

Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen

efzn

Energie-Forschungszentrum
Niedersachsen



TU Clausthal

Netz- und kraftwerkbetriebsorientierte Steuer- und Regelungsstrukturen für virtuelle Synchronmaschinen (VISMA) zur Stabilisierung von Microgrids

Steven Reineke

Promotion an der Technischen Universität Clausthal

Band 87



Cuvillier Verlag Göttingen

Das EFZN ist ein gemeinsames
wissenschaftliches Zentrum der
Universitäten:



Netz- und kraftwerkbetriebsorientierte Steuer- und Regelungsstrukturen für virtuelle Synchronmaschinen (VISMA) zur Stabilisierung von Microgrids

Dissertation

zur Erlangung des Doktorgrades
der Ingenieurwissenschaften

vorgelegt von
Steven Reineke
aus Goslar

genehmigt von der
Fakultät für Energie- und Wirtschaftswissenschaften
der Technischen Universität Clausthal

Tag der mündlichen Prüfung
29. August 2025

Impressum

Reihe: Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen, Bd. 87

Titel des Werkes: Netz- und kraftwerkbetriebsorientierte Steuer- und Regelungsstrukturen für virtuelle Synchronmaschinen (VISMA) zur Stabilisierung von Microgrids

Autor: Steven Reineke

Cuvillier Verlag GmbH

Nonnenstieg 8

37075 Göttingen

Telefon: 0049-551-547240

Webseite: www.cuvillier.de

E-Mail: info@cuvillier.de

Bibliografische Informationen der Deutschen Nationalbibliothek

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.dnb.de> abrufbar.

1. Auflage, Göttingen. 2026

Zugl.: Technischen Universität Clausthal, Diss., 2025

Dekanin	Prof. Dr. rer. pol. Ingeborg Wulf
Vorsitzender der Promotionskommission	Prof. Dr.-Ing. habil. Philip Jaeger
Betreuer	Prof. Dr.-Ing. Hans-Peter Beck
Gutachter	Prof. Dr.-Ing. Bernd Engel (Technische Universität Braunschweig)

Tag der mündlichen Prüfung: 29.08.2025

Diese Publikation wurde durch Mittel aus dem Publikationsfonds NiedersachsenOPEN unterstützt, der von zukunft.niedersachsen finanziert wird.

© Cuvillier Verlag GmbH, Göttingen

Dieses Werk ist lizenziert unter einer Creative Commons Namensnennung 4.0 International Lizenz (CC BY 4.0). <https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/> Sie können das Material frei weiterverbreiten und bearbeiten, auch für kommerzielle Zwecke, sofern Sie die Quelle ordnungsgemäß angeben. Sie müssen außerdem einen Link zur Lizenz angeben und auf Änderungen hinweisen. Alle Rechte an Inhalten, die nicht unter diese Lizenz fallen, bleiben vorbehalten.

Gedruckt auf umweltfreundlichem, säurefreiem Papier aus nachhaltiger Forstwirtschaft.

ISSN 2943-8276 (Print)

ISSN 3053-8815 (Online)

ISBN 978-3-68952-568-2

eISBN 978-3-68952-569-9

ORCID 0009-0008-7858-3986

ISNI 0000 0005 3051 8377

DOI 1061061/ISBN_9783689525682

Zusammenfassung

Die strukturelle Transformation des elektrischen Energiesystems führt zu einem Rückbau der netzstabilisierenden Großkraftwerke sowie dem vermehrten Ausbau stromrichtergekoppelter regenerativer Erzeugungseinheiten, vor allem in den unteren Netzebenen. Das erfordert, dass die Systemdienstleistungen zukünftig zunehmend von diesen Anlagen erbracht werden müssen. Regenerative Erzeugungseinheiten sind derzeit überwiegend mit netzfolgender Regelung (Stromquellenverhalten) ausgerüstet, die nur eingeschränkt netzstabilisierende Maßnahmen ergreifen und zu Instabilitäten führen können. Eine Möglichkeit, stromrichtergekoppelte Einheiten mit netzdienlichen und stabilisierenden Eigenschaften in einem dezentralisierten Netz zu integrieren, stellt die virtuelle Synchronmaschine (VISMA) dar.

Der Forschungsschwerpunkt dieser Arbeit liegt auf der Entwicklung von netz- und kraftwerkbetriebsorientierten Steuer- und Regelungsstrukturen für die VISMA. Hierbei ist vor allem der stabile Microgrid-Betrieb (Netzparallel- und Inselnetzbetrieb sowie der unterbrechungsfreie Betriebswechsel in beide Richtungen) im Fokus. Daraus leiten sich drei zentrale Forschungsschritte ab: Hierzu wird (1) der strukturelle Aufbau des Reglers der VISMA untersucht, um einen modularen Aufbau zu ermöglichen, ohne Adaptionen am Regler für alle Betriebszuständen vornehmen zu müssen, (2) ein Regler für die Synchronisierung des Microgrids im Inselnetzbetrieb entwickelt, sodass der Netzparallelbetrieb wieder realisiert werden kann und (3) die Stabilität des Netzes untersucht, mit besonderem Augenmerk auf möglich auftretende Wirk- und Blindleistungspendelungen. Neben simulationsgestützten Untersuchungen stehen in dieser Arbeit vor allem die Messungen im Labor in realitätsnahen 100 %-stromrichterbasierten Niederspannungsnetzen als Machbarkeitsbeweis im Vordergrund.

Das für diese Fragestellungen entwickelte Regelungskonzept der VISMA orientiert sich an bereits etablierten Konzepten für die Regelung von Inselnetzen. Ein besonderer Fokus wurde hierbei auf die Modularität und Flexibilität bei gleichzeitig hoher Betriebssicherheit und geringem Kommunikationsaufwand zwischen den Systemen gelegt. So kann das Inselnetz auch dann weiterhin stabil betrieben werden, wenn die Kommunikation zwischen den beteiligten Systemen unterbrochen wird. Jede VISMA, die an der Stabilisierung beteiligt ist, besitzt ein dezentrales Regelsystem zur bedarfsgerechten Wirk- und Blindleistungsbereitstellung. Dem überlagert ist eine Microgrid-Leitwarte, die den Inselnetzbetrieb detektiert, hinterlegte Statiken für die bessere Regelbarkeit anpasst und im Falle der Wiederkehr des vorgelagerten Netzes durch gezielte Arbeitspunktverschiebung die Synchronität beider Netze herstellt sowie die Schaltstrecke schließt.

Neben den genannten Punkten ist das Regelsystem der VISMA in der Lage ein Netz aus dem Schwarzen aufzubauen. So wird durch eine Rampenfahrt der Erregerspannung ein entsprechender Strom durch den Umrichter eingespeist, der wiederum die Netzspannung aufbaut. Eine anschließende automatische Aktivierung der Regler sichert nach Abschluss des Netzaufbaus den stabilen Netzbetrieb.

Nach den Tests der einzelnen Regler wurde abschließend das gesamte netz- und kraftwerkbetriebsorientierte Steuer- und Regelsystem der VISMA in einem umfangreichen Niederspannungsnetz im Labor getestet. Der Laboraufbau besteht aus vier VISMA-Systemen, einem PV-Einspeisewechselrichter, vier ohmsch-symmetrischen Lasten und einer Asynchronmaschine. Neben dem Ausfall des vorgelagerten Netzes und Laständerungen innerhalb des entstandenen Inselnetzes wird die Netztopologie durch Öffnen einer Schaltstrecke geändert und nach Wiederkehr des vorgelagerten Netzes eine kollektive Resynchronisierung mit diesem durchgeführt.

Die Ergebnisse der Arbeit zeigen, dass ein universal einsetzbares Regelsystem der VISMA zur Stabilisierung eines Microgrids aufgebaut werden kann. Dabei kann die VISMA alleine, in einem Verbund mit weiteren VISMA-Systemen und mit weiteren Einspeisern das Netz stabil betreiben, sowie sicher und unterbrechungsfrei den Netzbetriebswechsel vornehmen.

Abstract

The structural transformation of the electrical energy system is leading to the reduction of grid-stabilising large-scale power plants and the increased expansion of converter-coupled renewable generation units, particularly in the lower grid levels. This means that ancillary services will increasingly have to be provided by these plants in the future. Renewable generation units are primarily designed with grid-following control (power source behaviour), which can only take basic grid-stabilising measures and may lead to instabilities. The virtual synchronous machine (VISMA) is one way of integrating converter-coupled generation units with grid-supporting and stabilising properties in a decentralised grid.

The research focus of this work is on the development of grid- and power plant-operated control structures for the VISMA. The main focus is on stable microgrid operation (parallel grid and island grid operation as well as uninterrupted switching in both directions). Three research topics are derived from this: (1) the structural design of the control unit of the VISMA is being investigated in order to enable a modular design without the need for adaptations to the control unit for all operating states, (2) a control unit for synchronising the microgrid in island grid operation is being developed so that grid parallel operation can be achieved again and (3) the

stability of the grid is being investigated, with particular attention being paid to active and reactive power oscillations that may occur. In addition to simulation-based analyses, this work focusses primarily on laboratory measurements in realistic 100 % converter-based low-voltage grids as proof of feasibility.

The developed control concept of the virtual synchronous machine is based on established concepts for the control of island grids. A particular focus is placed on modularity and flexibility with a high level of supply security and low communication costs between the systems. This means that the stand-alone grid can continue to operate stably even if communication between the involved systems is interrupted. Each VISMA that participates in the stabilisation has a decentralised control system to provide active and reactive power according to demand. A microgrid control unit is located on top of this, which detects the island grid operation, adjusts the stored droop speed control for better controllability and, in the event of the upstream grid returning, establishes the synchronisation of both grids and closes the switching path by selectively shifting the operating point.

In addition to the points mentioned, the VISMA control system is able to build up a grid from the black out. By ramping the excitation voltage, a corresponding current is injected by the inverter, which in turn builds up the grid voltage. After the grid has been built up, subsequent automatic activation of the controllers ensures stable grid operation.

After testing the individual controllers, the entire grid and power plant operation-orientated control and regulation system of VISMA is put to the test in an extensive low-voltage grid in the laboratory. The setup consists four VISMA systems, a PV feed-in inverter, four ohmic-symmetrical loads and an asynchronous machine. In addition to the failure of the upstream grid and load changes within the resulting island grid, the grid topology

is changed by opening a switching section and, after the upstream grid returns, collective resynchronisation is achieved.

The results of the thesis show that a universally applicable VISMA control system can be designed to stabilise a microgrid. The VISMA can operate the grid stably on its own, in a group with other VISMA systems and with other feed-in units, as well as perform grid operation changes safely and without interruption.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
1.1	Motivation	3
1.2	Forschungsfragen	9
1.3	Abgrenzung zu anderen Forschungsarbeiten	12
1.4	Aufbau der Arbeit und Systemübersicht	15
2	Verteilnetztopologien und Umrichteraufbau	19
2.1	Niederspannungsnetze	19
2.2	Das Konzept des Microgrid	25
2.3	Schaltungstopologien für Drehstrom-Umrichter	33
3	Laborumgebung zur Untersuchung umrichterdominierter Verteilnetze	39
3.1	Netzemulator	41
3.2	Umrichter mit Phasenstromregler	42
3.3	Einspeisewechselrichter mit PV-Emulator	44
3.4	Lasten	45
3.5	Netzersatzelemente und Messsystem	46
3.6	Labor „Aktive Verteilnetze“	52
4	Regelsystem der virtuellen Synchronmaschine im Microgrid	57
4.1	Die virtuelle Synchronmaschine	58
4.1.1	Maschinenmodell	60
4.1.2	Leistungsquadranten der VISMA	66

4.1.3	Austruderversuch der VISMA	69
4.2	Regelungskonzept der VISMA in Microgrids	73
4.3	Kaskadierte Leistungsregler für den Betrieb im Microgrid	76
4.3.1	Leistungsregler	79
4.3.2	Frequenz-Wirkleistungs-Regler	98
4.3.3	Spannungs-Blindleistungs-Regler	104
4.3.4	Erweiterte simulative Parameterspezifikation	111
4.3.5	Netzausfall und Lastsprünge mit aktiver Regelung	120
4.3.6	Zwischenfazit	139
4.4	Schwarzstart-Regler	139
4.5	Resynchronisierungsregler	161
5	Laborversuche der virtuellen Synchronmaschine im Microgrid	189
5.1	Netzausfall und Zuschaltung einer weiteren VISMA	193
5.2	Laständerungen im Inselnetzbetrieb	199
5.3	Zuschaltung PV-Einspeisewechselrichter	204
5.4	Änderung der Netztopologie im Inselnetzbetrieb	208
5.5	Kollektive Resynchronisierung mit dem vorgelagerten Netz	211
6	Zusammenfassung	217
A	Regelsystem der virtuellen Synchronmaschine	225
B	Parametersätze der unter- und überlagerten Regler	235
C	Parameter der Leitungselemente in den Versuchsreihen	239
	Abbildungsverzeichnis	243
	Tabellenverzeichnis	251

Abkürzungsverzeichnis	253
------------------------------	------------

Literaturverzeichnis	255
-----------------------------	------------

1 Einleitung

Deutschland gilt als Vorreiter der Energiewende und treibende Kraft im internationalen Klimaschutz. Das im Dezember 2019 erlassene und in Kraft getretene Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) (zuletzt novelliert im Jahr 2024) legt dabei unter anderem verbindliche Absichten zur drastischen Reduzierung der Treibhausgasemissionen fest, um die Netto-Treibhausgasneutralität bis 2045 zu erreichen. Um dies durchzusetzen sind Zwischenziele formuliert: Im Vergleich zum Referenzjahr 1990 sind die Emissionen bis 2030 bereits um wenigstens 65 % und bis 2040 um mindestens 88 % zu reduzieren. Darüber hinaus sollen nach 2050 negative Treibhausgasemissionen erreicht werden.

Der Energiesektor gilt als einer der größten Verursacher von Treibhausgasemissionen in Deutschland, weshalb auf diesen ein besonderer Fokus gesetzt wird. Daher sieht das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), im Interesse des Klima- und Umweltschutzes, eine Transformation zu einer nachhaltigen und treibhausgasemissionsneutralen Stromversorgung vor. Hierin ist ein Ausbauziel der erneuerbaren Energien verankert, welches bis 2030 einen Mindestanteil von 80 % am Bruttostromverbrauch vorsieht. Zugleich muss der Ausbau nicht nur stetig und kosteneffizient, sondern auch umwelt- und netzverträglich erfolgen. Darüber hinaus sieht das Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG) eine schrittweise Reduzierung der am Netz befindlichen Kohlekraftwerke vor. Folglich ist spätestens bis zum Ablauf des Kalenderjahres 2038 der vollständige Ausstieg aus der Erzeugung elektrischer Energie durch den Einsatz von Kohle vorgesehen.

Der fortschreitende Wandel des elektrischen Energiesystems, losgelöst von den fossilen Kraftwerken hin zu den erneuerbaren Energien, bedingt zudem eine strukturelle Transformation des Versorgungsnetzes. Das ehemals zentralistisch aufgebauten Energiesystem mit unidirektionalem Leistungsfluss aus den höheren Netzebenen mit den großen Kraftwerken in die niedrigen Netzebenen hin zu den Endverbrauchern geht stetig in ein dezentralisiertes System über. Infolgedessen werden zunehmend stromrichter gespeiste Erzeugungseinheiten unterschiedlichster Leistungsklassen, vor allem in den unteren Netzebenen, integriert, die bidirektionale Leistungsflüsse induzieren.

Die Veränderungen im Energieversorgungssystem, vor allem der Rückbau der systemdienstleistungserbringenden Kraftwerke, erfordert, dass die notwendigen netzstabilisierenden Maßnahmen zunehmend auch von den dezentralen Einheiten erbracht werden müssen. Hierzu ist nicht nur die von den Kraftwerken mit rotierender Masse vorgehaltene Momentanreserve adäquat zu ersetzen, sondern auch die Maßnahmen zur kurz- und langzeitigen Frequenz-, Spannungs- und Winkelstabilität [1]. In [2] ist gezeigt worden, dass sich Phasenwinkelsprünge im gesamten Netz in unter einer Millisekunde ausbreiten und somit die notwendige Bedingung für die hinreichend schnelle Bereitstellung von Momentanreserve über alle Netzebenen erfüllt ist, auch dem Verteilnetz, der untersten Ebene. Mit einer Länge von rund 1,2 Mio. km, das entspricht etwa 66 % aller deutschen Stromnetze, dominiert das Niederspannungsnetz [3] und bietet demzufolge ein großes Potenzial, Systemdienstleistungen dezentral zu erbringen.

1.1 Motivation

Die im dezentralisierten Verteilnetz betriebenen (regenerativen) Erzeugungseinheiten werden fast ausnahmslos mittels selbstgeführter Wechselrichter mit stromeinprägender Regelung (auch als netzfolgende Regelung bezeichnet) angebunden. In der Regel wird hier mit Hilfe einer Phasenregelschleife der Phasenwinkel der Netzspannung bestimmt und auf Basis der geforderten Wirk- und Blindleistungsvorgaben sowie der Spannungsamplitude ein Stromsollwert berechnet, der durch die interne Regelung eingeprägt wird. Somit verhält sich der Wechselrichter dem Netz gegenüber wie eine Stromquelle und kann ohne eine Anpassung der eingespeisten Leistung dem Netz folgen. Das Regelungsverfahren zeichnet sich vor allem durch seine hohe Dynamik aus, weshalb sich dieses bei nahezu allen Wechselrichtern im Netzparallelbetrieb etabliert hat. Dem gegenüber steht der Nachteil, dass immer ein vorgelagertes Netz vorhanden sein muss, auf welches sich der Stromrichter synchronisieren kann. Ein stabiler und dauerhafter Inselnetzbetrieb ist folglich nicht möglich. Zudem führt der zunehmende Anteil leistungselektronisch gekoppelter Anlagen mit Stromquellenverhalten bei gleichzeitigem Rückgang rotierender Maschinen zu Instabilitäten im Netzbetrieb. [4, 5]

Ein typisch dezentralisiertes Verteilnetz bestehend aus räumlich verteilten Verbrauchereinheiten, mehreren regenerativen Einspeisern (mit netzfolgender Regelung) und einem Anschluss zu einem vorgelagerten Netz, wie bspw. Abbildung 1.1 zeigt. Dieses Beispielnetz kann aus Sicht des vorgelagerten Netzes auf Basis der Residuallast am Netzanschlusspunkt (NAP) entweder als Verbraucher oder als Erzeuger fungieren, je nach Richtung des Leistungsflusses.

Die Photovoltaikanlagen der Haushalte an den einzelnen Netzknotenpunkten werden mittels selbstgeführter Wechselrichter mit stromeinprägender

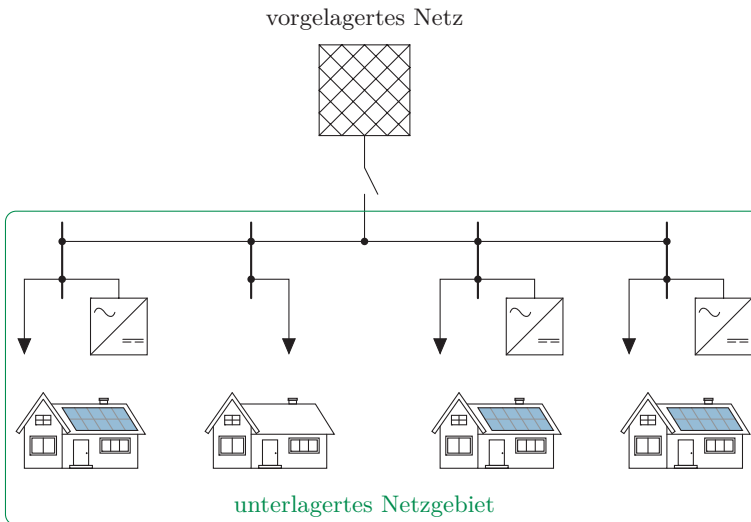


Abbildung 1.1 – Prinzipdarstellung eines dezentralisierten Verteilnetzes. Dargestellt ist ein dezentralisiertes Verteilnetz bestehend aus mehreren Verbrauchereinheiten, hier Haushalten, wobei einige dieser eine Photovoltaikanlage auf dem Dach haben und somit auch zum Erzeuger werden können. Dieses Beispielnetz kann aus Sicht des vorgelagerten Netzes entweder als Verbraucher oder als Erzeuger fungieren. Im Falle eines Leistungsgleichgewichts zwischen den Haushaltslasten und den Einspeisern kann das Netz auch neutral gegenüber dem vorgelagerten Netz wirken. Die netzfolgende Regelung der Einspeisewechselrichter erfordert die stetige Kopplung mit dem vorgelagerten Netz.

Regelung (Stromquellenverhalten) an das Netz angebunden. Diese besitzen nur grundlegende netzstützende Eigenschaften im Sinne der VDE-AR-N 4105 [6], sind auf das vorgelagerte Netz angewiesen und speisen den Strom auf Basis der geforderten Wirk- und Blindleistung ein. Folglich kann der Versorgungsbetrieb des unterlagerten Verteilnetzes unter keinen Umständen nach einer Trennung vom Verbundnetz aufrechterhalten werden.

Zur Demonstration dieses Verhaltens wird aus der Prinzipdarstellung eines dezentralisierten Verteilnetzes (s. Abbildung 1.1) mit räumlich ausgedehnten Erzeuger- und Verbrauchereinheiten ein Labornetz mit einer konzentrierten Last und einer konzentrierten Erzeugereinheit abgeleitet. Das zu diesem Versuch zugehörige Einliniendiagramm ist in Abbildung 1.2 dargestellt. Da die räumliche Anordnung im Versuch eine untergeordnete Rolle zugetragen wird, werden Leitungselemente zwischen den konzentrierten Komponenten vernachlässigt, sodass die Betrachtung an einer Sammelschiene erfolgt.

Das vorgelagerte Netz wird durch einen Netzemulator nachgebildet, der

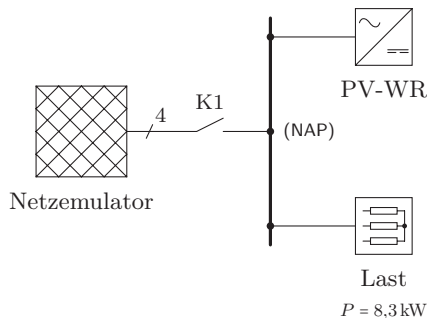


Abbildung 1.2 – Einliniendiagramm der Ersatzschaltung zu einem Versuch mit emuliertem Netzausfall im dezentralisierten Verteilnetz mit einem Einspeisewechselrichter. Das vorgelagerte Netz wird durch einen Netzemulator nachgebildet, der Wechselrichter ist ein 2-Level-Solarwechselrichter mit Stromquellenverhalten (netzfolgende Regelung), der nach der VDE-AR-N 4105 Wirk- und Blindleistung einspeist. Als Last wird ein dreiphasiger symmetrischer ohmscher Widerstand verwendet. Netzersatzelemente zwischen den einzelnen Komponenten wurden nicht berücksichtigt, die Komponenten sind direkt an einer Sammelschiene angeschlossen. Das Versuchsnetz wird durch Öffnen des Kuppelschalters K1 am Netzanschlusspunkt (NAP) vom Netzemulator getrennt und in ein Inselnetz überführt.

alle vier Leistungsquadranten abdecken kann und somit einen bidirektionalen Wirk- und Blindleistungsfluss ermöglicht. Als konzentrierte Erzeugereinheit wird ein 2-Level-Solarwechselrichter mit Stromquellenverhalten (netzfolgende Regelung), der nach der VDE-AR-N 4105 [6] Wirk- und Blindleistung einspeist, verwendet, der aus einer steuerbaren Gleichstromquelle mit PV-Generator-Nachbildung gespeist wird. Als Last wird ein dreiphasiger symmetrischer ohmscher Widerstand verwendet. Eine detailliertere Vorstellung der Komponenten erfolgt in Kapitel 3. Während des Versuches wird der Kuppelschalter K1 am Netzanschlusspunkt geöffnet, sodass das Versuchsnetz vom emulierten vorgelagerten Netz getrennt wird und aus dem Netzparallel- in den Inselnetzbetrieb überführt wird.

Die eingespeiste Leistung des Solarwechselrichters ist so festgelegt, dass diese gerade der Verbraucherlast von 8,3 kW entspricht und über dem Netzanschlusspunkt nahezu kein Leistungsfluss aus dem emulierten vorgelagerten Netz in das Versuchsnetz stattfindet. Die Netzspannung, der Strom über den NAP und der vom Solarwechselrichter eingepreiste Strom sind in Abbildung 1.3 dargestellt.

Die Trennung des emulierten vorgelagerten Netzes vom Versuchsnetz erfolgt zum Zeitpunkt 100 ms, erkennbar an dem geringen Strom über dem Netzanschlusspunkt, der im Augenblick der Netztrennung schlagartig null wird. Das Netz bricht jedoch nicht sofort zusammen. Für weitere 150 ms hält der Einspeisewechselrichter die Versorgung aufrecht, bevor die Netzspannung und der durch den Wechselrichter eingespeiste Strom schrittweise abnehmen und bei etwa 270 ms das Netz letztlich zusammenbricht. Folglich ist zu diesem Zeitpunkt mindestens ein Netzparameter außerhalb der zulässigen Grenzen, wodurch ein Abschaltkriterium erfüllt ist und der Stromrichter vom Netz getrennt wird.

Eine detailliertere Auswertung der Spannung in Abbildung 1.4 zeigt, dass

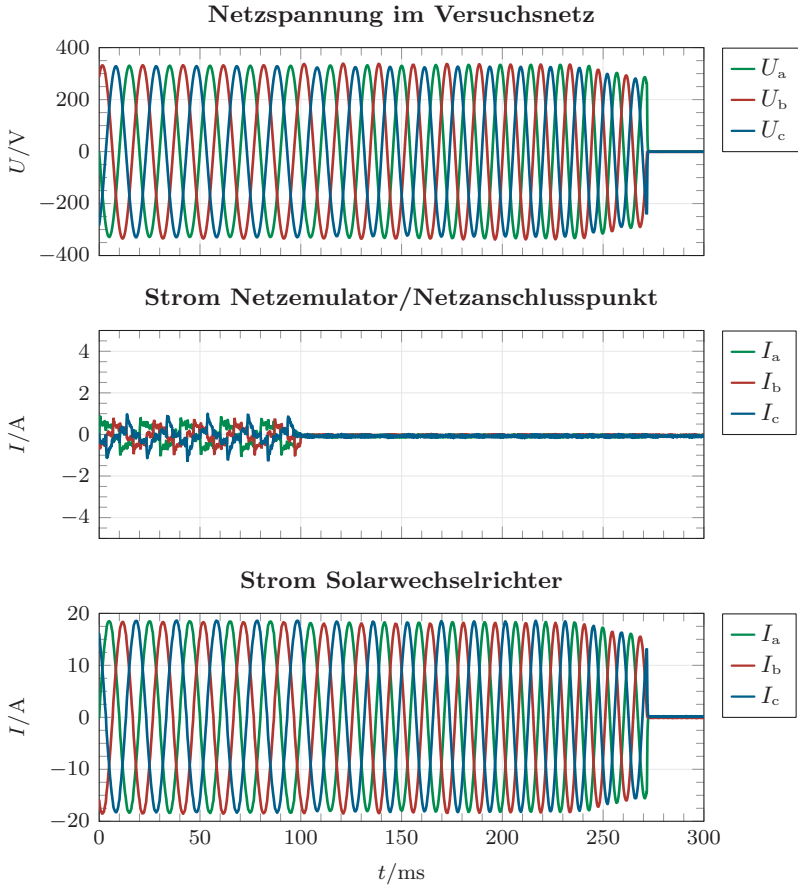


Abbildung 1.3 – Netzgrößen zum Versuch des emulierten Netzausfalls im dezentralisierten Verteilnetz mit einem Einspeisewechselrichter. Bei 100 ms wird der Kuppelschalter K1 geöffnet, das vorgelagerte Netz von der Sammelschiene getrennt und der Übergang ins Inselnetz vorgenommen. Die Gleichstromquelle des Einspeisewechselrichters ist so eingestellt, dass dieser die Last alleine versorgt und nahezu kein Leistungsfluss über dem NAP stattfindet. 170 ms nach der Netztrennung geht der Wechselrichter in Störung und das Netz bricht zusammen.

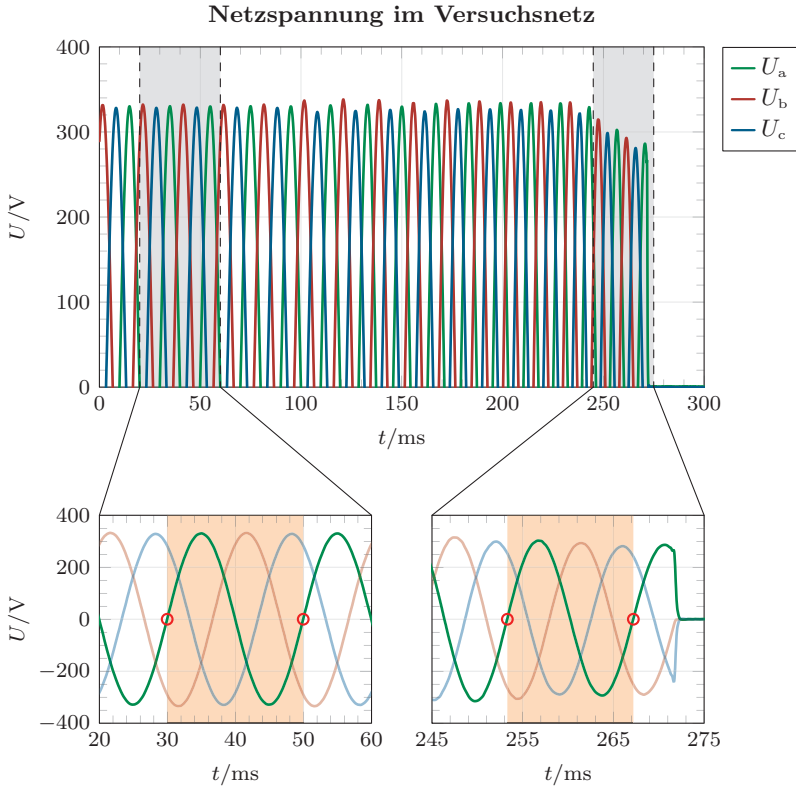


Abbildung 1.4 – Netzgrößen im Detail zum Versuch des emulierten Netzausfalls im dezentralisierten Verteilnetz mit einem Einspeisewechselrichter. Die Detailaufnahme der Netzspannung zeigt sehr deutlich, dass durch die fehlende Spannungsregelung des Wechselrichters die Netzspannung in der Amplitude zu schwanken beginnt und sich die Frequenz ändert. Ein stabiler Netzbetrieb ist nach der Trennung nicht mehr möglich.

mit der Netztrennung zum Zeitpunkt 100 ms die Spannung aufgrund der fehlenden netzstabilisierenden Regelungen des Einspeisewechselrichters zu schwanken beginnt. Zum einen nehmen die Phasen ungleichmäßige Amplitudenwerte an und zum anderen zeigt sich eine Erhöhung der Netzfrequenz, wie der Detailplot um 250 ms zeigt. An dieser Stelle werden die Nachteile bzw. die unzureichenden netzstabilisierenden Eigenschaften der netzfolgenden Regelung unterstrichen: Es zeigt sich nicht nur die Notwendigkeit eines vorgelagerten Netzes, sondern auch die Instabilität des Netzbetriebes, die durch das Stromquellenverhalten hervorgerufen wird und weitere Untersuchungen, wie bspw. Laständerungen, ausschließt.

Eine Möglichkeit, stromrichtergekoppelte Erzeugungseinheiten mit stabilisierenden Eigenschaften in einem dezentralisierten Netz zu integrieren, stellt die virtuelle Synchronmaschine (VISMA) dar [7]. Die VISMA beschreibt ein Verfahren, die elektromechanische Synchronmaschine mathematisch zu modellieren und das elektrische sowie mechanische Verhalten mit Hilfe eines Umrichters am Netz abzubilden. Die Nachbildung des virtuell rotierenden Rotors mit seiner virtuellen Schwungmasse bringt die gleichen inhärenten und stabilisierenden Eigenschaften wie eine Synchronmaschine im Kraftwerk mit sich. Somit stellt die VISMA eine Unterklasse der netzbildenden Umrichter dar.

1.2 Forschungsfragen

Nach dem aktuellen Stand der Technik sind Wechselrichterregelungen entweder für den Netzparallelbetrieb (netzfolgende Regelung) oder den Inselnetzbetrieb (netzbildende Regelung) ausgelegt. Somit ist der Netzbetriebswechsel, also der Übergang vom Netzparallel- in den Inselnetzbetrieb und umgekehrt, im Wesentlichen mit einer Spannungsunterbrechung und einer

Reglerumschaltung verbunden. Zudem ist im Inselnetzbetrieb die Sicherstellung der Trennung vom Verbundnetz erforderlich, da netzbildende Regelungen im Allgemeinen nicht im Netzparallelbetrieb Anwendung finden bzw. nur wenige Millisekunden zum Zweck einer Synchronisierung parallel betrieben werden dürfen. [8, 9]

Der zunehmende Ausbau stromrichtergekoppelter Erzeugungsanlagen im Niederspannungsnetz bedingt, dass abhängig von den im Netz befindlichen Anlagen und der Residuallast am NAP, auch ein stabiler Netzbetrieb ohne ein vorgelagertes Netz möglich ist, sofern ein stetiger Ausgleich zwischen Erzeuger- und Verbraucherleistung sichergestellt ist. Wie bereits angedeutet stellt die VISMA eine geeignete Möglichkeit dar, netzdienlich und stabilisierend in einem Verteilnetz integriert zu werden. Im Rahmen dieser Arbeit ist eine netz- und kraftwerkbetriebsorientierte Steuer- und Regelungsstruktur der virtuellen Synchronmaschine zu entwickeln, welches das dezentralisierte Verteilnetz zu einem Microgrid transformiert und somit sowohl den Netzparallel- als auch den Inselnetzbetrieb sowie den unterbrechungsfreien Übergang zwischen den beiden Netzbetriebsarten ermöglicht. Hierbei sind die folgenden Forschungsfragen zu beantworten:

- (1) Kann eine Reglerstruktur für die VISMA entwickelt werden, die sowohl den Netzparallelbetrieb als auch den stabilen Inselnetzbetrieb sicherstellen kann? Zudem soll das entwickelte Regelsystem im Inselnetzbetrieb in der Lage sein, ohne Adaption der Regler sowohl den Alleinbetrieb als auch den Verbundbetrieb mehrerer VISMA-Systeme sowie die Integration weiterer Erzeugereinheiten mit netzfolgender Regelung zu ermöglichen.
- (2) Nachdem das Microgrid im Inselnetzbetrieb gefahren wurde und ein vorgelagertes Netz wieder am NAP vorhanden ist, wird der Netzparallelbetrieb angestrebt. Hierfür ist eine Synchronisierung beider Net-

ze erforderlich. Im Allgemeinen ist dies durch die hohe Regelbarkeit von einzelnen stromrichterbasierten oder dieselmotorischen Ersatzstromanlagen in kleinen Inselnetzen recht einfach umzusetzen. Im zu untersuchenden Microgrid sollen sich mehrere Systeme bei einer Vielzahl an Erzeugungseinheiten im Netz an der Synchronisierung beteiligen. Welche Struktur hat ein Synchronisierungsregler für das zu untersuchende Vorhaben? Welcher Kommunikationsaufwand ist zwischen den Systemen erforderlich, um einen sicheren Übergang in den Netzparallelbetrieb zu gewährleisten?

- (3) Typischerweise beteiligen sich nicht alle Erzeugereinheiten gleichermaßen an der Stabilisierung eines Netzes, da diese unterschiedliche Reglerparameter haben. Zudem sind die Systeme aufgrund des Strukturwandels nun elektrisch nah beieinander, sodass eine gegenseitige Beeinflussung möglich ist. Kommt es mit dem zu entwickelnden Regelsystem zu Wirk- und/oder Blindleistungspendelungen zwischen den VISMA-Systemen, welche die Stabilität des Netzes gefährden?

Annahmen für die Entwicklung des Regelsystems

Nach der VDE-AR-N 4105 [6] sind die Erzeugungsanlagen im Niederspannungsnetz unter anderem mit einer Inselnetzerkennung auszustatten, die eine Abschaltung innerhalb von 2 s nach der Detektion fordert. Dies hat unter anderem den Grund, dass es bei gewollten Schalthandlungen und der Freischaltung eines Netzgebietes, bspw. infolge von Wartungsarbeiten, nicht zu unkontrollierbaren Netzzuständen oder einem isolierten Teilnetz kommt. Im Rahmen dieser Arbeit wird explizit der stabile Weiterbetrieb des sich ergebenden isolierten Netzes gewünscht. Dabei spielt es eine untergeordnete Rolle, weshalb es zu einer Netztrennung gekommen ist. Es wird jedoch angenommen und vorausgesetzt, dass ein fortlaufender Netzbetrieb möglich ist und keine Netzfehler vorliegen.

Bekannte Inselnetzerkennungsverfahren oder solche, die in zukünftigen Netzen Anwendung finden, stellen keinen Aspekt dieser Arbeit dar. Ebenso wird kein neues Erkennungssystem entwickelt. Es wird angenommen, dass ein geeignetes Inselnetzerkennungsverfahren das isolierte Teilnetz sicher erkennt und ein entsprechendes Signal ausgibt. In dieser Arbeit wird durch den Controller, welcher die Schalthandlung und somit die Trennung vom vorgelagerten Netz vornimmt, ein entsprechendes Signal ausgegeben, welches durch das netz- und kraftwerkbetriebsorientierte Steuer- und Regelungssystem der virtuellen Synchronmaschine weiterverarbeitet wird.

1.3 Abgrenzung zu anderen Forschungsarbeiten

Zu der virtuellen Synchronmaschine mit ihren Eigenschaften und möglichen Anwendungsfällen existieren bereits einige Arbeiten und Veröffentlichungen. Dazu zählt zum Beispiel die Implementierung dieser auf einem Vierleiter-Umrichter in einem Gesamtkonzept zum netzdienlichen Laden von Elektrofahrzeugen. In [10] ist zur Steuerung des Umrichters das Hyperraumzeigermodulations-Verfahren mit überlagertem Proportional-Resonanz-Regler angewendet worden. Mit einem für den Ladevorgang entwickelten überlagerten Regler in Verbindung mit der VISMA erlaubt der Vierleiter-Umrichter die gezielte Be- und Entlastung einzelner Phasen des Netzes sowie die Kompensation vorliegender Unsymmetrien. Der Fokus wird in der Arbeit nicht auf die VISMA gelegt, sondern auf die Entwicklung der Regelung des Umrichters. Zudem wird die VISMA als alleiniges System in einem Niederspannungsnetz und ausschließlich im Netzparallelbetrieb betrachtet.

Die Bereitstellung von Systemdienstleistungen mittels der virtuellen Synchronmaschine im Niederspannungsnetz für den stabilen und sicheren Be-

trieb des Energieversorgungssystems zeigen [11] und [12]. Bei diesem Ansatz ist ein Modell der VISMA im rotorfesten dq-Koordinatensystem auf einem 400 kVA Umrichter für den Netzparallelbetrieb implementiert worden. Der Forschungsschwerpunkt liegt auf der Erbringung von Momentanreserve durch ein Hochleistungsbatteriesystem. Die gezeigten Untersuchungen zielten nicht in Richtung der Stabilisierung eines Microgrids ab.

Eine Parametrierungsmethode der VISMA am frequenzstarken Netz zeigt [13]. Diese soll die virtuelle Synchronmaschine befähigen, ein vergleichbares, dynamisches Verhalten wie die reale Synchronmaschine in den Kraftwerkparks zu erlangen. Zum Ableiten der Kriterien der Verbundstabilität werden Lyapunov-Funktionen verwendet, der Nachweis erfolgt mittels durchgeführter Simulationsstudien und durch Messungen am starren Netz. Als zentrale Forschungsfragen wird der Fokus neben der Festlegung der Parameter vor allem auf das Ziel, dass ein Anlagenverbund stabil am Verbundnetz arbeiten kann, gelegt. Der Inselnetzbetrieb ist nicht Gegenstand der Untersuchungen.

In [14] werden die virtuelle Synchronmaschine und der Voltage Controlled Inverter untersucht und verglichen. Der Fokus der Arbeit wird auf das netzdienliche Verhalten beider Konzepte gelegt und als Kernthema werden im Inselnetzbetrieb Fehlerfälle, wie Netzausfall, Kurzunterbrechungen und Kurzschlüsse, untersucht. Hauptsächlich ist die VISMA im Sinne einer USV-Anlage zu betreiben. Hierbei steht im Vordergrund, dass die angeschlossene Last bei vorliegenden Fehlerfällen weiter versorgt und mittels entwickelter Kurzschlussregelung vor netzseitigen Fehler geschützt wird. Diese Regelung basiert auf der Umschaltung der Statorparameter im VISMA-Modell, sobald ein Kurzschluss erkannt ist. Neben Simulationsstudien sind Messungen am Prüfstand Bestandteil der Arbeit. Hauptaugenmerk wird auf den Betrieb der VISMA als USV-Anlage gelegt, wobei nur eine Maschine Gegenstand der Untersuchung ist.

Die Rotorwinkelstabilität autonomer Microgrids, die vollständig aus leistungselektronischen Umrichtern mit der VISMA bestehen, werden in [15] untersucht. Hierzu ist ein Kleinsignalmodell eines Multi-Konverter-Microgrids entwickelt worden, welches die Stabilitätseigenschaften mittels Eigenwertanalysen auswertet. Ergänzend wird ein Verfahren zur Bestimmung des stationären Betriebspunktes für die untersuchten Systeme vorgestellt. Die Validierung der Ansätze erfolgt anhand eines modifizierten IEEE-9-Bus-System in der Simulation.

Im Rahmen dieser Arbeit wird für die virtuelle Synchronmaschine eine netz- und kraftwerkbetriebsorientierte Steuer- und Regelungsstruktur entwickelt, die den stabilen Microgrid-Betrieb ermöglicht. Dazu zählen nicht nur der Netzparallel- und Inselnetzbetrieb, sondern auch der unterbrechungsfreie Betriebswechsel in beide Richtungen, unabhängig von der Anzahl und Art der vorhandenen Erzeugereinheiten. Hierzu ist unter anderem ein Resynchronisierungsregler entwickelt worden, der mit minimalem Kommunikationsaufwand eine Synchronisierung im Verbund der teilnehmenden Systeme ermöglicht. Zudem ist für den gesamten Microgrid-Betrieb keine Reglerumschaltung notwendig, sodass Netzparallel- und Inselnetzbetrieb mit der gleichen Reglerstruktur möglich sind. Im Vergleich zu bisherigen Betrachtungen liegt der Fokus auf einem 100 %-stromrichterbasierten Niederspannungsnetz mit bis zu vier VISMA-Systemen und weiteren Einheiten, die kollektiv den stabilen Netzbetrieb sichern. Die Machbarkeit wird neben unzähligen Simulationsstudien mit einer Vielzahl an Labormessungen unterstrichen, wobei die Struktur, Netztopologie und räumliche Ausdehnung realitätsnaher Verteilnetze berücksichtigt werden. Der Stabilitätsnachweis erfolgt mit neben den bekannten ohmschen Laständerungen auch mit Schalthandlungen, welche die Netztopologie ändern, oder dem Anlauf einer Asynchronmaschine.

1.4 Aufbau der Arbeit und Systemübersicht

Ziel dieser Arbeit sind netz- und kraftwerkbetriebsorientierte Steuer- und Regelungsstrukturen für virtuelle Synchronmaschinen zur Stabilisierung von Microgrids unter Berücksichtigung der im vorherigen Abschnitt genannten Forschungsfragen zu entwickeln, in der Simulation zu testen und letztlich am Prüfstand in einer geeigneten Umgebung die bereits gewonnen Ergebnisse zu validieren.

Die Struktur der vorliegenden Arbeit orientiert sich am Aufbau des vollständigen VISMA-Systems mit der zu entwickelnden internen und externen Reglerstruktur. Die Systemübersicht in Abbildung 1.5 zeigt dies schematisch.

Unter dem zu untersuchenden Microgrid wird ein Energieverteilungssystem auf Niederspannungsebene verstanden. Für eine klare Abgrenzung der Zielsetzung der vorliegenden Arbeit wird in Kapitel 2 zunächst kurz auf die Verteilnetze und die Definition des Microgrids eingegangen. Weiterführend werden mögliche Schaltungstopologien für Umrichter in Vierleiter-Drehstromnetzen sowie bereits bekannte Regelungskonzepte eines Verbundes an Umrichtern im Inselnetzbetrieb vorgestellt, die letztlich eine Grundlage für das entwickelte Regelungskonzept bildet.

Neben der theoretischen und simulativen Entwicklung des Regelsystems steht die Validierung in einer eigens für die Erprobung von Umrichtern aufgebauten Laborumgebung, dem Labor „Aktive Verteilnetze“, im Fokus. Auf die einzelnen Komponenten und die Anforderungen an die Versuchsplattform wird in Kapitel 3 eingegangen.

Nach einer kurzen Vorstellung des Grundgedankens der VISMA sowie deren Leistungsumfang zu Beginn des Kapitels 4 werden die für den Microgrid-Betrieb erforderlichen Regler (grüner Kasten in Abbildung 1.5) ent-

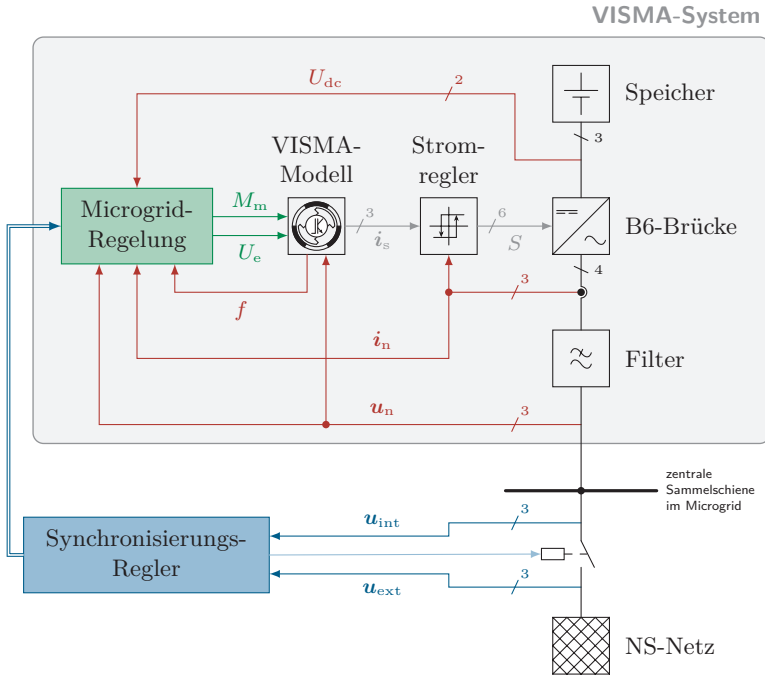


Abbildung 1.5 – Systemübersicht des Umrichters mit der Funktionalität der virtuellen Synchronmaschine und entsprechender Regelungsstruktur für den sicheren und stabilen Betrieb im Microgrid. Ein komplettes VISMA-System besteht neben dem Leistungsteil auf der Steuerungsseite aus einem geeigneten Stromregler, dem Modell der virtuellen Synchronmaschine und dem Microgrid-Regler, der in Kapitel 4 detailliert vorgestellt wird. Für die Synchronisierung mit dem vorgelagerten Netz, z. B. nach Wiederkehr, ist ein externer Regler erforderlich, welcher den an der Synchronisierung teilnehmenden Systemen entsprechende Parameter übermittelt (unidirektionaler Datenfluss). Nach erfolgreicher Resynchronisierung koppelt dieser Regler das Microgrid mit dem vorgelagerten Netzbereich (*hier*: Niederspannungsnetz). **Hinweis:** Für eine übersichtlichere Darstellung sind in diesem Bild an der zentralen Sammelschiene keine weiteren Betriebsmittel dargestellt.

wickelt und erprobt. Gegenstand der Untersuchungen sind nicht nur der Netzparallel- oder Inselnetzbetrieb, sondern auch der unterbrechungsfreie Betriebswechsel in beide Richtungen. Für den Übergang in den Inselnetzbetrieb ist allein die Microgrid-Regelung verantwortlich, ebenso wie für den stabilen Weiterbetrieb des entstandenen Teilnetzes. Dabei spielt es für die Regelung keine Rolle, ob das VISMA-System als alleinige Erzeugereinheit im Netz arbeitet oder weitere Einheiten (mit oder ohne VISMA-Funktionalität) aktiv sind.

Der Übergang vom Inselnetz- in den Netzparallelbetrieb ist nicht ohne weiteres möglich. Aus diesem Grund ist zusätzlich zur internen Regelung ein externer Synchronisierungs-Regler (blauer Kasten in Abbildung 1.5) zu entwickeln. Dieser übermittelt im Falle einer Resynchronisierung die erforderlichen Parameter über eine Kommunikationsleitung (unidirektional) an die VISMA-Systeme, die sich an der Resynchronisierung beteiligen.

Neben der Überprüfung der Teilregler in Kapitel 4 wird abschließend in Kapitel 5 ein Microgrid aus einem Verbund an VISMA-Systemen mit dem vollständigen Regelsystem, einem Einspeisewechselrichter und verschiedener Lasten in einem räumlich ausgedehnten Verteilnetz untersucht. Im Fokus stehen neben dem Netzausfall und dem unterbrechungsfreien Übergang in den Inselnetzbetrieb, Laständerungen und die Resynchronisierung nach Wiederkehr des vorgelagerten Netzes.

2 Verteilnetztopologien und Umrichteraufbau

Für die Entwicklung eines Regelsystems der virtuellen Synchronmaschine zur Stabilisierung eines Microgrids ist zunächst der Einsatzbereich abzugrenzen. Hierzu werden in diesem Abschnitt das Niederspannungsnetz und deren typischen Netzstrukturen näher betrachtet wie auch das Microgrid als spezielle Ausprägung des Verteilnetzes vorgestellt. Diese Netzform ermöglicht neben dem Netzparallelbetrieb auch den Inselnetzbetrieb. Bereits bekannte Regelsysteme für Inselnetze werden beleuchtet sowie deren Anwendbarkeit für das Microgrid und das zu entwickelnde Regelsystem bewertet. Abschließend wird noch auf mögliche Topologien von Umrichtern eingegangen, die den Microgrid-Betrieb ermöglichen.

2.1 Niederspannungsnetze

Der überwiegende Anteil elektrischer Endverbraucher sind ein- und dreiphasige Niederspannungsverbraucher, deren Versorgung über ein Niederspannungsnetz erfolgt. Dieses wird aus einem überlagerten Mittelspannungsnetz oder seltener auch aus einem vorgelagerten Niederspannungsnetz gespeist. Im Vergleich zu den anderen Netzebenen sind diese nicht als Dreileiternetz ausgeführt, sondern als Vierleiternetz, um auch den Anschluss einphasiger oder unsymmetrischer Verbrauchereinheiten zu ermöglichen. [16]

Aus topologischer Sicht wird bei Stromnetzen zwischen folgenden Grundformen unterschieden:

- Strahlennetz
- Ringnetz
- verzweigtes Ringnetz
- Maschennetz

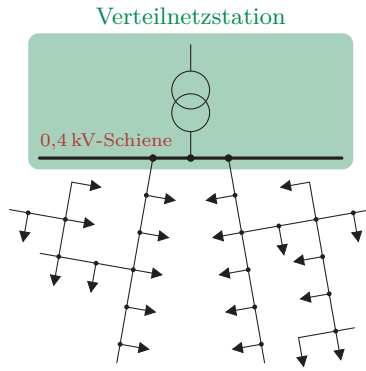
In Abhängigkeit verschiedenster Aspekte, zu nennen seien an dieser Stelle vor allem die geografischen Gegebenheiten, die Lastdichte (Summe aller Lasten) und die angestrebte Versorgungssicherheit, ergeben sich ausgehend von den zuvor genannten Netzgrundformen eine Vielzahl weiterer Netztopologien. Der Übergang von einer in eine andere Topologie ist teilweise auch fließend, sodass eine scharfe Abgrenzung nicht immer möglich ist. Des Weiteren verfügen alle Netzformen über definierte betriebliche Trennstellen. Diese ermöglichen das Freischalten eines Netzabschnittes, bspw. für die Beseitigung von Störungen oder zu Wartungs- und Instandhaltungszwecken. Auch lassen sich über die Trennstellen Netzabschnitte mit einem anderen Netzteil verbinden, sodass Lasten in einem fehlerfreien Abschnitt aus einem anderen weiter versorgt werden können. Jede Schalthandlung führt zugleich zu einer Topologieänderung in dem betrachteten Verteilnetz. [17, 18]

Es wird von einem Strahlennetz (s. Abbildung 2.1a) gesprochen, wenn sich die Versorgungsleitungen ausgehend von einer zentralen Sammelschiene der Einspeisestelle strahlenförmig ausbreiten. Teilweise bilden Verzweigungen innerhalb eines Strahls Nebenstränge aus, die wiederum weitere Lasten und Verzweigungen enthalten. Beispielsweise wird die Versorgung der elektrischen Endverbraucher so in ländlichen Gegenden, die nur eine geringe Lastdichte aufweisen, aufgebaut. Die Vorteile dieser Netzform sind neben dem geringen Planungsaufwand die gute Übersichtlichkeit, der vor

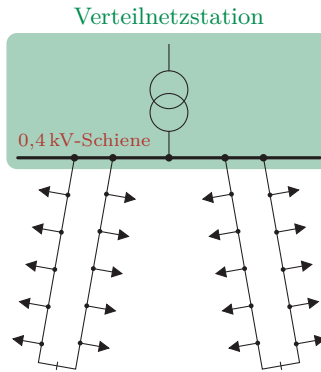
allem bei der Fehlersuche eine entscheidende Rolle zugesprochen wird, und der recht geringen Anforderungen an den Netzschutz. Die Nachteile der Topologie überwiegen jedoch: Im Fehlerfall, z. B. in Folge eines Kurzschlusses, sind alle hinter der Fehlerstelle angeschlossenen Verbrauchereinheiten nach Öffnen der Schaltstelle von der Netzstation getrennt. Je näher die Fehlerstelle an der Netzstation ist, desto mehr Verbrauchereinheiten sind von der Unterbrechung betroffen. Hinzu kommt, dass der Spannungsfall der Leitung mit zunehmendem Abstand zur Netzstation und somit auch die Leitungsverluste steigen. Das Einschalten großer Lasten wirkt sich auf die gleiche Weise negativ auf die Spannung aus. [16, 17]

Werden nun zwei Strahlen parallel zueinander verlegt, bietet es sich an, die beiden Strahlen über einen geeigneten Trenner miteinander zu verbinden. Folglich entsteht die zweite genannte Netzform, das Ringnetz, wie Abbildung 2.1b zeigt. Im fehlerfreien Betrieb ist die Trennstelle im Regelfall geöffnet, sodass das Ringnetz in zwei Halbringe geteilt und als Strahlen-netz betrieben wird. Kommt es nun in einem Halbring zu einem Fehler, kann nach der Identifizierung der fehlerhaften Stelle, diese von beiden Seiten aufgetrennt, die beiden Halbringe über ihre Trennstelle verbunden und der Versorgungsbetrieb der ungestörten Bereiche wiederhergestellt werden. Der Vorteil dieser Topologie besteht in der höheren Versorgungssicherheit der Verbrauchereinheiten, die auch als Eigensicherheit bezeichnet wird. Werden die beiden Halbringe permanent mit geschlossener Trennstelle betrieben, so besteht eine verbesserte Spannungshaltung und damit werden auch die Leitungsverluste reduziert. Die nachteiligen Aspekte dieser Topologie sind, dass die Übersichtlichkeit abnimmt und mit Rückspannungen durch die zweiseitige Speisung zu rechnen ist. [16, 17]

Werden nun Abzweigungen in einem Strahl auf den ursprünglichen Strang an einer anderen Stelle zurückgeführt oder benachbarte Ringnetze miteinander verbunden, so entstehen verzweigte Ringleitungen, vgl. Abbil-



(a) Strahlennetz



—+— offene Trennstelle

(b) Offen betriebene Ringleitung (geschlossene Trennstellen nicht dargestellt)

Abbildung 2.1 – Netztopologien klassischer Verteilnetze in ihren Grundformen - Strahlen- und Ringnetz. In (a) ist ein Strahlennetz abgebildet. Bei dieser Netzform gehen die Versorgungsleitungen ausgehend von einer zentralen Sammelschiene strahlenförmig ab. Werden zwei Strahlen miteinander verbunden, so entsteht ein Ringnetz, wie (b) zeigt.

dung 2.2. Diese bieten im Vergleich zu den einfachen Ringleitungen eine nochmals höhere Versorgungssicherheit durch ihre Vermaschung, werden in der Planung und Betriebsführung jedoch aufwändiger. Die verzweigten Ringnetze haben dennoch, wie die vorher beschriebenen Netze, weiterhin nur eine einzige Einspeisestelle. [16, 17]

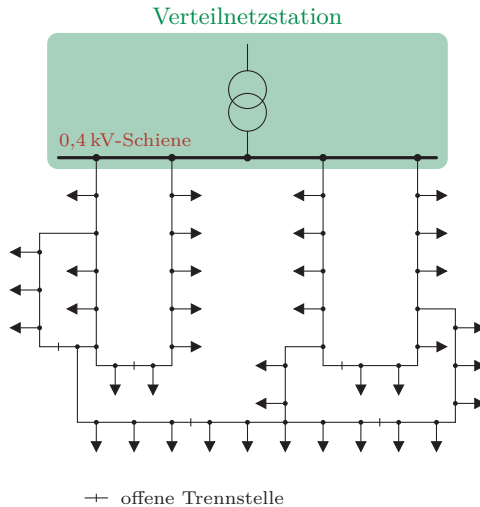


Abbildung 2.2 – Netztopologien klassischer Verteilnetze in ihren Grundformen - verzweigter Ring. Werden Abzweigungen in einem Strahl auf den gleichen Strang zurückgeführt oder benachbarte Ringnetze verbunden, so entsteht der verzweigte Ring. Diese werden versorgungssicherer, jedoch in der Betriebsführung aufwändiger.

Steigt neben dem Vermaschungsgrad zudem die Anzahl an Einspeisestellen, wird von einem Maschennetz gesprochen, wie die Abbildung 2.3 zeigt. In dieser Netztopologie wird davon ausgegangen, dass ein Großteil der Trennstellen stetig geschlossen sind und sich eine Art Spinnennetz bildet, wobei die einzelnen Netzknotenpunkte von mehreren Seiten aus gespeist werden. Somit zeichnen sich diese Netze vor allem durch ihre ausgezeichnete

te Eigensicherheit, die gewünschte Spannungskonsistenz und vergleichsweise geringen Netzverluste aus. Diesen Vorteilen stehen aber auch eine Reihe von Nachteilen gegenüber, die Maschennetze zu einer eher ungewollten Topologie auf der Verteilnetzebene machen. Eine besondere Schwierigkeit besteht darin, diese Netze nach einem Zusammenbruch wieder aufzubauen. Die Netzstationen können nur einzeln und manuell den Betrieb aufnehmen, wobei hier darauf geachtet werden muss, dass einzelne Betriebsmittel nicht überlastet werden oder der Netzschutz eingreift. Vor allem aus diesen Gründen werden Maschennetze seit vielen Jahren in der Regel nicht mehr in dieser Spannungsebene geplant und aufgebaut. [16, 17]

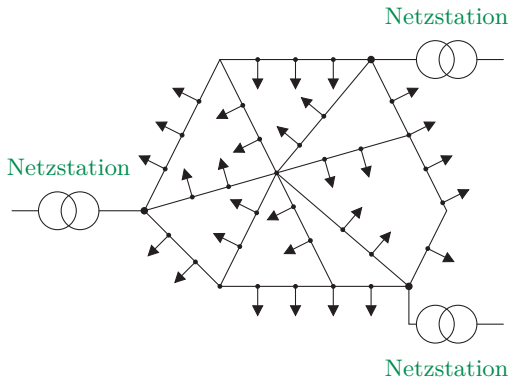


Abbildung 2.3 – Netztopologien klassischer Verteilnetze in ihren Grundformen - Maschennetz. Steigt neben dem Vermaschungsgrad, wie beim verzweigten Ring (vgl. Abbildung 2.2), auch die Anzahl an Einspeisestellen, entsteht ein Maschennetz. Eine Reihe von Nachteilen macht diese Netzform zu einer unüblichen Topologie auf der Verteilnetzebene.

2.2 Das Konzept des Microgrid

Als Microgrid wird ein Energieverteilungssystem auf der Niederspannungsebene (Vierleiter-Drehstromnetz) bezeichnet, welches sich aus einer Vielzahl an unterschiedlichen symmetrischen und unsymmetrischen, ein- und dreiphasigen Verbrauchereinheiten sowie Erzeugungsanlagen (stromrichtergekoppelte (regenerative) Erzeuger oder Kleinkraftwerken) und Speichern (Batterie-, Schwungradspeicher oder Kondensatorbänke) zusammensetzt. Des Weiteren ist ein Microgrid im Allgemeinen mit einem überlagerten Netz oder einem weiteren Verteilnetz über eine Kuppelleitung verbunden, kann aber auch im Inselnetz, also ohne eine Verbindung zu einem weiteren Netz, betrieben werden. Für den Inselnetzbetrieb muss jedoch ein Mindestanteil der Erzeugungsanlagen in der Lage sein, netzbildend, also ohne feste Vorgabe der Frequenz und Spannung, am Netz arbeiten zu können. Darüber hinaus benötigt das Microgrid eine Netzregelung, die Regelungszyklen im Millisekundenbereich erreicht, um einen stabilen Netzbetrieb zu gewährleisten. Im Vergleich dazu liegen die Regelungszyklen im Verbundnetz bei bis zu 3 s. [17, 19]

In Abbildung 2.4 ist ein beispielhafter Aufbau eines Microgrids dargestellt, wobei Leitungsimpedanzen nicht berücksichtigt werden (vereinfachte Netzbetrachtung mit idealer Sammelschiene).

Ein Energieaustausch mit dem gekoppelten Netz findet immer in Abhängigkeit der Residuallast am Netzanschlusspunkt (NAP) statt. Überwiegt im Microgrid die Verbraucherleistung, wird Energie über die Kuppelleitung aus dem vorgelagerten Netz bezogen, sofern die Speicher den Bedarf nicht decken können. Besteht im Gegensatz dazu eine Übererzeugung durch die Erzeugungsanlagen, welches die Speicher nicht weiter aufnehmen können, wird die überschüssige Energie in das gekoppelte Netz eingespeist. Kommt es im vorgelagerten Netz zu einer Unterbrechung der Energieversorgung

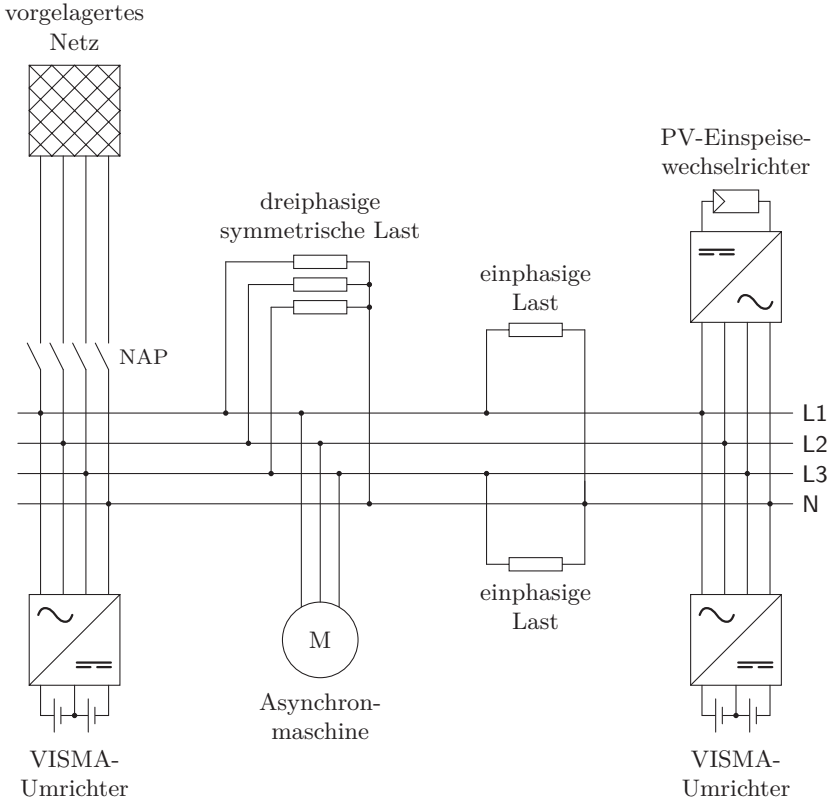


Abbildung 2.4 – Ersatzschaltbild eines beispielhaften Microgrids. Diese Netze zeichnen sich durch einen gewissen Anteil an netzbildenden Erzeugereinheiten, Lasten und einer Verbindung mit einem vorgelagerten Netz aus. Beispielhaft sind hier verschiedene symmetrische und unsymmetrische, ein- und dreiphasige Verbrauchereinheiten sowie unterschiedliche Stromrichter, wobei zwei dieser als VISMA-System ausgeführt sind, dargestellt. Leitungselemente zwischen den Betriebsmitteln wurden vernachlässigt.

oder infolge eines Fehlers zu einer Trennung von diesem, ist das Microgrid in der Lage durch die Erzeugungsanlagen und die Speicher die lokale Versorgung, zumindest für einen begrenzten Zeitraum, aufrechtzuerhalten. [17, 19]

Um den Übergang vom Inselnetzbetrieb in den Netzparallelbetrieb unterbrechungsfrei zu ermöglichen ist eine Resynchronisierungseinheit erforderlich. Diese synchronisiert den Netzzeiger des Microgrids mit dem des gekoppelten Netzes. Ohne eine solche Einheit kann ein Schließen des Kuppelschalters nur bei heruntergefahrenem Microgrid erfolgen.

Regelungskonzepte für Microgrids im Inselnetzbetrieb

Im Microgrid sind eine Vielzahl an unterschiedlichen Erzeugungseinheiten oder Speichersystemen integriert, die gemeinsam das Netz, wenn dieses als Inselnetz betrieben wird, in Bezug auf die Frequenz und Spannung stabilisieren sollen. Hierfür existieren bereits unterschiedliche Regelungsverfahren, die im Folgenden kurz vorgestellt werden.

