



Stefan Henninger

Netzdienliche Integration
 regenerativer Energiequellen über
 stromrichtergekoppelte Einspeisenetze
 mit integrierten Energiespeichern

Stefan Henninger

Netzdienliche Integration regenerativer Energiequellen
über stromrichtergekoppelte Einspeisenetze mit integrierten
Energiespeichern

FAU Studien aus der Elektrotechnik

Band 14

Herausgeber der Reihe:

Prof. Dr.-Ing. Bernhard Schmauß

Stefan Henninger

**Netzdienliche Integration
regenerativer Energiequellen über
stromrichtergekoppelte Einspeisenetze
mit integrierten Energiespeichern**

Erlangen
FAU University Press
2019

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

Autoren-Kontaktinformation:

Stefan Henninger
Lehrstuhl für Elektrische Energiesysteme,
Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg
stefan.henninger@fau.de
ORCID: 0000-0003-4878-5057

Bitte zitieren als

Henninger, Stefan. 2019. *Netzdienliche Integration regenerativer
Energiequellen über stromrichtergekoppelte Einspeisenetze mit integrierten
Energiespeichern*. FAU Studien aus der Elektrotechnik Band 14.
Erlangen: FAU University Press. DOI: 10.25593/978-3-96147-259-8.

Das Werk, einschließlich seiner Teile, ist urheberrechtlich geschützt.
Die Rechte an allen Inhalten liegen bei ihren jeweiligen Autoren.
Sie sind nutzbar unter der Creative Commons Lizenz BY.

Der vollständige Inhalt des Buchs ist als PDF über den OPUS Server
der Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg abrufbar:
<https://opus4.kobv.de/opus4-fau/home>

Verlag und Auslieferung:

FAU University Press, Universitätsstraße 4, 91054 Erlangen

Druck: docupoint GmbH

ISBN: 978-3-96147-258-1 (Druckausgabe)
eISBN: 978-3-96147-259-8 (Online-Ausgabe)
ISSN: 2363-8699
DOI: 10.25593/978-3-96147-259-8

**Netzdienliche Integration regenerativer Energie-
quellen über stromrichtergekoppelte Einspeisenetze
mit integrierten Energiespeichern**

Der Technischen Fakultät
der Friedrich-Alexander-Universität
Erlangen-Nürnberg
zur
Erlangung des Doktorgrades Dr.-Ing.
vorgelegt von

Stefan Henninger
aus Fürth

Als Dissertation genehmigt
von der Technischen Fakultät
der Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg

Tag der mündlichen Prüfung: 23.05.2019

Vorsitzender des Promotionsorgans: Prof. Dr.-Ing. Reinhard Lerch

Gutachter: Prof. Dr.-Ing. Johann Jäger
Prof. Dr.-Ing. Wolfgang Gawlik

Danksagung

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Elektrische Energiesysteme (EES) der Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg von Mitte 2013 bis Anfang 2019.

Ausgangspunkt war eine durch den Energie Campus Nürnberg (EnCN) geförderte Kooperation zwischen dem Lehrstuhl EES und der Siemens AG Erlangen, die Laborräumlichkeiten, Stromrichter und Energiespeicher zur Verfügung stellte. Ich bedanke mich bei Herrn Prof. Dr.-Ing. Johann Jäger, Herrn Uwe Krebs und Herrn Dr.-Ing. Hubert Rubenbauer für das Zustandekommen dieser Kooperation und meines damit verbundenen Promotionsvorhabens.

Für die Zeit meiner wissenschaftlichen Tätigkeit gilt mein besonderer Dank meinem Doktorvater Herrn Prof. Dr.-Ing. Johann Jäger für den gewährten Freiraum, den wertschätzenden Umgang mit seinen Mitarbeitern und die vielen bereichernden fachlichen und außerfachlichen Gespräche.

Weiterhin danke ich meinem langjährigen Bürokollegen Dr.-Ing. Markus Schröder für die angenehme Arbeitsatmosphäre, den fachlichen Austausch und die Unterstützung beim Umbau und der Erweiterung des Speicherlabors.

Für ihre Mithilfe bei der Programmierung und/oder Inbetriebnahme des Laboraufbaus gilt mein Dank den Studenten Rolf Meinhardt, Stefan Hänsel (geb. Schmitt) und Ludwig Döring sowie den Kollegen der Siemens AG, namentlich Herrn Holger Leu.

Darüber hinaus bedanke ich mich bei allen weiteren Studenten, die inhaltlich zu dieser Arbeit beigetragen haben. Namentlich erwähnt sei Frau Tanja Hofmann für ihren Anteil an der Entwicklung einer neuartigen Bewertungsmethode für Stromerzeugungsanlagen.

Des Weiteren gilt mein Dank Herrn Dr.-Ing. Hubert Rubenbauer für seinen Einsatz, das in dieser Arbeit entwickelte SrPP-Konzept zu verbreiten, sowie Frau Johanna Biegel für die unkomplizierte und zuverlässige Erledigung der Verwaltungsaufgaben.

Ich bedanke mich außerdem bei Herrn Prof. Dr.-Ing. Matthias Luther, Herrn Klaus Schneider, Herrn Simon Resch, Herrn Werner Ruschig und Herrn Markus Knauer für die nicht ganz einfache Organisation und Durchführung des Laborumzugs an den EnCN im Herbst 2018.

Für das Lektorat meiner Dissertation danke ich Herrn Dr.-Ing. Markus Schröder, Herrn Florian Mahr und ganz besonders meiner Schwester Christine Henninger, die mein Manuskript mit einer bemerkenswerten Akribie und Konstruktivität hinsichtlich Syntax und Semantik überprüft hat.

Danksagung

Ich danke Herrn Prof. Dr.-Ing. Johann Jäger und Herrn Prof. Dr.-Ing. Wolfgang Gawlik für die Erstellung der Gutachten sowie Herrn Prof. Dr.-Ing. Matthias Luther und Herrn Prof. Dr.-Ing. Michael Wensing für die Übernahme des Prüfungsvorsitzes bzw. -beisitzes.

Neben dem beruflichen Umfeld gilt mein besonderer Dank auch meinem privaten Umfeld: meinen Eltern und meinen beiden Schwestern für die Unterstützung, das Mitfiebern und das Mitfreuen sowie meiner Partnerin Theresia für die Geduld, die vielen kleinen und großen Überraschungen und die Unterstützung, insbesondere in der Endphase der Arbeit.

Abschließend bedanke ich mich auch bei den noch nicht erwähnten aktuellen und ehemaligen Kollegen des EES, die zur angenehmen Atmosphäre am Lehrstuhl sowie den vielen schönen (fachlichen und außerfachlichen) Momenten meiner Promotionszeit beigetragen haben.

Obermichelbach, im Oktober 2019

Stefan Henninger

Kurzfassung

Die elektrische Energieversorgung in Deutschland und in vielen anderen Ländern befindet sich derzeit in einem starken Umbruch, denn Klimaschutz- und Nachhaltigkeitsgründe erfordern eine Abkehr von fossilen Energieträgern und eine verstärkte Nutzung regenerativer Energiequellen wie Windkraft und Photovoltaik. Doch obwohl immer mehr regenerative Stromerzeugungsanlagen in die elektrischen Netze integriert werden, liegt das Ziel einer CO₂-neutralen, aber weiterhin sicheren und bezahlbaren Energieversorgung noch in weiter Ferne. Häufig führen die aktuellen Ansätze sogar zu gegenteiligen Effekten wie einer zunehmend gefährdeten Versorgungszuverlässigkeit; neue und netzdienliche Integrationsmethoden sind erforderlich. Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wurde diese Problemstellung sowohl aus einer konzeptionellen als auch aus einer technischen Perspektive untersucht.

Der konzeptionelle Ansatz basiert dabei auf der Beschreibung von Stromerzeugungsanlagen anhand von fünf inhärenten Eigenschaften iE1 bis iE5 (Art des Primärenergieträgers, Wirkleistungscharakteristik, Standortbindung, Anlagengröße, Netzkopplung), die anschaulich in einem sog. *Einspeisewürfel* dargestellt werden. Diese neue Abstraktionsebene ermöglicht sowohl ein tieferes Verständnis der Problematik, z.B. hinsichtlich der Unterschiede zwischen konventionellen und nicht-konventionellen Stromerzeugungsanlagen, als auch die Definition und Bewertung verschiedener Netzintegrationsmethoden.

Mit Hilfe des Einspeisewürfels wurden vier Netzintegrationsmethoden NIM1 bis NIM4 eingeführt, je nachdem, ob eine Stromerzeugungsanlage direkt in das elektrische Netz integriert wird oder ihre inhärenten Eigenschaften iE dabei erweitert oder/und verändert werden. Die drei Methoden NIM1 bis NIM3, die bisher zum Einsatz kommen, wurden hinsichtlich ihrer Netzdienlichkeit und ihrer Auswirkungen auf den Netzbetrieb analysiert und bewertet. Als vierte Netzintegrationsmethode NIM4 wurde im Rahmen dieser Arbeit das Konzept eines *Smart renewable Power Plant* (SrPP) entwickelt: ein stromrichtergekoppeltes Einspeisernetz mit integrierten Energiespeichern, das sich durch eine hohe Netzdienlichkeit auszeichnet. Hierzu zählen ein vereinfachter und sichererer Netzbetrieb (weniger Anlagen, weniger Kommunikationsaufwand), definierte und geeignete Einspeisepunkte, gesicherte Mindestleistung und begrenzte Maximalleistung (Leistungsband), die Bereitstellung von Systemdienstleistungen, insbesondere ein flexibler und aktiver Beitrag zum Netzwiederaufbau (auch als Last), sowie ein robustes und einstellbares Verhalten im Fehlerfall (z. B. flexibel in Mit- und Gegensystem).

Ergänzend dazu wurde eine neuartige Bewertungsmethode für die zeitliche und örtliche Performance von Stromerzeugungsanlagen entwickelt, mit der die verschiedenen Netzintegrationsmethoden hinsichtlich ihrer Fähigkeit, Energie zur richtigen Zeit und am richtigen Ort zur Verfügung zu stellen, verglichen werden können.

Diese Bewertungsmethode ermöglicht es nicht nur, den Mehrwert eines SrPP im Vergleich zu den anderen Netzintegrationsmethoden rechnerisch und grafisch zu zeigen und zu quantifizieren, sondern sie kann auch zur SrPP-Auslegung verwendet werden, z. B. um durch geeignete Einspeisepunkte die elektrische Entfernung zu den Lasten zu minimieren.

Durch die Stromrichterkopplung des SrPP ist prinzipiell eine getrennte Betrachtung des Netzverhaltens und des internen Verhaltens möglich. Das interne Verhalten des SrPP beinhaltet Auslegung, Regelung und Betrieb der Energiespeicher und wurde im Rahmen dieser Arbeit sowohl simulativ als auch an einem Versuchsaufbau untersucht. Die Regelung der Energiespeicher erfolgt kommunikationslos über eine ladezustandsabhängige Gleichspannungs-Wirkleistungsstatik. Durch die Kombination aus Kurz-, Mittel- und Langzeitspeichern lässt sich, wie in einer beispielhaften Simulation gezeigt wurde, ein hoher Gesamtwirkungsgrad erzielen, d. h. die Wirkleistungscharakteristik und Netzdienlichkeit von regenerativen Energiequellen werden durch das SrPP nicht nur deutlich verbessert, sondern es bleibt gleichzeitig auch ein Großteil der Energie, im Simulationsbeispiel 88 %, nutzbar.

Auf dem Netzverhalten des SrPP und damit der Regelung und netzdienlichen Betriebsweise von Stromrichtern liegt der Schwerpunkt der technischen Betrachtungen dieser Arbeit. Hierzu wurde zunächst eine umfangreiche Übersicht über Stromrichterregelungen erstellt, in der vier verschiedene Klassifizierungsmerkmale vereint wurden: das stationäre Ersatzschaltbild (Stromquelle, Spannungsquelle), das Betriebsverhalten (netzfolgend, netzbildend, netzstützend), die Möglichkeit/Notwendigkeit des Netzparallelbetriebs sowie sechs verschiedene Regelungsmodi (PQ , u_f , $P(f)Q(U)$, $P(\dot{f})Q(U)$, $f(P)U(Q)$ und $\dot{f}(P)U(Q)$). Zusammen mit den jeweiligen Submodi, die verschiedene Regelungskaskaden und Ausführungen virtueller Impedanzen beinhalten, ergibt sich damit eine neuartige, übersichtliche Darstellung für die Varianten, Eigenschaften und Zusammenhänge von Stromrichterregelungen. Die verschiedenen Regelungen wurden anschließend an einem Versuchsaufbau implementiert und vor dem Hintergrund der Netzdienlichkeit untersucht.

Durch den Vergleich mit Synchrongeneratoren, z. B. hinsichtlich des Stabilitätsverhaltens oder des transienten und stationären Ersatzschaltbilds, wurde gezeigt, wie sich diese Regelungen auf die traditionellen Gesetzmäßigkeiten und Analysemethoden elektrischer Netze auswirken und welche neuen Möglichkeiten des Netzbetriebs sich hieraus ergeben, z. B. in Form von virtuellen Admittanzen oder einem kompensierten Gegensystem.

Neben der Vorstellung des SrPP als ganzheitliche Netzintegrationsmethode für regenerative Energiequellen trägt die vorliegende Arbeit somit auch dazu bei, die bisher oft noch getrennten Fachbereiche der elektrischen Energieversorgung und der Leistungselektronik, die in einer stromrichterdominierten regenerativen Energieversorgung eng miteinander verknüpft sind, zusammenzuführen.

Abstract

The electric power systems in Germany and in many other countries are currently facing a lot of changes, since climate protection and sustainability reasons require fossil fuels to be replaced by renewable energy sources like wind power or photovoltaic. But even though the amount of renewable generation which is integrated into the electric grids increases continuously, the target of a carbon-free, but still secure and affordable energy system is still far away. Often the current approaches even have opposite effects like jeopardizing the reliability of supply. Therefore, new and grid-friendly integration methods for renewable energy sources are required. Within this work, these challenges were addressed from both a conceptual and a technical perspective.

The conceptual approach is based on describing electrical power plants by five inherent properties $iE1$ to $iE5$ (type of primary energy source, active power characteristic, locational dependence, plant size, type of grid coupling), which are illustrated in a so-called *power generation cube*. This new abstraction level allows for a deeper understanding of the challenges, e.g. regarding the differences between conventional and non-conventional power plants, as well as the definition and evaluation of different grid integration methods.

With the help of the power generation cube, four grid integration methods NIM1 to NIM4 have been introduced depending on whether a power plant is directly integrated into the electric grid or whether the inherent properties iE are extended or/and adapted. The three currently applied methods NIM1 to NIM3 have been analysed and evaluated in terms of grid-friendliness and their impacts on grid operation. As for the fourth method NIM4, the concept of a *Smart renewable Power Plant* (SrPP) has been developed in this work: a converter-coupled collector grid for renewable generation with integrated energy storage. The main features are a simplified and more secure grid operation (less power plants, less communication), well-defined and beneficial grid connection points, a warranted minimum and a limited maximum power (power range), the provision of grid services, especially a flexible and active contribution to power system restoration (also as load), and a robust and adjustable operation during grid faults (e.g. flexible positive and negative sequence control).

In addition to that, a new assessment method for the temporal and locational performance of power plants has been developed, by which the different grid integration methods can be compared in terms of providing energy at the right time and at the right location. With this assessment method, the benefits of a SrPP compared to the other grid integration methods can not only be illustrated and

quantified mathematically and graphically, but it can also be applied to design a SrPP, e. g. for minimizing the electrical load distance by beneficial grid connection points.

Due to the converter coupling of the SrPP, the grid performance and the internal operation can be treated separately. The internal operation of the SrPP involves design, control and operation of the energy storage systems and was analysed in this work by simulations and on a laboratory setup. The energy storage systems are controlled without communication by a DC-voltage-active-power-droop which depends on the state of charge of the respective energy storage. By combining short-term, middle-term and long-term storages, a high overall efficiency can be obtained, as it was shown in an exemplary simulation. In this regard, a SrPP not only improves the active power characteristic and the grid-friendliness of renewable energy sources, but also most of the energy remains available – in the simulation example 88%.

The grid performance of the SrPP and therefore the control and grid-friendly operation of converters is the focus of the technical studies in this work. A comprehensive overview of converter control concepts has been developed combining four different classification aspects: the steady-state equivalent circuit (current source, voltage source), the operating characteristic (grid-following, grid-forming, grid-supporting), the ability/necessity to operate grid-connected and six different control modes (PQ , u_f , $P(f)Q(U)$, $P(\dot{f})Q(U)$, $f(P)U(Q)$ and $\dot{f}(P)U(Q)$). In combination with their respective submodes, which include different control loops and virtual impedance implementations, one yields a novel way of illustrating and structuring the variety, the characteristics and the interrelations of converter control concepts. Subsequently, the different control modes have been implemented on a laboratory setup and analysed in terms of their grid-friendliness.

By comparing converters and synchronous generators, e. g. regarding stability issues and their transient and steady-state equivalent circuits, it has been shown how these control modes affect the traditional laws and analytical methods of electric power systems and which new operating options emerge from these changes, e. g. virtual admittances or a compensated negative sequence circuit.

Therefore, besides introducing the SrPP as a comprehensive grid integration method for renewable energy sources, this work also helps to bring together the fields of electric power systems and of power electronics, which are still separated in many respects, but will be more and more united in the future when moving towards converter dominated renewable power systems.

Inhaltsverzeichnis

Danksagung	iii
Kurzfassung	v
Abstract	vii
1 Einleitung	1
1.1 Ausgangspunkt und Ziel der Arbeit	1
1.2 Aufbau und Inhalt	3
2 Die elektrische Energieversorgung im Wandel: Herausforderungen und Lösungsansätze für die Nutzung regenerativer Energiequellen	5
2.1 Hintergrund	5
2.2 Klassifizierung von Stromerzeugungsanlagen und ihre Netzintegration.....	8
2.2.1 Inhärente Eigenschaften und Einspeisewürfel	8
2.2.2 Konventionelle und nicht-konventionelle Stromerzeugungsanlagen	11
2.2.3 Netzintegration nicht-konventioneller Stromerzeugungsanlagen...	12
2.3 Aufbau und Betrieb elektrischer Netze mit konventionellen Stromerzeugungsanlagen	14
2.3.1 Struktur und Aufbau elektrischer Netze	14
2.3.2 Physikalische Grundlagen für den Betrieb von Wechselstromnetzen	15
2.3.3 Eigenschaften und Regelung von Synchrongeneratoren.....	21
2.3.4 Bilanzmodell und Frequenzverhalten des elektrischen Netzes	35
2.3.5 Berechnung elektrischer Netze mit Symmetrischen Komponenten	40
2.4 Auswirkungen der direkten Netzintegration nicht-konventioneller Stromerzeugungsanlagen (NIM1)	42
2.4.1 Erhöhte Komplexität im Verteilnetz	42
2.4.2 Erschwerte Betriebsführung des Übertragungsnetzes	44

2.4.3	Veränderter Betrieb und Subventionierung konventioneller Kraftwerke	45
2.4.4	Verschlechterung des Frequenzverhaltens	46
2.4.5	Unbekanntes Fehlerverhalten und erschwerte Fehlerberechnung ..	48
2.5	Begriffsdefinitionen.....	50
2.5.1	Momentanreserve, (virtuelle) Trägheit und schnelle Frequenzregelung.....	50
2.5.2	Netzdienlichkeit und Grundfunktion der elektrischen Energieversorgung.....	51
2.6	Bisherige Ansätze zur verbesserten Netzintegration und Nutzung nicht-konventioneller Stromerzeugungsanlagen	53
2.6.1	Direkte Netzintegration verbunden mit Zusatzmaßnahmen (NIM1).....	53
2.6.2	Erweiterung um Zusatzfunktionen (NIM2).....	55
2.6.3	Erweiterung zur Stromeinspeisanlage (NIM3).....	56
2.7	Das Smart renewable Power Plant (SrPP) zur netzdienlichen Integration nicht-konventioneller Stromerzeugungsanlagen (NIM4).....	58
2.7.1	Übersicht.....	58
2.7.2	Wesentliche Eigenschaften und Vergleich mit anderen Ansätzen ..	59
2.8	Zeitliche und örtliche Bewertung von Stromerzeugungs- und Stromeinspeisanlagen	64
2.8.1	Hintergrund und Anwendungsbeispiel	64
2.8.2	Zeitliche Bewertung	66
2.8.3	Örtliche Bewertung	68
3	Aufbau, Komponenten und Regelung eines SrPP	73
3.1	Aufbau und Varianten	73
3.2	Komponenten.....	75
3.2.1	Stromrichter.....	75
3.2.2	Stromerzeugungsanlagen	83
3.2.3	Energiespeicher.....	84

3.3	Regelung.....	85
3.3.1	Netzseitiges Verhalten	85
3.3.2	Internes Verhalten	85
4	Laborumgebung zur SrPP-Nachbildung und Untersuchung von Stromrichterregelungen.....	89
4.1	Komponenten, Laborkonzeption und Laboraufbau	89
4.2	Konfigurationen und Verschaltungsmöglichkeiten	93
4.2.1	Untersuchung des netzseitigen SrPP-Verhaltens.....	93
4.2.2	Untersuchung des internen SrPP-Verhaltens.....	94
5	Die Schnittstelle des SrPP zum Netz: Modellierung, Regelung und Betriebsverhalten des netzseitigen VSC	97
5.1	Koordinatentransformationen.....	97
5.1.1	Beschreibung eines dreiphasigen Systems mit Symmetrischen Komponenten und Raumzeigern.....	97
5.1.2	Positiv rotierendes Koordinatensystem (SRF) und Bestimmung des Netzwinkels über eine PLL.....	101
5.1.3	Positiv und negativ rotierendes Koordinatensystem für unsymmetrische Zustände (DSRF).....	104
5.2	AC-seitige Modellierung eines VSC.....	107
5.2.1	Raumzeigermodell eines VSC am elektrischen Netz	107
5.2.2	VSC-Modell in DSRF-Koordinaten	108
5.2.3	Wirk- und Blindleistungsaustausch mit dem elektrischen Netz....	111
5.3	Übersicht und Klassifizierung von VSC-Regelungen.....	119
5.3.1	Regelung in SRF-, $\alpha\beta$ - und DSRF-Koordinaten.....	119
5.3.2	Regelungsmodi und Betriebsverhalten eines VSC.....	121
5.4	Analyse und Entwurf verschiedener VSC-Regelungen in DSRF-Koordinaten.....	127
5.4.1	Stromregelung und PQ -Steuerung	127
5.4.2	Netzfolgende Statikregelung $P(f)Q(U)$ und Synchronmaschinennachbildung.....	139

5.4.3	Spannungsregelungen u_f und U_f	141
5.4.4	Netzbildende Statikregelung $f(P)U(Q)$	148
5.4.5	Virtuelle Trägheit.....	170
5.5	Vergleich von VSC und Synchrongenerator.....	174
5.5.1	Stabilitätsverhalten.....	174
5.5.2	Betriebsverhalten und Ersatzschaltbilder in Symmetrischen Komponenten.....	178
5.6	Modellierung und Regelung des MMC mit integrierten Batteriespeichern.....	181
5.6.1	MMC-Modellierung.....	181
5.6.2	MMC-Regelung.....	182
5.6.3	Integration von Batterien.....	185
5.7	Untersuchungen am Versuchsaufbau.....	186
5.7.1	Führungs- und Störverhalten netzbildender Regelungsmodi.....	186
5.7.2	Winkelstabilität netzbildender Stromrichter.....	191
5.7.3	Momentanreserve.....	196
5.7.4	Frequenzmessung bei netzfolgenden Regelungsmodi.....	200
5.7.5	Frequenzverhalten des elektrischen Netzes mit netzstützenden Stromrichtern.....	201
5.7.6	Transientes Verhalten eines VSC im Fehlerfall.....	206
5.7.7	Stationäres Verhalten eines VSC im Fehlerfall.....	208
5.8	Zusammenfassung.....	216
6	Das interne SrPP-Netz: Auslegung und Betrieb der Energiespeicher.....	219
6.1	SrPP-Nachbildung am Versuchsaufbau.....	219
6.1.1	Der MMC mit integrierten Batteriespeichern als Netz-VSC.....	219
6.1.2	Anwendungsbeispiel: Verbesserung der Wirkleistungs- charakteristik einer PV-Anlage.....	220
6.1.3	Auswirkungen des Spannungstotbandes auf das dynamische Verhalten.....	222

6.1.4 Verhalten bei Blackout und Netzwiederaufbau	225
6.2 Speicherauslegung und Langzeitverhalten	229
6.2.1 Bestimmung der Leistungsbandgrenzen und Speicherdimensionierung.....	229
6.2.2 Betrieb der Energiespeicher und StPP-Wirkungsgrad.....	231
6.2.3 Erweiterungen und alternative Betriebsweisen	235
7 Zusammenfassung und Ausblick.....	237
Anhang	239
Abkürzungsverzeichnis.....	247
Literaturverzeichnis	249

1 Einleitung

1.1 Ausgangspunkt und Ziel der Arbeit

Die elektrische Energieversorgung in Deutschland und in vielen anderen Ländern befindet sich derzeit in einem starken Umbruch, denn Klimaschutz- und Nachhaltigkeitsgründe erfordern eine Abkehr von fossilen Energieträgern und eine verstärkte Nutzung regenerativer Energiequellen wie Windkraft und Photovoltaik. Die Energieversorgung soll CO₂-neutral, aber weiterhin sicher und bezahlbar sein.

In Deutschland werden diese Ziele trotz eines kontinuierlich steigenden Anteils regenerativer Stromerzeugung (2017: 38,2% der Nettostromerzeugung [1]) jedoch aktuell nicht oder nur schwer erreicht. Deutschland verfehlt seine CO₂-Reduktionsziele für das Jahr 2020 [2], der Aufwand und die Kosten für Netzsicherheitsmaßnahmen werden immer höher [3] und konventionelle Kraftwerke müssen durch hohe Subventionen in Reserve gehalten werden [4]. Auch die bislang sehr hohe Versorgungszuverlässigkeit ist nicht mehr selbstverständlich und Experten warnen vor der drohenden Gefahr eines Blackouts [5].

Diese Entwicklungen lassen sich auf die vielfältigen Veränderungen zurückführen, die regenerative Energiequellen für die elektrische Energieversorgung mit sich bringen, insbesondere eine zunehmend volatile, stromrichtergekoppelte und dezentrale Stromerzeugung. Für die Netzintegration dieser Stromerzeugungsanlagen existieren zwar viele verschiedene Ansätze wie z. B. [6–31], die im weiteren Verlauf der Arbeit noch genauer betrachtet und eingeordnet werden, doch wie die obigen Entwicklungen zeigen, liegt das Ziel einer CO₂-neutralen, sicheren und bezahlbaren Energieversorgung trotz allem noch in weiter Ferne; z. T. kommt es sogar zu gegenteiligen Effekten wie der zunehmend gefährdeten Versorgungszuverlässigkeit.

Deshalb soll im Rahmen dieser Arbeit zunächst der konzeptionellen Frage nachgegangen werden, wie die regenerativen Energiequellen so in das elektrische Netz integriert werden können, dass die drei oben genannten Ziele erreicht werden. Dazu wird eine anschauliche Klassifizierungs- und Analyseverfahren für Stromerzeugungsanlagen eingeführt, mit der die Netzintegration regenerativer Energiequellen auf eine neue Abstraktionsebene gestellt wird. Diese ermöglicht nicht nur die Analyse und Bewertung, sondern auch die Neuentwicklung von Netzintegrationsmethoden wie z. B. das *Smart renewable Power Plant* (SrPP), das den Mittelpunkt dieser Arbeit darstellt.

Neben dieser konzeptionellen Problemstellung beim Umstieg auf regenerative Energiequellen sind auch noch viele technische Fragen ungeklärt: Was sind z. B. Trägheit und Momentanreserve in einem stromrichtergespeisten Netz [32]? Stellt sich in

einem Netz ohne Synchrongeneratoren noch die Frage nach der Polradwinkelstabilität [33]? Oder allgemein formuliert: Welche Gesetzmäßigkeiten der traditionellen elektrischen Energieversorgung gelten auch bei einem hohen Anteil an stromrichtergekoppelten Anlagen, welche nicht? Welche neuen Möglichkeiten des Netzbetriebs ergeben sich durch die Flexibilität von Stromrichtern?

Vor diesem Hintergrund liegt ein weiterer Schwerpunkt dieser Arbeit auf der Strukturierung, Analyse und Untersuchung von Stromrichterregelungen an einem Versuchsaufbau. Hierbei spielt die Netzdienlichkeit, d. h. der Zusammenhang mit der Betriebs- und Funktionsweise elektrischer Netze, eine wichtige Rolle. In diesem Sinne trägt diese Arbeit auch dazu bei, die bisher oft noch getrennten Fachbereiche der elektrischen Energieversorgung und der Leistungselektronik bzw. Stromrichterregelung zusammenzuführen.

1.2 Aufbau und Inhalt

Die vorliegende Arbeit ist folgendermaßen aufgebaut:

Zunächst gibt Kapitel 2 einen Überblick über die Herausforderungen und Lösungsansätze für die Nutzung regenerativer Energiequellen. Dazu zählen die Beschreibung von Stromerzeugungsanlagen anhand von fünf inhärenten Eigenschaften iE1 bis iE5, deren anschauliche Darstellung in einem Einspeisewürfel sowie die Ableitung von vier Netzintegrationsmethoden NIM1 bis NIM4, die sich durch einen unterschiedlichen Grad an Netzdienlichkeit auszeichnen. Basierend darauf sowie auf dem Aufbau und dem Betrieb konventioneller elektrischer Netze werden anschließend die bisherigen Methoden NIM1 bis NIM3 analysiert und bewertet, bevor das SrPP als umfassender netzdienlicher Lösungsansatz (NIM4) eingeführt wird. Den Abschluss bildet eine neue Bewertungsmethode für das zeitliche und örtliche Verhalten von Stromerzeugungsanlagen.

In Kapitel 3 werden Aufbau, Komponenten und Regelung des SrPP genauer vorgestellt, bevor sich Kapitel 4 mit der Laborumgebung befasst, die im weiteren Verlauf der Arbeit zur SrPP-Nachbildung und zur Untersuchung von Stromrichterregelungen dienen wird.

Kapitel 5 (Schnittstelle des SrPP zum Netz) und Kapitel 6 (internes SrPP-Netz) beschäftigen sich mit verschiedenen Aspekten des SrPP, wobei ersteres auch als Kapitel zur Stromrichterregelung im Allgemeinen verstanden werden kann. Ein zentraler Bestandteil hiervon ist eine neuartige Übersicht über Stromrichterregelungen, die es ermöglicht, die Vielzahl an Regelungsvarianten zu strukturieren, zu klassifizieren und ihre Zusammenhänge anschaulich darzustellen. Anschließend werden verschiedene Regelungen und Regelungsmodi analysiert und am Versuchsaufbau implementiert. Hierbei liegt ein besonderes Augenmerk auf der Netzdienlichkeit von Stromrichtern sowie dem Vergleich mit Synchrongeneratoren und dem konventionellen Netzbetrieb.

Kapitel 6 behandelt die Auslegung und den Betrieb der Energiespeicher, die in einem SrPP für die netzdienliche Integration der regenerativen Energiequellen benötigt werden. Dazu wird das Konzept einer kommunikationslosen, ladezustandsabhängigen Statikregelung am Versuchsaufbau untersucht. Anschließend folgt eine Langzeitsimulation mit Kurz-, Mittel- und Langzeitspeichern, die das Gesamtkonzept eines SrPP, insbesondere die Netzdienlichkeit, den hohen Wirkungsgrad und den einfachen Systembetrieb, veranschaulicht.

Zum Schluss wird in Kapitel 7 die vorliegende Arbeit anhand ihres Titels *Netzdienliche Integration regenerativer Energiequellen über stromrichtergekoppelte Einspeisenetze mit integrierten Energiespeichern* zusammengefasst.

2 Die elektrische Energieversorgung im Wandel: Herausforderungen und Lösungsansätze für die Nutzung regenerativer Energiequellen

2.1 Hintergrund

Die Nutzung von Energie ist ein wesentlicher Eckpfeiler unserer Gesellschaft. Die Übersicht in Abb. 2.1 zeigt die verschiedenen Schritte von der Gewinnung primärer Energieträger über deren Umwandlung in sekundäre Energieträger bis hin zur Nutzung in Haushalten, Industrie und anderen Prozessen. Der Fokus dieser Arbeit liegt auf der elektrischen Energieversorgung und umfasst die Wandlung primärer Energieträger in Elektrizität und den Transport zum Verbraucher über elektrische Netze (blau markierter Bereich).

Bei den primären Energieträgern unterscheidet man zwischen (*fossilen*) *Energievorräten* (rot) und (*regenerativen*) *Energiequellen* (grün)¹ [34]. Energievorräte wie z. B. Kohle sind

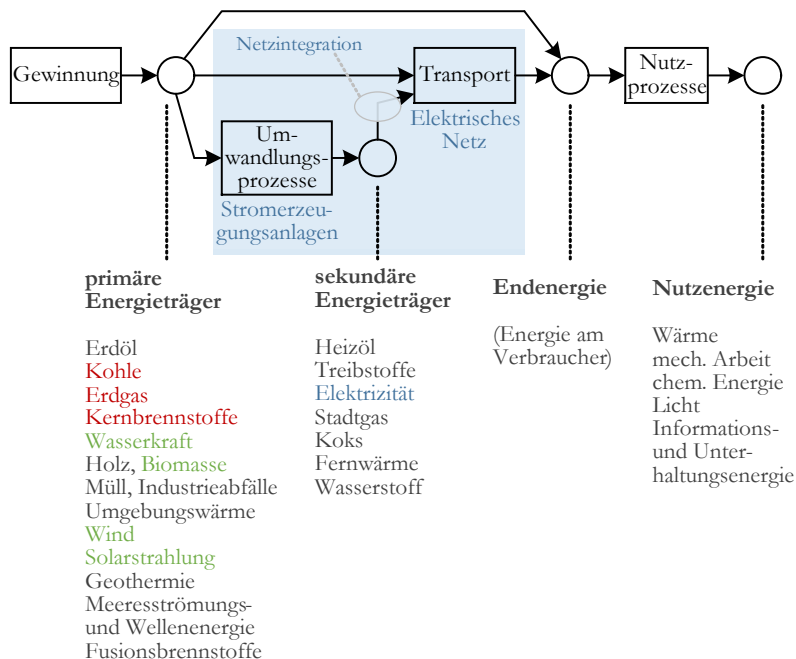


Abb. 2.1: Energieformen, Energieumwandlung und Energienutzung basierend auf [35].

¹ Die nicht farbig markierten Energieträger werden im Folgenden nicht weiter betrachtet.

erschöpflich und deshalb durch einen endlichen Energieinhalt charakterisiert. Energiequellen hingegen sind unerschöpflich und zeichnen sich, wie z. B. die solare Einstrahlung, durch einen (konstanten) Energiefluss aus. Ihr Energieinhalt ist quasi unendlich.

Die Umwandlungsprozesse bzw. -anlagen, die diese primären Energieträger in elektrische Energie umwandeln, werden im Folgenden als *Stromerzeugungsanlagen* bezeichnet. Der Primärenergieträger bestimmt dabei sehr wesentlich die inhärenten Eigenschaften iE der Stromerzeugungsanlage (s. Abschnitt 2.2).

Heutige elektrische Energiesysteme basieren hauptsächlich auf fossilen Energieträgern; ihre Struktur und Betriebsweise sind auf die zugehörigen Stromerzeugungsanlagen abgestimmt. In dieser Kombination hat sich über die Jahrzehnte ein äußerst zuverlässiges System entwickelt – elektrische Energie ist gewissermaßen zu jeder Zeit und überall verfügbar.

Umwelt- und Nachhaltigkeitsaspekte wie die Endlichkeit von Energievorräten, die Treibhausgasemissionen bei ihrer Verbrennung (Klimawandel), die Gefährlichkeit von Kernkraftwerken (s. nukleare Katastrophe in Fukushima 2011) und die ungelöste Endlagerungsfrage für radioaktive Abfälle erfordern jedoch eine Abkehr von fossilen Energieträgern und eine bewusstere und effizientere Energienutzung. Deshalb besteht eine der wichtigsten gesellschaftlichen Aufgaben unserer Zeit darin, die Energieversorgung im Allgemeinen und die elektrische im Speziellen von fossilen Energievorräten auf regenerative Energiequellen umzustellen. In Deutschland hat sich hierfür der Begriff *Energiewende* etabliert; die Zielsetzung dabei ist eine CO₂-neutrale, sichere und bezahlbare Energieversorgung (Zieldreieck).

Doch trotz dieser klaren Zielsetzung bestehen bei der Umsetzung noch etliche Defizite und Irrwege. Viele Maßnahmen wurden eingeleitet, bringen aber bislang nicht den gewünschten Erfolg, wie die verfehlten CO₂-Reduktionszielen [2], die hohen Kosten für Netzbetrieb und Reservekraftwerke [3, 4] und die zunehmende Gefährdung der Versorgungszuverlässigkeit [5] zeigen. Die verschiedenen Aspekte und Herausforderungen der Energiewende sind zwar im Prinzip bekannt und wurden vielfach diskutiert und behandelt (s. z. B. [36–39]), doch zu oft werden daraus nicht die richtigen Maßnahmen und Lösungsansätze abgeleitet.

Ein erster Schritt hierfür ist es, explizit zwischen Stromerzeugung, elektrischem Netz und Stromverbrauch (Nutzprozessen) zu unterscheiden (vgl. Abb. 2.1), denn definitionsgemäß betreffen die Maßnahmen der Energiewende zunächst die Stromerzeugung und den -verbrauch (Installation von PV-Anlagen, Elektroautos etc.). Auswirkungen auf das elektrische Netz sind hingegen sekundäre Effekte, die u. a. von der *Netzintegration* der Stromerzeuger und -verbraucher abhängen und sich folglich auch darüber beeinflussen lassen. Dennoch steht das elektrische Netz häufig im Vordergrund der Diskussionen und der Netzausbau wird mit als die wichtigste Maßnahme der Energiewende verstanden [40].

In Rahmen dieser Arbeit liegt der Fokus auf der Netzintegration der Stromerzeugungsanlagen (s. blaue Markierung in Abb. 2.1), die der Verbraucher (z. B. von Elektroautos) wird nicht betrachtet. Zunächst werden die Stromerzeugungsanlagen in Abschnitt 2.2 nach ihren inhärenten Eigenschaften iE klassifiziert und vier Methoden der Netzintegration NIM1 bis NIM4 eingeführt. Basierend darauf sowie auf dem Aufbau und dem Betrieb konventioneller elektrischer Netze in Abschnitt 2.3 lassen sich anschließend die bisherigen Netzintegrationsmethoden NIM1 bis NIM3 analysieren und bewerten, bevor in Abschnitt 2.7 ein umfassender Lösungsansatz, das *Smart renewable Power Plant* (SrPP), vorgestellt wird (NIM4). Dieser Ansatz wird anschließend aus verschiedenen Perspektiven untersucht und beleuchtet.

2.2 Klassifizierung von Stromerzeugungsanlagen und ihre Netzintegration

2.2.1 Inhärente Eigenschaften und Einspeisewürfel

Für die Nutzung regenerativer Energiequellen spielen die Eigenschaften der jeweiligen Stromerzeugungsanlagen eine wesentliche Rolle. So unterscheiden sich beispielsweise Windkraftanlagen und Wasserkraftanlagen hinsichtlich Anlagengröße, Wirkleistungscharakteristik oder Netzkopplung (Stromrichter bzw. Synchrongenerator). Um diese Unterschiede zu erfassen und zu strukturieren, ist es zweckmäßig, eine Stromerzeugungsanlage durch die folgenden fünf inhärenten Eigenschaften zu beschreiben:

- iE1: Art des Primärenergieträgers
- iE2: Wirkleistungscharakteristik
- iE3: Standortbindung
- iE4: Anlagengröße
- iE5: Netzkopplung

Diese lassen sich anschaulich in einem sog. *Einspeisewürfel* darstellen (s. Abb. 2.2), bei dem die Koordinatenachsen die Eigenschaften iE2 bis iE4 abbilden. Bei der Art des Primärenergieträgers (iE1) wird zwischen fossil (rot) und regenerativ (grün) unterschieden, die Art der Netzkopplung (iE5) ist durch Unterstreichen gekennzeichnet (Stromrichter: unterstrichen, Synchrongenerator: nicht unterstrichen).

Der Primärenergieträger (Kohle, Gas, Wind, PV...) legt die Position und Bezeichnung einer Stromerzeugungsanlage im Einspeisewürfel fest. Im Folgenden werden die Einträge und die Achsenbeschriftungen in Abb. 2.2 kurz erläutert.

Stromerzeugungsanlagen aus Kohle, Gas und Uran sind demnach *große, zentrale* Anlagen mit Synchrongeneratoren und einer *steuerbaren* Wirkleistungseinspeisung. Da der Primärenergieträger transportierbar ist, sind sie *nicht standortgebunden* und können prinzipiell an beliebiger Stelle errichtet werden.

Stromerzeugungsanlagen aus Wasserkraft unterscheiden sich von diesen durch ihren regenerativen Charakter und ihre geografische Standortbindung, da sie nur an entsprechenden Flüssen oder Stauseen gebaut werden können. Neben Großanlagen sind aber auch kleinere Anlagen möglich², was einer Verschiebung im Einspeisewürfel nach oben entspricht. Da die Steuerbarkeit der Wirkleistung durch den Wasserzufluss eingeschränkt sein kann, ist die Zuordnung im Einspeisewürfel leicht von *steuerbar* in Richtung *planbar* verschoben.

² Die Bezeichnung *klein/ dezentral* soll im Folgenden für Stromerzeugungsanlagen mit einer installierten Leistung <10 MW gelten.

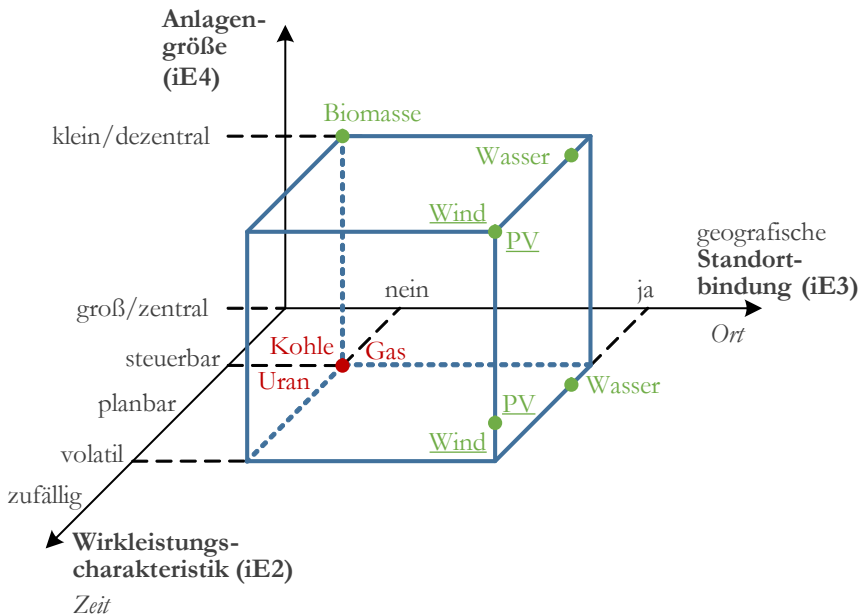


Abb. 2.2: Klassifizierung von Stromerzeugungsanlagen anhand eines Einspeisewürfels und ihrer fünf inhärenten Eigenschaften iE.

Art des Primärenergieträgers (iE1): fossil (rot), regenerativ (grün)³

Netzkopplung (iE5): Synchrongenerator (nicht unterstrichen), Stromrichter (unterstrichen)

Unter einer *planbaren* Wirkleistungscharakteristik ist zu verstehen, dass die Einspeisung einer Stromerzeugungsanlage zwar nicht beliebig einstellbar, aber zumindest über einen gewissen Zeitraum vorhersagbar und planbar ist. Damit kann sie bei der Kraftwerkseinsatzplanung relativ leicht berücksichtigt werden.

Im Gegensatz dazu sind Stromerzeugungsanlagen mit einer *zufälligen* Wirkleistungscharakteristik weder steuerbar noch vorhersagbar und stellen deshalb für die Kraftwerkseinsatzplanung und den Netzbetrieb eine große Herausforderung dar.

Stromerzeugungsanlagen aus Wind und PV sind in Abb. 2.2 zwischen *planbar* und *zufällig* eingeordnet. Ihre Wirkleistungseinspeisung ist zwar zu einem gewissen Grade über Wetterprognosen vorhersagbar, beinhaltet aber insgesamt eine relativ hohe Zufallskomponente. Hierfür wird im weiteren Verlauf der Begriff *volatil* verwendet. Windkraft- und PV-Anlagen sind häufig kleine und damit dezentrale Anlagen. Es gibt aber auch große Wind- und PV-Parks, die im Einspeisewürfel als große und zentrale Anlagen anzusehen sind. Darüber hinaus sind PV- und Windkraftanlagen üblicherweise standortgebunden, da die primären Energieträger Wind und Sonne im Gegensatz zu Kohle oder Gas nicht transportierbar sind. Die Anlagen werden also

³ PV steht hier synonym für den Primärenergieträger Solarstrahlung.

meist an denjenigen Orten aufgestellt, an denen der Energieträger in hohem oder ausreichendem Maße zur Verfügung steht. Ein weiterer wesentlicher Unterschied zu den bisher behandelten Stromerzeugungsanlagen ist die Netzkopplung über Stromrichter (unterstrichen).

Der letzte in Abb. 2.2 dargestellte Primärenergieträger ist Biomasse. Die zugehörigen Stromerzeugungsanlagen unterscheiden sich von Kohle-, Gas- oder Kernkraftwerken v. a. durch ihre Größe. Ansonsten sind auch sie nicht standortgebunden (Biomasse kann transportiert oder an unterschiedlichen Orten angebaut werden) und ihre Wirkleistungseinspeisung ist beliebig steuerbar. Nur bei wärmegeführten Anlagen ist die Wirkleistungscharakteristik u. U. von *steuerbar* in Richtung *planbar* zu verschieben.

Die Beschreibung von Stromerzeugungsanlagen anhand von fünf inhärenten Eigenschaften iE1 bis iE5 und die Darstellung in einem Einspeisewürfel ermöglicht es im weiteren Verlauf, bisherige Netzintegrationsmethoden zu analysieren und zu bewerten sowie neue, effiziente Ansätze abzuleiten.

In der Literatur werden dagegen meist nur Teilaspekte des Einspeisewürfels betrachtet oder die fünf Eigenschaften nicht explizit unterschieden. So definiert [41] beispielsweise *erneuerbare Energie-Anlagen* (EE-Anlagen), *dargebotsabhängige EE-Anlagen* und *dezentrale Energieumwandlungsanlagen* (DEA), was lediglich den Eigenschaften iE1, iE2 und iE4 entspricht.

In [42] kommt mit der Bezeichnung *Inverter-based Volatile Distributed Generation* (IV-DG) die Eigenschaft der Netzkopplung (iE5) hinzu, doch auch hier fehlt der Aspekt der Standortbindung (iE3), der z. B. in [35] thematisiert wird.

In der englischsprachigen Literatur, z. B. [43, 44], findet man häufig die Begriffe *Distributed Generation* (DG) oder *Distributed Energy Resources* (DER), die den Fokus allerdings nur auf die Eigenschaft der Anlagengröße (iE4) legen, und auch die Bezeichnungen *Renewable Energy Sources* (RES) (iE1) oder *dispatchable/nondispatchable* (iE2) decken nur Teilaspekte einer Stromerzeugungsanlage ab.

Wie im weiteren Verlauf der Arbeit gezeigt wird, ist es aber wichtig, bei der Netzintegration von Stromerzeugungsanlagen alle ihre inhärenten Eigenschaften iE zu berücksichtigen, da ansonsten das Zieldreieck der Energiewende, wie eingangs erwähnt, schwer zu erreichen ist.

Die Klassifizierung nach Abb. 2.2 enthält kein Kriterium über die Lastnähe oder Lastferne einer Stromerzeugungsanlage, da hier kein eindeutiger Zusammenhang herzustellen ist. So kann z. B. eine große/zentrale Stromerzeugungsanlage sowohl lastnah (stadtnahes Kohlekraftwerk) als auch lastfern (Offshore-Windpark) gelegen sein. Ebenso können standortgebundene Anlagen wie z. B. Laufwasserkraftwerke in der Nähe elektrischer Lasten gebaut sein, aber auch weit von diesen entfernt. Kleine/dezentrale Anlagen wie Windkraft- und PV-Anlagen suggerieren zwar eine

gewisse Lastnähe. Wie aber die zeitweilige Rückspeisung in höhere Spannungsebenen, die in vielen Verteilnetzen heutzutage üblich ist, zeigt, kann auch hier nicht eindeutig von lastnah oder lastfern gesprochen werden. Aus diesem Grund wird in Abschnitt 2.8 der Begriff der Lastnähe genauer definiert (geografisch oder elektrisch, hinsichtlich Energie oder Leistung), um damit anschließend den technischen Nutzen von Stromerzeugungsanlagen bewerten zu können.

2.2.2 Konventionelle und nicht-konventionelle Stromerzeugungsanlagen

Struktur und Betriebsweise elektrischer Netze sind heutzutage auf die Eigenschaften fossil betriebener Stromerzeugungsanlagen wie Kohle-, Gas- und Kernkraftwerke ausgelegt. Stromerzeugungsanlagen mit anderen Eigenschaften, die im Zuge der Energiewende installiert werden, d. h. mit einer anderen Position im Einspeisewürfel oder mit einer anderen Netzkopplung, wirken sich somit direkt auf den Netzbetrieb aus.

Da die Standortbindung oder die volatile Einspeisung einer Stromerzeugungsanlage aber einen anderen Effekt haben als z. B. die Netzkopplung, kann man nicht von den Auswirkungen der Energiewende oder regenerativer Energiequellen an sich sprechen, sondern immer nur in Bezug auf bestimmte Primärenergieträger.

Würde man z. B. die fossile Stromerzeugung allein auf Biomasse- oder Wasserkraftanlagen umstellen, hätte dies nach Abb. 2.2 nur eine eindimensionale Änderung der Erzeugungsstruktur zur Folge (Anlagengröße bzw. Standortbindung), was den Netzbetrieb weniger beeinflusst als eine mehrdimensionale Änderung wie bei Windkraft- und PV-Anlagen (Anlagengröße, Wirkleistungscharakteristik, Standortbindung, Netzkopplung).

Im Folgenden liegt der Schwerpunkt auf diesen mehrdimensionalen Veränderungen, da in Deutschland hauptsächlich der Ausbau von Windkraft- und PV-Anlagen forciert wird. Vor diesem Hintergrund wird nun zwischen *konventionellen Stromerzeugungsanlagen* (kSE) und *nicht-konventionellen Stromerzeugungsanlagen* (nkSE) unterschieden (s. Tab. 2.1).

Eine konventionelle Stromerzeugungsanlage umfasst die Kohle-, Gas- oder Kernkraftwerke, die unsere bisherige Energieversorgung kennzeichnen. Eine nicht-konventionelle Stromerzeugungsanlage beschreibt insbesondere die kleinen PV- und Windkraftanlagen, die im Einspeisewürfel den konventionellen Stromerzeugungsanlagen genau gegenüberliegen und sich somit in mehreren Punkten von diesen unterscheiden. Ihre Netzintegration und der daraus resultierende Netzbetrieb sind folglich mit den größten Herausforderungen verbunden.

Tab. 2.1: Definition von konventionellen und nicht-konventionellen Stromerzeugungsanlagen.

