4.3 Fehler in der Leistungselektronik

Ein Nachteil des NPCs ist das Nichtvorhandensein redundanter Bauteile. In /CEB 2006/ wurde z.B. vorgeschlagen, einen redundanten Brückenweig vorzusehen, der gleichzeitig auch die Mittelpunktsspannung stabilisiert.

5 Zusammenfassung

Multilevel-Umrichter sind besonders dann von großem Vorteil, wenn hohe Leistungen mit hohen Ausgangsspannungen leistungselektronisch verarbeitet werden sollen. Technologisch sind IGBT-Leistungshalbleiter mit niedrigen Sperrspannungen zu bevorzugen, da sie spezifisch gesehen niedrige Schaltverlustenergien aufweisen. Durch eine feinstufige Ausgangsspannung kann das Ausgangsfilter verkleinert bzw. die Schaltfrequenz gesenkt werden. Maschinenseitig entstehen weniger Gleichtaktprobleme, die zu Lagerströmen führen können. Multilevel-Umrichter benötigen eine höhere Anzahl von leistungselektronischen Komponenten, was zu höheren Durchlassverlusten führen kann. Dieser Nachteil wird dadurch ausgeglichen, dass mit wesentlich geringeren Schaltverlusten zu rechnen ist und Leistungsschalter eingesetzt werden können, die technologisch bessere Schalteigenschaften haben. Weiterhin wurden die Anforderungen an die Netzintegration (Fault ride through) dargestellt. Hierzu sind spezielle Regelungsalgorithmen und Schutzmechanismen erforderlich.

6 Literatur

/HOLMES 2003/ D. Gr. Holmes, T. A. Lipo "Pulse Width Modulation for Power Converters - Principle and practice". IEEE Press, 2003



- /CORZINE 2005/ K. A. Corzine, "Operation and Design of Multilevel Inverters," Developed for the Office of Naval Research, 2005.
- /ROD 2002/ J. Rodriguez, J. S. Lai, and F. Zheng Peng, "Multilevel inverters: a survey of topologies, control and applications", IEEE Trans. on Industrial. Application, 2002, vol. 49, no. 4, pp.724-738.
- /LAI 1996/ Lai, J.-S.; Peng, F.Z. „Multilevel Converters - A new Breed of Power Converters“, IEEE Transactions on Industrial Electronics, Volume 32, No3,May/June 1996
- /SAHAN 2007/ B. Sahan, F.M. Antunes, S. V. Araújo, A. Engler, „Design And Benchmark Of A Multilevel Converter For Large-Scale Wind Power Systems“, European Wind Energy Conference & Exhibition, 2007
- /ARAUJO 2007/ S. V. Araújo, B. Sahan, F.M. Antunes, A. Engler „LCL Filter design for grid-connected NPC inverters in offshore wind turbines“, IEEE 7th International Conference on Power Electronics, Daegu, Korea, 2007
- /ZACH 2006/ P. Zacharias, B.Burger, "Overview of recent Inverter developments for grid-connected PV systems", Proceedings of the 21st European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Dresden, Germany, 04-08 Sept. 2006
- /INF 2007/ Infineon Technical Documentation, "Dimensioning program IPO-SIM for loss and thermal calculation of Eupec IGBT modules", www.infineon.com, abgerufen Jan 2007
- /BRÜCK 2005/ Th. Brückner, St. Bernet, H. Güldner "The Active NPC Converter and its Loss-Balancing Control", IEEE Transaction on Industrial Electronics, Vol. 52, No. 3, June 2005
- /PIET 2007/ K. Pietiläinen, „Voltage Sag Ride-Through of AC Drives: Control and Analysis“, Doctor of Technology Dissertation. Royal Institute of Technology. Stockholm, 2005.
- /CEB 2006/ S. Ceballos, J. Pou, I. Gabiola, J. Villate, J. Zaragoza, D. Boroyevich „Fault-tolerant multilevel converter topology“ International Symposium on Industrial Electronics. The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc, 2006, p. 1577-1582.



Windparkregelung zur Unterstützung der Netzstabilität im Fehlerfall

Gabriele Michalke ¹⁾, Anca Daniela Hansen ²⁾, Garvin Scheuermann ¹⁾,
Thomas Hartkopf ¹⁾

¹⁾ Technische Universität Darmstadt, Fachgebiet Regenerative Energien,
Landgraf-Georg-Straße 4, 64283 Darmstadt, Deutschland

^{*)} tlf. +49 6151 16 2367, E-Mail: gmichalke@re.tu-darmstadt.de

²⁾ Risø DTU, VEA-118, Postfach 49, DK-4000 Roskilde, Dänemark

1 Zusammenfassung

Die vorliegende Arbeit präsentiert eine Regelungsstrategie für Windkraftanlagen mit permanent erregtem Synchrongenerator, die den Anlagen das Durchfahren von Netzfehlern und Spannungsunterstützung bei Einbrüchen der Netzspannung ermöglicht. Ein dynamisches Simulationsmodell des Konzepts wird in der Simulationssoftware DigSILENT erstellt. Simulationsergebnisse bestätigen die Wirksamkeit der entwickelten Regelung. Es kann gezeigt werden, dass PMSG-Windkraftanlagen, die mit einer solchen Regelungsstrategie ausgerüstet sind, auch nahegelegenen, konventionellen Windkraftanlagen den Fault ride-through ermöglichen können.

Schlüsselwörter - Windkraftanlage mit permanent erregtem Synchrongenerator (PMSG), Fault ride-through, Grid Codes, Netzanschlussregeln, Netzfehler, Spannungsstützung, DigSILENT.

Einführung

Das Windkraftanlagenkonzept mit hochpoligem permanentmagneterregtem Synchrongenerators (PMSG) und Vollumrichter ist eine innovative Lösung für Offshore-Windkraftanlagen, da es geringe Wartung bei gleichzeitig hohem Wirkungsgrad und gute Regelbarkeit verspricht. Es ist daher zu erwarten, dass PMSG-Windkraftanlagen



einen wachsenden Marktanteil auf dem Windkraftanlagenmarkt in den Folgejahren erreichen werden [1].

Aufgrund der zunehmenden Penetration der Windenergie, verlangen Netzbetreiber, von neu installierten Windkraftanlagen Netzfehler zu durchfahren (Fault ride-through) und Netzunterstützung zu leisten. Fault ride-through ist notwendig, da ein Abschalten großer Windkraftanlagen in der Folge eines Netzfehlers zu einem erheblichen Ausfall der elektrischen Energieversorgung führen kann. Fokus des vorliegenden Beitrages ist es, eine Regelungsstrategie vorzustellen, die es ermöglicht, dass große Windparks bestehend aus Anlagen mit permanent erregten Synchrongeneratoren Netzfehler durchfahren können und sie zur Unterstützung der Netzstabilität im Fehlerfall beitragen können. Die PMSG-Windkraftanlage ist über einen Umrichter, der mit der vollen Nennleistung der Anlage bemessen ist, mit dem Netz verbunden. Da so der Generator vollständig vom Netz entkoppelt ist, sind Generator und Turbine im Gegensatz zu direkt netzgekoppelten Anlagen nicht unmittelbar den Auswirkungen der Netzfehler ausgesetzt. Daher ist zu vermuten, dass diese Windkraftanlage leichter den Fault ride-through bewältigen und in entsprechend großem Umfang Netzunterstützung leisten kann. Zunächst wird dazu das dynamische Verhalten von PMSG-Windkraftanlage während eines Netzfehlers analysiert. Darauf basierend wird eine Regelung für den Betrieb während Netzfehlern entwickelt.

In einem ersten Schritt wird die Regelstrategie für den normalen ungestörten Betrieb von PMSG-Windkraftanlagen beschrieben. Danach wird eine erweiterte Regelungsstrategie aufgezeigt, die speziell für das Durchfahren von Netzfehler und die Spannungsunterstützung entwickelt wurde. Diese Strategie der PMSG-Windkraftanlage beinhaltet sowohl die Regelung und die Schutzkonzepte des Umrichters als auch die Regelung der Windkraftanlage selbst. Ein aggregiertes Modell eines PMSG-Windparks dient zur Analyse Windparkverhaltens am Netz. Die Untersuchungen werden mittels eines detaillierten dynamischen Simulationsmodells in der Software DigSILENT Power Factory durchgeführt.

Das Konzept der PMSG-Windkraftanlage

Der vorliegende Beitrag befasst sich mit dem Windkraftanlagenkonzept mit direkt angetriebenem hochpoligem Synchrongenerator (PMSG) mit Vollumrichter. Getriebelose Windkraftanlagen gelten als hoch effiziente und wartungsarme Lösungen und bieten besonders hohe Potentiale für künftige Einsatzmöglichkeiten [2], speziell im Offshore-Bereich. Ein in der Windkraftanlage montierter und direkter angetriebener, hochpoliger Synchrongenerator mit Permanentmagneten zeigt Abbildung 1 [2].

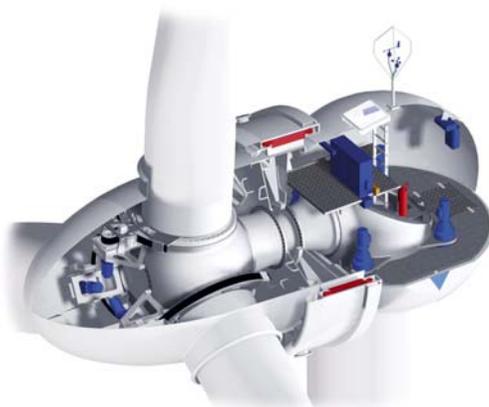


Abbildung 1: Windkraftanlage mit hochpoligem PMSG, von Vensys bereitgestellt, [5]

Ein umfassendes dynamisches Simulationsmodell der PMSG-Windkraftanlage wird in der Simulationssoftware-DIGSILENT Power Factory realisiert. Das PMSG-Windkraftanlagenmodell ist in Abbildung 2 dargestellt. Es enthält Modelle für sowohl den aerodynamischen als auch den mechanischen Teil der Turbine sowie Modelle für das elektrische System und die Struktur seiner Regelung. Eine detaillierte Beschreibung der Turbinenmodellierung und der Regelungsstruktur für den Normalbetrieb der PMSG-Windkraftanlage wird in [3] präsentiert und wird im Folgenden kurz vorgestellt.

Regelungsstrategie der PMSG-Windkraftanlage

Die Regelung der PMSG-Windkraftanlage ist durch eine koordinierte Regelung für Umrichter und Turbine realisiert. Die Regelung des Umrichters ist wiederum in zwei Regelungen aufgeteilt: eine Regelung für den generatorseitigen Umrichter und eine für den netzseitigen Umrichter, während die Turbinenregelung über den Pitchmechanismus erfolgt. Das Ziel des generatorseitigen Umrichters ist es, sowohl die Gleichspannung im Zwischenkreis als auch die Statorspannung konstant zu halten. Der netzseitige Umrichter hingegen bestimmt die Wirkleistungsproduktion der Turbine und kann unabhängig davon die ins Netz eingespeiste Blindleistung regeln. Bei Windkraftanlagen, die über einen Vollumrichter ans Netz gekoppelt sind, ist die Produktion der Blindleistung durch den netzseitigen Umrichter unabhängig vom aktuellen Arbeitspunkt bzw. Blindleistungsbedarf des Generators. Der Referenzwert der Wirkleistung wird durch eine Maximum-Power-Point (MPP)-Tabelle vorgegeben und stellt so sicher, dass die Windkraftanlage



im aerodynamischen Optimum arbeitet. Eine konstante Zwischenkreisspannung garantiert, dass die gesamte Leistung des Generators ins Netz übertragen wird. Dennoch sind kleine Abweichungen der Zwischenkreisspannung erlaubt, um eventuell auftretende torsionale Schwingungen im Antriebsstrang zu dämpfen. Auf dem Signal der Generator-drehzahl basierend fügt ein Dämpfungsregler einen oszillierenden Offset zum Referenzwert der Zwischenkreisspannung hinzu, der wiederum ein dämpfendes Drehmoment im Antriebsstrang hervorruft [3]. Die Regelung des Pitchwinkels regelt die Drehzahl der Systems. Unterhalb der Nennwindgeschwindigkeit ist die Regelung inaktiv und der Pitchwinkel ist auf seinen optimalen Wert eingestellt. Sobald die Nennwindgeschwindigkeit erreicht wird, regelt die Pitchregelung die Drehzahl auf ihren Nennwert und begrenzt so indirekt die Leistung ebenfalls auf Nennleistung. Wie in Abbildung 2 gezeigt, wird die Regelung für den Normalbetrieb nun durch eine Regelung bei Netzfehlern erweitert.

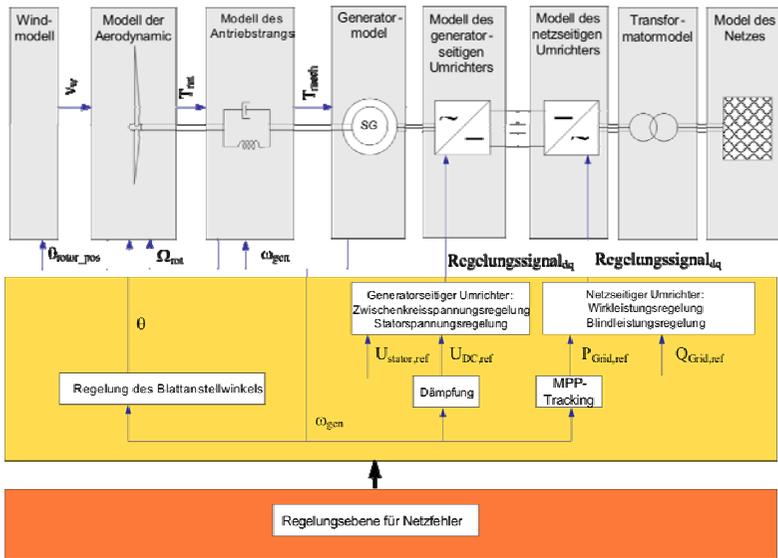


Abbildung 2: Dynamisches Simulationsmodell der PMSG-Windkraftanlage und Regelungsstrategie für Normalbetrieb und Netzfehler

Dynamisches Verhalten des PMSG bei Netzfehlern

Da die eine hochpolige PMSG-Windkraftanlage über einen Vollumrichter mit dem Netz verbunden ist, kann angenommen werden, dass dieses Anlagenkonzept einen im Vergleich zu anderen Windkraftanlagenkonzepten größeren Beitrag zur Netzunterstützung



leisten kann. Zudem entkoppelt der Umrichter Kreis Generator und Turbine vom Netz, so dass beide von den Auswirkungen der Netzfehler weniger betroffen sind als Windkraftanlagen mit direkter Netzkopplung des Generators. Um diese Annahmen zu bestätigen, wird im Folgenden das dynamische Verhalten von PMSG-Windkraftanlagen bei Netzfehlern und das Fault ride-through-Vermögen sowie das Potential zur Netzunterstützung beschrieben und untersucht.

Als Folge des Netzfehlers fällt die Spannung am Anschlusspunkt der PMSG ab und verursacht somit auch einen plötzlichen Einbruch der Wirkleistung. Die durch den netzseitigen Umrichter ans Netz abgegebene Wirkleistung ist also reduziert, während die Windkraftanlage weiter Leistung produziert. Dies führt zu einem starken Leistungsungleichgewicht im System.

Solange der generatorseitige Umrichter jedoch weiterhin die erzeugte Leistung vom Generator in den Zwischenkreis überträgt, während die Wirkleistungsabgabe des netzseitigen Umrichters reduziert ist, verursacht dies ein Aufladen des Zwischenkreiskondensators. Dies ist durch die folgende Gleichung dargestellt [5]:

$$U_{DC}(t) = \sqrt{U_{DC}^2(0) + \frac{2}{C} \int_0^t (P_{GenSC}(\tau) - P_{GridSC}(\tau)) d\tau} \quad (1)$$

P_{GenSC}	Übertragene Leistung des generatorseitigen Umrichters
P_{GridSC}	Übertragene Leistung des netzseitigen Umrichters
U_{DC}	Gleichspannung im Zwischenkreis
C	Zwischenkreiskondensator

Der Leistungsüberschuss muss daher nun innerhalb des Systems der Windkraftanlage abgebaut werden. Dafür werden im Folgenden verschiedene Möglichkeiten aufgeführt [4]:

(i) Um das Aufladen des Zwischenkreiskondensators zu vermeiden, das wiederum Überspannungen im Zwischenkreis zur Folge hätte, kann ein Chopper im Zwischenkreis eingesetzt werden. Der Chopper stellt einen ohmschen Widerstand dar, der parallel zum Kondensator in den Gleichspannungszwischenkreis geschaltet wird. Der Chopper wird zugeschaltet, sobald die Zwischenkreisspannung einen Schwellwert überschreitet und die überschüssige Leistung kann im Widerstand verbraucht werden.

(ii) Bei der gezeigten Regelungsstrategie ist das Ziel des generatorseitigen Umrichters die Gleichspannung im Zwischenkreis konstant zu halten. Während eines Netzfehlers überträgt der netzseitige Umrichter weniger Leistung ins Netz, so dass der generatorsei-



tige Umrichter die Wirkstromkomponente senkt, um den Leistungsfluss in den Zwischenkreis zu reduzieren. Daraus resultiert ein Absinken des Statorstroms und somit der Generatorleistung. Das Leistungsungleichgewicht wird so auf den Generator statt auf den Zwischenkreis übertragen. Wenn die Generatorleistung sinkt, während die Leistung der Turbine gleich bleibt, führt das Ungleichgewicht zu einer Beschleunigung von Generator und Turbine. Die überschüssige Leistung wird dann als Rotationsenergie in den sich drehenden Massen gespeichert.

(iii) Im Falle des unter (ii) beschriebenen Ungleichgewichts zwischen Turbine und Generator beginnt die Turbine zu beschleunigen. Sobald die Drehzahl ihren Nennwert übersteigt, vergrößert die Pitchregelung den Pitchwinkel und reduziert so die aufgenommene aerodynamische Leistung, was der Beschleunigung entgegen wirkt. Die Reaktion des Pitchsystems ist jedoch sehr langsam, verglichen mit dem kurzen Zeitintervall des Netzfehlers. Pitchregelung und die Reduktion der aerodynamischen Leistung haben so nur bei länger anhaltenden Netzfehlern Auswirkungen.

Wie zuvor erwähnt verlangen die Netzanschlussregeln generell Spannungsunterstützung und Blindleistungsbereitstellung durch Windkraftanlagen im Fehlerfall [6], [7]. Das bedeutet, dass die Blindstromkomponente in der Regelung des netzseitigen Umrichters bevorzugt wird, während die Wirkstromkomponente limitiert wird. Im schlimmsten Fall, wenn 1p.u. Blindstrom gefordert wird, wird die Wirkstromkomponente (d-Strom) auf Null reduziert, so dass keine Wirkleistung während des Netzfehlers mehr ins Netz eingespeist werden kann. In diesem Fall erreicht das Leistungsungleichgewicht zwischen Turbine, die weiter Leistung produziert, und dem netzseitigen Umrichter, der keine Leistung mehr einspeist, sein Maximum.

Um das Fault ride-through-Verhalten der PMSG-Windkraftanlage bei starken Netzfehlern zu verbessern, werden verschiedene Maßnahmen vorgeschlagen und im folgenden Abschnitt beschrieben.

Fault ride-through-Verhalten

Fault ride-through durch intelligente Regelung

Zwei verschiedene Regelungsstrategien des Vollumrichters sind in Abbildung 3 dargestellt und werden im Folgenden verglichen.

Abbildung 3a) zeigt die Umrichterregelung, die bei Windkraftanlagen mit IGBT-Vollumrichter üblicherweise angewandt wird [8], [9], [10], [11]. Die Zwischenkreisgleichspannung und die Blindleistung werden vom netzseitigen Umrichter geregelt, während die Wirkleistung und die Statorspannung vom generatorseitigen Umrichter geregelt werden. Im Gegensatz dazu veranschaulicht Abbildung 3b) die *hier* eingesetzte

Regelung. Die Zwischenkreisspannung wird nun vom generatorseitigen Umrichter und die Wirkleistung durch den netzseitigen Umrichter geregelt. Wird die in Abb. 3a) gezeigte Regelung angewendet, bedingt ein Netzfehler folgenden Konflikt: zum Einen beeinträchtigt ein Spannungseinbruch im Netz generell das Regelungsvermögen des netzseitigen Umrichters. Durch das niedrige Spannungsniveau während des Netzfehlers geht der Regler schneller in seine Begrenzung und die Belastungsgrenzen des Umrichters werden schneller erreicht. Zum Anderen verlangen die Netzanschlussregeln vorrangig Blindleistungsbereitstellung während des Spannungseinbruchs, um das Spannungsniveau zu stützen. Somit hat die Blindleistungsregelung oberste Priorität, was zusätzlich die Regelreserve für die Zwischenkreisspannung begrenzt. Zudem gibt der generatorseitige Umrichter weiterhin Leistung an den Zwischenkreis ab. Daher muss eine zusätzliche Kopplung zwischen den Reglern des generatorseitigen und netzseitigen Umrichters implementiert werden, um den Leistungsfluss vom generatorseitigen Umrichter zu reduzieren [8]. Da hier jedoch alternativ die in Abbildung 3b) entwickelte Regelung eingesetzt wird, ist *keine* spezielle Erweiterung der Regelung notwendig. Die Zwischenkreisspannung kann vom generatorseitigen Umrichter konstant gehalten werden, da dessen Regelung im Fehlerfall nicht beeinträchtigt ist. Das bedeutet, dass die ursprüngliche Regelung, entwickelt für den normalen ungestörten Betrieb, auch für den Fehlerfall geeignet ist. Zu beachten ist, dass diese Regelung jedoch nur dann benutzt werden kann, wenn ein aktiver Gleichrichter, z. B. ein IGBT Gleichrichter, verwendet wird.

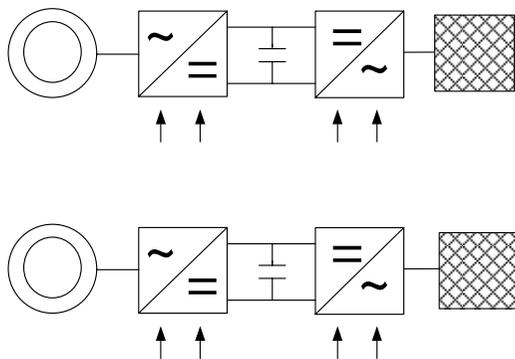


Abbildung 3: Zwei unterschiedliche Regelungsarten für den Vollumrichter der PMSG-Windkraftanlage.

- a) Die Gleichspannung wird vom netzseitigen Umrichter geregelt.**
- b) Die Gleichspannung wird vom generatorseitigen Umrichter geregelt.**



Überdrehzahl-Schutz

Da, wie zuvor erklärt, die Zwischenkreisspannung von der Regelung des generatorseitigen Umrichters konstant gehalten wird, wird dadurch das Leistungsungleichgewicht zum Generator übertragen, was zu einer Beschleunigung des Generators führt. Bei länger anhaltenden Fehlern kann der Beschleunigung durch die Blattverstellung entgegengewirkt werden. Die hier implementierte Regelung regelt die Generatordrehzahl und kann so direkt als Überdrehzahlschutz verwendet werden. Die Pitchregelung (siehe Abbildung 1) verhindert so sowohl im Normalbetrieb als auch bei längeren anhaltenden Netzfehlern ein ansteigen der Drehzahl. Im Fall einer erhöhten Drehzahl wird automatisch die aerodynamische Leistung reduziert während die Drehzahl auf ihren Nennwert begrenzt wird. So ist auch für diesen Betriebszustand keine zusätzliche Regelung für das Durchfahren von Netzfehlern notwendig.

Begrenzung von U_{DC}

Im ungestörten Normalbetrieb ist das Ziel der Gleichspannungsregelung, die Zwischenkreisspannung auf einem konstanten Referenzniveau zu halten. Im Fall von Schwingungen im Antriebsstrang wird der Referenzwert durch eine übergeordnete Dämpfungsregelung bereitgestellt, die ähnlich wie ein Power System Stabiliser in konventionellen Großkraftwerken arbeitet [12]. Der Dämpfungsregler, gezeigt in Abbildung 2 und Abbildung 7, wirkt über die Gleichspannungsregelung und erzwingt Fluktuationen um den konstanten Gleichspannungsreferenzwert. Die dadurch resultierenden Momentschwankungen dämpfen die Triebstrangschwingungen. Wenn nun die Drehzahlschwingungen im Fehlerfall sehr stark werden, werden große Gleichspannungsschwankungen ausgelöst, so dass es notwendig ist diese Gleichspannungsschwankungen zu begrenzen. So können Überspannungen, die den Umrichter zerstören könnten, oder Unterspannungen, die eine Instabilität des Generators und der Umrichter verursachen könnten, vermieden werden.

Chopper

Die Implementierung eines Choppers kann das Verhalten der PMSG Windkraftanlage beim Durchfahren eines Netzfehlers noch weiter verbessern. Dafür sprechen die zwei im Folgenden aufgeführten Gründe:

(i) Wenn der netzseitige Umrichter die Blindleistungsbereitstellung im Fehlerfall priorisiert und so die Wirkleistung auf Null senkt, wird das Leistungsungleichgewicht im System der Windkraftanlage maximal. (ii) Da sich das Leistungsungleichgewicht durch die Regelung auf den Generator verlagert wird, werden die Beschleunigung und die Drehzahlschwankungen sowie die resultierenden Gleichspannungsschwankungen ebenfalls ein Maximum erreichen.

Um zu verhindern, dass sich das Ungleichgewicht auf den Generator überträgt und dieser beschleunigt, wird ein Chopper eingesetzt. Wie in Abbildung 4 gezeigt, ist der Chopper ein Widerstand, der parallel zu dem Kondensator im Zwischenspannungskreis geschaltet wird. Der Chopper-Widerstand wird von einem leistungselektronischen Schalter mit einer Frequenz von 500 Hz zu- und abgeschaltet [13].

Wenn im Fehlerfall die Netzspannung sinkt und ein Leistungsüberschuss im System der Windkraftanlage auftritt, wird der Zwischenkreiskondensator aufgeladen und die Zwischenkreisspannung steigt. Der Chopper wird eingeschaltet, sobald die Gleichspannung einen bestimmten Schwellwert übersteigt [14], [15]. Während der Chopper aktiv ist, verbraucht dieser die überschüssige Leistung, der Kondensator entlädt sich und die Zwischenkreisspannung sinkt wieder unter den Schwellwert ab. Dieser Zyklus wiederholt sich mit der Schaltfrequenz des Choppers. Da der Leistungsüberschuss durch den Chopper verbraucht wird, werden Überspannungen im DC Zwischenkreis und die Beschleunigung des Generators vermieden.

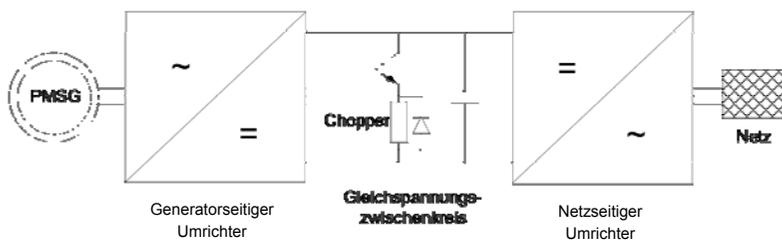


Abbildung 4: Chopper

Um die Wirksamkeit des Choppers zu überprüfen, wird ein 3-phasiger Kurzschluss am Netzanschlusspunkt der PMSG-Windkraftanlage simuliert. Der Kurzschluss geschieht zum Zeitpunkt 0 s und hat eine Dauer von 400 ms. Die PMSG-Windkraftanlage wird an ein Netz angeschlossen, das als Thévenin-Ersatzschaltbild modelliert ist. Die Windgeschwindigkeit wird während der Simulation konstant gehalten. Bevor der Fehler eintritt, arbeitet die Windkraftanlage mit Nennleistung.

Abbildung 5 und Abbildung 6 stellen das Ergebnis der Chopperregelung dar. In Abbildung 5a) wird die Gleichspannung für 10 s nach Fehlereintritt gezeigt. Abbildung 5b) zeigt einen Ausschnitt der Gleichspannung von 600 ms nach Eintritt des Fehlers. Auf Grund der hohen Schaltfrequenz des Choppers, lädt bzw. entlädt sich der Zwischenkreiskondensator mit einer Frequenz, die im Gleichspannungssignal sichtbar ist (Abb. 5b). Sobald die Drehzahlsschwingungen gedämpft sind, erreicht die Gleichspannung ihren konstanten Referenzwert.

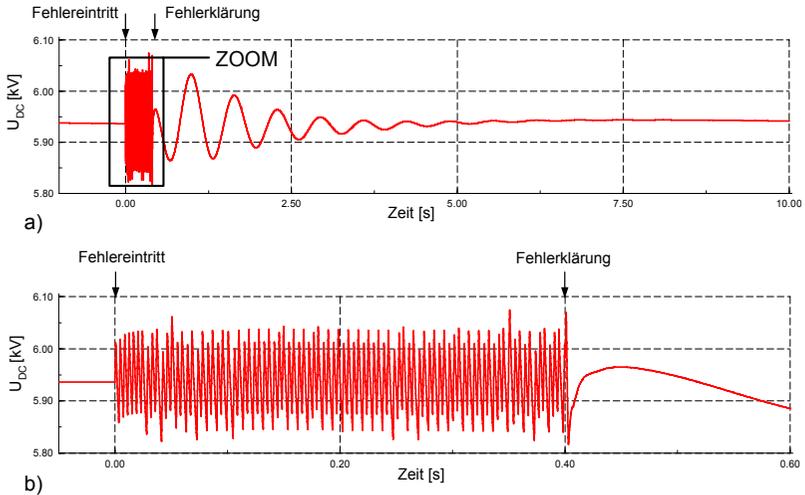


Abbildung 5: Gleichspannung für 400 ms nach 3-phasigem Fehler am Netzanschlusspunkt der PMSG-Windkraftanlage.

Die Simulationsergebnisse von Generatorleistung und Drehzahl werden in Abbildung 6 veranschaulicht. Die Signale werden für zwei Fälle dargestellt: mit und ohne die Anwendung des Choppers. Ohne Chopper sichert die Umrichterregelung die konstante Gleichspannung, überträgt aber das Leistungsungleichgewicht zum Generator. Dies ist in Abbildung 6 zu erkennen, da hier die Generatorleistung einbricht. In diesem Fall beginnt die Generatordrehzahl zu oszillieren. Wenn jedoch der Chopper eingesetzt wird, kann der Generator weiterhin Leistung produzieren, wie am Leistungssignal zu sehen (durchgezogene, rote Linie). Dies wiederum verhindert eine Beschleunigung des Generators und Drehzahlschwingungen können vermieden werden. Der Chopper reduziert damit effektiv die Auswirkungen eines Netzfehlers auf den Generator und das gesamte System der Windkraftanlage und verbessert das Verhalten der PMSG-Windkraftanlage während des Fault ride-through.

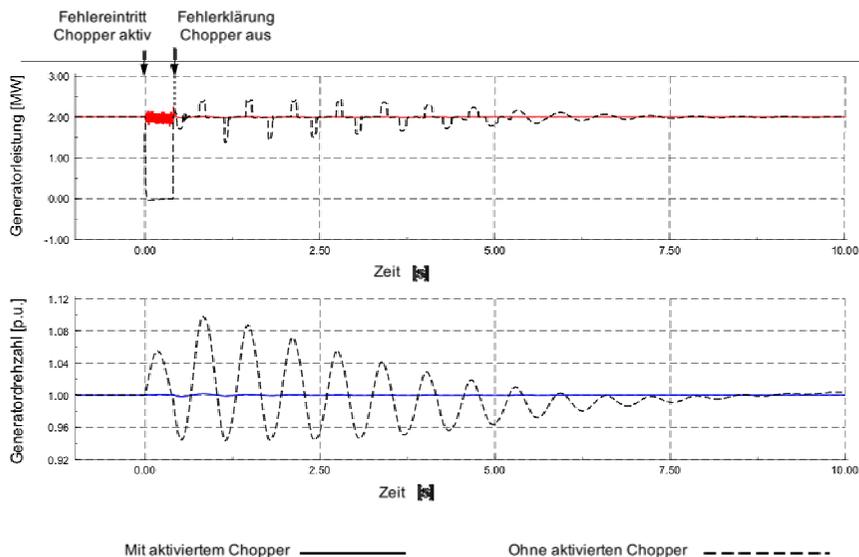


Abbildung 6: Generator-Wirkleistung und Drehzahl für einen 400 ms 3-phasigen Fehler am Netzanschlusspunkt der PMSG-Windkraftanlage für zwei Fälle: mit und ohne Chopper.

Netzstützung durch Spannungsregelung

Zusätzlich zu Fault ride-through verlangen die Netzanschlussregeln generell Blindleistungsbereitstellung, wenn die Netzspannung einbricht. Auf Grund des Vollumrichters der PMSG-Windkraftanlage kann Blindleistung durch den netzseitigen Umrichter unabhängig vom Betriebspunkt des Generators bereitgestellt werden.

Der Umfang, der vom netzseitigen Umrichter bereitgestellten Blindleistung, wird dann nur von der Bemessung des netzseitigen Umrichters beschränkt:

$$Q_{Conv} = \sqrt{S_{Conv}^2 - P_{Conv}^2} \quad (2)$$

Um Spannungsunterstützung leisten zu können, wird eine Spannungsregelung der bestehenden Regelung des netzseitigen Umrichters hinzugefügt, wie in Abbildung 7 gezeigt. Der Spannungsregler wird der bestehenden Kaskadenregelung von Blindleistung und Blindstrom übergeordnet. Abhängig von der Regeldifferenz zwischen gemessener



Netzspannung und Referenzspannung veranlasst der Spannungsregler den netzseitigen Umrichter Blindleistung bereitzustellen, um das Netzspannungsniveau wieder herzustellen.

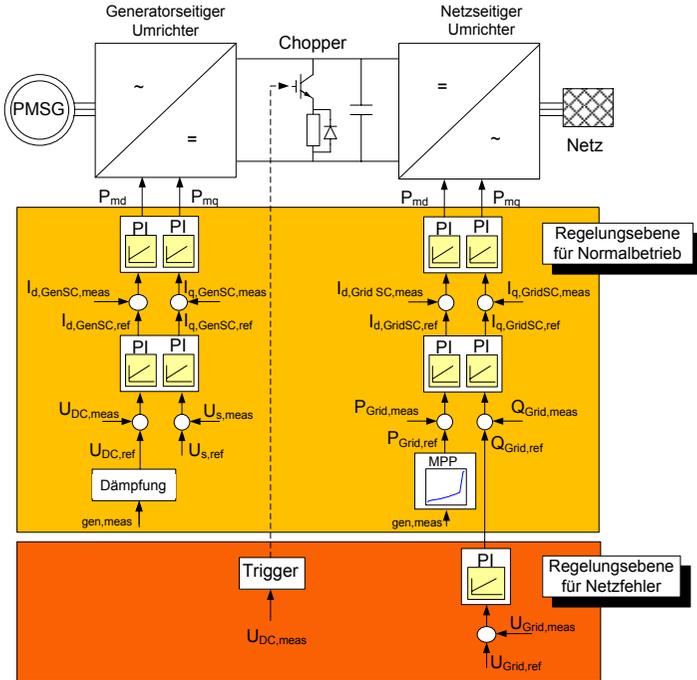
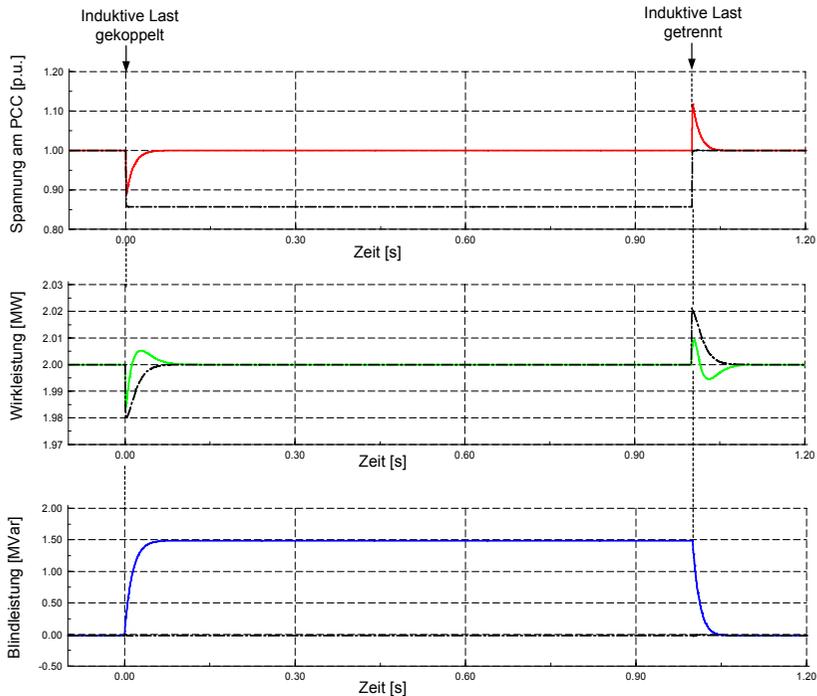


Abbildung 7: Regelungsebenen der PMSG-Windkraftanlage für Normalbetrieb und Netzfehlerfall

Um die Wirksamkeit der Spannungsregelung zu veranschaulichen, wird eine induktive Last für 1 Sekunde am Netzanschlusspunkt der Windkraftanlage angeschlossen. Die Simulationsergebnisse werden in Abbildung 8 dargestellt. Folgende zwei Simulationsfälle können verglichen werden: *mit* bzw. *ohne* Spannungsregelung.