Master-Slave-Betrieb

Der Master-Slave-Betrieb wird auf die Weise realisiert, dass ein einzelner Umrichter als Master die Frequenz und Spannung definiert (netzbildende Regelung), während die übrigen Wechselrichter als Slave-Wechselrichter mit netzfolgender Regelung fungieren und ihre maximal möglich verfügbare Leistung einspeisen. Diese unterscheiden sich in ihrer inneren Regelung nicht von den im Verbundnetz betriebenen Einspeise-Wechselrichtern, bspw. Solarwechselrichtern. Die Abbildung 2.5 zeigt ein exemplarisches Netz dieses Regelungskonzeptes mit drei Betriebsmitteln, die als Slave betrieben werden. Die Verbrauchereinheiten und die räumliche Ausdehnung

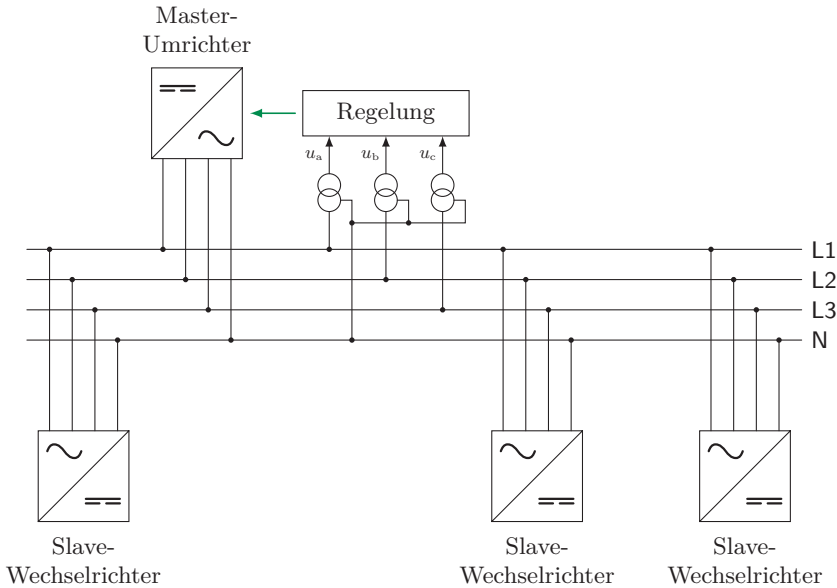


Abbildung 2.5 – Regelungskonzept des Master-Slave-Betriebes. Ein einzelner Umrichter ist den übrigen Systemen (reine Einspeisewechselrichter) übergeordnet und definiert Frequenz und Spannung. Das Master-System muss in der Lage sein, die gesamte Einspeiseleistung aller Slave-Systeme aufzunehmen oder die Verbrauchereinheiten als Alleinerzeuger zu versorgen. Die Gesamtleistung der Slave-Systeme ist durch die des Master-Umrichters vorgegeben.

des Netzes werden zur besseren Übersicht an dieser Stelle nicht dargestellt (vereinfachte Betrachtung mit idealer Sammelschiene). [20]

Kommt es innerhalb des Microgrids, wenn dieses im Inselnetz betrieben wird, zu einer Laständerung infolge der Zu- oder Abschaltung von Verbrauchereinheiten oder zu einer Änderung der durch die Slave-Wechselrichter eingespeisten Leistung, ist es die Aufgabe des Masters das Gleichgewicht

wiederherzustellen. Um dieser Anforderung gerecht zu werden, muss der Master sowohl in der Lage sein, die gesamte Einspeiseleistung aller Slave-Einheiten aufzunehmen, als auch die Verbrauchereinheiten als alleinige Erzeugereinheit zu versorgen. Zudem müsste der Master für den kontinuierlichen Betrieb mit einer unerschöpflichen und unersättlichen Energiequelle gekoppelt sein. [20]

Die mögliche Anzahl der eingesetzten Slave-Systeme orientiert sich an der Leistung des Masters. Folglich ist eine nachträgliche Erweiterung des Netzes um weitere Einspeiser nicht möglich. Als weiteren Nachteil sei zu nennen, dass das gesamte Netz zusammenbricht, sollte der Master-Umrichter in Folge einer ungewollten Störung oder einer gewollten Wartung abgeschaltet werden. [20]

Die Nachteile des Konzeptes, die fehlende Modularität und die zentralisierte Regelung, lassen im Wesentlichen einen stabilen Inselnetzbetrieb des Microgrids zu, jedoch lassen sich diese mit den Zielen dieser Arbeit nicht verknüpfen. Aus diesem Grund wird die Umsetzung mit dieser Betriebsart nicht weiter verfolgt.

Übergeordnete Regelung via Leitwarte

Eine alternative Umsetzung sieht vor, dass in dem betrachteten Netz alle Wechselrichter gleichberechtigt sind und von einer übergeordneten, zentralen Leitwarte geregelt werden, wie Abbildung 2.6 zeigt. Die Frequenz- und Spannungshaltung wird dadurch erreicht, dass die Leitwarte im Millisekundenbereich einen Leistungssollwert an die einzelnen Einspeiser übermittelt, die von deren inneren Regelung umgesetzt werden. Ein bidirektionaler Leistungsfluss der Wechselrichter ist hingegen nicht zwingend erforderlich. Zur Wahrung eines stabilen Netzbetriebs ist hier ein hoher Kom-

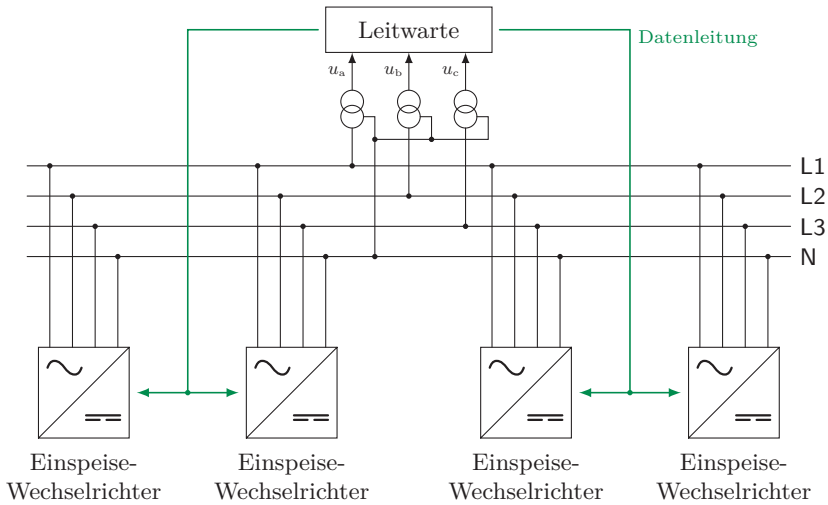


Abbildung 2.6 – Regelungskonzept der übergeordneten Leitwarte. Alle Wechselrichter sind gleichberechtigt und werden von einer übergeordneten, zentralen Leitwarte geregelt. Diese übermittelt im Millisekundenbereich Leistungssollwerte, sodass die Frequenz- und Spannungshaltung gewährleistet wird.

munikationsaufwand nötig, der nicht nur schnell und synchron, sondern auch äußerst zuverlässig sowie sicher ablaufen muss. [20]

Im Vergleich zu der zuvor vorgestellten Betriebsweise lässt sich dieses Konzept modular aufbauen und erweitern, da die Netzführung nicht von einem einzelnen System, dem Master-System, definiert wird. Dem gegenüber bleibt hingegen der Nachteil bestehen, dass das gesamte Netz zusammenbricht, wenn es in der Leitwarte zu einer Störung kommt oder die Kommunikationsleitung zwischen den Systemen unterbrochen wird.

Dezentrale Wirk- und Blindleistungsstatiken

Die Defizite der beiden bisher vorgestellten Konzepte lassen sich kompensieren, indem ein vergleichbares Regelungskonzept, wie es im Verbundnetz Anwendung findet, genutzt wird. Dazu wird eine Regelung dem Leistungsregler überlagert, die eine Statik für die Wirkleistung in Abhängigkeit der Frequenz sowie eine Statik für die Blindleistung als Funktion der Spannung abbildet, wie Abbildung 2.7 zeigt. Zu vergleichen ist dies mit der Primärregelung des Verbundnetzes. Diese Betriebsweise befähigt das betrachtete Netz als Inselnetz ohne Kommunikation zwischen den einzelnen gleichberechtigten Einspeisewechselrichtern zu betreiben. Darüber hinausgehend wird ein sicherer und flexibler Netzbetrieb ermöglicht, der beliebig erweiterbar ist. [20]

Wird ein Wechselrichter mit oder ohne Statik-Regelung zu- oder abgeschaltet beziehungsweise liegt bei einem Wechselrichter eine Störung vor, aufgrund dessen dieser abgeschaltet werden muss, ändern sich infolge dessen die Frequenz und Amplitude der Spannung, die wiederum in Anlehnung an die Statik zu einer Änderung der ein- oder ausgespeisten Wirk- und Blindleistung führen. Werden ein oder mehrere Verbrauchereinheiten dem Netz zu- oder abgeschaltet, ändern sich auch an dieser Stelle die Netzfrequenz und -spannung, die in Abhängigkeit der Statiken zu einem neuen stabilen Arbeitspunkt führen. Die Informationen bezüglich des Netzzustandes enthalten die Netzparameter, sodass eine direkte Kommunikation zwischen den Systemen nicht erforderlich ist.

Für den reinen Inselnetzbetrieb deckt diese Betriebsweise die Aspekte Versorgungssicherheit, Flexibilität und Modularität am besten ab. Ein Niederspannungsnetz, welches als Microgrid betrieben werden soll, muss sich mittels einer geeigneten Resynchronisierungseinheit bei Wiederkehr des

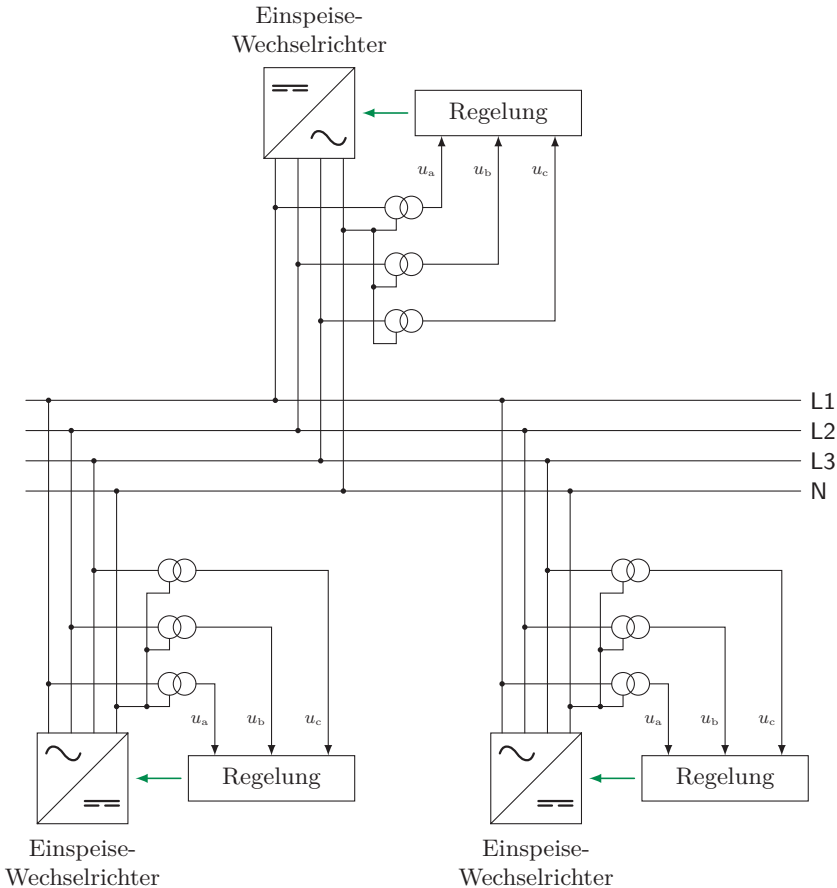


Abbildung 2.7 – Regelungskonzept der dezentralen Wirk- und Blindleistungsstatiken. Der Leistungsregelung eines jeden Einspeisewechselrichters ist eine Statik überlagert, die Wirkleistung als Funktion der Frequenz und Blindleistung als Funktion der Spannung vorgibt. Dieser Ansatz ist vergleichbar zur Primärregelung des Verbundnetzes.

vorgelagerten Netzes auf dieses synchronisieren können. Da bei Verwendung dezentraler Statiken die Wechselrichter nicht mit einer entsprechend hierfür vorgesehenen Kommunikationsschnittstelle ausgestattet sind, kann die Kennlinie auch nicht gezielt beeinflusst werden. Ein gewünschter Arbeitspunkt lässt sich somit nicht einstellen, sodass dieses Konzept für das Microgrid nicht geeignet ist. Ein geeignetes Konzept zum Erreichen der Ziele dieser Arbeit ist folglich noch zu entwerfen.

2.3 Schaltungstopologien für Vierleiter-Umrichter in Drehstromnetzen

Die technischen Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Niederspannungsnetz und deren Betrieb – VDE-AR-N 4100 – regelt, wie Kundenanlagen an das Niederspannungsnetz angeschlossen werden. Dabei gilt, dass elektrische Betriebsmittel (Verbrauchsmittel, Erzeugungsanlagen, Speicher, usw.) mit einer Leistung von mehr als 4,6 kVA dreiphasig im Drehstromsystem angeschlossen werden müssen. Anlagen mit einer geringeren Leistung dürfen auch einphasig am Niederspannungsnetz betrieben werden [9]. Nach [21] gibt es für den transformatorlosen Aufbau von 2-Level-Umrichtern unterschiedliche Schaltungstopologien, um die dreiphasigen Vierleiter-Umrichter an das Drehstromnetz anzuschließen. Diese werden im Folgenden kurz erläutert. Der dreiphasige Dreileiter-Umrichter wird aufgrund seiner fehlenden unsymmetrischen Einspeisung nicht betrachtet.

Drei einphasige Stromrichter

Bei dieser Schaltungstopologie (vgl. Abbildung 2.8) werden drei einphasige, selbstgeführte Umrichter (mit je $< 4,6 \text{ kVA}$) an jeweils einen Außenleiter und den gemeinsamen Neutraleiter angeschlossen. Dabei besteht jedes System aus zwei Halbbrückenmodulen und die Speisung erfolgt aus unabhängigen Gleichstromquellen. Die Regelung der drei Umrichter erfolgt über eine gemeinsame, übergeordnete Leistungsregelung, sodass die einzelnen Systeme als ein Gesamtsystem wirken. [21]

Der Vorteil dieser Topologie ist der modulare und leistungsabhängig erweiterbare Aufbau. Die gezielte Regelung einzelner Phasen ermöglicht zum Beispiel das Ausgleichen von Schieflasten, wodurch sich diese Schaltungstopologie besonders im Inselnetz auszeichnen kann. Dem gegenüber stehen als Nachteile der umfangreichere Geräteaufwand, mit dem auch ein erhöhter Kostenaufwand sowie ein größerer Platzbedarf einhergehen, und der Notwendigkeit der getrennten Gleichstromzwischenkreise. Zudem ist durch die schwankende Momentanleistung im Gleichstromzwischenkreis die Kapazität entsprechend auszulegen. [21]

Dreiphasiger Stromrichter mit DC-seitigem Mittelabgriff

Die zweite Schaltungstopologie beschreibt den dreiphasig, selbstgeführten Umrichter mit passivem Mittelabgriff, wie Abbildung 2.9 zeigt. Das Leistungsteil besteht aus einem B6-Brückenmodul, wobei jedes Halbbrückenmodul über einen geeigneten Filter mit einem Außenleiter des Drehstromnetzes verbunden wird. Der Gleichstromzwischenkreis wird mittels eines Kondensatorpaares geteilt, wodurch eine positive und eine negative Halbmöglichkeit entstehen, an dessen Nullpunkt der Neutraleiter des Netzes angeschlossen wird. Die Teilung des Zwischenkreises erfordert eine symmetri-

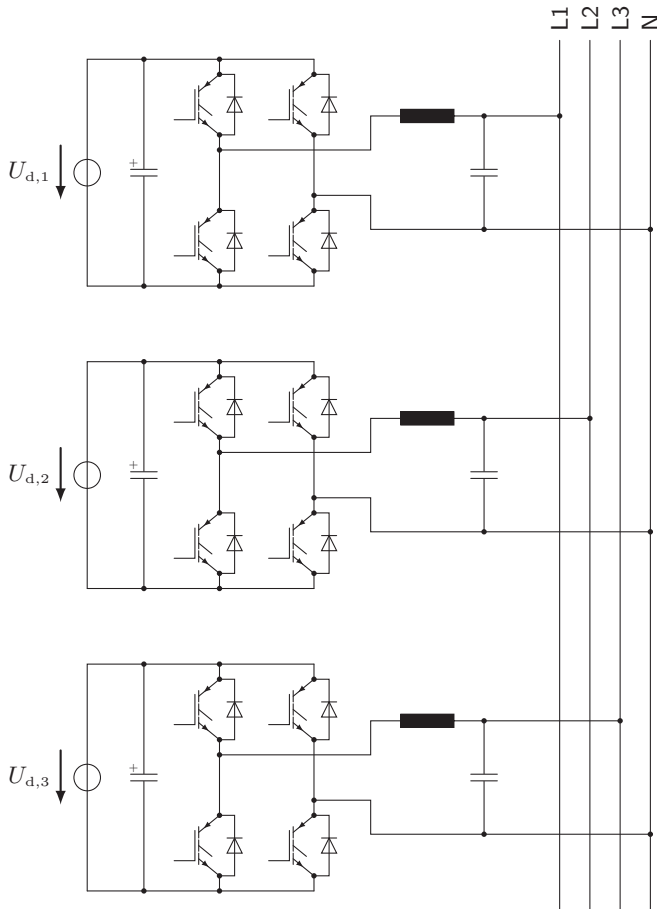


Abbildung 2.8 – Ersatzschaltbild der Schaltungstopologie drei einphasiger Umrichter. Bei dieser Topologie werden drei einphasige, selbstgeführte Umrichter mittels eines gemeinsamen überlagerten Leistungsreglers wie ein dreiphasiger Umrichter betrieben. Der Aufbau ist besonders modular und kann leistungsabhängig erweitert werden. Nachteilig ist der erhöhte Geräteaufwand und die Notwendigkeit der getrennten Gleichstromzwischenkreise.

bezogenen Zweipunktreglern realisieren. Somit können etwa Schieflasten ausgeglichen oder Inselnetze gespeist werden. [21]

Dreiphasiger Stromrichter mit moduliertem Neutralleiter

Die dritte Schaltungstopologie ist in Abbildung 2.10 gezeigt und beschreibt den dreiphasig, selbstgeführten Umrichter mit aktiv moduliertem Neutralleiter. Dieser wird aus vier Halbbrückenmodulen aufgebaut, sodass neben den drei Außenleitern auch der Neutralleiter des Drehstromnetzes an je einen Brückenweig angeschlossen wird. Im Vergleich zu der vorherigen Topologie muss der Zwischenkreis nicht geteilt werden, wodurch ein einfacherer Aufbau entsteht und auf eine Symmetrierung der Zwischenkreisspannung verzichtet werden kann. Zudem ist die Höhe der erforderlichen Gleichspannung um knapp 15 % geringer. [10, [21]

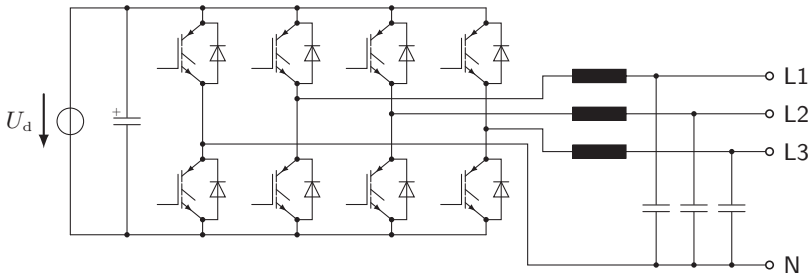


Abbildung 2.10 – Ersatzschaltbild der Schaltungstopologie eines dreiphasigen Umrichters mit einem vierten Brückenweig, sodass der Neutralleiter aktiv moduliert wird. Das Leistungsteil besteht aus vier Brückenmodulen, sodass der Neutralleiter aktiv mittels eines geeigneten Steuerverfahrens moduliert werden kann. Der vierte Zweig erfordert keine Teilung des Zwischenkreises, sodass sich dieser vereinfacht. Die Modulation des Neutralleiters erfordert hingegen ein kompliziertes Regelungsverfahren.

Der Neutralleiterstrom wird durch ein geeignetes Steuerverfahren aktiv moduliert und eingeprägt. Hierdurch entfällt im Vergleich zur Vierleitertopologie mit passivem Neutralleiteranschluss die direkte Kopplung der Gleich- und Wechselspannungsseite, der Regelungsaufwand steigt hingegen an. Zudem kann nicht auf ein standardisiertes B6-Leistungsteil zurückgegriffen werden, wodurch dieses grundsätzlich aus diskreten Bausteinen aufgebaut werden muss. [10, 21]

Festlegung der in dieser Arbeit genutzten Umrichtertopologie

Die dreiphasige Vierleiter-Umrichtertopologie mit Mittelabgriff (passivem Neutralleiter) in Verbindung mit den Phasenstromreglern hat sich bereits in einigen Anwendungen mit der virtuellen Synchronmaschine bewährt, vgl. [22], [23] oder [24], sodass auch im Rahmen dieser Arbeit auf diese Schaltungstopologie zurückgegriffen wird. Dieser Aufbau zeichnet sich insbesondere durch eine vergleichsweise einfache Stromregelung sowie durch die Möglichkeit einer unsymmetrischen beziehungsweise phasenbezogenen Einspeisung aus, wie sie bspw. im Inselnetzbetrieb erforderlich ist.

3 Laborumgebung zur Untersuchung umrichterdominierter Verteilnetze

Der Fähigkeitsnachweis, dass eine netz- und kraftwerkbetriebsorientierte Steuer- und Regelungsstruktur der virtuellen Synchronmaschine ein Microgrid im Netzparallel- und Inselnetzbetrieb stabilisieren kann, erfolgt im Rahmen dieser Arbeit in einer hierfür geeigneten Laborumgebung. Für möglichst realitätsnahe Untersuchungen sind einige Voraussetzungen zu erfüllen:

- Die Nachbildung eines Niederspannungsnetzes soll mit einem geeigneten Netzemulator erfolgen, der zum einen den Vier-Quadranten-Betrieb ermöglicht und zum anderen eine Variation sowie Modulation der Netzparameter zulässt. Folglich muss dieser in der Lage sein, neben dem symmetrischen Standardnetz, auch Drehstromsysteme nach eigenen Anforderungen, bspw. mit Variation des Spannungseffektivwertes oder der Frequenz, mit Oberschwingungen oder Winkelsprüngen, aufzubauen. Somit lassen sich neben dem Regelbetrieb auch spezielle Netzsituationen untersuchen. Zudem erlaubt die Verwendung einer Netznachbildung Untersuchungen an Umrichtersystemen und deren Regelung, die für den Betrieb am Niederspannungsnetz noch nicht zertifiziert oder zugelassen sind.
- Das am Institut für Elektrische Energietechnik und Energiesysteme etablierte und in dieser Arbeit verwendete Maschinenmodell der VISMA (s. Abschnitt 4.1.1) berechnet aus der Netzspannung den

Sollstrom in abc-Koordinaten auf einem geeigneten digitalen Signalprozessor. Für die Untersuchungen sind Umrichter zu verwenden, die analog übergebene Ströme möglichst schnell einprägen. Aus diesem Grund werden Systeme mit Phasenstromreglern verwendet. Da die VISMA ebenfalls den Vier-Quadranten-Betrieb ermöglicht, ist der Umrichter mit einer bidirektionalen Gleichspannungsquelle auszustatten.

- Der Wandel hin zum dezentralisierten Verteilnetz erfordert, dass neben unterschiedlichen Verbrauchereinheiten auch kleine Erzeugungsanlagen in Form von PV-Einspeisewechselrichtern in das untersuchende Netz integriert werden können. Für eine bessere Reproduzierbarkeit der Ergebnisse und gezielte Einspeiseleistungen ist der Solarwechselrichter mit einer geeigneten Gleichspannungsquelle zu betreiben, die das Verhalten eines PV-Generators nachbildet.
- Die Rekonstruktion eines realitätsnahen Niederspannungsnetzes auf Verteilnetzebene erfordert neben dem Aufbau unterschiedlicher Netztopologien (vgl. Abschnitt 2.1) auch die Nachbildung der räumlichen Ausdehnung sowie des Spannungsfalls der Leitung zwischen den jeweiligen Netzknotenpunkten. Daher sollen sich neben der zentralen Sammelschiene an der Einspeisestelle in der Ortsnetzstation weitere Sammelschienen innerhalb des untersuchten Netzes aufbauen lassen, die jeweils mit unterschiedlichen Leitungsnachbildungen verbunden werden. Für die Auswertung der Versuchsergebnisse sind die Netzersatzelemente mit einem Messsystem mit hoher Abtastrate auszustatten, welches die Augenblickswerte der Ströme und Spannungen aller Phasen zeitsynchron für die unterschiedlichen Messstellen aufzeichnet.

Für Untersuchungen umrichterdominierter Verteilnetze ist am Institut für

Elektrische Energietechnik und Energiesysteme der TU Clausthal das Labor „Aktive Verteilnetze“ aufgebaut worden, welches die Anforderungen für die in dieser Arbeit angestrebten Untersuchungen erfüllt. Neben den oben genannten Komponenten, die im Folgenden näher beschrieben werden, verfügt das Labor zudem über eine Kuppelstelle zum öffentlichen Netz des lokalen Energieversorgers. Des Weiteren sind zwei Synchronmaschinensätze zur Nachbildung einer Erzeugungseinheit mit (realer) rotierender Schwungmasse sowie ein Hausspeichersystem vorhanden, die für diese Arbeit hingegen keine Bewandnis haben.

3.1 Netzemulator

Eine der zentralen Komponenten des Labors ist der Netzemulator mit einer Nennscheinleistung von 50 kVA. Dieser bildet die Schnittstelle des untersuchten Verteilnetzes mit einem vorgelagerten Netz in der Ortsnetzstation und prägt dem Versuchsnetz ein Drehstromsystem ein. Die Netznachbildung ermöglicht bis zur genannten Systemgrenze einen bidirektionalen Wirk- und Blindleistungsfluss, wodurch sowohl verbrauchs- als auch erzeugungsdominierte oder auch eher induktiv oder kapazitiv geprägte Verteilnetze untersucht werden können. Gespeist wird der Emulator aus dem Niederspannungsnetz, wie Abbildung 3.1 zeigt.

Die Steuerung des Netzemulators erfolgt über eine Ethernet-Schnittstelle mit einer entsprechenden Software vom PC aus. Dort lassen sich auf das symmetrische Drehstromsystem entweder auf alle Phasen gleich oder auf jeder Phase einzeln Modulationsblöcke aufschalten. Diese nehmen je nach Anforderungen eine entsprechende Form mit einem spezifischen Wert für Spannung, Frequenz oder Phasenlage an. Auch erlaubt die Software das ge-

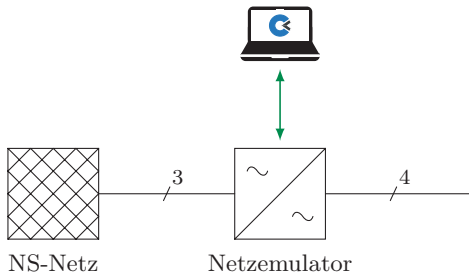


Abbildung 3.1 – Prinzipdarstellung des Netzemulators mit Ansteuerung. Der Netzemulator wird aus dem Niederspannungsnetz gespeist und prägt an der Ausgangsseite ein gewünschtes Drehstromsystem ein, welches das Versuchsnetz speist.

zielte einprägen von Oberschwingungen oder das Durchfahren verschiedener Sequenzblöcke zur Erzeugung eines individuellen Spannungssignals.

Darüber hinaus besteht die Möglichkeit, den Netzemulator entweder als Gleichspannungsquelle oder Analogverstärker zu verwenden. Somit ist die Einprägung beliebiger Spannungssignale aus einem Hardware-in-the-Loop System möglich.

3.2 Umrichter mit Phasenstromregler

Als zentrale Versuchsplattform stehen im Labor vier institutseigens entwickelte und aufgebaute Vierleiter-Umrichtersysteme mit einer Leistung von jeweils 11 kVA zur Verfügung. Auf der leistungselektronischen Seite ist das System in einer 2-Level-Topologie aus drei IGBT-Halbbrückenmodulen aufgebaut, die über entsprechende Gate-Treiberbausteine angesteuert werden. Der Gleichspannungszwischenkreis ist zur Verringerung von parasitären Induktivitäten aus drei übereinander liegenden Kupferblechen auf-

gebaut. Daran sind sowohl die Zwischenkreiskondensatoren als auch die Brückenmodule angeschraubt. Zudem ist der Zwischenkreis geteilt, so dass hierdurch ein Mittelabgriff entsteht, an welchem der Neutralleiter des Netzes angeschlossen wird. Für die Speisung der Systeme stehen drei Bleibatterie-Stacks zur Verfügung. Als vierte Gleichspannungsquelle kann auch der Netzemulator aus dem vorherigen Abschnitt verwendet werden. Der Filter zur Unterdrückung hochfrequenter Anteile am netzseitigen Ausgang ist als LC-Filter ausgeführt.

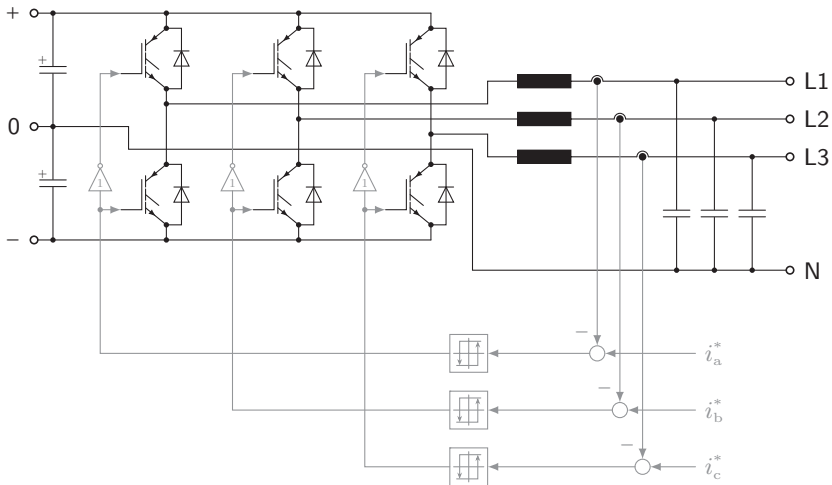


Abbildung 3.2 – Ersatzschaltbild der institutseigenen entwickelten und aufgebauten Vierleiter-Umrichtersysteme mit Phasenstromreglern als zentrale Versuchsplattform im Labor. Auf der leistungselektronischen Seite ist das System nach der 2-Level-Topologie aus drei IGBT-Halbbrückenmodulen, sowie Zwischenkreiskondensatoren auf der Gleichspannungsseite und einem LC-Filter auf der Wechselspannungsseite aufgebaut. Auf der Steuerungsseite befindet sich eine Mess- und Reglerplatine. Auf dieser ist unter anderem der Stromregler als phasenbezogener, analoger Zweipunktregler aufgebaut.

Auf der Steuerungsseite der Systeme stehen sowohl ein digitaler Signalprozessor (DSP), auf dem die Regelung eingebettet werden kann, als auch die Mess- und Reglerplatine. Diese ist zum einen für die Erfassung und die Weitergabe von Spannungs- und Stromwerte an den DSP zuständig. Zum anderen ist der Stromregler auf dieser als phasenbezogener, analoger Zweipunktregler ausgeführt, welcher die Schaltsignale für die Treiberbausteine und letztlich die Leistungsschalter generiert. Als Eingangssignale erhält der Stromregler phasenbezogene Stromsollwerte in abc-Koordinaten.

3.3 Einspeisewechselrichter mit PV-Emulator

Die Untersuchungen realitätsnaher Verteilnetze erfordert neben den eigens entwickelten Umrichtern mit Phasenstromreglern auch Einspeisewechselrichter, die bereits in Niederspannungsnetzen zu finden und nach VDE-AR-N 4105 zertifiziert sind. Hierzu stehen im Verteilnetzlabor zwei dreiphasige Solarwechselrichter (unidirektionaler Leistungsfluss) mit 12 kVA und 15 kVA zur Verfügung. Die Speisung der beiden Systeme erfolgt infolge der besseren Reproduzierbarkeit und einer definierten Einspeisung nicht aus einem PV-Generator auf dem Dach oder der Fassade des Gebäudes, sondern aus einem speziellen Gleichspannungsnetzteil, welches diesen emulieren kann, vgl. Abbildung 3.3. Hierzu wird dem Netzteil die Leerlaufspannung und der Kurzschlussstrom des gewünschten PV-Generators vorgegeben, woraufhin die äquivalente PV-Kennlinie berechnet wird. Durch die Vorgabe der emulierten Einstrahlungsstärke regelt das Netzteil eine geeignete Spannung und einen entsprechenden Strom ein, sodass der Maximum Power Point (MPP) Tracker des Solarwechselrichters den optimalen Arbeitspunkt einstellen kann.

Das Netzteil selbst wird aus dem Niederspannungsnetz gespeist. Im Labor

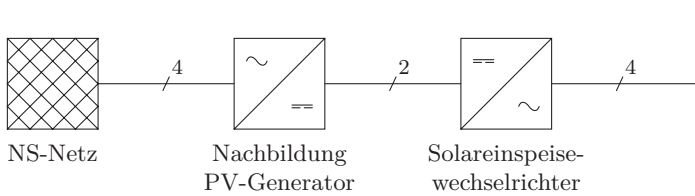


Abbildung 3.3 – Einliniendiagramm des Einspeisewechselrichters mit Gleichspannungsnetzteil, das einen PV-Generator emuliert. In Abhängigkeit der Parameter des PV-Generators generiert das Netzteil eine entsprechende Leistungskennlinie. Durch die Vorgabe einer Einstrahlungsstärke wird die Leistung gemäß der Kennlinie eingeregelt.

steht nur eine Gleichspannungsquelle mit dieser Funktion zur Verfügung. Aus diesem Grund kann in den Versuchsreihen dieser Arbeit immer nur ein PV-Wechselrichter verwendet werden.

3.4 Lasten

Die Untersuchungen erfolgen ausschließlich mit passiven, symmetrischen Lasten. Im Labor stehen zum einen vier Widerstandsbänke mit einer maximalen Leistung von 15,25 kW zur Verfügung. Diese besitzen eine Ballaststufe, die sich kontinuierlich zwischen 0,15 kW und 1,75 kW variieren lässt und neun diskreten Stufen von je 1,5 kW. Zum anderen stehen zwei Asynchronmaschinen mit 1,5 kW und 4 kW zur Integration im Versuchsnetz bereit. Die Lasten lassen sich neben der permanenten Kopplung mit dem Versuchsnetz auch über Schütze schaltbar machen, wodurch Laständerungen gezielt vorgenommen und untersucht werden können.

3.5 Netzersatzelemente und Messsystem

Eine möglichst realitätsnahe Untersuchung erfordert, dass die unterschiedlichen Erzeuger- und Verbrauchereinheiten im Labor nicht an einer Sammelschiene betrachtet werden, sondern diese mit Leitungselementen verbunden werden. Zudem hat das den Vorteil, dass Versuchsnetze mit verschiedenen Topologien (vgl. Abschnitt 2.1) aufgebaut und untersucht werden können. Außerdem erlaubt dies auch den Einfluss der Betriebsmittel auf die Netzgrößen und die damit verbundenen Wechselwirkungen zwischen unterschiedlichen Komponenten zu analysieren.

Eine elektrische Leitung lässt sich nach [18] und [25] in ein Ersatzschaltbild mit den Längswiderständen R und X sowie den Querleitwerten G und B überführen. Die konzentrierten Elemente lassen sich durch Multiplikation der längenbezogenen Größen (aus entsprechenden Tabellenwerken, z. B. [26]) mit der Leitungslänge l ermitteln. Die induktive Reaktanz beschreibt das vom Strom induzierte magnetische Feld und die kapazitive Suszeptanz das zwischen den Leitern herrschende elektrische Feld. Die ohmschen Verluste des Leiters werden durch die Resistanz und die dielektrischen Verluste durch die Konduktanz berücksichtigt. Somit ergibt sich der in Abbildung 3.4 dargestellte Vierpol, wobei jeweils die Hälfte der beiden Querleitwerte am Anfang und am Ende zu finden sind.

Unter der Annahme, dass die Leitung eine gute Isolierung besitzt, kann der Wirkleitwert G in Niederspannungsnetzen vollständig vernachlässigt werden. Bei ausgedehnten Kabelnetzen nimmt der Blindleitwert B eine beachtliche Rolle ein, vor allem bei Schwachlast ruft dieser nicht zu vernachlässigende Ströme hervor. Bei der Betrachtung von kurzen Leitungen unter Volllast kann die Betriebskapazität jedoch vernachlässigt werden, sodass sich unter den zuvor genannten Annahmen ein vereinfachtes Ersatzschaltbild nach Abbildung 3.5 nur mit den Längswiderständen R und

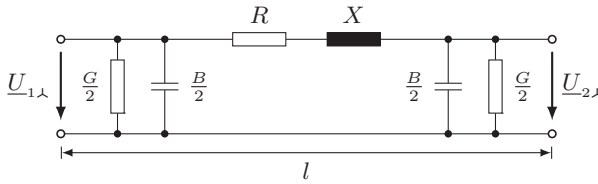


Abbildung 3.4 – Einphasiges Ersatzschaltbild einer Drehstromleitung der Länge l mit konzentrierten Längswiderständen und Querleitwerten. Die induktive Reaktanz und die kapazitive Suszeptanz beschreiben das vom Strom induzierte magnetische Feld und das elektrische Feld zwischen den Leitern. Die Resistanz und Konduktanz beschreiben die ohmschen Verluste im Leiter sowie die dielektrischen Verluste. Die Spannungen $\underline{U}_{1\lambda}$ und $\underline{U}_{2\lambda}$ entsprechen den Sternspannungen am Anfang und Ende der Leitung. Die konzentrierten Elemente lassen sich aus dem Produkt der Länge und der längenbezogenen Größen (aus Tabellenwerken) ermitteln.

X ergibt. [25]

Gegenüber der Einspeisung verursachen die Längswiderstände im Betrieb einen Spannungsfall $\underline{U}_L$, welcher im ohmsch-induktiven Belastungsfall die Spannung am Leitungsende $\underline{U}_{2\lambda}$ gegenüber der Spannung am Leitungsanfang $\underline{U}_{1\lambda}$ absenkt bzw. im kapazitiven Belastungsfall oder im Einspeisefall anhebt. Der Unterschied der Effektivwerte der Spannungen am Leitungsanfang und Leitungsende werden als Spannungsdifferenz bezeichnet und sind unter Berücksichtigung der Spannungsgrenzen der Betriebsmittel einzuhalten. Nach DIN EN 50160 [27] muss sich die Spannung in einem Verteilnetz innerhalb eines Toleranzbandes von $\pm 10\%$ um die Nennspannung U_n befinden.

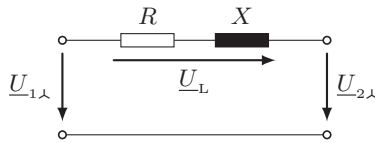


Abbildung 3.5 – Vereinfachtes einphasiges Ersatzschaltbild einer Drehstromleitung der Länge l unter den gültigen Annahmen kurzer Niederspannungsleitungen. Es wird angenommen, dass die Leitungen in Niederspannungsnetzen eine gute Isolierung besitzen, wodurch der Wirkleitwert G vernachlässigbar wird. Zudem wird bei der Betrachtung von kurzen Leitungen unter Volllast die Betriebskapazität B unbedeutend.

Auslegung der Leitungselemente im Labormaßstab

In Niederspannungsnetzen werden in den meisten Fällen einheitliche Leitermaterialien und Querschnitte verwendet. Aktuell handelt es sich nach [28], [29] und [30] vorrangig um 150 mm^2 -Aluminium-Kabel. Die verwendeten Kabel der Niederspannungs-Ebene besitzen ein eher ohmsches Verhalten, sodass das R/X -Verhältnis einen Bereich von 1 bis 15 annimmt. Im Vergleich dazu besitzen Mittel- und Hochspannungsnetze ein eher induktives Verhalten, weshalb das R/X -Verhältnis in diesen Netzebenen mit steigender Spannung abnimmt und die Werte deutlich kleiner als 1 werden.

Für die Dimensionierung der Leitungselemente im Labormaßstab wird ein NAYY- 150 mm^2 -Aluminium-Kabel mit den Daten aus Tabelle 3.1 zugrunde gelegt.

Im Labor „Aktive Verteilnetze“ sind die Betriebsmittel für eine Dauerstrombelastung von 32 A (ca. 22 kVA) ausgelegt. Um im Labormaßstab den gleichen Spannungsfall $\underline{U}_L$ wie in einem realen Verteilnetz nachzubilden, ist die Leitungsimpedanz des realen Kabels mit dem Faktor 10 zu

Tabelle 3.1 – Betriebsmittelkenngrößen für ein 0,6-/1-kV-NAYY-Kabel bei 20 °C und $f = 50$ Hz nach [25] und [26]

Resistanzbelag R	0,2070 Ω/km
Reaktanzbelag L	0,0807 Ω/km
R/X -Verhältnis	2,57
Strombelastbarkeit I_B in Erde	270 A

multiplizieren, um bei einem Strom im Labor, der um den Faktor 0,1 kleiner ist als im realen Netz, zu erhalten.

Die Netzersatzelemente bestehen aus einer Reihenschaltung von je drei unterschiedlichen Resistanzen und Induktivitäten, die sich je nach gewünschter Leitungsnachbildung zu- oder abschalten lassen (vgl. Abbildung 3.6). Dabei können die einzelnen Elemente jedoch nur symmetrisch in allen vier Leitern über einen gemeinsamen Leistungsschalter geschaltet werden. Die Widerstände und Induktivitäten lassen sich aber unabhängig voneinander schalten, sodass auch atypische R/X -Verhältnisse zur Untersuchung von stark-ohmsch oder stark-induktiv geprägten Netzen möglich wären. Die Tabelle 3.2 listet die Betriebsmitteldaten der Netzersatzelemente sowie die äquivalenten Leitungslängen auf.

Tabelle 3.2 – Betriebsmitteldaten der Netzersatzelemente zur Leitungsnachbildung im Labor mit den äquivalenten Leitungslängen

	R_i	L_i	X_i	R/X	äq. Länge
1	0,50 Ω	433 μH	0,136 Ω	3,67	≈ 205 m
2	0,24 Ω	216 μH	0,068 Ω	3,53	≈ 100 m
3	0,10 Ω	108 μH	0,034 Ω	2,94	≈ 45 m

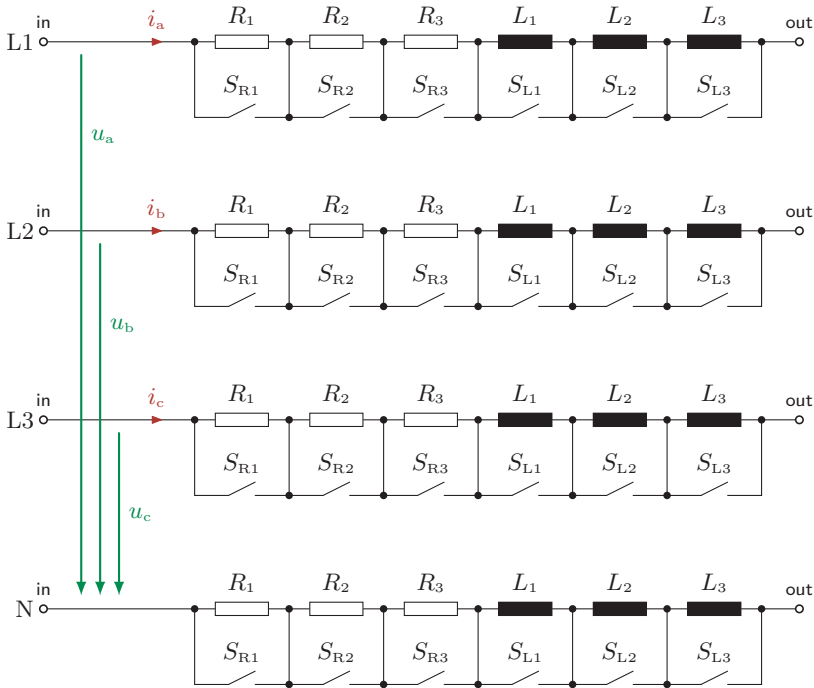


Abbildung 3.6 – Ersatzschaltbild des vollständigen Aufbaus der Netz-ersatzelemente sowie der gemessenen Netzgrößen. Die Leitungselemente werden aus einer Reihenschaltung von je drei unterschiedlichen Resistanzen und Induktivitäten aufgebaut, die sich je nach gewünschter Leitung zu- oder abschalten lassen. Hierbei können die einzelnen Elemente nur symmetrisch in allen Leitern über einen gemeinsamen Leistungsschalter geschaltet werden. Die Widerstände und Induktivitäten lassen sich unabhängig, je nach Anforderung, schalten.

In Abbildung 3.6 sind die drei Leiter-Neutralleiter-Spannungen und die drei Leiterströme eingezeichnet, die kontinuierlich mit 30 kHz messtechnisch mittels geeigneter Hardware von National Instruments erfasst werden. Hierbei wird das Verbraucherzählpfelsystem verwendet, sodass eine ohmsch-induktive Last an den Klemmen «out» eine positive Wirk- und Blindleistung bewirkt.

Um die in dieser Arbeit gezeigten Ersatzschaltbilder und Einliniendiagramme übersichtlicher zu gestalten, werden die Netzersatzelemente nicht für jeden Leiter einzeln gezeichnet, zumal diese symmetrisch aufgebaut sind. Stattdessen wird eine Impedanz mit einer eindeutigen Kennzeichnung im Index verwendet. Zur Vermeidung von Missverständnissen bezüglich der Anschlüsse und der daraus resultierenden Vorzeichen der Wirk- und Blindleistung wird die Klemme «in» immer links und die Klemme «out» rechts der Impedanz liegen. Demzufolge werden die Netzersatzelemente aus Abbildung 3.6 im Folgenden durch Abbildung 3.7 repräsentiert, allerdings ohne die Klemmenbezeichnungen.

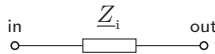


Abbildung 3.7 – Vereinfachte Darstellung der Netzersatzelemente für die übersichtlichere Gestaltung der Ersatzschaltbilder und Einliniendiagramme dieser Arbeit. Da die Leitungselemente symmetrisch aufgebaut sind, wird auf die phasenweise Darstellung verzichtet. Zur Vermeidung von Missverständnissen wird die Klemme «in» immer links der Impedanz liegen.

Im Labor „Aktive Verteilnetze“ stehen insgesamt acht Netzersatzelemente zur Verfügung, die in den zu untersuchenden Versuchsnetzen integriert werden können.

3.6 Labor „Aktive Verteilnetze“



Abbildung 3.8 – Aufnahme des Labors „Aktive Verteilnetze“.

② Zwei der vier Umrichter mit Phasenstromreglern und VISMA-Funktionalität



Abbildung 3.9 – Aufnahme des Labors „Aktive Verteilnetze“.

① Netzemulator, ③ Einspeisewechselrichter mit Nachbildung eines PV-Generators (Netzteil als PV-Emulator), ④ Netzersatzelemente und Messsystem



Abbildung 3.10 – Aufnahme des Labors „Aktive Verteilnetze“.

② Zwei der vier Umrichter mit Phasenstromreglern, ⑥ Hausspeichersystem (nicht im Rahmen dieser Arbeit verwendet)



Abbildung 3.11 – Aufnahme des Labors „Aktive Verteilnetze“.
⑤ Batteriespeicher für die Umrichter



Abbildung 3.12 – Aufnahme des Labors „Aktive Verteilnetze“.

② Zwei der vier Umrichter mit Phasenstromreglern, ④ Netzersatzelemente und Messsystem, ⑦ Maschinensätze bestehend aus Asynchronmaschine (Antriebsmaschine) und Synchronmaschine als Nachbildung einer Erzeugungseinheit mit rotierender Masse (nicht im Rahmen dieser Arbeit verwendet)

4 Regelsystem der virtuellen Synchronmaschine im Microgrid

Seit einigen Jahren ist ein stetiges Wachstum der im Niederspannungsnetz dezentral installierten regenerativen Erzeugungsanlagen zu beobachten. Die Kopplung dieser Erzeugungsanlagen mit dem Verteilnetz erfolgt für gewöhnlich über Wechselrichter mit netzfolgender Regelung, die aufgrund ihrer Reglerstruktur ein Stromquellenverhalten aufweisen. Das bedeutet, dass sie für den Betrieb eine äußere Führungsgröße, die Netzspannung, benötigen. Darüber hinaus speisen die Systeme im Regelbetrieb leistungsoptimiert die Energie in das Netz ein und besitzen somit keine netzstützenden Eigenschaften.

Ein sicherer und stabiler Microgrid-Betrieb erfordert, wie bereits in Abschnitt 2.2 eingeführt, ein Mindestanteil an Umrichtern mit netzbildender Regelung. Diese sollen darüber hinaus auch noch mit einer beliebigen Anzahl an weiteren Systemen im Verbund arbeiten können, ohne eine nachträgliche Adaption am System vornehmen zu müssen. Eine sehr effektive Umsetzung kann mit der virtuellen Synchronmaschine erfolgen, die alle erforderlichen Anforderungen an den Microgrid-Betrieb erfüllt.

Im Folgenden wird zunächst das verwendete VISMA-Modell eingeführt und kurz auf die wesentlichen Eigenschaften eingegangen. Im Anschluss werden die für den Microgrid-Betrieb erforderlichen Leistungsregler sowie deren Parametrierung detailliert vorgestellt. Zum Abschluss wird der notwendige Synchronisierungsregler beleuchtet. Dieser gleicht die Netzzeiger

des Microgrids und eines vorgelagerten Netzes an, sodass der unterbrechungsfreie Übergang ohne gefährliche Ausgleichsströme vom Inselnetz- in den Netzparallelbetrieb sichergestellt wird.

4.1 Die virtuelle Synchronmaschine

Der Grundgedanke der VISMA basiert auf der mathematischen Nachbildung einer elektromechanischen Synchronmaschine durch einen Umrichter mit einem Energiespeicher und einem Prozessrechner. Auf diesem werden in Echtzeit anhand eines mathematischen Modells die elektrischen und mechanischen Maschinengrößen berechnet. Die Ausgangswerte des Modells werden anschließend an die Regelung des Umrichters übergeben. Somit verhält sich dieser dem Netz gegenüber wie eine rotierende Synchronmaschine. [31, 32]

Der grundlegende Aufbau eines VISMA-Systems ist in Abbildung 4.1 als Blockschaltbild dargestellt. Auf der leistungselektronischen Seite besteht das System aus einem selbstgeführten Spannungs-Umrichter (U-Umrichter) mit einem Gleichspannungszwischenkreis und einem gleichspannungsseitigen Energiespeicher sowie einem netzseitigen Filter (LC- oder LCL-Filter). Neben dem Speicher können am Zwischenkreis auch weitere Gleichspannungserzeuger, z. B. Photovoltaikanlagen oder Brennstoffzellen, angeschlossen werden. Eine vom Standard abweichende Topologie des Umrichters ist für den Aufbau eines VISMA-Systems nicht erforderlich.

Auf der Steuerungsseite ist ein digitaler Signalprozessor (DSP) mit dem eingebetteten Modell der virtuellen Synchronmaschine und die Stromregelung, die in diesem Fall auch gleichzeitig für die Schaltsignalerzeugung zuständig ist, sowie die Messwerterfassung für die Wechsel- und Gleichspannungsseite des Umrichters. Die Umsetzung der Steuerungsseite kann

Netz eingeprägt. Der Arbeitspunkt der virtuellen Synchronmaschine lässt sich statisch oder dynamisch über die Parameter des virtuellen Drehmomentes am Rotor M_m und der virtuellen Erregerspannung U_e einstellen.

4.1.1 Maschinenmodell

Die Struktur und die Parameter des Maschinenmodells bestimmen unmittelbar die statischen und dynamischen Eigenschaften sowie die transienten Vorgänge der VISMA. Das Modell ist die charakteristische Komponente des Gesamtsystems, dessen Ausgestaltung das Systemverhalten und die Möglichkeiten der Erbringung von Systemdienstleistungen beeinflusst.

Die erste Umsetzung der virtuelle Synchronmaschine nach [31] stellte ein vollständiges Abbild einer realen Maschine dar, wobei sämtliche elektromagnetische und mechanischen Vorgänge implementiert wurden. Es ist als Zweiachsen-Modell in einem rotorfesten dq-Koordinatensystem ausgeführt. Die vollständige Nachbildung der elektromagnetischen Vorgänge und nichtlinearen Kopplung zwischen Rotor und Stator erfordert ein komplexes Differenzialgleichungssystem, dessen Lösung äußerst rechenaufwändig ist. Ein Betrieb in Echtzeit ist daher für nicht alle Netzzustände stabil möglich.

Für die Weiterentwicklung der VISMA ist ein Modell mit einem geringeren Rechen- und Implementierungsaufwand angestrebt worden, welches gleichzeitig weiterhin die für das Netz positiv wirkenden Eigenschaften der Synchronmaschine liefert. Das vereinfachte Maschinenmodell ist in abc-Koordinaten umgesetzt und ausführlich in [32] vorgestellt. Dieses Modell der VISMA wird in der vorliegenden Arbeit verwendet.

Vereinfachtes Maschinenmodell nach Y. Chen

Das vereinfachte Maschinenmodell verzichtet im Vergleich zum vorausgegangenen Modell auf die Koordinatentransformation in ein rotorfestes dq-Koordinatensystem und arbeitet stattdessen direkt mit den Netzgrößen in abc-Koordinaten. Eine Phasenregelschleife (PLL)¹ wird aus diesem Grund nicht benötigt. Daher wird dieses Modell auch als abc-Modell bezeichnet. Darüber hinaus wird auf die magnetische Kopplung zwischen Stator und Rotor verzichtet und stattdessen die elektrische Leistungsbilanz sowie die Bewegungsgleichung des Rotors für die Kopplung zwischen dem elektrisch wirksamen Stator- und mechanisch wirksamen Rotorkreis genutzt.

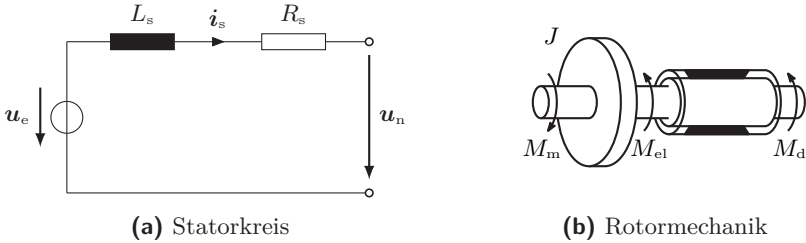


Abbildung 4.2 – Ersatzschaltbilder des Stator- und Rotorkreises des vereinfachten abc-Maschinenmodells. In (a) wird das Ersatzschaltbild des elektrischen Teilmodells des Statorstromkreises mit den virtuellen Größen der Maschine und der realen Netzspannung an den Klemmen des Umrichters gezeigt. In (b) ist das mechanische Teilmodell zu sehen, welches die Bewegungsgleichung des Rotors mit den angreifenden Momenten zeigt.

Das elektrische Teilmodell in Abbildung 4.2a wird durch die drei einphasigen Statorstromkreise, die sich aus der Erregerspannungsquelle u_e , der Statorinduktivität L_s und dem Wicklungswiderstand R_s zusammensetzt,

¹nach engl.: *phase-locked loop*

beschrieben. An den Klemmen des Ersatzschaltbildes – gleichbedeutend mit den Anschlussklemmen der realen Synchronmaschine – liegt die Netzspannung $\mathbf{u}_n$ an. Der sich einstellende Maschinenstrom $\mathbf{i}_s$ entspricht dem Außenleiter- bzw. Statorstrom.

Aus dem elektrischen Ersatzschaltbild des Statorstromkreises leitet sich aus der Masche folgendes Differenzialgleichungssystem ab:

$$\begin{pmatrix} u_{e,a} \\ u_{e,b} \\ u_{e,c} \end{pmatrix} = R_s \cdot \begin{pmatrix} i_{s,a} \\ i_{s,b} \\ i_{s,c} \end{pmatrix} + L_s \cdot \frac{d}{dt} \begin{pmatrix} i_{s,a} \\ i_{s,b} \\ i_{s,c} \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} u_{n,a} \\ u_{n,b} \\ u_{n,c} \end{pmatrix} \quad (4.1)$$

Die Erregerspannung $\mathbf{u}_e$ wird durch drei um 120° -phasenverschobene Sinusspannungen beschrieben, dessen Frequenz dem Drehwinkel des virtuellen Rotors folgt.

$$\begin{pmatrix} u_{e,a} \\ u_{e,b} \\ u_{e,c} \end{pmatrix} = \widehat{U}_e \cdot \begin{pmatrix} \sin(\vartheta_r) \\ \sin(\vartheta_r - \frac{2\pi}{3}) \\ \sin(\vartheta_r + \frac{2\pi}{3}) \end{pmatrix} \quad (4.2)$$

Die Amplitude der Erregerspannung $\widehat{U}_e$ wird aus dem Effektivwert der Erregerspannung U_e bestimmt, welche direkt als Stellgröße vorgegeben werden kann, um den Betriebspunkt der Maschine zu bestimmen. Da es sich bei der Erregerspannung um eine Sinusspannung ohne Überlagerung weiterer Sinusschwingungen handelt, sind der Effektivwert und die Amplitude der Erregerspannung über den Faktor $\sqrt{2}$ miteinander verknüpft.

Der Rotordrehwinkel ϑ_r der VISMA in Gleichung (4.2) wird durch Integration der Rotorkreisfrequenz ermittelt.

$$\vartheta_r = \int \omega_r dt + \vartheta_0 \quad (4.3)$$

Das mechanische Teilmodell wird entsprechend dem mechanischen Ersatzschaltbild in Abbildung 4.2b und in Anlehnung an [33] und [34] über die folgende Bewegungsgleichung beschrieben.

$$J \frac{d\omega_r}{dt} = M_m - M_{el} - M_d \quad (4.4)$$

Hierbei beschreibt J das Inertialmoment der virtuellen Schwungmasse, M_m das virtuelle Rotordrehmoment, M_{el} das elektrische Drehmoment, welches das elektrische und mechanische Teilmodell koppelt, und M_d das Dämpfungsmoment, welches die Effekte der Dämpferwicklung zur Unterdrückung von Polradpendelungen nachbildet.

Das virtuelle Rotordrehmoment, welches bei der realen Synchronmaschine dem Drehmoment an der Rotorwelle entspricht, stellt die zweite Stellgröße der virtuellen Synchronmaschine dar, um dessen Betriebspunkt zu bestimmen. Mit dieser lässt sich die Wirkleistung der Maschine einstellen. Zusammen mit der Erregerspannung, mit welcher sich die Blindleistung angleichen lässt, ist die VISMA in der Lage, jeden Betriebspunkt in den vier Quadranten anzufahren.

Das elektrische Drehmoment der Maschine ist über die Rotorkreisfrequenz direkt mit der elektrischen Augenblicksleistung, welche die Maschine über die Klemmen an das Netz abgibt oder aufnimmt, gekoppelt.

$$M_{el} = \frac{p_{el}}{\omega_r} = \frac{u_{e,a} \cdot \dot{i}_{s,a} + u_{e,b} \cdot \dot{i}_{s,b} + u_{e,c} \cdot \dot{i}_{s,c}}{\omega_r} \quad (4.5)$$

Das Dämpfungsmoment M_d wird nach [32] und [35] durch die Differenzialgleichung eines DT1-Glieds modelliert:

$$M_d = K_d \cdot \frac{d\omega_r}{dt} - T_d \cdot \frac{dM_d}{dt} \quad (4.6)$$

Der Dämpfungsfaktor K_d und die Filterzeitkonstante T_d sind konstante

Maschinenparameter und können den Anforderungen der Dämpfung entsprechend definiert werden. Das Dämpfungsmoment wirkt dabei der Pendelung der Rotorschwingung entgegen und wird durch die Änderung der Rotorkreisfrequenz verursacht. Im stationären Zustand wirkt dieses nicht, es beeinflusst aber wesentlich den Ausgleichsvorgang von einem auf den anderen Arbeitspunkt.

Laplace-Transformation und Blockschaltbild

Die Differenzialgleichungen (4.1), (4.3), (4.4) und (4.6) der virtuellen Synchronmaschine lassen sich mittels der Laplace-Transformation in den Frequenzbereich überführen [10].

$$\dot{\mathbf{i}}_s(s) = \frac{\mathbf{u}_e(s) - \mathbf{u}_n(s)}{L_s s + R_s} \quad (4.7)$$

$$\vartheta_r(s) = \frac{\omega_r(s)}{s} \quad (4.8)$$

$$\omega_r(s) = \frac{M_m(s) - M_{el}(s) - M_d(s)}{J s} \quad (4.9)$$

$$M_d(s) = \frac{K_d s}{T_d s + 1} \omega_r(s) \quad (4.10)$$

Aus den sich ergebenden Gleichungen lässt sich das Blockschaltbild des Maschinenmodells ableiten. Dies ist in Abbildung 4.3 dargestellt. Der obere Teil des Blockschaltbildes repräsentiert den elektrisch wirksamen Statorstromkreis mit der Erregerspannungsquelle $\mathbf{u}_e$, der (konstanten) Statorinduktivität L_s und dem Wicklungswiderstand R_s , sowie der Netzspannung $\mathbf{u}_n$ und dem sich einstellenden Maschinenstrom $\dot{\mathbf{i}}_s$. Der untere Teil beschreibt den mechanisch wirksamen Rotorkreis über die Bewegungsgleichung mit den angreifenden Drehmomenten und dem Inertialmoment J der virtuellen Schwungmasse.

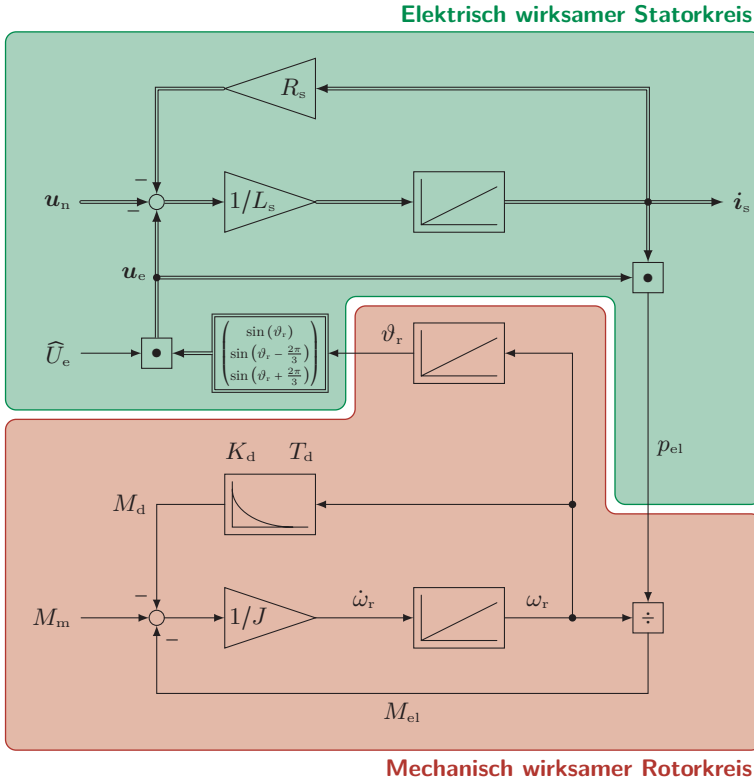


Abbildung 4.3 – Blockschaltbild des Maschinenmodells der virtuellen Synchronmaschine. Der obere Teil des Blockschaltbildes beschreibt den elektrisch wirksamen Statorstromkreis und der untere Teil den mechanisch wirksamen Rotorkreis. Die Kopplung beider Teilmodelle erfolgt über die elektrische Leistung p_{el} (Luftspaltleistung) und den Rotordrehwinkel ϑ_r .

Maschinenparameter

In der Versuchsumgebung stehen vier Umrichter mit einer Nennleistung von 11 kVA (16 A) zur Verfügung. Für das 10 kW-Maschinenmodell der virtuellen Synchronmaschine ist der Parametersatz aus Tabelle 4.1 verwendet worden.

Tabelle 4.1 – Verwendeter Parametersatz des Maschinenmodells

Maschinendaten		
Maschinennennleistung	P_n	10 kW
max. Maschinenleistung	$P_{\max}$	12 kW
Maschinennennmoment	$M_{m,n}$	32 Nm
Kippmoment	M_{kip}	38 Nm
Statorparameter		
Nennerregerspannung	$\widehat{U}_{e0}$	325 V
Statorinduktivität	L_s	42 mH
Statorwiderstand	R_s	0,3 Ω
Rotorparameter		
Inertialmoment	J	0,6 kg m ²
Dämpfungsfaktor	K_d	5 Nm s ² /rad
Dämpfungszeitkonstante	T_d	0,5 s

4.1.2 Leistungsquadranten der VISMA

Wie bereits in Abschnitt 4.1.1 erwähnt, können über die beiden Stellgrößen der VISMA die Wirk- und Blindleistung direkt beeinflusst und der

gewünschte Betriebspunkt eingestellt werden. Über das vorzeichenbehaftete virtuelle Drehmoment lässt sich die geforderte Wirkleistung einregeln. Dabei wird die virtuelle Synchronmaschine motorisch betrieben, wenn das virtuelle Drehmoment einem negativen Wert entspricht. Im Verbraucherzählpfeilsystem – welches bei sämtlichen Betrachtungen dieser Arbeit Anwendung findet – entspricht dies einer positiven Wirkleistung, die Maschine bezieht Energie aus dem Netz, sodass der Umrichter ein Verbraucherverhalten hat und die Batterie des VISMA-Systems geladen wird. Wird hingegen ein positives virtuelles Drehmoment vorgegeben, wird die VISMA generatorisch betrieben, sodass das System Energie in das Netz einspeist. Die Wirkleistung ist nach dem gewählten Zählpfeilsystem dann negativ.

Die zweite Stellgröße der virtuellen Synchronmaschine ist die Erregerspannung des Maschinenmodells. Mit dieser kann die Blindleistung direkt beeinflusst werden, sodass die Maschine dem Netz gegenüber ein induktives oder kapazitives Verhalten hat. Wird die Erregerspannung im Vergleich zu der Netzspannung verringert, wird von einer Untererregung gesprochen. Die Maschine hat in diesem Fall ein induktives Verhalten, sodass sie im Verbraucherzählpfeilsystem induktive (positive) Blindleistung bezieht bzw. kapazitive (negative) Blindleistung in das Netz einspeist. Wird die Maschine übererregt, also die Erregerspannung im Vergleich zur Netzspannung vergrößert, hat die VISMA ein kapazitives Verhalten, sie bezieht kapazitive Blindleistung aus dem Netz.

Die beiden Stellgrößen der virtuelle Synchronmaschine lassen sich unabhängig voneinander regeln, sodass sich letztlich jeder Punkt in den vier Leistungsquadranten einstellen lässt, wie in Abbildung 4.4 zu sehen ist. Die einzig limitierende Größe stellt dabei die Maschinenscheinleistung dar, die für den stabilen Betrieb nicht überschritten werden sollte.