Stromerzeugungsanlage	Inhärente Eigenschaften				
	iE1	iE2	iE3	iE4	iE5
	Art des Primärenergieträgers	Wirkleistungscharakteristik	Standortbindung	Anlagengröße	Netzkopplung
konventionell (kSE)	fossil	steuerbar	nein	groß	Synchrogenerator
nicht-konventionell (nkSE)	regenerativ	volatil	ja	klein	Stromrichter

2.2.3 Netzintegration nicht-konventioneller Stromerzeugungsanlagen

Für die Netzintegration nicht-konventioneller Stromerzeugungsanlagen existieren prinzipiell vier Methoden NIM1 bis NIM4, die den Netzbetrieb unterschiedlich beeinflussen und die in Abb. 2.3 dargestellt sind. Die Zusammenhänge zwischen diesen vier Methoden und zwischen ihren Bezeichnungen (Stromerzeugungsanlagen nkSE und nkSE+ sowie Stromeinspeisanlagen SE_i und SE_i+) sind in Abb. 2.4 gezeigt.

Die direkte Netzintegration einer nkSE (NIM1) stellt die einfachste Variante dar. Die Stromerzeugungsanlage ist dann nur durch ihre fünf inhärenten Eigenschaften iE1 bis iE5 gekennzeichnet und wird, ohne diese zu erweitern oder zu verändern, ins Netz integriert. Dies beschreibt beispielsweise den Netzanschluss einer PV-Anlage mit minimalem Aufwand und minimaler Funktionalität, so dass lediglich eine maximale Wirkleistungseinspeisung sichergestellt wird.

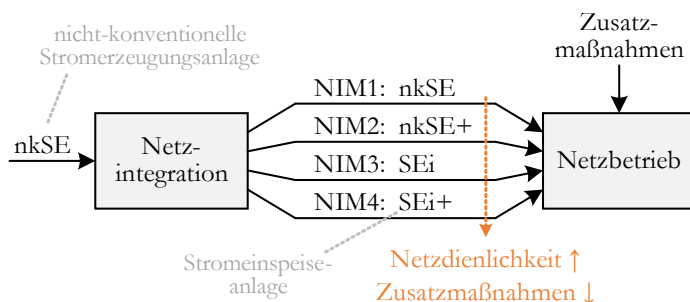


Abb. 2.3: Vier Netzintegrationsmethoden NIM1 bis NIM4 für nicht-konventionelle Stromerzeugungsanlagen und deren Auswirkung auf den Netzbetrieb.

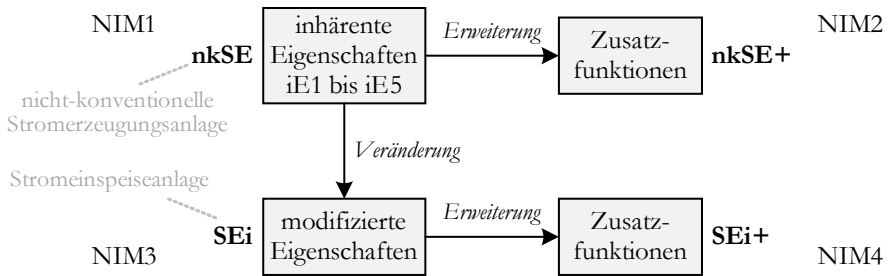


Abb. 2.4: Zusammenhang zwischen den vier Netzintegrationsmethoden NIM1 bis NIM4 sowie zwischen Stromerzeugungs- und Stromeinspeiseanlagen.

Eine nkSE+ (NIM2) entspricht der *Erweiterung* einer nkSE um *Zusatzfunktionen*, die zwar das Verhalten am elektrischen Netz beeinflussen, aber keine Auswirkung auf die Position im Einspeisewürfel haben. Als Beispiel seien Netzanschlussregeln genannt, die ein bestimmtes Verhalten im Fehlerfall fordern.

Eine SEi (NIM3) entsteht aus einer nkSE durch die *Veränderung* von einer oder mehrerer der fünf inhärenten Eigenschaften iE, z. B. wenn die nkSE mit einem Energiespeicher kombiniert und damit die Wirkleistungscharakteristik verändert wird. Da solche Maßnahmen die Position oder Notation einer Stromerzeugungsanlage im Einspeisewürfel verändern, wird hierfür im Folgenden der Begriff *Stromeinspeiseanlage* verwendet. Damit wird zum Ausdruck gebracht, dass der Strom zwar nach wie vor entsprechend der Verfügbarkeit des Primärenergieträgers *erzeugt*, aber auf andere Weise (z. B. zu einer anderen Zeit oder an einem anderen Ort) *eingespeist* wird.

Eine SEi+ (NIM4) erweitert die Eigenschaften einer SEi um *Zusatzfunktionen*, die wiederum die Position im Einspeisewürfel nicht beeinflussen, aber die *Netzdienlichkeit* erhöhen. Beispiele hierfür werden anhand des SrPP in Abschnitt 2.7 aufgezeigt; eine genaue Definition des Begriffs *Netzdienlichkeit* folgt in Unterabschnitt 2.5.2.

Nach Abb. 2.3 steigt die Netzdienlichkeit einer Anlage ausgehend von einer nkSE hin zu einer SEi+ an, während die für den Netzbetrieb erforderlichen *Zusatzmaßnahmen*, wie z. B. Redispatch oder Netzausbau, sinken. Je umfassender diese Zusatzmaßnahmen sind, desto schwieriger sind die Ziele der Energiewende zu erreichen, wie in den Abschnitten 2.4 und 2.6 gezeigt wird.

Die in diesem Abschnitt eingeführten Definitionen und Begriffe spielen im weiteren Verlauf eine wichtige Rolle, wenn die Auswirkungen nicht-konventioneller Stromerzeugungsanlagen auf den Netzbetrieb und mögliche Verbesserungen betrachtet werden. Zuvor werden die Wesensmerkmale konventioneller elektrischer Netze vorgestellt, da diese den Ausgangspunkt und die Referenz für diese Veränderungen darstellen.

2.3 Aufbau und Betrieb elektrischer Netze mit konventionellen Stromerzeugungsanlagen

Der Aufbau und der Betrieb traditioneller elektrischer Netze ist durch die inhärenten Eigenschaften der konventionellen Stromerzeugungsanlagen aus Tab. 2.1 geprägt. So ergeben sich Netzstruktur und Netzaufbau im Wesentlichen aus den Eigenschaften iE3 bis iE5 (große Anlagen mit Synchrongenerator ohne Standortbindung), der Netzbetrieb aus den Eigenschaften iE2 und iE5 (Synchrongenerator mit steuerbarer Wirkleistungscharakteristik). Diese Zusammenhänge werden im Folgenden näher betrachtet.

2.3.1 Struktur und Aufbau elektrischer Netze

Konventionelle Stromerzeugungsanlagen bestehen aus Synchrongeneratoren großer Nennleistung, die ein symmetrisches, dreiphasiges Wechselspannungssystem mit den Spannungen

$$\begin{aligned}
 u_1 &= \sqrt{2} \cdot U \cos(\omega t + \varphi_u) \\
 u_2 &= \sqrt{2} \cdot U \cos(\omega t - \frac{2\pi}{3} + \varphi_u) \\
 u_3 &= \sqrt{2} \cdot U \cos(\omega t + \frac{2\pi}{3} + \varphi_u)
 \end{aligned}
 \tag{2.1}$$

erzeugen. Auf dieser Basis haben sich die heute üblichen Drehstromnetze mit unterschiedlichen Spannungsebenen und der Top-Down-Struktur aus Abb. 2.5 entwickelt.

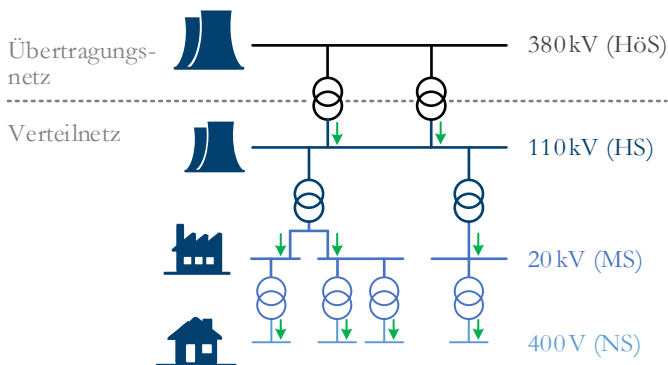


Abb. 2.5: Aufbau eines elektrischen Energieversorgungsnetzes mit konventionellen Stromerzeugungsanlagen.

Man unterscheidet zwischen Übertragungs- und Verteilnetz und den vier Spannungsebenen Höchstspannung (HöS), Hochspannung (HS), Mittelspannung (MS) und Niederspannung (NS) [34]. Die Netze sind so ausgelegt, dass die Energie zuverlässig und unter Einhaltung bestimmter Betriebsparameter von den Stromerzeugungsanlagen in den hohen Spannungsebenen zu den Verbrauchern in den unteren Spannungsebenen transportiert werden kann. Durch diese Struktur ergibt sich ein unidirektionaler Leistungsfluss, der durch die grünen Pfeile in Abb. 2.5 angedeutet ist.

Ein wesentlicher Einflussfaktor für die Dimensionierung und Auslegung des Netzes ist die räumliche Anordnung der Stromerzeugungs- und -verbrauchsanlagen. Je näher diese zueinander liegen, desto geringer ist der Leitungsbedarf. Da konventionelle Stromerzeugungsanlagen im Vergleich zu den geografisch festen Verbrauchsanlagen nicht oder wenig standortgebunden sind, existiert hier ein Freiheitsgrad, der z. B. zur Minimierung von Übertragungsleitungen und -kapazitäten genutzt werden kann.

Abb. 2.6 zeigt angelehnt an Abb. 2.5 ein Beispielnetz, das im Folgenden als Referenznetzwerk dienen soll. Neben der überlagerten 110 kV und 380 kV-Ebene besteht es aus einem Mittelspannungsring, der mit den Abschnitten MS1 und MS2 offen betrieben wird. Entlang dieser Leitungen sind beispielhaft drei Niederspannungsnetze eingezeichnet.

2.3.2 Physikalische Grundlagen für den Betrieb von Wechselstromnetzen

In einem Wechselstromnetz wie in Abb. 2.6 gibt es einige grundlegende physikalische Zusammenhänge, die in diesem Unterabschnitt erläutert werden.

2.3.2.1 Polradwinkel- und Frequenzstabilität

Zunächst werden anhand der beiden Generatoren G1 und G2 die Begriffe Polradwinkel- und Frequenzstabilität gegenübergestellt. Diese Aspekte sind zwar, wie an der Bezeichnung Polrad zu erkennen ist, traditionell mit elektrischen Maschinen verknüpft, sie gelten aber grundsätzlich für parallel betriebene Spannungsquellen in einem Wechselstromnetz.

Legt man die Spannungsgleichungen aus (2.1) zugrunde und drückt diese durch einen komplexen Effektivwertzeiger

$$\underline{U} = U e^{i\varphi_u} \quad (2.2)$$

aus, kann man die Beziehung zwischen den beiden Generatoren anschaulich über die Zeiger

$$\underline{U}_{G1} = U_{G1} e^{i\varphi_{uG1}} \quad (2.3)$$

und

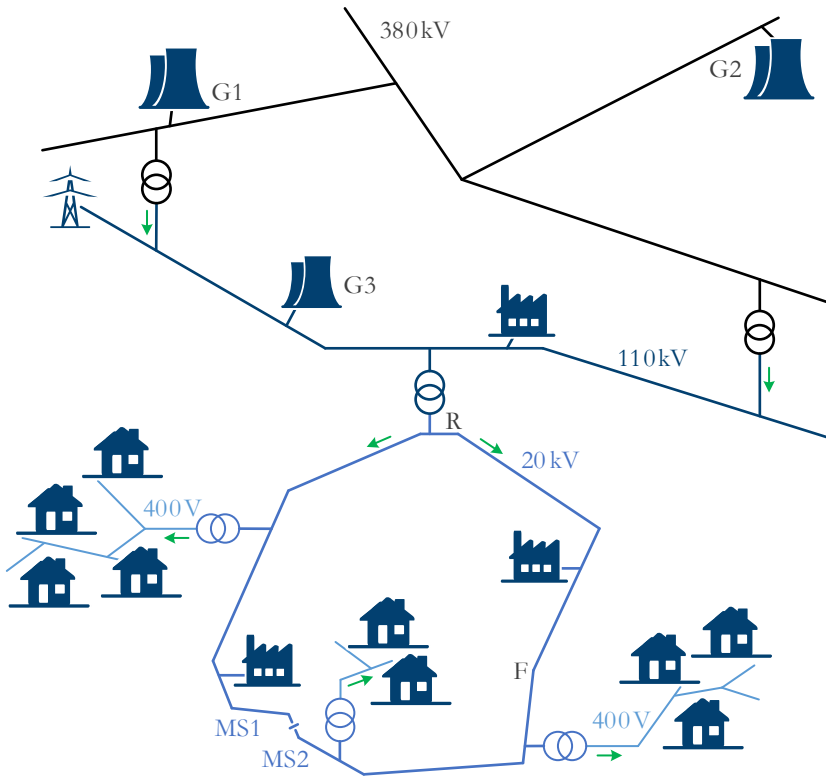


Abb. 2.6: Beispiel eines elektrischen Energieversorgungsnetzes mit konventionellen Stromerzeugungsanlagen.

$$\underline{U}_{G2} = U_{G2} e^{j\varphi_{uG2}} \quad (2.4)$$

darstellen (s. Abb. 2.7). Die beiden Winkel φ_{uG1} und φ_{uG2} beziehen sich hierbei auf eine gemeinsame Referenzachse, die mit der Winkelgeschwindigkeit ω rotiert. Im Normalbetrieb gilt $\delta = \text{konst.}$ sowie $\varepsilon = 0$, d. h. die beiden Spannungsquellen arbeiten mit Nennfrequenz und laufen synchron.

Bei Störungen wie z. B. einem Kurzschluss (Entlastung) oder dem Zuschalten einer großen Last (Belastung) können nun prinzipiell zwei Fälle auftreten: Im ersten Fall – man spricht von kohärentem Generatorverhalten [45] – wirkt sich die Störung gleichermaßen auf beide Spannungszeiger aus, d. h. ihre Position zueinander (Winkel δ) bleibt unverändert, während sich ihre gemeinsame Winkelgeschwindigkeit ω um $\Delta\omega$ ändert. Damit ändert sich auch der Winkel ε gemäß

$$\dot{\varepsilon} = \Delta\omega \quad (2.5)$$

bzw.

$$\ddot{\varepsilon} = \Delta\dot{\omega}. \quad (2.6)$$

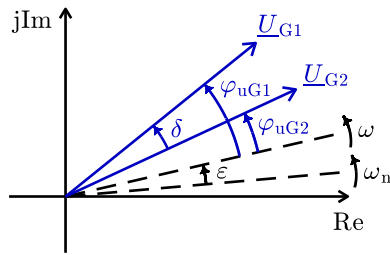


Abb. 2.7: Spannungszeiger zweier Generatoren G1 und G2 zur Erläuterung von Polradwinkel- und Frequenzstabilität.

Falls sich nach der Störung wieder stationär eine konstante Frequenz einstellt ($\dot{\varepsilon} = 0$), spricht man von *Frequenzstabilität* [46].

Im zweiten Fall wirkt sich eine Störung nur auf einen der beiden Spannungszeiger aus, z. B. auf den von Generator G1. Es gilt somit $\varepsilon = 0$ und $\varphi_{uG2} = \text{konst.}$, der Winkel δ ändert sich hingegen. Falls dieser nach einer Störung wieder einen konstanten Wert annimmt ($\dot{\delta} = 0$) und damit G1 synchron zu Generator G2 bleibt, spricht man von *Polradwinkelstabilität* [46].

Diese wird sowohl durch die Impedanzverhältnisse im elektrischen Netz als auch durch die Eigenschaften der Spannungsquellen bestimmt. Bei den konventionellen Stromerzeugungsanlagen ergeben sich diese Eigenschaften vorwiegend durch die physikalischen Zusammenhänge der Maschine, bei Stromrichtern dagegen durch die Regelung.

2.3.2.2 Zusammenhang zwischen Spannung, Frequenz, Wirk- und Blindleistung

Der Betrieb von Wechselstromnetzen ist durch die Größen Spannung, Frequenz, Wirk- und Blindleistung charakterisiert. Die Zusammenhänge zwischen diesen Größen lassen sich am vereinfachten Ersatzschaltbild einer Leitung aus Abb. 2.8 erklären, in der diese als ohmsch-induktiv modelliert wird und Leitungskapazitäten vernachlässigt sind. Die Zulässigkeit dieser Vereinfachung hängt von mehreren Faktoren ab, wie z. B. der Spannungsebene, der Ausführung als Freileitung oder Kabel und der Auslastung der Leitung [47], und wird hier als gegeben angenommen.

Im Folgenden werden nun bei konstanter Spannung \underline{U}_B Betrag und Winkel der Spannung \underline{U}_A verändert und die Auswirkungen auf Wirk- und Blindleistung P_A und Q_A am Punkt A der Leitung analysiert. Der Widerstand R wird zunächst vernachlässigt, was insbesondere für Hochspannungsleitungen zulässig ist, bei denen die Induktivität wegen der großen Leiterabstände dominiert [34].

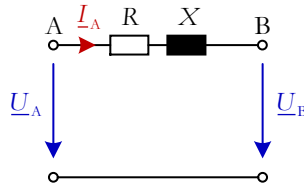


Abb. 2.8: Vereinfachtes, einphasiges Ersatzschaltbild einer Leitung.

Abb. 2.9 und Abb. 2.10 zeigen beispielhafte Zeigerdiagramme, wenn entweder der Winkel δ oder der Betrag der Spannung U_A variiert wird. Die blauen Zeiger dienen als Referenz, während die Zeiger mit dem Superskript ' eine Vergrößerung und die mit dem Superskript '' eine Verkleinerung des Winkels bzw. des Betrags von \underline{U}_A kennzeichnen. Die Stromzeiger stehen wegen $R = 0$ senkrecht zu den Spannungsabfällen über der Induktivität (gestrichelte farbige Linien) und sind proportional zu deren Länge.

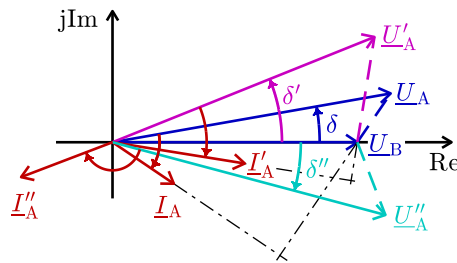


Abb. 2.9: Zeigerdiagramm zu Abb. 2.8 mit $R = 0$ bei Variation des Winkels δ .

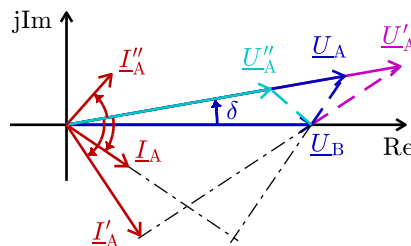


Abb. 2.10: Zeigerdiagramm zu Abb. 2.8 mit $R = 0$ bei Variation der Spannungsamplitude U_A .

Abb. 2.11 zeigt die Wirk- und Blindleistungswerte, die sich aus Betrag und Phasenlage der jeweiligen Strom- und Spannungszeiger ergeben. Kreuze (x) referenzieren die Verläufe aus Abb. 2.9, Kreise (o) die Verläufe aus Abb. 2.10. Eine Veränderung des Spannungsbetrages beeinflusst demnach fast ausschließlich die Blindleistung, eine Veränderung des Winkels fast ausschließlich die Wirkleistung.

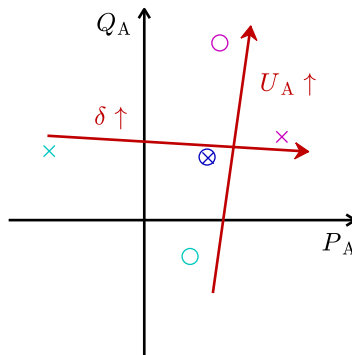


Abb. 2.11: Abhängigkeit von Wirk- und Blindleistung von Spannungsamplitude und Spannungswinkel für $R = 0$; (x) Abb. 2.9, (o) Abb. 2.10.

Außerdem korreliert eine positive Wirkleistung mit einem positiven Winkel (δ und δ'), eine negative Wirkleistung hingegen mit einem negativen Winkel (δ''). Die Wirkleistung fließt also stets in Richtung des nacheilenden Zeigers, im Falle von δ und δ' von A nach B, im Falle von δ'' von B nach A.

Einen ähnlichen Zusammenhang kann man für die Blindleistung aufstellen. Eine höhere Spannung am Punkt A als am Punkt B (\underline{U}'_A) äußert sich in einer positiven Blindleistung (nacheilender Strom), während bei einer kleineren Spannung am Punkt A (\underline{U}''_A) der Strom voreilt und die Blindleistung negativ ist.

Daraus lassen sich wichtige Zusammenhänge für die Regelung von elektrischen Netzen ableiten, auf die im weiteren Verlauf der Arbeit Bezug genommen wird (z. B. bei der Regelung von Synchrongeneratoren in 2.3.3.4 oder der Regelung von Stromrichtern in 5.4). So kann z. B. mit einer Erhöhung des Spannungswinkels der Wirkleistungsfluss an einem Knoten erhöht werden, mit einer Erhöhung der Spannungsamplitude hingegen der Blindleistungsfluss. Der umgekehrte Zusammenhang gilt auch, d. h. eine Erhöhung der Blindleistung führt zu einer Erhöhung der Spannung (Spannungsstützung).

Nun werden die gleichen Diagramme gezeigt für den Fall, dass der Widerstand nicht mehr vernachlässigbar ist, wie z. B. bei einer Mittelspannungsleitung mit einem typischen R/X -Verhältnis von 1 [47, 48]. Der Winkel zwischen Strom und Spannungsabfall über der Leitung (gestrichelte farbige Linien) beträgt dann 45° , wie anhand von \underline{I}'_A in Abb. 2.13 veranschaulicht ist.

In Abb. 2.14 sind wiederum die zugehörigen Wirk- und Blindleistungswerte aufgetragen und es ist nun eine starke Kopplung zwischen den verschiedenen Größen zu erkennen. Eine Erhöhung von δ erhöht nicht mehr nur die Wirkleistung, sondern nimmt auch starken Einfluss auf die Blindleistung. Außerdem geht eine Erhöhung

der Wirkleistung mit einer Erhöhung der Spannung einher. Diese Zusammenhänge spielen beispielsweise für einen Netzbetrieb mit nicht-konventionellen Stromerzeugungsanlagen eine Rolle (Abschnitt 2.4).

In Unterabschnitt 5.2.3.2 werden die hier grafisch gezeigten Abhängigkeiten noch rechnerisch hergeleitet.

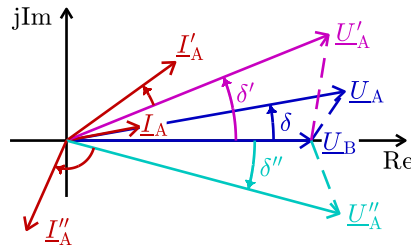


Abb. 2.12: Zeigerdiagramm zu Abb. 2.8 mit $R/X = 1$ bei Variation des Winkels δ .

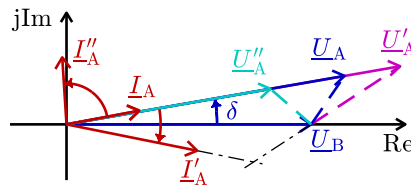


Abb. 2.13: Zeigerdiagramm zu Abb. 2.8 mit $R/X = 1$ bei Variation der Spannungsamplitude U_A .

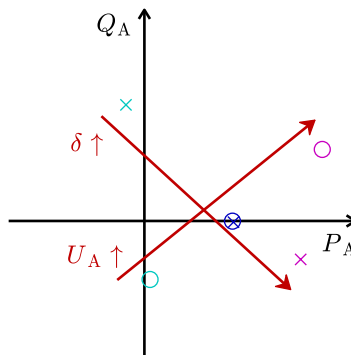


Abb. 2.14: Abhängigkeit von Wirk- und Blindleistung von Spannungsamplitude und Spannungswinkel für $R/X = 1$; (x) Abb. 2.12, (o) Abb. 2.13.

2.3.3 Eigenschaften und Regelung von Synchrongeneratoren

In diesem Unterabschnitt werden die Eigenschaften und die Regelung von Synchrongeneratoren genauer betrachtet, da diese den Betrieb und das Stabilitätsverhalten konventioneller elektrischer Netze stark beeinflussen. Die Erläuterungen dienen als Ausgangspunkt für den späteren Vergleich mit Stromrichtern und beschränken sich deshalb auf die hierfür benötigten Darstellungen.

2.3.3.1 Übersicht

Abb. 2.15 zeigt die verschiedenen Komponenten und Regelungen eines Synchrongenerators. Der Generator ist über eine Welle mit einer Turbine verbunden, die durch ein Arbeitsmedium (z. B. Dampf oder Wasser) angetrieben wird. Die Zufuhr des Arbeitsmediums und damit die mechanische Leistung kann über ein Ventil reguliert werden (*Drehzahlregelung*). Die zweite Stellgröße der Generatorregelung ist das Erregersystem, über das im Rotor eine Gleichspannung U_E und damit ein Erregerstrom I_E eingestellt wird. Dreht sich der Rotor, generiert dieser Strom ein magnetisches Drehfeld, das in den Ständerwicklungen eine Polradspannung $U_p^{(1)}$ ⁴ induziert. Eine *Spannungsregelung* (englisch: *automatic voltage regulator AVR*) variiert die Erregerspannung U_E und damit $U_p^{(1)}$ so, dass unabhängig von der Belastung des Generators eine gewünschte Klemmenspannung U_G^* eingehalten wird. Durch überlagerte *Statikregelungen* können neben Spannung und Frequenz gleichzeitig auch Wirk- und Blindleistung beeinflusst werden.

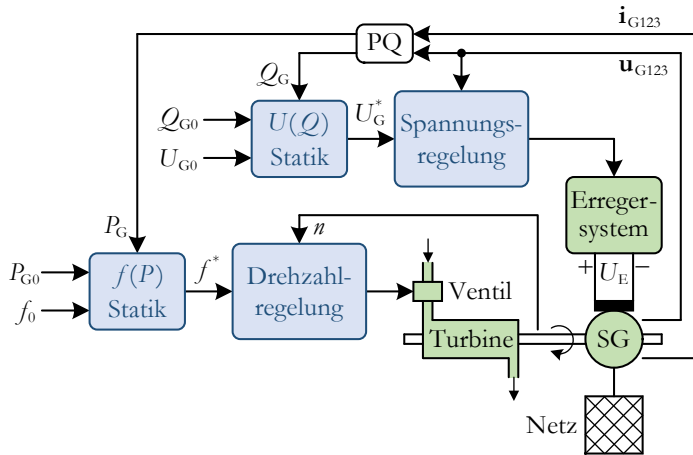


Abb. 2.15: Übersicht über die Komponenten und Regelungen eines Synchrongenerators [49, 50].

⁴ Im Rahmen dieser Arbeit werden Mit-, Gegen- und Nullsystem mit den Superskripten ⁽¹⁾, ⁽²⁾ und ⁽⁰⁾ bezeichnet, s. Unterabschnitt 5.1.1.

Bevor diese Regelungen in Unterabschnitt 2.3.3.4 genauer erläutert werden, soll zunächst das unregelte System mit konstanter Erregerspannung U_E und konstanter Turbinenleistung betrachtet werden.

Dabei wird analog zu [49] zwischen elektromagnetischen und elektromechanischen Vorgängen unterschieden. Bei ersteren handelt es sich um elektromagnetische Interaktionen zwischen den Ständer- und Läuferwicklungen, die insbesondere im Fehlerfall wichtig sind. Diese Vorgänge und die daraus resultierenden Ersatzschaltbilder werden in Unterabschnitt 2.3.3.2 vorgestellt; die Ausführungen basieren auf [47] und [49].

Während für die elektromagnetischen Vorgänge die Rotordrehzahl als konstant angenommen wird, werden in Unterabschnitt 2.3.3.3 die elektromechanischen Vorgänge thematisiert, die Einfluss auf die Drehzahl des Generators nehmen. Diese Vorgänge sind insbesondere für die Polradwinkelstabilität von großer Bedeutung.

2.3.3.2 Elektromagnetische Vorgänge im Fehlerfall und Ersatzschaltbilder

Ein Synchrongenerator besteht aus mehreren Wicklungen, die auf dem ruhenden Stator (Ständerwicklung) und dem rotierenden Läufer (Erreger- und Dämpferwicklung) montiert sind und die elektromagnetisch miteinander gekoppelt sind. Da diese Kopplungen im Allgemeinen eine räumliche Abhängigkeit aufweisen (z. B. ist bei einer Schenkelpolmaschine die magnetische Kopplung zwischen Läufer und Stator in Polrichtung höher als in Richtung der Pollücke), beschreibt man die Maschine üblicherweise in einem am Rotor ausgerichteten, rotierenden dq-Koordinatensystem und definiert unterschiedliche Reaktanzen in d- und q-Richtung. Diese räumliche Abhängigkeit wird im Folgenden vernachlässigt und für beide Richtungen die gleiche Reaktanz (Index d) angenommen. Dadurch kann die Maschine in einem herkömmlichen anstatt in einem nach d- und q-Achse getrennten Ersatzschaltbild beschrieben werden.

Bei Eintritt einer Störung, z. B. einem dreipoligen Kurzschluss an den Generator клемmen, werden die Stromverläufe in den einzelnen Wicklungen durch die Konstanz des magnetischen Flusses und durch die elektromagnetische Kopplung zwischen Ständer und Läufer bestimmt. Für die Ständerwicklung ergibt sich damit ein Stromverlauf wie in Abb. 2.16, der durch drei Zeitkonstanten geprägt ist. Die subtransiente Zeitkonstante T_d'' beschreibt einen abklingenden Gleichanteil in der Dämpferwicklung, die transiente Zeitkonstante T_d' einen abklingenden Gleichanteil in der Erregerwicklung. Beide äußern sich als abklingende Wechselanteile in der Ständerwicklung. Hinzu kommt ein abklingender Gleichanteil mit der Zeitkonstanten T_a , der vom Zeitpunkt des Kurzschlusses relativ zum Spannungsnulldurchgang des jeweiligen Leiters abhängt.

Als Größenordnung gilt für die beiden Zeitkonstanten T_d'' und T_d' :

$$T_d'' \approx 0,03 \text{ s} \quad (2.7)$$

$$T_d' \approx 1,3 \text{ s} \quad (2.8)$$

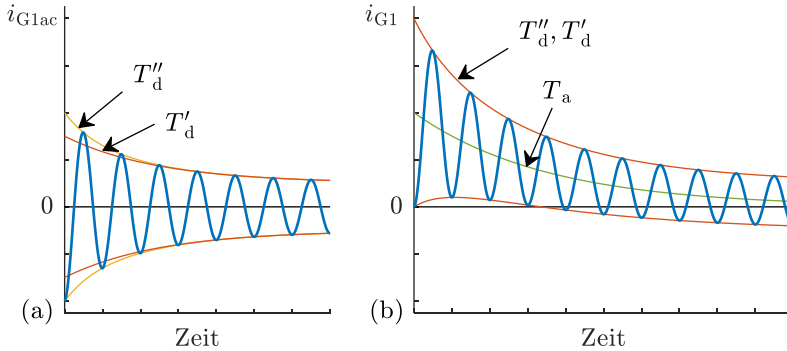


Abb. 2.16: Stromverlauf im Leiter 1 eines Synchrongenerators bei einem dreipoligen Klemmenkurzschluss und vorherigem Leerlauf basierend auf [49].

(a) stationärer Wechselanteil und abklingender Wechselanteil mit der subtransienten Zeitkonstanten T_d'' und der transienten Zeitkonstanten T_d'

(b) zusätzlicher abklingender Gleichanteil mit der Zeitkonstanten T_a

Den Stromverlauf in Abb. 2.16(a) bildet man üblicherweise durch eine dreistufige Treppenfunktion für den subtransienten, transienten und stationären Zustand nach und ordnet jeder Stufe ein Ersatzschaltbild zu (vgl. Abb. 2.17(a)). Für die Spannungs- und Reaktanzwerte gilt:

$$E > E' > E'' \quad (2.9)$$

$$X_d \approx 5 \cdot X_d' \approx 10 \cdot X_d'' \quad (2.10)$$

Da die Reaktanzen beim Übergang vom subtransienten zum stationären Zustand stärker ansteigen als die Spannungen, nimmt der über die Ersatzschaltbilder in Abb. 2.17(a) berechnete Kurzschlussstrom wie in Abb. 2.16(a) zeitlich ab. I_k'' bezeichnet man als *Anfangskurzschlusswechselstrom*, I_k' als *transienten Kurzschlusswechselstrom* und I_k als *Dauerkurzschlussstrom*. Praktische Relevanz hat außerdem der *Stoßkurzschlussstrom*, der den größten Momentanwert in Abb. 2.16(b) beschreibt.

Da bisher nur symmetrische Zustände betrachtet wurden, entsprechen die drei Ersatzschaltbilder aus Abb. 2.17(a) dem Mitsystem-Ersatzschaltbild des Generators für die jeweiligen Betriebszustände. Für das Gegensystem existiert dagegen kein subtransienter oder transienter Zustand, für die Reaktanz gilt:

$$X_G^{(2)} \approx X_d'' \quad (2.11)$$

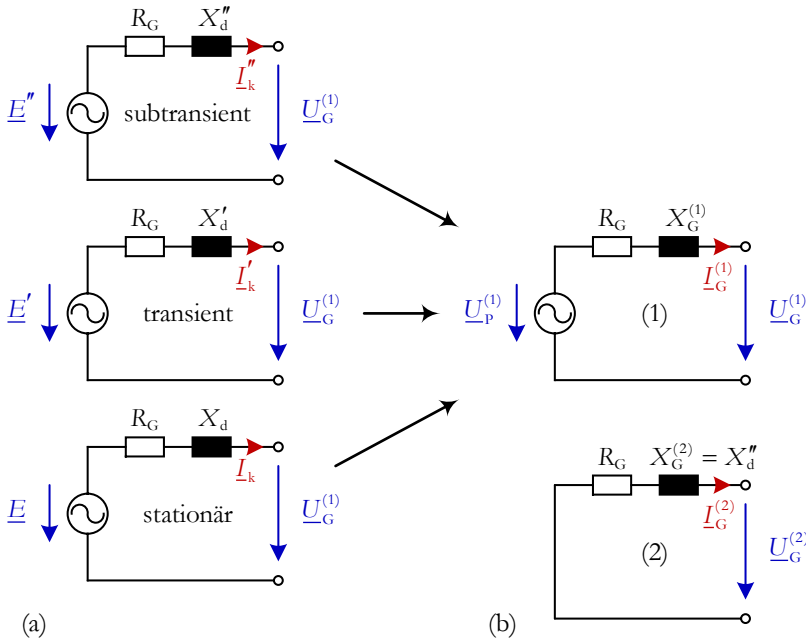


Abb. 2.17: Ersatzschaltbilder eines Synchrongenerators.

- (a) Nachbildung des Stromverlaufs in Abb. 2.16(a) durch ein subtransientes, transientes und stationäres Ersatzschaltbild
 (b) Mit- und Gegensystem-Ersatzschaltbild

Da die Gegenimpedanz des Synchrongenerators relativ klein ist, können bei einem unsymmetrischen Fehler hohe Gegensystemströme fließen. Das Gegensystem ist außerdem quellenfrei, da durch den symmetrischen Aufbau des Generators auch die induzierten Spannungen symmetrisch sind. Diese Charakteristiken werden später als Vergleich für das Betriebsverhalten und die Ersatzschaltbilder von Stromrichtern dienen.

Das Nullsystem wird an dieser Stelle nicht betrachtet, da Synchrongeneratoren und Stromrichter im Allgemeinen als Dreileitersystem betrieben werden und die Nullimpedanz somit unendlich groß ist.

2.3.3.3 Elektromechanisches Verhalten und Polradwinkelstabilität

Bisher wurde die mechanische Drehzahl des Generators als konstant angenommen, nun werden die physikalischen Zusammenhänge für das Drehzahlverhalten hergeleitet und in einer Bewegungsgleichung zusammengefasst. Basierend auf den Überlegungen aus Unterabschnitt 2.3.2.1 kann damit anschließend das Stabilitätsverhalten des Generators untersucht werden.

Bewegungsgleichung eines Generators

Ausgangspunkt der nachfolgenden Betrachtungen ist die Drehmomentgleichung (2.12) an der Welle eines Generators:

$$2\pi\dot{n} \cdot J = M_T - M_G \quad (2.12)$$

n ist die Drehzahl des Generators, J das Trägheitsmoment der gesamten rotierenden Masse (Turbine, Generator, Welle), M_T das mechanische Drehmoment der Turbine und M_G das elektrische Drehmoment aufgrund der an den Generatorklemmen abgegebenen Wirkleistung P_G ⁵. Weitere Effekte (z. B. Dämpferwicklungen) werden an dieser Stelle nicht berücksichtigt; sie würden in (2.12) durch einen zusätzlichen drehzahlproportionalen Term eingehen [49].

Im normalen Betrieb befindet sich die Drehzahl des Generators in der Nähe der Nenn Drehzahl n_n und das Drehmoment allgemein kann vereinfacht durch (2.13) ausgedrückt werden:

$$M = \frac{P}{2\pi n} \approx \frac{P}{2\pi n_n} \quad (2.13)$$

Mit der Polpaarzahl p des Generators und dem Zusammenhang zwischen mechanischer Drehzahl und elektrischer Frequenz

$$n = \frac{f}{p} \quad (2.14)$$

lässt sich (2.12) somit folgendermaßen umformulieren:

$$\begin{aligned} \dot{f} &= p \frac{M_T - M_G}{2\pi J} = p^2 \frac{P_T - P_G}{(2\pi)^2 J \cdot f_n} = p^2 \frac{(P_T - P_G) f_n}{(2\pi f_n)^2 J} \\ &= \frac{f_n}{T_A P_{nG}} (P_T - P_G) = \frac{f_n}{2HP_{nG}} (P_T - P_G) \end{aligned} \quad (2.15)$$

(2.15) beschreibt die *Bewegungsgleichung* eines Generators mit der Nennleistung P_{nG} und der *Anlaufzeitkonstanten* T_A (auch als *elektromechanische Zeitkonstante* bezeichnet) [45]. Für sie gilt der Zusammenhang:

$$T_A = \frac{J(2\pi n_n)^2}{P_{nG}} = \frac{J\Omega_n^2}{P_{nG}} \quad (2.16)$$

⁵ Die Wirkleistung P_G an den Generatorklemmen und die Wirkleistung an der Quelle $\underline{U}_p^{(1)}$ (vgl. Abb. 2.17(b)) werden für die folgenden Betrachtungen als identisch angenommen, d. h. $R_G \approx 0$.

Im englischsprachigen Raum wird meist die *Trägheitskonstante* H (englisch: *inertia constant*) verwendet, die die Rotationsenergie des Generators normiert auf seine Nennleistung P_{nG} beschreibt:

$$H = \frac{1}{2} T_{\Lambda} = \frac{\frac{1}{2} J \Omega_n^2}{P_{nG}} = \frac{E_{\text{rot}}}{P_{nG}} \quad (2.17)$$

Die Einheit von H und T_{Λ} sind Sekunden, sie haben aber eine unterschiedliche physikalische Bedeutung [49]. H beschreibt die Zeitdauer, wie lange der Generator mit Nennleistung arbeiten kann, um so viel elektrische Energie abzugeben, wie im Rotor kinetisch gespeichert ist. T_{Λ} hingegen beschreibt die benötigte Zeitdauer, um den Rotor vom Stillstand mit dem Nenndrehmoment auf Nenndrehzahl zu beschleunigen. Diese Interpretation lässt sich leicht nachvollziehen, wenn man (2.13) in (2.16) einsetzt

$$M_n T_{\Lambda} = J \cdot 2\pi n_n \quad (2.18)$$

und das Ergebnis in Anlehnung an (2.12) darstellt:

$$n_n = \frac{M_n T_{\Lambda}}{2\pi J} = \frac{1}{2\pi J} \int_0^{T_{\Lambda}} M_n dt \quad (2.19)$$

Je höher also die Anlaufzeitkonstante T_{Λ} (oder die Trägheitskonstante H) eines Generators, desto weniger wirkt sich nach (2.15) ein Leistungsungleichgewicht auf die Drehzahl des Generators bzw. die Frequenz der induzierten Spannung $\underline{U}_p^{(1)}$ aus.

Anschluss des Generators an das elektrische Netz

Zur Untersuchung des Stabilitätsverhaltens dient das Beispielnetz in Abb. 2.18, das den Anschluss eines Generators an ein elektrisches Netz über einen Transformator und eine Leitung L1 zeigt. Das Netz ist über eine Spannungsquelle und eine Impedanz \underline{Z}_N modelliert. Die Leitung L2 befindet sich im Leerlauf und wird zunächst nicht betrachtet. Die Gesamtimpedanz zwischen den beiden Spannungsquellen berechnet sich dann gemäß

$$\underline{Z}_g = R_g + jX_g = \underline{Z}_G^{(1)} + \underline{Z}_T + \underline{Z}_{L1} + \underline{Z}_N \quad (2.20)$$

Mit den Vereinfachungen

$$\begin{aligned} R_g &= 0 \\ \underline{U}_p^{(1)} &= U_p^{(1)} e^{j\delta} \\ \underline{U}_N^{(1)} &= U_N^{(1)} e^{j0} \end{aligned} \quad (2.21)$$

gilt für die Wirkleistung P_G , die der Generator mit dem Netz austauscht, folgender

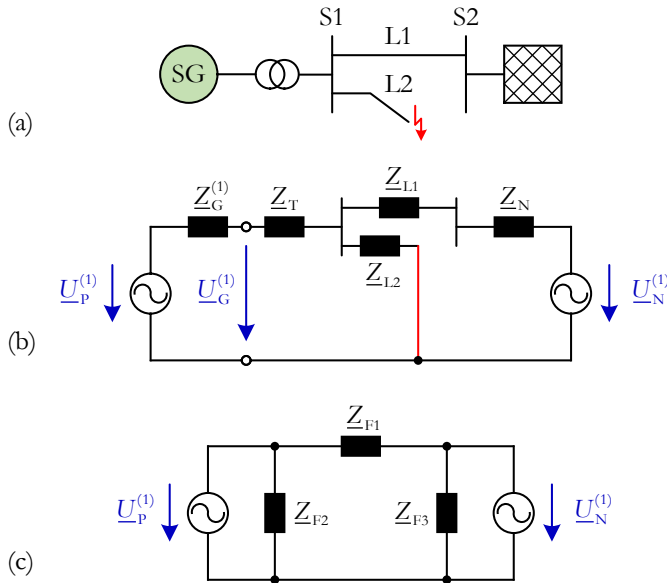


Abb. 2.18: Beispielnetz zur Betrachtung der statischen und transienten Stabilität eines Synchrongenerators.

(a) Schematische Darstellung

(b) Mitsystem-Ersatzschaltbild (rot: dreipoliger Kurzschluss)

(c) Mitsystem-Ersatzschaltbild des fehlerbehafteten Netzes (b) nach Stern-Dreieck-Transformation

nichtlinearer Zusammenhang, der bereits in Abb. 2.11 zum Tragen kam und in Unterabschnitt 5.2.3.2 noch rechnerisch hergeleitet wird:

$$P_G(\delta) = 3 \frac{U_P^{(1)} U_N^{(1)}}{X_g} \sin \delta \quad (2.22)$$

δ ist der Polradwinkel des Generators und beschreibt die Phasenlage der Polradspannung $\underline{U}_P^{(1)}$ relativ zum Spannungszeiger eines starren Netzes, der mit der Nennfrequenz f_n rotiert. Diese Konfiguration wird auch als *Ein-Maschinen-Problem* bezeichnet [45].

Über die Beziehung

$$\dot{\delta} = \Delta\omega = 2\pi\Delta f = 2\pi(f - f_n) \quad (2.23)$$

steht δ mit Gleichung (2.15) in Zusammenhang und es folgt nach nochmaliger Ableitung:

$$\ddot{\delta} = 2\pi\dot{f} = \frac{2\pi f_n}{T_\Lambda P_{nG}} (P_T - P_G(\delta)) = \frac{2\pi f_n}{T_\Lambda P_{nG}} \left(P_T - 3 \frac{U_P^{(1)} U_N^{(1)}}{X_g} \sin \delta \right) \quad (2.24)$$

Diese nichtlineare Differentialgleichung zweiter Ordnung beschreibt den Zeitverlauf des Polradwinkels in Abhängigkeit verschiedener Einflussparameter und stellt damit die Grundlage für die Stabilitätsbetrachtung von Generatoren dar (s. z. B. [45, 49]). Man unterscheidet zwischen statischer und transientser Stabilität.

Statische Stabilität

Unter statischer Stabilität versteht man die Stabilität eines Arbeitspunktes bei geringfügigen Auslenkungen bzw. den stabilen Übergang von einem Arbeitspunkt in einen anderen wie in Abb. 2.19 dargestellt. Die blaue Kurve beschreibt die Abhängigkeit der elektrisch abgegebenen Leistung P_G vom Winkel δ entsprechend (2.22).

Zunächst befinde sich der Generator im Arbeitspunkt AP1, in dem die mechanisch aufgenommene und die elektrisch abgegebene Leistung gleich groß sind. Erhöht man nun die Turbinenleistung von P_{T1} auf P_{T2} , wird der Generator gemäß der Bewegungsgleichung (2.15) beschleunigt und der Polradwinkel δ erhöht sich. Dadurch erhöht sich auch P_G entsprechend der blauen Kurve und der Arbeitspunkt wandert entlang des schwarzen Pfeiles, bis im Punkt AP2 ein neuer Gleichgewichtszustand erreicht ist. Ebenso wird der Generator bei einer geringfügigen Auslenkung der elektrischen Leistung aus AP1 oder AP2 um einen Winkel $\Delta\delta$ gemäß (2.15) so gebremst oder beschleunigt, dass er in den Arbeitspunkt zurückkehrt.

Bei Arbeitspunkten mit $\delta > \pi/2$ wie z. B. AP1', bei denen die *synchronisierende Leistung*

$$P_{\text{syn}} = \frac{dP_G}{d\delta} \quad (2.25)$$

negativ ist, führt eine Erhöhung der mechanischen Leistung (und damit eine Erhöhung von δ) jedoch zu einer Verringerung der elektrischen Leistung und der Winkel δ wird immer größer. Damit sind diese Arbeitspunkte instabil.

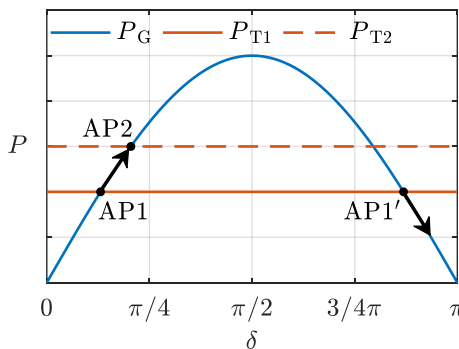


Abb. 2.19: Statische Stabilität eines Synchrongenerators: Übergang vom Arbeitspunkt AP1 in den Arbeitspunkt AP2 nach einer Erhöhung der Turbinenleistung; der Arbeitspunkt AP1' ist instabil.

Das physikalische Generatorverhalten nach (2.15) und die für $\delta < \pi/2$ ansteigende $P_G(\delta)$ -Kurve ergeben somit ein natürlich stabiles Verhalten.

Transiente Stabilität

Bei der transienten Stabilität betrachtet man große Störungen des Leistungsgleichgewichts wie z. B. bei einem Kurzschluss. Im Folgenden wird angelehnt an [49] ein dreipoliger Kurzschluss auf der leerlaufenden Leitung L2 in Abb. 2.18(a) untersucht. Das Ersatzschaltbild in Abb. 2.18(b) kann dann mit Hilfe der Stern-Dreieck-Transformation [51] in das Ersatzschaltbild in Abb. 2.18(c) umgewandelt werden. Die Impedanz \underline{Z}_{F1} berechnet sich demnach aus

$$\underline{Z}_{F1} = R_{F1} + jX_{F1} = \underline{Z}_G^{(1)} + \underline{Z}_T + \underline{Z}_{L1} + \underline{Z}_N + \frac{(\underline{Z}_G^{(1)} + \underline{Z}_T)(\underline{Z}_{L1} + \underline{Z}_N)}{\underline{Z}_{L2}}. \quad (2.26)$$

Der hintere Term entspricht der fehlerbedingten Impedanzerhöhung im Vergleich zu (2.20). Bei Vernachlässigung der resistiven Anteile hat diese Transformation den Vorteil, dass die Wirkleistung P_G während des Kurzschlusses wegen $R_{F2} = 0$ wie zuvor über den Zusammenhang (2.22) beschrieben werden kann, nur mit einer anderen Impedanz im Nenner:

$$P_G(\delta) = 3 \frac{U_P^{(1)} U_N^{(1)}}{X_{F1}} \sin \delta \quad (2.27)$$

In Abb. 2.20 springt deshalb der Arbeitspunkt des Generators bei Eintritt des Kurzschlusses von Punkt 1 auf Kurve (a) auf Punkt 2 der veränderten $P_G(\delta)$ -Kurve (b). Deren Höhe hängt von der Impedanz \underline{Z}_{L2} ab, also von der Entfernung des Kurzschlusses von der Sammelschiene S1. Da P_G nun viel kleiner ist als P_T , wird der Generator gemäß seiner Bewegungsgleichung (2.15) beschleunigt und der Polradwinkel δ erhöht sich bis zum Punkt 3, an dem die Leitung L2 an der Sammelschiene S1 abgeschaltet wird. Dadurch springt der Arbeitspunkt wieder auf den ursprünglichen Kurvenverlauf (a) (Punkt 4) und der Generator wird wegen $P_G > P_T$ nun abgebremst ($\ddot{\delta} < 0$). Der Polradwinkel δ vergrößert sich aber zunächst weiterhin ($\dot{\delta} > 0$), da der Generator noch eine höhere Frequenz besitzt als die Netzspannung. Am Punkt 5 ist $\dot{\delta} = 0$ und der Generator rotiert kurzzeitig synchron zum Netz. Da nach wie vor $P_G > P_T$ gilt, wird der Generator weiter abgebremst, der Polradwinkel wird nun kleiner ($\dot{\delta} < 0$) und der Generator kehrt schließlich (unter Berücksichtigung von Dämpfungseffekten) in den ursprünglichen Arbeitspunkt 1 zurück. Die Polradwinkelstabilität ist gegeben.

Ist jedoch der Umkehrpunkt $\dot{\delta} = 0$ (Punkt 5) bis zum Punkt M nicht erreicht, wird der Generator instabil, da er dann wegen $P_G < P_T$ wieder beschleunigt und in keinen stabilen Arbeitspunkt mehr zurückkehrt.

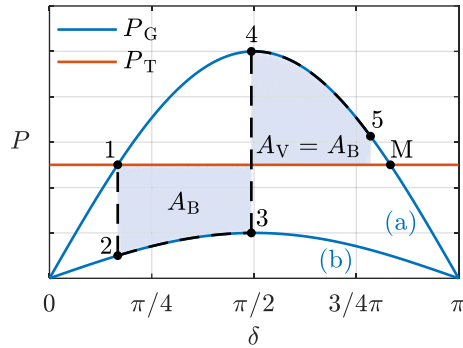


Abb. 2.20: Analyse der transienten Stabilität eines Synchrongenerators mit dem Flächensatz bei einem dreipoligen Kurzschluss im Beispielnetz aus Abb. 2.18 (Eintritt des Kurzschlusses im Punkt 1, Abschalten des Kurzschlusses im Punkt 3).