Das Koppeln der induktiven Last verursacht einen unausgeglichene Blindleistungshaushalt, so dass die Spannung auf ein Niveau von ca. 85 % sinkt. Wenn die Spannungsregelung ausgeschaltet ist, wird keine zusätzliche Blindleistung ins Netz eingespeist und die Spannung verbleibt auf diesem niedrigen Niveau solange die induktive Last gekoppelt ist. Die Wirkleistung kann weiterhin auf ihrem Referenzwert gehalten werden. Wird die induktive Last getrennt, erhöht sich das Niveau der Netzspannung wieder.

Ist dagegen die Spannungsregelung des netzseitigen Umrichters aktiv, stellt dieser Blindleistung bereit, sobald die induktive Last gekoppelt wird. Der Umrichter kann 1,5 MVar Blindleistung bereitstellen, ohne die Wirkleistung reduzieren zu müssen. So kann das Niveau der Netzspannung umgehend wiederhergestellt werden. Wird nach 1 s die induktive Last wieder getrennt, reduziert die Regelung die Blindleistungsbereitstellung wieder auf ihren Normalwert.



Mit Spannungsregelung des netzseitigen Umrichters

—————

Ohne Spannungsregelung des netzseitigen Umrichters

- - - - -

Abbildung 8: Spannung am Netzanschlusspunkt der Windkraftanlage, Wirk- und Blindleistung des netzseitigen Umrichters für den Simulationsfall, wenn eine induktive Last für 1 Sek. gekoppelt wird.

Übertragungsnetzmodell

Um das Verhalten von PMSG-Windkraftanlagen beim Durchfahren von Netzfehlern und bei der Netzunterstützung hervorzuheben, wird im Folgenden das dynamische Verhalten



von Windkraftanlagen mit permanent erregtem Synchrongenerator im Fehlerfall gegenüber dem Netz analysiert.

Ein Modell des Übertragungsnetzes, wie in Abbildung 9 zu sehen, ist in der Software DIgSILENT Power Factory implementiert. Das Übertragungsnetzmodell basiert auf einem Modell, entwickelt und bereitgestellt vom dänischen Übertragungsnetzbetreiber Energinet.dk [16]. Das Modell stellt ein repräsentatives Übertragungsnetzwerk dar und ermöglicht so eine realistische Simulation der Wechselwirkung von Windpark und Übertragungsnetz im Fehlerfall.

Das Übertragungsnetz beinhaltet Modelle für vier zentrale Kraftwerke und deren Regelung, verschiedene Lastzentren und ein aggregiertes Modell für lokale Windkraftanlagen mit konventioneller, auf Asynchrongeneratoren basierender Technologie (Dänisches Konzept). Das in [16] beschriebene Übertragungsnetzmodell ist in dieser Arbeit leicht verändert: ein Offshore-Windpark mit einer Gesamtleistung von 160 MW, ausschließlich aus PMSG-Windkraftanlagen bestehend, wird anstatt des im Originalmodell beschriebenen Windparks mit active-stall-Regelung [16] verwendet.

Das Windparkmodell repräsentiert einen großen Offshore Windpark bestehend aus 80 2 MW PMSG Windkraftanlagen. Die Turbinen des Windparks werden zu einem aggregierten Windparkmodell zusammengefasst. Die Methodik der Aggregation reduziert die Komplexität des Modells und damit auch die benötigte Simulationszeit, ohne die Qualität der Simulationsergebnisse zu beeinträchtigen [8], und ist damit besonders geeignet, um den Einfluss von großen Windparks auf das Energienetz untersuchen zu können. Der vorliegende Beitrag verwendet eine Aggregationsmethode, bei der der gesamte Windpark mit Hilfe einer einzigen hochskalierten Anlage nachgebildet wird. Alle elektrischen Komponenten können mit einer in DIgSILENT zur Verfügung gestellten Aggregationstechnik zusammengefasst werden. Beispielsweise können der Generator oder der Transformator durch eine Anzahl paralleler Maschinen modelliert werden, während die übrigen Komponenten, wie der Umrichter oder die vom Rotor erzeugte mechanische Leistung in Abhängigkeit der Windparkleistung vergrößert werden.

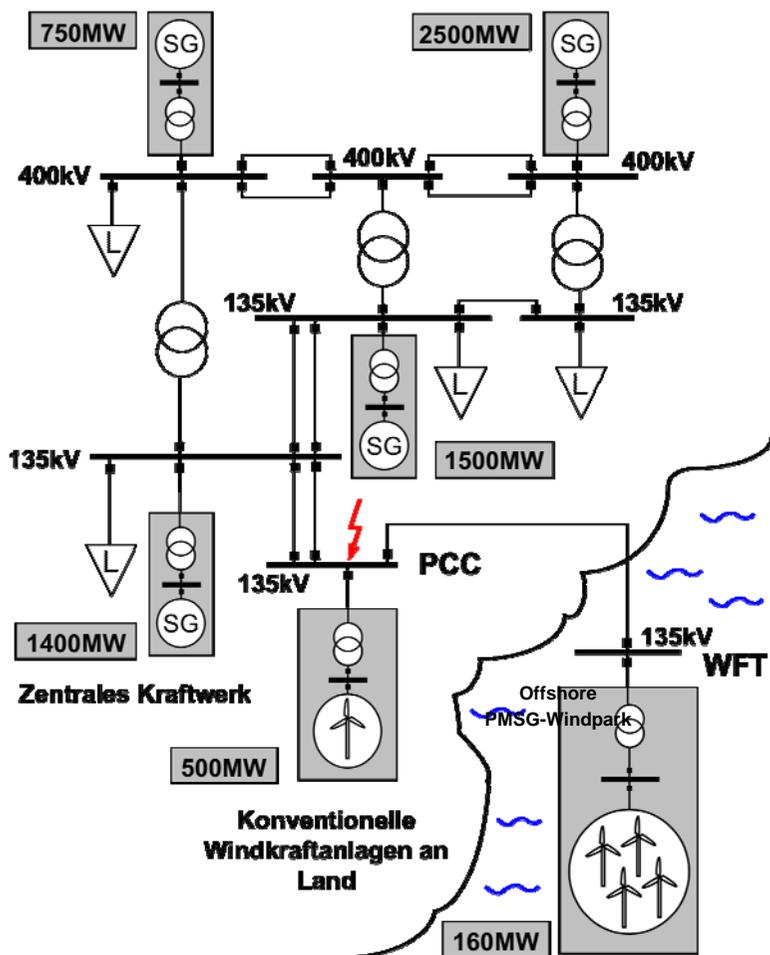


Abbildung 9: Allgemeines Übertragungsnetzmodell

Simulationsergebnisse

In diesem Abschnitt wird die entwickelte Regelungsstrategie für PMSG-Windkraftanlagen anhand von Simulationen analysiert und bewertet. Ein worst-case-Szenario wird simuliert, um die Wirksamkeit der vorgestellten Regelung zur Unterstützung von PMSG-Windparks im Fehlerfall zu demonstrieren. Ein 3-phasiger Kurzschluss mit einer Dauer von 300 ms wird am Netzanschlusspunkt des Windparks ausgeführt. Im Moment des Fehlereintritts wird vorausgesetzt, dass der Windpark unter Nennbedingungen arbeitet. Aufgrund seiner Lage und Dauer stellt der Fehler eine starke Belastung

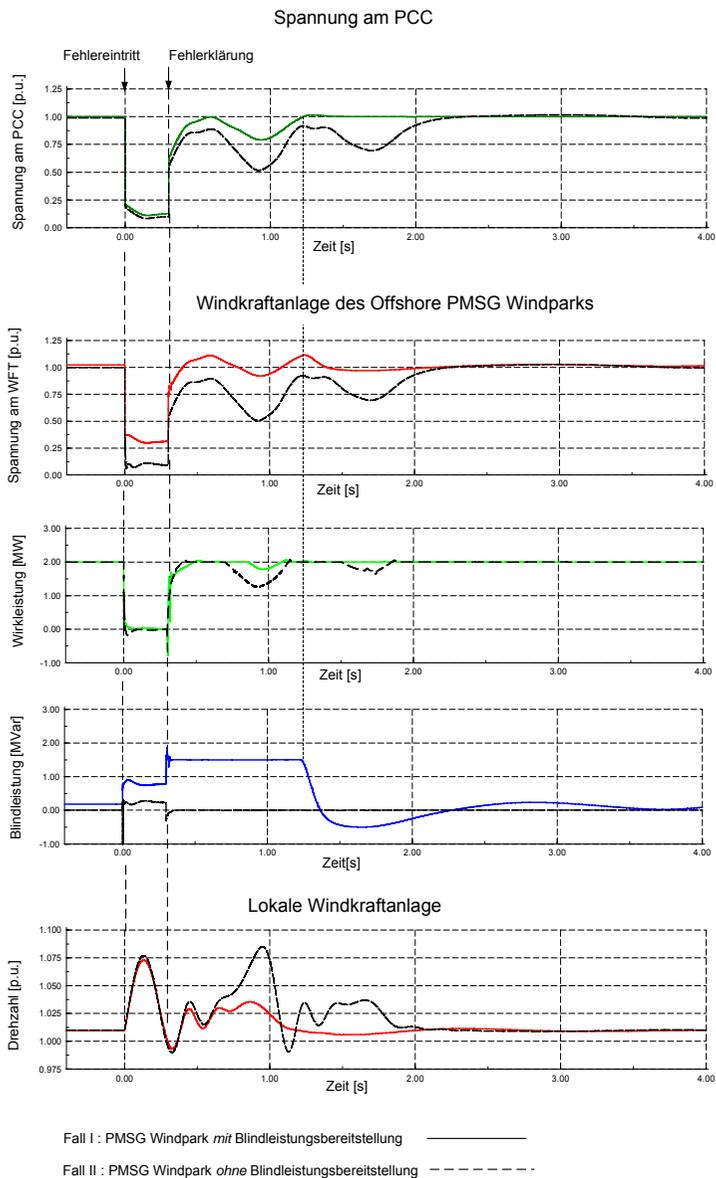


und eine kritische Situation für das Netz und die dort gekoppelten Windkraftanlagen dar. Die folgenden Simulationsergebnisse sind in Abbildung 10 dargestellt:

- Die Spannung am Netzanschlusspunkt, point of common coupling (PCC)
- Die Spannung direkt am Windparkanschluss (WFT)
- Die Wirk- und Blindleistung von einer repräsentativen Anlage des PMSG-Windparks
- Die Generator Drehzahl einer lokalen Windkraftanlage

Zwei Simulationen werden in Abbildung 10 verglichen:

- Fall I (gestrichelte Linie) zeigt die Ergebnisse ohne Blindleistungsbe-
reitstellung durch den PMSG-Windpark
- Fall II (durchgezogene Linie) zeigt die Ergebnisse mit Blindleistungsbe-
reitstellung durch den PMSG-Windparks



**Abbildung 10: Simulationsergebnisse
Fall I: ohne Blindleistungsbereitstellung
Fall II: mit Blindleistungsbereitstellung
durch den Windparks**



Der Kurzschluss hat einen signifikanten Spannungseinbruch am PCC und direkt an der Windparksammelschiene WFT zur Folge. Dies wiederum bewirkt einen Wirkleistungsabfall der am PCC einspeisenden Anlagen. Wegen des Wirkleistungseinbruchs und damit dem Abfall des elektrischen Gegenmoments beschleunigen die Asynchrongeneratoren der lokalen Windkraftanlagen. Man erkennt im Fall I, dass die Drehzahl der Generatoren in den konventionellen Windkraftanlagen stark schwingt und sich diese Schwankungen auf die Netzspannung übertragen. Nach Fehlerklärung ist der Blindleistungsbedarf der lokalen Windkraftanlagen aufgrund der erhöhten Drehzahl gewachsen. Zudem unterliegen gerade die lokalen Windkraftanlagen einer hohen mechanischen Beanspruchung im Fehlerfall. Ein Abschalten der konventionellen Windkraftanlagen bei Netzfehlern, wie es derzeit auch praktiziert wird, ist in diesem Fall berechtigt. Dies bedeutet jedoch einen erheblichen Wegfall von Wirkleistungseinspeisung, da die konventionellen Windkraftanlagen nach Fehlerklärung nicht wieder sofort zuschalten können und zur Leistungsproduktion beitragen können.

Im Unterschied zu Fall I zeigt Fall II die Ergebnisse, wenn ein Windpark im Fehlerfall mit der Spannungsregelung ausgestattet ist. Sobald die Spannung einbricht, bewirkt die Spannungsregelung des netzseitigen Umrichters eine Erhöhung der Blindleistungsbereitstellung, welche die Spannung während des Fehlers signifikant stützt. Das verbesserte Spannungsniveau führt auch zu einer verbesserten Wirkleistungsabgabe. Nach Fehlerklärung kann der netzseitige Umrichter in noch größerem Maße Blindleistung bereitstellen. Sobald die Spannung am Netzanschlusspunkt ihren Nennwert erreicht hat, wird die Blindleistungsbereitstellung vom netzseitigen Umrichter wieder reduziert. Im Gegensatz zu Fall I kann so die Spannungs- und Systemstabilität viel schneller wiederhergestellt werden. Dies wirkt sich auch positiv auf das Verhalten der konventionellen (lokalen) Windkraftanlagen aus. Ihre Drehzahlschwankungen nach dem Fehler sind aufgrund der Regelung des PMSG-Windparks deutlich reduziert.

Die Simulationsergebnisse aus Fall II zeigen, dass ein Abschalten der lokalen Windkraftanlagen nach konventioneller Technik nicht mehr notwendig ist, wenn der PMSG Windpark mit der hier entwickelten Regelungsstrategie ausgestattet ist. Die Regelung des in der Nähe zu den lokalen Windkraftanlagen gekoppelten PMSG-Windparks ermöglicht somit ein „fault ride-through“ der konventionellen Windkraftanlagen, so dass ein großer Ausfall an Wirkleistungseinspeisung verhindert werden kann. Dieser Effekt wird auch durch die Untersuchungen aus [18] und [19] bestätigt.

Es konnte gezeigt werden, dass ein großer PMSG-Windpark ausgestattet mit der vorgestellten Regelungsstrategie zur Unterstützung der Netzstabilität beiträgt.



Zusammenfassung

Der vorliegende Beitrag stellt eine Regelung eines Windparks bestehend aus Anlagen mit doppelt gespeisten Asynchronmaschinen (PMSG) vor, die dazu dient, dass das Verhalten großer PMSG-Windparks im Fehlerfall verbessert werden kann und sie ferner zur Unterstützung der Netzstabilität beitragen können

Die entwickelte Regelungsstrategie des Umrichters kann als sehr vorteilhaft für Fault ride-through bewertet werden. Die Gleichspannung wird vom generatorseitigen Umrichter anstatt des netzseitigen Umrichters geregelt. Da der generatorseitige Umrichter nicht direkt mit dem Netz verbunden ist, ist sein Regelverhalten während eines Netzfehlers nicht beeinträchtigt. Mit dieser Regelung können die Windkraftanlagen ohne einen zusätzlichen Schutz oder Erweiterung der Regelung Fehler durchfahren.

Um das Verhalten im Fehlerfall weiter zu verbessern, wird ein Chopper im Zwischenkreis eingesetzt. Weiterhin wird eine Spannungsregelung im netzseitigen Umrichter der PMSG-Windkraftanlage implementiert, um im Fehlerfall Blindleistung bereitstellen zu können.

Die Simulationsergebnisse aus DigSILENT Power Factory zeigen, wie PMSG-Windparks mit einer solchen Regelung zur Spannungsstützung im Fehlerfall beitragen. Im Fehlerfall kann diese Regelung sogar das Verhalten von konventionellen Windkraftanlagen, die in der Nähe des Windparks angeschlossen sind, verbessern. Eine Trennung der konventionellen Anlagen vom Netz ist unter bestimmten Netzfehlern nicht mehr notwendig. Dies bedeutet, dass große Einspeisungsausfälle aufgrund eines Fehlers vermieden werden können. Die hier präsentierte Regelung dient also dazu, dass Windparks mit permanenterregten Synchronmaschinen einen Fehlerfall durchfahren können und zudem zur Unterstützung der Netzstabilität beitragen können.

[1] A.D. Hansen, L. Hansen, "Wind Turbine Concept Market Penetration over 10 Years (1995-2004)", Wind Energy, Volume 10, Issue 1, Pages 81 – 97, Januar/Februar 2007.

[2] Jöckel S., VENSYS Energiesysteme GmbH, Germany, „High energy production plus built-in reliability – The new Vensys 70 / 77 gear-less wind turbines in the 1.5 MW class“, European Wind Energy Conference EWEC, Athen, 2006.

[3] G. Michalke, A.D. Hansen, T. Hartkopf, "Control strategy of a variable speed wind turbine with multipole permanent magnet synchronous generator" European Wind Energy Conference EWEC, Milan–Italy, 7th –10th May 2007.

[4] E. Robles, J.L. Villate, S. Ceballos, I. Gabiola, I. Zubia, "Power electronics solutions for grid connection of wind farms", European Wind Energy Conference EWEC, Milan–Italy, 7th –10th May 2007.

[5] V. Akhmatov, "Modelling and Ride-through Capability of Variable Speed Wind Turbines with Permanent Magnet Generators". Wind Energy, Volume 9, Issue 4, Pages 313-326, July/August 2006.



- [6] E.ON. Netz GmbH, "Netzanschlussregeln, Hoch- und Höchstspannung", www.eon-netz.com, 2006.
- [7] Energinet.dk, "Wind Turbines Connected to Grids with Voltage above 100kV", Technical regulation TF 3.2.5, www.energinet.dk.
- [8] V. Akhmatov, A.H. Nielsen, J. K. Pedersen, O. Nymann, „Variable-speed wind turbines with multipole synchronous permanent magnet generators. Part I. Modelling in dynamic simulation tools." Wind Engineering, Volume 27, No. 6, pp 531-548, 2003.
- [9] P. Deglaire, S. Eriksson, A. Solum, "Simulation and control of a direct driven permanent magnet synchronous generator", Nordic PhD course on Wind Power, Smøla, Norway 5-11 June 2005, www.elkraft.ntnu.no/smola2005/Topics/2.pdf.
- [10] D. Svechkarenko, "Simulations and Control of Direct Driven Permanent Magnet Synchronous Generator", ", Nordic PhD course on Wind Power, Smøla, Norway 5-11 June 2005, www.elkraft.ntnu.no/smola2005/Topics/18.pdf.
- [11] M. Molinas, B. Naess, W. Gullvik, T. Undeland, "Control of Wind Turbines with Induction Generators Interfaced to the Grid with Power Electronic Converters", International Power Electronic Conference IPEC 2005, Niigata, Japan, 4 - 8 April 2005.
- [12] P. Kundur, "Power System Stability and Control". McGraw Hill, 1994.
- [13] G. Brando, A. Coccia, R. Rizzo, "Control method of a braking chopper to reduce voltage unbalance in a 3-level chopper", IEEE International Conference on Industrial Technology ICIT, 2004.
- [14] N. Hennchen, "Wind turbine converter fits E.ON Regulation", Frisia Schaltanlagen GmbH, www.frisia-schaltanlagen.de/data/grid_integration_of_wind_turbines.pdf.
- [15] V. Akhmatov, "Full-load Converter Connected Asynchronous Generators for MW Class Wind Turbines", Wind Engineering, Volume 29, No. 4, Pages 341-351, 2005.
- [16] V Akhmatov, A. Nielsen, "A small test model for the transmission grid with a large offshore wind farm for education and research at Technical University of Denmark", Wind Engineering, Volume 3, No. 3, 2006.
- [17] Pöller M., Achilles S., "Aggregated Wind Park Models for Analyzing Power System Dynamics", Forth International Workshop on Large Scale Integration of Wind Power and Transmission Networks, 20th and 21st October, Denmark, 2003.
- [18] G. Michalke, A.D. Hansen, T. Hartkopf "Control of a wind park with doubly fed induction generators in support of power system stability in case of grid faults", European Wind Energy Conference EWEC, Milan–Italy, 7th –10th May 2007.
- [19] A. Hansen, G. Michalke, P. Soerensen, T. Lund, F. Iov., "Co-ordinated voltage control of DFIG wind turbines in uninterrupted operation during grid faults", Wind Energy, Volume 10, Issue 1, Pages 51-68, January/February 2007.



Regelung von Frequenzumrichtern für Windenergieanlagen mit doppelt gespeistem Asynchrongenerator

Dipl.-Ing. Stephan Engelhardt
Woodward SEG GmbH & Co. KG
Krefelder Weg 47
47906 Kempen
Tel.: +49(0)2152/145-713
Fax.: +49(0)21527145-200
email: Stephan.Engelhardt@woodward.com

1 Zusammenfassung

Moderne Windenergieanlagen (WEA) sind vornehmlich durch ihren hohen Anteil an Leistungselektronik gekennzeichnet. Nur mit komplexen Umrichtersystemen ist es wirtschaftlich möglich, einen sowohl auf den Wirkungsgrad als auch auf die mechanische Belastung des Triebstranges optimierten drehzahlvariablen Betrieb von Windkraftanlagen zu gewährleisten und den erzeugten Strom netzverträglich einzuspeisen. Den größten Marktanteil haben seit einigen Jahren Windenergieanlagen mit Frequenzumrichter und doppelt gespeister Asynchronmaschine (DASM). Nach Darstellung der wichtigsten Anforderungen an Windenergieanlagen hinsichtlich des Verhaltens bei Netzfehlern wird auf die Besonderheiten des DASM-Systems eingegangen und verbesserte Regelkonzepte dargestellt.

1.1 Abstract

Modern wind energy systems are characterized by an extensive use of power electronics. Using complex converter systems is technically and commercially very attractive as it allows an optimized operation of the wind turbine in regard to efficiency, reduced stress to the drive train due to variable speed and feeding wind power with high quality into the grid. For some years wind energy systems with frequency converter and doubly fed asynchronous generator have the biggest market share. The main requirements from grid codes regarding fault ride through operation will be summarized and enhanced control algorithms for this special type of system will be presented.



2 Einleitung

In vielen Ländern der Welt richtet sich der politische Fokus auf die Nutzung der Windenergie, da diese erneuerbar und umweltfreundlich ist sowie ein beträchtliches Potential zur Stromerzeugung bietet. Im Jahr 2006 waren in Deutschland Windenergieanlagen mit einer installierten Leistung von nahezu 21 GW an das Netz angeschlossen. Bis zum Jahr 2020 wird die installierte Leistung insbesondere durch den erwarteten starken Ausbau der Offshore-Windenergie nach heutigen Prognosen bis auf nahezu 50 GW anwachsen, was ca. 50 % der derzeitigen deutschen Spitzenlast darstellt. Somit ist offensichtlich, dass die Windenergieanlagen die Anforderungen zum sicheren Betrieb des Versorgungsnetzes erfüllen müssen.

3 Netzanschlussrichtlinien

Durch den stark gewachsenen Anteil an dezentraler Energieerzeugung haben die Netzbetreiber bereits seit einigen Jahren Netzanschlussrichtlinien mit fundamentalen Anforderungen an Windenergieanlagenhersteller und Windparkbetreiber erlassen. Zu den Basisanforderungen zählt neben dem unterbrechungsfreien Betrieb während Netzfehlern, die Stützung der Netzspannung durch Blindstromeinspeisung.

In der Vergangenheit wurden Windenergieanlagen bei Netzstörungen vom Netz getrennt. Mittlerweile würde jedoch die Netztrennung von Windenergieanlagen bei Spannungen kleiner 80 % zu einem sehr hohen unerwünschten Verlust an Einspeiseleistung mit entsprechend negativen Auswirkungen auf die Netzstabilität führen. Aus diesem Grund fordern Netzbetreiber nun die Fähigkeit, Netzspannungseinbrüche ohne Netztrennung zu durchfahren, z.B. entsprechend Abb. 1 aus /EON NETZ 2006/. Diese Anforderung gilt für Einbrüche bis auf Spannung 0 am Verknüpfungspunkt, die Auslösezeit von 150 ms berücksichtigt die typische Arbeitszeit von Schutzgeräten. Die durchgezogene rote Linie in Abb. 1 markiert die untere Grenze der Auslösekennlinie, nicht den typischen Verlauf eines Spannungseinbruchs. Gemäß /EON NETZ 2006/ ist eine kurzzeitige Netztrennung unter gewissen Umständen erlaubt. Bei kurzzeitiger Netztrennung unterhalb von Grenzkennlinie 2 muss die Anlage innerhalb von 2 s wieder an das Netz synchronisiert werden und die Leistung mit mindestens 10 % der Nennleistung pro Sekunde gesteigert werden. Im Bereich unterhalb der Grenzkennlinie 1 und oberhalb der Grenzkennlinie 2 ist eine kurzzeitige Netztrennung nur für einige hundert Millisekunden erlaubt, unter der Voraussetzung, dass eine gewisse Mindestblindleistung eingespeist wird.

Bei Spannungseinbrüchen müssen die Eigenerzeugungsanlagen die Netzspannung durch Einspeisung eines Blindstroms gemäß Abb. 2 stützen. Für Spannungseinbrüche kleiner als 50 % der Nennspannung muss mindestens der Anlagennennstrom als Blind-

strom eingespeist werden. Ein Totband von 10 % soll unerwünschte Regeleinriffe dieser Spannungsregelung verhindern. Für Windparks, die direkt am Hochspannungsnetz betrieben werden, ist jedoch angedacht, die Möglichkeit einer kontinuierlichen Spannungsregelung zu fordern.

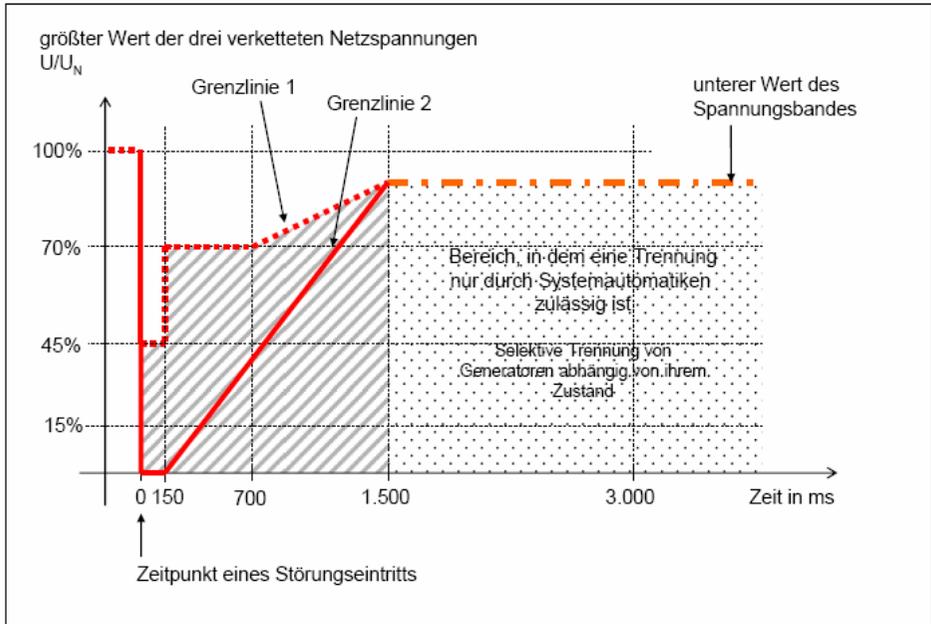


Abb. 1: Grenzkurven für den Spannungsverlauf am Netzanschluss für eine Erzeugungsanlage vom Typ 2 bei einem Fehler im Netz /EON NETZ 2006/. (Typ 2 : Alle Anlagentypen ohne direkt netzgekoppelte Synchronmaschinen)

Galten diese Anforderungen bisher jedoch nur für Anlagen die an das Hoch- und Höchstspannungsnetz angeschlossen waren, werden sie in Zukunft auch Anlagen erfüllen müssen, die an das Mittelspannungsnetz angeschlossen sind. Auch für einen Teil der bestehenden Altanlagen ist nach den Erkenntnissen in /DENA 2004/ eine Nachrüstung notwendig, um zumindest den unterbrechungsfreien Betrieb zu ermöglichen.

Aufgrund der sich stetig verändernden Anforderungen der Netzanschlussrichtlinien ist ein integrierter Ansatz notwendig, um eine optimierte Aufteilung der Regelalgorithmen auf Windparksteuerung und WEA-Regelung zu gewährleisten. Der Einsatz eines Windenergieanlagensystems mit DASM ermöglicht eine Vielfalt an Optionen, um technisch ausgefeilte Lösungen einzusetzen.

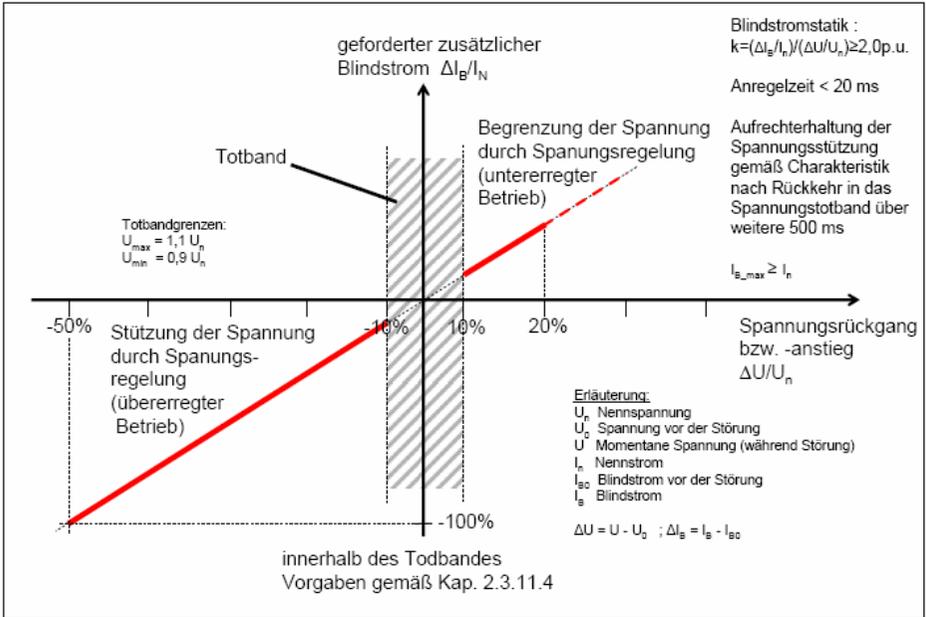


Abb. 2: Prinzip der Spannungsstützung bei Netzfehlern /EON NETZ 2006/

4 Doppelt gespeister Asynchrongenerator mit IGBT-Frequenzumrichter

Bezogen auf die eingesetzte Generatortype besitzen Windenergieanlagen mit doppelt gespeisten Asynchrongeneratoren und Frequenzumrichter derzeit den größten Marktanteil an der jährlich neu installierten Leistung /DENA 2004/ (Abb. 3). Diese Systeme besitzen eine Pitchregelung der Windrotoren und bieten einen drehzahlvariablen Betrieb, der gegenüber drehzahlstarrten Konzepten besonders im Hinblick auf Wirkungsgrad und mechanischer Belastung des Antriebsstrangs infolge von Schwankungen der Windintensität deutliche Vorteile bietet. Des Weiteren ermöglicht die Drehzahlvariabilität eine verbesserte Stromqualität durch eine gleichmäßige Leistungsabgabe und niedrige Flickerwerte. In Abb. 4 ist der prinzipielle Aufbau dieses Systems dargestellt. Die über den Windrotor eingebrachte Energie wird über ein i.a. 3-stufiges Getriebe mit einer Übersetzung von ca. 1:100 auf den Rotor eines niederpoligen doppelt gespeisten Asynchrongenerators eingebracht.

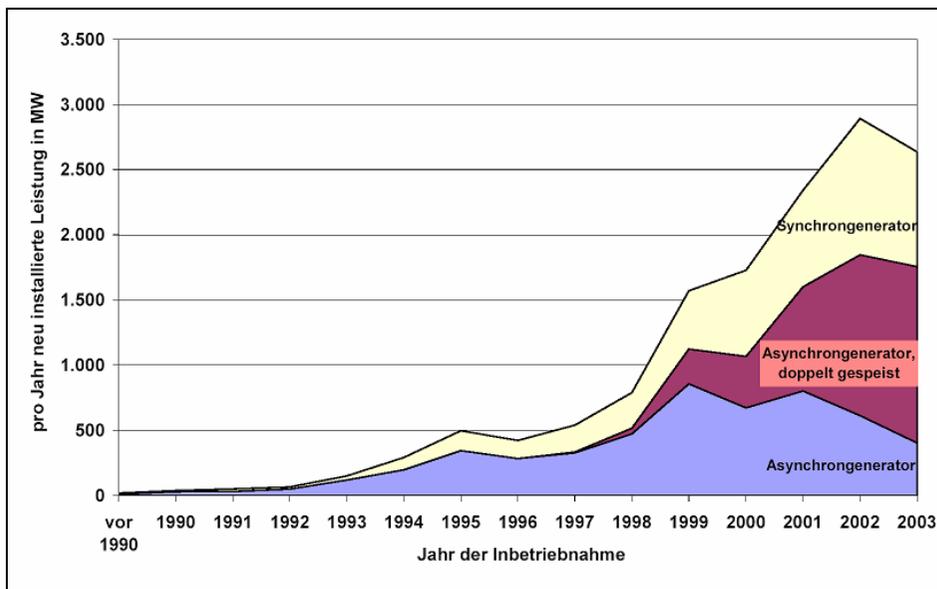


Abb. 3: Entwicklung des jährlichen Windenergiezuwachses in Deutschland nach WEA-Generatortypen /DENA 2004/

Der Rotor der DASM hat eine 3-Phasen-Wicklung, die über den maschinenseitigen Zwischenkreisspannungs-Wechselrichter über Schleifringe mit einer Spannung variabler Frequenz und Amplitude gespeist wird. Die Drehzahlvariabilität wird ermöglicht durch den bidirektionalen Transfer der Schlupfleistung über den Frequenzumrichter. Im unter-synchronen Betrieb (Teillastbetrieb) speist der Stator des Generators die mechanische Antriebsleistung ins Netz, zusätzlich versorgt er über den Frequenzumrichter den Rotor mit der Schlupfleistung. Im übersynchronen Betrieb (Nennlast) wird der Schlupfanteil der mechanischen Antriebsleistung über den Frequenzumrichter zusätzlich zur Statorleistung ins Netz gespeist.

Bei einem typischen maximalen Schlupf von -33 %, beträgt der Anteil der Wirkleistung des Frequenzumrichters somit ca. 25 % der Gesamtwirkleistung. Die Nennscheinleistung des Frequenzumrichters beträgt üblicherweise ca. 25...30 % der Gesamtnennscheinleistung mit einem typischen Drehzahlband von +/-33 % bezogen auf die synchrone Drehzahl. Die kleinere Auslegung des Frequenzumrichters führt gegenüber einem Vollumrichtersystem mit fremderregtem Generator zu niedrigeren Verlusten und somit höherem Gesamtwirkungsgrad. Des Weiteren sind die Kosten für den Frequenzumrichter und der Aufwand für Filter zur Einhaltung der zulässigen Netzrückwirkungen geringer.

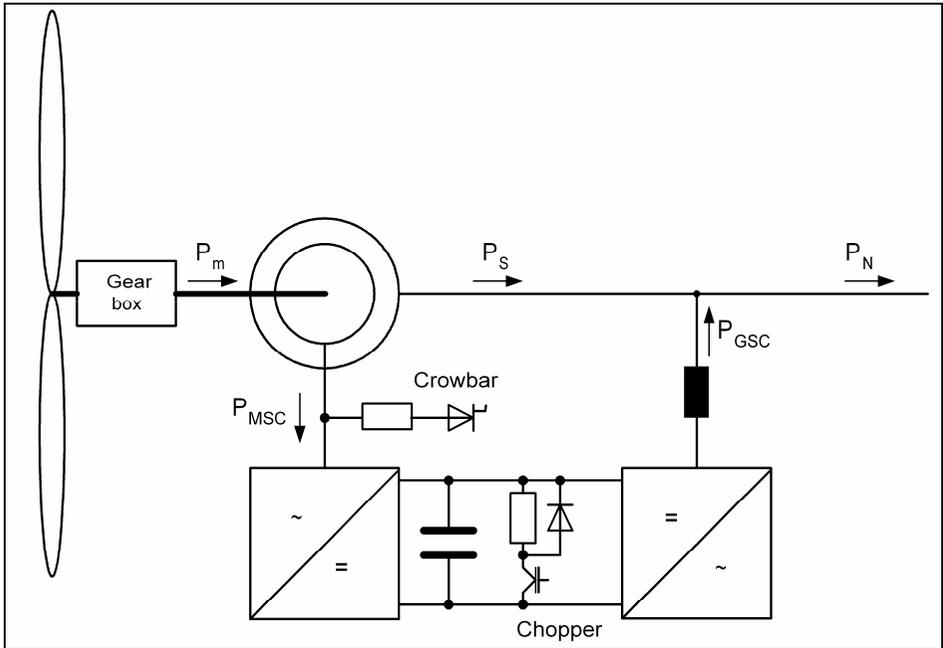


Abb. 4: Windenergieanlage mit Frequenzumrichter und doppelt gespeister Asynchronmaschine

5 Regelung der DASM

Die Regelung der DASM für eine WEA hat im wesentlichen folgende Aufgaben:

- Drehzahlregelung durch Vorgabe eines Sollwertes für Drehmoment oder Wirkleistung an den Frequenzumrichter (in Kombination mit der Pitchregelung).
- Regelung des maschinenseitigen Wechselrichters (MWR) durch Vorgabe der Netz-wirkleistung und –blindleistung.
- Regelung des netzseitigen Wechselrichters (NWR) durch Vorgabe der Zwischenkreis-spannung und zusätzlich die Möglichkeit der Vorgabe einer Blindleistungsspeisung ins Netz.