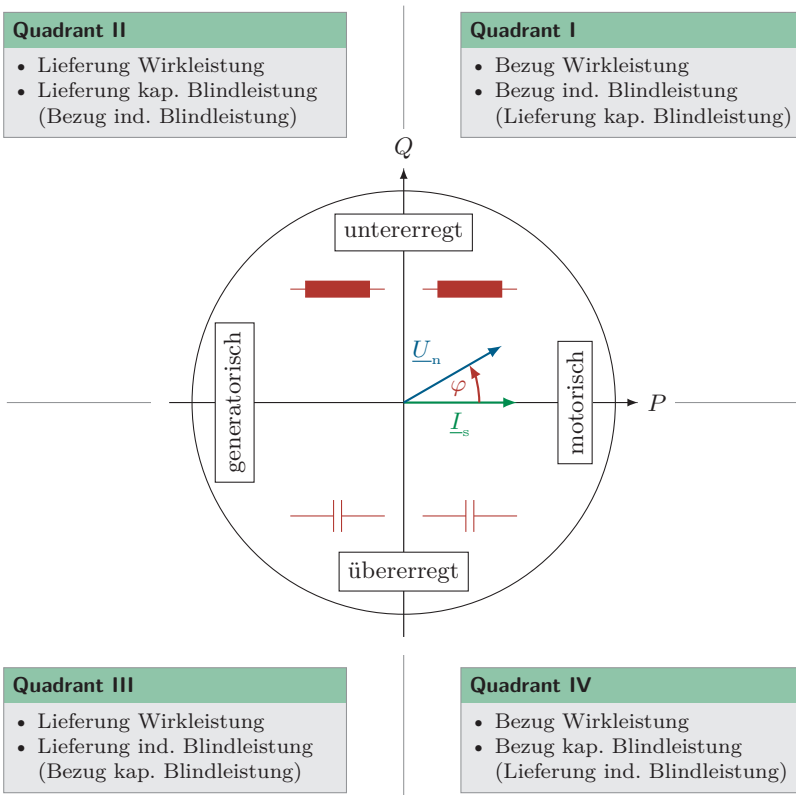


Abbildung 4.4 – Leistungsquadranten der virtuellen Synchronmaschine im Verbraucherzählpeilsystem in Abhängigkeit der Netzspannung und des sich einstellenden Maschinenstromes. Die Wirkleistung der VISMA ist positiv, wenn sie motorisch betrieben wird, dem Netz gegenüber wie eine Verbrauchereinheit wirkt. Wird die VISMA hingegen generatorisch betrieben, so wird von ihr Energie als Quelle in das Netz eingespeist. Die Blindleistung ist positiv, wenn die VISMA aus Netzsicht wie eine Induktivität wirkt und negativ, wenn sie ein kapazitives Verhalten hat (vgl. Abb. 4.2a und 4.3).
(eigene Darstellung in Anlehnung an [36])

4.1.3 Austrudelversuch der virtuellen Synchronmaschine

Den entscheidenden Vorteil der VISMA mit ihrer virtuellen Schwungmasse und ihrem Inertialmoment gegenüber einer konventionellen Regelung eines Umrichters zeigt am besten der Austrudelversuch. Hierzu wird der Versuch aus der Motivation der vorliegenden Arbeit aus Abschnitt 1.1 (vgl. Abbildung 1.2) wiederholt, an dieser Stelle mit einem VISMA-System. Betrachtet werden eine virtuelle Synchronmaschine und eine Last an einer Sammelschiene im dezentralisierten Verteilnetz. Durch Öffnen des Kuppelschalters K1 wird das vorgelagerte Niederspannungsnetz, nachgebildet durch den Netzemulator, vom Versuchsnetz getrennt und der Übergang in den Inselnetzbetrieb emuliert. Das zugehörige Einliniendiagramm zeigt Abbildung 4.5.

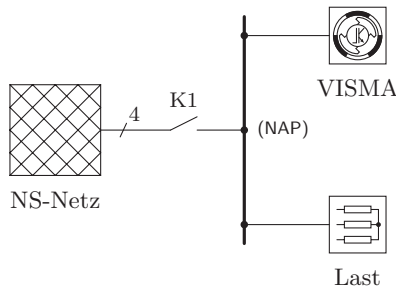


Abbildung 4.5 – Einliniendiagramm zum Versuch mit emuliertem Netzausfall im dezentralisierten Netz mit einer VISMA. Es wird der gleiche Versuch wie in Abbildung 1.2 durchgeführt, jedoch wird der Einspeisewechselrichter durch eine VISMA ersetzt. Das NS-Netz wird wiederum durch einen Netzsimulator nachgebildet, der Umrichter ist als VISMA ausgeführt und als Last wird ein dreiphasiger symmetrischer ohmscher Widerstand verwendet. Netzersatzelemente zwischen den einzelnen Komponenten wurden nicht berücksichtigt, die Komponenten sind direkt an einer Sammelschiene angeschlossen. Das Versuchsnetz wird durch Öffnen des Kuppelschalters K1 am Netzanschlusspunkt (NAP) vom Netzemulator getrennt und in ein Inselnetz überführt.

In der Abbildung 4.6 sind neben der Netzspannung im Versuchsnetz der Strom über dem Netzanschlusspunkt (bzw. des Netzemulators) und der durch die VISMA eingepreiste Strom dargestellt. Der Kuppelschalter wird zum Zeitpunkt 100 ms geöffnet. Im Augenblick der Schalthandlung bricht die Spannung über weniger als einem Viertel der Periodendauer kurzzeitig ein, bevor diese wieder einen sauberen sinusförmigen Verlauf annimmt.

Vor der Schalthandlung wird die Last ausschließlich durch das vorgelagerte Netz versorgt. Es ist auffällig, dass der Strom der VISMA zu diesem Zeitpunkt jedoch nicht null ist. Dies ist darauf zurückzuführen, dass keine Regler aktiviert sind und die Filterkapazität am Ausgang des Umrichters die erforderliche Blindleistung aus dem Netz bezieht.

Der Leerlauf der virtuellen Synchronmaschine bis zum Zeitpunkt 100 ms wird durch die fehlende Einspeisung von Wirkleistung unterstrichen, wie die Modellgrößen der Maschine in Abbildung 4.7 zeigen. Der gleichzeitig minimale Bezug von Blindleistung resultiert durch die Spannungsdifferenz zwischen Netzspannung und Erregerspannung, der aufgrund dessen vernachlässigbar ist.

Infolge der Schalthandlung wird der Strom über dem Netzanschlusspunkt schlagartig null und die Versorgung der Last wird von der VISMA übernommen, erkennbar an dem sofortigen Anstieg des eingespeisten Stromes, wie Abbildung 4.6 zeigt. Aus Abbildung 4.7 wird ersichtlich, dass die Rotorfrequenz der VISMA sich nicht schlagartig ändert, bedingt durch die virtuelle Schwungmasse. Diese wird abgebremst und speist die Bremsenergie in Form von Wirkleistung in das Netz ein, wodurch die Last weiter versorgt wird. Durch das fehlende Außennetz ist der Blindleistungsbedarf der Filterkapazität durch die virtuelle Synchronmaschine selbst zu decken, weshalb die eingespeiste Blindleistung um den entsprechenden Betrag ansteigt.

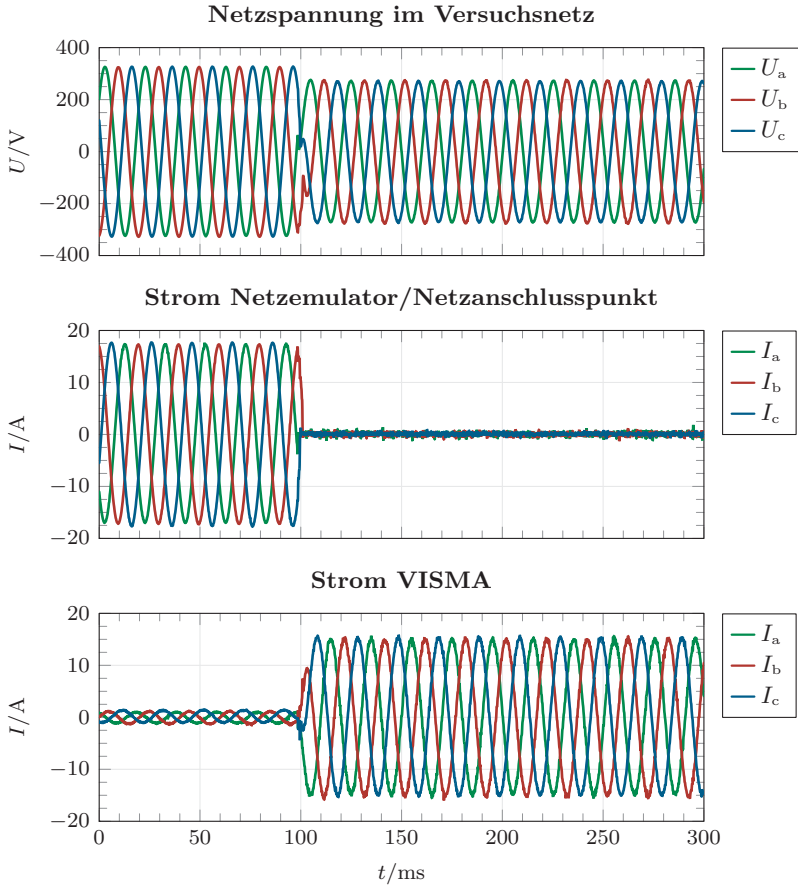


Abbildung 4.6 – Netzgrößen zum Versuch mit emuliertem Netzausfall im dezentralisierten Verteilnetz mit einer VISMA. Neben der Netzspannung im Versuchsnetz sind der Strom über dem NAP und der durch die VISMA eingeprägte Strom dargestellt. Zum Zeitpunkt 100 ms wird der Kuppelschalter geöffnet und das Versuchsnetz in ein Inselnetz überführt. Wie die Verläufe zeigen, ist der Übergang nach knapp einem Viertel der Periodendauer abgeschlossen. Die fehlenden Regler lassen die Netzspannung einbrechen und die Maschine austrudeln.

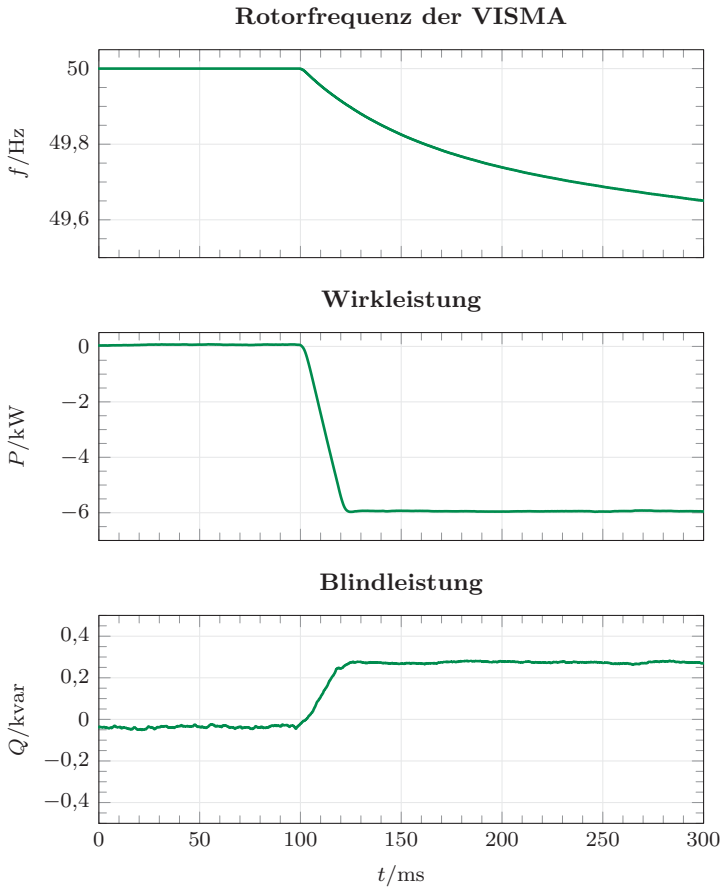


Abbildung 4.7 – Modellgrößen zum Versuch mit emuliertem Netzausfall im dezentralisierten Verteilnetz mit einer VISMA. Neben der virtuellen Rotorfrequenz sind die eingespeiste Wirk- und Blindleistung der VISMA dargestellt. Nach dem Öffnen des Kuppelschalters bei 100 ms beginnt die Maschine auszutrudeln und speist dabei Wirk- und Blindleistung in das Versuchsnetz ein. Die eingespeiste Wirkleistung entspricht dem Wert der Verbraucherlast, die eingespeiste Blindleistung deckt den Bedarf der Filterkapazität.

In diesem Versuch konnte gezeigt werden, dass die Überführung des Microgrids mit einem VISMA-System ohne Regelsystem vom Netzparallel- in den Inselnetzbetrieb möglich ist und der Einschwingvorgang nach ca. 5 ms abgeschlossen ist. Da es durch die Schalthandlung zu keinem nennenswerten Spannungseinbruch kommt (ohne Berücksichtigung der Amplitude) und die Versorgung instantan von der VISMA übernommen wird, kann an dieser Stelle von einem unterbrechungsfreien Betriebswechsel gesprochen werden. Zudem wird in der eingespeisten Wirk- und Blindleistung eine Stabilisierung nach 20 ms erkennbar. Ferner zeigt der Versuch, dass nach dem Ausfall des vorgelagerten Netzes ausreichend Zeit für das Regelsystem zur Verfügung steht, um netzstützend einzugreifen und das entstandene Inselnetz zu stabilisieren.

4.2 Regelungskonzept der VISMA in Microgrids für Insel- und Netzparallelbetrieb

Wie bereits in Abschnitt 2.2 erwähnt, existieren für Inselnetze und deren stabilen Betrieb bereits geeignete Regelungsverfahren [20]. Vor allem das Konzept der dezentralen Wirk- und Blindleistungsstatiken erlaubt einen flexiblen und modularen Netzaufbau bei gleichzeitig hoher Versorgungssicherheit. Das Ziel des Microgrids ist, wie bereits in Abschnitt 2.2 ausgeführt, dass sowohl der Netzparallel- als auch der stabile Inselnetzbetrieb sowie der unterbrechungsfreie Übergang von einer in die andere Betriebsart möglich ist. Neben den Aspekten Versorgungssicherheit, Flexibilität und Modularität steht zusätzlich die Resynchronisierung bzw. die gezielte Einregelung einer gewünschten Frequenz und Spannung bei gleichzeitig minimalem Kommunikationsaufwand im Fokus.

Die bereits eingeführten Regelungskonzepte können diese Anforderungen

nicht vollumfänglich, sondern immer nur in Teilen, erfüllen. Aus diesem Grund ist für das Erreichen der gewünschten Ziele dieser Arbeit ein geeignetes Regelsystem zu entwerfen, welches auf der einen Seite ein Microgrid stabilisieren kann und auf der anderen Seite einen modular erweiterbaren Netzaufbau bei gleichzeitig minimalstem Kommunikationsaufwand ermöglicht. Zu diesem Zweck ist aus den bekannten Konzepten eine Mischform zu entwickeln, wie Abbildung 4.8 zeigt.

Für den regulären Betrieb, den Netzparallel- oder den Inselnetzbetrieb, wird das Konzept der dezentralen Statiken verfolgt. In [23] ist bereits gezeigt worden, dass die Statikregelung im Netzparallelbetrieb anwendbar ist, wobei eine Übertragbarkeit auf den Betrieb im Inselnetz möglich scheint, wie die Umsetzung von Y. Chen in [32] für ein einzelnes System im Inselnetz mit vereinfachter Statik zeigt.

Jedes VISMA-System, welches netzstabilisierend integriert ist, wird eigenständig und autark mit einer eigenen zentralen Statik ausgerüstet. Hierfür ist zunächst keine Kommunikation zwischen den Systemen oder einer übergeordneten Leitwarte erforderlich. Eine Unterscheidung bzw. ein Wechsel der Regelung für den Netzparallel- und den Inselnetzbetrieb soll nicht erfolgen. Die Wirkleistung wird in Abhängigkeit der Frequenz und die Blindleistung als Funktion der Spannung in den Statiken hinterlegt. Ergänzend vorteilhaft ist bei der Umsetzung dieses Regelungskonzeptes, dass auch weitere Erzeugereinheiten im Netz integriert werden können, die mit einer anderen Einspeisecharakteristik arbeiten.

Ist nach einem Ausfall das vorgelagerte Netz wiedergekehrt, genügt es nicht, dass ein einzelnes System versucht die Resynchronisierung durchzuführen. Wenn ein einzelnes System mehr oder weniger Wirk- oder Blindleistung einspeist, kommt es zwar zu einer Verschiebung des Arbeitspunktes, jedoch wird die von dem einen System hervorgerufene Änderung durch die

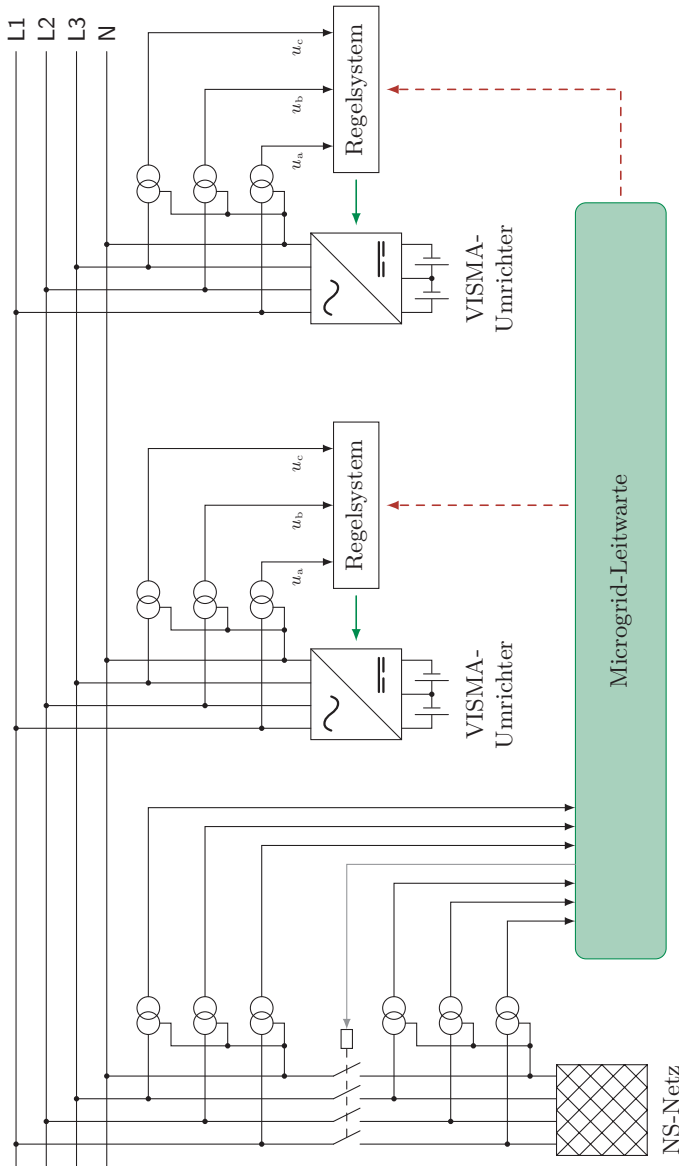


Abbildung 4.8 – Regelungskonzept der virtuellen Synchronmaschine im Microgrid mit Statiken und zentraler Leitwarte. Die VISMA-Systeme sind mit eigener Statikregelung ausgestattet, die den Netzparallel- und Inselnetzbetrieb ermöglicht. Zur Einregelung definierter Frequenz- und Spannungswerte an einem Netzknotenpunkt ist während der Resynchronisierung eine zentrale Leitwarte erforderlich.

verbleibenden VISMA-Systeme kompensiert, sodass in Summe betrachtet keine Änderung stattfindet. Aus diesem Grund muss die Resynchronisierung kollektiv durch alle Systeme erfolgen, sodass der stabile Arbeitspunkt verschoben werden kann. Hierfür kann auf eine Kommunikation zwischen den Systemen und einer übergeordneten Regelung hingegen nicht verzichtet werden. Diese muss zum einen die Netzwiederkehr feststellen und zum anderen prüfen, ob eine Synchronisierung mit diesem Netz möglich ist. Im Anschluss sind durch die Leitwarte die entsprechenden Parameter zu bestimmen, um welche die Statiken verschoben werden müssen, um den gewünschten Frequenz- und Spannungswert an einem definierten Netzknoten einzuregeln.

Der Vorteil dieser Regelungsstrategie, im Vergleich zu dem Konzept der übergeordneten Leitwarte aus Abschnitt 2.2, ist der reduzierte Kommunikationsaufwand. Bei dieser Umsetzung können die VISMA-Systeme autark und ohne Werte von außen arbeiten, solange keine Resynchronisierung vorliegt. Nur während dieser ist ein erhöhter Kommunikationsaufwand notwendig. Sollte die Kommunikation in dieser Zeit unterbrochen werden, bricht das Netz nicht zusammen, sondern arbeitet in der Insel störungsfrei weiter. Im Vergleich dazu ist bei der kompletten Regelung über eine zentrale Leitwarte die intensive Kommunikation ununterbrochen notwendig.

4.3 Kaskadierte Leistungsregler für den Betrieb der VISMA im Microgrid

Wie bereits erwähnt, kann der Betriebspunkt der virtuellen Synchronmaschine mittels des virtuellen mechanischen Drehmomentes M_m und der virtuellen Erregerspannung $\widehat{U}_e$ direkt beeinflusst und eingestellt werden.

Dabei können die beiden Stellgrößen unabhängig voneinander geregelt werden, wodurch sich die Wirk- und Blindleistung separat netzstützend einstellen lassen. Für den Betrieb der VISMA im Microgrid wird daher ein kaskadiertes Regelsystem mit zwei parallelen Strecken angestrebt, wie Abbildung 4.9 zeigt.

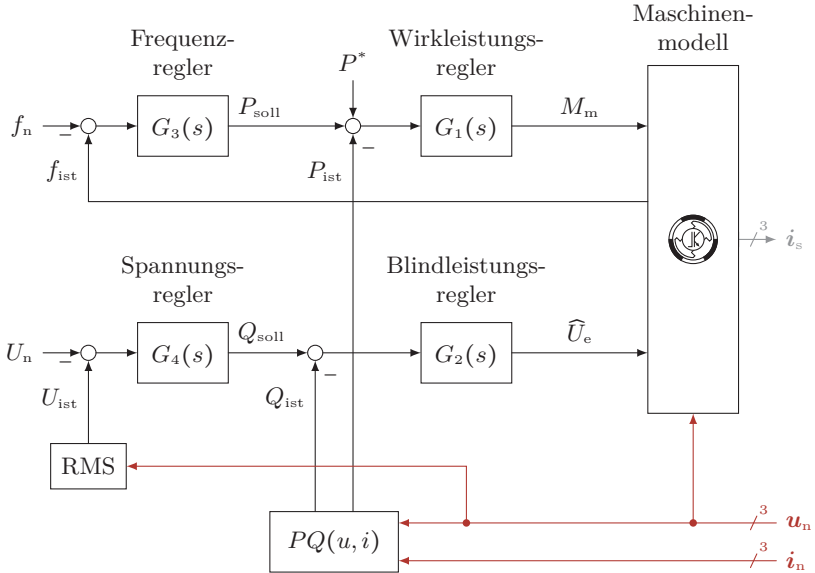


Abbildung 4.9 – Blockschaltbild des Regelsystems der VISMA. Das Regelsystem ist als kaskadierter Regler mit zwei parallelen Strecken aufgebaut. Mit dem Wirkleistungsregler $G_1(s)$ wird das virtuelle mechanische Drehmoment M_m nachgeregelt. Der Sollwert der Wirkleistung wird durch einen Frequenzregler $G_3(s)$ anhand der Frequenzdifferenz vorgegeben. Ein Offset P^* erlaubt ein Multiuse-System mit netzdienlichen Eigenschaften aufzubauen. In analoger Weise regelt der Blindleistungsregler $G_2(s)$ die virtuelle Erregerspannung $\hat{U}_e$ nach. Der Sollwert der Blindleistung wird durch den Spannungsregler $G_4(s)$ anhand der Spannungsabweichung vorgegeben.

Mit einem geeigneten Wirkleistungsregler $G_1(s)$ ist das mechanische Drehmoment nachzuregeln, damit die Maschine einen definierten Wirkleistungswert erreicht. Im Microgrid wird dieser Sollwert in Abhängigkeit der Differenz zwischen der aktuellen virtuellen Rotorfrequenz der VISMA und dem Frequenznennwert durch einen vorgeschalteten Frequenzregler $G_3(s)$ bestimmt. Zur Wahrung der Fähigkeit, die VISMA als Multiuse-System zu nutzen, kann dem Leistungssollwert des Frequenzreglers ein Offsetwert P^* addiert werden. Dies erlaubt das System bspw. primär als Ladeeinrichtung für Elektrofahrzeuge mit der Fähigkeit als netzstabilisierendes System im Microgrid zu nutzen. Im Rahmen dieser Arbeit wird auf diese Möglichkeit jedoch verzichtet.

Analog zur Regelung der Wirkleistung wird ein geeigneter Blindleistungsregler $G_2(s)$ aufgebaut, der die virtuelle Erregerspannung zum Erreichen eines definierten Sollwertes der Blindleistung nachregelt. Dieser wird im Microgrid durch einen vorgelagerten Spannungsregler $G_4(s)$ bestimmt, der ausgehend von der Differenz zwischen dem Istwert der Netzspannung und dem Spannungsnennwert berechnet wird.

Die Istwerte der Wirk- und Blindleistung werden aus der Netzspannung u_n und des am Umrichter Ausgang gemessenen Stromes i_n berechnet.

Der Aufbau des Wirk- und Blindleistungsreglers sowie die Auslegung anhand einer umfangreichen Simulationsanalyse zur Parameterfindung werden in Abschnitt 4.3.1 diskutiert. Die vorgelagerten Regler werden hierbei zunächst außer Acht gelassen. In den Abschnitten 4.3.2 und 4.3.3 werden anschließend der Frequenz- und Spannungsregler sowie die erforderlichen Adaptionen für den Microgrid-Betrieb der VISMA vorgestellt. Im Folgeabschnitt 4.3.4 wird darüber hinaus eine allumfassende Simulationsanalyse des gesamten Regelsystems zur Bestimmung der erforderlichen Reglerparameter durchgeführt. Zum Abschluss dieses Abschnitts werden die simulativ

gewonnen Ergebnisse in der Laborumgebung validiert.

4.3.1 Leistungsregler

Die beiden Leistungsregler der virtuellen Synchronmaschine haben die Aufgabe, die beiden Stellgrößen der Maschine insoweit nachzuführen, dass am Netzanschlusspunkt des Umrichters die gewünschte Wirk- und Blindleistung eingespeist werden. Für die Struktur der Regler kommt in dieser Arbeit eine Regelung mit Integralverhalten infrage, sodass deren endliche Abweichung zum Verschwinden gebracht werden kann, da auch die Regeldifferenz am Eingang des Reglers verschwindet. Der Aufbau der VISMA bedingt hingegen eine leicht unterschiedliche Struktur der beiden Regler, wobei in dieser Arbeit der aufgebaute Regler nach [32] verwendet wird.

Wirkleistungsregler

Der Wirkleistungsregler nach Abbildung 4.10 ist ein PI-Regler mit parallelgeschalteter Vorsteuerung der Sollwirkleistung. Hierbei bedingt der PI-Regler zum einen durch den Proportionalanteil ein schnelles Ansprechen der Regelung bei Änderung der Führungsgröße und zum anderen durch den Integralanteil, dass die Abweichung zwischen der Soll- und Istwirkleistung möglichst zügig reduziert wird.

Die Bewegungsgleichung (vgl. Gleichung 4.9) beschreibt das mechanische Teilmodell der virtuellen Synchronmaschine mit den an der virtuell rotierenden Masse angreifenden Drehmomenten. Das elektrische Drehmoment der Maschine koppelt nicht nur das elektrische mit dem mechanischen Maschinenmodell, sondern stellt auch eine Beziehung mit der elektrischen Augenblicksleistung über die virtuelle Rotorfrequenz her. Die Sollwirkleistung

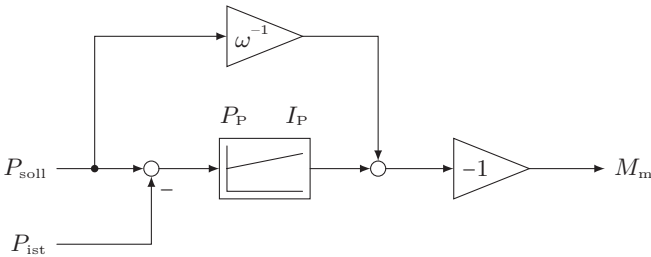


Abbildung 4.10 – Blockschaltbild des Wirkleistungsreglers. Dieser ist als PI-Regler mit parallelgeschalteter Vorsteuerung ausgeführt. Die Vorsteuerung bestimmt ein äquivalentes Drehmoment zur Sollwirkleistung, welches dem Ausgangssignal des PI-Reglers addiert wird. Die Vorzeicheninvertierung ist auf das Verbraucherzählpfeilsystem zurückzuführen.

wird durch die Vorsteuerung mit ω^{-1} zu einem äquivalenten Drehmoment umgerechnet, welches direkt als virtuelles Rotordrehmoment vorgegeben wird und dem PI-Regler addiert wird.

Die abschließende Vorzeicheninvertierung des Signals ist dem Verbraucherzählpfeilsystem geschuldet. Die Bereitstellung generatorischer (negativer) Wirkleistung erfordert ein positives Drehmoment. Umgekehrt ist für die Aufnahme motorischer (positiver) Wirkleistung ein negatives Drehmoment notwendig.

Blindleistungsregler

Der Blindleistungsregler in Abbildung 4.11 zur Nachführung der virtuellen Erregerspannung der virtuellen Synchronmaschine ist als PI-Regler ausgeführt. Dieser bedingt wiederum, dass die Differenz zwischen dem Soll- und Istwert eliminiert wird. Da das Ausgangssignal des Reglers hingegen nur

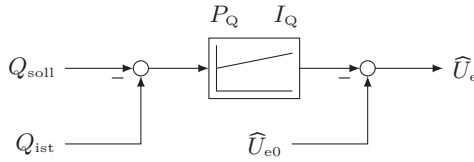


Abbildung 4.11 – Blockschaltbild des Blindleistungsreglers. Dieser ist als PI-Regler ausgeführt. Die Ausgangsgröße des Reglers entspricht lediglich der erforderlichen Nachführung der virtuellen Erregerspannung, weshalb der Nennwert dem Ausgangssignal zu addieren ist, um die Erregung der Maschine zu erhalten.

eine Abweichung der Erregerspannung von ihrem Nennwert entspricht, ist dieser dem Ausgangswert noch zu addieren.

Der Abzug des Reglerausgangssignals vom Nennwert der virtuellen Erregung ist wiederum auf das Verbraucherzählpfeilsystem zurückzuführen. Für die Bereitstellung induktiver (positiver) Blindleistung, also den Bezug kapazitiver (negativer) Blindleistung, muss sich die Maschine dem Netz gegenüber wie eine Kapazität verhalten. Dies wird durch Übererregung erreicht, also einem Anheben der Erregerspannung über den Spannungswert des Netzes. Wird die Maschine hingegen untererregt, verhält sich diese wie eine Induktivität und stellt kapazitive (negative) Blindleistung bereit (vgl. auch die Leistungsquadranten der VISMA in Abbildung 4.4).

Umfangreiche Simulationsanalyse zur Parameterfindung

Für die Findung eines geeigneten Parametersatzes der unterlagerten Wirk- und Blindleistungsregler wird aufgrund der Struktur der virtuellen Synchronmaschine mit der vorgelagerten Regelung eine umfangreiche Simulationsanalyse durchgeführt. Ziel dieser ist die Ermittlung eines Parametersatzes für den Wirk- und Blindleistungsregler, wobei der Fokus auf dem

möglichst schnellen Erreichen des Sollwertes bei gleichzeitig schnell abklingendem Ausgleichsvorgang gelegt wird. Hierfür wird zunächst ein vereinfachtes Modell des Umrichters mit Phasenstromreglern aus Abbildung 3.2 abgeleitet. Durch die Phasenstromregler hat der Umrichter die Charakteristik einer Stromquelle, da durch diesen der Sollstrom der VISMA i_s (vgl. Abbildungen 4.2 und 4.3) direkt eingeprägt wird. Die Halbbrücken samt der Glättungsinduktivitäten werden somit im vereinfachten Ersatzschaltbild als Stromquellen nachgebildet. Parallel zu dieser, zwischen den Außenleitern und dem Neutraleiter, sind die Filterkapazitäten, die auch im vereinfachten Modell zu finden sind. Die Spannung an den Ausgangsklemmen des Umrichters ist die Netzspannung u_n . Das vereinfachte, einphasige Ersatzschaltbild des Umrichters zeigt Abbildung 4.12.

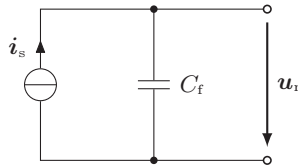


Abbildung 4.12 – Vereinfachtes abgeleitetes Ersatzschaltbild des Laborumrichters zur umfangreichen Parameteranalyse. Die Halbbrücken mit den Glättungsinduktivitäten werden auf Grundlage des Stromquellenverhaltens des Umrichters durch den Phasenstromregler als Stromquelle abgebildet, die den Sollstrom der VISMA einprägen. Die Filterkapazität am Umrichterausgang bleibt im vereinfachten Modell bestehen.

Die Simulationsanalyse unterteilt sich in mehrere Teilschritte, da eine Veränderung der Wirk- oder Blindleistung immer auch eine Änderung der jeweils anderen Größe bewirkt. Zunächst werden geeignete und stabile Parameter für die beiden Regler einzeln ermittelt, ohne die Nachführung der jeweils anderen Größe. Bei der Findung der Reglergrößen des Wirkleistungsreglers ist der Blindleistungsregler deaktiviert. Die Bewertung, ob

ein Parametersatz stabil und anwendbar ist, erfolgt ausschließlich anhand der Wirkleistungsreaktion der VISMA. Die Blindleistungsreaktion bleibt vollkommen unberücksichtigt. Nach gleicher Vorgehensweise werden anschließend gültige Parameter für die Blindleistungsregelung identifiziert.

Bei der simulationsgestützten Parameteridentifikation wird das vereinfachte Modell des Umrichters aus Abbildung 4.12 am starren Netz, modelliert durch ideale, nicht schwingfähige Spannungsquellen, betrieben. Das Modell der virtuellen Synchronmaschine wird vollständig mit dem zuvor vorgestellten Leistungsregler abgebildet und die Reaktion nach einem Leistungssprung (10 kW bzw. 5 kvar) in Abhängigkeit der Parameter der Wirk- und Blindleistungsregler untersucht. Die Variation der proportionalen und integralen Verstärkung erfolgt im Bereich $0,001 \dots 0,01$ in äquidistanten Schritten von einem Tausendstel, im Abschnitt $0,01 \dots 0,1$ in Hundertstel, im Intervall $0,1 \dots 1$ in Zehntel und bis 10 in ganzen Schritten, wodurch 37 unterschiedliche Parameter untersucht werden. Da beide Reglergrößen gleichermaßen variiert werden, ergeben sich pro Analysedurchlauf 37^2 mögliche Parametersätze.

Der Wirkleistungsregler nach Abbildung 4.10 verfügt neben dem PI-Regler über eine Vorsteuerung, dem proportionalen Parallelzweig, welcher der Ausgangsgröße des PI-Reglers addiert wird. Der Einfluss dieser wird in der Simulationsanalyse ebenfalls untersucht, sodass bei der Bestimmung der Parametersätze des Wirkleistungsreglers zwei Durchläufe untersucht werden, einmal mit und einmal ohne Vorsteuerung.

Die möglichen Kombinationen aus proportionalen und integralen Verstärkungsfaktoren des Wirkleistungsreglers zeigen die Abbildungen 4.13 und 4.14. Die Klassifizierung, ob ein Satz an Parametern instabil, stabil aber unbrauchbar oder stabil ist, entscheidet sich anhand des Verlaufes der Wirkleistungsreaktion der virtuellen Synchronmaschine. Als instabil wird

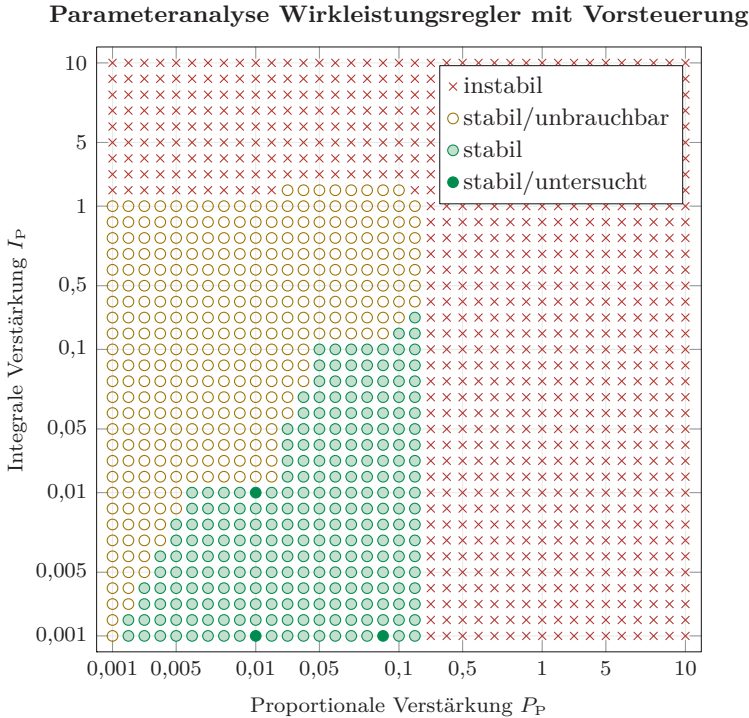


Abbildung 4.13 – Ergebnis der Simulationsanalyse zur Parameterfindung des Wirkleistungsreglers mit aktivierter Vorsteuerung.

Der proportionale und integrale Verstärkungsfaktor werden zwischen 0,001 und 10 in unterschiedlicher Schrittweite variiert und die Parametersätze anhand der Wirkleistungsantworten in instabile, stabile aber unbrauchbare und stabile Reglergrößen klassifiziert. Beispiele eines instabilen und stabilen aber unbrauchbaren Parametersatzes zeigen die Abbildungen A.1 und A.2 im Anhang. Die stabilen Parameterkonstellationen, die näher untersucht werden, zeigt die Abbildung 4.15. Die Vorsteuerung ist mit dem Kehrwert der Nennkreisfrequenz der VISMA aktiv und der Blindleistungsregler ist deaktiviert.

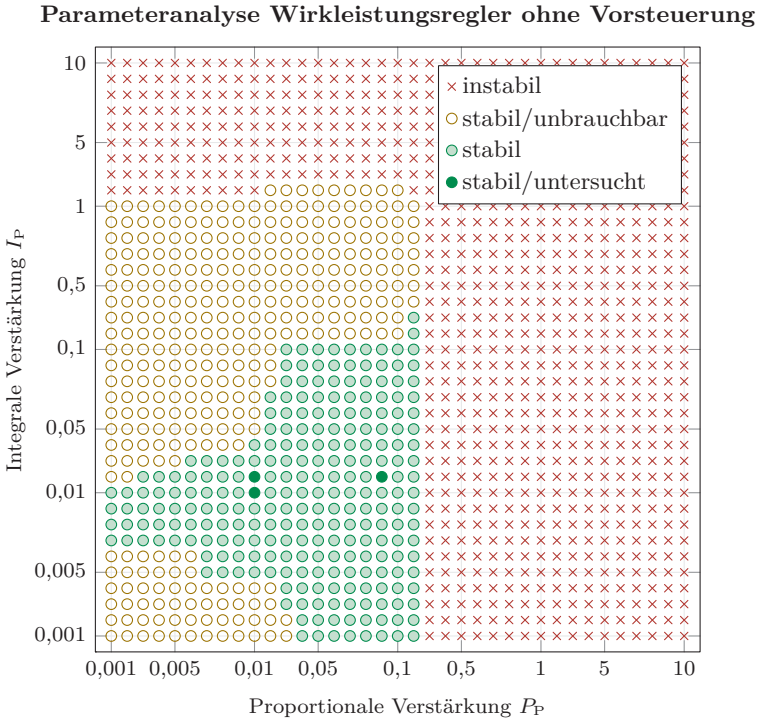


Abbildung 4.14 – Ergebnis der Simulationsanalyse zur Parameterfindung des Wirkleistungsreglers ohne Vorsteuerung. Der proportionale und integrale Verstärkungsfaktor werden in gleicher Schrittweite, wie in der Analyse zuvor, variiert und die Parametersätze auf die gleiche Weise klassifiziert. Die Vorsteuerung ist in diesem Versuch deaktiviert, ebenso wie der Blindleistungsregler.

eine Parameterkombination bewertet, wenn diese bereits vor dem Leistungssprung zu schwingen beginnt oder nach dem Sprung schwingt bzw. keinen stationären Zustand erreicht. Ein stabiler aber unbrauchbarer Parametersatz ist ein solcher, der den stationären Zustand nicht innerhalb weniger Sekunden erreicht und demnach viel zu langsam für die Stabilisierung des Microgrids ist. Ein Beispiel solcher Leistungsantworten zeigen die Abbildungen A.1 und A.2 im Anhang. Alle weiteren werden als stabil klassifiziert.

Die Auswertung der Analyse zeigt, dass sich unabhängig von der Vorsteuerung ein recht scharfkantiger Bereich stabiler Parameter absteckt, jedoch ohne Berücksichtigung der Brauchbarkeit. Der stabile Bereich proportionaler Verstärkungsfaktoren endet bei 0,2 und der Bereich integraler Verstärkungsfaktoren bei 1, wobei einige auch noch bei 2 stabil sind. Die Menge und Verteilung der brauchbaren Faktoren unterscheidet sich, abhängig davon, ob die Vorsteuerung aktiviert ist oder nicht.

Eine Vielzahl an Parametersätzen liefert eine ähnliche Wirkleistungsreaktion auf den Leistungssprung. Eine Untersuchung aller stabilen und brauchbaren Reglergrößen ist aus diesem Grund nicht zielführend, weshalb sich an dieser Stelle für sechs charakteristische Parameterpaare entschieden wurde. Die Leistungsantworten der gewählten Faktoren sind in Abbildung 4.15 dargestellt. Neben der Einordnung in Abbildung 4.13 und 4.14 sind die Parametersätze für die bessere Zuordnung in Tabelle 4.2 zusammengefasst und benannt.

Die in Abbildung 4.15 dargestellten Verläufe zeigen die Wirkleistungsreaktion der VISMA auf den Leistungssprung vom Leerlauf auf 10 kW zum Zeitpunkt 1 s. Der direkte Vergleich der sechs Parameterpaare zeigt, dass die Verläufe innerhalb der ersten 400 ms deckungsgleich sind und sich erst im Anschluss Unterschiede herausstellen. Anhand der charakteristischen

Tabelle 4.2 – Auswahl an Parametern für die weitere Untersuchung der Parameter des Wirkleistungsreglers

	Parametersatz					
	$P\alpha$	$P\beta$	$P\gamma$	$P\delta$	$P\varepsilon$	$P\zeta$
ω^{-1}	$\frac{1}{100\pi}$	$\frac{1}{100\pi}$	$\frac{1}{100\pi}$	0	0	0
P_P	0,01	0,01	0,09	0,01	0,01	0,09
I_P	0,01	0,001	0,001	0,01	0,02	0,02

Ausprägung der Zeitreihen können diese in drei Gruppen unterteilt werden. Die Parametersätze $P\alpha$, $P\delta$ und $P\varepsilon$ sind mit einem verschieden stark ausgeprägten Überschwinger mit einem anschließenden Rückgang unter den Sollwert und der abschließenden Annäherung an den gewünschten Wert verbunden. Nur der Parametersatz $P\alpha$ schwingt ein weiteres Mal über und nähert sich dann erst dem gewünschten Wert an. Im Gegensatz dazu ist der Parametersatz $P\beta$ ebenfalls mit einem Überschwinger verbunden, jedoch nähert sich der Leistungsverlauf im Anschluss daran direkt dem Sollwert an. Die verbleibenden beiden Parameterpaare $P\gamma$ und $P\zeta$ zeigen ein nur sehr geringfügiges Überschwingen, nähern sich aber eher schwingend dem Sollwert an. Aus diesem Grund wird von einer weiteren Analyse dieser beiden Parametersätze ($P\gamma$ und $P\zeta$) abgesehen.

Bei der Identifizierung möglicher Parameterkombinationen des Blindleistungsreglers wird gleichermaßen, wie beim Wirkleistungsregler, vorgegangen. Die proportionalen und integralen Verstärkungsfaktoren des PI-Reglers werden zwischen 0,001 und 10 in gleicher Schrittweite geändert, so dass 37² Simulationen durchgeführt und analysiert werden. Dabei wird ein Blindleistungssprung vom Leerlauf auf 5 kvar bei 1 s ausgeführt. Anhand der Blindleistungsreaktion der VISMA werden die Reglergrößen wiederum in instabile, stabile aber unbrauchbare und stabile Parameterpaare einge-

Gegenüberstellung Parameterauswahl Wirkleistungsregler

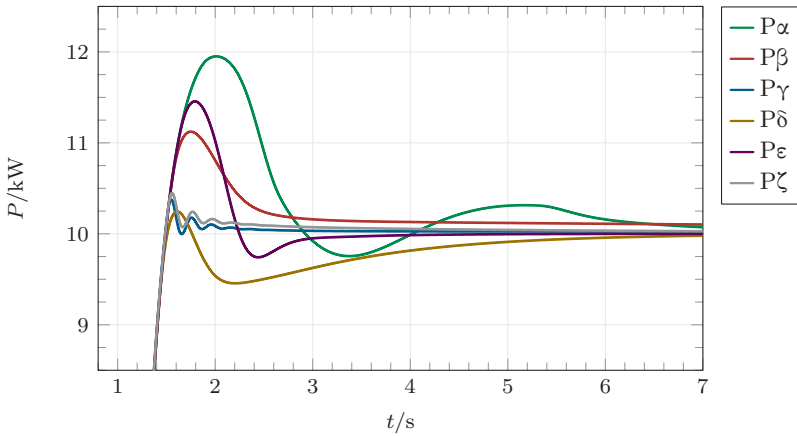


Abbildung 4.15 – Gegenüberstellung der ausgewählten Parameter des Wirkleistungsreglers für die tiefgreifendere Untersuchung. Der Vergleich der Zeitreihen zeigt drei charakteristische Ausprägungen, wie sich diese dem Sollwert nähern. Unter Berücksichtigung der Zielsetzung der Arbeit wird von der weiteren Analyse der Parameterpaare P_γ und P_ζ abgesehen, da sich diese schwingend dem Sollwert nähern.

ordnet. Der Wirkleistungsregler ist während der Untersuchung deaktiviert und die Wirkleistungsreaktion bleibt unberücksichtigt. Die Klassifizierung ist in Abbildung 4.16 dargestellt. Ein Beispiel instabiler und stabiler aber unbrauchbarer Reglerwerte zeigen die Abbildungen A.3 und A.4 im Anhang.

Die Auswertung der Simulationsanalyse zeigt auch beim Blindleistungsregler einen recht scharfkantigen Bereich stabiler Parameter, wobei hier die Brauchbarkeit wieder unberücksichtigt bleibt. Im Vergleich zu den Parametern des Wirkleistungsreglers sind die möglichen Verstärkungsfaktoren bei dieser Regelung hingegen beschränkter. Der stabile Bereich der proportio-

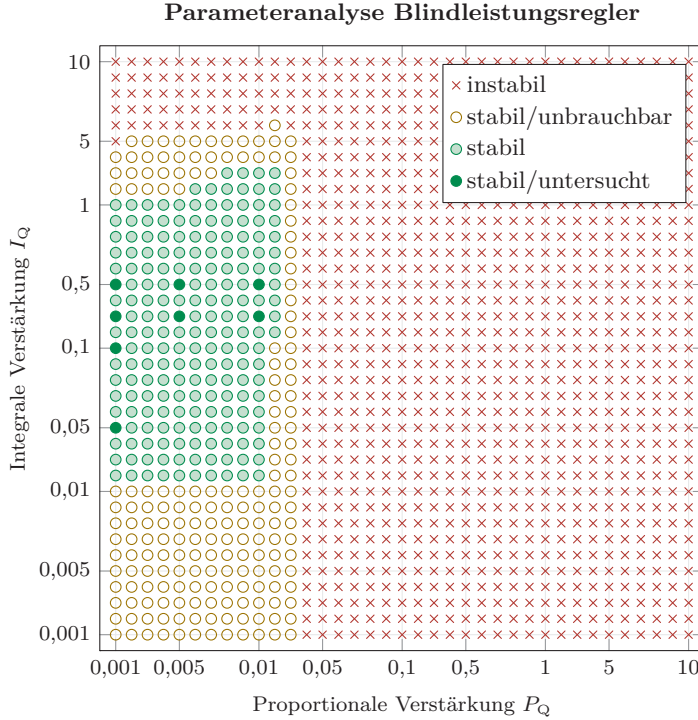


Abbildung 4.16 – Ergebnis der Simulationsanalyse zur Parameterfindung des Blindleistungsreglers. Der proportionale und integrale Verstärkungsfaktor werden wiederum zwischen 0,001 und 10 in unterschiedlicher Schrittweite variiert und die Parametersätze anhand der Blindleistungsantworten in instabile, stabile aber unbrauchbare und stabile Reglergrößen klassifiziert. Beispiele eines instabilen und stabilen aber unbrauchbaren Parametersatzes zeigen die Abbildungen A.3 und A.4 im Anhang. Der Wirkleistungsregler ist bei dieser Untersuchung deaktiviert.

nalen Verstärkungsfaktoren endet bereits bei 0,03, die stabilen integralen Faktoren reichen allerdings meist bis 5, mit zwei Ausnahmen. Die stabilen und brauchbaren Parameter bilden eine geschlossene Fläche nahezu im Zentrum aller stabilen Faktoren.

Eine Vielzahl an Parametern zeigt wiederum eine ähnliche Reaktion auf den Blindleistungssprung, sodass sich auf eine Auswahl von acht charakteristischen Parameterpaaren für die tiefgreifendere Analyse konzentriert wird. Die Leistungsantworten dieser sind in Abbildung 4.17 dargestellt. Neben der Einordnung in Abbildung 4.16 sind diese für die bessere Zuordnung in Tabelle 4.3 zusammengefasst und benannt.

Tabelle 4.3 – Auswahl an Parametern für die tiefgreifendere Untersuchung des Blindleistungsreglers

	Parametersatz							
	$Q\alpha$	$Q\beta$	$Q\gamma$	$Q\delta$	$Q\epsilon$	$Q\zeta$	$Q\eta$	$Q\theta$
P_Q	0,001	0,001	0,001	0,001	0,005	0,005	0,01	0,01
I_Q	0,05	0,1	0,3	0,5	0,3	0,5	0,3	0,5

Bei der Gegenüberstellung der Zeitreihen der Blindleistungsreaktion der VISMA zeigt sich, dass die ausgewählten Parameterpaare einen sehr ähnlichen Verlauf annehmen. Diese unterscheiden sich im Wesentlichen nur in der Annäherungsgeschwindigkeit an den Sollwert. Die Parametersätze $Q\alpha$ und $Q\beta$ sind mit dem Erreichen des gewünschten Wertes nach knapp 4,5 s und 3 s im Vergleich zu den Übrigen recht langsam, wobei sich diese in zwei Gruppen unterteilen lassen. Die erste Gruppe beinhaltet die Sätze $Q\delta$, $Q\zeta$ und $Q\theta$, die ungefähr 200 ms nach dem Sprung bereits den Endwert erreicht haben und die zweite Gruppe die Parameterkombinationen $Q\gamma$, $Q\epsilon$ und $Q\eta$, welche etwa die doppelte Zeit benötigen. Diese vorge-

Gegenüberstellung Parameterauswahl Blindleistungsregler

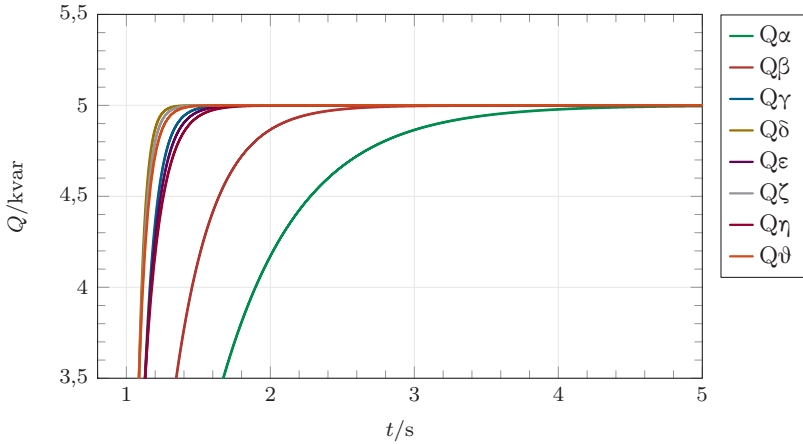


Abbildung 4.17 – Gegenüberstellung der ausgewählten Parameter des Blindleistungsreglers für die tiefgreifendere Untersuchung. Der Vergleich der Zeitreihen zeigt, dass die ausgewählten Parameterpaare eine sehr ähnliche Blindleistungsreaktion hervorrufen. Im Wesentlichen unterscheiden sich diese nur in der Annäherungsgeschwindigkeit an den Sollwert. Es bilden sich zwei Gruppen aus je drei Parametersätzen, zwei weitere Parameterpaare sind eher getrennt zu betrachten. Für die weitere Analyse werden vier Parameterkonstellationen gewählt, dabei jeweils der Satz an Parametern des mittleren Verlaufs der gebildeten Gruppe und die beiden, die keiner Gruppe zugeordnet wurden.

nommene Einteilung in Gruppen ist auf den integralen Anteil des Reglers zurückzuführen.

Eine weitere Untersuchung aller ausgewählten Parameter ist, vor allem unter dem Aspekt, dass sich sechs der Parametersätze sehr ähnlich verhalten, nicht zielführend. Aus diesem Grund werden für die weitere Analyse vier Parameterpaare gewählt: jeweils die Faktoren des mittleren Verlaufs der gebildeten Gruppen, demnach die Paare Q_ϵ und Q_ζ , sowie die beiden mit

der langsameren Reaktion auf den Sprung, $Q\alpha$ und $Q\beta$.

Erweiterte und detailliertere Parameterevaluierung

Wie bereits erwähnt, lassen sich die Wirk- und Blindleistung der virtuellen Synchronmaschine unabhängig voneinander vorgeben, jedoch bewirkt die Änderung einer der beiden Größen immer auch eine Änderung der jeweils anderen Größe. Die zuvor durchgeführten Untersuchungen zielten aus diesem Grund nur darauf ab, mögliche Parameterkonstellationen der beiden Regler anhand der Wirk- oder Blindleistungsreaktion ohne Berücksichtigung des jeweils anderen Wertes zu identifizieren. In diesem Schritt der Simulationsanalyse zur Parameterfindung werden beide Leistungsregler der VISMA aktiviert, die Parameter anhand der vorherigen Identifizierung variiert und zwei Leistungsänderungen untersucht. Als Erstes wird ein Wirkleistungssprung zum Zeitpunkt 1 s vom Leerlauf auf 10 kW durchgeführt, dem folgt nach Abschluss aller Ausgleichsvorgänge ein Blindleistungssprung bei 10 s von null auf 5 kvar. Die Ergebnisse der allumfassenden Parameteranalyse zeigen die Abbildungen 4.18 bis 4.21.

Zunächst wird der Wirkleistungssprung und die damit einhergehenden Leistungsreaktionen der virtuellen Synchronmaschine näher betrachtet. Bei dem Parametersatz $P\delta$ ist im Vergleich zu den übrigen drei Sätzen des Wirkleistungsreglers, unabhängig vom gewählten Parametersatz des Blindleistungsreglers, auffällig, dass sich die Istleistung der VISMA dem Sollwert von unten nähert, während sich die anderen entweder geradlinig oder leicht von oben dem gewünschten Wert annähern. Weiterhin zeigt sich, dass die Wirkleistung nach dem Sprung und während des Ausgleichsvorgangs mit den Parametersätzen $Q\epsilon$ und $Q\zeta$ der Blindleistungsregelung mehr schwingt, als bei den beiden anderen. Darüber hinaus ist in der Blindleistungsreaktion zu erkennen, dass die Pendelung in der Blindleistung bei den Reglergrößen $Q\epsilon$ und $Q\zeta$ wesentlich geringer ausfallen, als bei den

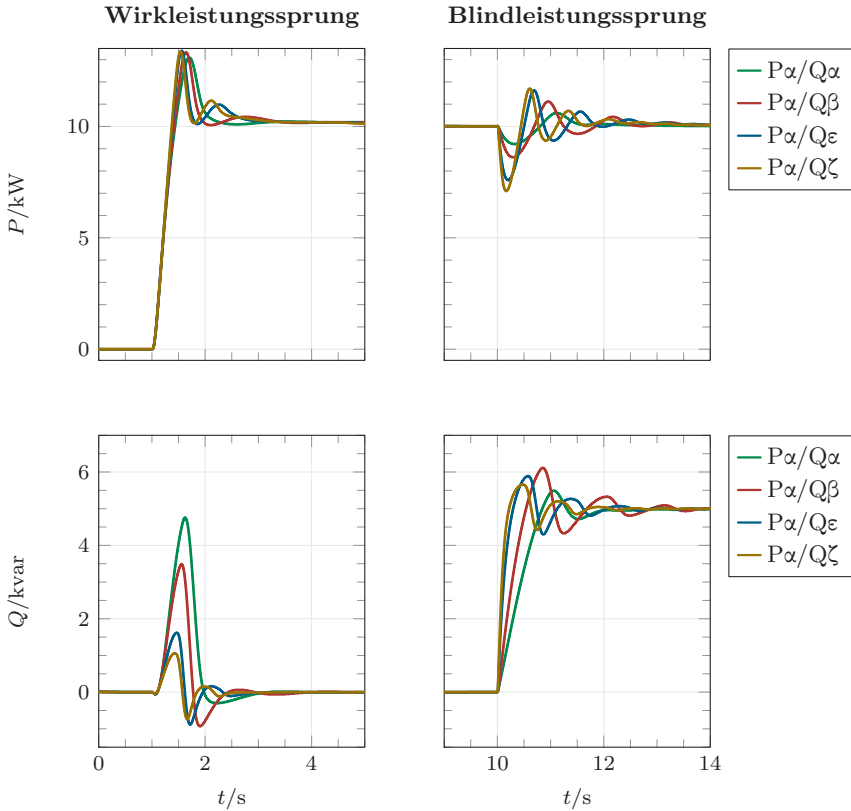


Abbildung 4.18 – Gegenüberstellung der Wirk- und Blindleistungsreaktion der VISMA. Hierbei wird der Wirkleistungsregler fest mit dem Satz $P\alpha$ definiert und die Parametersätze des Blindleistungsreglers variiert. Der Wirkleistungssprung wird bei 1 s vom Leerlauf auf 10 kW durchgeführt, dem folgt der Blindleistungssprung bei 10 s mit 5 kvar. Die Analyse aller Ergebnisse der allumfassenden Parameteranalyse ergibt, dass die Parameterpaare $P\alpha/Q\alpha$ und $P\alpha/Q\beta$ aus dieser Auswahl in einer anwendungsbezogenen Simulation untersucht werden.

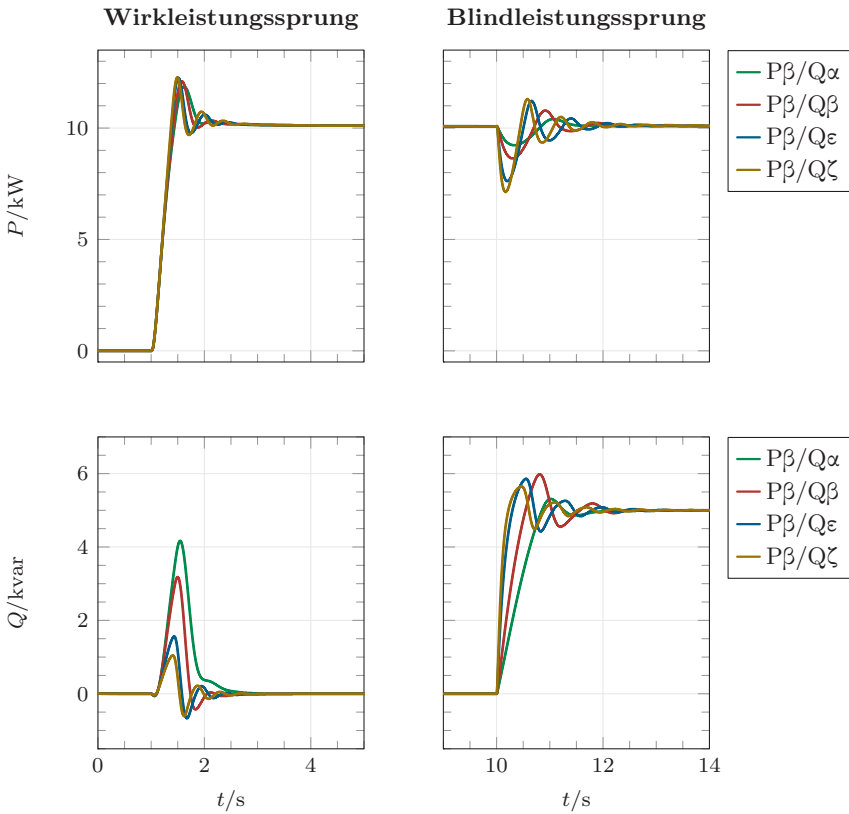


Abbildung 4.19 – Gegenüberstellung der Wirk- und Blindleistungsreaktion der VISMA. Hierbei wird der Wirkleistungsregler fest mit dem Satz $P\beta$ definiert und die Parametersätze des Blindleistungsreglers variiert. Der Wirkleistungssprung wird bei 1 s vom Leerlauf auf 10 kW durchgeführt, dem folgt der Blindleistungssprung bei 10 s mit 5 kvar. Die Analyse aller Ergebnisse der allumfassenden Parameteranalyse ergibt, dass das Parameterpaar $P\beta/Q\beta$ aus dieser Auswahl in einer anwendungsbezogenen Simulation untersucht wird.

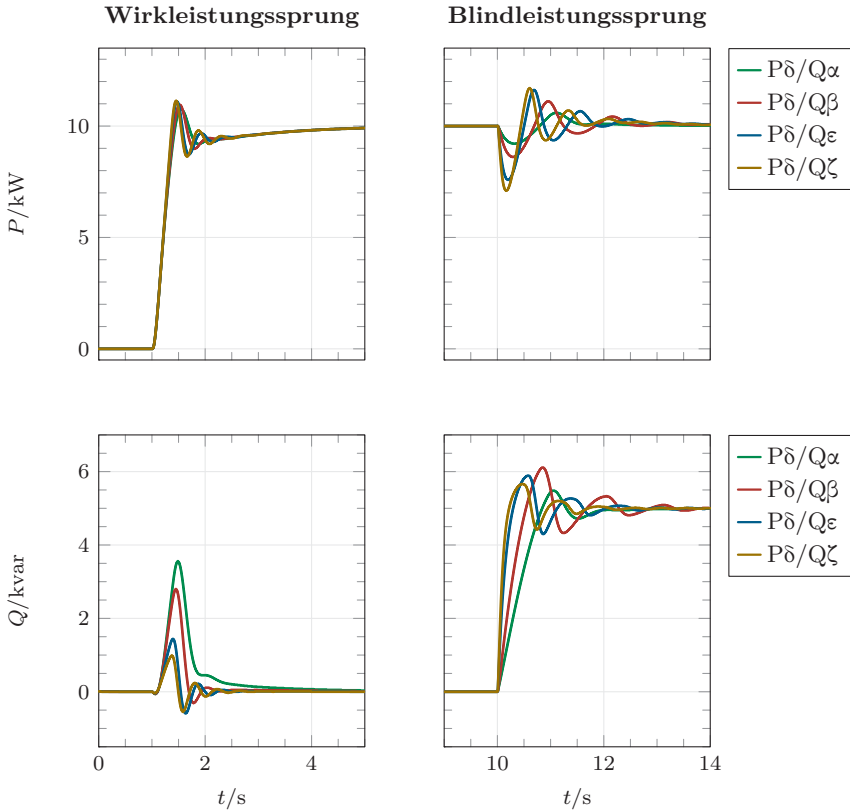


Abbildung 4.20 – Gegenüberstellung der Wirk- und Blindleistungsreaktion der VISMA. Hierbei wird der Wirkleistungsregler fest mit dem Satz $P\delta$ definiert und die Parametersätze des Blindleistungsreglers variiert. Der Wirkleistungssprung wird bei 1 s vom Leerlauf auf 10 kW durchgeführt, dem folgt der Blindleistungssprung bei 10 s mit 5 kvar. Die Analyse aller Ergebnisse der allumfassenden Parameteranalyse ergibt, dass das Parameterpaar $P\delta/Q\beta$ aus dieser Auswahl in einer anwendungsbezogenen Simulation untersucht wird.

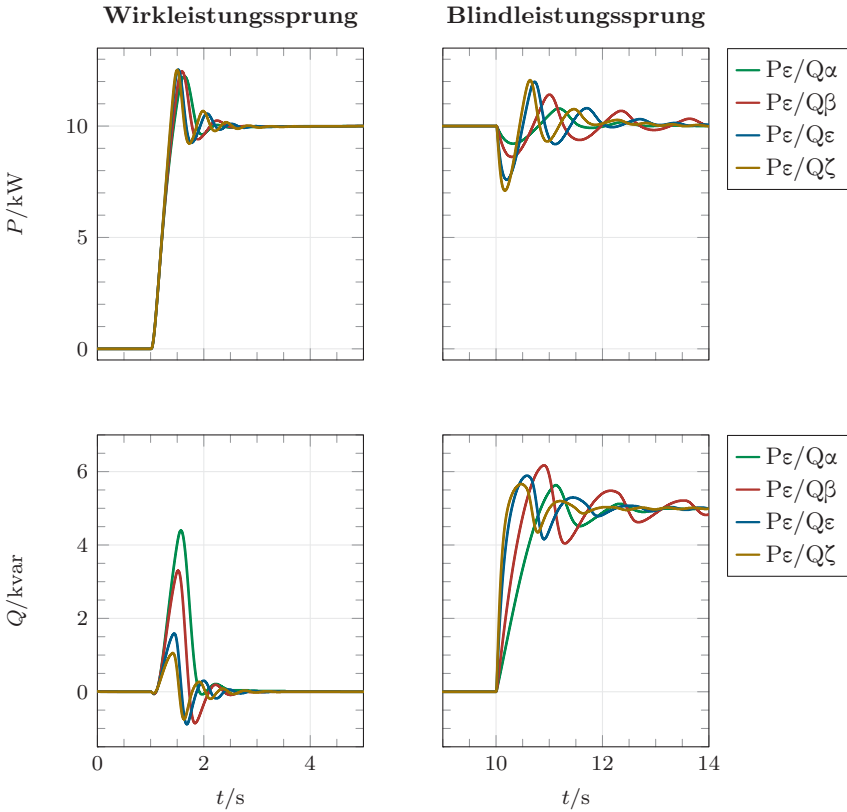


Abbildung 4.21 – Gegenüberstellung der Wirk- und Blindleistungsreaktion der VISMA. Hierbei wird der Wirkleistungsregler fest mit dem Satz P_ε definiert und die Parametersätze des Blindleistungsreglers variiert. Der Wirkleistungssprung wird bei 1 s vom Leerlauf auf 10 kW durchgeführt, dem folgt der Blindleistungssprung bei 10 s mit 5 kvar. Die Analyse aller Ergebnisse der allumfassenden Parameteranalyse ergibt, dass das Parameterpaar P_ε/Q_α aus dieser Auswahl in einer anwendungsbezogenen Simulation untersucht wird.

Werten Q_α und Q_β . Außerdem zeigt sich in der Blindleistung in den Abbildungen 4.19 und 4.20 bei den Parametersätzen P_β/Q_α und P_δ/Q_α ein kleines Plateau nach dem Abklingen des ersten Hochpunktes, bevor sich der Verlauf dem Sollwert annähert.

Es zeigt sich, dass mit einem schnelleren Anstieg der Blindleistung auch eine stärker einhergehende Schwingung in der Wirkleistung zu beobachten ist. Zudem ist zu erkennen, dass in den Verläufen der Blindleistungen der Parameterkombinationen Q_ϵ und Q_ζ keine richtige Schwingung zu erkennen ist, sondern der erste Tiefpunkt im Vergleich zum vorherigen Hochpunkt wesentlich schmaler (gestreckter) ausfällt. Ein vergleichbares Verhalten zeigt die Wirkleistung der jeweiligen Parameterpaare. In Abbildung 4.21 ist zudem zu erkennen, dass der Satz an Reglergrößen P_ϵ/Q_β , im Vergleich zu den übrigen Verläufen der Blindleistungen nach dem Sprung, sehr lange schwingt und der Ausgleichsvorgang erst nach dem Betrachtungszeitraum erreicht wird.

