

Universität
Rostock



Traditio et Innovatio

Regelung von Offshore-Windparks mit Dioden-
Gleichrichter-HGÜ in einem synthetischen Referenzsystem

Dissertation

zur

Erlangung des akademischen Grades
Doktor-Ingenieur (Dr.-Ing.)
der Fakultät für Informatik und Elektrotechnik
der Universität Rostock

M.Sc. Cord Prignitz

eingereicht: 20.08.2020

verteidigt: 29.01.2021

in Rostock

Gutachter:

Prof. Dr.-Ing. Hans-Günter Eckel

Prof. Dr.-Ing. Dirk Westermann

Dr. Sven Achenbach

Danksagung

Nachfolgend möchte ich mich bei allen bedanken, die mich beim Erstellen dieser Arbeit unterstützt haben.

Zu aller erst bedanke ich mich bei Prof. Dr.-Ing. Hans-Günter Eckel für die Betreuung der Arbeit, den intensiven fachlichen Austausch, die zahlreichen tollen Ideen sowie für die stets offene und sehr vertrauensvolle Art, mit welcher er mich begleitet hat. Zudem möchte ich mich bei Dr.-Ing. Sven Achenbach von Siemens Energy in Erlangen für die fachliche Kooperation und sehr freundliche Zusammenarbeit bedanken.

Weiterer Dank gilt meinen Kollegen*innen für die schöne Zeit und das angenehme Arbeitsumfeld am Lehrstuhl. Insbesondere danke ich Michael Schütt und Christian Neumann für die sehr hilfreichen fachlichen Ratschläge und das mühevollen Korrekturlesen der Arbeit.

Mein besonderer Dank gilt meinen Eltern und meiner Freundin sowie meinen Töchtern, die mich immer verständnisvoll und motivierend bei der Fertigstellung dieser Arbeit begleitet haben.

Kurzfassung

Offshore-Windparks mit HGÜ-Anbindung stellen zukünftig einen signifikanten Anteil am regenerativen Energiemix der Bundesrepublik Deutschland dar. Der Einsatz von Dioden-Gleichrichtern anstelle aktuell verwendeter Modular-Multilevel-Converter (MMC), bietet einen vielversprechenden Lösungsansatz zur Verkleinerung der Offshore-Inverter Plattform und damit verbundener Senkung der Projektkosten.

Da die DC-Spannung der HGÜ durch den Onshore-seitigen MMC konstant gehalten wird, definiert der leitende Dioden-Gleichrichter lediglich die Amplitude der AC-Spannung des Offshore-Netzes. Konventionelle Stromregelverfahren von Windenergieanlagen können dabei nicht angewendet werden, da sie sich stets auf die Phasenlage der Netzspannung synchronisieren und Dioden-Gleichrichter dem Spannungssystem des Offshore-Netzes weder Frequenz noch Phasenlage vorgeben. Die Windenergieanlagen müssen somit Blindleistung und Frequenz im Offshore-AC-Netz selbst regeln und gleichzeitig die im Wind verfügbare Leistung in die Dioden-Gleichrichter-HGÜ einspeisen.

Die Arbeit beschreibt ein Regelungsverfahren für Windenergieanlagen, das die konventionelle Synchronisation auf die lokale Netzspannung durch die Vorgabe eines externen Synchronisationssignals ersetzt. Alle netzseitigen Umrichter des Offshore-Inselnetzes werden somit stromgeregelt in einem gemeinsamen synthetischen Referenzsystem betrieben, dem sogenannten FixReF-System. Daraus resultiert eine dem Synchronisationssignal entsprechende feste Netzfrequenz, was einem Stabilitätsvorteil gegenüber anderen Verfahren mit variabler Frequenz in Inselnetzen mit dominierendem Anteil an Leistungselektronik entspricht. Die Lage der lokal gemessenen Ströme und Spannungen im FixReF-System wird von Windenergieanlagen genutzt, um die Blindleistung zur Kompensation des Offshore-Netzes untereinander intelligent aufzuteilen.

Die Arbeit erklärt die Implementierung der FixRef-Regelung, sowohl in netzseitigen Umrichtern von Windenergieanlagen mit Vollumrichtern, als auch in maschinenseitigen Umrichtern doppelt-gespeister Asynchronmaschinen (DFIG). Elektromechanische Windparksimulationen im Zeitbereich zeigen den Betrieb FixReF-geregelter Windenergieanlagen an einer Dioden-Gleichrichter-HGÜ und erläutern die verschiedenen Möglichkeiten der Blindleistungsverteilung bei der Anwendung des Verfahrens. Zudem werden Simulationsergebnisse eines optimierten Verhaltens der Anlagen bei Offshore-Netzfehlern und einer Strategie zur Eigenbedarfsversorgung bei Windstille auf Basis der FixReF-Regelung präsentiert. Die Untersuchung eines Notbetriebs bietet zusätzlich einen Lösungsansatz für den Verlust des Synchronisationssignals einzelner Windenergieanlagen im Park.

Abschließend erfolgt eine Implementierung und Validierung des FixReF-Verfahrens auf einem Laborprüfstand, der Modellumrichter von Windenergieanlagen über ein 25 V Labornetz mit einer Dioden-Gleichrichter-HGÜ verbindet.

Abstract

Offshore wind farms with HVDC connections will represent a significant part of the future renewable energy mix of the Federal Republic of Germany. The application of diode rectifiers instead of the currently used Modular Multilevel Converter (MMC) offers a promising solution for reducing the size of the offshore inverter platform and associated reduction in project costs.

Since the DC-link voltage of the HVDC is kept constant by the onshore MMC, the conducting diode rectifier defines only the magnitude of the AC-voltage of the offshore network. Conventional current control methods for wind turbines cannot be used, since they always synchronize with the phase position of the grid voltage and diode rectifiers will not supply the frequency or phase position of the voltage system in the offshore grid. The wind turbines must therefore regulate reactive power and frequency in the offshore AC network themselves and at the same time feed the available active power into the diode rectifier HVDC.

The thesis describes a control method for wind turbines, which replaces the conventional synchronization to the local grid voltage by introducing an external synchronization signal. All grid-side converters of the offshore island grid are thus operated in a current-controlled manner in a common synthetic reference system, the so-called FixReF system. This results in a grid frequency which is fixed in accordance with the synchronization signal, which leads to a stability advantage compared to conventional methods relying on variable frequency in island grids with a dominant amount of power electronics. The position of locally measured currents and voltages phasors in the FixReF-system are used by wind turbines for an intelligent distribution of reactive power demand for the offshore network.

The work explains the implementation of the FixRef control, in line-side inverters of wind turbines with full size converter application, as well as in machine-side inverters of Doubly-Fed Induction Generator (DFIG). Electro mechanical wind farm simulations in the time domain show the operation of FixReF-controlled wind turbines on a diode rectifier HVDC-link and investigate the different possibilities of reactive power distribution when using this method. In addition, simulation results of an optimized behavior of the plant during offshore grid faults and a strategy for auxiliary power supply in no wind conditions are presented, based on FixReF-control. An emergency operation offers a solution in case of loss of the synchronization signals of individual wind turbines within the wind farm.

The implementation and validation of the FixReF-control in a laboratory test bench that interconnects downscaled wind turbine converters to a diode-rectifier HVDC system via a 25 V laboratory network finalizes the investigation.

Inhalt

| | | |
|-------|---|----|
| 1 | Einleitung und Motivation | 1 |
| 2 | Beschaffenheit aktueller Offshore Inselnetze Anhand von Beispielen | 5 |
| 3 | Anforderungen beim Betrieb von Inselnetzen mit HGÜ-Anschluss | 11 |
| 3.1 | Normalbetrieb | 11 |
| 3.2 | Fehlerbetrieb..... | 12 |
| 3.3 | Betrieb von Inselnetzen mit VSC-HGÜ-Anbindung..... | 14 |
| 3.4 | Betrieb von Inselnetzen mit Diodengleichrichter-HGÜ-Anbindung | 16 |
| 4 | Regelung von WEA-Umrichtern im Betrieb an Dioden-Gleichrichtern mit geregelter Netzfrequenz | 18 |
| 4.1 | Zentrale Spannungs- und dezentrale Frequenzregelung / PU-Valencia | 21 |
| 4.1.1 | Inselbetrieb | 22 |
| 4.1.2 | Netzbetrieb | 26 |
| 4.1.3 | Fehlerbetrieb..... | 27 |
| 4.2 | Dezentrale Frequenz- und Spannungsregelung / Starthclyde Glasgow | 29 |
| 4.2.1 | Netzbetrieb: | 30 |
| 4.2.2 | Inselbetrieb | 31 |
| 4.2.3 | Fehlerbetrieb..... | 32 |
| 5 | Regelung von WEA-Invertern in einem synthetischen Referenzsystem | 33 |
| 5.1 | Implementierung des synthetischen Referenzsystems in Stromregelverfahren konventioneller Windenergieanlagen Umrichter | 35 |
| 5.1.1 | dq-Stromregelung netzseitiger Umrichter in einem synthetischen Referenzsystem .. | 35 |
| 5.1.2 | Regelung doppelt gespeister Asynchronmaschinen (DFIG) in einem synthetischen Referenzsystem | 39 |
| 5.2 | Anwendung der Regelung im synthetischen Referenzsystem bei verschiedenen Netztopologien | 44 |
| 5.2.1 | Verhalten von Strom und Spannung bei der Anwendung der FixReF-Regelung in Inselnetzen mit VSC-Anschluss..... | 44 |
| 5.2.2 | Verhalten von Strom und Spannung bei der Anwendung von FixReF in Inselnetzen mit Diodengleichrichter-Netzanschluss..... | 46 |
| 5.2.3 | Anwendung einer Statik zur optimierten Blindleistungsverteilung | 52 |
| 5.3 | Auslegung der Statik zur optimierten Blindleistungsverteilung | 56 |

| | | |
|--------|--|-----|
| 5.3.1 | Modell 1: WEA- und Netzmodell in der q-Achse ohne DG-HGÜ..... | 56 |
| 5.3.2 | Modell 2: WEA- und Netzmodell in d/q-Achse mit DG-HGÜ..... | 58 |
| 5.3.3 | Modell 3: WEA- und Netzmodell in d/q-Achse mit DG-HGÜ und Interaktion verschiedener WEA anhand separater Zustände der Terminalspannungen..... | 59 |
| 5.3.4 | Stabilitätsanalyse..... | 60 |
| 6 | Elektromechanische Windparksimulation..... | 63 |
| 6.1 | WEA-Invertermodell..... | 64 |
| 6.2 | Netzmodell Offshore-Windpark..... | 68 |
| 6.3 | Simulation verschiedener Betriebsführungsszenarien der FixReF-Regelung..... | 71 |
| 6.3.1 | Gleichrichterbetrieb mit Vollumrichter..... | 71 |
| 6.3.2 | Gleichrichterbetrieb mit DFIG- und FSC-Windenergieanlagen..... | 76 |
| 6.3.3 | Betrieb bei fehlerhaftem oder fehlendem Synchronisationssignal..... | 77 |
| 6.3.4 | PLL-Notbetrieb bei Verlust des Synchronisationssignals..... | 78 |
| 6.3.5 | Betrieb bei Netzfehlern im Offshore-Netz..... | 81 |
| 6.3.6 | Eigenbedarfsversorgung bei Windstille..... | 84 |
| 7 | Inselnetz Demonstrator..... | 88 |
| 7.1 | Prüfstandkonzept..... | 88 |
| 7.2 | Messergebnisse Gleichrichterbetrieb..... | 93 |
| 7.3 | PLL-Notbetrieb bei Verlust des Synchronisationssignals..... | 98 |
| 8 | Zusammenfassung und Ausblick..... | 99 |
| 9 | Literaturverzeichnis..... | 103 |
| 10 | Anhang..... | 107 |
| 10.1 | Daten Beispielnetzberechnung..... | 107 |
| 10.1.1 | VSC-HGÜ-Netz..... | 107 |
| 10.1.2 | DG-HGÜ-Netzdaten..... | 108 |
| 10.2 | Herleitung FixReF Leistung DFIG..... | 110 |
| 10.3 | Stabilitätsuntersuchung..... | 111 |
| 10.4 | Elektromechanische Windparksimulation..... | 114 |
| 10.4.1 | EMTP-Simulation..... | 114 |
| 10.4.2 | Validierung interner Größen im Gleichrichterbetrieb..... | 115 |
| 10.4.3 | Weitere Simulationsergebnisse der Statik zur Blindleistungsverteilung für verschiedene Steigungsfaktoren ($2 \leq k \leq 8$)..... | 116 |

| | | |
|--------|--|-----|
| 10.5 | Demonstrator Offshore-Inselnetz | 118 |
| 10.5.1 | Weitere Messungen Gleichrichterbetrieb | 118 |

Abbildungsverzeichnis

| | |
|--|----|
| Abbildung 1.1: Vergleich der Plattformanordnungen von aktuell verwendeten VSC-HGÜ-Anbindungen mit dezentralen Dioden-Gleichrichter-HGÜ-Systemen..... | 2 |
| Abbildung 2.1 Aufbau eines Beispielnetzes mit VSC-HGÜ-Netzanbindung | 6 |
| Abbildung 2.2 Aufbau eines Beispielnetzes mit Diodengleichrichter-HGÜ-Netzanbindung..... | 7 |
| Abbildung 2.3: Relative Impedanzen der Kabelelemente bei einer Ausdehnung entsprechend des Beispielnetzes | 9 |
| Abbildung 2.4: Vergleich der Impedanzcharakteristik von Beispielnetzen mit VSC- und DG-HGÜ | 10 |
| Abbildung 3.1: Offshore-Windpark mit VSC-HGÜ Netzanschluss..... | 14 |
| Abbildung 3.2: Offshore-Windpark mit Diodengleichrichter-HGÜ-Netzanschluss | 16 |
| Abbildung 4.1: Schematische Darstellung des Simulationsmodells der Untersuchung in [3]..... | 22 |
| Abbildung 4.2: Ersatzschaltbild der Modellbildung [3] | 23 |
| Abbildung 4.3: Blockschaltbild der Frequenzregelung nach [3]..... | 23 |
| Abbildung 4.4: Blockschaltbild der Spannungsregelung im Inselbetrieb nach [3] | 25 |
| Abbildung 4.5: Umschaltung zwischen Strom und Spannungsregelung nach [3]..... | 27 |
| Abbildung 4.6: VDCL Charakteristik..... | 27 |
| Abbildung 4.7: Regelungsschema der dezentralen Frequenz und Spannungsregelung nach [18] | 29 |
| Abbildung 5.1: Vergleich Blockdiagramm/ESB/Zeigerbild von konventioneller dq-Stromregelung mit FixReF Regelung | 37 |
| Abbildung 5.2: ESB/Zeigerbild einer DFIG-Windenergieanlage am AC-Netz..... | 39 |
| Abbildung 5.3: Vergleich Blockdiagramm/statisches ESB/Zeigerbild von konventioneller dq-Stromregelung mit FixReF Regelung | 43 |
| Abbildung 5.4: ESB/Zeigerbild für dq-Stromregelung im synthetischen Referenzsystem entsprechend <i>Option 1</i> | 45 |
| Abbildung 5.5: Zeigerbild für dq-Stromregelung im synthetischen Referenzsystem entsprechend <i>Option 2</i> | 45 |
| Abbildung 5.6: ESB und Zeigerdiagramm für die Anwendung der FixReF-Stromregelung entsprechend <i>Option 1</i> in unterschiedlichen Betriebspunkten an einer DG-HGÜ | 47 |
| Abbildung 5.7: Vergrößerung des Winkels zwischen Spannungssystem und FixReF-d-Achse bei ungleicher Leistungsverteilung und Anwendung <i>Option 1</i> | 48 |

| | |
|--|----|
| Abbildung 5.8 Schematische Darstellung der FixReF-Stromregelung bei Anwendung von <i>Option 1</i> zur Blindleistungsverteilung | 49 |
| Abbildung 5.9 Schematische Darstellung der konventionellen Zwischenkreisspannungsregelung basierend auf der Leistungsbilanz am Kondensator | 49 |
| Abbildung 5.10 Blind- und Wirkleistungsverteilung bei ungleicher Windverteilung bei der FixReF-Stromregelung entsprechend <i>Option 1</i> an einer DG-HGÜ | 50 |
| Abbildung 5.11: Vergleich Zeigerbilder zur FixReF-Regelung entsprechend <i>Option 1</i> und <i>2</i> zur Blindleistungsverteilung zwischen WEA und VSC-HGÜ | 52 |
| Abbildung 5.12: Zeigerbild für dq-Stromregelung im synthetischen Referenzsystem entsprechend <i>Option 3</i> | 53 |
| Abbildung 5.13: Schematische Darstellung der FixReF-Stromregelung bei Anwendung <i>Option 3</i> der Blindleistungsverteilung | 54 |
| Abbildung 5.14: Vergleich der Zeigerdiagramme für die Anwendung der FixReF-Stromregelung entsprechend <i>Option 1</i> und <i>Option 3</i> an einer DG-HGÜ | 55 |
| Abbildung 5.15: Modell 1 WEA- und Netzmodell in der q-Achse ohne DG-HGÜ | 56 |
| Abbildung 5.16: Modell 2 WEA- und Netzmodell in d/q-Achse mit DG-HGÜ | 58 |
| Abbildung 5.17: Modell 3 WEA- und Netzmodell in D/Q-Achse mit DG-HGÜ und Interaktion verschiedener WEA anhand separater Zustände der Terminalspannungen | 59 |
| Abbildung 5.18: Wurzelortskurven (o-> Nullstellen ; x->Polstellen) der verschiedenen Komplexitätsstufen der Modellierung im Bereich $8 < .K_{Share} < .24$; $(2 < .K_q < .6)$ | 62 |
| Abbildung 6.1: Schematische Darstellung des Vollumrichter-WEA Modells in PSCAD | 64 |
| Abbildung 6.2: Schematische Darstellung des DFIG-WEA Modells in PSCAD | 66 |
| Abbildung 6.3: Bergeronmodell eines Kabels mit Verlusten | 68 |
| Abbildung 6.4: Modellierung eines Kabelstrangs mit mehreren WEA | 69 |
| Abbildung 6.5: Modellierung der DG-HGÜ-Einheit | 69 |
| Abbildung 6.6: Einphasiges ESB, Filtereinheit für 11te/13te und 23te/25te Harmonische | 70 |
| Abbildung 6.7: Modellkonfiguration Untersuchung Gleichrichterbetrieb | 71 |
| Abbildung 6.8: 4 FSC WEA mit FixReF-Regelung, Betriebsführung entsprechend <i>Option 1</i> (ohne Blindleistungsstatik), Simulationsergebnisse | 73 |
| Abbildung 6.9: 4 FSC WEA mit FixReF-Regelung Betriebsführung entsprechend <i>Option 3</i> , Simulationsergebnisse | 74 |
| Abbildung 6.10: 4 FSC WEA mit FixReF-Regelung Betriebsführung entsprechend <i>Option 3</i> , Simulationsergebnisse der Randbedingungen der Statik | 75 |
| Abbildung 6.11: Modellkonfiguration Untersuchung Gleichrichterbetrieb | 76 |

| | |
|--|-----|
| Abbildung 6.12: 2 FSC + 2 DFIG-WEA mit FixReF-Regelung Betriebsführung entsprechend <i>Option 3</i> , Simulationsergebnisse | 77 |
| Abbildung 6.13: Simulationsergebnisse eines steigenden Winkelfehlers an einer WEA bei FixReF-Stromregelung..... | 78 |
| Abbildung 6.14: Statik der statischen Kompensation für WEA im PLL-Notbetrieb..... | 79 |
| Abbildung 6.15: Simulationsergebnisse 3 WEA mit FixReF-Stromregelung zusammen mit 1 WEA mit PLL-Notbetrieb..... | 80 |
| Abbildung 6.16: Simulationsergebnisse 3 WEA mit FixReF-Stromregelung zusammen mit 1 WEA mit PLL-Notbetrieb mit statischer Kompensation..... | 81 |
| Abbildung 6.17: Modellkonfiguration für die Simulation von Fehlern am Offshore-PCC..... | 82 |
| Abbildung 6.18: Vergleich der Simulationsergebnisse eines dreiphasigen Kurzschlusses am Offshore-PCC | 83 |
| Abbildung 6.19: Hilfsbetriebeversorgung mit Frequenzumrichter und AC-Aux-Kabel..... | 85 |
| Abbildung 6.20: Schematisches Blockschaltbild der Aux-VSC-Regelung..... | 86 |
| Abbildung 6.21: Simulationsergebnisse der Eigenbedarfsversorgung mit Hilfe des Aux-Converters | 87 |
| Abbildung 7.1: Laborprüfstand Offshore-Inselnetz..... | 88 |
| Abbildung 7.2: Anordnung Laborprüfstand Offshore-Inselnetz..... | 89 |
| Abbildung 7.3: Relative Spannungsabfälle und Ableitströme der jeweiligen Komponenten im Prüfstand bezogen auf ihre Nennspannungen bzw. Nennströme..... | 90 |
| Abbildung 7.4: Regelung und Aufbau der HGÜ-Konvertermodelleinheit | 91 |
| Abbildung 7.5: Regelung und Aufbau der WEA-Konvertermodelleinheit..... | 92 |
| Abbildung 7.6: Messergebnisse des Offshore-Netz Prüfstands im Gleichrichterbetrieb mit FixReF-Regelung der WEA entsprechend <i>Option 3</i> | 94 |
| Abbildung 7.7: Winkelabweichung durch verzögerte Dedektion des zentralen Synchronisationspulses | 95 |
| Abbildung 7.8: Messergebnisse des Gleichrichterbetrieb mit FixReF-Regelung bei unzureichender Synchronisation | 95 |
| Abbildung 7.9: Verstärkung der unzureichenden Synchronisation durch Reduzierung der Rechenschrittweite der Steuerung | 96 |
| Abbildung 7.10: Winkelkompensation durch Messung der Verzögerung im FPGA der Steuerung | 97 |
| Abbildung 7.11: Messergebnisse des Offshore-Netz Prüfstands im Gleichrichterbetrieb mit 2 WEA mit FixReF-Regelung sowie 1 WEA im PLL-Notbetrieb | 98 |
| Abbildung 10.1: Stabilitätsgrenze..... | 111 |

| | |
|---|-----|
| Abbildung 10.2: Simulationsergebnisse elektromechanischer Windparksimulation an der Stabilitätsgrenze | 112 |
| Abbildung 10.3: Modellierung elektrischer Elemente nach EMTP verfahren | 114 |
| Abbildung 10.4: 2 FSC WEA mit FixReF-Regelung, Vergleich zwischen Betriebsoptionen 1 und 3 (ohne Statik) unter Berücksichtigung des gemessenen Stroms und der Spannung im FixReF-System | 115 |
| Abbildung 10.5: 4 FSC WEA mit FixReF-Regelung Betriebsführung entsprechend <i>Option 3</i> , Simulationsergebnisse für ($K_q = .2$) | 116 |
| Abbildung 10.6: 4 FSC WEA mit FixReF-Regelung Betriebsführung entsprechend <i>Option 3</i> , Simulationsergebnisse für ($K_q = .4$) | 117 |
| Abbildung 10.7: 4 FSC WEA mit FixReF-Regelung Betriebsführung entsprechend <i>Option 3</i> , Simulationsergebnisse für ($K_q = .6$) | 117 |
| Abbildung 10.8: 4 FSC WEA mit FixReF-Regelung Betriebsführung entsprechend <i>Option 3</i> , Simulationsergebnisse für ($K_q = .8$) | 117 |
| Abbildung 10.9: Messergebnisse des Offshore-Netz Prüfstands im Gleichrichterbetrieb mit FixReF-Regelung der WEA entsprechend <i>Option 1</i> | 118 |
| Abbildung 10.10: Messergebnisse des Offshore-Netz Prüfstands im Gleichrichterbetrieb mit FixReF-Regelung der WEA entsprechend <i>Option 3</i> ($K_q = .1$) | 118 |

Abkürzungen und Formelzeichen

| | |
|-----------|---------------------------------------|
| Aux-Kabel | Eigenbedarfs-Kabel |
| Aux-VSC | Eigenbedarfs-Umrichter |
| DFIG | Doubly-Fed-Induction-Generator |
| DG | Dioden Gleichrichter |
| DSP | Digital Signal Processor |
| EMTP | Electro Magnetic Transients Program |
| ESB | Ersatzschaltbild |
| FixReF | Fixed Reference Frame |
| FPGA | Field Programmable Gate Array |
| FSC | Full-Scale-Converter |
| HGÜ | Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung |
| IGBT | Insulated Gate Bipolar Transistor |
| LSI | Line Side Inverter |
| MMC | Modular-Multilevel-Converter |
| PCC | Point of Common Coupling |
| PLL | Phase-Locked-Loop |
| VOC | Voltage-Oriented-Control |
| VSC | Voltage Source Converter |
| WEA | Windenergieanlagen |

| | |
|-----------------|--|
| u_k | Relativer induktiver Spannungsabfall bei Nennstrom |
| i_0 | Relativer kapazitiver Ableitstrom bei Nennspannung |
| u_r | Relativer ohmscher Spannungsabfall bei Nennstrom |
| i_r | Relativer ohmscher Ableitstrom bei Nennspannung |
| $R_{DC,DG}$ | DC-seitiger äquivalenter Widerstand des Dioden-Gleichrichters mit AC-Induktivität |
| \ddot{u}_{Tr} | Übersetzungsverhältnis Transformator |
| n_{DG} | Anzahl Dioden-Gleichrichter |
| C_F | Kapazität Filterkondensator DG-HGÜ |
| ω_F | Netzkreisfrequenz |
| C_{LCL} | Kapazität LCL-Filter WEA |
| φ_G | Phasenwinkel zwischen Netzspannung und WEA-Strom |
| φ_W | Phasenwinkel zwischen WEA-Spannung und WEA-Strom |
| Θ_U | Winkel der Spannung |
| Θ_ψ | Winkel des Statorfluss |
| K_q | Relative Statik zur Blindleistungsverteilung |
| K_{share} | Absolute Statik zur Blindleistungsverteilung entsprechend Nennstrom und -spannung der jeweiligen Einheit |
| k^* | Faktor für Bauliche Abmessungen |
| φ_{Fix} | Phasenwinkel des FixReF-Koordinatensystems |
| φ_{PLL} | Phasenwinkel des gemessenen PLL-basierten Koordinatensystems |

1 Einleitung und Motivation

Für die Erweiterung des regenerativen Anteils am zukünftigen Energiemix legt die Bundesregierung vermehrt einen Fokus auf Offshore-Windenergie in der Nordsee. Favorisierte Gebiete innerhalb der „Deutschen Bucht“ bis an das Areal „Doggerbank“ zeichnen sich durch geeignete Wassertiefe sowie enorme flächenmäßige Größe für 23 geplante Windparkprojekte mit einem Leistungsumfang von 10 GW in den nächsten 10 Jahren aus [1].

Aufgrund von bisherigen Entfernungen zwischen 100 und 260 km zu geeigneten Netzknotenpunkten an der Küste erfolgt eine Anbindung über Hochspannungsgleichstrom Übertragungssysteme (HGÜ-Systeme), da die Wirtschaftlichkeit einer Drehstromanbindung in der Regel nur bis zu einer Entfernung von ca. 80-100 km gegeben ist. Mit der Inbetriebnahme von Borwin 1 im Jahr 2010 und der Fertigstellung 8 weiterer Projekte, stellen HGÜ-angebundene Windparks bis heute ein weltweites Alleinstellungsmerkmal der Netzentwicklung der Bundesrepublik Deutschland dar [1]. Sowohl fertiggestellte als auch geplante Projekte verwenden HGÜ-Systeme mit sogenannter „Back-to-Back“ Voltage-Source-Converter-(VSC)-Technologie, wobei der Offshore-Inverter den zentralen Anschlusspunkt im Übertragungsnetz des Windparks darstellt. Hochspannungstransformatoren auf kleineren AC-Plattformen verbinden dezentrale Verteilnetze des Windparks mit einem Übertragungsnetz, das die Windenergie zur zentralen Offshore-Inverter-Station leitet. Insbesondere die Größe der Offshore-Inverter-Plattform verursacht dabei enorme Kosten. Das Volumen dieser Plattformen wird vorwiegend durch die hohe DC-Spannung von i.d.R. 250-320 kV und der hieraus resultierenden großen Luftstrecken für die Isolation innerhalb der Inverter-Station bestimmt.

Eine Veröffentlichung des HGÜ-Herstellers Siemens aus dem Jahr 2015 beschreibt die Verwendung ungesteuerter Gleichrichter-Einheiten, welche dezentral angeordnet das Mittelspannungsnetzwerk des Windparks mit der DC-Strecke der HGÜ verbinden [2]. Abbildung 1.1 zeigt, dass bei der Verwendung von 12-pulsigen Dioden-Gleichrichtern mit Transformatoren und Filtern in zusammengefassten ölisierten Einheiten die Plattformgröße im Vergleich zu heute existierenden Plattformen für Hochspannungstransformatoren weitestgehend identisch bleibt. Die Verwendung dezentraler Gleichrichtereinheiten könnte somit die Plattform der Inverter-Station ersetzen und Kosten zukünftiger Projekte reduzieren.

Ein wesentliches Problem bei der Anwendung von Dioden-Gleichrichtern besteht darin, dass konventionelle netzfolgende Verfahren wie bei Anbindung an VSC-HGÜs für die Regelung der Windenergieanlagen (WEA)-Inverter nicht mehr eingesetzt werden können, da Dioden-Gleichrichter dem Offshore-Netz keine AC-Spannung in Frequenz und Phasenlage vorgeben. Weil leitende

Gleichrichter zumindest die Amplitude der AC-Spannung bestimmen, sind auch netzbildende Regelungen die sowohl Frequenz als auch Amplitude der Spannung in Inselnetzes vorgeben für diese Konfiguration ungeeignet.

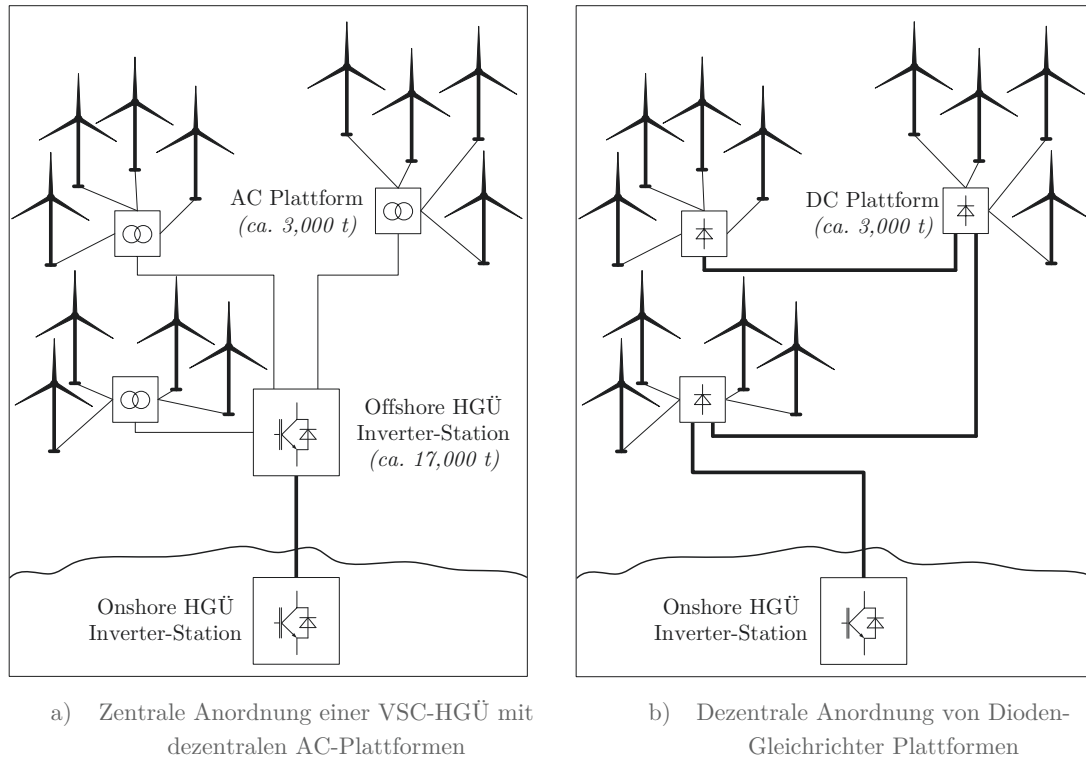


Abbildung 1.1: Vergleich der Plattformanordnungen von aktuell verwendeten VSC-HGÜ-Anbindungen mit dezentralen Dioden-Gleichrichter-HGÜ-Systemen

Diese Arbeit beschreibt die Entwicklung eines Regelungskonzeptes für WEA-Inverter, das sowohl einen netzbildenden Betrieb für die Frequenz als auch einen netzfolgenden Betrieb für die Amplitude der Spannung im AC-Offshore-Netz gewährleistet und somit speziell bei einem Netzanschluss mit Dioden-Gleichrichter Anwendung findet. Eine Besonderheit stellt dabei die Regelung aller beteiligter Inverter in einem gemeinsamen Referenzsystem dar, dass mit Hilfe eines externen Signals synchronisiert wird.

Randbedingungen bei der Entwicklung von Regelungsverfahren netzseitiger Umrichter ergeben sich zum einen aus technischen Umgebungsbedingungen wie der Netzbeschaffenheit im Anschlussgebiet oder aus gesetzlichen Vorgaben wie Netzanschlussbedingungen relevanter Netzbetreiber. Kapitel 2 und 3 beschreiben die Beschaffenheit aktueller sowie zukünftiger Offshore-Inselnetze und Vorgaben von Netzbetreibern, welche Rahmenbedingungen für die Entwicklung von Regelungsstrategien bilden. Kapitel 2 erläutert Ausdehnung und Impedanz-Beschaffenheit von Komponenten und Seekabeln im Offshore-Netz, wobei die Blindleistungsbelastung der WEA-Inverter zukünftiger Dioden-Gleichrichter- mit heutigen VSC-HGÜ-Topologien verglichen wird. Kapitel 3 fasst derzeit geltende Vorgaben für Offshore-Windparks mit HGÜ-Anbindung, welche für die Regelung von WEA-Invertern relevant sind, auf Basis des in Europa übergeordneten ENTSO-E Grid-Codes zusammen. Zusätzlich werden notwendige Erweiterungen für einen Betrieb von WEA-

Invertern an Dioden-Gleichrichtern verdeutlicht, um einen den Vorgaben entsprechenden Netzbetrieb zu gewährleisten.

Reale Umsetzungen von Offshore-Windparks mit Dioden-Gleichrichter-Netzanbindung sind bisher nicht erfolgt, weshalb nur wenige Konzepte für die Regelung von WEA-Invertern in dieser besonderen Konfiguration bekannt sind. Die Polytechnische Universität Valencia hat bereits im Jahr 2010 ein Regelungsverfahren für Offshore Windenergieanlagen mit Dioden-Gleichrichter-Netzanschluss präsentiert, das eine dezentrale Frequenz- und zentrale Spannungsregelung verfolgt, deren Ergebnisse mit Hilfe von Kommunikation zu einzelnen Windenergieanlagen übertragen werden [3]. Einen weiteren Lösungsansatz repräsentiert ein Regelungsverfahren der Strathclyde Universität Glasgow, das sowohl eine dezentrale Frequenz als auch Spannungsregelung auf Basis lokal gemessener Größen verwendet. Kapitel 4 beschreibt detailliert die Funktion beider Verfahren in verschiedenen Betriebspunkten des Windparks, stellt Vor- und Nachteile gegenüber und diskutiert konzeptionelle Probleme anhand von Simulationsergebnissen und entsprechenden Überlegungen.

Konventionelle netzfolgende Regelungen für WEA-Inverter wie die „Voltage-Oriented-Control“ (VOC) basieren auf lokalen Referenzsystemen entsprechend der Netzspannung am WEA-Terminal. Da Dioden-Gleichrichter jedoch keine AC-Referenzspannung vorgeben, erfolgt hier eine Regelung in einem synthetischen Referenzsystem, dem sog. „FixReF“-System. Kapitel 5 beschreibt die Implementierung der FixReF-Regelung für verschiedene WEA-Typen und vergleicht die Funktionsweise mit der Verwendung konventionell netzfolgend geregelter Vollumrichter- und auch DFIG-WEA. Die Anwendung der FixReF-Stromregelung in Netzen mit VSC-HGÜ-Anschluss bietet die Grundlage für das Verständnis des Netzverhaltens, sowie die Aufteilung der Blindleistung zwischen WEA-Invertern bei der Anwendung in Inselnetzen mit Dioden-Gleichrichter-Anschluss. Die Darstellung von Strom und Spannungsvektoren im synthetischen Referenzsystem wird dabei genutzt, um die Blindleistungsverteilung zwischen Windenergieanlagen in unterschiedlichen Windsituationen zu erläutern. Die Entwicklung verschiedener Betriebsoptionen zur Blindleistungskompensation bildet einen wesentlichen Bestandteil der Analyse. Speziell der Entwurf einer Statik, welche die Lage lokal gemessener Größen im synthetischen Referenzsystem nutzt, um vorteilhafte Blindleistungsverteilungen und somit effiziente Nutzung installierter Scheinleistung im Windpark zu ermöglichen, wird herausgestellt. Mit Hilfe vereinfachter Modelle reduzierter Ordnung wird die Stabilität der entworfenen Statik untersucht. Zudem zeigt das Kapitel, dass die Anwendung aktueller Netzanschlussrichtlinien von AC-Netzen, als Randbedingung bei der Auslegung der Statik, auch einen stabilen Betrieb an Dioden-Gleichrichter ermöglicht.

Kapitel 6 untersucht die entwickelten Betriebsoptionen der FixReF-Regelung auf Basis elektromechanischer Simulationen eines Offshore-Windparks an einer Dioden-Gleichrichter-HGÜ. Die Ergebnisse bei hochdynamischen Wind- und Leistungsverteilungen im Windpark verdeutlichen den Einfluss der entwickelten Betriebsarten auf den Netzbetrieb bei der Anwendung in DFIG und Vollumrichter-WEA. Zudem werden Vorteile des Verhaltens von FixReF-WEA im Betrieb bei Netzfehlern aufgezeigt und Lösungen für einen Notbetrieb bei Ausfall des FixReF-Synchronisationssignals aber auch für die Hilfsbetriebeversorgung bei Windstille präsentiert.

Die praktische Umsetzung von Regelungsverfahren für WEA-Inverter mit Anschluss einer Dioden-Gleichrichter-HGÜ ist weder im Rahmen realer Windparkprojekte noch als Veröffentlichung wissenschaftlicher Untersuchungen auf Basis von Labor-Prüfständen bekannt. Kapitel 7 beschreibt die Umsetzung der FixReF-Reglung innerhalb eines Demonstrators bestehend aus drei WEA-Invertern, die über ein 25 V Labornetz mit einer Dioden-Gleichrichter-HGÜ verbunden sind. Messergebnisse zeigen die Funktionalität des entwickelten Verfahrens und erläutern relevante Details bei der Umsetzung des FixReF-Prinzips in realen Umrichter-Steuerungen.

2 Prinzipieller Aufbau von Offshore Inselnetzen Anhand von Beispielen

Die Energieübertragung im Verbundnetz wird vornehmlich mit Hilfe von Freileitungen realisiert [4]. Stattdessen werden in Offshore-Windparks Seekabel sowohl für das Verteilnetz zwischen den Windenergieanlagen als auch für die Übertragungsstrecke zum Verbundnetz an Land eingesetzt. Im Vergleich zur induktiven Impedanzcharakteristik von Freileitungen und Transformatoren des Verbundnetzes verfügen Offshore-Netze aufgrund von Seekabeln zusätzlich über ausgeprägte kapazitive Impedanzkomponenten.

Das folgende Kapitel vergleicht zwei Beispiele von Offshore-Inselnetzen mit unterschiedlicher HGÜ-Technologie. Dabei erfolgt zum einen die Betrachtung eines Beispielwindparks mit VSC-HGÜ-Anbindung basierend auf dem aktuellen Stand der Technik, wohin gegen ein zukünftiger Windpark mit Dioden-Gleichrichter-HGÜ (DG-HGÜ)-Anbindung analysiert wird. Dazu stellen Balkendiagramme mit relativen Größen die kapazitive, induktive und ohmsche Belastung relevanter Komponenten aus beiden Beispielen gegenüber. Die Analyse verdeutlicht nicht nur die zusätzliche Belastung durch kapazitive Blindleistung im Leerlaufbetrieb von Offshore Windparks, sondern zeigt, dass die Leerlaufbelastung in zukünftigen Offshore-Netzen, aufgrund ihrer Ausdehnung und Betriebsspannung, erheblich zunimmt. Dies muss insbesondere für die Betriebsführung und Regelung der WEA-Inverter bei der Anbindung mit DG-HGÜ-Systemen berücksichtigt werden.

Beispiel 1: Offshore Windpark mit VSC-HGÜ-Netzanschluss

Abbildung 2.1 zeigt die schematische Darstellung eines Offshore-Inselnetzes mit 100 Windenergieanlagen und einer 300 MW VSC-HGÜ-Netzanbindung. Alle installierten Windenergieanlagen verfügen über 3 MW Nennscheinleistung. WEA-Transformatoren sind Bestandteil der WEA-Einheiten und verbinden die 690 V Niederspannungsnetze mit einem 33 kV Mittelspannungsnetz des Windparks. Sogenannte Strangkabel verbinden jeweils 5 WEA-Strangweise mit einem durchschnittlichen Abstand von 500 m wobei mehrere Stränge an zwei Hochspannungstransformatoren gesammelt werden. Von dort aus verteilen Bus-Kabel auf 155 kV Hochspannungsebene mit etwa 3 km Länge die Leistung zur zentralen VSC-HGÜ.

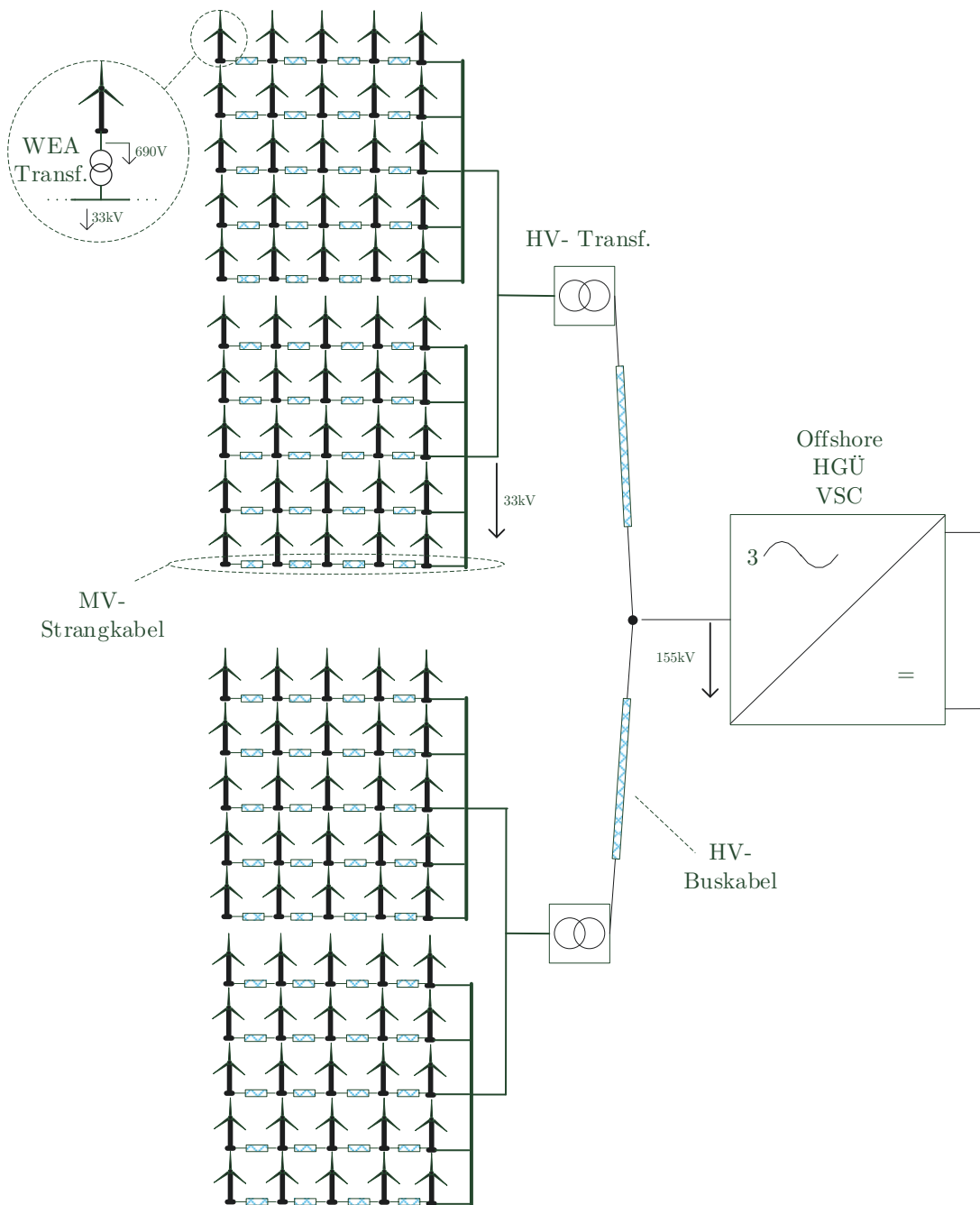


Abbildung 2.1 Aufbau eines Beispielnetzes mit VSC-HGÜ-Netzanbindung

Abbildung 2.2 zeigt die schematische Darstellung eines Offshore-Inselnetzes mit Diodengleichrichter-HGÜ-Netzanbindung. 12 Kabelzweige mit jeweils 11 Windenergieanlagen gliedern das AC-Verteilnetz strangweise auf. Jeder Strang verbindet 11 WEA-Einheiten mit je 3 MW Leistung bei einem durchschnittlichen WEA-Abstand von 1330 m.

Vier B12-Brückengleichrichter, die AC-seitig parallel und DC-seitig in Reihe geschaltet sind, verbinden das AC- mit dem DC-System der HGÜ. Die Parallelschaltung erfolgt mit Hilfe von Buskabeln. Spannungsdifferenzen in den verschiedenen Bereichen des Windparks, welche aufgrund unterschiedlicher Windgeschwindigkeiten und folglich Leistungsflüssen entstehen, werden durch

Ausgleichsströme über diese Bus-Kabel verringert. B12 Brückengleichrichter verursachen AC-seitig Harmonische der Ordnung 11 und 13 sowie Vielfache dieser [5]. Breitbandig ausgelegte Bandpassfilter auf Harmonische der Ordnung 12 und 24 verringern die Rückwirkung von 11ter und 13ter sowie 23ter und 25ter Harmonischer in das Offshore-Netz.

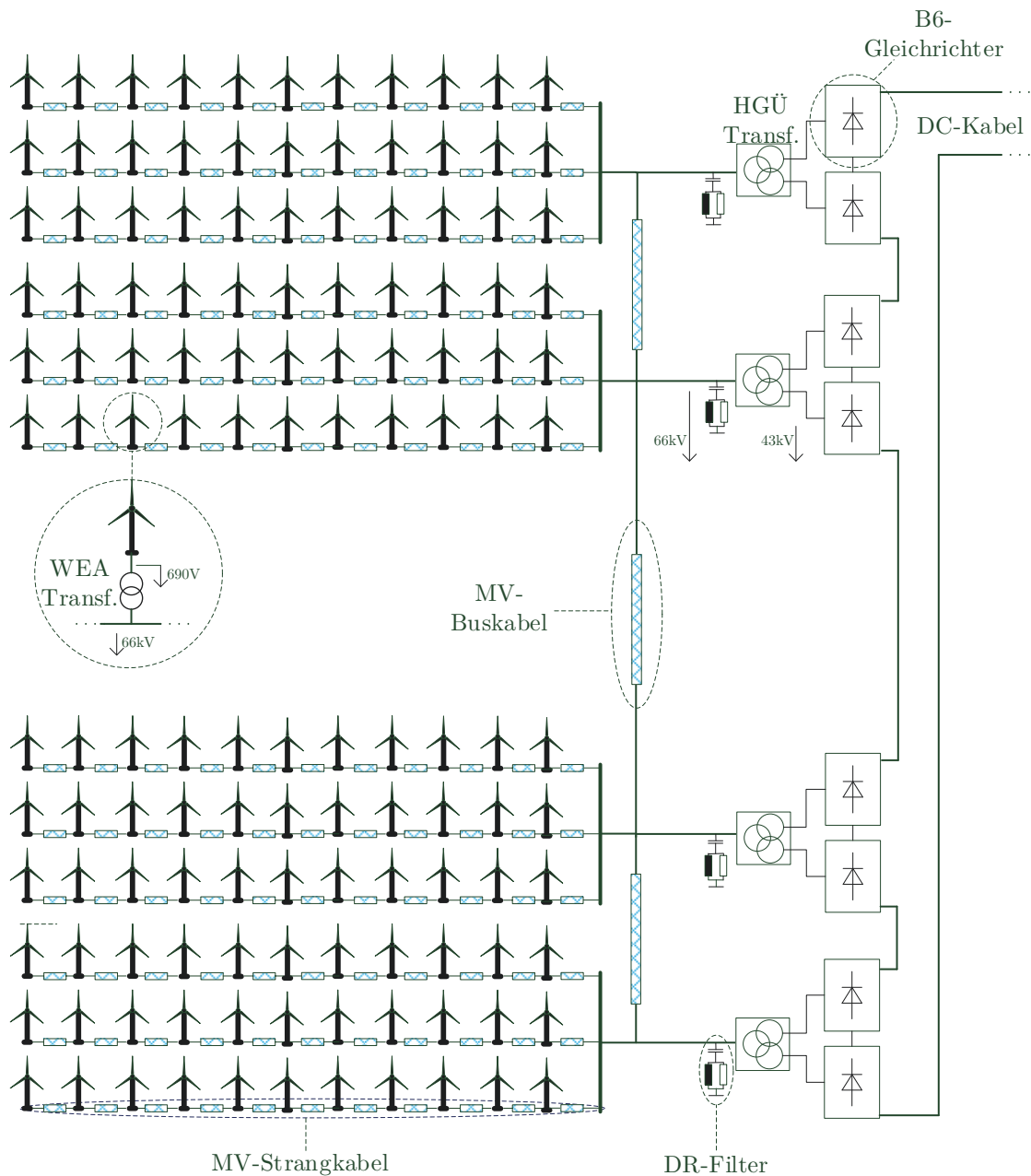


Abbildung 2.2 Aufbau eines Beispielnetzes mit Diodengleichrichter-HGÜ-Netzanbindung

Kabel- und Transformatorelemente beider Netze befinden sich teilweise auf unterschiedlichen Spannungsebenen oder sind für unterschiedliche Nennströme ausgelegt. Aufgrund der seriellen Verteilung einzelner Windenergieanlagen entlang eines Strangs variieren zudem einzelne Teilstücken der Strangkabel in Länge und Querschnitt. Die Analyse der Impedanzverhältnisse erfolgt daher basierend auf Beispieltkabeln, welche mit durchschnittlicher Länge und Parametrierung die

Summe aller Windenergieanlagen eines Strangs anschließen könnten und dabei ein identisches Verhalten zeigen. Um Kabel- und Transformatorelemente in einer Impedanzcharakteristik des gesamten Offshore-Netzes gegenüberzustellen, werden folgende relative Größen eingeführt:

Relativer induktiver Spannungsabfall bei Nennstrom

$$u_k = \frac{\omega L \cdot I_N}{U_N} \quad (2.1)$$

Relativer kapazitiver Strom bei Nennspannung

$$i_0 = \frac{\omega C \cdot U_N}{I_N} \quad (2.2)$$

Relativer ohmscher Spannungsabfall bei Nennstrom

$$u_R = \frac{R \cdot I_N}{U_N} \quad (2.3)$$

Abbildung 2.3 beschreibt die Verteilung relativer Spannungsabfälle und Blindströme in den Kabeln des AC-Offshore-Netzes bei einer dem Beispielnetz entsprechenden Längenausdehnung. Alle Seekabel zeigen eine überwiegend kapazitive Impedanzcharakteristik.

Bei VSC-HGÜ-Netzanbindungen werden aktuell vornehmlich 33 kV Verteilnetze sowie 150 kV Übertragungsleitungen von Sammelknoten im Windpark zur zentralen HGÜ eingesetzt [6]. Die kapazitive Blindstrombelastung dieser Netze ist aufgrund der hohen Spannung durch das 150 kV-Kabel ($i_0 = 0,035$ p.u.) stärker gekennzeichnet als die des Strangkabels auf 33 kV-Mittelspannungsebene ($i_0 = 0,01$ p.u.). Spannungsabfälle über induktiven und ohmschen Anteile betragen bei Nennstrom in beiden Kabeln weniger als 1 % relativ zur Nennspannung ($u_k < 0,01$).