MWR- und NWR-Regelung sind normalerweise in dem Steuergerät für den Frequenzumrichter implementiert, die Drehzahlregelung üblicherweise in der Betriebsführung der WEA. Der Umrichter ermöglicht die entkoppelte Regelung von Wirk- und Blindleistung des Generators /MUELLER 2000/. Die Blindleistungsspeisung kann zu niedrigen Kosten

realisiert werden, da ein DASM-System grundsätzlich so arbeitet wie ein Synchrongenerator und die Erregungsenergie über den MWR bereitgestellt wird. Die schnelle Regelung der Wirk- und Blindleistung wird ermöglicht durch eine hochdynamische Anpassung der Amplitude und Phasenlage der Rotor-EMF bzw. des Rotorflusses. Dies wird realisiert durch die Steuerung des Frequenzumrichters, die typischerweise mit Abtast- und Schaltfrequenzen über 2 kHz arbeitet. Um einen stabilen und in Wirk- und Blindleistung entkoppelten Betrieb des Systems zu gewährleisten, wurde eine modellbasierte Multiskalare Regelung entwickelt (/GENIUSZ 2005/ u. /GENIUSZ 2006/), das Ersatzschaltbild ist in Abb. 5 dargestellt. Diese nichtlineare Rückführung teilt das System in zwei unabhängige lineare Teilsysteme, so dass keine gegenseitige Abhängigkeit von Wirk- und Blindleistung auftritt. Wirk- und Blindleistung werden jeweils mit PI-Reglern ausgeglichen, es gibt keine Notwendigkeit einer unterlagerten Stromregelung. Somit ist die Dynamik der Leistungsregelung gegenüber der aus der feldorientierten Regelung der Asynchronmaschine bekannten kaskadierten Struktur deutlich verbessert /LEONHARD 1996/.

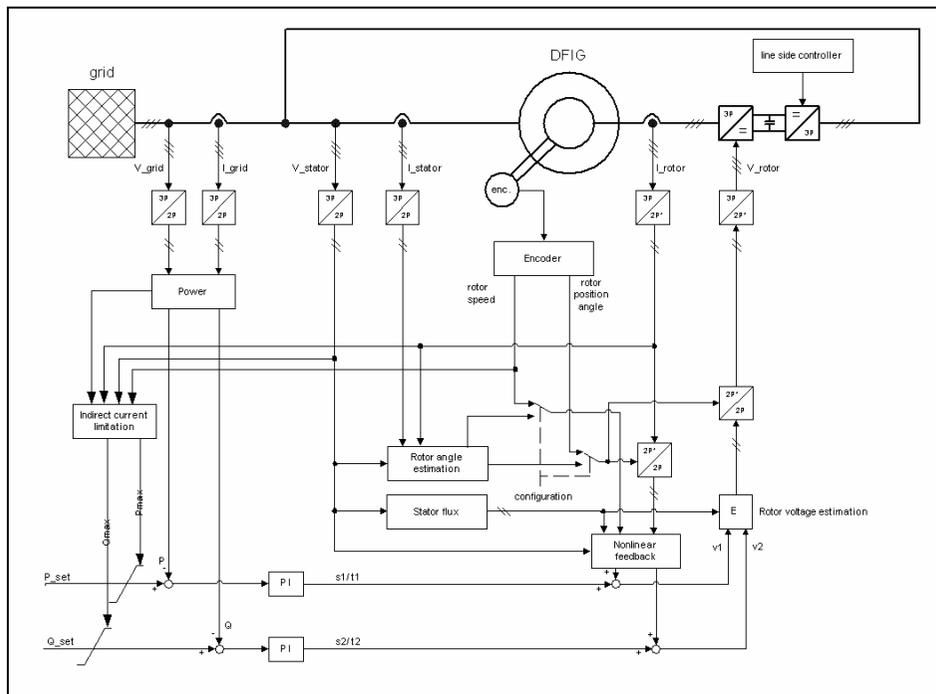


Abb. 5: Multiskalare Regelung der DASM ohne unterlagerten Stromregler mit indirekter Strombegrenzung und Option zum lagegeberlosen Betrieb /GENIUSZ 2005/



Um den Frequenzrichter vor Überlastung zu schützen, begrenzt eine adaptive indirekte Strombegrenzung die Sollwerte von Wirk- und Blindleistung. Aus den thermisch maximal möglichen Strömen werden über ein Maschinenmodell die maximalen Leistungen im jeweiligen Arbeitspunkt berechnet. Die Parameter des Maschinenmodells werden über einen Beobachter permanent nachgeführt, so dass die Einhaltung der Grenzströme jederzeit gesichert ist. Sollte die externe Vorgabe zur Überlastung des Umrichters führen, kann über eine Konfiguration des Systems festgelegt werden, mit welcher Priorität zuerst Wirk- oder Blindleistung begrenzt werden. Alternativ zur Erfassung der Rotorposition über einen Lagegeber, ist auch ein lagegeberloser Betrieb des Systems möglich. Die Rotorposition wird dann aus den elektrischen Messgrößen mit Hilfe des Maschinenmodells bestimmt.

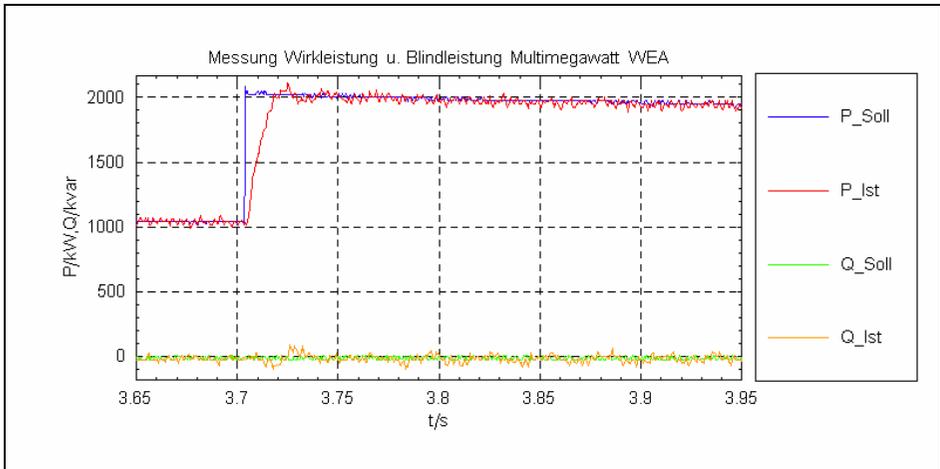


Abb. 6: Messung: 1MW Wirkleistungssprung an einer Multimegawatt-WEA

In Abb. 6 ist die sehr gute Performance der entkoppelten Multiskalaren Regelung dargestellt. Es zeigt die Messung eines 1 MW Wirkleistungssprungs an einer WEA der Leistungsklasse 2-3 MW im Nennarbeitspunkt. Die Anforderungen in den Netzanschlussrichtlinien von Anregelzeiten kleiner 20 ms werden deutlich unterschritten.

6 Effekt eines dreiphasigen Netzkurzschlusses

Infolge eines plötzlichen Netzspannungseinbruchs treten im Stator der DASM Gleichströme auf, die im Rotor hohe drehzahlfrequente Wechselspannungen induzieren, die sich den schlupffrequenten Komponenten überlagern. Da die vom Umrichter gesteuerte Ausgangsspannung auf der Maschinenseite durch das Level der Zwischenkreisspannung



nung limitiert ist, kann diesen induzierten drehzahlfrequenten Spannungen nur eingeschränkt entgegengewirkt werden, so dass bei höheren Spannungseinbrüchen Ausgleichsströme auf der Rotorseite bis zum 3-4 fachen der Nennströme auftreten können. Im allgemeinen sind IGBT-Leistungshalbleiter nicht dafür ausgelegt diese Kurzschlussströme betriebsmäßig zu führen, so dass diese bei Überschreiten eines Grenzwertes abgeschaltet werden. Infolgedessen werden die Rotorströme über die verbleibende B6-Diodenbrücke gleichgerichtet und führen zu einem starken Leistungseintrag in den Zwischenkreis. Ohne Gegenmaßnahmen würde sich die Zwischenkreisspannung innerhalb weniger Millisekunden bis auf das 2-3 fache ihres Nennwertes erhöhen und somit zu einer Zerstörung des Umrichters führen, da die Zwischenkreiskondensatoren nicht für diesen Leistungseintrag ausgelegt sind.

7 Betrieb des DASM Systems bei Netzfehlern

Abb. 4 zeigt ein DASM System mit verbessertem Verhalten bezüglich dem abschaltlosen Betrieb bei Netzfehlern. Es beinhaltet 2 Schutzkreise, einen Zwischenkreischopper und eine Crowbar um Überspannungen im Zwischenkreis während Netzfehlern zu verhindern. Das Choppermodul ist nicht zwingend erforderlich für einen Betrieb ohne Netztrennung, erweitert aber den Arbeitsbereich für den geregelten DASM Betrieb erheblich, denn starke Leistungsungleichgewichte infolge von Netzfehlern können mit dem Choppermodul hochdynamisch ausgeglichen werden. Je nach Baugröße ist es möglich, sogar Spannungseinbrüche bis auf 0 % geregelt zu durchfahren und die Anforderungen neuester Netzanschlussrichtlinien uneingeschränkt zu erfüllen. In dieser Anlagenkonstellation wäre die Crowbar nur als Backup-Schutz bei Versagen des Choppers installiert. Eine entkoppelte Regelung von Wirk- und Blindstrom ist bis zum maximalen Scheinstrom gewährleistet, die Überlastfähigkeit des Systems liegt hierbei typischerweise zwischen 120-140 % vom Nennstrom, der je nach Priorität beliebig auf beide Komponenten aufgeteilt werden kann, so dass sowohl eine Spannungs- als auch eine Frequenzstützungsfunktion möglich ist. Bei sehr tiefen Spannungseinbrüchen kann es erforderlich sein, den Wirkstrom bzw. die Wirkleistung oder das Luftspaltpmoment aufgrund der Stabilitätsbedingungen die allgemein für generatorischen Betrieb (u.a. bei Synchronmaschinen) gelten, zu reduzieren. Dies ist möglich z.B. in Abhängigkeit der Spannung oder der Frequenz an der WEA.

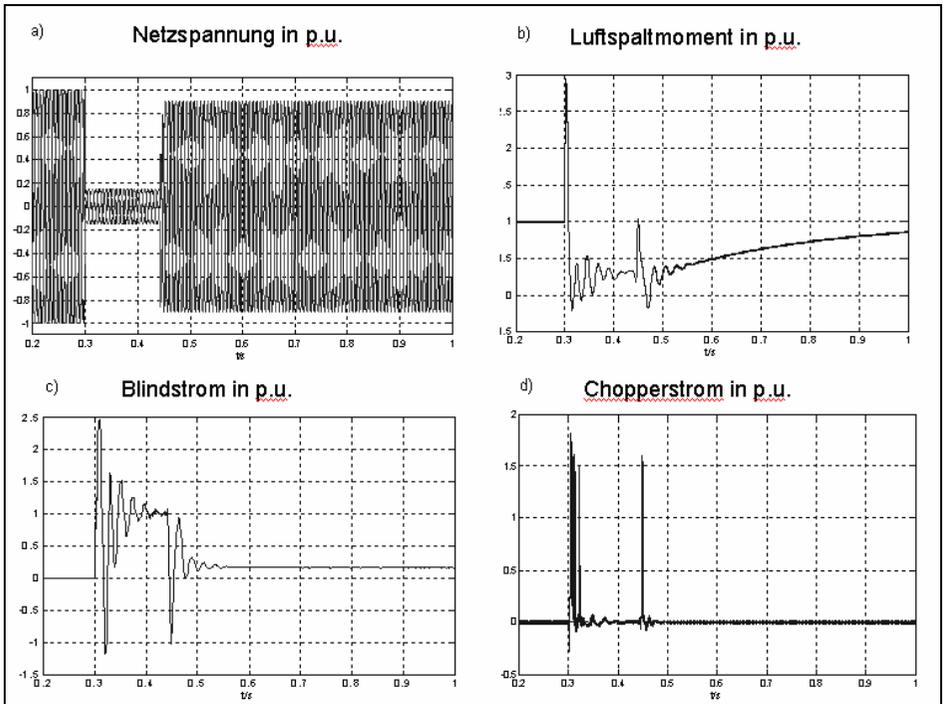
Sofern es die Anforderungen der jeweiligen Netzanschlussrichtlinie zulassen, ist es in manchen Fällen ökonomischer, keinen Zwischenkreischopper oder nur einen mit reduzierter Baugröße zu verwenden. Dann würde bei tiefen Spannungseinbrüchen die Crowbar bei Anstieg der Zwischenkreisspannung über ein kritisches Niveau den Rotor kurzschließen, um den Frequenzumrichter zu schützen. Das System arbeitet dann im Asynchronmaschinenbetrieb bis nach Abklingen der Ausgleichsvorgänge, insbesondere



der Netzgleichströme, eine Resynchronisation des maschinenseitigen Wechselrichters wieder möglich ist. Hierbei ist zu beachten, dass das System in Abhängigkeit vom Arbeitspunkt für einige Netzperioden auch motorisch und untererregt betrieben werden kann. Außerdem treten durch die Aktivierung der Crowbar zusätzliche Stossmomente auf, die den Triebstrang enorm belasten können. In diesem Betriebszustand kann über den netzseitigen Umrichter eine dynamische Zusatzblindleistung eingespeist werden.

Mit einem ausreichend dimensionierten Zwischenkreischopper und permanent geregeltm Betrieb ist der Umrichter in der Lage, die Kurzschlussmomente soweit wie möglich durch optimierte Drehmomentregelung zu reduzieren und den Triebstrang aktiv zu entlasten. Außerdem ist eine durchgängige Stützung der Netzspannung durch Blindstromspeisung gesichert. Ebenso schützt der Chopper die Anlage vor Zwischenkreisspannungsüberhöhung infolge von kurzzeitigen Netzspannungsanstiegen.

Eine schnelle Netztrennung des Generators zur Vermeidung der Spannungsüberhöhung im Zwischenkreis ist nicht optimal, da während der Trennung nur eine stark eingeschränkte Möglichkeit der Blindstromspeisung über den Netzseitigen Umrichter zur Verfügung stünde, Wirkleistungslieferung bis zur Rücksynchronisation sogar ausgeschlossen ist.



**Abb. 7a-d: Symmetrischer Spannungseinbruch am Verknüpfungspunkt auf 15%**

Abb. 7 zeigt das Systemverhalten einer Multimegawatt-WEA mit DASM für einen Spannungseinbruch am Verknüpfungspunkt auf 15 % für 140 ms. In Abb. 7b ist das rasche Abklingen des Luftspaltmomentes auf einen abgesenkten Wert entsprechend den Überlast- und Stabilitätskriterien der Wirkstrombegrenzung zu erkennen. Die abklingenden Gleichströme im Statorkreis bewirken die netzfrequenten Pendelungen nach dem Eintritt des Netzfehlers. Um die Belastung des Triebstrangs zu reduzieren, wird das Drehmoment nach Spannungsrückkehr langsam auf den Wert vor dem Einbruch zurückgeführt. Zur Optimierung des Systems an die Anforderungen der Netzbetreiber zur Frequenzstabilität und der Belastung des Triebstrangsstrangs bei der Drehmomenterhöhung ist die Zeit der Drehmomentsteigerung frei wählbar. Abb. 7c zeigt die Funktion der Spannungsstützung durch Blindstromspeisung. Gemäß den obigen Ausführungen treten Gleichstromglieder im Augenblickswert des Statorstroms als netzfrequente Oszillation auf. Die Funktion des Zwischenkreisschoppers ist in Abb. 7d zu sehen, er gleicht Wirkleistungsungleichgewichte zwischen maschinen- und netzseitigem Wechselrichter direkt nach dem Spannungseinbruch und bei der –wiederkehr aus.

8 Verbessertes Systemverhalten bei unsymmetrischen Netzbedingungen

Ein Gegensystem in der Netzspannung infolge von unsymmetrischen Netzfehlern oder –bedingungen führt typischerweise zu einer Gegensystemkomponente in elektrischen Geräten, insbesondere passiven Komponenten, aber auch in elektrischen Maschinen wie Synchrongeneratoren. Üblicherweise wird für die Steuerung leistungselektronischer Systeme mit Vektorreglern die Augenblicksleistung gemäß der „Instantaneous Power Theory“ in /AKAGI 1999/ verwendet, da sie geringe Anforderungen an die Steuerhardware bei gleichzeitiger schneller Leistungsregelung ermöglicht. Wie u.a. in /ENGELHARDT 2006/ gezeigt, führt diese Berechnung bei unsymmetrischen Betriebszuständen zu irreführenden Ergebnissen.

$$\underline{s}_N = p_N + j q_N = \frac{3}{2} \underline{u}_N \underline{i}_{\rightarrow N}^*$$

$$p_N = \frac{3}{2} (u_\alpha i_\alpha + u_\beta i_\beta)$$

$$q_N = \frac{3}{2} (u_\beta i_\alpha - u_\alpha i_\beta)$$



Abb. 8: Berechnung der Augenblicksleistungen nach /AKAGI 1999/

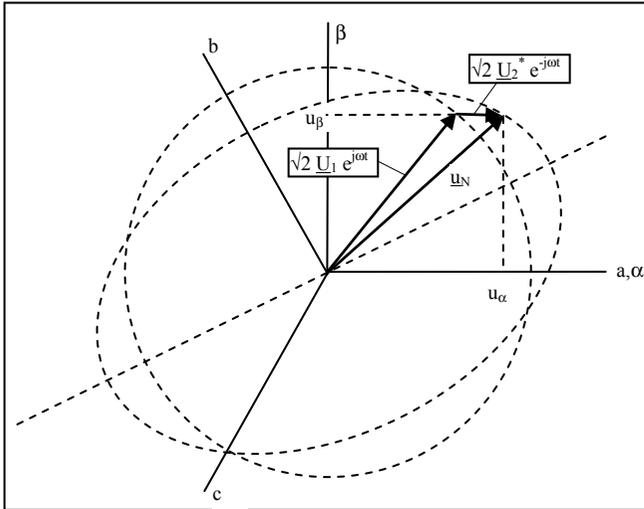


Abb. 9: Ortskurve des Netzspannungsraumzeigers eines unsymmetrischen Dreileitersystems

In der Literatur sind u.a. folgende alternative Leistungsberechnungen bekannt:

- a) DIN 13321 Komponenten in Drehstromnetzen

$$\underline{S}_{N,ABC} = 3(\underline{u}_{N,p} \underline{i}_{N,p}^* + \underline{u}_{N,n} \underline{i}_{N,n}^*)$$

Berechnung mit ruhenden Effektivwertzeigern

- b) DIN 40110-2 Wechselstromgrößen: Mehrleiter-Stromkreise
kollektive Scheinleistung, kollektive Wirkleistung, kollektive Orthogonal-
Blindleistung, kollektive Proportional-Unsymmetriblindleistung

$$P_{\Sigma} = \sum_{\mu=1}^3 \left(\frac{1}{T} \int_0^T u_{\mu 0} i_{\mu} \partial t \right) \quad S_{\Sigma} = 3U_0 I, \quad S_{\Sigma}^2 = P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2 \text{ to } \underline{\Sigma} \perp + Q_{\Sigma}^2 \text{ to } \underline{\Sigma} | u$$

- c) IEC 61400-21 Wind turbines - Part 21: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines

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

Berechnung mit ruhenden Effektivwertzeigern, Mitsystemgrößen

Zur korrekten Berechnung der Leistung bei Netzunsymmetrie ist daher eine Zerlegung in Mit- und Gegensystemkomponenten, wie u.a. in /ENGELHARDT 2006/ gezeigt, nötig. Dies soll am Beispiel eines simulierten Windparks mit 20 Anlagen der 2 MW-Klasse verdeutlicht werden. Wie man in Abb. 10 erkennt, enthält die Netzspannung auf der Hochspannungsseite eine Gegensystemkomponente von 25 % infolge eines zweiphasigen Fehlers im Übertragungsnetz. Die gleichen Bedingungen können auf der Statorseite auch bei einem einphasigen Fehler im vorgelagerten Netz auftreten, da der Anlagentransformator eine Stern-/Dreieckschaltung besitzt, die kein Nullsystem überträgt. Die Berechnung der Augenblickswirk- und -blindleistung gemäß den Ausführungen in /AKAGI 1999/ führt mit den gebräuchlichen Leistungsregelalgorithmen zu einem Verlauf der Augenblicksblindleistung an einer WEA gemäß Abb. 10e. In Abb. 10f ist die Blindleistung in Mit- und Gegensystemkomponenten zerlegt (Q_1, Q_2). Man erkennt, dass die Blindleistung im Mitsystem Q_1 kleiner als der geforderte Sollwert zur Spannungsstützung Q_{soll} ist.

Abb. 11f hingegen zeigt die Blindleistung bei einer entkoppelten Regelung der Mit- und Gegensystemkomponente, der Verlauf der Mitsystemblindleistung folgt korrekt dem Referenzwertwert.

Die mechanische Belastung des Antriebsstrangs der WEA bei Netzunsymmetrie kann mit einer entkoppelten Regelung von Mit- und Gegensystemkomponenten entlastet werden. In Abb. 12c ist die Ortskurve des Netzstroms bei einer Netzunsymmetrie von 10 % Gegensystem- und 90 % Mitsystemspannung mit einer konventionellen Vektorregelung dargestellt. Für typische DASM-Parameter tritt im Statorstrom neben dem Nennstrom im Mitsystem eine Gegensystemkomponente von ca. 40 % auf. Spannungs- und Stromkomponenten des Mit- und Gegensystems ($u_{N1}, u_{N2}, i_{N1}, i_{N2}$) verursachen ein Pendelmoment im Luftspalt von ca. 50 % des Nennmoments mit doppelter Netzfrequenz. Eine deutliche Reduktion der Pendelmomente kann durch die Kompensation des Gegensystemstroms erreicht werden. In Abb. 12d ist der Gegensystemstrom durch die Regelung komplett kompensiert, dadurch reduziert sich das Pendelmoment auf den deutlich geringeren Anteil der Netzspannungsunsymmetrie. Durch eine aktive Einspeisung eines Gegensystemstroms kann das Pendelmoment aber auch komplett kompensiert werden. Die Möglichkeit einer dynamischen entkoppelten Leistungs- bzw. Stromregelung in Mit- und Gegensystem bietet einen zusätzlichen Vorteil der DASM Systeme gegenüber herkömmlichen direkt netzgekoppelten Synchrongeneratoren und kann zur Verbesserung der Betriebsführung genutzt werden.

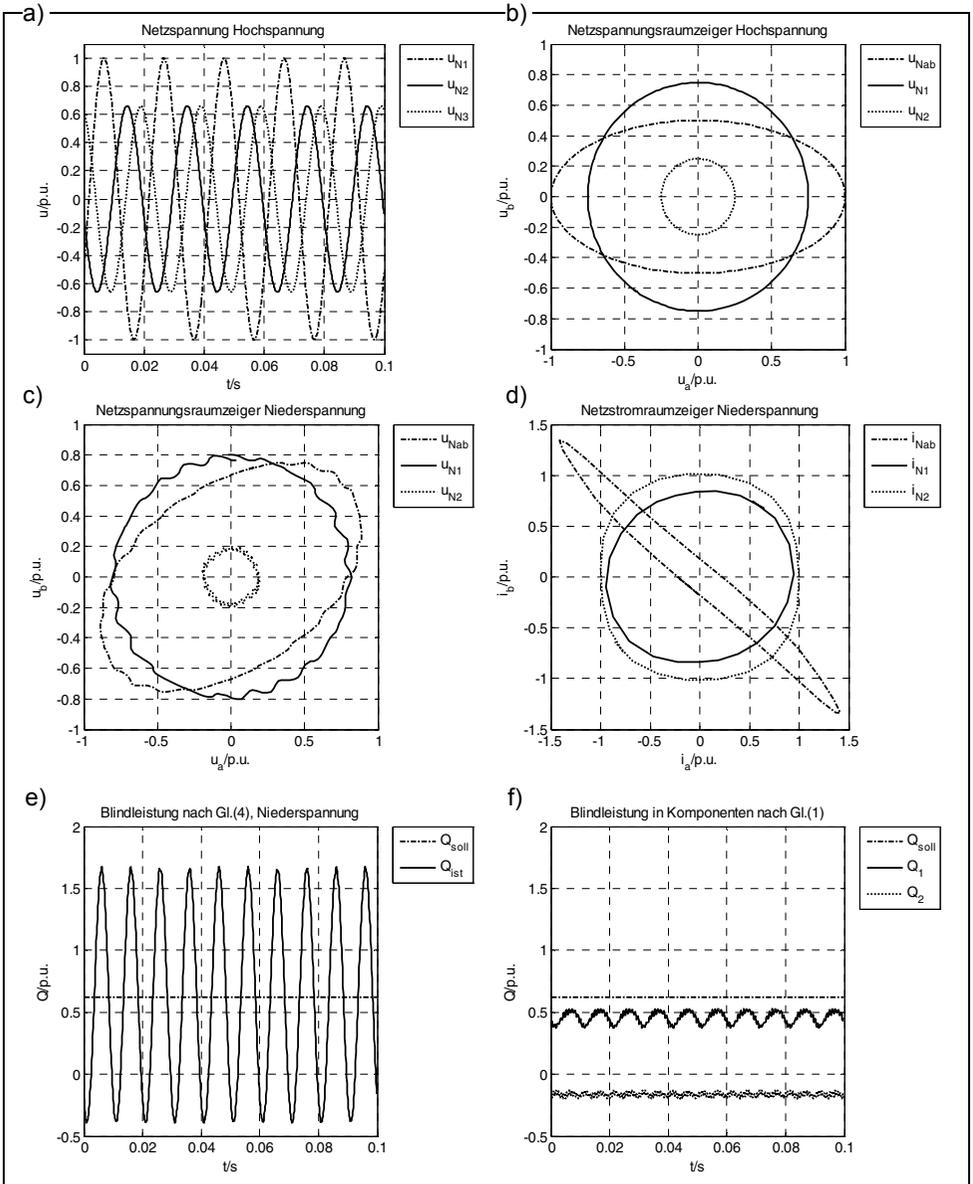


Abb. 10a-f: Leistungsregelung auf Augenblicksleistung nach /AKAGI 1999/

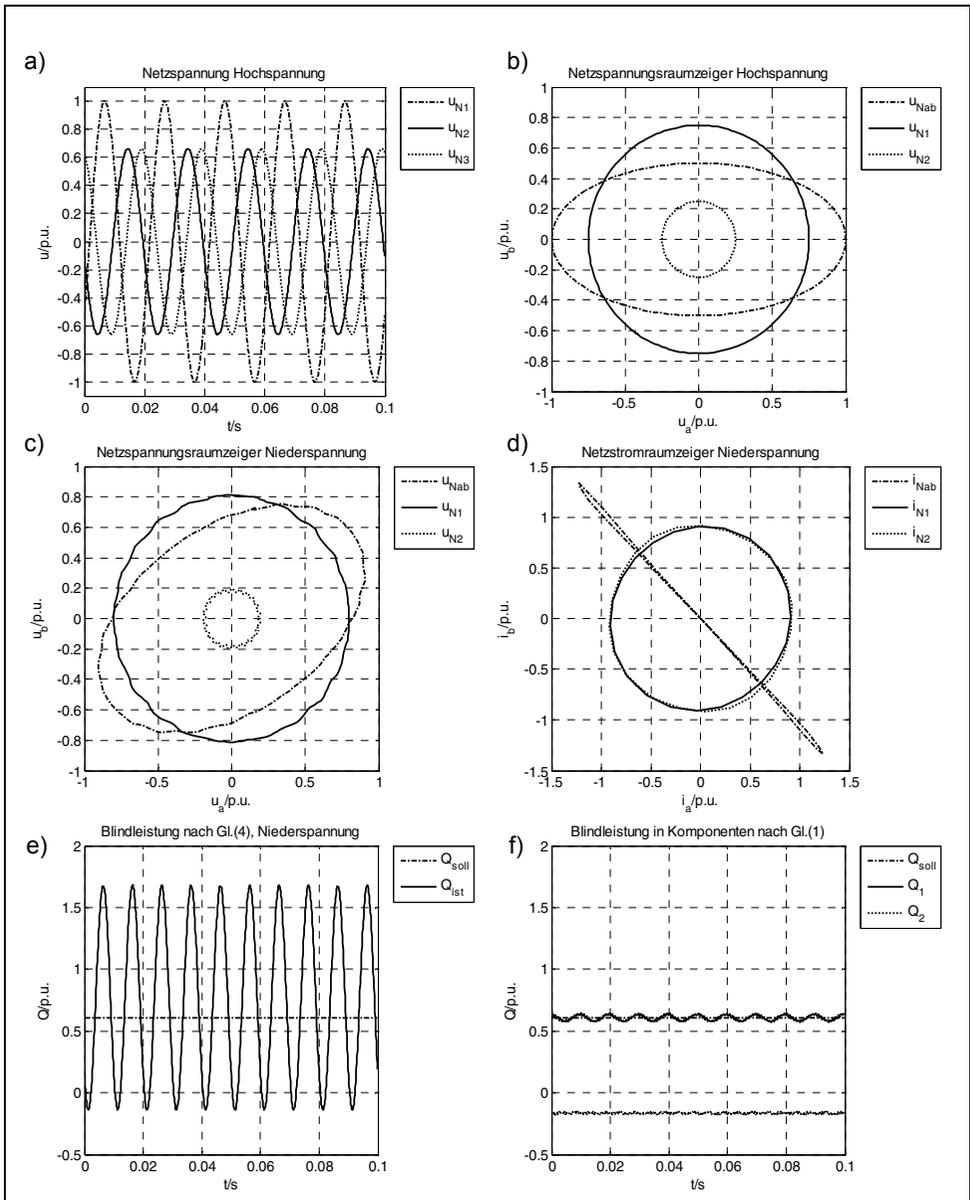


Abb. 11a-f: Leistungsregelung mit Zerlegung in Mit- und Gegensystemkomponenten

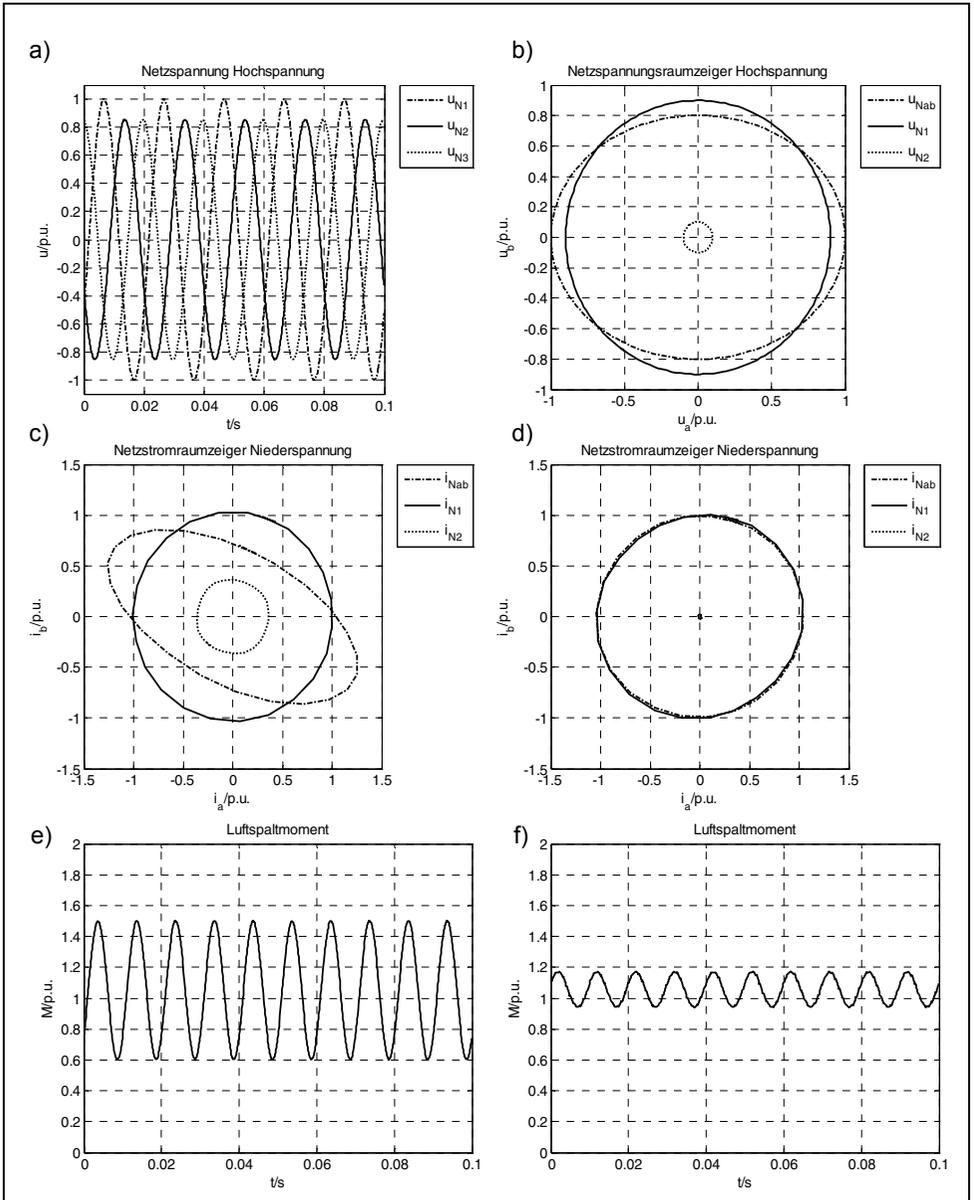


Abb. 12a-f: Pendelmomentreduktion durch Gegensystemkompensation

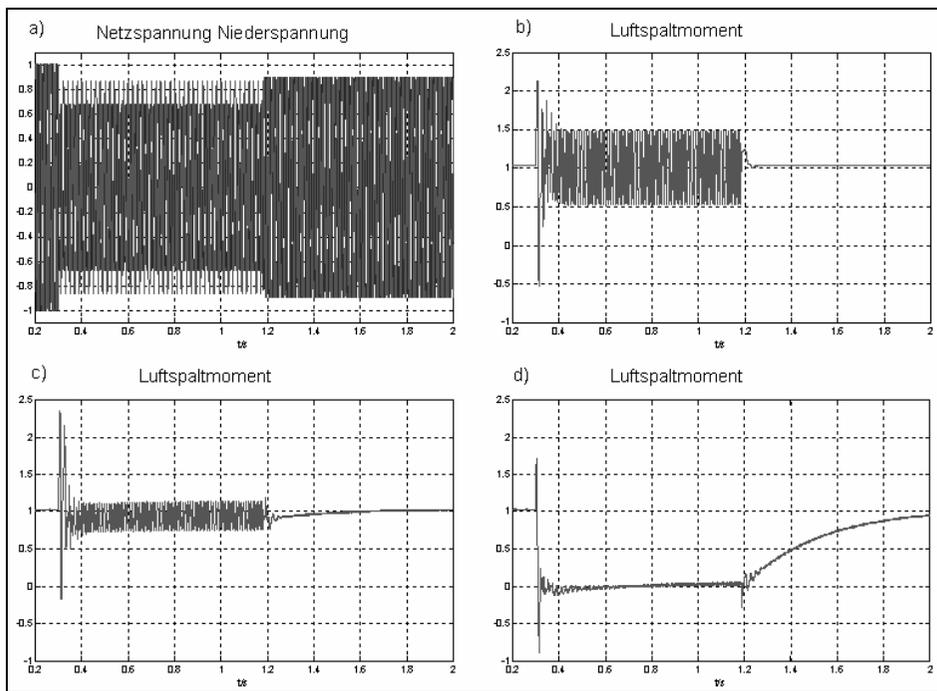


Abb. 13a-d: Verlauf des Luftspaltpmoments für verschiedene Regelkonzepte der DASM

Abb. 13 stellt die verschiedenen Möglichkeiten der Regelung bei einem typischen einphasigen Netzfehler auf der Hochspannungsseite noch einmal gegenüber. Wie in den obigen Ausführungen bereits beschrieben, wird infolge der Stern/Dreieckschaltung des WEA-Transformators keine Nullspannung übertragen, so dass dieser Fehler quasi als 2-phasiger Netzspannungseinbruch auf der Niederspannungsseite bzw. an den Startklemmen des Generators auftritt.