Anhand der Wirk- und Blindleistungsverläufe lässt sich feststellen, dass das zügige Erreichen der gewünschten Sollwirkleistung mit einem möglichst rasch abklingendem Ausgleichsvorgang mit einer stärkeren Blindleistungsreaktion verbunden ist. Ein vergleichbares Verhalten zeigt sich beim Blindleistungssprung. Je höher die Anstiegsgeschwindigkeit der Blindleistung ist, desto ausgeprägter ist die Wirkleistungsreaktion, die damit einhergeht.

Mit der gewonnenen Erkenntnis der erweiterten und detaillierteren Parameterevaluierung aus den Abbildungen 4.18 bis 4.21 werden für die abschließende simulative Parameterfindung fünf der 16 Parametersätze in einer anwendungsbezogenen Simulation untersucht. Diese sind in der Tabelle 4.4 zusammengefasst. Bei der Wahl der Parameter liegt der Fokus auf dem möglichst schnellen Erreichen der Sollwirkleistung bei einem gleich-

Tabelle 4.4 – Auswahl an Parametern für die abschließende simulative Parameterfindung der Leistungsregler in einer anwendungsbezogenen Simulation mit dem gesamten Regelsystem

	Parameterkonstellationen				
	$P\alpha/Q\alpha$	$P\alpha/Q\beta$	$P\beta/Q\beta$	$P\delta/Q\beta$	$P\varepsilon/Q\alpha$
ω^{-1}	$\frac{1}{100\pi}$	$\frac{1}{100\pi}$	$\frac{1}{100\pi}$	0	0
P_P	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
I_P	0,01	0,01	0,001	0,01	0,02
P_Q	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
I_Q	0,05	0,1	0,1	0,1	0,05

zeitig schnell abklingendem Ausgleichsvorgang. Die damit einhergehende höhere Blindleistungsantwort wird zwangsläufig akzeptiert.

Der erste Teil der simulativen Parameterfindung ist mit der Zusammenstellung der möglichen fünf Parametersätze aus dem Raum von mehr als 4 100 Parametern für die unterlagerte Leistungsregler zunächst abgeschlossen. Nach Abbildung 4.9 ist für die Stabilisierung eines Microgrids durch die virtuelle Synchronmaschine noch eine überlagerte Regelung erforderlich. Nach dem Aufbau der entsprechenden Regler wird an dieser simulationsgestützten Analyse angeknüpft und ein möglicher Parametersatz für die Leistungsregler abgeleitet.

4.3.2 Frequenz-Wirkleistungs-Regler

Die technischen Mindestanforderungen für den Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz regelt die VDE-AR-N 4105. Die Richtlinie sieht vor, dass alle Erzeugungseinheiten im Falle

eines kritischen Systemzustandes, wenn die Netzfrequenz von ihrem Nennwert mehr als 200 mHz abweicht, einen Beitrag zur Stützung der Frequenz leisten müssen. Für den Fall einer Überfrequenz, also einem Überschuss an Erzeugungsleistung und einem Mangel an Verbraucherlast, müssen die Erzeugereinheiten in der Lage sein, ihren Wirkleistungsarbeitspunkt linear nach einer vorgegebenen Kennlinie bis zu der Grenzfrequenz von 51,5 Hz zu verringern, bevor die Anlage vom Netz getrennt werden muss. Im Falle einer Unterfrequenz, wenn ein Mangel an Erzeugungsleistung und ein Überschuss an Verbraucherlast vorliegt, müssen die Einheiten, ebenfalls nach einer Kennlinie, ihre momentane Einspeiseleistung bis zur ihrer technischen Maximalleistung erhöhen. Eine Trennung vom Netz muss spätestens bei Erreichen des Grenzwertes von 47,5 Hz erfolgen. [6]

Die VDE-AR-N 4105 zielt mit ihren Anforderungen an die Wirkleistungsanpassung auf einen von außen vorgegebenen Arbeitspunkt ab. Dieser könnte bspw. von einem Maximum Power Point Tracker eines Solargenerators bestimmt werden. Den Anforderungen zur Stabilisierung eines Microgrids wird dies jedoch nicht gerecht, da zum einen die Anpassung der Wirkleistung auf den zu diesem Zeitpunkt vorliegenden Arbeitspunkt bezogen wird und zum anderen das Toleranzband der Wirkleistungsanpassung von ± 200 mHz um die Netznennfrequenz viel zu groß ist.

Die VDE-AR-N 4110 regelt den Anschluss und Betrieb von Kundenanlagen am Mittelspannungsnetz. Die Richtlinie sieht einen vergleichbaren Ansatz zur Wirkleistungsanpassung bei Über- und Unterfrequenz, wie die VDE-AR-N 4105, vor, sodass auch der Frequenz-Wirkleistungs-Regler für die Stabilisierung eines Microgrids nicht nach dieser umgesetzt werden kann. [37]

Im Hochspannungsnetz müssen Erzeugungsanlagen nach der VDE-AR-N 4120 in der Lage sein, bereits beim Verlassen der Unempfindlichkeits-

schwelle von ± 10 mHz um die Netznennfrequenz, Primärregelleistung zu erbringen. Dabei ist die Wirkleistungsabgabe in Abhängigkeit einer vorgegebenen Statik kontinuierlich anzupassen [38]. Auch diese Kennlinie kann die Anforderungen an die Stabilisierung an ein Microgrid noch nicht erfüllen. Dies ist vor allem darauf zurückzuführen, dass mit konventionellen Kraftwerken nur ein unidirektionaler Leistungsfluss möglich ist, die Wirkleistungsanpassung auf den aktuellen Arbeitspunkt abzielt und der Anteil der Primärregelleistung, bezogen auf die Erzeugungsleistung, recht klein ist.

Im Rahmen dieser Arbeit ist eine Statik für den Frequenz-Wirkleistungs-Regler entwickelt worden, die sich an der Primärregelleistung orientiert, aber für die virtuelle Synchronmaschine im Microgrid angepasst wurde und den bidirektionalen Leistungsfluss ermöglicht. Die Abbildung 4.22 zeigt diese für den Netzparallelbetrieb im Verbraucherzählpeilsystem.

Vergleichbar zu der Statik der Primärregelleistung besitzt auch diese Kennlinie eine Unempfindlichkeitsschwelle von ± 10 mHz um die Netznennfrequenz von 50 Hz. Liegt nun eine Unterfrequenz vor, also ein Defizit an Erzeugungsleistung, ist die VISMA generatorisch – negative Leistung – zu betreiben, sodass diese Wirkleistung einspeist und an der Stützung des Netzes teilnehmen kann. Befindet sich die Frequenz innerhalb der Unempfindlichkeitsschwelle, ist die VISMA im Leerlauf und es findet kein Wirkleistungsfluss statt. Kommt es zu einer Überfrequenz, also einem Überschuss an Erzeugungsleistung, gibt die Kennlinie einen positiven Sollwert für die Leistung vor. Die virtuelle Synchronmaschine wird dann motorisch betrieben und nimmt Wirkleistung aus dem Netz auf, der Speicher wird geladen.

Zudem ist die Kennlinie so umgesetzt, dass an den Grenzen des Totbandes keine Sprünge entstehen. Die maximale Aussteuerung der Statik wird im

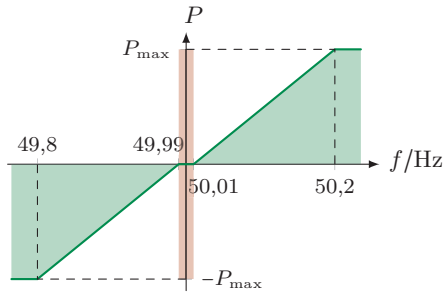


Abbildung 4.22 – In Anlehnung an die VDE-AR-N 4120 entwickelte Frequenz-Wirkleistungs-Kennlinie für den Netzparallelbetrieb. Die in der Norm beschriebene Statik zur Erbringung von Primärregelleistung wird im Rahmen dieser Arbeit an die Anforderungen zur Stabilisierung eines Microgrids mit VISMA weiterentwickelt. Ein bidirektionaler Leistungsfluss ist somit möglich, sodass die VISMA bei einer Unterfrequenz motorisch und bei einer Überfrequenz generatorisch betrieben wird. Die Unempfindlichkeitsschwelle bleibt bei ± 10 mHz und die maximale Aussteuerung wird bei einer Frequenzabweichung von ± 200 mHz erreicht.

Rahmen dieser Arbeit bei einer Abweichung von 200 mHz erreicht. Die regelungstechnische Umsetzung zeigt Abbildung 4.23.

Zunächst wird die Abweichung der lokal an der Erzeugungsanlage gemessenen Frequenz mit dem Nennwert der Netzfrequenz bestimmt. Die Ist-Frequenz entspricht im Fall der VISMA der virtuellen Rotorfrequenz, da diese mit guter Näherung als synchron zur Netzfrequenz betrachtet werden kann. Zudem kann der Wert direkt aus dem Maschinenmodell entnommen werden, sodass auf einen zusätzlichen Regler in Form einer Phasenregelschleife verzichtet werden kann.

Die Frequenzabweichung wird anschließend mittels einer Sättigungsfunktion auf einen Wertebereich von $[-m; m]$ begrenzt. In Anlehnung an die

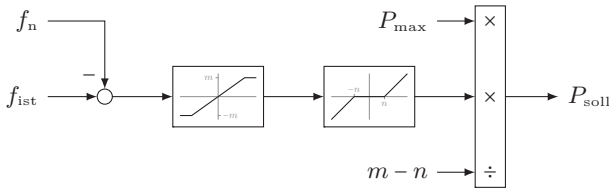


Abbildung 4.23 – Abgeleitetes Blockschaltbild der entwickelten Frequenz-Wirkleistungs-Kennlinie für den Netzparallelbetrieb aus Abbildung 4.22. Die Umsetzung erfolgt mit einer symmetrischen Sättigungsfunktion, welche den Wertebereich begrenzt, und einer symmetrischen Totbandfunktion um den Nennwert, sodass innerhalb dieses Bereichs kein Reglereingriff erfolgt. Die Parameter der beiden Funktionen sind als Konstanten in den Funktionen hinterlegt. Die Normierung der Kennlinie erfolgt mit der Multiplikation mit dem reziproken Wert der Differenz beider Parameter, P_{max} definiert die maximale Wirkleistung, mit der die VISMA netzstützend wirkt.

Kennlinie aus Abbildung 4.22 entspricht dies ± 200 mHz. Die Unempfindlichkeitsschwelle wird mittels einer symmetrischen Totbandfunktion erreicht. Innerhalb der Unempfindlichkeit wird der Wert null ausgegeben, bei Überschreiten des Parameters n , der in dieser Arbeit zu 10 mHz definiert ist, wird der Eingangswert abzüglich der Unempfindlichkeit n ausgegeben. Durch die Bildung der Differenz wird zudem erreicht, dass an den Grenzen des Totbandes keine Sprünge entstehen. Den Ausgangswert als Funktion der Frequenz bis zu dieser Stelle zeigt Abbildung A.5 im Anhang.

Um die bisher gewonnene Kennlinie zu normieren, ist der Ausgangswert des Totbandes mit dem reziproken Wert der Differenz aus Sättigungsgrenze m und Unempfindlichkeitsschwelle n zu multiplizieren. Die Multiplikation mit dem Maximalwert der Leistung, mit dem die Erzeugungseinheit an der Netzstützung teilnimmt, ergibt die geforderte Kennlinie.

Adaption des Reglers für den Inselnetzbetrieb

Die Unempfindlichkeitsschwelle bewirkt, dass die Regelung in der Nähe des Nennpunktes einen Sollwert von null vorgibt, sodass ein aktives Eingreifen zur Netzstützung nicht erforderlich ist. Im Inselnetzbetrieb führt das Totband dazu, dass innerhalb dieses Bereichs die zu regelnde Größe nicht beeinflusst werden kann und somit auch keine Kontrolle über diese besteht.

Wird nun ein Microgrid im Inselnetz betrieben und die Netzführung fordert eine fest definierte Netzfrequenz (und Spannung), bspw. während einer Resynchronisierung, ist eine Unempfindlichkeitsschwelle innerhalb des Reglers aufgrund der fehlenden Kontrollmöglichkeit nicht zielführend. Infolgedessen wird der Regler für den Inselnetzbetrieb insoweit adaptiert, dass das Totband variabel eingestellt werden kann. In diesem Zuge wird die Sättigungsfunktion ebenfalls um variable Grenzen erweitert, wie Abbildung 4.24 zeigt.

Wie bereits erwähnt fordert die Netzführung in bestimmten Fällen fest definierte Netzgrößen. Die symmetrische Statik um den Nennpunkt erlaubt zunächst diesen gezielten Eingriff nicht, da der Arbeitspunkt durch das Netz selbst, also dem Verhältnis aus Erzeuger- und Verbraucherleistung, bestimmt wird. Wenn die Netzfrequenz erhöht werden soll, muss die Erzeugungsleistung vergrößert werden. Ist die Netzfrequenz zu verringern, ist die Erzeugungsleistung zu reduzieren. Dies kann erreicht werden, wenn die Frequenz-Wirkleistungs-Kennlinie und somit der Arbeitspunkt verschoben wird. Für die Umsetzung in der Regelung ist hierfür am Summationspunkt vor der Sättigungsfunktion (vgl. Abbildung 4.24) eine Differenzfrequenz Δf einzuführen, welche die Netznennfrequenz f_n und somit auch die Kennlinie nach links oder rechts verschiebt.

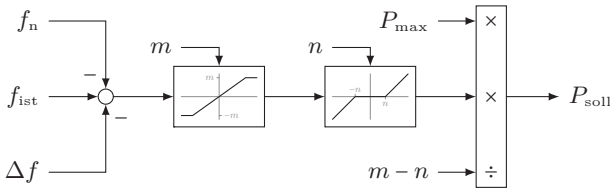


Abbildung 4.24 – Blockschaltbild des Frequenzreglers, der um variable Parameter für Sättigungs- und Totbandfunktion und eine Frequenzdifferenz zur Verschiebung der Kennlinie erweitert wurde. Die zusätzlich eingeführte Differenzfrequenz Δf erlaubt die Verschiebung der Kennlinie nach links oder rechts, sodass die Netzfrequenz angepasst werden kann, bspw. während einer Resynchronisierung. Die variablen Parameter der Sättigungs- und Totbandfunktion erlauben eine Anpassung der Kennlinie während des Betriebs. Eine Eliminierung des Totbandes lässt sich somit zum Beispiel im Inselnetzbetrieb realisieren.

Die durchgeführten Adaptionen des Reglers erlauben, dass zum einen die Unempfindlichkeitsschwelle der Statik für den Inselnetzbetrieb eliminiert werden kann und zwischen der minimalen und maximalen Frequenzabweichung eine homogen lineare Funktion entsteht, wie Abbildung 4.25a zeigt. Zum anderen lässt sich die Statik durch den Parameter Δf verschieben, sodass ein gewünschter Arbeitspunkt erreicht werden kann. Ein positiver Wert von Δf verschiebt die Kennlinie nach rechts, sodass die Frequenz angehoben werden kann. Ein negativer Wert verschiebt die Statik folglich nach links, wodurch die Netzfrequenz reduziert werden kann. Die Abbildung 4.25b zeigt dies für je zwei Werte in beide Richtungen.

4.3.3 Spannungs-Blindleistungs-Regler

In der VDE-AR-N 4105 werden zur statischen Spannungshaltung drei unterschiedliche Methoden zur Blindleistungseinspeisung vorgegeben. Neben

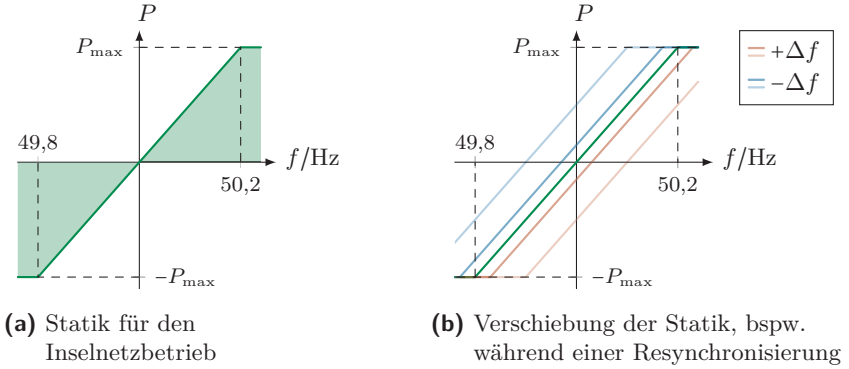


Abbildung 4.25 – In Anlehnung an die VDE-AR-N 4120 entwickelte und adaptierte Frequenz-Wirkleistungs-Kennlinie. Die regelungstechnische Umsetzung der Adaption aus Abbildung 4.24 erlaubt zum einen (a) durch die Eliminierung des Totbandes den Inselnetzbetrieb, sodass zwischen den Grenzen der Frequenzabweichung eine homogen lineare Funktion entsteht und zum anderen (b) durch die Einführung einer Differenzfrequenz Δf , dass ein definierter Betriebspunkt durch Verschiebung der Kennlinie angefahren werden kann.

der Verschiebungsfaktorregelung, bei der die Erzeugungseinheit mit einem konstanten $\cos \varphi$ einspeist, kann die Blindleistungseinspeisung auch nach einer von der Wirkleistung abhängigen Verschiebungsfaktorkennlinie $\cos \varphi(P)$ erfolgen. Beide Verfahren besitzen jedoch keine Abhängigkeit zur Spannung, weshalb diese nur bedingt und im Inselnetz sogar gar nicht zur Spannungshaltung beitragen können. [6]

Als dritte Möglichkeit sieht die Richtlinie eine Spannungs-Blindleistungs-Statik vor, welche inzwischen standardmäßig angewendet wird. Ziel dieses Verfahrens ist es, die Blindleistung in Abhängigkeit der an den Klemmen der Erzeugungseinheit gemessenen Spannung einzuspeisen. Vergleichbar zur Frequenz-Wirkleistungs-Kennlinie nach Abbildung 4.22 hat auch diese

Statik eine Sättigungsgrenze und eine Unempfindlichkeitsschwelle, wobei diese wesentlich größer ist als bei der Frequenzregelung. Die charakteristischen Punkte der Blindleistungsregelung in dieser Arbeit entsprechen denen der Norm, wie Abbildung 4.26 zeigt. [6]

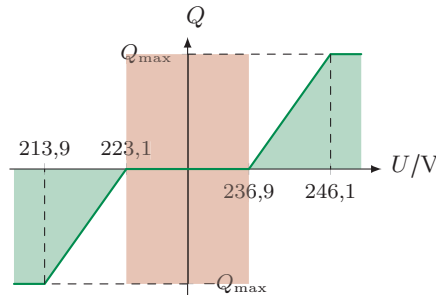


Abbildung 4.26 – Aus der VDE-AR-N 4105 abgeleitete Spannungs-Blindleistungs-Kennlinie für den Netzparallelbetrieb. Die Norm beschreibt drei Verfahren zur statischen Spannungshaltung, wobei nur ein Verfahren eine Spannungsabhängigkeit besitzt und somit auch aktiv zur Netzstützung beitragen kann. Die Statik zur spannungsabhängigen Blindleistungseinspeisung kann für den Netzparallelbetrieb zunächst ohne Änderung übernommen werden.

Die regelungstechnische Umsetzung des Reglers erfolgt in analoger Weise zum Frequenz-Wirkleistungs-Regler. Nach der Bestimmung der Spannungsdifferenz zum Nennwert wird zunächst die Abweichung mittels symmetrischer Sättigungsfunktion auf den zulässigen Wertebereich begrenzt und anschließend mit einer symmetrischen Totbandfunktion der Unempfindlichkeitsbereich nachgebildet. Eine Multiplikation mit der reziproken Differenz aus Sättigungsgrenze m und Unempfindlichkeitsschwelle n ergibt die normierte Kennlinie. Die Multiplikation mit dem Maximalwert der Leistung, mit dem die Erzeugereinheit an der statischen Spannungshaltung teilnimmt, ergibt die geforderte Kennlinie. Das entsprechende Blockschaltbild zeigt Abbildung 4.27.

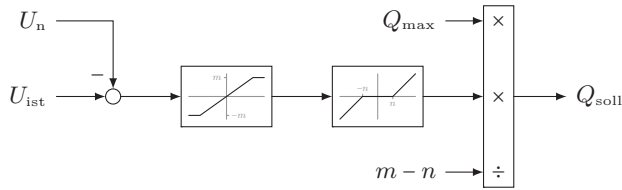


Abbildung 4.27 – Abgeleitetes Blockschaltbild der Spannungs-Blindleistungs-Kennlinie für den Netzparallelbetrieb aus Abbildung 4.26. Die Umsetzung erfolgt in analoger Weise zum Frequenzregler aus Abbildung 4.23. Die Differenz aus Ist- und Sollwert der Spannung wird durch eine symmetrische Sättigungsfunktion begrenzt, der eine Totbandfunktion folgt. Die Parameter der Funktionen sind als Konstanten hinterlegt. Durch Multiplikation mit dem reziproken Wert der Differenzen beider Parameter wird die Kennlinie normiert. Die zusätzliche Multiplikation mit Q_{max} definiert die maximale Blindleistung, mit der die VISMA netzstützend wirkt.

Adaption des Reglers für den Inselnetzbetrieb

Das Totband von $\pm 3\%$ um den Nennwert bewirkt einen nicht kontrollierbaren Spannungsbereich von fast 14 V. Für die Spannungshaltung möglichst nah am Nennwert, wenn sich das Microgrid im Inselnetzbetrieb befindet, oder das gezielte Anfahren eines gewünschten Arbeitspunktes wird auch bei dieser Kennlinie eine Adaption gefordert, wie Abbildung 4.28 zeigt. Daher werden bei dieser Regelung ebenfalls die Totband- und Sättigungsfunktion mit variablen Grenzwerten versehen. Zudem wird eine Differenzspannung ΔU eingeführt, womit sich die Netznominalspannung U_n beeinflussen lässt und somit die gesamte Kennlinie nach links oder rechts verschoben werden kann.

Die Adaptionen der Regelung erlauben, wie auch schon beim Frequenzregler, dass im Inselnetzbetrieb die Statik zum einen zu einer homogen linearen Funktion ohne Totband (vgl. Abbildung 4.29a) geändert werden kann.

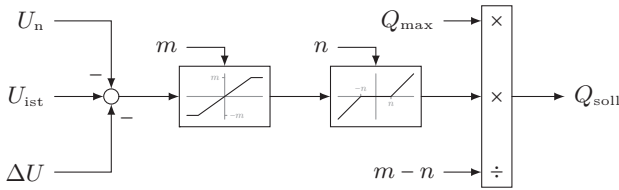


Abbildung 4.28 – Blockschaltbild des Spannungsreglers, der um variable Parameter für Sättigungs- und Totbandfunktion und eine Spannungsdifferenz zur Verschiebung der Kennlinie erweitert wurde. Die zusätzlich eingeführte Differenzspannung ΔU erlaubt die Verschiebung der Kennlinie nach links oder rechts, sodass die Netzspannung angepasst werden kann, bspw. während einer Resynchronisierung. Die variablen Parameter der Sättigungs- und Totbandfunktion erlauben eine Anpassung der Kennlinie während des Betriebs. So lässt sich zum Beispiel für die bessere Regelbarkeit im Inselnetzbetrieb das Totband eliminieren.

Zum anderen kann durch Vorgabe einer negativen Differenzspannung ΔU die gesamte Kennlinie nach links verschoben und somit die Spannung im Inselnetz herabgesetzt werden. Ebenso erlaubt die Vorgabe einer positiven Spannungsdifferenz ΔU die Verschiebung der Kennlinie nach rechts, wodurch die Netzspannung angehoben werden kann, s. Abbildung 4.29b.

Zusätzliche bauartbedingte Adaption des Reglers

Die Umrichter in der Versuchsumgebung messen bauartbedingt den Strom zwischen der Glättungsinduktivität und der Filterkapazität (vgl. Abbildung 3.2 und 4.30) sowie die Spannung an den Abgangsklemmen. Aus diesen beiden Größen werden die Istwerte der Wirk- und Blindleistung berechnet, die als Eingangsgrößen der unterlagerten Leistungsregler nach den Abbildungen 4.10 und 4.11 in Abschnitt 4.3.1 dienen.

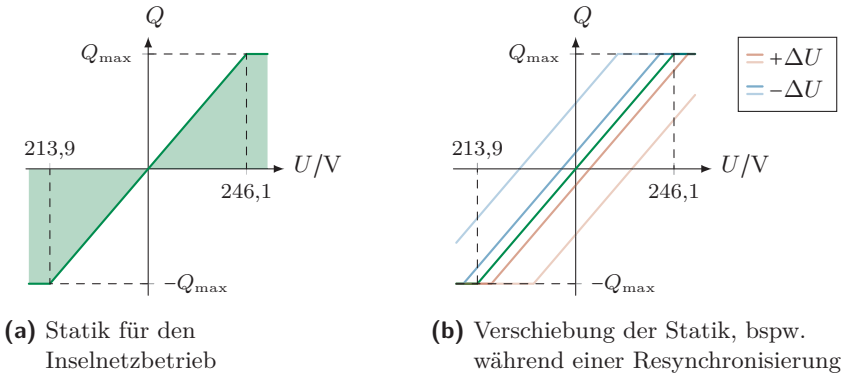


Abbildung 4.29 – Nach der VDE-AR-N 4105 entwickelte und adaptierte Spannungs-Blindleistungs-Kennlinie. Die regelungstechnische Umsetzung der Adaption aus Abbildung 4.28 erlaubt zum einen **(a)** durch die Eliminierung des Totbandes den Inselnetzbetrieb, sodass zwischen den Grenzen der Spannungsabweichung eine homogen lineare Funktion entsteht und zum anderen **(b)** durch die Einführung einer Differenzspannung ΔU , dass ein definierter Betriebspunkt durch Verschiebung der Kennlinie angefahren werden kann.

Die unterlagerte Leistungsregelung regelt demnach den gewünschten Arbeitspunkt nicht an den Klemmen des Umrichters ein, sondern bezogen auf die Messstelle des Stromes zwischen Glättungsinduktivität und Filterkapazität. Da die Kapazität ein reiner Blindleistungsverbraucher ist, hat dies auf die Wirkleistung keinen Einfluss, auf die Blindleistung hingegen schon. Im Netzparallelbetrieb spielt dies nur eine untergeordnete Rolle. Wird das Microgrid hingegen im Inselnetzbetrieb gefahren, ist es zielführend, wenn die Wirk- und Blindleistungsregelung auf die Größen am Umrichterausgang erfolgt.

Im Microgrid-Betrieb werden die unterlagerten Leistungsregler grundsätzlich gemeinsam mit der überlagerten Regelung eingesetzt, da von dieser die

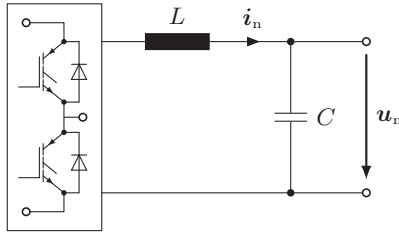


Abbildung 4.30 – Einphasiges Ersatzschaltbild des Laborumrichters mit den gemessenen Größen. Der Istwert des Stromes wird bauartbedingt zwischen der Glättungsinduktivität und Filterkapazität gemessen, die Messung der Spannung erfolgt an den Abgangsklemmen. Aus diesen beiden Größen werden die Wirk- und Blindleistung berechnet, die als Eingangsgröße des unterlagerten Leistungsreglers dienen. Der gewünschte Arbeitspunkt wird demnach nicht an den Klemmen des Umrichters eingeregelt, sondern auf die Messstelle bezogen.

Leistungssollwerte für die unterlagerte Regelung ausgehen. Der Blindleistungsbedarf der Filterkapazität kann als Funktion der Netzfrequenz und Netzspannung bestimmt werden. Der Spannungs-Blindleistungs-Regler regelt die Blindleistung auf die Netzspannung am Umrichterabgang, sodass die Klemmenspannung bereits als Eingangsgröße vorliegt. Folglich wird der Regler insoweit adaptiert, dass der Blindleistungsbedarf der Filterkapazität als Offset auf den Sollwert der Regelung addiert wird.

Der bereits vorgestellte Spannungsregler in Abbildung 4.28 wird um einen Parallelzweig ergänzt, der den Blindleistungsbedarf der Filterkapazität berechnet. Die Abbildung 4.31 zeigt das vollständig erweiterte Blockschaltbild des Reglers. Der Sollwert der Blindleistung berechnet sich nun aus der Differenz des Statikwertes und des Blindleistungsbedarfs der Filterkapazität.

Die adaptierte Reglerstruktur bedingt nun, dass der Blindleistungsbedarf der Filterkapazität durch den Umrichter selbst gedeckt wird. Zudem ist

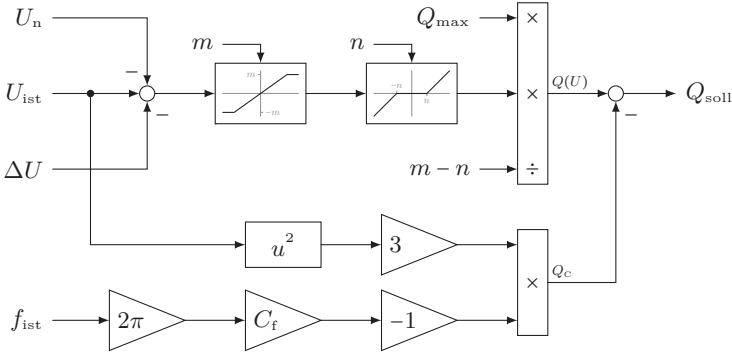


Abbildung 4.31 – Blockschaltbild des bauartbedingt adaptierten Spannungsreglers, der um einen Parallelzweig zur Bestimmung des Blindleistungsbedarfs der Filterkapazität erweitert wurde. Die Messstelle des Stromes bedingt, dass der Arbeitspunkt durch die unterlagerte Leistungsregelung nicht am Umrichterausgang eingeregelt wird, sondern zwischen der Glättungsinduktivität und Filterkapazität. Die Erweiterung des Reglers bewirkt, dass der Blindleistungsbedarf der Filterkapazität durch den Umrichter selbst gedeckt wird und dieser im Leerlauf aus Sicht des Netzes wirk- und blindleistungsneutral ist.

aus Sicht des Netzes der Umrichter im Leerlauffall wirk- und blindleistungsneutral.

4.3.4 Erweiterte simulative Parameterspezifikation

Die bisher durchgeführte Simulationsanalyse zur Parameterfindung in Abschnitt 4.3.1 hat auf Grundlage der durchgeführten Simulationen nur eine Auswahl an möglichen Parametern für die unterlagerte Leistungsregelung ergeben. Diese sind anhand der Leistungsantworten infolge eines Sprungs identifiziert worden (vgl. Tabelle 4.4).

Zur Stabilisierung eines Microgrids werden die Leistungssollwerte der unterlagerten Regelung hingegen nicht durch diskrete Werte in Form einer Treppenfunktion übergeben, sondern als zeitkontinuierliches Signal durch den überlagerten Frequenz-Wirkleistungs- und Spannungs-Blindleistungs-Regler. Nach Aufbau dieser Regler als Teil des Regelsystems werden mit einer allumfassenden simulationsgestützten Parameterfindung die in dieser Arbeit verwendeten Reglergrößen des unterlagerten Leistungsreglers ermittelt. Hierzu wird das bereits aufgebaute Simulationsmodell, bestehend aus der vereinfachten Nachbildung des Umrichters (vgl. Abbildung 4.12), dem starren Netz und dem vollständigen Modell der VISMA (Maschinenparameter s. Tabelle 4.1) mit der unterlagerten Leistungsregelung, um die überlagerte Regelung ergänzt und der Microgrid-Betrieb nachgebildet. Dies geschieht in drei Schritten: Zunächst befindet sich die virtuelle Synchronmaschine im Netzparallelbetrieb im Leerlauf. Bei 10 s wird der Ausfall des Niederspannungsnetzes und der damit einhergehende Übergang in den Inselnetzbetrieb untersucht. Zu diesem Zeitpunkt befinden sich zwei Lasten (Grundlast und Last 1) im Netz, sodass sich eine Gesamtbelastung von 7,5 kW ergibt. Im Abstand von je 5 s wird zunächst die Last 1 mit 5 kW abgeschaltet und anschließend die Last 2 mit 1,5 kW zugeschaltet, sodass neben dem unterbrechungsfreien Netzbetriebswechsel auch Laständerungen von 7,5 kW über 2,5 kW auf 4 kW Gegenstand der Untersuchung sind.

Darüber hinaus wird die räumliche Ausdehnung des Versuchsnetzes berücksichtigt, indem zwischen den einzelnen Komponenten des Netzes Leitungselemente geschaltet werden. Das Einliniendiagramm des Simulationsmodells zeigt die Abbildungen 4.32. Der Leiterstrom i_n und die Netzspannung u_n werden am Ausgang der Umrichter-Nachbildung gemessen und an die kaskadierte Regelung, die nach Abbildung 4.9 aufgebaut ist, sowie an die VISMA übergeben. Der von der Maschine für den geforderten Ar-

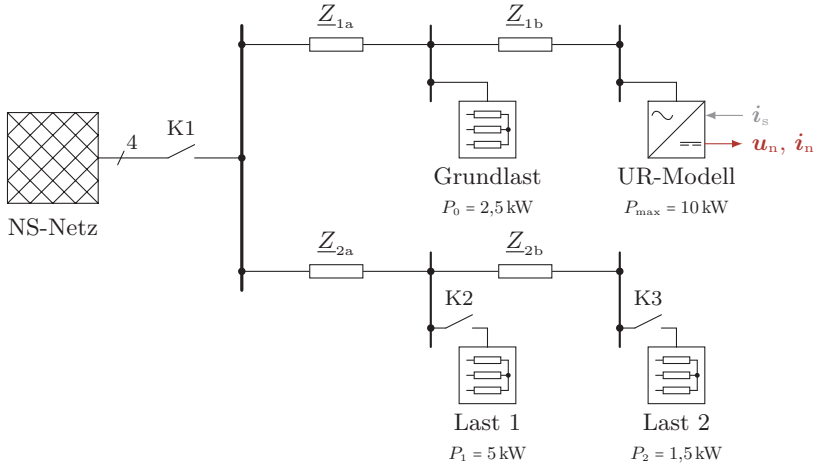


Abbildung 4.32 – Einliniendiagramm zur erweiterten simulationsgestützten Parameterspezifikation mit vereinfachter Umrichternachbildung und vollständiger Reglerstruktur. Das aufgebaute Simulationsmodell besteht aus der vereinfachten Nachbildung des Umrichters (UR-Modell, vgl. Abbildung 4.12), dem starren Niederspannungsnetz und drei Lasten, wobei zwei schaltbar sind. Zudem ist das vollständige Modell der virtuellen Synchronmaschine mit der kaskadierten Regelung nach Abbildung 4.9 mit den Teilreglern nach den Abbildungen 4.10, 4.11, 4.24 und 4.31 implementiert. Untersucht werden der Netzausfall und somit der Übergang in den Inselnetzbetrieb sowie Laständerungen durch zu- und abschalten der Lasten 1 und 2. Die Schnittstelle in der Simulation zwischen der Steuerungsseite und dem Versuchsnetz ist die Nachbildung des Umrichters, die dem VISMA-Modell und der Regelung die Strom- und Spannungswerte zur Verfügung stellt sowie die Stromsollwerte der VISMA einprägt.

beitspunkt bestimmte Strom $\hat{i}_s$ wird als einzuprägender Sollwert an die Stromquelle im Umrichter-Modell zurückgegeben.

Das Simulationsmodell wird mit den in Tabelle A.1 aufgeführten Parametern der überlagerten Regelung sowie den in Tabelle A.2 angegebenen Resistanzen und Reaktanzen der Leitungselemente unter Variation der bereits in Tabelle 4.4 identifizierten Parameterkonstellationen der unterlagerten Leistungsregelung durchgeführt. Hierbei wird wiederum das Augenmerk auf die Wirk- und Blindleistungsantworten der virtuellen Synchronmaschine infolge der Netzereignisse bei 10 s, 15 s und 20 s gelegt.

Die Ergebnisse der erweiterten simulativen Parameterspezifikation zeigt Abbildung 4.33. Die Zeitverläufe zeigen nur zwei anstatt der zu erwartenden fünf Zeitreihen. Das ist darauf zurückzuführen, dass eine Gruppe² aus zwei und eine Gruppe aus drei Parameterkonstellationen nahezu gleiche Ergebnisse liefern, wie die Differenzfunktionen der Ergebnisse der jeweiligen Gruppe untereinander in Abbildung A.6 im Anhang zeigt. Die Differenzen innerhalb der jeweiligen Gruppe liegen bei der Wirkleistungsantwort bei weniger als 2 W und die der Blindleistungsantwort bei knapp 0,3 var, wodurch sich Abweichungen innerhalb einer Gruppe von weniger als einem Promille ergeben. Zudem zeigt sich, dass die Parameter des Blindleistungsreglers maßgeblich die Eingruppierung bestimmen. Der Unterschied zwischen den Parametersätzen $P\alpha/Q\beta$ und $P\beta/Q\beta$ ist sogar insignifikant.

Im direkten Vergleich der Wirk- und Blindleistungsantworten der beiden Gruppen an Parameterkombinationen wird ersichtlich, dass diese im Wesentlichen bei allen drei Netzereignissen einen ähnlichen Verlauf annehmen. Beim Blick auf den Netzausfall bei 10 s in den linken Plots der Abbildung 4.33 zeigt sich, dass beide Gruppen innerhalb der ersten 20 ms

²Als Gruppe werden hier mindestens zwei Parameterkonstellationen bezeichnet, die eine annähernd gleiche Leistungsreaktion zeigen.

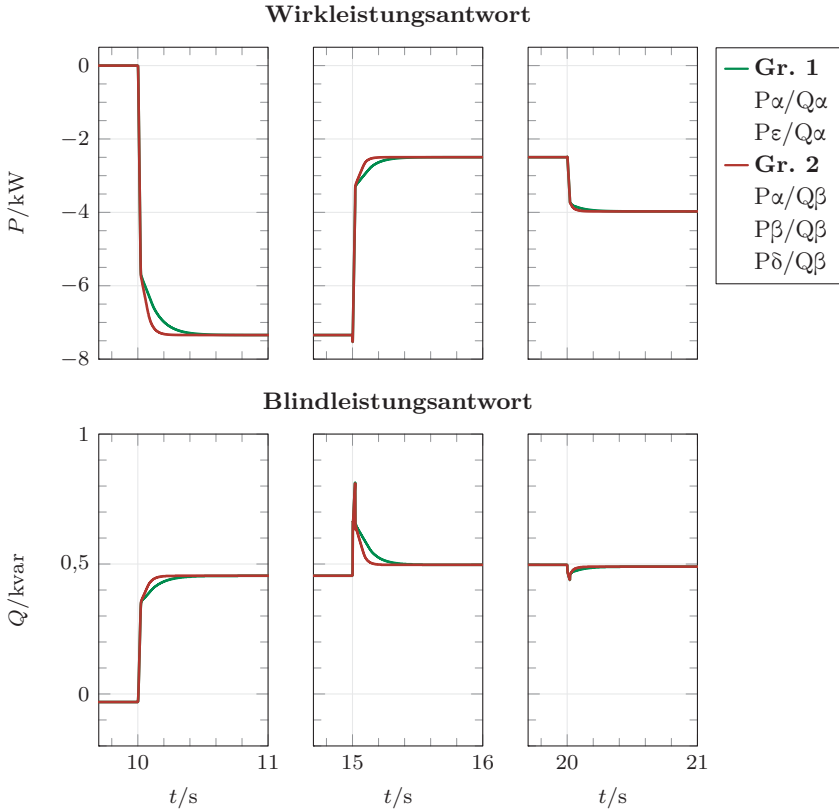


Abbildung 4.33 – Ergebnisse der erweiterten simulationsgestützten Parameterspezifikation – Wirk- und Blindleistungsreaktion der VISMA im Falle des Netzausfalls und der Zu- und Abschaltung einer Last. Beim Vergleich der Ergebnisse bilden sich zwei Gruppen der Ergebnisse, wobei die erste Gruppe aus zwei und die zweite aus drei Parameterkonstellationen besteht (s. Differenzfunktionen in Abb. A.6). Im Wesentlichen zeigen die Ergebnisse bei allen Netzergebnissen einen ähnlichen Verlauf, wobei die Gruppe 1 (grün) etwas langsamer im Vergleich zur Gruppe 2 (rot) beim Erreichen des neuen stationären Arbeitspunktes ist. Unter Berücksichtigung der Ziele der Arbeit wird das erste Parameterpaar der Gruppe 2 – P_{α}/Q_{β} – gewählt.

einen gleichstarken Anstieg in der Wirk- und Blindleistung haben. Erst im Anschluss wird ein Unterschied in den Reaktionen ersichtlich. Die Parameterpaare der Gruppe 1 (grüner Zeitverlauf) erreichen ihren stationären Endwert nach ca. 0,5s während der Ausgleichsvorgang bei der anderen Gruppe an Parametern (roter Zeitverlauf) bereits nach knapp 0,2s abgeschlossen ist.

Die unterschiedliche Dauer bis zum Erreichen des neuen stationären Arbeitspunktes zeigt sich ebenso bei den anderen beiden Netzereignissen, der Ab- und Zuschaltung einer Last. Unter Berücksichtigung der Zielsetzung der Arbeit, ein Microgrid zu stabilisieren und dabei den stationären Arbeitspunkt schnellstmöglich zu erreichen, wird sich für das erste Parameterpaar der Gruppe 2 – $P\alpha/Q\beta$ – entschieden. Die Ergebnisse der erweiterten Parameterspezifikation zeigen jedoch auch, dass alle Parameterpaare aus Tabelle 4.4 infrage kommen könnten.

Die Abbildungen 4.34 und 4.35 zeigen neben der Wirk- und Blindleistungsantwort auch die Stellgrößen der VISMA, die Ausgangswerte der unterlagerten Regelung, sowie die Rotorfrequenz, die annähernd synchron zur Netzfrequenz ist, und den Effektivwert der Spannung im untersuchten Netz. Auch diese Abbildungen zeigen die drei Netzereignisse, im Gegensatz zur Abbildung 4.33 jedoch in einer anderen zeitlichen Auflösung.

Bei der Gegenüberstellung der einzelnen Größen in Abbildung 4.34 zeigt sich, dass die Wirkleistung bei allen drei Netzsituationen im Vergleich zu der Rotorfrequenz und dem virtuellen Rotordrehmoment ihren stationären Endwert mit knapp 200 ms am schnellsten erreicht. Zum Zeitpunkt des Netzausfalls fällt die Rotorfrequenz, vergleichbar zur Wirkleistung, zunächst sehr schnell, in die Nähe des Endwertes, ab und nähert sich dann diesem, ohne ein Überschwingen, langsam an. Das gleiche Verhalten ist zum Zeitpunkt der Laständerung zu beobachten. Im Augenblick der Schalt-

handlung kommt es zu einem starken Anstieg bzw. Abfall, wiederum ohne ein Überspringen, mit einer anschließenden langsameren Annäherung an den Endwert. Auch hier dauert der Ausgleichsvorgang mit knapp 1 s, im Vergleich zu dem der Wirkleistung, länger.

Beim Rotordrehmoment zeigt sich mit einer Dauer von fast 2 s ein noch trägeres Erreichen des Endwertes. Hinzukommt, dass im Augenblick des Netzereignisses zunächst ein Impuls in die Gegenrichtung zu beobachten ist, der jedoch keine Auswirkung auf die Rotorfrequenz oder die eingespeiste Wirkleistung hat.

In Abbildung 4.35 sind die Netzspannung und die Erregerspannung als Ausgangsgröße der unterlagerten Regelung der Blindleistungsantwort gegenübergestellt. In den Zeitreihen der Netzspannung ist zu beobachten, dass die Spannung beim Netzausfall und der Lastzuschaltung, demnach bei einer durch die Schalthandlung hervorgerufenen Mehrbelastung, einbricht und bei der Lastabschaltung eine Überspannung zu beobachten ist. Die Höhe der Über- bzw. Unterspannung ist abhängig von der Laständerung, während die Dauer des Ausgleichsvorgangs mit 200 ms bei allen Netzereignissen gleich ist.

Das Angleichen der Erregerspannung an den neuen Betriebspunkt erfolgt im gleichen Zeitrahmen. Ein Überspringen ist auch bei diesen Ergebnissen in keiner Größe zu beobachten.

Auf eine detailliertere Analyse der Ergebnisse wird an dieser Stelle noch verzichtet, da diese aus einem vereinfachten Simulationsmodell stammen. Im folgenden Abschnitt wird dieser Versuch in der Laborumgebung wiederholt und kritischer untersucht.

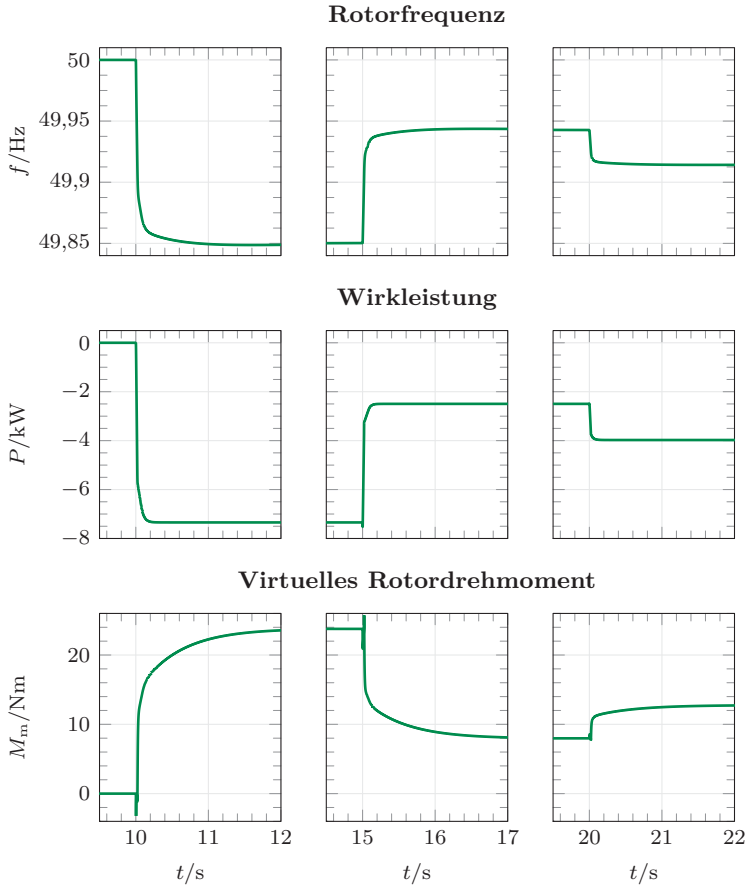


Abbildung 4.34 – Gegenüberstellung der Wirkleistung mit der Rotorfrequenz als Eingangsgröße und dem Rotordrehmoment als Ausgangsgröße der kaskadierten Regelung. Untersucht ist der Netzaufbau aus Abbildung 4.32 mit dem emulierten Microgrid-Betrieb: Netzausfall bei 10 s, Lastab- und -zuschaltung bei 15 s und 20 s mit dem Parameterpaar $P\alpha/Q\beta$ der Leistungsregler. Der Ausgleichsvorgang der Wirkleistung ist mit 200 ms am schnellsten, während die Rotorfrequenz mit 1 s und das Drehmoment mit 2 s wesentlich träger sind.

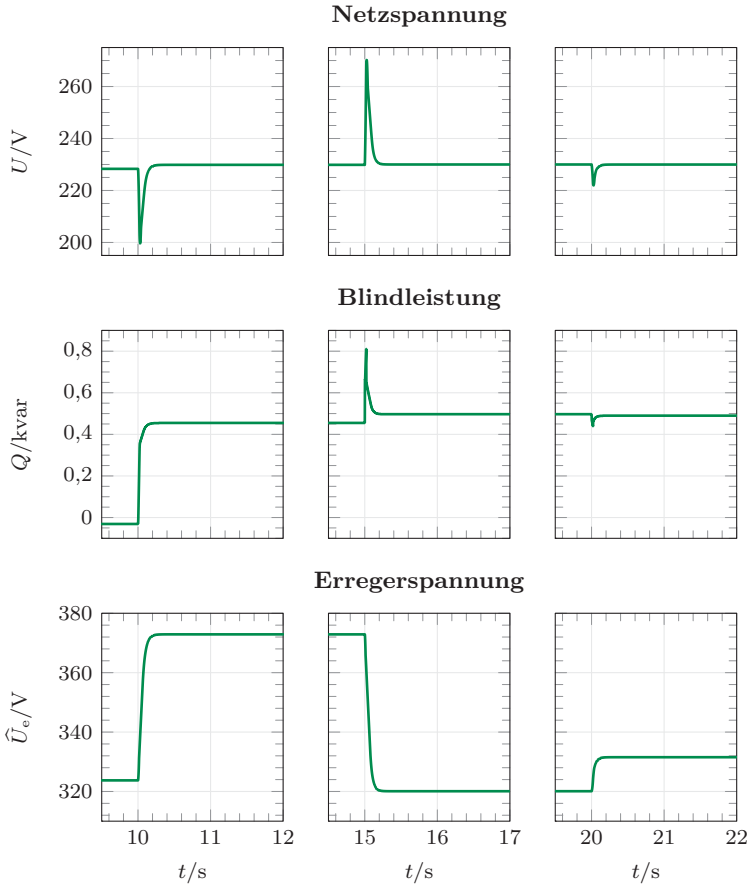


Abbildung 4.35 – Gegenüberstellung der Blindleistung mit der Netzspannung als Eingangsgröße und der virtuellen Erregerspannung als Ausgangsgröße der kaskadierten Regelung. Untersucht ist der Netzaufbau aus Abbildung 4.32 mit dem emulierten Microgrid-Betrieb: Netzausfall bei 10 s, Lastab- und -zuschaltung bei 15 s und 20 s mit dem Parameterpaar $P\alpha/Q\beta$ der Leistungsregler. Die Ausgleichsvorgänge aller Größen sind nach 200 ms bei allen Netzereignissen abgeschlossen.

4.3.5 Netzausfall und Lastsprünge im Microgrid mit aktivierter Regelung im Versuchslabor mit einem VISMA-System

Die in den Abschnitten 4.3.1 bis 4.3.3 entwickelten Regler werden mit den aus Abschnitt 4.3.4 gewählten Reglerparametern nun am Prüfstand validiert. Dazu wird ein Versuchsnetz bestehend aus einem VISMA-System (gespeist aus einer Bleibatterie) mit dem bisher aufgebautem Regelsystem, zwei Lasten – wobei eine über ein Schütz schaltbar ist – und der Netznachbildung als vorgelagertes Niederspannungsnetz aufgebaut. Die schaltbare Last erlaubt neben dem Netzausfall auch das transiente Verhalten der virtuellen Synchronmaschine bei Laständerung zu untersuchen. Alle Komponenten des Versuchsnetzes sind direkt an einer Sammelschiene angeschlossen. Das für den Versuch gültige Einliniendiagramm ist der Abbildung 4.36 zu entnehmen.

Die Überprüfung der Regler erfolgt in drei Schritten. Zu Beginn der Untersuchung ist der Netzemulator mit dem Versuchsnetz über den Kuppelschalter K1 verbunden, wodurch der Netzparallelbetrieb untersucht wird. Die unterlagerten Leistungsregler der VISMA sind nach Abbildung 4.10 und 4.11 mit den Parametern aus Tabelle B.1 auf dem System implementiert. Der überlagerte Frequenz-Wirkleistungs-Regler ist nach Abbildung 4.24 und der Spannungs-Blindleistungs-Regler nach Abbildung 4.31 umgesetzt. Die Kennlinien werden dabei nicht vom jeweiligen Frequenz- oder Spannungsnennwert versetzt, weshalb die Werte von Δf und ΔU null sind. Der Einfluss der Unempfindlichkeitsschwelle (Totband) der beiden Regler soll nicht Bestandteil der in diesem Abschnitt gezeigten Untersuchung sein, wodurch der Parameter n in beiden Reglern ebenfalls auf null gesetzt wird und sich eine homogen lineare Funktion der Regler nach den Abbildungen 4.25a und 4.29a ergibt. Die Parameter der überlagerten Regler sind in

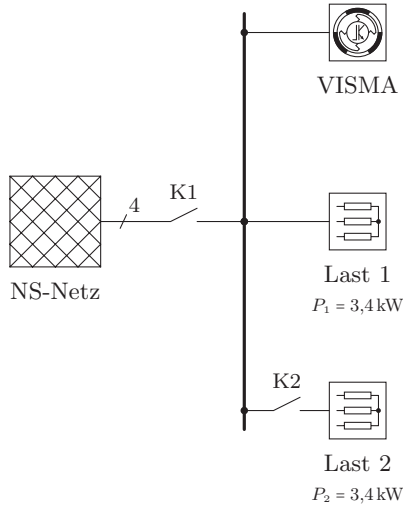


Abbildung 4.36 – Einliniendiagramm des Versuchs zum Netzausfall und zu Lastsprüngen in einem dezentralisierten Verteilnetz mit einer VISMA und aktivierten Reglern. Es wird ein ähnlicher Versuch wie in Abbildung 4.5 durchgeführt, jedoch ist das VISMA-System um die in den vorherigen Abschnitten entwickelten Regler erweitert. Das NS-Netz wird wiederum durch den Netzemulator nachgebildet und als Lasten werden zwei dreiphasige symmetrische ohmsche Widerstände verwendet. Eine Last ist über das Schütz K2 schaltbar, sodass auch Lastsprünge hervorgerufen werden können. Netzersatzelemente zwischen den einzelnen Komponenten wurden nicht berücksichtigt, die Komponenten sind direkt an einer Sammelschiene angeschlossen. Das Versuchsnetz wird durch Öffnen des Kuppelschalters K1 am Netzanschlusspunkt vom Niederspannungsnetz getrennt und in ein Inselnetz überführt. Anschließend werden durch Schalten des Schützes K2 Laständerungen untersucht.

Tabelle B.2 aufgeführt.

In der ersten Untersuchungsstufe ist das Schütz K2 zunächst geöffnet, weshalb im Versuchsnetz nur die Last 1 wirksam ist. Nun wird der Kuppelschalter K1 zwischen Netznachbildung und Versuchsnetz geöffnet, sodass der Netzausfall und der Übergang vom Netzparallelbetrieb in den Inselnetzbetrieb nachgebildet wird. Nach Abschluss aller Ausgleichsvorgänge wird als zweite Untersuchungsstufe die Last 2 durch Schließen des Schützes K2 zugeschaltet und der Lastsprung untersucht. Nach Abschluss aller transienten Vorgänge wird das Schütz K2 wieder geöffnet, um die Abschaltung einer Last im Versuchsnetz zu emulieren und auszuwerten.

Ausfall des vorgelagerten Netzes und Übergang in den Inselnetzbetrieb

Die erste Untersuchung zeigt den Netzausfall des vorgelagerten Netzes und den Übergang des Versuchsnetzes in den Inselnetzbetrieb. Hierzu wird der Kuppelschalter K1 geöffnet und der Netzemulator von der Sammelschiene getrennt. Das Schütz K2 ist noch geöffnet, wodurch nur die Last 1 mit 3,4 kW wirksam ist. Die Abbildung 4.37 zeigt die Netzspannung und den Strom über dem Netzanschlusspunkt sowie den Strom der VISMA um den Zeitpunkt der Netztrennung bei 1 s. Die Abbildungen 4.39 und 4.40 zeigen die Wirk- und Blindleistungsreaktion in Abhängigkeit der Stellgrößen der virtuellen Synchronmaschine, die ausgehend von der Rotorfrequenz der Maschine und der effektiven Netzspannung an den Klemmen des Umrichters bestimmt werden.

Im Netzparallelbetrieb wird die Last ausschließlich durch das vorgelagerte Niederspannungsnetz gespeist. Zu dieser Zeit ist die virtuelle Rotorfrequenz der Maschine 50 Hz, sodass der überlagerte Frequenz-Wirkleistungs-

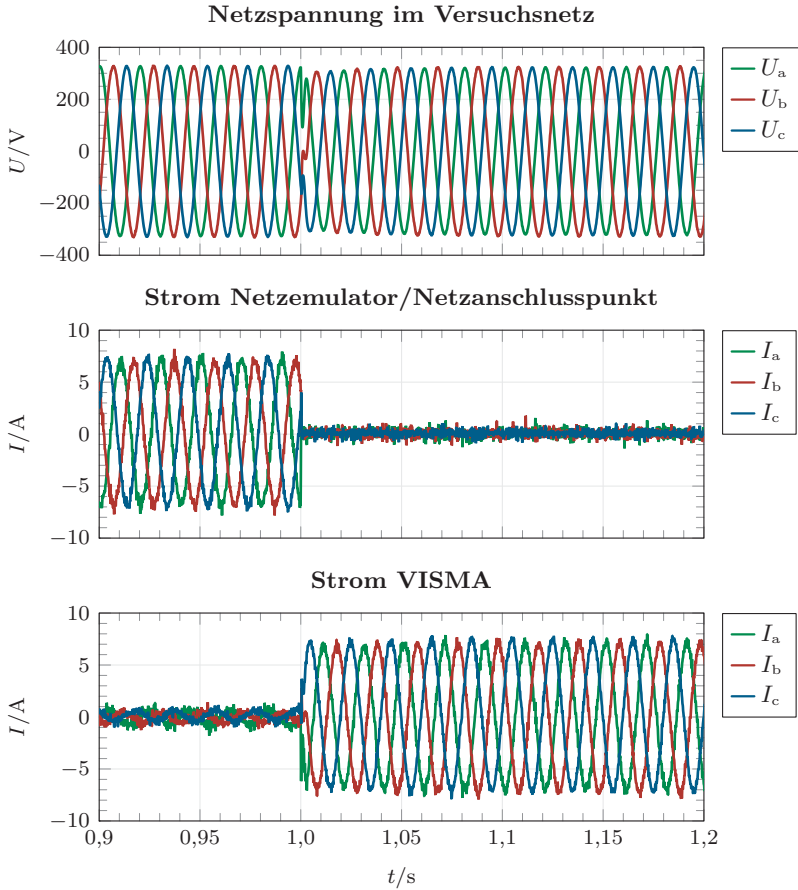


Abbildung 4.37 – Netzgrößen des Versuchs zum Netzausfall und Übergang in den Inselnetzbetrieb mit aktiviertem Regelsystem. Bei 1 s wird der Kuppelschalter K1 geöffnet, das NS-Netz von der Sammelschiene getrennt und der Übergang ins Inselnetz vorgenommen. Das Schütz K2 ist weiterhin offen, sodass nur Last 1 wirksam ist. Vor der Trennung ist die VISMA im Leerlauf, sodass die Versorgung der Last aus dem vorgelagerten Netz erfolgt, mit der Schalthandlung übernimmt instantan die VISMA die Versorgung.

Regler einen Sollwert von null ausgibt. Der unterlagerte Leistungsregler bestimmt anschließend das entsprechende virtuelle Drehmoment, welches für den Leerlauf erwartungsgemäß auch null ist.

Im Zeitverlauf des Stromes der VISMA in Abbildung 4.37 ist zu erkennen, dass der Strom vor der Netztrennung nicht null ist. Das ist darauf zurückzuführen, dass der Effektivwert der Netzspannung zu diesem Zeitpunkt von seinem Nennwert geringfügig abweicht und der überlagerte Spannungs-Blindleistungs-Regler demnach einen Blindleistungssollwert vorgibt. Der unterlagerte Blindleistungsregler bestimmt einen entsprechenden Wert, um welche die Erregerspannung nachgeregelt werden muss. In diesem Fall wird die Erregerspannung der VISMA im Vergleich zu ihrem Nennwert von 325 V reduziert, sodass die Maschine untererregt betrieben wird. Nach dem Verbraucherzählpfeilsystem bezieht die Maschine induktive (positive) Blindleistung und es wird ein entsprechender Strom einregelt. Die virtuelle Synchronmaschine wirkt aus Sicht des Netzes (ohne Berücksichtigung der Filterkapazität) wie eine Induktivität.

Die Netzspannung und der Strom der VISMA sind im Augenblick der Schalthandlung detaillierter in Abbildung 4.38 dargestellt. Kurz nach dem Öffnen des Kuppelschalters bricht die Spannung im Versuchsnetz minimal über einen Zeitraum von 3 ms ein. Die Höhe des Spannungseinbruchs in den Leitern ist dabei abhängig vom augenblicklichen Wert der Spannung vor dem Netzereignis. In dem zeitlichen Verlauf des Stromes der VISMA ist zu erkennen, dass dieser innerhalb der 3 ms nach der Schalthandlung zunächst einen nicht definierbaren Verlauf annimmt, bevor der Strom wieder sinusförmig wird, ebenso wie die Spannung. Aus dieser Abbildung wird ersichtlich, dass die Übernahme der Versorgung der Last durch die VISMA beim Netzausfall in weniger als einem Sechstel der Periodendauer erfolgt ist.

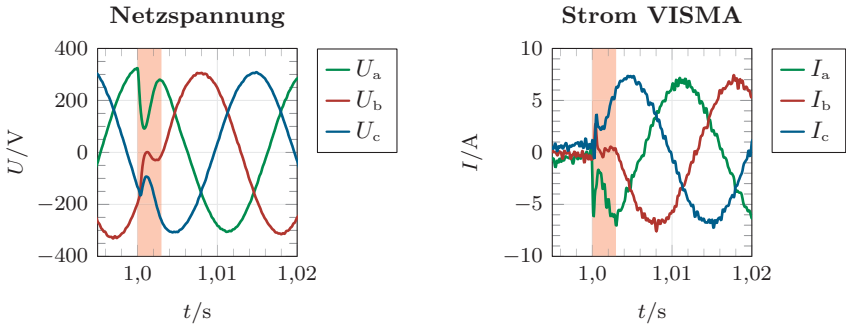


Abbildung 4.38 – Detailansicht der Abb. 4.37 mit den Netzgrößen des Versuchs zum Netzausfall und dem Übergang in den Inselnetzbetrieb mit aktiviertem Regelsystem. Die Detailaufnahme der Netzspannung zeigt, dass der Spannungseinbruch durch die Schalthandlung ca. 3 ms dauert und die VISMA im Anschluss bereits stabilisierend wirkt. Untermuert wird dies durch den Strom der VISMA, dieser steigt innerhalb des Zeitraums rasant an. Aus dieser Abbildung wird ersichtlich, dass die Versorgungsübernahme in weniger als einem Sechstel der Periodendauer stattfindet.

In Abbildung 4.39 sind die Rotorfrequenz der virtuellen Synchronmaschine, der Sollwert (vorgegeben durch die überlagerte $P(f)$ -Kennlinie) und Istwert der Wirkleistung sowie die Stellgröße, das virtuelle mechanische Rotordrehmoment, dargestellt. Mit der Schalthandlung und der damit verbundenen Lastübernahme durch die VISMA wird zunächst, durch das Inertialmoment der virtuellen Schwungmasse, Energie in Form von Bremsenergie in das Versuchsnetz eingespeist, die Rotorfrequenz nimmt ab. Die Abnahme der Rotorfrequenz ist durch den überlagerten Frequenzregler mit einer äquivalenten Sollwirkleistung verknüpft. Da durch das Abbremsen der Schwungmasse jedoch bereits Wirkleistung eingespeist wird und die Differenz zwischen Soll- und Istwert relativ gering ist, wird das Rotordrehmoment innerhalb der ersten 20 ms nach der Schalthandlung nur

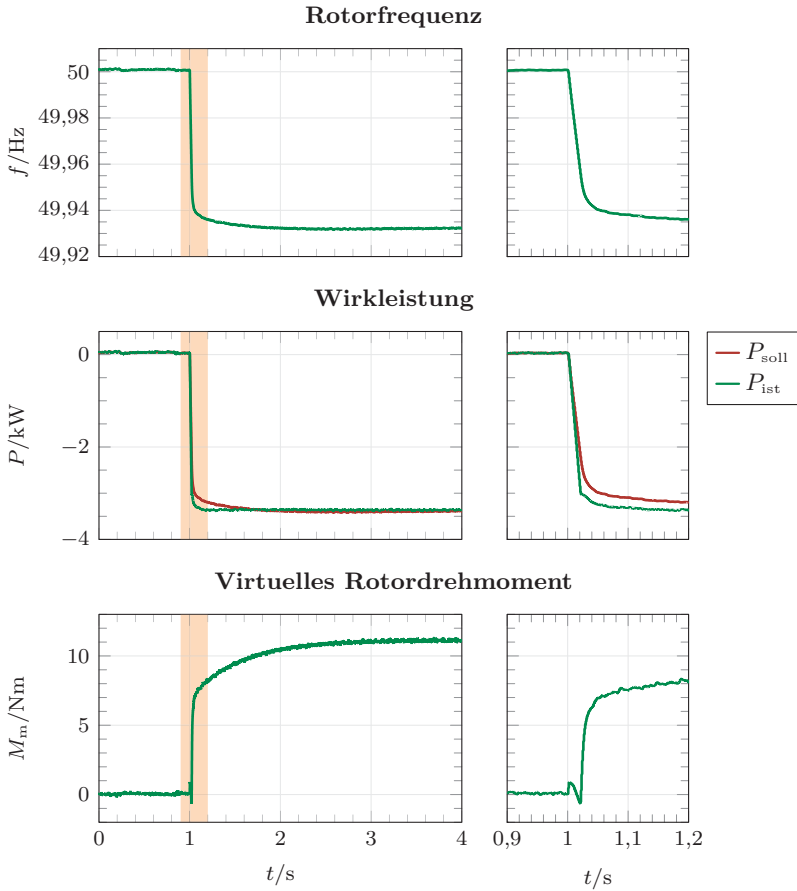


Abbildung 4.39 – Modellgrößen der Wirkleistungsregelung des Versuchs zum Netzausfall und dem Übergang in den Inselnetzbetrieb mit aktiviertem Regelsystem. Der Netzausfall und die Übernahme der Versorgung der Last bei 1 s zeigt sich ebenfalls in den Modellgrößen der Regelung. Mit dem Abfall der Frequenz wird bereits instantan Wirkleistung in das Netz eingespeist. Für die Wahrung des stabilen Arbeitspunktes muss letztlich das Drehmoment nachgeführt werden.