Im Beispiel mit Diodengleichrichter-HGÜ-Netzanbindungen erfolgt die Übertragung durch 66 kV Mittelspannungsnetze. Diese sind unterteilt in Strang- und Bus-Kabel, wobei letztere die dezentralen Diodengleichrichter-HGÜ-Einheiten AC-seitig verbinden. Strangkabel verbinden Windenergieanlagen strangweise und zeigen aufgrund der Längenausdehnung von durchschnittlich 14,5 km mit $i_0 = 0,12$ p.u. den dominanten Anteil der kapazitiven Blindstrombelastung im Leerlaufbetrieb. Führt ein Strangkabel Nennstrom steht dem kapazitiven Strom lediglich ein induktiver Spannungsabfall von $u_k = 0.025$ p.u. gegenüber.

Im Vergleich entspricht die relative kapazitive Blindstrombelastung der Strangkabel im Beispiel mit VSC-HGÜ gegenüber den Strangkabeln des Diodengleichrichter-HGÜ Windparks einem Verhältnis von etwa 1/8. Der Unterschied ist zum einen durch die höhere Spannung des Mittelspannungsnetzes (66 kV zu 33 kV) und zum anderen durch die größere Ausdehnung (14,5 km zu 3 km je Strang) gegeben. Bei der Anwendung der Diodengleichrichter-HGÜ ermöglichen dezentrale HGÜ-Einheiten zwar den Verzicht auf ein Hochspannungsübertragungsnetz, erfordern jedoch eine größere Ausdehnung des Mittelspannungsverteilsnetzes um die Anzahl von Diodengleichrichter-Plattformen gering halten zu können. Die größere Ausdehnung der Stränge erklärt zusätzliche

den höheren induktiven Spannungsabfall im Diodengleichrichter-HGÜ-Windpark im Vergleich zum VSC-HGÜ-Netz.

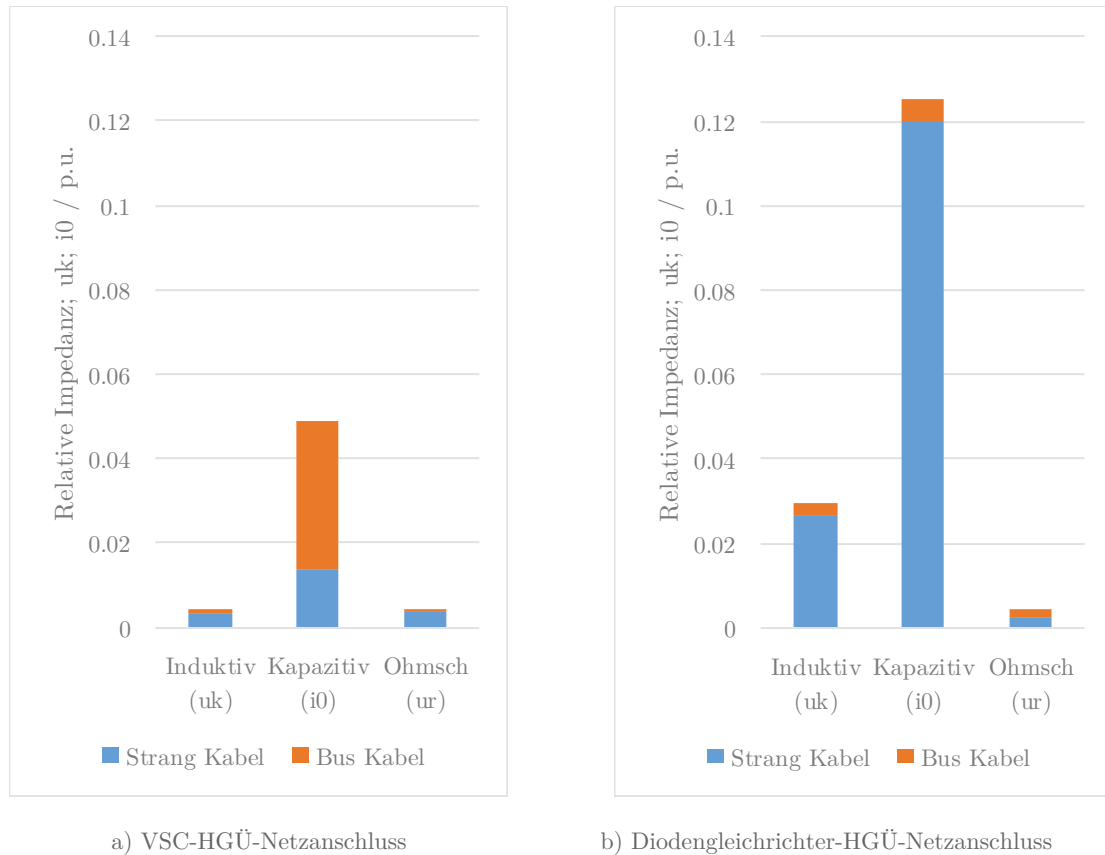


Abbildung 2.3: Relative Impedanzen der Kabelelemente bei einer Ausdehnung entsprechend des Beispielwindparks

Abbildung 2.4 zeigt die Impedanzcharakteristik aller relevanter Komponenten der Beispielnetze mit DG- und VSC-HGÜ-Netzanschluss. Die kapazitive Blindstrombelastung i_0 ist im Offshore-Netz mit DG-HGÜ um das Vierfache höher als im VSC-HGÜ-Netz, was zum einen auf die geringere Kabelkapazität sowie der niedrigeren Spannung des Netzes mit VSC-Anschluss und zum anderen auf den zusätzlichen Einsatz von AC-Filtern im DG-HGÜ-Netz zurückzuführen ist. Der HGÜ-Trafo der VSC weist Aufgrund des höheren Windungsverhältnisses einen um 5 % höheren induktiven Spannungsabfall auf als der DG-HGÜ-Trafo. Der Vergleich zeigt, dass sich im DG-HGÜ-Netz induktive Spannungsabfälle bei Nennstrom und kapazitive Blindströme bei Nennspannung nahezu kompensieren ($u_k \approx i_0$), wenn gleich das VSC-HGÜ-Netz etwa viermal höhere relative Spannungsabfälle als kapazitive Blindströme aufweist. Die dargestellte Impedanzcharakteristik verdeutlicht, dass Windenergieanlagen im DG-HGÜ-Netz bei Nennwirkleistung keine zusätzliche Blindleistung aufbringen müssen, da das Netz, im Gegensatz zum VSC-HGÜ-Netz, passiv kompensiert ist. Dafür müssen Windenergieanlagen am DG-HGÜ-Netz deutlich mehr kapazitiven Blindstrom aufbringen um das Kabelnetz im Leerlauf auf Nennspannung aufzuladen, als der VSC-HGÜ-Inverter im entsprechenden Netz-Beispiel.

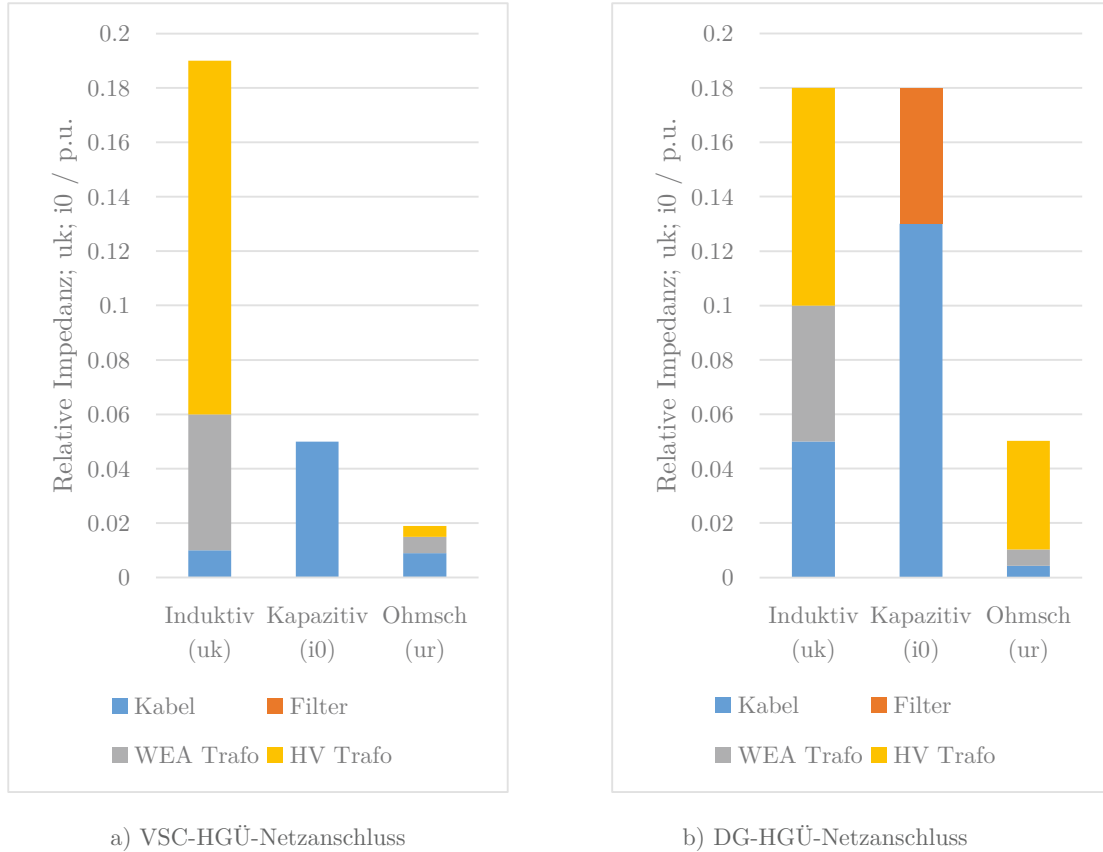


Abbildung 2.4: Vergleich der Impedanzcharakteristik der Beispielnetze mit VSC- und DG-HGÜ

Der äquivalente Widerstand $R_{DC,DG}$ des Dioden-Gleichrichters stellt eine Besonderheit der DG-HGÜ dar und beschreibt den Spannungsverlust durch überlappenden Kommutierungsvorgängen der Dioden bei AC-seitiger Induktivität. Die Streuinduktivität des B12-Transformators kann mit Hilfe von Gleichung (2.4) auf die DC-Seite der HGÜ bezogen werden [7],[8].

$$R_{DC,DG} = \frac{3}{\pi} X_{Tr} \quad (2.4)$$

Der relative ohmsche Spannungsabfall des Gleichrichter-Transformators der DG-HGÜ mit $u_{r,HGÜ} = 4\%$ beschreibt somit zum einen dessen Kupferverluste (0,5 %) und zum anderen den Spannungsabfall über dem äquivalente Widerstand des Gleichrichters $R_{DC,DG}$ (3,5 %) auf der DC-Seite basierend auf DC-Strom und DC-Spannung einer Gleichrichtereinheit. Der äquivalente Widerstand verursacht im Gegensatz zum Kupferanteil jedoch keine Verlustleistung.

3 Anforderungen beim Betrieb von Inselnetzen mit HGÜ-Anschluss

Die Entwicklung neuer Regelungsalgorithmen und Betriebsführungsoptionen von WEA-Invertern ergeben sich aus verschiedenen Randbedingungen. Dabei spielen nicht nur Effizienzsteigerung oder Reduzierung von Alterungslasten eine wichtige Rolle, sondern auch die Einhaltung gesetzlicher Vorgaben für den Betrieb am Netz. Sogenannte Grid-Codes definieren das gewünschte Verhalten von Erzeugern für die Anschlussgebiete relevanter Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber. Erzeugungseinheiten, die in einem Inselnetz betrieben werden, unterliegen, verglichen mit Einheiten welche direkt an das Verbundnetz angeschlossen sind, gesonderten Verordnungen.

Nationale Grid-Codes europäischer Netzbetreiber orientieren sich an den Rahmenbedingungen des ENTSO-E Network Codes für elektrische Netze [9]. Der Beschluss des europäischen Parlaments für eine Verordnung zum länderübergreifenden Austausch von Elektrizität vom 13 Juli 2009 regelt darin die Mindestanforderungen für technische Vorschriften aller Mitgliedstaaten. Auf dieser Basis ist auch die Europäische „Verordnung zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungssysteme und nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung“ seit 26. August 2016 in Kraft. Damit werden insbesondere technische Anforderungen an HGÜ-Systeme sowie angeschlossene Erzeugungseinheiten (z.B. Offshore-WEA) festgelegt, die zu einem funktionierenden Elektrizitätsbinnenmarkt beitragen [10].

Der folgende Abschnitt fasst ENTSO-E-Vorgaben für den Betrieb von Windenergieanlagen in Offshore-Netzen mit HGÜ-Anschluss zusammen und erklärt deren Relevanz für die WEA-Regelung in Anbetracht der technischen Ausführung von HGÜ-Systemen (DG-, VSC-HGÜ). Zum einen zeigt das Kapitel, dass in aktuellen Offshore-Inselnetzen mit VSC-HGÜ-Netzanschluss der HGÜ-Stromrichter die Einhaltung dieser Vorgaben gewährleistet, da Windenergieanlagen stromgeregelt und netzfolgend betrieben werden und lediglich im Fehlerfall den Netzbetrieb stützen. Zum anderen wird deutlich, dass ein ungesteuerter Gleichrichter in zukünftigen Windparks mit DG-HGÜ-Netzanschluss die Einhaltung dieser Vorgaben beim Netzbetrieb nicht gewährleistet, sondern Windenergieanlagen stattdessen diese Aufgabe übernehmen müssen. Weiterhin veranschaulicht das Kapitel, dass für den Einsatz dieser Technologie entweder bestimmte Netzanschlussregeln angepasst oder z.B. zusätzliche Einrichtungen für Hilfsbetriebeversorgung und Blindleistungskompensation verwendet werden müssten.

Aus insgesamt 86 Artikeln der Verordnung zeichnen sich hauptsächlich folgende Vorgaben für einen stabilen Betrieb von Offshore-Inselnetzen ab.

3.1 Normalbetrieb

Artikel 11 regelt generelle Frequenzvorgaben für HGÜ-Stromrichter. Zusätzlich werden Frequenzbänder für den kontinuierlichen Betrieb von HGÜ-Stromrichtern in Inselnetzen (z.B. in Offshore-Windparks) in Artikel 47 definiert. Ein kontinuierlicher Betrieb des HGÜ-Stromrichters ist dabei für ein Frequenzband von 49-51 Hz gefordert. [10] [11]

Artikel 18 regelt generelle Vorgaben für den Betrieb von HGÜ-Stromrichtern bei Spannungsschwankungen für vorgegebene Zeiträume. Auch für inselnetzseitige HGÜ-Stromrichter gelten spezielle Regularien in Artikel 48. Ein kontinuierlicher Betrieb für unbestimmte Zeit wird dabei sowohl von HGÜ-Stromrichtern als auch von Erzeugungsanlagen (WEA) in einem Spannungsband von 0.9-1.1 p.u. gefordert. [10] [11]

Artikel 20 gibt die Blindleistungskapazität vor, welche der HGÜ-Stromrichter im Verhältnis zur Nenn-Wirkleistungskapazität des Inverters liefern muss. Im für den kontinuierlichen Betrieb vorgegebenen Spannungsband ist dabei das Verhältnis Blindleistung zur Nennwirkleistung der Einheit (Q/P_{Nenn}) in einem Band von (Ind.) 0.5 – (Kap.) 0.65 vorgegeben. Diese Blindleistungskapazität muss in allen Arbeitspunkten unterhalb und bei Nennwirkleistung eingespeist werden können. [10] [11]

3.2 Fehlerbetrieb

Eine Hilfsbetriebeversorgung des Windparks erfordert die Umkehr des Wirkleistungsflusses des HGÜ-Systems. Artikel 13 der Verordnung schreibt vor, dass das HGÜ-System in der Lage sein muss die Flussrichtung der maximalen Wirkleistungskapazität schnellst möglich (max. 2 s) umzukehren. Bei DG-HGÜ-Anbindung kann ein invertierter Leistungsfluss aus dem Verbundnetz nur mit Hilfe einer zusätzliche AC-Quelle zur Hilfsbetriebeversorgung erfolgen. [10],[11]

Der Eigentümer des HGÜ-Systems kann durch den relevanten Netzbetreiber dazu verpflichtet werden, nach einem „Blackout“ Energie an das angeschlossene Verbundnetz zu liefern, falls dies für die Wiederherstellung und Systemsicherheit notwendig ist (Artikel 37). Den Zeitraum der Verfügbarkeit des HGÜ-Systems nach dem „Blackout“ sowie die Menge der Energie definiert dabei der Netzbetreiber. Ein Offshore-Inselnetz, welches durch ein HGÜ-System an das Verbundnetz angeschlossen wird, muss daher im Schwarzstartfall diese Energie liefern können, um sie anschließend mit Hilfe des Onshore-Inverters dem Verbundnetz zuzuführen. Bevor der Onshore-Inverter Energie zum Schwarzstart liefern kann, muss somit das Offshore-Inselnetz in Betrieb genommen werden, was die technische Möglichkeit zum Aufladen des kapazitiven Kabelnetzes durch installierte Spannungsquellen und Energiespeicher erfordert. [10] [11]

Aufgrund der vergleichsweise geringen Ausdehnung von Offshore-Inselnetzen haben Fehler in Windparks einen stärkeren Einfluss auf Netzspannung und –frequenz gegenüber Fehlern im Verbundnetz und erschweren damit auch ein stabiles Betriebsverhalten des Netzes vor und nach dem Fehler [12]. Um den Ausfall des gesamten Windparks im Fehlerfall zu verhindern, müssen Windenergieanlagen und VSC-HGÜ zumindest eine vorgeschriebene Fehlerdauer in Abhängigkeit von der Fehlerintensität am Netz überstehen. Zusätzlich ist, um die Fehlerauswirkungen auf den Netzbetrieb gering zu halten, ein schnelles Abschalten der Fehlerstelle durch ausreichende Bereitstellung von Fehlerströmen notwendig. Die Fault-Ride-Through-(FRT)-Fähigkeit der WEA- und HGÜ-Stromrichter bestimmen somit maßgeblich das Fehlerverhalten des Offshore-Inselnetzes. [10] [11]

Tabelle 3.1: Zusammenfassung der Anforderungen an den Betrieb von Inselnetzen mit HGÜ-Netzanschluss nach ENTSO-E

| | |
|---|---|
| Normalbetrieb | Vorgabe für Inselnetze mit HGÜ-Netzanschluss (HGÜ-Inverter/WEA) |
| Amplitude AC-Spannung | 0.9-1.1 p.u. (gilt nur für 110-400 kV Nennspannung am PCC) |
| Frequenz AC-Spannung | 49-51 Hz |
| Blindleistungskompensation Offshore AC-Netz | (Ind.) 0.5 – (Kap.) 0.65 (Q/P_{Nenn}) (gültig für alle Arbeitspunkte von P) |
| Windstille/ Fehlerbetrieb | |
| Hilfsbetriebeversorgung der WEA und des Netzes | Technische Fähigkeit zur Umkehr des Wirkleistungsflusses muss gegeben sein |
| Aufladung des kapazitiven Netzes bei der Inbetriebnahme | Energiebereitstellung des HGÜ-Inverters zur z.B. bei „Blackstart“ erforderlich |
| Fehlerstrombereitstellung bei Offshore-Fehlern | Anforderung an WEA- und HGÜ-Inverter |

3.3 Betrieb von Inselnetzen mit VSC-HGÜ-Anbindung

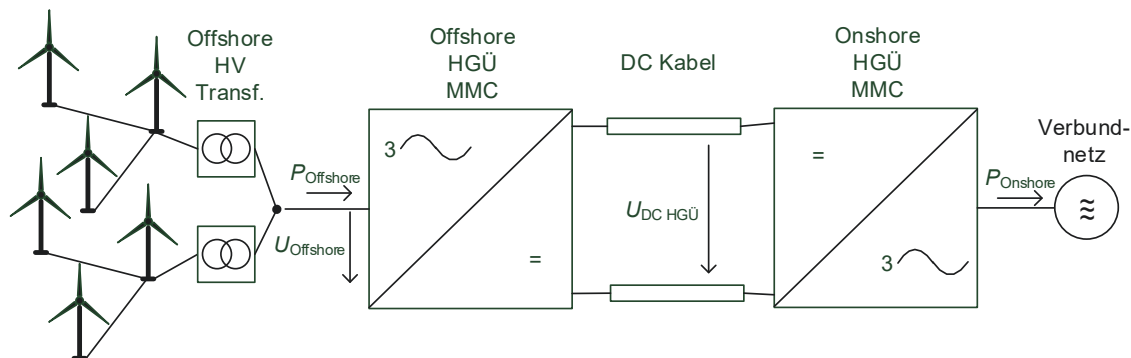


Abbildung 3.1: Offshore-Windpark mit VSC-HGÜ Netzanschluss

Abbildung 3.1 zeigt die schematische Darstellung einer VSC-HGÜ. Dabei besteht der Frontend-Inverter Onshore sowie der Backend Inverter Offshore jeweils aus einem Modularen Multilevel Umrichter (MMC). Der Onshore-Inverter regelt die Zwischenkreisspannung über dem Kabel ($U_{DC \text{ HGÜ}}$). Mit Hilfe der Zwischenkreisspannungsregelung über dem DC-Kabel stellt der Onshore-Inverter stets ein Leistungsgleichgewicht zwischen Offshore- und Onshore-Inverter ein. Die Differenz der Leistungen $P_{\text{Onshore}} - P_{\text{Offshore}} = \Delta P_{\text{HGÜ}}$ resultiert aus der Verlustleistung des HGÜ-Systems und zusätzlich in einem Anstieg oder Abfall der Zwischenkreisspannung ($U_{DC \text{ HGÜ}}$). Zusätzlich stellt der Onshore-Inverter mit Hilfe der konstanten Zwischenkreisspannung und der Kabelkapazität einen begrenzten Energiespeicher für den kontinuierlichen Betrieb des Offshore Inselnetzes zur Verfügung. [13]

Der Offshore Inverter stellt die AC-Quelle des Offshore Inselnetzes dar. Dabei stellt er die Amplitude und Frequenz der Offshore AC-Spannung U_{Offshore} in den vorgegebenen Bereich. Gleichzeitig kompensiert der MMC die Blindleistung des i.d.R. kapazitiven Seekabelnetzes (siehe Abschnitt 2) und dämpft Harmonische, die durch den Betrieb der Windenergieanlagen und Resonanzstellen des Offshore-Netzes hervorgerufen werden [13] [14]. Die Umrichter der Windenergieanlagen befinden sich stromgeregelt in einem netzfolgenden Betrieb. Dabei besteht die einzige Aufgabe in der maximal im Wind verfügbaren Wirkleistungseinspeisung.

Sowohl die Windenergieanlagen als auch das Offshore-Netz mit dem Offshore-Inverter der HGÜ benötigen dauerhaft Energie für die Versorgung von Hilfsbetrieben. Das führt dazu, dass sich z.B. bei Windstille die Richtung des Wirkleistungsflusses der VSC-HGÜ ändert.

Bei der Erstinbetriebnahme oder bei einem Wiederhochfahren des Netzes nach einem Fehler (Offshore-Schwarzstart) müssen die kapazitiven Seekabel des Offshore-Netzes aufgeladen werden. Den dafür erforderlichen Blindstrom stellt in dieser Konfiguration der Offshore-Inverter bereit.

Ein Kurzschluss im Offshore-Inselnetz wird mit Hilfe selektiver Maßnahmen vom Netz getrennt. Der dafür erforderliche Fehlerstrom wird vom Offshore-Inverter der HGÜ bereitgestellt. Die Windenergieanlagen Inverter beteiligen sich i.d.R. mit Hilfe von Kennlinien (U_{Offshore}/I_F) an der Fehlerstrom Bereitstellung. [15]

Tabelle 3.2 zeigt die Aufteilung der Verantwortung zur Erfüllung der beschriebenen Anforderungen zwischen offshore-netzseitigen WEA- und HGÜ-Invertern. Die Zusammenfassung verdeutlicht, dass in Offshore-Netzen mit VSC-HGÜ-Anbindung nahezu alle beschriebenen Vorgaben an die Aufrechterhaltung des Offshore-Inselnetzes den offshore-seitigen HGÜ-Stromrichter betreffen. Windenergieanlagen speisen stromgeregelt die maximal verfügbare Wirkleistung ein und beteiligen sich an der Bereitstellung von Kurzschlussstrom im Fehlerbetrieb. Weiterhin müssen Windenergieanlagen alle Vorgaben der Anschlussrichtlinien für WEA-Erzeugungseinheiten (RFG) einhalten, die z.B. die Beteiligung an der Frequenz und Spannungshaltung außerhalb der normaler Umgebungsbedingungen erfordern [11]. Da dies jedoch lediglich eine Unterstützung im Fehlerbetrieb darstellt, wird es hier nicht näher erläutert.

Tabelle 3.2: Verteilung der Anforderungen an den Betrieb von Inselnetzen VSC-Netzanschluss

| Normalbetrieb | Netzanschluss (HGÜ) | WEA |
|---|---------------------|--------------------|
| Maximale Wirkleistung einspeisen | - | X |
| Amplitude- (Spannungshaltung) | X | - |
| Frequenzhaltung | X | - |
| Blindleistungskompensation Offshore AC-Netz | X | (i.d.R. Beteiligt) |
| Dämpfung von Harmonischen | X | - |
| Windstille/ Fehlerbetrieb | | |
| Hilfsbetriebeversorgung der WEA und des Netzes | X | - |
| Aufladung des Kapazitiven Netzes bei der Inbetriebnahme | X | - |
| Fehlerstrombereitstellung bei Offshore-Fehlern | X | (i.d.R. Beteiligt) |

3.4 Betrieb von Inselnetzen mit Diodengleichrichter-HGÜ-Anbindung

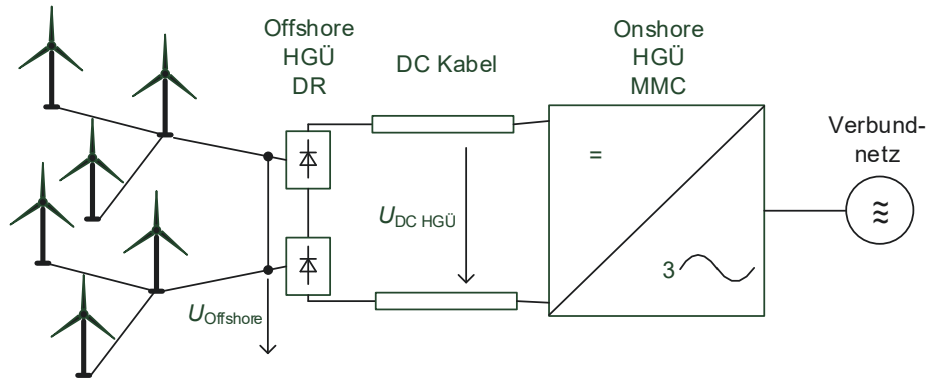


Abbildung 3.2: Offshore-Windpark mit Diodengleichrichter-HGÜ-Netzanschluss

Abbildung 3.2 zeigt die schematische Darstellung eines Offshore Windparks, der über eine Diodengleichrichter-HGÜ an das Verbundnetz angeschlossen ist. Dabei besteht der Onshore-Inverter weiterhin aus einem MMC der mit Hilfe einer Zwischenkreisspannungsregelung die DC-Spannung ($U_{DC\ HGÜ}$) konstant hält. Offshore-seitig stellen Dioden-Gleichrichter-Einheiten örtlich verteilte Netzanschlusspunkte für den Windpark dar.

$$U_{DCHGÜ} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} \ddot{u}_{Tr} n_{DR} \hat{U}_{Offshore} \quad (3.1)$$

Unter Vernachlässigung des ohmschen Spannungsabfalls der B12-Transformatoren definiert bei leitendem Gleichrichter die DC-Spannung ($U_{DC\ HGÜ}$) der HGÜ die Amplitude der Netzspannung nach Gleichung (3.1). Das Übersetzungsverhältnis des B12-Transformators (\ddot{u}_{Tr}) und die Anzahl der Gleichrichtereinheiten (n_{DG}) können in Abhängigkeit von der Windparkkonfiguration variieren. Der Onshore-Inverter stellt so lediglich eine DC-Spannungsquelle für den Windpark und somit eine Quelle für die Amplitude der AC-Spannung im Inselnetz dar. Die Frequenz und Phasenlage werden nicht durch die HGÜ vorgegeben weshalb eine Frequenzhaltung und Blindleistungskompensation vollständig durch die WEA-Inverter gewährleistet werden muss. Gleichzeitig ist es jedoch notwendig, dass die Windenergieanlagen stets die im Wind maximal verfügbare Wirkleistung ins Netz einspeisen. Dadurch muss eine zum Teil netzbildende und gleichzeitig netzfolgende (stromeinprägende) Regelung erfolgen.

Harmonische, welche durch die Windenergieanlagen oder die Gleichrichter hervorgerufen bzw. durch Resonanzstellen im Offshore-Netz verstärkt werden, müssen durch die netzseitigen WEA-Inverter oder mit Hilfe passiver Filter gedämpft werden.

Aufgrund der Verwendung von Dioden auf der Offshore-Seite ist der Leistungsfluss der Diodengleichrichter-HGÜ unidirektional. Der Energiebedarf der Hilfsbetriebe des Offshore-Netzes und der Windenergieanlagen muss daher über zusätzlich installierte Offshore-Inverter an der HGÜ oder eine direkte AC-Verbindung zwischen Offshore- und Verbundnetz erfolgen. Mit Hilfe zusätzlicher Energiespeicher können diese Einrichtungen auch verwendet werden, um das Aufladen der

Seekabel bei einem Offshore-Schwarzstart zu realisieren. Adererseits könnte auch die Verwendung lokaler Energiespeicher ein selbständiges Aufladen des Kabelnetzes bei Offshore-Schwarzstarts durch die Windenergieanlagen ermöglichen.

Im Fehlerfall können lediglich die Windenergieanlagen Fehlerströme bereitstellen um die Fehlerstelle selektiv vom Offshore-Netz zu trennen.

Die Verteilung der Verantwortung zur Einhaltung vorangegangener beschriebener Anforderungen zwischen WEA- und Diodengleichrichter-HGÜ zeigt Tabelle 3.3. Die Zusammenfassung veranschaulicht, dass die Einhaltung beschriebener Vorgaben für den Netzbetrieb bei Netzanschluss mit Diodengleichrichter-HGÜ fast ausschließlich von WEA-Invertern gewährleistet werden müssen. Eine Ausnahme stellt die Aufrechterhaltung der Spannungsamplitude dar, da diese bei leitendem Gleichrichter die HGÜ vorgibt. Vorgaben an HGÜ-Stromrichter bezüglich der Bereitstellung von Blindleistung oder auch einer raschen Umkehr des Leistungsflusses kann eine Diodengleichrichter-HGÜ ohne den Einsatz von zusätzlichen Versorgungseinrichtungen, aufgrund des unidirektionalen Leistungsflusses, nicht erfüllen.

Tabelle 3.3: Verteilung der Anforderungen an den Betrieb von Inselnetzen mit Diodengleichrichter-Netzanschluss im Normalbetrieb

| Normalbetrieb | Netzanschluss | WEA |
|---|--|-----|
| Maximale Wirkleistung Einspeisen | - | X |
| Amplitude- (Spannungshaltung) | X | - |
| Frequenzhaltung | - | X |
| Blindleistungskompensation Offshore AC-Netz | - | X |
| Dämpfung von Harmonischen | (evntl. Beteiligt durch passive Filter) | X |
| Windstille/ Fehlerbetrieb | | |
| Hilfsbetriebeversorgung der WEA und des Netzes | (zusätzlich Versorgungseinheiten erforderlich) | X |
| Aufladung des Kapazitiven Netzes bei der Inbetriebnahme | (zusätzlich Versorgungseinheiten erforderlich) | X |
| Fehlerstrombereitstellung bei Offshore-Fehlern | - | X |

4 Regelung von WEA-Umrichtern im Betrieb an Dioden-Gleichrichtern mit geregelter Netzfrequenz

Den Betrieb von Windenergieanlagen an einer Dioden-Gleichrichter HGÜ verlangt zum einen Teil ein netzbildendes und zum anderen Teil ein netzfolgendes Verhalten. Dies erfordert ein Regelungsverfahren, welches WEA als Stromquelle für eine maximale Wirkleistungsabgabe und gleichzeitig als Spannungsquelle für die Stabilisierung der Netzfrequenz und die Kompensation des ständig variierenden Blindleistungsbedarfs im Offshore-Netz betreibt. Aktuell sind praktische Anwendungen einer unidirektionalen HGÜ mit Dioden-Gleichrichtern nicht bekannt. Es gibt jedoch einige wenige Untersuchungen, welche die Regelung der Netzfrequenz in Offshore-Inselnetzes mit Hilfe der WEA-Inverter konzeptionell beschreiben [16] [17],[3],[18]. Sie unterscheiden sich prinzipiell in Regelungsstrategien, die zentral im Windpark erfolgen und mit Hilfe von Kommunikation mit den WEA-Inverter verbunden sind wie im Beispiel der Polytechnischen Universität (PU) Valencia [3], oder dezentral in einzelnen WEA-Invertern ausschließlich mit lokal gemessenen Netzgrößen wie Spannung und Frequenz betrieben werden wie im Beispiel der Universität Strathclyde Glasgow [18].

Beide Verfahren, Valencia [3] und Glasgow [18], basieren auf unterlagerter dq-Stromregelung, wobei die Spannung im Offshore-Netz mit Hilfe von Wirk- und die Frequenz mit Hilfe von Blindstrom geregelt wird.

Zum einen ist die Frequenzregelung beider Verfahren, aufgrund ihrer Umsetzung als kaskadierter Bestandteil der Voltage-Oriented-Control aller WEA, parametersensitiv und somit z.B. abhängig von detaillierten Kenntnissen der Netzkapazität oder der Anzahl beteiligter Anlagen, die während des Betriebs variieren kann. Zum anderen resultieren z.B. bei Netzfehlern starke Frequenzabweichungen aus Strombegrenzungen der WEA, da der Blindstrom und daher die Stellgröße der Regelung limitiert wird.

Statt einer optimierten Blindleistungsverteilung bei der sich Windenergieanlagen im Leerlauf aufgrund freier Stromkapazität stärker an der Blindleistungskompensation des Netzes beteiligen als Anlagen bei Nennleistung, teilen beide Verfahren Blindleistung zwischen den Windenergieanlagen lediglich statisch im Verhältnis des Eigenanteils installierter Scheinleistung auf. Bei unterschiedlicher Windgeschwindigkeit im Windpark, muss durch eine statische Aufteilung mehr Blindleistung vorgehalten werden, was wiederum zusätzliche installierte Scheinleistung, höhere Investitionskosten und somit höhere Kosten der Offshore-Windenergie zur Folge hätte.

Die Regelung der Netzspannung in [3] erfordert einen zentralen I-Anteil, der zu den jeweiligen Windenergieanlagen kommuniziert werden muss. Die erforderliche Verfügbarkeit der Kommunikation sowie einer zentralen Regeleinheit stellen dabei eine Fehlerquelle mit hohem Risiko für den Betrieb des gesamten Inselnetzes dar.

Die Zusammenfassung des gesamten Kabelnetzwerks zu einer Ersatzkapazität und der Serienimpedanz der Strangkabel vereinfachen die Entwicklung der Spannungsregelung und der simulativen Untersuchung in [3]. Im Gegensatz dazu basiert die Simulation des Glasgow-Verfahrens [18] auf

einer hohen Modelltiefe, wobei Ergebnisse belegen, dass die Kapazität der Strangkabel nicht ausreichend berücksichtigt wird.

Das nachfolgende Kapitel analysiert beide Verfahren im Detail und bewertet Untersuchungsergebnisse unterschiedlicher Betriebszustände kritisch. Dabei werden zusätzlich zu den Ergebnissen der Autoren auch Simulationen der Verfahren durch Dritte berücksichtigt. Tabelle 4.1 fasst vorab die Ergebnisse der Analyse beider Verfahren zusammen.

Tabelle 4.1: Ergebnisse nachfolgenden kritischen Betrachtung zweier Verfahren zur Regelung von Offshore-Inselnetzen mit Diodengleichrichter-HGÜ-Netzanschluss

| | Valencia-Verfahren / zentrale Spannungs- und dezentrale Frequenzregelung [3] | Glasgow-Verfahren / dezentrale Spannungs- und Frequenzregelung [18] |
|-------------------------------------|--|--|
| Frequenzregelung | Parametersensitiv: <ul style="list-style-type: none"> • variable Streckenparameter werden nicht betrachtet | Parametersensitiv: <ul style="list-style-type: none"> • variable Streckenparameter werden nicht betrachtet |
| Spannungsregelung | Zentraler I-Anteil: <ul style="list-style-type: none"> • Erfordert Kommunikation Parametersensitiv: <ul style="list-style-type: none"> • Basiert auf genauer Kenntnis einer zusammengefassten Netzkapazität | Dezentral als PI-Regelung: <ul style="list-style-type: none"> • Nachweis, dass zirkulierende Leistung verhindert wird, fehlt |
| Blindleistungsaufteilung | Statisch: <ul style="list-style-type: none"> • Keine intelligente Aufteilung entsprechend der Windsituation | Statisch: <ul style="list-style-type: none"> • Keine intelligente Aufteilung entsprechend der Windsituation |
| Verhalten bei Netzfehlern | Kritisch: <ul style="list-style-type: none"> • Bei AC-Offshore-Fehlern aufgrund von geringer Fehlerstrombereitstellung • Aufgrund extremer Frequenzschwankungen durch Stellgrößenbegrenzung (Blindstrombegrenzung) | Gut: <ul style="list-style-type: none"> • Fehlerstrombereitstellung bei AC-Offshore-Fehlern • Frequenzschwankungen durch Blindstrombegrenzung sind zu erwarten |
| Kommunikation | Erfordert eine hochverfügbare robuste Kommunikation zur Spannungsregelung | Nicht erforderlich |
| Modelltiefe der Untersuchung | Niedrig: <ul style="list-style-type: none"> • Keine separate Abbildung der Strangkabel • Vollständige Kabelkapazität des Netzes wird am PCC zusammengefasst | Hoch: <ul style="list-style-type: none"> • Detaillierte Abbildung eines einzelnen Kabelstrangs • Kabelkapazität nicht ausreichend berücksichtigt |

4.1 Zentrale Spannungs- und dezentrale Frequenzregelung / PU-Valencia

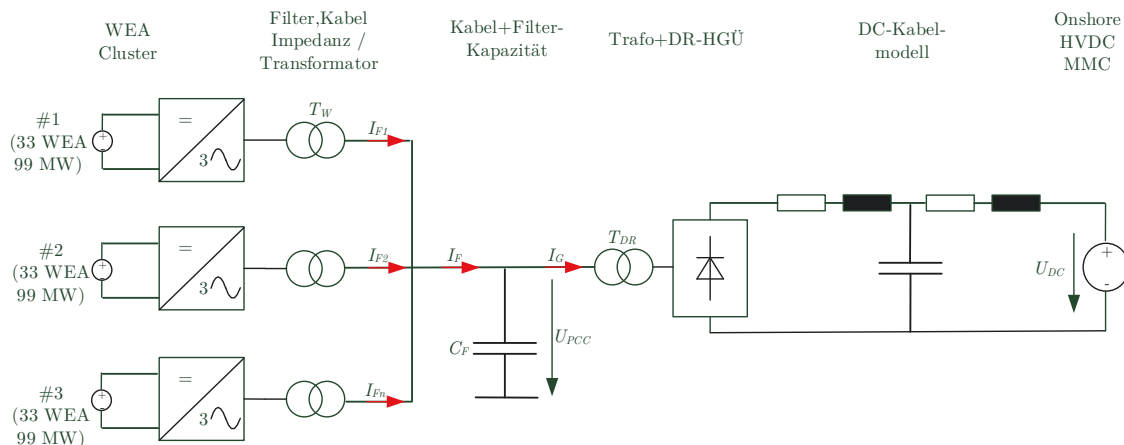
Abbildung 4.1 zeigt die in [3] untersuchte Topologie eines 1000 MW Offshore-Windparks bestehend aus fünf Windturbineneinheiten, die jeweils einen Zusammenschluss mehrerer Einzelturbinen unterschiedlicher Größe darstellen. Dabei besteht jede Anlage aus einem direkt getriebenen permanent erregten Synchrongenerator, der mit Hilfe eines Vollumrichters ans Netz gekoppelt wird. Die Einheiten werden durch den Windturbinentransformator T_W mit dem Offshore-Netz verbunden. Dieses besteht aus einem Filter C_F und dem Transformator des Gleichrichters T_{DG} . Die Seekabel des AC-Offshore-Netzes bildet das Modell entsprechend [3] nicht ab. Dafür wurde die induktive Serienimpedanz der Kabel in den Turbinentransformatoren T_W , sowie ihre kapazitive Parallelimpedanz im Filterkondensator C_F des Gleichrichters zusammengefasst. Die HGÜ-Strecke bilden 12-pulsige Dioden-Gleichrichter Offshore, ein Onshore-Inverter und ein T-Ersatzschaltbild als DC-Kabel ab.

Im Gegensatz zur konventionellen Zwischenkreisspannungsregelung durch den WEA-LSI übernimmt in [3] der Machine-Side-Inverter diese Funktion. Dadurch ist es möglich, die Zwischenkreisspannung ohne Energie aus dem Netz konstant zu halten, weshalb der WEA-LSI zur Regelung von Netzfrequenz und -spannung genutzt werden kann, was sich z.B. bei Schwarzstarts der Windenergieanlagen vorteilhaft auswirkt. Die Regelung des WEA-LSI wird generell in drei Betriebsmodi unterschieden:

Im *Inselbetrieb* ist die Diodengleichrichter-HGÜ nicht mit dem Windpark verbunden. Da in [3] keine Eigenbedarfsversorgung des Offshore-Netzes durch eine zusätzliche AC-Spannungsquelle vorgesehen ist, müssen WEA-Inverter im *Inselbetrieb* die Amplitude und Frequenz selbständig regeln und somit ihre eingespeiste Wirk- und Blindleistung an den Bedarf des Offshore-Netzes anpassen.

Mit Anbindung der HGÜ-Strecke wechseln die WEA-Inverter in den *Netzbetrieb*, bei dem sie die im Wind verfügbare Leistung an das HGÜ-System abgeben.

Im Fall von Netzfehlern werden die WEA-Inverter in einen *Fehlerbetrieb* überführt, um die Bestandteile des Offshore-Netzes und der Diodengleichrichter-HGÜ vor den Auswirkungen des Fehlers zu schützen.



4.1.1 Inselbetrieb

Abbildung 4.2 zeigt das Ersatzschaltbild des AC-Offshore-Netzes. Die Gleichungen (4.1) und (4.2) beschreiben die Spannungen am Knoten des Kondensators C_F in rotierenden Koordinaten (dq). Dabei liegt die d-Achse des rotierenden Koordinatensystems in Phase mit der Netzspannung am PCC (U_F). Aus $U_{Fq} = 0$ resultieren somit die Gleichungen (4.3) und (4.4). Die d-Komponenten der Ströme I_{Fnd} und I_{Gd} beeinflussen die Amplitude der Netzspannung nach Gleichung (4.3). Die q-Komponenten der Ströme I_{Fnq} und I_{Gq} beeinflussen hingegen die Netzfrequenz ω_F nach Gleichung (4.4). Damit beschreibt [3] den Zusammenhang zwischen der Summe der Wirkströme aller im Netz vorhandenen WEA zur Amplitude der Netzspannung I_{Fnd}/U_F sowie den Zusammenhang zwischen eingespeistem Blindstrom und Netzfrequenz I_{Fnq}/ω_F an der Kapazität C_F . Unter der Voraussetzung, dass I_{Fnd} die wirkleistungsbildende und I_{Fnq} die blindleistungsbildende Komponenten des Stroms darstellen, steht dieser Zusammenhang im Gegensatz zu üblicherweise im induktiven Verbundnetz vorherrschenden Zusammenhängen P/f und Q/U . Die kapazitive Impedanzcharakteristik des Offshore-Netzes und insbesondere die Kenntnis der Netzkapazität C_F ermöglichen eine Frequenzregelung mit Hilfe eingespeister Blindleistung nach Gleichung (4.4). Eine detailliertere Analyse der Frequenzregelung mit Blindleistung für Netze mit unterschiedlicher Impedanzcharakteristik (ohmsch, kapazitiv) erfolgt in [19] und [7]. Weiterhin beschreibt Gleichung (4.3) die Abhängigkeit zwischen Spannungsamplitude und eingespeistem Wirkstrom an der Netzkapazität C_F . Durch einspeisen von Wirkstrom lässt eine wachsende Spannungsamplitude zudem die Diodengleichrichter-HGÜ leiten. Dank dieser Aufteilung ermöglicht das System Spannungsregelung und Wirkleistungseinspeisung mit d-Strom- bei gleichzeitiger Frequenzregelung mit der q-Stromkomponente. Diese zusätzlichen Freiheitsgrade bei der Netzregelung mit Diodengleichrichter-HGÜ bilden die Grundlage der Spannungs- und Frequenzregelung des Offshore-Inselnetzes nach [3].

$$\frac{d}{dt}U_{Fd} = \frac{1}{C_F}I_{Fd} - \frac{1}{C_F}I_{Gd} + \omega_F U_{Fq} \quad (4.1)$$

$$\frac{d}{dt}U_{Fq} = \frac{1}{C_F}I_{Fq} - \frac{1}{C_F}I_{Gq} - \omega_F U_{Fd} \quad (4.2)$$

$$\frac{d}{dt}U_{Fd} = \frac{1}{C_F}I_{Fd} - \frac{1}{C_F}I_{Gd} \quad (4.3)$$

$$\omega_F U_{Fd} = \frac{1}{C_F}I_{Fq} - \frac{1}{C_F}I_{Gq} \quad (4.4)$$

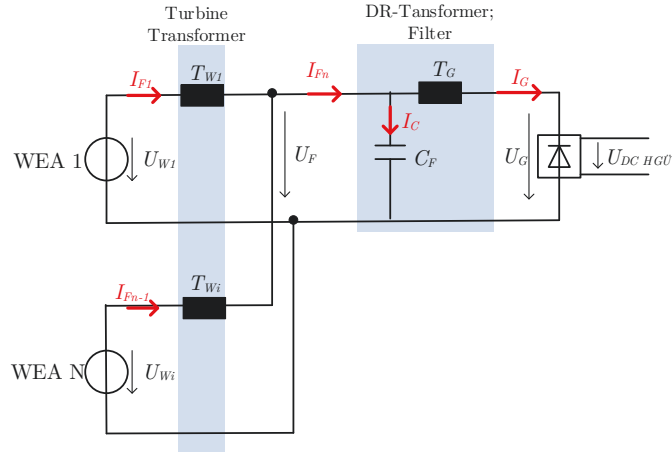


Abbildung 4.2: Ersatzschaltbild der Modellbildung [3]

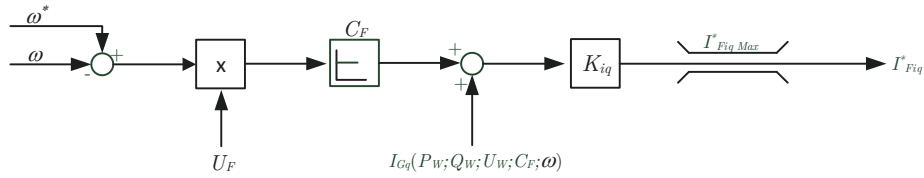


Abbildung 4.3: Blockschaltbild der Frequenzregelung nach [3]

Frequenzregelung

Abbildung 4.3 zeigt die Frequenzregelung der WEA-Inverter basierend auf Gleichung (4.4), in der die Ersatzkapazität des Offshore-Netzes C_F den P-Anteil bildet. Dieser wird zusätzlich über die gemessene Amplitude der Netzspannung U_{Fd} skaliert. Die Störgröße des abfließenden Blindstroms I_{Gq} wird vorgesteuert. I_{Gq} muss daher entweder am PCC gemessen und mit Hilfe von Kommunikation zu den Einzelanlagen übertragen, oder aus lokal an den WEA gemessenen Größen geschätzt werden. Eine Schätzung von I_{Gq} kann mit Hilfe der lokal gemessenen Spannung, Frequenz, Wirk- und Blindleistung an jeder WEA erfolgen. Der Strom I_{Fiq} wird durch die Leistungsgleichungen (4.5) und (4.6) lokal an den WEA beschrieben. Der Faktor K_S beschreibt das Verhältnis der Nennleistung der jeweiligen Turbine zur installierten Leistung im Windpark. K_S beschreibt dadurch auch die Blindleistungsverteilung unter den Anlagen sowie den Anteil des Blindstromes von Einzelanlagen I_{Fiq} am gesamten Blindstrom I_{Fnq} (4.8). Gleichung (4.9) zeigt das Ergebnis der Substitution von (4.7) in (4.8) und beschreibt die physikalische Grundlage der Vorsteuerung von I_{Gq} in Abbildung 4.3..

$$P_{Wi}=3(U_{Wd} I_{Fid} + U_{Wq} I_{Fiq}) \quad (4.5)$$

$$Q_{Wi}=3(U_{Wq} I_{Fdi} - U_{Wd} I_{Fiq}) \quad (4.6)$$

$$I_{Fiq} = \frac{1}{3} \frac{U_{Wq} P_{Wi} - U_{Wd} Q_{Wi}}{U_{Wd}^2 + U_{Wq}^2} \quad (4.7)$$

$$I_{Fnq} = I_{Fiq} / K_S = \omega_F C_F U_{Fd} + I_{Gq} \quad (4.8)$$

$$I_{Gq} = \frac{1}{3K_S} \frac{U_{Wq}P_{Wi} - U_{Wd}Q_{Wi}}{U_{Wd}^2 + U_{Wq}^2} - C_F \omega_F U_{Fd} \quad (4.9)$$

Simulationsergebnisse in [3] zeigen, dass die Verwendung eines konstanten K_S eine Aufteilung der Blindleistung unter den Einzelanlagen zur Folge hat, die bei unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten im Windpark trotzdem alle WEA in Relation zu ihrer Nennleistung gleich stark an der Blindleistungskompensation des Offshore-Netzes beteiligt. Somit wird die installierte Scheinleistung des Offshore-Windparks nicht optimal genutzt, da WEA-Inverter, die bei Nennleistung betrieben werden, zusätzliche Stromkapazität für eine Blindleistungskompensation im Verhältnis K_S vorhalten müssen. Gleichzeitig hätten WEA-Inverter, die sich bei ungleicher Windverteilung im Leerlauf befinden, ihre gesamte Stromkapazität für die Blindleistungskompensation des Offshore-Netzes verfügbar, wobei sie auch dann lediglich den Anteil K_S am Bedarf kompensieren.

Innerhalb einer Untersuchung des französischen Super Grid Instituts [20] wurden Regelungsverfahren für Umrichter in Netzen mit Dioden-Gleichrichter-Netzanschluss verglichen und bewertet. Auch die in [20] reproduzierten Simulationsergebnisse aus [3] zeigen eine unvorteilhafte statische Verteilung der Blindleistung unter den Anlagen bei unterschiedlichen Windverteilungen.

Die Frequenzregelung mit Gleichung (4.4) basiert auf der Annahme einer lokalen Spannungsmessung mit $U_{Fq} = 0$ wobei in [3] die Längsimpedanz der Kabel des Offshore-Verteilnetzes vernachlässigt werden. Die Betrachtung des Beispielnetzes mit Diodengleichrichter-HGÜ aus Abschnitt 2 zeigt im Durchschnitt einen relativen Spannungsabfall von $u_k = 0,05$ p.u. über Strangkabeln. Einzelne WEA mit größerer Entfernung zum Anschlusspunkt können somit auch höhere relative Spannungsabfälle aufweisen. [21] zeigt, dass bei der Betrachtung dynamischer Vorgänge zusätzlich die Messung mit Hilfe einer Phase-Locked-Loop (PLL) und die dabei entstehenden dynamischen Abweichungen in $U_{Fq} = 0$ für diese Anwendung berücksichtigt werden sollte. Eine Betrachtung unter der Annahme $U_{Fq} \neq 0$ würde sowohl die grundlegenden Gleichungen und damit die Struktur der Regelung als auch die Auslegung der Parameter des Konzeptes deutlich komplizierter gestalten.

In [3] ermöglicht die Vernachlässigung der Längsimpedanz der Kabel eine Skalierung des P-Anteils mit der lokal gemessenen Spannung U_{Fd} (Abbildung 4.3). In der Realität kann dies so nicht erfolgen, da die PCC-Spannung des Windparks U_{Fd} nicht hinter dem jeweiligen WEA-Trafo gemessen werden kann und stattdessen mit Hilfe zusätzlicher Kommunikation übertragen werden müsste.

Eine Frequenzregelung nach [3] ist anfällig für eine ungenaue Bestimmung der Netzkapazität C_F sowie für eine fehlerhafte Vorsteuerung der Störgröße I_{Gq} . In [3] und [20] wird nicht berücksichtigt wie stark die Frequenzabweichung ist, die z.B. aus einer fehlerhaft geschätzten Netzkapazität C_F oder einer fehlerhaften Vorsteuerung des Blindstromes I_{Gq} entsteht. Es bestehen jedoch Zweifel, dass Vernachlässigungen in der Modellierung, wie der Längsimpedanz der Kabel oder Schätzung realer Größen und Parameter bei der Vorsteuerung des Blindstromes I_{Gq} , die Regelabweichung der Frequenzregelung nicht maßgeblich beeinflusst. Die Vorgabe entsprechend Abschnitt 3.1 für eine maximale Frequenzabweichung von ± 2 % von Offshore-Windparks mit HGÜ-Netzanschluss darf dabei jedoch nicht überschritten werden.