- (a) Leistungskurve vor und nach dem Fehler
- (b) Leistungskurve während des Fehlers

Diese Zusammenhänge lassen sich anschaulich über den sog. *Flächensatz* beschreiben. Da die physikalische Arbeit bei einer Drehbewegung dem Integral des Drehmoments über dem Winkel entspricht, spiegelt die Beschleunigungsfläche A_B (bis auf den Faktor $\Omega_n = 2\pi n_n$, vgl. (2.13)) die Zunahme der kinetischen Energie des Rotors wider:

$$A_B = \int_{\delta_2}^{\delta_3} \left(P_T - 3 \frac{U_P^{(1)} U_N^{(1)}}{X_{F1}} \sin \delta \right) d\delta \quad (2.28)$$

Der Umkehrpunkt 5 existiert dann, wenn die zwischen den Punkten 2 und 3 aufgenommene kinetische Energie zwischen den Punkten 4 und M wieder vollständig abgegeben werden kann, d. h. wenn

$$A_V = A_B \quad (2.29)$$

gilt mit

$$A_V = - \int_{\delta_3}^{\delta_5} \left(P_T - 3 \frac{U_P^{(1)} U_N^{(1)}}{X_g} \sin \delta \right) d\delta . \quad (2.30)$$

Die Stabilitätsbedingung (2.29) kann auf zweierlei Weise angewendet werden: Zum einen kann man unter Annahme eines bekannten Anfangswinkels δ_2 und eines bekannten Abschaltwinkels δ_3 den Wert bzw. die Existenz des Winkels δ_5 berechnen und damit die Polradwinkelstabilität überprüfen.

Zum anderen kann man unter Ausnutzung der Symmetrie den maximalen Wert

$$\delta_5 = \delta_M = \pi - \delta_2 \quad (2.31)$$

annehmen und daraus den maximal zulässigen Abschaltwinkel δ_3 bestimmen.

Für den Fall $\underline{Z}_{1,2} = 0$, d. h. $P_G(\delta) = 0$ während des Fehlers, lässt sich durch doppelte Integration von (2.24) ein Zusammenhang zwischen Abschaltwinkel δ_3 und Fehlerklärungszeit t_a berechnen und man erhält:

$$\delta_{3\max}(t_a) = \frac{\pi f_n P_T}{T_A P_{nG}} t_a^2 + \delta_2 \quad (2.32)$$

(2.32) ist eine Worst-Case-Abschätzung, denn je geringer der Einbruch der $P_G(\delta)$ -Kurve in Abb. 2.20, desto kleiner ist bei gleicher Fehlerklärungszeit t_a der tatsächliche Winkel δ_3 .

Abb. 2.21 zeigt eine weitere mögliche Fehlersituation aus Abb. 2.18, wenn der Fehler weit entfernt von der Sammelschiene S1 auftritt und die Impedanz $\underline{Z}_{1,2}$ entsprechend groß ist. Dann existiert auch während des Fehlers ein stationärer Arbeitspunkt 4, der allerdings nur erreicht wird, wenn die Verzögerungsfläche zwischen den Punkten 4 und M hinreichend groß ist, um die Bedingung (2.29) einzuhalten.

Mit dem Flächensatz wurde in diesem Unterabschnitt eine weit verbreitete Analyse-methode für die Polradwinkelstabilität konventioneller Stromerzeugungsanlagen vorgestellt. Dieser ermöglicht eine analytische Berechnung des Ein-Maschinen-Problems basierend auf (2.24) und auch das *Zwei-Maschinen-Problem*, bei dem die starre Netzspannung in (2.21) durch einen zweiten Generator mit der Bewegungsgleichung (2.15) ersetzt wird, kann über den Flächensatz analysiert werden, da sich

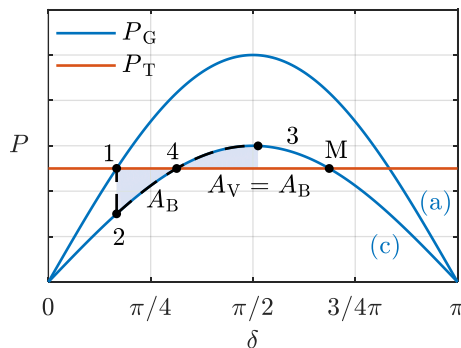


Abb. 2.21: Analyse der transienten Stabilität eines Synchrongenerators mit dem Flächensatz bei einem entfernten dreipoligen Kurzschluss im Beispielnetz aus Abb. 2.18 (Eintritt des Kurzschlusses im Punkt 1, stabiler Arbeitspunkt während des Kurzschlusses im Punkt 4).

- (a) Leistungskurve vor und nach dem Fehler
- (c) Leistungskurve während des Fehlers

dieses System unter Verwendung des Differenzwinkels der beiden Generatoren ebenfalls durch eine Differentialgleichung der Form (2.24) darstellen lässt [47]. Betrachtet man jedoch Mehrmaschinensysteme, erhält man ein System aus gekoppelten nichtlinearen Differentialgleichungen, das nicht mehr analytisch lösbar ist [45].

Bei den vorgestellten Stabilitätsanalysen geht man üblicherweise davon aus, dass sich aufgrund der mechanischen Zeitkonstanten die Turbinenleistung P_T im betrachteten Zeitraum nicht ändert. Auch drehzahlproportionale Effekte (Dämpfung) werden meist nicht berücksichtigt. Diese beiden Aspekte spielen jedoch im weiteren Verlauf eine wichtige Rolle, wenn das Stabilitätsverhalten von Synchrongeneratoren mit dem von Stromrichtern verglichen wird (s. Unterabschnitt 5.5.1).

2.3.3.4 Drehzahl-, Spannungs- und Statikregelung

In den vorherigen Unterabschnitten wurde der Synchrongenerator als unreguliertes System mit konstanter Polradspannung $U_p^{(1)}$ und konstanter Turbinenleistung P_T betrachtet. In diesem Unterabschnitt wird das System nun um die Regelungen aus Abb. 2.15 erweitert, beginnend mit der Drehzahlregelung in Abb. 2.22.

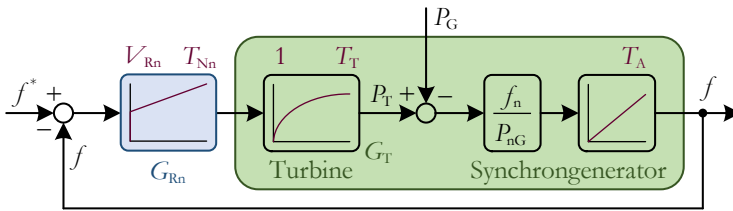


Abb. 2.22: Geschlossener Drehzahlregelkreis eines Synchrongenerators (Umrechnung der gemessenen Drehzahl n in die elektrische Frequenz f nicht dargestellt).

Der rechte Teil des Blockdiagramms entspricht der Generatorbewegungsgleichung aus (2.15), wobei die elektrische Leistung P_G als Störgröße wirkt. Ein Drehzahlregler (dargestellt als PI-Regler mit der Übertragungsfunktion G_{Rn}) vergleicht die gemessene Rotordrehzahl (bzw. deren umgerechnete elektrische Frequenz) mit einer Sollfrequenz und verändert dementsprechend die Ansteuerung des Turbinenventils (s. Abb. 2.15). Dadurch wird die Turbinenleistung erhöht, wenn die Frequenz zu niedrig ist, und gesenkt, wenn sie zu hoch ist. Die mechanische Leistung wird also der elektrischen nachgeführt. Das Übertragungsverhalten G_T , bis die mechanische Leistung an der Welle anliegt, ist hier vereinfacht durch ein PT_1 -Glied mit der Zeitkonstanten T_T modelliert.

Neben der Drehzahlregelung sorgt die Spannungsregelung in Abb. 2.15 dafür, dass durch Anpassung der Erregerspannung U_E und damit der Polradspannung $U_p^{(1)}$ eine gewünschte Spannung U_G^* an den Generatorklemmen unabhängig von der

Belastung eingehalten wird. Dieser Regelkreis soll jedoch nicht weiter betrachtet, sondern vereinfacht als Verzögerungsglied erster Ordnung angenommen werden (s. Abb. 2.23).

Die beiden Regelungen aus Abb. 2.22 und Abb. 2.23 sind für den Betrieb eines Inselnetzes geeignet, in dem der Generator als einzige Spannungsquelle Frequenz und Spannung regelt. Wirk- und Blindleistung stellen sich dann automatisch entsprechend dem Lastbedarf ein. Weitere Regelungen sind nicht erforderlich; der Generator muss lediglich für die maximale Belastung ausgelegt sein.

Um jedoch ein großes Netz mit vielen Lasten zu versorgen, müssen viele Generatoren im Parallelbetrieb arbeiten. Die reine Spannungs- und Drehzahlregelung ist dann nicht mehr ausreichend und es werden weitere Regelungen benötigt, um z. B. eine gewünschte Lastaufteilung und die Einhaltung von Betriebsgrenzen sicherzustellen.

Zu diesem Zweck werden den bisherigen Regelungen zwei Statikregelungen überlagert (s. Abb. 2.15 und Abb. 2.24). Diese bestehen aus Arbeitspunkten f_0 , P_{G0} , U_{G0} und Q_{G0} und einem linearen Zusammenhang zwischen Sollfrequenz und gemessener Wirkleistung sowie zwischen Sollspannung und gemessener Blindleistung. Hintergrund hierfür sind die physikalischen Zusammenhänge aus Abb. 2.11, nach denen eine hohe Wirkleistung mit einem hohen Winkel und eine hohe Blindleistung mit einer hohen Spannung korrelieren. Dementsprechend kann z. B. eine zu kleine Wirkleistung $P_G < P_{G0}$ durch Erhöhung der Sollfrequenz f^* und damit des Winkels erhöht werden. Ebenso kann eine zu hohe Blindleistung $Q_G > Q_{G0}$ durch Verkleinerung der Spannung U_G^* gesenkt werden. Auf diese Weise werden Frequenz, Spannung, Wirk- und Blindleistung gleichzeitig geregelt, allerdings nur mit gewissen Einschränkungen. Soll z. B. die Frequenz genau geregelt werden, geht das nur auf Kosten einer großen Wirkleistungsspanne um den Arbeitspunkt (flache $f(P)$ -Kennlinie). Genauso ist eine geringe Blindleistungsvarianz nur auf Kosten einer ungenauen Spannungsregelung möglich (steile $U(Q)$ -Kennlinie).

Folglich spielt die Steigung der Kennlinien eine große Rolle. Bei der $f(P)$ -Statik wird sie durch die *Reglerleistungszahl* k_p beschrieben und hat die Einheit MW/Hz [45]:

$$k_p = -\frac{\Delta P_G}{\Delta f} = -\frac{P_G - P_{G0}}{f^* - f_0} \quad (2.33)$$

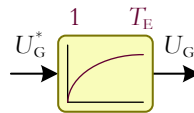


Abb. 2.23: Führungsverhalten der Spannungsregelung eines Synchrongenerators, modelliert als PT₁-Glied mit der Zeitkonstanten T_E .

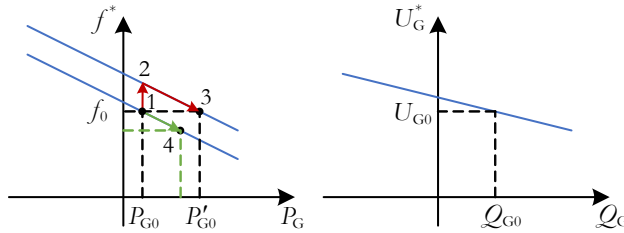


Abb. 2.24: $f(P)$ - und $U(Q)$ -Statik eines Synchrongenerators.

1→3: Erhöhung des Arbeitspunktes P_{G0} auf P'_{G0}

1→4: Eintritt einer Störung und neuer Betriebspunkt bei niedrigerer Frequenz

Häufig gibt man k_p auch in normierter Form als *Statik* s_f an [34]⁶:

$$s_f = -\frac{\Delta f / f_n}{\Delta P_G / P_{nG}} = -\frac{(f^* - f_0) / f_n}{(P_G - P_{G0}) / P_{nG}} = \frac{1}{k_p} \frac{P_{nG}}{f_n} \quad (2.34)$$

Das Prinzip der Statikregelung soll nun anhand der in Abb. 2.24 eingezeichneten Punkte 1-4 erläutert werden. Zunächst befinde sich der Generator im Arbeitspunkt 1, d. h. er speist bei einer Netzfrequenz von f_0 die Leistung P_{G0} ins Netz ein. Nun soll die Wirkleistung des Generators auf P'_{G0} erhöht werden, was durch die Verschiebung der Kennlinie nach rechts realisiert wird. Bei zunächst gleichbleibender Wirkleistung P_G springt der Arbeitspunkt von 1 auf 2, d. h. der Drehzahlregelung wird eine höhere Sollfrequenz bzw. eine höhere Sollfrequenz f^* übergeben. Dadurch erhöht sich gemäß Abb. 2.22 die Turbinenleistung P_T , was eine Erhöhung der Rotordrehzahl und des Polradwinkels zur Folge hat. Dadurch steigt analog zum Übergang von AP1 zu AP2 in Abb. 2.19 die elektrische Leistung P_G an und der Arbeitspunkt wandert entlang der Statikennlinie von Punkt 2 in Richtung Punkt 3. Gleichzeitig sinkt die Sollfrequenz wieder bis hin zur ursprünglichen Frequenz f_0 , so dass Polradspannung und Netzspannung im Punkt 3 wieder synchron zueinander sind und die neue Wirkleistung P'_{G0} ins Netz eingespeist wird.

Der Übergang von Punkt 1 zum Punkt 4 beschreibt die Vorgänge beim Eintritt einer Störung wie z. B. einem plötzlichen Lastanstieg im Netz. Dieser äußert sich in Abb. 2.22 durch eine Erhöhung der Störgröße P_G , wodurch die Frequenz sinkt und die Drehzahlregelung versucht, die Frequenz durch Erhöhung von P_T wieder anzuheben. Gleichzeitig mit der Erhöhung von P_G reduziert aber die Statikregelung die Sollfrequenz f^* entsprechend dem grünen Pfeil in Abb. 2.24.

⁶ Der Begriff *Statik* bezeichnet somit einerseits den proportionalen Zusammenhang zwischen zwei Größen an sich ($f(P)$ -Statik, $U(Q)$ -Statik), aber andererseits auch den normierten Proportionalitätsfaktor.

Wenn auch andere Generatoren nach einer solchen Statik geregelt werden, existiert ein stationärer Arbeitspunkt (Punkt 4), bei dem alle Generatoren die gleiche Frequenz haben und bei dem die Summe aller Leistungsabweichungen vom jeweiligen Arbeitspunkt P_{G0} genau der Höhe des ursprünglichen Ungleichgewichts entspricht.

Durch die Statikregelung wird also eine Störung durch mehrere Kraftwerke gemeinsam kompensiert. Der jeweilige Anteil eines Kraftwerks hängt von seiner Reglerleistungszahl k_p ab. *Spitzenlastkraftwerke* besitzen eine flache Kennlinie, d. h. einen kleinen Wert für s_f , und übernehmen deshalb einen hohen Anteil der Störung. Mit einer Statik von z. B. $s_f = 2,5\%$ würden sie bei einer Frequenzabweichung von $\Delta f = 0,2\text{Hz}$ ihre Leistung um 16% ändern. Hingegen ändern Kraftwerke mit einer steileren Statik (einem höherem Wert für s_f) ihre Leistung nach einer Störung kaum (*Grundlastkraftwerke*) [34].

Das Pendant zur $f(P)$ -Statik ist die $U(Q)$ -Statik und es kann analog dazu definiert werden:

$$k_Q = -\frac{\Delta Q_G}{\Delta U_G} = -\frac{Q_G - Q_{G0}}{U_G^* - U_{G0}} \quad (2.35)$$

Normiert auf Nennspannung und Nennscheinleistung ergibt sich:

$$s_U = -\frac{\Delta U_G / U_{nG}}{\Delta Q_G / S_{nG}} = -\frac{(U_G^* - U_{G0}) / U_{nG}}{(Q_G - Q_{G0}) / S_{nG}} = \frac{1}{k_Q} \frac{S_{nG}}{U_{nG}} \quad (2.36)$$

Im Gegensatz zur Frequenz ist die Spannung jedoch eine lokale Größe, die von Netzknoten zu Netzknoten unterschiedlich ist.

2.3.4 Bilanzmodell und Frequenzverhalten des elektrischen Netzes

Dieser Unterabschnitt behandelt das Frequenzverhalten des elektrischen Netzes basierend auf der Frequenzregelung eines einzelnen Generators aus dem vorherigen Unterabschnitt. Hierzu werden verschiedene Kennzahlen hergeleitet und anhand eines beispielhaften Frequenzverlaufs veranschaulicht.

Als Ausgangspunkt dient die Bewegungsgleichung eines Generators (2.15). Bildet man daraus die Summe über i Generatoren, erhält man:

$$\sum_i T_{Ni} P_{nGi} \dot{f}_i = \sum_i f_n (P_{Ti} - P_{Gi}) \quad (2.37)$$

Nimmt man nun wie in Unterabschnitt 2.3.2.1 kohärentes Generatorverhalten an, d. h. die Frequenzen aller Generatoren ändern sich nach einer Störung gleichermaßen, so dass näherungsweise

$$\dot{f}_i = \dot{f} \quad (2.38)$$

gilt, vereinfacht sich (2.37) zu

$$\dot{f} \sum_i T_{Ai} P_{nGi} = f_n \left(\sum_i P_{Ti} - \sum_i P_{Gi} \right). \quad (2.39)$$

Mit P_{TN} als Summe aller Turbinenleistungen P_{Ti} , P_{GN} als Summe aller elektrischen Leistungen P_{Gi} und

$$T_{AN} = \frac{\sum_i T_{Ai} P_{nGi}}{\sum_i P_{nGi}} = \frac{\sum_i T_{Ai} P_{nGi}}{P_{nGN}} \quad (2.40)$$

erhält man schließlich

$$\dot{f} \cdot T_{AN} P_{nGN} = f_n (P_{TN} - P_{GN}) \quad (2.41)$$

und umgestellt nach \dot{f} :

$$\dot{f} = \frac{f_n}{T_{AN} P_{nGN}} (P_{TN} - P_{GN}) \quad (2.42)$$

(2.42) wird als *Bilanzmodell* oder *Punktmodell* des Netzes bezeichnet, da nur die Gesamtbilanz aus mechanisch zugeführter und elektrisch abgegebener Leistung betrachtet wird, unabhängig von Netzstruktur und Standorten der einzelnen Generatoren [45]. In Analogie zu (2.15) stellt (2.42) die Bewegungsgleichung eines *Ersatzgenerators* mit der Anlaufzeitkonstanten T_{AN} und der Nennleistung P_{nGN} dar, die sich aus der Summe der Nennleistungen aller im Netz aktiven Generatoren zusammensetzt. T_{AN} ist damit ein Maß für die gesamte im Netz vorhandene Schwungmasse.

Mit diesem Modell kann nun das Frequenzverhalten des Netzes beim Eintritt einer Störung analysiert werden. Dazu befindet sich der Ersatzgenerator zunächst im Arbeitspunkt $P_{TN} = P_{GN} = P_{GN0}$ und $f_0 = f_n$. Kommt es nun zu einer plötzlichen Laständerung P_x , wirkt sich diese direkt auf die elektrische Ausgangsleistung P_{GN} aus und die Drehzahl bzw. die elektrische Frequenz ändert sich gemäß (2.42). Durch diese Frequenzänderung wird die Störung jedoch abgemildert, da ein Teil der elektrischen Lasten (z.B. direkt gekoppelte Motoren) bei einer höheren Frequenz mehr bzw. bei einer niedrigeren Frequenz weniger Leistung aufnimmt. Dieser Effekt wird als *Selbstregelleffekt* bezeichnet und üblicherweise über einen linearen Zusammenhang und die *Lastleistungszahl* k_{LN} approximiert [34]:

$$\Delta P_{GN} = k_{LN} \Delta f \quad (2.43)$$

Damit erhält man für die elektrische Leistung P_{GN} nach einer Störung P_x die Formulierung

$$P_{GN} = P_{GN0} + P_x + \Delta P_{GN}(\Delta f) = P_{GN0} + P_x + k_{LN} \Delta f \quad (2.44)$$

mit

$$\Delta f = f - f_n . \quad (2.45)$$

Durch die Frequenzänderung und die Abweichung der elektrischen Leistung vom Arbeitspunkt $P_{\text{GN}0}$ verändert sich aber auch die mechanische Leistung gemäß

$$P_{\text{TN}} = P_{\text{GN}0} + \Delta P_{\text{TN}}(\Delta f') \quad (2.46)$$

mit

$$\Delta f' = f^* - f . \quad (2.47)$$

$\Delta P_{\text{TN}}(\Delta f')$ beschreibt in Analogie zu Abb. 2.22 das Drehzahlregelungsverhalten des Ersatzgenerators, das sich aus den Drehzahlreglern G_{Rni} und dem Turbinenverhalten G_{Ti} der einzelnen Generatoren zusammensetzt. Der Frequenzsollwert f^* stammt hierbei wie in Abb. 2.24 aus einer überlagerten $f(P)$ -Statik. Diese ergibt sich aus den Statiken der einzelnen Generatoren und ist durch den Arbeitspunkt $P_{\text{GN}0}$ sowie die Summe aller Reglerleistungszahlen definiert:

$$k_{\text{PN}} = \sum_i k_{\text{Pi}} \quad (2.48)$$

Im stationären Zustand (gekennzeichnet durch den Index s) gilt $\Delta f' = 0$ bzw. $f = f^* = \text{konst.}$ sowie $P_{\text{TN}} = P_{\text{GN}}$. Mit der stationären Frequenzabweichung

$$\Delta f_s = f_s - f_n \quad (2.49)$$

erhält man somit für ΔP_{TN} (vgl. (2.33)):

$$\Delta P_{\text{TN}s} = -k_{\text{PN}} \Delta f_s \quad (2.50)$$

Diese frequenzproportionale Änderung der Turbinenleistung wird als *Primärregelung*⁷ bezeichnet [45] und ist ein wichtiger Mechanismus zur Gewährleistung der Frequenzstabilität. Gleichzeitig kann die Beteiligung jedes Generators, wie in 2.3.3.4 erläutert, über seine Reglerleistungszahl festgelegt werden.

Setzt man nun (2.44) und (2.46) in (2.42) ein, erhält man für das Frequenzverhalten des Netzes nach Eintritt der Störung P_x :

$$\dot{f} = \frac{f_n}{T_{\text{AN}} P_{\text{nGN}}} (P_{\text{TN}} - P_{\text{GN}}) = \frac{f_n}{T_{\text{AN}} P_{\text{nGN}}} (\Delta P_{\text{TN}}(\Delta f') - \Delta P_{\text{GN}}(\Delta f) - P_x) \quad (2.51)$$

Für den stationären Fall ($\dot{f} = 0$) vereinfacht sich diese Gleichung mit (2.43) und (2.50) zu

⁷ Anstatt *Primärregelung* wird in den neuen europäischen Network Codes die Bezeichnung *Frequency Sensitive Mode* (FSM) verwendet [24]. Die zu diesem Zweck verfügbaren Wirkleistungsreserven heißen *Frequency Containment Reserves* (FCR) [46].

$$0 = \frac{f_n}{T_{AN} P_{nGN}} (-\kappa_{pN} \Delta f_s - \kappa_{lN} \Delta f_s - P_x) = \frac{f_n}{T_{AN} P_{nGN}} (-\kappa_N \Delta f_s - P_x) \quad (2.52)$$

bzw.

$$\Delta f_s = -\frac{P_x}{\kappa_N}. \quad (2.53)$$

Der Faktor

$$\kappa_N = \kappa_{pN} + \kappa_{lN} \quad (2.54)$$

fasst die beiden Mechanismen Primärregelung und Selbstregelleffekt zusammen und wird als *Netzleistungszahl* bezeichnet [34]. Sie hat die Einheit MW/Hz und ist ein Maß für die stationäre Frequenzabweichung Δf_s , die sich nach einer Störung P_x einstellt.

Eine weitere Kenngröße ist der Frequenzgradient *RoCoF* (*Rate of Change of Frequency*), insbesondere der maximale Frequenzgradient $RoCoF_{max}$, der unmittelbar nach einer Störung eintritt [52]. Da Primärregelung und Selbstregelleffekt zu diesem Zeitpunkt noch nicht aktiv sind ($\Delta f = \Delta f' = 0$), folgt aus (2.51):

$$RoCoF_{max} = \dot{f}(t=0) = -\frac{f_n}{T_{AN}} \frac{P_x}{P_{nGN}} \quad (2.55)$$

Der maximale Frequenzgradient hängt also von der relativen Störung P_x/P_{nGN} und der Anlaufzeitkonstanten des Netzes T_{AN} ab. Die stationäre Frequenzabweichung wird hingegen nach (2.53) von der absoluten Störung P_x und der Netzleistungszahl κ_N bestimmt.

Nun sollen diese Kennzahlen anhand eines beispielhaften Frequenzverlaufs veranschaulicht werden. Angelehnt an [53] ist in Abb. 2.25 ein Kraftwerksausfall im kontinentaleuropäischen Verbundnetz in Höhe von 3 GW während einer Schwachlastsituation (150 GW) dargestellt. Die relative Störung beträgt damit 2%. Die drei Verläufe (a)-(c) zeigen die Effekte von Anlaufzeitkonstante, Selbstregelleffekt und Primärregelleistung.

Der anfängliche Frequenzgradient berechnet sich mit einer Anlaufzeitkonstanten von $T_{AN} = 10$ s (typischer Wert für ein Netz mit vielen Synchrongeneratoren) zu:

$$RoCoF_{max} = -\frac{f_n}{T_{AN}} \frac{P_x}{P_{nGN}} = -\frac{50 \text{ Hz}}{10 \text{ s}} 0,02 = -0,1 \frac{\text{Hz}}{\text{s}} \quad (2.56)$$

Ohne Eingriff anderer Mechanismen würde die Frequenzabweichung somit nach 10 s bei 1 Hz liegen und weiter zunehmen (Frequenzverlauf (a)).

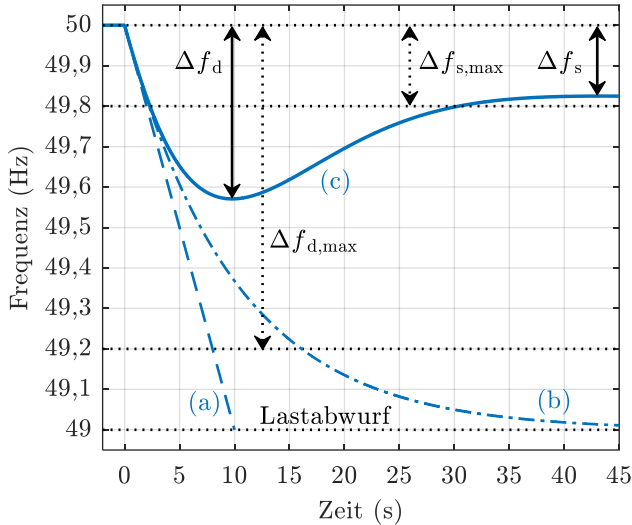


Abb. 2.25: Frequenzverlauf in einem elektrischen Netz mit hauptsächlich konventionellen Stromerzeugungsanlagen ($T_{AN} = 10$ s) nach einem Kraftwerksausfall.

- (a) ohne Selbststregel-effekt, ohne Primärregelung
- (b) mit Selbststregel-effekt, ohne Primärregelung
- (c) mit Selbststregel-effekt, mit Primärregelung

Berücksichtigt man den Selbststregel-effekt des Netzes (Verlauf (b)), erreicht die Frequenz einen stationären Wert bei 49 Hz, da in dem Szenario der Selbststregel-effekt mit 2% der aktuellen Netzlast pro Hz angenommen wurde. Der Lastrückgang bei $\Delta f = -1$ Hz kompensiert also genau das ursprüngliche Leistungsdefizit von 2%.

Mit Primärregelung (Kurve (c)) ändert sich zunächst nichts am Frequenzverlauf, d. h. die ersten Sekunden werden weiterhin von Anlaufzeitkonstante und Selbststregel-effekt bestimmt. Erst danach greift die Primärregelung ein und führt die Frequenz auf einen stationären Endwert zurück, der deutlich höher liegt als bei (b). Die dynamische Frequenzabweichung Δf_d hängt somit (neben anderen Einflussfaktoren wie T_{AN} oder Höhe der Störung) stark vom Zeitverhalten der Primärregelung ab.

Die stationäre Frequenzabweichung Δf_s ergibt sich aus der Netzleistungszahl κ_N , die im kontinentaleuropäischen Verbundnetz zwischen 16 000 und 18 000 MW/Hz liegt [34]:

$$\Delta f_s = -\frac{P_x}{\kappa_N} \approx -\frac{3000 \text{ MW}}{18000 \text{ MW/Hz}} = -0,17 \text{ Hz} \quad (2.57)$$

Der in Abb. 2.25 angenommene Störfall in Höhe von 3 GW entspricht dem Referenzstörfall des kontinentaleuropäischen Verbundnetzes, für den die eingezeichneten Frequenzgrenzen von $\Delta f_{s,\max} = 200$ mHz (stationär) und $\Delta f_{d,\max} = 800$ mHz (dynamisch) eingehalten werden sollen [46]. Hieraus ergeben sich bestimmte Anforderungen an die Leistungszahlen und Generatorstatiken und die Aktivierungszeit der Primärregelung. Die erforderliche gesamte Reglerleistungszahl k_{pN} der Generatoren lässt sich beispielsweise mit $\Delta f_{s,\max}$ aus (2.53) und (2.54) ermitteln. Die maximale Aktivierungszeit wird üblicherweise auf 30 s festgelegt [24] und berücksichtigt damit u. a. die begrenzte Regelungsdynamik konventioneller Stromerzeugungsanlagen (s. T_T in Abb. 2.22).

Kommt es zu größeren Störfällen als dem Referenzstörfall, sind zwecks Gewährleistung der Frequenzstabilität weitere Maßnahmen vorgesehen. Eine davon ist der in Abb. 2.25 eingezeichnete Unterfrequenzlastabwurf bei 49 Hz [54].

Neben den bis hierhin vorgestellten Mechanismen und Zusammenhängen konventioneller elektrischer Netze spielt auch die Netzberechnung eine wichtige Rolle, wofür man sich häufig der Methode der Symmetrischen Komponenten bedient.

2.3.5 Berechnung elektrischer Netze mit Symmetrischen Komponenten

In einem elektrischen Drehstromnetz sind die einzelnen Leiter üblicherweise induktiv bzw. kapazitiv miteinander gekoppelt. Durch die Transformation in Symmetrische Komponenten, welche in Unterabschnitt 5.1.1 genauer betrachtet wird, können diese Kopplungen unter der Annahme (zyklisch) symmetrisch aufgebauter Betriebsmittel eliminiert werden und man erhält einfache, einphasige Ersatzschaltbilder. Die einzelnen Betriebsmittel (Generatoren, Transformatoren, Leitungen, Lasten...) lassen sich darin durch Zwei- und Vierpole darstellen und zu Ersatzschaltungen wie in Abb. 2.26 (gestrichelte Blöcke) zusammenfassen [55]. Die Blöcke (1), (2) und (0) bezeichnen die Ersatzschaltungen von Mit-, Gegen- und Nullsystem.

Bei symmetrisch aufgebauten Netzen sind die drei Komponentennetzwerke unabhängig voneinander und es muss nur das Mitsystem betrachtet werden; die beiden anderen Systeme sind (symmetrische Speisung vorausgesetzt) quellenfrei. Auf diese Weise erhält man beispielsweise das Ersatzschaltbild aus Abb. 2.18(b).

Kommt es im Netz zu punktuellen Unsymmetrien wie z. B. einem Kurzschluss zwischen zwei Phasen, entspricht dies einer gegenseitigen Verschaltung der Netzwerke an der jeweiligen Unsymmetriestelle, wie sich durch Aufstellen sog. *Fehlerbedingungen* zeigen lässt [47, 55]. In Abb. 2.26 ist beispielhaft die Verschaltung für einen zweipoligen Fehler zwischen Leiter 2 und 3 (Parallelschaltung von Mit- und Gegensystem, Teilabbildung (a)) und einen einpoligen Fehler zwischen Leiter 1 und Erde (Reihen-

schaltung der drei Systeme, Teilabbildung (b)) dargestellt. In den verschalteten, einphasigen Netzwerken können dann sämtliche Strom- und Spannungsverläufe berechnet werden, um damit z. B. Kurzschlussbelastungen zu ermitteln oder Schutzalgorithmen auszulegen.

Diese Vorgehensweise beruht darauf, dass die Ersatzschaltbilder der Betriebsmittel bekannt sind und gewisse Vereinfachungen zulassen. So geht man – basierend auf den Ersatzschaltbildern von Synchrongeneratoren in Abb. 2.17 – meist nur von Spannungsquellen im Mitsystem aus. Außerdem können die Mit- und Gegenimpedanzen der üblichen, nicht rotierenden Betriebsmittel als gleich groß angenommen werden [47].

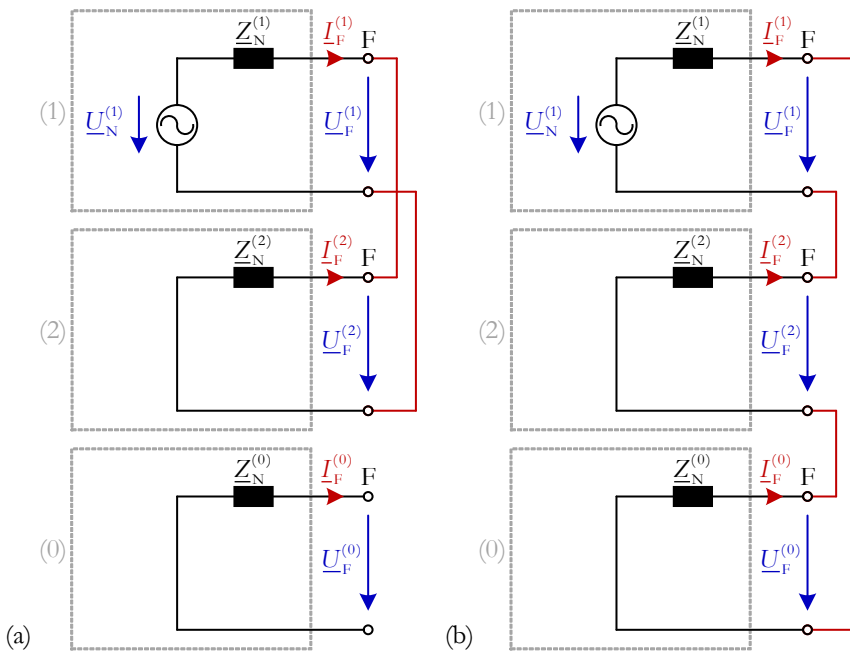


Abb. 2.26: Verschaltung der Komponentennetze von Mit-, Gegen- und Nullsystem bei unsymmetrischen Fehlern.

- (a) zweipoliger Fehler zwischen Leiter 2 und Leiter 3
- (b) einpoliger Fehler zwischen Leiter 1 und Erde

2.4 Auswirkungen der direkten Netzintegration nicht-konventioneller Stromerzeugungsanlagen (NIM1)

Im vorhergehenden Abschnitt wurden die Grundzüge und wesentlichen Aspekte einer elektrischen Energieversorgung mit konventionellen Stromerzeugungsanlagen vorgestellt. Vor diesem Hintergrund können nun die Auswirkungen nicht-konventioneller Stromerzeugungsanlagen analysiert werden.

Die direkte Netzintegration der nicht-konventionellen Stromerzeugungsanlagen, d. h. ohne Zusatzfunktionen und ohne Veränderung ihrer inhärenten Eigenschaften (NIM1, vgl. Abb. 2.4), ist die einfachste Möglichkeit der Netzintegration, hat aber viele negative Auswirkungen, die in diesem Abschnitt beleuchtet werden.

2.4.1 Erhöhte Komplexität im Verteilnetz

Abb. 2.27 zeigt die Veränderung des Netzes aus Abb. 2.6, wenn eine Vielzahl von Windkraft- und PV-Anlagen in diesem Netzgebiet installiert wird. Waren die Stromerzeugungsanlagen bisher hauptsächlich in der HS- und HÖS-Ebene angesiedelt (vgl. Abb. 2.5), so sind sie nun in allen Spannungsebenen zu finden: von kleinen PV-Anlagen auf den Hausdächern (NS-Ebene), über größere PV-Freiflächen- und Windkraftanlagen in der MS-Ebene bis hin zu großen Windparks in der HS-Ebene (s. auch Abb. 2.28).

Dadurch kann es, wie durch die roten Pfeile gekennzeichnet, zu umgekehrten Leistungsflüssen und Rückspeisungen kommen, was die Einhaltung von Spannungsgrenzen und Betriebsmittelauslastungen deutlich erschwert. Bisher konnten diese Betriebsgrenzen durch die unidirektionalen und über Standardlastprofile planbaren Lastflüsse vergleichsweise einfach eingehalten werden; nun hängen sie u. a. von der Gleichzeitigkeit des Stromverbrauchs und der volatilen Stromeinspeisung sowie den Anschlussorten entlang der Leitung ab. So führt beispielsweise, wie anhand von Abb. 2.8 und Abb. 2.14 erläutert, eine Rückspeisung zu einer Spannungserhöhung entlang der Leitung, d. h. je weiter die Stromerzeugungsanlagen am Leitungsende angeschlossen sind (wie z. B. die drei Windkraftanlagen am Ende von MS1 in Abb. 2.27), desto höher ist dieser Spannungsanstieg. Am Leitungsanfang dagegen addieren sich die Leistungsflüsse der angeschlossenen Stromerzeugungsanlagen und es kann insbesondere dort zur Überlastung von Leitungen oder Transformatoren kommen.

Die volatile Einspeisung und insbesondere der Rückspeisefall sind auch für den Netzwiederaufbau sehr kritisch, da durch die Zuschaltung eines Abgangs dem Netz eigentlich definierte Lastpakete zur Verfügung gestellt werden sollen. Wird nun stattdessen eine geringere oder sogar eine negative Last zugeschaltet, kommt es zu starken Frequenzauslenkungen und der Netzwiederaufbau ist möglicherweise gefährdet [56]. Ein weiterer Störeffekt ist die Frequenzsensitivität der nicht-konventionellen

Stromerzeugungsanlagen, die sich je nach Installationsjahr und zugrunde liegender Netzanschlussregel bei bestimmten Frequenzen vom Netz trennen und wieder zuschalten [57].

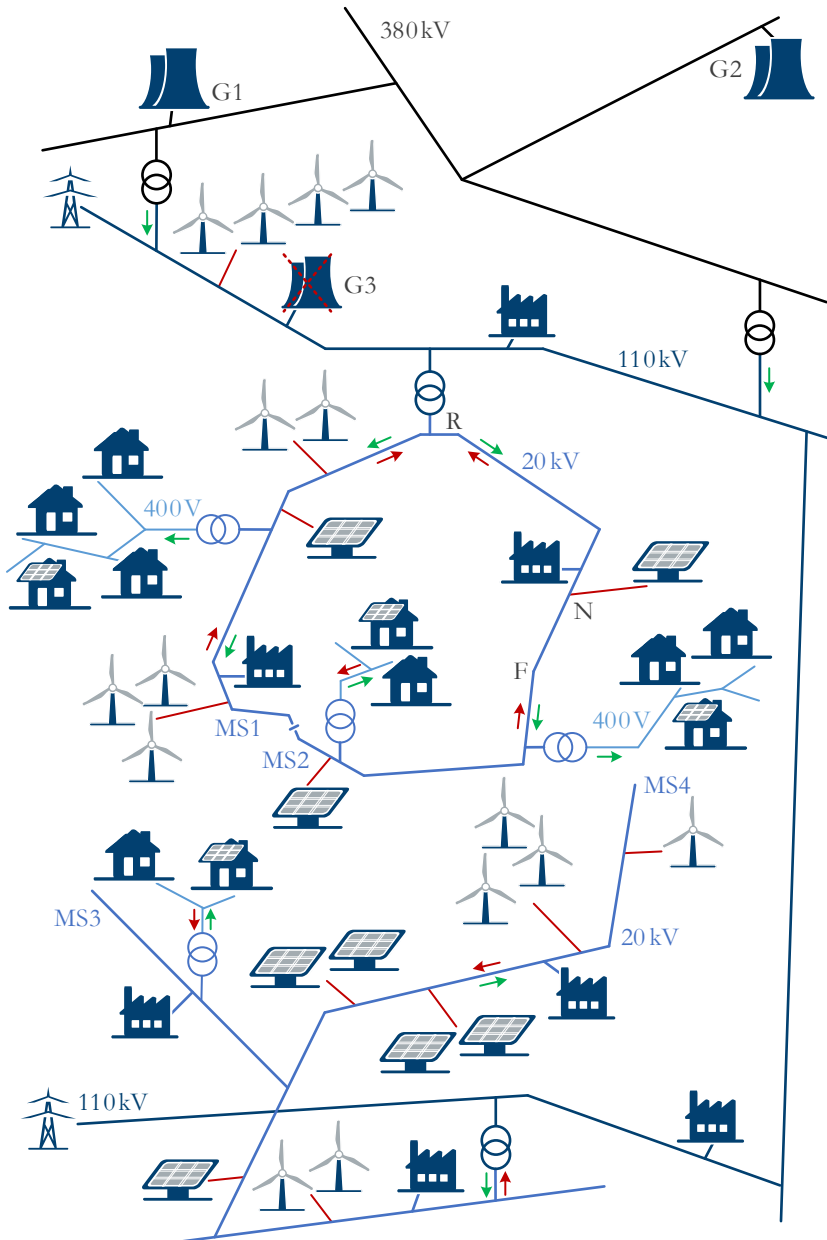


Abb. 2.27: Veränderung des Netzes aus Abb. 2.6 bei direkter Netzintegration nicht-konventioneller Stromerzeugungsanlagen.

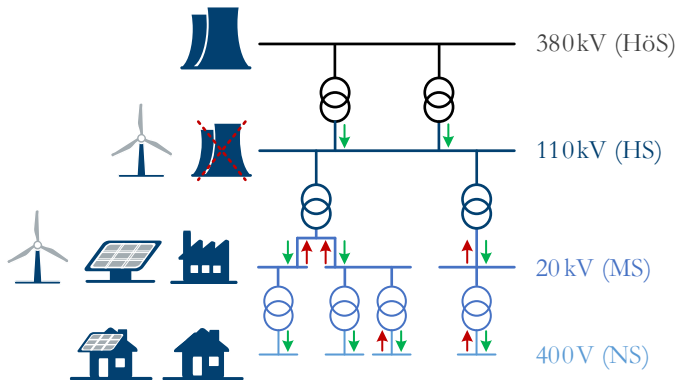


Abb. 2.28: Erzeugungsstruktur und Leistungsflüsse in einem Netz mit direkter Netzintegration nicht-konventioneller Stromerzeugungsanlagen.

Insgesamt führt also die Vielzahl an Stromerzeugungsanlagen, die noch dazu volatil und ggf. an ungünstigen Anschlusspunkten einspeisen, zu einem deutlich komplexeren Betrieb des Verteilnetzes.

2.4.2 Erschwerte Betriebsführung des Übertragungsnetzes

Auch die Betriebsführung des Übertragungsnetzes wird durch die direkte Netzintegration nicht-konventioneller Stromerzeugungsanlagen aufwendiger und teurer.

Dies zeigt sich beispielsweise an den Eingriffsmaßnahmen, die zur Aufrechterhaltung eines stabilen Netzbetriebs erforderlich sind und in den letzten Jahren deutlich gestiegen sind (s. Abb. 2.29). Zu diesen Maßnahmen zählen Fahrplananpassungen von konventionellen Kraftwerken (*Redispatch*) sowie die Abregelung von regenerativen Einspeisungen (*Einspeisemanagement*).

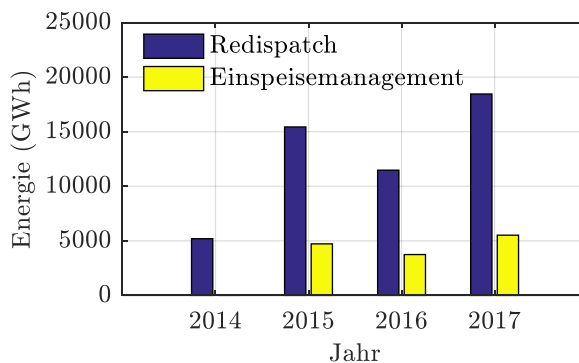


Abb. 2.29: Energiemengen für die Aufrechterhaltung der Netz- und Systemsicherheit durch Redispatch und Einspeisemanagement nach [3, 58].

Da die Anlagenbesitzer für diese Maßnahmen entschädigt werden, entstanden beispielsweise für das Jahr 2015 Kosten in Höhe von 412 Mio. € für den Redispatch sowie 478 Mio. € für das Einspeisemanagement [59].

Als Ursache für diese Netzengpässe wird häufig, wie z. B. in [60, 61], der fehlende oder zu geringe Netzausbau genannt. Ein hoher Energietransport kann aber sowohl aus einer zeitlichen als auch einer örtlichen Ungleichheit zwischen Einspeisung und Last resultieren (s. Abschnitt 2.8). Der Netzausbau stellt nur bei letzterem eine effektive Maßnahme dar, bei einer zeitlichen Ungleichheit lassen sich dagegen die Netzengpässe sinnvoller durch Energiespeicher beheben.

2.4.3 Veränderter Betrieb und Subventionierung konventioneller Kraftwerke

Durch den Ausbau regenerativer Energiequellen sollen konventionelle Kraftwerke eigentlich ersetzt werden, doch wie in diesem Unterabschnitt gezeigt wird, ist dies bei einer direkten Netzintegration nicht-konventioneller Stromerzeugungsanlagen nur schwer möglich. Stattdessen nehmen der relative Aufwand und die relativen Kosten der konventionellen Kraftwerke sogar noch zu, denn größere Lastwechsel und häufigeres Anfahren (insbesondere Kaltstarts) führen zu einem steigenden Verschleiß; ein vermehrter Teillastbetrieb erhöht die relativen Brennstoffkosten [62].

Diese Zusammenhänge lassen sich anhand der sog. *Residuallast* erläutern, welche den Anteil des elektrischen Verbrauchs beschreibt, der nicht von regenerativen Energiequellen gedeckt wird [63]. Abb. 2.30 zeigt drei beispielhafte Jahresdauerlinien für die Residuallast in Deutschland für die Jahre 2012, 2020 und 2030, wenn man von einem hohen Ausbau regenerativer Energiequellen ausgeht, darunter hauptsächlich nicht-konventionelle Stromerzeugungsanlagen mit direkter Netzintegration.

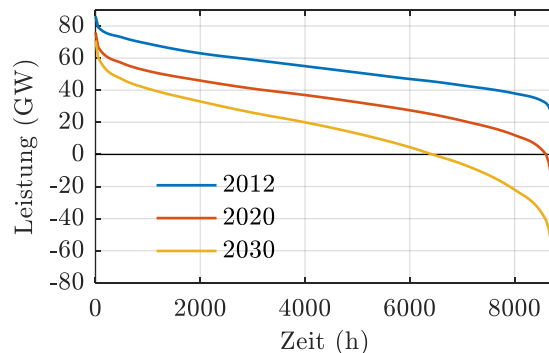


Abb. 2.30: Jahresdauerlinien der Residuallast in Deutschland für den Ausbau regenerativer Energiequellen nach [64] (hauptsächlich nicht-konventionelle Stromerzeugungsanlagen mit direkter Netzintegration).

Demnach existieren selbst bei einem massiven Zubau nicht-konventioneller Stromerzeugungsanlagen (Jahr 2030) einige Stunden im Jahr, in denen fast die komplette Netzlast in Deutschland (ca. 80 GW) von anderen (konventionellen) Stromerzeugungsanlagen gedeckt werden muss. Im Jahr 2012 wurden auch zur restlichen Zeit des Jahres (bis auf wenige Stunden) immer mindestens 40 GW an konventioneller Stromerzeugung benötigt, im Jahr 2020 sinkt diese Zahl auf ca. 3000 h ab.

Für den Betrieb konventioneller Kraftwerke bedeutet dies eine deutlich geringere Auslastung und Volllaststundenzahl und damit höhere relative Kosten. Die Anzahl an Kraftwerken kann aber dennoch nicht merklich reduziert werden, da der volle Kraftwerkspark für einige Stunden im Jahr benötigt wird. Unter anderem deshalb werden konventionelle Kraftwerke derzeit mit hohen Subventionen in Reserve gehalten, wofür das Strommarktgesetz aus dem Jahr 2016 eine sog. *Netzreserve*, *Kapazitätsreserve* und *Sicherheitsbereitschaft* vorsieht [4]. Letztere betrifft acht im Prinzip stillgelegte Braunkohlekraftwerksblöcke, die aber für den Zeitraum von vier Jahren innerhalb von zehn Tagen wieder betriebsbereit sein sollen. Hierfür erhalten die Kraftwerksbetreiber eine Vergütung von 1,6 Mrd. €, die auf die Netzentgelte umgelegt wird. Das eingangs genannte Ziel einer nicht nur CO₂-neutralen und sicheren, sondern auch bezahlbaren Energieversorgung wird hierdurch stark beeinträchtigt.

Wie an den Verläufen der Jahre 2020 und 2030 in Abb. 2.30 zu erkennen ist, kommt es außerdem vermehrt zu Zeiträumen mit negativer Residuallast, in denen mehr Leistung aus regenerativen Energiequellen erzeugt wird als benötigt, was sich z. B. in negativen Börsenstrompreisen ausdrückt [1]. Dieser Effekt wird noch dadurch verstärkt, dass ein gewisser Anteil an konventionellen Kraftwerken aktuell immer am Netz verbleiben muss, um z. B. Systemdienstleistungen bereitzustellen (sog. *Must-run*-Kapazitäten [63]).

Da die direkte Netzintegration nicht-konventioneller Stromerzeugungsanlagen also, wie in diesem Unterabschnitt gezeigt, die konventionellen Kraftwerke nur zeitweise ersetzen kann (gestricheltes Kreuz am Kraftwerk G3 in Abb. 2.27), führt sie insgesamt zu kostenintensiven Doppelstrukturen.

2.4.4 Verschlechterung des Frequenzverhaltens

Dieser Unterabschnitt behandelt die Auswirkungen auf den Frequenzverlauf in Abb. 2.25, wenn zu bestimmten Zeitpunkten des Jahres (vgl. Abb. 2.30) ein Großteil der Last durch nicht-konventionelle Stromerzeugungsanlagen gedeckt wird, die keinerlei Zusatzfunktionen besitzen. Da sie über Stromrichter ans Netz angeschlossen sind, weisen sie kein inhärent frequenzstützendes oder generatorähnliches Verhalten auf, sondern sie werden üblicherweise so betrieben, dass die verfügbare Primärenergie bestmöglich ausgenutzt wird.

Dieses zweigeteilte Verhalten (Wirkleistungseinspeisung, aber kein Beitrag zur Störungsregelung) kann im Bilanzmodell aus Unterabschnitt 2.3.4 durch die Zuordnung einer Anlaufzeitkonstanten von $T_{A,nkSE} = 0$ berücksichtigt werden.

Basierend auf (2.40) ergibt sich damit für die Anlaufzeitkonstante des Netzes T_{AN} :

$$\begin{aligned}
 T_{AN} &= \frac{\sum_i T_{A,i} P_{nGi}}{\sum_i P_{nGi}} = \frac{\sum_j T_{A,kSEj} P_{n,kSEj} + \sum_k T_{A,nkSEk} P_{n,nkSEk}}{\sum_j P_{n,kSEj} + \sum_k P_{n,nkSEk}} \\
 &= \frac{T_{A,kSE} \sum_j P_{n,kSEj}}{\sum_j P_{n,kSEj} + \sum_k P_{n,nkSEk}} = T_{A,kSE} \frac{P_{n,kSE}}{P_{n,SE,N}} \quad (2.58)
 \end{aligned}$$

Die Anlaufzeitkonstanten der j konventionellen Stromerzeugungsanlagen wurden dabei als identisch angenommen ($T_{A,kSEj} = T_{A,kSE}$). Der Term $P_{n,kSE}/P_{n,SE,N}$ beschreibt den Anteil von konventionellen Stromerzeugungsanlagen bezogen auf alle im Netz aktiven Stromerzeugungsanlagen.