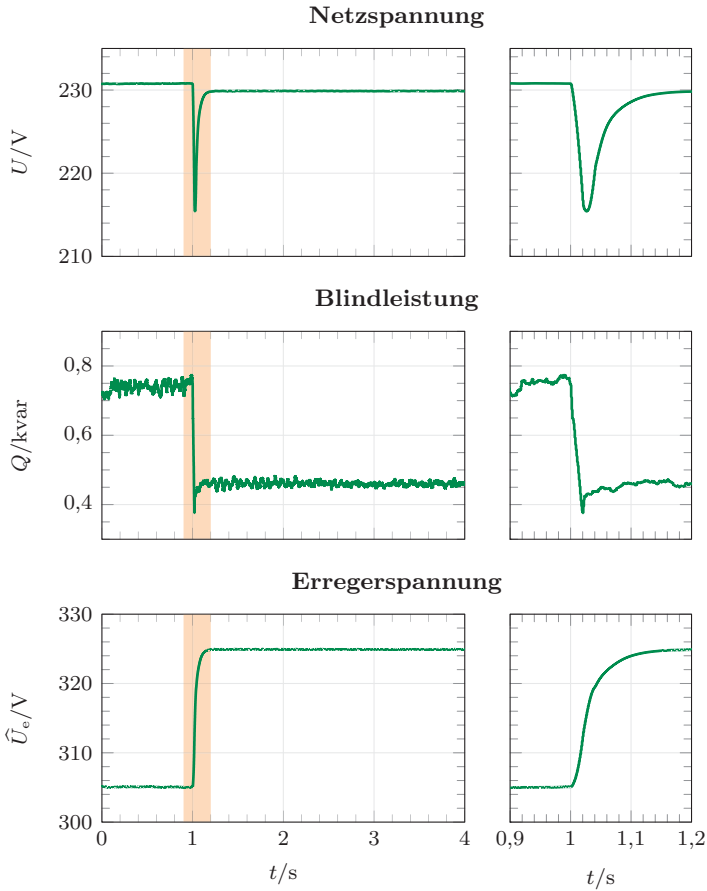


Abbildung 4.40 – Modellgrößen der Blindleistungsregelung des Versuchs zum Netzausfall und dem Übergang in den Inselnetzbetrieb mit aktiviertem Regelsystem. Der Netzausfall bewirkt bei 1 s einen Spannungseinbruch, dem der Regler durch nachführen der Erregerspannung entgegenwirkt. Die Blindleistungseinspeisung im Netzparallelbetrieb rührt aus der leicht erhöhten Netzspannung, im Inselnetzbetrieb entspricht die Blindleistung dem Bedarf der Filterkapazität. Der gesamte Ausgleichsvorgang dauert ca. 200 ms.

unwesentlich nachgeführt. Dieses Verhalten entspricht dem Selbstregелеffekt der VISMA. Erst zum Zeitpunkt 1,02s wird die Differenz zwischen Soll- und Istwert größer, sodass die unterlagerte Regelung eingreift und das Rotordrehmoment nachregeln muss. An dieser Stelle wird ersichtlich, dass die virtuelle Synchronmaschine trotz der schnellen Primärregelung ihre Fähigkeit zur Erbringung von Momentanreserve nicht vollständig verliert. Die Maschine nimmt also bereits an der Stützung des Netzes teil und das bereits ohne aktiven Eingriff der Regelung. Der Ausgleichsvorgang der überlagerten Regelung ist ungefähr 2s nach Öffnen des Kuppelschalters vollständig abgeschlossen, wobei der quasistationäre Zustand bereits nach 200 ms erreicht ist und der unterlagerte Wirkleistungsregler das Rotordrehmoment allein für die Wahrung des Gleichgewichtszustandes angleicht.

Die effektive Netzspannung in Abbildung 4.40 berechnet sich aus dem Mittelwert der Effektivwerte der drei Leiter-Neutralleiter-Spannungen. Die jeweiligen Effektivwerte werden dabei in jedem Zeitschritt aus den letzten 20 ms der Zeitgrößen berechnet, weshalb der recht tiefe Spannungseinbruch auf ca. 215 V während der Schalthandlung auch hier zu sehen ist. Hinzu kommt, dass der Scheitelwert der Netzspannung unmittelbar nach dem Öffnen des Kuppelschalters bei 310 V liegt, woraus sich ein Effektivwert von ungefähr 220 V ergibt. Der überlagerte Spannungsregler berechnet für diesen Fall eine äquivalente Sollblindleistung, die durch den unterlagerten Blindleistungsregler entsprechend die Erregerspannung einregelt. Der Istwert der Blindleistung erreicht indessen seinen neuen quasistationären Wert innerhalb von 20 ms. Dieser Wert entspricht dem Blindleistungsbedarf der Filterkapazität (vgl. Abschnitt 4.3.3). Der Ausgleichsvorgang ist 200 ms nach der Schalthandlung vollständig abgeschlossen.

Zuschaltung einer weiteren Last

Nach dem Ausfall des vorgelagerten Netzes, dem sicheren Übergang ins Inselnetz sowie dem Abklingen aller Ausgleichsvorgänge wird nun das Schütz K2 (vgl. Abbildung 4.36) geschlossen und eine weitere Last zugeschaltet. Ziel des Versuches ist die Untersuchung eines Lastsprungs durch Verdopplung der Verbraucherlast von 3,4 kW auf 6,8 kW. Die Abbildung 4.41 zeigt die Netzspannung im Versuchsnetz und den Strom, welcher durch die VISMA eingepreßt wird. Die Abbildungen 4.43 und 4.44 zeigen wiederum die Wirk- und Blindleistungsreaktion in Abhängigkeit der Führungs- und Stellgrößen der virtuellen Synchronmaschine.

Vor der Schalthandlung hat die Netzspannung einen sauberen sinusförmigen Verlauf mit einem Effektivwert von 230 V. Kurz nach dem Schließen des Schützes und dem Zuschalten der Last bricht die Spannung, wie im Falle des Netzausfalles, minimal über einen kurzen Zeitraum ein. Die detailliertere Auswertung hat eine vergleichbare Dauer von ungefähr 3 ms ergeben, wie Abbildung 4.42 zeigt. Nach dem Einbruch ist die Amplitude der Spannung zunächst geringer als noch vor dem Zuschalten der Last. Aus den Abbildungen 4.41 und 4.44 wird der Reglereingriff und die damit verbundene Wiederherstellung der Spannungsamplitude wahrnehmbar.

Der Verlauf des eingepreßten Stromes der VISMA zum Zeitpunkt der Schalthandlung wird durch diese nur unwesentlich beeinflusst bzw. verzerrt. Der erhöhte Wirkleistungsbedarf durch die zusätzliche (ohmsche) Last bedingt einen höheren Strom. Sowohl im Zeitverlauf der Netzgrößen in Abbildung 4.41 als auch in der Detailaufnahme in Abbildung 4.42 wird der rasche Anstieg der Amplitude ersichtlich.

In Abbildung 4.43 sind wiederum die virtuelle Rotorfrequenz der VISMA, sowie der Soll- und Istwert der Wirkleistung und das virtuelle mechanische Rotordrehmoment als Stellgröße dargestellt. Mit der Schalthand-

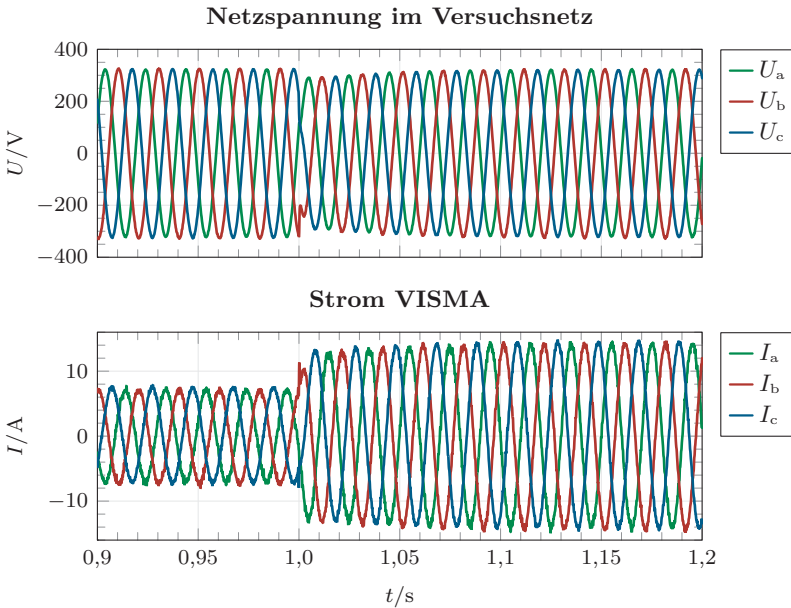


Abbildung 4.41 – Netzgrößen des Versuchs der Zuschaltung einer weiteren Last im Inselnetzbetrieb mit aktiviertem Regelsystem.

Bei 1 s wird das Schütz K2 geschlossen und somit die Verbraucherlast auf 6,8 kW verdoppelt. Durch die Schalthandlung kommt es wiederum zu einem Spannungseinbruch über eine Dauer von 3 ms, bevor die VISMA das Netz wieder stabilisiert (vgl. die Detailaufnahme in Abbildung 4.42). Die Wiederherstellung der Amplitude auf den Wert vor der Schalthandlung durch den Eingriff der Regelung wird bereits 100 ms nach der Zuschaltung ersichtlich.

lung und der damit verbundenen Verdopplung der Last wird zunächst wiederum durch das Inertialmoment der virtuellen Schwungmasse Energie in Form von Bremsenergie in das Versuchsnetz eingespeist, wodurch die Rotorfrequenz abnimmt. Die weitere Abnahme der Rotorfrequenz ist mit einer Verschiebung des Arbeitspunktes auf der Statik verbunden, so-

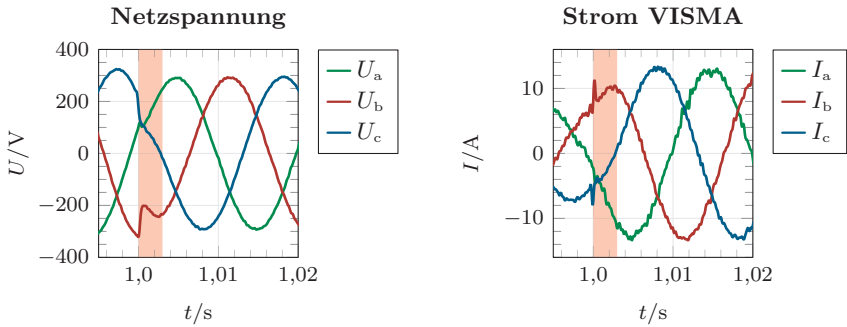


Abbildung 4.42 – Detailansicht der Abb. 4.41 mit den Netzgrößen des Versuchs der Zuschaltung einer weiteren Last im Inselnetzbetrieb mit aktiviertem Regelsystem. Die Detailaufnahme zeigt, dass auch während dieser Schalthandlung die Spannung über 3 ms einbricht und die VISMA mit dem Regelsystem das Netz im Anschluss bereits stabilisiert. Durch den Lastwechsel kommt es im Strom der VISMA zu keiner Verzerrung, im Vergleich zum Netzausfall.

dass die Sollwirkleistung äquivalent nachgeführt wird. Es zeigt sich auch bei diesem Versuch, dass die VISMA ihre Fähigkeit zur Erbringung von Momentanreserve beibehält, da sich die Soll- und Istwirkleistung erst etwa 20 ms nach der Schalthandlung signifikant unterscheiden und das virtuelle Drehmoment durch den unterlagerten Leistungsregler nachgeführt werden muss. Die Dauer des Ausgleichsvorgangs unterscheidet sich nicht zum vorherigen Versuch. Der quasistationäre Arbeitspunkt ist nach bereits 200 ms erreicht und der gesamte Ausgleichsvorgang mit der Nachführung des Drehmomentes ist nach ungefähr 2 s abgeschlossen.

Der Einbruch der Netzspannung aus Abbildung 4.41 zeigt sich auch im berechneten Effektivwert in Abbildung 4.44, der als Eingangsgröße des Spannungsreglers dient. Vor der Schalthandlung ist der Effektivwert bei 230 V und bricht infolge der Lastzuschaltung über einen Zeitraum von

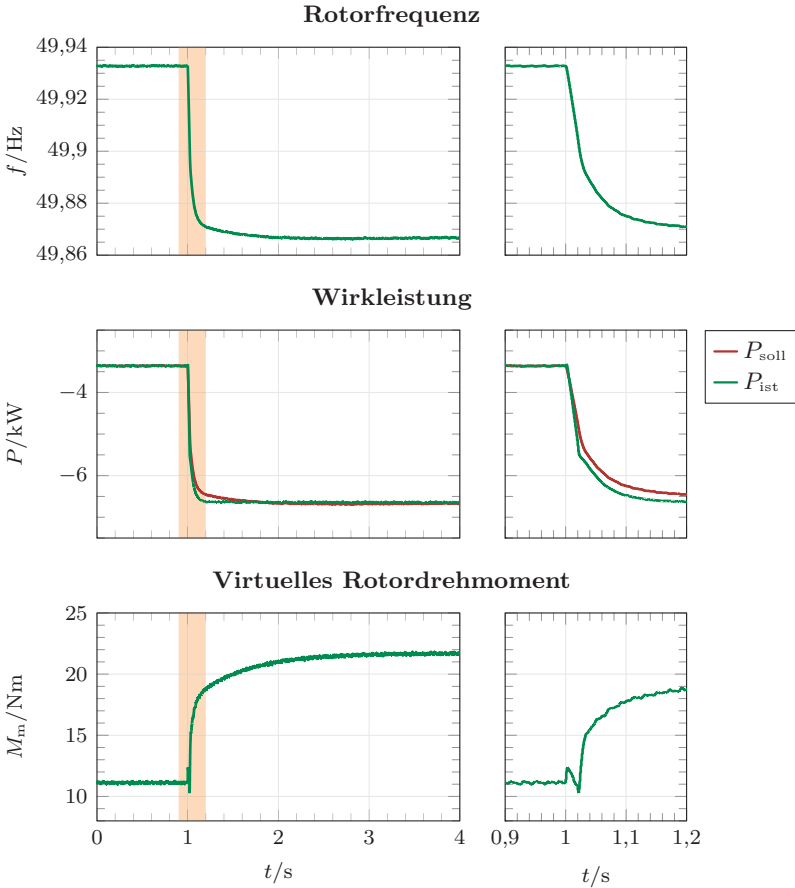


Abbildung 4.43 – Modellgrößen der Wirkleistungsregelung des Versuchs der Zuschaltung einer weiteren Last im Inselnetzbetrieb mit aktiviertem Regelsystem. Die Verdopplung der Last zum Zeitpunkt 1 s zeigt vergleichbare Ergebnisse zum Versuch des emulierten Netzausfalls. Nach bereits 200 ms ist der quasistationäre Arbeitspunkt erreicht und der gesamte Ausgleichsvorgang ist nach knapp 2 s abgeschlossen.

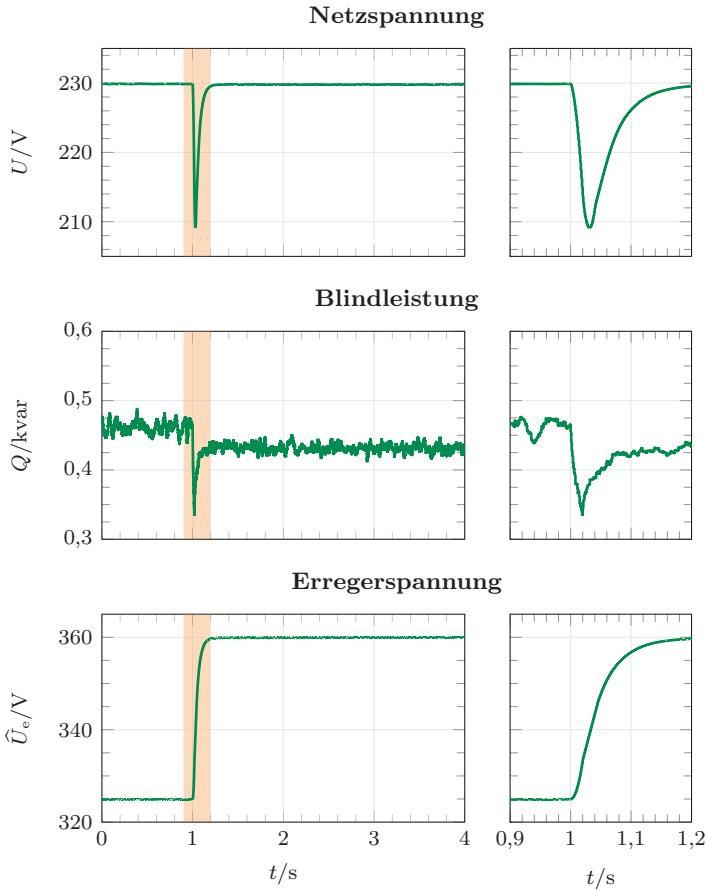


Abbildung 4.44 – Modellgrößen der Blindleistungsregelung des Versuchs der Zuschaltung einer weiteren Last im Inselnetzbetrieb mit aktiviertem Regelsystem. Die Lastzuschaltung bedingt wieder einen Spannungseinbruch über ca. 200 ms. Die Nachführung der Erregerspannung hebt die Netzspannung in der gleichen Zeitspanne wieder auf den vorherigen Wert an, sodass der Ausgleichsvorgang wiederum zeitgleich mit dem Ende des Einbruches abgeschlossen wird. Die Änderung in der Blindleistung ist nahezu insignifikant.

knapp 200 ms mit einem Tiefstwert von rund 209 V ein. Der überlagerte Spannungsregler bestimmt anhand der Statik für die aktuellen Spannungswerte eine Sollblindleistung. Das Gleichgewicht zwischen Ist- und Sollwert wird mittels des unterlagerten Leistungsreglers durch das Nachfahren der Erregerspannung erreicht. Die schnelle Nachführung hebt die Spannung im Versuchsnetz wieder auf den vorherigen Wert von rund 230 V an, so dass auch in diesem Versuch der Ausgleichsvorgang nach 200 ms nach der Schalthandlung als abgeschlossen angesehen werden kann. Da es sich bei der Last um eine ohmsche Verbrauchereinheit handelt, bedarf es nur einer geringen Änderung der durch die VISMA eingespeisten Blindleistung zum Erreichen des stabilen Arbeitspunktes.

Abschaltung einer Last

Die abschließende Untersuchung zielt auf die Abschaltung einer Last im Inselnetzbetrieb der virtuellen Synchronmaschine ab. Nach dem Abklingen aller Ausgleichsvorgänge, nachdem die zweite Last durch Schließen des Schützes K2 (vgl. Abbildung 4.36) zugeschaltet wurde, wird durch Öffnen des gleichen Schützes die Last wieder vom Versuchsnetz getrennt und die Verbraucherlast von 6,8 kW auf 3,4 kW reduziert. Die Abbildung 4.45 zeigt wiederum die Netzspannung und den durch die VISMA eingprägten Strom. In den Abbildungen 4.46 und 4.47 sind die Wirk- sowie Blindleistungsreaktion in Abhängigkeit der Führungs- und Stellgrößen der Maschine dargestellt.

Die Zeitverläufe von Spannung und Strom zeigen ein entgegengesetztes Verhalten im Vergleich zum vorherigen Versuch. Durch die Abschaltung der Last und der damit verbundenen Reduzierung der Verbraucherleistung kommt es im Augenblick der Schalthandlung im Versuchsnetz zu einer Überhöhung der Spannung mit einem Anstieg der Amplitude auf

etwa 360 V. Im Verlauf des eingprägten Stromes der VISMA wird zum Zeitpunkt der Schalthandlung ersichtlich, dass der verringerte Wirkleistungsbedarf einen wesentlich geringeren Strom erfordert und die Amplitude rasch verringert wird, ohne die Form des Stromes zu verzerren.

Die Abbildung 4.46 zeigt wiederum die Rotorfrequenz, den Soll- und Istwert der Wirkleistung und das Rotordrehmoment der VISMA. Die Lastabschaltung zeigt die gleichen Ergebnisse in entgegengesetzter Richtung wie

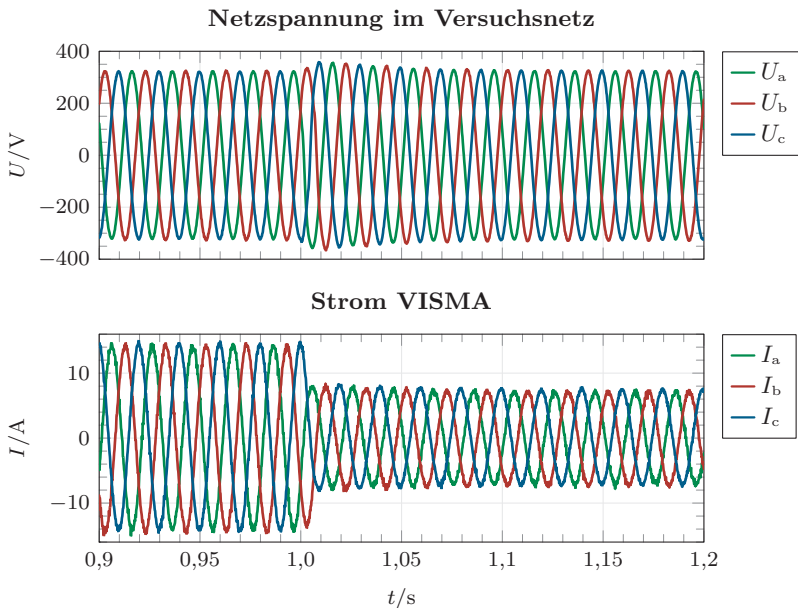


Abbildung 4.45 – Netzgrößen des Versuchs der Abschaltung einer Last im Inselnetzbetrieb mit aktiviertem Regelsystem. Bei 1 s wird das Schütz K2 wieder geöffnet und somit die Verbraucherlast auf 3,4kW halbiert. Die Schalthandlung zeigt an dieser Stelle ein umgekehrtes Verhalten, nämlich eine Spannungsüberhöhung. Der Reglereingriff stabilisiert das Netz auch an dieser Stelle in unter 200 ms.

die der Lastzuschaltung aus Abbildung 4.43. Mit der Schalthandlung und dem damit verbundenen Lastabwurf wird zunächst die virtuelle Schwungmasse mit deren Trägheit beschleunigt. Hierbei kommt es zu einem Anstieg der Rotorfrequenz und folglich einer Reduzierung der einzuspeisenden Wirkleistung nach der überlagerten Regelung. Die zeitgleiche Abnahme von Ist- und Sollwirkleistung und der erst 20 ms verspätete Eingriff der unterlagerten Regelung zeigt auch an dieser Stelle, dass die VISMA ihren Selbstregeleffekt und die Fähigkeit zur Erbringung von Momentanreserve beibehält. Die Dauer des gesamten Ausgleichsvorgangs mit der Nachführung des Drehmomentes bleibt mit 2 s ebenso wie das Erreichen des quasistationären Arbeitspunktes nach 200 ms unverändert.

In Abbildung 4.47 sind die Netzspannung, die durch die VISMA eingespeiste Blindleistung und deren Erregerspannung dargestellt. Die Spannungsüberhöhung zum Zeitpunkt der Schalthandlung bedingt zunächst eine Untererregung der Maschine, sodass die Spannung im Versuchsnetz gesenkt werden kann. Die von der Spannungsregelung ermittelte Sollblindleistung wird durch die unterlagerte Leistungsregelung so umgesetzt, dass die Erregerspannung reduziert wird. Ein schnelles Nachführen senkt die Spannung auf den Wert vor der Schalthandlung. Der Ausgleichsvorgang kann auch bei dieser Versuchsreihe nach 200 ms als abgeschlossen betrachtet werden. Da die Last weiterhin rein ohmsch ist, bedarf es auch an dieser Stelle nur einer geringfügigen Anpassung der Blindleistung zum Erreichen des stabilen Arbeitspunktes.

Beim direkten Vergleich der Abbildung 4.43 mit 4.46 sowie dem direkten Vergleich der Abbildung 4.44 mit 4.47 wird ersichtlich, dass sowohl die Führungs- und Stellgrößen der virtuellen Synchronmaschine als auch die eingespeisten Wirk- und Blindleistung nach der Lastabschaltung wieder die gleichen Werte annehmen wie zum Zeitpunkt vor der Zuschaltung der Last. Bei der ganzheitlichen Betrachtung der Versuchsreihe kommt es zu keinem

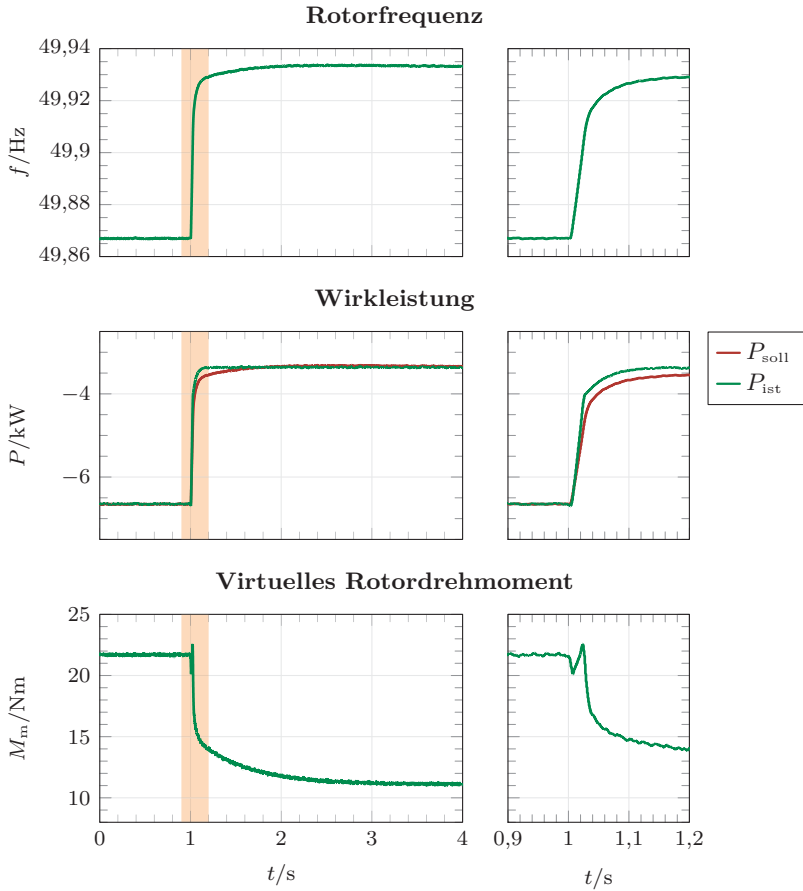


Abbildung 4.46 – Modellgrößen der Wirkleistungsregelung des Versuchs der Abschaltung einer Last im Inselnetzbetrieb mit aktiviertem Regelsystem. Die Ergebnisse der Lastabschaltung zeigen ein vergleichbares Resultat, jedoch in der Gegenrichtung. Die Dauer zum Erreichen des neuen quasistationären Arbeitspunktes bleibt mit knapp 200 ms unverändert, ebenso wie die Dauer zum vollständigen Abschluss des Ausgleichsvorgangs mit 2 s. Die einzelnen Größen nehmen wieder Werte von vor der Schalthandlung an.

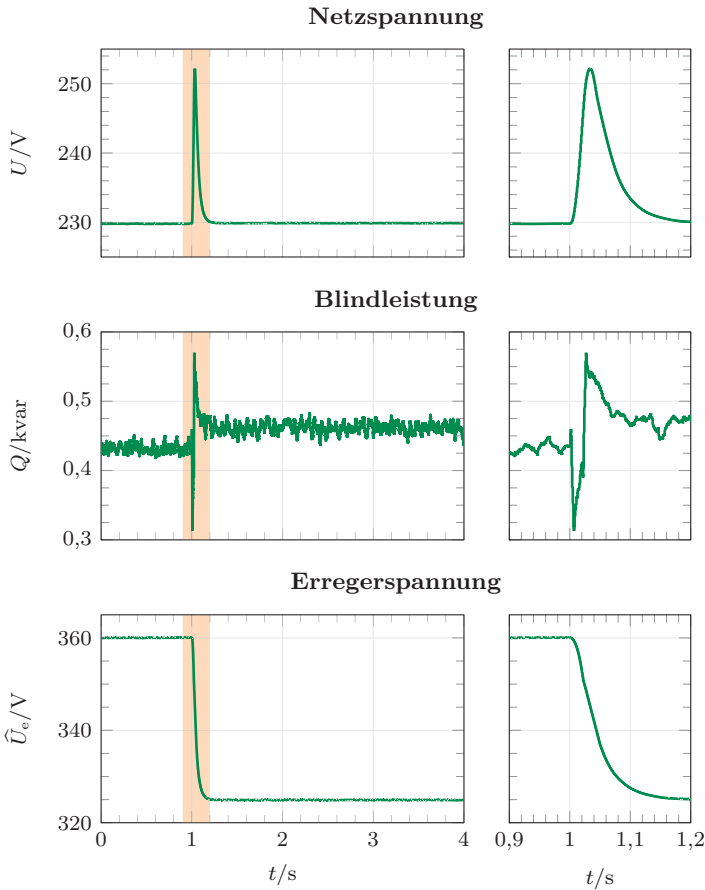


Abbildung 4.47 – Modellgrößen der Blindleistungsregelung des Versuchs der Abschaltung einer Last im Inselnetzbetrieb mit aktiviertem Regelsystem. Die Schalthandlung bedingt durch die Reduzierung der Last eine Spannungsüberhöhung. Diese wird wiederum innerhalb von 200 ms, wie bei den bisherigen Ereignissen, durch den Regler ausgeglichen und das Netz in den neuen stabilen Arbeitspunkt überführt.

Zeitpunkt zu Sprüngen oder Schwingungen bei den Netz- und Maschinengrößen, mit Ausnahme der Spannungseinbrüche und -überhöhungen kurz nach der Schalthandlung, weshalb das System unter diesen Voraussetzungen als robust-stabil bewertet werden kann.

4.3.6 Zwischenfazit

Das bisher entwickelte Regelsystem der virtuellen Synchronmaschine hat mit den gewählten Parametern sowohl in der Simulation mit einem vereinfachten Modell des Umrichters als auch in der Laborumgebung sehr gute Ergebnisse erzielt. Bereits bis zur aktuellen Stelle dieser Arbeit sind demnach funktionsfähige Regler aufgebaut und weiterentwickelt worden, die einen stabilen Microgrid-Betrieb der VISMA ermöglichen. Sowohl der unterbrechungsfreie Übergang vom Netzparallel- in den Inselnetzbetrieb, als auch Laständerungen in beide Richtungen konnten bisher mit guten Resultaten und voller Machbarkeit gezeigt werden.

Im weiteren Verlauf dieser Arbeit wird das bisherige Regelsystem erweitert, sodass neben dem Netzaufbau auch die Synchronisierung mit einem vorgelagerten Netz möglich wird, um das Netz aus dem Inselnetz- in den Netzparallelbetrieb zu überführen.

4.4 Schwarzstart-Regler

Die virtuelle Synchronmaschine im Microgrid soll nicht nur den unterbrechungsfreien Übergang vom Netzparallel- in den Inselnetzbetrieb sowie den stabilen Weiterbetrieb des entstandenen Inselnetzes ermöglichen, sondern auch in der Lage sein, ein Netz aus dem Schwarzen wieder aufzubauen.

Y. Chen hat bereits in seiner Dissertation [32] einige Möglichkeiten aufgezeigt, eine VISMA schwarzstartfähig zu machen. Einige seiner Lösungsvorschläge sind, den Kurzschlussstrom, den das Maschinenmodell der VISMA im Falle einer fehlenden Eingangs-/Netzspannung (ungeladener Glättungskondensator) berechnet, direkt einzuprägen, die Kondensatoren am Ausgang des Umrichters damit zu laden und in den Inselnetzbetrieb überzugehen. Die unterschiedlichen Versuche zeigten jedoch einen hohen Anteil an Oberwellen in der Spannung, die wiederum zu einem oberwelligen Sollstrom der VISMA führen. Abhilfe schafft Y. Chen durch den Einsatz einer virtuellen Resistanz im Maschinenmodell, die abgeschaltet werden kann, wenn die Last im Inselnetz ausreichend groß ist. All diese Verfahren sind trotz allem während des Schwarzstartvorgangs mit einem hohen Überspringen der Spannung verbunden, weshalb diese Verfahren nicht weiter verfolgt werden.

Eine weitere Alternative zum Netzaufbau mit dem Kurzschlussstrom ist der Softstart durch den rampenförmigen Anstieg der Erregerspannung von null auf den Nennwert, allerdings auch wieder mit einer virtuellen Resistanz. Der Vorteil dieses Verfahrens ist, wie Y. Chen in seiner Arbeit beschreibt, dass das Maschinenmodell der VISMA bei fehlender Netzspannung und fehlender Erregung einen Stromsollwert von null ausgibt. Mit rampenförmigem Anstieg der Erregung nehmen auch die Spannung im Versuchsnetz und der Sollstrom einen rampenförmigen Verlauf, beginnend bei null, an. Nach dem Aufbau des Inselnetzes kann die virtuelle Synchronmaschine den Regelbetrieb aufnehmen. Y. Chen hat jedoch nur den Zeitbereich um den Schwarzstart berücksichtigt, ohne auf den weiteren Netzbetrieb und die Aktivierung der erforderlichen Regler für den stabilen Weiterbetrieb des Netzes einzugehen. [32]

Der Schwarzstart-Regler in dieser Arbeit wird auf Grundlage der Überlegungen von Y. Chen weiterentwickelt und nicht nur die Erregerspan-

nung der Maschine zur Vermeidung von hohen Überspannungen und Oberschwingungen für den Softstart rampenförmig auf den Nennwert erhöhen, sondern unter anderem auch die Freigabesignale für die unter- und überlagerten Regelungen generieren. Durch die automatische Aktivierung der Regler wird erreicht, dass zum einen die Frequenz nach Abschluss des Schwarzstartvorgangs und die Spannung bereits während des Netzaufbaus in den jeweiligen Grenzen gehalten werden, sodass im Wesentlichen nach dem Startvorgang ein Inselnetz, wie im vorherigen Abschnitt, aufgebaut ist. In dem aufgebauten Netz lassen sich weitere Erzeuger- und Verbrauchereinheiten zu- oder abschalten und ein stabiler Betrieb des Netzes gewährleisten.

Im Regelbetrieb bestimmt sich die Erregerspannung der VISMA nach der Gleichung 4.2 (s. S. 62) sowie nach den Abbildungen 4.9 und 4.11 aus der Summe der Nennerregerspannung, die der Amplitude der Netznennspannung entspricht, und dem Stellwert des Blindleistungsreglers, der entsprechend den Anforderungen die Erregung der Maschine nachführt. Für die Schwarzstartfähigkeit wird die Nennerregerspannung $\widehat{U}_{e0}$ nicht als Konstante, sondern über ein entsprechendes Rampensignal vorgegeben. Das Blockschaltbild aus Abbildung 4.9 wird um den Steuerungsbaustein für die Erregerspannung erweitert, wodurch sich das erweiterte System-Schaltbild in Abbildung 4.48 ergibt.

Die überlagerten Frequenz- und Spannungsregler sowie die unterlagerten Wirk- und Blindleistungsregler sind, wie in den vorherigen Abschnitten, nach den Abbildungen 4.10, 4.11, 4.24 und 4.31 umgesetzt. Für den Schwarzstartvorgangs und den fortlaufenden stabilen Betrieb findet die bisher vorgestellte Reglerstruktur ohne Änderungen Anwendung.

Der entwickelte Steuerungsbaustein für die Erregerspannung kann entweder die Nennerregerspannung $\widehat{U}_{e0}$ für den Schwarzstartvorgang rampenför-

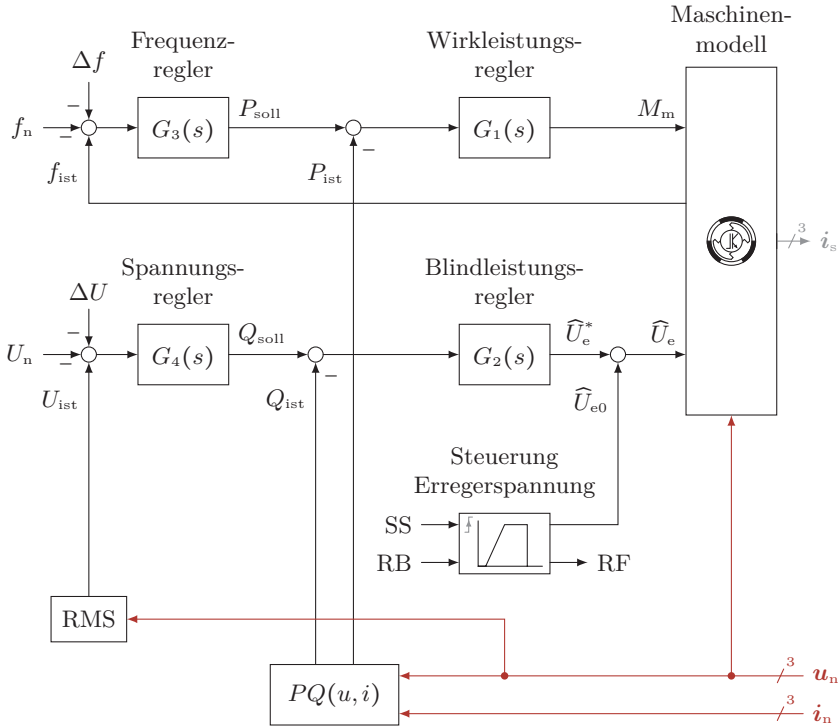


Abbildung 4.48 – Blockschaltbild des mit dem Steuerungsbaustein für die Erregerspannung erweiterten Regelsystems der VISMA.

Das kaskadierte Reglersystem der virtuellen Synchronmaschine aus Abbildung 4.9 ist um eine impulsgesteuerte Steuerung zur rampenförmigen Erhöhung der Nennerregerspannung erweitert. Dieser ermöglicht zudem den stabilen Regelbetrieb nach Abschluss des Netzaufbaus. Ferner erlaubt der Steuerungsbaustein der Erregerspannung bei Vorhandensein eines äußeren Netzes die Synchronisierung auf dieses und den Netzparallelbetrieb.

mig von null bis auf den Nennwert von 325 V erhöhen, nachdem ein entsprechender Impuls für Start-Schwarzstart (SS) gegeben worden ist oder direkt den Nennwert ausgeben, sollte die VISMA im Parallelbetrieb auf ein bereits vorhandenes Netz synchronisiert werden. Welcher der beiden Betriebsfälle vorliegt, wird über das Eingangssignal RB (Regelbetrieb) der Steuerung vorgegeben. Wenn kein Außennetz vorliegt und das Netz aus dem Schwarzen aufgebaut werden soll, muss RB den Wert LOW annehmen. Nach dem Netzaufbau oder dem Netzparallelbetrieb ist dieser auf HIGH zu setzen, sodass die Erregerspannung bereits ihren Nennwert hat.

Um die unter- und überlagerten Regelungen zu aktivieren sowie den Impuls für den Übergang vom Netzaufbau in den Regelbetrieb (RB) zu geben, wird vom Steuerungsbaustein für die Erregerspannung ein Signal ausgegeben, welches mit dem Start-Schwarzstart-Impuls (SS) auf HIGH gesetzt wird und mit dem Erreichen des Nennwertes, also dem Abschluss der rampenförmigen Erhöhung der Erregung, wieder auf LOW gesetzt wird. Dieses Signal wird Rampenfahrt (RF) genannt.

Neben dem Steuerungsbaustein für die Erregerspannung sind noch ein Netzbetriebsregler und ein Regler für die Generierung der Freigabesignale der unter- und überlagerten Regelungen erforderlich. Der Netzbetriebsregler hat in Abhängigkeit des RF-Signals zwei Aufgaben. Zum einen gibt dieser den Impuls für den Wechsel der Betriebsart des Netzes, also dem Setzen des RB-Signals auf HIGH, wodurch nun der Regelbetriebsfall vorliegt und der Schwarzstart abgeschlossen ist. Zum anderen hebt dieser die Sperre des Integrators der virtuellen Rotorkreisfrequenz der Bewegungsgleichung (s. Gleichung 4.9, S. 64) auf, woraufhin diese nicht mehr bei ihrem Nennwert von 50 Hz festgehalten wird.

Die Sperre des Drehzahlintegrators hat den Hintergrund, dass zum Zeitpunkt des Startvorganges des Netzaufbaus die virtuelle Synchronmaschine

eine definierte virtuelle Rotorkreisfrequenz hat und keinen undefinierbaren Zustand annimmt. Vor allem bei der Zuschaltung des überlagerten Frequenzreglers und der unterlagerten Wirkleistungsregelung könnte dies zu einem ungewünschten Rotordrehmoment M_m führen. Da die beiden genannten Regler auch erst nach Abschluss des Startvorgangs, also mit dem Ende der Rampenfahrt, aktiviert werden, ist eine vorherige Freigabe des Integrators nicht zielführend. Dies ist ein entscheidender Vorteil der VISMA gegenüber der realen Synchronmaschine, da einzelne Parameter gezielt manipuliert werden können.

Zur Vermeidung von zu hohen Überspannungen wird die überlagerte Spannungsregelung mit dem unterlagerten Blindleistungsregler bereits während der Rampenfahrt aktiviert. Dies erfolgt in Abhängigkeit des Effektivwertes der momentanen Netzspannung, die auch als Eingangsgröße der Spannungsregelung verwendet wird. Beim Erreichen einer Spannung von 99 % des Nennwertes wird das Freigabesignal der beiden Regler generiert. Dieser Punkt ist im Rahmen der Erarbeitungsphase definiert worden. Eine frühzeitige Aktivierung sorgt aufgrund der Unterspannung durch den Eingriff des Spannungsreglers zu einem schnelleren Anstieg der Erregerspannung, die im weiteren Verlauf des Schwarzstartes, solange der rampenförmigen Anstieg nicht abgeschlossen ist, nur unnötig kompensiert werden müsste.

Die Validierung des entwickelten Reglers für den Softstart aus dem Schwarzen und der automatischen Aktivierung der Regler für einen stabilen Regelbetrieb ohne vorgelagertes Netz erfolgt am Prüfstand. Dazu wird ein Versuchsnetz bestehend aus zwei VISMA-Systemen und einer Last aufgebaut. Die Komponenten des Versuchsnetzes sind über Netzersatzelemente miteinander verbunden, sodass sich ausgehend von der zentralen Sammelschiene zwei Netzstrahlen ergeben. Beide VISMA-Systeme sind mit den bereits bekannten Regelungen ausgestattet, während nur auf der VISMA 1 zusätzlich der Schwarzstartregler implementiert ist. Die Parameter der

unter- und überlagerten Regelungen sind unverändert (vgl. Tabelle B.1 und B.2). Da kein Parallelbetrieb mit dem vorgelagerten Netz stattfindet, sind die Unempfindlichkeitsschwellen der Frequenz- und Spannungsregelung für die bessere Regelbarkeit deaktiviert. Das für den Versuch gültige Einliniendiagramm ist der Abbildung 4.49 zu entnehmen. Die eingestellten Parameter der Netzersatzelemente sind in Tabelle C.1 aufgelistet.

Zu Beginn der Untersuchung sind die Zwischenkreise der Systeme vorge-

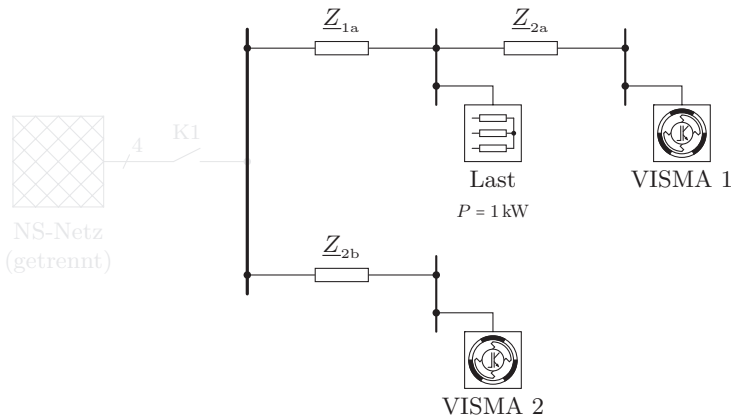


Abbildung 4.49 – Einliniendiagramm zum Netzaufbau und Microgrid-Betrieb ohne vorgelagertes Netz. Das zu untersuchende Netz besteht aus zwei VISMA-Systemen und einer Last, die über Netzersatzelemente miteinander gekoppelt sind. Ein vorgelagertes Netz ist nicht mit dem Versuchsnetz verbunden. Das VISMA-System 1 ist um den Schwarzstartregler erweitert, die über- und unterlagerten Regelungen bleiben unverändert. Zunächst wird das Netz aus dem Schwarzen mit VISMA 1 aufgebaut und durch automatische Aktivierung aller Regelungen nach dem rampenförmigen Anstieg der Erregerspannung in den Regelbetrieb überführt. Anschließend wird die VISMA 2 im unteren Netzstrahl aktiviert und der Microgrid-Betrieb ohne vorgelagertes Netz untersucht.

laden, das Versuchsnetz ist spannungslos und die Filterkondensatoren am Ausgang des Umrichters sind entladen. Der Netzaufbau wird durch das VISMA-System 1 vorgenommen und durch die automatische Aktivierung aller Regelungen nach dem rampenförmigen Anstieg der Erregerspannung in den Regelbetrieb überführt. Sobald dieser erreicht ist, können weitere Erzeuger- oder Verbrauchereinheiten im Versuchsnetz zu- oder abgeschaltet werden, da ein zu Abschnitt 4.3.5 vergleichbares Netz aufgebaut ist. In der hier gezeigten Untersuchung wird die zweite VISMA im unteren Netzstrahl aktiviert und der Microgrid-Betrieb ohne vorgelagertes Netz untersucht. Die Resynchronisierung mit dem vorgelagerten Niederspannungsnetz, sobald dies wieder verfügbar ist, wird im folgenden Abschnitt betrachtet.

Die Abbildung 4.50 zeigt neben der Netzspannung und dem Strom der virtuellen Synchronmaschine am Umrichterausgang auch die rampenförmige Erhöhung der Nennerregerspannung. Der Impuls für den Start des Schwarzstartvorgangs (SS) wird bei 50 ms gegeben. Vorher sind die Spannung im Netz und der Strom ebenso wie die Erregung der Maschine null. Die Rampengeschwindigkeit ist so eingestellt, dass der Nennwert nach 200 ms erreicht ist. In den Zeitverläufen der Netzspannung und des Stromes ist zu erkennen, dass die beiden Verläufe erst etwa 5 ms nach dem Rampenstart zu steigen beginnen. Das ist auf die Anzugszeit des Hilfsrelais zurückzuführen, welches zeitgleich mit dem Startimpuls geschaltet wird, um die hardwareseitige Impulsfreigabe zu geben. Im Augenblick der Freigabe hat die Erregerspannung bereits einige Volt, weshalb die Spannungen und Ströme zu Beginn einen nicht definierbaren Verlauf annehmen. Bei ca. 70 ms ist der Einschwingvorgang im Netz abgeschlossen und die beiden Verläufe nehmen einen sauberen sinusförmigen Verlauf an, der ab diesem Zeitpunkt fortwährt.

In Abbildung 4.51 sind die Stellvariablen dargestellt, die für den Schwarz-

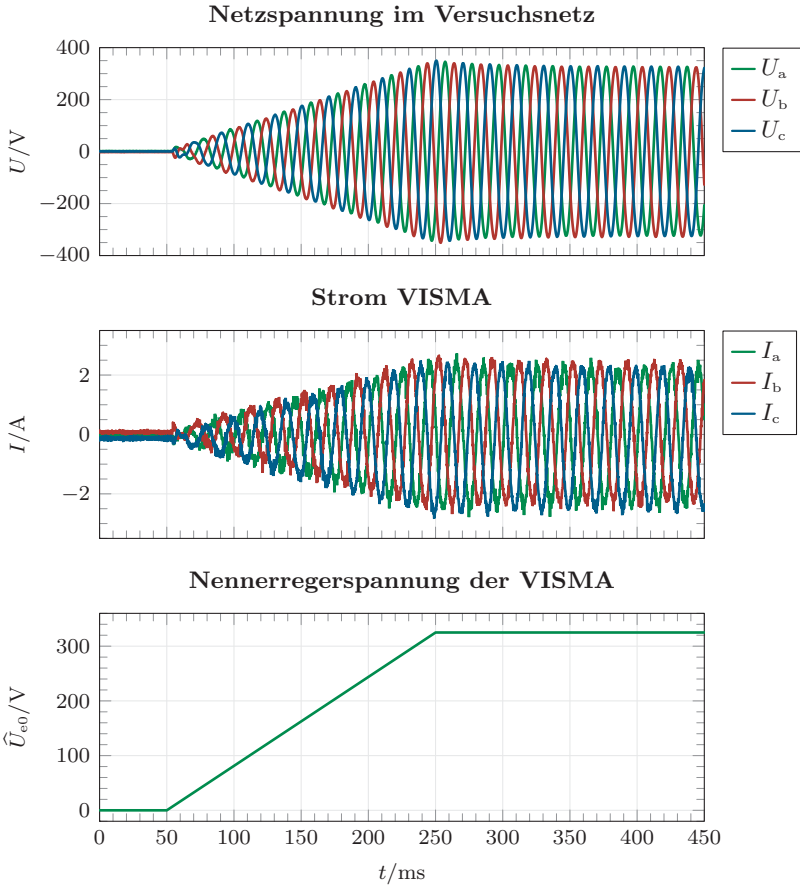


Abbildung 4.50 – Netzgrößen und Erregerspannung der virtuellen Synchronmaschine zum Versuch des Netzaufbaus aus dem Schwarzen heraus. Zu Versuchsbeginn ist der Zwischenkreis vorgeladen, die Filterkondensatoren am Ausgang entladen und das Versuchsnetz spannungslos. Bei 50 ms wird der Impuls für den Startvorgang gegeben. Die Rampengeschwindigkeit ist so eingestellt, dass nach 200 ms der Nennwert erreicht wird. Die Anzugszeit des Hilfsrelais für die hardwareseitige Impulsfreigabe verzögert den Netzaufbau geringfügig.

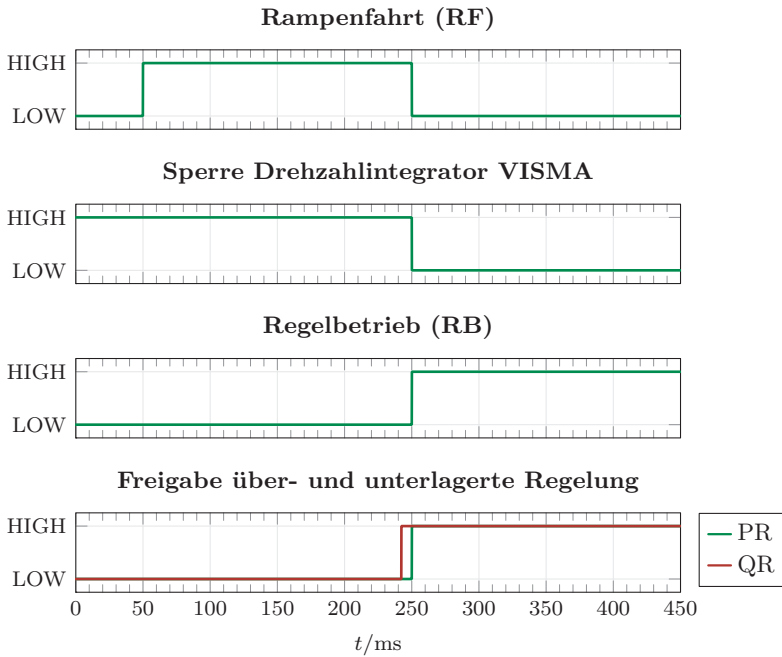


Abbildung 4.51 – Stellvariablen des Netzbetriebsreglers und des Reglers für die Generierung der Freigabesignale der Leistungsregler, die den Schwarzstartvorgang und den Übergang in den Regelbetrieb ermöglichen. Zum Zeitpunkt 50 ms wird der Impuls für den Startvorgang gegeben. Davor ist die VISMA bereit für den Aufbau des Netzes, da die Leistungsregler deaktiviert sind, der Drehzahlintegrator gesperrt ist und kein Regelbetrieb vorliegt. Mit dem Rampenfahrt-Signal wird die Erregerspannung bis auf den Nennwert erhöht. Bei Erreichen dieses Wertes wird der Drehzahlintegrator freigegeben und der Regelbetrieb aufgenommen. Die Wirkleistungsregelung (PR) beginnt mit Freigabe des Drehzahlintegrators, die Blindleistungsregelung (QR) wird bei Erreichen der Netzspannung von 99 % U_n bei 241 ms getriggert.

startvorgang und den Übergang in den stabilen Netzbetrieb erforderlich sind. Im obersten Zeitverlauf ist das Rampenfahrt-Signal (RF) des Steuerungsbausteins für die Erregerspannung dargestellt, welches über den gesamten Zeitraum, in welchem die Erregerspannung rampenförmig auf den Nennwert erhöht wird, ein HIGH ausgibt. Wie bereits erwähnt, ist die VISMA aufgrund des fehlenden Netzes vor dem Startzeitpunkt bei 50 ms bereit für den Aufbau eines Netzes. Aufgrund dessen ist der Drehzahlintegrator gesperrt, die Frequenz des virtuellen Rotors bei 50 Hz fixiert und der Wert des Signals Regelbetrieb (RB) auf LOW. Mit Abschluss der Rampenfahrt bei 250 ms wird der Drehzahlintegrator der VISMA freigegeben und der Regelbetrieb aufgenommen. Im unteren Zeitverlauf sind die Stellsignale der über- und unterlagerten Regelungen dargestellt. Die Frequenz- und Wirkleistungsregelung (PR) werden zum Ende der Rampenfahrt und mit der Freigabe des Drehzahlintegrators bei 250 ms aktiviert. Im Gegensatz dazu wird die Spannungs- und Blindleistungsregelung (QR) bereits während der Rampenfahrt, wenn der Effektivwert 99 % des Nennwertes der Netzspannung erreicht, aktiviert. Dies ist bereits bei 241 ms der Fall.

Die Rotorfrequenz, die Ist- und Sollwirkleistung sowie das virtuelle Rotordrehmoment sind in Abbildung 4.52 dargestellt. Die Sperre des Drehzahlintegrators wird durch diese Abbildung nochmals unterstrichen. Die Frequenz ist bei 50 Hz fixiert, bis die Rampenfahrt bei 250 ms beendet ist. Da die virtuelle Synchronmaschine jedoch schon ab etwa 55 ms einen Strom in das Netz einprägt und eine Spannung am Ausgangskondensator anliegt, wird durch diese auch schon Wirkleistung, bedingt durch die Last im Versuchsnetz, eingespeist. Der fixierte Drehzahlintegrator und die noch gesperrte Frequenz- und Wirkleistungsregelung geben zu dieser Zeit weder eine Sollwirkleistung noch ein Rotordrehmoment vor.

Zum Zeitpunkt der Regleraktivierung bei 250 ms wird durch die VISMA bereits eine Wirkleistung von ca. 1,1 kW in das Netz eingespeist. Da die

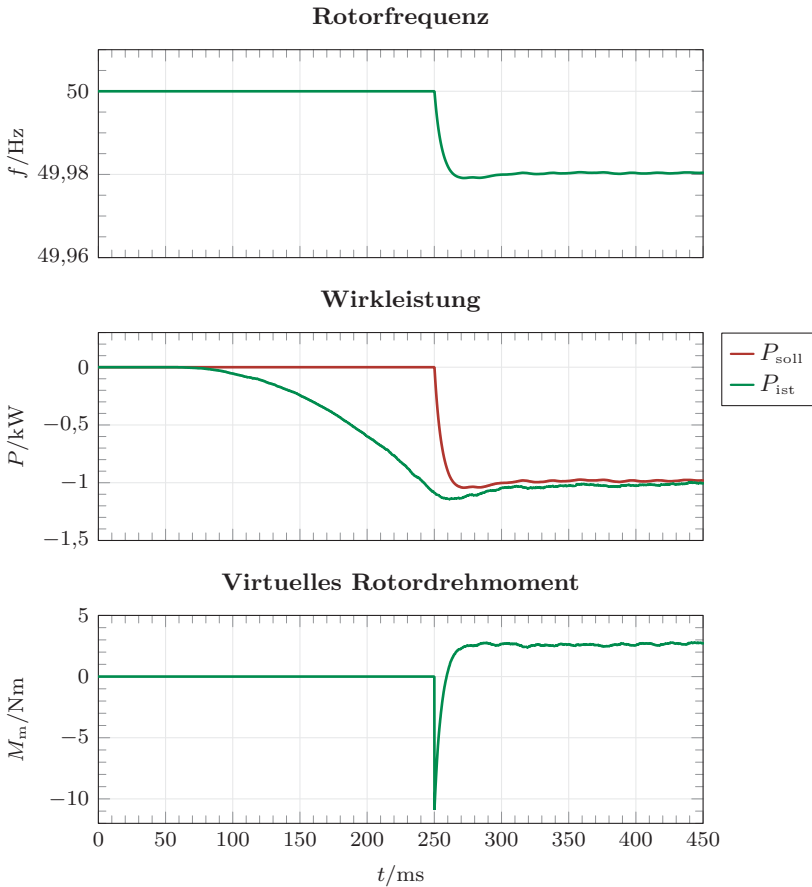


Abbildung 4.52 – Modellgrößen der Wirkleistungsregelung zum Versuch des Netzaufbaus aus dem Schwarzen heraus. Der gesperrte Drehzahlintegrator bis zum Abschluss der Rampenfahrt bei 250 ms zeigt sich an dieser Stelle nochmals. Bereits ab etwa 55 ms speist die VISMA eine Wirkleistung zur Versorgung der Last ins Netz ein. Mit dem Aktivierungsimpuls der Regelung wird zunächst ein negatives Moment zum Abbremsen des Rotors vorgegeben, bevor der Regler netzstützend ein positives Drehmoment für den Generatorbetrieb vorgibt.

Rotorfrequenz im Zeitpunkt der Aktivierung der Regelung noch bei 50 Hz ist, wird durch die Frequenzregelung weiterhin ein Wert von null vorgegeben. Da die Differenz zwischen Soll- und Istwirkleistung negativ ist, wird zunächst ein negatives Drehmoment vorgegeben, um den Rotor abzubremesen. Bereits 10 ms nach der Aktivierung der über- und unterlagerten Regelung wird das Rotordrehmoment positiv und 20 ms nach Regleraktivierung ist der quasistationäre Zustand erreicht.

In Abbildung 4.53 sind die effektive Netzspannung, die durch die VISMA bereitgestellte Blindleistung und die Erregerspannung der Maschine abgebildet. Die leicht verzögerte Impulsfreigabe und die anfänglich verzerrte Spannung (bis ca. 60 ms) aus Abbildung 4.50 spiegelt sich auch klar in der Netzspannung wider. Ferner ist der rampenförmige Anstieg auch an dieser Stelle ersichtlich. Zum Zeitpunkt 241 ms (rote Linie) hat der Effektivwert der Spannung 99 % des Nennwertes erreicht, wodurch der Spannungs- und Blindleistungsregler aktiviert werden (vgl. Abbildung 4.51, QR im untersten Zeitverlauf). Der Reglereingriff wird im untersten Zeitverlauf deutlich. Neben der Erregerspannung ist hier auch die Nennerregerspannung für die bessere Darstellung des Eingriffs mit abgebildet. Nach einem kurzen positiven Impuls beginnt der Spannungsregler die Erregerspannung bereits zur Erhaltung der Spannungsgrenzen durch Reduzierung der Erregung nachzuregeln. Ein kurzes Überspringen der Netzspannung ist hierdurch nicht unterbunden, allerdings mit einem Spitzenwert von 246 V ($\approx 1,07 U_N$) in den zulässigen Spannungsgrenzen. Die von der VISMA eingespeiste (kapazitive) Blindleistung entspricht der erforderlichen Blindleistung der Filterkondensatoren am Ausgang der beiden Systeme, die mit dem Netzaufbau noch geladen werden müssen.

Nach Abschluss des Netzaufbaus, Aktivierung aller Regler und dem Erreichen eines stabilen Arbeitspunktes – ca. 100 ms nach Ende der Rampenfahrt – ist ein vergleichbarer Netzzustand zu Abschnitt 4.3.5, in dem der

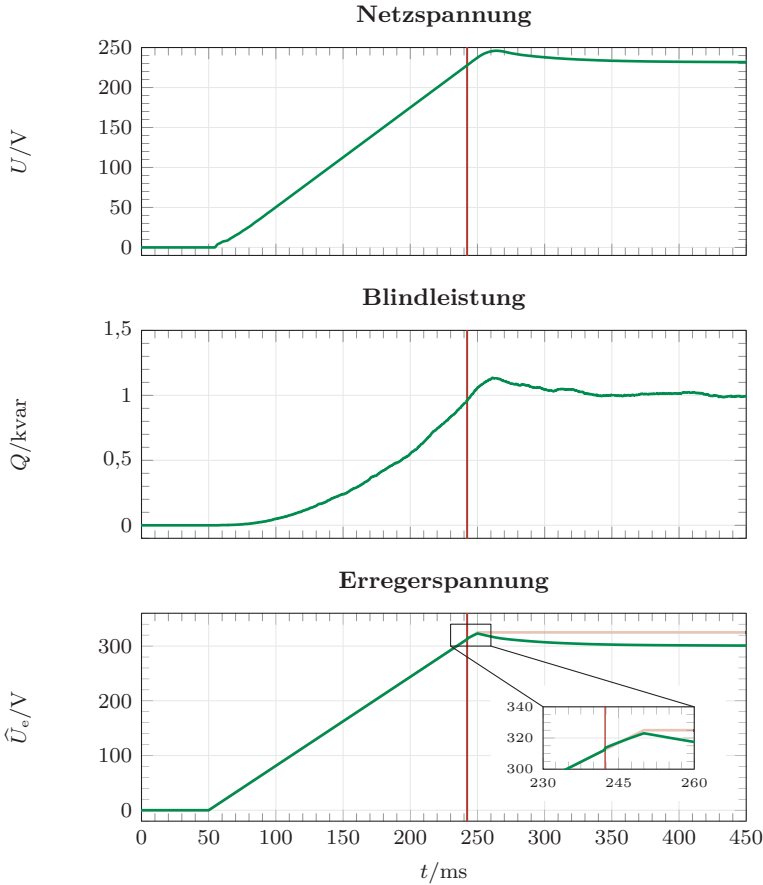


Abbildung 4.53 – Modellgrößen der Blindleistungsregelung zum Versuch des Netzaufbaus aus dem Schwarzen heraus. Die rampenförmige Erhöhung der Erregerspannung spiegelt sich auch als rampenförmiger Anstieg der Netzspannung wider. Die von der VISMA eingespeiste (kapazitive) Blindleistung entspricht der Blindleistung der Filterkapazitäten beider Systeme. Die rote Linie kennzeichnet die Regleraktivierung bei 241 ms. Der Reglereingriff auf die Erregerspannung zur Vermeidung einer Überspannung wird im Detailbild ersichtlich.

Netzausfall und Lastsprünge im entstandenen Inselnetz untersucht wurden, erreicht. Es lassen sich nun im stabilen Microgrid im Inselnetzbetrieb weitere Erzeugereinheiten und Lasten zu- oder abschalten. Auch eine Synchronisierung mit einem vorgelagerten Netz wäre möglich. Im Folgenden wird die Zuschaltung des zweiten VISMA-Systems und die damit verbundene Lastaufteilung zwischen den beiden Systemen untersucht.

Zuschaltung eines weiteren VISMA-Systems

Die virtuelle Synchronmaschine soll im Microgrid-Betrieb nicht nur in der Lage sein, als Alleinerzeuger das Netz zu versorgen, sondern auch im Verbund mit mehreren VISMA-Systemen und auch weiteren Erzeugungsanlagen, z. B. Photovoltaik-Einspeisewechselrichtern, einen stabilen Netzbetrieb gewährleisten. Ohne Änderungen an der Reglerstruktur wird nun die VISMA im unteren Netzstrahl (s. Einliniendiagramm in Abbildung 4.49) nach erfolgreicher Synchronisierung mit zeitgleicher Aktivierung aller vier Regler zugeschaltet.

Die Abbildung 4.54 zeigt neben der durch die beiden VISMA-Systeme eingespeiste Wirkleistung den momentanen Effektivwert der Netzspannung und die Frequenz. Bis zum Zeitpunkt 0,5s ist die VISMA 1 als Alleinerzeuger in Betrieb und versorgt die Last mit knapp 1kW. Im Augenblick der Zuschaltung bezieht die VISMA 2 kurzzeitig etwas Wirkleistung bevor das System mit der Einspeisung beginnt. Dies ist auf die Regleraktivierung zurückzuführen. Mit steigender Einspeisung durch die VISMA 2, wird die eingespeiste Leistung vom ersten System sukzessiv reduziert, wobei die Summe beider Systeme konstant bleibt. Bereits nach etwa 2,5s ist die Versorgung der Verbrauchereinheit durch die beiden virtuellen Synchronmaschinen zu gleichen Teilen gewährleistet. Die beiden Leistungsverläufe

sind symmetrisch zu ihrem Leistungsendwert von etwa 0,5 kW. Die Aufteilung zu gleichen Teilen ist auf die identische Parametrierung der beiden Systeme zurückzuführen.

Da die Netzfrequenz mit dem überlagerten Frequenz-Wirkleistungs-Regler gekoppelt ist, hat diese den gleichen Verlauf wie die Leistungskurve des ersten Systems. Die Netzspannung wird durch das Zuschalten der zweiten VISMA nur unwesentlich beeinflusst.

In Abbildung 4.55 sind die Zeitgrößen der Netzspannung und des durch die VISMA 1 eingepprägten Stromes zum Zeitpunkt der Zuschaltung der zweiten virtuellen Synchronmaschine sowie zum Abschluss der Lastübernahme im Detail dargestellt. Sowohl die Spannung als auch der durch das netzaufbauende System eingepprägte Strom werden im Augenblick der Zuschaltung bei 0,5 s des zweiten Systems nicht wesentlich beeinflusst. Während der Lastübernahme sinkt der Strom der VISMA 1 analog zur eingespeisten Wirkleistung um ca. die Hälfte ab. Die Spannung zeigt während des gesamten Vorgangs einen sauberen sinusförmigen Verlauf. Die Schaltvorgänge des Umrichters werden mit sinkendem Strom immer deutlicher, wobei der sinusförmige Verlauf des Stromes weiterhin beständig ist.

Das virtuelle Rotordrehmoment und die Erregerspannung der VISMA 1 sind in Abbildung 4.56 gezeigt. Das mechanische Drehmoment als Ausgangsgröße der unterlagerten Leistungsregelung nimmt den gleichen Verlauf wie die Netzfrequenz und die eingespeiste Wirkleistung an. Von Beginn der Zuschaltung wird die Größe sukzessive dem Endwert angenähert. Ebenso wird die Erregerspannung langsam an den neuen Wert herangeführt.

In diesem Versuch ist gezeigt worden, dass die Zuschaltung eines weiteren VISMA-Systems mit einer recht langsamen Lastübernahme von 2,5 s durch das zweite System verbunden ist. Dabei teilt sich die eingespeiste

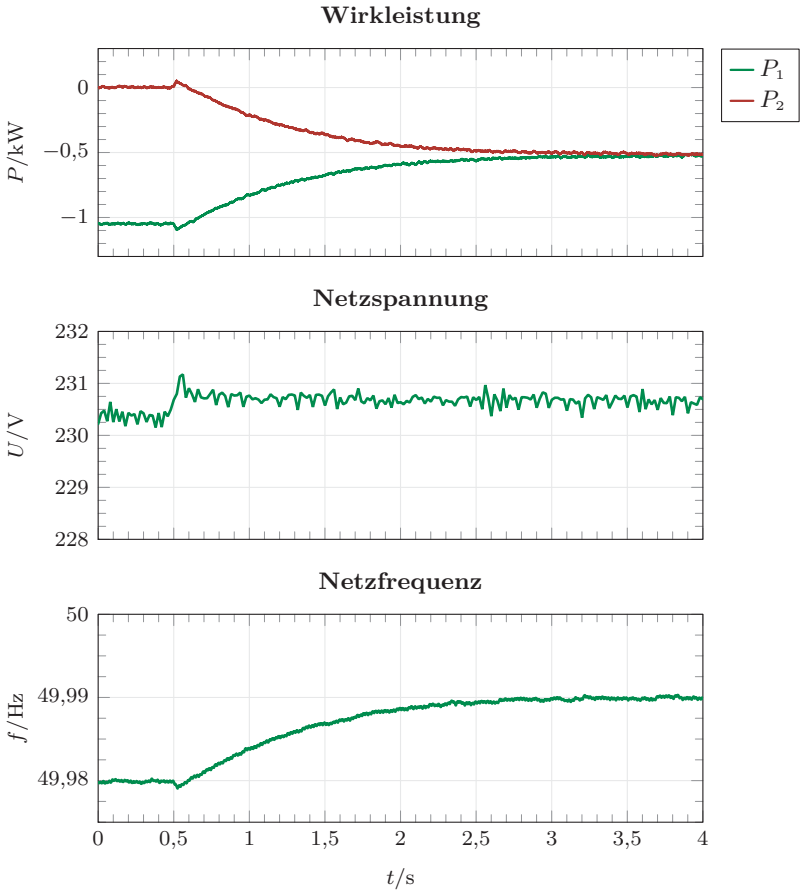


Abbildung 4.54 – Netzgrößen während des Zeitraums der Lastaufteilung von einer VISMA auf zwei Systeme. Die Aktivierung der zweiten VISMA wird bei 0,5s vorgenommen. Instantan steigt die eingespeiste Leistung durch das zweite System an und reduziert die vom ersten System eingespeiste Leistung. Aufgrund der identischen Reglerparameter erfolgt die Aufteilung zu gleichen Teilen. Die Kopplung von Netzfrequenz und Wirkleistung der Maschine bedingt gleiche Verläufe der Größen. Die Lastaufteilung ist nach etwa 2,5s beendet.