Abb. 13b zeigt den Verlauf des Luftspaltpmoments mit einer konventionellen Regelung. Mit einer Kompensation der Gegensystemströme können die Pendelmomente deutlich reduziert werden (Abb. 13c). Alternativ ist es möglich, das Luftspaltpmoment auch im unsymmetrischen Fehlerfall komplett auf 0 zu regeln um Pendelmomente auch bei maximaler Unsymmetrie des Netzes zur Entlastung des Triebstrangs komplett zu unterdrücken. Da hierzu die DASM aber untererregt betrieben werden müssen, sind im Einzelfall die Anforderungen der jeweiligen Netzanschlussrichtlinie zu beachten.



9 Zusammenfassung

Nach den aktuellen Netzanschlussrichtlinien ist die Abschaltung einer WEA nach Auftreten eines Netzfehlers nicht mehr gestattet. Außerdem müssen die Anlagen für diese Fälle die Netzspannung durch Einspeisung von Blindstrom stützen. Um den Windenergieanlagen das Durchfahren von Netzfehlern zu ermöglichen, sind spezielle Schutz- und Regelmaßnahmen erforderlich. In diesem Beitrag ist das Verhalten von WEA mit doppelt gespeistem Asynchrongenerator und Frequenzumrichter hinsichtlich dieser Anforderungen beschrieben. Es wurde gezeigt, dass mit einer Kombination aus Zwischenkreischopper und Crowbar diese Anforderungen für das System dank seiner hochdynamischen entkoppelten Regelung erfüllt werden. Mit dieser Anordnung ist es möglich, Spannungseinbrüche bis auf 0 aktiv zu beherrschen. Durch verbesserte Regelalgorithmen wird die Belastung für den Antriebsstrang der WEA minimiert, dies gilt insbesondere bei den überwiegend auftretenden unsymmetrischen Netzfehlern.

10 Literatur

- /AKAGI 1999/ Akagi, H. u.a: The theory of instantaneous power in three-phase four-wire systems: A comprehensive approach. 34th Annual Meeting IEEE-IAS, 1999, S.431ff.
- /DENA 2004/ dena-Netzstudie I, Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020
- /ENGELHARDT 2006/ S. Müller-Engelhardt, H. Wrede, J. Kretschmann: Leistungsregelung von Windkraftanlagen mit doppelt gespeister Asynchronmaschine bei Netzunsymmetrie, VDI Konferenz, 2006, Böblingen
- /ERLICH 2007/ I. Erlich, H. Wrede, C. Feltes: Dynamic Behavior of DFIG-Based Wind Turbines during Grid Faults, PCC Power Conversion Conference Proceedings, April 2007 Nagoya, Japan
- /EON NETZ 2006/ e-on | Netz: Netzanschlussregeln Hoch- und Höchstspannungsnetz, 2006
- /GENIUSZ 2005/ A.Geniusz, Z.Krzeminski: Control system based on the modified multiscalar model for the Double Fed Machine, PCIM 2005
- /GENIUSZ 2006/ A.Geniusz, S.Müller-Engelhardt Riding through Grid Faults with Modified Multiscalar Control of Doubly Fed Asynchro-



nous Generators for Wind Power Systems, PCIM 2006

/LEONHARD 1996/

W.Leonhard: Control of Electrical Drives. Springer-Verlag, 2nd Edition, 1996.

/MUELLER 2000/

S.Müller(Engelhardt), M.Deicke, Rik W.De Doncker: Adjustable Speed Generators for Wind Turbines based on Doubly-fed Induction Machines and 4-Quadrant IGBT Converters Linked to the Rotor, IEEE IAS Conference Proceedings, 2000, Rome

/WREDE 2007/

D. Ehlert, H. Wrede: Wind Turbines with Doubly-Fed Induction Generator Systems with Improved Performance due to Grid Requirements, IEEE PES Conference Proceedings, 2007, Tampa, USA



Spannungshaltung in Verteilnetzen mit Windenergieanlagen der Megawatt-Klasse

Dr. Frank Fischer, Dr. Klaus Pötter (Conergy Wind GmbH, Hamburg)

1 Einleitung

Die Windenergiebranche befindet sich im Umbruch: Es entstehen neue Märkte und es gibt neue Hersteller von Windenergieanlagen. Der weltweit zunehmende Energiebedarf, die steigenden Kosten für Primärbrennstoffe sowie die Verpflichtung zur Einhaltung von Klimaschutzziele bewirken, dass sich die Windenergiebranche in einer Phase starken und nachhaltigen Wachstums befindet.

Die installierte Windenergieanlagenleistung in Europa nimmt rasch zu. Die klassischen Märkte Dänemark, Deutschland und Spanien stagnieren bzw. verlieren an Bedeutung, dafür sind neue attraktive Märkte, insbesondere in Frankreich, Großbritannien, Portugal, Italien, Irland und der Türkei, entstanden. Gleichwohl wurde bereits im letzten Jahr etwa jede zweite Windenergieanlage außerhalb Europas aufgestellt.

Aus der Verschiedenartigkeit der Märkte folgt, dass es keine „einzig sinnvolle“ Größe einer Windenergieanlage gibt. Sicherlich hält der Trend zur Entwicklung immer leistungsstärkerer Windenergieanlagen an, doch onshore setzt u.a. die Transportlogistik bereits jetzt Grenzen. In Europa liegt die gängige Einheitenleistung derzeit bei 2 bis 2,5 MW (Multimegawatt-Klasse). In Südeuropa und in den Schwellenländern steht jedoch die Infrastruktur zum Aufbau derartiger Windenergieanlagen nur begrenzt zur Verfügung. So wird die Megawatt-Klasse weiterhin eine große Bedeutung behalten.

Ein für alle Märkte wichtiges Thema sind die Netzeigenschaften der Windenergieanlagen. Das Vollumrichterkonzept hat sich dabei als besonders geeignet herausgestellt, während andere Konzepte nicht weiter verfolgt werden.

Die bestehenden elektrischen Energieversorgungssysteme wurden für eine zentrale Einspeisung und einen dezentralen Verbrauch konzipiert. Mit der möglichen Umkehr der Lastflussrichtung durch die dezentrale Einspeisung regenerativer Erzeuger entstehen technische Fragestellungen, die durch den Einsatz moderner Windenergieanlagen in Kombination mit entsprechender Windpark-Leittechnik beantwortet werden können.

2 Spannungshaltung im Verteilnetz

Die konventionelle Spannungsregelung im Verteilnetz erfolgt im Umspannwerk durch einen Stufentransformator mit einem für die Sammelschiene geltenden Spannungssollwert. Die dezentrale, fluktuierende Einspeisung von Windenergieanlagen führt zu Spannungsänderungen im Verteilnetz. Um diese zu reduzieren, werden die Windenergieanlagen üblicherweise mit dem Leistungsfaktor $\cos \varphi = 1$ oder bestenfalls mit einem optimierten Leistungsfaktor, der sich aus einer Lastflussrechnung ergibt („minimum impact“), betrieben.

Moderne Windenergieanlagen, insbesondere solche mit Vollumrichterkonzept, verfügen über einen großen Blindleistungsstellbereich (Beispiel: Bild 1) und damit über technisches Potential, das mindestens einen Zusatznutzen im Netzbetrieb bewirken bzw. der Voraussetzung für den Anschluss der Windenergieanlagen überhaupt sein kann.

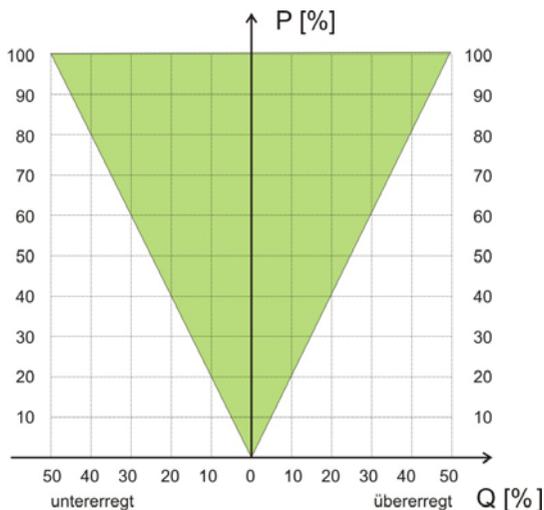


Bild 1: Blindleistungsstellbereich WEA

So kann die Spannung am Netzanschlusspunkt des Windparks durch eine entsprechende Blindleistungseinspeisung geregelt werden. Üblich ist dabei eine Proportional-kennlinie, d.h. die eingespeiste Blindleistung ist proportional zur Spannungsabweichung. Mit einem zusätzlichen Differentialanteil kann das dynamische Verhalten verbessert werden (PD-Regler). Eine derartige Kennlinie wird beispielsweise in Großbritannien gefordert (Bild 2).

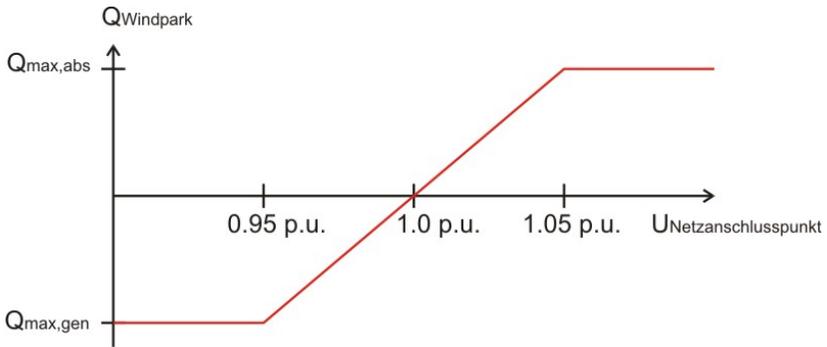


Bild 2: Kennlinie Spannungsregelung

Die Hardware einer derartigen Spannungsregelung besteht aus einer SPS, die von dem SCADA System des Windparks überwacht wird. Als Eingangsgröße werden die am Netzanschlusspunkt gemessenen dreiphasigen Ströme und Spannungen benötigt und als Ausgangsgröße der digitale Stellwert an die Windenergieanlagen bzw. die Umrichter ausgegeben.

Der Sollwert der Spannungsregelung kann konstant oder variabel sein. Ein konstanter Sollwert wird z.B. über das SCADA-System des Windparks an den Regler übergeben und kann so bei Bedarf von der Betriebsführung des Windparks geändert werden. Ein variabler Sollwert wird über eine analoge oder digitale Datenschnittstelle vom EVU übertragen.

Denkbar ist eine koordinierte Regelung mit zentraler Spannungsregelung durch den Stufentransformator im Umspannwerk und lokaler Spannungsregelung durch dezentrale Erzeuger. Die variablen Sollwerte basieren auf Messwerten an kritischen Netzknoten /LEITE 2004/.

Eine weitere Möglichkeit, das technische Potential der Blindleistungsstellfähigkeit von Windenergieanlagen zu nutzen, besteht darin, dem Windpark einen variablen Blindleistungssollwert vorzugeben, um beispielsweise die Blindleistungsbilanz an einem bestimmten Netzknoten zu verbessern oder um die Einspeisung in einem bestimmten Quadranten zu bewirken. Der Blindleistungssollwert des Windparks ergibt sich dabei aus der Differenz zwischen dem Blindleistungssollwert am Netzknoten und dem dort gemessenen Blindleistungswert. Der Netzknoten kann sich z.B. zwischen Windpark und Verteilnetz oder zwischen Verteilnetz und Übertragungsnetz befinden. Der Stellwert an die Windenergieanlagen bzw. die Umrichter entsteht im Wesentlichen durch Integration des Sollwertes (I-Regler).



3 Zusammenfassung und Ausblick

Die Windenergiebranche befindet sich im Umbruch, es entstehen neue Märkte und es gibt neue Hersteller von Windenergieanlagen. Die Megawatt-Klasse ist für bestimmte Märkte die geeignete Anlagengröße und bezüglich des Kennwertes „Cost of Energy“ konkurrenzfähig zur Multimegawatt-Klasse.

Versehen mit neuen Steuerungs- und Regelungskonzepten, z.B. zur Spannungshaltung im Verteilnetz, können diese Windenergieanlagen einen Zusatznutzen im Netzbetrieb bewirken. Dies ist oftmals Voraussetzung für den Netzanschluss und dient der Maximierung der anschließbaren Leistung.

/LEITE 2004/ Leite, H. “Modelling and real-time testing of an automatic local voltage controller to increase the amount of distributed generation”, UMIST 2004



Netzintegration von Photovoltaik Anlagen im 40 Megawatt-Bereich – Der Energiepark Waldpolenz bei Leipzig, das größte PV- Kraftwerk der Welt

Jürgen Reekers,
SMA Technologie AG
Hannoversche Str. 1 – 5, D-34266 Niestetal
Tel.: +49 (0) 561 9522-3321, Fax: +49 (0) 561 9522-100
E-mail: juergen.reekers@sma.de
www.sma.de

Bernd Schappert
juwi solar GmbH
Friedhofweg 10, D-67295 Bolanden
Tel.: +49 (0) 6352 70668-20, Fax: +49 (0) 6352 70668-88
E-mail: schappert@juwi.de
www.juwi.de

Zusammenfassung

Große PV-Kraftwerke auf Freiflächen stehen in Deutschland durch die verstärkte Degression im Rahmen des EEG unter starkem Kostendruck. Kontinuierliche Innovationen sind eine wesentliche Voraussetzung, um die daraus resultierenden ehrgeizigen Kostenvorgaben für Freiflächenanlagen erreichen zu können.

Bis Ende 2009 errichtet die juwi-Gruppe auf einem ehemaligen Militärflughafen östlich von Leipzig eine 40-Megawatt-Anlage mit modernster Dünnschichttechnologie, die elektrische Systemtechnik liefert die SMA Technologie AG.

Das Kraftwerk ist dank seiner Größe und den damit verbundenen Einsparmöglichkeiten auf allen Ebenen der Systemkosten ein Beleg für die Fortschritte in der Photovoltaikindustrie. Da der Solarpark auf der Hochspannungsebene einspeist, ist es vorgesehen, die Leistungsabgabe des Kraftwerkes in kritischen Netzsituationen begrenzen zu können. Diese und weitere Netzdienstleistungen werden mit der neuen VDN-Richtlinie auch für das Mittelspannungsnetz gefordert und damit perspektivisch in PV-Wechselrichter integriert werden müssen.



Abstract

Large PV-plants in open space areas are under heavy cost pressure in Germany caused by the stronger degression of energy compensation in the frame of the EEG. Only continuous innovations will make it possible to reach the resulting ambitious cost targets for these systems.

The juwi-group is building a 40 MW PV-plant with latest thin film technology on a former military airport in the east of Leipzig until end of 2009. The electrical system technology is delivered by SMA Technologie AG.

The size of the plant makes cost savings possible on each level of the system and demonstrates the developments of photovoltaic industry. As the plant is connected to the grid on high voltage level the plant is required to limit its output power in case of a critical situation in the grid. This requirement and further grid services will be part of the new VDN code for the medium voltage grid. In near future this additional function have to be integrated into the PV-inverters.

1 Einleitung

Sonnenenergie ist im Prinzip im Überfluss vorhanden: Die Sonne liefert uns täglich eine Energiemenge, die den Energiebedarf in Deutschland um das etwa Achtzigfache übersteigt. Theoretisch könnte der Weltenergiebedarf durch die Sonnenenergienutzung auf einer Fläche von 700 x 700 km in der Sahara komplett gedeckt werden.

Die Sonne als Energiequelle steht uns also praktisch unerschöpflich und kostenlos zur Verfügung. Inwieweit dieses enorme Potenzial auch genutzt werden kann, hängt allerdings im Wesentlichen davon ab, wie die Technologien zur Umwandlung der Solarenergie sich entwickeln. /1/

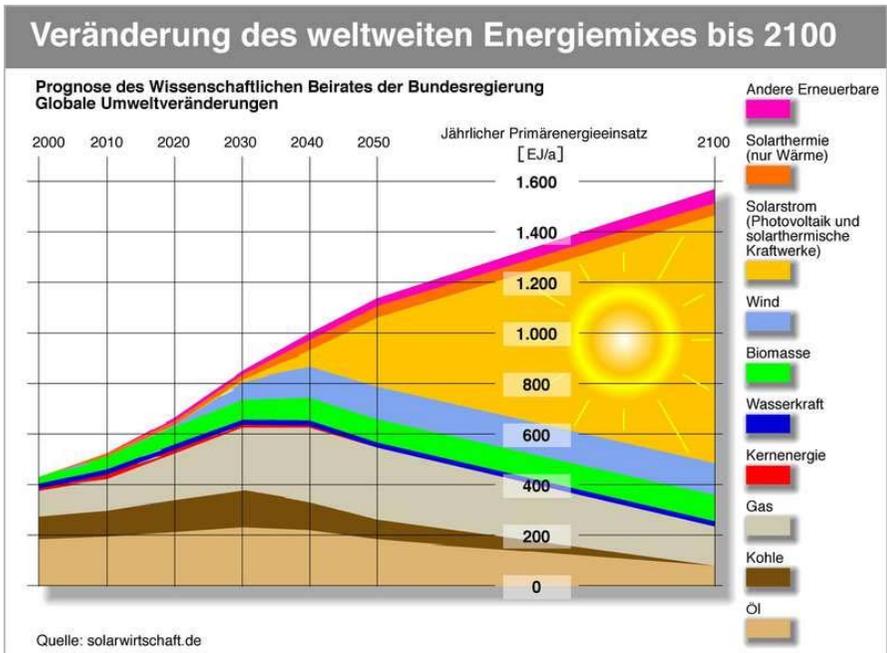


Abb. 1: Veränderung des weltweiten Energiemixes bis 2100 /2/

Solarstrom wird langfristig die wichtigste Primärenergiequelle im weltweiten Energiemix sein, so die Prognose des Wissenschaftlichen Beirates Globale Umweltveränderungen (WBGU) der Bundesregierung. Im Jahr 2050 wird nach dieser Prognose Solarstrom bereits in der Größenordnung von 24 % zur weltweiten Energieerzeugung beitragen, bis zum Jahr 2100 sollen sogar 63 % erreicht werden. Die konventionellen Energieträger verlieren dagegen stark an Bedeutung /2/.

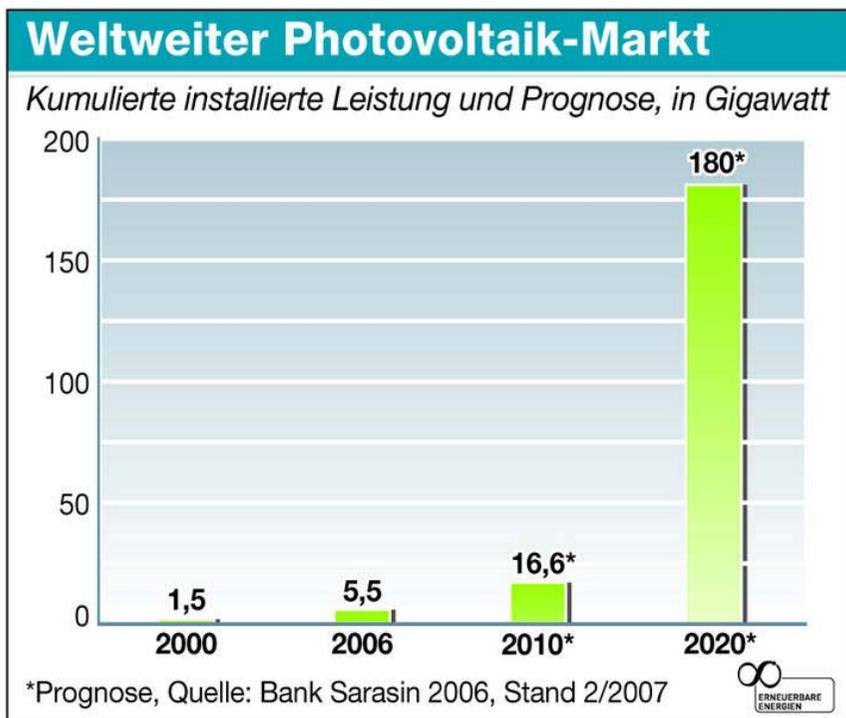


Abb. 2: Weltweiter Photovoltaikmarkt /1/

2 Rahmenbedingungen für große PV-Kraftwerke in Deutschland

Wichtigstes Instrument zur Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland ist das „Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien“ (EEG), besser bekannt als das „Erneuerbare-Energien-Gesetz“. Es hat in Deutschland dafür gesorgt, dass sich der Anteil von Sonne, Wind, Wasserkraft, Bioenergie und Erdwärme an der Stromerzeugung innerhalb von nur wenigen Jahren nahezu verdoppelt hat. Besonders rasant ist das Wachstum in der Photovoltaik. Nach Berechnung des Marktforschers EuPD summieren sich die Neuinstallationen in Deutschland in diesem Jahr auf etwa 1,5 Gigawatt /3/.

Für weltweit etwa 20 Länder dient das deutsche EEG als Vorlage für eigene Gesetze. In Europa sind Spanien, Italien, Frankreich und Griechenland die aussichtsreichsten Solarmärkte.

Im EEG ist die Vergütung für Gebäudeanlagen und Freiflächenanlagen deutlich unter-



schieden. Für eine im Jahr 2007 installierte Freiflächenanlage beträgt die Vergütung 37,96 Cent / kWh; für eine große Dachanlage sind es 46,3 Cent / kWh. Die jährliche Degression beträgt bei den Freiflächenanlagen zurzeit 6,5 %; bei Dachanlagen 5 %. Darüber hinaus wurde eine Gesetzesnovelle angekündigt, nach der die jährliche Degression in 2 Schritten auf 9,5 % im Jahr 2011 angehoben werden soll /4/.

Bis zum Jahr 2015 würde die Einspeisungsvergütung für Freiflächenanlagen hiernach auf weniger als die Hälfte des aktuellen Wertes absinken. Der Preisdruck auf die Entwicklung neuer Technologien und Verfahren wird damit in den nächsten Jahren insbesondere bei den Freiflächenanlagen enorm ansteigen. Es ist deshalb zurzeit sehr fraglich, ob unter diesen Rahmenbedingungen überhaupt noch Freiflächenanlagen in Deutschland gebaut werden können.

Die steigende Anzahl von EEG-Einspeisern führt aber auch bei den technischen Rahmenbedingungen zu neuen Anforderungen. Experten warnen bereits vor einer Gefährdung der Netzstabilität bei einem weiteren Ausbau regenerativer Energien in Deutschland. Die daraus zu ziehenden Konsequenzen können jedoch im Sinne des EEG kaum die Begrenzung des Zubaus an erneuerbaren Einspeisern sein. Vielmehr ist durch eine geeignete Vorschriftenlage sicher zu stellen, dass die Stabilität eines Netzes auch dann gewährleistet ist, wenn es zu 100 % regenerativ gespeist wird. Dazu müssen auch die Erzeugungsanlagen am Nieder- und Mittelspannungsnetz so genannte Systemdienstleistungen zur Stützung des Netzes erbringen können. Dazu zählen:

1. Die dezentrale Spannungs- und Blindleistungsregelung
2. Eine statische Wirkleistungsbegrenzung, um Engpässe im Leitungsnetz managen zu können
3. Eine dynamische Wirkleistungsregelung im Störfall und der so genannte
4. Fault Ride Through (FRT), d. h. die Anlage bleibt auch im Falle eines plötzlichen Absinkens der Netzspannung eine begrenzte Zeit am Netz und liefert einen Beitrag zum Kurzschlussstrom.

Mit dem Erscheinen der neuen VDN-Richtlinie für den Anschluss und den Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz /5/ werden nun entsprechende Vorgaben auch auf der Spannungsebene 10 ... 30 kV zu erfüllen sein. Damit sehen sich nun erstmals auch die Hersteller von PV-Wechselrichtern mit diesen Anforderungen konfrontiert, da Anlagen in der Größenordnung von 1 MW und größer in den meisten europäischen Staaten typischerweise an das Mittelspannungsnetz anzuschließen sind.



3 Entwicklungen bei großen Freiflächenanlagen

Wie oben beschrieben besteht bei den großen Freiflächenanlagen ein besonders hoher Kostendruck, der erfordert, die Anlagen kontinuierlich weiter zu entwickeln. Und obwohl der Anteil großer Freiflächenanlagen in Deutschland nur relativ gering ist, sind sie doch ein entscheidender Motor für Innovationen im Bereich der Photovoltaik und eine wichtige Basis, die in Deutschland entwickelten und erprobten Techniken weltweit einsetzen zu können. Dies ist für den globalen Erfolg der deutschen PV-Industrie von größter Bedeutung, da auf den weiteren aussichtsreichen Solarmärkten (Spanien, Korea, USA) eine deutlich stärkere Tendenz zu großen Freiflächenanlagen zu beobachten ist.

In den großen Freiflächenanlagen werden neue kostengünstige Technologien und Verfahren im großen Maßstab eingesetzt und erprobt. Bei der Modultechnik, die für die Investitionskosten der Anlagen von entscheidender Bedeutung ist, wird in zunehmenden Maße Dünnschichttechnologie eingesetzt, da der geringere Wirkungsgrad und damit größere Flächenverbrauch im Vergleich zu konventionellem Silizium auf der Freifläche weniger entscheidend ist als die günstigen Investitionskosten pro kWp.

Bei den großen Anlagen ist es unumgänglich konsequent in die Optimierung der Systeme zu investieren, damit die Anlagen in den nächsten Jahren in Deutschland überhaupt noch wirtschaftlich darstellbar sind.

Auch bei der Gestelltechnik konnte über größere Gestelltische (z. B. mehr Modulreihen übereinander), optimierten Materialeinsatz, vereinfachte Montageverfahren und günstige Verfahren zur Gründung eine kontinuierliche Kostenreduzierung erreicht werden.

Die zentrale Komponente der elektrischen Systemtechnik ist der Wechselrichter, der die Gleichspannung aus dem PV-Feld in Wechselfrequenz wandelt und mit möglichst hohem Wirkungsgrad ins Stromnetz einspeist. Bei den Freiflächenanlagen sind folgende Kriterien bei der Auswahl des Wechselrichters entscheidend:

- Der Wirkungsgrad wirkt sich direkt auf den Ertrag und damit die Wirtschaftlichkeit der Gesamtanlage aus.
- Die Zuverlässigkeit und der Service- und Wartungsaufwand hat einen entscheidenden Einfluss auf den Ertrag und die Betriebskosten der Anlage über die Laufzeit (>20 Jahre).
- Die Investitionskosten für die Wechselrichter sind für die Wirtschaftlichkeit der Anlage selbstverständlich ebenfalls von hoher Bedeutung. Da die Wechselrichterkosten aber nur ca. 10 % der Gesamtanlage betragen, ist dies nicht das zentrale Entscheidungskriterium.

Prinzipiell kann man bei den großen Freiflächenanlagen zwischen einem zentralen Konzept und einem dezentralen Konzept unterscheiden.



Bei dem **zentralen Konzept** werden die Modulstränge auf möglichst hohem Spannungsniveau auf der DC-Seite über Sammelkästen parallel geschaltet und zu einem großen zentralen Wechselrichter geführt. Die Sunny Central Baureihe von SMA bietet große Zentral-Wechselrichter im Leistungsbereich von 100 kW bis zu 1 MW.



Abb. 3: Sunny Central SC500 HE, die optimale Lösung für große PV-Kraftwerke. Aus 2 Wechselrichtern wird eine Megawatt-Station aufgebaut

Wichtige Optimierungsschritte, die in den letzten Jahren an der Sunny Central Baureihe insbesondere in Hinblick auf große Freiflächenanlagen durchgeführt wurden, sind:

- Reduzierung des Verkabelungsaufwandes durch Erhöhung der DC-Spannung auf bis zu 1000 VDC.
- Erhöhung des Systemwirkungsgrades durch direkte Mittelspannungseinspeisung ohne Niederspannungstransformator.
- Anpassung der Systemkomponenten auf neue preisgünstige Modultypen (Dünnschichttechnologie).
- Kontinuierliche Weiterentwicklung der Daten und Überwachungstechnik für eine optimale Betriebsführung der PV-Kraftwerke.

Bei dem **dezentralen Konzept** werden Wechselrichter im kleineren Leistungsbereich dezentral im Feld eingesetzt, d. h. der größte Teil der Verkabelung im Feld erfolgt auf der Wechsellspannungsseite. Ein ideales Gerät für diese Anwendung ist der SMC 8000 TL von SMA, der mit einem gewichteten Wirkungsgrad (Euro-Eta) von 97,7 % alle ande-

ren Systeme in den Schatten stellt und zudem ein sehr günstiges Preis-Leistungsverhältnis bietet. Das Gerät mit einer Nennleistung von 8 kW wird inzwischen in Anlagen bis zu mehreren MWp eingesetzt.



Abb. 4: SMC 8000 TL mit 98 % Wirkungsgrad, der ideale Wechselrichter für dezentral aufgebaute Freiflächenanlagen

Das dezentrale Anlagenkonzept bietet folgende Vorteile:

- Extrem hoher Wirkungsgrad mit separatem MPP-Tracker pro Gerät.
- Keine Kraftwerkstechnik, sondern Standard Wechselspannungs-Installationstechnik, damit einfache Installation und einfacher Service.
- Robuste, kompakte Outdoor-Geräte, die einfach im Feld an den Modulgestellen montiert werden können.
- Die Diagnosetechnik bis auf Stringebene ist im Gerät integriert.

Bei dem SMC 8000 TL konnte aufgrund des ausgereiften Designs und der optimierten Fertigungstechnik ein sehr günstiger spezifischer Preis erreicht werden, so dass er sich selbst bezüglich der Investitionskosten mit den Großwechselrichtern durchaus messen kann. Der entscheidende Vorteil der dezentralen Lösung ist sicherlich das einfache Handling im Falle einer Betriebsstörung; das einzelne Gerät kann ohne einen Spezialisten vor Ort problemlos vom Anlagenbetreiber getauscht werden. Insbesondere bei Anlagen, die im Ausland weit entfernt von Servicestationen installiert sind, kann das bei der langen Betriebsdauer von über 20 Jahren ein wichtiges Auswahlkriterium sein.



4 Der Solarpark Waldpolenz

Bis Ende 2009 errichtet die juwi-Gruppe auf einem ehemaligen Militärflughafen östlich von Leipzig eine 40-Megawatt-Anlage mit modernster Dünnschichttechnologie. Das Investitionsvolumen beträgt rund 130 Millionen Euro, Waldpolenz ist damit ein Meilenstein für die Entwicklung der juwi-Gruppe und für die Photovoltaik allgemein: Das Kraftwerk ist dank seiner Größe und den damit verbundenen Einsparmöglichkeiten auf allen Ebenen der Systemkosten ein Beleg für die Fortschritte in der Photovoltaikindustrie. Der juwi-Gruppe gelang es, gemeinsam mit der Sachsen LB-Gruppe, zeitlich parallel zur Projektierungs- und Genehmigungsphase des Projektes die Eigenkapital- und Fremdkapitalfinanzierung professionell zu strukturieren. Das Eigenkapital des Projektes wird als geschlossener Fonds interessierten Anlegern angeboten.



Abb. 5: Solarpark Waldpolenz

Der Solarpark Waldpolenz demonstriert in eindrucksvoller Weise den „State of the Art“ großer Freiflächenanlagen.

Nachfolgend sind die wichtigsten Anlagendaten zusammengestellt.



Kurzfinfo

**Energiepark Waldpolenz (Muldentalkreis / Sachsen) in Zahlen**Rammen der ersten Pfosten
am 19. März 2007Aufbau der ersten Aluminiumtische
für die Solarmodule am 26. März 2007**Gesamtübersicht**

Standort	Ehemaliger Militärflugplatz 04821 Brandis / 04828 Bennewitz (Muldentalkreis / Sachsen)
Grundfläche für den Solarpark	110 Hektar (entspricht etwa 200 Fußballfeldern)
Installierte Nennleistung (gesamt)	ca. 40.000 Kilowatt _{peak}
Modulfläche (gesamt)	ca. 400.000 m ²
Anzahl Module / Modultyp	ca. 550.000 Module / First Solar FS-265 etc. (Dünnschichttechnologie; produziert u.a. in Frankfurt/Oder)
Anzahl Wechselrichter / Typ	35 Stationen vom Typ SMA SC 1000 MW
Unterkonstruktion	Leichtmetallbau Schletter GmbH (83527 Haag/Oberbayern)
Prognostizierter Ertrag (gesamt)	ca. 40 Mio. Kilowattstunden pro Jahr (entspricht dem Jahresbedarf von über 10.000 Haushalten)
Vermiedene Schadstoffe	u. a. rund 25.000 Tonnen Kohlendioxid (CO ₂)
Investitionsvolumen	ca. 130 Mio. Euro
Finanzierung	Eigenkapital: in Form eines Solarfonds Fremdkapital: Darlehen der Sachsen LB
Betriebsart	Einspeisung in das Stromnetz der envia Netz
Vergütung	33,18 bis 37,96 Cent pro kWh (je nach Datum der Inbetriebnahme)
Baubeginn / Inbetriebnahme	Februar 2007 bis Dezember 2009 (in mehreren Bauabschnitten)
Nutzungsdauer	mindestens 20 Jahre (voraussichtlich jedoch 30 bis 40 Jahre)

Weitere Informationen

juwi solar GmbH, Friedhofweg 10, 67295 Bolanden, fon. +49. (0)6352. 70 66 8-0
fax. +49 (0)6352. 70 66 8-88, e-mail. solar@juwi.de, internet. www.juwi.de

Stand: 20.04.2007, Alle Angaben ohne Gewähr, erstellt: ch, ll

Tabelle 1: Anlagendaten des Solarpark Waldpolenz



Der Solarpark wird mit 35 Stationen vom Typ Sunny Central 1000 MV von SMA ausgerüstet. Jede Station besteht aus zwei 500 kW Wechselrichtern mit einem gemeinsamen Mittelspannungstransformator und ist für ein Solarfeld von mehr als 1 MWp ausgelegt. Mit einer Zusatzausrüstung ist eine Leerlaufspannung von bis zu 1000 VDC möglich. Die hohe DC-Spannung reduziert den Verkabelungsaufwand und die Übertragungsverluste im Feld.



Abb. 6: Wechselrichterstation SC 1000 MV mit DC-Hauptverteilern



Abb. 7: Sunny String Monitor Cabinet für 16 Eingänge

Die Parallelschaltung der Modulstränge auf der DC-Seite erfolgt über Verteilerkästen mit einer integrierten Stringüberwachung. Mit dem Sunny String Monitor bietet SMA eine detaillierte Überwachung des PV-Generators. Durch Messung und Vergleich der einzelnen Stringströme werden Störungen im Solargenerator sicher erkannt und können direkt ausgewertet werden.

Die Einbindung des Solarparks in das Netz der envia erfolgt auf der 110 kV-Ebene.

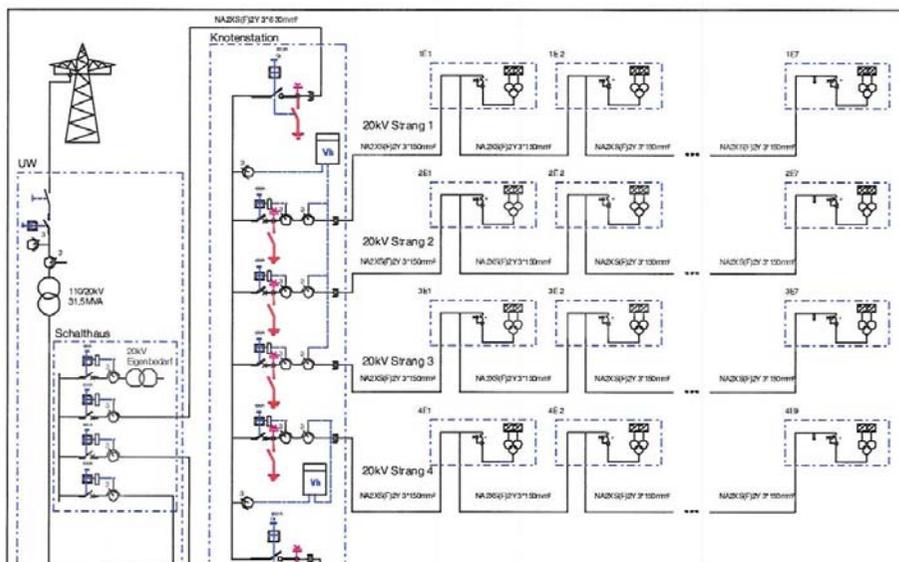


Abb. 8: Übersichtsplan der Netzanbindung

Eine statische Begrenzung der eingespeisten Wirkleistung wird in Waldpolenz bereits realisiert, da hier die erzeugte Leistung quasi unmittelbar ins Hochspannungsnetz eingespeist wird. Das Leistungsangebot kann in Stufen auf 100 %, 60 %, 30 % bis auf 0 % begrenzt werden. Die Funktionalität wird über Rundsteuersignale realisiert, die der Netzbetreiber der Leitstelle des Solarparks zur Verfügung stellt. Die Anforderungen an die Reaktionszeit liegen im Minutenbereich und können bereits heute - unter Einbeziehung einer entsprechenden Datentechnik-Schnittstelle - mit den Sunny Central Wechselrichtern von SMA realisiert werden.