Abb. 2.31 zeigt beispielhaft die Auswirkungen auf den Frequenzverlauf gemäß [53], wenn dieser Anteil auf 50% bzw. 10% sinkt, was bei $T_{A,kSE} = 10$ s einer Netzanlaufzeitkonstanten von $T_{AN} = 5$ s bzw. $T_{AN} = 1$ s entspricht. Die Primärregelleistung wird in dieser Betrachtung weiterhin und in gleicher Höhe von den verbliebenen konventionellen Stromerzeugungsanlagen erbracht, d. h. die stationäre Frequenzabweichung Δf_s bleibt konstant.

Durch die sinkenden Netzanlaufzeitkonstanten steigen die Frequenzgradienten und damit einhergehend auch die dynamischen Frequenzabweichungen Δf_d deutlich an, was verschiedene Auswirkungen haben kann. Zum einen besteht die Gefahr, Lastabwurfgrenzen auch dann zu unterschreiten, wenn die Störung durch die verfügbare Primärregelleistung eigentlich beherrschbar ist. Zum anderen sollten maximale Frequenzgradienten nicht überschritten werden, um *RoCoF*-Schutzeinrichtungen nicht fälschlicherweise auszulösen.

Darüber hinaus kann ein hoher *RoCoF* aber v. a. auch die Funktionalität des Lastabwurfs gefährden, da dieser erst mit einer gewissen Verzögerung wirksam wird (z. B. 300 ms für Messung und Öffnung des Leistungsschalters). In dieser Zeit können bereits weitere Stufen des Lastabwurfs erreicht werden, was eine unerwünschte Überreaktion zur Folge hat. Aus einem ursprünglichen Leistungsdefizit wird dann möglicherweise ein Leistungsüberschuss, der wiederum gegenteilige Stabilisierungsmaßnahmen erfordert [53].

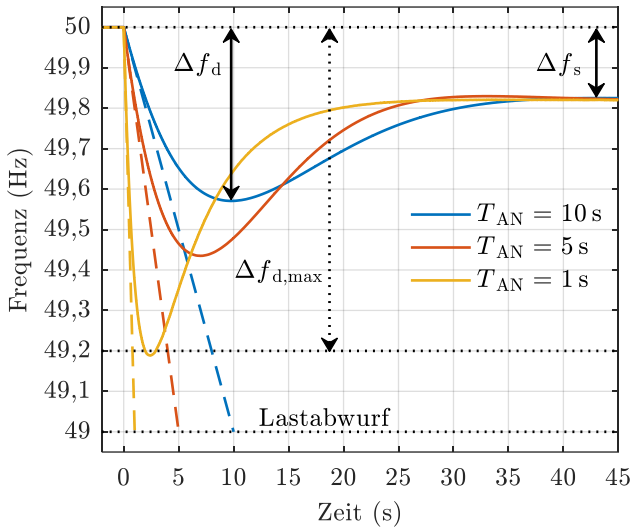


Abb. 2.31: Frequenzverlauf nach einem Kraftwerksausfall in einem elektrischen Netz mit unterschiedlichem Anteil an nicht-konventionellen Stromerzeugungsanlagen mit direkter Netzintegration.

- (a) 0%, $T_{AN} = 10$ s
- (b) 50%, $T_{AN} = 5$ s
- (c) 90%, $T_{AN} = 1$ s

Neben diesen eher passiven Auswirkungen beeinflussen die nicht-konventionellen Stromerzeugungsanlagen auch noch aktiv den Frequenzverlauf, da sie durch ihre hohe Volatilität auch selbst große Leistungsungleichgewichte verursachen können. Darüber hinaus spielt ihr Verhalten bei Über- und Unterfrequenz eine große Rolle, wie sich z. B. beim sog. *50,2 Hz-Problem* gezeigt hat. Eine ursprünglich als unbedenklich eingestufte Anforderung wie die harte Abschaltung von PV-Anlagen bei 50,2 Hz wurde durch die hohe Anzahl an betroffenen Anlagen zu einer potentiellen Gefährdung der Frequenzstabilität [65].

2.4.5 Unbekanntes Fehlerverhalten und erschwerte Fehlerberechnung

In Unterabschnitt 2.3.5 wurde die bekannte Vorgehensweise für die Berechnung symmetrischer und unsymmetrischer Fehler mit Symmetrischen Komponenten vorgestellt. Anhand des Beispielnetzes in Abb. 2.27 sollen nun die Auswirkungen auf diese Berechnung gezeigt werden, wenn zunehmend nicht-konventionelle Stromerzeugungsanlagen direkt und ohne definierte Zusatzfunktionen an die Netze angeschlossen werden. Abb. 2.32 zeigt hierzu die Ersatzschaltung in Symmetrischen Komponenten für einen zweipoligen Fehler am Punkt F der Mittelspannungsleitung

MS2. Am Punkt R befindet sich ein Schutzgerät, das diesen Fehler erkennen und die betroffene Leitung abschalten soll. Am Punkt N speist eine PV-Anlage ein, deren Verhalten durch die Regelung des Stromrichters (VSC)⁸ bestimmt wird.

Die am Punkt R gemessenen Spannungen $\underline{U}_R^{(1)}$ und $\underline{U}_R^{(2)}$ und Ströme $\underline{I}_R^{(1)}$ und $\underline{I}_R^{(2)}$ hängen nun nicht mehr hauptsächlich von der Fehlerentfernung $\underline{Z}_{L1} + \underline{Z}_{L2}$ und der Fehlerart ab, sondern auch von den Strömen $\underline{I}_N^{(1)}$ und $\underline{I}_N^{(2)}$. Im Gegensatz zu den traditionellen Betriebsmitteln ist das Mit- und Gegensystemverhalten des VSC aber erst einmal unbekannt und hängt insbesondere von dessen Regelung ab. Hinzu kommt die hohe Anzahl der auf diese Weise ins Netz integrierten Anlagen.

Um dennoch die Fehlernetzwerke auswerten und die Schutzfunktionen auslegen und überprüfen zu können, werden häufig vereinfachte Annahmen getroffen. [34] berücksichtigt beispielsweise Stromrichter „nur für den dreipoligen Kurzschluss“ und auch [45, 66] nehmen den Gegensystemstrom $\underline{I}_N^{(2)}$ zu Null an. Das Verhalten im Mitsystem wird häufig durch Stromquellen modelliert, wobei [45] sogar davon ausgeht, dass das Stromquellenverhalten bereits im subtransienten Bereich, d. h. zur Berechnung des Anfangskurzschlusswechselstroms I_k'' , vorliegt. In [66, 67] wird dagegen das dynamische Verhalten von Netzanschlussregeln nachgebildet.

Das Mit- und Gegensystemverhalten von Stromrichtern wird im weiteren Verlauf noch genauer betrachtet. So zeigt Unterabschnitt 5.5.2 beispielsweise verschiedene stationäre Ersatzschaltbilder auf, durch die der VSC in Abb. 2.32 beschrieben werden kann.

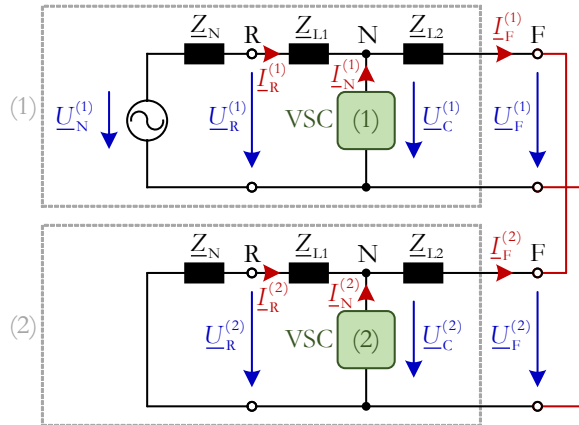


Abb. 2.32: Vereinfachte Darstellung des Netzes aus Abb. 2.27 bei einem zweipoligen Fehler am Punkt F zwischen Leiter 2 und Leiter 3 und unbekanntem Einspeiseverhalten der PV-Anlage am Punkt N.

⁸ VSC = Voltage Source Converter. Eine Klassifizierung von Stromrichtern erfolgt in Unterabschnitt 3.2.1.1.

2.5 Begriffsdefinitionen

Bevor im nächsten Abschnitt verschiedene Ansätze für die verbesserte Netzintegration und Nutzung nicht-konventioneller Stromerzeugungsanlagen vorgestellt werden, folgen zunächst einige Begriffsdefinitionen.

2.5.1 Momentanreserve, (virtuelle) Trägheit und schnelle Frequenzregelung

Die Frequenzverläufe in Abb. 2.31 machen deutlich, dass mit der direkten Netzintegration nicht-konventioneller Stromerzeugungsanlagen neue Anforderungen an die Frequenzregelung entstehen. Waren bisher die inhärenten Eigenschaften konventioneller Stromerzeugungsanlagen (Schwungmasse des Generators, $iE5$) in Kombination mit der Primärregelung ausreichend für die Begrenzung von Frequenzgradienten und dynamischen Frequenzabweichungen, kristallisiert sich nun ein zusätzlicher Regelungsbedarf für den Zeitraum vom Störungseintritt bis zum Einsetzen der klassischen Primärregelung heraus.

Prinzipiell kann man diesen Anforderungen mit verschiedenen Lösungsansätzen begegnen. Um deren Verhalten und Wirkungsweise beschreiben und voneinander abgrenzen zu können, sind aber zunächst genaue Begrifflichkeiten und Definitionen erforderlich.

So werden beispielsweise die Begriffe *Momentanreserve*, *Schwungmasse*, *Trägheit* und *Anlaufzeitkonstante* häufig synonym verwendet [53, 68, 69], da man üblicherweise annimmt, dass „ein Leistungsdefizit durch die kinetische Energie der rotierenden Massen gedeckt werden [muss]“ [69], ohne zu berücksichtigen, dass auch stromrichtergekoppelte Anlagen Leistung unverzögert zur Verfügung stellen können.

Deshalb wird im Rahmen dieser Arbeit die Bezeichnung *Momentanreserve* als eigenständiger Begriff verwendet, wenn eine Stromerzeugungs- oder Stromeinspeisungsanlage in der Lage ist, auf eine Laständerung direkt und unverzögert zu reagieren. Bei stromrichtergekoppelten Anlagen besteht hierbei kein inhärenter Zusammenhang zur Frequenz, d. h. trotz Laständerungen kann diese z. B. konstant auf 50 Hz gehalten werden (s. Spannungsregelung, Unterabschnitt 5.4.3).

Stromerzeugungsanlagen mit Synchrongenerator reagieren ebenfalls unverzögert auf eine Laständerung (Momentanreserve), allerdings gemäß (2.15) mit einem bestimmten Frequenzgradienten. Diese Erweiterung der Momentanreserve um ein definiertes Frequenzverhalten soll im Folgenden mit den Begriffen *Schwungmasse*, *Trägheit* oder *Anlaufzeitkonstante* charakterisiert werden. Entsprechend bezeichnet der Begriff *virtuelle Trägheit* (*virtual inertia*) die regelungstechnische Nachbildung dieses Verhaltens.

Neben der Momentanreserve, die eine zeitlich unverzögerte Wirkleistungsänderung beschreibt, wird außerdem der Begriff der *schnellen Frequenzregelung* (*Fast Frequency Response*) eingeführt [52]. Diese Art der Wirkleistungsänderung nach einer Störung ist zwar deutlich schneller als die Primärregelung, aber im Gegensatz zur Momentanreserve nicht verzögerungsfrei.

Zusammenfassend und mit Rückbezug auf Abb. 2.31 lässt sich also festhalten, dass nur Anlagen mit Momentanreservefähigkeit Einfluss auf den Frequenzgradienten $RoCoF_{\max}^F$ direkt nach einer Störung nehmen können. Die dynamischen Frequenzabweichungen Δf_d lassen sich hingegen auch durch eine schnelle Frequenzregelung reduzieren, die innerhalb von einer oder mehreren Sekunden aktiviert ist.

2.5.2 Netzdienlichkeit und Grundfunktion der elektrischen Energieversorgung

Eine Stromerzeugungs- oder Stromeinspeiseanlage soll im Folgenden als *netzdienlich* bezeichnet werden, wenn sie die folgenden Funktionen erfüllt:

1) Steuerbare oder planbare Wirkleistungscharakteristik

Eine steuerbare oder planbare Wirkleistungsbereitstellung der Stromerzeugungs- oder Stromeinspeiseanlagen ist essentiell, um das Leistungsgleichgewicht zwischen Stromerzeugung und Verbrauch im Vorfeld möglichst gut zu planen und damit den Einsatz von Regelleistung zu minimieren. Ebenso sollten hohe Leistungsgradienten vermieden werden, da diese ebenfalls einen schnellen Regelleistungsbedarf hervorrufen.

2) Gesicherte Mindestleistung und begrenzte Maximalleistung

Eine Stromerzeugungs- oder Stromeinspeiseanlage ist auf der einen Seite netzdienlich, wenn sie das ganze Jahr über (oder zu einem gewissen Prozentsatz des Jahres) eine bestimmte Mindestleistung zur Verfügung stellen kann, denn nur dann werden teure und ineffiziente Doppelstrukturen vermieden. Auf der anderen Seite sollte aber auch die maximal eingespeiste Leistung, die möglicherweise nur zu wenigen Zeitpunkten im Jahr auftritt, begrenzt sein, um die Anforderungen an den Netzanschlusspunkt zu senken und Netzengpässe zu vermeiden.

3) Beitrag zu Systemdienstleistungen

Zur Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs sind verschiedene *Systemdienstleistungen* erforderlich [41]. Eine netzdienliche Stromerzeugungs- oder Stromeinspeiseanlage trägt deshalb zur *Frequenz-* und *Spannungsbaltung* bei, aber insbesondere auch zum *Netzwiederaufbau* (Schwarzstartfähigkeit).

4) Robuste und einfache Integration in die Netzbetriebsführung

Der Netzbetrieb wird umso komplizierter und störungsanfälliger, je mehr kleine und dezentrale Anlagen in die Betriebsführung zu integrieren sind. Vor diesem Hintergrund sind Stromerzeugungs- und Stromeinspeiseanlagen als netzdienlich anzusehen, wenn man sie möglichst einfach und mit wenig Kommunikationsaufwand in den Netzbetrieb einbinden kann.

5) Definierte und geeignete Einspeisepunkte

Für den Netzbetrieb ist es außerdem vorteilhaft, wenn Stromerzeugungs- oder Stromeinspeiseanlagen an definierten und geeigneten Anschlusspunkten in das Netz einspeisen, denn dann ist die *elektrische Entfernung* zu den Lasten möglichst gering und Netzengpässe werden vermieden (vgl. Unterabschnitt 2.8.3).

6) Robustes und einstellbares Verhalten im Fehlerfall

Eine Stromerzeugungs- oder Stromeinspeiseanlage sollte von Fehlern im elektrischen Netz möglichst wenig gestört werden (*Fault-Ride-Through*, FRT) und gleichzeitig auch möglichst flexibel reagieren können (einstellbares Verhalten im Mit- und Gegensystem).

Netzdienliche Stromerzeugungs- oder Stromeinspeiseanlagen tragen insbesondere durch die Punkte 1) und 5) zur Erfüllung der *Grundfunktion* der elektrischen Energieversorgung bei. Diese besteht darin, Energie zur *richtigen Zeit* und am *richtigen Ort* zur Verfügung zu stellen.

2.6 Bisherige Ansätze zur verbesserten Netzintegration und Nutzung nicht-konventioneller Stromerzeugungsanlagen

Die Erläuterungen in Abschnitt 2.4 haben gezeigt, dass die direkte Netzintegration nicht-konventioneller Stromerzeugungsanlagen eine Vielzahl von Problemen hinsichtlich Netzbetrieb und Umsetzung der Energiewende verursacht. Wie anhand von Abb. 2.3 erkennbar ist, gibt es hierfür prinzipiell vier Lösungsansätze.

Zum einen kann man die direkte Netzintegration beibehalten, aber den Netzbetrieb und die Nutzung der nicht-konventionellen Stromerzeugungsanlagen durch entsprechende Zusatzmaßnahmen verbessern (NIM1, Unterabschnitt 2.6.1).

Zum anderen kann aber auch die Netzintegration an sich verbessert werden, indem man die nicht-konventionellen Stromerzeugungsanlagen mit Zusatzfunktionen ausstattet (NIM2: nkSE+, Unterabschnitt 2.6.2) oder ihre inhärenten Eigenschaften verändert (NIM3: SE_i, Unterabschnitt 2.6.3). Die Netzintegration als SE_i+ (NIM4) wird separat in Abschnitt 2.7 betrachtet.

2.6.1 Direkte Netzintegration verbunden mit Zusatzmaßnahmen (NIM1)

In diesem Unterabschnitt werden verschiedene Zusatzmaßnahmen vorgestellt, um durch Veränderungen am elektrischen Netz, am Netzbetrieb oder mit zusätzlichen Betriebsmitteln die Nutzung nicht-konventioneller Stromerzeugungsanlagen zu verbessern.

Netzausbau

Die in Abb. 2.29 dargestellten Energiemengen für Redispatch und Abregelung regenerativer Stromerzeugung zeigen deutlich die Zunahme von Engpässen im elektrischen Netz. Eine Möglichkeit, diesen Engpässen zu begegnen, ist der Ausbau der betroffenen Leitungen und Betriebsmittel, wie dies z. B. in [6] für die Übertragungsnetze und in [7] für die Verteilnetze thematisiert wird.

Verbesserte Ausnutzung bestehender Stromnetze

Neben dem Netzausbau liegt ein weiterer Ansatz in der besseren Ausnutzung der bestehenden Stromnetze. Hierzu schlägt [8] verschiedene Maßnahmen vor, wie z. B. Freileitungsmonitoring und Hochtemperaturleiterseile, Lastflusssteuerung im Übertragungsnetz oder die Weiterentwicklung des (n-1)-Kriteriums. Auch eine stärkere Vermaschung kann die Übertragungskapazitäten erhöhen [9].

Neue Betriebsmittel

Durch neue Betriebsmittel ergeben sich zusätzliche Möglichkeiten, um auf die Auswirkungen der direkten Netzintegration nicht-konventioneller Stromerzeugungsanlagen zu reagieren. So lassen sich beispielsweise die dynamischen Frequenzabweichungen in Abb. 2.31 durch eine schnelle Frequenzregelung von *Energiespeichern* reduzieren. Heutzutage werden diese häufig zur (konventionellen) Primärregelung eingesetzt [10, 11], zukünftig sind aber auch höhere Dynamikanforderungen vorgeesehen. Nach [12] soll beispielsweise ein Energiespeicher bei einer Frequenz von weniger als 49,8 Hz innerhalb von 1 s 90% der mit einer Statik vorgegebenen Wirkleistung einspeisen.

Darüber hinaus können durch *regelbare Ortsnetztransformatoren* [7, 13] oder neue leistungselektronische Betriebsmittel wie den *Smart Transformer* [14] die in Unterabschnitt 2.4.1 erwähnten Spannungsprobleme reduziert werden.

Lastmanagement

Traditionelle elektrische Netze beruhen auf dem Prinzip des Lastfolgebetriebs (Stromerzeugung folgt dem Verbrauch), das aber mit zunehmender Integration von volatilen Stromerzeugungsanlagen schwerer einzuhalten ist. Vor diesem Hintergrund beschreiben *Lastmanagement* (oder auch *Demand Side Management*) den Ansatz, den Stromverbrauch zu flexibilisieren und an die volatile Einspeisung anzupassen [7, 15]. Auch zur Frequenzregelung können die elektrischen Lasten beitragen, z. B. durch eine *sehr schnelle Wirkleistungsregelung* [16].

Virtuelles Kraftwerk

Als *virtuelles Kraftwerk* bezeichnet man den Zusammenschluss räumlich verteilter Stromerzeugungsanlagen und Energiespeicher über entsprechende Kommunikationsnetzwerke mit dem Ziel, ein gewünschtes bilanzielles Gesamtverhalten zu erhalten. Beispiele hierfür findet man in [17, 18].

Wie diese Zusammenstellung zeigt, gibt es zwar eine Vielzahl an Zusatzmaßnahmen, um den Netzbetrieb bei direkter Netzintegration nicht-konventioneller Stromerzeugungsanlagen zu verbessern, aber keine dieser Maßnahmen adressiert gleichzeitig die beiden Grundfunktionen der elektrischen Energieversorgung. So erleichtert z. B. der Netzausbau nur die Bereitstellung von Energie am richtigen Ort, aber nicht zur richtigen Zeit. Ein virtuelles Kraftwerk hingegen kann bilanziell die Energie zur richtigen Zeit bereitstellen, aber durch die örtliche Verteilung der Anlagen nicht unbedingt am richtigen Ort.

2.6.2 Erweiterung um Zusatzfunktionen (NIM2)

Alternativ oder zusätzlich zu den Maßnahmen des vorherigen Unterabschnitts können die nicht-konventionellen Stromerzeugungsanlagen um eigene Zusatzfunktionen erweitert werden (nkSE+):

Spannungshaltung

Durch die Netzanbindung über selbstgeführte Stromrichter können nicht-konventionelle Stromerzeugungsanlagen ihre Blindleistung flexibel einstellen und dadurch zur Spannungshaltung beitragen. Viele Untersuchungen wie z.B. [19] zeigen die Spannungsverbesserungen und das damit erhöhte Integrationspotenzial nicht-konventioneller Stromerzeugungsanlagen, wenn diese mit $\cos\varphi(P)$ - oder $Q(U)$ -Regelungen ausgestattet werden. Auch eine fernwirktechnische Blindleistungsvorgabe aus einem übergeordneten Regler ist denkbar [20].

Frequenzregelung

Eine Frequenzregelung mit nicht-konventionellen Stromerzeugungsanlagen wird z.B. in [21–23] untersucht, ist aber mit einigen Einschränkungen verbunden. Zum einen stehen die Anlagen wegen der Volatilität des Primärenergieträgers nicht immer zur Verfügung, zum anderen ist eine Leistungserhöhung entweder nur durch einen dauerhaften Betrieb außerhalb des MPP (*Maximum Power Point*) oder aber bei Nutzung der Rotorenergie einer Windkraftanlage auf Kosten eines nachfolgenden Leistungseinbruchs möglich, weil die Windkraftanlage dann nicht mehr bei idealer Drehzahl arbeitet.

Einspeisemanagement

In [7] wird unterschieden zwischen Einspeisemanagement im Netzbetrieb und in der Netzplanung. Unter ersterem versteht man die Abregelung einer nicht-konventionellen Stromerzeugungsanlage aufgrund von Netzengpässen (vgl. Abb. 2.29); hierzu ist eine Fernsteuerung der Anlage durch den Netzbetreiber erforderlich. Einspeisemanagement in der Netzplanung beschreibt hingegen den Ansatz, diese Abregelungsoption bereits bei der Netzplanung zu berücksichtigen, um einen ineffizienten Netzausbau, der nur an wenigen Zeitpunkten im Jahr benötigt wird, zu vermeiden. Derzeit ist hier eine maximale Abregelung von 3% der Jahresenergie einer Stromerzeugungsanlage vorgesehen [70].

Netzanschlussregeln

In den letzten Jahren sind auf europäischer Ebene eine Vielzahl neuer Network Codes entstanden [71], die u. a. das Verhalten von Stromerzeugungsanlagen betreffen [24]. Zur Verbesserung der Frequenzverläufe in Abb. 2.31 ist darin beispielsweise eine *synthetische Schwungmasse* (*synthetic inertia*) vorgesehen, von der allerdings nicht definiert ist, ob es sich um eine echte Trägheit (Momentanreserve) oder nur

um eine schnelle Frequenzregelung handelt [52, 72]. Darüber hinaus müssen Stromerzeugungsanlagen ab einer bestimmten Größe ihre Leistung bei Unterfrequenz, z. B. bei $f < 49,8\text{Hz}$, erhöhen, wodurch den hohen dynamischen Frequenzabweichungen in Abb. 2.31 entgegengewirkt wird (*limited frequency sensitive mode – underfrequency*, LFSM-U). Bei dieser Anforderung wird allerdings „die Verfügbarkeit der Primärenergiequellen“ [24] berücksichtigt und auch in [12] gelten die Anforderungen an die Wirkleistungserbringung nur „unter dem Vorbehalt eines ausreichend zur Verfügung stehenden Primärenergiedangebotes“, d. h. Netzintegrationsmethoden, die die Wirkleistungscharakteristik einer Stromerzeugungsanlage verbessern würden, z. B. NIM3 (Unterabschnitt 2.6.3) und NIM4 (Abschnitt 2.7), werden durch diese Netzanschlussregeln explizit nicht gefördert.

Eine weitere Anforderung an stromrichtergekoppelte Erzeugungsanlagen ist die *dynamische Blindstromstützung* (englisch: *fast fault current*). Nach der Umsetzung des RfG⁹ in Deutschland, vgl. z. B. [12], soll diese sowohl im Mit- als auch im Gegensystem und jeweils proportional zur Spannungsänderung erfolgen. Der Proportionalitätsfaktor wird mit k bezeichnet (k -Faktor). Mit Bezug zu Abb. 2.32 erhalten die Stromrichter damit ein definiertes Verhalten im Mit- und Gegensystem, auch wenn die Regelungsmöglichkeiten eines VSC damit nicht vollständig ausgeschöpft werden (vgl. Unterabschnitt 5.5.2).

2.6.3 Erweiterung zur Stromeinspeiseanlage (NIM3)

Im Vergleich zum vorherigen Unterabschnitt werden nun Maßnahmen betrachtet, die die Position der nicht-konventionellen Stromerzeugungsanlagen im Einspeisewürfel (Abb. 2.2) verändern.

Begrenzung der Maximalleistung

Durch eine feste Begrenzung der maximalen Einspeiseleistung wird die Volatilität einer nicht-konventionellen Stromerzeugungsanlage reduziert, so dass sich ihre Position im Einspeisewürfel entlang der Zeitachse verbessert. In [25] ist eine solche Begrenzung für PV-Anlagen mit einer installierten Leistung von maximal 30 kW optional vorgesehen (Begrenzung auf 70 % der installierten Leistung). Im Vergleich zum Einspeisemanagement ist hier keine Fernsteuerung der Anlagen erforderlich.

Eine weitere Verbesserung im Einspeisewürfel erhält man, wenn man die Stromerzeugung der Anlage nicht abregelt, sondern mit Hilfe von Energiespeichern auf andere Zeitpunkte verschiebt (Stromeinspeiseanlage), s. z. B. [26].

⁹ Der Network Code für Stromerzeugungsanlagen [24] ist auch unter der Bezeichnung *Requirements for Generators* (RfG) bekannt.

Begrenzung von Leistungsgradienten

Hohe Leistungsgradienten verursachen Störungen im elektrischen Netz, die durch andere Anlagen in Form von Regelleistung ausgeglichen werden müssen. Durch Begrenzung dieser Leistungsgradienten kann man also die Netzdienlichkeit einer Stromerzeugungsanlage und ihre Wirkleistungscharakteristik im Einspeisewürfel verbessern, wie dies z. B. in [26] anhand einer 10 MW-PV-Anlage und einer 5 MW/1,3 MWh-Lithium-Ionen-Batterie gezeigt wird.

Einspeisung nach Fahrplan

Die Einspeisung gemäß einem Fahrplan bedeutet für eine nicht-konventionelle Stromerzeugungsanlage eine deutliche Verbesserung im Einspeisewürfel von einer volatilen zu einer planbaren Wirkleistungscharakteristik, erfordert allerdings große Energiespeicher. In [27] wird z. B. mit einer 15 MW/90 MWh-Natrium-Schwefel-Batterie und einem 3 MW/1 MWh-Schwungradspeicher die Einhaltung eines day-ahead Stundenfahrplans für eine 30 MW-Windkraftanlage untersucht.

Einspeisenetze

Unter einem Einspeisenetz versteht man die Bündelung von mehreren gleichartigen oder verschiedenen, örtlich verteilten Stromerzeugungsanlagen zu einem gemeinsamen Netzanschlusspunkt. Aus netzplanerischer Sicht hat es den Vorteil, dass es keine Lasten enthält und somit (n-0)-sicher ausgelegt werden kann (Duale Netzplanung [28]). Einspeisenetze werden u. a. vom Bundesverband WindEnergie vorgeschlagen [29]. Ein reales Einspeisenetz entsteht derzeit in Brandenburg mit einer Endausbaustufe von 1,6 GW [30, 31].

Im Einspeisewürfel ermöglichen sie Verbesserungen in allen drei Dimensionen. Zum einen erscheinen die Stromerzeugungsanlagen durch die Bündelung aus Netz-sicht wie eine große Anlage; ihre Position verschiebt sich also von klein/dezentral in Richtung groß/zentral. Darüber hinaus kann der Netzanschlusspunkt in gewissen Grenzen frei gewählt werden, d. h. die Standortbindung der einzelnen Stromerzeugungsanlagen wird reduziert. Schließt man verschiedenartige Stromerzeugungsanlagen zusammen (z. B. PV- und Windkraftanlagen), ergänzen sich die Einspeiseprofile gegenseitig und die Volatilität der Gesamteinspeisung sinkt, so dass die Position im Einspeisewürfel entlang der Zeitachse verbessert wird. Eine noch stärkere Verbesserung der Wirkleistungscharakteristik erhält man durch Erweiterung des Einspeisenetzes mit Energiespeichern, was im folgenden Abschnitt diskutiert wird.

2.7 Das Smart renewable Power Plant (SrPP) zur netzdienlichen Integration nicht-konventioneller Stromerzeugungsanlagen (NIM4)

2.7.1 Übersicht

Das nun betrachtete *Smart renewable Power Plant* (SrPP) [73] stellt eine Erweiterung von Einspeisernetzen um verschiedene Zusatzfunktionen dar und entspricht damit der Netzintegrationsmethode NIM4 bzw. SEi+ in Abb. 2.3 und Abb. 2.4. Ausgangspunkt für diesen Ansatz ist die Annahme, dass eine Energieversorgung mit nicht-konventionellen Stromerzeugungsanlagen umso besser und einfacher zu realisieren ist, je stärker sich ihre Eigenschaften denen von konventionellen Stromerzeugungsanlagen annähern. Da sich beide im Einspeisewürfel in mehreren Dimensionen unterscheiden, existiert nicht nur eine einzelne Maßnahme, die alle in Abschnitt 2.4 genannten Probleme adressiert (z. B. nur Netzausbau oder nur Energiespeicher). Stattdessen ist der SrPP-Ansatz in Abb. 2.33 durch vier wesentliche Maßnahmen gekennzeichnet.

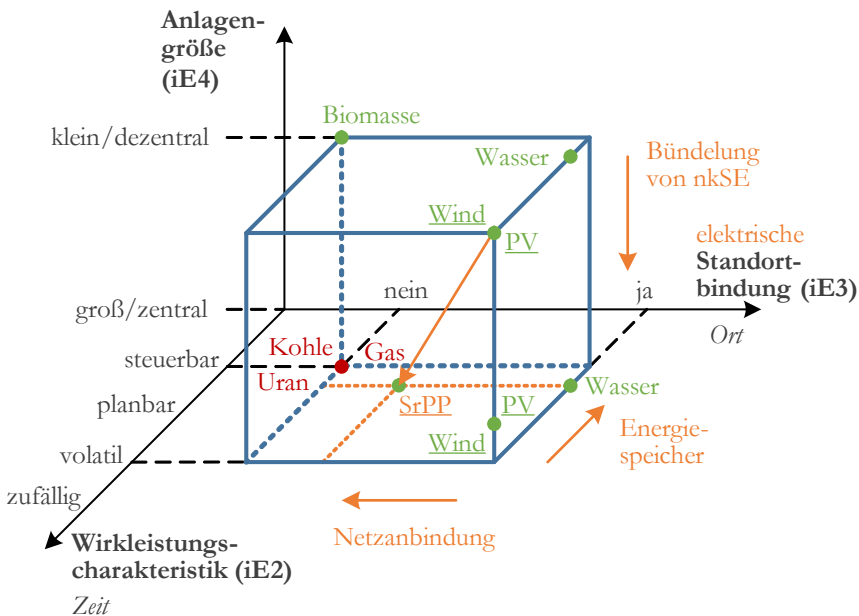


Abb. 2.33: Verbesserung der Netzdienlichkeit von nicht-konventionellen Stromerzeugungsanlagen durch die Netzintegration als Smart renewable Power Plant (SrPP).

Durch die *Bündelung* mehrerer nicht-konventioneller Stromerzeugungsanlagen zu einem Einspeisenetz, durch dessen *Netzanbindung* und durch die Integration von *Energiespeichern* ergibt sich eine Stromeinspeiseanlage (SrPP) mit Eigenschaften, die denen einer konventionellen Stromerzeugungsanlage ähnlich sind, allerdings nicht bezüglich der *Netzkopplung*. Diese wird bewusst über einen Stromrichter realisiert (SrPP in Abb. 2.33 unterstrichen).

Durch ein SrPP bleibt zwar die geografische Standortbindung der nicht-konventionellen Stromerzeugungsanlagen unverändert, es kann aber ihre *elektrische Standortbindung* reduziert werden. Dieser Begriff wird in Unterabschnitt 2.8.3.2 genauer erläutert.

Abb. 2.34 zeigt die Realisierung eines SrPP in dem Beispielnetz aus Abb. 2.27. Die PV- und Windkraftanlagen, die entlang der Mittelspannungsleitungen MS1, MS2 und MS4 angeschlossen waren, werden nun in einem gemeinsamen Einspeisenetz gebündelt, um Energiespeicher¹⁰ ergänzt und direkt am Umspannwerk (Punkt R) eingespeist. Die Mittelspannungsleitungen behalten damit, wie das auch in Abb. 2.35 erkennbar ist, ihre ursprüngliche Betriebsweise und den unidirektionalen Leistungsfluss bei (grüne Pfeile) [28].

Sofern das SrPP aus bestehenden nkSE aufgebaut wird, können die bereits existierenden Anschlusskabel direkt für die Errichtung des Einspeisenetzes mitverwendet werden. Durch den netzseitigen VSC (im Folgenden als *Netz-VSC* bezeichnet) werden die Stromerzeugungsanlagen und Energiespeicher des SrPP außerdem vom öffentlichen Stromnetz entkoppelt.

Das SrPP ist zwar eine räumlich verteilte Anlage, verhält sich aber nach außen wie ein einzelnes Kraftwerk, das an einem definierten Einspeisepunkt, hier der MS-Sammelschiene des Umspannwerks, angeschlossen ist. Dadurch unterscheidet es sich sehr wesentlich von einem virtuellen Kraftwerk (vgl. Unterabschnitt 2.6.1), das nur bilanziell als Kraftwerk wirkt und viele, über das Netz verteilte Anschlusspunkte aufweist.

2.7.2 Wesentliche Eigenschaften und Vergleich mit anderen Ansätzen

Vereinfachter und sichererer Netzbetrieb

Die bisherigen Ansätze für die Netzintegration nicht-konventioneller Stromerzeugungsanlagen wie z.B. Einspeisemanagement und virtuelle Kraftwerke sind mit einem sehr großen kommunikationstechnischen Aufwand verbunden. So sind laut [7] (Stand 2014) nahezu alle Windkraftanlagen sowie die Hälfte der seit 2009

¹⁰ Das Batteriesymbol steht stellvertretend für verschiedene Energiespeichertechnologien.

2 Die elektrische Energieversorgung im Wandel: Herausforderungen und Lösungsansätze für die Nutzung regenerativer Energiequellen

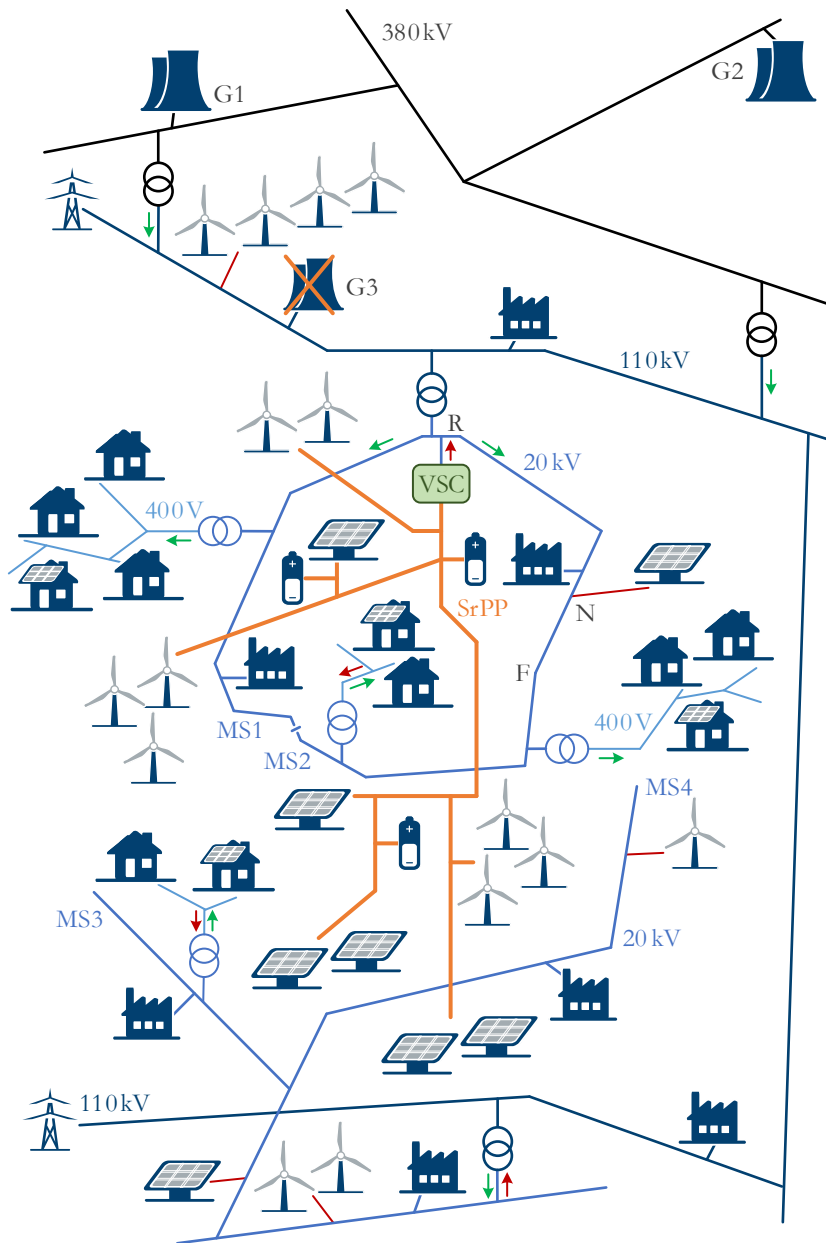


Abb. 2.34: Netzintegration der nicht-konventionellen Stromerzeugungsanlagen aus Abb. 2.27 über ein SrPP.

Darüber hinaus muss die Verfügbarkeit von Stand-alone-Batteriespeichern für die Primärregelung aufgrund der begrenzten Speicherkapazität üblicherweise durch sog. Fahrplangeschäfte sichergestellt werden, d. h. durch Interaktion mit anderen Anlagen im elektrischen Netz [75, 76]. Bei einem SrPP entspricht die Regelleistung dagegen nur einem Offset auf den aktuellen Arbeitspunkt des Netz-VSC.

Flexibler und aktiver Beitrag zum Netzwiederaufbau

Durch den Anschluss der nicht-konventionellen Stromerzeugungsanlagen an das SrPP sind die in Unterabschnitt 2.4.1 erläuterten Störeinflüsse für den Netzwiederaufbau aufgelöst. Die MS-Leitungen besitzen wieder eine gut vorhersagbare Verbraucherlast und durch die Entkopplung vom öffentlichen Netz spielt auch die Frequenzsensitivität der Stromerzeugungsanlagen keine Rolle mehr.

Die Entkopplung durch den Netz-VSC bringt noch einen weiteren Vorteil gegenüber einem herkömmlichen Einspeisenetz mit sich. Das SrPP kann nach einem Netzausfall entweder intern wieder hochgefahren werden oder es verhält sich wie ein konventionelles Kraftwerk, das sich auf Eigenbedarfsbetrieb abfängt [24]. So lange die Energiespeicher nicht vollständig geladen sind, kann sogar die Stromerzeugung innerhalb des SrPP aufrechterhalten werden. In Verbindung mit einer netzbildenden Regelung des Netz-VSC steht das SrPP somit aktiv für den Netzwiederaufbau zur Verfügung.

Im Gegensatz zu konventionellen Kraftwerken, die immer mit einer bestimmten Mindestleistung fahren müssen [62], kann das SrPP nicht nur als Einspeisung, sondern auch als Last fungieren und bietet somit dem Netzbetreiber ein hohes Maß an Flexibilität für den Netzwiederaufbau.

Spannungshaltung und Fehlerverhalten

Auch für Spannungshaltung und Fehlerverhalten spielt der Netz-VSC eine entscheidende Rolle. Während bei einem normalen Einspeisenetz die Blindleistung für die Spannungshaltung am Netzanschlusspunkt von den einzelnen Anlagen innerhalb des Einspeisenetzes bereitgestellt wird und auch das Gesamtfehlerverhalten vom Fehlerverhalten der einzelnen Anlagen abhängt, wird beim SrPP beides allein durch den Netz-VSC bestimmt und somit direkt am Netzanschlusspunkt eingeregelt.

Erhöhtes Integrationspotenzial für nicht-konventionelle Stromerzeugungsanlagen

Durch die integrierten Energiespeicher kann die maximale Einspeiseleistung des SrPP im Vergleich zur intern installierten Leistung nicht-konventioneller Stromerzeugungsanlagen deutlich reduziert werden. Deshalb liegt die über das SrPP an die MS-Sammelschiene in Abb. 2.34 anschließbare Anzahl an nicht-konventionellen

Stromerzeugungsanlagen deutlich über der Menge, die durch eine direkte Netzintegration (NIM1) oder die Verbesserungsansätze aus Abschnitt 2.6 angeschlossen werden könnte.

Da auch die Anforderungen an die Wirkleistungscharakteristik (wie z. B. die Bereitstellung einer gesicherten Mindestleistung am Netzanschlusspunkt) durch entsprechende Energiespeicher oder die Einbindung von Biomasseanlagen erfüllt werden können, adressiert das SrPP sämtliche Aspekte der Netzdienlichkeit aus Unterabschnitt 2.5.2 und behebt damit automatisch die Probleme aus Abschnitt 2.4, die durch die direkte Netzintegration nicht-konventioneller Stromerzeugungsanlagen entstehen. Wie anhand der Bewertung von Stromerzeugungs- und Stromeinspeiseanlagen im nächsten Abschnitt gezeigt wird, erhöht das SrPP damit deutlich den Beitrag nicht-konventioneller Stromerzeugungsanlagen zur Grundfunktion der elektrischen Energieversorgung, Energie zur richtigen Zeit und am richtigen Ort zur Verfügung zu stellen.

2.8 Zeitliche und örtliche Bewertung von Stromerzeugungs- und Stromeinspeiseanlagen

2.8.1 Hintergrund und Anwendungsbeispiel

Der Einspeisewürfel in Abb. 2.33 zeigt die prinzipiellen Eigenschaften einer Stromerzeugungs- oder Stromeinspeiseanlage, gibt aber keine Auskunft darüber, inwieweit eine konkrete Anlage tatsächlich zur Grundfunktion der elektrischen Energieversorgung beiträgt, denn dazu muss neben der Einspeisung auch die elektrische Last berücksichtigt werden.

Zu diesem Zweck wird nun eine neue Bewertungsmethode vorgestellt, mit der man das zeitliche und örtliche Verhalten einer Stromerzeugungsanlage¹¹ im Vergleich zum zeitlichen und örtlichen Verhalten von elektrischen Lasten analysieren und durch sog. *Performance-Indizes* quantifizieren kann. Das Grundprinzip ist in Abb. 2.36 dargestellt.

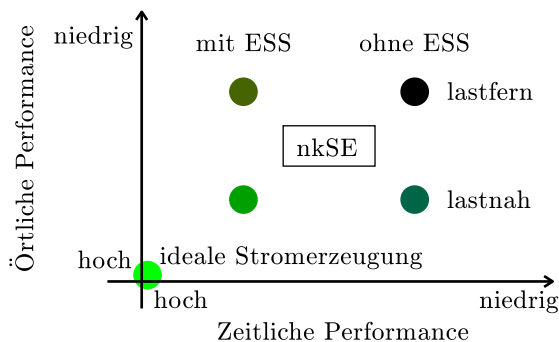


Abb. 2.36: Schematische Darstellung für die Bewertung von Stromerzeugungsanlagen.

Eine ideale Stromerzeugung liegt örtlich nahe bei den elektrischen Lasten und folgt zeitlich ihrem Leistungsbedarf; ihre zeitliche und örtliche Performance ist hoch. Dieser Fall wird in Abb. 2.36 durch den Koordinatenursprung abgebildet. Je weiter vom Ursprung entfernt sich eine Stromerzeugungsanlage gemäß ihrer Bewertung befindet, desto niedriger ist ihre zeitliche und/oder örtliche Performance. Eine nicht-konventionelle Stromerzeugungsanlage (nkSE) ohne Energiespeicher (ESS) besitzt beispielsweise aufgrund ihrer volatilen Wirkleistungscharakteristik eine niedrige zeitliche Performance. Ist die nkSE außerdem lastfern gelegen, ist auch die örtliche Performance niedrig.

¹¹ Aus Übersichtlichkeitsgründen wird in diesem Abschnitt hauptsächlich der Begriff *Stromerzeugungsanlage* verwendet. Es ist damit aber auch eine *Stromeinspeiseanlage* wie das SrPP gemeint.

Basierend auf diesem Bewertungsprinzip zeigt Abb. 2.37 anhand eines Beispiels aus [77] die Verbesserungen, die durch Einspeisenetze und durch ein SrPP im Vergleich zu nicht-konventionellen Stromerzeugungsanlagen erzielt werden können. Die zeitliche Performance auf der x-Achse wird hierbei durch den *zeitlichen Performance-Index* J_t beschrieben, für die örtliche Performance auf der y-Achse existieren zwei unterschiedliche Ansätze, nämlich die Bewertung nach der *geografischen Entfernung* zwischen Stromerzeugung und Last (*Performance-Index* J_ρ) und nach der *elektrischen Entfernung* (*Performance-Index* J_l). Die Gesamtpformance einer Stromerzeugungsanlage lässt sich somit durch einen zweidimensionalen, *komplexen Performance-Index*

$$\underline{J}_{t,\rho} = J_t + jJ_\rho \quad (2.59)$$

für die Bewertung nach der geografischen Entfernung sowie

$$\underline{J}_{t,l} = J_t + jJ_l \quad (2.60)$$

für die Bewertung nach der elektrischen Entfernung mathematisch angeben und grafisch in einem zweidimensionalen Diagramm darstellen.

Im Folgenden wird die grundlegende Vorgehensweise für die zeitliche und örtliche Bewertung vorgestellt, wobei die Berechnung der Performance-Indizes beispielhaft anhand von J_t veranschaulicht wird. Für die Berechnung der örtlichen Performance-Indizes J_ρ und J_l sowie für weitere Details sei auf [77–79] verwiesen.

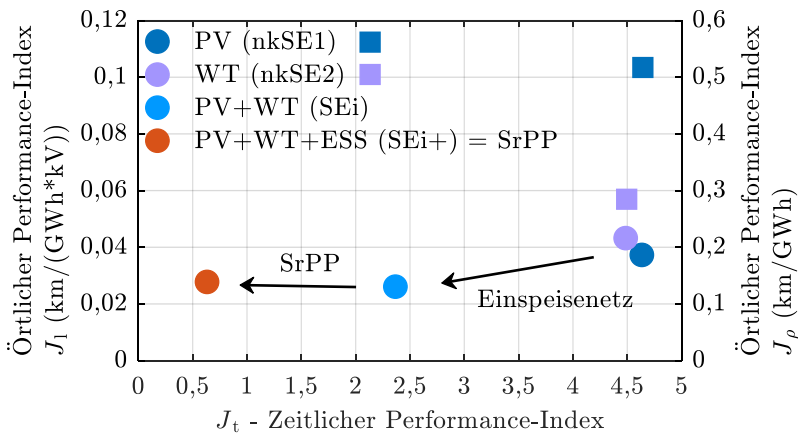


Abb. 2.37: Bewertungsbeispiel für die zeitliche und örtliche Performance von nicht-konventionellen Stromerzeugungsanlagen und die Verbesserung durch Einspeisenetze und SrPP.

Kreise: Bewertung nach der elektrischen Entfernung zur Last

Quadrate: Bewertung nach der geografischen Entfernung zur Last

2.8.2 Zeitliche Bewertung

Abb. 2.38 zeigt die Zeitverläufe einer PV-Anlage und eines typischen Lastprofils über eine Woche, die der Bewertung von nkSE1 aus Abb. 2.37 zugrunde liegen. Die jährliche Gesamtenergie beider Kurven (d.h. die Flächen zwischen Graph und x-Achse) ist identisch, d.h. rein energetisch kann die PV-Anlage den Jahresbedarf der elektrischen Last decken. Leistungsmäßig gibt es jedoch Zeiten des Überschusses und Zeiten der Unterdeckung, die durch die hellblauen und grünen Flächen dargestellt sind. Je besser die Stromerzeugung mit dem Lastprofil übereinstimmt, desto höher ist ihre zeitliche Performance.

Die Berechnung dieser zeitlichen Performance erfolgt über drei mathematische Kriterien: den Korrelationskoeffizienten $r_{SE,Last}$ zwischen der Stromerzeugung und dem Lastprofil, die Energiedifferenz zwischen den beiden Profilen $\Delta E_{SE,Last}$, die durch die hellblauen und grünen Flächen repräsentiert wird, sowie die Effektivwerte (RMS) der Leistungsschwankungen zwischen zwei aufeinanderfolgenden Zeitpunkten $\Delta P_{SE,RMS}$ und $\Delta P_{Last,RMS}$.

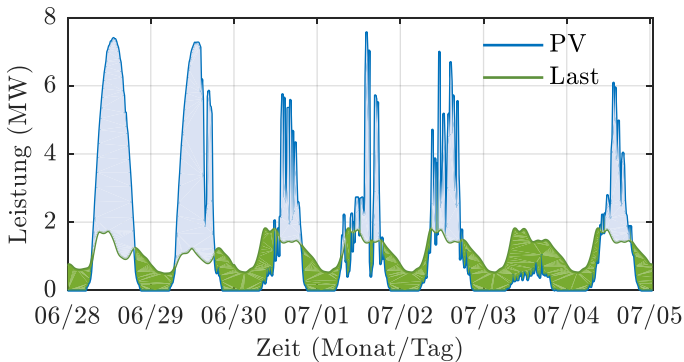


Abb. 2.38: PV- und Lastprofil über eine Woche mit identischer Jahresenergie, aber stark unterschiedlichem Zeitverlauf.

Der Korrelationskoeffizient $r_{SE,Last}$ ergibt Werte im Intervall $[-1;1]$ und beschreibt, wie gut die beiden Profile miteinander korrelieren. Wenn beispielsweise die Stromerzeugung zur gleichen Zeit ansteigt und zur gleichen Zeit abfällt wie die elektrische Last, ist der Korrelationskoeffizient $r_{SE,Last}$ nahezu 1 und die zeitliche Performance der Stromerzeugung ist hoch. Sind die beiden Profile zueinander gegenläufig, ist $r_{SE,Last} \approx -1$ und die zeitliche Performance ist niedrig.