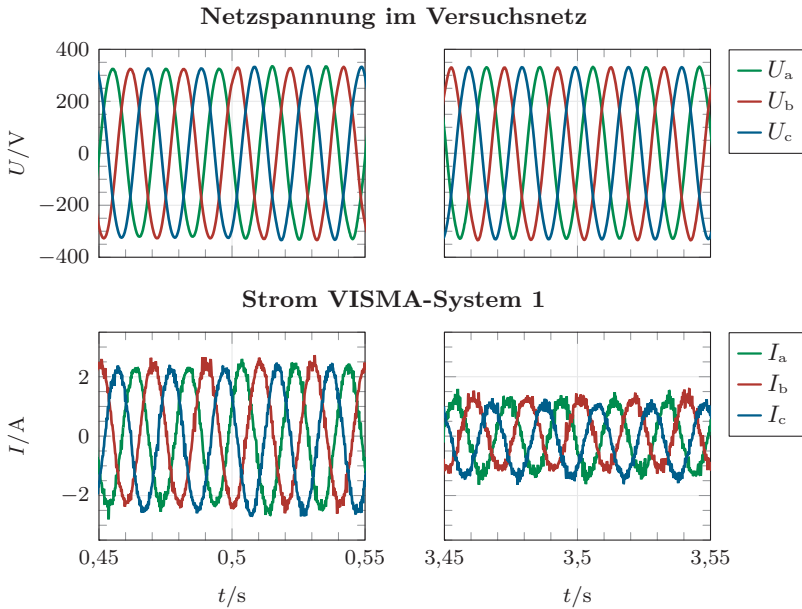


Abbildung 4.55 – Netzspannung und Strom der VISMA 1 vor der Zuschaltung des zweiten Systems und nach dem Abschluss der Lastübernahme. Die Netzspannung und der eingepreßte Strom werden im Augenblick der Zuschaltung des zweiten Systems nicht beeinflusst. Während der Lastübernahme sinkt der eingespeiste Strom langsam auf den Endwert ab. Die Spannung bleibt währenddessen unbeeinflusst.

Leistung entsprechend der Parameter der Leistungsregelung auf, hier jeweils zu 50 %. Es wird auch ersichtlich, dass die langsame Nachführung des Rotordrehmomentes und der Erregerspannung mit keinen Sprüngen in der Leistung verbunden ist. Darüber hinaus sind die Werte nach Erreichen ihres Endwertes konstant, weshalb es innerhalb des Versuchsnetzes zu keinen Wirk- oder Blindleistungspendelungen kommt und das System stabil bleibt. Eine spezifische oder zusätzliche Regelung zur Unterdrückung von

Pendelungen ist nicht zum Einsatz gekommen.

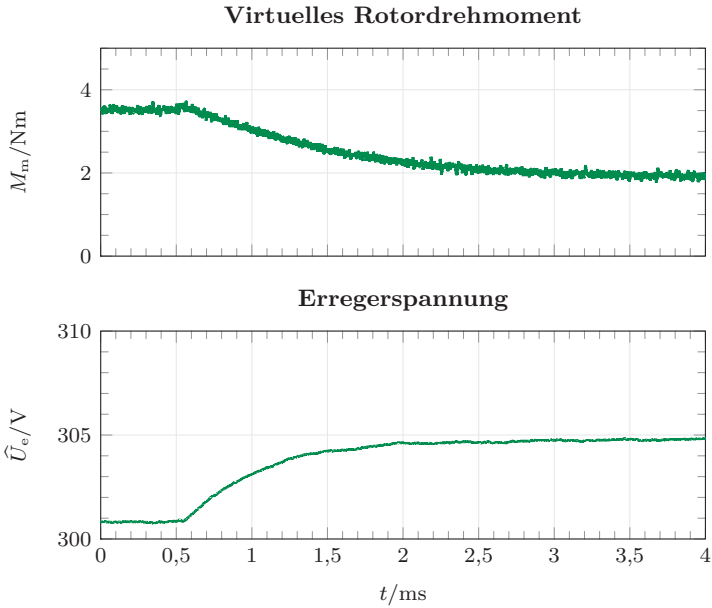


Abbildung 4.56 – Stellgrößen der VISMA 1 während der Lastübernahme durch das zweite System. Die Anpassung der Wirk- und Blindleistung an den neuen Arbeitspunkt des ersten Systems erfolgt recht langsam über einen Zeitraum von knapp 2,5 s, erkennbar an der langsamen Nachführung des virtuellen Rotordrehmoments und der Erregerspannung. Zu keinem Zeitpunkt sind Sprünge in den Stellgrößen zu erkennen. Die Lastaufteilung erfolgt kontinuierlich und es ist ein stabiler Betrieb ohne Leistungspendelungen zwischen den Systemen möglich.

Zuschaltung einer weiteren Last

Die bisher gezeigten Untersuchungen in Abschnitt 4.3.5, in denen eine Last zu- oder abgeschaltet wurde, ist mit nur einer VISMA als Alleinerzeuger durchgeführt worden. Nachdem im untersuchten Inselnetz die Versorgung der Last durch zwei Systeme sichergestellt ist, wird die Robustheit mit Hilfe von Lastsprüngen untersucht. Dazu wird die Last im Einliniendiagramm in Abbildung 4.49 von ungefähr 1 kW durch Zuschalten einer weiteren Laststufe auf 2,8 kW erhöht.

In Abbildung 4.57 sind die eingespeisten Wirkleistungen der beiden virtuellen Synchronmaschinen sowie der Effektivwert und die Frequenz der Netzspannung dargestellt. Der Lastsprung wird bei 0,5 s durchgeführt. Im Zeitverlauf der Wirkleistungen wird ersichtlich, dass der Ausgleichsvorgang bereits nach kürzester Zeit, eine detaillierte Auswertung ergab etwas mehr als 20 ms, quasi abgeschlossen ist. Die geringe Differenz, die zwischen den beiden Systemen kurz nach der Zuschaltung noch besteht, regelt sich selbstständig innerhalb von 2 s aus, sodass beide Systeme wieder die gleiche Leistung zur Versorgung der Last bereitstellen. Der Einbruch in der Netzspannung ist auf die Berechnung des Effektivwertes zurückzuführen, da die Spannung für etwa 3 ms nach der Schalthandlung kurzzeitig einbricht, bevor sie sich wieder stabilisiert, wie Abbildung 4.58 zeigt. Die Spannungsregelung beider Systeme greift, ähnlich wie die Frequenzregelung, so schnell ein, dass die Spannung innerhalb weniger Millisekunden ihren neuen Wert annimmt und zeitgleich die Frequenzänderung quasi abgeschlossen ist. Nach etwa 1 s ändert sich die Frequenz (nach Abbildung 4.57) auch nicht mehr.

Die Detaildarstellung von Strom und Spannung in Abbildung 4.58 unterstreicht das schnelle Erreichen des neuen stabilen Arbeitspunktes. Vor

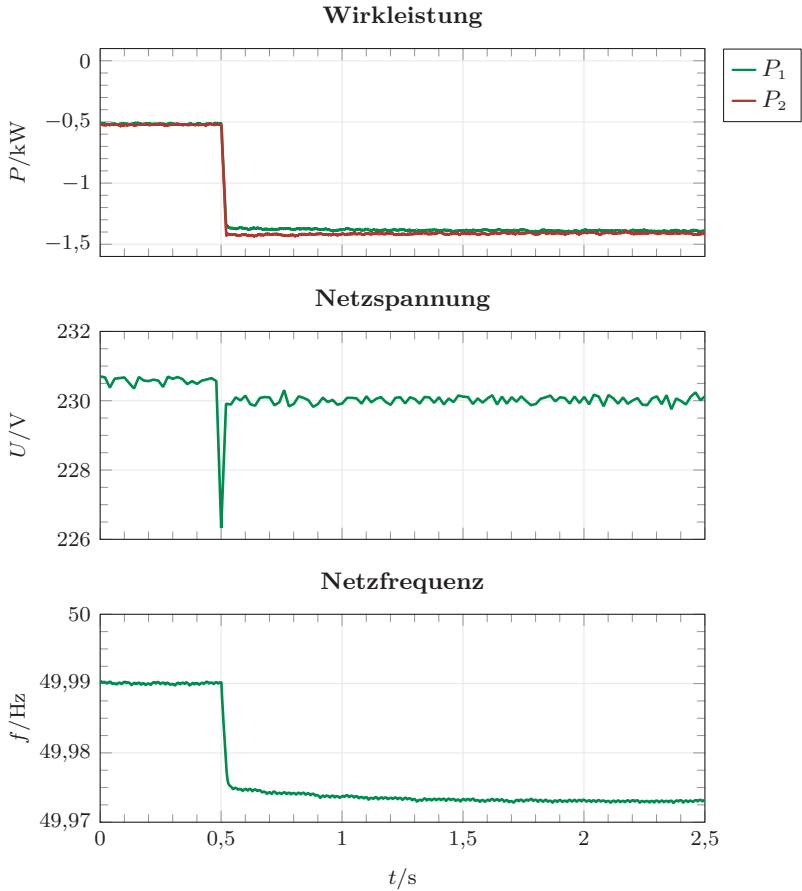


Abbildung 4.57 – Netzgrößen im Augenblick der Zuschaltung einer weiteren Ballaststufe und der damit verbundenen Erhöhung der Verbraucherlast. Neben den eingespeisten Wirkleistungen der beiden Systeme sind die Netzspannung und Netzfrequenz während der Zuschaltung einer weiteren Laststufe bei 0,5 s gezeigt. Innerhalb kürzester Zeit (eine detaillierte Auswertung ergab knapp 20 ms) gilt der Ausgleichsvorgang als quasi abgeschlossen. Als vollständig abgeschlossen gilt dieser nach 2 s. Pendelungen oder Instabilitäten bleiben aus.

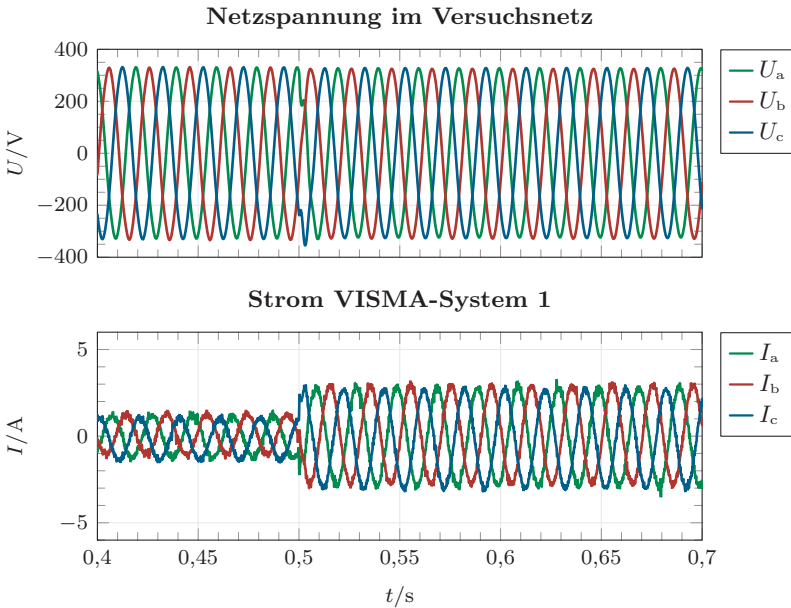


Abbildung 4.58 – Netzspannung und Strom der VISMA 1 im Augenblick der Lastzuschaltung. Zum Zeitpunkt der Schalthandlung ist ein kurzer Spannungseinbruch über den bekannten Zeitraum von ca. 3 ms zu erkennen. Durch das schnelle Eingreifen der Regler ist der Ausgleichsvorgang danach quasi abgeschlossen und das Netz wieder stabilisiert.

allen die eingprägten Ströme durch die VISMA-Systeme, hier ist nur der Strom des ersten Systems gezeigt, indiziert dies sehr deutlich.

Dieser Versuch beweist erkennbar, dass die virtuelle Synchronmaschine mit der entwickelten Reglerstruktur auch im Verbund mit weiteren VISMA-Systemen ein Inselnetz stabil betreiben kann. Der Übergang von einem zu einem neuen Betriebspunkt ist ohne Leistungspendelungen möglich, sodass die stabilisierende Wirkung der VISMA mit der entwickelten Regelung für

den Microgrid-Betrieb gezeigt ist. Die Regelung ist für diesen Versuch nicht adaptiert worden, weswegen ein universeller und stabiler Betrieb ermöglicht wird.

4.5 Resynchronisierungsregler

Wird das Versuchsnetz im Inselnetz betrieben, sollte bei der Wiederkehr eines vorgelagerten Netzes der Kuppelschalter, der beide Netze miteinander verbindet, nicht einfach geschlossen werden. Zur Vermeidung hoher Ausgleichsströme und zum Schutz der Betriebsmittel sollten der Raumzeiger des Versuchsnetzes und der des vorgelagerten Netzes nahezu übereinander liegen, sodass die Differenzspannung zwischen beiden Drehstromsystemen möglichst gering ist. Dies wird erreicht, wenn die nachfolgend genannten Synchronisierungsbedingungen erfüllt werden:

- Phasenfolge (Drehsinn der beiden Spannungssysteme)
- Frequenz
- Amplitude/Betrag
- Phasenlage (Winkel zwischen den beiden Raumzeigern)

Eine gängige Möglichkeit in der Praxis zur Sicherstellung der Einhaltung aller Synchronisierungsbedingungen bei der manuellen Synchronisierung ist die Dunkelschaltung. Hierzu wird, wie in Abbildung 4.59 dargestellt, parallel zu dem Leistungsschalter in der jeweiligen Phase eine Lampe geschaltet. Sind die oben genannten Bedingungen bei geöffneter Schaltstrecke erfüllt, sind die Zeiger der beiden Spannungssysteme deckungsgleich (vgl. Abbildung 4.60a) und alle Lampen erloschen. Der Kuppelschalter kann ohne gefährliche Ausgleichsströme geschlossen werden. Je heller die Dunkelschaltung leuchtet, desto größer ist der Winkelversatz zwischen den beiden Drehstromsystemen und desto größer wäre der Stromstoß, der beim

Schalten hervorgerufen werden würde. Haben die beiden Drehstromsysteme unterschiedliche Drehrichtungen (s. Abbildung 4.60b), kann immer nur ein Phasenspannungszeigerpaar in Deckung gebracht werden, nie aber alle drei gleichzeitig. Die Synchronisierungsbedingungen können somit nicht vollständig erfüllt werden und die Dunkelschaltung erlischt nicht komplett. [39]

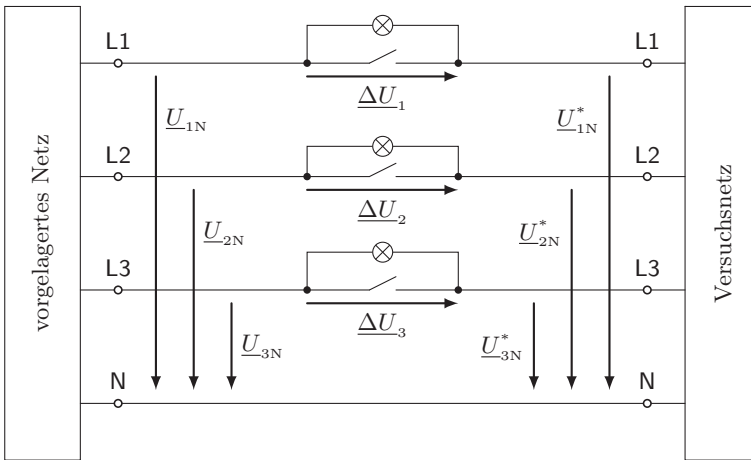


Abbildung 4.59 – Ersatzschaltbild der Dunkelschaltung. Bei der manuellen Synchronisierung werden die Zuschaltbedingungen mit der Dunkelschaltung sichergestellt. Hierzu wird parallel zum Leistungsschalter in der jeweiligen Phase eine Lampe geschaltet. Sind bei geöffneter Schaltstrecke alle Lampen erloschen, sind die Synchronisierungsbedingungen erfüllt und der Schalter kann ohne gefährliche Ausgleichsströme geschlossen werden.

In einem kleinen Versuchsnetz, wie bspw. in Abbildung 4.5 (S. 69) gezeigt, kann das entstandene Inselnetz mit dem vorgelagerten Niederspannungsnetz in gleicher Weise wie eine reale Synchronmaschine mit dem Netz manuell synchronisiert werden. Im ersten Schritt wird die Spannung im Versuchsnetz durch Variation der Erregerspannung der VISMA und damit der

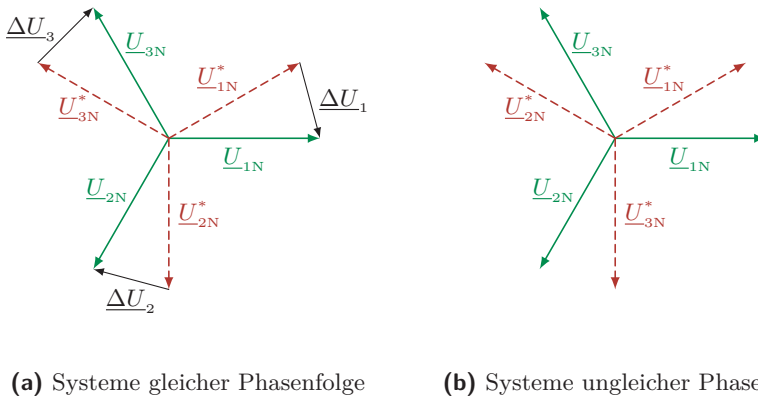


Abbildung 4.60 – Zeigerbilder zweier Systeme, links mit gleicher und rechts mit ungleicher Phasenfolge. Haben beide Drehstromsysteme die gleiche Phasenfolge, kann die Differenzspannung zwischen jeder Phase des vorgelagerten Netzes und jeder gleichen Phase des Versuchsnetzes zu null werden. Sind alle Differenzspannungen null, sind auch die Zuschaltbedingungen erfüllt. Bei ungleicher Phasenfolge kann immer nur eine Differenzspannung zu null werden, die Zuschaltbedingungen können nie erfüllt werden.

Klemmenspannung am Umrichterausgang an die Spannung im vorgelagerten Netzgebiet angepasst. Mittels geeigneter Frequenzmesser, z. B. Doppelzungenfrequenzmesser, kann die virtuelle Rotorfrequenz, die synchron zur Netzfrequenz im Versuchsnetz ist, durch eine schrittweise Änderung des virtuellen Rotordrehmomentes an die Frequenz des vorgelagerten Netzes herangeführt werden. Sobald die Dunkelschaltung erloschen ist, sind die Phasenspannungszeigerpaare deckungsgleich und die Synchronisierungsbedingungen erfüllt.

Die manuelle Synchronisierung ist für das Microgrid mit mehreren VISMA-Systemen nicht mehr praktikabel. Zum einen sind die Beträge und die Pha-

senlagen der Klemmenspannung an jedem Umrichter aufgrund der Spannungsfälle über den Netzersatzelementen verschieden. Zum anderen führen Schalthandlungen innerhalb des Microgrids während der Synchronisierung zu neuen Netzverhältnissen, die ausgeglichen werden müssen. Zudem bedingt die Struktur der Leistungsregler sowie der vorgelagerten Frequenz-Wirkleistungs- und Spannungs-Blindleistungs-Regler (vgl. Abschnitt 4.3), dass das Angleichen des Betrages und der Frequenz der Versuchsnetzspannung am besten kollektiv durch alle virtuelle Synchronmaschinen vorgenommen wird. Aus diesem Grund muss ein übergeordneter Regler die Spannung beider Netze erfassen (vgl. Abbildung 4.59) und am Netzverknüpfungspunkt, nicht an den Klemmen der Umrichter, angleichen. Nur so können die Synchronisierungsbedingungen schrittweise nach Wiederkehr des vorgelagerten Netzes umgesetzt und die Schaltstrecke nach Erfüllung aller Bedingungen geschlossen werden.

Funktionsweise des Resynchronisierungsregler

Für die Resynchronisierung des Microgrids mit dem vorgelagerten Netz werden mittels zweier übergeordneter Regler die Frequenz und der Effektivwert der Spannung des Versuchsnetzes an das vorgelagerte Netz angeglichen. Hierzu bestimmt je eine Phasenregelschleife für beide Netze die Frequenz und Spannung sowie die Phasenlage des Netzzeigers, sodass sich die Raumzeiger des Versuchsnetzes $\mathbf{u}_{\text{int}}$ und des Außernetzes $\mathbf{u}_{\text{ext}}$ ermitteln lassen (vgl. Abbildung 4.61a). Die Darstellung der beiden Raumzeiger im statorfesten $\alpha\beta$ -Koordinatensystem ist für die Resynchronisierung nicht besonders geeignet, da das Augenmerk nicht auf die Position der Zeiger im Koordinatensystem gelegt wird, sondern auf den Winkel zwischen den beiden Zeigern. Daher wird das Raumzeigerbild in ein Synchronisierungsbild überführt, in welchem der Raumzeiger des vorgelagerten Netzes als Bezugszeiger in der Vertikalen fixiert liegt. Der Zeiger des Microgrids wird

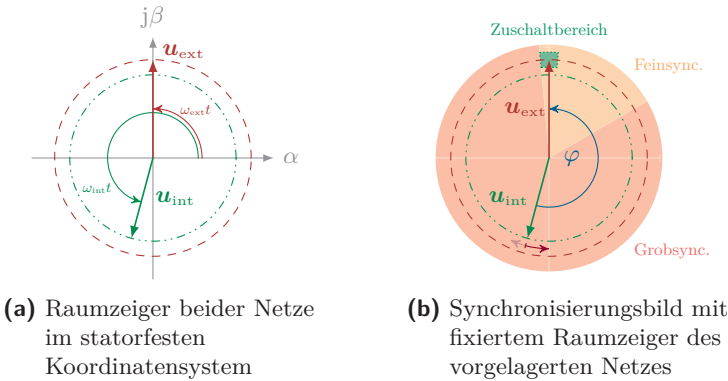


Abbildung 4.61 – Raumzeiger- und Synchronisierungsbild des Zeigers des Microgrids und des vorgelagerten Netzes. Das statorfeste Raumzeigerbild in $\alpha\beta$ -Koordinaten wird für die bessere Darstellung der Resynchronisierung und der entsprechenden Aktionsbereiche während der Synchronisierung in ein Synchronisierungsbild überführt. Hierbei wird der Raumzeiger des vorgelagerten Netzes in der Vertikalen fixiert und der Raumzeiger des Microgrids auf diesen bezogen. Die Resynchronisierung unterteilt sich in eine Grob- und eine Feinsynchronisierung. Bei Erreichen des Zuschaltbereiches wird ein Impuls zum Schließen der Schaltstrecke generiert.

mit Betrag und Phasenlage auf den Raumzeiger des vorgelagerten Netzes bezogen, s. Abbildung 4.61b.

Ist die Frequenz des Microgrids gegenüber der des vorgelagerten Netzes geringer, dreht sich der Zeiger des Microgrids im Uhrzeigersinn. Ist die Frequenz des Versuchsnetzes größer, dreht sich dieser gegen den Uhrzeigersinn.

Ziel der Resynchronisierung ist, die beiden Raumzeiger möglichst in Deckungsgleichheit zu bringen. Durch gezieltes Verschieben der Frequenz-Wirkleistungs- und Spannungs-Blindleistung-Kennlinien aller an der Syn-

chronisierung beteiligten VISMA-Systeme kann der Netzzeiger des Versuchsnetzes an den des vorgelagerten Netzes angenähert werden. Dazu wird der Betrag des Zeigers angeglichen und die Frequenz des Microgrids insoweit erhöht, dass sich der Raumzeiger gegen den Uhrzeigersinn von hinten dem Zeiger des vorgelagerten Netzes annähert. Hierzu ist der Synchronisierungsvorgang in zwei Bereiche unterteilt. Zum einen in eine Grobsynchronisierung, bei der die Annäherung an den Raumzeiger des vorgelagerten Netzes mit einer erhöhten Geschwindigkeit realisiert ist. Sobald sich der Raumzeiger des Microgrids gegen den Uhrzeigersinn ausreichend dicht an den anderen Zeiger angenähert hat und einige der Zuschaltbedingungen bereits erfüllt sind, beginnt die Feinsynchronisierung. Hierbei wird die Annäherungsgeschwindigkeit an den Raumzeiger u_{ext} reduziert.

Sobald der Raumzeiger des Microgrids u_{int} den Zuschaltbereich erreicht hat, sind alle Synchronisierungsbedingungen erfüllt. Somit wird ein Impuls für die Zuschaltung generiert und die Schaltstrecke zwischen beiden Netzen geschlossen.

Ermittlung der Spannung und Frequenz beider Netze

Für den Synchronisierungsvorgang müssen sowohl der Effektivwert der Spannung als auch die Frequenz der beiden Netze bekannt sein. Hierfür eignen sich vor allem Phasenregelschleifen. Nach [40], [41] und [42] hat sich für dreiphasige Netze mit Unsymmetrien, Oberschwingungen und variabler Frequenz besonders die Decoupled Double Synchronous Reference Frame PLL (DDSRF-PLL) bewährt. Diese ist im Vergleich zu anderen Phasenregelschleifen robust gegen Störungen und in der Lage auf Änderungen der Netzgrößen schnell zu reagieren.

Die DDSRF-PLL überführt die Netzgrößen mittels Clarke- und Park-Transformation in zwei entgegengesetzt rotierende Referenzsysteme, so-

dass sich mit einem geeigneten Entkopplungsnetzwerk das Mit- und Gegensystem separieren lassen. Eine gängige SRF-PLL bestimmt anschließend die Frequenz und den Winkel des entkoppelten Mitsystems. Zudem kann aus dem Betrag der d- und q-Komponente die Amplitude der Spannung abgeleitet werden. Die Umsetzung der Phasenregelschleife erfolgt nach [43], wie Abbildung 4.62 zeigt.

Das Entkopplungsnetzwerk des Mitsystems folgt der Gleichung:

$$\tilde{u}_{dq}^+ = \begin{pmatrix} \tilde{u}_d^+ \\ \tilde{u}_q^+ \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} u_d^+ \\ u_q^+ \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} -\bar{u}_d^- \\ \bar{u}_q^- \end{pmatrix} \cdot \cos(2\omega t) + \begin{pmatrix} -\bar{u}_q^- \\ \bar{u}_d^- \end{pmatrix} \cdot \sin(2\omega t) \quad (4.11)$$

Und das Entkopplungsnetzwerk des Gegensystems folgt der Gleichung:

$$\tilde{u}_{dq}^- = \begin{pmatrix} \tilde{u}_d^- \\ \tilde{u}_q^- \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} u_d^- \\ u_q^- \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} -\bar{u}_d^+ \\ \bar{u}_q^+ \end{pmatrix} \cdot \cos(-2\omega t) + \begin{pmatrix} -\bar{u}_q^+ \\ \bar{u}_d^+ \end{pmatrix} \cdot \sin(-2\omega t) \quad (4.12)$$

Zur Vermeidung hochfrequenter Anteile in den Ausgangsvektoren der beiden Entkopplungsnetzwerke wird ein Tiefpassfilter erster Ordnung mit der Grenzfrequenz ω_f nachgeschaltet.

Die Struktur der SRF-PLL zeigt Abbildung 4.63, die ebenfalls [43] folgt. Die Phasenregelschleife regelt hierbei die q-Komponente des entkoppelten Spannungssignals des Mitsystems $\tilde{u}_q^+$, die dem Phasenfehlersignal entspricht, zu null. Der verwendete Parametersatz ist der Tabelle A.3 im Anhang zu entnehmen.

Anpassung der Spannung im Microgrid an das Außennetz

Grundlage der Regelung für die Anpassung der Spannung im Microgrid an die Spannung im Außennetz, die in Abbildung 4.64 dargestellt ist, sind die

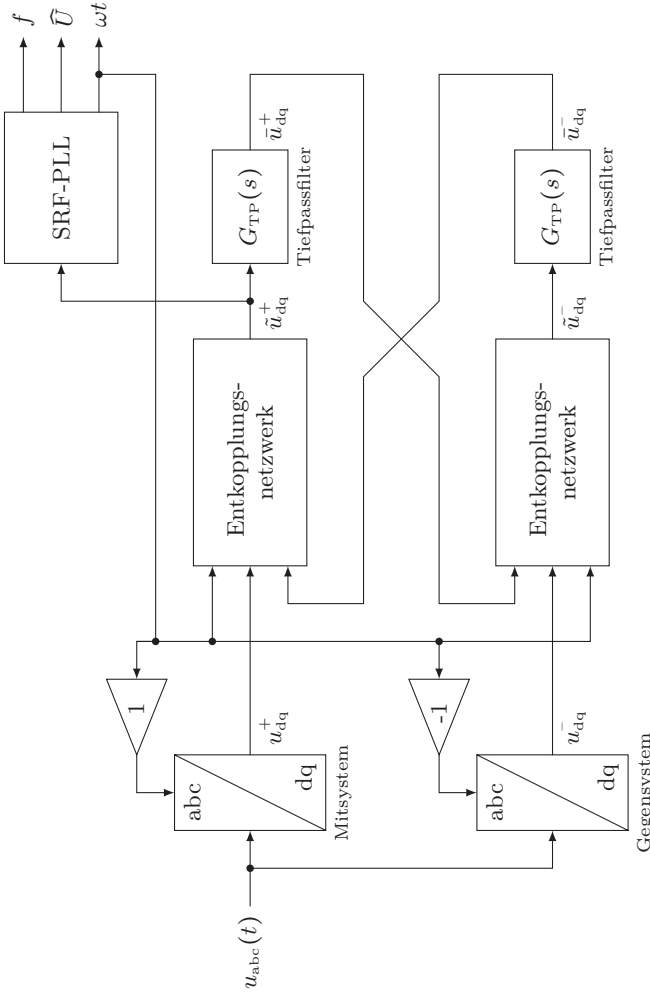


Abbildung 4.62 – Blockschaltbild der Decoupled Double Synchronous Reference Frame PLL. Die Phasenregelschleife überführt die Netzgrößen in zwei entgegengesetzt rotierende Referenzsysteme, so dass sich das Spannungssignal in das Mit- und Gegensystem separieren lassen. Eine gängige SRF-PLL bestimmt anschließend die Frequenz, den Winkel und die Amplitude des Raumzeigers. (siehe auch [43])

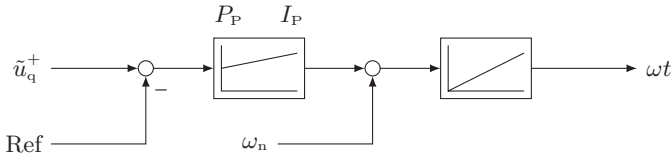


Abbildung 4.63 – Blockschaltbild der SRF-PLL, die in der DDSRF-PLL verwendet wird. Die q-Komponente des entkoppelten Spannungssignals des Mitsystems wird als Phasenfehlersignal durch einen PI-Regler auf null geregelt. Die Integration der Summe des Phasenfehlersignals und der Netznennkreisfrequenz ergibt den Phasenwinkel des Netzes.

beiden durch die Phasenregelschleifen bestimmten effektiven Spannungen vor und hinter der Schaltstrecke, U_{ext} des vorgelagerten Netzes und U_{int} des Versuchsnetzes. Durch einen PI-Regler wird eine Verschiebungsspannung ΔU bestimmt, die als zusätzliche Eingangsgröße an den Spannungs-Blindleistungs-Regler (vgl. Abbildung 4.31) übergeben wird. Diese Spannung verschiebt schließlich die hinterlegte Kennlinie des Reglers (s. Abbildung 4.29b). Somit wird die Spannung an der Schaltstrecke bzw. am Netzanschlusspunkt angehoben oder abgesenkt, solange bis die Differenz zwischen interner und externer Spannung eliminiert ist.

Der zusätzliche Zweig nach dem Summationspunkt hat die Aufgabe, die Differenz zwischen den beiden Spannungen zu überwachen. Dazu wird überprüft, ob der Betrag der Spannungsabweichung kleiner als $2,3\text{ V}$ – also $\pm 1\%$ der Netznennspannung – ist. Die hieraus gewonnene boolsche Stellvariable wird zum einen für die Überprüfung der Synchronisierungsbedingungen und zum anderen als eine der drei Bedingungen für die Feinsynchronisierung genutzt.

Die im Rahmen dieser Arbeit gewählte Grenze der Spannungsdifferenz mit $\pm 1\% U_n$ ist im Vergleich zu den in den derzeit gültigen Normen und Richt-

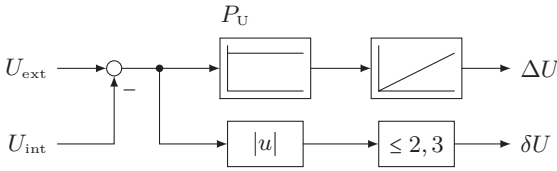


Abbildung 4.64 – Blockschaltbild des Reglers für die Spannungsanpassung und die Überprüfung der Spannungsabweichung zwischen den beiden Netzen. Die Anpassung der Spannung im Versuchsnetz an die Spannung des vorgelagerten Netzes erfolgt durch einen PI-Regler, welcher die Differenz der beiden Spannungen eliminiert. Mittels Parallelzweig wird die Spannungsdivergenz überwacht und beim Unterschreiten der 1 %-Grenze ein Freigabesignal generiert.

linien genannten Spannungsunterschieden viel kleiner. Die zulässige Differenz beträgt in Mittelspannungsnetzen $\pm 5\% U_n$ und in Hochspannungsnetzen sogar $\pm 10\% U_n$ [37, 38].

Anpassung der Frequenz im Microgrid an das Außernetz

Grundlage der Regelung für die Anpassung der Frequenz im Microgrid an die Frequenz des vorgelagerten Netzes sind die von den beiden Phasenregelschleifen bestimmten Netzfrequenzen vor und hinter der Schaltstrecke. Hierbei ist f_{int} die Frequenz des Versuchsnetzes und f_{ext} die Frequenz des vorgelagerten Netzes, wie Abbildung 4.65 zeigt.

Die Synchronisierung beider Netze kann nur durchgeführt werden, wenn sich diese in ihrer Frequenz unterscheiden. Wenn beide Netze die exakt gleiche Frequenz haben, kann der Phasenwinkelversatz φ (s. Abbildung 4.61b) zwischen den beiden Netzen nicht eliminiert werden. Aus diesem Grund wird der Differenz aus interner und externer Frequenz eine Differenzfrequenz δf hinzugefügt, um welche sich die beiden Netzfrequenzen unter-

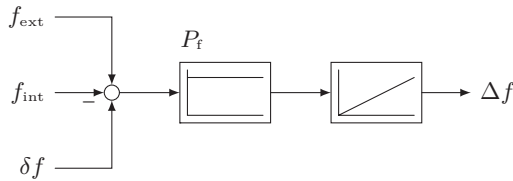


Abbildung 4.65 – Blockschaltbild des Reglers für die Frequenzanpassung zwischen den beiden Netzen. Die Anpassung der Frequenz im Versuchsnetz an die Frequenz des vorgelagerten Netzes erfolgt mit einem PI-Regler durch Eliminierung der Frequenzdifferenz. Da mit Frequenzgleichheit beider Netze keine Synchronisierung erfolgen kann, wird eine Differenzfrequenz δf eingeführt, um welche sich die beiden Netze unterscheiden, sodass sich der Netzzeiger des Versuchsnetzes von hinten dem Netzzeiger des vorgelagerten Netzes annähern kann.

scheiden sollen. Somit wird gewährleistet, dass die Frequenz des Microgrids größer ist und sich der Netzzeiger des Versuchsnetzes dem des vorgelagerten Netzes von hinten annähert.

Die Frequenzanpassung wird im Rahmen dieser Arbeit in zwei Schritten durchgeführt. Zu Beginn der Resynchronisierung wird das Microgrid zunächst grob an das Außennetz synchronisiert. Hierfür wird die Differenzfrequenz δf noch recht groß gewählt, mit dem Ziel die Resynchronisierung zu beschleunigen. Für den Übergang von der Grob- zur Feinsynchronisierung müssen folgende drei Bedingungen erfüllt werden:

1. Die Frequenzdifferenz zwischen dem vorgelagerten Netz und dem Versuchsnetz ist kleiner als Null, die Frequenz im Versuchsnetz ist somit größer.
2. Der Phasenwinkel zwischen dem Netzzeiger des vorgelagerten Netzes und des Versuchsnetzes ist zwischen 60° und -5° .
3. Der Effektivwert der Spannung des Versuchsnetzes ist an die Spannung des vorgelagerten Netzes bereits angenähert.

Mit der Feinsynchronisierung wird erreicht, dass die Frequenzdifferenz zwischen dem Microgrid und dem vorgelagerten Netz verringert, die Annäherung des Netzzeigers verlangsamt wird und im Augenblick des Schließens der Schaltstrecke sich die Frequenzen der beiden Netzen nur noch um den Wert δf unterscheiden.

Für die Grob- und Feinsynchronisierung sind im Kontext dieser Arbeit Frequenzdifferenzen von 50 mHz und 10 mHz gewählt worden. Diese sind im Vergleich zu den üblichen Einstellwerten einer Synchronisierungseinrichtung in Mittel- und Hochspannungsnetzen von 200 mHz und 100 mHz verhältnismäßig gering [37, 38].

Überprüfung der Phasenfolge und Phasenlage

Die Überprüfung der Phasenfolge erfolgt mittels einer Nachbildung der Dunkelschaltung, wie das Blockschaltbild in Abbildung 4.66 zeigt. Hierzu werden aus den zeitlichen Größen der Phasenspannungspaare die Differenzen gebildet. Die anschließende Effektivwertberechnung ergibt die Spannungen, welche über der Schaltstrecke anliegen (vgl. Abbildung 4.59). Sind die Differenzspannungen $\underline{\Delta U}_i$ kleiner als 10 V gelten die Lampen der Dunkelschaltung als erloschen. Ist dies für alle drei Phasen gleichzeitig der Fall, generiert die Schaltung eine boolsche Stellvariable, dass die Phasenfolge übereinstimmt.

Die Dunkelschaltung erfüllt neben der Überprüfung der Phasenfolge einen zusätzlichen Sicherheitsaspekt während der Synchronisierung. Zum Zeitpunkt des Erlöschens aller drei Lampen bzw. bei Unterschreiten der definierten Spannungsdifferenz sind die Phasenspannungszeigerpaare nahezu deckungsgleich, sodass ein Zuschalten ohne gefährliche Ausgleichsströme möglich ist. Dennoch wird dieses Signal nicht als einziges Kriterium für

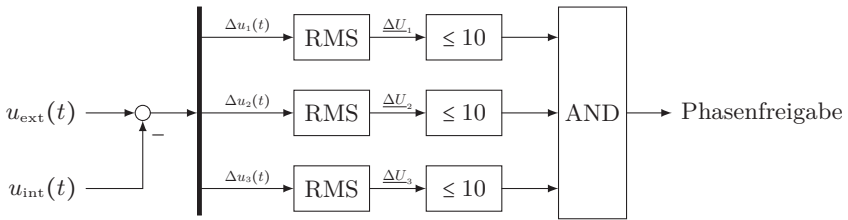


Abbildung 4.66 – Blockschaltbild des Reglers, welcher die Dunkelschaltung nachbildet. Durch die Bildung der Differenzen der Phasenspannungspaare mit anschließender Effektivwertbildung werden die Spannungen über der Schaltstrecke ermittelt. Wenn diese den definierten Grenzwert unterschreiten gelten die Lampen der Dunkelschaltung als erloschen. Ist dies für alle Phasen gleichzeitig der Fall, wird ein Signal generiert, welches die Übereinstimmung der Phasenfolge signalisiert.

die Zuschaltung verwendet, wie im weiteren Verlauf dieses Kapitels gezeigt wird.

Neben der Phasenlage wird auch der Winkelversatz zwischen den beiden Raumzeigern bestimmt. Durch Differenzbildung der beiden Winkelgeschwindigkeiten mit anschließender Modulo-Operation wird der Winkel im Bogenmaß bestimmt. Eine geeignete Funktion transformiert diesen ins Gradmaß, wie Abbildung 4.67 zeigt.

Neben dem Phasenwinkel selbst wird ein Phasenwinkeldifferenzsignal ermittelt. Dieses wird für die Erzeugung eines Synchronisierungsimpulses genutzt und grenzt den Zuschaltbereich aus Abbildung 4.61b mit $\pm 5^\circ$ ein. Dieser ist wiederum im Vergleich zu den üblichen Einstellwerten einer Synchronisierungseinrichtung in Mittel- und Hochspannungsnetzen mit $\pm 10^\circ$ deutlich geringer [37, 38].

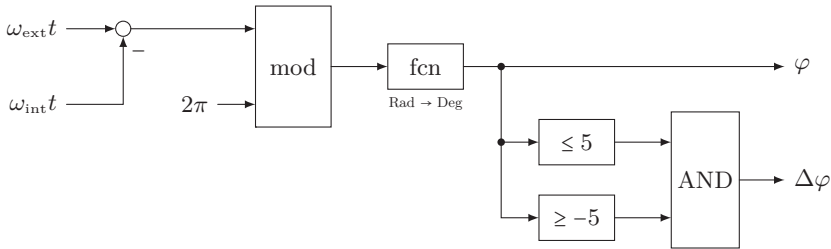


Abbildung 4.67 – Blockschaltbild des Reglers zur Bestimmung des Phasenwinkels und zum Erzeugen eines Phasenwinkeldifferenzsignals. Neben der Bestimmung des Phasenwinkels wird der Zuschaltbereich aus Abbildung 4.61b definiert und somit ein Signal zur Erzeugung eines Synchronisierungsimpulses erzeugt.

Erzeugung eines Synchronisierungsimpulses

Die Schaltstrecke darf erst mit Erfüllung aller Synchronisierungsbedingungen geschlossen werden. Um dies sicherzustellen, müssen mehrere Bedingungen erfüllt werden. Zum einen muss die boolsche Stellvariable für die Phasenfolge der Dunkelschaltung vorliegen sowie der Phasenwinkelversatz φ zwischen beiden Raumzeiger innerhalb des Zuschaltbereiches von $\pm 5^\circ$ liegen. Zum anderen muss die Bedingung der Spannungsdifferenz δU erfüllt, also die Differenz der Spannungen beider Netze ist kleiner als $1\% U_n$, und die Feinsynchronisierung aktiv sein. Sofern alle Bedingungen vorliegen wird noch eine Verzögerung von 100 ms abgewartet. Somit ist sichergestellt, dass die Zuschaltbedingungen ausreichend lange vorliegen, bevor der Synchronisierungsimpuls letztlich gegeben wird, womit die Schaltstrecke geschlossen wird. Das Blockschaltbild zur Signalerzeugung zeigt Abbildung 4.68.

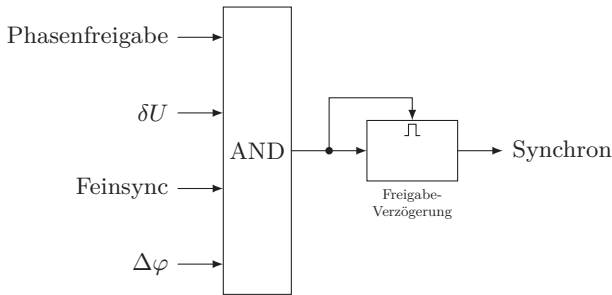


Abbildung 4.68 – Blockschaltbild zur Erzeugung eines Synchronisierungsimpulses. Dieser wird mit der Erfüllung aller Zuschaltbedingungen (Dunkelschaltung, Spannungs- und Frequenzanpassung sowie Winkelversatz zwischen den Raumzeigern) gesetzt. Eine Verzögerung von 100 ms stellt sicher, dass alle Bedingungen ausreichend lange vorliegen, bevor die Schaltstrecke geschlossen wird.

Validierung am Prüfstand

Die praktische Anwendbarkeit des entwickelten Resynchronisierungsreglers erfolgte wiederum am Prüfstand. Hierzu wird ein Versuchsnetz mit einer VISMA und einer Last mit räumlicher Ausdehnung aufgebaut, wie Abbildung 4.69 zeigt. Hierbei handelt es sich um ein vergleichbares Einliniendiagramm (vgl. Abbildung 4.49), mit welchem das Funktionsprinzip des Reglers für den Netzaufbau im vorherigen Abschnitt gezeigt wurde. Somit wird an eine mögliche typische Netzsituation angeschlossen.

In der Schaltstrecke zwischen dem vorgelagerten Niederspannungsnetz und der zentralen Sammelschiene sind zwei Leistungsschütze verbaut, die mittels DSP mit eingebettetem Regler geschaltet werden. Im regulären Netzparallelbetrieb sind beide Schütze geschlossen. Wird der Netzausfall emuliert und der Übergang des Microgrids in den Inselnetzbetrieb erzwungen, werden beide Schütze gleichzeitig geöffnet. Das Schütz K1 kann anschlie-

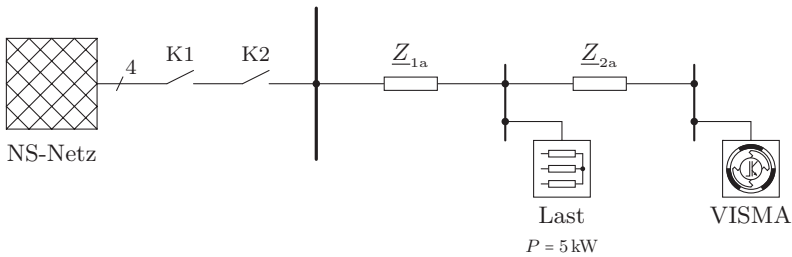


Abbildung 4.69 – Einliniendiagramm zur Resynchronisierung eines einfachen Netzes mit dem vorgelagerten Netz. Das Versuchsnetz besteht aus einer VISMA und einer Last mit räumlicher Ausdehnung. Das vorgelagerte Niederspannungsnetz ist über eine Schaltstrecke mit zwei Schützen an der zentralen Sammelschiene angeschlossen. Mit dem Schütz K1 kann der Netzausfall und die Netzwiederkehr emuliert werden, das Schütz K2 wird für die Kopplung beider Netze nach erfolgreicher Resynchronisierung genutzt.

Wenn das Schütz K1 wieder geschlossen wird, das Schütz K2 bleibt dabei weiterhin geöffnet. Hiermit wird die Netzwiederkehr emuliert. Wenn die Resynchronisierung abgeschlossen ist, alle Bedingungen erfüllt sind und der Regler ein Synchronisierungsimpuls erzeugt hat, wird das Schütz K2 wieder geschlossen. Das Microgrid ist dann wieder im Netzparallelbetrieb.

Die Spannungsmessung erfolgt an zwei Stellen innerhalb der Schaltstrecke. Es muss die Spannung des Außernetzes (extern) ermittelt werden, mit emuliertem Netzausfall. Dies erfolgt zwischen dem Schütz K1 und K2. Die zweite Messstelle befindet sich zwischen dem Schütz K2 und der zentralen Sammelschiene, sodass kontinuierlich die Spannung im Microgrid (intern) nahe der Schaltstrecke gemessen werden kann.

In Abbildung 4.70 sind zum einen die Zustände der beiden Schütze K1 und K2 und zum anderen die Stellvariablen für die Kennzeichnung des Inselnetzbetriebes und der Resynchronisierung dargestellt. Der Ausfall des

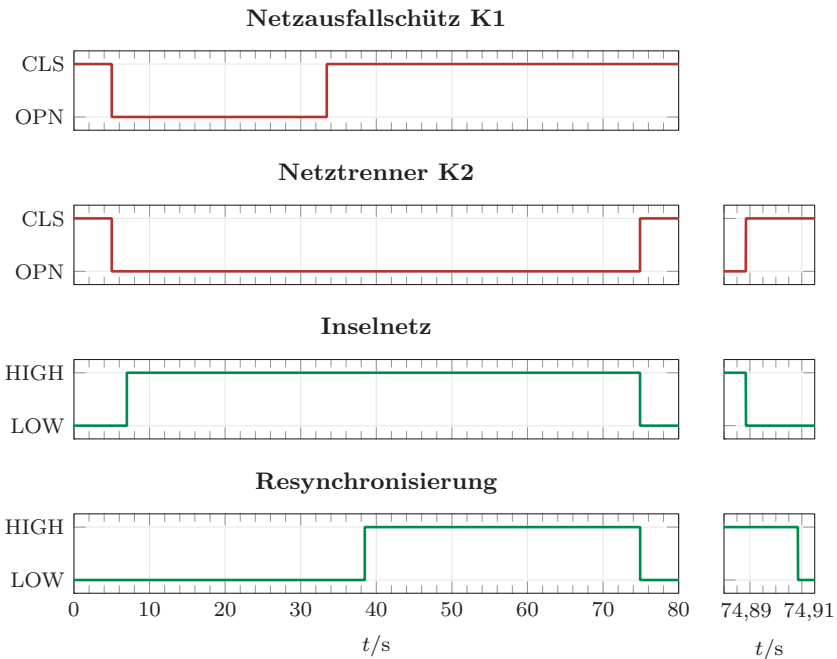


Abbildung 4.70 – Zeitverläufe der Schaltzustände beider Schütze in der Schaltstrecke zwischen Microgrid und vorgelagertem Netz sowie die Werte der Stellvariablen für die Kennzeichnung des Inselnetzbetriebs und der Resynchronisierung. Der Ausfall des vorgelagerten Netzes durch Öffnen der Schaltstrecke wird zum Zeitpunkt 5s emuliert. Die Stellvariable wird durch Fehlen einer Inselnetzerkennung 2s nach Ausfall automatisch gesetzt. Das Netzausfallschütz K1 wird manuell zum Zeitpunkt 33,44s geschlossen und die Netzwerdkehr emuliert. Nach erfolgreichem Erkennen des Außennetzes startet die Resynchronisierung bei 38,47s. Mit Abschluss der Synchronisierung und Schließen des Netztrenners K2 wird die Stellvariable Inselnetz bei 74,88s zurückgesetzt. Die Stellvariable für die Resynchronisierung wird erst 20 ms später genullt.

vorgelagerten Netzes wird zum Zeitpunkt 5 s durch Öffnen des Netzausfallschützes (Schütz K1) und Netztrenners (Schütz K2) emuliert. Die aktive Inselnetzerkennung ist nicht Bestandteil dieser Arbeit. Die VDE-AR-N 4105 schreibt für Erzeugungsanlagen vor, dass diese mit einer Inselnetzerkennung ausgestattet sein müssen, die innerhalb von 2 s eingreift [6]. Aus diesem Grund wird vom Resynchronisierungsregler eine Stellvariable ausgegeben, die den aktuellen Netzbetrieb widerspiegelt. In Anlehnung an die Richtlinie wird dieses Stellsignal zum Zeitpunkt 7 s auf HIGH gesetzt. Dieses Signal wird genutzt, um die Unempfindlichkeitsschwellen in der Frequenz-Wirkleistungs- und Spannungs-Blindleistungs-Regelung (vgl. Abbildungen 4.24 und 4.31) zu eliminieren. Das Microgrid ist nun im stabilen Inselnetz.

Zum Zeitpunkt 33,44 s wird durch manuelles Schließen des Netzausfallschützes K1 die Netzwiederkehr emuliert. Der Netztrenner K2 bleibt weiterhin geöffnet und das Microgrid im Inselnetzbetrieb. Sobald an der Messstelle für das Außennetz (zwischen Schütz K1 und K2) eine Spannung in den gültigen Grenzwerten gemessen wird, wird noch eine Verzugszeit³ von 5 s abgewartet, bevor die Resynchronisierung bei 38,47 s beginnt.

Das Versuchsnetz ist zum Zeitpunkt 74,88 s mit dem vorgelagerten Netz synchron, sodass der Netztrenner K2 geschlossen werden kann und der Übergang in den Netzparallelbetrieb vorgenommen wird. Mit dem Zuschalten wird auch die Stellvariable Inselnetz zur Kennzeichnung des Netzbetriebes wieder zurückgesetzt. Das Signal für die Resynchronisierung fällt mit einer Verzögerung von 20 ms ab. Somit wird sichergestellt, dass die Werte für die Frequenz- und Spannungsanpassung ($\Delta f/\Delta U$ aus den Abbildungen 4.64 und 4.65) auch während des Anzugs des Schützes weiterhin

³Die geringe Zeitdauer ist im Rahmen dieser Arbeit zur Vermeidung langer Versuchsserien mit hohen Totzeiten gewählt worden und steht in keiner Beziehung zu Zeiten in einer Richtlinie oder Norm.

übergeben werden. Erst mit Abfall dieses Signals werden die beiden Werte zu null gesetzt und der Resynchronisierungsvorgang abgeschlossen.

In Abbildung 4.71 sind neben dem Zustand des Netztrenners K2 die für den Synchronisierungsimpuls erforderlichen Stellvariablen (s. Blockschaltbild aus Abbildung 4.68) dargestellt. Zusätzlich ist der Startpunkt der Resynchronisierung bei 38,47 s markiert. Zudem zeigt die Abbildung 4.72 sowohl die Spannung des Microgrids (intern) als auch die Spannung des vorgelagerten Niederspannungsnetzes (extern)⁴. Aus dieser wird die Asynchronität beider Netze zum Startzeitpunkt der Resynchronisierung ersichtlich.

Aus den Zeitverläufen der Stellvariablen, die für die Erzeugung des Synchronisierungsimpulses verantwortlich sind und somit auch die Zuschaltbedingungen widerspiegeln, wird ersichtlich, dass bereits 1,5 s nach Start der Synchronisierung der Regler zur Spannungsanpassung die Spannung des Microgrids bereits ausreichend nah an die Spannung des vorgelagerten Netzes herangeführt hat. Die Abbildung 4.73 zeigt dies im Detail.

Zu Beginn der Synchronisierung ist die Spannung im Microgrid mit 228,5 V im Vergleich zur Spannung des Außernetzes mit knapp 232 V kleiner. Sobald der Regler bei 38,47 s beginnt einzugreifen, wird der Angleichvorgang mit dem Anheben der Spannung im Microgrid in Richtung des Wertes des vorgelagerten Netzes ersichtlich. Bei 40 s ist der Angleichvorgang noch nicht abgeschlossen, jedoch wird der Grenzwert von $1\% U_n$ unterschritten, sodass bereits die erste der vier Bedingungen erfüllt ist. Im weiteren Verlauf der Spannungen und des Ausgangswertes des Angleichreglers wird deutlich, dass dieser die Spannungsdivergenz nahezu vollständig eliminiert.

⁴Zur Verdeutlichung sind die Messstellen der internen und externen Spannung bereits in der Systemübersicht in Abbildung 1.5 dargestellt.

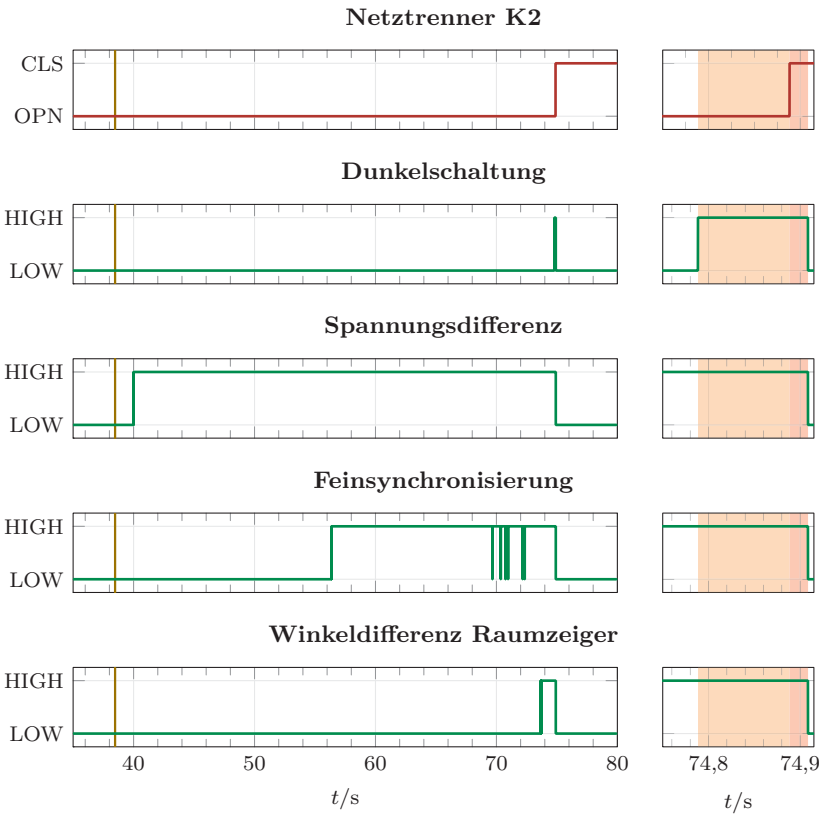


Abbildung 4.71 – Zeitverläufe des Schaltzustandes des Netztrenners K2 und Werte der Stellvariablen für den Synchronisierungsimpuls über den Zeitraum der Resynchronisierung. Zum Zeitpunkt 38,47s wird die Synchronisierung beider Netze gestartet. Es zeigt sich, dass die vier Synchronisierungsbedingungen schrittweise erfüllt werden. Die Feinsynchronisierung wird zeitweise kurz durch eine Frequenzschwankung im vorgelagerten Netz unterbrochen. Zum Zeitpunkt 74,79s sind alle Bedingungen erfüllt, sodass ein Synchronisierungsimpuls mit einer Verzögerung von 100 ms erzeugt wird, der den Netztrenner schließt. Erst weitere 20 ms später wird die Resynchronisierung durch Abfall aller Synchronisierungsbedingungen abgeschlossen.

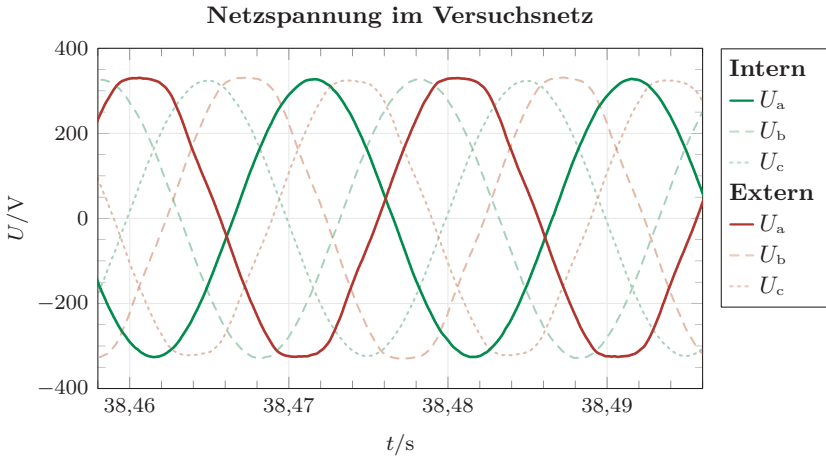


Abbildung 4.72 – Zeitverläufe der Netzspannungen des Microgrids und des vorgelagerten Niederspannungsnetzes zu Beginn der Resynchronisierung. Die Synchronisierung des Microgrids mit dem vorgelagerten Netz beginnt 5 s nach der Netzwiederkehr zum Zeitpunkt 38,47 s. Zu diesem Zeitpunkt sind die beiden Netze absolut asynchron, eine Zuschaltung würde zu einem großen Ausgleichsstrom führen.

Die Abbildung 4.74 zeigt neben den beiden Netzfrequenzen auch den Ausgangswert des Frequenzangleichreglers. Zu Beginn der Resynchronisierung hat das Microgrid eine um mehr als 100 mHz geringere Frequenz. Zunächst ist die Grobsynchronisierung aktiv (vgl. auch Abbildung 4.71), sodass primär eine schnelle Anhebung der Frequenz des Microgrids vorgenommen wird. Während bei 40 s die zulässige Spannungsabweichung bereits erreicht ist, ist die Grobsynchronisierung noch nicht abgeschlossen. Zu dieser Zeit haben die beiden Netze jedoch schon die gleiche Frequenz. Bei ca. 45 s ist die geforderte Abweichung der beiden Netzfrequenzen erreicht, alle Bedingungen für die Feinsynchronisierung werden jedoch erst bei 56,4 s erreicht, sodass diese erst verspätet gestartet wird.

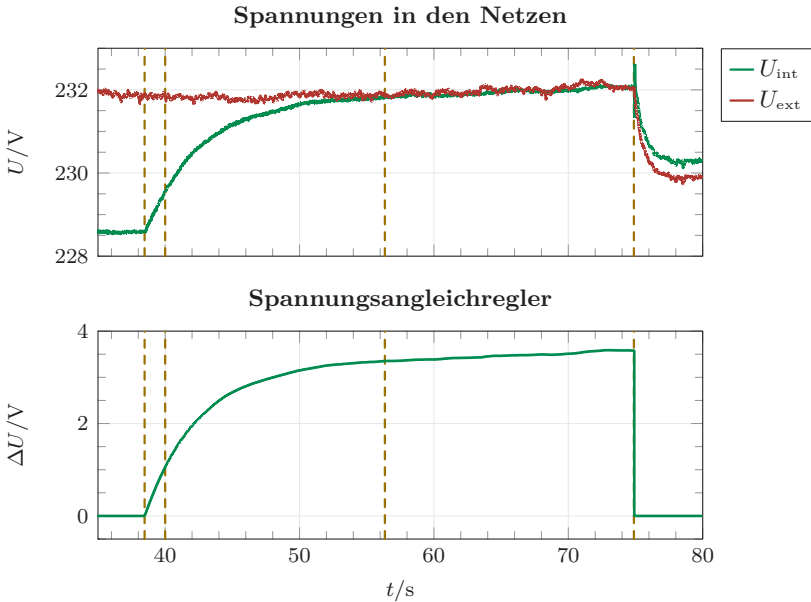


Abbildung 4.73 – Zeitverläufe der Spannung des Microgrids (intern) und des vorgelagerten Netzes (extern) während der Resynchronisierung sowie der Ausgangswert des Angleichreglers. Zu Beginn der Synchronisierung liegt die Spannung im Microgrid bei 228,5 V und die des vorgelagerten Netzes bei knapp 232 V. Bereits 1,5 s nach dem Start ist die Spannungsdifferenz kleiner als 1 % U_n . Schon vor dem Übergang zur Feinsynchronisierung zum Zeitpunkt 56,4 s ist die Spannungsdifferenz nahezu eliminiert. Bis zum Schließen der Schaltstrecke bewahrt der Regler diesen Zustand. Die geringe Abweichung zwischen den beiden Spannungen nach der Kopplung beider Netze bei 74,89 s ist auf eine Messungenauigkeit ($< 0,2\%$) zurückzuführen.

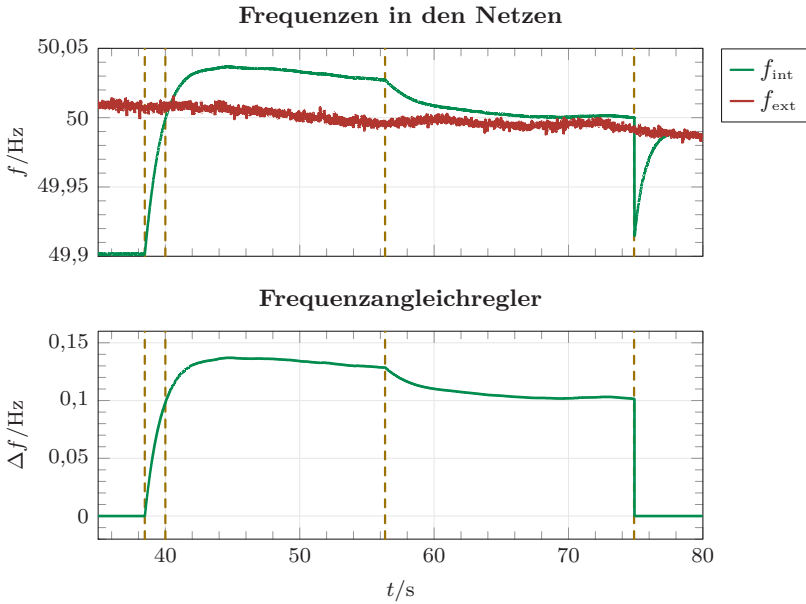


Abbildung 4.74 – Zeitverläufe der Frequenz des Microgrids (intern) und des vorgelagerten Netzes (extern) während der Resynchronisierung sowie der Ausgangswert des Angleichreglers. Zu Beginn der Synchronisierung unterscheiden sich die beiden Frequenzen um mehr als 100 mHz. Der Angleichregler hebt die Frequenz des Microgrids innerhalb von knapp 5 s auf die gewünschte Abweichung an. Bei 56,4 s sind die Bedingungen für die Feinsynchronisierung erreicht, sodass das Microgrid langsam an die Frequenz des Außennetzes herangeführt wird, weiterhin aber mit einer kleinen Abweichung, sodass dieses schneller ist und sich der Raumzeiger dem des Außennetzes annähern kann. Die Synchronisierung ist bei 74,89 s abgeschlossen. Mit der Zuschaltung kommt es zu einem transienten Ausgleichsvorgang bei der Rotorfrequenz der VISMA, der aber keine Auswirkungen auf die Stabilität hat.

In Abbildung 4.75 sind die Raumzeiger der beiden Netze zu unterschiedlichen Zeitpunkten der Resynchronisierung als Synchronisierungsbild dargestellt. Die Darstellung 4.75a zeigt den Zeitpunkt des Startes der Synchronisierung bei 38,47s und den Zeitpunkt, bei dem die Spannungsanpassung bereits die 1%-Grenze unterschritten hat. Bedingt durch die geringere Frequenz des Microgrids dreht sich der Raumzeiger $\mathbf{u}_{\text{int}}$ zunächst im Uhrzeigersinn, sodass der Winkel zwischen beiden Zeigern wächst. Mit dem Überschreiten der Netzfrequenz des Versuchsnetzes gegenüber der des Außennetzes beginnt sich der Raumzeiger $\mathbf{u}_{\text{int}}$ gegen den Uhrzeigersinn auf den Bezugszeiger zu bewegen. Den Übergang der Grob- zur Feinsynchronisierung bei 56,4s wird in Abbildung 4.75b ersichtlich. Hierbei haben die beiden Raumzeiger schon nahezu die gleiche Länge, die Spannungs Differenz ist demnach fast vollständig eliminiert.

Mit dem Einsetzen der Feinsynchronisierung wird die Frequenz des Microgrids langsam von oben an die Frequenz des vorgelagerten Netzes angeglichen, wobei eine Abweichung von 10 mHz (δf) verbleibt, sodass der Raumzeiger des Microgrids den des vorgelagerten Netzes weiterhin einholen kann. In Abbildung 4.71 wird ersichtlich, dass die Feinsynchronisierung zwischen 69s und 73s mehrmals kurzzeitig unterbrochen wird. Dies ist auf die Bedingung, dass die Differenz der beiden Netzfrequenzen stets positiv ist, zurückzuführen. Zu diesen Zeitpunkten ist die Frequenz des Außennetzes höher. Das schnelle Gegenregeln des Frequenzangleichreglers verhindert hierbei jedoch ungewollte oder instabile Zustände, sodass die Synchronisierung hierdurch nicht beeinflusst wird.