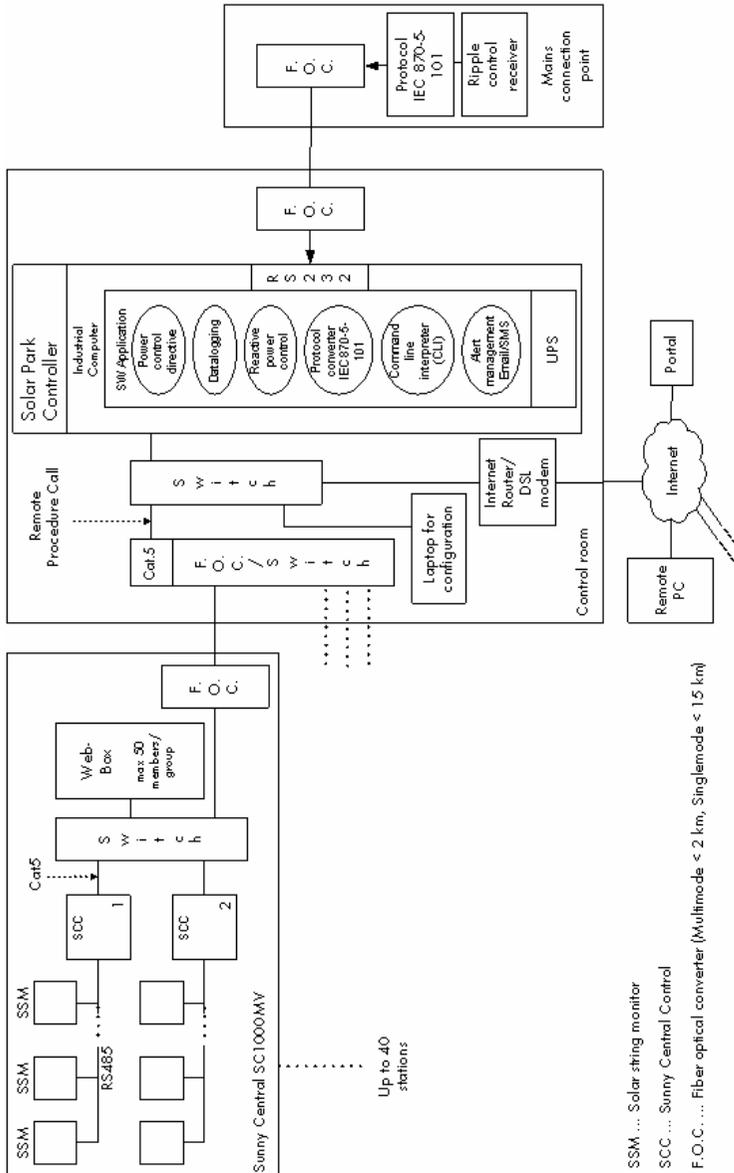


Abb. 9: Übersichtsbild der Datenerfassung mit Solarparkcontroller

Für das Kraftwerk wird ein zugeschnittener Solarpark-Controller implementiert, der die vom Energieversorger geforderten Schnittstellen und Regelungsfunktionen bereitstellt.



Darüber hinaus werden die wichtigen Anlagen- und Betriebsdaten aller Geräte bis hin zur Überwachung der Modulstrings für die Betriebsführung in einem Internet Portal zur Verfügung stellt. Im Sunny Portal können die Anlagendaten komfortabel aufbereitet und dargestellt werden.

5 Ausblick

Die Freiflächenanlagen stehen in Deutschland im Rahmen des EEG unter besonders starken Kostendruck. Der Solarpark in Waldpolenz zeigt den „State of the Art“ bei großen Freiflächenanlagen und macht deutlich, dass nur durch kontinuierliche Innovationen die ehrgeizigen Kostenziele für die Photovoltaik erreicht werden können. Eine Kostendegression, wie sie in Deutschland durch die EEG-Novelle für Freiflächenanlagen vorgesehen ist, wird nach momentanen Kenntnisstand aber nicht erreicht werden können, so dass das Thema Freiflächenanlagen sich unter diesen Umständen in Zukunft ins Ausland verlagern würde.

Bei den Freiflächenanlagen werden sich zentrale und dezentrale Konzepte miteinander messen müssen, wobei gerade bei einem zunehmenden Auslandgeschäft das dezentrale Konzept gute Chancen hat auch in großen Anlagen mehr und mehr Anteile zu gewinnen.

Die Kostenreduzierung muss, neben der Modultechnik, weiterhin alle Ebenen der Systemtechnik umfassen. Bei den Wechselrichtern geht es hier um eine weitere Optimierung des Wirkungsgrades, sowie mittelfristig um eine weitere Erhöhung der Systemspannung. Der Einsatz von Outdoor-Wechselrichtern auch im großen Leistungsbereich kann darüber hinaus die Kosten für bauliche Maßnahmen reduzieren.

In Waldpolenz wird schon jetzt eine Regelung der Wirkleistung realisiert, da diese Anlage ins Hochspannungsnetz einspeist. Die neue VDN-Richtlinie für den Anschluss und den Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz fordert Systemdienstleistung von den EEG-Einspeisern auch auf dieser Netzebene. Da die meisten Freiflächenanlagen ins Mittelspannungsnetz einspeisen, müssen die geforderten Funktionalitäten perspektivisch in alle Photovoltaik-Wechselrichter integriert werden.

6 Literatur

/1/ www.unendlich-viel-energie.de

/2/ www.solarwirtschaft.de

/3/ Photon 10/2007



/4/ Photon 8/2007

/5/ Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz. Richtlinie für den Parallelbetrieb/ VDN/
Juni 2007



Regelung von Netzstromrichtern in dezentralen Energiesystemen als aktive Filter

Igor Merfert, Andreas Lindemann

Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg

Fakultät für Elektrotechnik

Lehrstuhl für Leistungselektronik

Universitätsplatz 2

39106 Magdeburg

Tel. 0391 - 6712251

merfert@et.uni-magdeburg.de

Kurzfassung

Neben der Einspeisung von Wirkleistung in das Energieversorgungsnetz eignen sich besonders inverterbasierte dezentrale Energieversorgungsanlagen zur Übernahme von Systemdienstleistungen im Netz, sofern ungenutzte Bemessungsleistung verfügbar ist. Dieser Beitrag beschäftigt sich mit der Kombination der Funktionen „Wirkleistungseinspeisung“ und „aktiver Filter“ in einer solchen Anlage. Der theoretischen Betrachtung folgt die Darstellung einer Realisierung.

Abstract

Besides their main task, decentralized power generators can combine electric power generation with system services if the inverter has current capability to spare. This paper deals with the system services, power quality improvement and a reactive power compensation, in a fuel cell based decentralized electrical power generator. A control strategy and a practical realization are introduced.

1 Einleitung

Der Anteil dezentraler Energieerzeugungsanlagen (DEA) an der elektrischen Energieerzeugung im Vergleich zu Großkraftwerken wird in den nächsten Jahrzehnten zunehmen. Neben der Erzeugung von Elektroenergie kann eine dezentrale Energieversorgungsanlage jedoch auch Systemdienstleistungen, wie Verbesserung der



Spannungsqualität und Blindleistungsbereitstellung, neben ihrer eigentlichen Aufgabe der Energieeinspeisung, übernehmen [1].

Bild 1 zeigt als Beispiel einer dezentralen Energieerzeugungsanlage einen brennstoffzellenbasierten Elektroenergieerzeuger mit einer Leistung $P \geq 5 \text{ kW}$. Die Brennstoffzelle liefert eine Gleichspannung die über einen unidirektionalen Gleichspannungswandler auf eine Zwischenkreisgleichspannung von 750 V heraufgesetzt wird. Aus diesem Zwischenkreis wird mit einem Dreiphaseninverter in ein 400-V-Dreiphasenetz eingespeist. Zum Schutz der Brennstoffzelle vor Netzausfällen und zur Ermöglichung einer variablen Leistungseinspeisung in das Netz bei konstanter Brennstoffzellenleistung werden Elektroenergiespeicher mit hoher Leistungsdichte (Doppelschichtkondensatoren) oder hoher Energiedichte (Akkumulatoren) über bidirektionale Gleichspannungswandler an den Gleichspannungszwischenkreis angebunden.

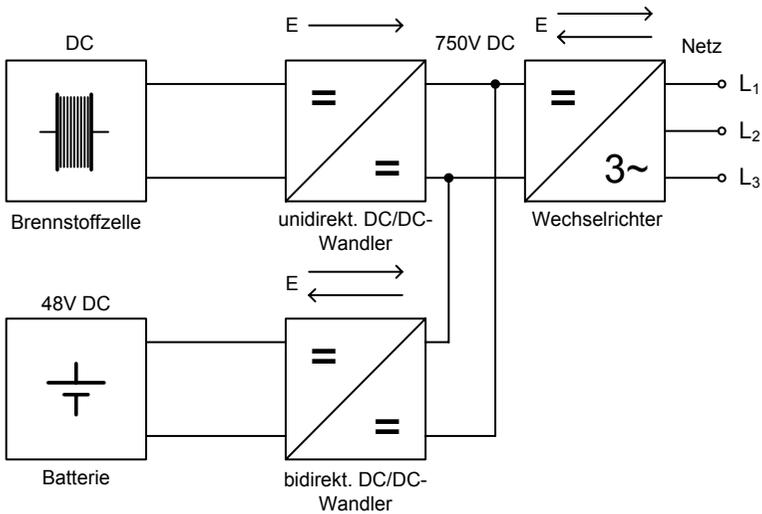


Bild 1 Übersichtsplan einer dezentralen Energieerzeugungsanlage

Zur Realisierung von Systemdienstleistungen im Versorgungsnetz ist die Differenz zwischen gegenwärtig realisierter Leistung und Bemessungsleistung des Wechselrichters nutzbar. Auch eine gezielt höhere Auslegung der Bemessungsleistung kann verfügbare Reserven für derartige Aufgaben schaffen.

2 Einspeisung von Wirkleistung / Bemessung des Inverters

Die Einspeisung von Wirkleistung in das Netz kann durch Erzeugung einer Sinusspannung durch den Inverter einer dezentralen Energieerzeugungsanlage erfolgen, Bild 2. Die Differenzspannung zwischen Energieerzeugungsanlage und Netz ($u_{LL1} = u_{1N} - u_{L1N}$) verursacht den Netzstrom i_{L1} , der für den Fall, dass die Netzspannungen sinusförmig sind, ebenfalls die Form einer Sinusfunktion annimmt.

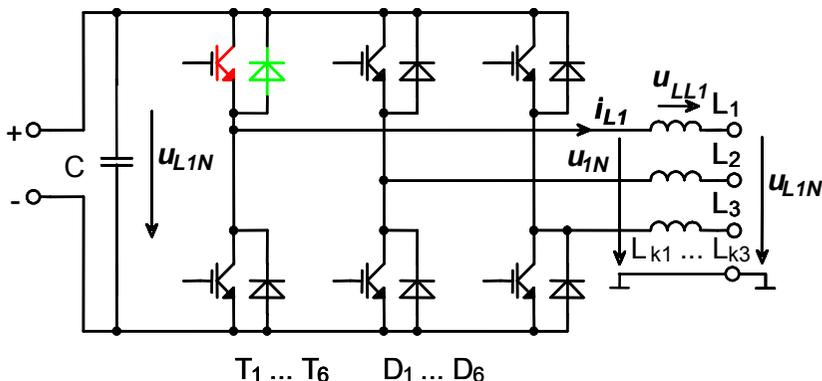


Bild 2 Inverter in einer DEA

Eine Möglichkeit den Wirkleistungsfluss zu steuern, ergibt sich über die die Regelung der Zwischenkreisspannung. Für eine positive Differenz zwischen Zwischenkreisspannung und ihrem Sollwert wird Leistung aus dem Kondensator C über den Inverter in das Netz abgegeben, für eine negative Differenz Leistung aufgenommen, vgl. Bild 2. Wird andererseits Leistung in den Zwischenkreis über die Klemmen „+“ und „-“ eingespeist, erhöht sich die Spannung des Kondensators C und ist somit wiederum größer als ihr Sollwert. Auf diese Weise kann der Leistungsfluss zwischen Netz, Zwischenkreis und Einspeisung über die Klemmen „+“ und „-“ gesteuert werden. Soll ausschließlich Wirkleistung in das Netz gelangen, muss die Spannung über L_k , z. Bsp. u_{LL1} , der Netzspannung um 90° vorauslaufen.

Die mittlere Strombelastung der Schalter und Dioden und somit die Auslastung der Bemessungsleistung ist lastabhängig. Sowohl Scheinleistung als auch die Phasenverschiebung zwischen Strom und Spannung sind bei sinusförmigen Netzgrößen zu berücksichtigen.



3 Berechnungsgrundlagen

Ausgehend von den Berechnungsgrundlagen der Momentanleistungstheorien [2-7] wurde eine Berechnungsvorschrift im Zeitbereich verwendet [8]. Gemäß der Darstellung in Bild 3 werden die drei Phasenspannungen u und die Netzströme i_n , die Leiterströme i_l und die Kompensationsströme i_k wie folgt definiert:

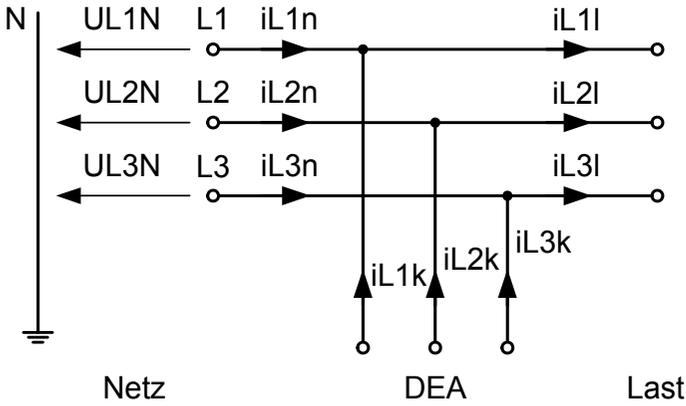


Bild 3 Definition der Netzgrößen

$$\vec{u} = \begin{pmatrix} u_{L1N} \\ u_{L2N} \\ u_{L3N} \end{pmatrix} \quad (\text{Gl. 1})$$

$$\vec{i}_n = \begin{pmatrix} i_{L1n} \\ i_{L2n} \\ i_{L3n} \end{pmatrix}; \vec{i}_l = \begin{pmatrix} i_{L1l} \\ i_{L2l} \\ i_{L3l} \end{pmatrix}; \vec{i}_k = \begin{pmatrix} i_{L1k} \\ i_{L2k} \\ i_{L3k} \end{pmatrix} \quad (\text{Gl. 2...4})$$

Vernachlässigt man Spannungsabfälle zwischen Netz, Last und Inverter können die Momentanleistungen wie folgt angegeben werden.

Netzleistung $p_n = \vec{u} \cdot \vec{i}_n$ (Gl. 5)

Lastleistung $p_l = \vec{u} \cdot \vec{i}_l$ (Gl. 6)



$$\text{Kompensationsleistung } p_k = \vec{u} \cdot \vec{i}_k \quad (\text{Gl. 7})$$

Hieraus lässt sich die Wirkleistung durch Integration über eine Periodendauer der Grundschwingung bestimmen:

$$P_n = \frac{1}{T_P} \cdot \int_{t-T_P}^t p_n(\tau) d\tau \quad (\text{Gl. 8})$$

$$P_l = \frac{1}{T_P} \cdot \int_{t-T_P}^t p_l(\tau) d\tau \quad (\text{Gl. 9})$$

$$P_k = \frac{1}{T_P} \cdot \int_{t-T_P}^t p_k(\tau) d\tau \quad (\text{Gl. 10}).$$

Das Zeitfenster dieser Glättung kann je nach Netzbelastung gewählt werden. Für B6-Lasten ist ein Glättungsfenster von einem Sechstel der Netzperiodendauer ausreichend, für andere Lastfälle können auch größere Zeitfenster notwendig werden.

Da keine Verbraucher und Speicher zwischen den drei betrachteten Blöcken liegen, gilt für die Momentanleistung des Netzes

$$p_n = p_l - p_k \quad (\text{Gl. 11})$$

und für die mittlere bzw. Wirkleistung

$$P_n = P_l - P_k \quad (\text{Gl. 12})$$

Mit der Spannung u im symmetrischen Dreiphasennetz

$$\vec{u} = \hat{U} \cdot \begin{pmatrix} \sin(\omega t) \\ \sin\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \sin\left(\omega t + \frac{2\pi}{3}\right) \end{pmatrix} \quad (\text{Gl. 13})$$

lässt sich der Strom i_n , sofern er proportional zur Spannung u ist, wie folgt darstellen

$$\vec{i}_n = \frac{\hat{I}_n}{\hat{U}} \cdot \vec{u} \quad (\text{Gl. 14}).$$

Daraus lässt sich die Wirkleistung des Netzes P_n



$$P_n = \frac{3}{2} \hat{U} \hat{I}_n \quad (\text{Gl. 15})$$

und somit der ausschließlich notwendige Wirkstrom im Netz angeben

$$\hat{I}_n = \frac{2}{3} \frac{P_n}{\hat{U}}. \quad (\text{Gl. 16}).$$

Mit Gl. 14 kann der Netzstrom, hier nur Wirkstrom, wie folgt notiert werden

$$\vec{i}_n = \frac{2}{3} \frac{P_n}{\hat{U}^2} \vec{u} \quad (\text{Gl. 17}).$$

Daraus wird der erforderliche Kompensationsstrom ermittelt, der diesen Wirkstrom ermöglicht

$$\vec{i}_k = \vec{i}_l - \frac{2}{3} \frac{P_l - P_k}{\hat{U}^2} \vec{u}; \quad (\text{Gl. 18})$$

welcher mit

$$\vec{u} \cdot \vec{u} = \frac{3}{2} \hat{U}^2 \quad (\text{Gl. 19})$$

das Ergebnis dieser Betrachtung ist

$$\vec{i}_k = \vec{i}_l - \frac{P_l - P_k}{\hat{u}^2} \vec{u} \quad (\text{Gl. 20}).$$

Wird der in Gl. 20 dargestellte Strom vom Inverter aufgebracht, ist der Anteil von Blind- bzw. Verzerrungsströmen im Netz null. Die Dimensionierung des Inverters und seine Regelung müssen sicherstellen, dass dieser Strom realisierbar ist.

4 Simulation

Die Gesamtanordnung einer dezentralen Energieerzeugungsanlage basierend auf einem Inverter wurde in Bild 1 vorgestellt. Mit Nullsetzen der Einspeiseleistung kann die Energieerzeugungsanlage als aktiver Filter betrachtet werden. Die Einbindung des Inverters in die Netzstruktur ist in Bild 4 dargestellt. Als Eingangsgrößen für die Regelung werden die drei Phasenspannungen sowie die Last- und die Inverterströme benötigt, um das System vollständig zu beschreiben.

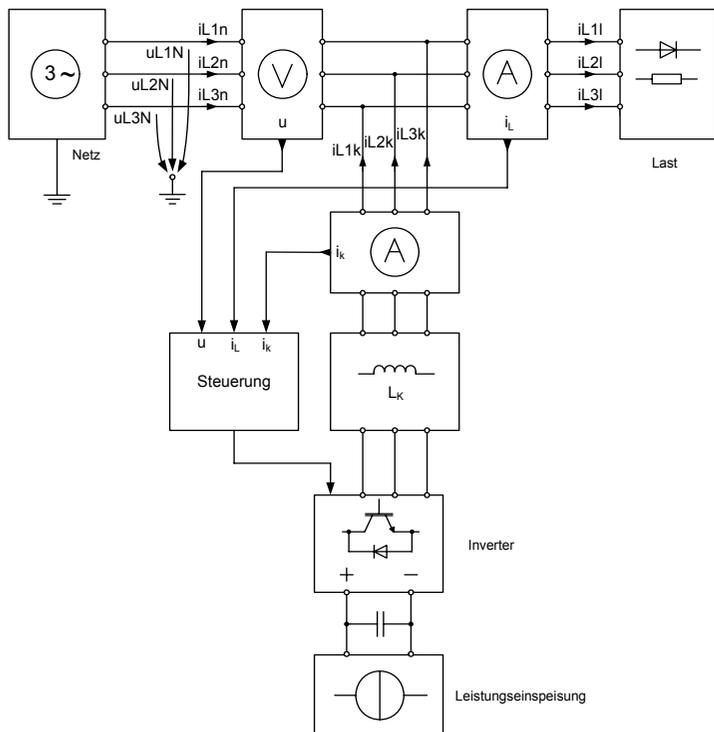


Bild 4 Einbindung des Inverters in die Netzstruktur

Zur Steuerung des Inverters als Einspeiser und Kompensator wird die in Bild 5 dargestellte Struktur verwendet. Simulierte Verläufe aus in der Regelung sind in Bild 6 gezeigt. Entsprechend Gl. 5 wird zunächst die Wirkleistung der Last bestimmt. Dies erfolgt durch Multiplikation der sinusförmigen Netzspannung in der Simulation bzw. durch Multiplikation der Grundwelle der Netzspannung in der praktischen Realisierung mit den Lastströmen i_j . Die Addition der drei Phasenleistungen führt zur momentanen Systemleistung, vgl. Bild 6. Durch Bildung des gleitenden Mittelwerts der Systemleistung über eine Periodendauer der Netzspannung, in der Simulation, bzw. über ein Sechstel der Periodendauer, in der praktischen Realisierung, wird der Wirkleistungsbedarf der Last über diesen Zeitraum bestimmt. Danach erfolgt eine Addition mit dem Leistungswert, der aus der Zwischenkreisspannungsregelung bereitgestellt wird. Die folgende Division durch den u^2 -Wert und die anschließende Multiplikation mit den drei Grundwellen der Netzspannung ergibt den Strom, der die aktuelle Wirkleistung im Teilnetz mit dem Verbraucher repräsentiert.

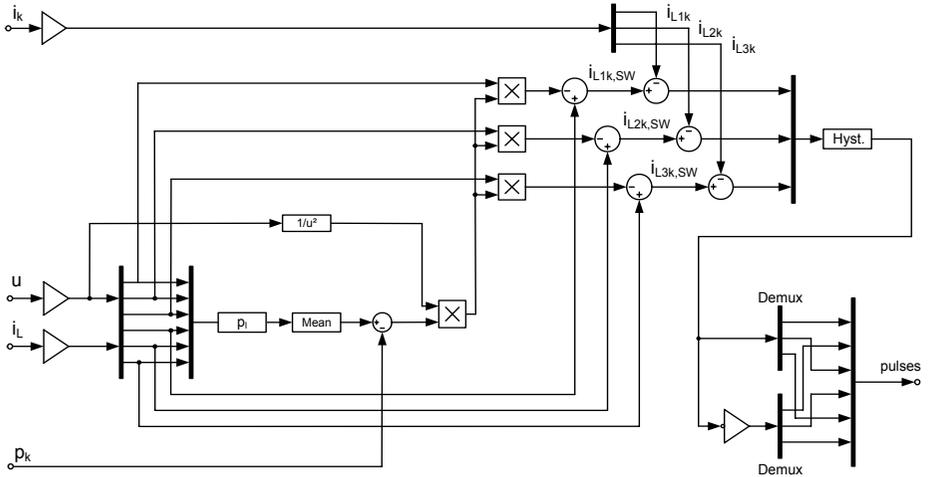


Bild 5 Struktur der Inverterstromregelung

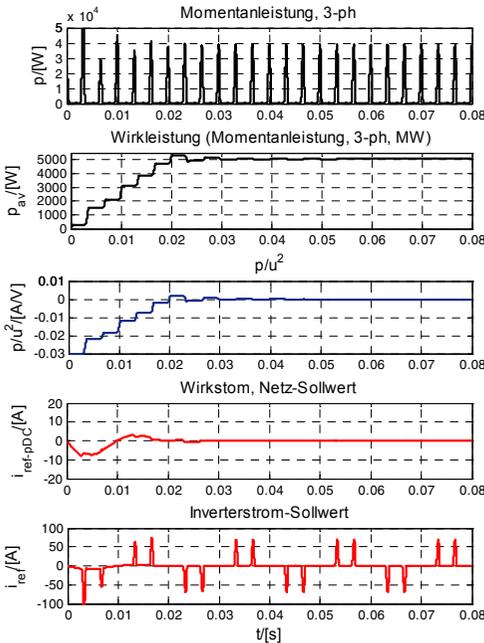


Bild 6 Verläufe der Regelgrößen in der Simulation bei Verwendung einer R-Last an einer B6U

Alle abweichenden Stromanteile sind als Blind- bzw. Oberwellenströme interpretierbar und können deshalb ohne Wirkleistungsanteile kompensiert werden. Mit Vorliegen des Wirkstromwertes im betrachteten Teilnetz ist die Sollwertbildung abgeschlossen. Die folgende Regelung stellt sicher, dass der Inverterstrom seinem Sollwert folgt, der als Differenz zwischen dem sinusförmigen, blindstromfreien Netzstrom und dem Strom im Teilnetz der Last errechnet wird. Während in der Simulation eine Hystereseregulierung zur Invertersteuerung verwendet wurde, ist in der praktischen Realisierung eine Pulsweitenmodulation implementiert.

5 Realisierung

Für die Realisierung der Hardware wurden ein handelsüblicher Wechselrichter und eine DSP-Stuereinheit verwendet. Die eingesetzte DSP-Steuerung bewältigt die erforderlichen Berechnungen in Echtzeit. Daher sind keine speziellen Softwareanpassungen bei der Übertragung der Regelung von der Simulation auf den DSP notwendig. Die Taktfrequenz des Inverters beträgt 20 kHz, kann jedoch auch kleiner eingestellt werden. Die Induktivität der verwendeten Drosseln beträgt 2 mH. Die Zwischenkreisspannung kann bis 800 V betragen.

In Bild 7 und 8 wird die Generierung von Grundwellenblindleistung gezeigt. Der Gleichspannungszwischenkreis wird hierbei ohne Leistungszufuhr betrieben. Je nach Phasenverschiebung und Amplitude der vom Inverter erzeugten Spannung kann die Höhe und das Vorzeichen der Grundwellenblindleistung bestimmt werden. Aufgrund des vergleichsweise geringen Rechenleistungsbedarfs ist die Ermittlung der Ansteuerungsverläufe durch einen Mikrocontroller möglich.

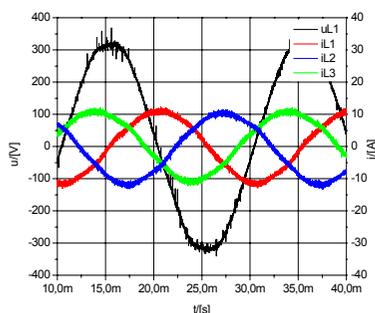
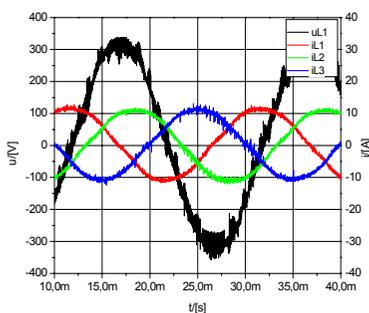


Bild 7 Blindleistungserzeugung: induktiv (re) und kapazitiv (li), $P_b \approx 5 \text{ kVar}$



Für den Betrieb als aktiver Filter für eine vollständige Blindleistungs- und Oberwellenblindleistungskompensation eines Teilnetzes bzw. einer einzelnen Last ist eine Leistungseinspeisung in den Zwischenkreis ebenfalls nicht erforderlich. Da die Sollwerte zur Inverterstromregelung in Echtzeit errechnet werden, ist hier im Gegensatz zur Grundwellenkomensation eine hohe Rechenleistung für die Regelung

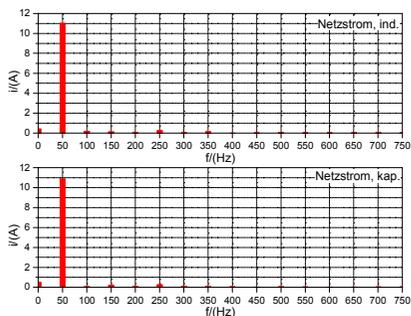


Bild 8 FFT (Spitzenwerte) für die Netzströme i_{L1} aus Bild 7



notwendig.

In Bild 9 ist eine vollständige Blindleistungskompensation für eine ohmsche Last an einer B6-Gleichrichtung ohne Zwischenkreisleistungseinspeisung gezeigt. Die zugehörige FFT ist in Bild 11 angegeben.

Bild 10 zeigt den für dezentrale Energieversorgungsanlagen angestrebten gleichzeitigen Betrieb zur Leistungseinspeisung und als aktiver Filter. Das Netz wird hier im betrachteten Frequenzbereich mit einer vernachlässigbaren Blindleistung und wesentlich reduziertem Oberwellengehalt belastet, vgl. Bild 12. Gleichzeitig wird jedoch auch deutlich, dass der Inverter aufgrund der zwei auftretenden Stromanteile eine

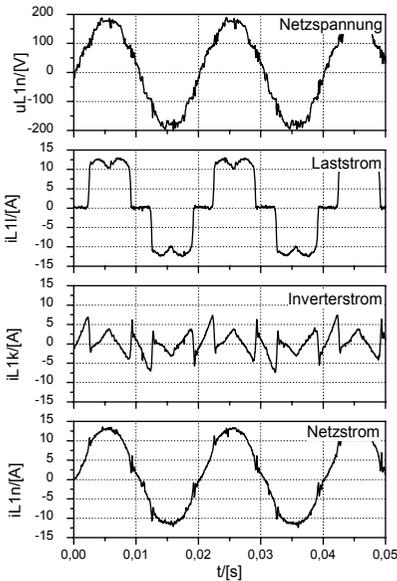


Bild 9 Spannungs-, Laststrom-, Inverterstrom und Netzstromverlauf bei vollständiger Blindleistungskompensation ohne Leistungseinspeisung, $P_i \approx 1$ kW

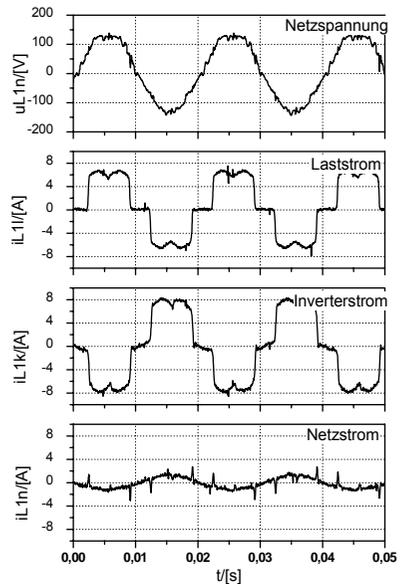


Bild 10 Spannungs-, Laststrom-, Inverterstrom und Netzstromverlauf bei vollständiger Blindleistungskompensation mit Leistungseinspeisung, $P_i \approx 350$ W, $P_n \approx 0.5$ kW

höhere Strombelastung erfährt.

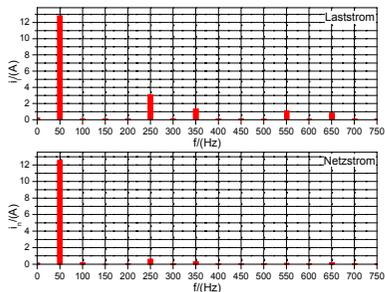


Bild 11 FFT (Spitzenwerte) des Laststromes und des Netzstromes zu den Verläufen in Bild 9

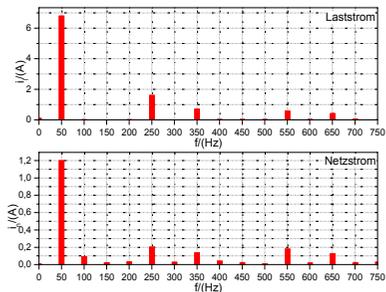


Bild 12 FFT (Spitzenwerte) des Laststromes und des Netzstromes zu den Verläufen in Bild 10

Die gezeigten Messverläufe wurden an einem dreiphasigen Trennstelltransformator zur Verifikation der erstellten Software aufgenommen. Nach Sicherstellung der Stabilität der Regelung wird auf diesen dann verzichtet werden können. Dies wird in Verbindung mit einer optimierten Regelung zu einer wesentlichen Verringerung der wirksamen Netzimpedanzen führen und damit auch die Qualität der Zeitverläufe entscheidend erhöhen.

6 Zusammenfassung

Mit einem weiter steigenden Anteil dezentraler Energieversorgungsanlagen im Energieversorgungsnetz rücken auch Fragen nach Übernahme zusätzlicher Aufgaben im Netz für derartige Anlagen zunehmend in den Fokus, sofern ungenutzte Inverterbemessungsleistung zur Verfügung steht. Insbesondere inverterbasierte Anlagen eignen sich zur Wahrnehmung von Systemdienstleistungen, wie aktive Netzfilter zur Blindleistungs- und Oberwellenkompensation, da sie schaltungstechnisch in der Regel alle Voraussetzungen ohne Umbauten oder Erweiterungen erfüllen.

Von entscheidender Bedeutung ist neben der Verbindung der Leistungselektronik für die Grundaufgabe und die Zusatzleistungen auch die softwaretechnische Realisierung von Energieerzeugungs- und Kompensationsanlage (aktiver Filter). Um eine permanente Kombination „Energieeinspeisung“ und „Aktiver Filter“ auch bei Einspeisevolllast zu ermöglichen, ist eine Erhöhung der Bemessungsleistung des Inverters gegenüber seiner maximalen Einspeiseleistung erforderlich. Einen technisch und ökonomisch sinnvollen Kompromiss an dieser Stelle zu finden, wird Aufgabe künftiger Entwicklungen sein.



Eine mögliche Implementierung für die Kombination dieser beiden Aufgaben wurde theoretisch und praktisch vorgestellt.

Die Autoren danken dem Wirtschaftsministerium des Landes Sachsen-Anhalt für die Förderung dieses Themas im Rahmen des Verbundprojektes Intell-FC.

7 Literatur

- [1] Dezentrale Energieversorgung 2020, Studie der ETG, 2007
- [2] Montero, Maria Isabel, Cadaval, Enrique Romero, Gonzalez, Fermin Barrero
Comparison of Control Strategies for Shunt Active Power Filters in Three-Phase Four-Wire Systems
IEEE Transactions on Power Electronics, Vol. 22, No. 1 2007, pp. 229-236
- [3] Mantano, J.C.; Salmeron, P.;
Power losses derived of instantaneous compensation in three-phase four-wire systems
Electrotechnical Conference, 2004. MELECON 2004. Proceedings of the 12th IEEE Mediterranean
- [4] Hyosung Kim; Blaabjerg, F.; Bak-Jensen, B.; Jaeho Choi;
Instantaneous power compensation in three-phase systems by using p-q-r theory
IEEE Transactions on Power Electronics, Volume 17, Issue 5, Sept. 2002 Page(s): 701 - 710
- [5] Xianzhong Dai; Guohai Liu; Gretsche, R.;
Generalized theory of instantaneous reactive quantity for multiphase power system
Power Delivery, IEEE Transactions on Volume 19, Issue 3, July 2004
- [6] Asquerino, Juan Carlos, Revuelta, Patricio Salmeron.;
Strategies of Instantaneous Compensation for Three-Phase Four-Wire Circuits
IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 17, No. 4, 2002, pp. 1079-1084
- [7] Herrera, Reyes; Salmeron, Patricio;
Instantaneous Reactive Power Theory: A Comparative Evaluation of Different Formulations
IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 22, No. 1, 2007, pp. 595-604
- [8] Merfert, I., Lindemann, A.;
Application of a simplified control scheme for the generalized instantaneous reactive power theory in active power filters for decentralized energy generation, PCIM 2007, Nürnberg, Germany



Virtuelle Synchronmaschine in stromrichterdominierten schwachen Netzen

Hans-Peter Beck – Ralf Hesse - Dirk Turschner

TU Clausthal

Das vorgestellte Konzept der Virtuellen Synchronmaschine (VISMA) ermöglicht die dezentrale Netzeinbindung beliebiger elektrischer, vorzugsweise regenerativer Erzeuger wie Wind-, Fotovoltaik- und Brennstoffzellensysteme auch in schwach ausgebauten Netzen und gestattet dabei durch seine Analogie zur elektromechanischen Synchronmaschine den traditionellen und bewährten Netzbetrieb mit allen gewohnten statischen und dynamischen Merkmalen. Durch die exakte Nachbildung der Synchronmaschine wird ein selbstorganisierender Netzbetrieb beliebig vieler Einspeiser ohne zusätzliche Kommunikationsverbindungen allein über die drei Außenleiter des Netzes angestrebt. Die Weiterentwicklung des VISMA-Konzeptes hat zum Ziel, durch Überlagerung einer virtuellen Maschinenregelung dem Erzeuger Kraftwerksverhalten aufzuprägen.