Da der Korrelationskoeffizient aber keine Aussage darüber liefert, wie stark die beiden Profile voneinander abweichen, ist ein zweites Kriterium $\Delta E_{SE,Last}$ erforderlich. Dieser Faktor repräsentiert die Energiemenge, die zu manchen Zeitpunkten des Jahres überschüssig ist, aber zu anderen Zeitpunkten zur Deckung der Last fehlt (hellblaue und grüne Flächen in Abb. 2.38), obwohl die eingespeiste Energie der

Stromerzeugungsanlage insgesamt exakt mit der verbrauchten Energie übereinstimmt. Sind die Stromerzeugung und das Lastprofil komplett deckungsgleich, gilt $\Delta E_{SE,Last} = 0$ und $r_{SE,Last} = 1$.

Während $\Delta E_{SE,Last}$ die *Energiedifferenz* zwischen Stromerzeugung und Last beschreibt, adressieren die beiden Werte $\Delta P_{SE,RMS}$ und $\Delta P_{Last,RMS}$ die Häufigkeit und Höhe von *Leistungsschwankungen*, die in Abb. 2.38 insbesondere vom 30.06. bis zum 02.07. auftreten. Da solche Schwankungen durch andere Anlagen im elektrischen Netz ausgeglichen werden müssen, reduzieren sie die zeitliche Performance einer Stromerzeugungsanlage. $\Delta P_{SE,RMS}$ und $\Delta P_{Last,RMS}$ quantifizieren diese Schwankungen durch den Effektivwert der Leistungsdifferenzen zwischen zwei aufeinanderfolgenden Zeitpunkten. Ein hoher Wert für $\Delta P_{SE,RMS}$ impliziert somit eine volatile Stromerzeugung mit häufigen und/oder hohen Leistungsschwankungen.

Aus den drei obigen Kriterien wird nun der zeitliche Performance-Index J_t wie folgt definiert, wobei E_{SE} die Jahresenergiemenge der Stromerzeugungsanlage beschreibt:

$$J_t = \frac{\frac{\Delta E_{SE,Last}}{E_{SE}} \cdot \frac{\Delta P_{SE,RMS}}{\Delta P_{Last,RMS}}}{1 + r_{SE,Last}} \quad (2.61)$$

Ein hoher Wert für J_t entspricht gemäß Abb. 2.36 einer niedrigen, ein Wert nahe 0 einer hohen zeitlichen Performance. Nach (2.61) ist dies entweder durch $\Delta E_{SE,Last} = 0$ oder durch $\Delta P_{SE,RMS} = 0$ erreichbar, wobei ersteres einem deckungsgleichen Erzeugungs- und Lastprofil und letzteres einer ganzjährig konstanten Stromerzeugung entspricht.

Insgesamt ist die zeitliche Performance umso höher, je geringer $\Delta E_{SE,Last}$, d. h. die hellblaue bzw. grüne Fläche in Abb. 2.38, bezogen auf die Gesamtfläche der Stromerzeugung E_{SE} ist und je geringer die relativen Schwankungen der Stromerzeugung $\Delta P_{SE,RMS}$ bezogen auf die relativen Schwankungen der Last $\Delta P_{Last,RMS}$ sind.

Der Korrelationskoeffizient $r_{SE,Last}$ im Nenner führt darüber hinaus zu einer Verkleinerung von J_t (Erhöhung der Performance), wenn eine hohe Korrelation zwischen Stromerzeugung und Last vorliegt ($r_{SE,Last} \approx 1$) und zu einer Erhöhung von J_t , wenn Stromerzeugung und Last nicht oder negativ korreliert sind ($r_{SE,Last} \leq 0$).

Wendet man (2.61) auf die PV-Anlage und die Leistungsverläufe in Abb. 2.38 an, erhält man einen zeitlichen Performance-Index von

$$J_{t,PV} = \frac{0,584 \cdot 11,18}{1 + 0,407} = 4,64, \quad (2.62)$$

der auch in Abb. 2.37 zu erkennen ist. Für die Windkraftanlage (Windturbine WT) erhält man einen ähnlichen Wert [77].

Abb. 2.39 zeigt die zeitlichen Verläufe, wenn die PV- und die Windkraftanlage in einem Einspeisenetz zusammengefasst werden (SEi) und wenn zusätzlich ihre Leistungsgradienten sowie die minimale und die maximale Leistung durch Energiespeicher begrenzt werden (SEi+). Wie in Abb. 2.37 zu sehen ist, führt allein die Kombination der unterschiedlichen Einspeisecharakteristiken von PV und Wind zu einer deutlichen Verbesserung der zeitlichen Performance im Vergleich zu den Einzelanlagen. Mit Hilfe von Energiespeichern können Last und Einspeiseprofil noch weiter angenähert werden, was anhand des Zeitverlaufs und der zeitlichen Bewertung des SrPP deutlich wird.

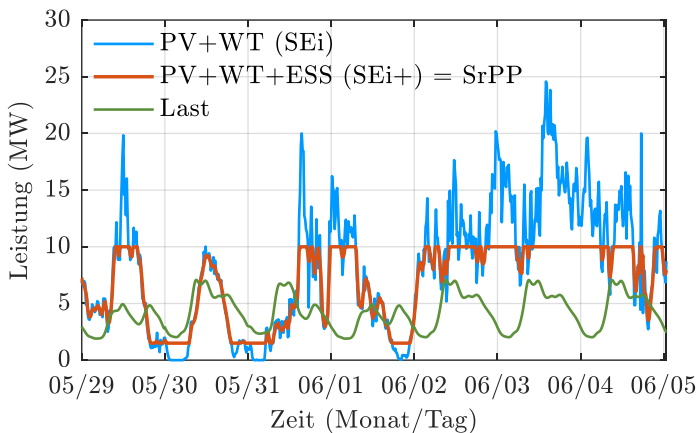


Abb. 2.39: Leistungsverlauf von Einspeisenetz (SEi) und SrPP (SEi+) im Vergleich zur elektrischen Last.

2.8.3 Örtliche Bewertung

2.8.3.1 Geografische Entfernung zur Last

Mit Hilfe der geografischen Entfernung zwischen Stromerzeugung und Last kann der prinzipielle Aufwand bewertet werden, um einen Primärenergieträger wie Sonne oder Wind an einem bestimmten Standort zu nutzen. Abb. 2.40 zeigt hierzu ein Lastgebiet und die Standorte einer PV- und Windkraftanlage, die der örtlichen Bewertung in Abb. 2.37 (Quadrate) zugrunde liegen.

Die Kreise in Abb. 2.40 beschreiben das *Versorgungsgebiet* der beiden Stromerzeugungsanlagen und berechnen sich – ausgehend vom Anlagenstandort – aus dem Flächenintegral über die Lastdichte, bis die Jahresenergiemenge der Stromerzeugungsanlage verbraucht ist. Je größer also dieses Versorgungsgebiet bzw. der *Versorgungsradius* ρ relativ zur eingespeisten Jahresenergiemenge, desto schlechter ist die örtliche Performance der Anlage, denn desto weiter sind die Lasten vom Anlagenstandort entfernt.

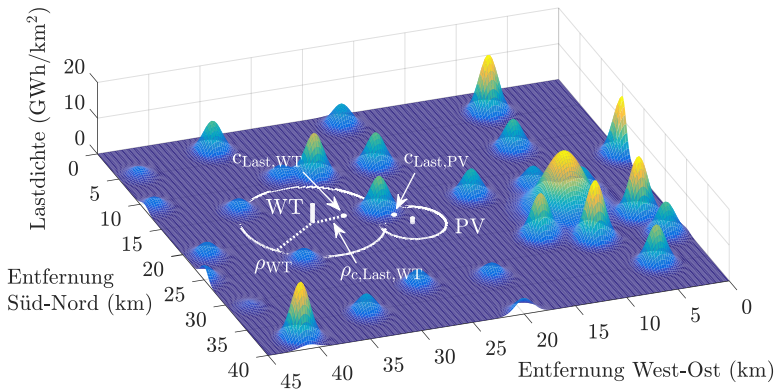


Abb. 2.40: Örtliche Bewertung einer PV- und einer Windkraftanlage basierend auf der geografischen Entfernung zur Last.

Ein weiteres Kriterium ist der *Lastschwerpunkt* c_{Last} innerhalb dieses Versorgungsgebiets bzw. die Entfernung zum Lastschwerpunkt $\rho_{c,\text{Last}}$. Je näher der Lastschwerpunkt am Anlagenstandort liegt, desto besser ist die örtliche Performance der Stromerzeugung, da die versorgten Lasten dann symmetrisch um die Anlage herum angeordnet sind.

Unter Berücksichtigung dieser beiden Bewertungskriterien ergibt sich für die Windkraftanlage ein besserer (niedrigerer) örtlicher Performance-Index J_ρ als für die PV-Anlage (s. Abb. 2.37) [77]. Ihr Versorgungsradius ist zwar größer als der der PV-Anlage; relativ zur eingespeisten Energiemenge, die durch die Höhe der weißen Zylinder in Abb. 2.40 dargestellt ist, ist er aber klein.

2.8.3.2 Elektrische Entfernung zur Last

Nun wird die elektrische Entfernung zwischen Stromerzeugung und Last betrachtet. Im Gegensatz zur geografischen Entfernung ergibt sich diese nicht alleine aus den Standorten von Stromerzeugung und -verbrauch, sondern durch deren elektrische Verbindung. Dieser Unterschied spielt eine wesentliche Rolle, da Stromerzeugung und Last zwar möglicherweise geografisch nahe beieinanderliegen, aber nicht unbedingt elektrisch. So befindet sich z. B. in Abb. 2.27 die Windkraftanlage am Ende von Leitung MS4 geografisch nahe zum darüber liegenden NS-Gebiet, elektrisch aber ist sie weit entfernt, da eine gemeinsame Verbindung nur durch das überlagerte 110kV-Netz besteht.

Abb. 2.41 zeigt nun das Lastgebiet und die beiden Stromerzeugungsanlagen aus Abb. 2.40 mit einem beispielhaften Verteilnetz, das die einzelnen Lastschwerpunkte (Dörfer) über 20kV-Leitungen miteinander verbindet. Ähnlich wie bei der geografischen

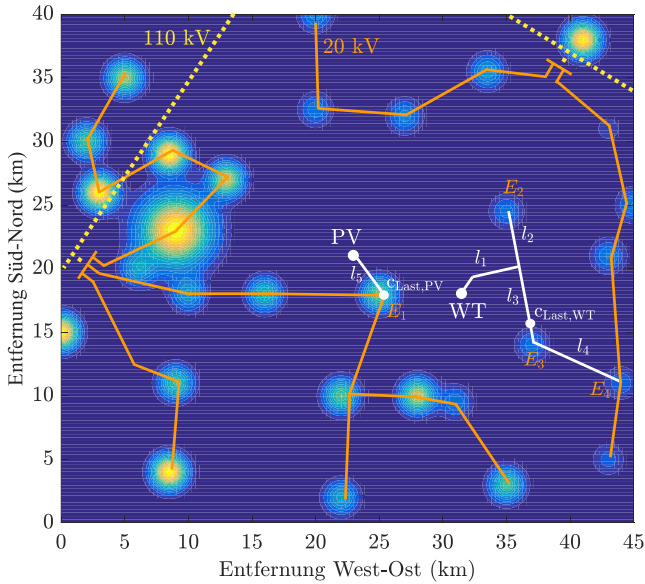


Abb. 2.41: Örtliche Bewertung einer PV- und einer Windkraftanlage basierend auf der elektrischen Entfernung zur Last.

Entfernung (Versorgungsradius) wird nun eine *Versorgungslänge* definiert (weiß markierte Leitungen). Diese umfassen genauso viele Lasten mit jeweiligem Energieverbrauch E_i , dass die eingespeiste Jahresenergiemenge der Stromerzeugungsanlage aufgebraucht wird. Auch hier werden Lastschwerpunkte c_{Last} definiert, um Leitungsverzweigungen wie z. B. zwischen l_2 und l_3 zu berücksichtigen.

Mit diesen Bewertungskriterien ergibt sich für die Windkraftanlage nun eine schlechtere örtliche Performance als für die PV-Anlage (s. Abb. 2.37) [77], da im östlichen Teil des Gebietes nur relativ wenige Lasten vorhanden sind und die Versorgungslänge der Windkraftanlage entsprechend groß wird. Bereits in Abb. 2.40 war an der Position des Lastschwerpunktes $c_{\text{Last,WT}}$ erkennbar, dass sich die nahegelegensten Lasten westlich der Windkraftanlage befinden und somit ein Netzanschluss nach Westen vorteilhafter wäre.

Die Wahl des Netzanschlusspunktes beeinflusst also sehr wesentlich die örtliche Performance einer Stromerzeugungsanlage. Schließt man beispielsweise die Windkraftanlage mit der PV-Anlage zu einem gemeinsamen Einspeisenetz zusammen wie in Abb. 2.42, verbessert sich der örtliche Performance-Index im Vergleich zu den Einzelanlagen (s. Abb. 2.37). Das Gleiche gilt für das SrPP; die Ergänzung des ESS wirkt sich hauptsächlich auf die zeitliche Performance aus.

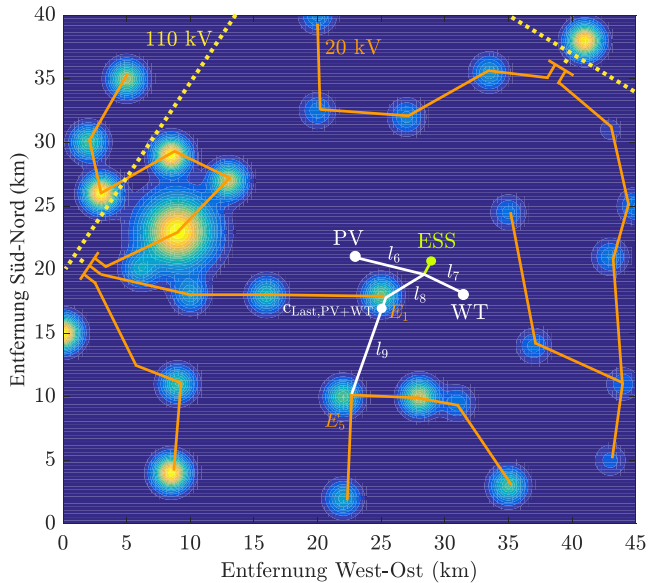


Abb. 2.42: Örtliche Bewertung eines Einspeisenetzes basierend auf der elektrischen Entfernung zur Last.

Basierend auf diesen Erläuterungen kann nun der Begriff der *elektrischen Standortbindung* aus Abb. 2.33 noch einmal aufgegriffen werden. Für die übliche Netzintegration nicht-konventioneller Stromerzeugungsanlagen sind geografische und elektrische Standortbindung identisch. Die Anlagen werden am nächstmöglichen Punkt an das Netz angeschlossen, d. h. sie sind bzgl. ihres elektrischen Anschlussortes festgelegt. Die Wahl eines anderen, möglicherweise besser geeigneten Anschlusspunktes ist wegen der Vielzahl an Anlagen und der jeweils geringen Anlagengröße kaum machbar.

Schließt man die Anlagen hingegen in einem Einspeisenetz zusammen, ist die Netzanbindung (Netzanschlusspunkt, Spannungsebene) ein Auslegungsparameter; die Anlagen sind somit elektrisch nicht mehr standortgebunden. Die Art und Weise der Netzanbindung kann man beispielsweise aus der geografischen Bewertung ableiten (vgl. Abb. 2.40), da diese Auskunft darüber gibt, in welcher Richtung und Entfernung sich die nahegelegensten Lasten befinden.

Durch eine gute Netzanbindung kann die elektrische Entfernung zur Last möglichst gering gehalten werden, auch wenn die geografische Entfernung hoch ist. Ein Beispiel hierfür sind die geplanten HGÜ-Trassen zur Übertragung von Windenergie von Nord- nach Süddeutschland [6]. Allerdings sollte für eine effiziente Dimensionierung zwischen der örtlichen und der zeitlichen Performance der Windparks unterschieden werden, um die HGÜs nicht auf eine Leistungsübertragung, sondern nur auf die erforderliche Energieübertragung ausulegen.

Fasst man die Ergebnisse aus diesem und den vorhergehenden Abschnitten zusammen, so lässt sich eine elektrische Energieversorgung mit bestimmten Stromerzeugungs- oder Stromeinspeiseanlagen umso leichter realisieren, je näher diese im Bewertungsschema aus Abb. 2.37 am Koordinatenursprung liegen, denn dann stellen sie elektrische Energie zur richtigen Zeit und am richtigen Ort zur Verfügung.

Je weiter sie vom Ursprung entfernt sind (nkSE), desto mehr Zusatzmaßnahmen (s. Unterabschnitt 2.6.1) oder Zusatzfunktionen (s. Unterabschnitt 2.6.2) sind erforderlich. Da diese aber meist nur einen dieser beiden Aspekte adressieren (Zeit oder Ort), benötigt man in der Summe mehrere dieser Zusatzmaßnahmen, deren Zusammenhang aber oft unbekannt oder schwierig steuerbar ist (Wie beeinflussen z.B. virtuelle Kraftwerke die Netzauslastung?). Insgesamt bringen sie deshalb nicht den gewünschten Erfolg, wie auch die aktuellen Problemen bei der Umsetzung der Energiewende aus Abschnitt 2.4 verdeutlichen.

Aus diesem Grund wird nun der Ansatz des SrPP weiterverfolgt, der sich durch eine hohe Netzdienlichkeit und eine hohe zeitliche und örtliche Performance nicht-konventioneller Stromerzeugungsanlagen auszeichnet. Bevor diese Aspekte genauer untersucht werden, gibt Kapitel 3 zunächst einen Überblick über Aufbau, Komponenten und Regelung eines SrPP.

3 Aufbau, Komponenten und Regelung eines SrPP

3.1 Aufbau und Varianten

Für ein SrPP gibt es prinzipiell vier Varianten:

- DC-SrPP
- DC-SrPP mit direkt gekoppelten AC-Komponenten
- AC-SrPP
- AC-SrPP mit direkt gekoppelten AC-Komponenten

Die beiden ersten Varianten zeichnen sich durch ein internes DC-Netz aus und sind in Abb. 3.1 dargestellt. In Variante (a) stellt der VSC die einzige Verbindung zum öffentlichen Netz dar, in Variante (b) existieren zusätzlich direkt gekoppelte AC-Komponenten, z.B. ein Blockheizkraftwerk (BHKW) oder ein Gaskraftwerk. Die jeweilige Ausführungsform ergibt sich aus den verwendeten Primärenergieträgern und Energiespeichern, wie in Abschnitt 3.2 näher erläutert wird.

Während eine AC-Anbindung bisher auch für Stromerzeugungsanlagen und Energiespeicher, die eigentlich auf Gleichspannung beruhen, obligatorisch ist, bietet der Ansatz eines DC-SrPP die Möglichkeit, diese mit weniger oder effizienteren Umwandlungsstufen einzubinden, wie dies in [80] am Beispiel von Mittelspannungs-DC-Kollektorfeldern für Windkraftanlagen gezeigt wird. Auch der VDE | FNN geht in seiner Roadmap [81] davon aus, dass das Drehstromsystem in Zukunft zwar Bestand hat, aber durch Gleichstrom-Anwendungen ergänzt wird.

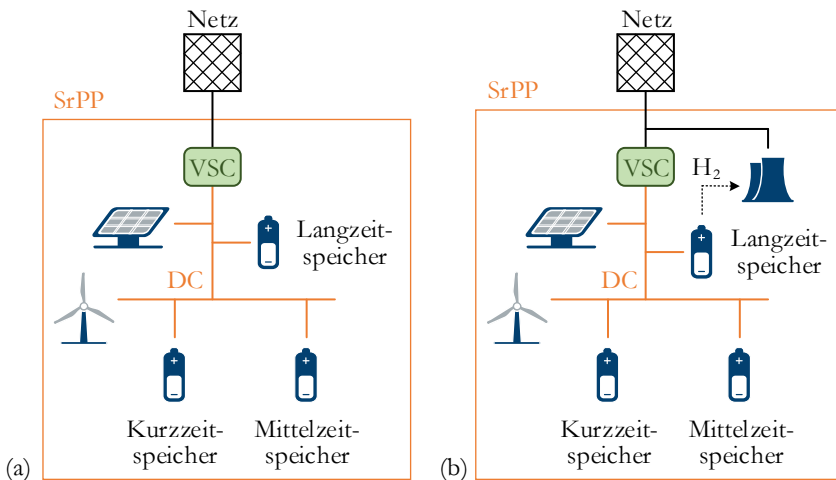


Abb. 3.1: Ausführungsvarianten eines SrPP.

(a) DC-SrPP

(b) DC-SrPP mit direkt gekoppelten AC-Komponenten

Während ein DC-SrPP neue Technologien erfordert, die in Unterabschnitt 3.2.1 vorgestellt werden, können die beiden AC-SrPP-Varianten mit bekannter Technik implementiert werden, weisen aber trotzdem die Vorteile der Entkopplung auf wie z. B. die Möglichkeit einer kommunikationslosen Statikregelung oder die Flexibilität beim Netzwiederaufbau (vgl. Unterabschnitt 2.7.2).

Darüber hinaus sind auch Varianten mit zwei verschiedenen Netzanschlusspunkten, d. h. mit zwei Netz-VSCs, denkbar. Aus Netzsicht entspricht das SrPP dann zwei getrennten Stromerzeugungsanlagen an zwei Standorten, allerdings mit einer nicht unabhängigen Wirkleistungseinspeisung.

Im weiteren Verlauf liegt der Fokus auf dem DC-SrPP aus Abb. 3.1(a), die anderen Varianten werden im Rahmen dieser Arbeit nicht näher betrachtet. Das SrPP soll als ein Mittelspannungs-DC-Netz mit einer Ausdehnung im zweistelligen km-Bereich betrachtet werden (vgl. Beispielnetz in Abb. 2.34). Auch das MS-Beispielnetz aus [70] mit einer Ausdehnung von 27 km mal 20 km, einer Gesamtlast von 9 MW und einer installierten Stromerzeugung von 7,5 MW (PV), 6,8 MW (Biomasse) und 8,2 MW (Windkraft) kann als Referenz dienen.

3.2 Komponenten

Nun werden die verschiedenen Komponenten vorgestellt, die zum Aufbau eines SrPP erforderlich sind: Stromrichter, Stromerzeugungsanlagen sowie Energiespeicher.

3.2.1 Stromrichter

Stromrichter dienen nicht nur zur Kopplung des SrPP mit dem öffentlichen Stromnetz (Netz-VSC), sondern auch zur Anbindung der verschiedenen Stromerzeugungs- und Speicheranlagen an das SrPP-interne Netz. Dieser Unterabschnitt gibt eine Übersicht über die verschiedenen Stromrichterarten und zeigt auf, welche davon insbesondere für die Anwendung in einem DC-SrPP relevant sind. Anschließend werden die entsprechenden Topologien sowie deren prinzipielle Funktionsweise vorgestellt.

3.2.1.1 Klassifizierung von Stromrichtern

Stromrichter sind leistungselektronische Schaltungen zum Umformen von elektrischer Energie mit einer Vielzahl von Varianten und Ausführungsformen, die in Abb. 3.2 dargestellt sind. Man unterscheidet nach der Art der Kommutierung (Übergabe des Stromes von einem Stromrichterzweig auf den nächsten) zwischen *selbstgeführten* und *fremdgeführten* Stromrichtern [82].

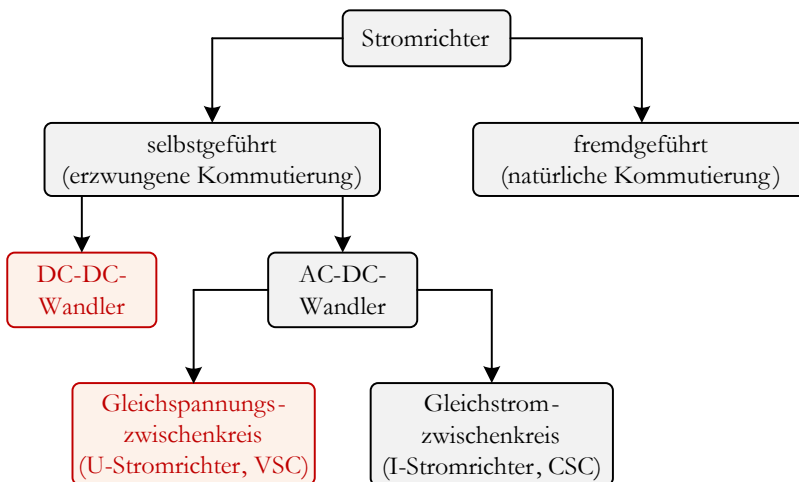


Abb. 3.2: Klassifizierung von Stromrichtern nach [82] und [83].

Da für die Anforderungen des SrPP nur selbstgeführte Stromrichter in Frage kommen, deren Verhalten über die leistungselektronischen Schalter beliebig steuerbar ist (erzwungene Kommutierung), werden fremdgeführte Stromrichter nicht weiter betrachtet und deshalb in Abb. 3.2 auch nicht weiter untergliedert.

Je nach Anwendung unterscheidet man bei den selbstgeführten Stromrichtern weiterhin zwischen *DC-DC-Wandlern* und *AC-DC-Wandlern*. Bei den AC-DC-Wandlern sind wegen der gewünschten SrPP-internen Spannungsstatikregelung (vgl. Unterabschnitt 3.3.2) nur die AC-DC-Wandler mit *Gleichspannungszwischenkreis* (*Voltage Source Converter*, VSC) geeignet. Insgesamt verbleiben damit die zwei rot markierten Stromrichtertypen, für die in den folgenden Unterabschnitten einige Topologien und deren Funktionsweise vorgestellt werden.

3.2.1.2 Halbbrücke als Grundbaustein von Stromrichtern

Der Grundbaustein für die nachfolgend gezeigten Stromrichtertopologien sind sog. Halbbrücken, die auf verschiedene Weise verschaltet werden. Eine solche Halbbrücke (s. Abb. 3.3) besteht aus zwei in Reihe geschalteten ein- und ausschaltbaren Schaltern (hier IGBTs) mit antiparalleler Freilaufdiode. Das Grundprinzip besteht darin, aus einer an der h-Seite anliegenden Spannung u_h eine einstellbare Spannung u_l zu generieren (*l* für *low*, *b* für *high*).

Dazu bedient man sich der zwei möglichen Schaltzustände, bei denen entweder der untere IGBT eingeschaltet ist ($u_l = 0$) oder der obere ($u_l = u_h$). Durch hochfrequentes Abwechseln dieser beiden Zustände kann eine mittlere Spannung \bar{u}_l mit $0 < \bar{u}_l < u_h$ eingestellt werden. Die auf der l-Seite generierte Spannung ist somit immer niedriger als die auf der h-Seite. Umgekehrt darf auf der l-Seite keine höhere Spannung als u_h angelegt werden, um einen unkontrollierten Stromfluss durch die obere Freilaufdiode zu verhindern.

Basierend auf diesem Grundprinzip können nun verschiedene Stromrichtertopologien aufgebaut werden.

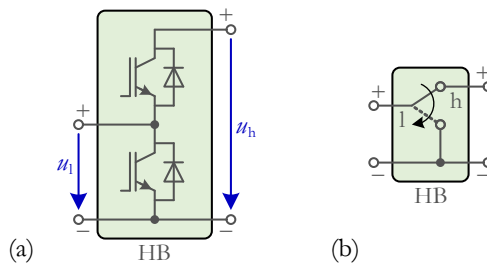


Abb. 3.3: IGBT-Halbbrücke als Grundbaustein verschiedener Stromrichtertopologien.

- (a) detaillierte Darstellung mit leistungselektronischen Komponenten
- (b) vereinfachte Darstellung als Schalter mit zwei Schaltzuständen

3.2.1.3 Selbstgeführte AC-DC-Wandler mit Gleichspannungszwischenkreis (VSC)

In diesem Unterabschnitt werden zwei VSC-Topologien vorgestellt: der *Zweipunkt-Stromrichter* (2VSC) und der *Modulare Multilevel-Umrichter* (MMC).

Zweipunkt-Stromrichter (2VSC)

Abb. 3.4 zeigt den Aufbau eines Zweipunkt-Stromrichters aus drei parallelgeschalteten Halbbrücken. Die + und – Klemmen der h-Seite sind untereinander verbunden und als DC-Klemmen nach außen geführt. Die drei + Klemmen der l-Seite ergeben die AC-seitigen Ausgangsklemmen, während die – Klemmen nicht verwendet werden.

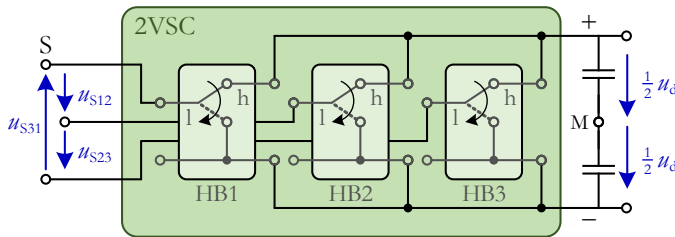


Abb. 3.4: Aufbau eines Zweipunkt-Stromrichters (2VSC) aus drei parallelen Halbbrücken.

Zur einfacheren Beschreibung des Systems führt man üblicherweise einen Bezugspunkt M als Mittelpunkt der Kondensatoren auf der DC-Seite ein. Die drei Spannungen u_{SM1} , u_{SM2} und u_{SM3} zwischen den AC-Klemmen und diesem Bezugspunkt können mit den gezeigten Schaltzuständen einer Halbbrücke zwei Werte annehmen, $\frac{1}{2}u_d$ und $-\frac{1}{2}u_d$ (Zweipunkt-Stromrichter). Für die verketteten Spannungen u_{S12} , u_{S23} und u_{S31} sind die Stufen 0 und $\pm u_d$ möglich.

Im elektrischen Ersatzschaltbild (Abb. 3.5), das den Anschluss des Stromrichters an ein elektrisches Netz zeigt (Netzspannung u_N und Netzimpedanz \underline{Z}_N , Kopplung zwischen den Leitern vernachlässigt), wirkt der 2VSC deshalb wie eine zweistufige rechteckförmige Spannungsquelle gegenüber dem Punkt M; das Netz hat dagegen den Sternpunkt N als Referenz. Die Filterimpedanz \underline{Z}_F entkoppelt die gestellte Stromrichterausgangsspannung am Punkt S von der Spannung am Anschlusspunkt C. Sie spielt eine wichtige Rolle für den Betrieb und die Regelung des Stromrichters sowie für das Oberschwingungsverhalten. Weitere Elemente wie z. B. Filterkapazitäten sind der Übersichtlichkeit halber nicht dargestellt.

Um ein Ersatzschaltbild mit gleichen Bezugspunkten zu erhalten (Abb. 3.6), muss die Verschiebung des Punktes M gegenüber dem Punkt N berücksichtigt werden. Für die Strangspannungen u_{S1} , u_{S2} und u_{S3} gegenüber dem Punkt N ergeben sich

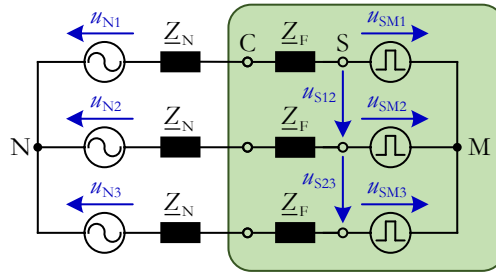


Abb. 3.5: 2VSC am elektrischen Netz als rechteckförmige Spannungsquelle mit den Spannungsstufen $\pm \frac{1}{2} u_d$ bezüglich des Kondensator-Mittelpunktes.

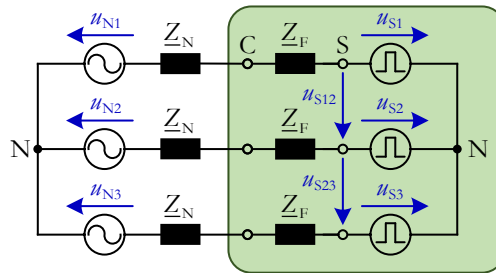


Abb. 3.6: 2VSC am elektrischen Netz als rechteckförmige Strangspannungsquelle mit den Spannungsstufen $0, \pm \frac{1}{3} u_d, \pm \frac{2}{3} u_d$.

fünf mögliche Spannungsstufen ($0, \pm \frac{1}{3} u_d, \pm \frac{2}{3} u_d$), die nicht nur vom Schaltzustand der eigenen Halbbrücke, sondern auch von dem der anderen Halbbrücken abhängen [83].

Da die Spannungen u_{S1} , u_{S2} und u_{S3} durch entsprechende Ansteuerung der Halbbrücken beliebig einstellbar sind, kann der 2VSC im Gegensatz zum Synchrongenerator (Abb. 2.17) beispielsweise auch als Spannungsquelle im Gegensystem wirken.

Da die Sperrspannung handelsüblicher leistungselektronischer Schalter heutzutage auf einige kV beschränkt ist, ist eine direkte MS-Anwendung von 2VSCs (z.B. als Netzkopplung des SrPP) nur mit einer Reihenschaltung von Schaltern möglich, die aber aufwendige Snubber-Netzwerke erfordert, um eine gleichmäßige Spannungsbelastung der Schalter sicherzustellen [84]. Aktuelle Forschungen befassen sich deshalb mit der Entwicklung von neuartigen Siliziumkarbid-Schaltern (Sperrspannungen bis 15 kV), die eine direkte MS-Anwendung ermöglichen sollen [85, 86].

Eine andere Möglichkeit, Mittelspannungs-DC- und Mittelspannungs-AC-Netze direkt zu verbinden, sind Modulare Multilevel-Umrichter.

Modularer Multilevel-Umrichter (MMC)

Ein MMC besteht aus mehreren Halbbrücken¹², die, wie in Abb. 3.7 gezeigt, miteinander verschaltet sind. Jede Halbbrücke ist auf der h-Seite an einen Kondensator angeschlossen; über die l-Seite werden die einzelnen Halbbrücken in Reihe geschaltet. Die Kombination aus Halbbrücke und Kondensator wird als *Submodul* (SM) bezeichnet. Zwischen einer AC-seitigen Klemme und einer DC-seitigen Klemme sind m Submodule in Reihe geschaltet, die zusammen einen *Umrichterzweig* bilden. Der MMC besteht somit aus sechs Zweigen, die in drei Phasen angeordnet sind. Die oberen Zweige werden mit dem Buchstaben p gekennzeichnet, die unteren mit dem Buchstaben n.

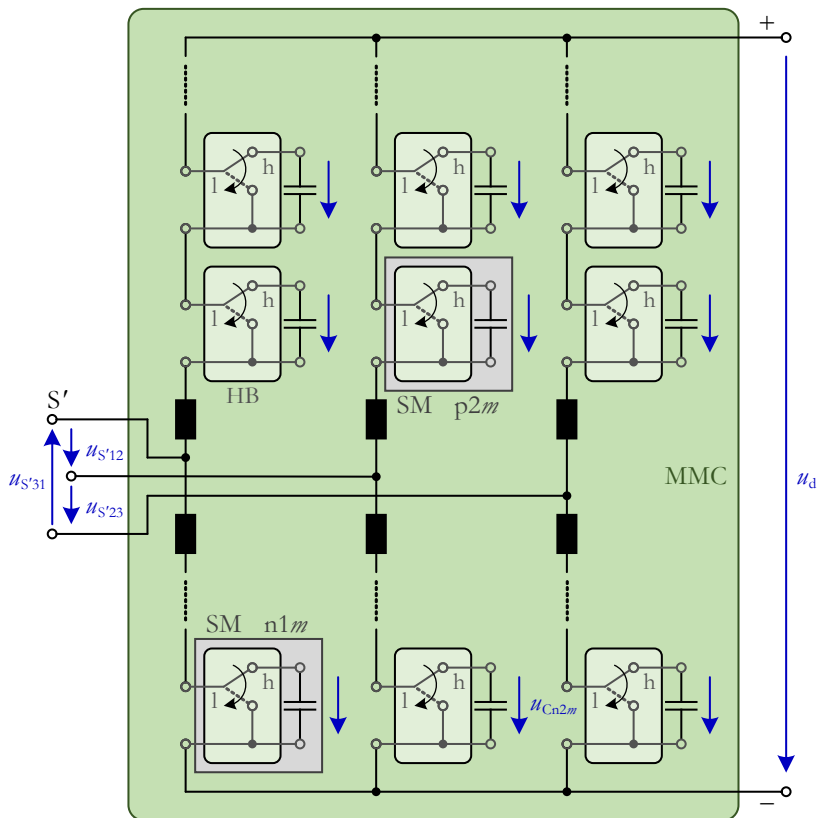


Abb. 3.7: Aufbau eines Modulares Multilevel-Umrichters (MMC) aus sechs Zweigen mit jeweils m in Reihe geschalteten Submodulen (SM).

¹² MMCs aus Vollbrücken werden in dieser Arbeit nicht betrachtet.

Ein bestimmtes Submodul innerhalb des MMC lässt sich dann eindeutig über die drei Variablen x, y, z referenzieren [87], für die gilt:

$$\begin{aligned} x &\in \{p, n\} \\ y &\in \{1, 2, 3\} \\ z &\in \{1, \dots, m\} \end{aligned} \tag{3.1}$$

Durch die Schaltzustände einer Halbbrücke kann ein Submodul entweder überbrückt oder seine Kondensatorspannung in den Zweig geschaltet werden. Somit verhält sich jeder Zweig prinzipiell wie eine steuerbare, mehrstufige Spannungsquelle. Die sechs Spannungsquellen, die sich hieraus ergeben, werden so gestellt, dass sich an den AC-Klemmen die gewünschten Spannungen $u_{S'12}$, $u_{S'23}$ und $u_{S'31}$ und an der DC-Klemme die gewünschte Spannung u_d einstellen. Im Gegensatz zum 2VSC werden also die AC-Spannungen nicht aus der DC-Spannung u_d gebildet, sondern aus den stromrichterinternen Kapazitäten. Das Gleiche gilt für die DC-seitige Ausgangsspannung; somit sind AC- und DC-Seite über die Submodulkondensatoren voneinander entkoppelt. Eine genauere Betrachtung zur Modellierung und Regelung des MMC erfolgt in Abschnitt 5.6.

Durch seinen modularen Aufbau ist der MMC an beliebige Spannungsverhältnisse adaptierbar und deshalb sehr gut für die Netzkopplung des SrPP geeignet. Darüber hinaus stellen die Submodule Schnittstellen dar, um Energiespeicher nicht nur an das SrPP-interne Netz, sondern direkt in den MMC zu integrieren (s. Abschnitt 4.1).

3.2.1.4 DC-DC-Wandler

Für die Anbindung gleichspannungsbasierter Stromerzeugungs- und Speicheranlagen an das DC-SrPP sind DC-DC-Wandler erforderlich. Im Folgenden werden drei mögliche Topologien vorgestellt: der *Buck-Boost-Converter* (BBC), die *Dual-Active Bridge* (DAB) und der *Modulare Multilevel-DC-DC-Wandler* (MMDC).

Tiefsetz-/Hochsetzsteller (Buck-Boost-Converter, BBC)

Abb. 3.8 zeigt den Aufbau eines BBC aus m parallelgeschalteten Halbbrücken. Mit dieser Schaltung ist ein Stromfluss in beide Richtungen möglich und es kann damit sowohl aus der niedrigeren Spannung u_{d1} eine höhere Spannung u_{d2} generiert werden als auch umgekehrt. Sie wird deshalb als *Tiefsetz-/Hochsetzsteller* (engl. *Buck-Boost-Converter*) bezeichnet [82].

Durch die Höhe der mittleren Spannung \bar{u}_i jeder einzelnen Halbbrücke im Vergleich zur Spannung u_{d1} wird die Höhe und Richtung des mittleren Spannungsabfalls über den Drosseln (bzw. ihren parasitären Widerständen) festgelegt, wodurch sich Höhe und Richtung des mittleren Stromflusses einregeln lassen.

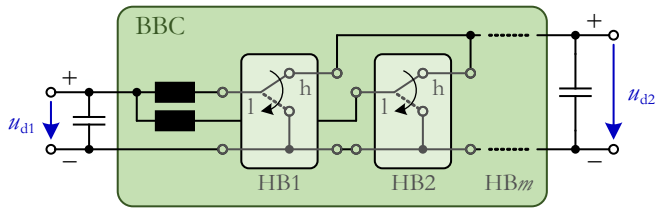


Abb. 3.8: Aufbau eines Buck-Boost-Converters (BBC) aus m parallelen Halbbrücken.

Dual-Active Bridge (DAB)

Abb. 3.9 zeigt den Aufbau einer Dual-Active Bridge aus zwei 2VSCs (Abb. 3.4) und einem Mittelfrequenz-Transformator. Neben der galvanischen Trennung ermöglicht dieser ein variables Übersetzungsverhältnis von u_{d1} nach u_{d2} sowie eine deutliche Materialeinsparung gegenüber 50 Hz-Transformatoren [88]. Um eine aufwendige Reihenschaltung von leistungselektronischen Schaltern und eine anwendungsspezifische Dimensionierung des Transformators zu vermeiden, kann eine Spannungs- und Leistungskalierung aber auch durch Reihen- und Parallelschaltung von mehreren gleichartigen DABs erfolgen, wie dies in Abb. 3.10 dargestellt ist [89].

Für Details zur Regelung und zum Betrieb einer DAB sei auf [88] verwiesen.

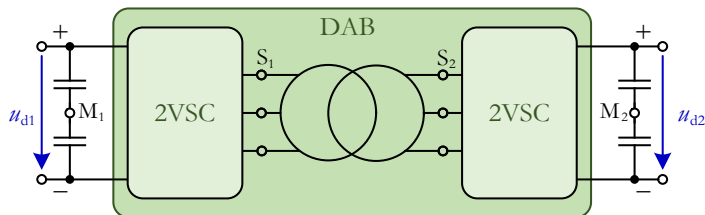


Abb. 3.9: Aufbau einer Dual-Active Bridge (DAB) aus zwei 2VSCs und einem Mittelfrequenz-Transformator.

Modularer Multilevel-DC-DC-Wandler (MMDC)

Für einen MMDC, der analog zum MMC aus Abb. 3.7 aus einzelnen Submodulen aufgebaut ist, gibt es verschiedene Topologien und Ausführungsformen. Abb. 3.11 zeigt beispielhaft eine Singleport- und eine Multiport-Variante ähnlich den DAB-Schaltungen aus Abb. 3.10 [90].

In den beiden folgenden Unterabschnitten wird nun untersucht, wie mit diesen Stromrichtertopologien verschiedene Stromerzeugungsanlagen und Energiespeicher an das DC-SrPP angeschlossen werden können.

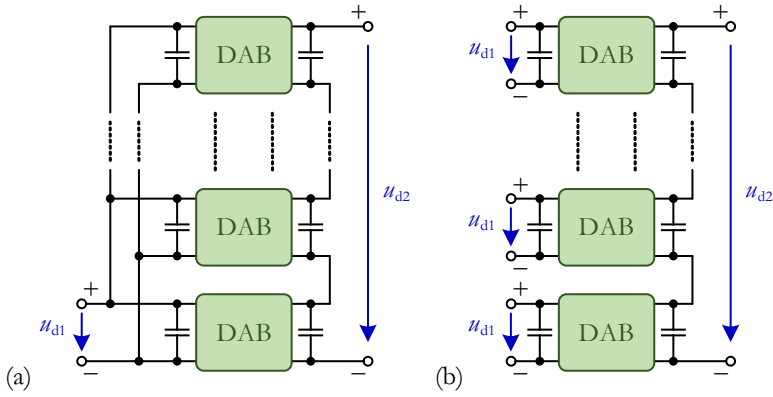


Abb. 3.10: Aufbau eines DC-DC-Wandlers durch Reihen- und Parallelschaltung mehrerer DABs basierend auf [89].

- (a) Singleport
- (b) Multiport

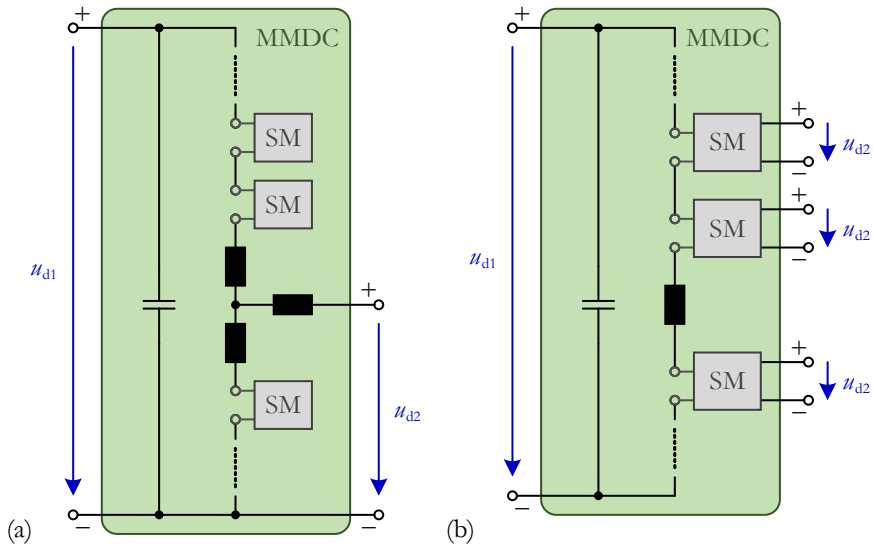


Abb. 3.11: Aufbau eines Modulare Multilevel-DC-DC-Wandlers (MMDC) basierend auf [90].

- (a) Singleport
- (b) Multiport

3.2.2 Stromerzeugungsanlagen

Da das SrPP für die Netzintegration nicht-konventioneller Stromerzeugungsanlagen konzipiert ist, dient es im Wesentlichen der Anbindung von PV- und Windkraftanlagen. Vorteilhaft ist aber auch eine Einbindung von Biomasseanlagen; durch ihre steuerbare Wirkleistungscharakteristik können die Speicheranforderungen deutlich reduziert werden.

PV-Anlagen

Da PV-Anlagen Gleichspannungssysteme darstellen, werden für die übliche Anbindung ans öffentliche Stromnetz AC-DC-Wandler, für die Integration in ein DC-SrPP dagegen die DC-DC-Wandler aus Unterabschnitt 3.2.1.4 benötigt. Bei der Auswahl der Topologie und der Verschaltung ist u. a. auf die MPP-Regelung zu achten. So werden beispielsweise in [91] die PV-Felder einer Multi-MW-Anlage entweder direkt an mehrere parallel geschaltete DABs angeschlossen oder über dazwischen geschaltete BBCs. Im ersteren Fall übernehmen die DABs die MPP-Regelung, im zweiten Fall die BBCs. Die PV-Anlagen besitzen ein Spannungslevel < 1 kV, das mit Hilfe der DABs auf 15 kV erhöht wird.

Alternativ ist auch eine Konfiguration wie in Abb. 3.10(b) denkbar mit den einzelnen PV-Feldern und der niedrigen Spannung auf der linken Seite und dem Anschluss an das SrPP bei höherer Spannung auf der rechten Seite.

Windkraftanlagen

Für die Integration von Windkraftanlagen in AC-Netze werden häufig zwei VSCs DC-seitig miteinander verbunden (maschinenseitiger und netzseitiger VSC), um die Drehzahl der Windkraftanlage unabhängig von der Netzfrequenz einzustellen und so die Anlage in ihrem optimalen Arbeitspunkt betreiben zu können (MPP-Regelung). Für die Integration in ein DC-Netz kann folglich der netzseitige VSC entfallen und die Anlage entweder direkt über den maschinenseitigen VSC an das DC-Netz angeschlossen werden oder – falls die VSC-Spannung und die Spannung des DC-Netzes nicht zusammenpassen – über einen zusätzlichen DC-DC-Wandler. Entsprechende Anschlusskonzepte findet man in [89], z. B. die Anbindung mehrerer Windkraftanlagen an einen DC-DC-Wandler und einen Anschlusspunkt gemäß Abb. 3.10(b).

Biomasseanlagen

Aus elektrischer Sicht sind Biomasseanlagen Generatoren, die über Turbinen oder Motoren angetrieben werden und somit eine direkte AC-Spannung zur Verfügung stellen. Für die Einbindung in ein DC-SrPP empfiehlt sich deshalb der AC-seitige Anschluss gemäß Abb. 3.1(b). Alternative Konzepte wie die Stromerzeugung aus Biomasse über Brennstoffzellen [92] ermöglichen aber auch eine DC-seitige Einbindung in das SrPP.

3.2.3 Energiespeicher

Energiespeicher sind ein zentraler Bestandteil des SrPP, da sie die Wirkleistungscharakteristik der Stromeinspeisung verbessern. Für sie gibt es eine Vielzahl an Technologien, Kenngrößen und Unterscheidungsmerkmale, auf die im Rahmen dieser Arbeit aber nicht näher eingegangen werden soll. Stattdessen wird im Folgenden lediglich zwischen *Kurzzeit*-, *Mittelzeit*- und *Langzeitspeichern* unterschieden (vgl. Abb. 3.1) und für jede Kategorie beispielhaft eine Technologie ausgewählt. Für Details und alternative Technologien sei auf die Literatur, z. B. [63, 93], verwiesen.

Die hier betrachteten Energiespeicher sind üblicherweise Niederspannungs-DC-Systeme, die über VSCs an das öffentliche Stromnetz angebunden werden. Für die Integration in ein DC-SrPP eignen sich deshalb insbesondere die Multiport-DC-DC-Wandler aus Abb. 3.10(b) und Abb. 3.11(b). Um die Regelbarkeit der einzelnen Speicher in Abb. 3.11(b) zu verbessern, können diese auch über zusätzliche BBCs angeschlossen werden.

Kurzzeitspeicher mit hoher Leistung

Als Kurzzeitspeicher mit hoher Leistung und hohem Wirkungsgrad werden im Folgenden *Lithium-Ionen-Batterien* verwendet. Wichtige Eigenschaften und Kenngrößen, insbesondere betriebspunktabhängige Einschränkungen wie die maximale Lade- und Entladeleistung oder die nutzbare Kapazität findet man in [94].

Langzeitspeicher mit hoher Kapazität

Für die Langzeitspeicherung werden *Wasserstoffspeicher* betrachtet (*Power-to-Gas*). Sie ermöglichen eine hohe Speicherkapazität, besitzen allerdings einen relativ geringen Wirkungsgrad. Mit Ausnahme von reversiblen Systemen wie [95] benötigen sie zwei unterschiedliche Komponenten für die Ein- und Ausspeicherung. Die Einspeicherung (Erzeugung von Wasserstoff) erfolgt durch die Elektrolyse von Wasser, für die Ausspeicherung kommen Brennstoffzellen oder Gasturbinen in Frage [96]. Während Elektrolyse und Brennstoffzelle als DC-Komponenten direkt in ein DC-SrPP integriert werden können, ergibt sich für die Rückverstromung in einem Gaskraftwerk die Konfiguration aus Abb. 3.1(b).

Mittelzeitspeicher

Mittelzeitspeicher sind eine Mischung aus Lang- und Kurzzeitspeichern. *Redox-Flow-Batterien* beispielsweise ermöglichen ähnlich wie Wasserstoffspeicher eine getrennte Skalierung von Leistung und Kapazität, besitzen aber einen deutlich höheren Wirkungsgrad.

3.3 Regelung

Die Regelung des SrPP kann in eine netzseitige Regelung für das Verhalten zum Netz hin und eine interne Regelung für die Energiespeicher unterteilt werden. Die nicht-konventionellen Stromerzeugungsanlagen stellen Störgrößen dar.