Bei 73,7s ist auch die Winkeldifferenz zwischen den beiden Raumzeigern bereits so klein, dass nun zu diesem Zeitpunkt bereits drei der vier Synchronisierungsbedingungen erfüllt sind. Zum Zeitpunkt 74,78s ist auch die Dunkelschaltung erloschen, sodass alle Voraussetzungen für einen Synchronisierungsimpuls gegeben sind (s. gelben Bereich in den Detailaufnahmen

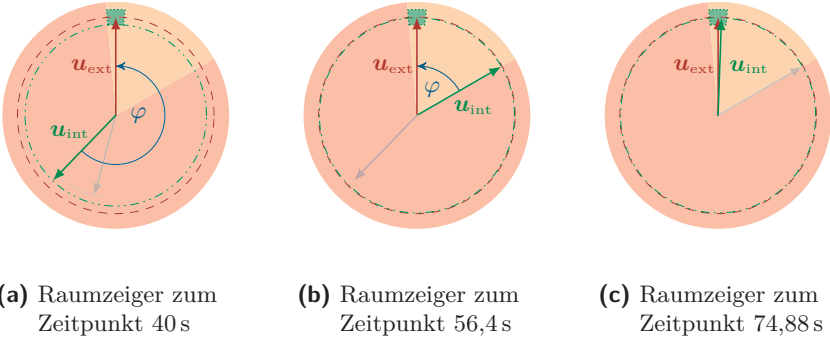


Abbildung 4.75 – Synchronisierungsbild des Zeigers des Microgrids und des vorgelagerten Netzes zu unterschiedlichen Zeitpunkten während der Resynchronisierung. In (a) wird der Startzeitpunkt der Resynchronisierung sowie der Zeitpunkt, in welchem die Spannung die 1 %-Grenze unterschritten hat und beide Netze die gleiche Frequenz haben gezeigt. Da das Microgrid vorher eine geringere Frequenz hatte, dreht sich der Zeiger zunächst im Uhrzeigersinn und vergrößert den Winkel φ . Die Anpassung der Spannung wird durch den größer werdenden Betrag des Zeigers ersichtlich. In (b) sind die Beträge beider Spannungen schon nahezu identisch und der Winkel ist mit 60° zwischen beiden Zeigern schon wesentlich kleiner. An dieser Stelle findet auch der Übergang von der Grob- zur Feinsynchronisierung statt, sofern die anderen Bedingungen der Feinsynchronisierung erfüllt sind. In (c) hat der Raumzeiger des Microgrids den Zuschaltbereich erreicht und die Schaltstrecke wird geschlossen.

(Hinweis: Der transparente Zeiger zeigt immer den vorherigen Zeitschritt an.)

der Abbildung 4.71). Nach der Verzögerung von 100 ms erfolgt die Zuschaltung des Netztrenner K2 bei 74,88 s (Übergang in den roten Bereich). Innerhalb des roten Bereichs ist trotz des geschlossenen Netztrenners die Resynchronisierung noch aktiv. Diese wird, wie bereits zuvor erwähnt, erst 20 ms nach der Impulsgebung beendet. Somit wird die Anzugszeit des Schützes berücksichtigt.

In Abbildung 4.75c ist der Moment um die Zuschaltung im Synchronisierungsbild dargestellt. Mit dem Erreichen des Zuschaltbereiches (grüner Bereich) sind alle Synchronisierungsbedingungen erfüllt. Durch die Verzögerung bewegt sich der Raumzeiger $\mathbf{u}_{\text{int}}$ weiter in den Zuschaltbereich hinein, verlässt diesen jedoch nicht mehr und die Zuschaltung erfolgt.

Der Zeitverlauf der beiden Netzspannungen in Abbildung 4.76 zeigt den Augenblick, in welchem der Netztrenner geschlossen wird. Dieser zeigt deutlich die Synchronität beider Netze zu dieser Zeit.

Die Abbildungen 4.77 und 4.78 zeigen den Strom und den Wirkleistungs-

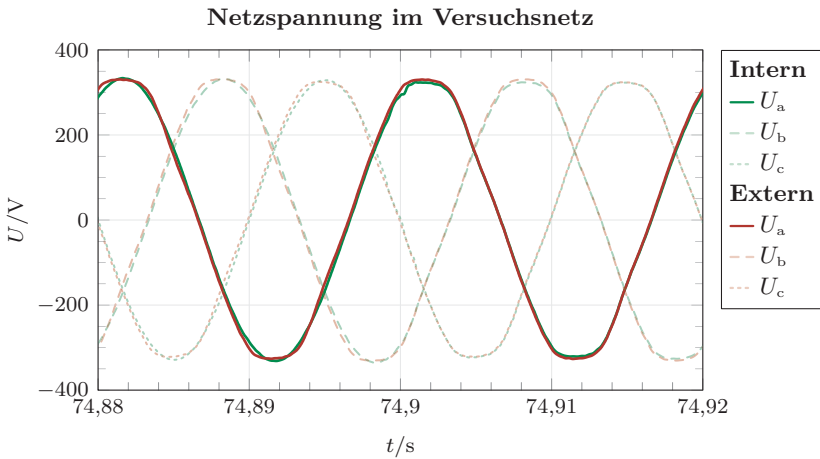


Abbildung 4.76 – Zeitverläufe der Netzspannungen des Microgrids und des vorgelagerten Niederspannungsnetzes im Augenblick des Schließens der Schaltstrecke. Durch die Synchronisierung sind die beiden Netze im Vergleich zur Abbildung 4.72 synchron, sodass eine Zuschaltung zum Zeitpunkt 74,89s ohne gefährliche Ausgleichsströme möglich ist. Die Phasenfolge, Frequenz- und Amplitudengleichheit sowie die richtige Phasenlage zeichnen sich ersichtlich ab.

fluss über dem Netzausfallschütz K1 zum Zeitpunkt des Schließens der Schaltstrecke und dem damit einhergehenden Übergang in den Netzparallelbetrieb. Es zeigt sich, dass es im Augenblick der Schalthandlung zu keinem stoßartigen Ausgleichsstrom kommt, sondern dieser gleichmäßig ansteigt. Das gleiche Verhalten ist beim Wirkleistungsfluss zu beobachten. Dieser steigt über einen Zeitraum von knapp 3 s annähernd PT1-förmig an, sodass die Versorgung der Last wieder ausschließlich aus dem vorgelagerten Niederspannungsnetz erfolgt und die VISMA in den Leerlauf übergeht.

In Abbildung 4.74 ist zum Zeitpunkt 74,88 s (Schließen des Netztrenner K2) zu erkennen, dass die Rotorfrequenz der VISMA kurzzeitig einbricht,

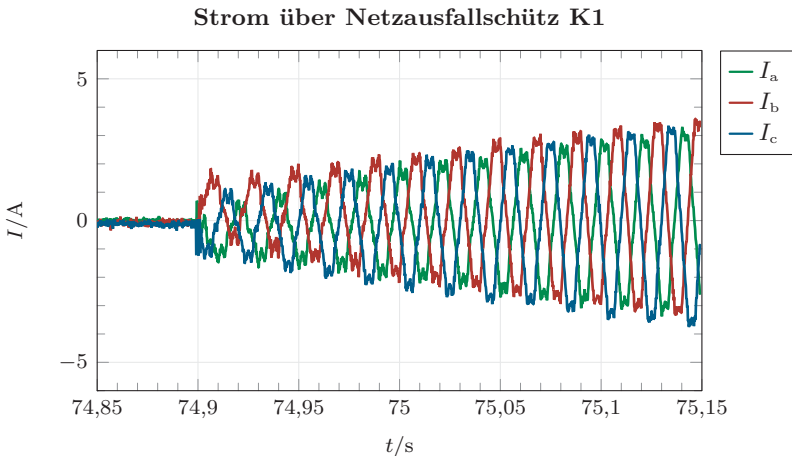


Abbildung 4.77 – Zeitverlauf des Stromes über dem Netzausfallschütz im Augenblick des Schließens der Schaltstrecke. Nach dem Anziehen des Netztrenners K2 und der Kopplung des Microgrids mit dem vorgelagerten Niederspannungsnetz beginnt der Strom über dem Netzananschlusspunkt langsam zu steigen. Es zeigt sich die schrittweise Versorgungsablösung der Last durch das Netz. Ein stoßartiger Ausgleichsstrom bleibt während der Zuschaltung aus.

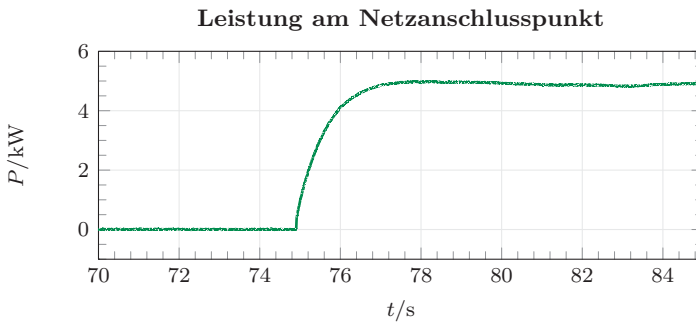


Abbildung 4.78 – Zeitverlauf der Wirkleistung über dem Netzausfallschütz zum Zeitpunkt des Schließens der Schaltstrecke. Wie auch im Verlauf des Stromes in Abbildung 4.77 zu erkennen ist, findet eine schrittweise und langsame Versorgungsübernahme der Last durch das vorgelagerte Netz statt. Die Leistung weist keinen Sprung auf, sondern einen exponentiellen Anstieg auf den Wert der Last. Die VISMA befindet sich nach der Übernahme im Leerlauf.

bevor sich diese der Netzfrequenz angleicht. Dies ist darauf zurückzuführen, dass aufgrund der Frequenzdifferenz ein Ausgleichsvorgang stattfindet, der Rotor wird mit dem Netz synchronisiert. Wie die Abbildungen 4.77 und 4.78 zeigen, hat dies jedoch keine Auswirkungen, ein Ausgleichsstrom fließt nicht.

Die Ergebnisse der Resynchronisierung zeigen, dass der entwickelte Regler in der Lage ist, ein einfaches Microgrid mit einem vorgelagerten Netz zu synchronisieren und den Übergang vom Inselnetz- in den Netzparallelbetrieb vornehmen kann. Die präzise Verschiebung der Kennlinien beider überlagerter Regler ermöglicht einen gezielten Eingriff auf den Raumzeiger des Microgrids, sodass dieser für die Zuschaltung verschoben werden kann. Die Anwendbarkeit des Reglers im Microgrid mit einem Verbund aus mehreren VISMA-Systemen wird in Abschnitt 5.5 gezeigt.

5 Laborversuche der virtuellen Synchronmaschine im Microgrid

In Kapitel 4 ist schrittweise das Regelsystem der virtuellen Synchronmaschine entwickelt worden. Die Leistungsregler wurden an dieser Stelle ohne Leitungsnachbildung in einem kleinen Versuchsnetz mit einem VISMA-System erprobt. Der Netzaufbauregler mit anschließender Wiederholung der vorherigen Versuche ist bereits mit Nachbildung von Leitungselementen und zwei Systemen gezeigt worden. Auch die Funktionalität des Resynchronisierungsreglers hat sich bereits mit einer VISMA als verlässlich erwiesen.

In Abschnitt 2.1 und 2.2 sind die typischen Netztopologien von Niederspannungsnetzen und das Konzept des Microgrids vorgestellt worden. Die bisher gezeigten Untersuchungen bilden mit den gesteckten Anforderungen des Microgrids nur eine geringe Schnittmenge. Für den experimentellen Nachweis, dass das entwickelte Regelsystem der virtuellen Synchronmaschine ein Microgrid stabilisieren kann, ist ein ausgedehnteres Versuchsnetz aufzubauen, welches ein Niederspannungsnetz realitätsnaher abbilden kann.

Die Laboruntersuchungen werden mit dem in Abbildung 5.1 gezeigten Einliniendiagramm durchgeführt. An einer zentralen Sammelschiene sind zum einen drei Netzstrahlen angeschlossen, wobei der obere und mittlere Strahl über ein Schütz zu einem Ring zusammengeschaltet werden können. Ferner ist das vorgelagerte Niederspannungsnetz wiederum über zwei Schütze an

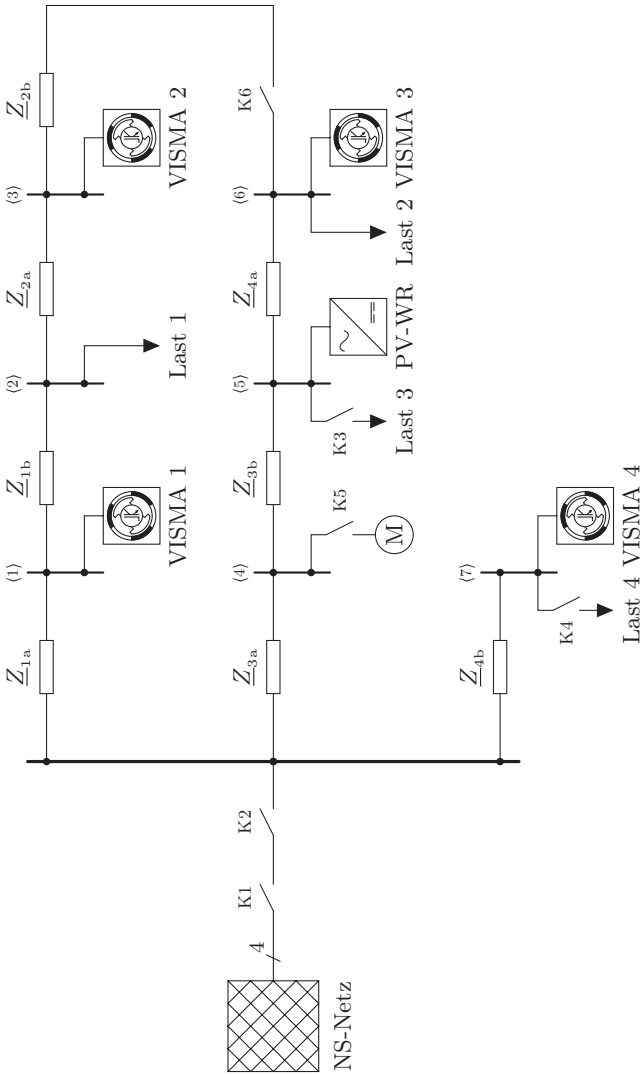


Abbildung 5.1 – Einliniendiagramm zu den Laborversuchen der VISMA im Microgrid. Das entwickelte Regelsystem der VISMA wird nun in einem ausgedehnten Versuchnetz im Verbund mit weiteren VISMA-Systemen, einem Einspeisewechselrichter und verschiedenen Lasten erprobt. Von einer zentralen Sammelschiene gehen drei Netzstrahlen aus, wobei zwei einen Ring bilden. Neben dem Netzausfall, den Laständerungen und der Resynchronisierung wird auch die Änderung der Netztopologie untersucht.

der Hauptsammelschiene angeschlossen, sodass der Netzausfall emuliert und die nach Netzwiederkehr erforderliche Resynchronisierung durchgeführt werden kann. In den einzelnen Netzstrahlen sind weitere kleine Sammelschienen zu finden, die durch unterschiedliche Leitungsnachbildungen untereinander verbunden sind und an denen Quellen oder Senken angeschlossen sind. Die Parameter der Netzersatzelemente sowie die äquivalenten Leitungslängen für diese Versuchsreihen sind im Anhang in den Tabellen C.3 und C.4 aufgeführt.

Auf der Erzeugerseite stehen vier VISMA-Systeme mit dem in dieser Arbeit entwickelten Regelsystem zur Verfügung. Die Parameter der unter- und überlagerten Regler sind bei allen Systemen identisch, mit Ausnahme der maximalen Wirk- und Blindleistungsbereitstellung ($P_{\max}$ und $Q_{\max}$) durch die $P(f)$ - und $Q(U)$ -Kennlinie. Diese variieren zwischen 5 kW und 10 kW für die Wirkleistung und zwischen 1,5 kvar und 2 kvar für die Blindleistung. Alle Systemparameter sind in den Tabellen B.3 und B.4 im Anhang nachzulesen. Als nicht-systemdienliche Erzeugereinheit steht ein PV-Einspeisewechselrichter (mit PV-Emulator, vgl. Abschnitt 3.3) zur Verfügung, der nach Aktivierung mit einer Leistung von 7,5 kW in das Versuchnetz einspeist.

Die Ansteuerung der Schütze K1 und K2 erfolgt, wie in Abschnitt 4.5 erwähnt, über einen digitalen Signalprozessor mit eingebettetem Modell des Resynchronisierungsreglers. Die durch den Regler bestimmte Verschiebungsfrequenz Δf und Verschiebungsspannung ΔU sowie die Stellvariablen für den Status der Resynchronisierung und den Inselnetzbetrieb werden über einen CAN-Bus vom DSP an die einzelnen VISMA-Systeme übermittelt. Der Transfer der CAN-Nachrichten mit aktualisierten Werten erfolgt dabei alle 2 ms.

Auf der Lastseite sind vier symmetrische, ohmsche Lastbänke, wobei zwei

dieser mittels geeigneter Schütze als schaltbare Last in der Versuchsumgebung integriert sind. Zudem befindet sich eine Asynchronmaschine im untersuchten Netz, die sich ebenfalls über ein Schütz zu- und abschalten lässt. Die Ansteuerung der Schütze erfolgt in dieser Versuchsreihe mit einem Mikroprozessor, sodass zeitlich genau definierte Schalthandlungen möglich werden. Die eingestellten Belastungsstufen der Widerstände sowie die Nennleistung der Drehfeldmaschine sind in Tabelle 5.1 aufgeführt.

Tabelle 5.1 – Betriebsmittelkenngrößen der symmetrischen, ohmschen Lastbänke und der Asynchronmaschine für die vorliegende Versuchsreihe

Last 1	Last 2	Last 3	Last 4	ASM
5 kW	8,3 kW	6,7 kW	3,4 kW	1,5 kW

Wie bereits in Abschnitt 3.5 erwähnt sind die Leitungsnachbildungen mit einem Messsystem ausgestattet, welches die Spannungs- und Stromwerte nach dem Verbraucherzählpfeilsystem in jeder Phase aufzeichnet. Aus diesen Werten werden im Nachgang die Wirk- und Blindleistung sowie der Effektivwert der einzelnen Größen über dem jeweiligen Netzersatzelement bestimmt. Die Leistungswerte, die von den Erzeuger- und Verbrauchereinheiten an den jeweiligen Sammelschienen ein- bzw. ausgespeist werden, werden ebenfalls im Nachgang aus den aufgezeichneten Werten berechnet. Der im Folgenden gewählte Index der Spannung, Wirk- oder Blindleistung entspricht der Nummer der Sammelschiene ($\langle 1 \rangle$, $\langle 2 \rangle$, ...) aus Abbildung 5.1.

An dieser Stelle ist anzumerken, dass die Effektivwerte der Spannungen in den Zeitverläufen dieses Kapitels aus den gemessenen Spannungswerten der Leitungsnachbildungen berechnet werden. Die Spannungs-Blindleistungs-Regler des Regelsystems der VISMA-Systeme berechnen einen

eigenen Effektivwert der Netzspannung am Umrichterausgang, der geringfügig vom ermittelten und im Folgenden dargestellten Wert aus den Netzersatzelementen abweichen kann. Einen Einfluss auf die Aussagekraft der Ergebnisse hat dies aber nicht, da der stationäre Zustand die Stabilität des Regelsystems beweist.

5.1 Netzausfall im Microgrid und Zuschaltung eines weiteren VISMA-Systems

In der ersten Versuchsreihe wird der Netzausfall, der Übergang in den stabilen Inselnetzbetrieb des Microgrids und die Lastübernahme durch ein weiteres VISMA-System analysiert. Das für diesen Versuch gültige Einliniendiagramm zeigt Abbildung 5.2. Hierzu werden die Schütze K1 und K2 zeitgleich geöffnet und das Versuchsnetz vom vorgelagerten Niederspannungsnetz getrennt. 2 Sekunden nach Öffnen der Trennstelle wird den VISMA-Systemen über den CAN-Bus ein entsprechendes Signal übermittelt, dass nun ein Inselnetz vorliegt und die Unempfindlichkeitsschwelle in der $P(f)$ - und $Q(U)$ -Kennlinie (vgl. Abbildungen 4.25a und 4.29a) zur besseren Regelbarkeit eliminiert werden.

Zu Beginn der Untersuchung sind die VISMA-Systeme 1, 2 und 4 bereits aktiv und arbeiten entsprechend der $P(f)$ - und $Q(U)$ -Kennlinie am Netz. Die VISMA 3 hat zunächst keine Impulsfreigabe, die Aktivierung des Systems erfolgt erst 15s nach dem Netzausfall, wodurch die Lastübernahme durch ein weiteres System untersucht werden kann. Die Schütze K3 bis K5 sind geöffnet, sodass nur Last 1 und Last 2 mit einer Gesamtleistung von ca. 13,3kW aktiv sind. Der PV-Einspeisewechselrichter ist noch deaktiviert und das Schütz K6 geschlossen, woraufhin der obere und mittlere Strahl als Ring gefahren werden.

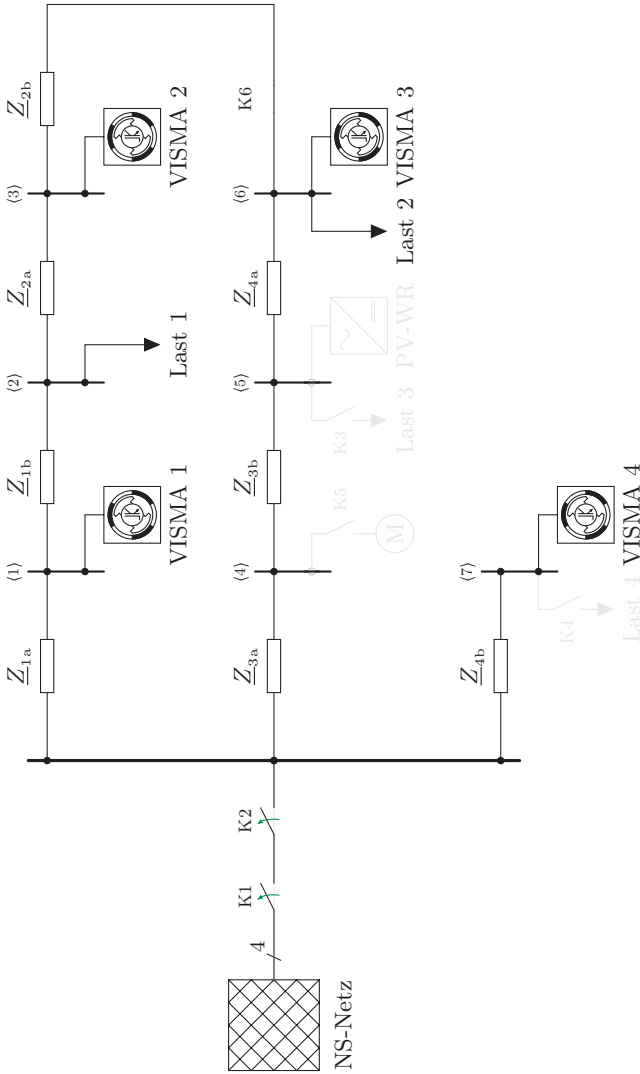


Abbildung 5.2 – Einliniendiagramm des Laborversuchs zum Netzausfall und der Zuschaltung einer weiteren VISMA im Microgrid. Zu Beginn der Untersuchung sind drei VISMA-Systeme bereits aktiv. Zunächst wird der Netzausfall durch Öffnen der Schütze K1 und K2 emuliert und anschließend das vierte System (VISMA 3) aktiviert. Während des Versuches sind nur die Lasten 1 und 2 am Netz.

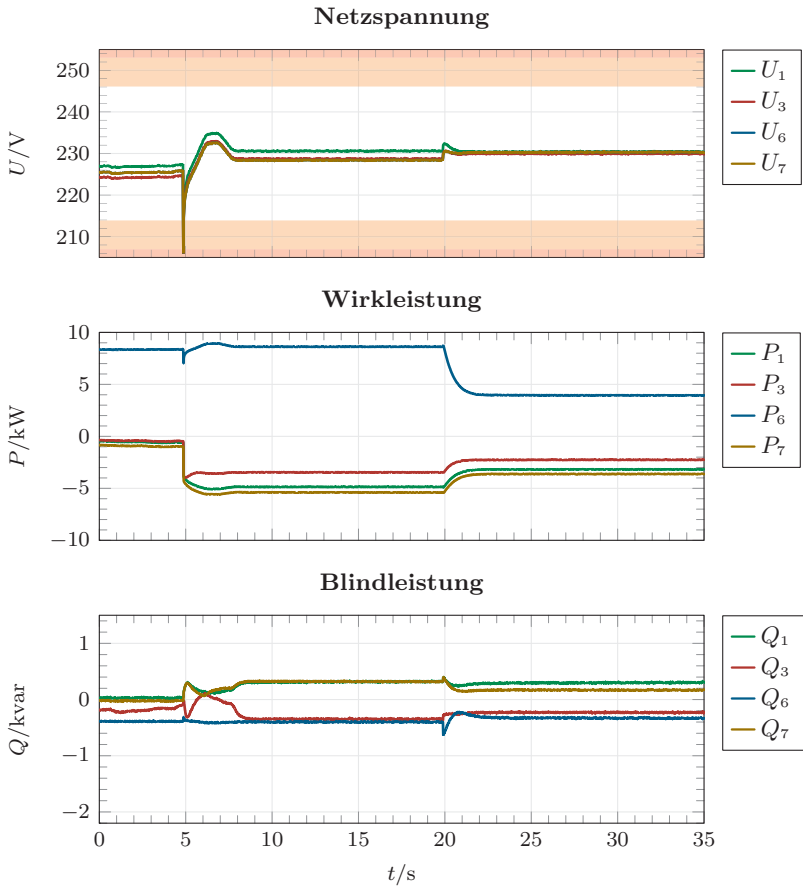


Abbildung 5.3 – Netzgrößen des Laborversuchs zum Netzausfall und der Zuschaltung einer weiteren VISMA im Microgrid. Zum Zeitpunkt 5s werden die Schütze K1/K2 geöffnet, die den Netzausfall emulieren. 2s später wird vom DSP des Resynchronisierungsreglers die Stellvariable Inselnetz auf HIGH gesetzt, sodass die Unempfindlichkeitsschwellen in den Kennlinien eliminiert werden. Bei 20s wird das vierte VISMA-System aktiviert und übernimmt einen Teil der Versorgung. (Der Index im Formelzeichen entspricht der Nummer der Sammelschiene.)

In Abbildung 5.3 sind zum einen der Effektivwert der Netzspannung und zum anderen die ein- bzw. ausgespeiste Wirk- und Blindleistung an den Sammelschienen, an denen ein VISMA-System angeschlossen ist, dargestellt. Bis zum Zeitpunkt 5s wird das Versuchsnetz im Netzparallelbetrieb gefahren, sodass die Spannung an den einzelnen Netzknotenpunkten durch das vorgelagerte Niederspannungsnetz vorgegeben wird. Die virtuellen Synchronmaschinen sind aufgrund einer geringen Unterfrequenz im Außennetz zu diesem Zeitpunkt im generatorischen Betrieb und speisen geringfügig Wirkleistung ein. An Sammelschiene 6 ist zu diesem Zeitpunkt nur die Last 2 wirksam, weshalb die Wirkleistung P_6 positiv ist.

Die Unempfindlichkeitsschwelle in der Blindleistungs-Spannungs-Kennlinie von 3 % der Nennspannung bewirkt, dass die VISMA 1 an Sammelschiene 1 (Q_1) und VISMA 4 an Sammelschiene 7 (Q_7) keine Blindleistung einspeisen. Lediglich die Spannung an Sammelschiene 3 unterschreitet das Totband, wodurch die VISMA 2 (Q_3) etwas kapazitive Blindleistung bezieht bzw. induktive Blindleistung einspeist. Die Blindleistung an Sammelschiene 6 (Q_6), an der VISMA 3 angeschlossen ist, ist aufgrund der Filterkapazität des Umrichters und der fehlenden Impulsfreigabe negativ.

Zum Zeitpunkt 5s erfolgt der Netzausfall durch Öffnen der Schütze K1 und K2. Im genau gleichen Moment übernehmen die bereits aktiven VISMA-Systeme neben der Versorgung der Last auch die Frequenz- und Spannungshaltung durch gezielte Einspeisung von Wirk- und Blindleistung im Versuchsnetz. Werden die Wirkleistungen der drei Sammelschienen mit einer VISMA addiert, deckt sich diese genau mit der Verbraucherlast von ca. 13,3kW.

Im Zeitverlauf der effektiven Netzspannung in Abbildung 5.3 wird ersichtlich, dass die Spannung im Augenblick der Schalthandlung nicht nur über das maximale Regelungsband der $Q(U)$ -Regelung (gelber Bereich) hinaus-

schießt, sondern auch an der Sammelschiene 7 das zulässige Spannungsbereich für das Niederspannungsnetz (roter Bereich) verletzt wird. Zurückführen lässt sich dies auf den verzerrten Spannungsverlauf zum Zeitpunkt der Schalthandlung, wie die Abbildung 5.4 zeigt. Nach ungefähr 5 ms ist der Spannungsverlauf bereits wieder sinusförmig, sodass der über eine Periode berechnete Effektivwert auch nur für einen Datenpunkt außerhalb der Grenzen liegt. Zudem zeigt die Abbildung, dass der Übergang vom Netzparallel- in den Inselnetzbetrieb unterbrechungsfrei stattgefunden hat.

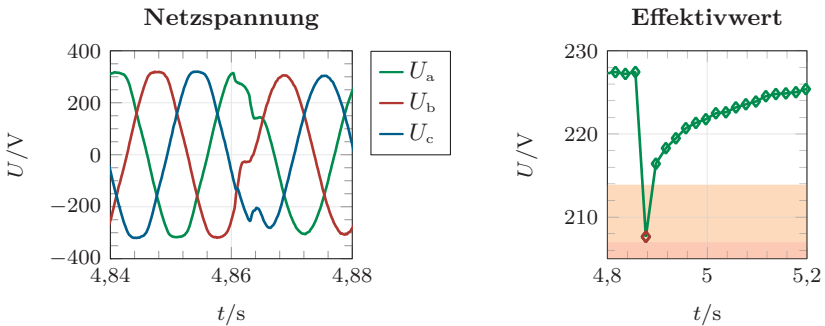


Abbildung 5.4 – Netzspannung und Effektivwert des Laborversuchs zum Netzausfall im Detail. Durch die Schalthandlung bricht die Netzspannung kurzzeitig, ca. 5 ms, ein, bevor diese durch die VISMA-Systeme wieder stabilisiert wird. Im berechneten Effektivwert wird der Einbruch ebenfalls ersichtlich, sogar mit Verletzung des Regelbandes (bei U_7 , hier ist U_1 gezeigt, sogar mit Verletzung des Spannungsbereiches). Da es sich jedoch nur um einen einzelnen Datenpunkt handelt, ist dies als unkritisch zu betrachten.

In der Detailaufnahme der Netzspannung in Abbildung 5.4 wird ersichtlich, dass die Amplitude bzw. der Effektivwert nach der Schalthandlung einen geringeren Wert als vorher annehmen. Hierdurch wird durch den Spannungs-Blindleistungs-Regler eine Blindleistung vorgegeben, die durch

das System eingeregelt wird. Infolgedessen steigt die Spannung im Versuchsnetz an, wodurch wieder das Totband erreicht wird. Es zeigt sich zwar eine Stabilisierung, jedoch ist diese nur bedingt durch die Unempfindlichkeitsschwelle haltbar. Zum Zeitpunkt 7 s, demnach 2 s nach dem Netzausfall, wird ausgehend vom übergeordneten Controller über den CAN-Bus ein Stellsignal an die VISMA-Systeme übermittelt, welches den Inselnetzbetrieb signalisiert und das Totband rampenförmig innerhalb einer Sekunde eliminiert. Nach Abschluss der Rampenfahrt und aller Ausgleichsvorgänge ist der stabile Arbeitspunkt bereits knapp 3 s nach der Netztrennung erreicht.

Die durch die Systeme eingespeiste Wirkleistung und damit auch die Netzfrequenz erreichen ebenfalls circa 3 s nach der Netztrennung ihren stationären Betriebspunkt. Die Unempfindlichkeitsschwelle ist bei dem Frequenz-Wirkleistungs-Regler wesentlich kleiner, weshalb die Eliminierung dieser kaum wahrnehmbar ist.

Zum Zeitpunkt 20 s wird nun das vierte System, VISMA 3 an Sammelschiene 6, aktiviert. Die Zeitverläufe der Wirk- und Blindleistung in Abbildung 5.3 zeigen deutlich, dass durch das zusätzliche System eine Lastübernahme stattfindet. So speist die VISMA 3 ungefähr 4,5 kW Wirkleistung in das Versuchsnetz ein, erkennbar an der Reduzierung der Leistung P_6 an der entsprechenden Sammelschiene. Zeitgleich wird die Summe der eingespeisten Wirkleistungen der übrigen Systeme um den gleichen Betrag reduziert. Ebenso ist dies bei der Blindleistung zu beobachten. Bereits 2 s nach der Zuschaltung des weiteren Systems ist der Ausgleichsvorgang abgeschlossen und das Versuchsnetz hat seinen neuen stabilen Arbeitspunkt erreicht.

5.2 Laständerungen im Inselnetzbetrieb

Im folgenden Versuch werden Laständerungen im entstandenen Inselnetz untersucht. Alle vier VISMA-Systeme sind einschließlich des vollständigen Regelsystems aktiv. Die Schütze K1 und K2 sind weiterhin geöffnet, sodass keine Verbindung mit dem vorgelagerten Niederspannungsnetz besteht. Der obere und mittlere Strang werden weiterhin als Ring betrieben und der PV-Einspeisewechselrichter ist immer noch deaktiviert. Die Laständerungen im Versuchsnetz werden durch Schalthandlungen an den Schützen K3 bis K5 emuliert, wie Abbildung 5.5 zeigt.

Zum Zeitpunkt 5 s werden die Schütze K3 und K4 geschlossen, sodass die Lasten 3 und 4 zugeschaltet werden. Die Gesamtlast im Versuchsnetz erhöht sich in diesem Moment von 13,3 kW auf 23,4 kW. In den Zeitverläufen in Abbildung 5.6 wird ersichtlich, dass durch die Zuschaltung der Last, ähnlich wie beim Netzausfall, die Spannung zunächst einbricht. Auch an dieser Stelle bricht die Spannung so weit ein, dass der Effektivwert kleiner als das Regelungsband der $Q(U)$ -Regelung wird, allerdings auch nur mit einem Datenpunkt, also einer Dauer von weniger als 20 ms. Der direkte Reglereingriff führt die Spannung hingegen durch gezielte Blindleistungsbereitstellung in weniger als 1 s in die Nähe des Nennwertes zurück.

Die Zunahme der Verbraucherlast bedingt, dass die VISMA-Systeme mehr Wirkleistung einspeisen müssen. Entsprechend ihrer Frequenz-Wirkleistungs-Regelung steigt die eingespeiste Leistung an den Sammelschienen 1, 3 und 6 um je 2,5 kW, 1,75 kW und 3,5 kW an. An Sammelschiene 7 ist jedoch eine Erhöhung von -3,5 kW auf -2,5 kW zu erkennen, die eine Reduzierung der eingespeisten Leistung vermuten lässt. An dieser Sammelschiene ist aber die Last 4 mit 3,4 kW angeschlossen (vgl. Abbildung 5.5). Wird die Last aus der Leistung P_7 herausgerechnet, wird ersichtlich, dass die eingespeiste Leistung der VISMA 4 von 3,5 kW auf knapp 5,8 kW steigt.

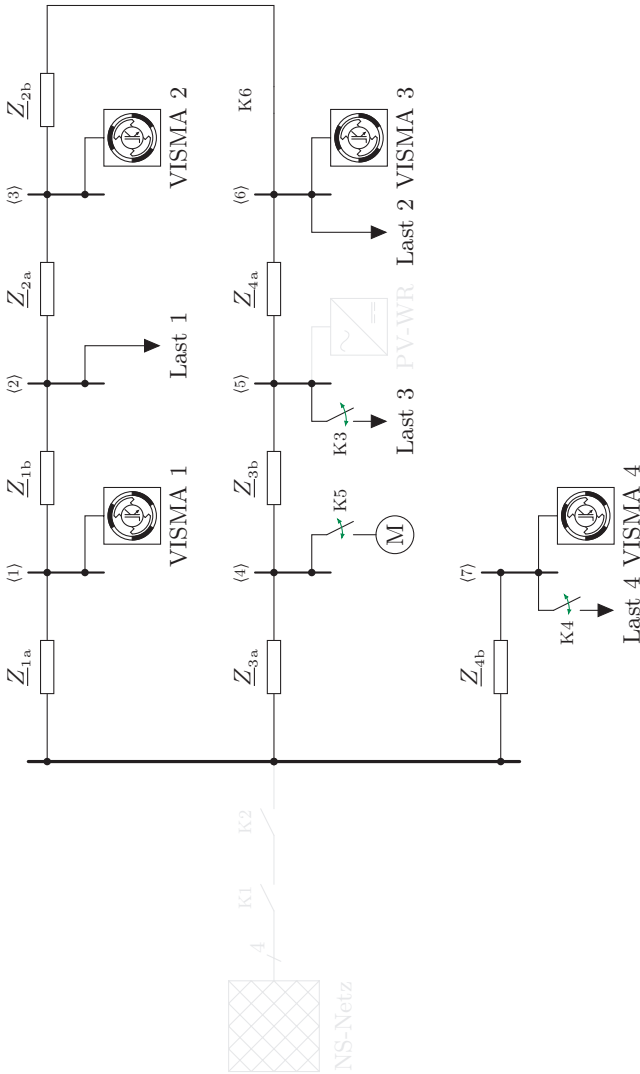


Abbildung 5.5 – Einliniendiagramm des Laborversuchs zu Laständerungen im Microgrid. Das Microgrid befindet sich weiterhin im Inselnetzbetrieb und es sind nur die VISMA-Systeme aktiv. Zum Zeitpunkt 5 s werden die Lasten 3 und 4 zugeschaltet und zum Zeitpunkt 25 s wiederum gleichzeitig abgeschaltet. 10 s später wird die Asynchronmaschine gestartet, die 20 s am Netz bleibt.

Die Summe der zusätzlich eingespeisten Leistungen der VISMA-Systeme entspricht somit der zugeschalteten Last. Der neue stabile Arbeitspunkt ist in weniger als 1 s erreicht.

Die nächste Schalthandlung findet bei 25 s statt, bei der die beiden Lasten wieder abgeschaltet werden und die Gesamtlast auf 13,3 kW reduziert wird. Hier kommt es, im Gegensatz zur vorherigen Schalthandlung, zu einer Erhöhung der Netzspannung und einem Übertritt des Regelungsbandes, die aber auch nur einen Datenpunkt (weniger als 20 ms) betrifft. Abermals ist der neue stabile Arbeitspunkt, der genau dem vor der Lastzuschaltung entspricht, in weniger als 1 s erreicht.

Weitere 10 s später wird das Schütz K5 geschlossen und die Asynchronmaschine zugeschaltet. Diese ist 20 s am Netz, bevor die Maschine zum Zeitpunkt 55 s durch Öffnen des Schützes vom Versuchsnetz getrennt wird und abermals eine letzte Schalthandlung der Versuchsreihe hervorruft.

Beim Anlauf der Asynchronmaschine zeigt sich in der Netzspannung ein deutlich tieferer Einbruch im Effektivwert von drei Datenpunkten und somit ungefähr 60 ms. In Abbildung 5.7 ist der Zeitverlauf der Netzspannung im Moment der Zuschaltung nochmals detailliert dargestellt. Eine Verzerrung der Sinusschwingung zeichnet sich in diesem Moment nicht ab, allerdings bricht durch den erhöhten Blindleistungsbedarf die Amplitude ein. Ein Vergleich mit den Blindleistungsverläufen in Abbildung 5.6 zeigt, dass die Spannungs-Blindleistungs-Regler der Systeme ihre maximale Aussteuerung erreicht haben. Der sinkende Blindleistungsbedarf mit Annäherung an den Leerlaufpunkt der Drehfeldmaschine lässt die eingespeiste Blindleistung durch die Systeme reduzieren, sodass diese die Aussteuerungsgrenze verlassen und sich die Spannung stabilisieren kann. Der erforderliche Wirkleistungsbedarf, sowohl für den Anlaufvorgang als auch für den Leerlaufbetrieb, sind im Vergleich zum Blindleistungsbedarf marginal und für das

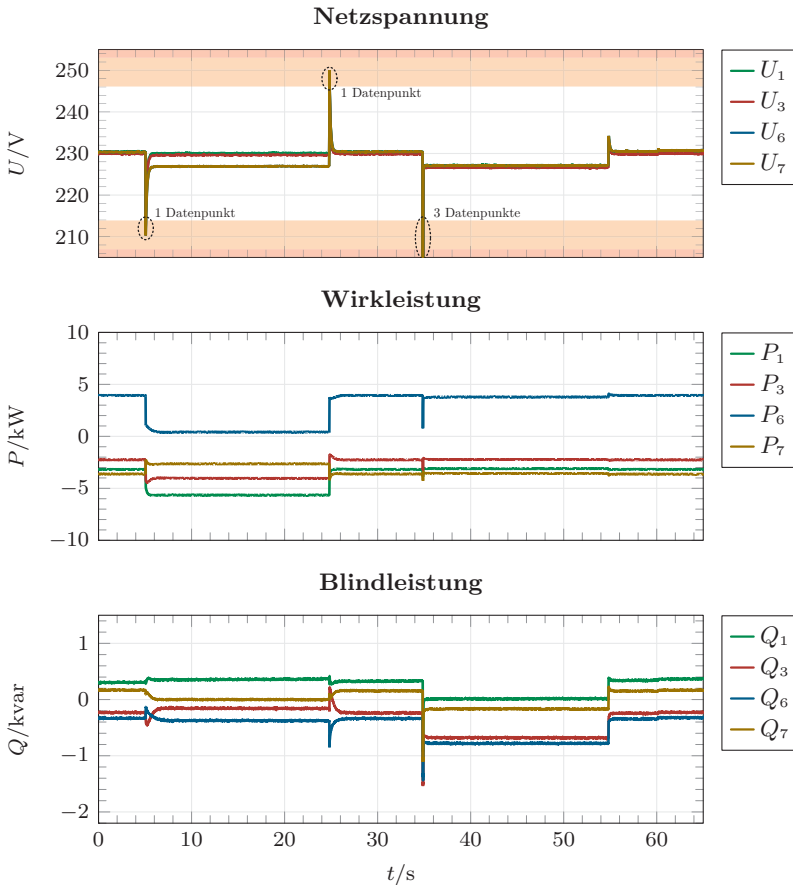


Abbildung 5.6 – Netzgrößen des Laborversuchs zu Laständerungen im Microgrid. Zum Zeitpunkt 5 s wird die Verbraucherlast von 13,3 kW auf 23,4 kW durch Zuschalten der Lasten 3/4 erhöht und bei 25 s wieder auf 13,3 kW reduziert. Bei 35 s wird die Asynchronmaschine gestartet und bei 55 s wieder vom Netz getrennt. In der oberen Abbildung ist zudem die Anzahl an Datenpunkten vermerkt, die das Regelungsband verletzen.

(Der Index im Formelzeichen entspricht der Nummer der Sammelschiene.)

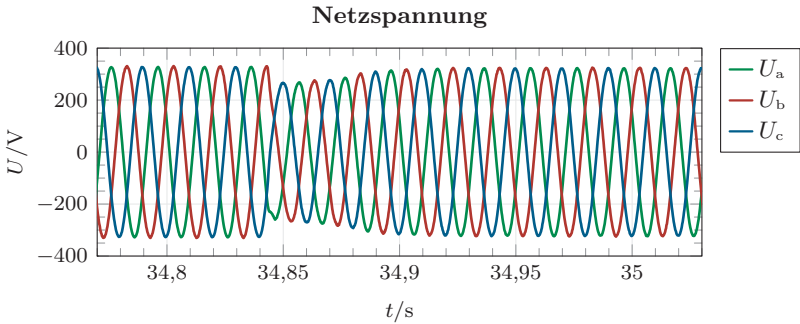


Abbildung 5.7 – Netzspannung des Laborversuchs der Laständerungen zum Zeitpunkt der Zuschaltung der Asynchronmaschine im Detail. Im Moment der Schalthandlung und dem Start des Anlaufes der Drehfeldmaschine bricht die Spannung über einen Zeitraum von knapp 60 ms ein. Dieser Einbruch ist auf den erhöhten Blindleistungsbedarf während der Startphase zurückzuführen, der die Spannungs-Blindleistungs-Kennlinien der VISMA an die Aussteuerungsgrenze bringen. Eine Destabilisierung ist hingegen nicht zu erkennen.

System unbedenklich.

Auch wenn der Start der Asynchronmaschine mit einem wesentlich höheren Einbruch in der Netzspannung verbunden ist, ist der stationäre und stabile neue Arbeitspunkt im Vergleich zur Zuschaltung der ohmschen Last zu Beginn dieser Versuchsreihe deutlich schneller erreicht. Hinzu kommt, dass bei der Abschaltung der Maschine der Arbeitspunkt, der vor der Zuschaltung vorgelegen hat, erkennbar schneller erreicht wird im Vergleich zur Abschaltung der Lasten 3 und 4. Ein größerer Überschwinger in der Spannung bleibt hierbei aus.

Diese Versuchsreihe hat gezeigt, dass neben den Lastsprüngen auch eine Drehfeldmaschine anlaufen kann, ohne das Netz zu destabilisieren. Das entwickelte Regelsystem der virtuellen Synchronmaschine zeigt an dieser

Stelle bereits, das unabhängig vom Belastungsfall die Systeme gemeinschaftlich ohne auftretende Pendelungen das vollständig umrichterbasierte Microgrid stabilisieren. In der nächsten Versuchsreihe wird das Netz um einen Einspeisewechselrichter mit Stromquellenverhalten ergänzt.

5.3 Zuschaltung PV-Einspeisewechselrichter

In diesem Versuch wird die Zuschaltung und die Einspeisung von einem Solareinspeisewechselrichter analysiert. Das untersuchte Netz wird weiterhin in der Insel betrieben und der obere und mittlere Strang als Ring gefahren. Die Lasten 3 und 4 sowie die Asynchronmaschine bleiben während der gesamten Untersuchung abgeschaltet. Das Netzteil des PV-Wechselrichters ist auf 7,5 kW eingestellt, sodass nach Überprüfung aller Netzparameter, Synchronisierung und Zuschaltung des Systems der Solarwechselrichter knapp 50 % der Einspeisung und Versorgung der Last übernimmt. Das gültige Einliniendiagramm zeigt Abbildung 5.8. Nach welchem Verfahren der VDE-AR-N 4105 der Wechselrichter Blindleistung einspeisen wird, ist nicht bekannt.

Die Zuschaltung des Einspeisewechselrichters erfolgt bei knapp 8 s, wie Abbildung 5.9 zeigt. Im Moment der Zuschaltung kommt es zu einer geringfügigen Verzerrung der Spannung (vgl. Abbildung 5.10), weshalb zum einen der berechnete Effektivwert der Netzspannung und zum anderen die Wirk- und Blindleistungen an den einzelnen Sammelschienen etwas schwanken. Das Regelsystem der virtuellen Synchronmaschine arbeitet entsprechend dagegen, sodass diese kurzweilig bleiben, schnell ausgeglichen werden und das Netz stabil bleibt. Da diese Schwankungen erst mit der Zuschaltung des Solarwechselrichters und nicht bereits in den vorherigen Messreihen zu

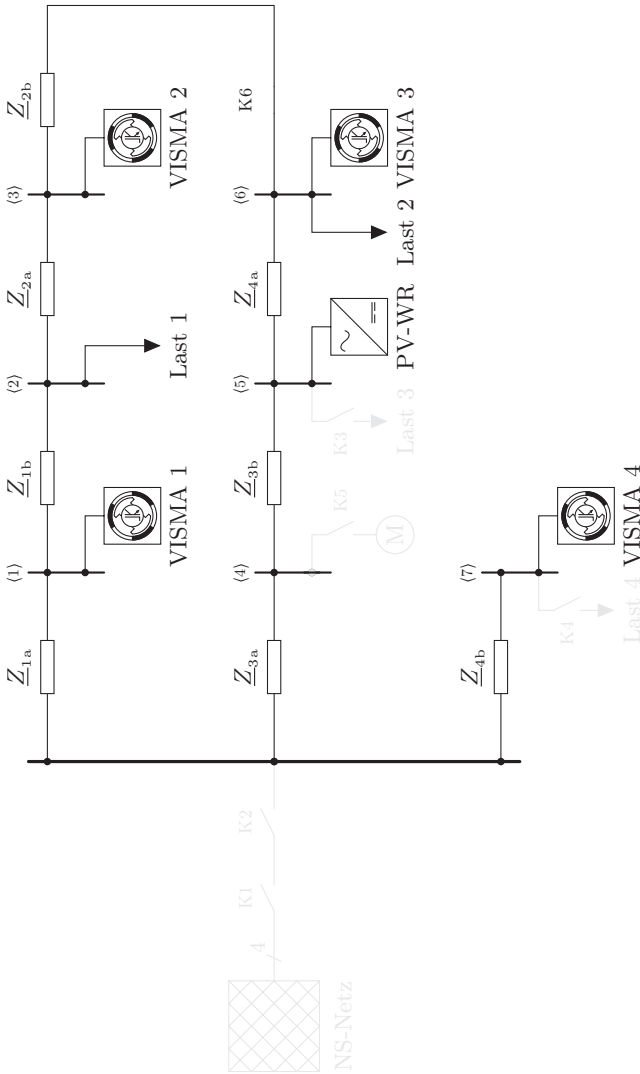


Abbildung 5.8 – Einliniendiagramm des Laborversuchs zur Zuschaltung eines Einspeisewechselrichters. Neben dem PV-Wechselrichter sind nur die vier VISMA-Systeme und die Lasten 1 und 2 mit 13,3 kW im Versuchsnetz. Das Netzteil des PV-Einspeisewechselrichters ist auf 7,5 kW eingestellt, sodass nach Überprüfung aller Netzparameter, Synchronisierung und Zuschaltung des Systems dieser knapp 50 % der Versorgung der Last übernimmt.

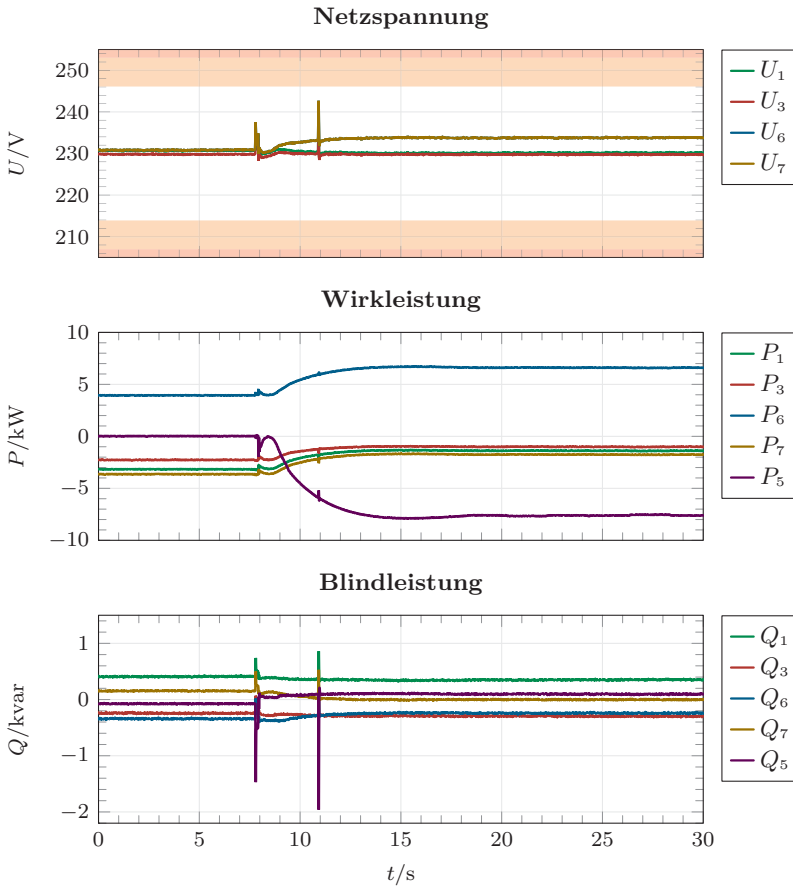


Abbildung 5.9 – Netzgrößen des Laborversuchs zur Zuschaltung eines Einspeisewechselrichters. Die Zuschaltung des PV-Wechselrichters erfolgt bei ca. 8 s. Das Netzteil, welches den PV-Generator nachbildet, ist auf 7,5 kW eingestellt. Innerhalb von 7 s erreicht der Einspeisewechselrichter seinen definierten Wert, während gleichermaßen die VISMA-Systeme ihre Leistung reduzieren. Bei den eingespeisten Blindleistungen sind nur geringfügige Änderungen sichtbar.

(Der Index im Formelzeichen entspricht der Nummer der Sammelschiene.)

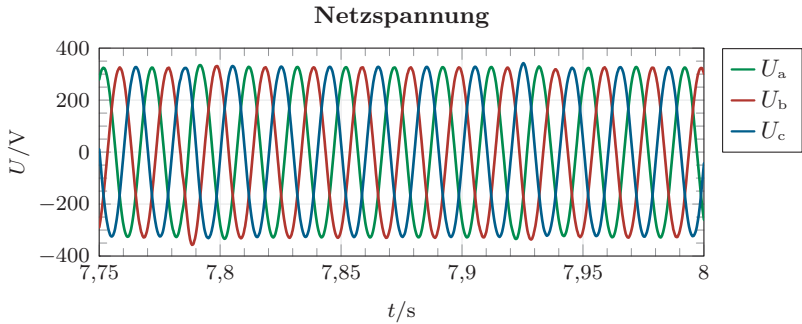


Abbildung 5.10 – Netzspannung des Laborversuchs zur Zuschaltung eines Einspeisewechselrichters im Detail. Im Augenblick der Zuschaltung des Solarwechselrichters zeigt sich in der Netzspannung eine minimale Verzerrung. Da diese Schwankungen vorher nicht zu sehen gewesen sind, ist davon auszugehen, dass die Störungen durch den Einspeisewechselrichter verursacht werden. Die VISMA mit ihrem Regelsystem gleicht die Verzerrung jedoch gut aus.

beobachten gewesen sind, ist davon auszugehen, dass die Störungen von diesem verursacht werden.

An Sammelschiene 5 ist nur der Solarwechselrichter angeschlossen, sodass P_5 direkt die von diesem eingespeiste Wirkleistung repräsentiert. Die Leistung nähert sich exponentiell dem eingestellten Wert von 7,5 kW innerhalb einer Zeitspanne von circa 7 s an. In gleicher Weise reduzieren sich in der Zeit die eingespeisten Wirkleistungen der vier VISMA-Systeme in Abhängigkeit der hinterlegten Frequenz-Wirkleistungs-Kennlinie. So vermindern VISMA 1 und 4 ihre Leistung um knapp 2 kW, während VISMA 2 und 3 ihre Leistungen um ungefähr 1 kW und 2,5 kW verringern. Die von den VISMA-Systemen eingespeiste Blindleistung ändert sich nur geringfügig, da durch den Einspeisewechselrichter fast keine Blindleistung eingespeist wird.

5.4 Änderung der Netztopologie im Inselnetzbetrieb

Die letzte Untersuchung des Microgrids im Inselnetzbetrieb ist die Änderung der Netztopologie mit kurzfristig vorher stattfindender Schalthandlung, wie das Einliniendiagramm in Abbildung 5.11 zeigt. Mit diesem Versuch soll das Regelsystem der VISMA mit einem Stresstest überprüft werden. Zum Zeitpunkt 4,8 s wird durch Schließen des Schützes K3 die Last 3 an der Sammelschiene 5 zugeschaltet und die Gesamtlast des Versuchesnetzes von 13,3 kW auf 20 kW erhöht. Bereits 200 ms später, während des transienten Ausgleichsvorgangs, wird das Schütz K6 geöffnet und somit das Ringnetz aus dem oberen und mittleren Strang in die Einzelstränge geteilt.

Die Ergebnisse dieses Versuches in Abbildung 5.12 zeigen vergleichbare Ergebnisse zu der Lastzuschaltung in Abbildung 5.6 zum Zeitpunkt 5 s. Im Moment der Lastzuschaltung dieses Versuches bricht zunächst die Spannung wieder ein, wobei dieser Spannungseinbruch im Vergleich zu den vorherigen deutlich geringer ausfällt und der Effektivwert innerhalb des Regelungsbandes bleibt, bedingt durch den kleineren Lastsprung. Die Bereitstellung von Blindleistung durch die VISMA-Systeme erfolgt hierbei recht gleichmäßig, ebenso wie die Einspeisung der erforderlichen Wirkleistung. Zudem ist die Wirkleistung an Sammelschiene 5 mit dargestellt. Die Zuschaltung der 6,7 kW bei gleichzeitiger Einspeisung von 7,5 kW durch den Solarwechselrichter bedingt, dass an diesem Netzknotenpunkt nach der Schalthandlung nur noch 0,8 kW eingespeist werden.

Zum Zeitpunkt der Auftrennung des Ringnetzes ist der Ausgleichsvorgang weder abgeschlossen noch der neue stabile Betriebspunkt erreicht. Die Ergebnisse zeigen jedoch, dass auch hierdurch keine Instabilitäten oder

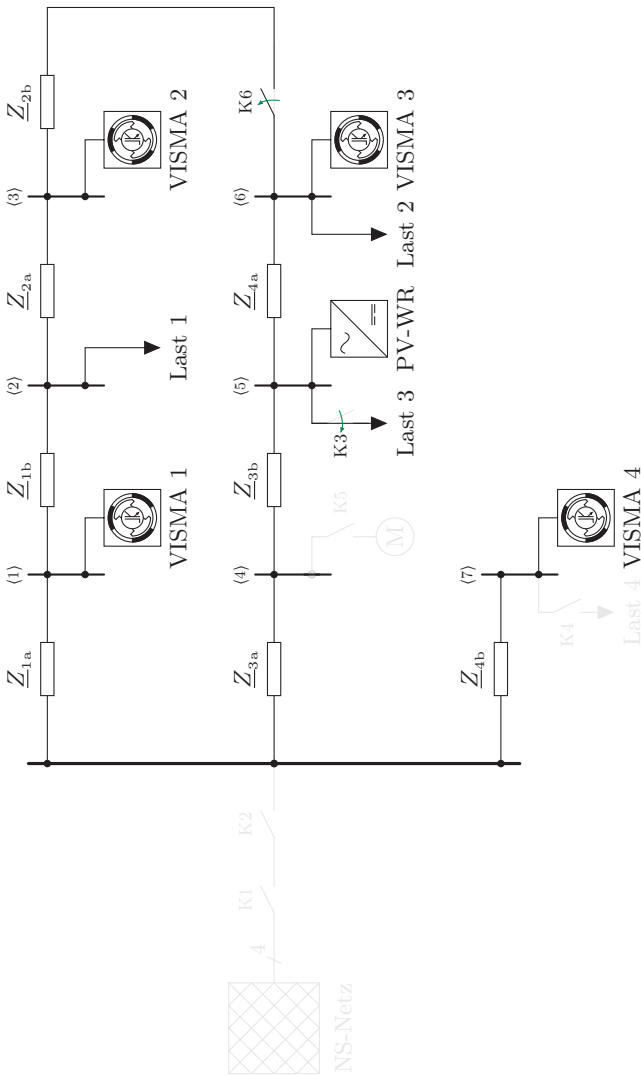


Abbildung 5.11 – Einliniendiagramm des Laborversuchs zur Änderung der Netztopologie. Neben den vier VISMA-Systemen sind die beiden Lasten 1 und 2 sowie der PV-Wechselrichter im Inselnetz zugeschaltet. Zum Zeitpunkt 4,8 s wird das Schütz K3 geschlossen und somit die Last 3 zugeschaltet. Vor Abschluss des Ausgleichsvorgangs wird das Schütz K6 zum Zeitpunkt 5 s geöffnet, das Ringnetz geteilt und in zwei Netzstrahlen überführt.

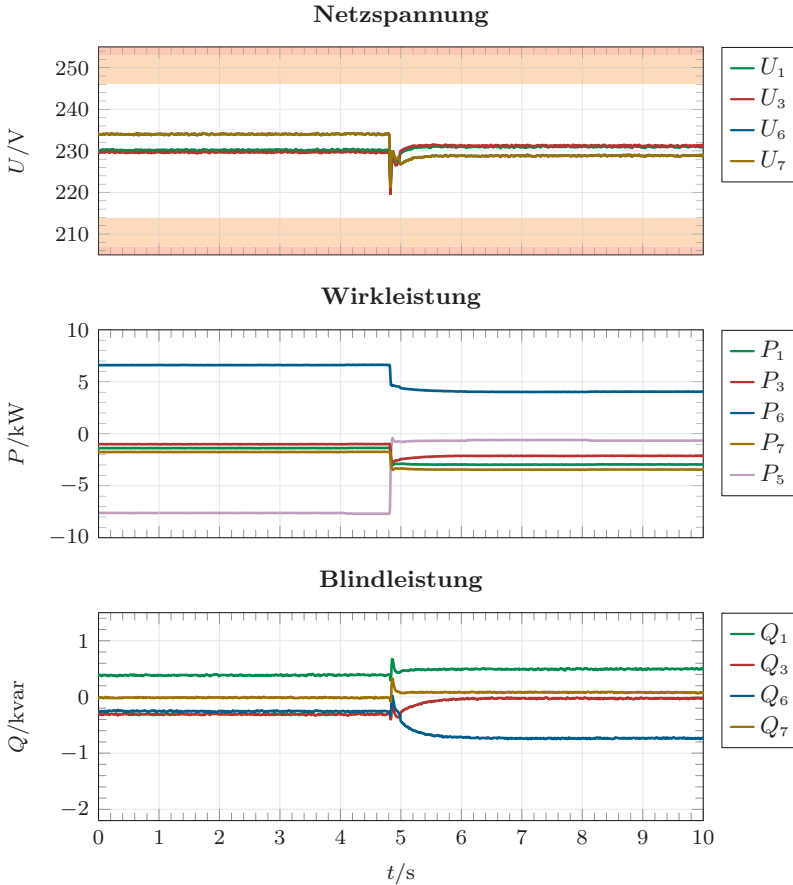


Abbildung 5.12 – Netzgrößen des Laborversuchs zur Änderung der Netztopologie durch Auftrennung des Ringnetzes. Bei 4,8s wird die Last 3 zugeschaltet und die Gesamtlast von 13,3 kW auf 20 kW vergrößert. Bereits 200 ms später wird das Schütz K6 geöffnet und das Ringnetz in zwei Netzstrahlen geteilt. Die VISMA-Systeme, welche nah an der Sammelschiene sind, erreichen wesentlich schneller ihren stationären Arbeitspunkt im Vergleich zu den entfernten Systemen. (Der Index im Formelzeichen entspricht der Nummer der Sammelschiene.)

Pendelungen auftreten. Das System ist instantan bestrebt wieder einen stabilen Betriebspunkt zu erreichen. Die eingespeisten Wirk- und Blindleistungen der VISMA 1 und 4 (an Sammelschiene 1 und 7) in der Nähe der Hauptsammelschiene erreichen ihren stationären Endwert innerhalb von 200 ms, ebenso wie die Netzspannung. Im Vergleich dazu nähern sich die VISMA-Systeme 2 und 3 an den Sammelschienen 3 und 6, die weiter entfernt von der Hauptsammelschiene sind, ihrem neuen Betriebspunkt wesentlich langsamer. Nach etwa 1 s sind alle Ausgleichsvorgänge abgeschlossen und der neue Arbeitspunkt erreicht.

5.5 Kollektive Resynchronisierung mit dem vorgelagerten Netz

Die abschließende Untersuchung der Laborversuche der virtuellen Synchronmaschine im Microgrid ist die Resynchronisierung mit dem vorgelagerten Niederspannungsnetz, nachdem dieses wiedergekehrt ist. Dazu wird an den vorherigen Versuch angeknüpft. Neben den vier VISMA-Systemen ist der Solareinspeisewechselrichter als Erzeugereinheit am Netz. Die vier virtuellen Synchronmaschinen speisen wie gehabt nach der Wirkleistungs-Frequenz- und Blindleistungs-Spannungs-Kennlinie ein und der PV-Wechselrichter weiterhin mit 7,5 kW. Auf der Lastseite befinden sich die Lasten 1 bis 3, sodass sich eine Gesamtbelastung des Versuchsnetzes von 20 kW ergibt. Die Abbildung 5.13 zeigt das gültige Einliniendiagramm.

Die Wiederkehr des vorgelagerten Netzes wird zu Beginn der Untersuchung durch Schließen des Schützes K1 emuliert. Der Resynchronisierungs-Controller erkennt die Netzwiederkehr und wartet die Verweilzeit von 5 s

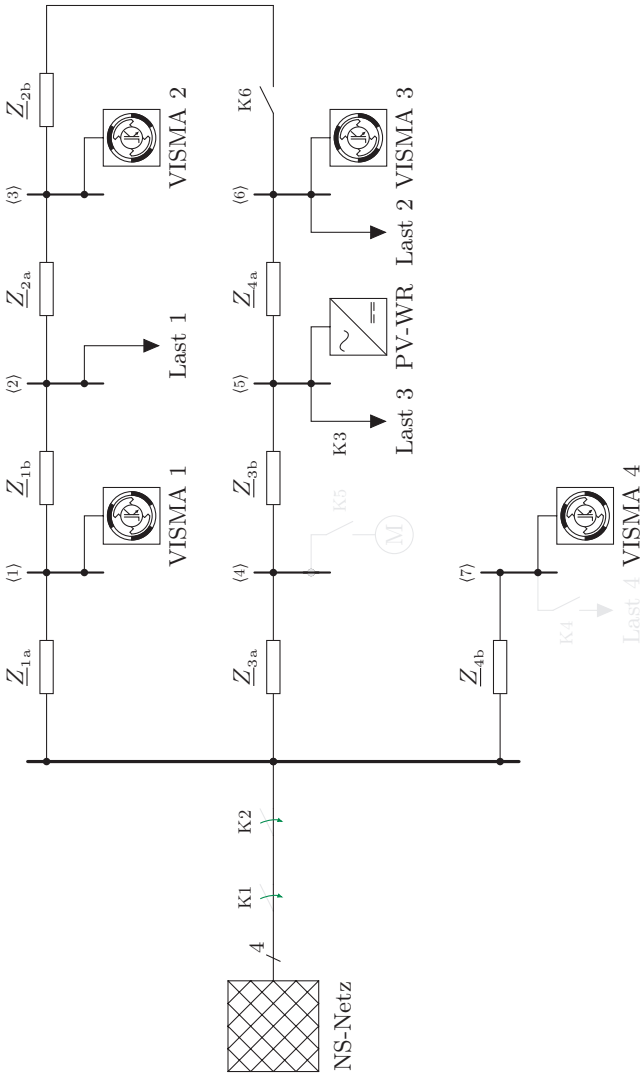


Abbildung 5.13 – Einliniendiagramm des Laborversuchs zur Resynchronisierung. Neben den vier VISMA-Systemen sind drei der vier Lasten und der PV-Wechselrichter im Versuchsnetz. Durch manuelles Schließen des Schützes K1 wird die Netz wiederkehr emuliert, sodass der Resynchronisierungsregler mit der Synchronisierung des Microgrids mit dem vorgelagerten Netz beginnen kann. Wenn alle Zu-schaltbedingungen erfüllt sind, schließt der Controller den Netztrenner K2.

ab, bevor dieser einen Wert für die Verschiebung der Frequenz- und Spannungskennlinie von ihrem jeweiligen Nennwert berechnet. Dieser Wert wird wiederum in Echtzeit an die einzelnen VISMA-Systeme über den CAN-Bus übermittelt, sodass sich alle Systeme kollektiv an der Resynchronisierung beteiligen.