Einleitung

Die Umsetzung der energiepolitischen Vorgaben im Bereich der Elektroenergieerzeugung und –verteilung hat einen tiefgreifenden Strukturwandel zur Folge, der einerseits durch die beschlossenen Substitution konventioneller Kraftwerksressourcen durch regenerative Erzeuger und andererseits durch den Übergang von der zentralen zur dezentralen Erzeugung gekennzeichnet ist. Mit dem neuen leistungselektronischen Ansatz ist die netzverträgliche Einbindung vorwiegend regenerativer elektrischer Erzeuger auch in stromrichterdominierte schwache Netze möglich.

Aus elektrotechnischer Sicht stellt der Netzstrukturwandel einen Übergang von der bewährten Erzeuger-Verbraucher-Konstellation mit wenigen aber leistungsstarken Erzeugern hin zu einer verteilten, zunehmend amorphen Struktur mit hohem Vermarktungsgrad und einer Vielzahl regenerativer Erzeuger dar, die zudem untereinander eine stark abweichende Einspeisecharakteristik aufzeigen können (Abb. 1).

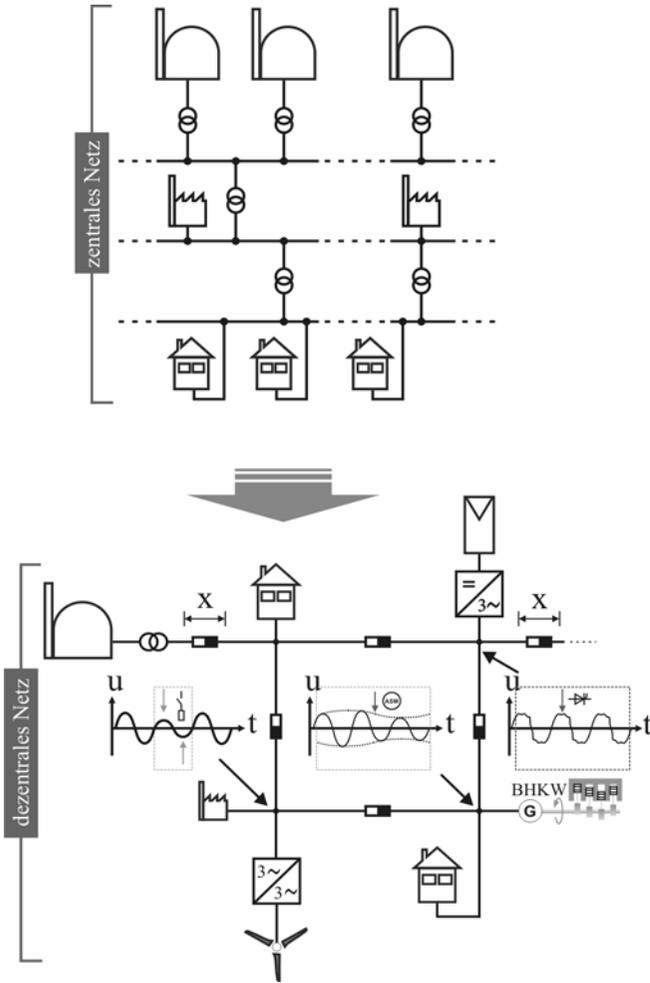


Abb. 1: Strukturwandel in der Elektroenergieerzeugung und -verteilung

Die bisherigen Methoden zur Einbindung der Erzeuger sehen konventionelle Wechsel- oder Umrichterlösungen vor, deren Verhalten durch die jeweiligen regelungstechnischen Prinzipien der Systeme festgelegt ist. Häufig werden ausgangsspannungsgeregelte Wechselrichter mit Unterschwingungs- oder Raumzeigermodulatoren eingesetzt, die als Netzstützpunkte betrieben werden und die am Netz erforderliche Wirk- bzw. Blindleistung nach Vorgabe der lokalen Betriebsführung einstellen. Die Nachteile dieser Verfahren liegen in den großen Unterschieden zwischen dem Netzverhalten der netzgekoppel-

ten Wechselrichter gegenüber den konventionellen Synchronmaschinen, die zur Netzkopplung herkömmlicher Kraftmaschinen verwendet wurden.

Die Auslegung, Eigenschaften und die Betriebsweise der elektrischen Netze, die Möglichkeit des automatischen Leistungsdefizitausgleichs zwischen Netzbereichen sowie das dynamische Netzverhalten standen bisher in enger Beziehung mit den statischen und dynamischen Eigenschaften der elektromechanischen Synchronmaschine. Es liegt daher nahe, ein Verfahren zu entwickeln, welches Wechselrichter in die Lage versetzt, allgemeine elektrische Erzeuger in der Weise mit dem Netz zu koppeln, daß sich die Einheit Wechselrichter-Erzeuger am Netz wie eine elektromechanische Synchronmaschine verhält.

1 Prinzip der Virtuellen Synchronmaschine (VISMA)

Das Prinzip der VISMA besteht darin, die Vorteile der dynamischen Wechselrichtertechnologie mit denen des statischen und dynamischen Betriebsverhaltens der elektromechanischen Synchronmaschine zu verbinden (Abb.2). Durch den Speicher auf der Gleichspannungsseite ist die VISMA zusätzlich in der Lage, am Netz den vollständigen Vier-Quadranten-Leistungsbetrieb zu fahren.

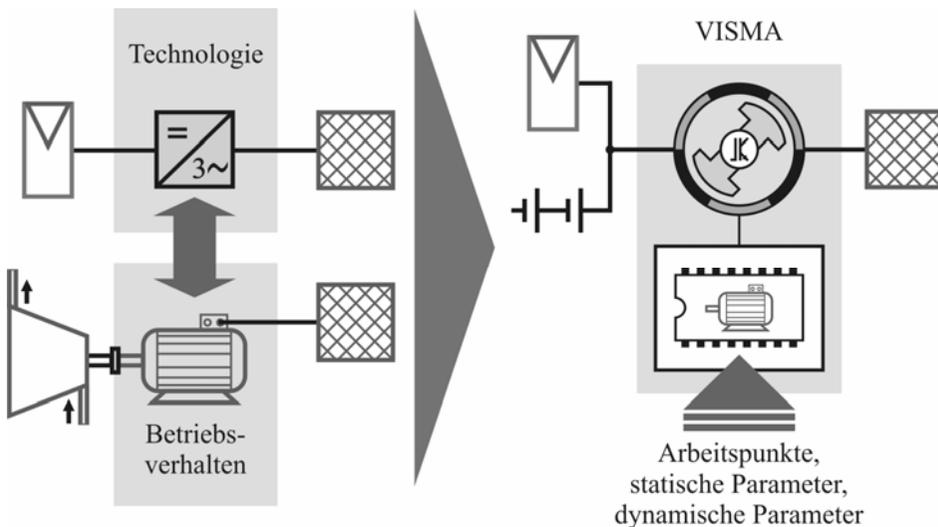


Abb. 2: Idee der virtuellen Synchronmaschine (VISMA)

Der Maschinennachbildung der VISMA liegt das vollständige Zwei-Achsen-Modell einer elektrisch erregten Synchronmaschine nach Abb. 3 zugrunde.

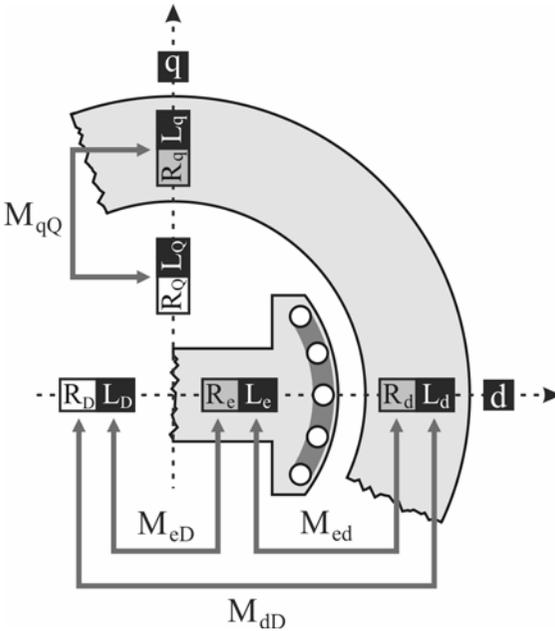


Abb. 3: Schematische Darstellung der Impedanzen der Synchronmaschine mit ihren magnetischen Kopplungen

Es läßt sich beschreiben durch die *d-q*-Impedanzen des Stators L_d, R_d und L_q, R_q , des Dämpfers L_D, R_D und L_Q, R_Q sowie des Erregers L_e, R_e , weiterhin durch die angegebenen Koppelinduktivitäten M_{eD}, M_{eD}, M_{dD} und M_{qQ} sowie mechanisch durch die Massenträgheit J des virtuellen Rotors. Die *d-q*-Statorspannungen setzen sich aus dem Spannungsabfall der Statorsynchronimpedanzen sowie einer transformatorischen und rotatorischen Spannung zusammen:

$$u_d = R_d i_d + \frac{d\psi_d}{dt} - \omega \psi_q$$

$$u_q = R_q i_q + \frac{d\psi_q}{dt} + \omega \psi_d$$

ψ stellt hierbei den Statorfluß dar. Während die ohmschen Widerstände des Stators unabhängig von der Rotorbauform symmetrisch angesetzt werden können, werden bei Schenkelpollläufern wegen der unterschiedlichen Luftspaltgröße verschiedene *d-q*-Reaktanzen wirksam. Die Spannungsgleichungen des Dämpfers ergeben sich wie folgt:



$$0 = R_D i_D + \frac{d\psi_D}{dt}$$

$$0 = R_Q i_Q + \frac{d\psi_Q}{dt}$$

Die dritte d-Achsen-Impedanz bildet die Erregerwicklung, die aus der extern zugeführten Erregerspannung gespeist wird:

$$u_e = R_e i_e + \frac{d\psi_e}{dt}$$

Die Flußgleichungen der einzelnen Kreise lauten daher in d-q Koordinaten:

$$\psi_d = L_d i_d + M_{dD} i_D + M_{ed} i_e$$

$$\psi_D = L_D i_D + M_{dD} i_d + M_{eD} i_e$$

$$\psi_q = L_q i_q + M_{qQ} i_Q$$

$$\psi_Q = L_Q i_Q + M_{qQ} i_q$$

$$\psi_e = L_e i_e + M_{eD} i_D + M_{ed} i_d$$

Durch die Zwei-Achsen-Darstellung kann für die Modellierung des mechanischen Systems das elektrische Moment einer Maschine mit einem Polpaar angegeben werden:

$$m_{el} = \frac{3}{2} (\psi_d i_q - \psi_q i_d)$$

Eine Momentendifferenz aus innerem elektrischen Moment m_{el} und äußerem, an der Welle auftretenden mechanischen Moment m_{mech} führt zu einer Änderung der Winkelgeschwindigkeit ω der Welle:

$$J \frac{d\omega}{dt} = m_{el} - m_{mech}$$

Zur Durchführung der dq-Transformation ist die Kenntnis des absoluten Rotorwinkels ε erforderlich, welcher sich unmittelbar aus der Winkelgeschwindigkeit der Welle ergibt:

$$\frac{d\varepsilon}{dt} = \omega$$

Wird am Netz Wirkleistung erforderlich, ist an der virtuellen Welle ein entsprechendes virtuelles mechanisches Moment aufzuschalten. Die hierfür nötige Energie wird aus dem



Gleichspannungszwischenkreis des VISMA-Wechselrichters übernommen. Ist dem Netz dagegen Blindleistung zuzuführen, wird am Prozeßrechner die virtuelle Größe Erregerspannung beeinflusst, wobei die Zwischenkreiskapazitäten des VISMA-Wechselrichters den erforderlichen Blindstrom zur Verfügung stellen. Wie bei der konventionellen Maschine, kann der Wirk- und Blindleistungstransport zusätzlich fernwirkend durch das Netz anhand von Spannungs- und Frequenzänderungen initiiert werden. Dieser bewährte Mechanismus erfordert keinen zusätzlichen Informationsaustausch und versetzt ganze Netzbereiche in die Lage, Leistungsdefizite oder –überschüsse selbsttätig auszubalancieren.

2 Die technische Realisierung

Die Nachbildung der Synchronmaschine sieht die Erfassung der Spannungen am Netzzanschlußpunkt PCC (Point of Common Coupling), die Echtzeitberechnung des Maschinenstroms sowie dessen Einprägung ins Netz vor. Abb. 4 zeigt die erforderlichen Komponenten der VISMA einschließlich hochdynamischen Drei-Stufen-Wechselrichter mit Phasenstromregler.

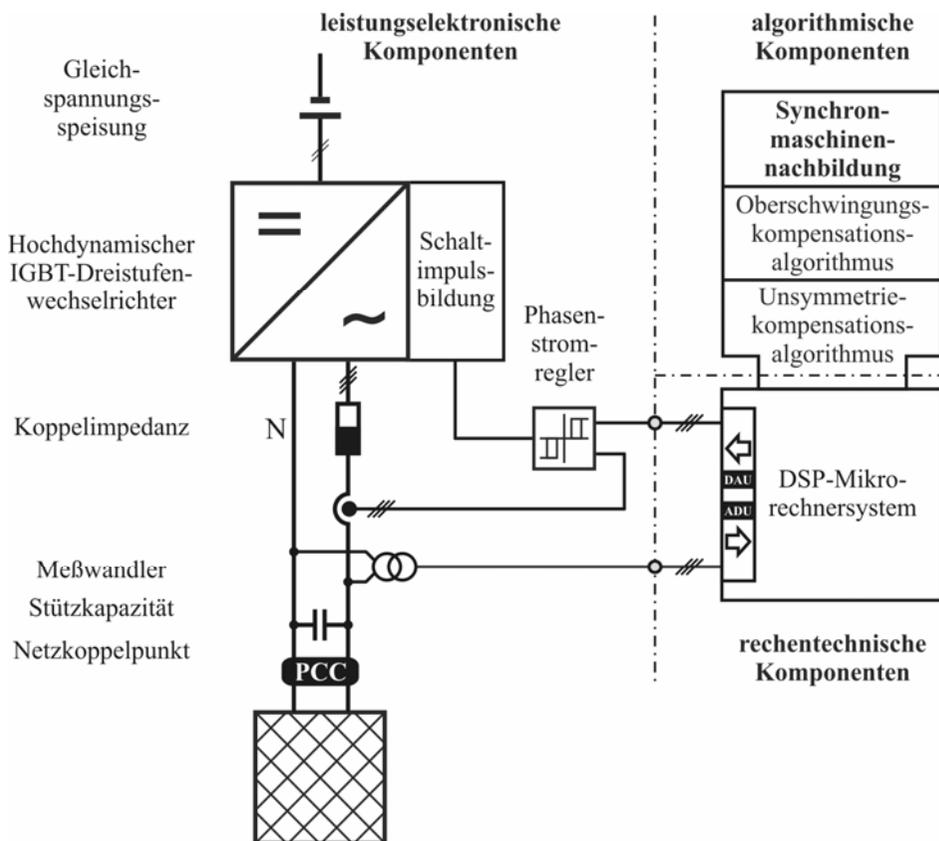


Abb. 4: Komponenten der VISMA

Diese Kombination erlaubt die Einprägung beliebiger Stromverläufe einschließlich abklingender Gleichanteile, die z. B. für die exakte Nachbildung der Maschinenstromer im Fall von Netzspannungseinbrüchen notwendig sind. Die in Echtzeit ablaufende Berechnung der Maschinennachbildung nach Abb. 5 ermöglicht neben Maschinenparametrierung und Grundschnwingungsbetriebsführung den schnellen Einbezug von Parameteränderungen, sodaß das neu errechnete Verhalten der Maschinennachbildung sofort am Netz wirksam wird. Die errechneten Maschinenströme werden dem Systemwechselrichter zur Einspeisung ins Netz als dreiphasiger Stromsollwert übergeben. Dabei ist zu beachten, daß der Wechselrichter stets in der Lage sein muß, die von der Maschinennachbildung errechneten Ströme ins Netz einzuspeisen. Andernfalls verliert das System seine linearen Eigenschaften.

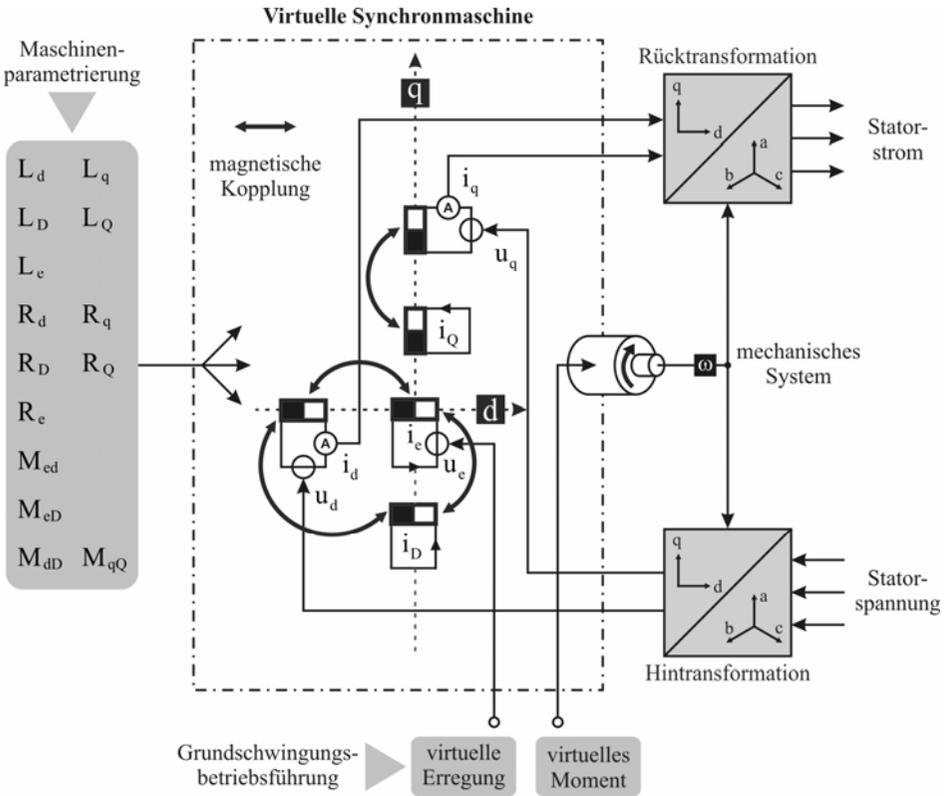


Abb. 5: Synchronmaschinennachbildung der VISMA

3 Oberschwingungs- und Unsymmetriekompensation

Das VISMA-Konzept beinhaltet über den Bereich der Funktionalität der Synchronmaschinennachbildung hinausgehend zwei voneinander völlig unabhängig wirksame Einheiten zur Oberschwingungs- und Unsymmetriekompensation. Diese zusätzlichen Kompensationsströme werden unabhängig voneinander berechnet und beeinflussen die Sollwerte des Phasenstromreglers des Systemwechselrichters zur Einprägung in das Netz mit dem Ziel der Kompensation nach dem Superpositionsprinzip. Sie werden in Form eines gemeinsamen Stromsollwertes dem Wechselrichter zugeführt.

Abb. 6 zeigt das Prinzipschaltbild der Oberschwingungskompensationsstufe. Durch eine Begrenzungsfunktion (1) wird das Signal einer Netzphase in ein Rechtecksignal fester Amplitude überführt. Zwei VCOs (Voltage Controlled Oscillators) (3) mit 90° Phasenverschiebung werden mit Hilfe einer PLL (2) nachgeführt. Das auf diese Weise gewonnene

orthogonale System normierter Amplitude wird auf ein dreiphasiges System transformiert (4). Dieses dreiphasige Hilfssignal wird mit den Ausgangssignalen dreier phasen-separater Netzspannungseffektivwertbildner (5) amplitudenbewertet (6), so daß ein Netzreferenzsignal zur Verfügung steht, welches in Verlauf, Phase und Amplitude einer idealen symmetrischen und unverzerrten Netzspannung entspricht und daher die Referenzgröße der beiden Kompensationsstufen darstellt. Nach anschließender Differenzbildung (7) aus tatsächlicher Netzspannung und Referenzspannung erhält man die phasen-separate Gesamtverzerrungsspannungen des Netzes.

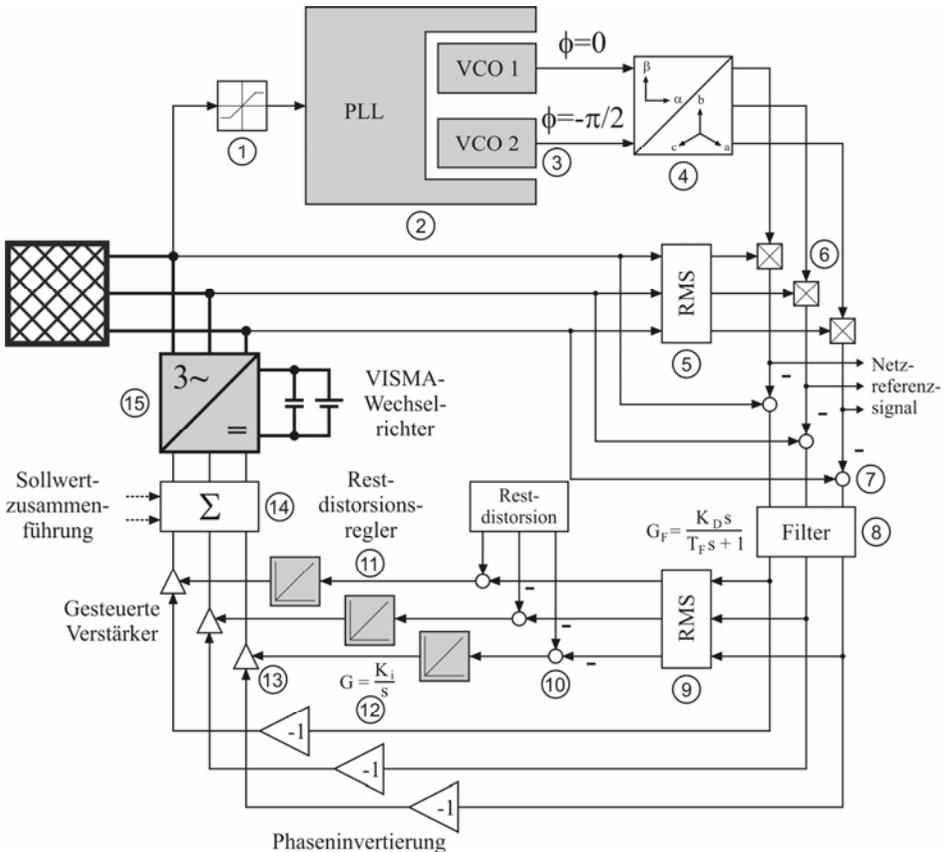


Abb. 6: Einphasiges Schaltbild des experimentellen Aufbaus der VISMA

Zum Zweck der Oberschwingungskompensation werden aus diesen Signalen durch Filterung (8) alle Frequenzanteile unterhalb 100Hz entfernt. Durch anschließende Effektivwertbildung (9) werden aus den Distorsions- bzw. Verzerrungsspannungen die phasen-separaten Regelgrößen für die Restdistorsionsregler (11) gebildet. Die phaseninver-



tierten Distorsionsspannungen (12) werden mit Hilfe von steuerbaren Verstärkern (13) proportional zur Stellgröße dieser Regler als Oberschwingungskompensationsstromsollwerte dem Phasenstromregler der VISMA (15) als Anteil des Gesamtstromsollwertes zugeführt.

Die Unsymmetriekompensationsstufe nach Abb. 7 bestimmt aus den Effektivwerten (1) der einzelnen Phasen das arithmetische Mittel dieser Effektivwerte (2, 3) als Sollwert für alle Phasen, wobei nach phasenseparater Differenzbildung (4) der jeweilige Unsymmetrievoltwert den Unsymmetrieregler (5) zugeführt wird. Proportional zum Stellsignal dieser Regler wird über gesteuerte Verstärker (7) die in der Oberschwingungskompensationseinheit gewonnene Netzspannungsreferenz phaseninvertiert (6) als Unsymmetriekompensationsstrom in den Gesamtstromsollwertstrom des Phasenstromreglers eingelagert (8).

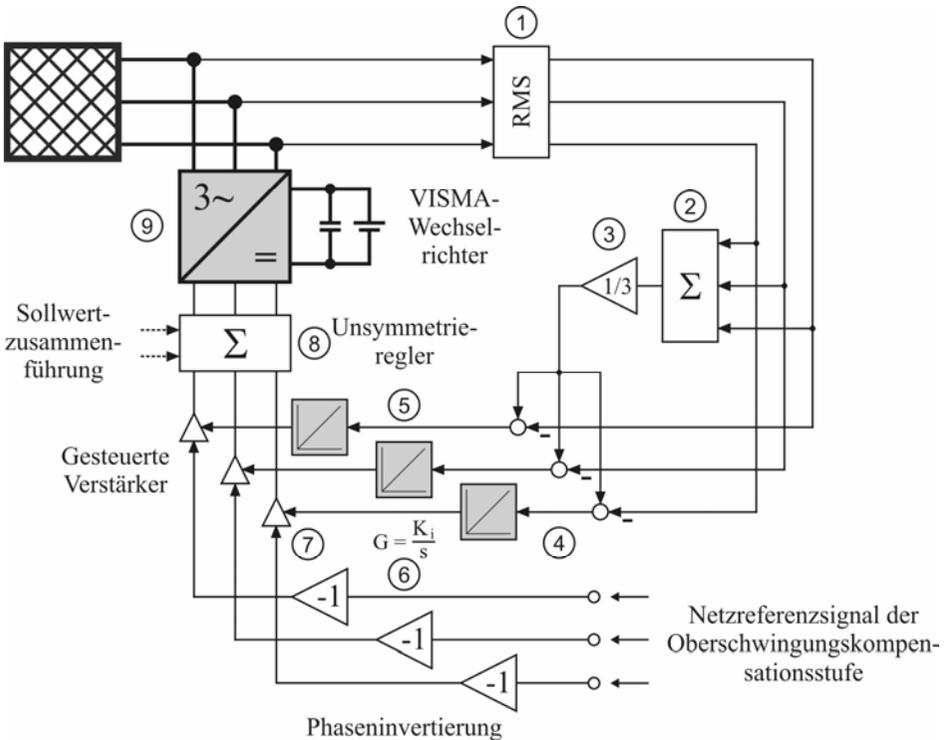


Abb. 7: Prinzip der Oberschwingungskompensation

Die Funktionsbereiche Oberschwingungs- und Unsymmetriekompensation innerhalb des VISMA-Konzepts können im Hinblick auf die Kernfunktion Maschinennachbildung jeweils zusammen oder einzeln betrieben werden.

4 Messung

Anhand des experimentellen Aufbaus der VISMA nach Abb. 8 wurden das Grundschwingungsverhalten bei lokal und netzseitiger veranlaßter Leistungsaufnahme bzw. – abgabe bei Mitwirkung des Dämpfers, die Blindleistungsreaktion bei Netzspannungseinbruch sowie die Überführung von Dämpferleistung in den Zwischenkreis des Dämpfers untersucht.

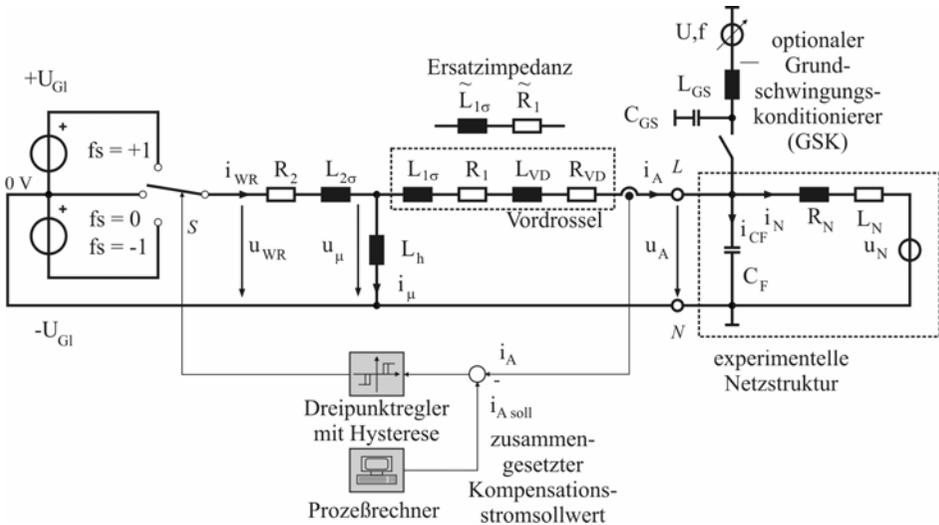


Abb. 8: Prinzip der Unsymmetriekompensation

Die VISMA wurde gleichspannungsseitig durch einen Batteriesatz gespeist und über einen Drehstrom-Spartransformator mit drei magnetisch entkoppelten Systemen am Netz betrieben. Zur gezielten Verringerung der Kurzschlußleistung der Netzkoppelstelle wurde der angegebene Netzersatzwiderstand verschaltet.

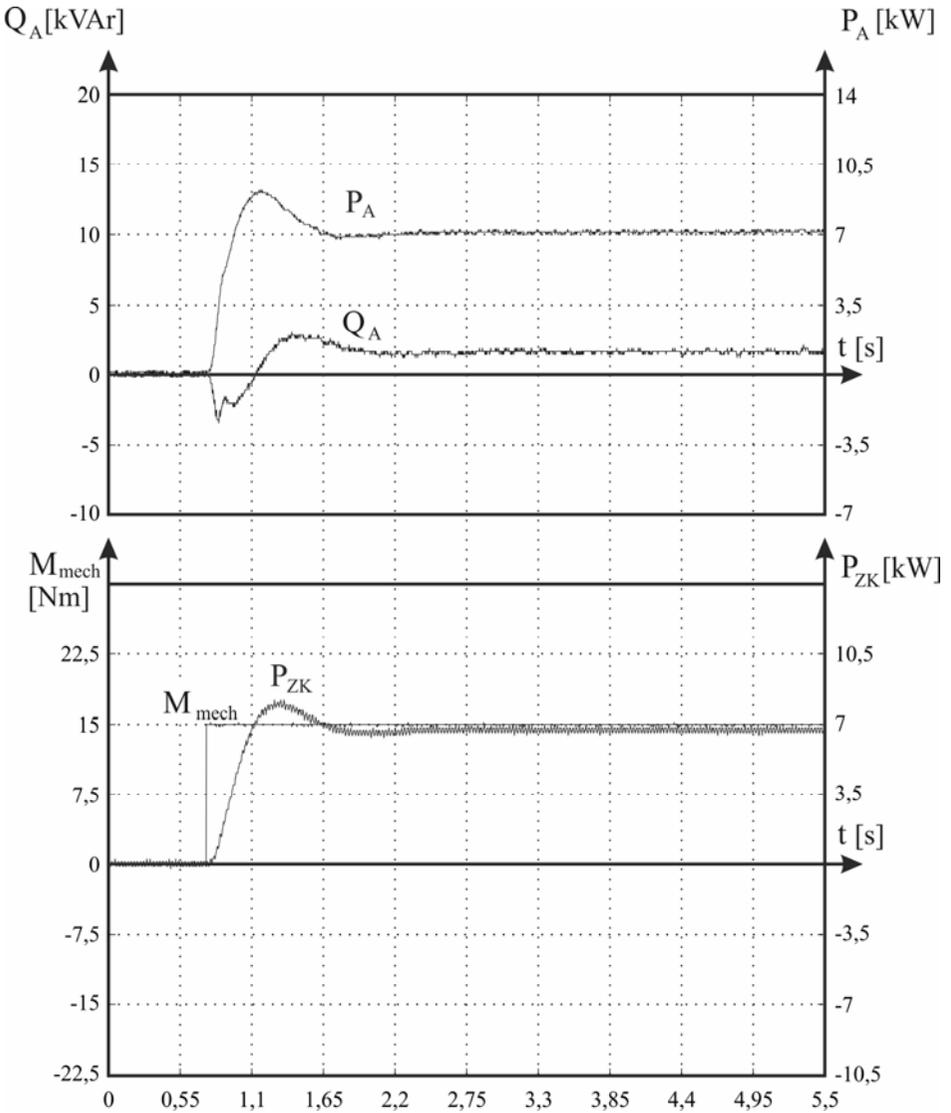


Abb. 9: Wirkleistungstransfer vom Netz in den Zwischenkreis bei quasioptimaler Dämpfung, M – virtuelles Moment der Maschinennachbildung, P_{ZK} – Zwischenkreisleistung

Abb. 9 verdeutlicht das Grundschwingungsverhalten der VISMA als Netzkopplungseinrichtung der einzubindenden Erzeuger unter Mitwirkung des Dämpfers. Um beispielhaft Wirkleistung vom Netz in den Speicher des Erzeugersystems zu überführen, wird in Analogie zur elektromechanischen Synchronmaschine die virtuelle Welle der VISMA mit

einem positiven virtuellen Moment beaufschlagt. Dabei wird das virtuelle Polrad angeregt, welches je nach Dämpferkonfiguration unterschiedlich schnell in die neue Winkelposition einpendelt. In der in Abb. 9 quasiidealen Dämpferkonfiguration pendelt das Polrad nach einer Überschwingung in die neue Lage. Abb. 10 zeigt zusätzlich die Ausgangsspannung der VISMA sowie den vom Netz bezogenen Strom für den beispielhaften motorischen Betrieb nach Abklingen aller Ausgleichsvorgänge.

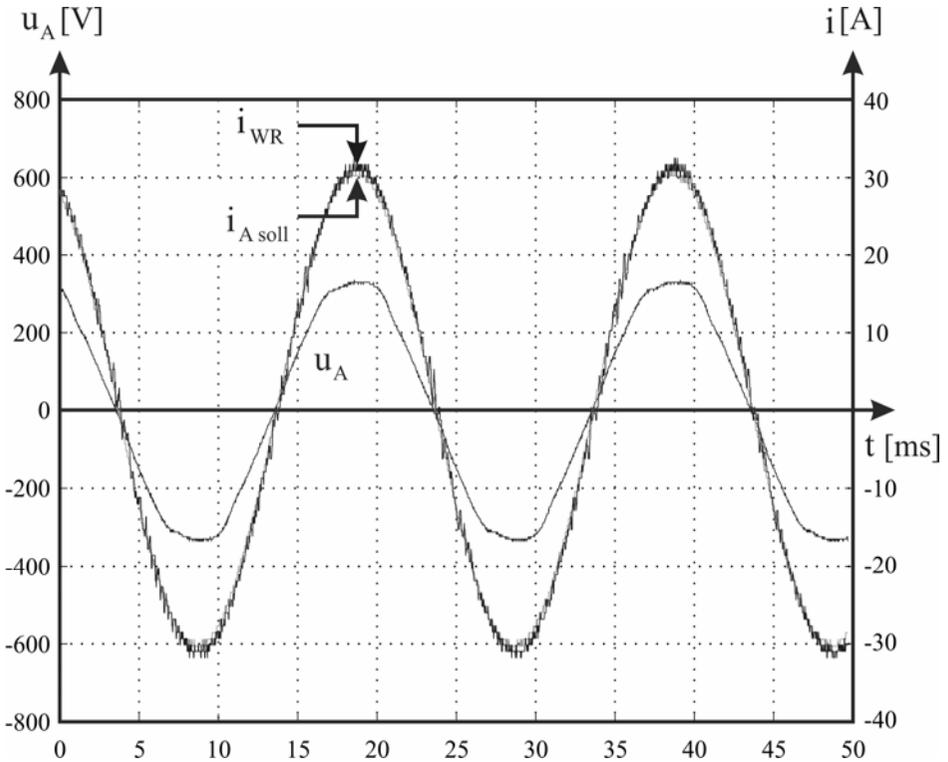


Abb. 10: Ausgangsspannung und Netzstrom der motorischen VISMA für den Bereich der stationären Leistungen nach Abb. 9

In vollständiger Analogie zur elektromechanischen Synchronmaschine kann ausgehend von einer wirk- und blindleistungsneutral am Netz mitlaufenden VISMA, durch Veränderungen der Netzspannungen Blindleistung abgerufen werden. Abb. 11 zeigt die Reaktion der VISMA auf Netzspannungseinbruch. Der Spannungseinbruch wird durch die Bereitstellung dynamisch kapazitiver sowie statischer kapazitiver Blindleistung gemindert.