3.3.1 Netzseitiges Verhalten

Bei den SrPP-Varianten ohne direkt gekoppelte AC-Komponenten wie in Abb. 3.1(a) wird das netzseitige Verhalten allein durch die Betriebsweise und Regelung des Netz-VSC bestimmt; dieser soll die Kriterien der Netzdienlichkeit (vgl. Unterabschnitt 2.5.2) möglichst gut erfüllen. In diesem Unterabschnitt wird der Aspekt der Wirkleistungscharakteristik genauer betrachtet, während die weiteren Kriterien, insbesondere ihre regelungstechnische Umsetzung, in Kapitel 5 folgen.

Für die Wirkleistungsregelung des Netz-VSC können verschiedene Ansätze verfolgt werden. Im Rahmen dieser Arbeit wird der Betrieb mit einem sog. *Leistungsband* untersucht. Alternativ oder zusätzlich ist auch ein Fahrplanbetrieb oder die Bereitstellung sog. *Energiepakete* möglich [97].

In Abb. 3.12 ist ein solches Leistungsband anhand einer beispielhaften Jahresdauerlinie eines SrPP gezeigt. Die Wirkleistungseinspeisung des Netz-VSC liegt hierbei das ganze Jahr über zwischen einer unteren Grenze P_{SrPPmin} und einer oberen Grenze P_{SrPPmax} . Eine solche Mindestleistung ermöglicht es beispielsweise, wie in Abb. 2.34 durch das Kreuz am Kraftwerk G3 angedeutet, die Anzahl konventioneller Reservekraftwerke zu reduzieren.

Für die Limitierung auf P_{SrPPmax} muss die Energiemenge E_1 zwischengespeichert werden. Hierbei wirkt sich, wie auch bereits in Abb. 2.37 zu sehen war, eine Kombination aus PV- und Windkraftanlagen positiv aus (PV+W1); die Zeitpunkte hoher Einspeisung und damit auch die Fläche E_1 sind im Vergleich zu den Einzelanlagen reduziert.

Die zwischengespeicherte Energiemenge wird unter Berücksichtigung des Speichereffizienzgrades ($E_2 < E_1$) dazu verwendet, um auch in Zeiten sehr geringer oder nicht vorhandener Stromerzeugung der PV- und Windkraftanlagen eine minimale Einspeiseleistung P_{SrPPmin} zur Verfügung zu stellen. Die entsprechenden Zusammenhänge (Auslegung des Leistungsbandes und Speicherdimensionierung) werden in Abschnitt 6.2 genauer untersucht.

3.3.2 Internes Verhalten

Das SrPP-interne Netz soll kommunikationslos über eine Gleichspannungsstatik der Energiespeicher geregelt werden, um so die Differenz zwischen der Leistungseinspeisung der Stromerzeugungsanlagen und der Leistungsentnahme durch den Netz-

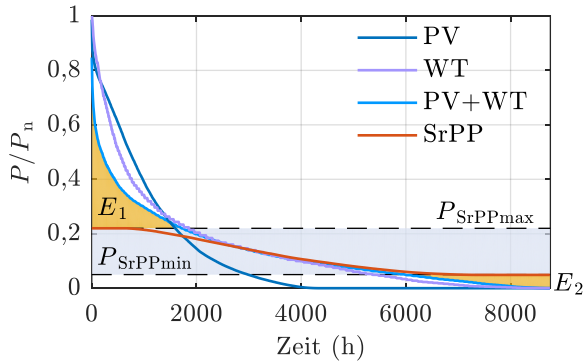


Abb. 3.12: Jahresdauerlinien nicht-konventioneller Stromerzeugungsanlagen und eines SrPP bei Begrenzung der minimalen und maximalen Einspeisung durch ein Leistungsband.

VSC zu kompensieren. Da ein Leistungsungleichgewicht in einem DC-Netz zu einer Spannungsänderung an den parasitären oder aktiv eingebauten Kapazitäten führt, kann die Gleichspannung als Indikator für ein Ungleichgewicht und somit als Regelgröße für die Energiespeicher verwendet werden. Um Leistung zwischen den Speichern aufteilen zu können, kommt analog zur Frequenz-Wirkleistungsstatik aus Abb. 2.24 eine Gleichspannungs-Wirkleistungsstatik zum Einsatz (s. Abb. 3.13). Der Leistungswert für jeden einzelnen Energiespeicher berechnet sich demnach für $\Delta u_d > \Delta u_{d0\text{pos}}$ und $P^* > P_{\text{min}}$ gemäß

$$P^* = -k_{\text{pos}} (\Delta u_d - \Delta u_{d0\text{pos}}). \quad (3.2)$$

Für $\Delta u_d < \Delta u_{d0\text{neg}}$ und $P^* < P_{\text{max}}$ gilt:

$$P^* = -k_{\text{neg}} (\Delta u_d - \Delta u_{d0\text{neg}}) \quad (3.3)$$

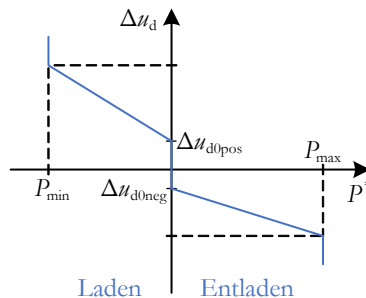


Abb. 3.13: Gleichspannungs-Wirkleistungsstatik für die Energiespeicher in einem DC-SrPP.

Δu_d ist die Abweichung der Gleichspannung am Anschlusspunkt des Energiespeichers von einem vorgegebenen Arbeitspunkt u_{d0} :

$$\Delta u_d = u_d - u_{d0} \quad (3.4)$$

Die Steigungen k_{pos} und k_{neg} sowie das Totband $\Delta u_{d0\text{pos}}$ und $\Delta u_{d0\text{neg}}$ werden abhängig vom Ladezustand (*State of Charge, SOC*) des Energiespeichers berechnet (s. Abb. 3.14 und Abb. 3.15). Je höher beispielsweise der Ladezustand ist ($SOC > SOC_1$), desto kleiner wird k_{pos} und desto steiler wird der linke Teil der Kennlinie in Abb. 3.13, d.h. ein Leistungsüberschuss im DC-Netz wird dann zuerst durch andere Speicher mit einer flacheren Kennlinie ausgeglichen und die weitere Erhöhung des Ladezustands wird reduziert bzw. durch $k_{\text{pos}} = 0$ ($SOC > SOC_2$) verhindert. Die gleichen Zusammenhänge gelten für das Entladen des Speichers und niedrige Ladezustände (Abb. 3.14(b)).

Für das Totband wird eine Hysterese implementiert (Abb. 3.15). Bei Überschreitung oder Unterschreitung eines Schwellenwertes (SOC_6 bzw. SOC_7) springt das Totband auf einen höheren Wert, wodurch wiederum das weitere Aufladen bzw. weitere Entladen reduziert wird, da bei einem Leistungsungleichgewicht nun erst andere Speicher mit einem kleineren Totband aktiviert werden.

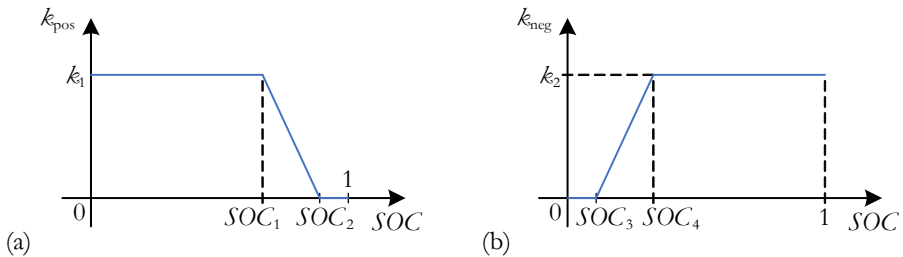


Abb. 3.14: Abhängigkeit der Kennliniensteigung aus Abb. 3.13 vom Ladezustand.

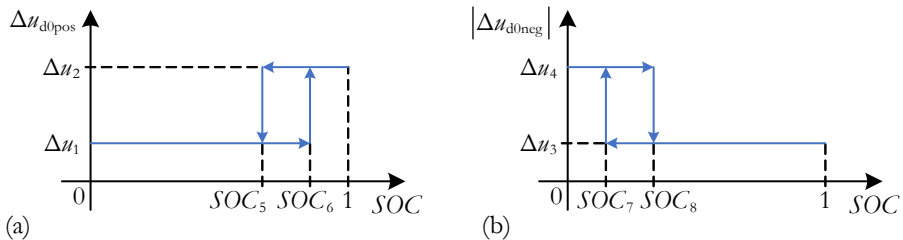


Abb. 3.15: Abhängigkeit des Totbandes aus Abb. 3.13 vom Ladezustand.

Mit diesen Kennlinien ist für die Energiespeicher des SrPP zum einen ein sicherer Betrieb innerhalb ihrer zulässigen Leistungs- und *SOC*-Grenzen möglich und zum anderen eine Koordination der verschiedenen Technologien. Hat ein Speicher beispielsweise ein geringeres Totband als ein anderer (kleinerer Wert Δu_1), kommt er automatisch bei einem Leistungsüberschuss häufiger zum Einsatz und wirkt deshalb als Kurzzeitspeicher (hohe Zyklenanzahl).

In Kapitel 6 werden der Speicherbetrieb und der Betrieb eines SrPP mit solchen Kennlinien genauer untersucht.

4 Laborumgebung zur SrPP-Nachbildung und Untersuchung von Stromrichterregelungen

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wurde ein Laboraufbau konzipiert, mit dem verschiedene Aspekte des SrPP, z.B. die Regelung des Netz-VSC oder die DC-Statikregelung der Energiespeicher, getestet werden können. Dieses Kapitel gibt eine Übersicht über die verwendeten Komponenten und deren Verschaltungsmöglichkeiten und zeigt auf, welche Regelungsaspekte damit im weiteren Verlauf untersucht werden können.

4.1 Komponenten, Laborkonzeption und Laboraufbau

Zu Beginn dieser Arbeit standen folgende Komponenten zum Aufbau des Labors zur Verfügung:

- ein 2VSC
- ein Lithium-Ionen-Batterieschrank
- ein BBC und
- ein MMC mit submodul-integrierten Lithium-Ionen-Batterien

Die Inbetriebnahme und Programmierung des BBC und des 2VSC erfolgten im Rahmen der studentischen Arbeiten [98–100], die des MMC und dessen multidirektionale Energieflusssteuerung waren Gegenstand der Dissertation [87].

Um mit diesen Einzelkomponenten verschiedene Aspekte eines SrPP nachzubilden und zu untersuchen, wurden die Regelungen erweitert und der in Abb. 4.1 gezeigte Laboraufbau entworfen, der durch eine AC-seitige und DC-seitige Kopplung der beiden VSCs gekennzeichnet ist.

Der MMC und der 2VSC sind über die Transformatoren T1 und T2 an eine gemeinsame AC-Sammelschiene angeschlossen, die sich über den Schalter S_3 mit dem öffentlichen Stromnetz verbinden lässt. Über den Schalter S_2 kann außerdem ein Lastwiderstand zugeschaltet werden.

Der MMC mit integrierten Batterien entspricht dem Schaltbild aus Abb. 3.7 mit $m = 4$ Submodulen pro Zweig, zusätzlich sind Lithium-Ionen-Batterien über einen BBC an die Submodule der dritten Phase angeschlossen (s. Abb. 4.2). Der Batteriespeicher Bat1 setzt sich somit aus acht einzelnen Batteriemodulen $Bat1_{x3\zeta}$ zusammen. Da der Spannungsmesspunkt C' in Abb. 4.1 auf der Primärseite des Transformators T1 liegt, wird er für Regelungszwecke auf die Sekundärseite umgerechnet (Punkt C in Abb. 4.2). Der Transformator ist hierbei durch seine Längsinduktivität L_{T1} dargestellt.

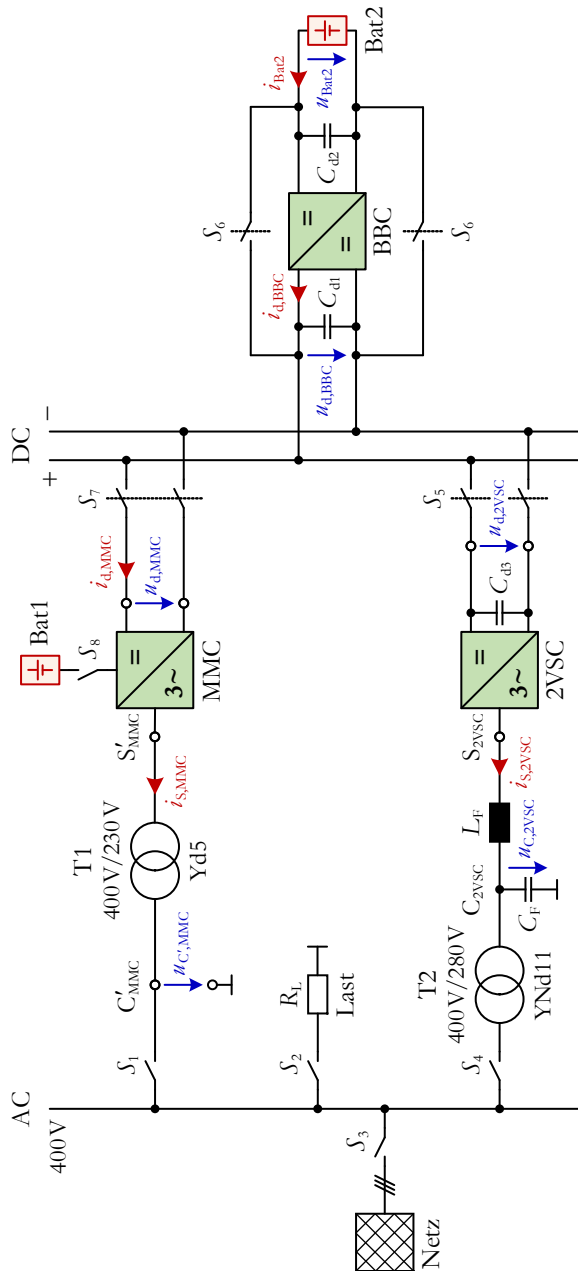


Abb. 4.1: Übersicht über den Laboraufbau aus MMC, 2VSC, BBC und zwei Batteriespeichern Bat1 und Bat2.

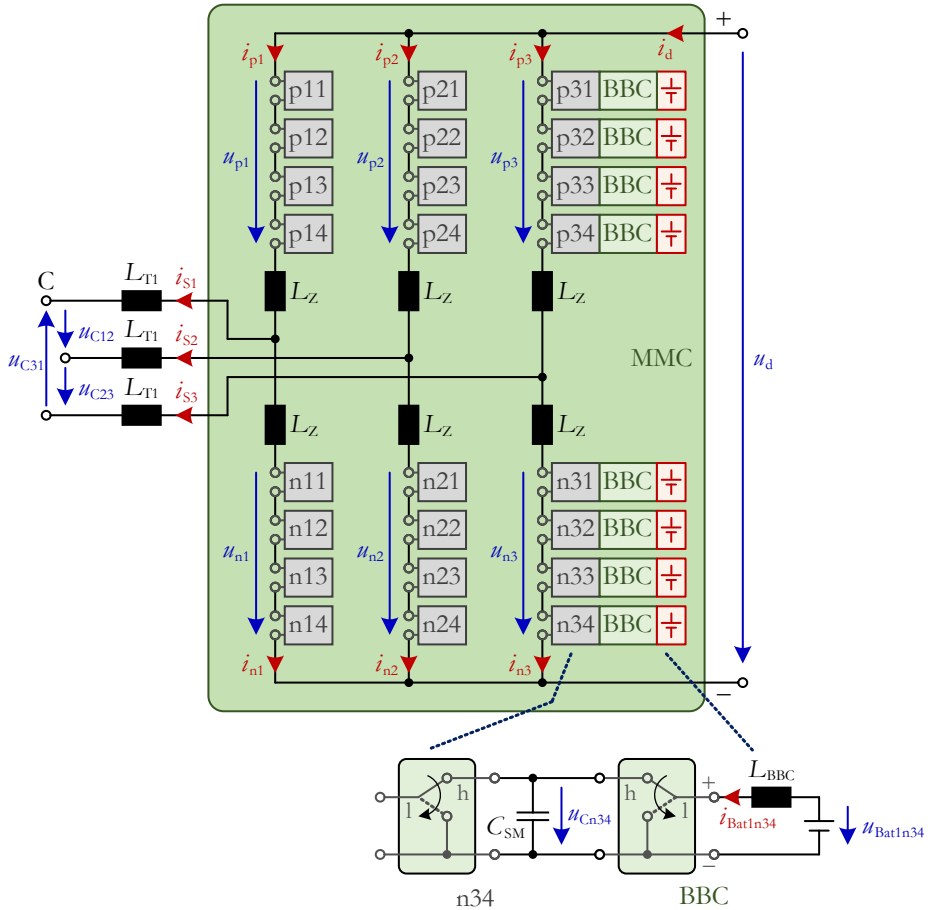


Abb. 4.2: Schaltbild des MMC mit integriertem, modular an die Submodule der dritten Phase angeschlossenem Batteriespeicher Bat1.

Neben der AC-Sammelschiene sind der 2VSC und der MMC auch DC-seitig miteinander verbunden. An der DC-Sammelschiene befindet sich außerdem ein BBC mit einer auf der Hochsetzstellerseite angeschlossenen Batterie Bat2. Der BBC ist aus $m = 6$ parallelen Halbbrücken aufgebaut (vgl. Abb. 3.8) und kann über den Schalter S_6 überbrückt werden, so dass Bat2 direkt mit der DC-Sammelschiene verbunden ist.

Fotos der einzelnen Komponenten sind im Anhang in Abb. A.1 und Abb. A.2 zu finden. Tab. A.1 gibt außerdem eine Übersicht über die wichtigsten Parameter und Kenngrößen.

MMC, 2VSC und BBC werden unabhängig voneinander über eigene Echtzeitbetriebssysteme geregelt. Die Spannungs- und Strommesspunkte der drei Stromrichter sind in Abb. 4.1 mit den entsprechenden Indizes eingezeichnet; die Messgrößen von Bat2 wie z. B. der Ladezustand stehen dem BBC zur Verfügung. Für den MMC kommen als Messgrößen die Spannungen und Ströme aus Abb. 4.2 hinzu (mit Ausnahme der Stellgrößen u_{xy}). Die Messung und Regelung von Bat1 ist in das Betriebssystem und die Regelung des MMC integriert.

Die Schaltfrequenz der Stromrichter beträgt 5 kHz, d. h. für das Einlesen der Messwerte, die Regelalgorithmen und die Ausgabe neuer Aussteuerwerte für die IGBTs stehen dem Betriebssystem 200 μ s zur Verfügung. Messgrößen und regelungsinterne Rechengrößen werden über einen Ringspeicher aufgezeichnet und können damit für spätere Analyse- und Auswertungszwecke genutzt werden.

4.2 Konfigurationen und Verschaltungsmöglichkeiten

Nun werden verschiedene Schalterkonfigurationen betrachtet, mit denen bestimmte Aspekte des SrPP untersucht werden können und auf die im weiteren Verlauf der Arbeit zurückgegriffen wird.

4.2.1 Untersuchung des netzseitigen SrPP-Verhaltens

Der Laboraufbau in Abb. 4.1 bietet die Möglichkeit, die netzseitige Regelung eines SrPP auf verschiedene Weise zu untersuchen. Dazu wird der 2VSC entweder netzparallel oder im Inselnetz mit dem MMC betrieben.

Netzparallelbetrieb

Abb. 4.3 zeigt die Laborkonfiguration für den Netzparallelbetrieb des 2VSC, die sich aus Abb. 4.1 durch Schließen der Schalter S_3 bis S_6 ergibt (Konfiguration 1). Damit können verschiedene Regelungen des Netz-VSC und ihr Verhalten am realen Netz getestet werden.

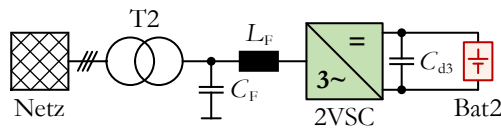


Abb. 4.3: Laborkonfiguration für den Netzparallelbetrieb des 2VSC (Konfiguration 1).

Inselnetzbetrieb

In Abb. 4.4 ist die Laborkonfiguration für den Inselnetzbetrieb dargestellt, die sich aus Abb. 4.1 durch Schließen der Schalter S_4 bis S_7 ergibt. Es wird zwischen der Konfiguration 2(a) (S_1 offen) und der Konfiguration 2(b) (S_1 geschlossen) unterschieden.

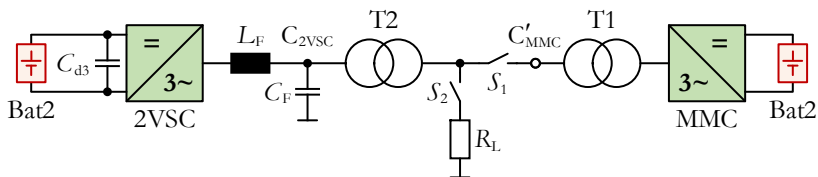


Abb. 4.4: Laborkonfiguration für den Inselnetzbetrieb (Konfiguration 2).

(a) Schalter S_1 offen

(b) Schalter S_1 geschlossen

In Konfiguration 2(a) kann beispielsweise die Reaktion des 2VSC (Netz-VSC) auf Lastsprünge untersucht werden. In Konfiguration 2(b) mit geöffnetem Schalter S_2 arbeitet der 2VSC hingegen als Netzemulator und kann durch Spannungsregelung am Punkt C_{2VSC} beliebige symmetrische und unsymmetrische Zustände und dynamische Vorgänge nachbilden. Betrachtungsgegenstand ist dann die Reaktion des MMC auf diese Spannungsverläufe, um so z. B. das Verhalten eines SrPP bei unsymmetrischen Netzfehlern zu analysieren. Die Spannungen am Punkt C_{2VSC} können dabei so vorgegeben werden, dass sich unter Berücksichtigung der Schaltgruppe von T2 am Anschlusspunkt des MMC C'_{MMC} eine (unsymmetrische) Spannung wie bei einem echten Fehler einstellt, z. B. dem aus Abb. 2.32 (Punkt N).

Zusätzlich kann in Konfiguration 2(b) der Parallelbetrieb von Stromrichtern untersucht werden, z. B. hinsichtlich des dynamischen Verhaltens bei Lastsprünge (Zuschalten von R_L).

Eine Variation von Konfiguration 2(a) stellt die in Abb. 4.5 dargestellte Konfiguration 3 dar, in der die Batterie Bat2 nicht mehr direkt, sondern über den BBC mit dem 2VSC verbunden ist. Dadurch lassen sich beispielsweise die Dynamikanforderungen für die Bereitstellung von Momentanreserve analysieren.

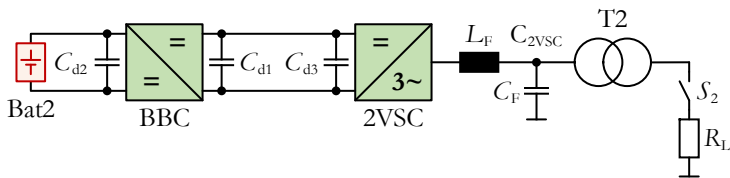


Abb. 4.5: Laborkonfiguration für den Inselnetzbetrieb mit BBC (Konfiguration 3).

4.2.2 Untersuchung des internen SrPP-Verhaltens

Mit dem Laboraufbau in Abb. 4.1 kann neben dem netzseitigen auch das interne Verhalten eines SrPP untersucht werden. Dazu werden die Schalter S_1 , S_3 bis S_5 , S_7 und S_8 geschlossen und man erhält die Laborkonfiguration aus Abb. 4.6. Darin bildet der MMC den Netz-VSC nach, während der 2VSC die Einspeisung einer nicht-konventionellen Stromerzeugungsanlage in das interne DC-Netz des SrPP emuliert. Die beiden Speicher ESS1 und ESS2 gleichen über die in Unterabschnitt 3.3.2 vorgestellten Statiken die Leistungsdifferenz zwischen nkSE und Netz-VSC aus.

Diese Konfiguration dient als Ausgangspunkt für die Untersuchungen in Abschnitt 6.1. Zuvor werden aber nun verschiedene Modelle und Regelungen für den Netz-VSC entworfen und mit Hilfe der Laborkonfigurationen 1 bis 3 getestet und analysiert.

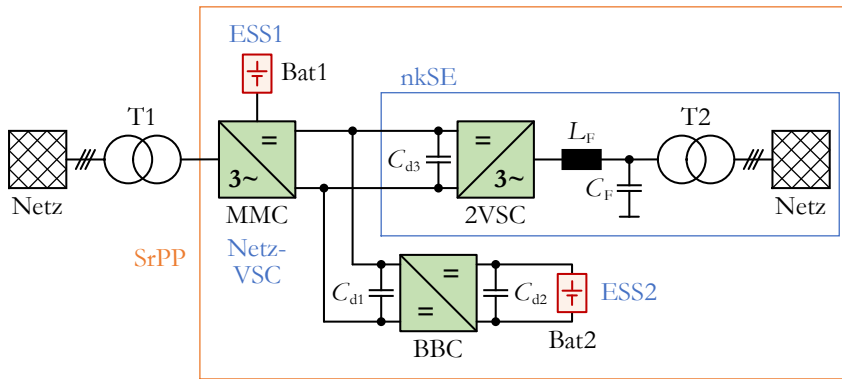


Abb. 4.6: Laborkonfiguration für die Nachbildung eines SrPP (Konfiguration 4).

5 Die Schnittstelle des SrPP zum Netz: Modellierung, Regelung und Betriebsverhalten des netzseitigen VSC

Der Netz-VSC stellt die Schnittstelle des SrPP zum öffentlichen Stromnetz dar; seine Regelung und sein Betriebsverhalten spielen deshalb eine wesentliche Rolle für die Netzintegration und die Netzdienlichkeit des SrPP und der darin angeschlossenen nicht-konventionellen Stromerzeugungsanlagen.

Dieses Kapitel behandelt die Modellierung und Regelung eines VSC im Allgemeinen und zur SrPP-Netzkopplung im Speziellen. Ausgehend von der Modellierung eines VSC in zwei rotierenden Koordinatensystemen (Mit- und Gegensystem) werden verschiedene Regelungen entworfen und am Laboraufbau aus Kapitel 4 getestet und analysiert.

Hervorzuheben ist dabei die Klassifizierung von VSC-Regelungen in Abschnitt 5.3, denn das Ergebnis ist eine neue und übersichtliche Darstellung der Varianten, Eigenschaften und Zusammenhänge von VSC-Regelungen.

Der letzte Abschnitt fasst die Untersuchungsergebnisse vor dem Hintergrund der Netzdienlichkeit und des Übergangs zu stromrichterdominierten Netzen zusammen.

5.1 Koordinatentransformationen

5.1.1 Beschreibung eines dreiphasigen Systems mit Symmetrischen Komponenten und Raumzeigern

Ausgangspunkt der nachfolgenden Betrachtungen ist ein unsymmetrisches, monofrequentes Dreiphasensystem mit den Strangspannungen

$$\begin{aligned}u_1 &= \sqrt{2} \cdot U_1 \cos(\omega t + \varphi_{u1}) \\u_2 &= \sqrt{2} \cdot U_2 \cos(\omega t - \frac{2\pi}{3} + \varphi_{u2}) \\u_3 &= \sqrt{2} \cdot U_3 \cos(\omega t + \frac{2\pi}{3} + \varphi_{u3}).\end{aligned}\tag{5.1}$$

Abb. 5.1 zeigt diese drei Spannungen in einem beispielhaften Zeigerdiagramm, wobei für den Zusammenhang zwischen Zeiger \underline{U}_1 und Strangspannung u_1 gilt:

$$u_1 = \operatorname{Re}\{\sqrt{2}U_1 e^{j(\omega t + \varphi_{u1})}\} = \operatorname{Re}\{\sqrt{2}\underline{U}_1 e^{j\omega t}\}\tag{5.2}$$

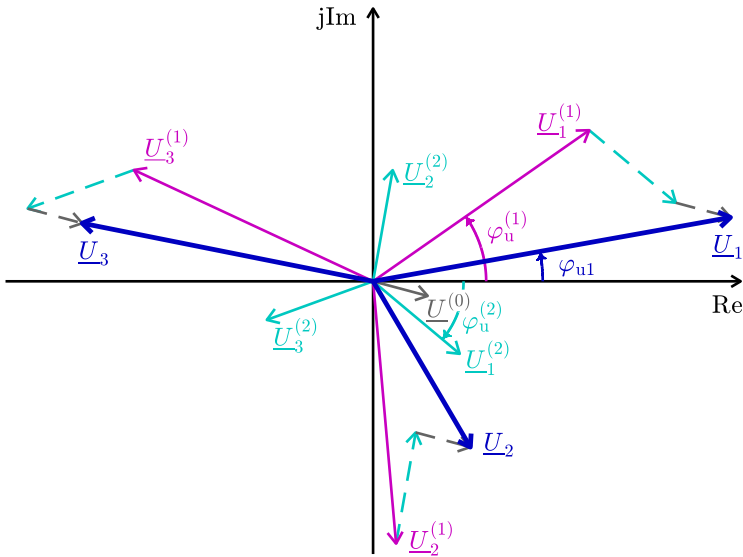


Abb. 5.1: Darstellung eines unsymmetrischen Dreiphasensystems als Summe von Mit- (1), Gegen- (2) und Nullsystem (0).

Für die anderen Zeiger gelten analoge Beziehungen und man erhält:

$$\begin{bmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \\ \underline{U}_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} U_1 e^{j\varphi_{u1}} \\ U_2 e^{j(\varphi_{u2} - \frac{2\pi}{3})} \\ U_3 e^{j(\varphi_{u3} + \frac{2\pi}{3})} \end{bmatrix} \quad (5.3)$$

Nach Abb. 5.1 lässt sich jeder der drei Zeiger $\underline{U}_i, i \in \{1, 2, 3\}$ als Summe dreier Zeiger $\underline{U}_i^{(1)}, \underline{U}_i^{(2)}$ und $\underline{U}^{(0)}$ darstellen, wobei die Zeiger $\underline{U}_i^{(1)}$ und $\underline{U}_i^{(2)}$ jeweils zwei symmetrische Dreiphasensysteme mit umgekehrter Phasenfolge bilden. Der Zeiger $\underline{U}^{(0)}$ ist in allen drei Phasen identisch. Dementsprechend ergibt sich mit $\underline{a} = e^{j\frac{2\pi}{3}}$:

$$\begin{aligned} \underline{U}_1 &= \underline{U}_1^{(1)} + \underline{U}_1^{(2)} + \underline{U}^{(0)} = \underline{U}^{(1)} + \underline{U}^{(2)} + \underline{U}^{(0)} \\ \underline{U}_2 &= \underline{U}_2^{(1)} + \underline{U}_2^{(2)} + \underline{U}^{(0)} = \underline{a}^2 \underline{U}^{(1)} + \underline{a} \underline{U}^{(2)} + \underline{U}^{(0)} \\ \underline{U}_3 &= \underline{U}_3^{(1)} + \underline{U}_3^{(2)} + \underline{U}^{(0)} = \underline{a} \underline{U}^{(1)} + \underline{a}^2 \underline{U}^{(2)} + \underline{U}^{(0)} \end{aligned} \quad (5.4)$$

Die zugehörige Matrixdarstellung lautet

$$\underline{\mathbf{U}}_{123} = \begin{bmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \\ \underline{U}_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ \underline{a}^2 & \underline{a} & 1 \\ \underline{a} & \underline{a}^2 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}^{(1)} \\ \underline{U}^{(2)} \\ \underline{U}^{(0)} \end{bmatrix} = \mathbf{T}_{(120)}^{-1} \underline{\mathbf{U}}^{(120)} \quad (5.5)$$

sowie als invertierte Schreibweise

$$\underline{\mathbf{U}}^{(120)} = \begin{bmatrix} \underline{U}^{(1)} \\ \underline{U}^{(2)} \\ \underline{U}^{(0)} \end{bmatrix} = \mathbf{T}_{(120)} \underline{\mathbf{U}}_{123} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \\ \underline{U}_3 \end{bmatrix}. \quad (5.6)$$

Das mit dem Superskript ⁽¹⁾ versehene Dreiphasensystem wird als *Mitsystem* bezeichnet, da es die übliche Phasenfolge 1-2-3 aufweist. Das Dreiphasensystem mit dem Superskript ⁽²⁾ hat die umgekehrte Phasenfolge 1-3-2 und wird deshalb *Gegensystem* genannt. Entsprechend heißen die komplexen Effektivwertzeiger

$$\underline{U}^{(1)} = U^{(1)} e^{i\varphi_u^{(1)}} \quad (5.7)$$

und

$$\underline{U}^{(2)} = U^{(2)} e^{i\varphi_u^{(2)}} \quad (5.8)$$

Mitkomponente bzw. *Gegenkomponente*. Der Zeiger

$$\underline{U}^{(0)} = U^{(0)} e^{i\varphi_u^{(0)}} \quad (5.9)$$

heißt *Nullkomponente*. Zusammen bilden sie die *Symmetrischen Komponenten* [55, 101].

Analog zur Summation der Zeiger gilt in Abb. 5.1 auch die Summation der Realteile und man erhält für (5.1) folgende alternative Schreibweise:

$$\begin{aligned} u_1 &= u_1^{(1)} + u_1^{(2)} + u^{(0)} \\ u_2 &= u_2^{(1)} + u_2^{(2)} + u^{(0)} \\ u_3 &= u_3^{(1)} + u_3^{(2)} + u^{(0)} \end{aligned} \quad (5.10)$$

mit

$$\begin{aligned} u_1^{(1)} &= \sqrt{2} \cdot U^{(1)} \cos(\omega t + \varphi_u^{(1)}) \\ u_2^{(1)} &= \sqrt{2} \cdot U^{(1)} \cos(\omega t - \frac{2\pi}{3} + \varphi_u^{(1)}) \\ u_3^{(1)} &= \sqrt{2} \cdot U^{(1)} \cos(\omega t + \frac{2\pi}{3} + \varphi_u^{(1)}) \end{aligned} \quad (5.11)$$

$$\begin{aligned} u_1^{(2)} &= \sqrt{2} \cdot U^{(2)} \cos(\omega t + \varphi_u^{(2)}) \\ u_2^{(2)} &= \sqrt{2} \cdot U^{(2)} \cos(\omega t + \frac{2\pi}{3} + \varphi_u^{(2)}) \\ u_3^{(2)} &= \sqrt{2} \cdot U^{(2)} \cos(\omega t - \frac{2\pi}{3} + \varphi_u^{(2)}) \end{aligned} \quad (5.12)$$

$$u^{(0)} = \sqrt{2} \cdot U^{(0)} \cos(\omega t + \varphi_u^{(0)}) \quad (5.13)$$

Transformiert man die Spannungen (5.10) in *Raumzeiger* und *Nullgröße* [102], ergibt sich mit $\underline{a} = e^{j2\pi/3}$ und $\cos \omega t = \frac{1}{2}(e^{j\omega t} + e^{-j\omega t})$ ¹³:

$$\begin{aligned} \underline{u} &= u_\alpha + j u_\beta = \frac{2}{3} \left(u_1 + \underline{a} \cdot u_2 + \underline{a}^2 \cdot u_3 \right) \\ &= \frac{2}{3} \left(u_1^{(1)} + \underline{a} \cdot u_2^{(1)} + \underline{a}^2 \cdot u_3^{(1)} \right) + \frac{2}{3} \left(u_1^{(2)} + \underline{a} \cdot u_2^{(2)} + \underline{a}^2 \cdot u_3^{(2)} \right) + \frac{2}{3} u^{(0)} \left(1 + \underline{a} + \underline{a}^2 \right) \\ &= \sqrt{2} \left(\underline{U}^{(1)} e^{j\omega t} + \overline{\underline{U}^{(2)}} e^{-j\omega t} \right) = \underline{u}^+ + \underline{u}^- \end{aligned} \quad (5.14)$$

$$u_0 = \frac{1}{3} (u_1 + u_2 + u_3) = u^{(0)} = \sqrt{2} \cdot U^{(0)} \cos(\omega t + \varphi_u^{(0)}) \quad (5.15)$$

Die Darstellung (5.14), nach der sich der Raumzeiger eines unsymmetrischen Dreiphasensystems aus einem positiv rotierenden Zeiger (Raumzeiger des Mitsystems) und einem negativ rotierenden Zeiger (Raumzeiger des Gegensystems) zusammensetzt, ist die Basis für die nachfolgende Stromrichtermodellierung und -regelung. Dazu werden im Folgenden zwei rotierende Koordinatensysteme eingeführt, die eine getrennte Betrachtung und Regelung von Mit- und Gegensystem ermöglichen. Die Nullgröße wird nicht weiter betrachtet, da die VSCs aus Abb. 3.4 und Abb. 3.7 Dreileitersysteme darstellen und der Nullstrom somit definitionsgemäß null ist.

Für spätere Zwecke werden noch zwei alternative Schreibweisen für (5.14) und (5.15) vorgestellt. Diese können z. B. mit dem komplex konjugierten Raumzeiger $\overline{\underline{u}}$ und unter Verwendung der Transformationsmatrix $\mathbf{T}_{(120)}$ aus (5.6) in Matrixdarstellung geschrieben werden [55]:

$$\mathbf{u}_{RZ0} = \begin{bmatrix} \underline{u} \\ \overline{\underline{u}} \\ 2u_0 \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_1 \\ u_2 \\ u_3 \end{bmatrix} = 2 \mathbf{T}_{(120)} \mathbf{u}_{123} \quad (5.16)$$

Durch Umformung erhält man daraus eine einfache Rücktransformation in Originalgrößen:

$$\mathbf{u}_{123} = \frac{1}{2} \mathbf{T}_{(120)}^{-1} \mathbf{u}_{RZ0} = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ \underline{a}^2 & \underline{a} & 1 \\ \underline{a} & \underline{a}^2 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{u} \\ \overline{\underline{u}} \\ 2u_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{1}{2} (\underline{u} + \overline{\underline{u}}) + u_0 \\ \frac{1}{2} (\underline{a}^2 \underline{u} + \underline{a} \overline{\underline{u}}) + u_0 \\ \frac{1}{2} (\underline{a} \underline{u} + \underline{a}^2 \overline{\underline{u}}) + u_0 \end{bmatrix}$$

¹³ Im Rahmen dieser Arbeit wird die Konjugierte einer komplexen Zahl \underline{v} mit $\overline{\underline{v}}$ bezeichnet, um sie von der Notation eines Sollwerts \underline{v}^* zu unterscheiden.

$$= \begin{bmatrix} \operatorname{Re}\{\underline{u}\} + u_0 \\ \operatorname{Re}\{\underline{a}^2 \underline{u}\} + u_0 \\ \operatorname{Re}\{\underline{a} \underline{u}\} + u_0 \end{bmatrix} \quad (5.17)$$

Die Realteilbildung in (5.17) erlaubt eine anschauliche Interpretation der Rücktransformation, auf die in Unterabschnitt 5.7.7 zurückgekommen wird. Unter Vernachlässigung der Nullgröße entspricht u_1 einer Projektion des rotierenden Raumzeigers auf die Realteil-Achse. u_2 hingegen berechnet sich aus dem Realteil des um $2\pi/3$ zurückgedrehten Raumzeigers oder anders formuliert aus der Projektion auf eine um $2\pi/3$ der Realteilachse vorseilende Achse. Analog dazu entspricht u_3 der Projektion auf eine um $2\pi/3$ der Realteilachse nacheilende Achse.

Darüber hinaus kann man (5.14) in $\alpha\beta$ -Komponenten ausdrücken, dem Real- und Imaginärteil des Raumzeigers:

$$\mathbf{u}_{\alpha\beta} = \begin{bmatrix} u_\alpha \\ u_\beta \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_1 \\ u_2 \\ u_3 \end{bmatrix} = \mathbf{T}_{\alpha\beta} \mathbf{u}_{123} \quad (5.18)$$

oder mit invertierbarer Matrix $\mathbf{T}_{\alpha\beta 0}$

$$\mathbf{u}_{\alpha\beta 0} = \begin{bmatrix} u_\alpha \\ u_\beta \\ u_0 \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_1 \\ u_2 \\ u_3 \end{bmatrix} = \mathbf{T}_{\alpha\beta 0} \mathbf{u}_{123} \quad (5.19)$$

5.1.2 Positiv rotierendes Koordinatensystem (SRF) und Bestimmung des Netzwinkels über eine PLL

Im Folgenden wird zunächst ein symmetrisches Dreiphasensystem betrachtet und es gilt $U^{(2)} = 0$. Der Raumzeiger (5.14) ist dann ein positiv rotierender Zeiger mit der Winkelgeschwindigkeit ω und beschreibt in der $\alpha\beta$ -Ebene (ruhesendes Koordinatensystem) eine Kreisbahn (s. Abb. 5.2).

Der Raumzeiger kann außerdem durch seine Position in einem positiv rotierenden dq-Koordinatensystem beschrieben werden, das als *Synchronous Reference Frame* (SRF) bezeichnet wird [103]. Dieses rotiert mit der Winkelgeschwindigkeit ω_{dq} und besitzt zur α -Achse einen zeitabhängigen Winkel

$$\gamma = \omega t + \delta, \quad (5.20)$$

der als *Transformationswinkel* bezeichnet wird. Im Gegensatz dazu beschreibt der Winkel $\omega t + \varphi_u^{(1)}$ die aktuelle Phasenlage des Raumzeigers und wird deshalb *Netzwinkel* genannt.

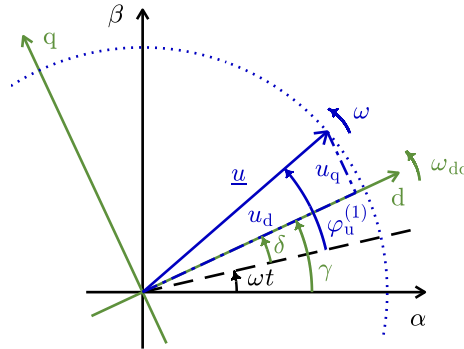


Abb. 5.2: Raumveiger eines symmetrischen Dreiphasensystems im ruhenden $\alpha\beta$ - und (positiv) rotierenden dq-Koordinatensystem.

Die Komponenten u_d und u_q sind die Koordinaten des Raumveigers im rotierenden Koordinatensystem. Damit lässt sich \underline{u} schreiben als

$$\underline{u} = \hat{\underline{U}} e^{j\gamma} = (u_d + j u_q) e^{j\gamma}. \quad (5.21)$$

Umgekehrt ergeben sich u_d und u_q aus dem Raumveiger \underline{u} durch Rückdrehen um den Winkel γ :

$$u_d + j u_q = \underline{u} \cdot e^{-j\gamma} = (u_\alpha + j u_\beta) e^{-j\gamma} \quad (5.22)$$

In Vektorschreibweise entspricht dies einer Multiplikation mit einer Rotationsmatrix $\mathbf{T}_{\text{rot}^{-1}}$, wobei der Index -1 die Rotation um den Winkel γ in mathematisch negative Richtung kennzeichnet:

$$\mathbf{u}_{\text{dq}} = \begin{bmatrix} u_d \\ u_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \gamma & \sin \gamma \\ -\sin \gamma & \cos \gamma \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_\alpha \\ u_\beta \end{bmatrix} = \mathbf{T}_{\text{rot}^{-1}} \mathbf{u}_{\alpha\beta} = \mathbf{T}_{\text{rot}^{-1}} \mathbf{T}_{\alpha\beta} \mathbf{u}_{123} \quad (5.23)$$

Verallgemeinert man diese Rotationsmatrix zu einer Rotation um den Winkel $n \cdot \gamma$, ergibt sich für spätere Zwecke

$$\mathbf{T}_{\text{rot}^n} = \begin{bmatrix} \cos(n \cdot \gamma) & -\sin(n \cdot \gamma) \\ \sin(n \cdot \gamma) & \cos(n \cdot \gamma) \end{bmatrix} \quad (5.24)$$

mit den Eigenschaften

$$\mathbf{T}_{\text{rot}^n}^{-1} = \mathbf{T}_{\text{rot}^{-n}} \quad (5.25)$$

und

$$\mathbf{T}_{\text{rot}^n} \cdot \mathbf{T}_{\text{rot}^m} = \mathbf{T}_{\text{rot}^{n+m}}. \quad (5.26)$$

Setzt man nun (5.14) und (5.20) in (5.22) ein, erhält man für den angenommenen Fall $U^{(2)} = 0$:

$$\hat{U} = u_d + j u_q = \sqrt{2} \underline{U}^{(1)} e^{-j\delta} = \sqrt{2} U^{(1)} e^{j(\varphi_u^{(1)} - \delta)} \quad (5.27)$$

Die Komponenten u_d und u_q repräsentieren also direkt den Effektivwert des Mitsystems. Falls außerdem $\omega_{dq} = \omega$ gilt ($\delta = \text{konst.}$), sind u_d und u_q Gleichgrößen und ermöglichen somit die Beschreibung und Regelung der ursprünglichen Wechselgrößen u_1 , u_2 und u_3 über zwei Gleichgrößen.

Der Winkel γ , der für die entsprechende Umrechnung (5.23) benötigt wird, kann auf verschiedene Weise bestimmt werden, entweder aus der Regelung selbst (netzbildende Regelungsmodi, s. Unterabschnitt 5.3.2) oder über eine sog. PLL (*Phase-Locked Loop*) [103].

Abb. 5.3 zeigt die prinzipielle Struktur und Funktionsweise einer solchen PLL. Durch den Regler $G_{R\gamma}$ wird die Winkelgeschwindigkeit des dq-Koordinatensystems ω_{dq} (bzw. die Frequenz f_{dq}) so verändert, dass die Spannungskomponente u_q der transformierten Eingangsspannung \mathbf{u}_{123} zu 0 geregelt wird. Ist z.B. zu einem bestimmten Zeitpunkt $u_q > 0$ wie in Abb. 5.2, wird f_{dq} so lange erhöht, bis die d-Achse auf dem Spannungszeiger \underline{u} liegt und $u_q = 0$ gilt. Im stationären Zustand sind dann Netzwinkel und Transformationswinkel identisch ($\delta = \varphi_u^{(1)}$) und die Winkelgeschwindigkeit des dq-Koordinatensystems stimmt mit der Winkelgeschwindigkeit des Raumzeigers \underline{u} überein ($\omega = \omega_{dq}$ bzw. $f = f_{dq}$).

Die PLL stellt ein bewährtes Werkzeug zur Ermittlung von Phasenlage und Frequenz einer unbekanntnen Spannung dar und wird deshalb in vielen Stromrichterregelungen zur Synchronisierung mit dem elektrischen Netz eingesetzt.

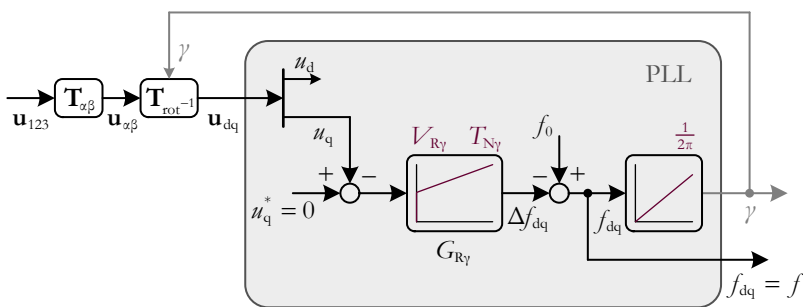


Abb. 5.3: PLL zur Bestimmung von Phasenlage γ und Frequenz f eines symmetrischen Dreiphasensystems \mathbf{u}_{123} .

5.1.3 Positiv und negativ rotierendes Koordinatensystem für unsymmetrische Zustände (DSRF)

Nun wird die Vereinfachung $U^{(2)} = 0$ aufgehoben und der allgemeine Fall aus (5.14) betrachtet. Der Raumzeiger \underline{u} besitzt dann einen positiv rotierenden Anteil \underline{u}^+ und einen negativ rotierenden Anteil \underline{u}^- und beschreibt in der $\alpha\beta$ -Ebene eine Ellipse¹⁴. Dementsprechend liegt es nahe, das bisherige Koordinatensystem um ein zweites, negativ rotierendes zu erweitern (s. Abb. 5.4). Für die beiden Koordinatensysteme, die auch als *Double Synchronous Reference Frame* (DSRF) bezeichnet werden [103], wird üblicherweise der gleiche Transformationswinkel γ verwendet, nur mit unterschiedlichem Vorzeichen.

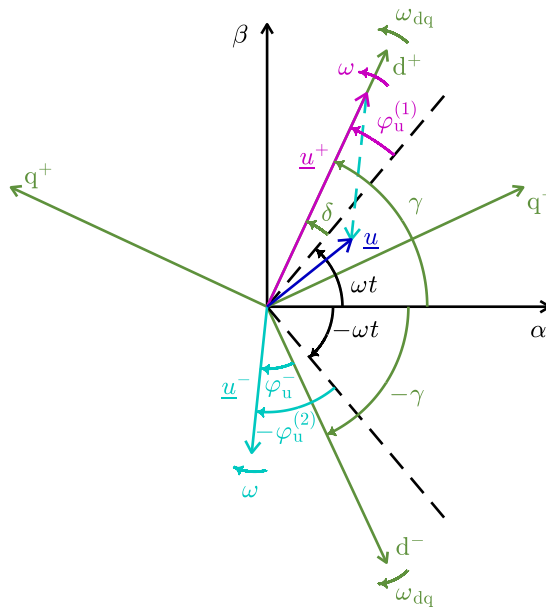


Abb. 5.4: Raumzeiger eines unsymmetrischen Dreiphasensystems in einem positiv und negativ rotierenden dq-Koordinatensystem.

Analog zu Abb. 5.2 lassen sich die zwei Zeiger \underline{u}^+ und \underline{u}^- über die Koordinaten u_d^+ und u_q^+ sowie u_d^- und u_q^- im jeweils gleichsinnig rotierenden Koordinatensystem beschreiben und für (5.14) ergibt sich folgende Umformung:

$$\underline{u} = \sqrt{2} \left(\underline{U}^{(1)} e^{j\omega t} + \overline{\underline{U}^{(2)}} e^{-j\omega t} \right) = \underline{u}^+ + \underline{u}^- = \hat{U}^+ e^{j\gamma} + \hat{U}^- e^{-j\gamma} \quad (5.28)$$

mit

¹⁴ Die ellipsenförmigen Verläufe werden später anhand von Messergebnissen gezeigt, s. Abb. 5.91.

$$\underline{\hat{U}}^+ = \hat{U}^+ e^{j\varphi_a^+} = u_d^+ + j u_q^+ = \sqrt{2} \underline{U}^{(1)} e^{-j\delta} = \sqrt{2} U^{(1)} e^{j(\varphi_a^{(1)} - \delta)} \quad (5.29)$$

und

$$\underline{\hat{U}}^- = \hat{U}^- e^{j\varphi_a^-} = u_d^- + j u_q^- = \sqrt{2} \underline{U}^{(2)} e^{j\delta} = \sqrt{2} U^{(2)} e^{j(\delta - \varphi_a^{(2)})} \quad (5.30)$$

Mithilfe der Rotationsmatrizen (5.24) erhält man für (5.28) folgende Vektorschreibweise:

$$\mathbf{u}_{\alpha\beta} = \mathbf{u}_{\alpha\beta}^+ + \mathbf{u}_{\alpha\beta}^- = \mathbf{T}_{\text{rot}^+1} \mathbf{u}_{\text{dq}}^+ + \mathbf{T}_{\text{rot}^-1} \mathbf{u}_{\text{dq}}^- \quad (5.31)$$

Da diese Gleichung im Gegensatz zu (5.23) nun zwei dq-Vektoren enthält, ist es nicht möglich, diese direkt aus den $\alpha\beta$ -Komponenten zu berechnen. Stattdessen bedient man sich des Berechnungsnetzwerkes aus Abb. 5.5, dessen Struktur sich aus (5.31) ergibt, wenn man unter Berücksichtigung von (5.25) und (5.26) einmal nach \mathbf{u}_{dq}^+ und einmal nach \mathbf{u}_{dq}^- auflöst. Dieses Konzept ist unter dem Begriff *Decoupled Double Synchronous Reference Frame* (DDSRF) bekannt [103]. Entsprechend sollen die vier Komponenten v_d^+ , v_q^+ , v_d^- und v_q^- im Folgenden als *DSRF-Komponenten* oder *DSRF-Koordinaten* bezeichnet werden. Ihre Kennzeichnung mit einem Apostroph in Abb. 5.5 verdeutlicht, dass die so berechneten Komponenten die realen DSRF-Komponenten nur verzögert abbilden. Selbst ohne PT_1 -Filterung ergibt sich durch die Rückkopplung über $\mathbf{T}_{\text{rot}^+2}$ und $\mathbf{T}_{\text{rot}^-2}$ eine leichte Verzögerung in der Berechnung.