Spannungsregelung

Abbildung 4.4 zeigt die Spannungsregelung der WEA-Inverter basierend auf Gleichung (4.3). Die Proportional-Integral-Regelung (PI-Regelung) besteht aus einem P-Anteil lokal in jeder Turbine sowie einem Integral-Anteil (I-Anteil) in einer zentralen Parksteuerung. Der zentrale I-Anteil stellt sicher, dass keine Wirkleistung zwischen einzelnen WEA zirkuliert. Das Ergebnis des I-Anteils muss mit Hilfe von Kommunikation an jede WEA im Windpark übertragen werden. Dafür wurden Verzögerungszeiten von 5-10 ms bei der Übertragung als tolerierbar angenommen [3]. Die dauerhafte Übertragung des I-Anteils erfordert die ständige Verfügbarkeit der Kommunikation und insbesondere der zentralen Mess- und Berechnungseinheit des I-Anteils der Spannungsregelung, da bei einem Ausfall nicht nur einzelne Turbinen, sondern stets der ganze Windpark betroffen wären.

Der Faktor K_{id} skaliert den Reglerausgang auf das Verhältnis der jeweiligen Nennleistung der Einzelanlage zur installierten Gesamtleistung des Windparks. Die Vorsteuerung der Störgröße des aus dem Offshore-Netz abfließenden Stromes I_{Gd} ist nach [3] nicht zwingend erforderlich, verbessert jedoch das Verhalten der Spannungsregelung. Für eine Verwendung dieser Vorsteuerung müsste der Strom I_{Gd} jedoch gemessen und mit Hilfe von Kommunikation an die Einzelanlagen übertragen oder mit Hilfe lokaler Größen geschätzt werden worauf [3] nicht näher eingeht.

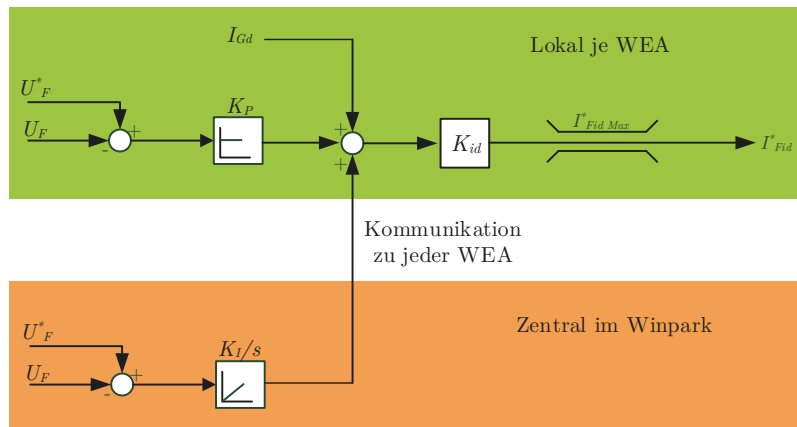


Abbildung 4.4: Blockschaftbild der Spannungsregelung im Inselbetrieb nach [3]

Auch hier wird ein konstanter Faktor K_{id} zur Verteilung der notwendigen Wirkleistung auf die einzelnen WEA nach Gleichung (4.10) verwendet. Diese Auslegung als Verhältnis der Nennscheinleistung der Einzelanlage S_{WEA} zur installierten Leistung des Offshore-Windparks S_{OWP} führt im Betrieb dazu, dass WEA ohne Wind, bei ungleicher Windverteilung bei der Spannungsregelung nicht berücksichtigt werden. Beispielsweise würde bei einem Schwarzstart des Windparks mit der Hälfte aller installierter Anlagen daraus eine halbierte Verstärkung der Spannungsregelung einer Einzelanlage im Vergleich zur ursprünglichen Auslegung, der Regelung mit voller Anzahl der Anlagen resultieren. Ein solcher Fall, bei dem in einem Windpark mit unterschiedlicher Windverteilung nur ein Teil aller WEA die Einschaltwindgeschwindigkeit erreicht und sich an Spannungsregelung beteiligt ist in der Praxis durchaus denkbar, wird jedoch in [3] nicht berücksichtigt.

$$K_{id} = \frac{S_{WEA}}{S_{OWP}} \quad (4.10)$$

Reproduzierte Simulationsergebnisse der Spannungsregelung des Valencia-Verfahrens in [20] bestätigen zudem die Parametersensitivität der Spannungsregelung aus [3]. Untersuchungen des Verfahrens haben gezeigt, dass eine Sollwertverfolgung der Spannung z.B. bei der Verwendung von Strangkabel-Modellen anstatt der Ersatzkapazität C_F nicht mehr möglich ist.

Die Synchronisation und die damit verbundene Aufladung des Offshore-Kabelnetzes bei einem Schwarzstart wird in [3] nicht betrachtet. Da eine PLL-basierte Synchronisation auf die Netzspannung am Turbinen-Terminal vorliegt, kann angezweifelt werden, dass eine Synchronisation vieler kleiner Einzelturbinen ohne Netzspannung bei der Aufladung eines entsprechend großen Kabelnetzes reibungslos verläuft. Da bei der Untersuchung in [3] ein 1000 MW Windpark lediglich in fünf zusammengefasste Turbineneinheiten unterteilt wurde, werden die negativen Effekte einer PLL-basierten Synchronisation beim Schwarzstart im Kabelnetz hier nicht erkennbar.

4.1.2 Netzbetrieb

Mit Anbindung der HGÜ-Strecke verfolgen die WEA-Inverter einen *Netzbetrieb*, bei dem sie die im Wind verfügbare Leistung abgeben.

Der Onshore-Inverter der HGÜ gibt eine konstante Zwischenkreisspannung $U_{DC\ HGÜ}$ vor. Bei ausreichend Wind erhöht eine zentrale Parksteuerung in [3] den Referenzwert der Spannungsregelung U_{Fd}^* über einen Wert der nach Gleichung (4.11) für einen leitenden Gleichrichter erforderlich ist und kommuniziert diesen an alle WEA. Überschreitet die Amplitude der AC-Offshore U_{Fd} die DC-Spannung der HGÜ $U_{DC\ HGÜ}$, unter Berücksichtigung von Gleichung (3.1), leitet der Gleichrichter. Bei leitendem Gleichrichter ist die Amplitude der AC-Spannung U_{Fd} an die DC-Spannung $U_{DC\ HGÜ}$ gekoppelt. Aufgrund des geringen ohmschen Spannungsabfalls der Gleichrichtereinheit bewirkt ein weiterer Anstieg des Wirkstroms der WEA I_{Fd} bei leitender Diodengleichrichter-HGÜ keine maßgebliche Erhöhung der Spannungsamplitude U_{Fd} . Da der Sollwert der Netzspannungsamplitude bei leitendem Gleichrichter oberhalb der Nennspannung des Windparks gesetzt wird, läuft die Stellgröße der Spannungsregelung in die Strombegrenzung $I_{Fd\ Max}$. Abbildung 4.5 zeigt die Begrenzung der Spannungsregelung $I_{Fd\ Max}$ als Vorgabe der Drehzahlleistungskennlinie für einen ertragsoptimierten Betrieb der WEA. Der leitende Diodengleichrichter und die Begrenzung der Spannungsregelung überführen die WEA somit von einem spannungsgeregelten in einen stromgeregelten Betrieb. Im Gegensatz zur Spannungsregelung im *Inselbetrieb* erfolgt dadurch im *Netzbetrieb* stets eine ertragsoptimierte Wirkleistungseinspeisung der WEA anhand der Drehzahl-Leistungskennlinie.

$$U_{Fd}^* > \frac{\pi}{3\sqrt{2}} \frac{1}{\ddot{u}_T n_{DR}} U_{DC\ HGÜ} \quad (4.11)$$

Da die DC-Strecke nur Wirkleistung überträgt, stellt die Blindleistung einen zusätzlichen Freiheitsgrad da, der auch bei leitendem Gleichrichter ausschließlich für die Regelung des Offshore-Inselnetzes genutzt werden kann. Mit dem Blindstrom I_{Fq} als Stellgröße kann daher stets unabhängig von *Netz-* oder *Inselbetrieb* der WEA die Frequenzregelung erfolgen.

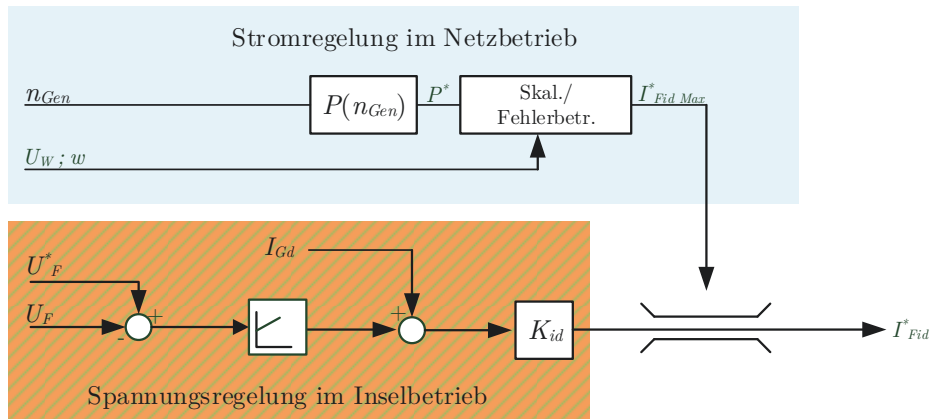


Abbildung 4.5: Umschaltung zwischen Strom und Spannungsregelung nach [3]

4.1.3 Fehlerbetrieb

Im Fehlerfall schützt eine spannungsabhängige Strombegrenzung „Voltage Depended Current Limit“ (VDCL) innerhalb der WEA-Inverter die Diodengleichrichter-HGÜ vor Schäden durch Fehlerstrom. Bei Fehlern im DC-System der HGÜ sinkt die DC-Spannung der HGÜ und aufgrund der Verwendung des Dioden-Gleichrichters, die Amplitude der AC-Spannung des Offshore-Netzes. Daher verwendet [3] im Fehlerfall eine Begrenzung des WEA-Strombetrags je nach Intensität des Spannungseinbruchs mit Hilfe der Charakteristik in Abbildung 4.6.

Zwischen Fehlern im DC-System und Fehlern im AC-Offshore-Netz können die WEA jedoch nicht unterscheiden. Bei Fehlern im ausgedehnten AC-Netz werden selektive Abschaltungsmaßnahmen eingesetzt, welche die Fehlerstelle schnellstmöglich vom Netz trennen, um anschließend den Normalbetrieb fortsetzen zu können. Das schnelle Auslösen der selektiven Maßnahmen erfolgt jedoch nur bei ausreichendem Fehlerstrom. Bei Offshore-Netzen mit Diodengleichrichter-HGÜ muss der erforderliche Fehlerstrom nach [10] vollständig durch die WEA-Inverter bereitgestellt werden. Der Einsatz einer VDCL im WEA-Inverter limitiert jedoch die Bereitstellung von Fehlerstrom und wirkt sich somit kontraproduktiv auf die Abschaltung bei Fehlern im AC-Offshore-Netz aus.

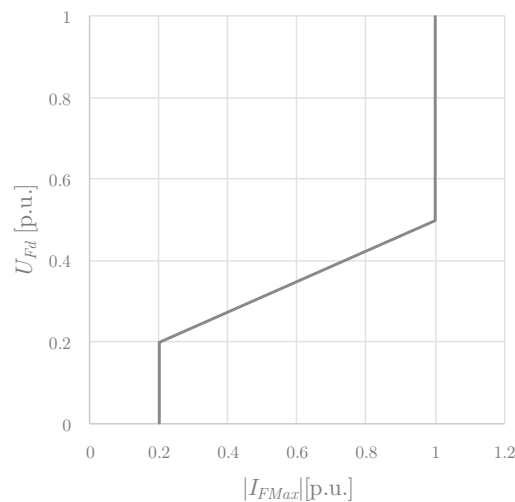


Abbildung 4.6: VDCL Charakteristik

Eine Frequenzregelung erfolgt auch im Fehlerfall mit Hilfe des Blindstrom der WEA-Inverter (I_{Fiq}). Trotz Priorisierung des Blindstroms begrenzt die VDCL bei Unterspannung auch I_{Fiq} . Verschiedene Untersuchungen in [3] und [22] zeigen, dass im Fehlerfall daraus Frequenzabweichungen bis zu 120 Hz im Offshore-Netz für einen Zeitraum von etwa 100 ms bzw. 100 Hz für 200 ms resultieren. Aufgrund ihrer frequenzabhängigen Reaktanz würden diese extremen Netzfrequenzschwankungen im Fehlerfall in erster Linie installierten Kapazitäten wie LCL-Filterkondensatoren von WEA-Invertern schädigen.

4.2 Dezentrale Frequenz- und Spannungsregelung / Starthclyde Glasgow

Das Regelungsverfahren [18] wird anhand einer Konfiguration bestehend aus 5 unterschiedlich großen Windturbineneinheiten erprobt. Dabei handelt es sich um einen 1000 MW Windpark, welcher in 5 Einheiten je 200 MW unterteilt ist. Jede Einheit besteht aus 4 Kabelsträngen mit je 10 Windturbinen a 5 MW. Einer der Kabelstränge ist vollständig durch Modelle bestehend aus einzelnen Invertern, Kabelsegmenten und Leistungsschaltern abgebildet. Alle restlichen Einheiten werden jeweils als zusammengefasstes Cluster nachgebildet. Mechanische Komponenten, Generatoren sowie Machine-Side-Inverter sind als DC-Spannungsquelle im Zwischenkreis der WEA abgebildet.

Abbildung 4.7 zeigt das Modell des WEA-Inverters bestehend aus LCL-Filter mit enthaltenem WEA-Transformator, Kabelsegment und Dioden-Gleichrichter mit Filter. Die unterlagerte Regelung des Line-Side-Inverter bildet eine konventionelle Voltage-Oriented-Control mit dq-Stromregelung. Einer überlagerten Spannungsregelung am Kondensator des LCL-Filters folgt eine dritte Kaskade die eine überlagerte Wirkleistungs- bzw. Blindleistungs-Frequenzregelung darstellt.

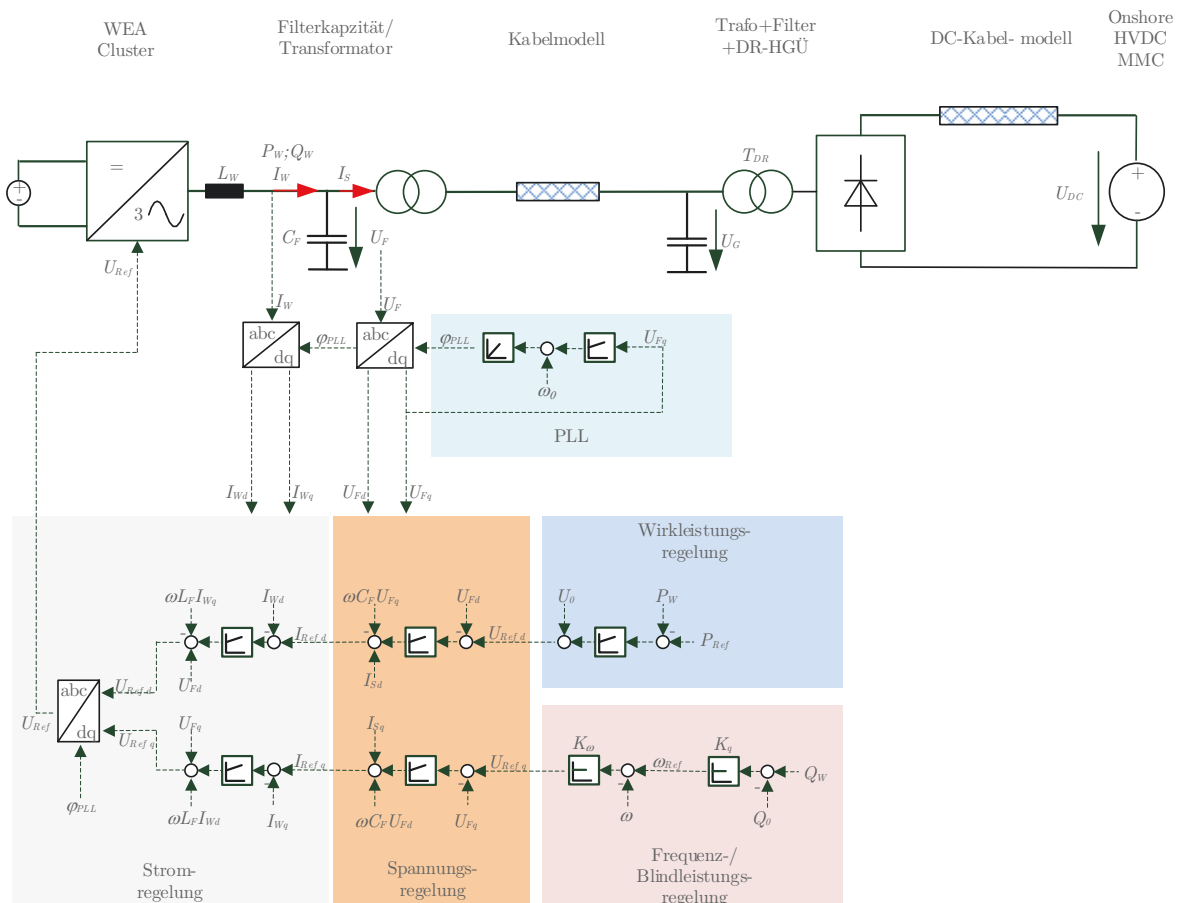


Abbildung 4.7: Regelungsschema der dezentralen Frequenz und Spannungsregelung nach [18]

4.2.1 Netzbetrieb

Spannungsregelung

Die Spannungsregelung aus [18] basiert auf den Knotengleichungen am Kondensator des LCL-Filters der WEA (4.12) (4.13). Da jede WEA statt gemeinsamer PCC-Spannung die lokale Spannung des eigenen Filterkondensators regelt, verwendet [18] für die dezentrale Regelung der d- und q-Komponente U_{Fdq} PI-Regler in allen WEA.

$$\frac{d}{dt}U_{Fd} = \frac{1}{C_{LCL}}I_{Wd} - \frac{1}{C_{LCL}}I_{Fd} + \omega_F U_{Fq} \quad (4.12)$$

$$\frac{d}{dt}U_{Fq} = \frac{1}{C_{LCL}}I_{Wq} - \frac{1}{C_{LCL}}I_{Fq} - \omega_F U_{Fd} \quad (4.13)$$

Die Wirkleistungsübertragung einer Dioden-Gleichrichter-Einheit basiert auf dem Verhältnis zwischen AC-Spannungsamplitude U_{Fd} und DC-Spannung der HGÜ U_{DC} , sowie dem äquivalenten Widerstand des Gleichrichter-Transformators X_{Tr} auf der DC-Seite nach Gleichung (4.14). Somit ergibt sich eine Übertragung der Leistung am Gleichrichter (P_{DG}) nach Gleichung (4.15). Da die DC-Spannung durch den Onshore-MMC konstant gehalten wird, ist die von der HGÜ übertragene Leistung lediglich von der Spannung U_{Fd} abhängig. Die Wirkleistungsregelung der WEA nach [18] überlagert somit eine Spannungsregelung für die Größe U_{Fd} und erhält dabei den Sollwert P_{Ref} von der Drehzahlleistungskennlinie der WEA. Somit stellt eine Abweichung vom Spannungsreferenzwert U_0 die Stellgröße der Wirkleistungsregelung des Umrichters dar.

$$U_{DC} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi}U_{Fd} - \frac{3}{\pi}X_{Tr}I_{DC} \quad (4.14)$$

$$P_{DR} = \frac{\sqrt{2} \cdot U_{Fd} U_{DC}}{X_{Tr}} - \frac{\pi}{3X_{Tr}}U_{DC}^2 \quad (4.15)$$

Üblicherweise werden zur Regelung gemeinsamer Netzgrößen wie Frequenz und Spannung in Inselnetzen Statiken (P-Regler) eingesetzt um einen zirkulierenden Leistungsfluss zwischen einzelnen Einheiten zu vermeiden. Aufgrund der Verwendung von PI-Reglern zur dezentralen Regelung der lokalen Spannung jeder WEA in [18] muss jedoch davon ausgegangen werden, dass durch den gegenseitigen Einfluss der Integratoren unkontrolliert Wirkstrom zwischen den WEA zirkuliert. Die fehlende Darstellung von Spannungs- und Leistungssollwerten der Simulationsergebnisse einzelner WEA in [18], lässt jedoch keinen eindeutigen Aufschluss darüber zu.

Frequenzregelung

Die Frequenzregelung überlagert die Spannungsregelung der Größe U_{Fq} am Kondensator des LCL-Filters der WEA. Eine Statik nach Gleichung (4.16) stellt dafür den Spannungssollwert in der q-Achse (U_{Fq}) bereit. Kommt es zu einer Frequenzabweichung ($\omega < \omega_{Ref}$) steigt der Referenzwert der Spannungsregelung ($U_{Fq Ref} > 0$). Gleichzeitig ist der Regelkreis der Synchronous-Reference-

Frame-(SRF)-PLL bestrebt die Größe U_{Fq} wieder zu null zu regeln. Zu diesem Zweck ändert die SRF-PLL kurzzeitig die Frequenz ω bis der Spannungszeiger U_F wieder auf der d-Achse liegt. Diese Winkel- und Frequenzänderung wird durch die Koordinatentransformation auf die Referenzspannung des Umrichters und damit auf die Netzfrequenz des Inselnetzes übertragen.

$$U_{Fq} = K_{\omega}(\omega_{Ref} - \omega) \quad (4.16)$$

Die Überlagerung der Frequenzregelung durch eine Blindleistungsstatik ermöglicht die Aufteilung der geforderten Blindleistung relativ zur Nennleistung der WEA mit einem Blindleistungswert Q_0 , der arbeitspunktabhängig in jeder WEA oder durch ein zentrales Windpark-Management mit Hilfe von Kommunikation vorgegeben wird. Die Statik nach Gleichung (4.17) gibt die Abweichung der Kreisfrequenz ω_{Ref} von der Nennfrequenz ω_0 vor und sorgt dafür, dass sich alle WEA entsprechend ihrer Nennscheinleistung mit Blindleistung an der Frequenzhaltung beteiligen. Ähnlich wie im zuvor beschriebenen Verfahren aus [3] führt dies auch hier zu einer unvorteilhaften Ausnutzung der installierten Scheinleistung für die Blindleistungskompensation bei ungleichen Windverteilungen im Windpark.

$$\omega_{Ref} = K_Q(Q_{WT} - Q_0) + \omega_0 \quad (4.17)$$

4.2.2 Inselbetrieb

Einen wesentlichen Vorteil des Verfahrens stellt die PLL-basierte Selbstsynchronisation der WEA bei einem Schwarzstart des Netzes dar. Dabei kann mit Hilfe der Regelung aus [18] der WEA-Umrichter ein Inselnetz bis zum Leistungsschalter netzseitig des WEA-Transformators erzeugen. Anschließend erkennt die nächstgelegene WEA im Kabelstrang die anliegende Netzspannung, synchronisiert ihren Inverter auf die vorliegende Spannung, schaltet ihren Leistungsschalter zu und beteiligt sich an der Spannungs- und Frequenzregelung des Inselnetzes. So synchronisiert das System schrittweise alle WEA und Kabelstränge des Windparks und schaltet sie dem Inselnetz zu. Wird dabei von strangweiser Anordnung der WEA wie in [18] beschrieben ausgegangen, müsste die erste WEA, welche eingeschaltet wird, die Blindleistung eines ganzen Kabelstrangs (10 WEA) kompensieren. Das Beispiel des Windparks aus Abschnitt 2 legt nahe, dass dafür etwa 13 % des im Strang installierten Gesamtstroms als Blindstrom erforderlich wäre. Am Beispiel der in [18] untersuchten Topologie entspricht das einer Blindleistung von 6,5 MVar, die von der ersten WEA aufgebracht werden muss, um einen Kabelstrang vollständig aufzuladen. Der 5 MVA Inverter könnte den dafür notwendigen Strom so nicht bereitstellen.

Simulationsergebnisse des Schwarzstartvorgangs aus [18] zeigen, dass beim Zuschalten des Leistungsschalters der ersten Turbine lediglich 0,4 MVar Blindleistung von der WEA bereitgestellt werden muss, um den Kabelstrang für 10 WEA zu kompensieren. Der Vergleich zum Beispielwindpark aus Kapitel 2 ($i_0 = 13 \%$) zeigt, dass ein $i_0 = 0,8 \%$ (entspr. 0,4 MVar) aus [18] die Kabelkapazität der Offshore AC-Kabel nicht ausreichend berücksichtigt. Das in [18] beschriebene Schwarzstartverfahren wäre für ein Offshore-Netz charakterisiert nach Kapitel 2 so nicht anwendbar, da Einzel-WEA die geforderte Leerlaufblindleistung eines Strangs nicht aufbringen könnten. Ein Schwarzstart durch schrittweise Synchronisation von Einzelturbinen wäre hier nur durch die

Unterteilung in kleinere, separat abschaltbare Stränge, nur teilweises Aufladen des Kabelrangs oder durch den Einsatz von zusätzlicher passiver Kompensation möglich.

4.2.3 Fehlerbetrieb

Das Verhalten der WEA bei Fehlern im AC-Offshore-Netz zeigt [18] anhand von Simulationsergebnissen eines Kurzschlussversuchs am Offshore-PCC mit 0 % verbleibender Spannung für eine Fehlerdauer von 150 ms. Mit eintretendem Fehler stoppt der Einbruch der Netzspannung den Wirkleistungsfluss in die Diodengleichrichter-HGÜ umgehend. Die Blindstrompriorisierung der WEA-Inverter verursacht eine Reduktion des Wirkstroms auf 20 % des Nennstromes. Die WEA speisen 130 % ihres Nennstromes als Blindstrom in die Fehlerstelle um das Abschalten der Fehlerstelle durch selektive Sicherheitssysteme zu ermöglichen. Das Auftreten von Fehlern im DC-System der HGÜ wird in [18] nicht berücksichtigt. In so einem Fall sollte der WEA-Fehlerstrom abgeschaltet werden um das HGÜ-System zu schützen.

Simulationsergebnisse von Kurzschlussversuchen mit höherer Restspannung am PCC sowie einen Verlauf der Offshore-Netzfrequenz zeigt [18] nicht. Aufgrund der Regelung der Netzfrequenz mit Blindleistung sowie der Strombegrenzung innerhalb der Frequenzregelung ist eine ähnlich starke Abweichung der Offshore-Netzfrequenz im Fehlerfall wie schon in [3] erkennbar, auch in [18] wahrscheinlich.

5 Regelung von WEA-Invertern in einem synthetischen Referenzsystem

Die netzfolgende Regelung von Spannungszwischenkreisumrichtern basiert auf der Lage des Spannungszeigers des Inverters relativ zur Referenzspannung des Netzes. Die konventionelle Voltage-Oriented-Control verwendet ein Referenzsystem, dessen Achse stets in Phase mit dem Netzspannungszeiger liegt. Innerhalb dieses Referenzsystems platziert die Regelung des Inverters den Strom- und Spannungszeiger so, dass sich der gewünschte Arbeitspunkt z.B. anhand der ins Netz abgegebenen Wirk- oder Blindleistung einstellt. Jeder Inverter verwendet die Netzspannung an seinem Anschlusspunkt als lokale Referenz für seine Regelung. Daher unterscheiden sich die Referenzsysteme der einzelnen Inverter im statischen Betrieb durch die Spannungsabfälle zwischen ihren Anschlusspunkten. Bei transienten Spannungsänderungen kann zusätzlich die Messeinrichtung des Spannungswinkels Unterschiede zwischen den lokalen Referenzsystemen der Inverter verursachen [23]. Die am häufigsten angewendete Messeinrichtung zur Bestimmung der Phasenlage des Referenzsystems stellt dabei eine PLL dar.

Die Systemdynamik des Netzes wird durch die Netzspannung auf die einzelnen Referenzsysteme übertragen, wodurch bei der Inverter-Regelung Probleme der sog. Synchronisationsstabilität auftreten können. Zum einen kann es passieren, dass in weichen Netzen mit eher kleiner Inverter Impedanz und gleichzeitig großer Netzimpedanz ein sog. Self-Synchronizing-Effect eintritt [24],[25]. Dabei wird die Netzspannung an der Messstelle der PLL so stark von der Inverterspannung verfälscht, dass sich die PLL anstatt auf das Netz auf die eigene Inverterspannung synchronisiert. Durch Reduzieren der Bandbreite der PLL kann der Self-Synchronising-Effect zum Teil verringert werden [26], was sich jedoch negativ auf die Performanz der Stromregelung bei transienten Spannungsschwankungen auswirkt [27], [23].

Zum anderen besteht die Gefahr, dass durch die Interaktion von PLLs im Inselnetz mit niedriger Bandbreite Resonanzstellen entstehen, die im Bereich der Moden z.B. des Generators oder des mechanischen Triebstrangs von WEA liegen [28].

Das Problem bei der Anwendung einer Diodengleichrichter-HGÜ besteht darin, dass Dioden als passives Bauelement keine Referenzspannungsquelle im AC-Offshore-Netz darstellen. Somit existiert keine Referenzquelle auf die sich die PLL einer konventionellen WEA-Inverterregelung synchronisieren könnte.

Die Überlegung besteht daher darin, die PLL durch ein externes Signal zu ersetzen, um alle Inverter im Inselnetz auf ein gemeinsames Referenzsystem zu synchronisieren und dementsprechend sowohl Stabilitätsprobleme weicher Netze zu vermeiden, als auch den Betrieb von WEA-Invertern an einer Diodengleichrichter-HGÜ ohne Referenzspannung zu ermöglichen. Der folgende Absatz beschreibt die technische Implementierung innerhalb der Umrichterregelung, wobei WEA-mit Vollumrichter und doppeltgespeister Asynchronmaschine betrachtet werden. Zeigerbilder nutzen dabei die Lage von Strom- und Spannungsvektoren, um den Unterschied bei der Anwendung

der FixReF-Stromregelung in einem synthetischen Referenzsystem gegenüber der konventionellen Voltage-Oriented-Control für beide WEA-Typen zu verdeutlichen.

Der weitere Verlauf stellt die Verwendung der FixReF-Stromregelung in verschiedenen Netztopologien gegenüber und nutzt die Erläuterung anhand eines VSC-HGÜ-Netzanschlusses als Einführung für die Anwendung in Inselnetzen mit Diodengleichrichter-HGÜ. Die Untersuchung verschiedener Betriebsmodi zeigt unterschiedliche Varianten der Blindleistungsverteilung zwischen WEA und VSC-HGÜ sowie zwischen einzelnen WEA im Windpark und erläutert diese auf Basis von Zeigerbildern der Beispielnetze. Die Analyse des Verhaltens von Strom- und Spannungsvektoren im Inselnetz wird dabei genutzt um einen Betriebsmodus mit optimierter Blindleistungsverteilung insbesondere für den Betrieb an Diodengleichrichter-HGÜs zu entwickeln. In diesem Zusammenhang ermöglicht die Implementierung einer Statik nicht nur eine Gleichverteilung der Blindleistungsbelastung sondern teilt diese so auf, dass WEA im Leerlauf einen höheren Beitrag zur Kompensation des Offshore-Netzes leisten als WEA im Vollastbetrieb, wodurch die installierte Scheinleistung besser genutzt wird. Der Vorteil der festen Netzfrequenz, die im Gegensatz zu den vorher erläuterten Verfahren aus Abschnitt 4 nicht geregelt werden muss, ermöglicht die Verwendung des Blindstroms für die gewünschte Verteilung. Statt der Netzfrequenz gibt hier die Lage der Terminal-Spannung im gemeinsamen Referenzsystem jeder WEA Informationen über deren individuelle Blindleistungsanforderung.

Der dritte Teil des Abschnitts beschreibt die Stabilitätsuntersuchung der Statik, in deren Mittelpunkt die Entwicklung vereinfachter Modelle zur Abbildung des Systems steht. Den Ansatz der Modellierung bilden Stabilitätsuntersuchungen der Regelungsverfahren aus Kapitel 4, die auf die FixReF-Stromregelung angewendet und in zwei Komplexitätsstufen erweitert werden. Die Stabilität der Statik wird anhand der Wurzelortskurve aller drei Komplexitätsstufen geprüft. Da die erste Komplexitätsstufe keine instabilen Pole im untersuchten Bereich enthält und sowohl die Verkopplung von d- und q- Achse der Ersatzschaltbilder als auch die Nichtlinearität des Diodengleichrichters vernachlässigt, ist diese für eine Stabilitätsuntersuchung der Statik der FixReF-Stromregelung nicht geeignet. Sowohl die zweite als auch die dritte Komplexitätsstufe zeigen instabile Pole, deren Bewegung jedoch aufgrund von Randbedingungen der Statik so eingeschränkt werden, dass alle drei Systeme bei der Anwendung der Statik stabil bleiben. Zur Definitionen dieser Randbedingungen werden aktuelle Netzanschlussrichtlinien für vorgegebene Verhältnisse von Blindstrom zu Spannungsabweichungen für WEA an deutschen Hoch- und Mittelspannungsnetzen für FixReF interpretiert und angewendet.

5.1 Implementierung des synthetischen Referenzsystems in Stromregelverfahren konventioneller Windenergieanlagen Umrichter

5.1.1 dq-Stromregelung netzseitiger Umrichter in einem synthetischen Referenzsystem

Abbildung 5.1 a) zeigt die konventionelle Voltage-Oriented-Control für den Strom netzseitiger Umrichter. Eine PLL ermittelt den Winkel der Netzspannung (φ_{G}). Der Netzspannungswinkel gibt die Phasenlage des Referenzsystems für die dq-Stromregelung vor.

Abbildung 5.1 b) zeigt den Anschluss eines netzseitigen Stromrichters an eine Dioden-Gleichrichter-HGÜ. Da die Synchronisation auf eine Referenzspannung nicht mehr möglich ist, wird die PLL durch ein externes Synchronisationssignal ersetzt. Die gemessenen Ströme werden somit in ein synthetisches Referenzsystem übertragen, dessen Phasenlage unabhängig vom Netzspannungszeiger ist. Das externe Signal synchronisiert das synthetische FixReF-System aller teilnehmenden Inverter im AC-Offshore-Netz.

Die Referenzwerte der Ströme $I_{d \text{ ref}}$ und $I_{q \text{ ref}}$ regeln die abgegebene Wirk- und Blindleistung. Sowohl eine überlagerte Zwischenkreisspannungsreglung oder auch eine separate Wirkleistungsregelung können den Referenzwert des Stroms in der d-Achse vorgeben. Die Vorgabe des Referenzwertes $I_{q \text{ ref}}=0$ für beide Verfahren soll vorerst für ein besseres Verständnis für die Lage von Strom und Spannung bei der Regelung im FixReF-System sorgen.

Die Zeigerbilder in Abbildung 5.1 zeigen den Vergleich der Phasenlage von Strom und Spannung zwischen konventioneller Voltage-Oriented-Control mit AC-Spannungsquelle und der dq-Stromregelung im FixReF-System mit Diodengleichrichter-HGÜ. Basierend auf einem stark vereinfachten Ersatzschaltbild mit einem Inverter am Netz, stellen sie den wesentlichen Unterschied im Verhalten von Strom und Spannung bei der Anwendung beider Verfahren dar. Ausschließlich induktive Ersatzschaltbilder erleichtern vorerst das Verständnis für die Position von Strom- und Spannungszeigern in FixReF-Koordinaten. Der weitere Verlauf des Kapitels erläutert anschließend den Einfluss der Kabelkapazität realer Offshore-Netze sowie eine Optimierung für das Zusammenwirken mehrerer Anlagen bei der FixReF-Regelung.

Netzspannungsorientierte Stromregelung (VOC)

Die d-Achse des PLL basierten Referenzsystems im Zeigerbild in Abbildung 5.1 a) liegt in Phase mit dem Spannungsvektor \underline{U}_{F} . Daher entspricht $U_{\text{Fq}}=0$ und $U_{\text{Fd}}=U_{\text{F}}$. Die Gleichungen (5.1) und (5.2) beschreiben den Zusammenhang am Ersatzschaltbild aus Abbildung 5.1 a).

$$U_{\text{Wd}} = L_{\text{W}} \frac{dI_{\text{Wd}}}{dt} + U_{\text{F}} - \omega L I_{\text{Wq}} \quad (5.1)$$

$$U_{\text{Wq}} = L_{\text{W}} \frac{dI_{\text{Wq}}}{dt} + \omega L I_{\text{Wd}} \quad (5.2)$$

Die Betrachtung eines statischen Arbeitspunktes der WEA erlaubt die Vernachlässigung der Stromänderung nach Gleichung (5.3). Die Gleichungen (5.4) und (5.5) beschreiben das Zeigerbild im statischen Arbeitspunkt in Abbildung 5.1 a)

$$\frac{dI_{Wd/q}}{dt} = 0 \quad (5.3)$$

$$U_{Wd} = U_F - \omega L I_{Wq} \quad (5.4)$$

$$U_{Wq} = \omega L I_{Wd} \quad (5.5)$$

Die Gleichungen (5.6) und (5.7) beschreiben die Leistungsabgabe der WEA in dq-Koordinaten orientiert an der Netzspannung U_F . Die abgegebene Wirkleistung am PCC hängt dabei stets vom Strom in der d-Achse I_{Wd} ab.

$$P_W = \frac{3}{2} U_F I_{Wd} \quad (5.6)$$

$$Q_W = -\frac{3}{2} U_F I_{Wq} \quad (5.7)$$

Bei der Vorgabe von $I_{Wq} = 0$ wird am PCC ausschließlich Wirkleistung eingespeist. Der induktive Spannungsabfall der WEA-Impedanz X_W wird durch Blindleistung der WEA kompensiert, während die Netzspannungsquelle U_G die Netzimpedanz X_G kompensiert. Durch Variieren des Sollwertes $I_{Wq} <> 0$ variiert die Aufteilung der Blindleistungskompensation zwischen WEA und Netz wobei der WEA-Inverter das Netz mit zusätzlicher Blindleistung be- oder entlastet. Das Zeigerbild in Abbildung 5.1 a) und Gleichung (5.8) beschreiben die Aufteilung der Blindleistungskompensation anhand des Phasenwinkels zwischen Strom und WEA- (φ_W) und Netzspannung (φ_G) .

$$Q_{W/G} = \frac{3}{2} U_F I_W \sin(\varphi_{W/G}) \quad (5.8)$$

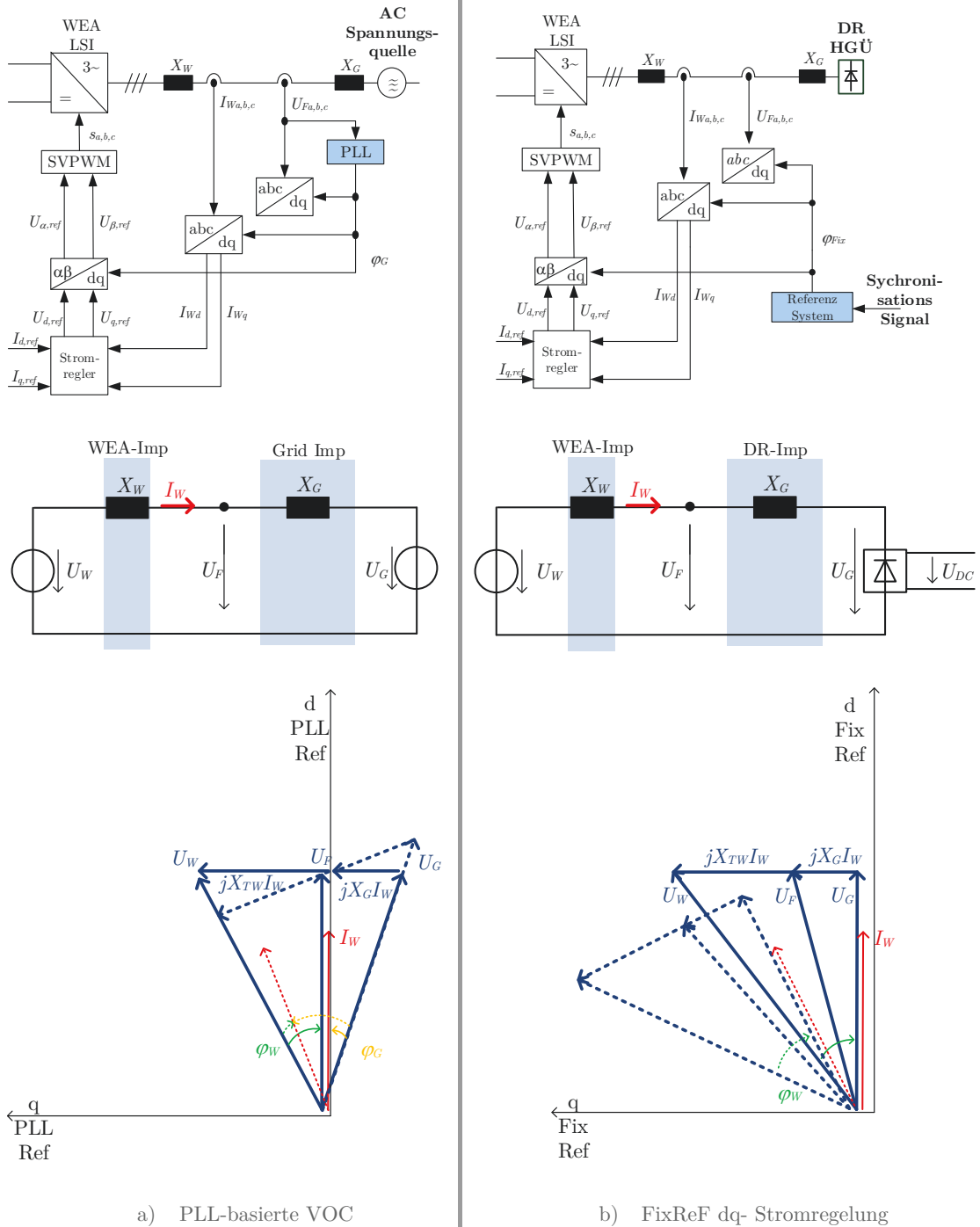


Abbildung 5.1: Vergleich Blockdiagramm/ESB/Zeigerbild von konventioneller dq-Stromregelung mit FixReF Regelung

Stromregelung im synthetischen Referenzsystem (FixReF)

Das Zeigerbild in Abbildung 5.1 b) zeigt die Phasenlage des synthetischen Referenzsystems bei der Anwendung der FixReF-Strom-Regelung und einer Diodengleichrichter-HGÜ. Die DC-Quelle der Diodengleichrichter-HGÜ U_{DC} gibt bei leitendem Gleichrichter lediglich die Amplitude der AC-Spannung vor ($|U_G|$). Die WEA-Spannung U_W gibt die Frequenz und Phasenlage der AC-Spannung im Inselnetz vor. Die Randbedingung $I_{Wq} = 0$ beschreibt, dass die Stromregelung den Strom I_W in Phase mit der d-Achse des FixReF-Systems einprägt. Bei der FixReF-Regelung liegt

die Netzspannung U_F nicht zwangsläufig in der FixReF-d-Achse wodurch $U_{Fq} <> 0$ sein kann. Somit ergeben sich die Gleichungen (5.9), (5.10) sowie (5.11), (5.12) für die Beschreibung des statischen Zeigerbildes im synthetischen Referenzsystem mit $I_{Wq} = 0$.

$$U_{Wd} = L_W \frac{dI_{Wd}}{dt} + U_{Fd} \quad (5.9)$$

$$U_{Wq} = L_W \frac{dI_{Wq}}{dt} + U_{Fq} + \omega L_W I_{Wd} \quad (5.10)$$

$$U_{Wd} = U_{Fd} \quad (5.11)$$

$$U_{Wq} = U_{Fq} + \omega L_W I_{Wd} \quad (5.12)$$

Die Leistungsberechnung im synthetischen Referenzsystem erfolgt nach Gleichung (5.13), (5.14), wobei sowohl Wirk-, als auch Blindleistung des WEA-Inverters PCC bei der betrachteten Anordnung stets von der d-Komponente des Stroms I_{Wd} abhängen.

$$P_W = \frac{3}{2} U_{Fd} I_{Wd} \quad (5.13)$$

$$Q_W = \frac{3}{2} U_{Fq} I_{Wd} \quad (5.14)$$

Der Dioden-Gleichrichter der Diodengleichrichter-HGÜ überträgt Wirkleistung vom AC- in das DC-System ohne das AC-Netz mit Blindleistung zu versorgen oder zu belasten. Da das Zeigerbild lediglich die Grundfrequenz betrachtet und Oberschwingungen vernachlässigt, liegen Strom- und Spannungszeiger I_W und U_G am Gleichrichter stets in Phase zu einander ($\varphi_G = 0$). Die induktiven Spannungsabfälle von Netz- und WEA-Impedanz müssen somit stets durch den WEA-Inverter kompensiert werden.

Bei der FixReF-Regelung an einer Diodengleichrichter-HGÜ führt das Variieren der Stromkomponente $I_{Wq} <> 0$ zu keiner Veränderung des Blindleistungsbedarfs der WEA. Da Strom und Spannung am Gleichrichter stets in Phase bleiben, ändert sich lediglich die relative Lage des gesamten Zeigerbildes zum synthetischen Referenzsystem. Die Blindleistungsbelastung der WEA stellt sich anhand des von der Wirkleistung abhängigen Arbeitspunktes selbst ein, wodurch zwangsläufig der Blindleistungsbedarf des Inselnetzes gedeckt wird. Da der leitende Gleichrichter Wirkleistung stets an die HGÜ abführt, kann Wirkstrom kontinuierlich, wie im Wind verfügbar, eingespeist werden. Bei der FixReF-Regelung zeigt die WEA daher gleichzeitig das Verhalten einer Stromquelle in der d- und einer Spannungsquelle in der q-Achse.

5.1.2 Regelung doppelt gespeister Asynchronmaschinen (DFIG) in einem synthetischen Referenzsystem

Den drehzahlvariablen Betrieb doppeltgespeister Asynchronmaschinen ermöglicht ein rotorseitiger Frequenzumrichter der unter Berücksichtigung der Polpaarzahl (p) die mechanische Drehzahl des Triebstrangs n_{Mech} von der Netzfrequenz f_s mit Hilfe der Frequenz der Rotorströme f_R entkoppelt.

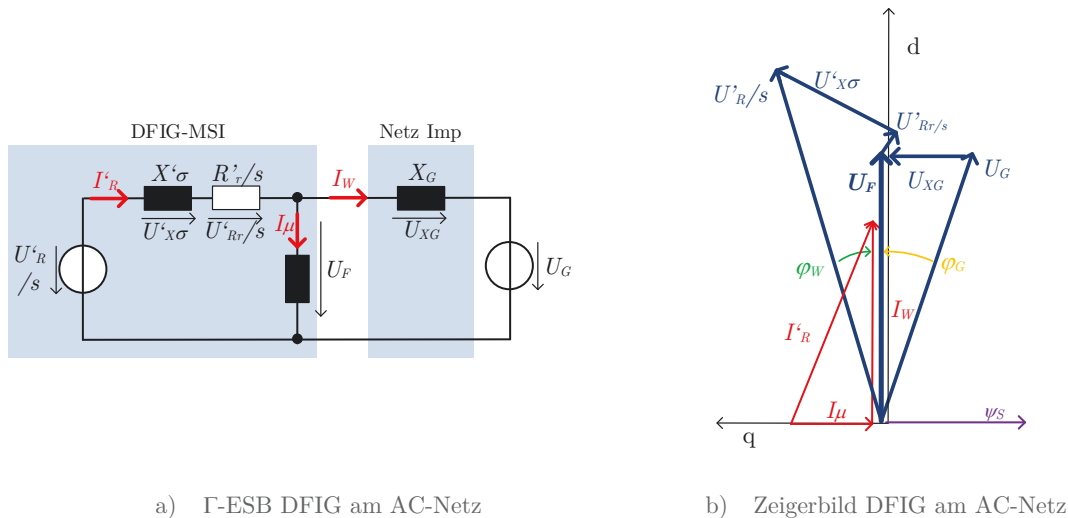
$$n_{\text{Mech}} = \frac{f_s - f_R}{p} \quad (5.15)$$

Der maschinenseitige Inverter regelt indirekt den Schlupf des Generators, da sich die mechanische Leistung P_{Mech} über den Luftspalt der Maschine nach Gleichung (5.16) zwischen Rotor- P_R und Statorleistung P_S aufteilt. Der Schlupf ist dabei proportional zur aufgenommen oder abgegebenen Rotorleistung nach Gleichung (5.17) [29].

$$P_S = P_R + P_{\text{Mech}} \quad (5.16)$$

$$P_R = P_S \cdot s \quad (5.17)$$

Die Darstellung der Asynchronmaschine als Γ -Ersatzschaltbild in Abbildung 5.2 a) fasst Stator- und Rotorinduktivität auf der Rotorseite zur Ersatzinduktivität X_σ zusammen und vernachlässigt gleichzeitig den Statorwiderstand ($R_S = 0$). [30] zeigt, dass die Betrachtung der Asynchronmaschine als Γ -Ersatzschaltbild für einen quasistationären Betrieb mit feldorientierter Regelung zulässig ist. Eine Spannungsquelle U_R bildet dabei den rotorseitigen DFIG-Inverter ab. Die Umrechnung der Rotorgrößen auf die Statorseite des Ersatzschaltbildes I'_R und U'_R ermöglichen eine gemeinsame Darstellung von Rotor- ($U_R; I_R$) und Netzgrößen ($U_G; I_W$) in Zeiger- und Ersatzschaltbild.



a) Γ -ESB DFIG am AC-Netz

b) Zeigerbild DFIG am AC-Netz

Abbildung 5.2: ESB/Zeigerbild einer DFIG-Windenergieanlage am AC-Netz

Die Regelung von Statorwirk- und -blindleistung erfolgt feldorientiert in rotorspannungsfesten Koordinaten. Konventionell bestimmen dabei der Statorflussvektor und der mechanische Rotorwinkel des Generators die Orientierung des Koordinatensystems. [31],[32],[33].

Die Betrachtung der Gleichungen (5.18) und (5.19) zeigt das Statorfluss- $\underline{\Psi}_S$ und Statorspannungsvektor \underline{U}_F im Γ -Ersatzschaltbild stets orthogonal, sowie $\underline{\Psi}_S$ und \underline{I}_μ stets in Phase zu einander stehen.

$$\underline{I}_\mu = \frac{\underline{U}_F}{j\omega L_h} \quad (5.18)$$

$$\underline{\Psi}_S = L_h \underline{I}_\mu \quad (5.19)$$

Anstatt einer Orientierung am Statorfluss erlaubt dieser Zusammenhang alternativ eine Orientierung der Regelung an der Statorspannung der Maschine. Die dafür notwendige Vernachlässigung des Statorwiderstands ($R_s = 0$) und die Zusammenfassung der Streureaktanz X_σ auf der Rotorseite sind zulässig, da ihre Betrachtung lediglich eine minimale Abweichung des 90° -Winkels bei unterschiedlichen Arbeitspunkten einer DFIG zeigt [34]. Tabelle 5.1 fasst die Ergebnisse einer empirischen Ermittlung des Differenzwinkels zwischen Statorfluss- und Statorspannungsvektor für verschiedene Arbeitspunkte einer DFIG zusammen und zeigt dass eine arbeitspunktabhängige Winkelabweichung von $\theta_U - \theta_\psi = 90^\circ$ vernachlässigbar klein ist.