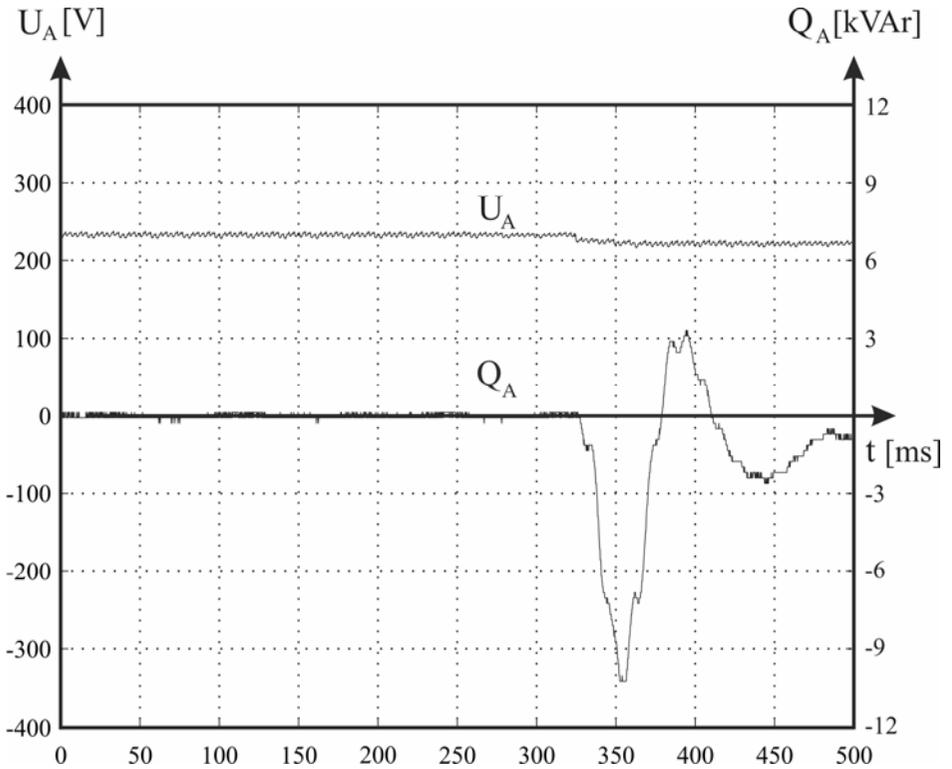


Abb. 11: Reaktion der VISMA auf Netzspannungseinbruch: Minderung des Spannungseinbruchs durch Bereitstellung dynamischer kapazitiver Blindleistung sowie Bereitstellung statischer kapazitiver nach dem Ausgleichsvorgang infolge der weiterhin verringerten Netzspannung

Literatur

- /Hesse 2007-01/ Hesse, R., Beck, H.-P.; Turschner, D.: Die Virtuelle Synchronmaschine. etz Motion & Mechatronics Sonderausgabe S2/2007 S.38-44 (ISSN 0948-7387)
- /Hesse 2007-02/ Hesse, R.: Virtuelle Synchronmaschine, Dissertation TU Clausthal, Clausthal-Zellerfeld 2007 (ISBN 978-3-89720-919-0)
- /Hesse 2007-03/ Hesse, R., Beck, H.-P.; Turschner, D.: Virtual Synchronous Machine. 9th International Conference Electrical Power Quality and Utilisation, Barcelona, 9-11 October 2007, www.epqu2007.com



- /Turschner 2007/ Turschner, D., Hesse, R: Phasen- und amplitudenfehlerfreie Filterung von stöbelasteten Meßsignalen mit quasistationärer Basis-komponente. tm – Technisches Messen 74 (2007) H. 1, S. 14-18 (ISSN 0171-8096)
- /Beck 2004/ Beck, H.-P.; Clemens, M.: Konditionierung elektrischer Energie in dezentralen Netzen. etz Elektrotech. + Autom. 125 (2004) H. 5, S.16-25 (ISSN 0948-7387)
- /Wenske 2000/ Wenske, J.: Elektronische Synchronmaschine mit aktivem Dämpferkreis zur Energieversorgung in elektrischen Versorgungsnetzen. Dissertation TU Clausthal. Clausthal-Zellerfeld 2000 (ISBN 3-89720-358-8)



Regelungssysteme für Meeresströmungsturbinen

J. Bard

Institut für Solare Energieversorgungstechnik e.V. (ISET)

Königstor 59, 34119 Kassel

Tel.: +49 (0) 561 7294-343, Fax: +49 (0) 561 7294-100

e-mail: jbard@iset.uni-kassel.de

1 Einleitung

Weltweit haben das Interesse und das Engagement zur Entwicklung von Technologien zur Nutzung der Meeresenergien in den letzten Jahren stark zugenommen. Weit mehr als hundert Konzepte werden zurzeit verfolgt. Etwa ein Drittel der Projekte hat Technologien zur Nutzung von Meeresströmungen zum Inhalt. Es existieren noch sehr viele unterschiedliche Ansätze. So gibt es Konzepte mit Auftriebsprofilen- oder Widerstandsläufnern, feste oder verstellbare, rotierende oder oszillierende Blätter an einer vertikalen oder horizontalen Achse mit axialer oder Quer-Durchströmung und fester oder variabler Drehzahl. Die Anlagen sind entweder für uni- oder bidirektionalen Betrieb ausgelegt, sind frei umströmt, besitzen einen Mantel oder sind in eine Querverbauung integriert. Es gibt Konzepte mit schwimmender oder fester Verankerung an einem Turm oder Fundament, komplett getaucht teilweise mit integrierter Hubvorrichtung. Der Triebstrang kann mit Getriebe oder direkt gekoppeltem Generator alternativ auch mit hydraulischer Energiewandlung ausgeführt sein. Es ist allerdings damit zu rechnen, dass nur ein Bruchteil dieser Konzepte sich zu einer kommerziellen Technologie entwickeln kann. Dabei sind diejenigen Lösungen, die besonders flexibel einsetzbar sind, grundsätzlich im Vorteil. Dies sind insbesondere Anlagen mit aktiver Blattverstellung und variabler Drehzahl - sie haben aber den Nachteil der höheren technischen Komplexität. In Windkraftanlagen - auch für den Offshore Einsatz - sind diese Merkmale aber bereits Stand der Technik. So lassen sich auch die regelungstechnischen Lösungen moderner Windkraftanlagen auf Meeresströmungsturbinen anwenden. Durch den drehzahlvariablen Betrieb soll einerseits ein strömungsgeführter Betrieb zur Erhöhung des Anlagenertrages und andererseits das Ausregeln von dynamischen Strömungsvorgängen durch Wellen ermöglicht werden. Für die langfristige Entwicklung spielen neue Regelungskonzepte zur dynamischen Strukturenlastung auch für die Auslegung der Struktur eine bedeutende Rolle. Im laufenden Bundesprojekt wird u.a. untersucht, wie stark der Einfluss geeigneter Verfahren auf die Auslegung tragender Teile sein kann.



2 Simulationsmodelle

Das wichtigste Entwicklungstool für die Regelung und Betriebsführung ist die dynamische Simulation der Anlage. Die Entwicklung des Modells der Meeresströmungsturbine (MST) geht ursprünglich auf ein Modell einer Windkraftanlage mit einem Rotormodell auf Basis der Blattelementmethode zurück. Das am ISET entwickelte MST-Modell setzt sich zusammen aus

- Strömungsmodell, das Gezeitenverlauf, Profil, Turbulenz und Wellen umfasst,
- hydrodynamischem Modell, das die hydrodynamischen Kräfte auf die Rotoren der Anlage beschreibt,
- mechanischem Modell, das die Schwingungen der Struktur als MKS beschreibt,
- Triebstrangmodell, das die Schwingungen / Lasten im Triebstrang beschreibt
- Generator-FU-Modell, das die Drehmomentregelung beinhaltet
- Betriebsführungsmodul, das Regelung und Betriebsführung übernimmt.

Mit Hilfe des Modells einer Meeresströmungsturbine können umfangreiche Berechnungen für Entwicklung und Test der Betriebsführung durchgeführt werden, wie z.B. Pitch-geregelter -drehzahl geregelter Betrieb, Durchgehen und Abbremsen des Rotors, unterschiedliche Rotorauslegungen, der Einfluss von Kavitation auf das Betriebsverhalten, Berücksichtigung von Wellen unterschiedlicher Höhe und Periode.

Im **Betriebsführungsmodell** werden die verschiedenen Betriebsmodi (Start, Stopp, geregelter Betrieb, Leistungsbegrenzung, Nothalt) sowie der Wechsel zwischen den Betriebsarten und die Rotor- Drehzahlregelung implementiert.

Die Simulation ermöglicht somit den Test komplexer Regelalgorithmen wie z.B. Schubregelung, Lageregelung der Rotoren, dynamische Strukturentlastung, ertragsoptimierende Regelverfahren etc. Die Kopplung von Simulation und Hardwarekomponenten im Rahmen eines HIL-Tests ermöglicht eine echtzeitfähige Variante mit reduziertem Simulationsumfang.

Zur Untersuchung von dynamischen Effekten wie Schwingungen der Struktur wurde ein Mehrkörpermodell entwickelt. Diese Modellbeschreibung wurde ebenfalls von derjenigen für Windkraftanlagen abgeleitet. Dabei werden die wichtigsten Strukturkomponenten durch Gelenke und durch steife Abschnitte repräsentiert. Durch Einbau einer Dämpfung in die Gelenke und geeigneter Massenträgheitsmomente der steifen Komponenten kann so ein Schwingungsmodell der realen Anlage erstellt werden. Dies ermöglicht die Berechnung der wichtigsten Schwingungsmoden der Anlage infolge der Anregungen durch



die Rotoren. Das echtzeitfähige Mehrkörpermodell wird dazu mit der Blattelementmethode zur Berechnung der Biegemomente der einzelnen Blattsegmente gekoppelt. Als Eingangsgrößen dient die Strömungsgeschwindigkeit mit einem Wellenmodell sowie einem Turbulenzansatz.

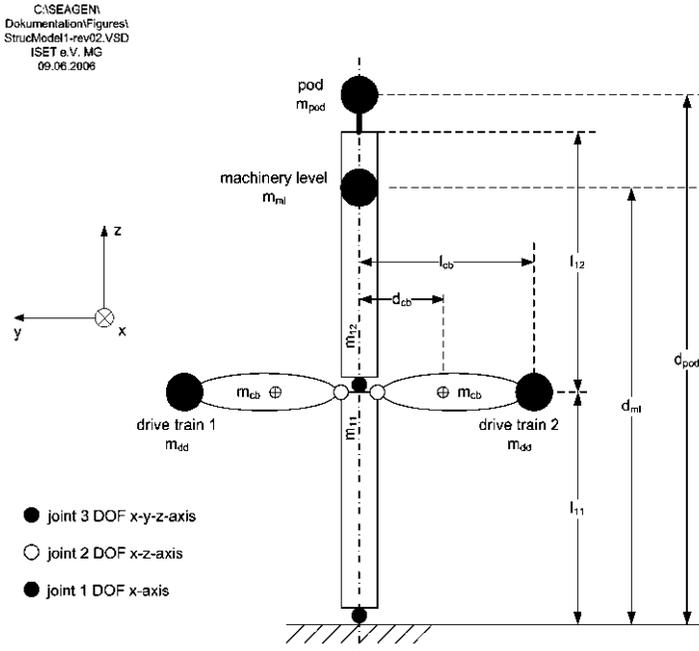


Abb. 1: Mehrkörpermodell der Seagen-Anlage.

Die Regelung wird in Matlab Simulink realisiert und sowohl mit der Anlagensimulation als auch auf dem Prüfstand zusammen mit dem Generator-Frequenzumrichter-System getestet. Die Programmieroberfläche in der Matlab/Simulink Umgebung ermöglicht die direkte Eingabe von Sollwerten z.B. für die Drehzahl, den Pitchwinkel etc. unter Überwachung aller relevanten Betriebszustände, Störmeldungen und Grenzwerte. Daher wird diese halbautomatische Betriebsweise für die Tests und Vermessung der Anlage vor der Inbetriebnahme eingesetzt. Dazu wird die automatische Vorgabe der Sollwerte für Drehzahl und Pitchwinkel deaktiviert. Für die vollautomatische Betriebsweise wird unter Verwendung des Realtime Workshops ein echtzeitfähiges Regelungsprogramm in C generiert, das unabhängig von Matlab läuft. Es lässt sich aber im Betrieb mit der Eingabemaske verbinden, um jederzeit einen manuellen Eingriff in die Anlage vornehmen zu können.



3 Realisierte Anlagen

Im Jahr 2002 wurde im Rahmen des italienischen ENERMAR-Projektes eine 60 kW-Versuchsanlage in der Straße von Messina getestet. Das norwegische Blue Concept Projekt ging mit einem Dreiflügeligen Rotor mit 20 m Durchmesser Ende 2003 im Kvalsund Fjord Nahe der Stadt Hammerfest an das Stromnetz. Das internationale Forschungsprojekt SEAFLOW realisierte ein weiteres Konzept für eine kommerzielle Nutzung von Meeresströmungen zur Stromerzeugung. Eine Anlage mit ca. 300 kW Nennleistung wurde im Juni 2003 vor der Britischen Westküste (Bristol Channel, North Devon) in Betrieb genommen. Die nächste Anlagengeneration mit zwei Rotoren mit je 600 kW Leistung steht kurz vor der Inbetriebnahme in Nordirland.

3.1 SEAFLOW Pilotanlage

Im September 1998 begann mit Förderung der Europäischen Kommission das SEAFLOW Projekt „WORLD'S FIRST PILOT PROJECT FOR THE EXPLOITATION OF MARINE CURRENTS AT A COMMERCIAL SCALE“ (JOR3-CT98-0202). Es hatte Entwicklung, Bau und Test einer 300 kW Meeresströmungsturbine zum Ziel. Neben dem Koordinator ITPower waren die Universität Kassel, der Getriebehersteller Jähnel-Kestermann und das Britische Unternehmen Seacore als Spezialist für Offshore – Installationen daran beteiligt. Das Projekt hatte eine Laufzeit von fünf Jahren und ein Volumen von knapp zwei Millionen Euro. In Großbritannien und Deutschland wurden parallele Forschungsvorhaben bewilligt, die durch das Britische Department for Trade and Industry sowie zunächst durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit und später durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit gefördert wurden. Die gesamten Entwicklungskosten für die Meeresströmungsturbine belaufen sich auf über 5 Mio. Euro. Davon wurden etwa 50% von den beteiligten Unternehmen getragen.

Das deutsche Vorhaben begann im März 2001 und hatte im Wesentlichen die Untersuchung des drehzahlvariablen Betriebs zum Inhalt. Dazu wurden zunächst die notwendigen Modelle entwickelt und umfangreiche dynamische Simulationen des geregelten Betriebs durchgeführt. Damit wurden die Regler ausgelegt und die Betriebsführung entwickelt. Die Simulationen dienten darüber hinaus zur Ermittlung der dynamischen Lasten als Grundlage für die Auslegung der Anlagen und ihrer Komponenten. Für die Umsetzung der Regelverfahren musste das Anlagenkonzept im Wesentlichen um einen Frequenzumrichter und einen geeigneten Generator sowie einen Blattverstellantrieb erweitert werden. Diese Komponenten wurden vor der Installation im ISET aufgebaut und getestet.

Das Projekt hat alle wesentlichen Projektziele erreicht und ist damit ein wichtiger Schritt zur Entwicklung marktfähiger Komponenten und Anlagen zur Stromerzeugung



aus Meeresströmungen in Richtung auf eine Markteinführung der Technologie. Die Ergebnisse umfassen Maßnahmen zur Kostensenkung und zur Ertragssteigerung, zur Sicherstellung einer hohen Anlagenzuverlässigkeit sowie zur erhöhten Lebensdauer von Systemen und einzelnen Komponenten.

Abbildung 2 zeigt die Pilotanlage vor der Südküste des Bristol Channel. Die Anlage ist auf Höhe der Ortschaft Lynmouth in einer Entfernung von ca. 2 km von der Küste errichtet.



Abb. 2: SEAFLOW-Pilotanlage vor der Küste von North Devon

Die Anlage besitzt einen Axialrotor, der an einem im Meeresgrund verankerten Turm, einem sog. Monopile installiert wird. Der Turm ragt aus dem Wasser heraus, um die Installation und Wartung von Rotor und Triebstrang zu vereinfachen. Die Gesamtlänge des Monopiles beträgt ca. 45 m, wovon etwa 15 m in den Meeresboden einbetoniert sind. Im abgelassenen Zustand befindet sich die Nabe ca. 7,5 m über dem Meeresboden.

Der Pitch-Antrieb wurde in Anlehnung an ein System für Windkraftanlagen gemeinsam mit dem Hersteller LTi REEnergy (frühere Lust DriveTronics) entwickelt. Besonderheiten gegenüber den üblichen Systemen liegen in der technischen Ausführung zum Einbau in die getauchte Nabe (unter Wasser) sowie die Möglichkeit, die Blätter bei Anströmung

von vorne, sowie in 180° bei Rückanströmung zu verstellen. Bei Ausfall des Stromnetzes wird mit Energie aus einem Batteriesatz eine Notfahrt der Blätter in die Fahnenstellung durchgeführt, um die Anlage sicher anzuhalten.

Seit der Inbetriebnahme der Anlage im Juni 2003 werden Messdaten aus dem Testbetrieb und Strömungsdaten an der Anlage (ohne Betrieb des Rotors) gesammelt.

3.2 Seagen 1,2 MW Doppelrotoranlage

Im April 2004 wurde vom britischen Firmenkonsortium der nächste technologische Entwicklungsschritt – zunächst allein mit privaten Mitteln und seit März 2005 auch mit Förderung des Britischen BEER (früher DTI) - begonnen. Dieses Vorhaben dient der Entwicklung einer 1,2 MW-Doppelrotoranlage mit 600 kW Leistung pro Rotor. Die wichtigsten Entwicklungsschritte dabei sind die Skalierung des realisierten Systems auf die größere Leistung, die Verwendung von zwei unabhängig voneinander arbeitenden Rotoren an einem Turm sowie die Überarbeitung zahlreicher Detaillösungen auf Grundlage der Erfahrungen mit der ersten Anlage wie z.B. dem Hebemechanismus des Rotors. Bei der Weiterentwicklung stehen die Reduktion der Investitionskosten und die Erhöhung der Lebensdauer bei gleichzeitig minimalem Wartungsaufwand im Vordergrund.



Abb. 3: 600 kW Rotor der SEAGEN-Pilotanlage in den Docks in Belfast

Neben der Skalierung ergeben sich weitere Einsparungen bei der Doppelrotorlösung durch die Verringerung der Installationskosten, insbesondere für die Bohrung und die Installation des Turmes sowie für den Netzanschluss. Schließlich ist eine optimale Aus-



nutzung beider Strömungsrichtungen für den kommerziellen Erfolg unumgänglich. Bei der Entwicklung der SEAFLOW-Anlage wurden auf Grund der Rotoranordnung für die Nutzung der Rückströmung Kompromisse gemacht; die Umströmung des Turmes verursacht starke Verwirbelungen und eine herabgesetzte Strömungsgeschwindigkeit. Die Doppelrotorlösung ermöglicht demgegenüber eine nahezu ungestörte Rückströmung, wenn die Tragstruktur - in Form einer Quertraverse - sowie das Gehäuse des Triebstranges strömungsgünstig ausgeführt werden.

Nachteile des Doppelrotorkonzeptes liegen in den komplexen Belastungsregimes, die zwei Rotoren an einem Turm bewirken. Je nach Rotordrehzahl und -position treten komplizierte zeitliche Verläufe bei den Biege- und Torsionsmomenten auf die Quertraverse sowie den Turm auf. Dieses Problem wird noch verstärkt durch die am Prototypen gemessenen erheblichen zeitlichen und räumlichen Variationen der Strömungsgeschwindigkeiten. Für einen zuverlässigen Betrieb über eine lange Lebensdauer kommt daher den regelungstechnischen Maßnahmen zentrale Bedeutung zu. Die Ergebnisse aus dem SEAFLOW-Projekt können dabei aber nur teilweise übernommen werden. Für das vorgeschlagene Doppelrotorsystem musste zunächst einmal geklärt werden, welche Betriebsweise der beiden Rotoren zu einer Reduktion der Spitzenbelastungen beitragen kann. (z.B. gleicher oder gegenläufiger Drehsinn, Synchronisation der Rotoren oder Lageunabhängige Regelung etc.). Wegen der Bedeutung dieser Ergebnisse für die Auslegung und Dimensionierung der Anlagenstruktur sind hierfür umfangreiche dynamische Simulationen mit einem erweiterten Modell für das neue Konzept erforderlich. Nach der Festlegung einer Regelungsstrategie wird diese in eine zentrale echtzeitfähige Steuerung implementiert werden. Große Bedeutung hat dabei die schnelle Kommunikation mit den Stromrichtern für die Drehzahl- und Blattwinkelregelung, die letztlich die entscheidenden Eingriffsmöglichkeiten der Regelung beinhalten.

In der SEAFLOW-Anlage wurde eine in Windkraftanlagen bewährte Technik der Blattverstellantriebe eingesetzt, die grundsätzlich die Aufgabenstellung der Blattverstellung lösen kann. Für einen langfristigen wirtschaftlichen Erfolg sind jedoch noch eine Reihe grundlegender Verbesserungen notwendig. In der ersten Projektphase wurde deshalb das gesamte Pitchsystem konstruktiv neu durchdacht. Die verbesserte technische Lösung beruht auf der Trennung von Antrieben und Leistungselektronik. Zur Realisierung der Überwachungsaufgaben bei gleichzeitiger Minimierung der Anzahl der über die Schleifringe separat zu übertragenen Signale wurde von LTi REEnergy eine Feldbuslösung mit CAN-Bus erarbeitet. Diese Lösung ermöglicht sowohl die Kommunikation mit der übergeordneten Steuerung sowie das Handling von individuellen Fehlern für einen sicheren Betrieb der einzelnen Pitchantriebe und letztlich der gesamten Anlage. Darüber hinaus gelten auch für die technische Ausführung des Systems höhere Anforderungen als im SEAFLOW Projekt. Insbesondere sind in den Schaltschränken im Anlagenturm

alle Komponenten einfach austauschbar, um im Störfall lange Stillstandszeiten zu vermeiden. Dazu wurde ein spezielles Schaltschrankkonzept entwickelt. Es ermöglicht durch einen modularen Aufbau ein schnelles Erkennen und Austauschen von fehlerhaften Komponenten und bietet einfachen Zugang zu allen wichtigen Baugruppen für Wartungs- und Reparaturzwecke.

Der Prototyp der Anlage wurde Ende des Jahres 2006 fertig gestellt und nach Belfast transportiert. Dort wurden die Komponenten für die Installation der Anlage montiert und vorbereitet. Ein geplanter Installationstermin Ende August 2007 musste kurzfristig verschoben werden, da u.a. durch verstärkte Explorationstätigkeiten der Öl- und Gasindustrie sowie die Errichtung weiterer Offshore-Windparks in der Nordsee ein Engpass bei den verfügbaren Bohrplattformen entstanden ist.

3.3 Kobold Anlage

Im Auftrag des italienischen Unternehmens Ponte di Archimede hat ISET die Regelung und Betriebsführung für eine netzgekoppelte, drehzahlvariable Vertikalachsen-Meereströmungsturbine entwickelt, die den aus der Windenergie bekannten H-Darrieus-Rotoren ähnelt.

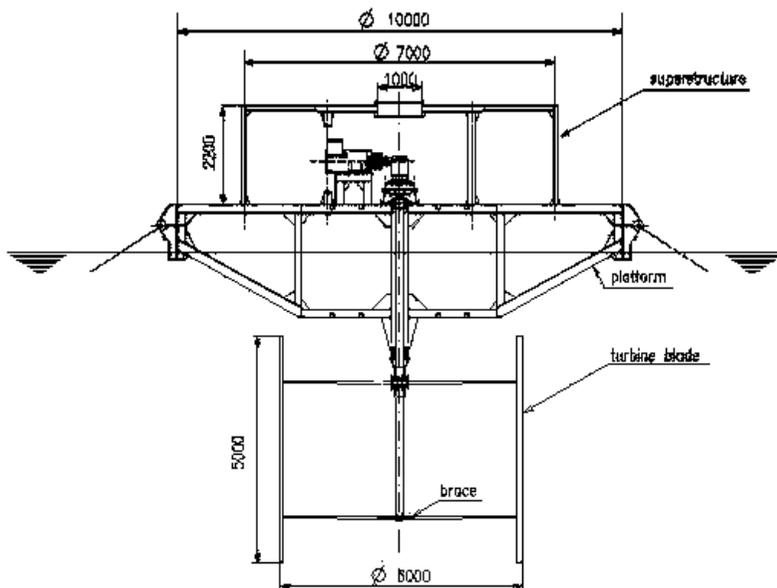


Abb. 4: Skizze und Maße der 60 kW Vertikalachser-Anlage Kobold in der Meerenge von Messina (Abb. Ponte di Archimede)



Zunächst wurde das dynamische Verhalten der Vertikalachsenturbine mittels numerischer Simulationen untersucht. Darauf aufbauend erfolgte die Entwicklung einer Steuerungs- und Regelungssoftware mit integrierter Leistungsoptimierung (MPP-Tracking)

Für Implementierung und Test in der Anlage wurde ein Programm mit grafischer Nutzerschnittstelle erstellt, das die Parametrierung der Steuerung/Regelung ermöglicht, und ebenso die Fernüberwachung des automatischen Betriebs der Anlage übernimmt. Die Erprobung der Software erfolgte wiederum mit einem Hardware-in-the-Loop Labor-Aufbau.

Für die praktische Umsetzung musste die vorhandene Hardware um einige Mess- und Überwachungselemente erweitert werden. Die Software in den Leistungsbaugruppen wurde modifiziert, um eine Kommunikation mit der Betriebsführung zu ermöglichen. Der netzgekoppelte Prototyp der Turbine ist in der Straße von Messina installiert. Die erforderlichen Arbeiten wurden im Frühjahr 2007 an der Prototypenanlage ausgeführt.

4 Zukünftige Entwicklungen

Weitere Pilotanlagen zur Nutzung von Meeresströmungen mit Leistungen bis zu einem Megawatt befinden sich in der Entwicklung. So wurden beispielsweise im Rahmen eines Britischen Demonstrationsprogramms für Meeresenergieanlagen 42 Mio. Pfund an Fördermitteln zur Verfügung gestellt. In Großbritannien wurden bereits erste Anlagenparks angekündigt, teilweise jedoch in Technologien, die noch nicht im vollen Maßstab erprobt wurden. Es bleibt daher abzuwarten, welche Projekte tatsächlich realisiert werden. Eine Voraussetzung für die Zuwendung ist der Nachweis von Betriebsdaten über einen Zeitraum von 3 Monaten. Dies ist nach wie vor eine große Hürde für viele Entwickler.

Aber auch in Wellenenergiewandlern werden drehzahlvariable Turbinen eingesetzt. So wird in luftstauerzeugenden Anlagen der durch die in einen trichterförmigen Hohlraum einströmende Welle erzeugt Luftdruck mit Hilfe einer sog. Wellsturbine zur Stromerzeugung genutzt. Die Turbine ist so konstruiert, dass sie beide Strömungsrichtungen der Luft bei gleicher Umdrehungsrichtung nutzt. Dabei ist eine an die jeweilige Strömungsgeschwindigkeit angepasste Drehzahl für einen guten Wirkungsgrad wichtig. Nach diesem Prinzip gibt es landbasierte und schwimmende Anlagen.

Das von der EU im 7. Rahmenprogramm geförderte Projekt Components for Ocean Renewable Energy Systems (CORES) hat daher zum Ziel, die Komponenten für schwimmende OWC (Oscillating-Water-Column) - Wellenkonverter weiter zu entwickeln. Dazu gehören Turbine, Generator und Frequenzumrichter, sowie Regelung, Monitoring,



Messtechnik und Verankerungssysteme. Im Projekt wird das vorgesehene Anlagenkonzept zunächst durch dynamische Simulationen untersucht. In einer anschließenden Laborphase wird der Betrieb des PTO (Power-Take-Off) - Systems getestet. Am Ende steht der Feldtest einer Modellanlage im Maßstab 1:4 an der irischen Küste. ISET leitet das Arbeitspaket zu den elektrischen Komponenten.

5 Literatur

G. Mattarolo, J. Bard, P. Caselitz, J. Giebhardt, Control and Operation of Variable Speed Marine Current Turbines: results from a project funded by the German Ministry for the Environment, OWEMES, Rome 2006.

J. Bard. Power take-off technologies for tidal turbines. International Conference Ocean Energy, Bremerhaven, October 2006

G. Mattarolo, P. Caselitz, M. Geyler, Modelling and Simulation Techniques applied to Marine Current Turbines. International Conference Ocean Energy, Bremerhaven, October 2006

J Bard, J Schmid, P Caselitz, J Giebhardt, Electrical engineering aspects of ocean energy converters.. 6th European Wave and Tidal Energy Conference. Glasgow, September 2005

J. Bard, P. Caselitz, J. Giebhardt, M. Peter. Erste Meeresströmungsturbinen-Pilotanlage vor der englischen Küste – 1 Jahr Betriebserfahrungen. Kasseler Symposium Energie – und Systemtechnik 2004.



Aufbaukonzept des Offshore – Energiesystems in der Nordsee

Boris Valov
Institut für Solare Energieversorgungstechnik ISET e.V.
Königstor 59, D-34119 Kassel
E-Mail: bvalov@iset.uni-kassel.de

1 Zusammenfassung

Die Zukunft der Windenergieerzeugung gehört den Multi-MW-Windkraftanlagen (Repower, Multibrid, Enercon) und den großen Offshore-Windparks. Werden alle beantragten und bewilligten Windparks in der Nordsee in Betrieb genommen, spielen dann die Aufgaben eines Transportes ans Land von großen auf der Nordsee gewonnenen Windleistungen und der optimalen Verteilung dieser Leistung zwischen den Einspeisepunkten des Deutschen Verbundnetzes eine besonders wichtige Rolle.

Es wird das entwickelte Aufbaukonzept des Energiesystems in der Nordsee dargestellt, das einen möglichen Integrationsweg zukünftiger großer Offshore-Windparks an das Deutsche Verbundnetz zeigt¹. Ziel des Konzeptes ist die Reduktion der Gesamtkosten des Offshore-Energiesystems bzw. zukünftiger Stromkosten und Minderung der Beeinträchtigungen der Naturschutzgebiete der Nordsee. Eine technische Realisierbarkeit des entwickelten Aufbaukonzeptes des Offshore-Energiesystems wurde durch umfangreiche Netzberechnungen bestätigt.

2 Abstract

The future of wind energy production belongs to the Multi MW wind-powered devices (Repower, Multibrid, Enercon) and the large offshore wind parks. However, if all applied for and granted wind parks get into operation in the North Sea, the task of transportation of the wind power from the sea shore to the land and its optimal distribution between the feeding/connection points of the German Integrated Transmission System would play a particularly important role.

¹ Im Rahmen des Projektes „Integration großer Offshore-Windparks in elektrische Versorgungssysteme“, FKZ Nr. 0329924C



The structure of the developed concept of the decentralized energy system in the North Sea is presented, which shows a possible path of integration of future large offshore wind parks to the German Integrated Transmission System. The aim of the concept is the reduction of the total costs of the offshore energy system and/or future cost of electricity and reduction of the impairments of the protected areas of the North Sea. A technical feasibility of the developed concept of the offshore wind energy system was confirmed by extensive network computations.

3 Einleitung

In Zukunft soll die Windenergie auf See einen bedeutenden Teil zur elektrischen Energieversorgung in Deutschland beitragen. Ziel ist, 25 GW installierte Leistung Offshore bis zum Jahr 2025/30 in Deutschland zu erreichen [Bund]. Bis 2020 könnten rund 50 GW an Windleistung vor den europäischen Küsten stehen [EU].

Die Nutzung der Windenergie auf See stellt technologisch und organisatorisch eine große Herausforderung dar. Dabei kommt einer stufenweisen Entwicklung mit Aufbau und Inbetriebnahme des Hoch-Spannungs-Energieübertragungs-Systems (HS-ES) auf See bis zum Anschlusspunkt an das Deutsche Verbundsystem besondere Bedeutung zu. Hierbei nimmt die Netzkonfiguration für die Anbindung von etwa 24 Windparks in der Nordsee mit den Anschlusspunkten des Deutschen Verbundsystems eine besonders wichtige Stellung ein.

Die Bildung eines durch alle Windpark- Betreiber gemeinsam genutzten HS-ES auf See eröffnet neue Möglichkeiten der optimalen Regelung des Systems sowohl im Normalbetrieb als auch bei Netzfehlern. Wird zum Beispiel als Regelungsziel ein Minimum von Gesamtverlusten im HS-ES auf See gelegt, bringt bei den Leistungsflüssen durch Seekabel und Leistungstransformatoren im Gigawatt-Bereich eine Ersparnis von mehreren Millionen Euro bzw. eine Reduzierung von Stromkosten.

Durch die Optimierung des Aufbau- und Entwicklungskonzeptes z. B. in drei Ausbaustufen für 2010, 2015 und 2020 kann die Wirtschaftlichkeit des HS-ES in der deutschen Nordsee verbessert werden.

4 Stand der Technik und Vorgehensweise

Die Kabeltrassen auf See werden für die schon genehmigten Windparks in Kürze gebaut werden. Für die noch im Genehmigungsverfahren stehenden Windparks sollen für den Fall der Genehmigung und den Bau entweder diese Seetrassen erneut ausgebaut



oder andere genehmigt werden. Wie oft dieser Prozess sich wiederholt, ist jetzt noch nicht absehbar. Solche Aus- bzw. Umbaumaßnahmen sind mit hohen Kosten und Eingriffen in die Naturschutzgebiete verbunden [Wind]. Die Ergebnisse der Untersuchungen der dena-Netzstudie [Dena] haben gezeigt, dass Windenergie in der Größenordnung von einigen Gigawatt in das Deutsche Verbundnetz integrierbar ist, allerdings ohne Angaben über die Ausführungen im Offshore-Bereich. Diese Aufgabe gehört seit kurzem zu den Pflichten der Netzbetreiber, ggf. E.ON Netze GmbH und Vattenfall Europe Transmission, die die Offshore-Windenergie aufnehmen sollen [Gesetz]. Ihre Entwicklungskonzepte liegen heute noch nicht vor. Allerdings werden schon heute einige Entwürfe vorgeschlagen [Park, Nordsee], die einen Aufbau separater Anbindungen aufweisen. Erhöhte Gesamtkosten der Offshore-Windparks (WP) inklusive HS-ES sowie technische und organisatorische Probleme sind die Folge. Opfer dieses Prozesses sind die Naturschutzgebiete, die mit der Verlegung neuer Kabeltrassen mehrfach beeinträchtigt werden. Aus diesen Gründen muss für das HS-ES ein Konzept entwickelt werden, welches Fragen der Wirtschaftlichkeit, Systemtechnik, Zuverlässigkeit, Regelung, des Energiemanagements sowie der Nachhaltigkeit berücksichtigt und einen koordinierten Aufbauprozess auf See zugrunde legt. In den unterschiedlichen Studien wurden technische Aspekte der zukünftigen Kabeltrassen auf See und über die Insel Norderney analysiert. Allerdings geht es hier vorwiegend um die Kabelanzahl, die für den Anschluss von WP während der nächsten 2-5 Jahre ausreichend wäre. Bei Betrachtung des Zeithorizontes 2020 folgt allerdings, dass diese Insel und das anschließende Naturschutzgebiet noch mehrere Male beeinträchtigt werden sollen. Wird bis 2020 die prognostizierte Zahl von 24 WP tatsächlich erreicht, sollen dann auch 24 Kabeltrassen gebaut werden. Sie können bis 157 Kabelsysteme im Extremfall benötigen (Tab. 2, 150 kV). Darüber hinaus kann die Kabelzahl im Seeboden bis 471 erreichen (157 Kabelsysteme x 3 einadrige Kabel). Die durchgeführten Berechnungen haben gezeigt, dass diese 471 Kabel auf etwa 177 (59 Kabelsysteme x 3 einadriger Kabel) reduziert werden können (Tab. 4). Um die Leistung von etwa 25 GW [Park, Nordsee] zukünftiger WP (Tab. 1) über eine Entfernung bis 140 km an das Deutsche Verbundnetz einspeisen zu können, kommen heute sowohl Drehstrom- als auch Gleichstromübertragungsverfahren in Betracht. Vor- und Nachteile dieser beiden Systeme werden immer noch diskutiert. Allerdings wird bei dem Aufbau aller WP weltweit das Drehstromübertragungsverfahren bevorzugt. Auch aus diesem Grund wird im Weiteren nur dieses Verfahren behandelt, bei dem bereits langjährige Erfahrungen gesammelt wurden und die Technik erprobt ist. Unter Betrachtung des Drehstromübertragungsverfahrens kann die Zahl der unterschiedlichen Varianten der Netzkonfigurationen auf See sehr zahlreich sein. Für eine wirtschaftliche Auswertung wurden nur diejenigen Varianten in Betracht gezogen, bei denen ein normaler elektrischer Betrieb HS-ES auf See (Spannungen und Leistungsverluste in allen Betriebsmitteln bleiben in den zulässigen Bereichen) erreicht werden kann.



Zeithorizont	Gesamtzahl		P_{Ein}
	Windkraftanlagen	Windparks	GW
			2010
2015	4829	18	21,8
2020	5549	24	24,5

Dabei ist P_{Ein} - die Gesamtleistung von allen zu jedem Zeithorizont geplanten Windparks.

Tabelle 1: Entwicklungstrend von Windparks auf der deutschen Nordsee

Im Weiteren werden die entwickelten Vorschläge zur Planung des HS-ES in der Nordsee mit drei Zeithorizonten 2010, 2015 und 2020 behandelt. Die entsprechenden Zuwachsstufen von Offshore - Windleistungen dieser drei Zeithorizonte wurden aus den genehmigten und für Genehmigung beantragten Windparks gebildet [Nordsee], die in der Tabelle 1 dargestellt sind.