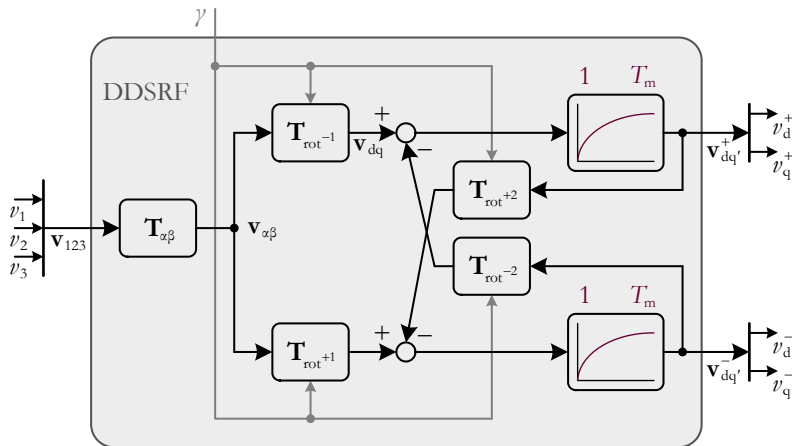


Abb. 5.5: Berechnungsnetzwerk für die DSRF-Komponenten [103]¹⁵.

¹⁵ v steht stellvertretend für eine beliebige elektrische Größe, z. B. Spannung u oder Strom i .

Die Variable \mathbf{v}_{dq} in Abb. 5.5 zeigt den Zusammenhang zur vorherigen Berechnung (5.23) mit nur einem rotierenden Koordinatensystem. Im unsymmetrischen Fall enthält \mathbf{v}_{dq} gemäß (5.31) Einkopplungen des Gegensystems mit der doppelten Rotationsfrequenz, die in \mathbf{v}_{dq}^+ mit Hilfe der Rückführung von \mathbf{v}_{dq}^- kompensiert sind.

Das DDSRF-Berechnungsnetzwerk wirkt sich auch auf die Anwendung der PLL aus. Im Vergleich zu Abb. 5.3 ist die Eingangsgröße nun \mathbf{u}_{dq}^+ , so dass das positiv rotierende Koordinatensystem am positiv rotierenden Zeiger \underline{u}^+ ausgerichtet wird (s. Abb. 5.4). Alternativ ist auch eine Ausrichtung des negativ rotierenden Koordinatensystems an \underline{u}^- denkbar. Dann wird u_q^- zu 0 geregelt und es gilt $\varphi_u^- = 0$.

5.2 AC-seitige Modellierung eines VSC

Ausgehend von den Transformationen aus dem vorigen Abschnitt und den VSC-Grundlagen aus Unterabschnitt 3.2.1.3 beschreibt dieser Abschnitt die Modellierung eines VSC am elektrischen Netz in Raumzeiger und DSRF-Komponenten. Diese Modelle bilden die Basis für den Regelungsentwurf in Abschnitt 5.4.

5.2.1 Raumzeigermodell eines VSC am elektrischen Netz

Wendet man auf das dreiphasige VSC-Ersatzschaltbild aus Abb. 3.6 die Raumzeigertransformation (5.14) an, erhält man das Raumzeigermodell aus Abb. 5.6 (analoge Oberschwingungsschaltbilder werden nicht betrachtet). Die Filterimpedanz \underline{Z}_F ist als LC-Filter realisiert.

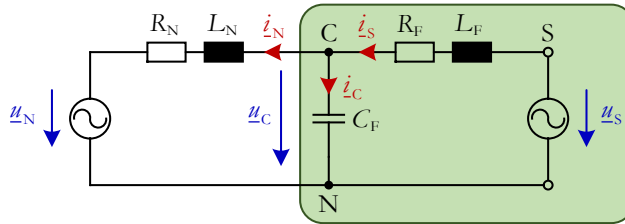


Abb. 5.6: Raumzeigermodell eines VSC mit LC-Filter am elektrischen Netz.

Die Zusammenhänge innerhalb des grünen Teilnetzwerks können dann über einen Spannungsumlauf und eine Knotengleichung formuliert werden:

$$\underline{u}_S = R_F \underline{i}_S + L_F \frac{d\underline{i}_S}{dt} + \underline{u}_C \quad (5.32)$$

$$\underline{i}_S - \underline{i}_N = C_F \frac{d\underline{u}_C}{dt} \quad (5.33)$$

bzw. in $\alpha\beta$ -Darstellung

$$\mathbf{u}_{S\alpha\beta} = R_F \mathbf{i}_{S\alpha\beta} + L_F \frac{d\mathbf{i}_{S\alpha\beta}}{dt} + \mathbf{u}_{C\alpha\beta} \quad (5.34)$$

$$\mathbf{i}_{S\alpha\beta} - \mathbf{i}_{N\alpha\beta} = C_F \frac{d\mathbf{u}_{C\alpha\beta}}{dt} \quad (5.35)$$

Da sich sämtliche Spannungen und Ströme nach (5.14) als Superposition eines positiv und negativ rotierenden Raumzeigers darstellen lassen, können (5.32) und (5.33) auch als getrennte Mit- und Gegensystemgleichungen geschrieben werden:

$$\underline{u}_S^+ = R_F \dot{i}_S^+ + L_F \frac{d\dot{i}_S^+}{dt} + \underline{u}_C^+ \quad (5.36)$$

$$\dot{i}_S^+ - \dot{i}_N^+ = C_F \frac{d\underline{u}_C^+}{dt} \quad (5.37)$$

$$\underline{u}_S^- = R_F \dot{i}_S^- + L_F \frac{d\dot{i}_S^-}{dt} + \underline{u}_C^- \quad (5.38)$$

$$\dot{i}_S^- - \dot{i}_N^- = C_F \frac{d\underline{u}_C^-}{dt} \quad (5.39)$$

Folglich ist auch die Betrachtung (und Regelung) des VSC in getrennten Ersatzschaltbildern möglich (s. Abb. 5.7 und Abb. 5.8). In Anlehnung an das Ersatzschaltbild eines Synchrongenerators aus Abb. 2.17 wird die Netzspannung als symmetrisch angenommen und deshalb im Gegensystem kurzgeschlossen.

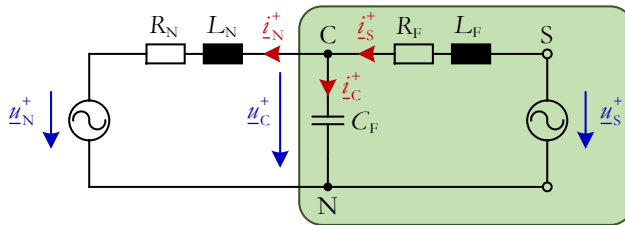


Abb. 5.7: Raumzeigermodell eines VSC am elektrischen Netz (Mitsystem).

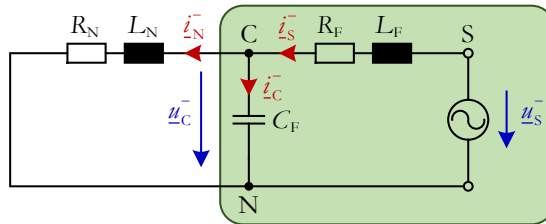


Abb. 5.8: Raumzeigermodell eines VSC am elektrischen Netz (Gegensystem).

5.2.2 VSC-Modell in DSRF-Koordinaten

Die Gleichungen aus Unterabschnitt 5.2.1 werden nun mit Hilfe von (5.28) und (5.20) umgeformt, um eine Darstellung in DSRF-Koordinaten zu erhalten. Für das Mitsystem ergibt sich damit aus (5.36) [104]:

$$\begin{aligned}
 \underline{\hat{U}}_S^+ e^{j(\omega t + \delta)} &= R_F \underline{\hat{I}}_S^+ e^{j(\omega t + \delta)} + L_F \frac{d(\underline{\hat{I}}_S^+ e^{j(\omega t + \delta)})}{dt} + \underline{\hat{U}}_C^+ e^{j(\omega t + \delta)} \\
 &= R_F \underline{\hat{I}}_S^+ e^{j(\omega t + \delta)} + L_F \frac{d\underline{\hat{I}}_S^+}{dt} e^{j(\omega t + \delta)} + L_F \underline{\hat{I}}_S^+ \frac{de^{j(\omega t + \delta)}}{dt} + \underline{\hat{U}}_C^+ e^{j(\omega t + \delta)} \\
 &= R_F \underline{\hat{I}}_S^+ e^{j(\omega t + \delta)} + L_F \frac{d\underline{\hat{I}}_S^+}{dt} e^{j(\omega t + \delta)} + j\omega L_F \underline{\hat{I}}_S^+ e^{j(\omega t + \delta)} + \underline{\hat{U}}_C^+ e^{j(\omega t + \delta)} \quad (5.40)
 \end{aligned}$$

$$\underline{\hat{U}}_S^+ = R_F \underline{\hat{I}}_S^+ + L_F \frac{d\underline{\hat{I}}_S^+}{dt} + j\omega L_F \underline{\hat{I}}_S^+ + \underline{\hat{U}}_C^+ \quad (5.41)$$

Mit

$$\underline{\hat{U}}_S^+ = u_{Sd}^+ + j u_{Sq}^+ \quad (5.42)$$

$$\underline{\hat{I}}_S^+ = i_{Sd}^+ + j i_{Sq}^+ \quad (5.43)$$

$$\underline{\hat{U}}_C^+ = u_{Cd}^+ + j u_{Cq}^+ \quad (5.44)$$

erhält man daraus die Vektordarstellung

$$\begin{bmatrix} u_{Sd}^+ \\ u_{Sq}^+ \end{bmatrix} = R_F \begin{bmatrix} i_{Sd}^+ \\ i_{Sq}^+ \end{bmatrix} + L_F \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{Sd}^+ \\ i_{Sq}^+ \end{bmatrix} + \omega L_F \begin{bmatrix} -i_{Sq}^+ \\ i_{Sd}^+ \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} u_{Cd}^+ \\ u_{Cq}^+ \end{bmatrix}. \quad (5.45)$$

Auf analoge Weise kann man (5.37) umformen:

$$\begin{aligned}
 \underline{\hat{I}}_S^+ e^{j(\omega t + \delta)} - \underline{\hat{I}}_N^+ e^{j(\omega t + \delta)} &= C_F \frac{d\underline{\hat{U}}_C^+ e^{j(\omega t + \delta)}}{dt} = C_F \frac{d\underline{\hat{U}}_C^+}{dt} e^{j(\omega t + \delta)} + C_F \underline{\hat{U}}_C^+ \frac{de^{j(\omega t + \delta)}}{dt} \\
 &= C_F \frac{d\underline{\hat{U}}_C^+}{dt} e^{j(\omega t + \delta)} + j\omega C_F \underline{\hat{U}}_C^+ e^{j(\omega t + \delta)} \quad (5.46)
 \end{aligned}$$

$$\underline{\hat{I}}_S^+ - \underline{\hat{I}}_N^+ = C_F \frac{d\underline{\hat{U}}_C^+}{dt} + j\omega C_F \underline{\hat{U}}_C^+ \quad (5.47)$$

$$\begin{bmatrix} i_{Sd}^+ \\ i_{Sq}^+ \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} i_{Nd}^+ \\ i_{Nq}^+ \end{bmatrix} = C_F \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} u_{Cd}^+ \\ u_{Cq}^+ \end{bmatrix} + \omega C_F \begin{bmatrix} -u_{Cq}^+ \\ u_{Cd}^+ \end{bmatrix} \quad (5.48)$$

Aus (5.45) und (5.48) kann man nun direkt ein Blockschaltbild ableiten, denn nach Abb. 5.7 sind u_{sd}^+ und u_{sq}^+ die Eingänge des Modells, mit denen sich i_{sd}^+ und i_{sq}^+ sowie u_{cd}^+ und u_{cq}^+ beeinflussen lassen. Mit den Übertragungsfunktionen

$$G_{Si} = \frac{1}{R_F + L_F s} = \frac{1/R_F}{L_F/R_F s + 1} \quad (5.49)$$

und

$$G_{Su} = \frac{1}{C_F s} \quad (5.50)$$

erhält man somit das Mitsystemmodell des VSC in Abb. 5.9.

Auf dieselbe Weise kann das Gegensystemmodell hergeleitet werden. Der einzige Unterschied besteht in den Vorzeichen der Koppelterme, da sich aufgrund des negativ rotierenden Raumzeigers nun negative Terme $-j\omega L_F$ bzw. $-j\omega C_F$ ergeben (vgl. Berechnungsschritte (5.40) und (5.46)). Abb. 5.10 zeigt das resultierende Blockschaltbild, in Abb. 5.11 sind die beiden Mit- und Gegensystemmodelle zu einem Gesamtmodell zusammengefasst. Die Bezeichnungen G_{Si}^+ , G_{Si}^- , G_{Su}^+ und G_{Su}^- bringen zum Ausdruck, dass es sich um gekoppelte Mehrgrößensysteme und damit um Übertragungsfunktionsmatrizen¹⁶ handelt.

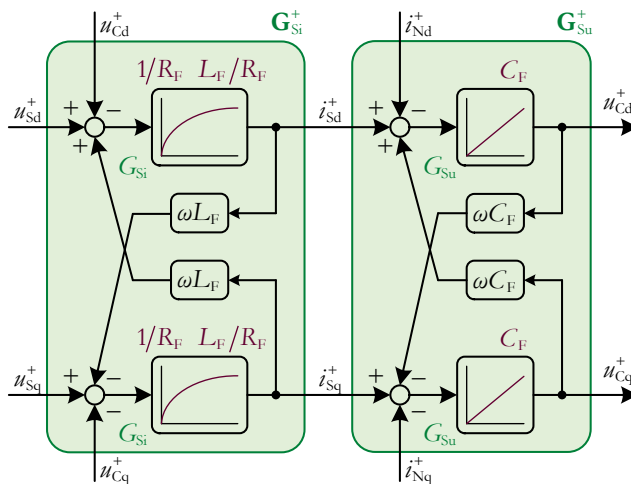


Abb. 5.9: VSC-Modell in DSRF-Koordinaten (Mitsystem).

¹⁶ Die Elemente einer Übertragungsfunktionsmatrix sind Übertragungsfunktionen, die beschreiben, wie ein bestimmter Eingang auf einen bestimmten Ausgang wirkt [105].

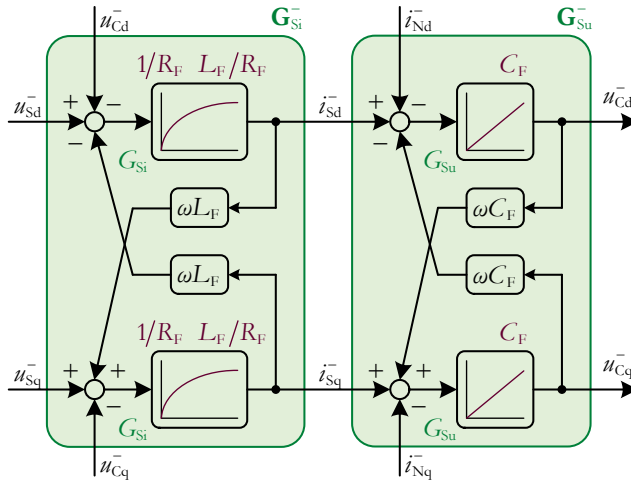


Abb. 5.10: VSC-Modell in DSRF-Koordinaten (Gegensystem).

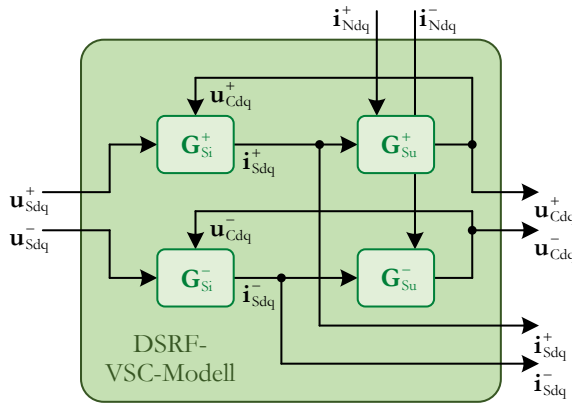


Abb. 5.11: VSC-Modell in DSRF-Koordinaten (detaillierte Darstellung von G_{Si}^+ , G_{Su}^+ , G_{Si}^- und G_{Su}^- in Abb. 5.9 und Abb. 5.10).

5.2.3 Wirk- und Blindleistungsaustausch mit dem elektrischen Netz

Das VSC-Modell in Abb. 5.11 beschreibt die Zusammenhänge zwischen \underline{u}_s , \underline{i}_s und \underline{u}_c , berücksichtigt das elektrische Netz aber nur über die Störgröße \underline{i}_N . In diesem Unterabschnitt wird die Modellierung in Richtung des elektrischen Netzes erweitert, indem der Wirk- und Blindleistungsfluss zwischen VSC und Netz betrachtet wird.

5.2.3.1 Berechnung von Wirk- und Blindleistung

Wirk- und Blindleistung des VSC werden im Folgenden über die Spannung \underline{u}_C und den Strom \underline{i}_S am Punkt C definiert, da diese üblicherweise als Messgrößen zur Verfügung stehen.

Zunächst wird auf den Leistungsfluss in einer Phase eingegangen, um die Begriffe Momentan-, Wirk-, Blind- und Scheinleistung zu unterscheiden.

Leistungsfluss in einer Phase

Mit Hilfe der beiden trigonometrischen Beziehungen

$$\cos x \cos y = \frac{1}{2}(\cos(x - y) + \cos(x + y)) \quad (5.51)$$

und

$$\cos(x - y) = \cos x \cos y + \sin x \sin y \quad (5.52)$$

sowie

$$\varphi = \varphi_{uC1} - \varphi_{iS1} \quad (5.53)$$

erhält man für die *Momentanleistung* in Phase 1 [87, 106]:

$$\begin{aligned} p_{C1} &= u_{C1} i_{S1} = \sqrt{2} U_{C1} \cos(\omega t + \varphi_{uC1}) \cdot \sqrt{2} I_{S1} \cos(\omega t + \varphi_{iS1}) \\ &= U_{C1} I_{S1} (\cos(\varphi_{uC1} - \varphi_{iS1}) + \cos(2\omega t + \varphi_{uC1} + \varphi_{iS1})) \\ &= U_{C1} I_{S1} (\cos \varphi + \cos(2\omega t + 2\varphi_{uC1} - \varphi)) \end{aligned} \quad (5.54)$$

$$\begin{aligned} &= U_{C1} I_{S1} (\cos \varphi + \cos \varphi \cos(2\omega t + 2\varphi_{uC1}) + \sin \varphi \sin(2\omega t + 2\varphi_{uC1})) \\ &= P_{C1} (1 + \cos(2\omega t + 2\varphi_{uC1})) + Q_{C1} \sin(2\omega t + 2\varphi_{uC1}) \end{aligned} \quad (5.55)$$

Die Gleichung wurde dabei so umgeformt, dass die Abhängigkeit vom Winkel φ deutlich wird:

$$P_{C1} = U_{C1} I_{S1} \cos \varphi = S_{C1} \cos \varphi \quad (5.56)$$

$$Q_{C1} = U_{C1} I_{S1} \sin \varphi = S_{C1} \sin \varphi \quad (5.57)$$

mit

$$S_{C1} = U_{C1} I_{S1} \quad (5.58)$$

Die *Wirkleistung* P_{C1} ist der Mittelwert der Momentanleistung. Aufgrund der Wechselgrößen oszilliert die Momentanleistung prinzipiell um diesen Mittelwert (für $\varphi = 0$ zwischen 0 und $2P_{C1}$). Für $\varphi \neq 0$ kommt noch eine weitere Schwingung

hinzu, die durch den Term Q_{C1} quantifiziert wird. Dieser beschreibt einen mittelwertfreien, vom Winkel φ abhängigen Anteil der Momentanleistung und wird deshalb *Blindleistung*, genauer *Verschiebungsblindleistung* genannt [102].

Schreibt man (5.54) alternativ als

$$p_{C1} = P_{C1} + S_{C1} \cos(2\omega t + 2\varphi_{u_{C1}} - \varphi), \quad (5.59)$$

erhält man zwei Interpretationsmöglichkeiten für die *Scheinleistung* S_{C1} . Zum einen entspricht sie der Höhe der Schwingung um P_{C1} [106], die in (5.55) nur indirekt dargestellt ist, zum anderen beschreibt sie einen *scheinbaren* Wirkleistungsfluss, den man bei reiner Betrachtung der Effektivwerte von Spannung und Strom (d. h. ohne φ) annehmen könnte [102].

Basierend auf diesen Ableitungen findet man in der Literatur, z. B. [34, 45, 101], häufig den Begriff der *komplexen Scheinleistung* \underline{S}_{C1} . Ihr Betrag ist die Scheinleistung S_{C1} , Real- und Imaginärteil entsprechen der Wirkleistung P_{C1} und der Blindleistung Q_{C1} :

$$\underline{S}_{C1} = \underline{U}_{C1} \bar{\underline{I}}_{S1} = U_{C1} I_{S1} e^{j(\varphi_{u_{C1}} - \varphi_{s1})} = U_{C1} I_{S1} e^{j\varphi} = S_{C1} e^{j\varphi} = P_{C1} + jQ_{C1} \quad (5.60)$$

Mit dieser Definition bildet die komplexe Scheinleistung die Gleichungen (5.56), (5.57) und (5.58) kompakt in einer einzigen Formel ab.

Drehstromleistung

Nun wird der VSC als Dreiphasensystem betrachtet und die Momentanleistung (als Summe der Momentanleistungen der drei Phasen) mit Hilfe von (5.17) in Raumzeigergrößen ausgedrückt [45, 102]:

$$\begin{aligned} p_C &= \mathbf{u}_{C123}^T \mathbf{i}_{S123} = \left(\frac{1}{2} \mathbf{T}_{(120)}^{-1} \mathbf{u}_{CRZ0} \right)^T \frac{1}{2} \mathbf{T}_{(120)}^{-1} \mathbf{i}_{SRZ0} = \frac{1}{4} \mathbf{u}_{CRZ0}^T \mathbf{T}_{(120)}^{-1T} \mathbf{T}_{(120)}^{-1} \mathbf{i}_{SRZ0} \\ &= \frac{1}{4} \mathbf{u}_{CRZ0}^T \begin{bmatrix} 0 & 3 & 0 \\ 3 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 3 \end{bmatrix} \mathbf{i}_{SRZ0} = \frac{1}{4} \begin{bmatrix} \underline{u}_C & \bar{\underline{u}}_C & 2u_{C0} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 3\bar{\underline{i}}_S \\ 3\underline{i}_S \\ 6i_{S0} \end{bmatrix} \\ &= \frac{3}{4} \left(\underline{u}_C \bar{\underline{i}}_S + \bar{\underline{u}}_C \underline{i}_S \right) + 3u_{C0} i_{S0} = \frac{3}{2} \operatorname{Re} \left\{ \underline{u}_C \bar{\underline{i}}_S \right\} + 3u_{C0} i_{S0} \end{aligned} \quad (5.61)$$

In Analogie zu (5.60) kann man daraus eine *komplexe momentane Scheinleistung*

$$\underline{s}_C = \frac{3}{2} \underline{u}_C \bar{\underline{i}}_S \quad (5.62)$$

definieren, deren Realteil im Gegensatz zu (5.60) aber die Momentanleistung und nicht deren Mittelwert (Wirkleistung) abbildet. Dieser Zusammenhang gilt nach (5.61) zwar nur, wenn die Nullsystemleistung verschwindet, aber diese Bedingung

ist im Allgemeinen erfüllt, da der VSC über ein Dreileitersystem angeschlossen ist und somit $i_{s0} = 0$ gilt.

Mit Hilfe von (5.62) und (5.28) kann man nun die leistungsmäßigen Zusammenhänge des VSC durch Mit- und Gegensystem ausdrücken:

$$\begin{aligned} \underline{s}_c &= \frac{3}{2} \underline{u}_c \overline{\underline{i}_s} = \frac{3}{2} (\underline{u}_c^+ + \underline{u}_c^-) (\overline{\underline{i}_s^+} + \overline{\underline{i}_s^-}) = \frac{3}{2} (\hat{U}_c^+ e^{j\gamma} + \hat{U}_c^- e^{-j\gamma}) \left(\overline{\hat{I}_s^+} e^{-j\gamma} + \overline{\hat{I}_s^-} e^{j\gamma} \right) \\ &= \frac{3}{2} \left(\hat{U}_c^+ \overline{\hat{I}_s^+} + \hat{U}_c^+ \overline{\hat{I}_s^-} e^{2j\gamma} + \hat{U}_c^- \overline{\hat{I}_s^+} e^{-2j\gamma} + \hat{U}_c^- \overline{\hat{I}_s^-} \right) = \underline{s}_c^+ + \underline{s}_c^{2\gamma} + \underline{s}_c^{-2\gamma} + \underline{s}_c^- \end{aligned} \quad (5.63)$$

Die Terme \underline{s}_c^+ und \underline{s}_c^- sind zeitunabhängig; sie repräsentieren eine konstante Leistungsübertragung (Momentanleistung) im Mit- bzw. Gegensystemnetzwerk (s. Abb. 5.7 und Abb. 5.8). Zusätzlich existiert noch eine leistungsmäßige Kopplung der beiden Systeme in Form von $\underline{s}_c^{2\gamma}$ und $\underline{s}_c^{-2\gamma}$, d. h. symmetrische Spannungen in Verbindung mit unsymmetrischen Strömen oder unsymmetrische Spannungen in Verbindung mit symmetrischen Strömen führen zu überlagerten Oszillationen in der Momentanleistung.

Leistung im Mit- und Gegensystem

Für die Leistungskomponenten \underline{s}_c^+ und \underline{s}_c^- im Mit- bzw. Gegensystemnetzwerk werden nun zwei Berechnungs- bzw. Darstellungsmöglichkeiten vorgestellt: mit DSRF-Komponenten und mit sog. Wirk- und Blindströmen.

Abb. 5.12 zeigt die Raumzeiger eines unsymmetrischen Spannungs- (\underline{u}_c^+ und \underline{u}_c^-) und eines unsymmetrischen Stromsystems (\underline{i}_s^+ und \underline{i}_s^-). Zusätzlich wurden *Wirk- und Blindströme* I_{sp}^+ und I_{sq}^+ sowie I_{sp}^- und I_{sq}^- eingeführt, die parallel bzw. orthogonal zu den Spannungszeigern liegen.

Analog zu (5.60) berechnen sich Wirk- und Blindleistung aus dem Real- und Imaginärteil der komplexen Scheinleistungen \underline{s}_c^+ und \underline{s}_c^- und man erhält aus (5.63) und Abb. 5.12:

$$\begin{aligned} \underline{s}_c^+ &= \frac{3}{2} \hat{U}_c^+ \overline{\hat{I}_s^+} = \frac{3}{2} \hat{U}_c^+ e^{j\vartheta_{uc}^*} \overline{(I_{sp}^+ + jI_{sq}^+)} = \frac{3}{2} \hat{U}_c^+ e^{j\vartheta_{uc}^*} e^{-j\vartheta_{uc}^*} (I_{sp}^+ - jI_{sq}^+) \\ &= \frac{3}{2} \hat{U}_c^+ (I_{sp}^+ - jI_{sq}^+) \end{aligned} \quad (5.64)$$

$$P_C^+ = \text{Re}\{\underline{s}_c^+\} = \frac{3}{2} \hat{U}_c^+ I_{sp}^+ \quad (5.65)$$

$$Q_C^+ = \text{Im}\{\underline{s}_c^+\} = -\frac{3}{2} \hat{U}_c^+ I_{sq}^+ \quad (5.66)$$

Der Wirkstrom I_{sp}^+ repräsentiert also denjenigen Anteil des Stromes \hat{I}_s^+ , der zur Wirkleistung beiträgt, der Blindstrom I_{sq}^+ den Teil, der zur Blindleistung beiträgt.

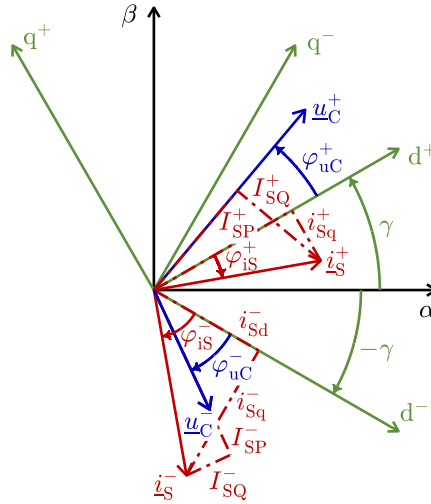


Abb. 5.12: Raumzeiger eines unsymmetrischen Spannungs- und Stromsystems mit Wirk- und Blindströmen (senkrecht und parallel zu den Spannungszeigern).

Auf identische Weise ergibt sich für das Gegensystem:

$$\begin{aligned}\underline{S}_C^- &= \frac{3}{2} \hat{U}_C^- \overline{\hat{I}_S^-} = \frac{3}{2} \hat{U}_C^- \overline{e^{j\varphi_{uC}^-} (I_{SP}^- + jI_{SQ}^-)} = \frac{3}{2} \hat{U}_C^- e^{j\varphi_{uC}^-} e^{-j\varphi_{uC}^-} (I_{SP}^- - jI_{SQ}^-) \\ &= \frac{3}{2} \hat{U}_C^- (I_{SP}^- - jI_{SQ}^-)\end{aligned}\quad (5.67)$$

$$P_C^- = \operatorname{Re}\{\underline{S}_C^-\} = \frac{3}{2} \hat{U}_C^- I_{SP}^- \quad (5.68)$$

$$Q_C^- = \operatorname{Im}\{\underline{S}_C^-\} = -\frac{3}{2} \hat{U}_C^- I_{SQ}^- \quad (5.69)$$

Alternativ kann man \underline{S}_C^+ und \underline{S}_C^- über die DSRF-Komponenten ausdrücken:

$$\begin{aligned}\underline{S}_C^+ &= \frac{3}{2} \hat{U}_C^+ \overline{\hat{I}_S^+} = \frac{3}{2} (u_{Cd}^+ + ju_{Cq}^+) (\overline{i_{Sd}^+ - ji_{Sq}^+}) \\ &= \frac{3}{2} (u_{Cd}^+ i_{Sd}^+ + u_{Cq}^+ i_{Sq}^+ + j(u_{Cq}^+ i_{Sd}^+ - u_{Cd}^+ i_{Sq}^+))\end{aligned}\quad (5.70)$$

$$P_C^+ = \operatorname{Re}\{\underline{S}_C^+\} = \frac{3}{2} (u_{Cd}^+ i_{Sd}^+ + u_{Cq}^+ i_{Sq}^+) \quad (5.71)$$

$$Q_C^+ = \operatorname{Im}\{\underline{S}_C^+\} = \frac{3}{2} (u_{Cq}^+ i_{Sd}^+ - u_{Cd}^+ i_{Sq}^+) \quad (5.72)$$

sowie

$$\begin{aligned}\underline{S}_C^- &= \frac{3}{2} \hat{\underline{U}}_C^- \overline{\hat{\underline{I}}_S^-} = \frac{3}{2} (u_{Cd}^- + j u_{Cq}^-) (i_{Sd}^- - j i_{Sq}^-) \\ &= \frac{3}{2} (u_{Cd}^- i_{Sd}^- + u_{Cq}^- i_{Sq}^- + j (u_{Cq}^- i_{Sd}^- - u_{Cd}^- i_{Sq}^-))\end{aligned}\quad (5.73)$$

$$P_C^- = \operatorname{Re} \{ \underline{S}_C^- \} = \frac{3}{2} (u_{Cd}^- i_{Sd}^- + u_{Cq}^- i_{Sq}^-) \quad (5.74)$$

$$Q_C^- = \operatorname{Im} \{ \underline{S}_C^- \} = \frac{3}{2} (u_{Cq}^- i_{Sd}^- - u_{Cd}^- i_{Sq}^-) \quad (5.75)$$

Wird die Spannung u_{Cq}^+ durch eine PLL zu 0 geregelt, fallen (5.65) und (5.71) sowie (5.66) und (5.72) zusammen und es gilt:

$$I_{SP}^+ = i_{Sd}^+ \quad (5.76)$$

$$I_{SQ}^+ = i_{Sq}^+ \quad (5.77)$$

5.2.3.2 Wirk- und Blindleistungsfluss zwischen zwei Netzknoten

Die Betrachtung in diesem Unterabschnitt basiert auf Abb. 5.7 und beschränkt sich damit auf das Mitsystem. Der Leistungsaustausch zwischen VSC und Netz lässt sich als Leistungsfluss zwischen zwei Netzknoten mit den Spannungen \underline{u}_C^+ und \underline{u}_N^+ und dazwischen liegender Impedanz \underline{Z}_N modellieren. Für diese gilt:

$$\underline{Z}_N = R_N + j\omega L_N = R_N + jX_N \quad (5.78)$$

$$\underline{Y}_N = \frac{1}{\underline{Z}_N} = \frac{1}{R_N + jX_N} = \frac{R_N - jX_N}{R_N^2 + X_N^2} = \frac{R_N}{R_N^2 + X_N^2} + j \frac{-X_N}{R_N^2 + X_N^2} = G_N + jB_N \quad (5.79)$$

Die Scheinleistung \underline{S}_N^+ berechnet sich dann basierend auf (5.63) [107]:

$$\begin{aligned}\underline{S}_N^+ &= \frac{3}{2} \hat{\underline{U}}_C^+ \overline{\hat{\underline{I}}_N^+} = \frac{3}{2} \hat{\underline{U}}_C^+ \frac{\overline{\hat{\underline{U}}_C^+ - \hat{\underline{U}}_N^+}}{\underline{Z}_N} = \frac{3}{2} \hat{\underline{U}}_C^+ (G_N - jB_N) (\overline{\hat{\underline{U}}_C^+} - \overline{\hat{\underline{U}}_N^+}) \\ &= \frac{3}{2} (G_N - jB_N) (\hat{U}_C^+ \hat{U}_C^+ - \hat{U}_C^+ \hat{U}_N^+ e^{j(\varphi_{uC}^+ - \varphi_{uN}^+)})\end{aligned}\quad (5.80)$$

$$\begin{aligned}\begin{bmatrix} P_N^+ \\ Q_N^+ \end{bmatrix} &= \frac{3}{2} \begin{bmatrix} -B_N & G_N \\ -G_N & -B_N \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{U}_C^+ \hat{U}_N^+ \sin(\varphi_{uC}^+ - \varphi_{uN}^+) \\ \hat{U}_C^+ (\hat{U}_C^+ - \hat{U}_N^+ \cos(\varphi_{uC}^+ - \varphi_{uN}^+)) \end{bmatrix} \\ &= \frac{3}{2} \begin{bmatrix} \frac{X_N}{R_N^2 + X_N^2} & \frac{R_N}{R_N^2 + X_N^2} \\ \frac{-R_N}{R_N^2 + X_N^2} & \frac{X_N}{R_N^2 + X_N^2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{U}_C^+ \hat{U}_N^+ \sin(\varphi_{uC}^+ - \varphi_{uN}^+) \\ \hat{U}_C^+ (\hat{U}_C^+ - \hat{U}_N^+ \cos(\varphi_{uC}^+ - \varphi_{uN}^+)) \end{bmatrix}\end{aligned}\quad (5.81)$$

(5.81) beschreibt einen nichtlinearen Zusammenhang zwischen den Beträgen und Winkeln der beiden Spannungen \underline{u}_C^+ und \underline{u}_N^+ und dem resultierenden Wirk- und Blindleistungsfluss P_N^+ und Q_N^+ . Abb. 5.13 zeigt die vereinfachte Darstellung dieser Gleichung als Blockschaltbild.

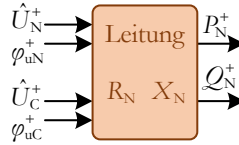


Abb. 5.13: Blockschaltbild des Wirk- und Blindleistungsflusses zwischen zwei Netzknoten mit den Spannungsamplituden \hat{U}_N^+ und \hat{U}_C^+ und den Spannungswinkeln φ_{uN}^+ und φ_{uC}^+ gemäß (5.81).

Anhand von (5.81) lassen sich nun mehrere der bereits verwendeten Zusammenhänge erklären. Zum einen erhält man die sinusförmige Winkelabhängigkeit der Wirkleistung, wie sie für die Stabilitätsuntersuchung des Synchrongenerators in (2.22) und in Abb. 2.19, Abb. 2.20 und Abb. 2.21 verwendet wurde, wenn man in (5.81) $R_N = 0$ setzt.

Darüber hinaus vereinfacht sich (5.81) unter Annahme kleiner Winkel, d. h. $\sin \varphi \approx \varphi$ und $\cos \varphi \approx 1$, zu

$$\begin{bmatrix} P_N^+ \\ Q_N^+ \end{bmatrix} \approx \frac{3}{2} \begin{bmatrix} \frac{X_N}{R_N^2 + X_N^2} & \frac{R_N}{R_N^2 + X_N^2} \\ -R_N & X_N \\ \frac{R_N^2 + X_N^2}{R_N^2 + X_N^2} & \frac{X_N}{R_N^2 + X_N^2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{U}_C^+ \hat{U}_N^+ \Delta \varphi_u^+ \\ \hat{U}_C^+ \Delta \hat{U}^+ \end{bmatrix} \quad (5.82)$$

mit

$$\Delta \varphi_u^+ = \varphi_{uC}^+ - \varphi_{uN}^+ \quad (5.83)$$

und

$$\Delta \hat{U}^+ = \hat{U}_C^+ - \hat{U}_N^+. \quad (5.84)$$

Nimmt man auch hier wieder die Vereinfachung $R_N \approx 0$ an, hängt die Wirkleistung hauptsächlich von der Winkeldifferenz $\Delta \varphi_u^+$ und die Blindleistung hauptsächlich von der Amplitudendifferenz $\Delta \hat{U}^+$ ab. Dies zeigt sich beispielsweise in Abb. 2.9 und Abb. 2.11, wo in guter Näherung eine Verdopplung des Winkels von δ auf δ' zu einer Verdopplung der Wirkleistung führt.

Trifft die Annahme $R_N \approx 0$ nicht zu, sind die vier Größen untereinander gekoppelt, d. h. eine Veränderung des Winkels beeinflusst sowohl die Wirk- als auch die Blindleistung. Ebenso beeinflusst eine Veränderung der Spannungsamplituden sowohl die

Wirk- als auch die Blindleistung. Diese Abhängigkeiten wurden bereits in Abb. 2.14 grafisch gezeigt.

Aus (5.82) sowie den Wirk- und Blindströmen aus (5.65) und (5.66) kann man außerdem die umgekehrten Zusammenhänge ableiten, z.B. wie sich Wirk- und Blindleistungsfluss auf einer Leitung auf die Amplitudendifferenz $\Delta\hat{U}^+$ auswirken:

$$\begin{bmatrix} \Delta\phi_u^+ \hat{U}_N^+ \\ \Delta\hat{U}^+ \end{bmatrix} \approx \frac{2}{3} \begin{bmatrix} X_N & -R_N \\ R_N & X_N \end{bmatrix} \frac{1}{\hat{U}_C^+} \begin{bmatrix} P_N^+ \\ Q_N^+ \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} X_N & R_N \\ R_N & -X_N \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{NP}^+ \\ I_{NQ}^+ \end{bmatrix} \quad (5.85)$$

5.3 Übersicht und Klassifizierung von VSC-Regelungen

Aus den Transformationen und Modellen, die in den vorhergehenden Abschnitten hergeleitet wurden, ergeben sich verschiedene Implementierungsmöglichkeiten für die Regelung eines VSC hinsichtlich der Koordinatensysteme, aber insbesondere auch hinsichtlich der Regelungsmodi, die das Verhalten des VSC gegenüber dem elektrischen Netz bestimmen.

Dieser Abschnitt gibt zunächst eine Übersicht über die Regelungsstrukturen eines VSC in SRF-, $\alpha\beta$ - und DSRF-Koordinaten, gefolgt von einer ausführlichen Darstellung der verschiedenen Regelungsmodi (Regelgrößen, Regelkreise, Regelungskaskaden). Ziel ist es, durch eine grafische Übersicht die Vielzahl an Regelungsvarianten zu strukturieren und deren Zusammenhänge zu verdeutlichen.

5.3.1 Regelung in SRF-, $\alpha\beta$ - und DSRF-Koordinaten

Die Schnittstelle zwischen dem VSC (Hardware) und der Regelung (Software) sind die Ansteuersignale \mathbf{s}_{123} der IGBTs sowie die Messgrößen \mathbf{u}_{C123} und \mathbf{i}_{S123} . Da die Regelung üblicherweise in transformierten Koordinaten erfolgt, ergeben sich mit den Transformationsmatrizen aus Abschnitt 5.1 verschiedene Regelungsstrukturen. Abb. 5.14 zeigt die Regelung in SRF-Koordinaten, Abb. 5.15 in $\alpha\beta$ -Koordinaten und Abb. 5.16 in DSRF-Koordinaten. Im Folgenden werden kurz die wesentlichen Charakteristika erläutert.

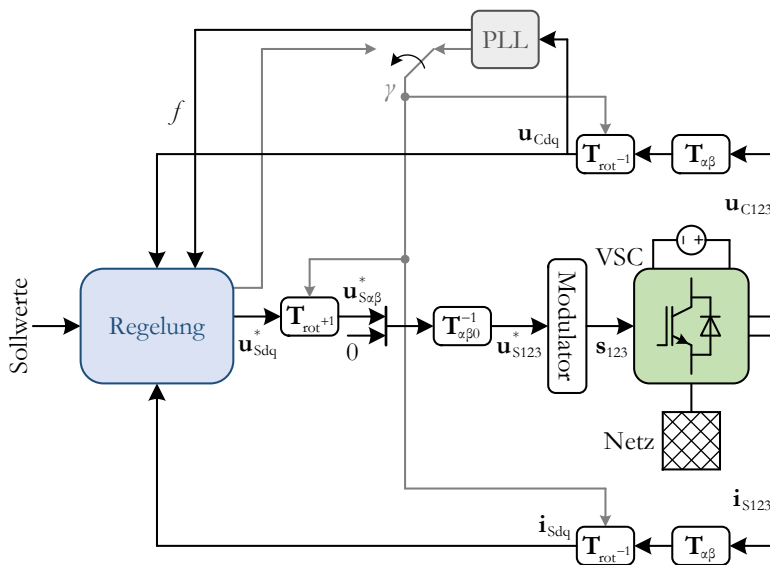


Abb. 5.14: Regelungsstruktur eines VSC in SRF-Koordinaten.

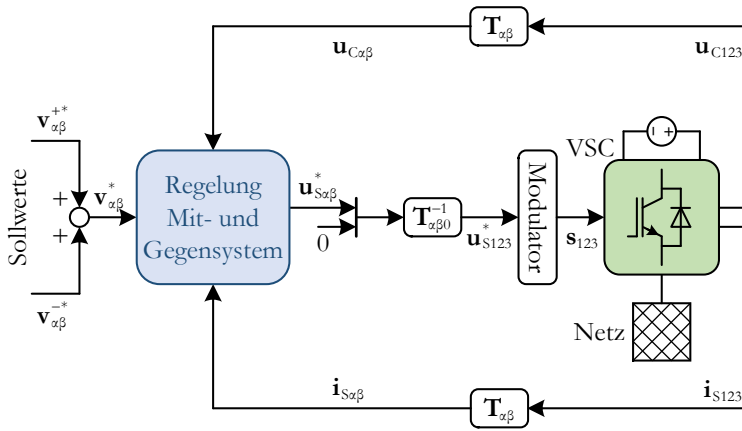


Abb. 5.15: Regulationsstruktur eines VSC in $\alpha\beta$ -Koordinaten.

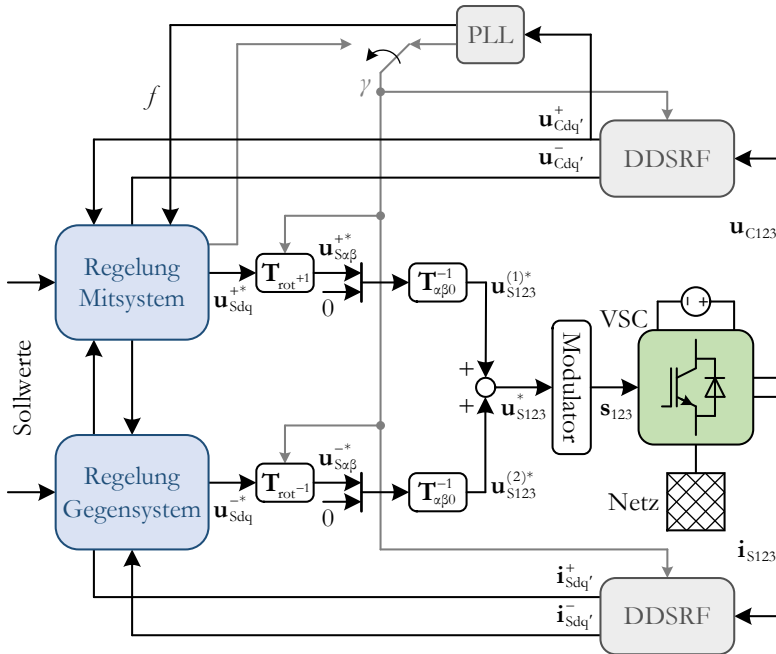


Abb. 5.16: Regulationsstruktur eines VSC in DSRF-Koordinaten.

Da die SRF- und DSRF-Komponenten im normalen Betriebsfall Gleichgrößen darstellen (rotierendes Koordinatensystem), können hierfür PI-Regler eingesetzt werden, während für die Regelung in $\alpha\beta$ -Koordinaten resonante Regler benötigt werden, die Wechselgrößen mit stationärer Genauigkeit regeln können [104].

Ein weiterer wichtiger Aspekt ist das Verhalten bei unsymmetrischen Zuständen. Bei der $\alpha\beta$ -Regelung aus Abb. 5.15 werden Mit- und Gegensystem automatisch gemeinsam geregelt¹⁷. Eine gezielte Regelung ist hier zwar durch eine entsprechende Sollwertvorgabe möglich, aber diese ist nicht so flexibel wie bei der DSRF-Regelung, bei der die Größen im Mit- und Gegensystem unabhängig voneinander geregelt werden können (z. B. Spannungsregelung im Mitsystem und Stromregelung im Gegensystem). Bei der SRF-Regelung ist hingegen ohne zusätzliche Maßnahmen (wie z. B. zusätzliche resonante Regler [108]) keine gezielte Beeinflussung des Gegensystems möglich. Stattdessen koppeln unsymmetrische Zustände als 100-Hz-Schwingung in die Regelung ein oder müssen durch entsprechende Filterung unterdrückt werden. Trotz dieser Einschränkung ist die SRF-Regelung weit verbreitet [48, 109–120].

Aufgrund ihrer hohen Flexibilität und getrennten Regelbarkeit von Mit- und Gegensystem wird im weiteren Verlauf die DSRF-Regelung verwendet.

5.3.2 Regelungsmodi und Betriebsverhalten eines VSC

Für die Regelung von VSCs gibt es eine Vielzahl von Varianten, die in diesem Unterabschnitt vorgestellt und strukturiert werden. Dies geschieht anhand einer umfassenden grafischen Übersicht (Abb. 5.17), die verschiedene Klassifizierungsmerkmale vereint und so eine ganzheitliche Darstellung der Varianten, Eigenschaften und Zusammenhänge von VSC-Regelungen ermöglicht. Anhand der nachfolgenden Erläuterungen wird gezeigt, wie sich die in der Literatur üblichen VSC-Klassifizierungen und -Regelungen in dieses Schema einordnen lassen.

5.3.2.1 Klassifizierungsschema für VSC-Regelungen

Die Übersicht in Abb. 5.17, die nun kurz vorgestellt und anschließend in Abschnitt 5.4 detailliert betrachtet wird, beinhaltet vier wesentliche Klassifizierungsmerkmale für VSC-Regelungen: das stationäre *Ersatzschaltbild* (Stromquelle, Spannungsquelle), das *Betriebsverhalten* (netzfolgend, netzbildend, netzstützend), sechs unterschiedliche *Regelungsmodi* sowie die Möglichkeit/Notwendigkeit des *Netzparallelbetriebs*.

Ersatzschaltbild

Eine Klassifizierung nach Strom- und Spannungsquellenverhalten findet man beispielsweise in [121] (CSI: *current-source inverter*, VSI: *voltage-source inverter*), in [122] (*stromeinprägend, spannungsbildend*) oder in [123] (*stromstellend, spannungstellend*). Die Bezeichnung CSI und VSI (Stromrichterregelung) ist hierbei nicht mit der Bezeichnung CSC und VSC aus Abb. 3.2 (Stromrichtertopologie) zu verwechseln.

¹⁷ Eine Zerlegung der Messgrößen in v_α^+ , v_β^+ , v_α^- und v_β^- mit Hilfe einer *Double Second-Order Generalized Integrator Frequency-Locked Loop* (DSOGI-FLL) [103], die eine getrennte Regelung von Mit- und Gegensystem auch in $\alpha\beta$ -Koordinaten ermöglicht, wird hier nicht betrachtet.

Betriebsverhalten

Etwas spezifischer und weiter verbreitet ist die Klassifizierung nach dem Betriebsverhalten; die entsprechenden vier Kategorien sind in Abb. 5.17 durch die gestrichelten Linien gekennzeichnet. VSCs mit Stromquellenverhalten speisen einen Strom in einer bestimmten Phasenlage zu einer vorgegebenen Netzspannung ein, sind also *netzfolgend*. VSCs mit Spannungsquellenverhalten bilden hingegen ihre eigene Winkelreferenz, sind also *netzbildend*. Zusätzlich definiert man ein *netzstützendes* Verhalten, wenn der VSC eine Statikregelung besitzt. In der englischsprachigen Literatur existieren für diese Klassifizierung die Begriffe *grid-following/ grid-feeding*, *grid-forming* sowie *grid-supporting* [48, 50, 124, 125], wobei häufig auch nur zwischen den beiden ersten unterschieden wird [37, 126, 127].

Regelungsmodi

Das dritte Klassifizierungsmerkmal von VSC-Regelungen sind die sechs verschiedenen Regelungsmodi in Abb. 5.17, die sich aus den vier Betriebsgrößen elektrischer Wechselstromnetze (Spannung, Frequenz, Wirk- und Blindleistung) ableiten. Je nachdem, ob Wirk- und Blindleistung (PQ -Modus) oder Spannung und Frequenz (uf -Modus) geregelt werden, verhält sich der VSC netzfolgend oder netzbildend. Aus regelungstechnischer Sicht liegt hierbei der wesentliche Unterschied in der Berechnung des Transformationswinkels γ , der im netzfolgenden Betrieb über eine PLL, im netzbildenden Betrieb durch die Regelung selbst bestimmt wird (s. Winkelumschaltung in Abb. 5.14 und Abb. 5.16). Die überlagerten Statikregelungen berechnen Wirk- und Blindleistung oder Spannung und Frequenz aus den jeweils anderen zwei Größen und sind folglich invers zueinander. Die Definition von \dot{f} -Statiken ermöglicht es, neben den herkömmlichen Statiken auch die Bewegungsgleichung eines Synchrongenerators (2.15) nachzubilden.