Tabelle 5.1 Simulative Untersuchung des Differenzwinkels zwischen Statorfluss und Statorspannung einer DFIG in verschiedenen Arbeitspunkten [34]

| DFIG-Arbeitspunkt Generatorschlupf; Rotorreferenzspannung | Differenzwinkel Statorfluss - Statorspannung $\theta_U - \theta_\psi$ |
|---|---|
| $s = 0,05$; $U_{Rd} = 20 \text{ V}$ / $U_{Rq} = 2 \text{ V}$ | $-89,886^\circ$ |
| $s = 0,22$; $U_{Rd} = 100 \text{ V}$ / $U_{Rq} = 5 \text{ V}$ | $-90,15^\circ$ |
| $s = 0,362$; $U_{Rd} = 150 \text{ V}$ / $U_{Rq} = 7 \text{ V}$ | $-90,013^\circ$ |
| $s = 0,638$; $U_{Rd} = 250 \text{ V}$ / $U_{Rq} = 7 \text{ V}$ | $-89,937^\circ$ |

Netzspannungsorientierte DFIG-MSI-Regelung

Die Statorspannung U_F ergibt sich in Abhängigkeit vom Statorfluss nach Gleichung (5.20) sowie, nach der Übertragung in dq-Koordinaten, nach Gleichung (5.21). Für die stationäre Betrachtung im Zeigerbild vernachlässigt Gleichung (5.22) die zeitliche Flussänderung in dq-Koordinaten.

$$\underline{U}_F = \frac{d\underline{\Psi}_S}{dt} \quad (5.20)$$

$$\underline{U}_{\text{Fdq}} = \frac{d\underline{\Psi}_{\text{Sdq}}}{dt} + j\omega_s \underline{\Psi}_{\text{Sdq}} \quad (5.21)$$

$$\underline{U}_{\text{Fdq}} = j\omega_s \underline{\Psi}_{\text{Sdq}} \quad (5.22)$$

Die Orientierung der d-Achse des Referenzsystems erfolgt in Phase mit dem Statorspannungsvektor \underline{U}_F . Dies soll später die gemeinsame Regelung im synthetischen Referenzsystem mit anderen FSC-Turbinen sowie dem netzseitigen Inverter der DFIG erleichtern. Aufgrund der Orthogonalität von Statorspannung und Statorfluss im Γ -Ersatzschaltbild der Maschine ergeben sich die Beziehungen der dq-Komponenten des Statorflussvektors in Gleichung (5.23),(5.24). [35]

$$\underline{\Psi}_{\text{Sd}} = 0 \quad (5.23)$$

$$\underline{\Psi}_{\text{Sq}} = -\frac{U_F}{\omega_s} \quad (5.24)$$

$$\underline{\Psi}_{\text{Sd}} = (I'_{\text{Rd}} - I_{\text{Sd}}) L_h \quad (5.25)$$

$$\underline{\Psi}_{\text{Sq}} = (I'_{\text{Rq}} - I_{\text{Sq}}) L_h \quad (5.26)$$

Die Orientierung am Netzspannungsvektor und die Substitution von Gleichung (5.23) in (5.25) sowie (5.24) in (5.26) zeigt die Beziehung der Stator- zu den Rotorstromkomponenten nach Gleichung (5.27) und (5.28).

$$I_{\text{Sd}} = I'_{\text{Rd}} \quad (5.27)$$

$$I_{\text{Sq}} = I'_{\text{Rq}} + \frac{U_F}{\omega_s L_h} \quad (5.28)$$

Die Statorleistung der DFIG kann somit separat durch d- und q- Komponenten des Rotorstroms, mit Hilfe des Machine-Side-Inverter, nach Gleichung (5.29),(5.30) geändert werden. [35]

$$P_s = \frac{3}{2} U_F I_{\text{Sd}} = \frac{3}{2} U_F I'_{\text{Rd}} \quad (5.29)$$

$$Q_s = \frac{3}{2} U_F I_{\text{Sq}} = \frac{3}{2} U_F \left(I'_{\text{Rq}} + \frac{U_F}{\omega_s L_h} \right) \quad (5.30)$$

Abbildung 5.3 a) zeigt das Ersatzschalt- und Zeigerbild des rotorseitigen DFIG-Inverters am Netz. Spannungsabfälle über dem Rotorwiderstand R'_r werden zur besseren Übersicht im Zeigerbild vernachlässigt. Das Referenzsystem liegt in Phase mit der Netzspannung U_F . Die q-Komponente des Rotorstroms I'_R kompensiert den Magnetisierungsstrom I_μ , sodass der Statorstrom I_W in Phase mit der Netzspannung U_F liegt. Dadurch kompensiert die Quelle U'_R Blindleistung induktiver Spannungsabfälle der Asynchronmaschine und die Quelle U_G Blindleistung der Netzimpedanz, sodass der Stator der Maschine ausschließlich Wirkleistung einspeist. Das gestrichelte Zeigerdiagramm demonstriert zusätzlich einen weiteren Arbeitspunkt der DFIG. Dabei wird durch variieren der Rotorstromkomponente I'_{Rq} mehr Blindleistung vom Netz und damit weniger Blindleistung von der DFIG kompensiert.

DFIG-MSI Regelung im synthetischen Referenzsystem (FixReF)

Die folgende Untersuchung wurde durch den Autor bereits in [36] veröffentlicht und diskutiert.

Durch die Einführung des synthetischen Referenzsystems liegt der Statorspannungsvektor \underline{U}_F nicht mehr zwangsläufig in Phase mit der d-Achse des Koordinatensystems ($U_{Fq} < 0$). Daher berücksichtigen die Gleichungen (5.31) und (5.32) U_{Fq} bei der Herleitung der Beziehung zwischen Stator und Rotorstrom in Gleichung (5.33) und (5.34). Auch hier wird der Rotorstrom vorerst zur einfachen Veranschaulichung in die FixReF-d-Achse eingespeist, weshalb sich für die q-Komponente des Rotorstroms $I_{Rq} = 0$ ergibt.

$$\psi_{sd} = \frac{U_{Fq}}{\omega_s} \quad (5.31)$$

$$\psi_{sq} = -\frac{U_{Fd}}{\omega_s} \quad (5.32)$$

Die Beziehung zwischen Stator- und Rotorstrom bei der FixReF-Regelung zeigen die Gleichungen (5.33) und (5.34).

$$I_{sd} = I'_{rd} - \frac{U_{Fq}}{\omega_s L_h} \quad (5.33)$$

$$I_{sq} = \frac{U_{Fd}}{\omega_s L_h} \quad (5.34)$$

Gleichungen (5.35) und (5.36) zeigen, dass die am Stator abgegebene Blindleistung auch bei der FixReF-Regelung des DFIG-Machine-Side-Inverter am Dioden-Gleichrichter lediglich von der Rotorstromkomponente I_{rd} abhängt. Das Zeigerbild in Abbildung 5.3 b) stellt im Vergleich zum konventionellen PLL-Betrieb dar, dass die Veränderung der Rotorstromkomponente $I'_{rq} < 0$ keine Veränderung der abgegebenen Blindleistung zur Folge hat. Da der Dioden-Gleichrichter den Strom \underline{I}_W und die Spannung \underline{U}_G stets in Phase hält, ändert die Rotorstromkomponente $I'_{rq} < 0$ im FixReF-Betrieb lediglich die Lage zwischen dem synthetischen Referenzsystem und dem Zeigerbild des Gesamtsystems. [35]

$$P_s = \frac{3}{2} (U_{Fd} I_{sd} - U_{Fq} I_{sq}) = \frac{3}{2} (U_{Fd} I'_{rd}) \quad (5.35)$$

$$Q_s = \frac{3}{2} (U_{Fd} I_{sd} - U_{Fq} I_{sq}) = \frac{3}{2} \left(U_{Fd} I'_{rd} - 2 \frac{U_{Fd} U_{Fq}}{\omega_s L_h} \right) \quad (5.36)$$

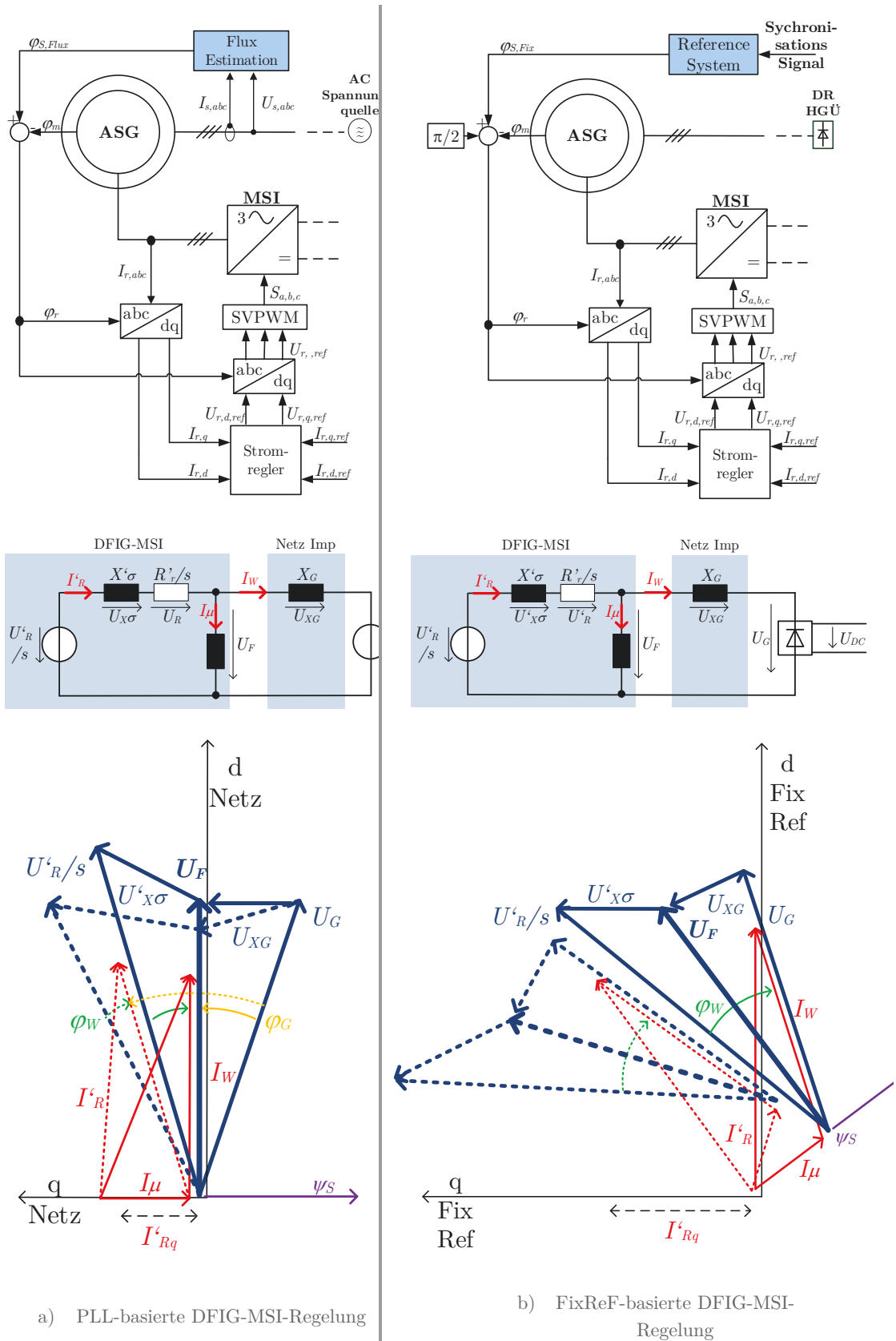


Abbildung 5.3: Vergleich Blockdiagramm/statistisches ESB/Zeigerbild von konventioneller dq-Stromregelung mit FixReF Regelung

5.2 Anwendung der Regelung im synthetischen Referenzsystem bei verschiedenen Netztopologien

5.2.1 Verhalten von Strom und Spannung bei der Anwendung der FixReF-Regelung in Inselnetzen mit VSC-Anschluss

Die vergleichsweise hohe Netzimpedanz von Offshore Windparks mit VSC-HGÜ (sog. „weiche Netze“) kann zu Stabilitätsproblemen bei der Netzsynchronisation der WEA auf das lokale spannungsorientierte Referenzsystem führen [25], [23]. Weiterhin erfolgt die Blindleistungskompensation in Offshore-Inselnetzen mit VSC-HGÜ-Netzanschluss in der Regel durch den VSC-Inverter, da sich WEA im stromgeregelten VOC-Betrieb lediglich begrenzt an der Blindleistungskompensation beteiligen. Ein besseres Kompensationsmanagement zwischen WEA- und VSC-Invertern kann die Ausnutzung der im Inselnetz installierten Scheinleistung verbessern und dadurch Investitionskosten sparen.

Die Anwendung der FixReF-Regelung in Offshore-Inselnetzen mit VSC-HGÜ kann sowohl einen stabilen Betrieb der Synchronisation am „weichen Netz“ als auch eine optimale Verteilung der Blindleistung unter den verschiedenen Invertern ermöglichen.

Abbildung 5.4 zeigt das ESB und Zeigerbild der WEA-Stromquelle I_w und einer Spannungsquelle U_G , welche die VSC-HGÜ darstellt. Die Stromregelung der WEA sowie die Spannungsregelung der VSC erfolgen im synthetischen Referenzsystem, welches durch ein externes Signal synchronisiert wird. Die folgenden zwei Optionen der Betriebsführung beschreiben die Vorteile der Regelung im synthetischen Referenzsystem. Eine vereinfachte Betrachtung des Systems im Zeigerbild berücksichtigt vorerst die „rein“ induktive Netzimpedanz X_G .

Option 1 beschreibt den Fall, dass sowohl der Spannungszeiger der HGÜ als auch der Stromzeiger der WEA in Phase mit der FixReF-d-Achse liegen ($I_{wq} = 0$, $U_{Gq} = 0$). Die Information über die Lage des VSC-Spannungszeigers U_G ist durch die Verwendung des gemeinsamen Referenzsystems in allen WEA verfügbar. Unabhängig von der eingespeisten Wirkleistung besteht damit die Möglichkeit, den Blindleistungsbedarf des Offshore-Inselnetzes stets vollständig durch die installierten WEA zu kompensieren.

Option 2 beschreibt einen Fall, bei dem die WEA Strom und Spannung am Anschlusspunkt in Phase einspeist. Die Regelung im gemeinsamen Referenzsystem bietet dafür die Möglichkeit, die dq-Komponenten von Strom und Spannung proportional zueinander einzuspeisen (Abbildung 5.5 a). Dazu werden die lokal an der WEA gemessenen Größen U_F und I_w in das synthetische Referenzsystem transformiert. Bei der FixRef-Regelung des WEA-Inverters lässt sich der Referenzwert für den q-Strom somit nach Gleichung (5.37) bestimmen. Auf diese Weise speisen FixReF-geregelte WEA am Anschlusspunkt ausschließlich Wirkleistung ein wobei die Blindleistung des Offshore-Netzes stets von der VSC kompensiert wird. Die Einführung des Faktors K_q ermöglicht zudem die Aufteilung der Blindleistungsbelastung zwischen WEA und HGÜ. Abbildung 5.5 b) beschreibt z.B. den Fall einer Gleichverteilung von Blindleistung ($K_q = 0.5$) in allen Betriebspunkten, die aufgrund der Verwendung des synthetischen Referenzsystems auf diese Weise ohne Informationen über die Reaktanz X_G möglich ist.

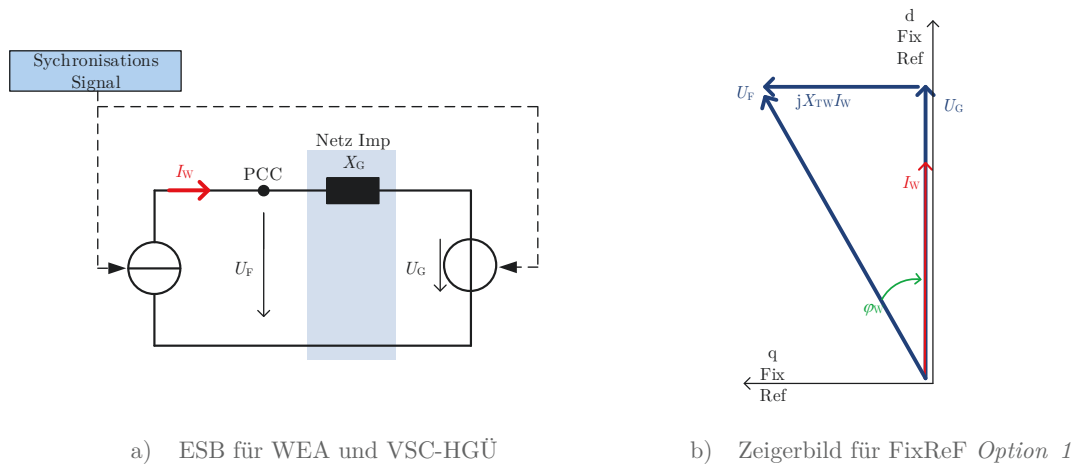


Abbildung 5.4: ESB/Zeigerbild für dq-Stromregelung im synthetischen Referenzsystem entsprechend *Option 1*

$$I_{Wq} = \frac{I_{Wd}}{U_{Fd}} U_{Fq} \quad (5.37)$$

$$I_{Wq} = \frac{I_{Wd}}{U_{Fd}} U_{Fq} \cdot K_q \quad (5.38)$$

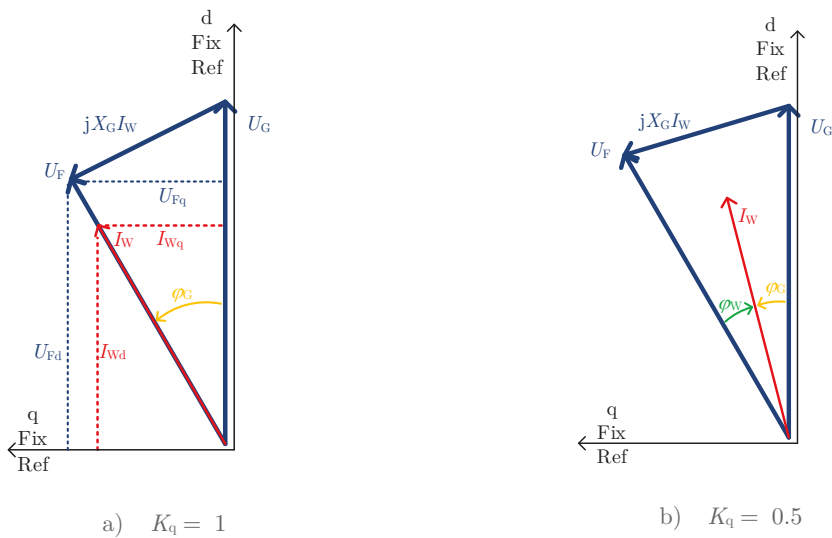


Abbildung 5.5: Zeigerbild für dq-Stromregelung im synthetischen Referenzsystem entsprechend *Option 2*

In Abhängigkeit vom eingespeiste Wirkstrom und der Lage des Spannungszeigers am Anschlusspunkt bestimmt *Option 2* stets proportional den entsprechenden Blindstrom. Der Leistungsfaktor $\cos(\varphi)$ bleibt in diesem Fall unabhängig vom Arbeitspunkt konstant. WEA mit wenig Wirkleistung beteiligen sich so auch wenig an der Blindleistungskompensation des Inselnetzes.

5.2.2 Verhalten von Strom und Spannung bei der Anwendung von FixReF in Inselnetzen mit Diodengleichrichter-Netzanschluss

Abbildung 5.6 a) zeigt das Ersatzschalbild eines Inselnetzes mit zwei WEA und Diodengleichrichter-HGÜ-Netzanschluss. Das Beispiel dient der Betrachtung der Aufteilung der Blindleistung unter den WEA, da die Diodengleichrichter-HGÜ keine Blindleistung bereitstellt. Die vereinfachte Darstellung des Netzes als induktive Netzimpedanz aus den vorangegangenen Abschnitten wird hier sowohl um die Kabelkapazität C_K der Strangkabel als auch um die Ersatzkapazität C_F des Diodengleichrichter-Filters erweitert. Das bedeutet, dass auch im Leerlauf der WEA genügend Blindleistung bereitgestellt werden muss, um die kapazitiven Kabel- und Filterströme zu kompensieren. Das ESB vernachlässigt zudem ohmsche Bestandteile des Netzes.

Einführend wird erneut die Anwendung der FixReF-Stromregelung entsprechend *Option 1* betrachtet. Somit speisen alle beteiligten WEA ihren Strom vollständig in Richtung der FixRef-d-Achse ein. Gleichungen (5.39) – (5.44) beschreiben die Lage von Strom und Spannung zueinander entsprechend der Ersatzschalt- und Zeigerbilder in Abbildung 5.6. Die Einhaltung folgender Randbedingungen ergibt eine eindeutige Lage des Systems im FixRef-Koordinatensystem:

- Die Ströme beider WEA liegen in Phase mit der FixRef-d-Achse (5.39)
- Strom und Spannung am Gleichrichter liegen stets in Phase zueinander (5.40)
- Bei leitendem Gleichrichter wird die Amplitude der Netzspannung durch die DC-Spannung der HGÜ bestimmt (ohmscher Spannungsabfall wird vernachlässigt)(5.45)(5.44)

$$\underline{I}_{W1/2} = \hat{I}_{W1/2} \cdot e^{j(\omega t + \varphi_{W1/2})} \quad \langle \varphi_{IW1} = \varphi_{IW2} = 0 \rangle \quad (5.39)$$

$$\underline{I}_G = \hat{I}_G \cdot e^{j(\omega t + \varphi_G)} \quad \underline{U}_G = \hat{U}_G \cdot e^{j(\omega t + \varphi_G)} \quad \langle \varphi_{IG} = \varphi_{UG} \rangle \quad (5.40)$$

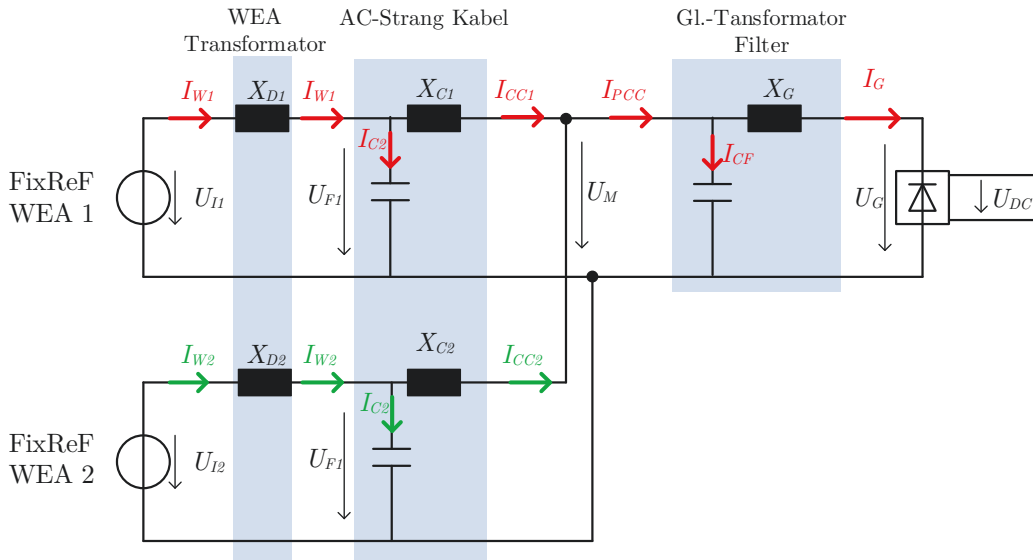
$$\underline{U}_M = \underline{I}_G \cdot jX_G + \underline{U}_G \quad (5.41)$$

$$\underline{U}_{F1/2} = \underline{I}_{C1/2} \cdot jX_{C1/2} + \underline{U}_M \quad (5.42)$$

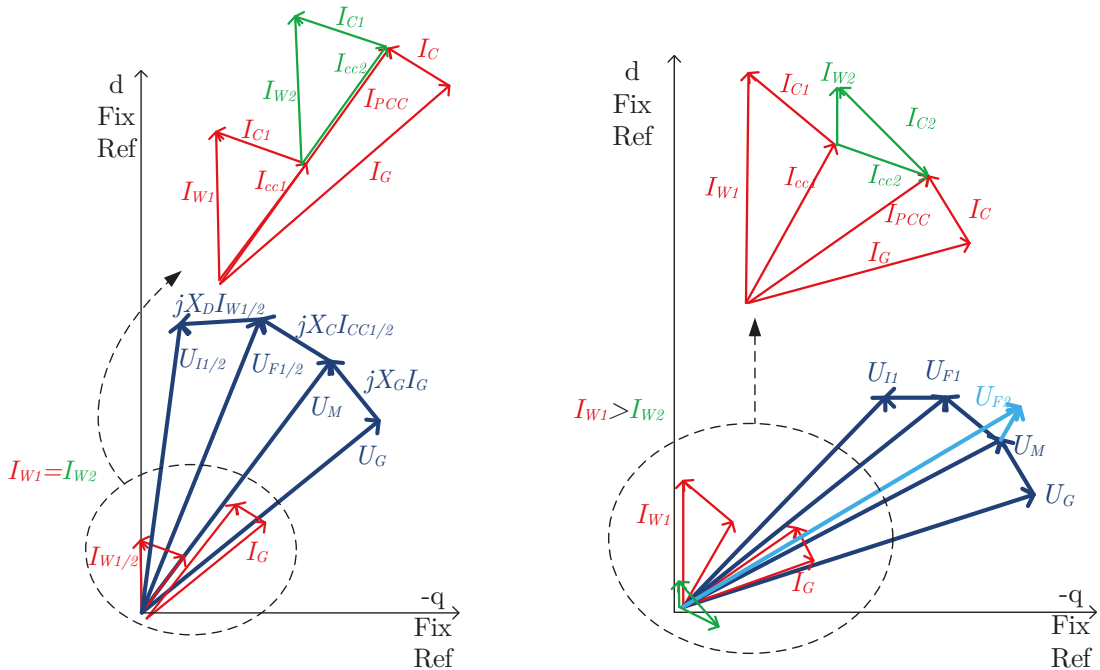
$$\underline{I}_{C1/2} = \underline{U}_{F1/2} \cdot j\omega C_{K1/2} \quad (5.43)$$

$$\underline{I}_C = \underline{U}_M \cdot j\omega C_F \quad (5.44)$$

$$U_G = \frac{\Pi}{3 \cdot \sqrt{2}} \cdot U_{DC} \quad (5.45)$$



a) ESB Offshore-Netz mit DG-HGÜ und 2 FixReF-WEA



b) $P_{WEA1} = P_{WEA2}$

c) $P_{WEA1} > P_{WEA2}$

Abbildung 5.6: ESB und Zeigerdiagramm für die Anwendung der FixReF-Stromregelung entsprechend *Option 1* in unterschiedlichen Betriebspunkten an einer DG-HGÜ

Die Zeigerbilder beschreiben die Lage von Strom und Spannungsvektoren im FixReF-Koordinatensystem beim Betrieb entsprechend *Option 1*. Dabei werden zwei unterschiedliche Leistungsverteilungen betrachtet die z.B. durch ungleiche Windverteilungen innerhalb des Windparks entstehen. Abbildung 5.6 b) zeigt das Zeigerbild für den Fall, dass der Wind gleichverteilt ist und daher beide Windenergieanlagen gleich viel Wirkleistung ins Netz einspeisen. Abbildung 5.6 c) stellt hingegen dar, wie sich die Lage des Systems ändert, wenn eine WEA deutlich weniger Strom in die FixRef-d-Achse einspeist. Der Vergleich beider Zeigerbilder zeigt, dass die Ungleichverteilung

der Leistung einen größeren Phasenwinkel zwischen den Klemmspannungen \underline{U}_F der Windturbine und der FixRef-d-Achse hervorruft die folgendermaßen entsteht:

Abbildung 5.7 verdeutlicht noch einmal die Vergrößerung des Winkels zwischen dem Spannungssystem des Inselnetzes und der FixReF-d-Achse bei ungleicher Leistungsverteilung. Vernachlässigt man den Spannungsabfall der Längsimpedanzen im Offshore-Netz hat der stark reduzierte Strom I_{W2} der WEA 2 keinen Einfluss auf die Amplitude der Netzspannung U_{F2} . Unabhängig von der eingespeisten Wirkleistung bleibt die Netzspannung somit bei leitendem Gleichrichter an den verschiedenen Knoten nahezu unverändert konstant entsprechend der DC-Spannung (U_{DC}) der HGÜ (5.45). Daher bleibt auch der kapazitive Kabelstrom I_{C2} bei leitendem Gleichrichter nahezu unverändert im Vergleich zum deutlich reduzierten WEA-Strom I_{W2} . Dadurch das I_{C2} konstant bleibt während I_{W2} reduziert und weiterhin in Phase mit der FixReF d-Achse eingepreßt wird (*Option 1*), kommt es zu einer Verdrehung des resultierenden I_{CC2} . Dadurch vergrößert sich der Winkel φ_{UG} zwischen Gesamtstrom am Gleichrichter \underline{I}_G und der FixRef-d-Achse. Aufgrund der Randbedingung, dass Strom und Spannung am Gleichrichter stets in Phase bleiben, rotiert zusammen mit dem Strom \underline{I}_G auch die Spannung \underline{U}_G und damit das gesamte Spannungssystem des Inselnetzes mit dem Winkel φ_{UG} von der FixReF-d-Achse weg. [37]

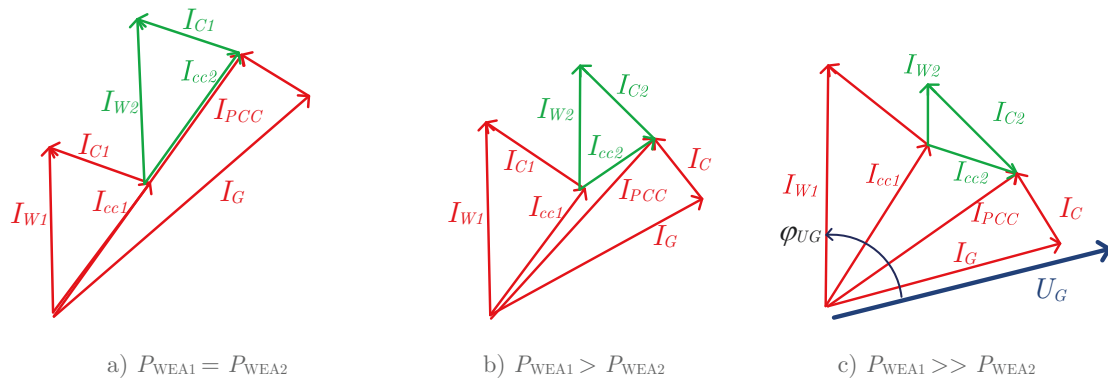


Abbildung 5.7: Vergrößerung des Winkels zwischen Spannungssystem und FixReF-d-Achse bei ungleicher Leistungsverteilung und Anwendung *Option 1*

Wenn im Betrieb an der DG-HGÜ alle WEA lediglich Strom in der FixReF-d-Achse einspeisen, treten durch die Vergrößerung des Phasenwinkels zwischen d-Achse und den Netzspannungszeigern Probleme auf, die bei der Regelung im synthetischen Referenzsystem beachtet werden müssen:

Auslegung der Zwischenkreisspannungsregelung

Die Grundidee der Regelung im synthetischen Referenzsystem basiert darauf, dass alle beteiligten WEA ihre Wirkleistung als Strom in Richtung der FixRef-d-Achse einspeisen. In der praktischen Umsetzung wird dies etwa dadurch realisiert, dass der d-Stromsollwert durch eine Leistungs- oder Zwischenkreisspannungsregelung vorgegeben wird (Abbildung 5.8). D-Strom entspricht dabei nicht ausschließlich Wirkstrom. Wenn der Phasenwinkel zwischen d-Achse und Netzspannung bei ungleicher Windverteilung größer als 45° wird, ist der Blindanteil des d-Stromes sogar größer als der Wirkanteil.

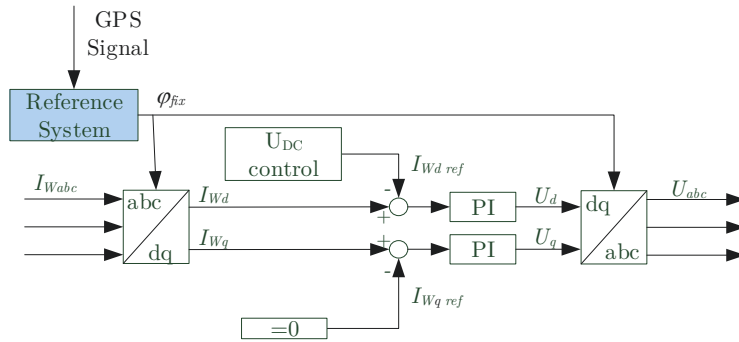


Abbildung 5.8 Schematische Darstellung der FixReF-Stromregelung bei Anwendung von *Option 1* zur Blindleistungsverteilung

Abbildung 5.9 zeigt die konventionelle Zwischenkreisspannungsregelung am Kondensator des WEA-Umrichters, welche mit Hilfe der Leistungsbilanz der Inverter erfolgt [29]. Die Berechnung der LSI-Wirkleistung nach Gleichung (5.35) enthält dabei zusätzlich das Produkt der q-Komponenten von Strom und Spannung ($U_{Fq}I_{Wq}$). Aufgrund der Lage des Spannungszeigers auf der d-Achse ($U_{Fq}=0$), wird dieser Term beim Design der U_{DC} -Regelung herkömmlicher Voltage-Oriented-Control vernachlässigt. Diese Vernachlässigung ist jedoch im Rahmen der FixReF-Regelung nicht zulässig, da durch die wachsende Phasenverschiebung zwischen der Spannung U_F und der FixReF d-Achse, durch ungleiche Windverteilung, eine zusätzliche Nichtlinearität in der Strecke hervorgerufen wird.

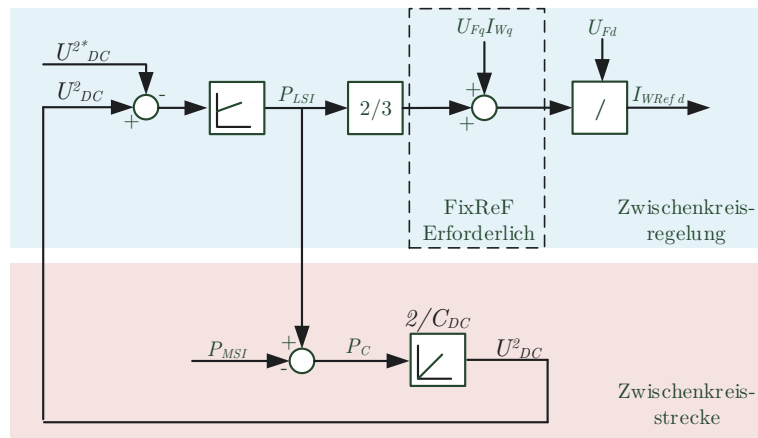


Abbildung 5.9 Schematische Darstellung der konventionellen Zwischenkreisspannungsregelung basierend auf der Leistungsbilanz am Kondensator

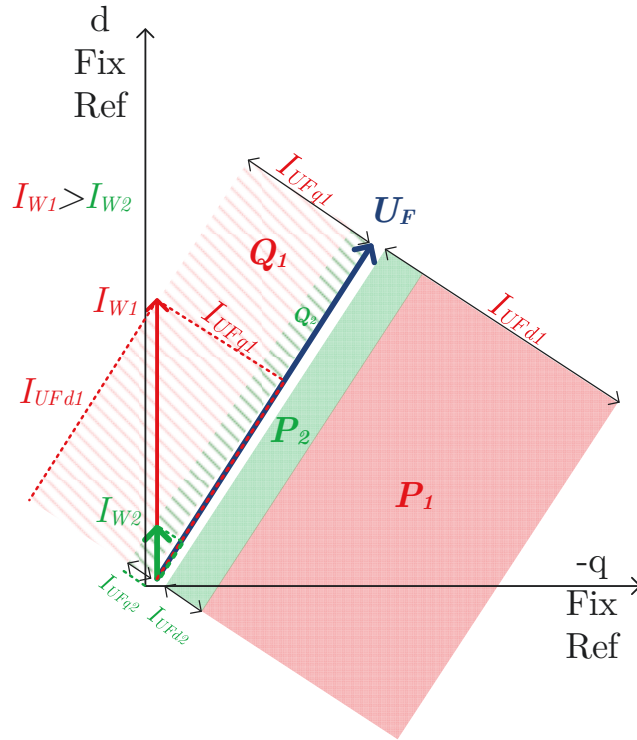


Abbildung 5.10 Blind- und Wirkleistungsverteilung bei ungleicher Windverteilung bei der FixReF-Stromregelung entsprechend *Option 1* an einer DG-HGÜ

Abbildung 5.10 zeigt Wirk- und Blindleistungsverteilung bei ungleicher Verteilung des Windes im Inselnetz mit DG-HGÜ-Anbindung unter der Voraussetzung, dass alle Inverter den Strom in die FixReF-d-Achse einspeisen (*Option 1*). Aufgrund der gleichen Phasenlage der Ströme im gemeinsamen Referenzsystem bleibt das Verhältnis zwischen Strömen, Wirkleistungen und Blindleistungen beider Turbinen dabei stets identisch (5.46). Aufgrund leichter Abweichungen der Spannungsamplituden zwischen den WEA wird zur Veranschaulichung im Beispiel die gemeinsame Spannung U_F als mittel beider WEA-Terminals angenommen. Projiziert auf die Spannung U_F , bildet jeweils die Wirk- und Blindkomponente I_{UFd} und I_{UFq} der Ströme, die Flächen zur Veranschaulichung der Wirk- und Blindleistungsverhältnisse. Die Verhältnisse verdeutlichen, dass mehr Strom- durch mehr Wirkleistungseinspeisung (mehr Wind) einer Anlage zu Folge hat, dass diese Anlage auch verhältnismäßig mehr Blindleistung bereitstellen muss. Dies gilt nur unter Annahme eines gemittelten U_F beider WEA da es hier in der Realität bei unterschiedlicher Leistungseinspeisung zu leichten Abweichungen der Spannung kommen würde.

$$\frac{I_{W1}}{I_{W2}} \cong \frac{P_1}{P_2} \cong \frac{Q_1}{Q_2} \quad (5.46)$$

Abbildung 5.10 zeigt ein Beispiel mit ungleicher Windverteilung bei dem WEA 1 deutlich mehr Wirkleistung als WEA 2 einspeist. Entsprechend muss sich WEA 1 jedoch auch stärker als WEA 2 an der Blindleistungskompensation des Inselnetzes beteiligen. Somit müsste eine WEA, die bei Nennwind durch Wirkleistung ausgelastet wird, zusätzlich Blindleistung bereitstellen.

Gleichzeitig würden WEA im Teillastbetrieb, trotz freier Stromkapazität, nur einen entsprechend geringen Anteil Blindleistung zur Kompensation bereitstellen.

Der Betrieb mit FixReF-Stromregelung nach *Option 1* führt somit bei einer Ungleichverteilung des Windes zu einer ungünstigen Blindleistungsverteilung unter den WEA, wodurch Scheinleistung im Inselnetz überdimensioniert installiert werden muss.

5.2.3 Anwendung einer Statik zur optimierten Blindleistungsverteilung

Abbildung 5.11 zeigt rückblickend auf Kapitel 5.2.1 noch einmal den Vergleich der Aufteilung der Blindleistung zwischen Windenergieanlagen und VSC-HGÜ bei der FixReF-Stromregelung nach zwei verschiedenen Optionen der Betriebsführung. *Option 1* beschreibt die Möglichkeit die Blindleistungskompensation des Offshore-Netzes ausschließlich durch die Windenergieanlagen vorzunehmen, wobei *Option 2* die Blindleistungskompensation vollständig oder teilweise auf die VSC-HGÜ verlagert. Die Betriebsart beider Optionen nutzt jedoch nicht die installierte Scheinleistung der Inverter im Teillastbetrieb zur Blindleistungskompensation. Stattdessen soll eine weitere Option eine optimierte Blindleistungsverteilung ermöglichen.

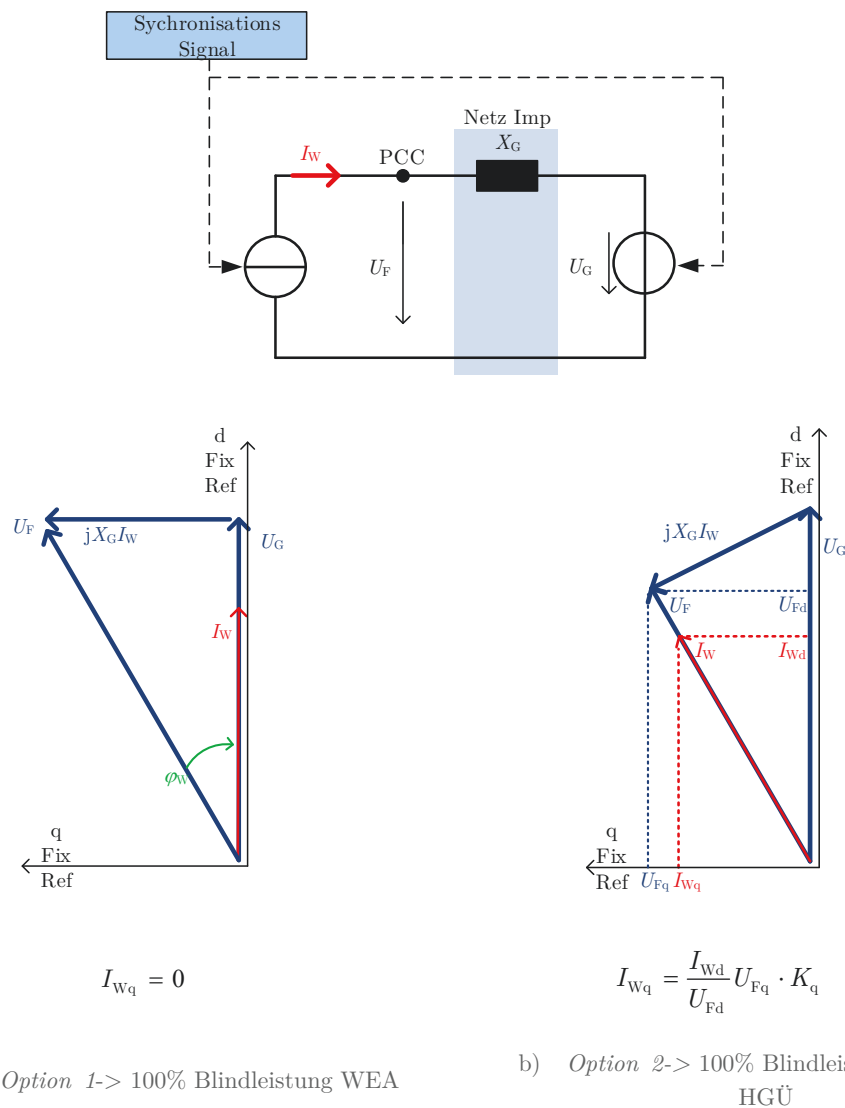


Abbildung 5.11: Vergleich Zeigerbilder zur FixReF-Regelung entsprechend *Option 1* und *2* zur Blindleistungsverteilung zwischen WEA und VSC-HGÜ

Option 3

Um eine optimierte Blindleistungsaufteilung zwischen den WEA zu erreichen, erfolgt die Bestimmung des Blindstroms I_{Wq} mit Hilfe einer Statik (5.47). Der Vergleich mit vorangegangenen *Optionen 1* und *2* in Abbildung 5.11 zeigt, dass *Option 3* den erforderlichen Blindstrom I_{Wq} statt auf Basis des gemessenen d-Stromes wie in *Option 2* nun auf Basis des Nennstrom I_{Wrated} der Anlage ermittelt.

$$I_{Wq} = -\frac{I_{Wrated}}{U_{Fd}} U_{Fq} \cdot K_q \quad (5.47)$$

Abbildung 5.12 zeigt, dass die WEA so bei Nennleistung ausschließlich Wirkleistung an ihrem Anschlusspunkt abgeben (ähnlich *Option 2*). Im Teilleistungsbetrieb erfolgt jedoch eine zusätzliche Blindstromspeisung entsprechend der Nennscheinleistung der WEA. Zudem kann mit Hilfe des Faktors K_q die VSC-HGÜ noch stärker an der Blindleistungskompensation beteiligt werden, sowohl bei Teil- als auch bei Nennleistungsbetrieb.

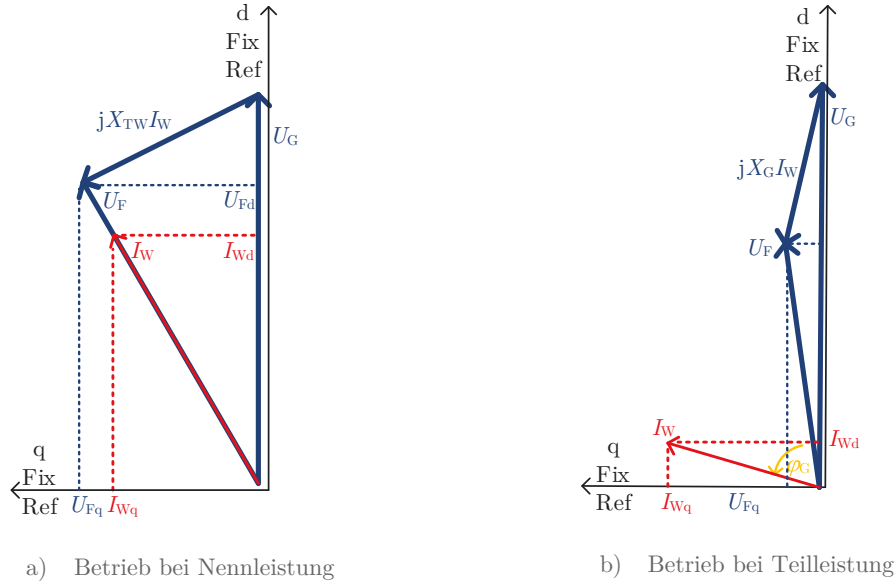


Abbildung 5.12: Zeigerbild für dq-Stromregelung im synthetischen Referenzsystem entsprechend *Option 3*

Abbildung 5.13 zeigt die schematische Darstellung der Erweiterung der FixReF-Stromregelung um die Statik (5.47) als Regelungsblockschaltbild. Die Transformation der an der Windenergieanlage gemessenen Spannung U_F in FixReF-Koordinaten bestimmt den Abstand zwischen dem Spannungszeiger und FixReF-d-Achse als U_{Fq} . Die Darstellung der Statik entspricht einer P-Regelung, wobei die Regelgröße U_{Fq} zu null geregelt wird. Das Ausgangssignal der Statik stellt den Blindstromsollwert $I_{Wq ref}$ für die dq-Stromregelung bereit. Die Statik nutzt somit den Blindstromsollwert $I_{Wq ref}$ als Stellgröße um die Spannung U_{Fq} gegen null zu regeln und so den Spannungszeiger auf die FixReF-d-Achse zu ziehen. Im Unterschied zur konventionellen Voltage-Oriented-Control, welche die d-Achse des Koordinatensystems stets auf der gemessenen Spannung platziert ($U_{Fq}=0$), hat die P-Regelung der Statik eine bleibende Abweichung und somit in der Regel eine verbleibende

q-Komponente der Spannung in FixReF-Koordinaten. Der P-Anteil der Statik ergibt sich somit aus dem Nennstrom I_{Wrated} sowie dem Verstärkungsfaktor K_q .

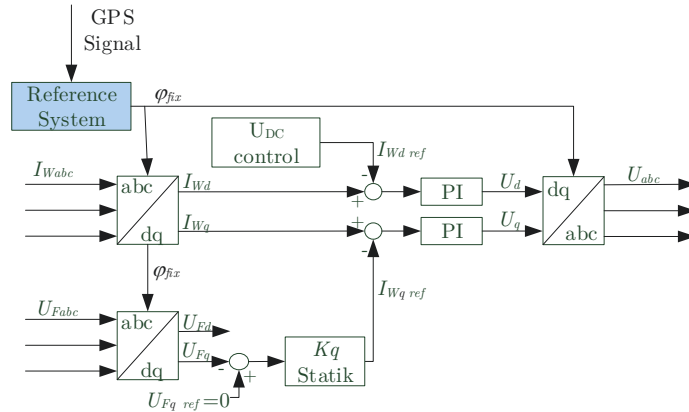


Abbildung 5.13: Schematische Darstellung der FixReF-Stromregelung bei Anwendung *Option 3* der Blindleistungsverteilung

Anwendung der Statik für Windenergieanlagen an Diodengleichrichter-HGÜ

Abbildung 5.14 zeigt rückblickend auf Kapitel 5.2.2 die Blindleistungsaufteilung *Option 1* zwischen Windenergieanlagen beim Anschluss an eine Diodengleichrichter-HGÜ. Kapitel 5.2.2 beschreibt lediglich *Option 1* als Betriebsführungsszenario, da eine aktive Beteiligung der Diodengleichrichter-HGÜ an der Blindleistungskompensation entsprechend *Option 2* nicht möglich ist. Dabei wird deutlich, dass sich der Winkel zwischen Spannungssystem und FixReF-d-Achse bei ungleicher Windverteilung vergrößert, was die Blindleistungskompensation nicht optimal auf die verfügbare WEA-Scheinleistung verteilt. Abbildung 5.14 zeigt zusätzlich den Vergleich bei der Anwendung der nennstrombezogenen Statik entsprechend *Option 3* an einer Diodengleichrichter-HGÜ. Im Nennleistungsbetrieb beider Anlagen kompensieren die kapazitiven Ströme der Seekabel und Filter die induktiven Spannungsabfälle der Transformatoren nahezu vollständig (Nennleistungskompensiertes Netz). Das Zeigerdiagramm in Abbildung 5.14 b) beschreibt den Einfluss der eingeführten Statik auf die Netzspannung bei ungleicher Windverteilung. Der Strom der Windenergieanlage im Teillastbetrieb I_{W2} zeigt in Richtung positiver q-Achse und kompensiert so den kapazitiven Kabelstrom I_{C2} wodurch der Gesamtstrom I_G näher in Richtung der d-Achse bewegt wird. Die Verringerung des Winkels zwischen dem Strom am Gleichrichter I_G und FixReF-d-Achse resultiert somit auch in der Winkelverringerng zwischen Spannungssystem und d-Achse, da I_G und U_G stets in Phase liegen. Im Vergleich zu *Option 1* ermöglicht die Anwendung der Statik *Option 3* so eine signifikante Reduktion des Winkels zwischen dem Spannungssystem und der FixReF-d-Achse.

Die eingeführte Statik repräsentiert eine P-Regelung, die mit Hilfe der Stellgröße I_{Wq} der Regelgröße U_{Fq} gegen null regelt, wodurch jede Windenergieanlage das Spannungssystem in Richtung der FixReF-d-Achse zieht. Somit nutzen Windenergieanlagen im Teillastbetrieb nun ihre verbleibende Stromkapazität, um das Spannungssystem des Inselnetzes in Richtung der d-Achse des FixReF-Koordinatensystems zu bewegen und beteiligen sich so bei Teillast stärker an der Blindleistungskompensation des Netzes als Anlagen bei Nennleistung. Die Intensität der Blindleistungskompensation von WEA im Teillastbetrieb hängt dabei von der Steigung der Statik K_q ab. [37]

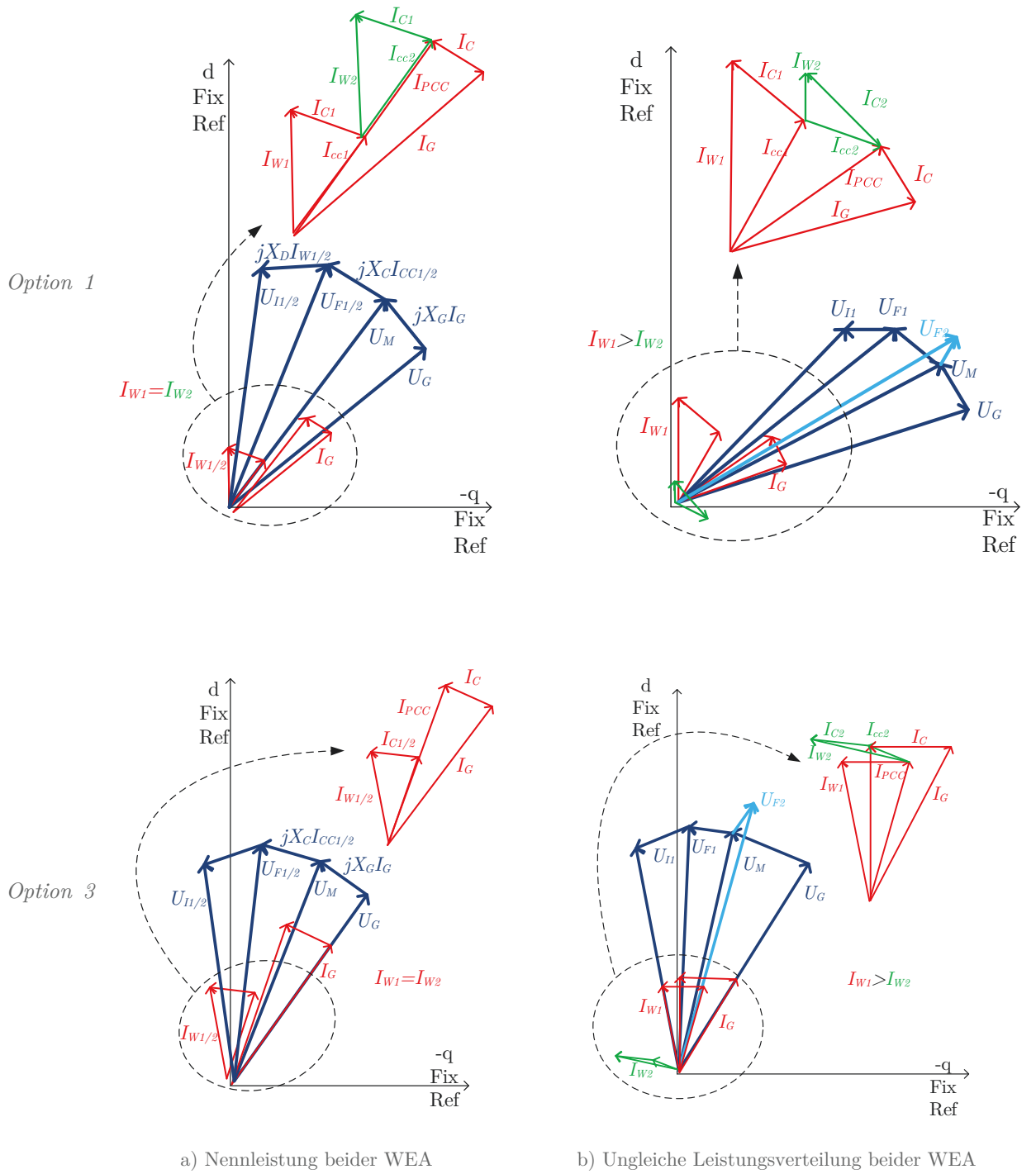


Abbildung 5.14: Vergleich der Zeigerdiagramme für die Anwendung der FixReF-Stromregelung entsprechend *Option 1* und *Option 3* an einer DG-HGÜ

5.3 Auslegung der Statik zur optimierten Blindleistungsverteilung

Die folgende Untersuchung wurde durch den Autor bereits in [38] veröffentlicht und diskutiert.