5 Konzept der separaten Anbindung

Dieses Konzept spiegelt den heutigen Trend in der Planung des HS-ES wieder: Jeder Windparkbesitzer plant eine eigene Hochspannungskabeltrasse ausschließlich für sein Projekt, isoliert von anderen Projekten. Solche isolierte Vorgehensweise in der Kabel- und Trassenplanung widerspricht der dena-Studie [Dena], die ausdrücklich darauf hinweist, dass eine übergeordnete Planungscoordination nötig und eine Kabelbündelung unvermeidbar ist. Obwohl dieses Konzept wirtschaftlichen und zuverlässigen Betrieb kaum erwarten lässt, wurde dieses aus Vergleichsgründen berechnet und analysiert.

In Abb. 1 sind Szenarien des Ausbaus von HS-ES in der Nordsee in drei Zeithorizonten 2010, 2015 und 2020 dargestellt. In Tabelle 2 sind entsprechende Eckwerte für die Kabelzahl zwischen WP und dem Netzanschlusspunkt an der Küste (NPK) sowie zwischen dem NPK und dem Umspannwerk (UW) des Deutschen Verbundnetzes (DVN) an Land zusammengefasst. Ein Vergleich der Kabelzahl in Tabelle 2 zeigt, dass für den Transport der gleichen Leistung über Land etwa um 15 % weniger Kabel als auf See erforderlich sind. Das wird durch gemeinsame Nutzung der Anbindungen an Land zwischen den NPK und den UW des DVN erreicht.



Zeithorizont 2010: Die genehmigten WP erster Ausbaustufe werden separat über eine jeweils eigene Kabeltrasse mit dem NPK verbunden. Die Anbindungen werden nach dem kürzesten Weg verlegt.

Zeithorizont 2015: Ein Teil der küstenfernen WP aus dem fortgeschrittenen Genehmigungsverfahren werden mit gleichem, separatem Aufbauprinzip angeschlossen.

Zeithorizont 2020: Die Leistungen aller WP erreichen die Endausbauwerte. Da nicht alle WP zu bestimmten Stichtagen gleichzeitig gebaut bzw. ans Netz angeschlossen werden können, wird das Küstenvorfeld kontinuierlich beeinträchtigt werden.

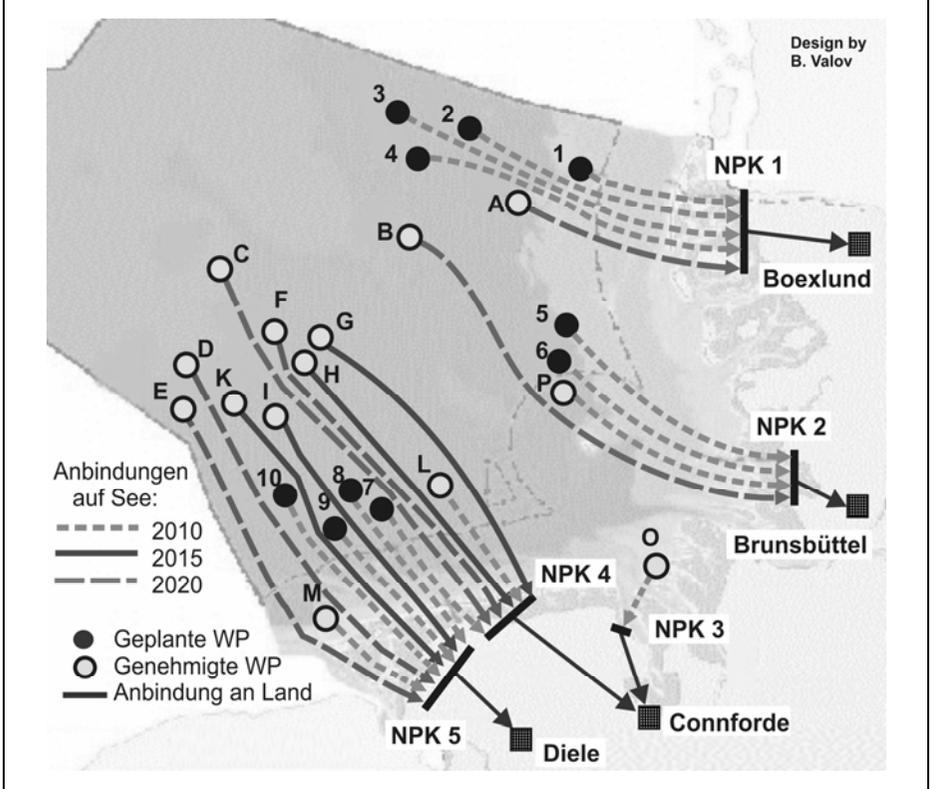


Abb. 1: Konzept der separaten Anbindung

Legende zur Abbildung 1 und 2: 1 - Offshore-Bürger-Windpark Butendiek; 2 - Dan Tysk; 3 - Sandbank 24; 4 - Nördlicher Grund; 5 - Amrumbank West; 6 - Nordsee Ost; 7 - Offshore North Sea Windpower; 8 - Borkum West; 9 - Borkum Riffgrund; 10 - Borkum Riffgrund West; A – Uthland; B - Weiße Bank; C - Vento Tec Nord I; D - Offshore Wind-



park Austerngrund; E - Offshore-Windpark "Deutsche Bucht"; F - Vento Tec Nord II; G - Global Tech I; H - Hochsee Windpark Nordsee; I - Hochsee Windpark Hedreih; K - BARD Offshore I; L - Gode Wind; M - Borkum Riffgat; O - Offshore-Windpark Nordgründe; P – Meerwind.

Grundsätzlich können die separaten Anbindungen nur auf See verlegt werden. Bei Verlegung durch die

Naturschutzgebiete benötigen sie überaus viel Platz. Im Interesse des Naturschutzes sollte dieser Platzbedarf möglichst minimal sein und die Zahl von NPK niedrig gehalten werden. Sie können mit den UW an das DVN im Landesinneren auch mit Frei- oder gasisolierten Leitungen, Kabeln verbunden werden. Dabei kann sich die Anzahl der Landkabel ändern (Tab. 2).

Anbindungen	Anzahl von Kabeln		
	150 kV	220 kV	380 kV
WP(1,2,3,4,A) – NPK1	45	34	19
NPK1–Boexlund	42	28	16
WP(5,6,B,P) – NPK2	16	12	6
NPK2–Brunsbüttel	16	12	6
WP(7,L,C,F,G,H) – NPK3	1	1	1
NPK3–Connforde	1	1	1
WP(E,D,K,I) – NPK4	42	27	15
NPK4–Connforde	30	21	11
WP(8,9,10,M) – NPK5	53	36	21
NPK5–Diele	44	31	18
Insgesamt auf See	157	110	62
Insgesamt an Land	136	94	53

Tabelle 2: Erforderliche Anzahl von Kabeln im HS-ES auf der Nordsee und an Land bei Nennspannungen

In diesem Konzept hat jeder WP eine Seeplattform, deren Zahl dann bis zum Jahr 2010 – 15, bis zum Jahr 2015 – 18 und bis zum Jahr 2020 – 24 betragen wird.



Die ins Netz eingespeiste Windleistung stellt normalerweise einen stark fluktuierenden Prozess dar, die unter

Umständen zum instabilen elektrischen Betrieb des DVN führen kann. Als Maß für die Konformität der eingespeisten Windleistung zur Aufnahmekapazität des UW vom DVN ist ein Leistungsverhältnis

K_p zwischen der Anfangskurzschlussleistung [EN 60076-5] S_k'' für die Span-

nungsebene von 380 kV und der Windeinspeiseleistung an das DVN P_{Ein} geeignet

$K_p = S_k''(380kV) / P_{Ein} = 40GW / P_{Ein}$ (Tab. 3). Dabei gilt, je größer dieses Verhältnis ist, desto weniger Netzurückwirkung von Windparks lässt sich erwarten. Aus Tabelle 3 folgt, dass die UW des DVN nicht gleichmäßig belastet sind. Dadurch wird die Netzbetriebsführung im DVN komplizierter. Besonders ist der UW „Boexlund“ negativ betroffen. Dieses Leistungsverhältnis kann ggf. nur durch eine Windparkabregelung ausgeglichen bzw. verbessert werden. Hier sind Netzverstärkungsmaßnahmen in größerem Umfang als für andere UW erforderlich. In dem entwickelten Konzept der Bündelung mit Querverbindungen wird eine Lösung vorgeschlagen, die die genannten Nachteile beseitigt.

UW an das DVN	2010		2015		2020	
	P_{Ein}	K_p	P_{Ein}	K_p	P_{Ein}	K_p
	GW		GW		GW	
Diele	3,8	10,5	7,7	5,2	8,5	4,7
Connforde	2,5	16,0	4,5	8,9	5,7	7,1
Brunsbüttel	1,9	20,6	1,9	20,6	2,2	18,0
Boexlund	7,7	5,2	7,7	5,2	8,1	5,0
Insgesamt	15,9		21,8		24,5	

Tabelle 3: Leistungsverhältnisse für unterschiedliche Anschlusspunkte und Zeithorizonte

6 Konzept der Bündelung mit Querverbindung

Das Problem einer ungleichmäßigen Belastung von UW des DVN kann durch die Verlegung von zusätzlichen Querverbindungen zwischen den Clustern auf See (Abb. 2) erfolgreich gelöst werden. Hierbei sollen während der ersten Phase die küstennahen einzelnen Windparks zu den Clustern vereint und über die gemeinsam genutzten Trassen an den NPK eingeschliffen werden (Abb. 2, Zeithorizont 2010). In den weiteren Ausbauphasen (2015-2020) kommen zu diesen Trassen die letzten Windparks hinzu. Während der zweiten Ausbauphase (2010-2015) soll die Querverbindung zwischen den Windparks „Gode Wind“ (L) und „Meerwind“ (P) verlegt werden, um die Möglichkeit des Belastungsausgleiches der UW des DVN zu erreichen und dadurch Netzverstärkungsmaßnahmen in diesem Teilnetz zu erübrigen. Während der dritten Ausbauphase (ab 2015) sollen die nächsten Querverbindungen zwischen den Windparks „Global Tech I“



(G) und „Weiße Bank“ (B) sowie zwischen den Windparks „Weiße Bank“ (B) und „Amrumbank West“ (5) verlegt werden,

um volle Flexibilität der Betriebsführung des HS-ES auf See erreichen zu können. Zusätzliche Kabelkosten für diese Querverbindungen auf See werden, wie die Berechnungen gezeigt haben, niedriger sein als die Kosten für die benötigten Netzverstärkungsmaßnahmen im DVN an Land. In diesem Konzept wird die Betriebssicherheit und Flexibilität des ganzen HS-ES auf See durch die gewonnenen Möglichkeiten zur gegenseitigen Unterstützung der Windparks beim Schwarzstart, Notstromversorgung, Behebung und Kostenreduzierung der Havariezustände erhöht. Das Konzept bietet auch durch eine entsprechende Regelung von WP die Möglichkeit zum Ausgleich bzw. zur Dämpfung von Fluktuationsintensitäten der Einspeiseleistungen und zur Stabilisierung der Spannungen bei den Unterschieden in Windgeschwindigkeiten auf großer Seefläche der Windparks an.

Anbindungen	Anzahl von Kabeln		
	150 kV	220 kV	380 kV
WP „1“ – NPK1	42	31	18
NPK1-Boexlund	42	32	20
WP „P“ – NPK2	9	9	6
NPK2-Brunsbüttel	9	9	6
WP „L“ – NPK4	72	47	31
NPK4-Diele	72	47	31
WP „M“ – NPK5	1	1	1
NPK5-Diele	1	1	1
WP „O“ – NPK3	1	1	1
NPK3-Connforde	1	1	1
Insgesamt auf See	126	90	59
Insgesamt an Land	126	90	59

Tabelle 4: Erforderliche Anzahl von Kabeln im HS-ES auf der Nordsee und an Land bei unterschiedlichen Nennspannungen

Die notwendige Zahl von Kabeln auf See und an Land verdeutlicht Tabelle 4. Die Anzahl von Seeplattformen beträgt dann bis zum Jahr 2010 – 13, bis zum Jahr 2015 – 17 und bis zum Jahr 2020 – 19 und ist geringer im Vergleich zum Konzept der separaten Anbindung.

Durch die Regelung der WP bzw. Steuerung der Leistungsflüsse in den Querverbindungen können die Einspeiseleistungen aller Windparks zwischen den Einspeisepunkten an Land geregelt bzw. optimiert werden. Die extreme Differenz in der Belastung von den UW laut Tabelle 3 kann nun ausgeglichen werden: Das kaum belastete UW „Connforde“ und das geringfügig belastete UW „Brunsbüttel“ können überschüssige Windenergie der stark belasteten UW „Diele“ und UW „Boexlund“ übernehmen. Das ausgeglichene mittlere Leistungsverhältnis jedes UW beträgt dann im Durchschnitt etwa 80 – 90 p.u.



Zeithorizont 2010: Statt sechs Trassen zum NPK4 im Konzept der separaten Anbindung (Abb. 1) wird nur eine Trasse „10-9-8-7-L-NPK4“ und statt drei Trassen zum NPK2 nur eine Trasse „5-6-P-NPK2“ verlegt.

Zeithorizont 2015: Die WP „H, K und I“ erweitern den schon bestehenden Anschluss zum NPK 4. Erste Querverbindung „L-P“ wird eingefügt.

Zeithorizont 2020: Die letzten genehmigten WP kommen in Betrieb. Das HS-ES auf See wird durch die Querverbindungen „G-B-4“, „B-A“ und „B-5“ verstärkt.

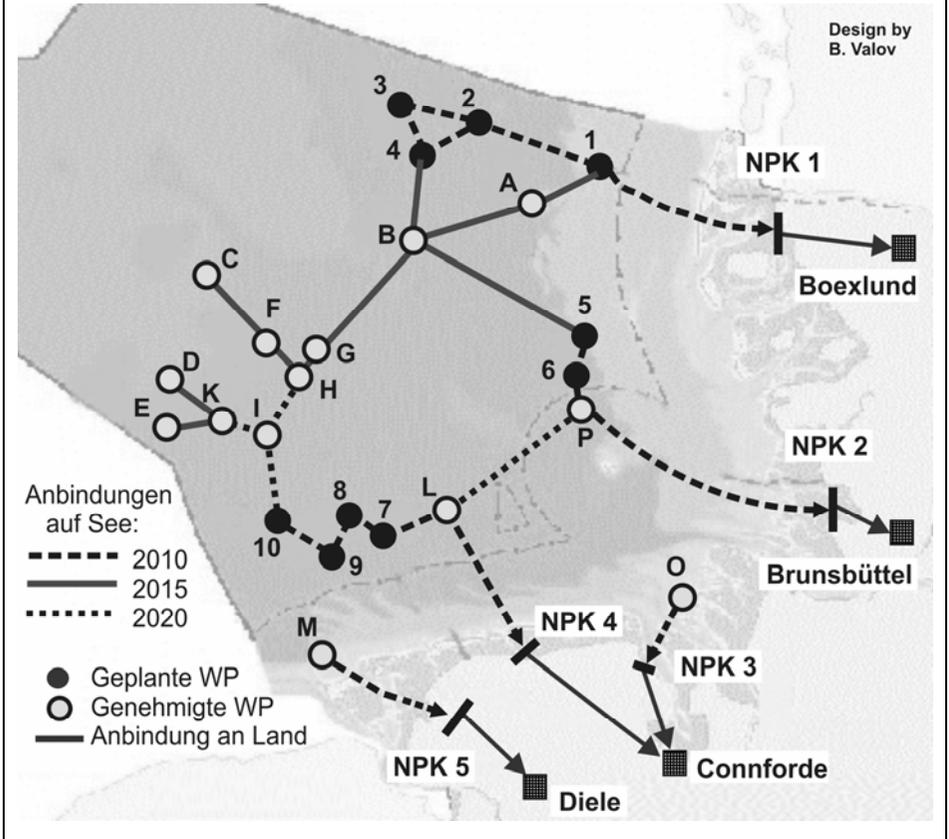


Abb. 2: Konzept der Bündelung mit Querverbindung

Auch für die Netzurückwirkungen von Windleistungen auf das DVN gilt, je größer dieses Verhältnis ist, desto geringer sind diese. Die Zuverlässigkeit bzw. Verfügbarkeit erreichen in diesem Konzept die höchsten Werte gegenüber den anderen o. g. Konzepten.

7 Wirtschaftlichkeit der Konzepte

Da die Kosten der benötigten Anlagen und Bauarbeiten in unterschiedlichen Literaturquellen einen großen Unterschied aufweisen, wurden mittlere realistische Werte angenommen und unverändert bei den Berechnungen aller Konzepte und Varianten als einheitliche Basis angewandt. Dadurch ergibt sich die Möglichkeit zum Vergleich von Varianten. Auf Grund dieser Annahmen sind alle berechneten Kosten in Abb. 3 und Abb. 4 nur als Schätzwerte zu betrachten.

Alle Berechnungen gliedern sich im Bezug auf die Nennwerte des HS-ES auf See: 150, 220 oder 380 kV. Für jede Variante wurden die Basiswerte der Hochspannungsseekabel, der Leistungstransformatoren und Blindleistungskompensationsanlagen jeweils an einen zulässigen Netzbetrieb angepasst sowie die Realisierbarkeit des elektrischen Betriebes des ganzen HS-ES auf See durch entsprechende Netzberechnungen geprüft.

Seit der Veröffentlichung der dena-Studie werden bezüglich der Ausführung der Verbindung von NPK mit den UW an das DVN mit einem Erdkabel oder mit einer gasisolierten Leitung (GIL) intensiv diskutiert. Die beiden Anbindungsvarianten kamen in elektrischen und wirtschaftlichen Berechnungen auch in Betracht. Dadurch wird jedes Konzept in sechs unterschiedliche Varianten gesplittet. Insgesamt wurden auf diese Weise 18 Netzvarianten unter elektrischen und wirtschaftlichen Gesichtspunkten analysiert. Die Berechnungsergebnisse zeigen Diagramme in den Abb. 3 und 4. Die Verluste in Abb. 4 beziehen sich jeweils auf die installierte Leistung vom Endausbau von 24,5 GW.

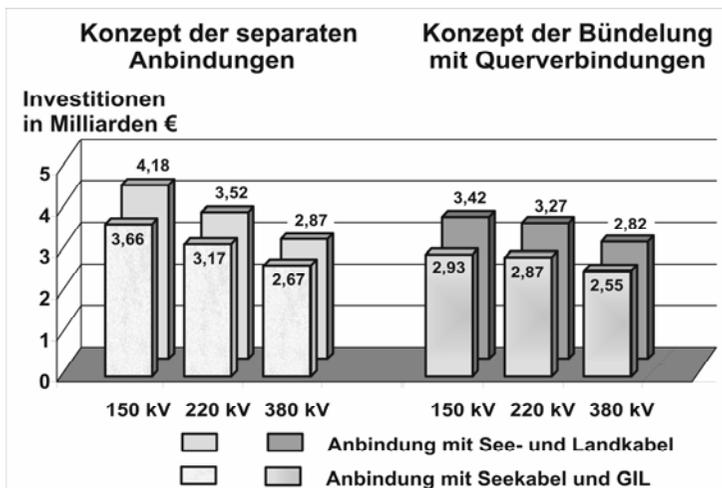


Abb. 3: Investitionen pro Jahr

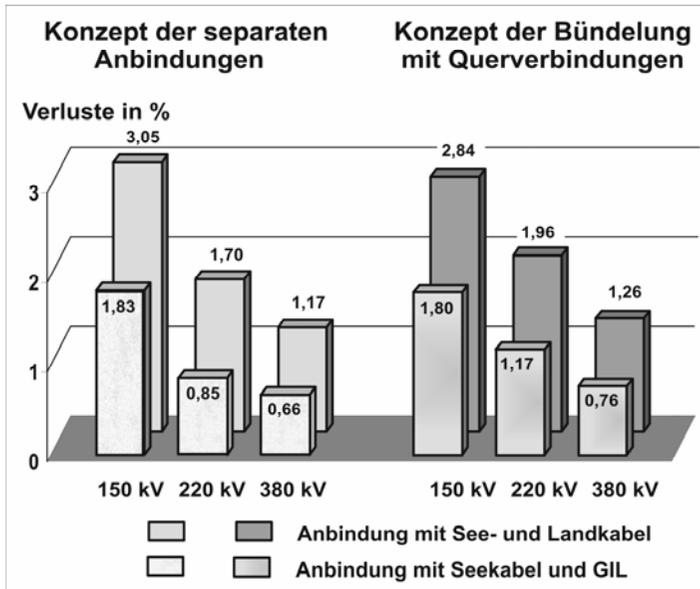


Abb. 4: Leistungsverluste bei den unterschiedlichen Konzepten

Aus den Abb. 3 und 4 folgt:

- Investitionen bis 4,18 Mrd. Euro und Leistungsverluste bis 3,05% im Konzept der separaten Anbindung sind die größten Werte unter den betrachteten Konzepten.
- Das Konzept der Bündelung mit Querverbindungen bei der Nennspannung 380 kV und bei der GIL-Anbindung an Land hat die niedrigsten Investitionen von etwa 2,55 Mrd. Euro, die im Vergleich zum Konzept der separaten Anbindung um 1,63 Mrd. Euro (von 4,18 auf 2,55) geringer sind.
- Die Erhöhung der Betriebsspannung im HS-ES auf See bringt finanzielle Vorteile.
- Die Anwendung von GIL statt Kabeln führt zur Senkung der Investitionen, aber zu höheren Leistungsverlusten.
- Ein Vergleich der Leistungsverluste spricht gegen das momentan bevorzugte Konzept der separaten Anbindung.



8 Fazit

Die durchgeführten Untersuchungen beweisen die Zweckmäßigkeit vom koordinierten Aufbau eines einheitlichen Hochspannungsenergiesystems im Offshore - Bereich. Die heutigen Neigungen der Planer zum Konzept der separaten Anbindung zwischen den Windparks und dem Deutschen Verbundnetz soll kritisch betrachtet und diskutiert werden, weil dieses besonders hohe Investitionen, Leistungs- bzw. Energieverluste und eine große Zahl an Kabeln und Trassen aufweist und mit verstärkten Naturbeeinträchtigungen verbunden ist. Als Alternative wurde das Konzept der Bündelung mit Querverbindungen entwickelt. Wirtschaftlichkeit und Machbarkeit von diesem neuen Konzept wurden durch entsprechende Wirtschafts- und Netzberechnungen nachgewiesen.

Über besonders viele Vorteile verfügt das entwickelte Konzept der Bündelung mit Querverbindungen. Dieses Konzept soll der Verstärkung der Stabilität des deutschen und europäischen Verbundsystems bei großen fluktuierenden Windleistungen aus dem Offshore - Bereich dienen. Durch die Regelung der WP bzw. Steuerung der Leistungsflüsse in den Querverbindungen können die Einspeiseleistungen aller Windparks zwischen den Einspeisepunkten an Land geregelt bzw. optimiert werden.

Als weiterer positiver Aspekt des vorgeschlagenen Konzepts ist zu erwähnen, dass Baumaßnahmen in Gebieten nationaler Naturparks nur einmalig statt mehrmals erfolgen müssen.

9 Literatur

/Bund/ Strategie der Bundesregierung zur Windenergienutzung auf See im Rahmen der Nachhaltigkeitsstrategie der Bundesregierung. Januar 2002.

/EU/ Europa geht Offshore: Mitgliedstaaten diskutierten Stromerzeugung aus Windenergie auf See. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Berlin. Pressemitteilung Nr. 053/07, 23.02.2007.

/Wind/ Untersuchung der Wirtschaftlichen und energiewirtschaftlichen Effekte von Bau und Betrieb von Offshore-Windparks in der Nordsee auf das Land Niedersachsen. Niedersächsische Energie Agentur GmbH in Zusammenarbeit mit Deutschem Windenergie-Institut GmbH, Niedersächsische Institut für Wirtschaftsforschung e.V., Projekt Nr. 2930, Hannover, 14.06.2001.

/Dena/ Dena-Studie. Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Berlin, Mai 2005.



/Gesetz/ Gesetz zur Beschleunigung von Planungsverfahren für Infrastrukturvorhaben. GBL Jg 2006, Teil 1, Nr. 59, S. 2833-2853, Bonn, 16.12.2006.

/Park/ Windparks in der Nordsee. <http://www.offshore-wind.de/page/index.php?id=4761&L=http%3A%2F%2Fm00.laughingllamas.com%2Ffileupload%2Fstore%2Fcheck.txt%3F&fs>

/Nordsee/ Nordsee: Offshore-Windparks. <http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/Wirtschaft/CONTIS-Informationssystem/ContisKarten/NordseeOffshoreWindparksPilotgebiete.pdf>

/EN 60076-5/ EN 60076-5 (VDE 0532) Leistungstransformatoren. Teil 5: Kurzschlussfestigkeit.



Regelung von Frequenzumrichtern für Windenergieanlagen mit doppelt gespeistem Asynchrongenerator

Dr.-Ing. Harald Hohlen
Dipl.-Ing. Karl Stapelfeldt
DeWIND GmbH
Seelandstr. 1
23569 Lübeck

E-Mail: ho@dewind.de



Reglerentwicklung für eine 2MW-Windturbine mit Momentenwandler



Dr.-Ing. Harald Hohlen
Dipl.-Ing. Karl Stapelfeldt

November 2007

DeWind Inc.

1



Inhalt

Einleitung:

- Triebstrangkonzzept
- Zeitliche Anforderungen

Lösungsansatz:

- Modellbasierte Entwicklung
- Gesamtanlage – Realität und Modell

Lösung:

- Realtime-Simulation
- Vergleich Messung – Simulation

Fazit

November 2007

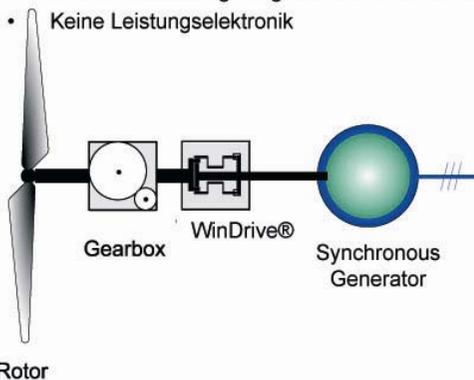
DeWind Inc.

2



Triebstrangkonzzept – Teil I

- Direkt netzgekoppelter Synchrongenerator
- Kurzschlussbeitrag mit gesamter Turbinenmassenträgheit
- Keine Leistungselektronik



November 2007

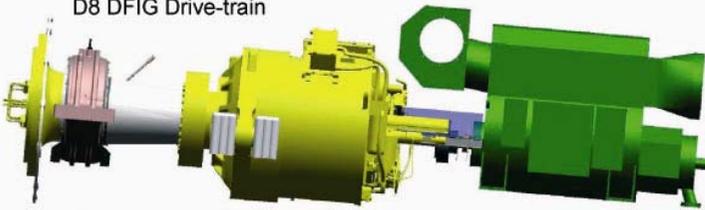
DeWind Inc.

3



Triebstrangkonzep – Teil II

D8 DFIG Drive-train



D8.2 Drive-train with WinDrive®



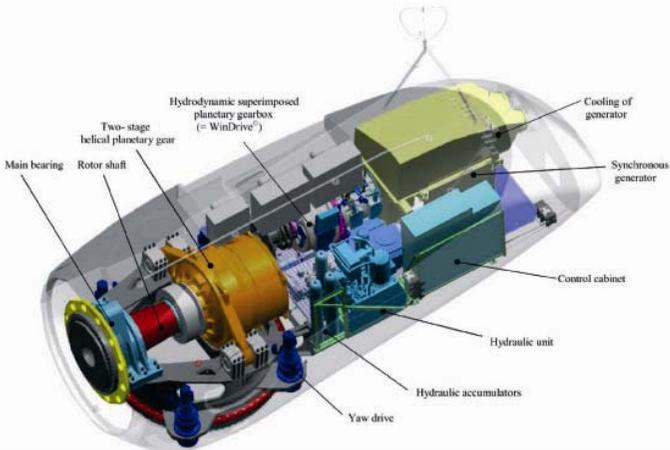
November 2007

DeWind Inc.

4



Gondel-Design



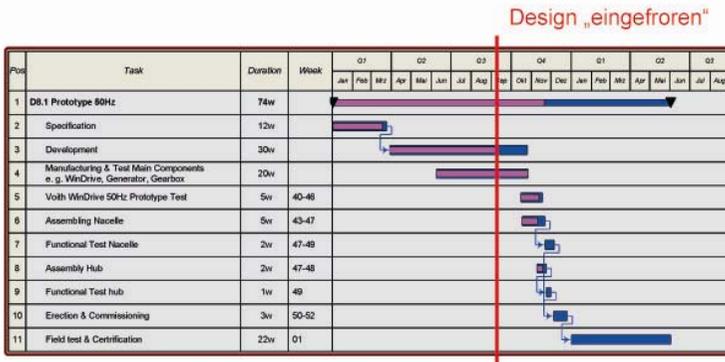
November 2007

DeWind Inc.

5



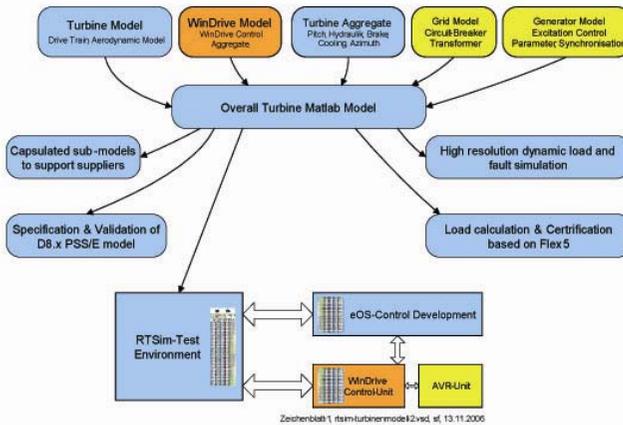
Zeitstrahl



Parallele Entwicklung von Modellen und Hardware/Software !!!



Ablauf der modellbasierten Entwicklung – Teil I





Ablauf der modellbasierten Entwicklung – Teil II

- Entwicklung eines Turbinenmodells basierend auf Matlab/Simulink.
- Untermodelle repräsentieren den aktuellen Entwicklungsstatus mit kontinuierlichen Update-Zyklen.
- Abbildung aller Komponenten mit ihren physikalischen Werten und Schnittstellen-Signalen innerhalb des Turbinenmodells.
- Verwendung des Turbinenmodells für die hochaufgelöste dynamische Simulation von speziellen Fehlern und Lastszenarien (z.B. Grid fault).
- Verwendung von Modellteilen für die Lastkalkulation.
- Hardware-in-the-Loop-(HiL)-Test des eOS-Steuerungssystems und anderer Steuerungssysteme wie z.B. WinDrive Control und Excitation Control
- Unterstützung durch Partner: **ISET, Voith, ABB, ATP-Rhein-Ruhr-Uni**

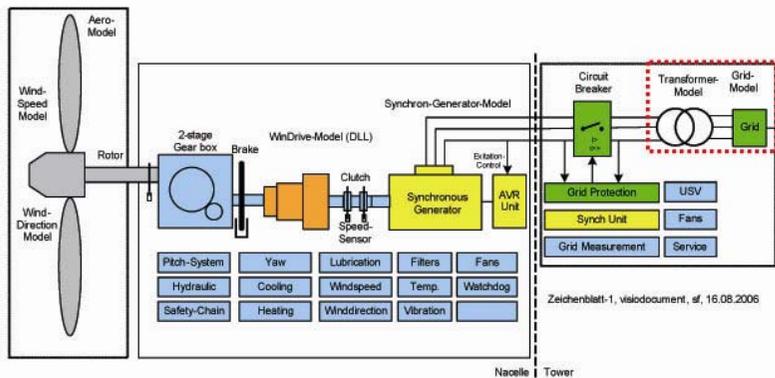
November 2007

DeWind Inc.

8



Komponenten der Gesamtanlage



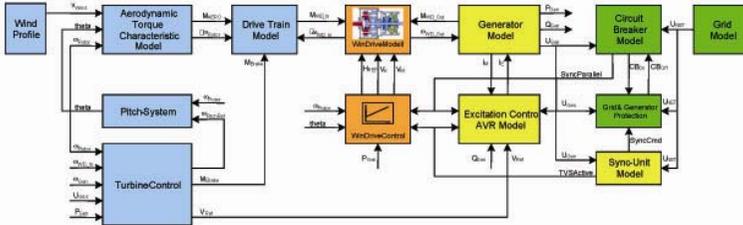
November 2007

DeWind Inc.

9



Modell-Komponenten der Gesamtanlage



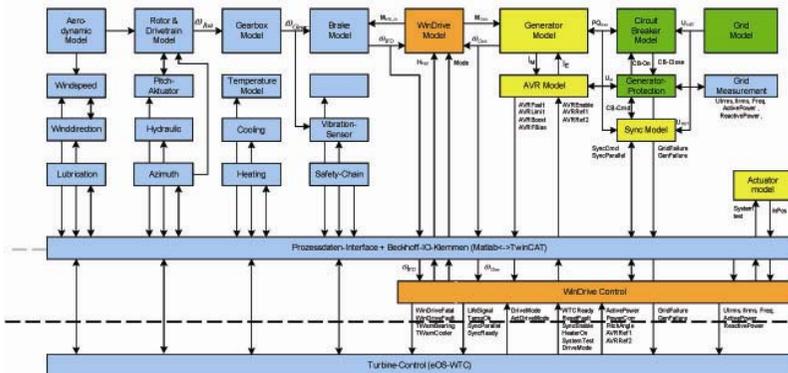
November 2007

DeWind Inc.

10



Schnittstellen-Blockdiagramm der Gesamtanlage



Zeichenblatt-1_rtm-turbinemodell-2.vsd, Karl Stapefeldt, 09.11.2006

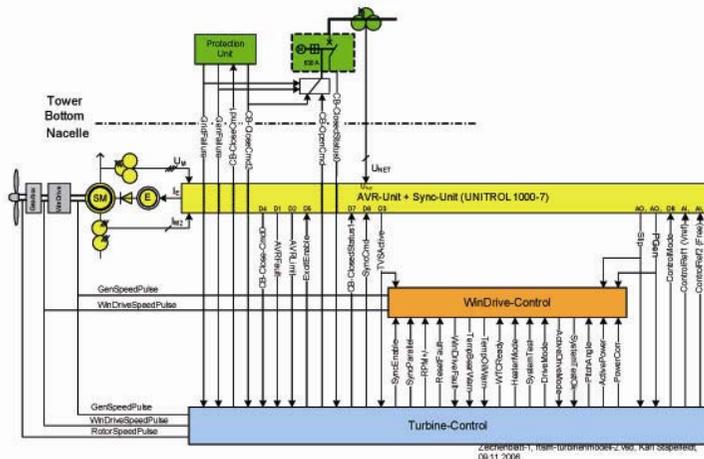
November 2007

DeWind Inc.

11



Signal Interface WinDrive-Control und AVR-Einheit



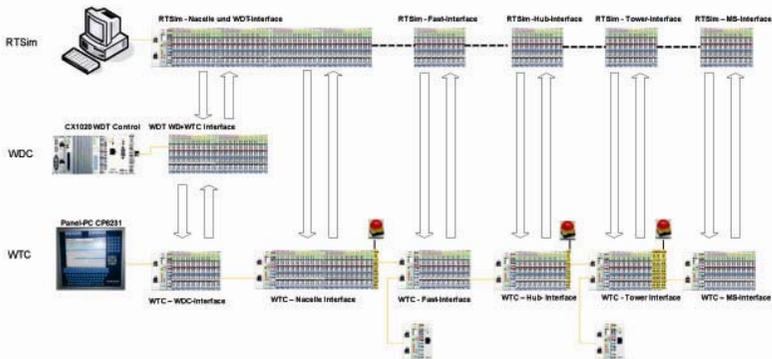
November 2007

DeWind Inc.

12



Real-Time-Testumgebung



November 2007

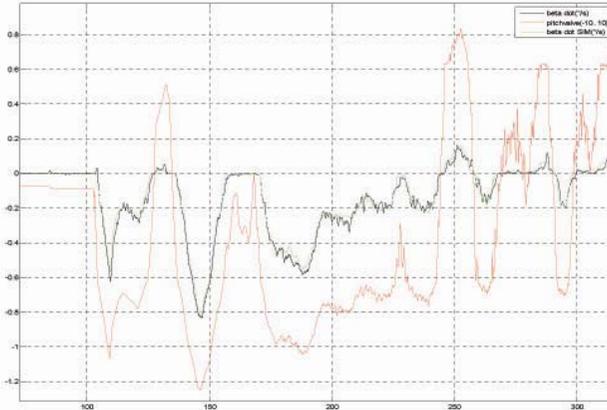
DeWind Inc.

13



Simulationsergebnisse

Beispiel: Pitchrate während Hochlauf



November 2007

DeWind Inc.

14



Fazit

Für die erfolgreiche Umsetzung der Regelungs- und Ansteuertechnik der D8.2 von der Idee in die Realität war und ist die modellbasierte Entwicklung das Schlüsselement.

November 2007

DeWind Inc.

15



Prototyp D8.2 (50Hz) Cuxhaven

November 2007

DeWind Inc.

16