Sobald alle Zuschaltbedingungen erfüllt sind, wird das Schütz K2 automatisch vom Resynchronisierungs-Controller geschlossen und das Microgrid in den Netzparallelbetrieb zurück überführt. Hierzu wird zeitgleich zur Schalthandlung über den CAN-Bus das Signal, welches den Inselnetzbetrieb definiert, wieder zurückgesetzt, wodurch die Unempfindlichkeitsschwellen in der $P(f)$ - und $Q(U)$ -Kennlinie wieder aufgebaut werden.

In Abbildung 5.14 sind die gemessenen Netzgrößen während des Resynchronisierungsversuches dargestellt. Zum Zeitpunkt 5 s beginnt der Resynchronisierungs-Controller einen Wert für die Frequenz- und Spannungsanpassung an die VISMA-Systeme zu übermitteln. Die Spannungsanpassung wird im Verlauf der effektiven Netzspannung ebenso wie im Verlauf der bereitgestellten Blindleistung ersichtlich. Für die Frequenzanpassung ist nur eine geringfügig erhöhte Wirkleistungseinspeisung erforderlich, die nur schwer in der Messung zu sehen ist. Zwischen 18 s und 19 s kommt es im vorgelagerten Netz zu einer Spannungsabsenkung, die durch die Nachführung des Resynchronisierungs-Controllers auch im Versuchsnetz ersichtlich wird.

Zum Zeitpunkt 32 s sind die Resynchronisierungsbedingungen erfüllt und das Schütz K2 kann ohne gefährliche Ausgleichsströme geschlossen werden. Das Schließen des Schützes übernimmt der Controller, da dieser die Phasenlage der beiden Netzzeiger überwacht. Mit der Schalthandlung wird gleichzeitig auch die Unempfindlichkeitsschwelle der Frequenz-Wirkleistungs- und Spannungs-Blindleistungs-Kennlinie für den Netzparallelbe-

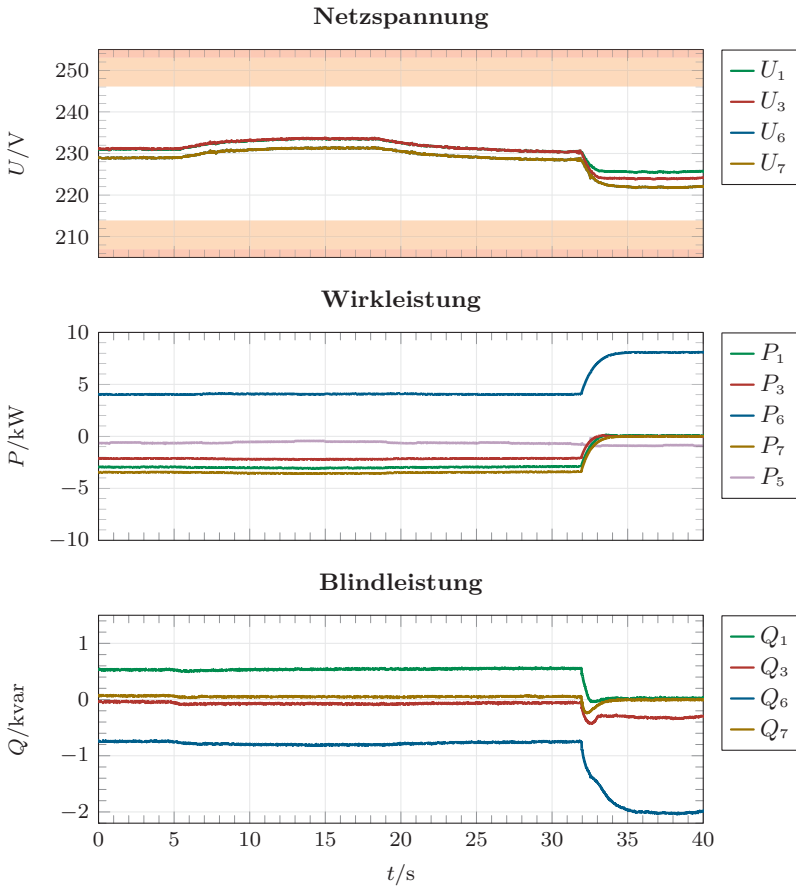


Abbildung 5.14 – Netzgrößen des Laborversuchs zur Resynchronisierung. Die Netzwiederkehr wird zu Beginn des Versuches durch Schließen des Schützes K1 emuliert. Nach der Verweilzeit von 5 s beginnt der Regler das Microgrid auf das vorgelagerte Netz zu synchronisieren. Zum Zeitpunkt 32 s sind die Zuschaltbedingungen erfüllt und es erfolgt das Schließen der Schaltstrecke. 2 s später findet die Versorgung der Lasten aus dem Netz statt und die VISMA-Systeme sind im Leerlauf. (Der Index im Formelzeichen entspricht der Nummer der Sammelschiene.)

trieb wiederhergestellt.

Nach der Zuschaltung wird die eingespeiste Wirkleistung durch die virtuellen Synchronmaschinen sukzessiv innerhalb von 2 s auf null reduziert, sodass die Versorgung der Last nun wieder aus dem vorgelagerten Niederspannungsnetz erfolgt. Die eingespeiste Wirkleistung des Solarwechselrichters bleibt während des gesamten Versuches konstant.

Die durch die Systeme bereitgestellte Blindleistung richtet sich nach dem Übergang in den Netzparallelbetrieb weiter nach der Spannung am Umrichterausgang. Da die Spannung an den Netzknoten nun wieder durch das vorgelagerte Netz vorgegeben wird und diese mit steigendem Abstand von der Hauptsammelschiene sinkt, steigt auch die Einspeisung der induktiven (negativen) Blindleistung durch die einzelnen Systeme an den Netzknoten. Die Systeme erreichen dabei den neuen stabilen Arbeitspunkt nach bereits 1 s. Ausnahme bildet die VISMA 3, die hierfür fast 4 s benötigt.

Das Ausbleiben von Sprüngen in der Wirk- und Blindleistung zeigt, dass die Versorgung des Microgrids kontinuierlich von den virtuellen Synchronmaschinen auf das vorgelagerte Netz übergeht und der Strom über dem Netzschütz langsam ansteigt, wie bereits in Abbildung 4.77 im Abschnitt Resynchronisierungsregler des vorherigen Kapitels dargestellt wird.

6 Zusammenfassung

Seit dem Beginn der Energiewende unterliegt das Energieversorgungssystem in Deutschland einem strukturellen Wandel. Die ehemals zentralistisch aufgebaute Struktur geht durch den zunehmenden Rückbau konventioneller Kraftwerke mit rotierenden Maschinen und deren natürlicher Stabilität schrittweise in ein dezentrales System mit stromrichtergekoppelten Erzeugungsanlagen über. Das führt dazu, dass netzstützende und stabilisierende Maßnahmen auch mehrheitlich von dezentralen Einheiten erbracht werden müssen.

Das Konzept der virtuellen Synchronmaschine ermöglicht die Integration einer regenerativen Erzeugungseinheit mittels eines leistungselektronischen Umrichters mit den Eigenschaften einer rotierenden Synchronmaschine am Netz. Somit kann durch die VISMA die erforderliche Stabilität aus jeder Netzebene erbracht werden. Zudem ist die VISMA in der Lage, ein dezentrales Verteilnetz in ein Microgrid zu überführen, da auch ohne ein vorgelegertes Netz ein stabiler Inselnetzbetrieb gewährleistet werden kann.

Im Rahmen dieser Arbeit ist eine netz- und kraftwerkbetriebsorientierte Steuer- und Regelungsstruktur der virtuellen Synchronmaschine entwickelt worden, welches ein Microgrid stabilisieren kann. Neben der simulativen Voruntersuchung und Parameteridentifikation standen vor allem die Validierungen am Prüfstand im Vordergrund. Nachfolgend werden die wesentlichen Ergebnisse der anfangs in Abschnitt 1.2 definierten Forschungsfragen zusammengefasst und beantwortet.

- (1) Kann eine Reglerstruktur für die VISMA entwickelt werden, die sowohl den Netzparallelbetrieb als auch den stabilen Inselnetzbetrieb sicherstellen kann? Zudem soll das entwickelte Regelsystem im Inselnetzbetrieb in der Lage sein, ohne Adaption der Regler, den Alleinbetrieb sowie den Verbundbetrieb aus mehreren VISMA-Systemen und die Integration weiterer Erzeugereinheiten mit netzfolgender Regelung zu ermöglichen.**

Die in Abschnitt 2.2 vorgestellten Regelungskonzepte für Inselnetze können die gestellten Anforderungen (Versorgungssicherheit, Flexibilität und Modularität) immer nur in Teilen, nie aber vollumfänglich, erfüllen. Daher ist aufbauend auf diesen Konzepten ein Regelsystem für die VISMA in Abschnitt 4.2 vorgestellt worden, welches den Zielsetzungen im Rahmen dieser Arbeit gerecht wird. Hierzu ist eine kaskadierte Struktur in Form einer kraftwerkstypischen Regelung aufgebaut worden (vgl. Abbildung 4.9). Die Wirk- und Blindleistung werden mittels geeigneter unterlagelter Leistungsregler unabhängig voneinander durch Nachführen des virtuellen Rotordrehmomentes und der virtuellen Erregerspannung eingeregelt. Die Leistungssollwerte werden für den Netzparallel- und Inselnetzbetrieb anhand der Netzfrequenz und der effektiven Netzspannung mit einem überlagerten Frequenz-Wirkleistungs- und Spannungs-Blindleistungs-Regler ermittelt, dessen Struktur sich an der Primärregelleistungs- und Spannungs-Blindleistungs-Kennlinie anlehnt. Eine Unterscheidung der Betriebsart des Netzes ist nicht erforderlich. Für die bessere Regelbarkeit im Inselnetzbetrieb werden lediglich die Unempfindlichkeitsschwellen eliminiert, sodass eine homogen lineare Kennlinie zwischen den Grenzen der Aussteuerung entsteht. Die Identifikation geeigneter Parameter der unterlagerten Leistungsregler ist in einem Zwei-Schritt-Verfahren durchgeführt worden. Nach einer Eingrenzung möglicher Parametersätze ohne die über-

lagerten Regler sind in einer erweiterten Simulation mit dem gesamten Regelsystem die in dieser Arbeit verwendeten Kenngrößen ermittelt worden.

Die Validierung des entwickelten Regelsystems ist vollumfänglich und realitätsnah am Prüfstand erfolgt (vgl. Abschnitt 4.3.5). Es ist nicht nur der unterbrechungsfreie Übergang vom Netzparallel- in den Inselnetzbetrieb gezeigt worden, sondern auch der stabile Weiterbetrieb des Inselnetzes. Zudem werden Laständerungen in beide Richtungen schnell durch das Regelsystem ausgeglichen, sodass der neue quasistationäre, stabile Arbeitspunkt innerhalb von 200 ms erreicht werden kann.

Darüber hinaus ist in Abschnitt 4.4 ein Regler für den Schwarzstart entwickelt worden. Dieser erlaubt den Netzaufbau aus dem Schwarzen heraus. Neben dem Aufbau der Netzspannung werden schrittweise die für einen stabilen Netzbetrieb erforderlichen Regler aktiviert. Somit ist es unerheblich, wie das Inselnetz zustande gekommen ist, welches stabil betrieben werden kann.

- (2) Nachdem das Microgrid in der Insel gefahren wurde und ein vorgelagertes Netz wieder am Netzanschlusspunkt vorhanden ist, wird der Netzparallelbetrieb angestrebt. Hierfür ist eine Synchronisierung beider Netze erforderlich. Im Allgemeinen ist dies durch die hohe Regelbarkeit von einzelnen stromrichterbasierten oder dieselmotorischen Ersatzstromanlagen in kleinen Inselnetzen recht einfach umzusetzen. Im zu untersuchenden Microgrid sollen sich mehrere Systeme bei einer Vielzahl an Erzeugungseinheiten im Netz an der Synchronisierung beteiligen. Welche Struktur hat ein Synchronisierungsregler für das zu untersuchende Vorhaben? Welcher Kommunikationsaufwand ist zwischen den Systemen erforder-**

derlich, um einen sicheren Übergang in den Netzparallelbetrieb zu gewährleisten?

Für den vollumfänglichen Betrieb eines Microgrids ist der Übergang vom Inselnetz- in den Netzparallelbetrieb erforderlich. Die Schaltstrecke zwischen den beiden Netzen sollte zur Vermeidung hoher Ausgleichsströme und zum Schutz der Betriebsmittel nur geschlossen werden, wenn die beiden Netze annähernd synchron zueinander sind. Dieser Zustand wird erreicht, wenn die Raumzeiger der beiden Netze übereinander liegen und die Synchronisierungsbedingungen erfüllt sind, s. Abschnitt 4.5. Da das vorgelagerte Netz nicht beeinflusst werden kann, sind die Frequenz und der Effektivwert der Netzspannung des Microgrids gezielt zu beeinflussen. Hierzu ist ein externer Regler aufgebaut worden, welcher die Frequenz-Wirkleistungs- und Spannungs-Blindleistungs-Kennlinie gezielt verschiebt, sodass die Frequenz und Spannung präzise auf einen definierten Wert gebracht werden.

Bei der Resynchronisierung darf keine Gleichheit der Frequenzen zwischen vorgelagertem Netz und Microgrid bestehen, da sich sonst die Netzzeiger niemals übereinander legen lassen würden. Aus diesem Grund erfolgt in dieser Arbeit der Angleichvorgang in einem Zwei-Schritt-Verfahren: Zunächst wird eine Grobsynchronisierung vorgenommen, um die Frequenz des Microgrids möglichst zügig über die Frequenz des vorgelagerten Netzes anzuheben, sodass sich der Raumzeiger des Microgrids dem des vorgelagerten Netzes von hinten annähern kann. Sobald die Netzspannung angeglichen ist und sich der Raumzeiger des Microgrids ausreichend nah an den des vorgelagerten Netzes angenähert hat, beginnt die Feinsynchronisierung, um die Annäherung zu verlangsamen und die Differenz der beiden Frequenzen zu reduzieren. Sobald die Zuschaltbedingungen erfüllt sind und eine Sicherheitszeit abgewartet wurde, wird von dem externen Resynchronisierungsregler der Impuls zum Schließen der Schaltstrecke gegeben.

Die Ergebnisse in den Abbildungen 4.77 und 4.78 haben gezeigt, dass das Schließen der Schaltstrecke ohne Ausgleichsstrom oder Stromimpuls verbunden ist. Stattdessen steigt der Strom über dem NAP langsam an, so dass die Versorgung des Microgrids allmählich aus dem vorgelagerten Netz erfolgt und die VISMA-Systeme in den Leerlauf übergehen.

Der Regler ist so aufgebaut worden, dass dieser die Resynchronisierung automatisch nach dem Erkennen eines vorgelagerten Netzes, auf welches sich synchronisiert werden kann, startet. Dabei werden die Werte, die für die Verschiebung der beiden Kennlinien erforderlich sind, über ein CAN-Bus an die teilnehmenden VISMA-Systeme übermittelt. In der Praxis würden sich hierfür auch andere echtzeitfähige Protokolle eignen. Ein erhöhter Kommunikationsaufwand ist nur während der Synchronisierung notwendig. Sollte die Verbindung währenddessen ausfallen, würden die Kennlinien auf ihren ursprünglichen Wert zurückgesetzt werden und das Microgrid in der Insel ohne Einschränkungen weiterlaufen.

- (3) Typischerweise beteiligen sich nicht alle Erzeugereinheiten gleichermaßen an der Stabilisierung eines Netzes, da diese unterschiedliche Reglerparameter haben. Zudem sind die Systeme aufgrund des Strukturwandels nun elektrisch nah beieinander, sodass eine gegenseitige Beeinflussung möglich ist. Kommt es mit dem zu entwickelnden Regelsystem zu Wirk- und/oder Blindleistungspendelungen zwischen den VISMA-Systemen, welche die Stabilität des Netzes gefährden?**

In Kapitel 5 ist das Regelsystem der virtuellen Synchronmaschine in einem praxisnahen Microgrid im Labormaßstab erprobt worden. Hierbei sind neben dem Netzparallel- und Inselnetzbetrieb die Übergänge in die jeweils andere Betriebsart untersucht, Laständerungen in beide Richtungen im Inselnetzbetrieb erforscht und die Zuschaltung besonderer Betriebsmit-

tel, hier einer Asynchronmaschine, beleuchtet worden. Zudem ist nicht nur das 100 %-Stromrichternetz ausschließlich mit VISMA-Systemen analysiert, sondern es ist auch ein weiterer Stromrichter mit netzfolgender Regelung integriert worden.

Die VISMA-Systeme hatten zwar alle die gleichen Maschinenparameter und auch die Reglergrößen der unterlagerten Wirk- und Blindleistungsregelung waren identisch, jedoch haben sich die Systeme mit einem unterschiedlichen Anteil an Wirk- und Blindleistungseinspeisung an der Stabilisierung beteiligt. Bei allen durchgeführten Versuchen ist innerhalb kürzester Zeit der neue stationäre Arbeitspunkt erreicht worden. Eine Pendelung zwischen den VISMA-Systemen oder der VISMA und dem netzfolgenden Wechselrichter sind nicht zu erkennen. Die ein- oder ausgespeiste Wirk- und Blindleistung sind grundsätzlich nach einem Netzereignis bzw. nach dem Abschluss des Ausgleichsvorgangs konstant.

Fazit

Die gezeigten Ergebnisse in der Arbeit belegen, dass für die virtuelle Synchronmaschine ein netz- und kraftwerkbetriebsorientiertes Steuer- und Regelungssystem zur Stabilisierung eines Microgrids aufgebaut werden kann. Hierbei wurde explizit der Fokus auf die Laborversuche gelegt, um die Praxistauglichkeit des Systems zu unterstreichen.

Die Punkte Versorgungssicherheit, Flexibilität und Modularität können hierbei vollends abgedeckt werden. Das Regelsystem muss hierbei nicht unterscheiden, ob eine oder mehrere VISMA im Netz integriert sind, ob ein handelsüblicher Solareinspeisewechselrichter im Netz als Einspeiser vorhanden ist oder nicht. Auch spielt es keine Rolle, ob das Microgrid mit einem vorgelagerten Netz verbunden ist oder im Inselnetz betrieben wird. Diese Arbeit zeigt, dass beide Netzbetriebsarten stabil möglich sind und

auch der Wechsel von der einen Betriebsart in die jeweils andere ohne Einschränkungen möglich ist. Das entwickelte Steuer- und Regelsystem ist universell einsetzbar.

Ausblick

Das im Rahmen dieser Arbeit aufgebaute Regelsystem zur Stabilisierung eines Microgrids ist bisher ausschließlich mit symmetrischen Lasten getestet und als praktisch umsetzbar gezeigt worden. Unsymmetrien und Schief-lasten stellen einen weiteren wichtigen Aspekt in Niederspannungsnetzen dar, im Inselnetz sogar besondere Herausforderungen. Das Maschinenmodell ist nach Abbildung 4.2 aus einem mechanisch wirksamen Rotorkreis und drei einphasigen elektrisch wirksamen Statorkreisen aufgebaut. Erste Voruntersuchungen mit einem adaptierten Regelsystem, welches die Erregerspannung jedes einzelnen Statorkreises nachführt, haben vielversprechende Ergebnisse für Unsymmetrien gezeigt. Die Wirkleistung kann jedoch aufgrund des nur einen wirksamen Rotordrehmomentes nicht phasenbezogen geregelt werden. Abhilfe könnte an dieser Stelle die Verwendung dreier einphasiger VISMA-Modelle sein, die in Summe wiederum ein dreiphasiges Modell abbilden, sodass in die einzelnen Phasen gezielter Wirk- und Blindleistung eingespeist werden kann. Der verwendete dreiphasige Vierleiter-Umrichter mit Phasenstromreglern erlaubt aufgrund seines topologischen Aufbaus die Einspeisung in das Mit-, Gegen- und Nullsystem, sodass die Verwendung dreier einphasiger Systeme mit je einem eigenen Regelsystem zur Stabilisierung von Schief-lasten und Unsymmetrien möglich ist und einen Anknüpfungspunkt für eine weitere Forschungsarbeit bietet.

Kurzschlüsse im Microgrid wurden in dieser Arbeit nicht untersucht, sind jedoch Gegenstand der Untersuchungen in [14].

A Regelsystem der virtuellen Synchronmaschine

Partielle Parameterfindung des Wirk- und Blindleistungsreglers

Die partielle Parameteridentifikation der Leistungsregler erfolgt anhand der Wirk- und Blindleistungsreaktion der VISMA ohne Berücksichtigung der jeweils anderen Größe. Bei der Bestimmung geeigneter Reglerparameter für die Wirkleistungsregelung ist zunächst der Blindleistungsregler deaktiviert und die Bewertung der Parameter erfolgt ausschließlich anhand der Wirkleistungsreaktion. Hierzu werden diese in instabile, stabile aber unbrauchbare und stabile Verläufe klassifiziert.

Die Abbildung A.1 zeigt einen stabilen aber unbrauchbaren Parametersatz. Der Wirkleistungssprung von 10 kW wird bei 1 s durchgeführt. Zunächst steigt die eingespeiste Leistung stabil an und nähert sich den 12 kW, die der maximalen Leistung der Maschine entsprechen (vgl. Tabelle 4.1), an. Die im Maschinenmodell hinterlegte Sättigungsfunktion verhindert, dass durch den Leistungsregler ein virtuelles Drehmoment M_m vorgegeben wird, welches das Kippmoment überschreitet. Obwohl die Funktion hinterlegt ist, kann die VISMA den aktuellen Betriebspunkt nicht halten, weshalb diese bei ca. 2,8 s kippt, sich dann aber wiederA fängt und mit der gewünschten

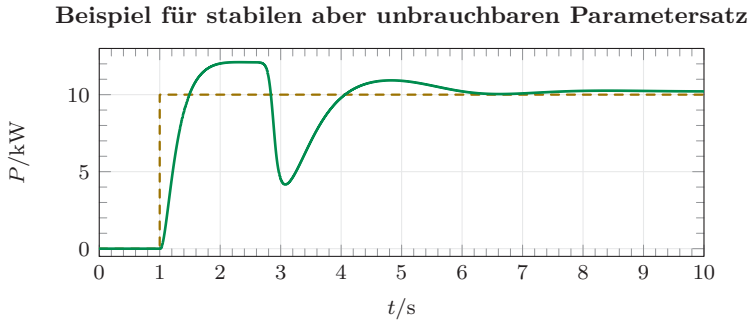


Abbildung A.1 – Beispiel eines stabilen aber unbrauchbaren Parametersatzes des Wirkleistungsreglers, der anhand seiner Reaktion auf den Wirkleistungssprung klassifiziert wurde. Zunächst sieht der Leistungsverlauf stabil aus, jedoch kippt die Maschine einmalig bei ca. 2,8 s, bevor sich diese wieder stabilisiert. Die Stabilität eines Microgrids ist hierdurch gefährdet, weshalb der Parametersatz als unbrauchbar bewertet wird.

Sollleistung einspeist. Ohne die Sättigungsfunktion würde die Maschine bereits früher kippen und destabilisierend wirken.

Wenn auch letztlich ein stabiler Arbeitspunkt erreicht werden kann, gefährdet das einmalige Kippen der Maschine die Stabilität eines Microgrids. Aus diesem Grund werden diese Art von Leistungsantworten als unbrauchbar bewertet.

In Abbildung A.2 ist die Leistungsantwort mit einem instabilen Parametersatz gezeigt. Neben der Reaktion der VISMA auf den Sprung ist noch die Reaktion ohne den Sprung (hellgrün) dargestellt. Es zeigt sich, dass die Maschine bereits vor dem Sprung zu schwingen beginnt, weshalb dieser als instabil bezeichnet wird. Zudem lässt sich erkennen, dass sich die VISMA zwar nach dem Leistungssprung, ähnlich wie in Abbildung A.1, nach einmaligen Kippen stabilisiert, jedoch ohne den Sprung pendelt.

Beispiel für instabilen Parametersatz

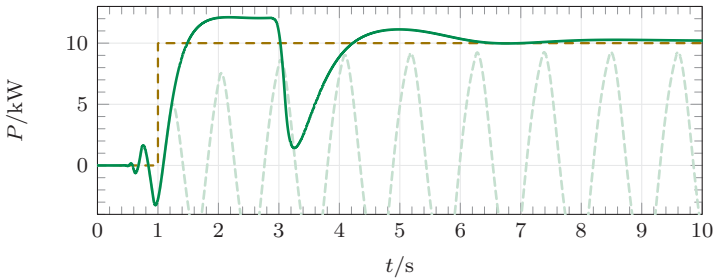


Abbildung A.2 – Beispiel eines instabilen Parametersatzes des Wirkleistungsreglers, der anhand seiner Reaktion auf den Wirkleistungssprung klassifiziert wurde. Bereits vor dem Leistungssprung ist ein Aufschwingen der Maschine zu erkennen. Die Schwingung wird mit dem Sprung durch eine vergleichbare Leistungsantwort wie in Abbildung A.1 beendet, jedoch kippt auch hier die Maschine einmalig. Würde der Leistungssprung ausbleiben (hellgrüner Verlauf), würde sich die Maschine aufschwingen. In beiden Fällen ist die Stabilität des Microgrids gefährdet, weshalb die Parameter als unbrauchbar bewertet werden.

Ebenso erfolgt die Klassifizierung der Parameter des Blindleistungsreglers anhand der Reaktion der VISMA. Der Wirkleistungsregler ist nun deaktiviert und es wird bei 1 s ein Blindleistungssprung von 5 kvar vorgegeben. In Abbildung A.3 ist einen stabiler aber unbrauchbarer Parametersatz gezeigt. Die von der VISMA eingespeiste Blindleistung nähert sich nur sehr langsam dem Sollwert an. Von einer stabilisierenden Netzstützung kann hier nicht gesprochen werden, da der Ausgleichsvorgang mehrere Sekunden dauert.

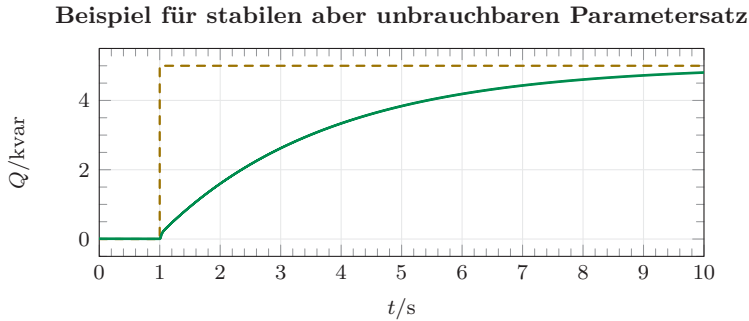


Abbildung A.3 – Beispiel eines stabilen aber unbrauchbaren Parametersatzes des Blindleistungsreglers, der anhand seiner Reaktion auf den Blindleistungssprung klassifiziert wurde. Die eingespeiste Blindleistung steigt nur sehr langsam an. Für die Stabilisierung eines Microgrids werden Regelungszeiten im Millisekundenbereich gefordert, dieser Ausgleichsvorgang dauert mehrere Sekunden. Von einer stabilisierenden Netzstützung kann hier nicht gesprochen werden.

Einen instabilen Parametersatz zeigt die Abbildung A.4. Es ist gut zu erkennen, dass die Maschine nach dem Blindleistungssprung zu schwingen beginnt und die Amplitude der Schwingung mit der Zeit wächst. Dieser Parametersatz wird daher als unbrauchbar klassifiziert.

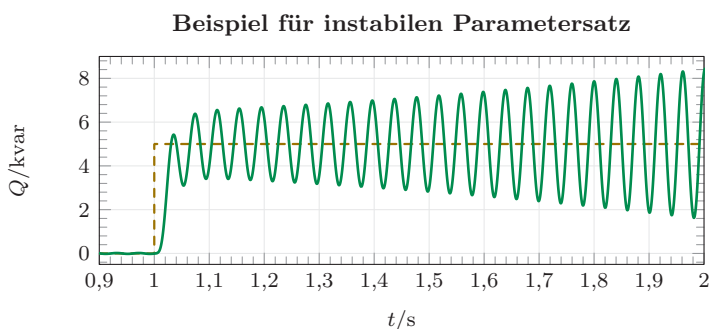


Abbildung A.4 – Beispiel eines instabilen Parametersatzes des Blindleistungsreglers, der anhand seiner Reaktion auf den Blindleistungssprung klassifiziert wurde. Mit dem Blindleistungssprung beginnt die Maschine zu schwingen. Zudem wächst die Amplitude der Schwingung, sodass ein stabiler Zustand nie erreicht werden kann. Die Stabilität des Microgrids ist gefährdet, weshalb die Parameter als unbrauchbar bewertet werden.

Überlagerte Regelung

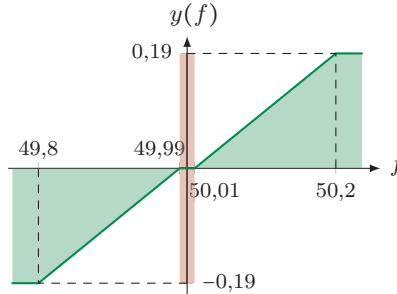


Abbildung A.5 – Kennlinie des Frequenzreglers nach der symmetrischen Sättigungs- und Totbandfunktion. Auf der Abszisse ist die Frequenz des Netzes abgetragen und auf der Ordinate die Frequenzabweichung vom Nennwert. Die Sättigungsfunktion in Abbildung 4.23 bewirkt, dass eine Frequenzabweichung von mehr als ± 200 mHz unterbunden wird. Ohne die Totbandfunktion wären die Maximalwerte an den Grenzen der Aussteuerung $y(f) = \pm 0,2$ Hz. Die anschließende Totbandfunktion im Blockschaltbild stellt die Unempfindlichkeitsschwelle sicher. Dabei wird, sofern der Eingangswert größer oder kleiner als das Unempfindlichkeitsintervall ist, dieses vom Ausgangswert abgezogen. In dieser Umsetzung ist dieses Intervall zu ± 10 mHz definiert, weshalb die Aussteuerergrenzen nun bei $y(t) = \pm 0,19$ Hz liegen.

Allumfassende Parameterfindung des Wirk- und Blindleistungsreglers

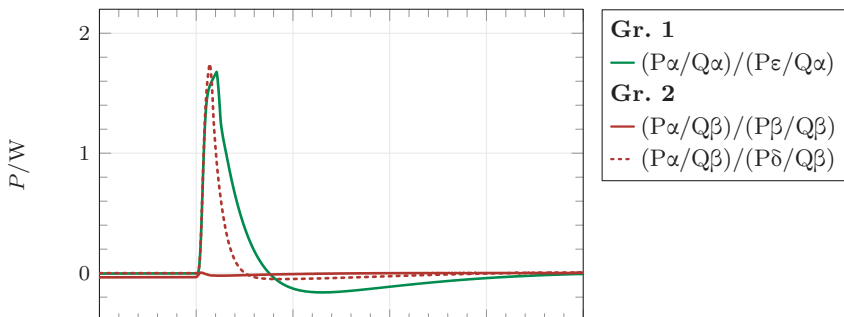
Tabelle A.1 – Verwendeter Parametersatz des überlagerten Frequenz-Wirkleistungs- und Spannungs-Blindleistungs-Reglers im Simulationsmodell

Frequenz-Wirkleistungs-Regler		
Nennfrequenz	f_n	50 Hz
Sättigungsgrenze	m	200 mHz
Unempfindlichkeitsschwelle	n	10 mHz
max. Wirkleistungsbereitstellung	$P_{\max}$	10 kW
Spannungs-Blindleistungs-Regler		
Nennspannung	U_n	230 V
Sättigungsgrenze	m	16,1 V
Unempfindlichkeitsschwelle	n	0 V
max. Blindleistungsbereitstellung	$Q_{\max}$	5 kvar
Filterkapazität	C_f	10 μ F

Tabelle A.2 – Eingestellte Parameter der Netzersatzelemente $\underline{Z}_{1a}$ bis $\underline{Z}_{2b}$ im Simulationsmodell

Netzersatzelement $\underline{Z}_{1a}$		
Resistanz	R_{1a}	$0,5 \Omega$
Induktivität	L_{1a}	$433 \mu\text{H}$
äquivalente Leitungslänge	l_{1a}	$\approx 205 \text{ m}$
Netzersatzelement $\underline{Z}_{1b}$		
Resistanz	R_{1b}	$0,1 \Omega$
Induktivität	L_{1b}	$108 \mu\text{H}$
äquivalente Leitungslänge	l_{1b}	$\approx 45 \text{ m}$
Netzersatzelement $\underline{Z}_{2a}$		
Resistanz	R_{2a}	$0,24 \Omega$
Induktivität	L_{2a}	$216 \mu\text{H}$
äquivalente Leitungslänge	l_{2a}	$\approx 100 \text{ m}$
Netzersatzelement $\underline{Z}_{2b}$		
Resistanz	R_{2b}	$0,34 \Omega$
Induktivität	L_{2b}	$324 \mu\text{H}$
äquivalente Leitungslänge	l_{2b}	$\approx 145 \text{ m}$

Differenzfunktionen der Wirkleistungsantworten



Differenzfunktionen der Blindleistungsantworten

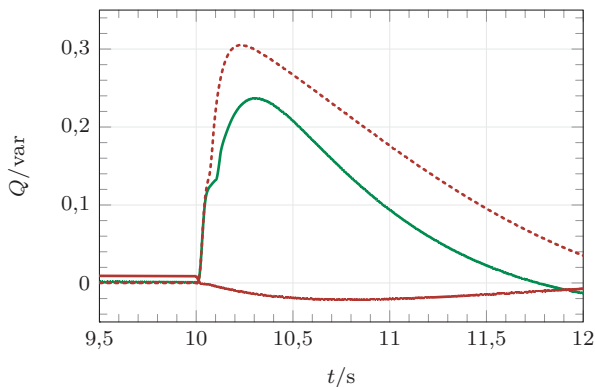


Abbildung A.6 – Berechnete Differenzfunktionen der Leistungsantworten der erweiterten simulationsgestützten Parameterspezifikation zwischen den Parametersätzen der gewählten Gruppen. Die Ergebnisse haben gezeigt, dass sich aus den fünf Sätzen an Parametern zwei Gruppen bilden, denen zwei bzw. drei Sätze an Parametern zugeordnet werden. Innerhalb der Gruppe unterscheiden sich die Leistungsantworten nur sehr gering, wie die Differenzfunktion zwischen dem ersten Parametersatz der jeweiligen Gruppe und den weiteren Sätzen der Gruppe zeigt. Der Unterschied ist im Wesentlichen kleiner als einem Promille, teilweise sogar insignifikant. Zwischen den beiden Gruppen zeigen sich hingegen signifikante Unterschiede, wie Abbildung 4.33 zeigt.

Parameter der DDSRF-PLL

Tabelle A.3 – Parameter der DDSRF-PLL nach [43]

SRF-PLL		
Verstärkung P-Regler	P_p	0,273 2
Verstärkung I-Regler	I_p	12,137 4
Netznennkreisfrequenz	ω_n	$314,16 \text{ s}^{-1}$
Referenzsignal	REF	0
Tiefpassfilter		
Grenzfrequenz	ω_r	$188,5 \text{ s}^{-1}$

B Parametersätze der unter- und überlagerten Regler

Netzausfall und Lastsprünge im Microgrid

Tabelle B.1 – Verwendeter Parametersatz der unterlagerten Leistungsregler

Wirkleistungsregler		
Vorsteuerung	ω^{-1}	$\frac{1}{100\pi}$
Proportionale Verstärkung	P_P	0,01
Integrale Verstärkung	I_P	0,01
Blindleistungsregler		
Proportionale Verstärkung	P_Q	0,001
Integrale Verstärkung	I_Q	0,1

Tabelle B.2 – Verwendeter Parametersatz des überlagerten Frequenz-Wirkleistungs- und Spannungs-Blindleistungs-Reglers

Frequenz-Wirkleistungs-Regler		
Nennfrequenz	f_n	50 Hz
Sättigungsgrenze	m	200 mHz
Unempfindlichkeitsschwelle	n	0 mHz
max. Wirkleistungsbereitstellung	$P_{\max}$	10 kW
Spannungs-Blindleistungs-Regler		
Nennspannung	U_n	230 V
Sättigungsgrenze	m	16,1 V
Unempfindlichkeitsschwelle	n	0 V
max. Blindleistungsbereitstellung	$Q_{\max}$	5 kvar
Filterkapazität	C_f	10 μ F

Laborversuche der VISMA im Microgrid

Tabelle B.3 – Verwendeter Parametersatz der unterlagerten Leistungsregler aller VISMA-Systeme bei den Laborversuchen in Kapitel 5 (vgl. Einliniendiagramme in den Abbildungen 5.1 ff.)

Wirkleistungsregler		
Vorsteuerung	ω^{-1}	$\frac{1}{100\pi}$
Proportionale Verstärkung	P_P	0,01
Integrale Verstärkung	I_P	0,01
Blindleistungsregler		
Proportionale Verstärkung	P_Q	0,001
Integrale Verstärkung	I_Q	0,1

Tabelle B.4 – Verwendeter Parametersatz des überlagerten Frequenz-Wirkleistungs- und Spannungs-Blindleistungs-Reglers aller VISMA-Systeme bei den Laborversuchen in Kapitel 5 (vgl. Einliniendiagramme in den Abbildungen 5.1 ff.)

Frequenz-Wirkleistungs-Regler			
<i>systemunabhängige Parameter:</i>			
Nennfrequenz	f_n		50 Hz
Sättigungsgrenze	m		200 mHz
Unempfindlichkeitsschwelle	n		10 mHz
<i>systemabhängige Parameter:</i>			
max. Wirkleistungsbereitstellung VISMA 1	$P_{\max,1}$		7,5 kW
max. Wirkleistungsbereitstellung VISMA 2	$P_{\max,2}$		5 kW
max. Wirkleistungsbereitstellung VISMA 3	$P_{\max,3}$		10 kW
max. Wirkleistungsbereitstellung VISMA 4	$P_{\max,4}$		7,5 kW
Spannungs-Blindleistungs-Regler			
<i>systemunabhängige Parameter:</i>			
Nennspannung	U_n		230 V
Sättigungsgrenze	m		16,1 V
Unempfindlichkeitsschwelle	n		6,9 V
Filterkapazität	C_f		10 μ F
<i>systemabhängige Parameter:</i>			
max. Blindleistungsbereitstellung VISMA 1	$Q_{\max,1}$		1,5 kvar
max. Blindleistungsbereitstellung VISMA 2	$Q_{\max,2}$		2 kvar
max. Blindleistungsbereitstellung VISMA 3	$Q_{\max,3}$		2 kvar
max. Blindleistungsbereitstellung VISMA 4	$Q_{\max,4}$		1,5 kvar

C Parameter der Leitungselemente in den Versuchsreihen

Schwarzstart und Microgrid-Betrieb ohne vorgelagertes Netz

Tabelle C.1 – Eingestellte Parameter der Netzersatzelemente zum Versuch Netzaufbau und Microgrid-Betrieb ohne vorgelagertes Netz (vgl. Einliniendiagramm in Abbildung 4.49)

Netzersatzelement $\underline{Z}_{1a}$		
Resistanz	R_{1a}	0,1 Ω
Induktivität	L_{1a}	108 μH
äquivalente Leitungslänge	l_{1a}	$\approx 45\text{ m}$
Netzersatzelement $\underline{Z}_{2a}$		
Resistanz	R_{2a}	0,24 Ω
Induktivität	L_{2a}	216 μH
äquivalente Leitungslänge	l_{2a}	$\approx 100\text{ m}$
Netzersatzelement $\underline{Z}_{2b}$		
Resistanz	R_{2b}	0,1 Ω
Induktivität	L_{2b}	108 μH
äquivalente Leitungslänge	l_{2b}	$\approx 45\text{ m}$

Resynchronisierung mit dem vorgelagerten Netz

Tabelle C.2 – Eingestellte Parameter der Netzersatzelemente zum Resynchronisierungsversuch mit dem vorgelagerten Netz (vgl. Einliniendiagramm in Abbildung 4.69)

Netzersatzelement $\underline{Z}_{1a}$		
Resistanz	R_{1a}	$0,1 \Omega$
Induktivität	L_{1a}	$108 \mu\text{H}$
äquivalente Leitungslänge	l_{1a}	$\approx 45 \text{ m}$
Netzersatzelement $\underline{Z}_{2a}$		
Resistanz	R_{2a}	$0,24 \Omega$
Induktivität	L_{2a}	$216 \mu\text{H}$
äquivalente Leitungslänge	l_{2a}	$\approx 100 \text{ m}$

Laborversuche der VISMA im Microgrid

Tabelle C.3 – Eingestellte Parameter der Netzersatzelemente $\underline{Z}_{1a}$ bis $\underline{Z}_{2b}$ bei den Laborversuchen der virtuellen Synchronmaschine im Microgrid in Kapitel 5 (vgl. Einliniendiagramme in den Abbildungen 5.1 ff.)

Netzersatzelement $\underline{Z}_{1a}$		
Resistanz	R_{1a}	0,24 Ω
Induktivität	L_{1a}	216 μH
äquivalente Leitungslänge	l_{1a}	$\approx 100 \text{ m}$
Netzersatzelement $\underline{Z}_{1b}$		
Resistanz	R_{1b}	0,1 Ω
Induktivität	L_{1b}	108 μH
äquivalente Leitungslänge	l_{1b}	$\approx 45 \text{ m}$
Netzersatzelement $\underline{Z}_{2a}$		
Resistanz	R_{2a}	0,34 Ω
Induktivität	L_{2a}	324 μH
äquivalente Leitungslänge	l_{2a}	$\approx 145 \text{ m}$
Netzersatzelement $\underline{Z}_{2b}$		
Resistanz	R_{2b}	0,24 Ω
Induktivität	L_{2b}	216 μH
äquivalente Leitungslänge	l_{2b}	$\approx 100 \text{ m}$

Tabelle C.4 – Eingestellte Parameter der Netzersatzelemente $\underline{Z}_{3a}$ bis $\underline{Z}_{4b}$ bei den Laborversuchen der virtuellen Synchronmaschine im Microgrid in Kapitel 5 (vgl. Einliniendiagramme in den Abbildungen 5.1 ff.)

Netzersatzelement $\underline{Z}_{3a}$		
Resistanz	R_{3a}	$0,24\,\Omega$
Induktivität	L_{3a}	$216\,\mu\text{H}$
äquivalente Leitungslänge	l_{3a}	$\approx 100\,\text{m}$
Netzersatzelement $\underline{Z}_{3b}$		
Resistanz	R_{3b}	$0,34\,\Omega$
Induktivität	L_{3b}	$324\,\mu\text{H}$
äquivalente Leitungslänge	l_{3b}	$\approx 145\,\text{m}$
Netzersatzelement $\underline{Z}_{4a}$		
Resistanz	R_{4a}	$0,24\,\Omega$
Induktivität	L_{4a}	$216\,\mu\text{H}$
äquivalente Leitungslänge	l_{4a}	$\approx 100\,\text{m}$
Netzersatzelement $\underline{Z}_{4b}$		
Resistanz	R_{4b}	$0,5\,\Omega$
Induktivität	L_{4b}	$433\,\mu\text{H}$
äquivalente Leitungslänge	l_{4b}	$\approx 205\,\text{m}$

Abbildungsverzeichnis

1.1	Prinzipdarstellung eines dezentralisierten Verteilnetzes . .	4
1.2	Einliniendiagramm zum Versuch mit emuliertem Netzausfall im dezentralisierten Verteilnetz mit Einspeisewechselrichter	5
1.3	Netzgrößen zum Versuch des Netzausfalls im dezentralisierten Verteilnetz mit einem Einspeisewechselrichter . . .	7
1.4	Netzgrößen zum Versuch des Netzausfalls im dezentralisierten Verteilnetz mit einem Einspeisewechselrichter (Detailansicht)	8
1.5	Übersicht des Gesamtsystems	16
2.1	Netztopologien klassischer Verteilnetze - Strahlen- und Ringnetz	22
2.2	Netztopologien klassischer Verteilnetze - verzweigter Ring	23
2.3	Netztopologien klassischer Verteilnetze - Maschennetz . . .	24
2.4	Ersatzschaltbild eines beispielhaften Microgrids	26
2.5	Regelungskonzept Master-Slave-Betrieb	28
2.6	Regelungskonzept übergeordnete Leitwarte	30
2.7	Regelungskonzept dezentrale Statiken	32
2.8	Ersatzschaltbild der Schaltungstopologie drei einphasiger Umrichter	35
2.9	Ersatzschaltbild der Schaltungstopologie eines dreiphasigen Umrichters mit Mittelabgriff	36

2.10	Ersatzschaltbild der Schaltungstopologie eines dreiphasigen Umrichters mit moduliertem Neutralleiter	37
3.1	Prinzipdarstellung des Netzemulators	42
3.2	Ersatzschaltbild der Vierleiter-Umrichtersysteme mit Phasenstromreglern als zentrale Versuchsplattform	43
3.3	Einliniendiagramm des Einspeisewechselrichters mit Netzteil	45
3.4	Einphasiges Ersatzschaltbild einer Drehstromleitung	47
3.5	Vereinfachtes Ersatzschaltbild einer Drehstromleitung . . .	48
3.6	Ersatzschaltbild des Aufbaus der Netzersatzelemente . . .	50
3.7	Vereinfachte Darstellung der Netzersatzelemente	51
3.8	Aufnahme des Labors „Aktive Verteilnetze“	52
3.9	Aufnahme des Labors „Aktive Verteilnetze“	53
3.10	Aufnahme des Labors „Aktive Verteilnetze“	54
3.11	Aufnahme des Labors „Aktive Verteilnetze“	55
3.12	Aufnahme des Labors „Aktive Verteilnetze“	56
4.1	Blockschaltbild des Aufbaus eines VISMA-Systems	59
4.2	Ersatzschaltbilder des vereinfachten Maschinenmodells . .	61
4.3	Blockschaltbild der VISMA	65
4.4	Leistungsquadranten der VISMA	68
4.5	Einliniendiagramm zum Versuch mit emuliertem Netzausfall im dezentralisierten Netz mit einer VISMA	69
4.6	Netzgrößen zum Versuch mit emuliertem Netzausfall im dezentralisierten Verteilnetz mit einer VISMA	71
4.7	Modellgrößen zum Versuch mit emuliertem Netzausfall im dezentralisierten Verteilnetz mit einer VISMA	72
4.8	Regelungskonzept der VISMA im Microgrid	75
4.9	Blockschaltbild des Regelsystems der VISMA	77
4.10	Blockschaltbild des Wirkleistungsreglers	80
4.11	Blockschaltbild des Blindleistungsreglers	81

4.12 Vereinfachtes Ersatzschaltbild des Laborumrichters	82
4.13 Ergebnis der Simulationsanalyse zur Parameterfindung des Wirkleistungsreglers mit Vorsteuerung	84
4.14 Ergebnis der Simulationsanalyse zur Parameterfindung des Wirkleistungsreglers ohne Vorsteuerung	85
4.15 Gegenüberstellung der ausgewählten Parameter des Wirk- leistungsreglers für die tiefgreifendere Untersuchung	88
4.16 Ergebnis der Simulationsanalyse zur Parameterfindung des Blindleistungsreglers	89
4.17 Gegenüberstellung der ausgewählten Parameter des Blind- leistungsreglers für die tiefgreifendere Untersuchung	91
4.18 Gegenüberstellung der Wirk-/Blindleistungsreaktion der VISMA mit den Parametern $P\alpha$ des Wirkleistungsreglers und Variation der Parameter des Blindleistungsreglers . .	93
4.19 Gegenüberstellung der Wirk-/Blindleistungsreaktion der VISMA mit den Parametern $P\beta$ des Wirkleistungsreglers und Variation der Parameter des Blindleistungsreglers . .	94
4.20 Gegenüberstellung der Wirk-/Blindleistungsreaktion der VISMA mit den Parametern $P\delta$ des Wirkleistungsreglers und Variation der Parameter des Blindleistungsreglers . .	95
4.21 Gegenüberstellung der Wirk-/Blindleistungsreaktion der VISMA mit den Parametern $P\epsilon$ des Wirkleistungsreglers und Variation der Parameter des Blindleistungsreglers . .	96
4.22 Frequenz-Wirkleistungs-Kennlinie für den Netzparallel- betrieb	101
4.23 Abgeleitetes Blockschaltbild der entwickelten Frequenz- Wirkleistungs-Kennlinie für den Netzparallelbetrieb	102
4.24 Blockschaltbild des erweiterten Frequenzreglers	104
4.25 Adaptierte Frequenz-Wirkleistungs-Kennlinie	105

4.26	Spannungs-Blindleistungs-Kennlinie für den Netzparallelbetrieb	106
4.27	Abgeleitetes Blockschaltbild der entwickelten Spannungs-Blindleistungs-Kennlinie für den Netzparallelbetrieb	107
4.28	Blockschaltbild des erweiterten Spannungsreglers	108
4.29	Adaptierte Spannungs-Blindleistungs-Kennlinie	109
4.30	Einphasiges Ersatzschaltbild des Laborumrichters	110
4.31	Blockschaltbild des bauartbedingt adaptierten Spannungsreglers	111
4.32	Einliniendiagramm zur erweiterten simulationsgestützten Parameterspezifikation	113
4.33	Wirk- und Blindleistungsreaktion der erweiterten simulationsgestützten Parameterspezifikation	115
4.34	Gegenüberstellung der Rotorfrequenz, Wirkleistung und des virtuellen Drehmomentes des gewählten Parametersatzes .	118
4.35	Gegenüberstellung der Spannung, Blindleistung und der virtuellen Erregerspannung des gewählten Parametersatzes	119
4.36	Einliniendiagramm des Versuchs zum Netzausfall und zu Lastsprüngen im dezentralisierten Verteilnetz mit einer VISMA und aktivierten Reglern	121
4.37	Netzgrößen des Versuchs zum Netzausfall und Übergang in den Inselnetzbetrieb mit aktiviertem Regelsystem	123
4.38	Netzgrößen des Versuchs zum Netzausfall und Übergang in den Inselnetzbetrieb mit aktiviertem Regelsystem (Detailansicht)	125
4.39	Modellgrößen der Wirkleistungsregelung des Versuchs zum Netzausfall und Übergang in den Inselnetzbetrieb mit aktiviertem Regelsystem	126

4.40	Modellgrößen der Blindleistungsregelung des Versuchs zum Netzausfall und Übergang in den Inselnetzbetrieb mit aktiviertem Regelsystem	127
4.41	Netzgrößen des Versuchs der Zuschaltung einer weiteren Last im Inselnetz mit aktiviertem Regelsystem	130
4.42	Netzgrößen des Versuchs der Zuschaltung einer weiteren Last im Inselnetz mit aktiviertem Regelsystem (Detailansicht)	131
4.43	Modellgrößen der Wirkleistungsregelung des Versuchs der Zuschaltung einer weiteren Last im Inselnetzbetrieb mit aktiviertem Regelsystem	132
4.44	Modellgrößen der Blindleistungsregelung des Versuchs der Zuschaltung einer weiteren Last im Inselnetzbetrieb mit aktiviertem Regelsystem	133
4.45	Netzgrößen des Versuchs der Abschaltung einer Last im Inselnetz mit aktiviertem Regelsystem	135
4.46	Modellgrößen der Wirkleistungsregelung des Versuchs der Abschaltung einer Last im Inselnetzbetrieb mit aktiviertem Regelsystem	137
4.47	Modellgrößen der Blindleistungsregelung des Versuchs der Abschaltung einer Last im Inselnetzbetrieb mit aktiviertem Regelsystem	138
4.48	Blockschaltbild des mit dem Steuerungsbaustein für die Erregerspannung erweiterten Regelsystems der VISMA . .	142
4.49	Einliniendiagramm zum Netzaufbau und Microgrid-Betrieb ohne vorgelagertes Netz	145
4.50	Netzgrößen und Erregerspannung zum Versuch des Netzaufbaus aus dem Schwarzen	147
4.51	Stellvariablen des Netzaufbaureglers	148

4.52	Modellgrößen der Wirkleistungsregelung zum Versuch des Netzaufbaus aus dem Schwarzen	150
4.53	Modellgrößen der Blindleistungsregelung zum Versuch des Netzaufbaus aus dem Schwarzen	152
4.54	Netzgrößen während der Lastaufteilung auf zwei Systeme	155
4.55	Netzgrößen vor und nach der Lastübernahme	156
4.56	Stellgrößen der VISMA während der Lastübernahme . . .	157
4.57	Netzgrößen im Augenblick einer Laständerung	159
4.58	Netzgrößen im Augenblick der Lastzuschaltung	160
4.59	Ersatzschaltbild der Dunkelschaltung	162
4.60	Zeigerbilder zweier Systeme mit gleicher und ungleicher Phasenfolge	163
4.61	Raumzeiger- und Synchronisierungsbild der beiden Netzzeiger	165
4.62	Blockschaltbild der DDSRF-PLL	168
4.63	Blockschaltbild der SRF-PLL	169
4.64	Blockschaltbild des Reglers für die Spannungsanpassung .	170
4.65	Blockschaltbild des Reglers für die Frequenzanpassung . .	171
4.66	Blockschaltbild der Nachbildung der Dunkelschaltung . . .	173
4.67	Blockschaltbild des Reglers zur Bestimmung des Phasenwinkels	174
4.68	Blockschaltbild zur Erzeugung eines Synchronisierungsimpulses	175
4.69	Einliniendiagramm zur Resynchronisierung	176
4.70	Schaltzustände der Schütze in der Schaltstrecke und Stellvariablen des Netzbetriebes	177
4.71	Schaltzustand des Netztrenners und Stellvariablen während der Resynchronisierung	180
4.72	Netzspannungen zu Beginn der Resynchronisierung	181

4.73	Zeitverläufe der Spannungen beider Netze und Ausgangswert des Spannungsangleichreglers	182
4.74	Zeitverläufe der Frequenzen beider Netze und Ausgangswert des Frequenzangleichreglers	183
4.75	Synchronisierungsbild zu unterschiedlichen Zeitpunkten während der Resynchronisierung	185
4.76	Netzspannungen im Augenblick der Zuschaltung	186
4.77	Strom über dem Netzausfallschütz	187
4.78	Wirkleistungsfluss über dem Netzausfallschütz	188
5.1	Einliniendiagramm zu den Laborversuchen der VISMA im Microgrid	190
5.2	Einliniendiagramm des Laborversuchs zum Netzausfall und der Zuschaltung einer weiteren VISMA im Microgrid . . .	194
5.3	Netzgrößen des Laborversuchs zum Netzausfall und der Zuschaltung einer weiteren VISMA im Microgrid	195
5.4	Netzspannung und Effektivwert des Laborversuchs zum Netzausfall im Detail	197
5.5	Einliniendiagramm des Laborversuchs zu Laständerungen im Microgrid	200
5.6	Netzgrößen des Laborversuchs zu Laständerungen im Microgrid	202
5.7	Netzspannung zum Zeitpunkt des Starts der Asynchronmaschine im Detail	203
5.8	Einliniendiagramm des Laborversuchs zur Zuschaltung eines Einspeisewechselrichters	205
5.9	Netzgrößen des Laborversuchs zur Zuschaltung eines Einspeisewechselrichters	206
5.10	Netzspannung zum Zeitpunkt der Zuschaltung des Einspeisewechselrichters im Detail	207

5.11	Einliniendiagramm des Laborversuchs zur Änderung der Netztologie	209
5.12	Netzgrößen des Laborversuchs zur Änderung der Netz- topologie	210
5.13	Einliniendiagramm des Laborversuchs zur Resynchronisie- rung	212
5.14	Netzgrößen des Laborversuchs zur Resynchronisierung . .	214
A.1	Beispiel eines stabilen aber unbrauchbaren Parametersatzes des Wirkleistungsreglers	226
A.2	Beispiel eines instabilen Parametersatzes des Wirkleistungs- reglers	227
A.3	Beispiel eines stabilen aber unbrauchbaren Parametersatzes des Blindleistungsreglers	228
A.4	Beispiel eines instabilen Parametersatzes des Blindleis- tungsreglers	229
A.5	Kennlinie des Frequenzreglers nach Totbandfunktion . . .	230
A.6	Differenzfunktionen der Leistungsantworten der erweiterten simulationsgestützten Parameterspezifikation	233

Tabellenverzeichnis

3.1	Betriebsmittelkenngrößen des NAYY-Kabels	49
3.2	Betriebsmitteldaten der Netzersatzelemente	49
4.1	Parametersatz des Maschinenmodells	66
4.2	Parameterauswahl für die tiefgreifendere Untersuchung des Wirkleistungsreglers	87
4.3	Parameterauswahl für die tiefgreifendere Untersuchung des Blindleistungsreglers	90
4.4	Parameterauswahl für die abschließende simulative Parameterfindung in einer anwendungsbezogenen Simulation	98
5.1	Betriebsmittelkenngrößen der verwendeten Lasten	192
A.1	Parametersatz des überlagerten Frequenz- und Spannungsreglers im Simulationsmodell	231
A.2	Parameter der NEE im Simulationsmodell	232
A.3	Parameter der DDSRF-PLL	234
B.1	Parametersatz der unterlagerten Leistungsregler	235
B.2	Parametersatz des überlagerten Frequenz- und Spannungsreglers	236
B.3	Parametersatz der unterlagerten Leistungsregler bei den Laborversuchen	237
B.4	Parametersatz des überlagerten Frequenz- und Spannungsreglers bei den Laborversuchen	238

C.1	Parameter der NEE beim Schwarzstart-Versuch	239
C.2	Parameter der NEE beim Resynchronisierungsversuch . .	240
C.3	Parameter der NEE bei den Laborversuchen im Microgrid	241
C.4	Parameter der NEE bei den Laborversuchen im Microgrid	242

Abkürzungsverzeichnis

DDSRF-PLL	Decoupled Double Synchronous Reference Frame PLL
DSP	digitaler Signalprozessor
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
KVBG	Kohleverstromungsbeendigungsgesetz
KSG	Bundes-Klimaschutzgesetz
NAP	Netzanschlusspunkt
PLL	Phasenregelschleife
PR	Wirkleistungsregelung
QR	Blindleistungsregelung
RB	Regelbetrieb
RF	Rampenfahrt
SS	Start-Schwarzstart
VISMA	virtuelle Synchronmaschine

Literaturverzeichnis

- [1] Prabha Kundur, John Paserba, Venkataramana Ajjarapu u. a. „Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions“. In: *IEEE Transactions on Power Systems*. Bd. 19. 2004, S. 1387–1401.
- [2] Gunter Arnold, Thomas Degner, Simon Eberlein u. a. *Netzregelung 2.0 - Regelung und Stabilität im stromrichter-dominierten Verbundnetz. Öffentlicher Schlussbericht*. Hrsg. von Philipp Strauß und Thomas Degner. 2024. URL: <https://publica.fraunhofer.de/handle/publica/464498>.
- [3] Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt. *Monitoringbericht 2022*.
- [4] Bernd Engel, Stefan Laudahn und Florian Rauscher. „Synthetische Schwungmasse“. In: *Energiewende in der Stromversorgung - Systemstabilität und Systemsicherheit - 12. ETG/GMA-Tagung „Netzregelung und Systemführung“*. Berlin: VDE Verlag GmbH, 2017, S. 48–53.
- [5] Holger Wrede und Pascal Winter. „Verhalten von Umrichtern am Netz“. In: *Energiewende in der Stromversorgung - Systemstabilität und Systemsicherheit - 12. ETG/GMA-Tagung „Netzregelung und Systemführung“*. Berlin: VDE Verlag GmbH, 2017, S. 35–40.

- [6] VDE-AR-N 4105:2018-11. *Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz - Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz*. Berlin: VDE-Verlag, 2018.
- [7] Hans-Peter Beck und Ralf Hesse. „Virtual synchronous machine“. In: *9th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation*. 2007, S. 1–6.
- [8] VDE-AR-E 2510-2:2021-02. *Stationäre elektrische Energiespeichersysteme vorgesehen zum Anschluss an das Niederspannungsnetz*. Berlin: VDE-Verlag, 2021.
- [9] VDE-AR-N 4100:2019-04. *Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Niederspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Niederspannung)*. Berlin: VDE-Verlag, 2019.
- [10] Benjamin Schwake. *Vierleiter-Umrichter mit aktiv moduliertem Neutralleiter zur Netzsymmetrierung*. Dissertation. Technische Universität Clausthal, 2019.
- [11] Frank Deblon, Steven Reineke, Benjamin Werther u. a. „Implementation and Evaluation of a High-Performance Battery Converter System for Providing Synthetic Inertia at Distribution Network Level“. In: *2021 23rd European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'21 ECCE Europe)*. 2021, S. 1–10.
- [12] Frank Deblon, Jens Grabow, Steven Reineke u. a. *ReserveBatt – Momentanreserve mit Hochleistungsbatterien – Systemdienstleistungen für den stabilen und sicheren Betrieb des Energieversorgungssystems - Abschlussbericht*. Hrsg. von Hans-Peter Beck. Göttingen: Cuvillier Verlag, 2023.

- [13] Benjamin Werther. *Stabilitätsanalyse zur Bereitstellung von Momentanreserve am frequenz-starren Übertragungsnetz durch einen mittelspannungsnetzseitigen Verbund virtueller Synchronmaschinen*. Dissertation. Technische Universität Clausthal, 2022.
- [14] Anja Ufkes. *Einsatz der Virtuellen Synchronmaschine (VISMA) als Unterbrechungsfreie Stromversorgung im Netzparallel- und Inselnetzbetrieb*. Dissertation. Technische Universität Clausthal, 2025.
- [15] Kamilu Alabi Sanusi. *Rotor Angle Stability of Multiconverter Based Autonomous Microgrid with 100 % VISMA Control*. Dissertation. Technische Universität Clausthal, 2024.
- [16] Klaus Heuck, Klaus-Dieter Dettmann und Detlef Schulz. *Elektrische Energieversorgung - Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis*. Wiesbaden: Springer-Verlag, 2013.
- [17] Adolf J. Schwab. *Elektroenergiesysteme - Smarte Stromversorgung im Zeitalter der Energiewende*. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag, 2020.
- [18] Valentin Crastan. *Elektrische Energieversorgung 1 - Netzelemente, Modellierung, stationäres Verhalten, Bemessung, Schalt- und Schutztechnik*. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag, 2015.
- [19] Valentin Crastan und Dirk Westermann. *Elektrische Energieversorgung 3 - Dynamik, Regelung und Stabilität, Versorgungsqualität, Netzplanung, Betriebsplanung und -führung, Leit- und Informationstechnik, FACTS, HGÜ*. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag, 2018.

- [20] Thorsten Völker. *Regelung unsymmetrisch belasteter Inselnetze durch unabhängige Wechselrichter im Parallelbetrieb*. Dissertation. Universität Bremen, 2009.
- [21] Bart Meersmann, Bert Renders, Lieven Degroote u. a. „Overview of three-phase inverter topologies for distributed generation purposes“. In: *i-SUP 2010: Innovation for Sustainable Production, Proceeding*. Belgien, 2010, S. 24–28.
- [22] Steven Reineke, Dirk Turschner, Ines Hauer u. a. „Verification of the uninterrupted transition from grid parallel to island grid operation of the Virtual Synchronous Machine in a microgrid“. In: *21st International Conference on Renewable Energies and Power Quality*. Madrid, Spain, 2023, S. 103–108.
- [23] Young Chen, Ralf Hesse, Dirk Turschner u. a. „Dynamic Properties of the Virtual Synchronous Machine (VISMA)“. In: *International Conference on renewable energies and power quality (ICREPQ '11)*. Las Palmas de Gran Canaria, Spanien, 2011, S. 755–759.
- [24] Young Chen, Benjamin Werther, Benjamin Schwake u. a. „Netzstabilisierung durch die „Virtuelle Synchronmaschine“ (VISMA) mit überlagerter Frequenz- und Spannungsregelung“. In: *Internationaler ETG-Kongress 2013 – Energieversorgung auf dem Weg nach 2050*. Berlin: VDE Verlag GmbH, 2013.
- [25] René Flosdorff und Günther Hilgarth. *Elektrische Energieverteilung*. Wiesbaden: Vieweg+Teubner Verlag, 2000.
- [26] Dietrich Oeding und Bernd Rüdiger Oswald. *Elektrische Kraftwerke und Netze*. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag, 2016.
- [27] DIN EN 50160. *Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen*. Berlin: Beuth Verlag GmbH, 2020.

- [28] Marco Weisenstein, Wolfram H. Wellßow, Haiyan Ma u. a. *Synthetische NS-Netzmodelle für wissenschaftliche Untersuchungen*. 2018. URL: <https://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:hbz:386-kluedo-52103>.
- [29] Georg Kerber und Rolf Witzmann. „Statistische Analyse von NS-Verteilnetzen und Modellierung von Referenznetzen“. In: *EW - Magazin für die Energiewirtschaft*. 2008, S. 22–26.
- [30] Gerrit Schlömer. *Planung von optimierten Niederspannungsnetzen*. Dissertation. Leibniz Universität Hannover, 2017.
- [31] Ralf Hesse. *Virtuelle Synchronmaschine*. Dissertation. Technische Universität Clausthal, 2007.
- [32] Yong Chen. *Virtuelle Synchronmaschine (VISMA) zur Erbringung von Systemdienstleistungen in verschiedenen Netzbetriebsarten*. Dissertation. Technische Universität Clausthal, 2016.
- [33] Andreas Binder. *Elektrische Maschinen und Antriebe - Grundlagen, Betriebsverhalten*. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag, 2012.
- [34] Dierk Schröder. *Elektrische Antriebe 1*. Berlin, Heidelberg: Springer, 1994.
- [35] Yong Chen, Ralf Hesse, Dirk Turschner u. a. „Investigation of the Virtual Synchronous Machine in the island mode“. In: *2012 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe)*. 2012, S. 1–6.
- [36] Rolf Fischer. *Elektrische Maschinen*. München: Carl Hanser Verlag GmbH & Company KG, 2017.
- [37] VDE-AR-N 4110:2023-09. *Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung)*. Berlin: VDE-Verlag, 2023.

- [38] VDE-AR-N 4120:2018-11. *Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Hochspannung)*. Berlin: VDE-Verlag, 2018.
- [39] Eckhard Spring. *Elektrische Energienetze - Energieübertragung und -verteilung*. Berlin: VDE-Verlag, 2003.
- [40] Thomas Rump. *Kurzzeitverhalten von leistungselektronisch angekoppelten Verbrauchern mit frequenzabhängiger netzdienlicher Regelung*. Dissertation. Universität Rostock, 2019.
- [41] Fehmi Sevilmiş und Hulusi Karaca. „Performance analysis of SRF-PLL and DDSRF-PLL algorithms for grid interactive inverters“. In: *International Advanced Researches and Engineering Journal*. Bd. 3. Aug. 2019, S. 116–122.
- [42] Pedro Rodriguez, Josep Pou, Joan Bergas u. a. „Decoupled Double Synchronous Reference Frame PLL for Power Converters Control“. In: *IEEE Transactions on Power Electronics*. Bd. 22. 2. 2007, S. 584–592.
- [43] Filip Filipovic, Bojan Bankovic, Milutin Petronijevic u. a. „Benchmarking of phase lock loop based synchronization algorithms for grid-tied inverter“. In: *Serbian Journal of Electrical Engineering*. Bd. 16. Jan. 2019, S. 1–19.