Ein entscheidendes Auslegungskriterium der Statik zur Blindleistungsverteilung ist die Stabilität. Der stabile Betrieb der Statik bei FixReF-Stromregelung in Offshore-Netzen mit DG-HGÜ kann mit Hilfe einer Stabilitätsanalyse geprüft werden. Da die Stabilitätsanalyse der Statik zur Blindleistungsverteilung der FixReF-Regelung lediglich im Rahmen einer Grundwellen- bzw. Lastflussstabilität erfolgen soll, bildet die Erstellung vereinfachter Modelle reduzierter Ordnung den grundlegenden Ansatz. Am Beispiel der beiden in Abschnitt 4 vorgestellten Regelungsverfahren für Offshore-Netze mit DG-HGÜ wurden bereits zwei Ansätze der vereinfachten Modellierung zur Stabilitätsanalyse veröffentlicht.

[18] beschreibt dabei eine Kleinsignalstabilitätsanalyse, bei der einzelne WEA als ESB in der q-Achse abgebildet werden. Das Modell betrachtet die Induktivität des WEA-Transformators sowie die Kapazität des WEA-Filters, vernachlässigt jedoch die Kabelkapazität der Strangkabel, die Verkopplung von d- und q-Achse des ESB und den Dioden-Gleichrichter.

[39] beschreibt eine Stabilitätsanalyse für das Regelungsverfahren [3] aus Abschnitt 4.1. Dabei wird das Netzverhalten mit Hilfe eines Clusters als Einzel-WEA abgebildet und die Interaktion mehrerer WEA mit dem Offshore-Netz vernachlässigt.

Die Analyse wendet beide Modellierungsansätze aus [18] und [39] auf die FixReF-Stromregelung an und erweitert diese um zwei zusätzliche Komplexitätsstufen. Die Parametrierung verteilter oder zusammengefasster Netzkomponenten aller drei Modelle entspricht dem Diodengleichrichter-HGÜ-Beispielnetz aus Abschnitt 2.

5.3.1 Modell 1: WEA- und Netzmodell in der q-Achse ohne DG-HGÜ

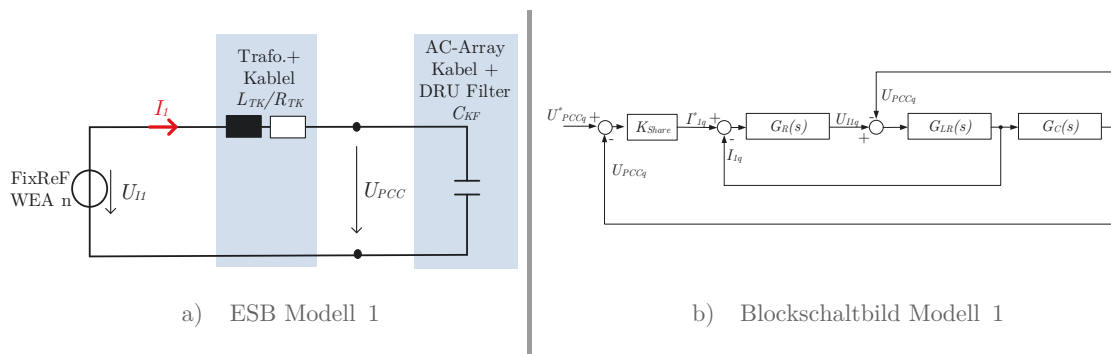


Abbildung 5.15: Modell 1 WEA- und Netzmodell in der q-Achse ohne DG-HGÜ

Modell 1 beschreibt eine Konfiguration die in [18] zur Stabilitätsanalyse genutzt wird und wendet diese auf die FixReF-Stromregelung an. Das ESB zeigt die Vereinfachung des Netzes mit einer WEA mit Hilfe von drei Modellkomponenten. Die Kapazität C_{KF} beinhaltet sowohl die Filterkapazität des DG-Filters als auch die Kabelkapazität des Strangkabels. L_{TK} / R_{TK} bildet sowohl die

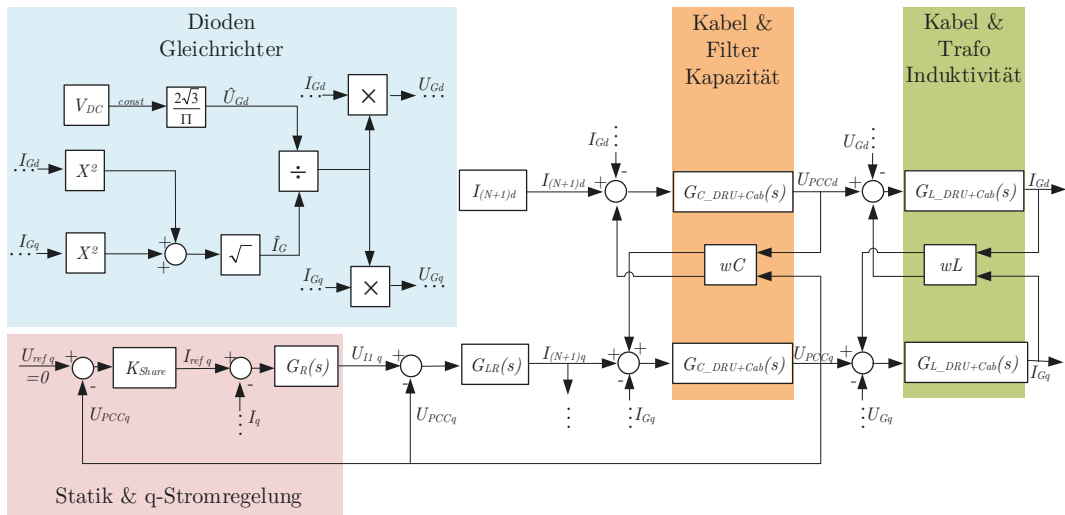
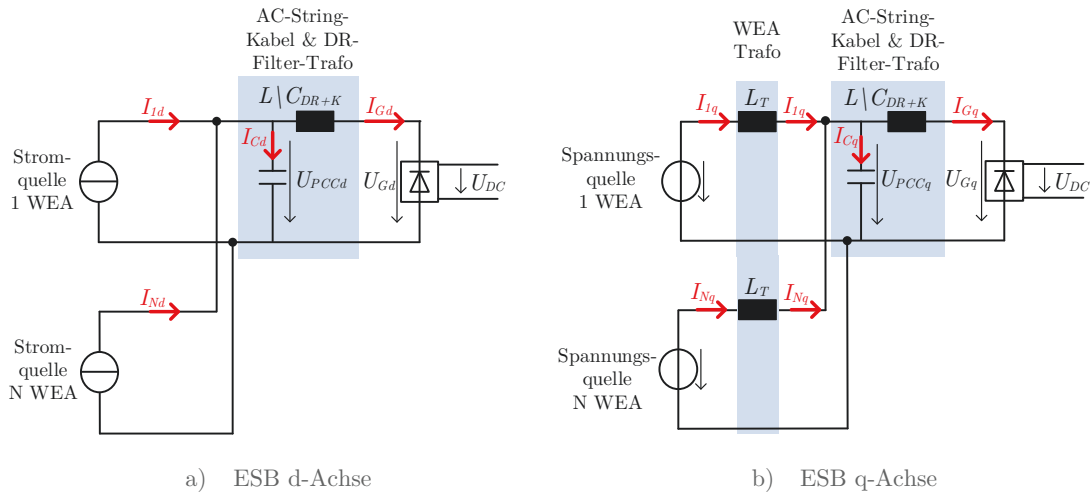
ohmsch-induktive Impedanz des WEA- und DG-Transformator als auch die serielle Induktivität des Strangkabels ab. Da die Blindleistungsverteilung der WEA untersucht werden soll und die DG-HGÜ lediglich Wirkleistung überträgt, vernachlässigt der Ansatz nach [18] das ESB- in der d-Achse und den Dioden-Gleichrichter. Die Gleichungen (5.48) – (5.50) beschreiben das Übertragungsverhalten des Blockschaltbilds aus Abbildung 5.15 des stromgeregelten WEA-VSC mit überlagerter Statik zur optimierten Blindleistungsverteilung in der q-Achse.

$$G_{LR}(s) = \frac{I_1}{U_{I1}} = \frac{1}{Ls + R} \quad (5.48)$$

$$G_C(s) = \frac{U_{PCC}}{I_1} = Cs \quad (5.49)$$

$$G_R(s) = \frac{U_{I1}}{I_{Ref} - I_1} = K_P + \frac{K_I}{s} \quad (5.50)$$

5.3.2 Modell 2: WEA- und Netzmodell in d/q-Achse mit DG-HGÜ



c) Blockschaltbild Modell 2

Abbildung 5.16: Modell 2 WEA- und Netzmodell in d/q-Achse mit DG-HGÜ

Abbildung 5.16 zeigt das ESB der Modellkonfiguration in zweiter Komplexitätsstufe. Diese bildet zusätzlich die Interaktion einer Einzel-WEA mit einem Cluster der verbleibenden 32 WEA eines Strangs ab. Gleichungen (5.51) – (5.56) beschreiben dafür den Zusammenhang für Strom und Spannung der modellierten Komponenten sowohl in q- als auch in d-Achse. Die Verkopplung zwischen d- und q-Achse besteht nicht nur in der Darstellung aller induktiver und kapazitiver Ersatzkomponenten des Netzes, sondern auch durch die Darstellung des Dioden-Gleichrichters der DG-HGÜ. Gleichung (5.55) beschreibt die Modellierung des Dioden-Gleichrichters, sodass AC-Spannung und Strom am Gleichrichter stets in Phase liegen, da zumindest in der Grundwelle nur Wirkleistung übertragen wird. Die erkennbare Analogie zur Darstellung eines ohmschen Widerstands weist den Unterschied auf, dass die AC-Spannungsamplitude bei leitendem Gleichrichter entsprechend Gleichung (5.56) konstant gehalten wird. Das ESB bildet die WEA in der d-Achse als Stromquelle und in der q-Achse als stromgeregelter Spannungsquelle mit Filterinduktivität ab. Die Stabilitätsuntersuchung erfordert diese Unterscheidung, da die überlagerte Statik nur in der

q-Achse angewendet wird und so die unterlagerte Stromregelung innerhalb der Strecke berücksichtigt wird.

$$I_{(1+N)d} = \frac{dU_{PCCd}}{dt} C + I_{Gd} + U_{PCCd} \omega C \quad (5.51)$$

$$I_{(1+N)q} = \frac{dU_{PCCq}}{dt} C + I_{Gq} - U_{PCCd} \omega C \quad (5.52)$$

$$U_{PCCd} = \frac{dI_{Gd}}{dt} L_K + I_{Gd} R_K + U_{Gd} + I_{Gq} \omega L_K \quad (5.53)$$

$$U_{PCCq} = \frac{dI_{Gq}}{dt} L_K + I_{Gq} R_K + U_{Gq} - I_{Gd} \omega L_K \quad (5.54)$$

$$\frac{|U_G|}{|I_G|} = \frac{U_{Gd}}{I_{Gd}} = \frac{U_{Gq}}{I_{Gq}} \quad (5.55)$$

$$|U_G| = \frac{2\sqrt{3}}{\pi} U_{DC} \quad (5.56)$$

5.3.3 Modell 3: WEA- und Netzmodell in d/q-Achse mit DG-HGÜ und Interaktion verschiedener WEA anhand separater Zustände der Terminalsparnungen

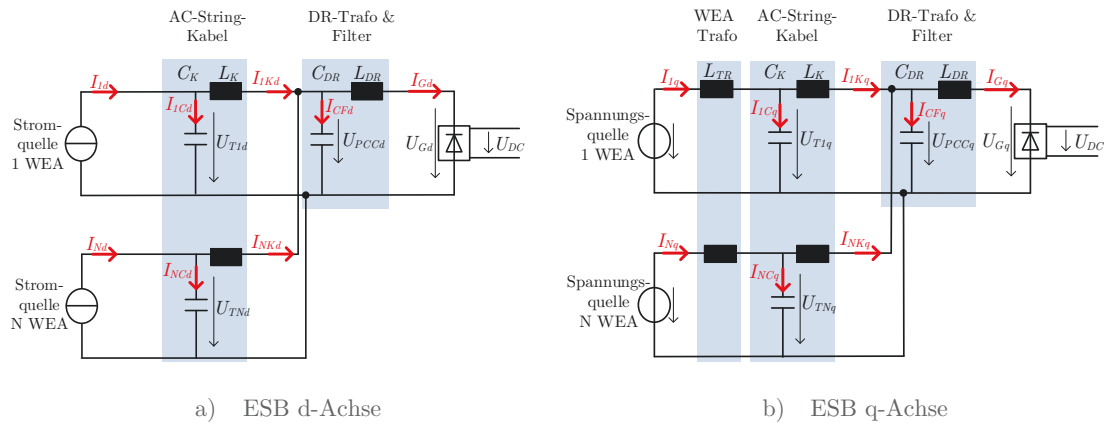


Abbildung 5.17: Modell 3 WEA- und Netzmodell in D/Q-Achse mit DG-HGÜ und Interaktion verschiedener WEA anhand separater Zustände der Terminalsparnungen

Die dritte Komplexitätsstufe der Modellierung erweitert das ESB um separate Spannungsniveaus der WEA-Terminals. Verglichen mit Modell 2 messen die Einzel-WEA und das WEA-Cluster hier die Spannung an unterschiedlichen Knoten im ESB entsprechend der Gleichungen (5.57)–(5.60). Dadurch verursachen unterschiedliche Wirkleistungseinprägungen zwischen Cluster und Einzel-WEA unterschiedliche Spannungsabweichungen von der FixReF-d-Achse, was wiederum verschie-

dene Blindleistungsverteilungen an beiden Terminals hervorruft. Weiterhin bildet Modell 3 Kabel- und Filterkapazität sowie DG- und WEA-Trafoinduktivität als separate Komponenten im ESB ab. Obwohl sie im Modell betrachtet werden, zeigt Abbildung 5.17 in der schematischen Darstellung für eine bessere Übersicht keine ohmschen Komponenten.

$$U_{T1d} = \frac{dI_{1Kd}}{dt} L_K + I_{1Kd} R_K + U_{PCCd} + I_{1Kq} \omega L_K \quad (5.57)$$

$$U_{T1q} = \frac{dI_{1Kq}}{dt} L_K + I_{1Kq} R_K + U_{PCCq} - I_{1Kd} \omega L_K \quad (5.58)$$

$$U_{TNd} = \frac{dI_{NKd}}{dt} L_K + I_{NKd} R_K + U_{PCCd} + I_{NKq} \omega L_K \quad (5.59)$$

$$U_{TNq} = \frac{dI_{NKq}}{dt} L_K + I_{NKq} R_K + U_{PCCq} - I_{NKd} \omega L_K \quad (5.60)$$

5.3.4 Stabilitätsanalyse

Gegenwärtig gelten keine gesonderten Richtlinien oder Anschlussregeln für den Betrieb von Offshore-Netzen mit DG-HGÜ. Stattdessen werden die Technischen Anschlussregeln für Erzeugungseinheiten VDE-AR-N 4110 und 4120, 2018 [40] als Vorgaben des europäischen Network Codes „Requirements for Generators“ (RfG) [11] für Anlagen an Mittel- und Hochspannungsnetzen in Deutschland zur Definition der Randbedingungen für das Design der Statik K_q herangezogen. Gleichung (5.61) beschreibt das Verhältnis zwischen eingespeistem Blindstrom und der Spannungsabweichung vom Referenzwert am WEA-Terminal mit Hilfe des Proportionalitätsfaktors K_q nach [40]. Strom und Spannung werden dabei als relative Größen im Bezug zum Nennwert beschrieben. Die Substitution von Gleichung (5.61) in (5.62) führt zu (5.63), welche in Abhängigkeit von K_q ausgedrückt wird. Die technischen Anschlussregeln definieren für K_q einen Bereich $2 < K_q < 6$ [40]. Die Beispiel-WEA-Konfigurationen der Untersuchung beinhalten ein typisches Verhältnis zwischen Strom und Spannung auf der Niederspannungsseite des WEA-Trafos von $I_n/U_n=4$. Die Substitution dieses Verhältnisses in Gleichung (5.63) ergibt Gleichung (5.64) mit dem Ersatzkoeffizient K_{Share} für die Analyse der Statik in der FixReF-Stromregelung.

$$\Delta I = \Delta U \cdot K_q \quad (5.61)$$

$$\Delta U = \frac{U_q}{U_n}, \Delta I = \frac{I_q}{I_n} \quad (5.62)$$

$$I_q = U_q \cdot \underbrace{\frac{I_n}{U_n}} \cdot K_q \quad \{2 < K_q < 6\} \quad (5.63)$$

$$I_q = U_q \cdot K_{Share} \quad \{8 < K_{Share} < 24\} \quad (5.64)$$

Analyse Modell 1

Gleichung (5.65) beschreibt die Übertragungsfunktion dritter Ordnung der offenen Strecke $H_1(s)$ des Blockschaltbildes aus Abbildung 5.15 b). Abbildung 5.18 a) zeigt die Wurzelortskurve der offenen Strecke $H_1(s)$ in Abhängigkeit der Statik innerhalb der vorgegebenen Grenzen $8 < K_{Share} < 24$. Der Kurvenverlauf stellt dar, dass die Pole des Systems innerhalb dieser Grenzen von K_{Share} auf der negativen realen Achse verbleiben. Steigende Werte für K_{Share} verschieben die Pole entlang der imaginären Achse. Weitere Pole zeigen keine Bewegung im erkennbaren Bereich. Dies zeigt, dass die Anwendung der Statik der FixReF-Stromregelung keinen Einfluss auf die Stabilität der vereinfachten Modellkonfiguration aus [18] im untersuchten Bereich hat. Die Vernachlässigung der d-Achse des ESB und des Dioden-Gleichrichters führen daher zu der Annahme, dass dieser Ansatz für die Stabilitätsuntersuchung der FixReF-Statik ungeeignet ist.

$$H_1(s) = \frac{G_R(s) \cdot G_{LR}(s) \cdot G_C(s)}{1 + G_{LR}(s) \cdot G_C(s) + G_{LR}(s) \cdot G_R(s)} \quad (5.65)$$

Analyse Modell 2

Die Implementierung des Dioden-Gleichrichters auf Basis von (5.55) und (5.56) überträgt ein nicht lineares Verhalten in Modell 2. Die Linearisierung in zwei Arbeitspunkten, bei denen jeweils zum einen das Cluster sowie zum anderen die Einzel-WEA 10% bzw. 100% Wirkstrom ins Netz einspeisen, resultiert in zwei Übertragungsfunktionen sechster Ordnung. Da die Messung der Terminal Spannung U_q für die Anwendung der Statik am selben Knoten erfolgt, wird Stromeinspeisung und Messung innerhalb von Übertragungsfunktion $H_2(s)$ zusammengefasst (Koeffizienten siehe Anhang 10.3). So entstehen zwei identische Übertragungsfunktionen dritter Ordnung mit einem Polstellenverhalten entsprechend Abbildung 5.18 b). Die Wurzelortskurve zeigt, dass sowohl in der Übersicht als auch im vergrößerten Bereich Pole existieren, welche mit ansteigenden K_{Share} in Richtung der positiven realen Achse wandern. Jedoch bleiben innerhalb der spezifizierten Grenzen $8 < K_{Share} < 24$ alle Pole im stabilen Bereich auf der negativen realen Achse.

$$H_2(s) = \frac{U_{PCCq}}{I_{(N)q}} = \frac{a_2 \cdot s^2 + a_1 \cdot s + a_0}{b_3 \cdot s^3 + b_2 \cdot s^2 + b_1 \cdot s + b_0} \quad (5.66)$$

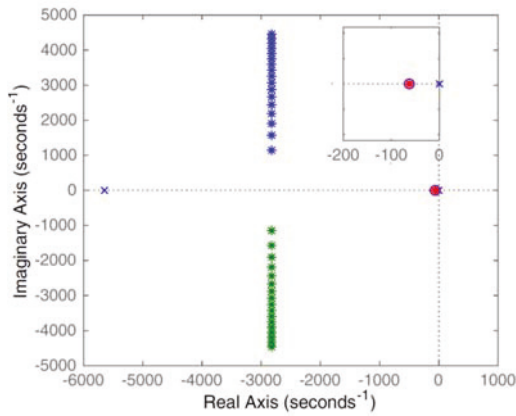
Analyse Modell 3

Aufgrund der Implementierung zweier unterschiedlicher Spannungslevel an den Terminals von WEA-Cluster und Einzel-WEA beinhaltet Modell 3 unterschiedliche Messwerte mit separaten Statiken zur Regelung der Blindleistung von Cluster und Einzel-WEA. Separate Eingänge für den Strom der Einzel-WEA und des WEA-Cluster führen dazu, dass Modell 3 als Multi-Input-Multi-Output-System (MIMO-System) betrachtet wird. Die Linearisierung des MIMO- Systems erfolgt durch die Betrachtung aus zwei unterschiedlichen Perspektiven. Sowohl die Betrachtung aus Perspektive der Einzel-WEA auf das Netz mit WEA-Cluster als auch die umgedrehte Betrachtung aus Perspektive des WEA-Clusters erzeugen verschiedene Single-Input-Single-Output-(SISO)-Übertragungsfunktionen 16ter Ordnung (5.67), (5.68). Bei der Betrachtung der offenen Strecke

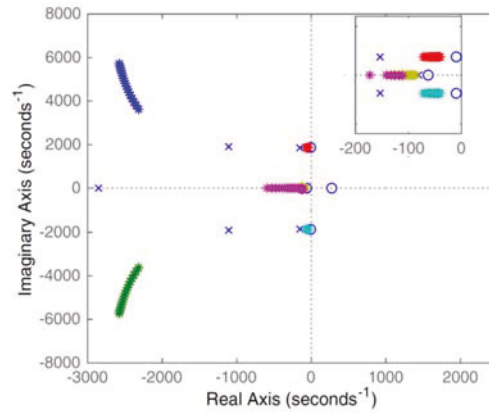
aus einer Perspektive ist der Regelkreis der jeweils anderen geschlossen mit der Annahme eines „Worst-Case“ $K_{Share} = 24$. Abbildung 5.18 c) zeigt die Wurzelortskurve aus der Perspektive der offenen Strecke der Einzel-WEA und Abbildung 5.18 d) aus der Perspektive der offenen Strecke des Clusters. Der Vergleich zeigt, dass die Statik des Clusters einen größeren Einfluss auf die Lage der Pole des Systems hat als die der Einzel-WEA, wie aufgrund der höheren Stromkapazität zu erwarten war. Die Lage der Wurzelortskurven in den Pol-Nullstellen- Diagrammen zeigt, dass aus beiden Perspektiven instabile Pole existieren, diese jedoch die positive reale Halbebene aufgrund der Begrenzung des Bereichs der Statik $8 < K_{Share} < 24$ nicht erreichen.

$$H_{3a}(s) = \frac{V_{T1q}}{I_{lq}} = \frac{a_{14} \cdot s^{14} + \dots + a_1 \cdot s + a_0}{b_{16} \cdot s^{16} + \dots + b_1 \cdot s + b_0} \quad (5.67)$$

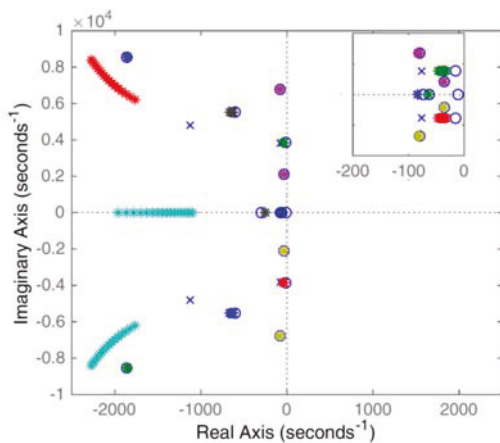
$$H_{3b}(s) = \frac{V_{TNq}}{I_{Nq}} = \frac{a_{14} \cdot s^{14} + \dots + a_1 \cdot s + a_0}{b_{16} \cdot s^{16} + \dots + b_1 \cdot s + b_0} \quad (5.68)$$



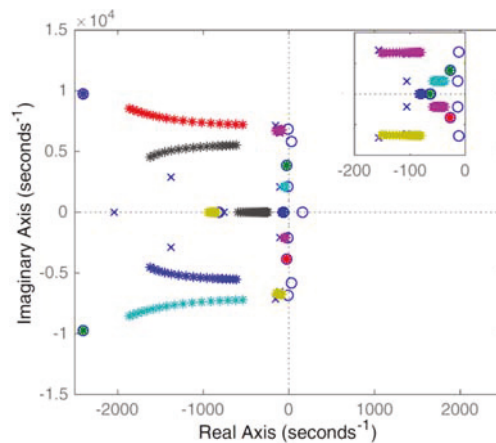
a) Modell 1



b) Modell 2



c) Modell 3a)



d) Modell 3b)

Abbildung 5.18: Wurzelortskurven (o-> Nullstellen ; x->Polstellen) der verschiedenen Komplexitätsstufen der Modellierung im Bereich $8 < K_{Share} < 24$; ($2 < K_q < 6$)

6 Elektromechanische Windparksimulation

Die Untersuchung der Regelungskonzepte aus [3] und [18], welche in Kapitel 4 hinreichend beschrieben werden, basieren auf Simulationen des Electromagnetic Transients Program (EMTP) PSCAD™/EMTDC™. Aufbauend auf einer Erläuterung zu EMTP-Simulationen beschreibt das folgende Kapitel die simulative Untersuchung der FixReF-Stromregelung anhand dieses Verfahrens. Die Basis der Untersuchung bildet eine Modellbeschreibung der FixReF-Stromregelung in Vollumrichter- und DFIG-WEA-Modellen sowie der HGÜ- und Netzkomponenten des Offshore-Inselnetzes.

Simulationen prüfen den Betrieb der FixReF-Regelung im Gleichrichterbetrieb von Vollumrichter- und DFIG-WEA für hochdynamische Windveränderungen und zeigen das Verhalten am Netz unter Berücksichtigung der entwickelten Statik zur Blindleistungsverteilung im Zeitbereich. Die Simulationsergebnisse bestätigen dabei den theoretischen Vergleich entsprechend der in Abschnitt 5.2 beschriebenen Optionen der Betriebsführung und verdeutlichen, dass die entwickelte Statik die Lage von Strom und Spannungszeigern im Offshore-Netz beeinflusst und die Blindleistung zwischen den WEA beliebig verteilt. Die Ergebnisse zeigen, dass beim Einsatz der FixReF-Regelung mit Hilfe der Statik sowohl in Vollumrichter- als auch DFIG-WEA eine optimierte Verteilung der Blindleistung erreicht werden kann.

Neben dem Gleichrichterbetrieb präsentiert das Kapitel Strategien für die Anpassung der FixReF-Regelung an zusätzliche Betriebszustände eines Offshore-Windparks. Ein Teilabschnitt beschreibt ein Verfahren für die Eigenbedarfsversorgung des Windparks bei Windstille basierend auf einem zusätzlichen Inverter und erklärt dessen Vorteile gegenüber anderen Verfahren. Simulationsergebnisse mit variierenden Lasten bestätigen, dass die entwickelte Regelungsstrategie des Eigenbedarf-Inverters in FixReF-Koordinaten einen stufenlosen Übergang zwischen Spannungsregelung des Windparks bei Windstille und Stromregelung im normalen Gleichrichterbetrieb zulassen.

Eine schnelle Bereitstellung von Fehlerströmen ist für das Auslösen selektiver Maßnahmen der Fehlabschaltung im Offshore-Inselnetz von Vorteil. Die Simulation von Netzfehlern zeigt, dass die Einprägung eines phasengleichen Stroms aller WEA bei der FixReF-Stromregelung einen maximalen Fehlerstrom an der Fehlerstelle ermöglicht.

Ein fehlerhaftes oder ausbleibendes Synchronisationssignals charakterisiert einen typischen Fehlerfall des FixReF-Regelverfahrens. Simulationsergebnisse zeigen die Auswirkungen auf das Netzverhalten der WEA beim Verlust des Synchronisationssignals und eines dadurch entstehenden Winkelfehlers von WEA. Der Übergang in einen PLL-Notbetrieb repräsentiert zudem einen Lösungsansatz für diesen Fehler und zeigt anhand von Simulationen, dass FixReF-WEA ausschließlich für die Kompensation von Blindleistung sowie für die Frequenzhaltung im Offshore-Netz notwendig sind, wobei Wirkleistung auch von den notbetriebenen PLL-WEA bereitgestellt werden kann. Zusätzlich präsentiert die Erweiterung der PLL-WEA um eine statische Blindstromcharakteristik eine netzstützende Alternative des Notbetriebs.

6.1 WEA-Invertermodell

Line-Side-Inverter-Modell

Abbildung 6.1 zeigt die schematische Darstellung des PSCAD-Modells der Vollumrichter-WEA. Das Modell einer WEA mit 3 MW Nennleistung besteht aus einem Zweipunkt-IGBT-Wechselrichter mit Zwischenkreis, Bremssteller und DC-Stromquelle.

Die DC-Stromquelle stellt Betriebspunkte der WEA ein und bildet durch ihr Verhalten den maschinenseitigen Inverter, Generator sowie mechanischen Triebstrang ab.

Der netzseitige Inverter regelt den Wirkleistungsfluss ins Netz basierend auf der Zwischenkreisspannung U_{DC} bei einer Nennzwischenkreisspannung von 1100 V. Design und Parametrierung der konventionellen Zwischenkreisspannungsregelung erfolgt nach [29].

Die Stromregelung im synthetischen Referenzsystem basiert auf konventionellen dq-Stromregelungen nach Abschnitt 5.1. Sowohl Entkopplungen der Ströme $I_{Wd/q}$ über dem Filter L_F als auch Vorsteuerungen der Netzspannung erfolgen dabei in FixReF-Koordinaten.

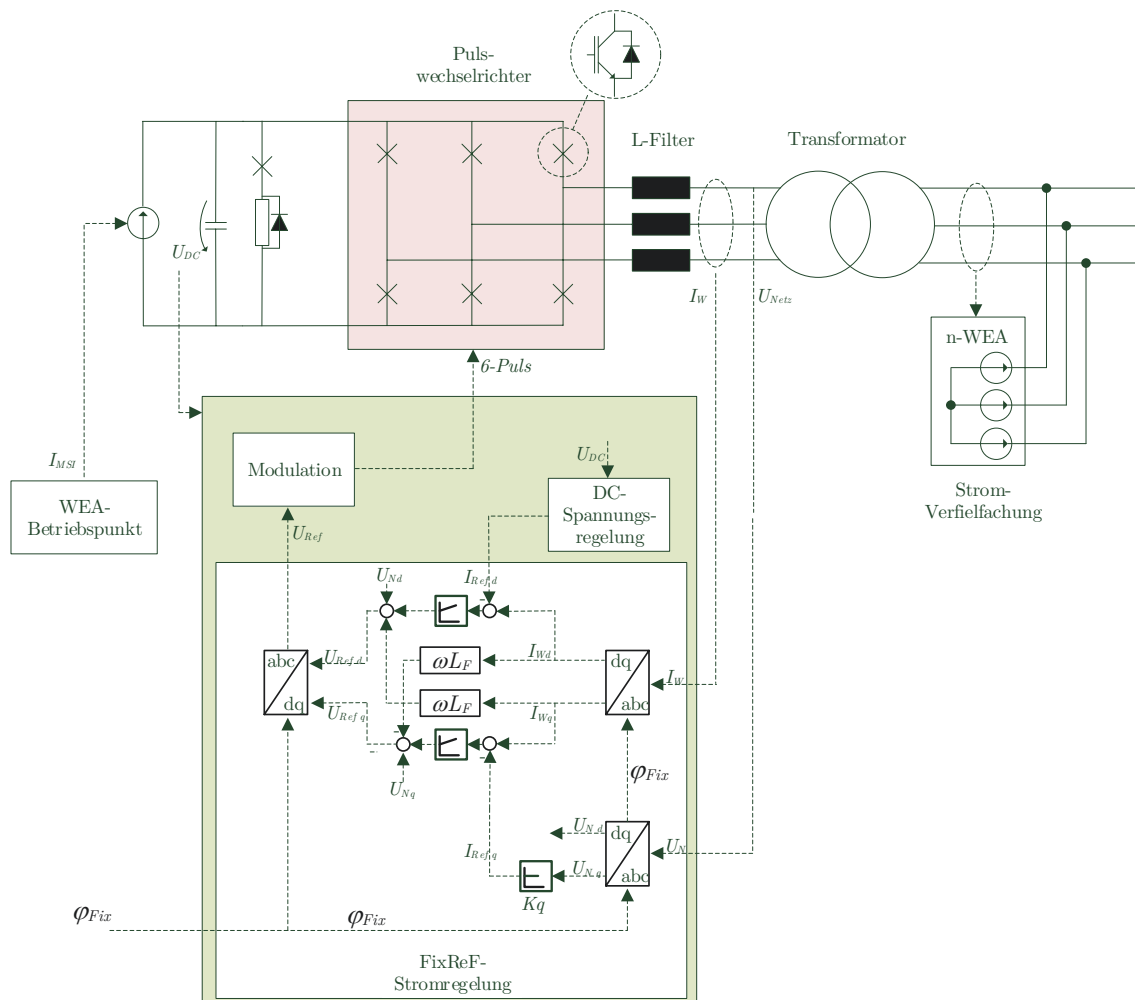


Abbildung 6.1: Schematische Darstellung des Vollumrichter-WEA Modells in PSCAD

Die Statik K_q stellt entsprechend der Abweichung des Spannungszeigers U_N zur FixReF-d-Achse den Blindstromreferenzwert $I_{Ref\ q}$ bereit und ermöglicht so verschiedene Optionen der Blindleistungsaufteilung unter den WEA (siehe Kapitel 5.2)

Transformatoren verbinden die 690 V Niederspannungsebene der WEA mit dem 66 kV Mittelspannungsnetz des Offshore-Windparks und weisen zusammen mit dem L-Filter des Line-Side-Inverter in Summe eine relative Kurzschlussspannung von $u_K = 10\%$ auf (Abschnitt 2).

Um den zeitlichen Aufwand bei der Simulation vieler Einzelinverter zu begrenzen erfolgt eine Aufteilung des Windparks in *Cluster*, welche jeweils das identische Verhalten von n-Einzelanlagen abbilden. Die Cluster-Bildung erfolgt über eine parallele Stromquelle am Anschlusspunkt der WEA, welche den Ausgangsstrom der Einzel-WEA beliebig vervielfacht.

DFIG-Modell

Das PSCAD/EMTDC-Modell der Asynchronmaschinen mit Schleifringläufer basiert auf Differentialgleichungen der allgemeinen Maschinentheorie als Darstellung des Ersatzschaltbildes. Unterprogramme der Maschinen verknüpfen Stromquellen mit entsprechendem Maschinenverhalten mit dem EMTP-Netzmodell.

Maschinen- und netzseitiger Umrichter, beide als Pulswechselrichter ausgeführt, verbinden den Rotor der Asynchronmaschine mit dem Niederspannungsnetz der WEA. Der rotorseitige Inverter regelt mit Hilfe der Rotorstromkomponente ($I_{Rot\ q}$) das elektrische Drehmoment (M_e) des WEA-Generators. Die Referenz bildet eine überlagerte Leistungsregelung anhand der Drehzahl-Leistungs-Charakteristik ($P = f(n_{Gen})$) in der Steuerung des Machine-Side-Inverter, welche der Generatordrehzahl (n_{Gen}) einen Sollwert der elektrischen Leistung (P_W) zuordnet. Die Auslegung der Charakteristik erfolgt dabei so, dass der Rotor der Turbine bei entsprechender Windgeschwindigkeit das größtmögliche mechanische Drehmoment (M_{Mech}) auf den Generator überträgt.

Das mechanische Drehmoment (M_{Mech}) des Generators gibt als Eingangsgröße den Arbeitspunkt des Modells vor und bildet daher Windgeschwindigkeit, aerodynamisches Verhalten des Rotors und mechanisches Verhalten des Triebstrangs ab. Das Momentengleichgewicht aus elektrischem Moment (M_e) und mechanischem Moment (M_{Mech}) stellt unter Berücksichtigung der Trägheit (J_{Gen}) des Generators die Drehzahl des Triebstrangs ein. Somit betreibt der Machine-Side-Inverter mit Hilfe der Charakteristik ($P = f(n_{Gen})$) eine indirekte Drehzahlregelung der Turbine in Abhängigkeit des Arbeitspunktes.

Die überlagerte Leistungsregelung der Windenergieanlage stellt der Rotorstromregelung den Referenzwert $I_{Rot\ q}^*$ bereit, wohingegen die Statik $K_{q\ Rotor}$ den Referenzwert des d-Stroms im Rotor $I_{Rot\ d}$ vorgibt. Diese Zuweisung stellt eine Analogie zum Drehmomentbildenden Strom in der q-Achse der Synchronmaschine dar.

Die Statiken $K_{q\ MSI}$ und $K_{q\ LSI}$ sind so aufeinander abgestimmt, dass ein festes Verhältnis den Blindstrom zwischen Machine-Side-Inverter und Line-Side-Inverter aufteilt. Die Blindstromaufteilung mit Hilfe dieses Verhältnisses ist Bestandteil bekannter DFIG-Anwendungen und variiert in Abhängigkeit verschiedener Anlagenparameter wie dem Übersetzungsverhältnis des Generators oder dem geforderten Kennfeld $\cos(\varphi)/P_W$ der WEA, was hier nicht näher betrachtet wird.

Auf der Mittelspannungsseite des WEA-Transformators sorgt eine Stromquelle für eine beliebige Vervielfachung des DFIG-Modells entsprechend der gewünschten Größe des modellierten Clusters.

6.2 Netzmodell Offshore-Windpark

Kabelmodellierung

Die Kabelmodellierung ist ein entscheidender Bestandteil der Untersuchung des Verhaltens von Strom und Spannung im Offshore-Inselnetz, da Kabelimpedanzen die Lage von Strom- und Spannungsvektoren an Netzknotenpunkten entscheidend beeinflussen. Grundlegend bietet die EMTP-Simulation zwei Möglichkeiten Kabel zu modellieren. Die Darstellung als PI-Sektion fasst einen bestimmten Bereich des Kabels mit passiven Elementen in PI-Ersatzschaltbildern zusammen, wohingegen die Darstellung mit verteilten Parametern das Kabel als Wellenwiderstand modelliert [41].

Die Darstellung auf Basis verteilter Parameter entspricht dabei letztlich einer Verzögerung von Strom und Spannung zwischen Anfang und Ende des betrachteten Kabelements, wobei Reflexionen an den Kabelenden Überlagerungen der Wellenbewegung in unterschiedlicher Richtung erzeugen. Die Modellierung mit Hilfe verteilter Parameter kann frequenzabhängig oder -unabhängig erfolgen. Das Ergebnis frequenzabhängiger Kabelmodellierung ist nur für eine bestimmte Frequenz gültig und wird als Bergeron-Modell bezeichnet. [41]

Im Unterschied zur Zusammenfassung von L und C für bestimmte Leiterabschnitte bei PI-Ersatzschaltbildern stellt das Bergeron-Modell alle verteilten L - und C -Elemente dar ohne eine Zusammenfassung vorzunehmen. Das Bergeron-Modell entspricht somit letztlich der Darstellung unendlich vieler PI-Ersatzschaltbilder aus L und C . [42]

Sowohl Bergeron-Modell als auch PI-Ersatzschaltbild sind vornehmlich für die Betrachtung von Grundwellenphänomenen gültig. Die Vorteile des Bergeron-Modells bestehen in der deutlich schnelleren Berechnung gegenüber einer großen Anzahl von PI-Ersatzschaltbildern sowie der Vermeidung von künstlichen Resonanzstellen, welche bei der PI-ESB-Modellierung erzeugt werden. Die Beachtung der Rechenschrittweite spielt jedoch insbesondere bei kleinen Kabelsegmenten eine wichtige Rolle, da Wellenlaufzeiten innerhalb der Kabelstücken niemals Rechenschrittweiten unterschreiten dürfen [42].

Das Bergeron-Modell approximiert Leitungsverluste indem Widerstände von Leitungsabschnitten jeweils hälftig in der Mitte der Leitung sowie als Viertel an Anfang und Ende platziert werden (Abbildung 6.3). Die Berechnung der Wellenwiderstände erfolgt dann wie beschrieben im EMTP-Verfahren, als Ersatzschaltung aus Ersatzstromquelle und Wellenwiderstand Z_0 . [43],[42]

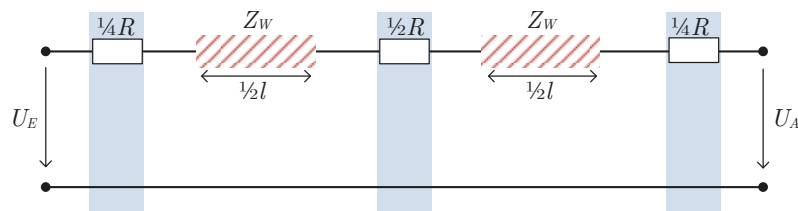


Abbildung 6.3: Bergeronmodell eines Kabels mit Verlusten

Die Parametrierung des Modells erfolgt mit Hilfe der Leitungsbeläge L' , C' , R' entsprechend gleich für alle symmetrischen Komponenten.

Im realen Windpark verbindet ein Kabelstrang mehrere WEA abschnittsweise mit Sammelpunkten weshalb die einzelnen Abschnitte unterschiedlich große Ströme führen müssen und daher unterschiedliche Querschnitte aufweisen (siehe Abbildung 6.4 a). Ein Ersatzkabel gemittelter Länge, mit durchschnittlichen Ersatzparametern aller realer Strangabschnitte gekennzeichnet, ermöglicht eine vereinfachte Darstellung des Strangs (Abbildung 6.4b). Das Ersatzkabel beschreibt so ein identisches Kabelverhalten (identisches mittleres u_k , u_r , i_0), bei Anschluss der Summe aller WEA an seinem Anfangspunkt.

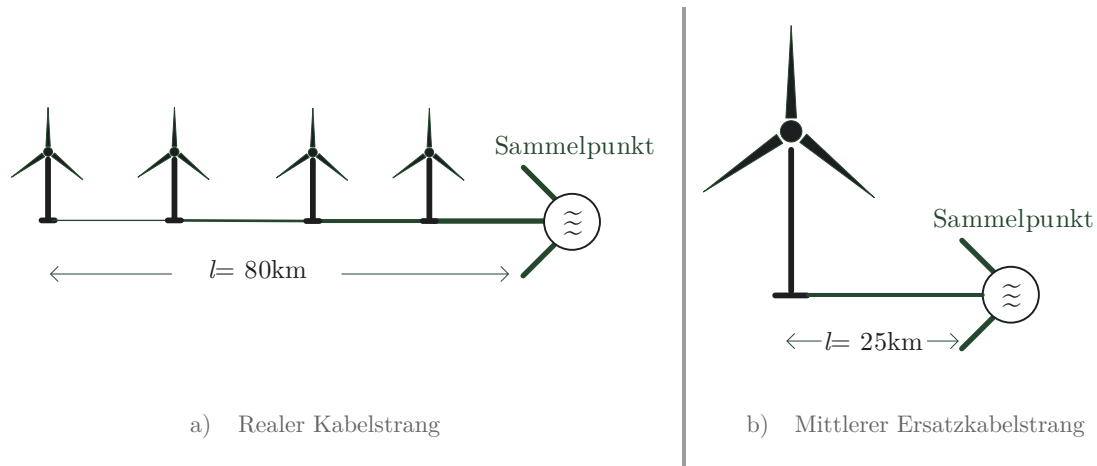


Abbildung 6.4: Modellierung eines Kabelstrangs mit mehreren WEA

HGÜ-Modell

Das offshore-seitige HGÜ-Modell besteht aus 12-pulsigen Gleichrichtereinheiten, wobei jede Einheit über zwei 6-pulsige Dioden-Gleichrichter verfügt. Von diesen ist jeweils einer über eine Y/y-Transformatorschaltung sowie eine Dy-Schaltung mit dem AC-Netz verbunden. Die daraus resultierende 30° Phasenverschiebung erzeugt DC-seitig 12-pulsige Rippel mit verringerter Amplitude gegenüber 6-pulsigen Schaltungen.

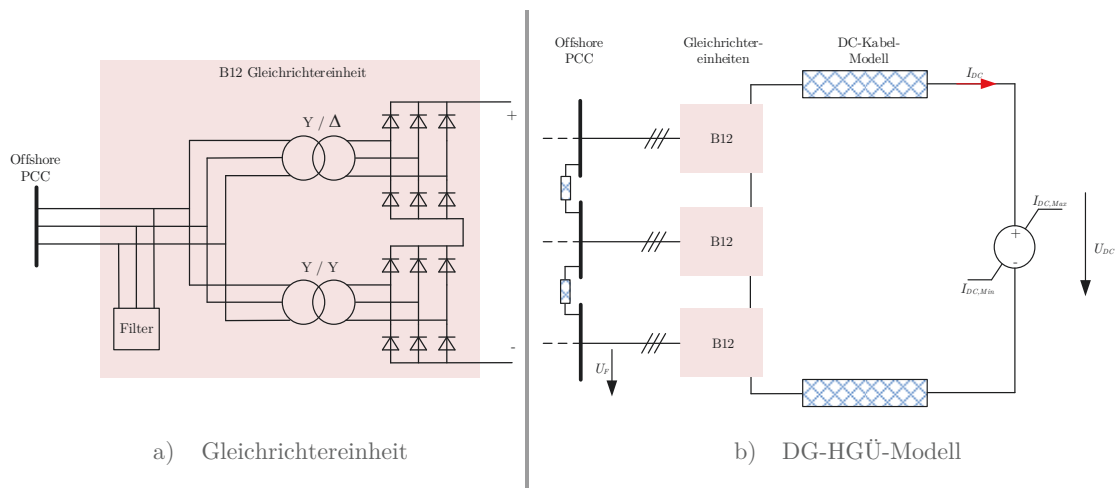


Abbildung 6.5: Modellierung der DG-HGÜ-Einheit

Das Verhältnis zwischen dem Effektivwert der AC-Spannung U_F und der DC-Spannung U_{DC} ergibt sich nach Gleichung (6.1) in Abhängigkeit von der Anzahl der 6-pulsigen Gleichrichtereinheiten

n (B12 $\rightarrow n=2$), dem Übersetzungsverhältnis der B12-Transformatoren \dot{u}_{TR} , dessen Streuinduktivität L_{TR} , sowie der AC-Netzfrequenz ω_N . [44]

$$U_{DC} = \frac{3 \cdot n \cdot \sqrt{6}}{\pi} \dot{u}_{Tr} U_F - \frac{3n}{\pi} \omega_N L_{Tr} I_{DC} \quad (6.1)$$

Bei der Verwendung von drei B12-Einheiten und einem Transformatorübersetzungsverhältnis von $\dot{u}_{TR}=44\text{kV}/66\text{kV}$ ergibt sich eine DC-Spannung $U_{DC}=300\text{kV}$ unter Vernachlässigung des DC-seitig betrachteten Spannungsabfalls über der Streuinduktivität des Transformators.

Ein Bergeronmodell bildet das DC-Kabel der HGÜ mit 200 km Länge ab an dessen Ende eine konstante Spannungsquelle mit Strombegrenzung den Landseitigen MMC modelliert.

Stromgeregelter WEA prägen sinusförmige Ströme ins Offshore-Inselnetz ein, was an den 12-pulsigen Gleichrichtereinheiten Spannungsharmonische mit den Seitenbändern der 12ten Harmonischen der Grundfrequenz sowie deren Vielfachen verursacht. Filtereinheiten breitbandig ausgelegt auf 12te und 24te Harmonische dämpfen so vorkommende 11te und 13te sowie 23te und 25te Spannungsharmonische im AC-Offshore-Netz. Jede Gleichrichtereinheit verfügt über einen separaten Filter, der mit Hilfe der zusätzlichen Kapazität C_1 die Streuinduktivität des B12 Transformators bei Nennstrom statisch kompensiert.

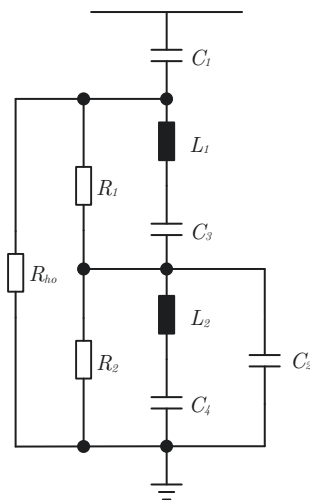


Abbildung 6.6: Einphasiges ESB, Filtereinheit für 11te/13te und 23te/25te Harmonische

6.3 Simulation verschiedener Betriebsführungsszenarien der FixReF-Regelung

6.3.1 Gleichrichterbetrieb mit Vollumrichter

Die folgenden Ergebnisse wurden durch den Autor bereits in [37] veröffentlicht und diskutiert.

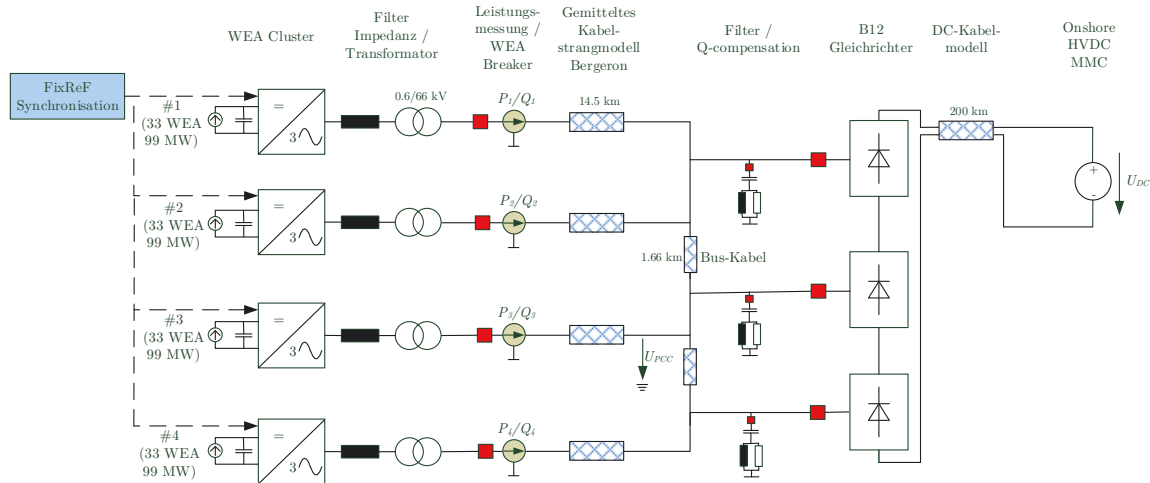


Abbildung 6.7: Modellkonfiguration Untersuchung Gleichrichterbetrieb

Abbildung 6.7 beschreibt eine Anordnung mit Vollumrichter-WEA Clustern. Jedes Cluster mit einer maximalen Leistung von 99 MW entspricht 33 Einzel-WEA mit je 3 MW Nennleistung. Filterimpedanzen der Pulswechselrichter sowie des WEA-Trafos verursachen insgesamt einen relativen induktiven Spannungsabfall von $u_k = 10\%$ bei Nennstrom und verfügen über ein Impedanzverhältnis von $R/X \cong 0,1$. Alle WEA-Cluster sind mit Hilfe von Leistungsschaltern (*Breakern*) separat zu- und abschaltbar. Ein 14,5 km Strangmodell bildet einzelne Abschnitte sowie verschiedene Querschnitte eines realen Kabelstrangs für 33 WEA mit gemittelter Länge und Parametern des mittleren Querschnitts nach. Die seseitige HGÜ besteht aus drei B12-Einheiten mit AC-Filter, von denen jede Einheit im Fehlerfall separat abschaltbar ist. Die AC-seitige Parallelschaltung der Gleichrichtereinheiten, mit gemittelten Buskabeln von 1,66 km Länge, verhindert durch Ausgleichsströme Differenzen der AC-Spannungsamplitude bei variierender Leistungseinspeisung zwischen den einzelnen Strängen.

Abbildung 6.8 zeigt die Simulationsergebnisse der beschriebenen Modellkonfiguration im Gleichrichterbetrieb. Alle WEA werden mit der FixReF-Stromregelung entsprechend *Option 1*, daher ohne Statik zur optimierten Blindleistungsverteilung, betrieben (siehe Kapitel 5.2.2). Stark schwankende Leistungsverläufe zwischen den Anlagen stellen eine extrem ungleiche Windverteilung zwischen den einzelnen Strängen des Windparks dar. Sprünge der Wirkleistungswerte zwischen 0 % – 100 % gefiltert mit Zeitkonstanten von $\tau = 2\text{s}$, beschreiben ein Worst-Case-Szenario mit dem Ziel, die Dynamik realer Windverteilungen zu übertreffen. Das Ergebnis zeigt stabile Leistungsverläufe bei Anwendung der unterlagerten FixReF-Stromregelung sowie eine absolut feste Netzfrequenz am PCC, unabhängig von hochdynamischen Leistungsschwankungen. Die leitenden Gleichrichtereinheiten übertragen die konstante DC-Spannung U_{DC} auf die Amplitude der AC-Spannung U_{PCC} , sodass die Variation des Gesamtleistungsflusses des Windparks von

25 % - 100 % lediglich Schwankungen der Spannungsamplitude von etwa 4 % am PCC verursacht. Die Variation der Spannungsamplitude am Windpark PCC resultiert hauptsächlich aus dem Spannungsabfall über dem äquivalenten Widerstand der Transformator-Streuinduktivität auf der DC-Seite der Gleichrichtereinheit aber auch aus den Kupferverlusten des DG-Trafos und entsprechen in etwa den relativen Spannungsabfällen des Beispielnetzes aus Kapitel 2.

Die fehlende AC-Netzspannungsquelle zwingt die WEA-Inverter den Blindleistungsbedarf des Offshore-Netzes zu kompensieren. Abbildung 6.8 zeigt die unregelte Verteilung der Blindleistung nach FixReF-Betriebsart *Option 1*, bei welcher alle WEA ihren Strom vollständig in die d-Achse des FixReF-Systems speisen. Innerhalb von 1–2 s Simulationszeit speisen alle WEA ihre Nennwirkleistung ein, wobei der Blindleistungsverlauf bis auf 5 MVA pro Strang zeigt, dass das Offshore-Inselnetz weitestgehend kompensiert ist (Beispielnetz Kapitel 2 entsprechend). Innerhalb der Simulationszeit 2-8 s verteilt sich die Blindleistung relativ zur Wirkleistung aller Stränge, wobei die höchste Wirkleistungseinspeisung durch einen Strang auch stets die meiste Blindleistung von diesem erfordert. Da die Wirkleistungs- oder Zwischenkreisspannungsregelung der WEA den FixReF-d-Stromsollwert bereitstellt, sind alle WEA bestrebt, ihre Wirkleistung mit Hilfe von FixReF-d-Strom ins Netz einzuprägen. Wie in Kapitel 5.2.2 beschrieben, vergrößert ungleiche Leistungseinspeisung bei der FixReF-Regelung entsprechend *Option 1* den Winkel zwischen den Terminalspannungen der WEA und der FixReF-d-Achse, wodurch FixReF-d-Strom letztlich auch einen hohen Blindstromanteil enthält. Zwischen 5-6 s Simulationszeit speist beispielsweise ausschließlich WEA 4 Nennwirkleistung in das Offshore-Netz, während sich alle andere WEA im Leerlauf oder niedrigen Teillastbetrieb befinden. Gleichzeitig muss WEA 4 jedoch zusätzlich 30 % seiner Nennleistung als Blindleistung aufbringen und somit den größten Anteil der Blindleistung des Offshore-Netzes kompensieren, obwohl alle übrigen WEA genügend Stromkapazität für die Kompensation zur Verfügung hätten.

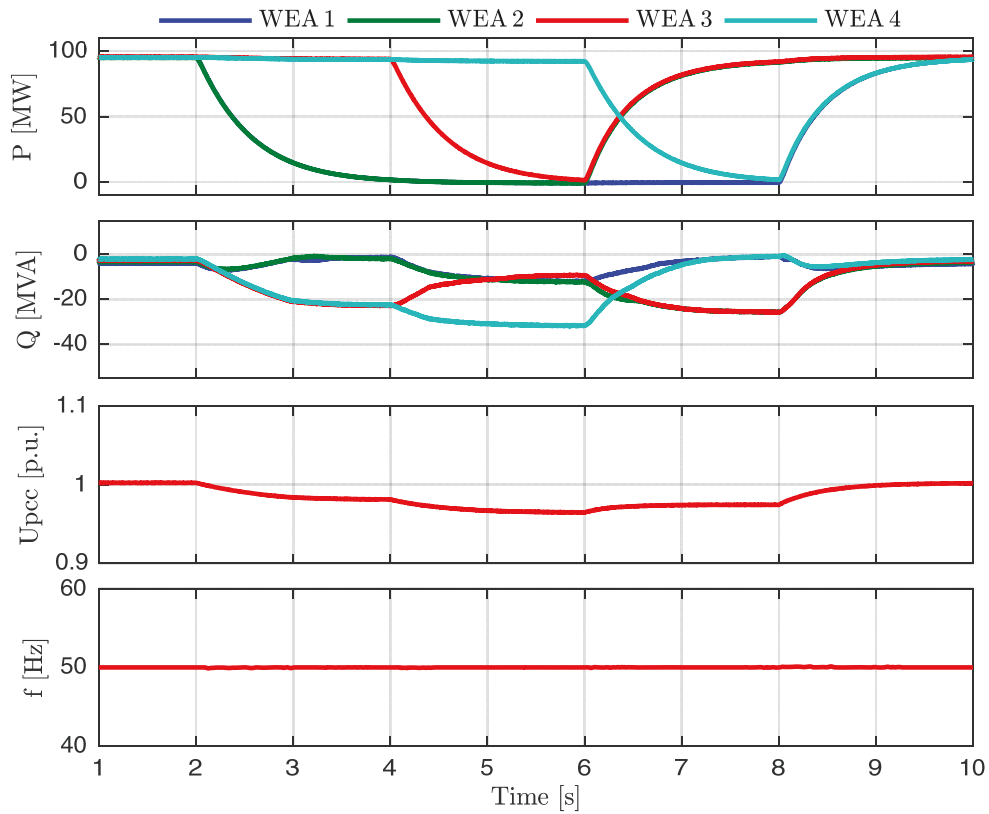


Abbildung 6.8: 4 FSC WEA mit FixReF-Regelung, Betriebsführung entsprechend *Option 1* (ohne Blindleistungsstatik), Simulationsergebnisse

Abbildung 6.9 zeigt die Simulationsergebnisse für die gleiche Modellkonfiguration bei der Betriebsführung nach *Option 3*. Dabei wird der Spannungszeiger am Terminal jeder WEA ins gemeinsame FixReF-Koordinatensystem transformiert und somit die Abweichung von der FixReF-d-Achse bestimmt (siehe Kapitel 5.2.3). Die Abweichung U_{Fq} sowie die Statik K_q stellen so den Referenzwert des Stroms I_q in FixReF-Koordinaten bereit. Gleiche Wind- bzw. Wirkleistungsverläufe beschreiben im Vergleich zwischen Abbildung 6.8 und Abbildung 6.9 ein identisches Testszenario bei dem die Frequenz und Spannungsverläufe beider Simulationen übereinstimmen. Die eingeführte Statik entsprechend *Option 3* verteilt die Blindleistung jedoch so, dass WEA mit niedrigerer Wirkleistungsbelastung dafür einen höheren Anteil an der Blindleistungskompensation des Netzes übernehmen. Während des Simulationszeitraums 5–6 s in dem lediglich WEA 4 Nennwirkleistung ins Netz einspeist, hat diese nun die niedrigste Blindleistungsbelastung, da sie währenddessen durch die übrigen WEA, die sich im Leerlauf oder im niedriger Teillastbetrieb befinden, von der Kompensation des Netzes entlastet wird. Bei 6,5 s zeigen die Blindleistungsverläufe, dass jedes Cluster im Mittel 20 MVA Blindleistung im Leerlauf kompensieren muss. Dies entspricht etwa dem relativen kapazitiven Strom $i_0=0,18$ p.u. des Beispielnetzes aus Abschnitt 2 zur Kompensation des Eigenanteils von Strangkabel und DG-Filter jeder WEA-Einheit [37]. Ein zusätzlicher Vergleich der Lage gemessener Spannungen und Ströme im FixReF-System beim Betrieb zweier WEA mit und ohne Statik erfolgt in Anhang 10.4.2 im Zeitbereich.

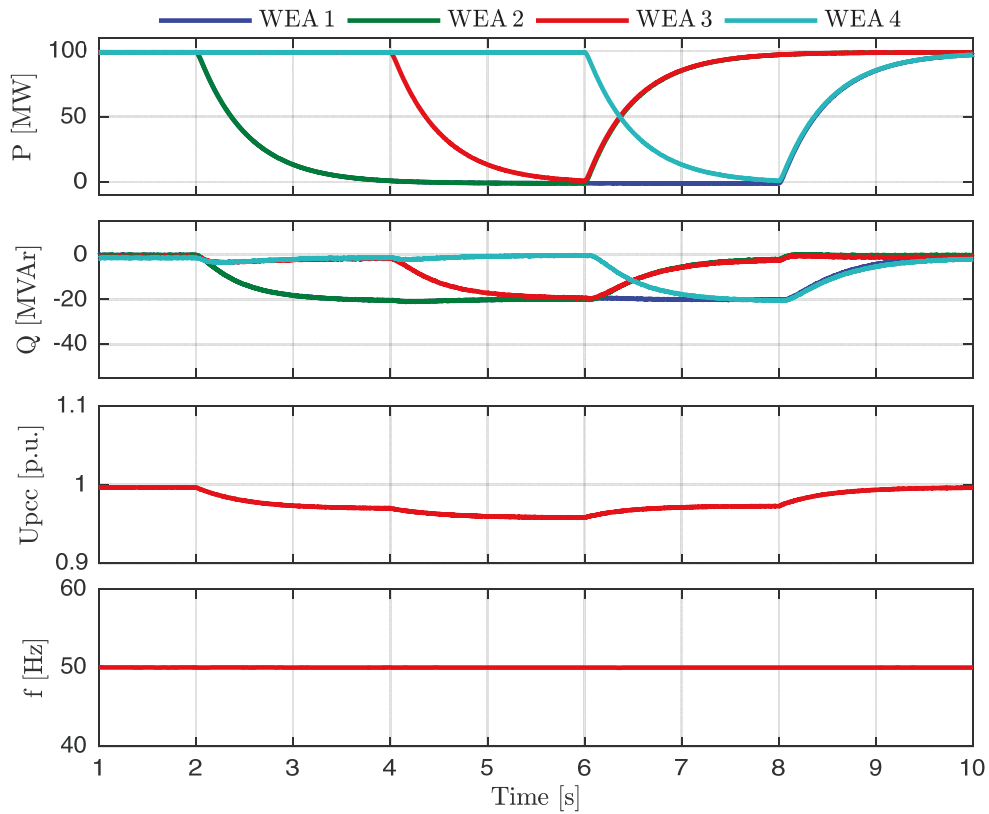
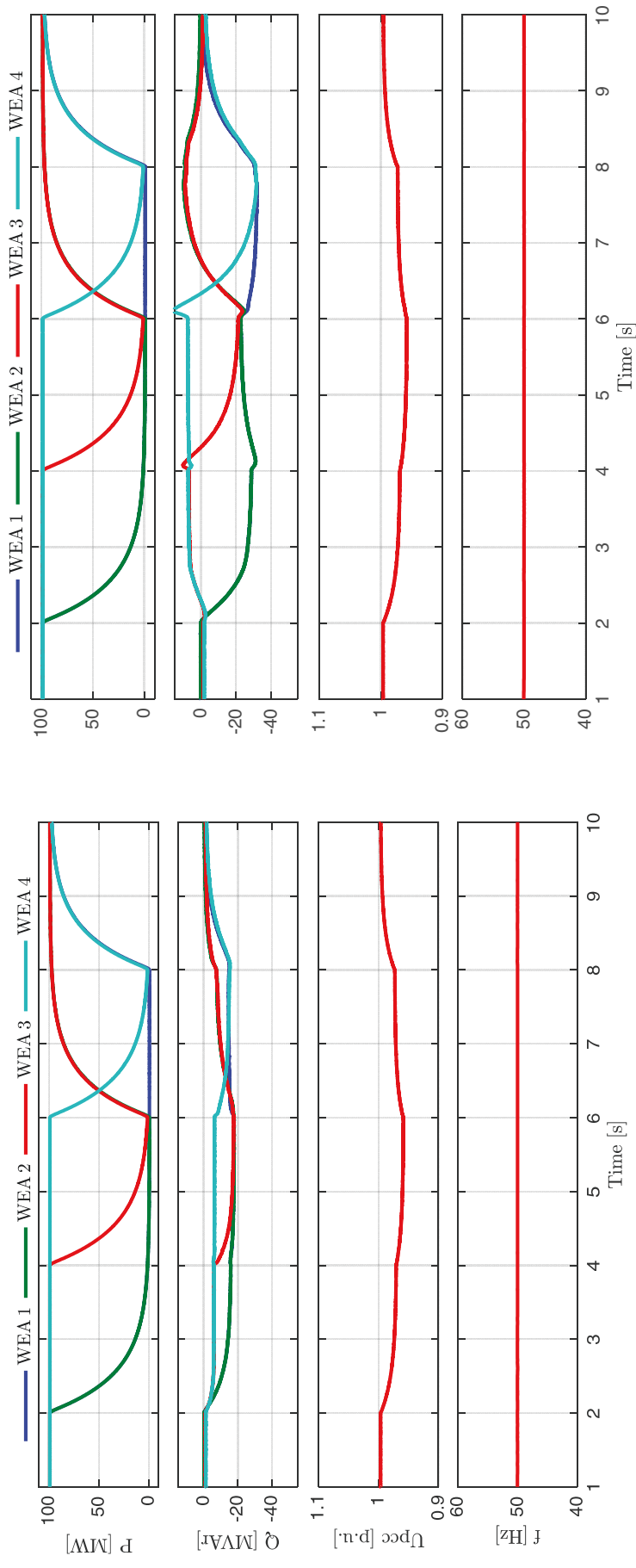


Abbildung 6.9: 4 FSC WEA mit FixReF-Regelung Betriebsführung entsprechend *Option 3*, Simulationsergebnisse

Der Anstieg der Statik ist mit $K_q=4$ entsprechend so gewählt, dass WEA im Nennarbeitspunkt vollständig von der Blindleistungskompensation entlastet werden. Abschnitt 5.3 untersucht bereits die Stabilität der Statik innerhalb der durch aktuelle Netzanforderungen definierten Randbedingungen. Die Analyse eines vereinfachten Modells reduzierter Ordnung zeigt dabei einen stabilen Betriebsbereich der Statik innerhalb der definierten Grenzen $2 < K_q < 8$ unter Berücksichtigung des Verhältnisses von Nennstrom zur -spannung der Einheit. Abbildung 6.10 zeigt einen stabilen Betrieb des Windparks anhand der Simulationsergebnisse der Randpunkte des zulässigen Bereichs der Statik ($K_q=2$; $K_q=8$). Während Abbildung 6.10 a) mit einem Anstieg (Droop-Faktor) $K_q=2$, die WEA bei Nennleistung nicht vollständig von der Blindleistung entlasten zeigt Abbildung 6.10 b) eine überkompensierten Betrieb. Aufgrund der Überkompensation wird zusätzliche Blindleistung zwischen den WEA verschoben, was wiederum eine höhere Scheinleistungskapazität im Windpark erfordert.



a) Option 3 $K_q=2$

b) Option 3 $K_q=8$

Abbildung 6.10: 4 FSC WEA mit FixRef-Regelung Betriebsführung entsprechend Option 3, Simulationsergebnisse der Randbedingungen der Statik

6.3.2 Gleichrichterbetrieb mit DFIG- und FSC-Windenergieanlagen

Die folgenden Ergebnisse wurden durch den Autor bereits in [45] veröffentlicht und diskutiert.

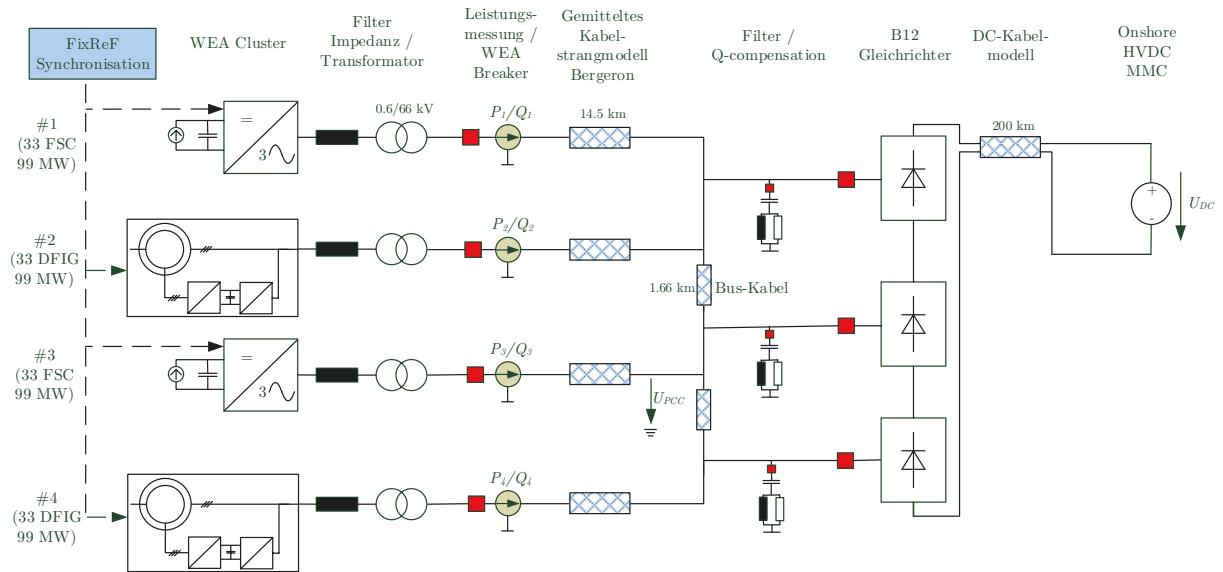


Abbildung 6.11: Modellkonfiguration Untersuchung Gleichrichterbetrieb

Abbildung 6.11 zeigt eine Windparkkonfiguration die sowohl über zwei Vollumrichter als auch zwei DFIG-WEA-Cluster im Offshore-Netz mit DG-HGÜ-Anschluss verfügt. Wie im vorangegangenen Beispiel verfügen alle Cluster über eine maximale Leistung von 99 MW und stellen das Verhalten von 33 Einzel-WEA mit je 3 MW Nennleistung dar. Sowohl FSC- als auch DFIG-WEA werden stromgeregelt im gemeinsamen FixReF-Koordinatensystem betrieben.

Abbildung 6.12 zeigt die Simulation hochdynamischer Leistungstransienten ungleicher Windverteilung auf die einzelnen Stränge des Windparks. Dabei werden Wirkleistungssprünge der FSC-WEA sowie Drehzahlsprünge der DFIG-WEA mit Zeitkonstanten $\tau=2$ s gefiltert. Im Unterschied zu FSC-WEA modelliert ein Triebstrangmodell sowie eine Drehzahlleistungscharakteristik n/P das Verhalten der DFIG-WEA. Aufgrund des steilen Übergangs der n/P -Charakteristik zwischen Nenn- und Teillastbereich verursacht die kleine Drehzahländerung eine schnellere Leistungsänderung der DFIG verglichen mit den FSC-WEA in den ersten Millisekunden. Aufgrund der gespeicherten Bewegungsenergie und der Massenträgheit des Triebstrangs zeigen die Simulationsergebnisse zudem ein leichtes Überschwingen von etwa 0,2 s nach dem Drehmomenten Sprung der DFIG. Trotz hochdynamischer Wind- bzw. Leistungsschwankungen zeigen die Ergebnisse jedoch stabile Leistungs-, Frequenz- und Spannungsverläufe bei der Anwendung der FixReF-Regelung für DFIG-WEA.

Der Betrieb entsprechend *Option 3* demonstriert die Anwendung der Statik für maschinen- und netzseitigen Inverter der DFIG anhand der Blindleistungsverteilung aller WEA im Offshore-Netz. Zwischen 5-6 s Simulationszeit speist lediglich DFIG-WEA 4 ihre Nennwirkleistung ins Offshore-Netz, wobei sie von der Blindleistungskompensation durch die im Leerlauf verbleibenden WEA entlastet wird. Da der DFIG-Umrichter lediglich für 30 % der WEA-Leistung ausgelegt ist, kann der netzseitige Inverter im stark untersynchronen Betrieb nicht so viel Blindleistung aufbringen

wie installierte Vollumrichter-WEA, während der Blindleistungskompensation durch die Maschine aufgrund des Übersetzungsverhältnisses des Generators und der Aussteuerung des Machine-Side-Inverter limitiert ist. Die Ergebnisse zeigen, dass sich beide DFIG dementsprechend weniger als FSC-WEA an der Blindleistungskompensation beteiligen.

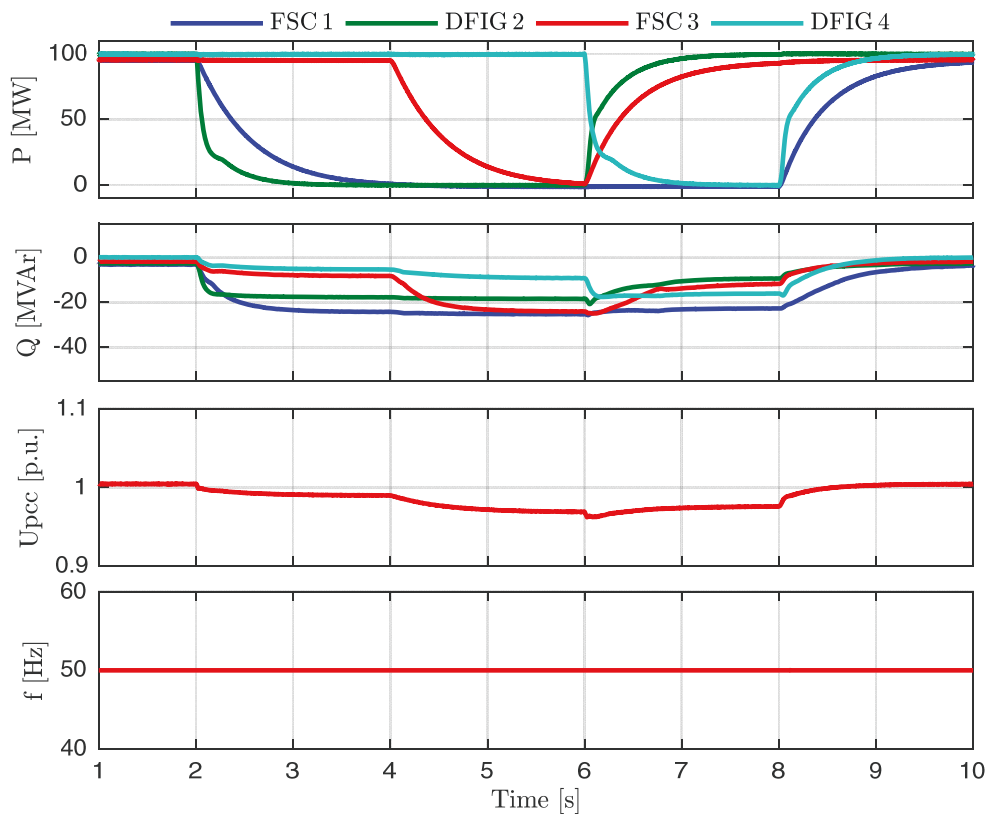


Abbildung 6.12: 2 FSC + 2 DFIG-WEA mit FixReF-Regelung Betriebsführung entsprechend *Option 3*, Simulationsergebnisse

6.3.3 Betrieb bei fehlerhaftem oder fehlendem Synchronisationssignal

Alle WEA-Einheiten könnten die Lage des globalen Referenzsystems mit Hilfe einer lokalen Zeitmessung bestimmen, die regelmäßig durch ein externes Signal synchronisiert wird. Aufgrund von Ungenauigkeiten bei der technischen Umsetzung der Zeitmessung kommt es zu Messfehlern die einen synchronen Betrieb ohne Synchronisationssignal, je nach Größe des Messfehlers, nur über einen gewissen Zeitraum ermöglichen würden. Die Abweichung oder der Verlust des Synchronisationssignals der FixReF-Stromregelung einer Einheit verursacht einen Winkelfehler des Referenzsystems zur Lage der Referenzsysteme aller anderen WEA im Netz.

Abbildung 6.13 stellt die Simulationsergebnisse eines über der Zeit ansteigenden Winkelfehlers zwischen 0–6 Grad einer WEA im Netz der Konfiguration aus Kapitel 6.3.1 dar. Die Ergebnisse zeigen, dass der überlagerte Zwischenkreisspannungsregler die Wirkleistung aller WEA unabhängig vom Winkelfehler konstant bei Nennleistung hält. Stattdessen verursacht ein Winkelfehler von 3 Grad eine zusätzliche Blindleistungsbelastung von etwa 0,1 p.u. und ein Winkelfehler von

6 Grad etwa 0,2 p.u. Blindleistungsbelastung bei Nennleistung. Diese Ergebnisse stellen eine Mittelwertbetrachtung dar und sind abhängig von der gewählten Netzkonfiguration. Unterschiedliche Impedanzverteilungen zwischen den WEA können durchaus stärkere oder schwächere Blindleistungsbelastungen bei Winkelfehlern hervorrufen. Die Fortsetzung des Betriebs der WEA hängt zudem von ihrer installierten Scheinleistungskapazität ab. Zusätzlich wären auch Wirk- oder Blindleistungsbegrenzungen denkbar, um den Betrieb bei Winkelfehlern übergangsweise zu ermöglichen. In wie weit Winkelfehler den Betrieb von WEA einschränken oder verhindern, muss daher in Anbetracht vieler Faktoren wie Netzimpedanz, Scheinleistungskapazität der WEA, oder zusätzlichen Schutzfunktionen innerhalb der WEA-Regelung von Fall zu Fall bestimmt werden.

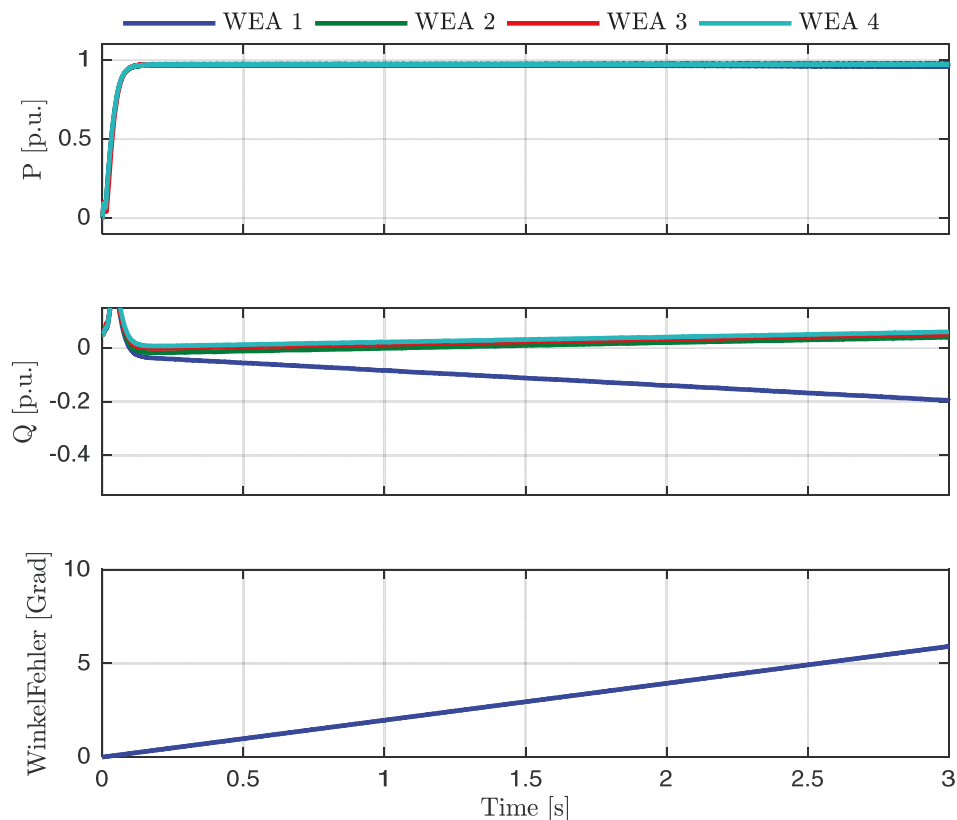


Abbildung 6.13: Simulationsergebnisse eines steigenden Winkelfehlers an einer WEA bei FixReF-Stromregelung

6.3.4 PLL-Notbetrieb bei Verlust des Synchronisationssignals

Eine Möglichkeit den Betrieb von Einzel-WEA trotz Verlust oder zu starker Abweichung des Synchronisationssignals fortzuführen, besteht im Wechsel der Betriebsart. Dies bietet der Einzel-WEA, beispielsweise bei einem Ausfall ihrer lokalen Synchronisationseinheit, die Möglichkeit in den konventionellen PLL-Betrieb zu wechseln. Wird beispielsweise der Verlust des Synchronisationssignals detektiert, kann der FixReF-Betrieb auf Basis der lokalen Zeitmessung abhängig von deren Genauigkeit noch über einen definierten Zeitraum erfolgen. Wird dieser Zeitraum überschritten, würde die WEA für den Wechsel der Betriebsart kurzzeitig den Betrieb unterbrechen und sich anschließend im PLL-Betrieb erneut auf die Netzspannung an den WEA-Terminals synchronisieren und so den Betrieb fortsetzen. Im PLL-Betrieb beteiligen sich WEA jedoch nicht an

der Netzbildung des Offshore-AC-Netzes und damit weder an dessen Frequenzhaltung noch an der automatischen Blindleistungskompensation. Es besteht jedoch die Möglichkeit, WEA im PLL-Notbetrieb zumindest netzstützend zu betreiben und damit eine statische Kompensation zur Verfügung zu stellen, welche arbeitspunktabhängig Blindleistung zur Entlastung der FixReF-WEA bereitstellt. Abbildung 6.14 beschreibt die Statik zur statischen Kompensation im PLL-Betrieb nach Gleichung (6.2). Da das Offshore-Netz bei Nennleistung passiv kompensiert ist (siehe Abschnitt 2) müssen WEA den Blindstromanteil i_0 relativ zu ihrem Nennstrom im Leerlauf bereitstellen.

$$i_q = -i_0 \cdot i_d + i_0 \quad (6.2)$$

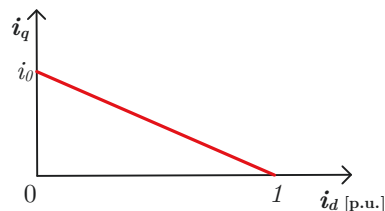


Abbildung 6.14: Statik der statischen Kompensation für WEA im PLL-Notbetrieb

Notbetrieb ohne statische Kompensation

Abbildung 6.15 zeigt Simulationsergebnisse der Konfiguration aus Abschnitt 6.3.1 bei denen sich eines der WEA-Cluster im PLL-Notbetrieb befindet. Die Ergebnisse zeigen identische Wirkleistungsverläufe verglichen mit Abbildung 6.9, welche ausschließlich WEA mit FixReF-Stromregelung zeigt. Dabei ist bemerkenswert, dass Wirkleistungseinspeisung der FixReF-WEA für den Betrieb des Offshore-Netzes nicht notwendig ist. So speist im Simulationszeitraum zwischen 5-6 s lediglich WEA 4 im PLL-Notbetrieb Wirkleistung in das Offshore-Netz, während sich die verbleibenden FixReF-WEA im Leerlauf befinden. Netzfrequenz f und Spannungsamplitude U_{PCC} zeigen trotz PLL-Notbetrieb einer WEA ein stabiles Betriebsverhalten des Offshore-Inselnetzes unabhängig von durchgeführten Wirkleistungstransienten.

Die Blindleistungsverläufe stellen dar, dass sich die WEA- im PLL-Notbetrieb nicht an der Kompensation des Offshore-Netzes beteiligen, da sie arbeitspunktunabhängig im Rahmen der PLL-basierten Voltage-Oriented-Control ihren Strom vollständig in Phase mit der Spannung am WEA-Terminal einspeisen. Im Simulationszeitraum 6–8 s wird WEA 4 im PLL Betrieb zusammen mit den FixRef-WEA 1,2,3 bei niedriger Teillast bzw. im Leerlauf betrieben. Die Verläufe zeigen, dass die fehlende Blindleistung der PLL-WEA zusätzlich durch alle FixReF-WEA kompensiert wird.

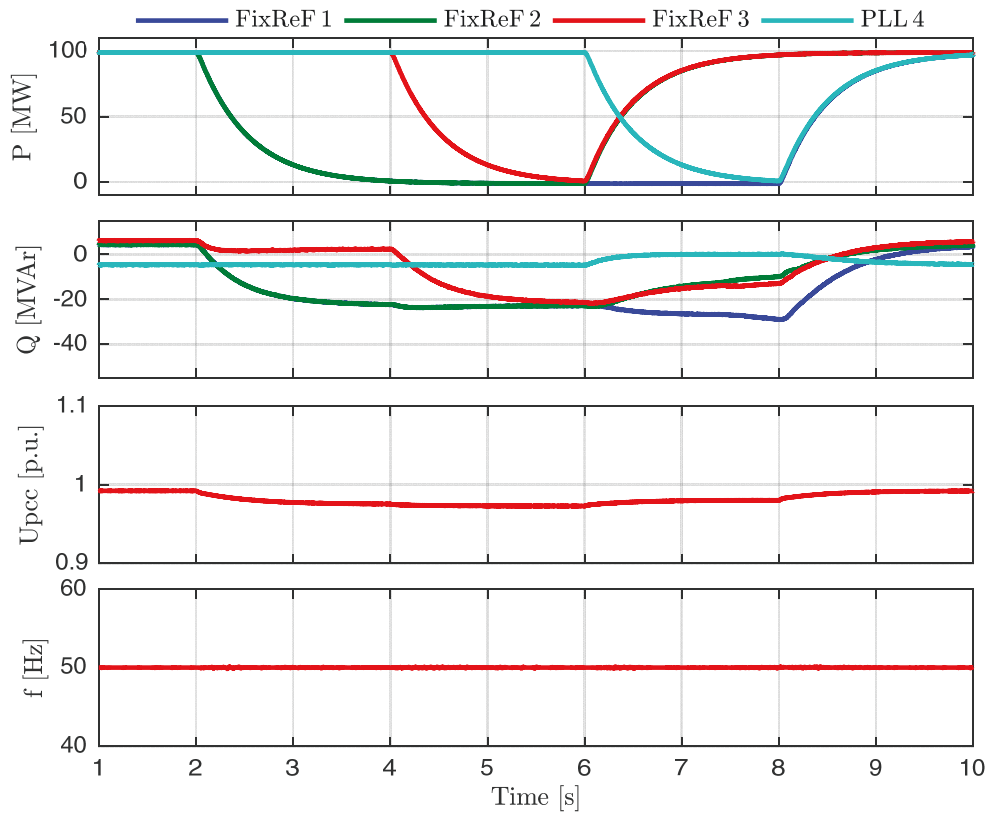


Abbildung 6.15: Simulationsergebnisse 3 WEA mit FixReF-Stromregelung zusammen mit 1 WEA mit PLL-Notbetrieb

Notbetrieb mit statischer Kompensation

Abbildung 6.16 zeigt die Simulationsergebnisse für die Verwendung der statischen Kompensation nach Gleichung (6.2). In Anbetracht des Beispielnetzes aus Abschnitt 2 wird dafür ein relativer Blindstrom von $i_0 = 0.18$ angenommen. Die Ergebnisse stellen innerhalb des Simulationszeitraums 6–8 s eine statische Kompensation von 18 MVA dar, die durch die PLL-WEA im Leerlauf oder bei niedriger Teillast erfolgt. Gleichzeitig müssen FixReF-WEA diesen Anteil nicht kompensieren. Es sei erwähnt, dass es sich bei der statischen Kompensation im PLL-Notbetrieb um Blindstromeinspeisung handelt, die lediglich von der eingespeisten Wirkleistung der jeweiligen WEA abhängt. Blindleistung die durch variierenden Bedarf des Offshore-Netzes kompensiert werden muss, z.B. durch variierende Leistungseinspeisung anderer WEA oder Zu- bzw. Abschaltung von Filtereinheiten oder Kabelsträngen, wird weiterhin nur durch FixReF-WEA aufgebracht.

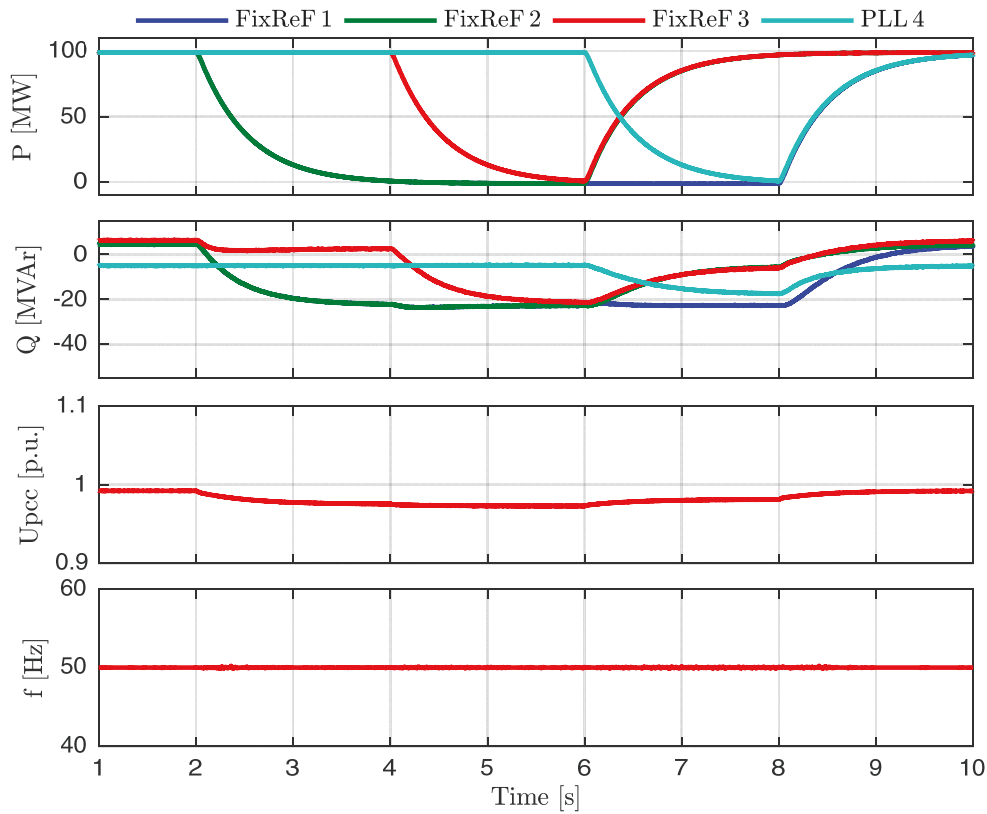


Abbildung 6.16: Simulationsergebnisse 3 WEA mit FixReF-Stromregelung zusammen mit 1 WEA mit PLL-Notbetrieb mit statischer Kompensation

6.3.5 Betrieb bei Netzfehlern im Offshore-Netz

Die Netzanschlussrichtlinien relevanter Netzbetreiber geben innerhalb des Verbundnetzes das Verhalten für WEA bei Kurzschlüssen vor. Dabei soll auf Basis dieser Vorgaben in der Regel kapazitiver Blindstrom helfen, die Spannung während des Fehlers zu stützen und das vornehmlich induktive Verbundnetz bei Spannungswiederkehr zu magnetisieren. Europäische Rahmenbedingungen durch den RfG [11] beinhalten zu diesem Zweck Blindstromvorgaben für bestimmte Spannungseinbruchstiefen, die im Fehlerfall durch die WEA bereitgestellt werden müssen. Der Blindstromvektor beschreibt die Stromkomponente der WEA die rechtwinklig zum AC-Spannungszeiger steht, um Blindleistung zwischen WEA und Netzspannungsquelle zu verschieben. Die fehlende AC-Spannungsquelle in Offshore-Inselnetzen mit DG-HGÜ führt jedoch dazu, dass Blindstrom zwischen einzelnen WEA verschoben wird, was letztlich keine Stabilitätsvorteile für das Offshore-Netz im Fehlerbetrieb bedeutet [46]. Gleichzeitig ist es insbesondere in Offshore-Inselnetzen aufgrund ihrer geringen Ausdehnung notwendig, Fehler möglichst schnell selektiv vom Netz zu trennen, was wiederum eine möglichst hohe Bereitstellung von Fehlerströmen an der Fehlerstelle erfordert. Die FixReF-Stromregelung ermöglicht im Fehlerfall allen WEA ihren Strom in Phase

einzuspeisen und dadurch den maximalen Fehlerstrom an der Fehlerstelle bereitzustellen ohne unnötig Blindleistung zwischen WEA zu verschieben.

Eine weitere Rolle spielt die Frequenzhaltung des Offshore-Inselnetzes im Fehlerfall. Die in Abschnitt 4 beschriebenen Verfahren [3] und [18] regeln die Offshore-Netzfrequenz mit Hilfe der d-q-Stromkomponenten als Stellgröße, was bei einer Strombegrenzung im Fehlerfall zeitweise zu einer unregelmäßigen Netzfrequenz führt, wodurch starke Frequenzabweichungen auftreten können. Simulationen von Offshore-LVRT-Events in [3] zeigen Frequenzschwankungen von über 100 Hz die während und nach der Klärung von Offshore-Fehlern auftreten. Die FixReF-Stromregelung prägt hingegen stets eine feste Netzfrequenz ein, unabhängig davon ob sich WEA im Normal- oder Fehlerbetrieb befinden. Dies ist insbesondere bei niedrigen Spannungseinbrüchen von Vorteil, da in solchen Fällen z.B. die Bestimmung der Netzfrequenz für eine Regelung nicht trivial ist [47][48].

Abbildung 6.17 zeigt einen Kurzschluss am PCC der betrachteten Konfiguration aus Abschnitt 6.3.1. Die Simulationsergebnisse in Abbildung 6.18 a) beschreiben einen symmetrischen dreiphasigen Fehler mit 0 % Restspannung für den Fall, dass alle WEA im Offshore-Netz ihren Strom in Richtung der FixReF-d-Achse einspeisen. Aufgrund der induktiven Spannungsabfälle von WEA-Trafo und Strangkabel verbleiben die Spannungen am WEA-Terminal bei etwa 10 % Restspannung. Der Verlauf zeigt eine stabile Wiederkehr der Wirkleistung ohne Überspringen oder Leistungsoszillationen nach dem Fehler. Die Netzfrequenz bleibt während des Fehlers absolut konstant. Bei Spannungswiederkehr kommt es zu einer Frequenzabweichung von etwa 0,7 Hz, was aus dem Übergang zwischen der Stromeinspeisung in der d-Achse zurück zum Betrieb mit Statik resultiert. Der Fehlerstrom beträgt etwa 8,5 kA.

Abbildung 6.18 b) stellt im Vergleich die Simulationsergebnisse für den Fall dar, dass während des Fehlers jeweils die Hälfte aller WEA ihren Strom 90 Grad phasenverschoben zueinander einspeisen. Die Ergebnisse zeigen einen um 40 % reduzierten Fehlerstrom von 6 kA. Aufgrund der Phasenverschiebung der Stromzeiger kommt es bei Spannungswiederkehr zu einem Wirk- und Blindleistungsfluss zwischen den WEA für etwa eine halbe Sekunde und zu einer erhöhten Frequenzschwankung von etwa 1 Hz.

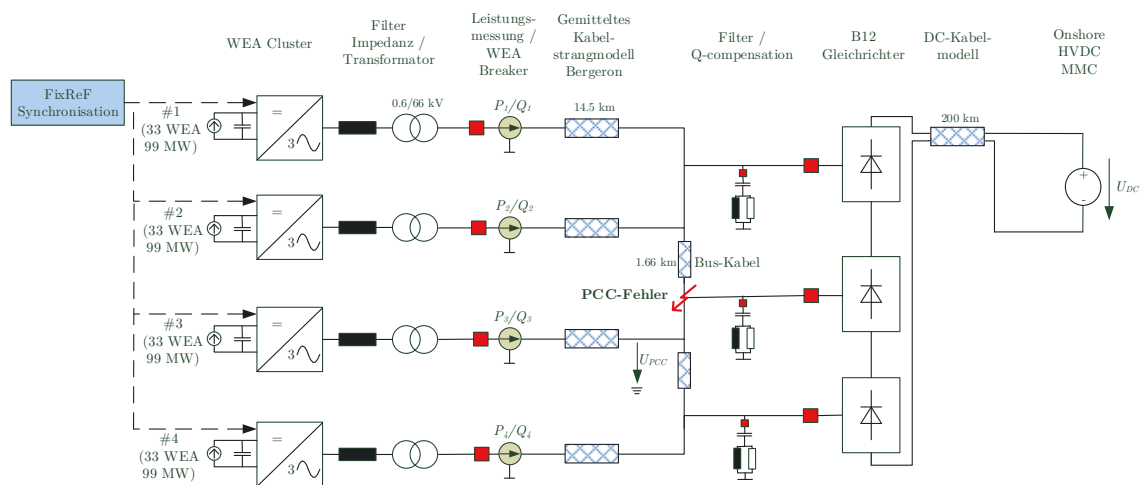
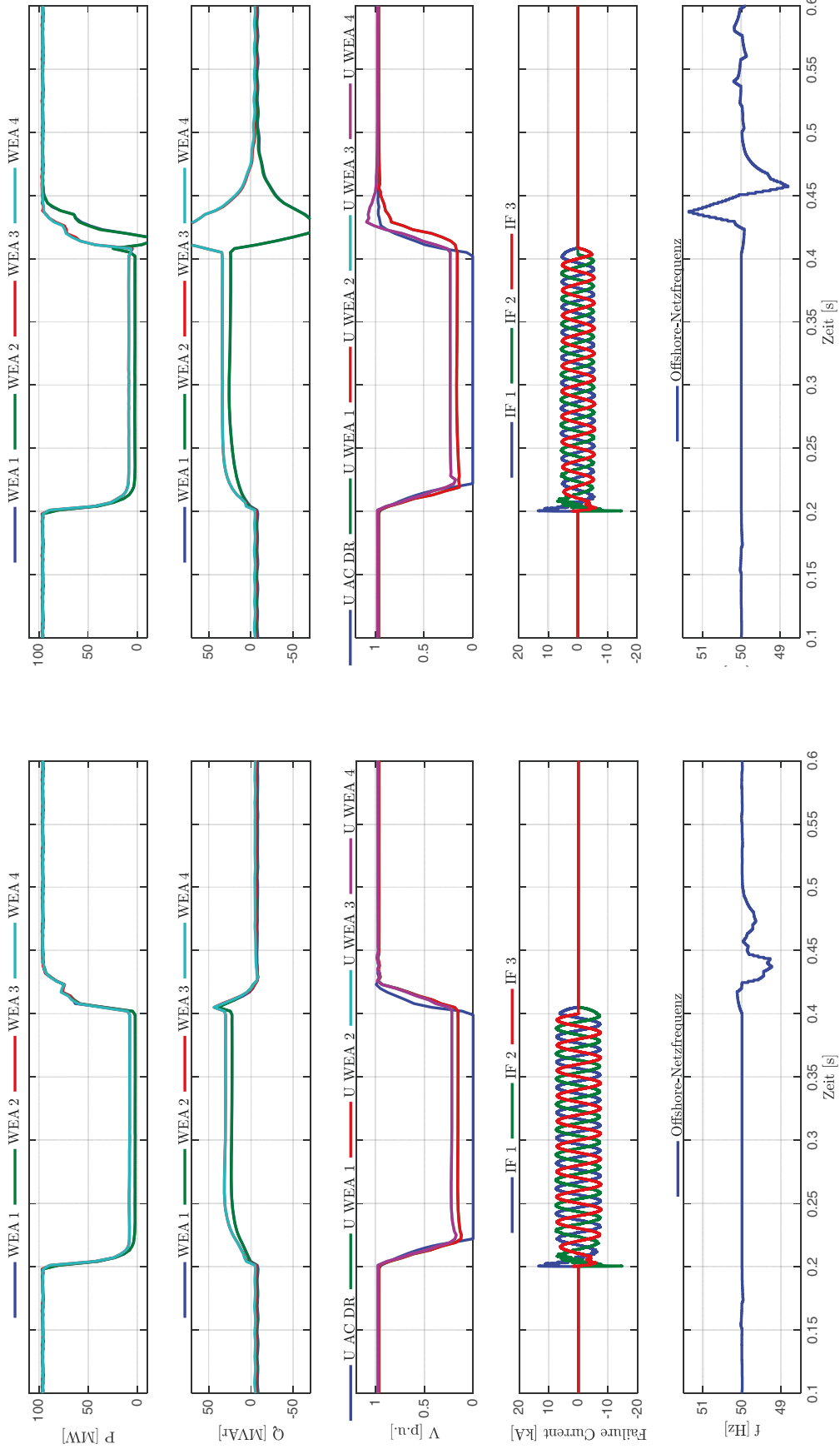


Abbildung 6.17: Modellkonfiguration für die Simulation von Fehlern am Offshore-PCC



a) Alle WEA speisen Fehlerstrom in Phase ein

b) Phaseverschiebung der WEA-Fehlerströme

Abbildung 6.18: Vergleich der Simulationsergebnisse eines dreiphasigen Kurzschlusses am Offshore-PCC

6.3.6 Eigenbedarfsversorgung bei Windstille

Die folgende Ausführung zur Strategie der Eigenbedarfsversorgung sowie entsprechende Untersuchungsergebnisse sind der Veröffentlichung [49] des Autors entnommen.

Für die Versorgung ihrer Hilfsbetriebe muss Offshore-WEA Energie z.B. bei Windstille oder im Fehlerfall bereitgestellt werden. Die DG-HGÜ ist jedoch durch einen unidirektionalen Leistungsfluss gekennzeichnet, wodurch der Eigenbedarf der WEA von einer zusätzlichen Quelle versorgt werden muss. Die wichtigsten Verbraucher stellen dabei Pitch- und Yaw-Antriebe sowie Schmierölpumpen für Getriebe und Lager dar. Aufgrund von größeren Verbräuchen wie Blattheizungen die teilweise gegen Vereisung eingesetzt werden, wird angenommen, dass jede WEA zu diesem Zweck im Mittel eine Hilfsbetriebeleistung von $P_{Aux}=0,1$ p.u. benötigt. Entsprechend Abschnitt 2 erfordert das Offshore-Netz zur Kompensation ohmscher Verluste weniger als 1% bei Nennleistung, weshalb die erforderliche Wirkleistung zur Netzbildung als vernachlässigbar klein angesehen werden kann. Für eine Versorgung des WEA-Eigenbedarfs muss jedoch vorher das kapazitive Seekabelnetz aufgeladen werden. Betrachtet man Netz und WEA-Hilfsbetriebe, erfordert die notwendige Blindleistung (0,2 p.u. relativ zur Nennscheinleistung des Parks) zur Aufladung der Seekabel etwa den vierfachen Strom verglichen mit dem benötigten Wirkanteil zur Versorgung der WEA.

Verschiedene Strategien für die Eigenbedarfsversorgung von Offshore-Netzen mit DG-HGÜ werden in [46],[50],[51] und [52] beschrieben:

[46] beschreibt die Eigenbedarfsversorgung mit Hilfe eines zum Landnetz verbundenen AC-Kabels, dessen Verbindung nur bei Bedarf hergestellt und bei leitendem Gleichrichter unterbrochen wird. Dies hat zum einen den Nachteil einer deutlich wachsenden Komplexität der WEA-Regelung, da diese die Verbindung des AC-Kabels erkennen und mit einem automatischen Wechsel des Betriebsmodus vom netzbildenden Inselbetrieb zum netzfolgenden Verbundnetzbetrieb reagieren muss. Zum anderen muss das AC-Kabel zusätzlich zum erforderlichen Wirkstrom auch den deutlich höheren Blindstrom für die Aufladung des Kabelnetzes führen, was eine zusätzliche Kabeldimensionierung und damit verbundene Kosten erfordert.

[50] beschreibt die Blindleistungskompensation mit Hilfe einer Statischen Kompensation (StatComs) im Offshore-Netz. Auf die erforderliche Wirkleistungsversorgung wird dabei jedoch nicht näher eingegangen.

[51] und [52] präsentieren einen VSC AC-seitig parallel und DC-seitig in Reihe zu den DG-Einheiten, wobei hier jeweils nicht auf die Regelung der Eigenbedarfsversorgung eingegangen wird.

Auch die Anwendung der FixReF-Stromregelung ermöglicht verschiedene Varianten der Eigenbedarfsversorgung. Die Versorgung mittels AC-Kabel ist auch in Verbindung mit FixReF möglich, erfordert jedoch auch hier aufwendige Wechsel der Betriebsmodi durch die WEA. Stattdessen kann ein zusätzlicher VSC (Aux-VSC) auf der Offshore-Seite des Mittelspannungskabels zur Eigenbedarfsversorgung (Aux-Kabel) dafür sorgen, dass alle WEA kontinuierlich mit der FixReF-Stromregelung betrieben werden können (siehe Abbildung 6.19). Da der Aux-VSC das kapazitive Offshore-Netz mit Blindleistung versorgt, muss das Aux-Kabel lediglich den deutlich geringen Wirkstrom zur Eigenbedarfsversorgung führen. Die Funktionalität der FixReF-Stromregelung

wäre auch bei Installation des Aux-VSC an Land gegeben und könnte dessen Offshore Plattform einsparen, würde aber stattdessen eine größere Auslegung von Aux-Kabel und -Converter für zusätzlichen Blindstrom erfordern.

Abbildung 6.19 stellt schematisch die Modellkonfiguration der Eigenbedarfsversorgung mit Hilfe des Aux-VSC dar. Beim Aux-Kabel handelt es sich um ein Mittelspannungskabel von 160 km Länge mit zusätzlicher Kompensation an Anfang und Ende. Der Aux-VSC wird DC-seitig durch einen ungesteuerten Gleichrichter auf der Aux-Kabel-Seite gespeist. Dies beschreibt eine industrielle Lösung die beispielsweise in einem ähnlichen Leistungs- und Spannungsbereich zur Eigenbedarfsversorgung von Schiffen über das Landnetz in Häfen eingesetzt wird [53].

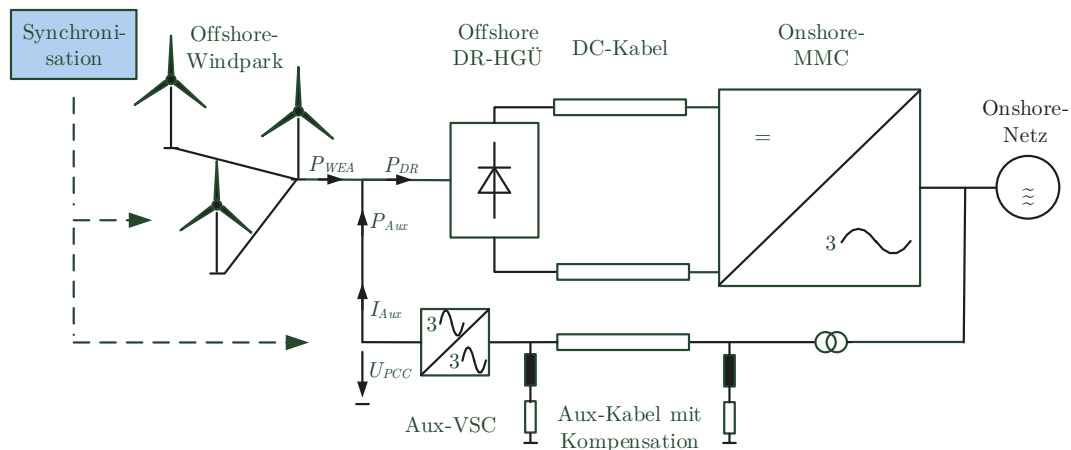


Abbildung 6.19: Hilfsbetriebeversorgung mit Frequenzumrichter und AC-Aux-Kabel

Abbildung 6.20 beschreibt schematisch das Blockschaltbild der Aux-VSC-Regelung in FixReF-Koordinaten. Der überlagerte Spannungsregler regelt die Spannungsamplitude U_{PCC} bei Windstille am Anschlusspunkt des Windparks. Betragsänderungen der Spannung durch schwankende Last im AC-Offshore-Netz regelt der Aux-VSC mit dem Referenzwert des FixReF-d-Stroms $I_{d,Aux}^*$ als Stellgröße. Der Strom in der FixReF-q-Achse $I_{q,Aux}$ kann mit Hilfe der überlagerten Statik genutzt werden, um den Zeiger der PCC-Spannung in Richtung FixReF-d-Achse zu drehen und den Aux-VSC zusätzlich zu den WEA, an der Blindleistungskompensation des Offshore-Netzes zu beteiligen. Der Sollwert der Spannungsamplitude am PCC liegt mit $U_{PCC}^* = 0,9$ p.u. unterhalb der PCC-Spannung bei leitendem Gleichrichter, um zu vermeiden, dass Wirkleistung des Aux-VSC über die DG-HGÜ wieder zurück ins Onshore-Netz fließt. Bei ansteigendem Windstrom reduziert der Spannungsregler des Aux-VSC den d-Stromreferenzwert $I_{d,Aux}^*$. Übersteigt die produzierte WEA-Leistung (P_{WEA}) die erforderliche Eigenbedarfsleistung des Windparks, begrenzt der Aux-VSC die eigene Wirkleistung zu null ($P_{Aux} = 0$), da sein ungesteuerter Gleichrichter keine Leistung abführen kann. Die steigende Spannung hält den Spannungsregler des Aux-VSC in der unteren Begrenzung $I_{d,Aux}^* = 0$ und lässt den Gleichrichter der DG-HGÜ leiten. Bei leitendem Gleichrichter ist die Nennspannung des Windparks ($U_{PCC} = 0.95-1.05$ p.u.) stets oberhalb des Sollwertes des Spannungsreglers ($U_{PCC}^* = 0.9$ p.u.), wodurch die untere Begrenzung den Spannungsregler des Aux-VSC im Gleichrichterbetrieb deaktiviert und diesen stattdessen stromgeregelt mit $I_{d,Aux}^* = 0$ be-

treibt. Die Regelung des Aux-VSC in FixReF-Koordinaten entsprechend der dargestellten Strategie ermöglicht eine Versorgung des Inselnetzes ohne genaue Kenntnisse über den Wirk- bzw. Blindanteil der zu versorgenden Lasten. Dies resultiert daraus, dass das FixReF-Koordinatensystem nicht zwangsläufig in Phase mit der Netzspannung liegt und daher beispielsweise die Komponente $I_{d\ Aux}$ nicht ausschließlich Wirkstrom bereitstellt.

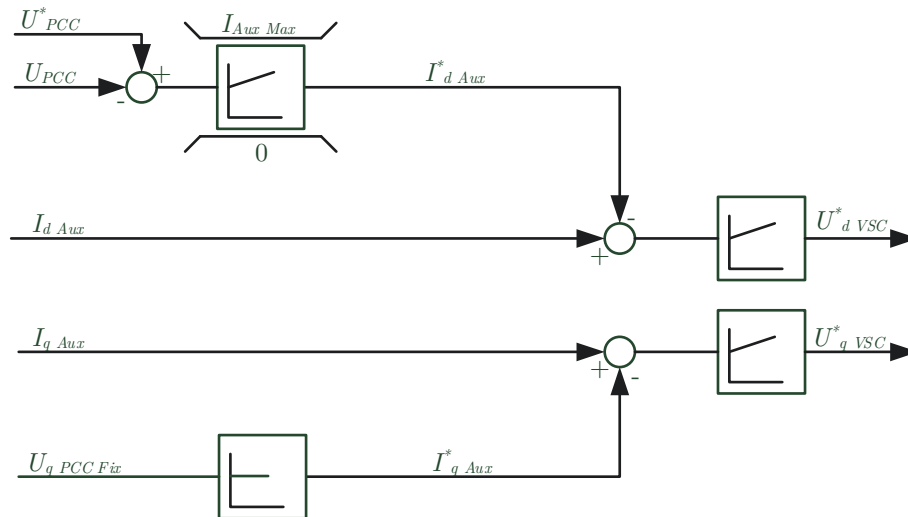


Abbildung 6.20: Schematisches Blockschaltbild der Aux-VSC-Regelung

Die Simulationsergebnisse in Abbildung 6.21 zeigen die Leistung der WEA, der DG-HGÜ sowie des Aux-VSC für ein rasches Ansteigen, sowie Abflauen des Windes im Offshore-Netz. Separat zuschaltbare Lasten von insgesamt 40 MW bilden den Eigenbedarf der WEA ab. Zur besseren Darstellbarkeit der Ergebnisse wird die relative Leistung P_{Aux} auf die maximale Eigenbedarfslast von 40 MW bezogen, obwohl der Aux-VSC zur Aufladung des Kabelnetzes über eine Nennscheinleistung von 90 MVA verfügt.

Zu Beginn der Simulation wird der Eigenbedarf des Parks bei Windstille versorgt. Der Aux-VSC regelt die PCC-Spannung auf $U_{PCC} = 0.9$, wodurch der Gleichrichter nicht leitet ($P_{DG} = 0$). Nach einer Sekunde Simulationszeit steigt die WEA-Leistung der vier Cluster, wodurch gleichzeitig die Leistung des Aux-VSC auf null absinkt. Bei 1,2 s Simulationsdauer übersteigt die AC-Spannung des Windparks die DC-Spannung der HGÜ wodurch der Gleichrichter leitend wird. Bei leitendem Gleichrichter wird die Amplitude der AC-Spannung durch die DC-Spannung der HGÜ vorgegeben weshalb die Spannungsregelung des Aux-VSC inaktiv ist und Spannungsabweichungen von 5 % lediglich vom Spannungsabfall über den DG-Trafos verursacht werden. Zwischen 3–5 s speisen alle WEA Nennleistung in das Offshore-Netz, während der Aux-VSC seine Leistung $P_{Aux} = 0$ regelt. Nach 5 s kommt es zu einem schnellen Leistungseinbruch, sodass die Produktion aller WEA im Windpark innerhalb von 2 s stoppt. Nach 6,5 s fällt die AC-Spannung des Windparks unter die DC-Spannung der HGÜ was den Spannungsregler des Aux-VSC frei gibt. Der Aux-VSC regelt die Amplitude der AC-Spannung auf ihren Referenzwert von $U_{PCC} = 0.9$ p.u. und versorgt die WEA-Hilfsbetriebe. Die Spannungsregelung des Aux-VSC verdeutlicht eine schnelle Schalthandlung zwischen 8,5–9 s. Dabei werden etwa 40 % der WEA-Hilfsbetrieb ab- und anschließend wieder zugeschaltet. Der Leistungsverlauf des Aux-VSC zeigt hier eine Variation von 40% bei einer

Schwankung der Spannungsamplitude von $U_{PCC} \pm 3\%$. Der Betrieb des Aux-VSC sollte unter folgende Randbedingungen erfolgen:

- Keine Spannungsregelung des Aux-VSC bei leitendem DG-HGÜ
- Kein zirkulierender Wirkleistungsfluss vom Aux-VSC in die DG-HGÜ
- Kein Auslösen von LVRT-Betrieb der WEA bei transienten Schalthandlungen von Hilfsbetriebe Lasten

Da die Erfüllung dieser Randbedingungen in einem vorgegebenen Spannungsband $U_{PCC} = 0,9-1,1$ die Variation der DC-Spannung der HGÜ erfordern würden, erfolgt hier eine Erweiterung des Spannungsbandes für den Normalbetrieb auf $0,85-1,1$ p.u..

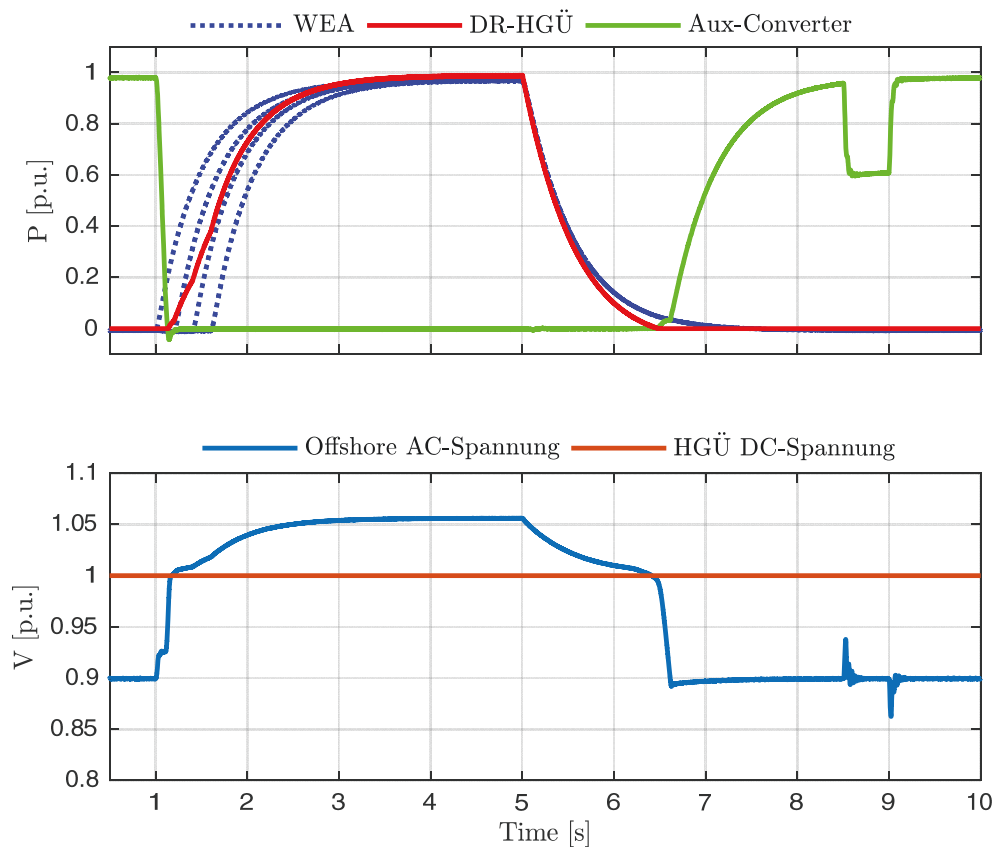


Abbildung 6.21: Simulationsergebnisse der Eigenbedarfsversorgung mit Hilfe des Aux-Converters

7 Inselnetz Demonstrator

Eine Untersuchung für Regelungsverfahren von Offshore-Windparks mit DG-HGÜ erfolgt in allen bekannten Quellen mit Hilfe von elektromechanischer Windparksimulation. Die Umsetzung eines entwickelten Verfahrens auf einem Laborprüfstand sind weder aus [3] noch [18] bekannt.

Das folgende Kapitel beschreibt die Umsetzung der FixReF-Regelung auf dem Prüfstand eines Offshore-Inselnetzes und zeigt Messergebnisse des zuvor simulativ untersuchten Gleichrichter- und PLL-Notbetriebs. Dabei beschreibt der Abschnitt das Prüfplatzprinzip und die Implementierung von Voltage-Oriented-Control und FixReF-Regelung in WEA und HGÜ-Invertern und zeigt, welche Besonderheiten beim Detektieren des FixReF-Synchronisationssignals in realen Umrichtersteuerungen beachtet werden müssen. Nennparameter und Konfiguration des Prüfstands entsprechen den relativen Impedanzen des Beispielnetzes mit Diodengleichrichter-HGÜ aus Kapitel 2.

Messergebnisse zeigen die Verteilung von Wirk- und Blindleistungsverläufen des Betriebs von drei Modellumrichtern am Gleichrichter mit implementierter FixReF-Regelung und belegen die Funktionalität der entwickelten Statik zur optimierten Blindleistungsverteilung. Zusätzlich bestätigen Messergebnisse des PLL-Notbetriebs die elektromechanische Untersuchung aus Kapitel 6.3.4.

7.1 Prüfstandkonzept

Abbildung 7.1 zeigt den Laborprüfstand des Offshore-Inselnetzes bestehend aus 5 WEA und 2 VSC-HGÜ Einheiten, von denen für die Untersuchung der FixReF-Regelung lediglich 3 WEA und 1 HGÜ Anlage verwendet werden.



Abbildung 7.1: Laborprüfstand Offshore-Inselnetz

Abbildung 7.2 zeigt schematisch den Leistungsfluss im Modellnetz des Prüfstands. Die WEA entnehmen dem Labornetz Wirkleistung (P_{WEA}) auf der MSC-Seite und übertragen sie in das LSC-seitige Offshore-Labornetz, von wo aus die HGÜ Leistung ($P_{HGÜ}$) zurück ins Labornetz überträgt.

Die entnommene Leistung wird somit über das Offshore-Netz im Kreis gefahren, wobei das Verbundnetz lediglich entstehende Verluste (P_{Verl}) kompensiert. Mit Hilfe einer zentralen Teststandsteuerung (Master-SPS) können allen beteiligten Invertern unabhängige Arbeitspunkte vorgegeben und verschiedene Leistungsflüsse im Offshore-Netz nachgestellt werden.

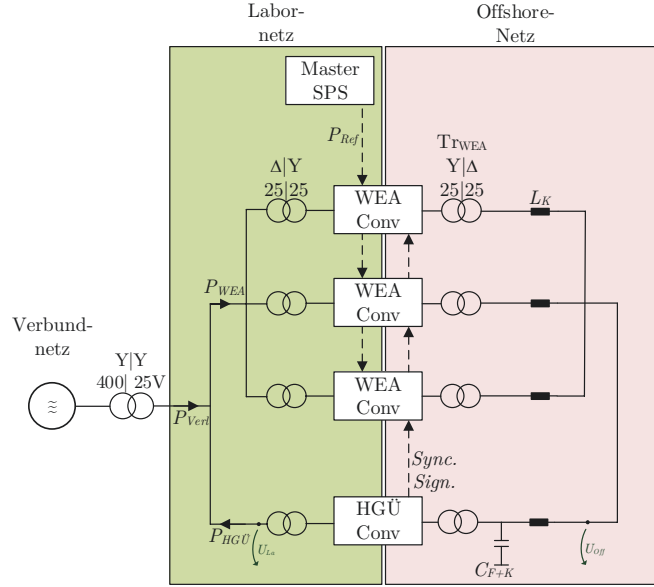


Abbildung 7.2: Anordnung Laborprüfstand Offshore-Inselnetz

Einstellbare Induktivitäten zur Filter- L_F und Kabelabbildung L_K der WEA- und HGÜ-Einheiten definieren den gewünschten relativen Spannungsabfall bei gewähltem Nennstrom. Eine Nennspannung von 25 V AC im Offshore- und Labornetz ermöglicht die Verwendung des Prüfstands ohne Berührungsschutz. Mit einem Wicklungsverhältnis, welches Primär- und Sekundärseitig stets die gleiche Spannung einstellt, bilden die Transformatoren im Offshore- und Labornetz lediglich galvanische Trennung und Stern-Dreieck-Transformationen realer Netze ab.

Abbildung 7.3 beschreibt die Impedanzverteilung im Prüfstand Offshore-Inselnetz anhand relativer Spannungsabfälle und Ableitströme der verbauten Komponenten. Bei Nennspannung im Offshore-Netz ($U_{Off} = 25$ V) stellt die Kapazität C_{F+K} mit $i_0 = 0,177$ die zusammengefasste Kapazität von DG-Filter und Kabeln des Beispiel-Offshore-Netz aus Abschnitt 2 dar. Die Auslegung des Nennstromes der WEA-Einheiten ($I_{WNenn} = 4$ A) sowie entsprechende Anzapfungen der Filterinduktivität und der Transformatoren führen zu einem $u_k = 0,175$ und damit zur nahezu vollständigen Kompensation des Offshore-Netzes im Laborprüfstand bei Nennleistung der 3 WEA (je 170 W). Besonderheiten des Prüfstands stellen sowohl der hohe Leerlaufstrom ohmscher Komponenten ($i_r = 0,152$) als auch der ohmsche Spannungsabfall ($u_r = 0,037$) der WEA- und HGÜ-Transformatoren bei Nennstrom dar. Die gewählten Transformatoren skalieren Leerlauf und Kupferverluste nicht relativ zum realen Offshore-Netz, da das Wachstumsgesetz von Transformatoren ein unterschiedliches Wachstum zwischen Schein- und Verlustleistung in Bezug zur baulichen Abmessung (k) vorgibt (Gleichung (7.1),(7.2)). [54]

$$S^* = S \cdot k^4 \quad (7.1)$$

$$P_V^* = P_V \cdot k^3 \quad (7.2)$$

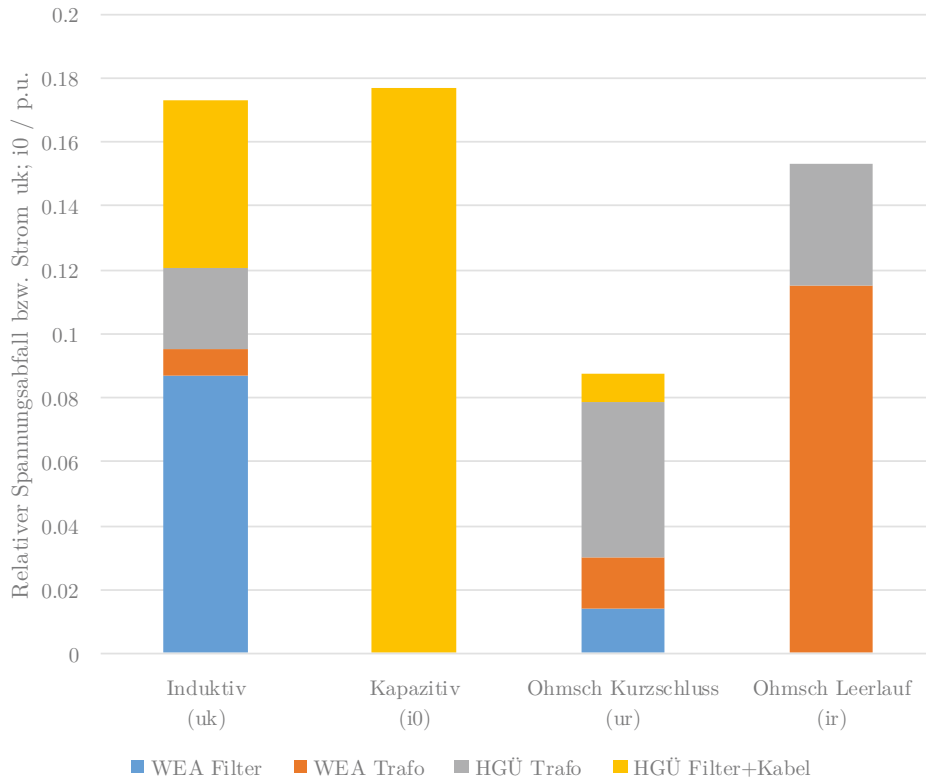


Abbildung 7.3: Relative Spannungsabfälle und Ableitströme der jeweiligen Komponenten im Prüfstand bezogen auf ihre Nennspannungen bzw. Nennströme

HGÜ-Konverter

Sowohl WEA als auch HGÜ-Einheiten sind beidseitig als 3-Level Neutral-Point-Clamped-Inverter (NPC) MOSFET-Schaltung mit einer Schaltfrequenz von $f_s = 2500$ Hz ausgeführt (Abbildung 7.4). Die Ansteuerung der Offshore-seitigen MOSFETS der HGÜ wird im Betrieb als DG-HGÜ deaktiviert, wodurch die MOSFET-Body-Dioden das Verhalten eines B6-Gleichrichters nachstellen. Bei leitendem Gleichrichter erfordert die Nennspannung des Offshore-Netzes ($U_{off} = 25$ V AC) eine Zwischenkreisspannung der HGÜ von $U_{DCHGÜ} = 30$ V bei einem gewählten Nennstrom des gesamten Windparks von $I_G = 15$ A (siehe Gleichung (4.14)). Der Onshore-Inverter regelt die Zwischenkreisspannung der HGÜ entsprechend der konventionellen, PLL-basierten Voltage-Oriented-Control.

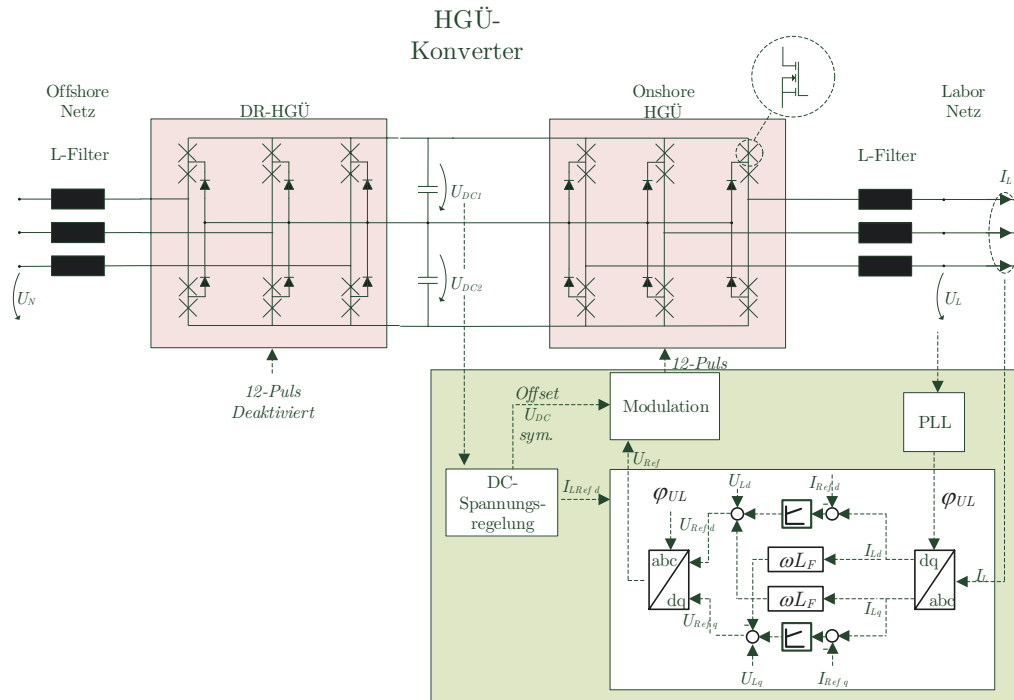


Abbildung 7.4: Regelung und Aufbau der HGÜ-Konvertermelleinheit

WEA-Konverter

Die Regelung der WEA Inverter erfolgt entsprechend der schematischen Darstellung in Abbildung 7.5. Für eine dq-Stromregelung des offshore-seitigen Line-Side-Inverter in FixReF-Koordinaten integriert die Invertersteuerung eine Sollkreisfrequenz ($\omega_0 = 2\pi 50$ Hz) zum FixReF-Winkel (φ_{Fix}) auf. Die Synchronisation aller beteiligten Inverter erfolgt anhand eines externen Synchronisationspulses, der als Digitalsignal der Steuerung jedes Inverters übergeben wird. Aktive Synchronisationspulse setzen Zustandsvariable des Winkels φ_{Fix} aller Inverter einmal pro Periode der Sollfrequenz auf null zurück und stellen somit eine periodische Synchronisation der FixReF-Winkel aller WEA-Einheiten sicher.

Die dq-Stromregelung verwendet Entkopplungen der Spannungsabfälle über dem L-Filter sowie die Vorsteuerung der Netzspannung $U_{N,dq}$ im FixReF-Koordinatensystem. Die Zwischenkreisspannungsregelung stellt den Stromsollwert $I_{Wref,d}$ sowie den Offset für eine Symmetrierung der Zwischenspannungen $U_{DC1/2}$ mit Hilfe der Nullsystemreferenzspannung bereit [29]. Die Statik K_q bestimmt die Aufteilung der Blindleistung zwischen den WEA-Inverters und verringert die Differenz zwischen FixReF- und Netzspannungswinkel im Offshore-Netz mit Hilfe des Stromsollwertes $I_{Wref,q}$ (Abschnitt 5.2.3).

Mit Hilfe konventioneller, PLL-basierter Voltage-Oriented-Control regelt der Machine-Side-Inverter den Stromfluss aus dem Labornetz in den Zwischenkreis. Durch die Vorgabe des d-Stromsollwerts entsprechend des Wirkleistungssollwerts mit Hilfe von Analogsignalen aus einer zentralen Teststandsteuerung, kann die Master-SPS allen beteiligten Inverters geforderte Arbeitspunkte vorgeben und verschiedene Leistungsflüsse im Offshore-Netz nachstellen.

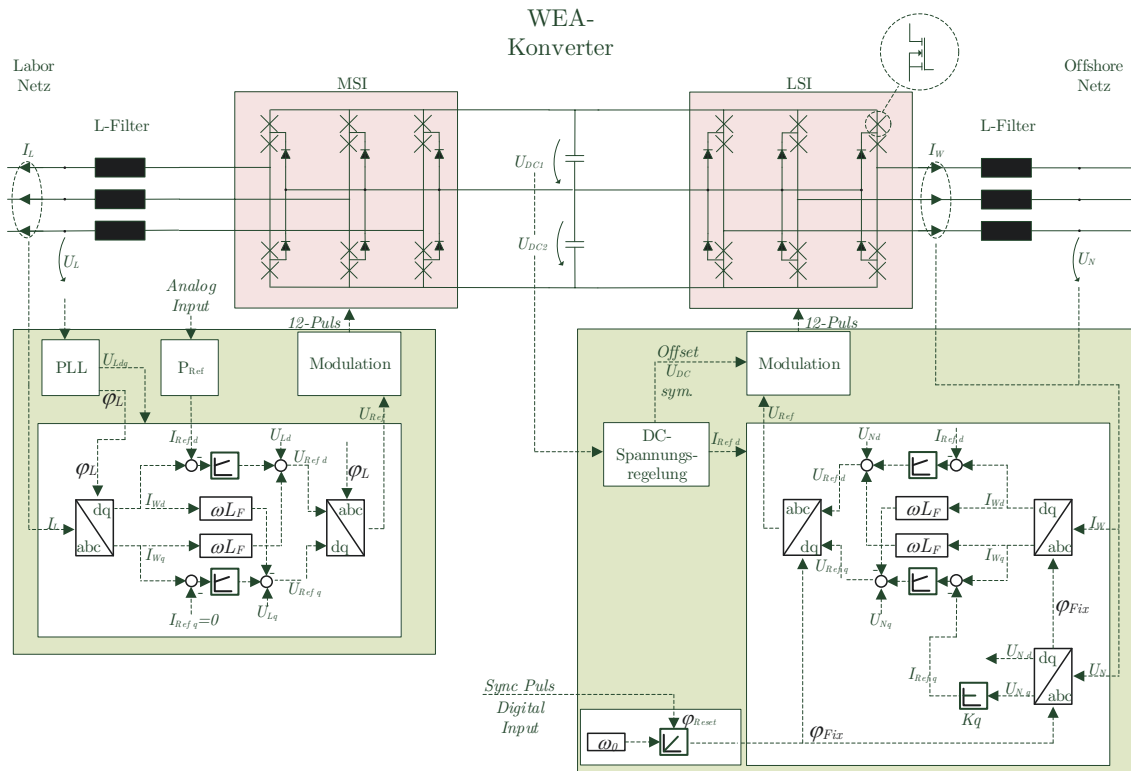


Abbildung 7.5: Regelung und Aufbau der WEA-Konvertermodelleinheit

7.2 Messergebnisse Gleichrichterbetrieb

Abbildung 7.6 zeigt die Messergebnisse des Laborprüfstands bei der Regelung der 3 WEA mit FixReF-Option 3. Dabei erfolgt eine Wirkleistungsverteilung entsprechend der Windverteilung der Simulationsergebnisse aus Abschnitt 6.3.1 mit Zeitkonstanten von $\tau=2\text{s}$.

Die Leistungstransienten zeigen stabile Wirkleistungsverläufe gemäß externer Sollwertvorgaben der MasterSPS. Aufgrund der höheren ohmschen Leerlaufverluste (i_r) der WEA-Transformatoren und Drosseln im Vergleich zur Windparksimulation, entsprechen die Leerlaufverluste am Messpunkt etwa 10% der Nennleistung jedes WEA-Inverter.

Die Blindleistungsverläufe zeigen, dass grundsätzlich alle Anlagen die Nennleistung einspeisen, von der Blindleistungskompensation des Inselnetzes entlastet werden, wohingegen sich Anlagen im Leerlaufbetrieb stärker an einer Blindleistungskompensation beteiligen. Den Simulationsergebnissen (Abschnitt 6.3.1) entsprechend stellen die Blindleistungsverläufe der WEA die vorteilhafte Verteilung der Blindleistungsbelastung unter den Anlagen im Prüfstand dar. Die Blindleistungsbelastung im Leerlauf jeder Anlage entspricht etwa 20 % ihrer Nennleistung. Dieser Anteil entspricht etwa der berechneten Kapazität von Kabeln und Filtern im Prüfstand ($i_0=0.177$). Der relative Spannungsabfall in der Amplitude der Spannung zwischen Messpunkt und Gleichrichter im Prüfstand von etwa 5 % entspricht der Berechnung der Prüfplatzkomponenten von HGÜ-Transformator und -Filter ($u_r_{HGÜTr+Fi+K}=0.05$) des vorangegangenen Abschnitts.

Der Frequenzverlauf zeigt eine konstante Grundfrequenz im Offshore-Netz von 50 Hz unabhängig von wechselnden Arbeitspunkten und Leistungstransienten der WEA-Inverter.

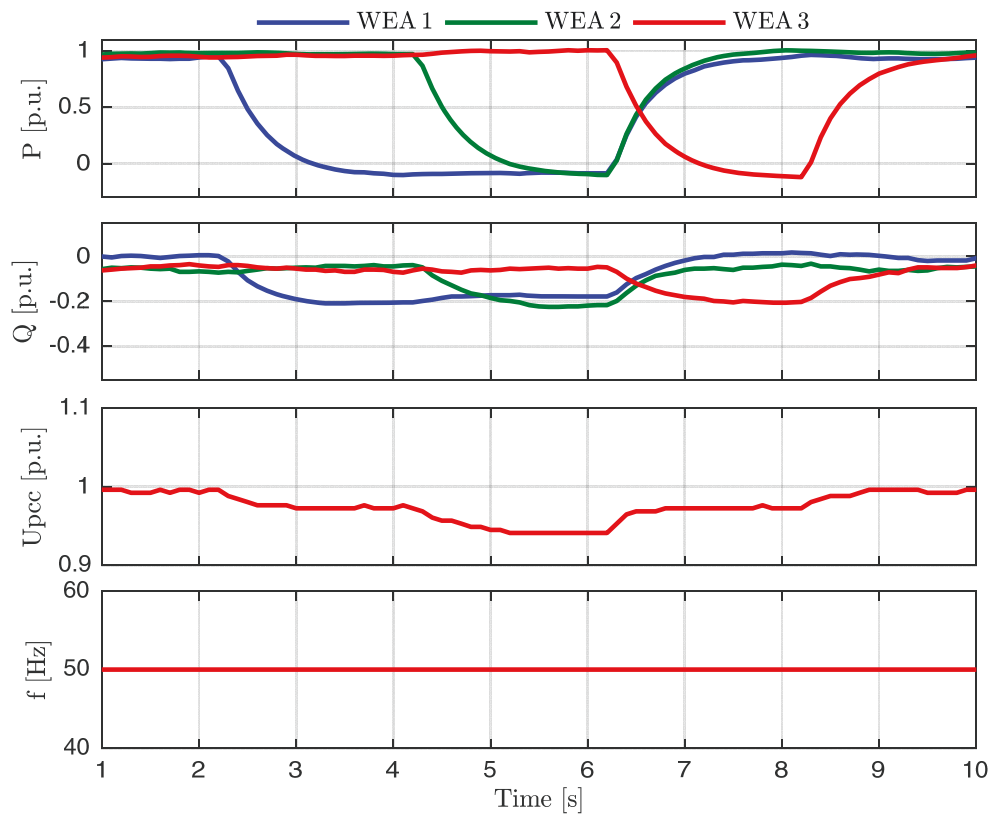


Abbildung 7.6: Messergebnisse des Offshore-Netz Prüfstands im Gleichrichterbetrieb mit FixReF-Regelung der WEA entsprechend *Option 3*

Synchronisationsprobleme innerhalb der Inverter-Steuerung

Ein Offset von 0,05 p.u. kennzeichnet die Blindleistungsverteilung zwischen der WEA 1 und WEA 2 bzw. 3 im Gleichrichterbetrieb in Abbildung 7.6. Verschiedene Untersuchungen haben gezeigt, dass die Blindleistungsverteilung des Demonstrators im Gleichrichterbetrieb auf unterschiedliche Art und Weise variiert, was wiederum von verschiedenen Faktoren abhängt.

Abbildung 7.8 zeigt die Blindleistungsverläufe bei einer unzureichenden Synchronisation der WEA-Inverter und stellt einen deutlich stärkeren Offset der Blindleistungsverteilung zwischen allen WEA dar, der zudem über den gemessenen Zeitraum variiert. Eine unzureichende Synchronisation der Referenzsysteme resultiert aus einer Abweichung der Startzeitpunkte der Programmabläufe aller WEA-Steuerungen und somit einem nicht synchronen Zurücksetzen des FixReF-Winkels. Abbildung 7.7 veranschaulicht die auftretende Winkelabweichung zwischen den WEA, die das Rücksetzen im ungünstigsten Fall für die Dauer einer ganzen Synchronisationspulsbreite verzögert.

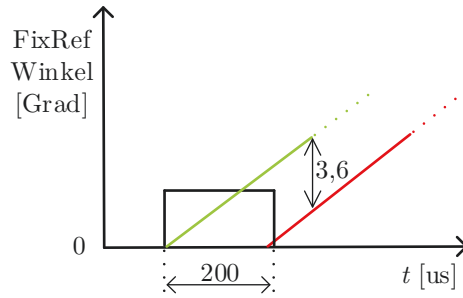


Abbildung 7.7: Winkelabweichung durch verzögerte Dedektion des zentralen Synchronisationspulses

Das Lösen von verschiedenen betriebspunktabhängigen Rechenoperationen sowie Temperaturdifferenzen zwischen den Steuerungen verändern den Startzeitpunkt und die Dauer des Programmablaufs einer WEA im Vergleich zu einer anderen und sorgen dafür, dass sich das Auftreten der Winkelabweichung zum Teil ständig verändert.

Abbildung 7.9 zeigt eine Messung, bei welcher zudem die Schaltfrequenz der WEA reduziert und somit die Wiederholrate des Programmablaufs auf 5 kHz verringert wurde. Die halbierte Wiederholrate verdoppelt die Synchronisationspulsbreite auf 200 μs und damit den entstehenden Winkelfehler auf $3,6^\circ$ im ungünstigsten Fall (siehe Abbildung 7.7). Trotz unverändert stabiler Wirkleistungsverteilung, entsprechend der Sollwertvorgaben der vorangegangenen Messungen, verdeutlicht der Blindleistungsverlauf, dass die unzureichende Synchronisation der Referenzsysteme durch reduzierte Schalt- und Regelfrequenz eine gezielte Verteilung der Blindleistung unter den WEA verhindert.

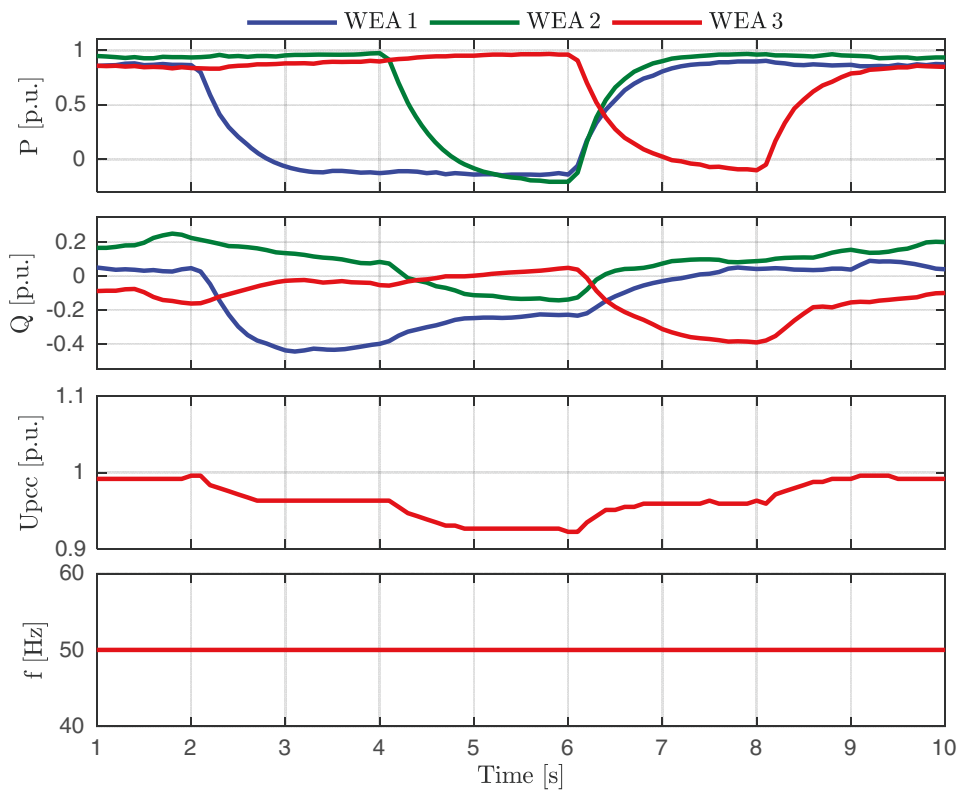


Abbildung 7.8: Messergebnisse des Gleichrichterbetriebs mit FixReF-Regelung bei unzureichender Synchronisation

Für eine Kompensation des Winkelfehlers zwischen den WEA im Demonstrator kann eine Synchronisation der WEA-Inverter sorgen, bei welcher der Synchronisationspuls nicht nur den Winkel der Netzfrequenz, sondern den vollständigen Programmablauf der Steuerung sowie der Pulsweitenmodulation (PWM) synchronisiert. Derartige Verfahren der Synchronisation werden zum Beispiel verwendet um Schaltheftungen von Invertern gezielt phasenverschoben zu ermöglichen und somit Schaltharmonische gegenphasig zu kompensieren [55].

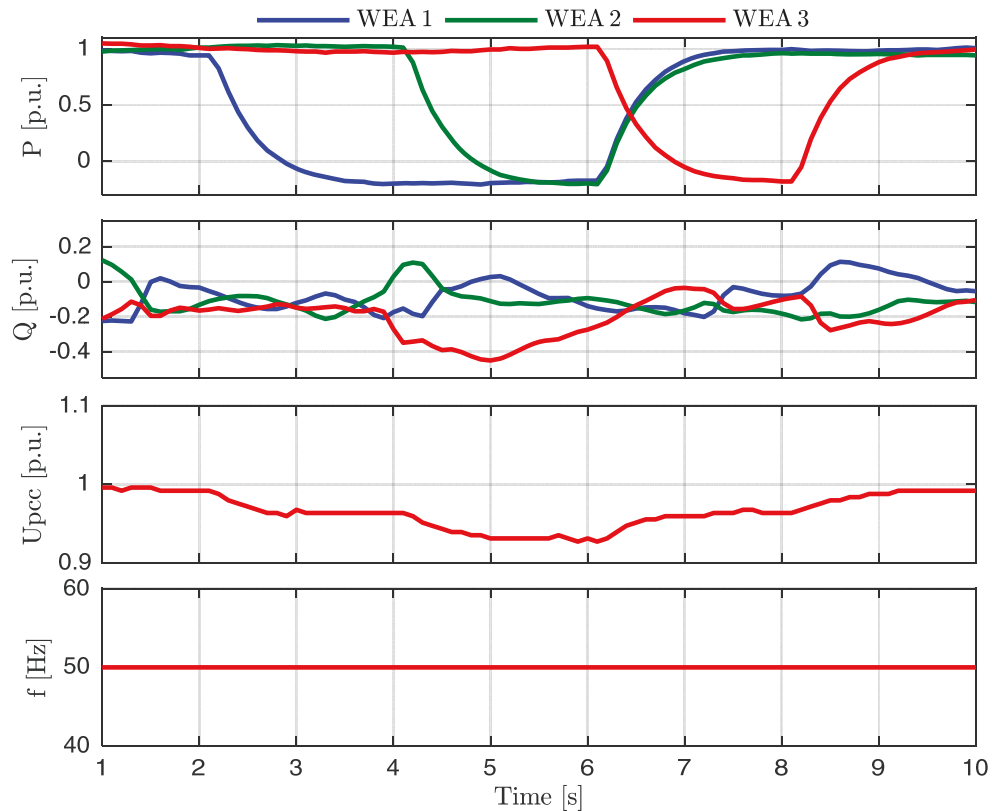


Abbildung 7.9: Verstärkung der unzureichenden Synchronisation durch Reduzierung der Rechenschrittweite der Steuerung

Eine weitere Möglichkeit besteht in der Kompensation des Zeitversatzes zwischen der Detektion des Synchronisationspulses des FixReF-Winkels und dem Start des Programmablaufs. Der FPGA innerhalb der WEA-Steuerung des Demonstrators verwendet eine Wiederholrate von 150 MHz und ist damit schnell genug den auftreten Synchronisationspuls zu detektieren und die Zeitverzögerung bis zum erneuten Programmaufruf des Hauptprogramms im DSP zu messen. Der FPGA übergibt zusammen mit dem Startaufruf eines neuen Programmaufrufs die gemessene Verzögerungszeit an den DSP, welche auf diese Weise den entstandenen Winkelversatz kompensiert (siehe Abbildung 7.10).

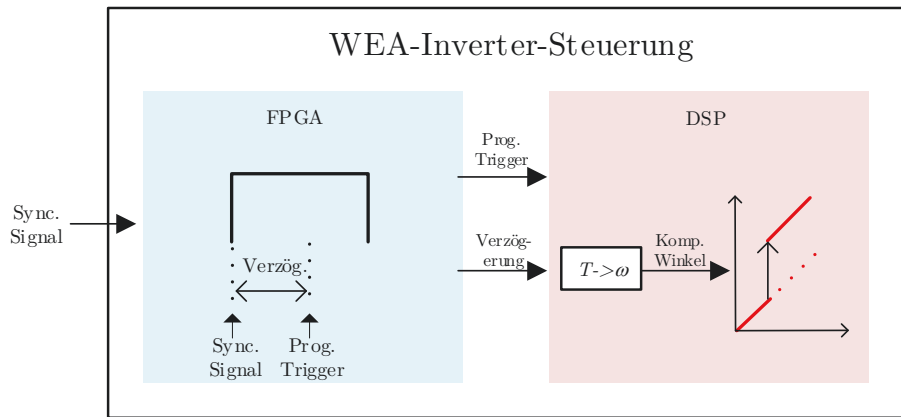


Abbildung 7.10: Winkelkompensation durch Messung der Verzögerung im FPGA der Steuerung

7.3 PLL-Notbetrieb bei Verlust des Synchronisationssignals

Bei Verlust des Synchronisationssignals einzelner WEA können diese den Betrieb mit konventioneller PLL-Regelung fortsetzen. Dazu synchronisiert sich WEA 3 des Prüfstands im PLL-Betrieb auf die Offshore-Netzspannung am Terminal des Line-Side-Inverter.

Der Wirkleistungsverlauf in Abbildung 7.11 entspricht den vorangegangenen Messungen. Wie die Ergebnisse der elektromechanischen Simulation bestätigt die Messung des Prüfstands, dass keine Wirkleistungseinspeisung von FixReF-WEA für einen stabilen Betrieb des Offshore-Netzes notwendig ist. Deutlich erkennbar macht dies der Messzeitraum 5-6 s in dem lediglich die PLL-WEA Wirkleistung ins Netz einspeist, wobei alle FixReF-WEA im Leerlauf betrieben werden. Die Verläufe von Netzspannungsamplitude U_{PCC} und Netzfrequenz f zeigen unabhängig vom PLL-Betrieb einer WEA im Prüfstand ein stabiles Verhalten.

Der Blindleistungsverlauf verdeutlicht, etwa im Zeitraum 6-8 s, dass sich die PLL-WEA auch im Teillastbetrieb nicht an der Blindleistungskompensation des Offshore-Netzes beteiligt und stattdessen verbleibende FixReF-WEA den zusätzlichen Anteil zur Kompensation beitragen. Die Veränderung der Blindleistung der PLL-WEA (6-8 s) von 5 % resultiert aus der verbauten Kabelinduktivität L_K zwischen der Messung des Prüfstands (U_{Off} Abbildung 7.2) und der Messstelle der Regelung der PLL-WEA. Der variierende induktive Spannungsabfall dieser Komponenten wird nicht durch den WEA-Inverter ausgeglet und zeigt sich somit in der Blindleistungsmessung.

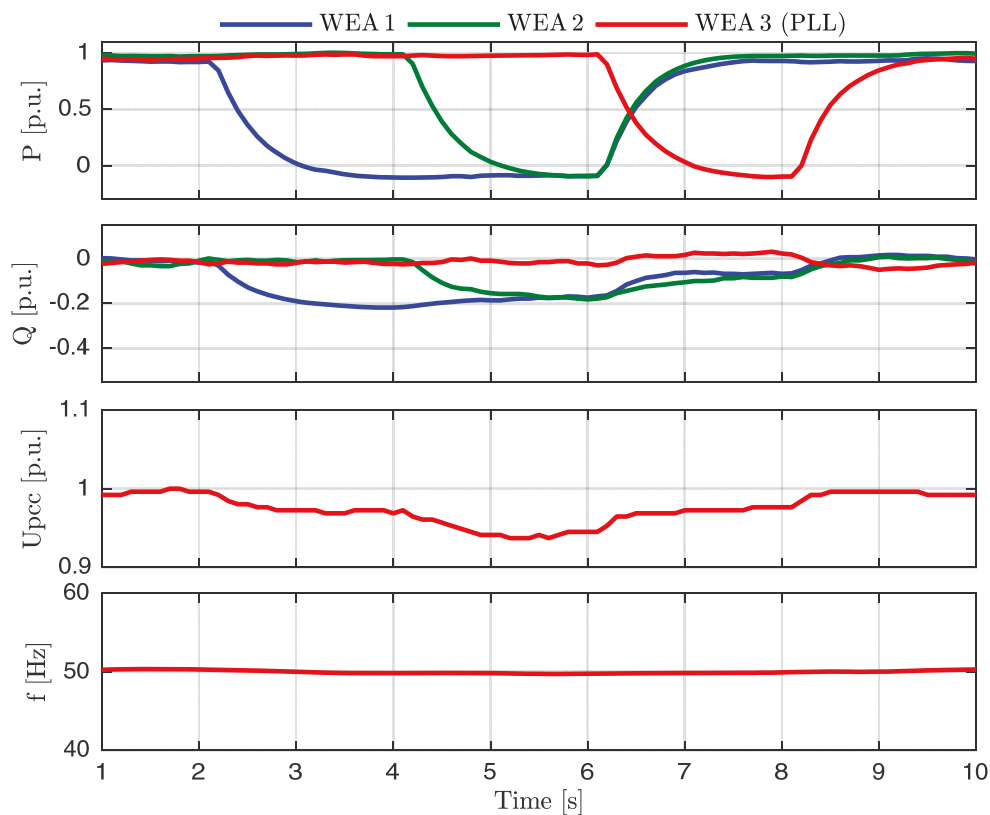


Abbildung 7.11: Messergebnisse des Offshore-Netz Prüfstands im Gleichrichterbetrieb mit 2 WEA mit FixReF-Regelung sowie 1 WEA im PLL-Notbetrieb

8 Zusammenfassung und Ausblick

Unidirektionale HGÜ-Systeme auf Basis von Dioden-Gleichrichter bieten aufgrund niedrigerer Verluste, höherer Verfügbarkeit und insbesondere geringerer Plattformgröße ein großes Potential für die Kostenreduzierung von Offshore-Windparks gegenüber aktuell in der Nordsee verwendeten VSC-HGÜ-Systemen [2][22]. Die Anbindung von Inselnetzen mit Hilfe von Dioden-Gleichrichtern erfordert jedoch besondere Ansätze bei der Regelung netzseitiger WEA-Inverter für einen stabilen Betrieb des AC-Netzes Offshore.

Die vorliegende Arbeit beschreibt die Entwicklung eines Regelungsverfahrens, das einen stromge-regelten Betrieb der WEA-Inverter am Dioden-Gleichrichter ermöglicht und gleichzeitig Frequenzhaltung und Blindleistungskompensation im AC-Netz gewährleistet. Der Fokus liegt dabei auf der Anwendung eines gemeinsamen Referenzsystems aller beteiligten WEA-Inverter.

Eine Gegenüberstellung der Impedanzcharakteristik aktueller Netztopologien mit VSC-HGÜ-Netzanschluss und zukünftiger Windparks mit Dioden-Gleichrichter-Netzanbindung bildet eine Grundlage der Regelungsstrategieentwicklung. Die Analyse der einzelnen Komponenten beider Konfigurationen beschreibt eine starke kapazitive Blindleistungsbelastung des Seekabelnetzes aufgrund größerer Ausdehnung sowie höherer Mittelspannung des Verteilnetzes zukünftiger Offshore-Netze mit Dioden-Gleichrichter-Anbindung. Gleichzeitig verdeutlicht die Betrachtung des Beispiels, dass durch das bei Nennleistung kompensierte Netz insbesondere die Kompensation im Leerlauf in den Fokus der Entwicklung der WEA-Inverter-Regelung rückt.

Eine Zusammenfassung aktueller Netzanforderungen für Offshore-Windparks mit HGÜ-Anbindung, des in Europa übergeordneten ENTSO-E-Grid-Codes, zeigt Anforderungen z.B. im Rahmen eines Frequenzbandes im Inselnetz von ± 5 %, dessen Einhaltung beim Einsatz von Dioden-Gleichrichtern die WEA-Inverter-Regelung gewährleisten muss. Das Kapitel liefert somit rechtliche Rahmenbedingungen, die bei der Beurteilung bereits existierender Regelungsverfahren helfen und der Entwicklung des FixReF-Regelungsverfahrens zugrunde liegen.

Aufgrund der Neuheit sowie der technischen Besonderheit der Anwendung von Dioden-Gleichrichter-HGÜ für Offshore-Windparks sind nur wenige Verfahren bekannt, die eine entsprechende Regelung von WEA-Invertern zulassen. Zwei vorgestellte Verfahren regeln die Offshore-Netzfrequenz unterlagert mit Blindstrom. Veröffentlichte Simulationsergebnisse zeigen, dass durch Strombegrenzungen eine Frequenzhaltung entsprechend Grid-Code-Vorgaben insbesondere bei Fehlerfällen im Offshore-Netz erschwert wird. Im Rahmen der Frequenzregelung weisen beide Verfahren zudem eine Parametersensitivität bezüglich Netzparameter auf, welche sich in der Realität z.B. durch Abschaltung von Strängen ständig ändern würden. Weiterhin ist die Verteilung der zur Leerlaufkompensation erforderlichen Blindleistung in beiden Verfahren nicht optimal, so dass installierte Scheinleistung für ungünstige Windverteilungen im Windpark vorgehalten werden müsste.

Die Umsetzung des FixReF-Reglungsverfahrens basiert auf der Synchronisation aller WEA Inverter mit Hilfe eines externen Signals, wodurch PLLs zur Synchronisation auf die lokale Netzspannung ersetzt werden. Dabei wird die Implementierung des Verfahrens sowohl für netzseitige Inverter von Vollumrichter als auch für maschinenseitige Inverter von DFIG-WEA beschrieben und das Netzverhalten von FixReF- mit konventionell VOC-geregelten Anlagen verglichen. Zeigerbilder verdeutlichen, wie Blindstrom bei konventioneller Anwendung der VOC genutzt wird, um die Blindleistungsverteilung zwischen AC-Referenzquelle und WEA zu steuern, was bei der Anwendung FixReF-geregelter WEA an einer Dioden-Gleichrichter-HGÜ lediglich eine Verschiebung aller Netzgrößen im synthetischen Referenzsystems zur Folge hat. Dass die d-Achse des FixReF-Koordinatensystem nicht zwangsläufig in Phase mit der Netzspannung steht, verdeutlicht zu beachtende Besonderheiten bei der Wirkleistungsregelung. Eine einführende Erklärung für Induktive und weiterführend kapazitive Netze veranschaulicht zudem Probleme bei der Aufteilung der Blindleistung zwischen mehreren WEA an Dioden-Gleichrichtern bei unterschiedlicher Windverteilung im Windpark. Die Betrachtung von Ersatzschaltbildern mit separaten WEA-Quellen in einem FixReF-Zeigerbild demonstriert, dass die vorgestellte Betriebsoption dazu führt, dass WEA mit Nennwind die Leerlauf-Kompensation von WEA bei Teillast mittragen müssten, was der optimalen Ausnutzung installierter Scheinleistung im Windpark widerspricht. Stattdessen ermöglicht die Erweiterung um eine Statik, mit der jede WEA die lokal gemessene Spannung im gemeinsamen Referenzsystem betrachtet, eine vorteilhafte Aufteilung der Blindleistung, sodass WEA im Teillastbetrieb andere WEA bei Nennleistung bezüglich der Blindleistungskompensation entlasten. Zudem verringert die eingeführte Statik den Phasenwinkel zwischen FixReF-d-Achse und der Spannung am WEA-Terminal, wodurch eine Wirkleistungsregelung auch in ungünstigen Arbeitspunkten stabil erfolgen kann. Eine Stabilitätsuntersuchung der Statik auf Basis von drei Modellsätzen bildet nicht nur das Verhalten einzelner WEA am Netz nach, sondern zeigt die Wechselwirkung zwischen mehreren WEA und Netz. Modellerte d-q-Ersatzschaltbilder von Netz und WEA präsentieren z.B. eine nichtlineare Abbildung des Dioden-Gleichrichters im FixReF-Koordinatensystem. Wurzelortskurven zeigen die Stabilität aller drei Ansätze bei der Anwendung aktueller Netzanschlussrichtlinien als Randbedingung des Statik-Designs.

Eine simulative Untersuchung der FixReF-Regelung erfolgt auf Basis elektromechanischer Windparksimulation anhand einer Modellkonfiguration mit Dioden-Gleichrichter Netzanbindung. Die Ergebnisse zeigen einen stabilen Verlauf der Wirkleistung aller WEA-Cluster und einer absolut festen Netzfrequenz bei hochdynamischen Windverteilungen. Simulationsergebnisse FixReF-geregelter Vollumrichter und DFIG-WEA präsentieren einen netzfolgenden Betrieb für unterschiedliche Wirkleistungsschwankungen, wobei leichte Schwankungen der Netzspannung bei leitendem Gleichrichter lediglich durch geringe ohmschen Spannungsabfälle im Offshore-Netz und der HGÜ beeinflusst werden. Der Einfluss der entwickelten Statik zur Blindleistungsverteilung verdeutlicht im Vergleich der beschriebenen Betriebsmodi eine optimierte Blindleistungsverteilung zwischen den WEA entsprechend der vorangegangenen theoretischen Betrachtung.

Die Simulation von Anwendungsfällen der FixReF-Regelung für verschiedene Betriebszustände des Windparks erfolgt zusätzlich zum Gleichrichterbetrieb. Dabei stellen Simulationsergebnisse eines PLL-Notbetriebs im Falle eines Verlusts des Synchronisationssignals die Kompatibilität kon-

ventionell geregelter VOC- mit FixReF-WEA dar. Eine Optimierung des Notbetriebs durch Einführung einer statischen Kompensation verleihen diesem netzstützende Eigenschaften. Simulationsergebnisse von Netzfehlern zeigen, dass WEA durch Anwendung der FixReF-Stromregelung Netzfehler bei minimaler Frequenzabweichung durchfahren. Zudem kann durch phasengleiche Stromeinspeisung aller WEA im gemeinsamen Referenzsystem der Strom an der Fehlerstelle maximiert werden, um ein selektives Abschalten möglichst schnell zu gewährleisten. Desweiteren wird eine Strategie der Hilfsbetriebeversorgung vorgestellt, die einen stufenlosen Übergang zwischen Spannungsregelung bei Windstelle und Strombegrenzung bei einsetzendem Wind ermöglicht wobei eine Regelung des Hilfsbetriebe Umrichters ebenfalls in FixReF-Koordinaten erfolgt.

Eine abschließende Umsetzung des Verfahrens auf einem Laborteststand bestätigt nicht nur die Ergebnisse der elektromechanischen Windparksimulation im Gleichrichter- und PLL-Notbetrieb, sondern beschreibt zudem Details die bei der Implementierung des Verfahrens beachtet werden sollten, um Verzögerungszeiten bei der individuellen Auswertung des Synchronisationssignals in den WEA-Invertern zu eliminieren.

Trotz vielversprechender Forschungsansätze ist eine Serienreife oder zumindest ein Prototypen-Status der Anbindung von Offshore Windparks mit Dioden-Gleichrichter zum heutigen Zeitpunkt nicht absehbar. Dabei stellt insbesondere die unzureichende Zuweisung der Verantwortung für einen stabilen Netzbetrieb ein entscheidendes Problem dar. Da keine Vorgabe einer AC-Quelle erfolgt, würde mit einer Dioden-Gleichrichter-Anbindung großer Teile der Verantwortung für einen stabilen AC-Netzbetrieb vom Netzbetreiber auf den WEA-Hersteller übergehen. Als Beispiel ist vorstellbar, dass beim Einsatz von WEA unterschiedlicher Hersteller in einem Windpark die Ursache einer Fehlerentstehung nicht klar zugewiesen werden kann, da die Netzkonformität verschiedener Regelungsverfahren einzelner Hersteller unter Umständen nicht individuell geprüft werden kann. Die Anwendung der FixReF-Stromregelung kann helfen die Vorgaben für einen WEA-Betrieb am Dioden-Gleichrichter klarer zu definieren und z.B. auch für Einzel-WEA zu prüfen. Insbesondere die Technische Implementierung des FixReF-Verfahrens oder auch die Umsetzung einer Testanwendung könnten eine reale Anwendung von Dioden-Gleichrichter-HGÜs beschleunigen und bietet einen Rahmen für weitere Forschungsansätze. Im Detail könnten Möglichkeiten einer Hardware-Lösung, einer sog. FixReF-Box, untersucht werden, die der WEA-Steuerung eine Synchronisation mit Hilfe von Zeit-, Digital-Signalen oder auch eines künstlichen FixReF-Spannungssystems durch Analog-Signale bereitstellt. Die FixReF-Box beträfe den Verantwortungsbereich der Netzbetreiber und gibt der WEA mit Hilfe von Kommunikation oder Kennlinien Sollwerte vor, die zur Netzbildung im AC-Netz beitragen.

Weiterführend können Möglichkeiten der technischen Umsetzung der Synchronisation untersucht werden. Moderne Router nutzen bereits einen Precision Time Protokoll (PTP)-Standard zur GPS Zeit-Messung [56]. Denkbar wäre dabei eine lokale GPS-Zeitmessung in jeder WEA was einer maximalen Redundanz bei Ausfall einzelner Messeinrichtungen gegenüber einer zentralisierten Zeitmessung und einer Verteilung über das Windpark-Netzwerk entsprechen würde. Eine zentrale Vorgabe hätte den Vorteil, dass permanent eine Steuerung des Referenzsignals möglich wäre, wobei zum Beispiel eine ständige Variation der Offshore-Netzfrequenz oder auch eine Anpassung an die Verbundnetzfrequenz denkbar wäre.

Die Erfüllung von aktuellen oder zukünftigen Netzanforderungen des Onshore-Inverters z.B. im Fall von Fehlern im Verbundnetz stellt ein weiteres Themengebiet mit großem Forschungspotential dar. In dem Zusammenhang könnte eine frequenzabhängige Leistungsanpassung des Onshore-Inverters und damit des gesamten Windparks erforderlich werden, um mit der wachsenden Anzahl von HGÜ-angebunden Windparks das Verbundnetz zu stützen. In welcher Form sich FixReF-geregelte WEA z.B. bei der Weitergabe von Informationen des Verbundnetzes über die Dioden-Gleichrichter HGÜ als vorteilhaft erweisen, gilt es zu untersuchen.

Im Unterschied zu den untersuchten Regelungsverfahren [3] und [18] ist der Autor der Meinung, dass eine zusätzliche AC-Verbindung zur Hilfsbetriebeversorgung aus dem Verbundnetz für einen Normalbetrieb stets notwendig sein wird. Strategien die auf einer Hilfsbetriebeversorgung z.B. mit Dieselgeneratoren in WEA basieren, erweisen sich als problematisch, da die Dauer von Windpausen und die damit verbundene Speichergröße nicht zweifelsfrei festgelegt werden kann und das Ausbleiben einer Hilfsbetriebeversorgung unmittelbare Schäden der WEA zur Folge hätte. Für Notsituationen wie einen „Blackout“ im Verbundnetz sind Schwarzstartvorkehrungen der WEA jedoch durchaus denkbar und könnten in den Fokus weiterer Untersuchungen rücken. Die Anwendung der FixReF-Regelung kann insbesondere bei der Aufladung des Kabelnetzes Vorteile vorweisen, da Sie die phasengleiche Vorgabe aller WEA-Spannungen synchron ermöglicht. Eine Synchronisation auf die Spannung der ersten Einzel-WEA mit Hilfe von PLL wie in [18], kann sich hingegen bei der Aufladung ausgedehnter Kabelnetze aufgrund der kleinen Spannung als schwierig erweisen.

9 Literaturverzeichnis

- [1] D. K.-H. Hochhaus, “Offshore-HGÜ-Systeme,” 2019. [Online]. Available: <https://de.wikipedia.org/wiki/Offshore-HGÜ-Systeme>.
- [2] P. Menke, R. Zurowski, and T. Christ, “Breakthrough in DC grid access technology for large scale offshore wind farms,” in *EWEA Offshore*, 2015.
- [3] S. M. Muyeen, R. Blasco-Gimenez, and J. Rodríguez-D’Derlée, “Connection of Off-Shore Wind Farms Using Diode Based HVDC Links,” in *Wind Energy Conversion Systems, Green Energy and Technology*, London: Springer-Verlag, 2012, pp. 431–464.
- [4] K. W. S. v. Roon; M.Sutter; F.Samweber, “Netzausbau in Deutschland,” *Band 15*, 2010.
- [5] M. Michel, *Leistungselektronik, Einführung in Schaltungen und deren Verhalten*. Springer Verlag, 2011.
- [6] TenneT TSO GmbH, “Tennet Offshore, Broschüre: Energie von See an Land Unser Auftrag,” 2017.
- [7] P. Kundur, “Power System Stability And Control by Prabha Kundur.pdf,” 1993, pp. 485–495.
- [8] J. A. Melkebeek, *Electrical Machines and Drives: Fundamentals and Advanced Modelling*. .
- [9] ENTSO-E, “entsoe network codes,” 2019. [Online]. Available: https://www.entsoe.eu/network_codes/.
- [10] V. E. U. D. E. R. Kommission, “VERORDNUNG (EU) 2016/1447 DER KOMMISSION vom 26. August 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungssysteme und nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung,” no. 2, 2016.
- [11] V. E. U. D. E. R. Kommission, “VERORDNUNG (EU) 2016/631 DER KOMMISSION vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger,” no. 2, 2016.
- [12] Ö. Göksu and L. Zeni, “Asymmetrical Fault Analysis at the Offshore Network of HVDC connected Wind Power Plants,” *Promot. Horiz. 2020*, no. 691714, 2019.
- [13] E. Spahi and G. Balzer, “Impact of the VSC HVDC Connection of Large Offshore Wind Farms on Power System Stability and Control,” pp. 207–212, 2007.
- [14] A. W. Korai, “Mitigation of Harmonic Instability in Offshore Wind Farms Using Supplementary Signals in the HVDC Control.”
- [15] R. Vidal-albalate, H. Beltran, A. Rolán, E. Belenguer, R. Peña, R. Blasco-gimenez, and S. Member, “Analysis of the Performance of MMC Under Fault Conditions in HVDC-Based Offshore Wind Farms,” vol. 31, no. 2, pp. 839–847, 2016.
- [16] M. A. Cardiel-Alvarez, S. Arnaltes, J. L. Rodriguez-Amenedo, and A. Nami, “Decentralized Control of Offshore Wind Farms Connected to Diode-based HVDC Links,” *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 8969, no. 1, pp. 1–9, 2018.
- [17] D. Herrera, E. Galván, and J. M. Carrasco, “Method for controlling voltage and frequency

of the local offshore grid responsible for connecting large offshore commercial wind turbines with the rectifier diodebased HVDC link applied to an external controller IET Review Copy Only IET Electric Power A,” pp. 1–8, 2017.

- [18] L. Yu, R. Li, and L. Xu, “Distributed PLL-based Control of Offshore Wind Turbine Connected with Diode-Rectifier based HVDC Systems,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 33, no. 3, pp. 1–1, 2017.
- [19] A. Engler and N. Soultanis, “control in LV-Grids.”
- [20] R. Ramachandran, S. Poullain, A. Benchaib, S. Bacha, B. Francois, and E. C. De Lille, “AC Grid Forming by Coordinated Control of Offshore Wind Farm connected to Diode Rectifier based HVDC Link,” *EPE ECCE Eur. 2018*.
- [21] I. Flåten, G. Bergna-Diaz, S. Sanchez, and E. Tedeschi, “Control of HVDC systems based on diode rectifier for offshore wind farm applications,” *Energy Procedia*, vol. 137, pp. 406–413, 2017.
- [22] S. Bernal-Perez, S. Ano-Villalba, R. Blasco-Gimenez, and J. Rodriguez-D’Derlee, “Efficiency and fault ride-through performance of a diode-rectifier-and VSC-inverter-based HVDC link for offshore wind farms,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 60, no. 6, pp. 2401–2409, 2013.
- [23] J. Z. Zhou, H. Ding, S. Fan, Y. Zhang, S. Member, and A. M. Gole, “Impact of Short-Circuit Ratio and Phase-Locked-Loop Parameters on the Small-Signal Behavior of a VSC-HVDC Converter,” vol. 29, no. 5, pp. 2287–2296, 2014.
- [24] M. Gierschner, H.-J. Knaak, and H.-G. Eckel, “Fixed-Reference-Frame-Control: A novel robust control concept for grid side inverters in HVDC connected weak offshore grids Keywords,” *2013 15th Eur. Conf. Power Electron. Appl. EPE*, pp. 1–7, 2013.
- [25] S. T. G. Power, D. Dong, B. Wen, S. Member, D. Boroyevich, P. Mattavelli, S. Member, Y. Xue, S. Member, and A. Synchronous, “Analysis of Phase-Locked Loop Low-Frequency Converters Considering Impedance Interactions,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 62, no. 1, pp. 310–321, 2015.
- [26] J. Z. Zhou and A. M. Gole, “VSC transmission limitations imposed by AC system strength and AC impedance characteristics,” no. 2.
- [27] T. Midtsund, J. A. Suul, and T. Undeland, “Evaluation of Current Controller Performance and Stability for Voltage Source Converters Connected to a Weak Grid,” *2nd Int. Symp. Power Electron. Distrib. Gener. Syst.*, pp. 382–388, 2010.
- [28] W. Du, X. Chen, H. Wang, and S. Member, “PLL-Induced Modal Resonance of Grid-Connected PMSGs With the Power System Electromechanical Oscillation Modes,” vol. 8, no. 4, pp. 1581–1591, 2017.
- [29] R. Teodorescu, M. Liserre, and P. Rodríguez, *Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems*. 2010.
- [30] G. Müller, *Betriebsverhalten rotierender elektrischer Maschinen. Berlin: Technik, 1985*. 1990.
- [31] G. Byeon, I. K. Park, and G. Jang, “Modeling and Control of a Doubly-Fed Induction Generator (DFIG) Wind Power Generation System for Real-time Simulations,” vol. 5, no. 1, pp. 61–69, 2010.
- [32] A. Petersson, S. Member, L. Harnefors, and T. Thiringer, “Evaluation of Current Control

- Methods for Wind Turbines Using Doubly-Fed Induction Machines,” vol. 20, no. 1, pp. 227–235, 2005.
- [33] G. M. As, “Doubly fed induction generator using back-to-back PWM converters and its application to variable- speed wind-energy generation,” 1996.
- [34] S. Li, R. Chaloo, and M. J. Nemmers, “Comparative study of DFIG power control using stator-voltage and stator-flux oriented frames,” *2009 IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet. PES '09*, 2009.
- [35] F. Blaabjerg and D. Xu, *Advanced Control of Doubly Fed Induction Generator for Wind Power Systems, First Edition*. IEEE, 2018.
- [36] C. Prignitz and H. Eckel, “DFIG Wind turbines operating in a fixed reference frame Fixed Reference Frame (FixReF),” *2015 17th Eur. Conf. Power Electron. Appl. EPE*, pp. 1–6, 2015.
- [37] C. Prignitz, H. G. Eckel, and H. J. Knaak, “Voltage and current behavior in a FixReF controlled offshore wind farm using a HVDC transmission system based on uncontrolled diode rectifier units,” *2016 18th Eur. Conf. Power Electron. Appl. EPE 2016 ECCE Eur.*, 2016.
- [38] C. Prignitz, H.-G. Eckel, and S. Achenbach, “Stability Analysis of Offshore Wind Farms with Fixed Frequency and Diode Rectifier HVDC Connection,” *Wind Integr. Work. Stock.*, 2018.
- [39] S. Bernal-Perez, S. Ano-Villalba, and R. Blasco-Gimenez, “Stability analysis of HVDC-diode rectifier connected off-shore wind power plants,” *IECON 2015 - 41st Annu. Conf. IEEE Ind. Electron. Soc.*, pp. 4040–4045, 2015.
- [40] VDE, *Technische Anschlussregel Mittel-/Hochspannung (VDE-AR-N 4110,4120)*. 2018.
- [41] Dommel H.W., *Electromagnetic Transients Program Reference Manual – EMTP, Theory Book*. Portland, Oregon, USA: Bonneville Power Administration, 1995.
- [42] Manitoba HVDC Research Centre Inc., “EMTDC Transient Analysis for PSCAD Power System Simulation,” 2005.
- [43] Gole A.M., “Power Systems Transient Simulation,” 1998.
- [44] J. Rodríguez-D’Derlée, “Controlstrategies for offshore windfarms based on PMSG wind turbines and HVdc connection with uncontrolled rectifier,” Universitat Politècnica de Valencia, 2013.
- [45] C. Prignitz, H. Eckel, S. Achenbach, F. Augsburg, and A. Schön, “FixReF : a control strategy for offshore wind farms with different wind turbine types and diode rectifier HVDC transmission,” *2016 7th Int. Symp. Power Electron. Distrib. Gener. Syst. PEDG*, 2016.
- [46] S. Seman, N. T. Trinh, R. Zurowski, and S. Kreplin, “Modelling of the Diode-Rectifier Based HVDC Transmission Solution for Large Offshore Wind Power Plants Grid Access,” *15th Wind Integr. Work.*, no. 691714.
- [47] S. Datta, V. R. Vadlamudi, D. Jiani, M. Angel, C. Acosta, and C. Shuyu, “Decoupled DQ-PLL with Positive Sequence Voltage Normalization for Wind Turbine LVRT Control,” *2016 Asian Conf. Energy, Power Transp. Electrifi.*, no. October, pp. 1–6, 2016.
- [48] S. Jena and N. I. T. Meghalaya, “A Low Voltage Ride Through Scheme for three phase grid connected PV inverter with an adaptive window based MAF-PLL,” *2018 8th IEEE*

India Int. Conf. Power Electron., pp. 1–6, 2018.

- [49] C. Prignitz, H. Eckel, S. Achenbach, F. Augsburger, and A. Schön, “FixReF: a control strategy for offshore wind farms with different wind turbine types and diode rectifier HVDC transmission,” 2016.
- [50] A. Nami, J. L. Rodríguez-amenedo, S. Arnaltes, M. Ángel, C. Álvarez, and R. A. Baraciarte, “STATCOM Operation and Control for Offshore Wind Farms with Diode Rectifier-based HVDC Connection Keywords,” pp. 1–10.
- [51] T. H. Nguyen, D. C. Lee, and C. K. Kim, “A series-connected topology of a diode rectifier and a voltage-source converter for an HVDC transmission system,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 29, no. 4, pp. 1579–1584, 2014.
- [52] D. Karwatzki, “Hybrid Offshore HVDC Converter with Diode Rectifier and Modular Multilevel Converter,” *2016 IEEE 7th Int. Symp. Power Electron. Distrib. Gener. Syst.*, pp. 1–7, 2016.
- [53] E. M. Siemens AG, “Landstromversorgungssystem für Schiffe: SIHARBOR,” 2017.
- [54] R. Fischer, *Elektrische Maschinen*. Hanser Verlag, 2006.
- [55] C. Wen, X. Zhu, J. Li, and H. Xu, “Interleaved Modulation of Parallel Three-phase PWM converters used for Wind Power System,” *2009 Int. Conf. Sustain. Power Gener. Supply*, pp. 1–5.
- [56] H. Gräbner, “Precision Time Protocol,” 2019. [Online]. Available: https://de.wikipedia.org/wiki/Precision_Time_Protocol.
- [57] A. M. Gole, “Simulation Tools for System Transients :,” vol. 00, no. M, pp. 761–762, 2000.
- [58] A. Tokic and I. Uglesic, “The Numerical Calculation of Low Frequency Electro- Magnetic Transient Phenomena,” vol. 56, no. 5, pp. 584–607, 2007.
- [59] J. R. Marti, “Suppression of Numerical Oscillations in the EMTP Large-Scale Optimal Power Flow : Effects of,” pp. 71–72.

10 Anhang

10.1 Daten Beispielnetzberechnung

10.1.1 VSC-HGÜ-Netz

Tabelle 10.1 Parameter DG-Transformator (12-Puls)

| | |
|--------------------------------------|---------|
| Transformator Typ | YNd5d5 |
| Primär Spannung | 155 kV |
| Sekundär Spannung | 33 kV |
| Tertiär Spannung | 33 kV |
| Nominal Power | 180 MVA |
| Relative Kurzschlussspannung u_k : | |
| #1 - #2 | 13% |
| #1 - #3 | 13% |
| #2 - #3 | 26% |
| Leerlaufverluste | 100 kW |
| Kupferverluste | 450 kW |

Tabelle 10.2 Parameter gemittelttes 155 kV AC-Buskabel

| | |
|----------------|------------------------|
| Leiter | 500 mm ² Cu |
| Mittlere Länge | 2,8 km |
| R' | 0,07 Ohm/km |
| X' | 0,13 Ohm/km |
| C' | 0,15 μ F/km |

Tabelle 10.3 Parameter gemittelttes 33 kV AC-Strangkabel

| | |
|----------------|------------------------|
| Leiter | 500 mm ² Cu |
| Mittlere Länge | 3,15 km |
| R' | 0,15 Ohm/km |
| X' | 0,14 Ohm/km |
| C' | 0,19 μ F/km |

10.1.2 DG-HGÜ-Netzdaten

Tabelle 10.4 Parameter DG-Transformator (12-Puls)

| | |
|--------------------------------------|---------|
| Transformator Typ | YNy0d5 |
| Primär Spannung | 66 kV |
| Sekundär Spannung | 43 kV |
| Tertiär Spannung | 43 kV |
| Nominal Power | 222 MVA |
| Relative Kurzschlussspannung u_k : | |
| #1 - #2 | 8% |
| #1 - #3 | 8% |
| #2 - #3 | 17% |
| Leerlaufverluste | 100 kW |
| Kupferverluste | 500 kW |

Tabelle 10.5 Parameter DG-Filter

| | |
|---------------------------|-----------------------|
| Filter Typ | Double Tuned Filter |
| Resonanz Frequenz (Ordn.) | 12th & 24th |
| C_1 | 14.615 μF |
| C_2 | 26.313 μF |
| C_3 | 3668.31 μF |
| C_4 | 8619.87 μF |
| L_1 | 2.762 mH |
| L_2 | 1.175 mH |
| R_1 | 500 Ohm |
| R_2 | 100 Ohm |
| R_{hp} | 500 Ohm |

Tabelle 10.6 Parameter gemittelttes 66 kV AC-Buskabel

| | |
|----------------|------------------------|
| Leiter | 500 mm ² Cu |
| Mittlere Länge | 1.66 km |
| R' | 0.07 ohm/km |
| L' | 0.35 mH/km |
| C' | 0.25 μ F/km |

Tabelle 10.7 Parameter gemittelttes 66 kV AC-Strangkabel

| | |
|----------------|--|
| Leiter | 150 mm ² / 500 mm ² Cu |
| Mittlere Länge | 14.5 km |
| R' | 0.04 ohm/km |
| L' | 1.35 mH/km |
| C' | 0.2 μ F/km |

10.2 Herleitung FixRef Leistung DFIG

$$\psi_{sd} = \frac{U_{Fq}}{\omega_s} \quad (10.1)$$

$$\psi_{sq} = -\frac{U_{Fd}}{\omega_s} \quad (10.2)$$

$$I_{sd} = I'_{rd} - \frac{U_{Fq}}{\omega_s L_h} \quad (10.3)$$

$$I_{sq} = \frac{U_{Fd}}{\omega_s L_h} \quad (10.4)$$

$$P_s = \frac{3}{2} (U_{Fd} I_{sd} + U_{Fq} I_{sq}) = \frac{3}{2} \left(U_{Fd} \left(I'_{rd} - \frac{U_{Fq}}{\omega_s L_h} \right) + \frac{U_{Fd} U_{Fq}}{\omega_s L_h} \right) \quad (10.5)$$

$$Q_s = \frac{3}{2} (U_{Fd} I_{sq} - U_{Fq} I_{sd}) = \frac{3}{2} \left(U_{Fd} \left(\frac{U_{Fd}}{\omega_s L_h} \right) - \frac{U_{Fq} U_{Fd}}{\omega_s L_h} \right) \quad (10.6)$$

10.3 Stabilitätsuntersuchung

Validierung linearisiertes Stabilitätsmodell

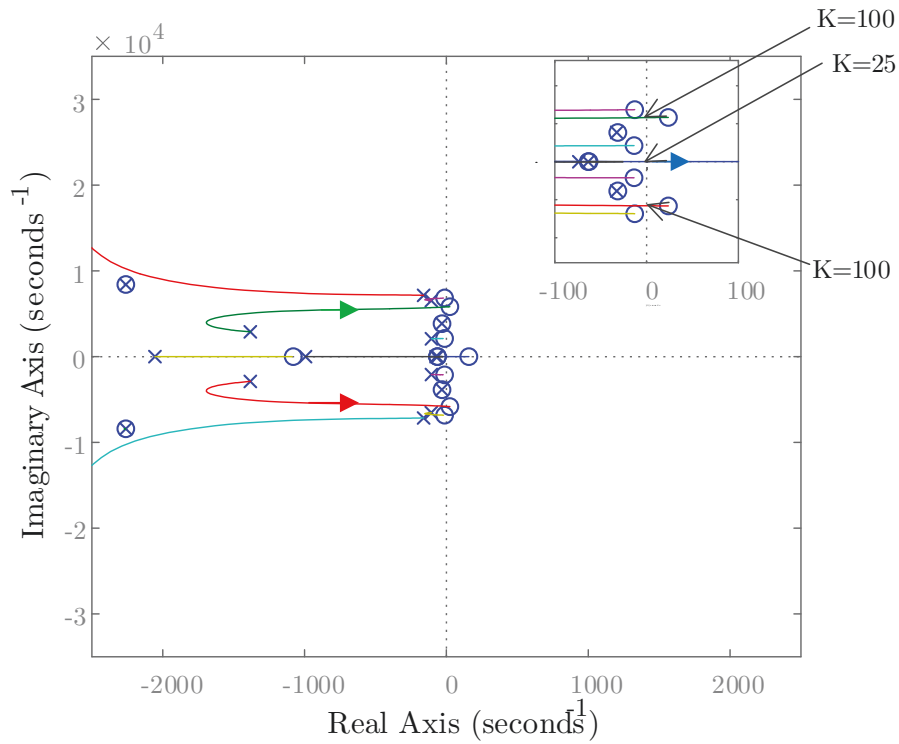
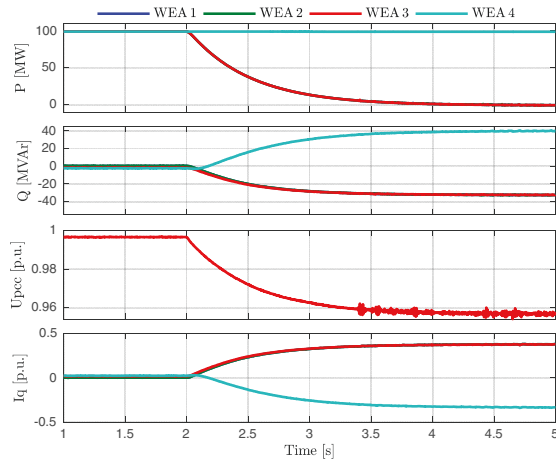
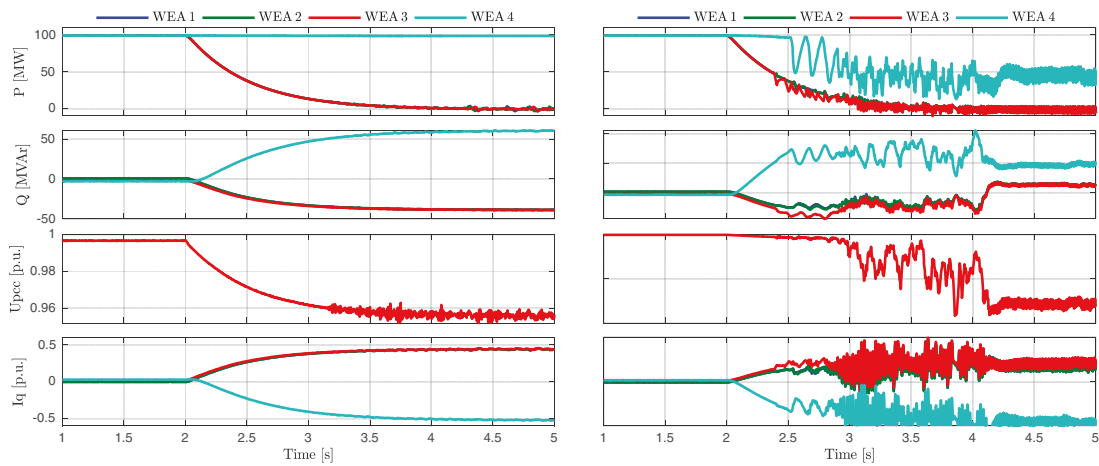


Abbildung 10.1: Stabilitätsgrenze



a) $K_q = 20$



b) $K_q = 30$

c) $K_q = 35$

Abbildung 10.2: Simulationsergebnisse elektromechanischer Windparksimulation an der Stabilitätsgrenze

Koeffizienten literarisiertes Model 3:

$$a_0 = -1,075e52$$

$$b_0 = 1,052e54$$

$$a_1 = -2,825e50$$

$$b_1 = 3,274e52$$

$$a_2 = -8,091e47$$

$$b_2 = 2,832e50$$

$$a_3 = 1,636e46$$

$$b_3 = 4,71e47$$

$$a_4 = .1,661e43$$

$$b_4 = 3,834e44$$

$$a_5 = 6,946e39$$

$$a_6 = 5,948e36$$

$$a_7 = 9,288e32$$

$$a_8 = 5,846e29$$

$$a_9 = 5,24e25$$

$$a_{10} = 2,236e22$$

$$a_{11} = 1,283e18$$

$$a_{12} = 3,582e14$$

$$a_{13} = 1,117e10$$

$$a_{14} = 1,981e06$$

$$b_5 = 2,54e41$$

$$b_6 = 1,237e38$$

$$b_7 = 4,637e34$$

$$b_8 = 1,493e31$$

$$b_9 = 3,552e27$$

$$b_{10} = 8,175e23$$

$$b_{11} = 1,232e20$$

$$b_{12} = 2,111e16$$

$$b_{13} = 1,94e12$$

$$b_{14} = 2,46e08$$

$$b_{15} = 1,129e04$$

$$b_{16} = 1$$

10.4 Elektromechanische Windparksimulation

10.4.1 EMTP-Simulation

Die Simulation elektrischer Energiesystem kann auf unterschiedlichen Verfahren basieren. Dabei werden insbesondere klassische zustandsraumbasierte Simulationen aber auch das Electromagnetic Transients Program (EMTP) angewendet [57]. Eine verbreitete Softwareumgebung bei der Verwendung des EMTP-Verfahren ist die Software PSCADTM/EMTDCTM. Im Unterschied zu Simulationsumgebungen wie MATLAB Simulink werden bei PSCADTM/EMTDCTM Differentialgleichungen der einzelnen Elemente im Zustandsraum gelöst. Stattdessen werden alle zu betrachtenden Elemente in elektrischen Netzwerken als Widerstand mit Paralleler Stromquelle dargestellt (Abbildung 10.3). Auf diese Weise kann ein Netzwerk mit beliebiger Knotenanzahl aus entsprechenden Ersatzimpedanzen abgebildet werden.

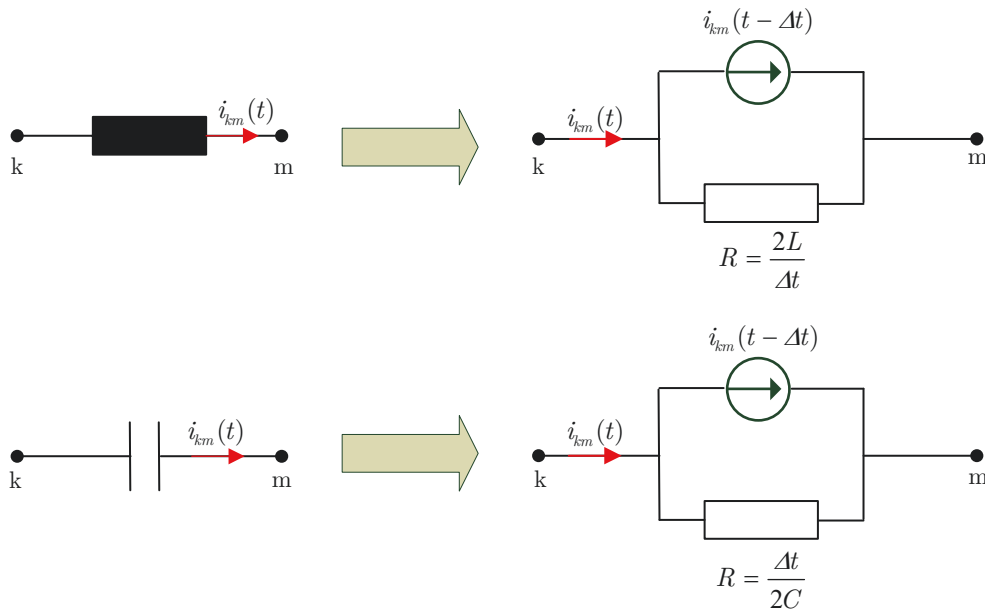


Abbildung 10.3: Modellierung elektrischer Elemente nach EMTP Verfahren

Die Berechnung der Elemente erfolgt innerhalb von PSCADTM/EMTDCTM mit der Trapezmethode als numerische Integration. Gleichung (10.7) beschreibt die Berechnung des Stroms $i_{k,m}$ durch die Induktivität in Abbildung 10.3 bei der Berechnung mit Hilfe des EMTP-Verfahrens. Gleichungen (10.8) und (10.9) beschreiben den Strom der parallelen Ersatzstromquellen für die Modellierung von Induktivität und Kondensator.

$$i_{k,m}(t) = \frac{\Delta t}{2L} [v_k(t) - v_m(t)] + I_{K,m}(t) \quad (10.7)$$

$$I_{K,m}(t - \Delta t) = \frac{\Delta t}{2L} [v_k(t) - v_m(t)] + i_{k,m}(t - \Delta t) \quad (10.8)$$

$$I_{K,m}(t - \Delta t) = \frac{2C}{\Delta t} [v_k(t) - v_m(t)] - i_{k,m}(t - \Delta t) \quad (10.9)$$

Die Gleichungen deuten darauf, dass das Ergebnis stark von der gewählten Integrations-schrittweite Δt abhängt. So kommt es bei der Anwendung der Trapezmethode stets zu Overshoot-Effekten, bei denen der letzte Integrationsschritt in eine bestimmte Richtung das reale Ergebnis überstreitet. Je größer das Δt desto größer werden Berechnungsergebnisse durch Overshooting verfälscht [41]. Zusätzlich können numerische Oszillationen Probleme beim Integrieren mit der Trapezmethode verursachen, welche sowohl bei zu großen als auch bei zu kleinen Integrations-schrittweiten auftreten [58], [59]. Da PSCADTM/EMTDCTM im Vergleich zu MATLAB Simulink über keinen aufwendigen Postprozess verfügt um Ergebnisse nach jedem Integrationsschritt zu überprüfen, können große Netzwerke im Vergleich deutlich schneller berechnet werden. Die Wahl der Rechenschrittweite muss jedoch bei komplexen Netzwerken auf Basis der Ergebnisinterpretation meist iterativ durch den Anwender erfolgen und interpretiert werden.

10.4.2 Validierung interner Größen im Gleichrichterbetrieb

Abbildung 10.4 zeigt den Vergleich beim Betrieb ohne bzw. mit Statik zur intelligenten Blindleistungverteilung zweier WEA mit unterschiedlicher Leistung an einer Dioden-Gleichrichter-HGÜ. Die Darstellung zeigt zusätzlich die q-Anteile der gemessenen Ströme und Spannungen an den jeweiligen WEA-Terminals im FixReF-Koordinatensystem. Abbildung 10.4 a) zeigt, dass ohne Anwendung der Statik beide WEA Strom in Richtung der FixReF-d-Achse einspeisen ($I_q=0$). Durch ungleiche Leistungsverteilung erhöht sich der Phasenwinkel zwischen den Netzspannungszeigern an den WEA Terminal und der FixReF-d-Achse ($U_{q1}=0,25$; $U_{q2}=0,18$). Daraus resultiert eine ungünstige Blindleistungverteilung der WEA.

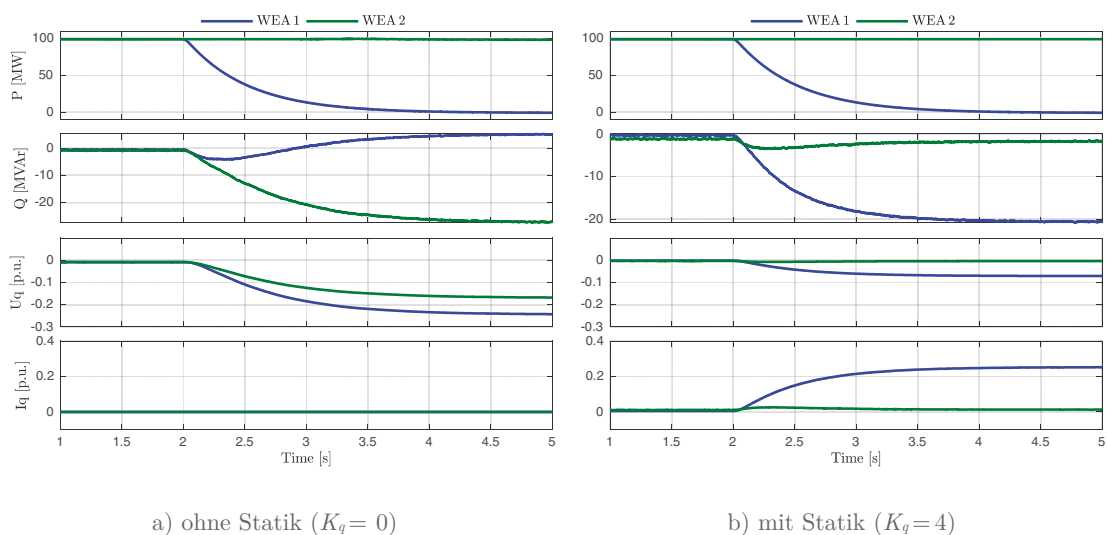


Abbildung 10.4: 2 FSC WEA mit FixReF-Regelung, Vergleich zwischen Betriebsoptionen 1 und 3 (ohne Statik) unter Berücksichtigung des gemessenen Stroms und der Spannung im FixReF-System

Abbildung 10.4 b) zeigt eine identische Wirkleistungsverteilung mit Anwendung der Statik. Die WEA regeln den Abstand zwischen dem Spannungszeiger am Terminal und der FixReF-d-Achse mit Hilfe des Stroms I_q zu null. Den dominierenden Anteil übernimmt dabei die im Leerlauf verweilende WEA 1. Da es sich bei der Statik um eine P-Regelung handelt bleibt eine Regelabweichung

chung ($U_q = 0,08$ p.u.) zwischen Spannung und FixReF-d-Achse. Die dominierende Blindstromspeisung der Leerlauf-WEA 1 resultiert in einer vorteilhaften Blindleistungsverteilung zwischen beiden WEA.

10.4.3 Weitere Simulationsergebnisse der Statik zur Blindleistungsverteilung für verschiedene Steigungsfaktoren ($2 \leq k \leq 8$)

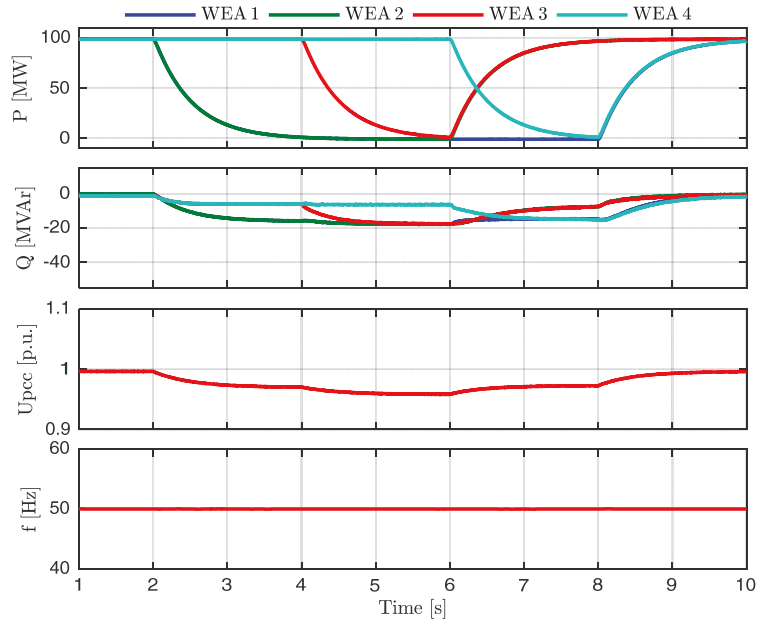


Abbildung 10.5: 4 FSC WEA mit FixReF-Regelung Betriebsführung entsprechend *Option 3*, Simulationsergebnisse für ($K_q = 2$)

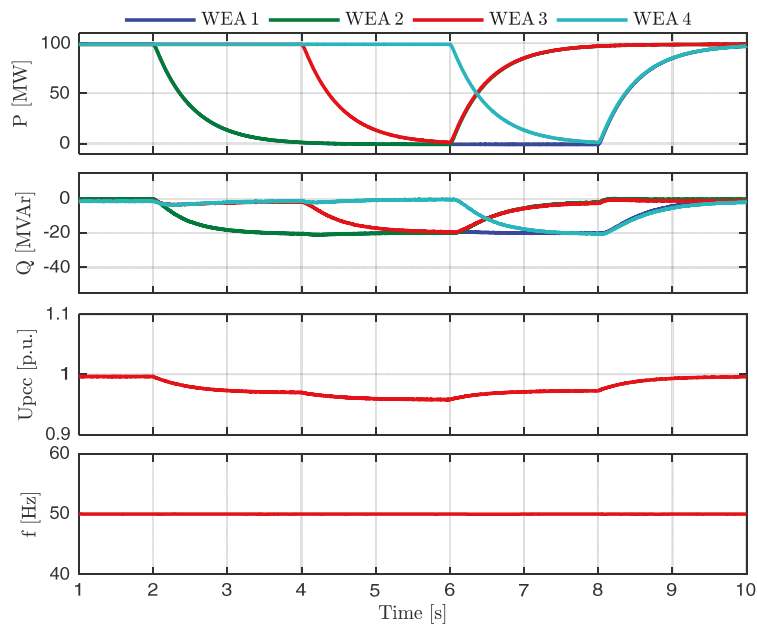


Abbildung 10.6: 4 FSC WEA mit FixReF-Regelung Betriebsführung entsprechend *Option 3*, Simulationsergebnisse für ($K_q = 4$)

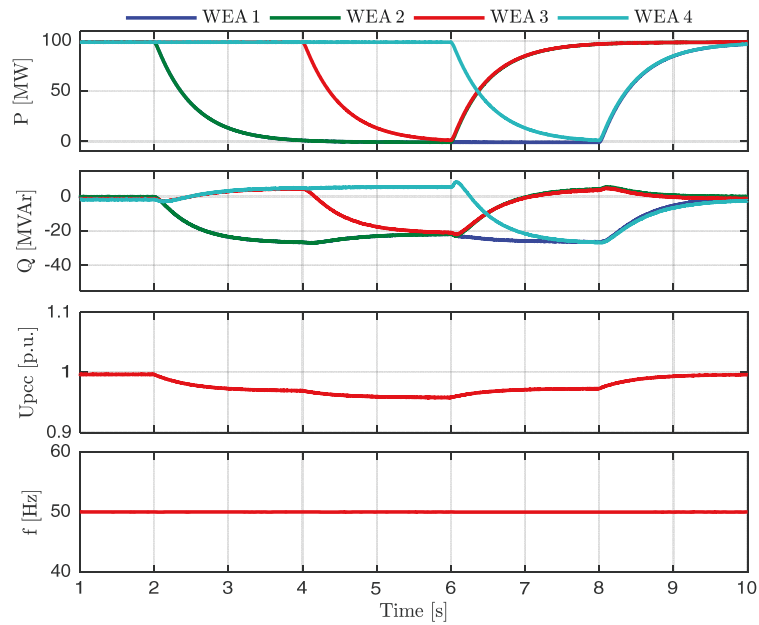


Abbildung 10.7: 4 FSC WEA mit FixReF-Regelung Betriebsführung entsprechend *Option 3*, Simulationsergebnisse für ($K_q = 6$)

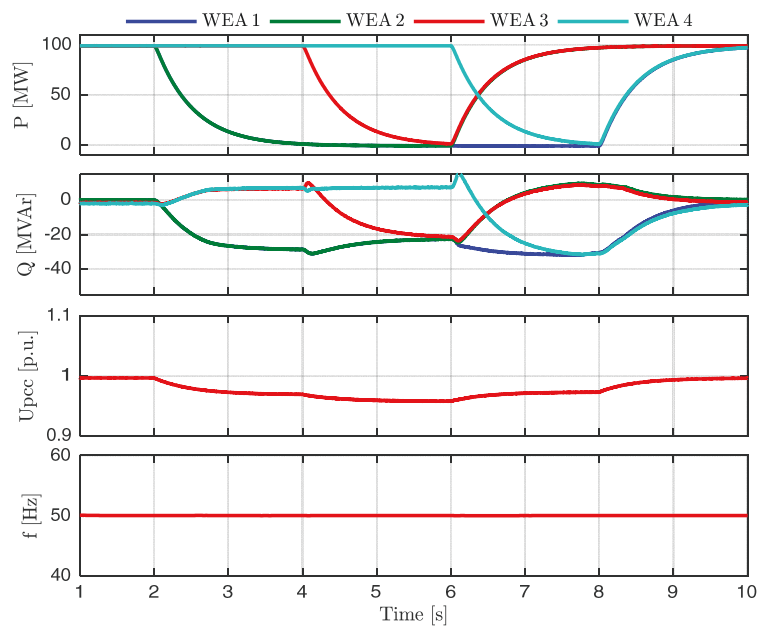


Abbildung 10.8: 4 FSC WEA mit FixReF-Regelung Betriebsführung entsprechend *Option 3*, Simulationsergebnisse für ($K_q = 8$)

10.5 Demonstrator Offshore-Inselnetz

10.5.1 Weitere Messungen Gleichrichterbetrieb

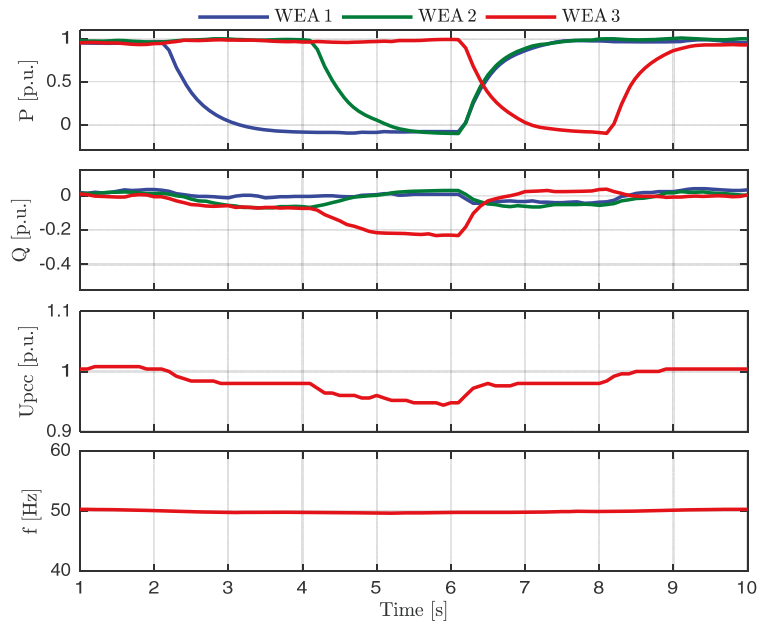


Abbildung 10.9: Messergebnisse des Offshore-Netz Prüfstands im Gleichrichterbetrieb mit FixReF-Regelung der WEA entsprechend *Option 1*

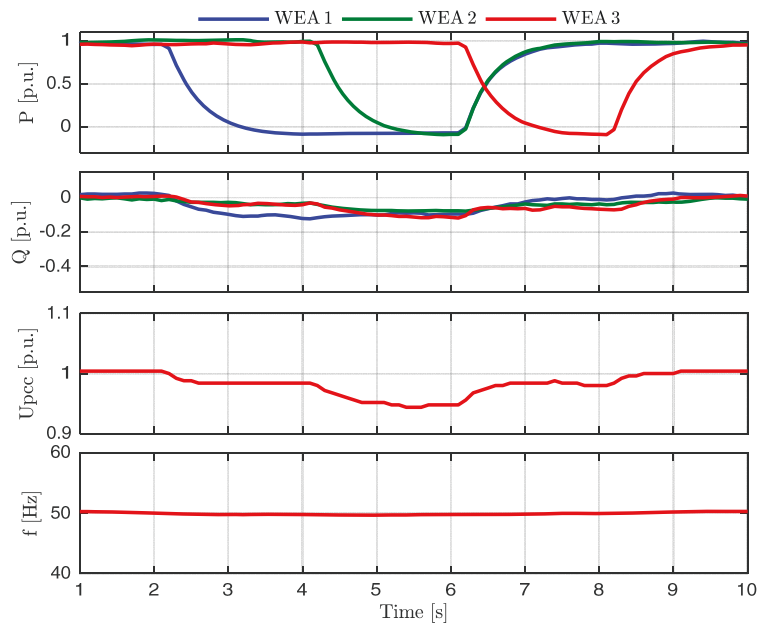


Abbildung 10.10: Messergebnisse des Offshore-Netz Prüfstands im Gleichrichterbetrieb mit FixReF-Regelung der WEA entsprechend *Option 3* ($K_f = 1$)