In der Literatur ist eine solche Klassifizierung in sechs Regelungsmodi nicht zu finden; meist wird nur zwischen den vier Modi PQ , uf , $P(f)Q(U)$ und $f(P)U(Q)$ unterschieden [48, 50]. Darüber hinaus existieren verschiedene Arten der Synchronmaschinennachbildung, die u. a. als *virtuelle Synchronmaschine* (VSM) oder *virtueller Synchrongenerator* (VSG) [116, 124, 128–131], *virtuelle Trägheit* (*virtual inertia*) [132, 133], *synthetic inertia* [22, 134], *VISMA* [135] oder *Synchronverter* [136] bezeichnet werden. Nach [128] lassen sich diese Ansätze in drei Kategorien unterteilen, je nachdem, ob die Maschinennachbildung Strom-, Spannungs- oder Leistungswerte als Ausgangsgrößen generiert. Die erste Variante, in der die Maschinengleichungen detailliert modelliert werden (vgl. [50, 135]), wird im Folgenden nicht weiter betrachtet. Die beiden anderen Kategorien lassen sich als Regelungsmodi $\dot{f}(P)U(Q)$ und $P(\dot{f})Q(U)$ in das Schema aus Abb. 5.17 integrieren.

Während beim $P(\dot{f})Q(U)$ -Modus die Bewegungsgleichung aus (2.15) üblicherweise direkt nachgebildet wird (vgl. [22, 133, 134]), beinhalten die $\dot{f}(P)U(Q)$ -Regelungen meist noch zusätzliche frequenzproportionale Anteile, die Dämpfungseffekte und/oder überlagerte Maschinenregelungen nachbilden [116, 117, 124, 129–132, 136].

Die $P(\dot{f})Q(U)$ -Regelungen stellen trotz Nachbildung der Generatorbewegungsgleichung keine Trägheit im eigentlichen Sinne dar (vgl. Unterabschnitt 2.5.1), da aufgrund der Frequenzmessung eine Leistungsänderung immer verzögert erfolgt. Dennoch wird dieser Regelungsmodus häufig als virtuelle oder synthetische Trägheit bezeichnet [22, 133, 134]; in Abb. 5.17 wird dieser Begriff hingegen nur für den $\dot{f}(P)U(Q)$ -Modus verwendet. Die Bezeichnung *virtuelle Trägheit* (vT) anstatt *virtueller Synchronmaschine* soll außerdem zum Ausdruck bringen, dass nicht die kompletten Eigenschaften einer Synchronmaschine nachgebildet werden, sondern nur die Bewegungsgleichung (2.15), was z. B. eine flexible Regelung des Gegensystems ermöglicht.

Neben den sechs Regelungsmodi sind verschiedene *Submodi* zu unterscheiden, die durch die römischen Zahlen I-IV und die Buchstaben a-d gekennzeichnet sind und verschiedene Implementierungsmöglichkeiten aufzeigen. So kann der $\dot{f}(P)U(Q)$ -Modus z. B. durch Submodus I-d direkt und ohne unterlagerte Regelungen oder über Submodus III-a durch eine unterlagerte Spannungs- und Stromregelung mit *stationärer virtueller Impedanz* realisiert werden. Der $\dot{f}(P)U(Q)$ - und der $\dot{f}(P)U(Q)$ -Modus weisen die gleiche Variation an Submodi auf; sie werden im Folgenden durch das Kürzel vT unterschieden (z. B. Submodus III-a vs. Submodus III-a-vT).

In der Literatur findet man nur vereinzelt eine Differenzierung nach Submodi wie z. B. *single-loop* und *dual-loop voltage control* [50], was den Submodi I-c und I-a entspricht, oder *open loop PWM* und *cascaded voltage and current loops* [128] (Submodi I-d-vT und I-a-vT). In [48] besitzen dagegen alle Regelungsmodi eine unterlagerte Stromregelung.

Netzparallelbetrieb

Das vierte Klassifizierungsmerkmal ist die Möglichkeit/Notwendigkeit des Netzparallelbetriebs. Netzfolgende VSCs müssen per Definition, VSCs im *uf*-Modus können dagegen nicht *netzparallel* arbeiten, da sie keine Synchronisierungsmöglichkeit mit anderen Spannungsquellen aufweisen. Eine Mischung daraus sind der $\dot{f}(P)U(Q)$ - und der $\dot{f}(P)U(Q)$ -Modus. Die so geregelten VSCs können sowohl netzparallel als auch als einzige Spannungsquelle arbeiten, wodurch sie sich besonders für den Netzwiederaufbau eignen. Häufig versteht man deshalb unter dem Begriff netzbildend auch nur diese beiden Modi und nicht den *uf*-Modus [126].

Weitere Aspekte

Wie an den Superskripten „+–“ in Abb. 5.17 zu erkennen ist, gelten die Regelungsmodi und Submodi nicht nur für das Mitsystem, sondern prinzipiell auch für das Gegensystem. So kann z. B. ein VSC netzbildend im Mitsystem und gleichzeitig netzfolgend im Gegensystem wirken (Unterabschnitt 5.7.7). Bei der Kombination netzbildend-netzfolgend, in der beide Regelungen einen Winkel vorgeben, sind allerdings Anpassungen an der DSRF-Transformation erforderlich (Abb. 5.4 und Abb. 5.5), um zwei Transformationswinkel zuzulassen.

Die FRT- und *virtuellen Admittanz* (vA)-Blöcke stellen Erweiterungen zur Beeinflussung des Fehlerverhaltens dar. Sie werden in Abschnitt 5.4 genauer betrachtet.

Von den sechs vorgestellten Regelungsmodi kommt heutzutage hauptsächlich der PQ -Modus zum Einsatz, sowohl für die Netzkopplung von Energiespeichern oder HGÜs als auch für die Regelung nicht-konventioneller Stromerzeugungsanlagen [52]. Bei diesen ergibt sich der Wirkleistungssollwert dann üblicherweise aus einer überlagerten DC-Spannungsregelung [104], d. h. die anderen Regelungsmodi sind hier wegen der Volatilität des Primärenergieträgers prinzipbedingt nicht oder nur eingeschränkt möglich.

5.3.2.2 Anwendung der Klassifizierung auf Regelungsverfahren aus der Literatur

Nun soll gezeigt werden, wie sich verschiedene Regelungsverfahren aus der Literatur in das Klassifizierungsschema aus Abb. 5.17 einordnen lassen. Der Fokus liegt hierbei auf den Regelungsmodi $f(P)U(Q)$ und $\dot{f}(P)U(Q)$, da diese die größte Implementierungsbandbreite besitzen und wegen ihrer hohen Netzdienlichkeit (Momentanreserve, Schwarzstartfähigkeit etc.) immer mehr in den Forschungsmittelpunkt rücken.

In Tab. 5.1 sind die Regelungsverfahren aus knapp 30 Veröffentlichungen eingetragen; mit dem Klassifizierungsschema aus Abb. 5.17 lässt sich also die Vielzahl an VSC-Regelungen übersichtlich strukturieren und zusammenfassen. Die Einteilung in Regelungsmodi und Submodi erleichtert dabei das Verständnis und die Vergleichbarkeit der Regelungen.

Auch wenn der Darstellung in Abb. 5.17 DSRF-Koordinaten und $U(Q)$ -Statiken zugrunde liegen, können, wie Tab. 5.1 zeigt, aber auch Regelungen in $\alpha\beta$ -Koordinaten [137–139], mit blindleistungsunabhängiger Spannungsvorgabe [132] oder mit einer Spannungsvorgabe aus Blindleistungs-PI- oder -I-Reglern [117, 124, 130, 132, 136, 137] in diese Struktur integriert werden. Ein Statikverhalten kann dann beispielsweise durch eine nochmals überlagerte $Q(U)$ -Statik erzielt werden [124, 130, 136].

Netzbildende Regelungen bei unsymmetrischen Zuständen werden bislang noch selten betrachtet. Nur [108] und [124] verfügen über eine getrennte Regelung von Mit- und Gegensystem.

Die in Tab. 5.1 dargestellten Submodi zeigen zwar die Regelungsvielfalt für netzbildende VSCs (mit/ohne virtueller Impedanz, mit/ohne virtueller Trägheit), doch aus Abb. 5.17 lassen sich noch weitere Submodi ableiten, darunter die direkte Spannungsregelung (Submodus b), die stationäre virtuelle Impedanz mit ΔU -Kompensation (Submodus IV-a) oder die virtuelle Trägheit mit transients virtueller Impedanz (Submodus II-a-vT). Auf diese sowie die anderen Regelungsmodi und Submodi wird nun genauer eingegangen.

Tab. 5.1: Zuordnung verschiedener Regelungsverfahren aus der Literatur in das Klassifizierungsschema aus Abb. 5.17.

I-a	I-a-vT	I-c	I-c-vT	I-d	I-d-vT	II-a	III-a	III-d-vT	IV-d
[109–111, 113–115]	[116, 117]	[50, 127]	[132]	[107, 125, 131, 140–142]	[130–132, 136]	[118, 143]	[48, 108, 119, 120, 137–139, 144]	[124, 129]	[136]

5.4 Analyse und Entwurf verschiedener VSC-Regelungen in DSRF-Koordinaten

In diesem Abschnitt werden die sechs verschiedenen Regelungsmodi aus Abb. 5.17 nacheinander vorgestellt und analysiert, beginnend bei der unterlagerten Stromregelung und den netzfolgenden Regelungsmodi.

Für die Reglerauslegung wird der VSC als ideales Stellglied betrachtet, d.h. $\mathbf{u}_{S123} = \mathbf{u}_{S123}^*$ ¹⁸. Der VSC in Abb. 5.16 kann dann durch das DSRF-Modell aus Abb. 5.11 ersetzt werden und es ergibt sich der Regelkreis aus Abb. 5.18, bei dem die Stellgrößen der Regelung $\mathbf{u}_{Sdq}^+ = \mathbf{u}_{Sdq}^{+*}$ und $\mathbf{u}_{Sdq}^- = \mathbf{u}_{Sdq}^{-*}$ direkt auf das DSRF-Modell wirken. Messverzögerungen, die sich durch die Transformation in DSRF-Komponenten und die Filterung von Messwerten ergeben (vgl. Abb. 5.5), werden durch PT₁-Glieder mit den Zeitkonstanten T_{mu} und T_{mi} berücksichtigt.

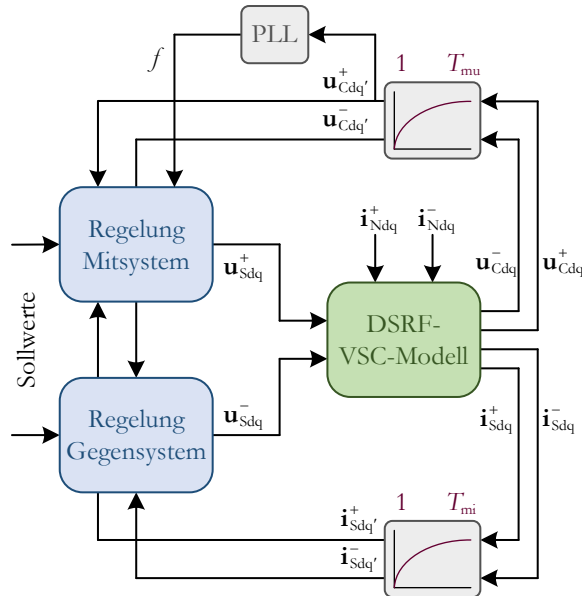


Abb. 5.18: Regelkreis eines VSC in DSRF-Koordinaten.

5.4.1 Stromregelung und PQ-Steuerung

Wie in Abb. 5.17 zu sehen ist, stellt die Stromregelung die Basis für alle netzfolgenden sowie einen Teil der netzbildenden Regelungsmodi dar. Basierend auf den Streckenmodellen aus Unterabschnitt 5.2.2 behandelt dieser Unterabschnitt Struktur

¹⁸ Nichtideale Effekte (zeitdiskrete Reglerrealisierung, Modulation etc.) können durch Totzeiten modelliert werden, s. dazu [105, 145].

und Auslegung der Stromregelung sowie die Erweiterung um eine Wirk- und Blindleistungsvorgabe (PQ -Modus). Dabei wird zunächst von einem fehlerfreien Drehstromnetz mit symmetrischen Spannungen ausgegangen. Anschließend wird die Regelung so erweitert, dass der VSC auch bei symmetrischen und unsymmetrischen Netzfehlern zuverlässig in Betrieb bleibt (FRT) und ein gewünschtes netzdienliches Verhalten aufweist, z. B. eine spannungsproportionale Blindstrom einspeisung.

5.4.1.1 Stromregelung des Mitsystems

Abb. 5.19 zeigt den geschlossenen Stromregelkreis eines VSC für das Mitsystem. Die Regelstrecke G_{Si}^+ entspricht dem VSC-Modell aus Abb. 5.9, wobei die Spannungen u_{Cd}^+ und u_{Cq}^+ außerhalb der hier betrachteten Regelstrecke liegen und deshalb in Form von Störgrößen in das Modell eingehen. Da diese Störgrößen messbar sind, können sie als Vorsteuerung direkt auf die Stellgrößen u_{sd}^+ und u_{sq}^+ gegeben werden, um Störungen unmittelbar zu kompensieren. Dies geschieht allerdings verzögert um die Messzeitkonstante T_{mu} . Zusätzlich wird ein Vorsteuerungsfaktor V_{zu} eingeführt, über den die Höhe der Störgrößenkompensation eingestellt werden kann. Die Bedeutung dieses Faktors wird später in Unterabschnitt 5.7.6 erläutert.

Neben den beiden PI-Reglern G_{Ri} für die d- und q-Komponenten des Stromes enthält die Regelung Entkopplungsterme ωL_{F} , die mit dem entgegengesetzten Vorzeichen wie in der Regelstrecke in die Berechnung eingehen. Damit sind für den idealisierten Fall $T_{\text{mi}} = 0$ die d- und q-Pfade entkoppelt und die Regelungen können als zwei Eingrößensysteme (*Single-Input Single-Output*, SISO) betrachtet werden, d. h. eine Sollwertänderung von i_{sd}^{*+} wirkt sich nur auf i_{sd}^+ aus, nicht aber auf i_{sq}^+ [104].

Mit diesen Vereinfachungen erhält man einen Standardregelkreis [146], der durch die offene Kette

$$G_{\text{oi}} = G_{\text{Ri}} \cdot G_{\text{Si}} = V_{\text{Ri}} \frac{1 + T_{\text{Ni}}s}{T_{\text{Ni}}s} \cdot \frac{1/R_{\text{F}}}{L_{\text{F}}/R_{\text{F}}s + 1} \quad (5.86)$$

definiert ist. Da die Parameter der Filterinduktivität bekannt sind, kann man die Nachstellzeit T_{Ni} des Reglers als

$$T_{\text{Ni}} = \frac{L_{\text{F}}}{R_{\text{F}}} \quad (5.87)$$

festlegen.

Damit vereinfacht sich die Übertragungsfunktion der offenen Kette zu

$$G_{\text{oi}} = \frac{V_{\text{Ri}}}{L_{\text{F}}s} \quad (5.88)$$

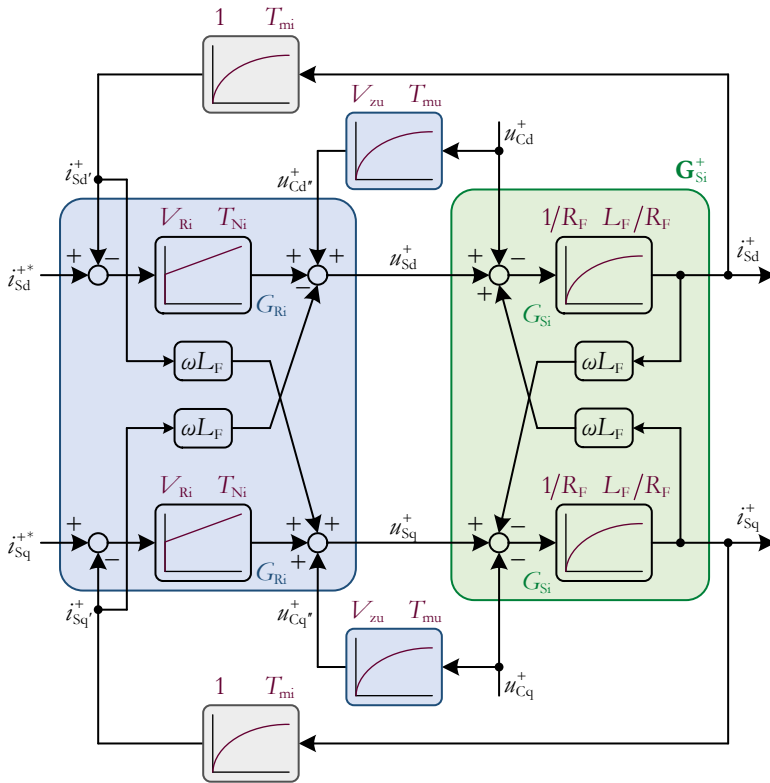


Abb. 5.19: Geschlossener Stromregelkreis eines VSC im Mitsystem: Regelstrecke \mathbf{G}_{Si}^+ mit PI-Reglern G_{Ri} , Entkopplungstermen ωL_F und Störgrößenkompensation.

und für den geschlossenen Regelkreis folgt

$$G_i = \frac{G_{oi}}{1 + G_{oi}} = \frac{V_{Ri}/(L_F s)}{1 + V_{Ri}/(L_F s)} = \frac{1}{L_F/V_{Ri} s + 1}. \quad (5.89)$$

Wählt man nun

$$V_{Ri} = \frac{L_F}{T_i}, \quad (5.90)$$

erhält man als Führungsübertragungsfunktion der Stromregelung ein PT_1 -Glied mit einer frei einstellbaren Zeitkonstanten T_i [104]:

$$G_i = \frac{i_{sd}^+(s)}{i_{sd}^{+*}(s)} = \frac{i_{sq}^+(s)}{i_{sq}^{+*}(s)} = \frac{1}{1 + T_i s} \quad (5.91)$$

Die Störübertragungsfunktion

$$G_{zi} = \frac{\hat{i}_{sd}^+(s)}{\hat{u}_{cd}^+(s)} = \frac{\hat{i}_{sq}^+(s)}{\hat{u}_{cq}^+(s)} \quad (5.92)$$

wird für die weitere Modellierung zunächst vernachlässigt. Dies ist insbesondere für kleine Werte von T_{mu} (nur geringe Spannungsmessverzögerung) und für $V_{zu} \approx 1$ zulässig. Störungen werden dann unmittelbar kompensiert und der VSC verhält sich wie eine ideale Stromquelle, d. h. der gewünschte Strom \hat{i}_s^{++} wird unabhängig von der Spannung \hat{u}_c^+ eingespeist (s. Abb. 5.20).

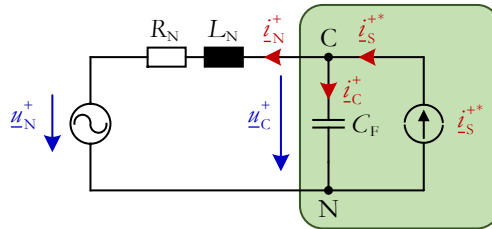


Abb. 5.20: Stationäres Ersatzschaltbild eines stromgeregelten VSC im Mitsystem (für $V_{zu} \approx 1$ und $T_{mu} \approx 0$ auch transientes Ersatzschaltbild).

5.4.1.2 PQ-Steuerung des Mitsystems

Um nicht nur einzelne Stromkomponenten, sondern gezielt Wirk- und Blindleistung einzustellen, wird der Stromregelung eine PQ -Vorgabe überlagert (PQ -Modus Abb. 5.17). Diese kann entweder durch zusätzliche P - und Q -Regler [103] oder durch eine PQ -Steuerung erfolgen (s. Abb. 5.21). In diesem Fall werden die Sollströme \hat{i}_{sdq}^{++} mit Hilfe der gemessenen Spannungen \mathbf{u}_{cdq}^+ direkt und ohne Regler aus den Sollwerten für Wirk- und Blindleistung berechnet.

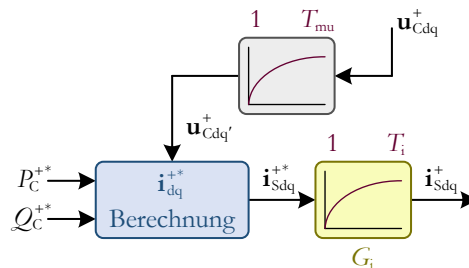


Abb. 5.21: PQ -Steuerung eines VSC im Mitsystem mit unterlagerter Stromregelung (Führungsübertragungsfunktion G_i , Störübertragungsfunktion G_{zi} vernachlässigt).

Eine einfache Berechnungsmöglichkeit für die Sollströme, die allerdings nicht die Einhaltung von Stromgrenzen bei einem Spannungseinbruch garantiert, lässt sich aus (5.71) und (5.72) ableiten, wenn die Formeln für P_C^+ und Q_C^+ ineinander eingesetzt und nach i_{Sd}^+ bzw. i_{Sq}^+ aufgelöst werden:

$$i_{Sd}^{++} = \frac{2}{3} \frac{P_C^{++} u_{Cd'}^+ + Q_C^{++} u_{Cq'}^+}{u_{Cd'}^{+2} + u_{Cq'}^{+2}} \quad (5.93)$$

$$i_{Sq}^{++} = \frac{2}{3} \frac{P_C^{++} u_{Cq'}^+ - Q_C^{++} u_{Cd'}^+}{u_{Cd'}^{+2} + u_{Cq'}^{+2}} \quad (5.94)$$

$$\mathbf{i}_{Sdq}^{++} = \frac{2}{3} \frac{1}{u_{Cd'}^{+2} + u_{Cq'}^{+2}} \begin{bmatrix} u_{Cd'}^+ & u_{Cq'}^+ \\ u_{Cq'}^+ & -u_{Cd'}^+ \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_C^{++} \\ Q_C^{++} \end{bmatrix} = \mathbf{T}_{uc} \begin{bmatrix} P_C^{++} \\ Q_C^{++} \end{bmatrix} \quad (5.95)$$

Ist das dq-Koordinatensystem durch die PLL am Spannungszeiger \underline{u}_C^+ ausgerichtet, gilt $u_{Cq'}^+ = 0$ und obige Gleichungen vereinfachen sich zu

$$i_{Sd}^{++} = \frac{2}{3} \frac{P_C^{++}}{u_{Cd'}^+} \quad (5.96)$$

und

$$i_{Sq}^{++} = -\frac{2}{3} \frac{Q_C^{++}}{u_{Cd'}^+}. \quad (5.97)$$

Insgesamt kann der PQ -gesteuerte VSC im stationären Betrieb durch das Ersatzschaltbild in Abb. 5.22 beschrieben werden. Der VSC verhält sich wie eine spannungsgesteuerte Stromquelle, d. h. der eingespeiste Strom entspricht dem Sollstrom i_S^{++} . Dieser wird abhängig von \underline{u}_C^+ genau so eingestellt, dass die gewünschte Wirk- und Blindleistung eingespeist wird. Die Stromquelle kompensiert also z. B. eine sinkende Spannung durch Erhöhung des Stromes, so dass die eingespeiste Wirk- und Blindleistung konstant bleibt.

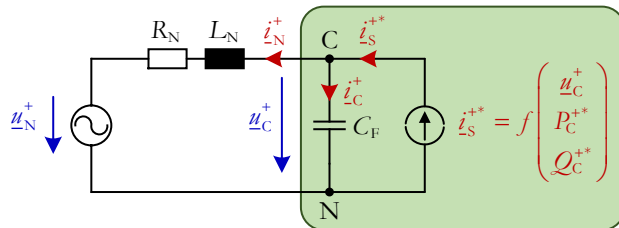


Abb. 5.22: Stationäres Ersatzschaltbild eines PQ -gesteuerten VSC im Mitsystem.

Die PQ -Steuerung aus Abb. 5.21 ist nur für ein fehlerfreies Drehstromnetz mit symmetrischen Spannungen geeignet. Denn kommt es beispielsweise zu einem starken Spannungseinbruch, kann der Sollstrom $\mathbf{i}_{\text{Sdq}}^{+*}$ so stark erhöht werden, dass die maximalen Stromgrenzen des VSC überschritten werden. Bei unsymmetrischen Fehlern kommt je nach Gegenseystemregelung ein Gegenseystemstrom hinzu und es muss darauf geachtet werden, dass in keiner der nun ungleichmäßig belasteten Phasen die maximalen Stromgrenzen überschritten werden. Die Einhaltung dieser Grenzen ist die wesentliche Voraussetzung dafür, dass sich der VSC während eines Fehlers nicht vom Netz trennt (FRT). Im Folgenden werden die hierfür notwendigen Regelungen vorgestellt.

5.4.1.3 Stromregelung des Gegenseystems

Abb. 5.23 zeigt den Stromregelkreis des Gegenseystems, der bis auf die Vorzeichen der Koppelterme identisch ist mit dem des Mitsystems aus Abb. 5.19.

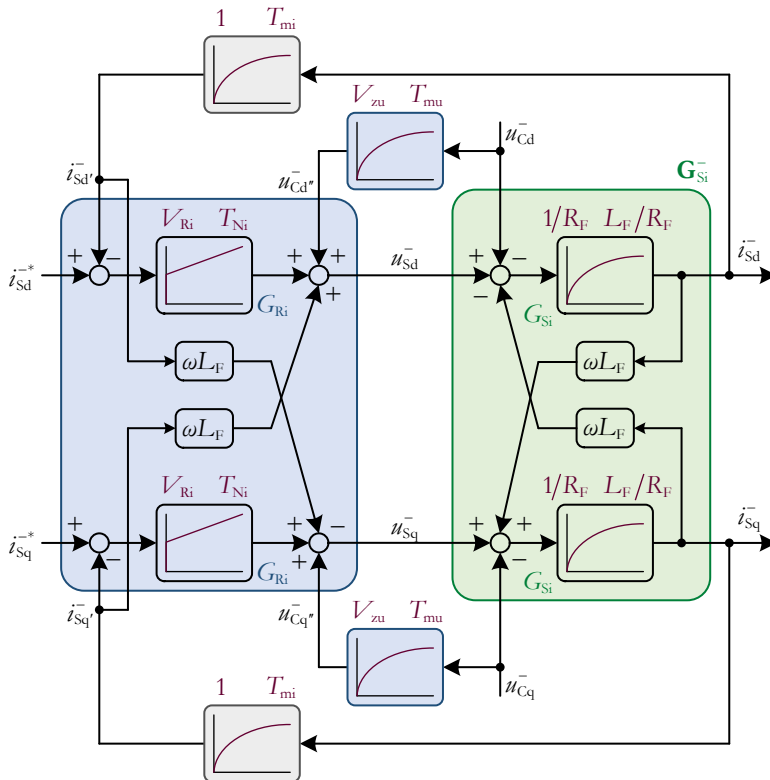


Abb. 5.23: Geschlossener Stromregelkreis eines VSC im Gegenseystem.

Im Gegensatz zum Mitsystem (Wirkleistungsübertragung) stellt sich beim Gegensystem die Frage, welche Funktion die Regelung erfüllen soll. An dieser Stelle werden verschiedene Optionen kurz vorgestellt; deren Nutzen und Funktion folgen in Unterabschnitt 5.5.2:

Keine Regelung des Gegensystems

In diesem Fall gilt $\mathbf{u}_{\text{Sdq}}^- = \mathbf{0}$, d.h. die vom VSC gestellten Spannungen \mathbf{u}_{S123} sind immer symmetrisch. In Abb. 5.23 ist dann nur die Regelstrecke \mathbf{G}_{SI}^- zu betrachten und der Strom $\mathbf{i}_{\text{Sdq}}^-$ stellt sich allein aufgrund der Spannung $\mathbf{u}_{\text{Cdq}}^-$ und der Filterimpedanz ein (s. Abb. 5.24).

Obwohl die Gegensystemregelung hier nicht aktiv ist, ist dieser Fall nicht mit einer klassischen SRF-Regelung zu verwechseln (Abb. 5.14). Denn diese arbeitet mit den Messgrößen $\mathbf{u}_{\text{Cdq}}^-$ und $\mathbf{i}_{\text{Sdq}}^-$ anstatt $\mathbf{u}_{\text{Cdq}}^+$ und $\mathbf{i}_{\text{Sdq}}^+$ (vgl. Abb. 5.5), in denen sich die Unsymmetrie als 100 Hz-Oszillation bemerkbar macht. Folglich weist auch die Stellgröße $\mathbf{u}_{\text{Sdq}}^-$ Oszillationen auf und \mathbf{u}_{S123} ist nicht mehr symmetrisch.

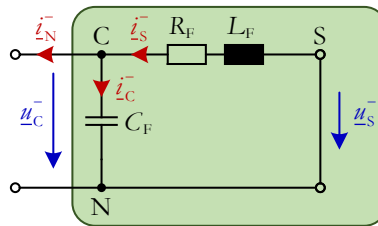


Abb. 5.24: Ersatzschaltbild eines VSC im Gegensystem ohne Gegensystemregelung.

Vorsteuerung des Gegensystems

Als weitere Option ist eine reine Vorsteuerung des Gegensystems denkbar. Diese lässt sich entweder explizit in Abb. 5.23 durch $u_{\text{Sd}}^- = u_{\text{Cd}}^*$ und $u_{\text{Sq}}^- = u_{\text{Cq}}^*$ realisieren oder implizit über $\mathbf{u}_{\text{C}\alpha\beta}$ oder \mathbf{u}_{C123} , wenn die Vorsteuerung für Mit- und Gegensystem zusammengeführt und erst nach den Rücktransformationen in Abb. 5.16 eingefügt wird. Der resultierende Strom $\mathbf{i}_{\text{Sdq}}^-$ ist unregelt und hängt stark von T_{mu} und V_{zu} ab. Für $T_{\text{mu}} \approx 0$ und $V_{\text{zu}} \approx 1$ gilt $\mathbf{i}_{\text{Sdq}}^- \rightarrow \mathbf{0}$.

Konstante Stromvorgabe

Um ein definiertes Stromverhalten im Gegensystem zu erhalten, können mit Hilfe der Regelung in Abb. 5.23 konstante Stromsollwerte vorgegeben werden. Für den Fall $\mathbf{i}_{\text{Sdq}}^* = \mathbf{0}$ ist das resultierende stationäre Ersatzschaltbild in Abb. 5.25 gezeigt. Hierbei wird die Stellgröße $\mathbf{u}_{\text{Sdq}}^-$ der gemessenen Spannung $\mathbf{u}_{\text{Cdq}}^-$ exakt nachgeführt, so dass sich das Gegensystem des VSC stationär wie ein Leerlauf verhält.

Die Stromvorgabe ist prinzipiell unabhängig von der Existenz einer Gegensystemspannung $\mathbf{u}_{\text{Cdq}}^-$. Ist diese jedoch sehr niedrig oder verschwindet, generiert ein Strom $\mathbf{i}_{\text{Sdq}}^-$ im Gegensystem kaum Wirkleistung P_C^- oder Blindleistung Q_C^- , sondern ausschließlich eine Oszillation in der Momentanleistung $\underline{s}_C^{2\gamma}$ (vgl. (5.63)).

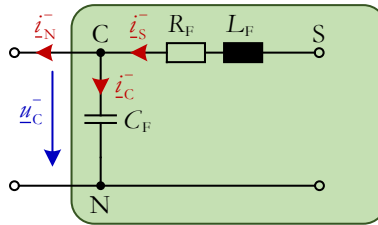


Abb. 5.25: Stationäres Ersatzschaltbild eines VSC im Gegensystem bei Stromregelung mit Sollwert 0.

Spannungsabhängige Stromvorgabe

Berücksichtigt man die Gegensystemspannung bei der Stromvorgabe, lassen sich wie in Abb. 5.21 Wirk- und Blindleistung des Gegensystems einstellen. Alternativ kann man die Stromsollwerte proportional zur Spannung vorgeben und damit das Verhalten einer Admittanz nachbilden (*virtuelle Admittanz*). Die Stromsollwerte berechnen sich dann aus

$$\hat{\underline{i}}_S^{-*} = -\underline{Y}_{\text{vA}}^- \hat{\underline{U}}_{C'}^- = -(G_{\text{vA}}^- + jB_{\text{vA}}^-) \hat{\underline{U}}_{C'}^- \quad (5.98)$$

bzw.

$$\mathbf{i}_{\text{Sdq}}^{-*} = \begin{pmatrix} i_{\text{Sd}}^{-*} \\ i_{\text{Sq}}^{-*} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -G_{\text{vA}}^- & B_{\text{vA}}^- \\ -B_{\text{vA}}^- & -G_{\text{vA}}^- \end{pmatrix} \begin{pmatrix} u_{\text{Cd}}^- \\ u_{\text{Cq}}^- \end{pmatrix} = \mathbf{T}_{\text{vA}}^- \mathbf{u}_{\text{Cdq}}^- \quad (5.99)$$

und das stationäre Verhalten des VSC lässt sich durch das Admittanznetzwerk aus Abb. 5.26 beschreiben. Für $G_{\text{vA}}^- = 0$ und $B_{\text{vA}}^- > 0$ (Induktivität)¹⁹ entspricht dies der z. B. in [12] geforderten spannungsproportionalen Blindstromstützung (k -Faktor).

Durch den Strom $\mathbf{i}_{\text{Sdq}}^-$, der sich aufgrund der gezeigten Gegensystemregelungen einstellt, kommt es zu einer unsymmetrischen Belastung der drei Phasen. Der nächste Unterabschnitt präsentiert eine Möglichkeit, wie die Einhaltung von Stromgrenzen in diesem und auch im symmetrischen Fehlerfall sichergestellt werden kann. Als Ausgangspunkt dienen die Wirk- und Blindleistungen im Mit- und Gegensystem P_C^+ , P_C^- , Q_C^+ und Q_C^- .

¹⁹ Im Gegensystem gilt für eine Induktivität $X^- = -\omega L < 0$ und $B^- = -\frac{1}{X^-} = \frac{1}{\omega L} > 0$.

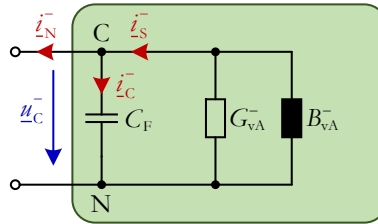


Abb. 5.26: Stationäres Ersatzschaltbild eines VSC im Gegensystem bei Implementierung einer virtuellen Admittanz.

5.4.1.4 Einhaltung maximaler Phasenströme (FRT)

Der maximale Phasenstrom in einem unsymmetrischen Dreiphasensystem hängt von mehreren Faktoren ab. Basierend auf [103] werden in diesem Unterabschnitt die rechnerischen Zusammenhänge hergeleitet; die anschauliche Darstellung erfolgt anhand von Messergebnissen in Unterabschnitt 5.7.7.

Zunächst bildet man die Summe aus Wirk- und Blindleistung im Mit- und Gegensystem, also

$$P_C = P_C^+ + P_C^- \quad (5.100)$$

$$Q_C = Q_C^+ + Q_C^-, \quad (5.101)$$

und führt zwei Faktoren k_1 und k_2 ein, die angeben, zu welchem Anteil sich P_C und Q_C auf Mit- und Gegensystem aufteilen:

$$P_C^+ = k_1 P_C \quad (5.102)$$

$$P_C^- = (1 - k_1) P_C \quad (5.103)$$

$$Q_C^+ = k_2 Q_C \quad (5.104)$$

$$Q_C^- = (1 - k_2) Q_C \quad (5.105)$$

Für $k_1 \in [0;1]$ besitzen P_C^+ und P_C^- das gleiche Vorzeichen, außerhalb dieses Intervalls ein unterschiedliches. In diesem Fall würde beispielsweise durch das Mitsystem Wirkleistung abgegeben, während das Gegensystem Wirkleistung aufnimmt. Für k_2 und die Blindleistung gelten ähnliche Überlegungen.

Mit diesen Definitionen sowie mit Abb. 5.12, (5.65), (5.66), (5.68) und (5.69) kann der Stromraumzeiger \underline{i}_S eines unsymmetrischen Dreiphasensystems dann folgendermaßen beschrieben werden:

$$\underline{i}_S = \underline{i}_S^+ + \underline{i}_S^- = (I_{SP}^+ + jI_{SQ}^+) \frac{\underline{u}_C^+}{\hat{U}_C^+} + (I_{SP}^- + jI_{SQ}^-) \frac{\underline{u}_C^-}{\hat{U}_C^-}$$

$$\begin{aligned}
 &= I_{SP}^+ \frac{\underline{u}_C^+}{\hat{U}_C^+} + I_{SQ}^+ \frac{\underline{u}_C^+}{\hat{U}_C^+} e^{j\pi/2} + I_{SP}^- \frac{\underline{u}_C^-}{\hat{U}_C^-} + I_{SQ}^- \frac{\underline{u}_C^-}{\hat{U}_C^-} e^{j\pi/2} \\
 &= \frac{2}{3} \left(\frac{P_C^+}{\hat{U}_C^{+2}} \underline{u}_C^+ + \frac{Q_C^+}{\hat{U}_C^{+2}} \underline{u}_C^+ e^{-j\pi/2} + \frac{P_C^-}{\hat{U}_C^{-2}} \underline{u}_C^- + \frac{Q_C^-}{\hat{U}_C^{-2}} \underline{u}_C^- e^{-j\pi/2} \right) \\
 &= \frac{2}{3} P_C \left(\frac{k_1}{\hat{U}_C^+} e^{j(\gamma+\varphi_{uC}^+)} + \frac{1-k_1}{\hat{U}_C^-} e^{-j(\gamma-\varphi_{uC}^-)} \right) \\
 &\quad + \frac{2}{3} Q_C \left(\frac{k_2}{\hat{U}_C^+} e^{j(\gamma+\varphi_{uC}^+)} + \frac{1-k_2}{\hat{U}_C^-} e^{-j(\gamma-\varphi_{uC}^-)} \right) e^{-j\pi/2} \tag{5.106}
 \end{aligned}$$

Demnach besteht der Stromraumzeiger \underline{i}_S aus zwei zueinander senkrecht stehenden Ellipsen, deren Halbachsenlängen sich jeweils aus der Summe bzw. Differenz der Vorfaktoren der e-Funktionen berechnen. Die Ausrichtung der Ellipsen relativ zur α -Achse hängt von den Spannungswinkeln φ_{uC}^+ und φ_{uC}^- ab. Für $\varphi_{uC}^+ = -\varphi_{uC}^-$ sind sie beispielsweise direkt an der α - und β -Achse ausgerichtet (vgl. Abb. 5.12). Aus den Halbachsenlängen, dem Winkel gegenüber der α -Achse sowie den Rotationen aus (5.17) lassen sich nun die maximalen Phasenströme berechnen; für Details sei auf [103] verwiesen. Schließlich ergibt sich eine quadratische Gleichung für jede der drei Phasen $i \in \{1, 2, 3\}$:

$$\begin{aligned}
 \hat{I}_{Si\max}^2 &= \left(\frac{2}{3} P_C \right)^2 \left(\frac{k_1^2 \hat{U}_C^{-2} + (1-k_1)^2 \hat{U}_C^{+2} + 2k_1(1-k_1) \hat{U}_C^+ \hat{U}_C^- \cos 2\varepsilon_i}{\hat{U}_C^{+2} \hat{U}_C^{-2}} \right) \\
 &\quad + \left(\frac{2}{3} Q_C \right)^2 \left(\frac{k_2^2 \hat{U}_C^{-2} + (1-k_2)^2 \hat{U}_C^{+2} - 2k_2(1-k_2) \hat{U}_C^+ \hat{U}_C^- \cos 2\varepsilon_i}{\hat{U}_C^{+2} \hat{U}_C^{-2}} \right) \\
 &\quad - \frac{4}{9} P_C Q_C \left(\frac{(2k_1 + 2k_2 - 4k_1 k_2) \hat{U}_C^+ \hat{U}_C^- \sin 2\varepsilon_i}{\hat{U}_C^{+2} \hat{U}_C^{-2}} \right) \tag{5.107}
 \end{aligned}$$

mit

$$\varepsilon_1 = \frac{1}{2} \left(\left| \varphi_{uC}^+ \right| - \left| \varphi_{uC}^- \right| \right) \tag{5.108}$$

$$\varepsilon_2 = \frac{1}{2} \left(\left| \varphi_{uC}^+ \right| - \left| \varphi_{uC}^- \right| \right) + \frac{\pi}{3} \tag{5.109}$$

$$\varepsilon_3 = \frac{1}{2} \left(\left| \varphi_{uC}^+ \right| - \left| \varphi_{uC}^- \right| \right) - \frac{\pi}{3} \tag{5.110}$$

(5.107) bietet verschiedene Anwendungsmöglichkeiten, zum einen die Berechnung der maximalen Phasenströme $\hat{I}_{Si\max}$ abhängig von Betrag und Winkel der Mit- und Gegensystemspannungen, der aktuellen Wirk- und Blindleistung und den Faktoren k_1 und k_2 . Zum anderen ist es damit auch möglich, für jede Betriebsituation Sollwerte für P_C oder Q_C auszurechnen, die die Einhaltung maximaler Phasenströme $\hat{I}_{Si\max}$ sicherstellen.

Durch Lösen der quadratischen Gleichung (5.107) kann z.B. eine maximale Wirkleistung $P_C = P_{C\max}$ ermittelt werden, wenn $\hat{I}_{Si\max} = \hat{I}_{S\max}$, k_1 , k_2 und Q_C vorgegeben werden. Man erhält für jede Phase i einen Wert $P_{Ci\max}$, für den die Stromgrenze $\hat{I}_{S\max}$ in dieser Phase genau erreicht wird. Der kleinste der drei $P_{Ci\max}$ -Werte garantiert somit die Einhaltung von $\hat{I}_{S\max}$ in allen drei Phasen. Auf analoge Weise kann bei Vorgabe von P_C die maximal mögliche Blindleistung $Q_C = Q_{C\max}$ berechnet werden, bei der die gewünschten Stromgrenzen eingehalten werden.

Abb. 5.27 zeigt eine mögliche Erweiterung der PQ -Steuerung aus Abb. 5.21, in der diese Erkenntnisse angewendet werden. In normalen Betriebsituationen berechnet der blau eingzeichnete Block die Stromsollwerte des Mitsystems basierend auf (5.93) und (5.94). Für die Stromsollwerte des Gegensystems gelten dieselben Gleichungen, wenn alle „+“ Zeichen im Superskript durch ein „-“ Zeichen ersetzt werden. Gleichzeitig wird analog zu den obigen Erläuterungen die maximal mögliche Wirkleistung $P_{C\max}$ berechnet, für die unter den aktuellen Bedingungen alle Stromgrenzen eingehalten werden.

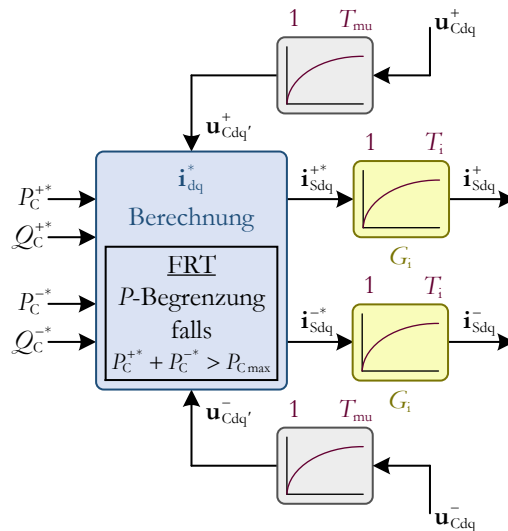


Abb. 5.27: PQ -Steuerung eines VSC im Mit- und Gegensystem mit FRT-Funktion.

Falls $P_{C\max}$ z. B. aufgrund eines Spannungseinbruchs unter den Sollwertvorgaben liegt ($P_{C\max} < P_C^{+*} + P_C^{-*}$), werden die Sollwerte entsprechend

$$P_C^{+*} = k_1 P_{C\max} \quad (5.111)$$

und

$$P_C^{-*} = (1 - k_1) P_{C\max} \quad (5.112)$$

reduziert. Auf diese Weise kann im symmetrischen wie im unsymmetrischen Fehlerfall nicht nur die Einhaltung von Stromgrenzen sichergestellt, sondern auch eine Blindleistung Q_C^{+*} und Q_C^{-*} im Mit- und Gegensystem eingestellt werden. Für die Stromlimitierung muss dann allerdings eine mögliche Reduktion der Wirkleistung in Kauf genommen werden.

Die Wirk- und Blindleistungssollwerte können beispielsweise so vorgegeben werden, dass ein Admittanzverhalten wie in (5.98) nachgebildet wird. Aus (5.67) erhält man:

$$\begin{aligned} \underline{S}_C^{-*} &= \frac{3}{2} \hat{U}_C^{-*} \overline{\underline{I}_S^{-*}} = -\frac{3}{2} \hat{U}_C^{-*} \overline{\underline{Y}_{v\Lambda}^{-*} \hat{U}_C^{-*}} = -\frac{3}{2} \hat{U}_C^{-*2} (G_{v\Lambda}^{-*} - jB_{v\Lambda}^{-*}) \\ &= \frac{3}{2} \hat{U}_C^{-*} (I_{SP}^{-*} - jI_{SQ}^{-*}) \end{aligned} \quad (5.113)$$

$$P_C^{-*} = -\frac{3}{2} \hat{U}_C^{-*2} G_{v\Lambda}^{-*} = -\frac{3}{2} \frac{\hat{U}_C^{-*2}}{R_{v\Lambda}^{-*}} = \frac{3}{2} \hat{U}_C^{-*} I_{SP}^{-*} \quad (5.114)$$

$$Q_C^{-*} = \frac{3}{2} \hat{U}_C^{-*2} B_{v\Lambda}^{-*} = -\frac{3}{2} \frac{\hat{U}_C^{-*2}}{X_{v\Lambda}^{-*}} = -\frac{3}{2} \hat{U}_C^{-*} I_{SQ}^{-*} \quad (5.115)$$

mit

$$I_{SP}^{-*} = -\frac{\hat{U}_C^{-*}}{R_{v\Lambda}^{-*}} \quad (5.116)$$

$$I_{SQ}^{-*} = \frac{\hat{U}_C^{-*}}{X_{v\Lambda}^{-*}} \quad (5.117)$$

Dieser Ansatz ist analog auf das Mitsystem anwendbar; alternativ kann man (5.115) und (5.117) aber auch so anpassen, dass sich eine Blindstromspeisung (oder Blindstromänderung) proportional zur Spannungsänderung und nicht zur absoluten Spannung ergibt [12]:

$$Q_C^{+*} = -\frac{3}{2} \hat{U}_C^{+*} I_{SQ}^{+*} = -\frac{3}{2} \hat{U}_C^{+*} \frac{\hat{U}_{C0}^{+*} - \hat{U}_C^{+*}}{X_{v\Lambda}^{+*}} = -\frac{3}{2} \hat{U}_C^{+*} \frac{\hat{U}_{C0}^{+*}}{X_{v\Lambda}^{+*}} + \frac{3}{2} \frac{\hat{U}_C^{+*2}}{X_{v\Lambda}^{+*}}$$

$$= -\frac{3}{2}\hat{U}_C^+ I_{SQ0}^+ + \frac{3}{2}\frac{\hat{U}_C^{+2}}{X_{VA}^+} = -\frac{3}{2}\hat{U}_C^+ I_{SQ0}^+ - \frac{3}{2}\frac{\hat{U}_C^{+2}}{-X_{VA}^+} \quad (5.118)$$

Dem eigentlichen Admittanzverhalten (zweiter Term) ist dann noch eine Konstantblindstromquelle überlagert, deren Wert I_{SQ0}^+ ebenfalls von der virtuellen Admittanz abhängt. Möchte man beispielsweise eine virtuelle Kapazität implementieren ($X_{VA}^+ < 0$), entspricht dies der Parallelschaltung einer kapazitiven Konstantstromquelle mit einer Induktivität. Wenn die Spannung sinkt ($\hat{U}_C^+ < \hat{U}_{C0}^+$), sinkt somit auch der Blindstrom der Induktivität und die Parallelschaltung wirkt zunehmend kapazitiv ($Q_C^{+*} > 0$).

Die in Abb. 5.27 dargestellte Regelung stellt eine wirkungsvolle Methode dar, um bei netzfolgenden VSCs die Stromgrenzen in sämtlichen Betriebsituationen einzuhalten und gleichzeitig ein bestimmtes netzdienliches Verhalten, z. B. in Form von virtuellen Admittanzen, bereitzustellen. Das Prinzip dieser Regelung, eine maximal mögliche Wirk- bzw. Blindleistung zu berechnen und dadurch Stromgrenzen in verschiedenen Situationen einzuhalten, sowie das Zusammenspiel von Strombegrenzung und virtuellen Admittanzen werden anhand des Versuchsaufbaus in Unterabschnitt 5.7.7 veranschaulicht.

5.4.2 Netzfolgende Statikregelung $P(f)Q(U)$ und Synchronmaschinennachbildung

Dieser Unterabschnitt behandelt die beiden Regelungsmodi $P(f)Q(U)$ und $P(\dot{f})Q(U)$, die dem PQ -Modus in Abb. 5.17 überlagert sind.

Die $P(f)Q(U)$ -Regelung orientiert sich an der Statikregelung eines Synchrongenerators aus Abb. 2.24, allerdings mit inverser Implementierung. Es werden also nicht Frequenz und Spannung aufgrund der gemessenen Wirk- und Blindleistung geändert, sondern umgekehrt die eingespeiste Wirk- und Blindleistung aufgrund der gemessenen Frequenz und Spannung. Die formelmäßigen Zusammenhänge lauten somit basierend auf (2.33) und (2.35)²⁰:

$$P_C^{+*} = P_{C0}^+ - k_p (f - f_0) \quad (5.119)$$

$$Q_C^{+*} = Q_{C0}^+ - k_q (\hat{U}_C^+ - \hat{U}_{C0}^+) \quad (5.120)$$

Abb. 5.28 zeigt den zugehörigen Regelkreis, bei dem die PQ -Steuerung aus Abb. 5.21 nun um eine Frequenz- und Spannungsregelung erweitert ist (P-Regler mit Verstärkung k_p und k_q). Diese geben Wirk- und Blindleistungssollwerte als Stellgrößen an die unterlagerte PQ -Steuerung weiter.

²⁰ Im Gegensatz zu (2.35) und (2.36) wird die Blindleistungsstatik nun mit den Spitzenwerten anstatt mit den Effektivwerten der Spannung definiert.

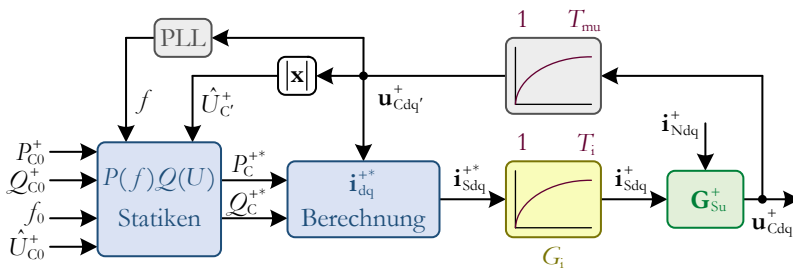


Abb. 5.28: Regelkreis des $P(f)Q(U)$ -Modus im Mitsystem.

Eine zu niedrige Frequenz $f < f_0$ führt nach (5.119) zu einer Erhöhung der eingespeisten Wirkleistung. Da eine zu niedrige Frequenz ein Wirkleistungsdefizit indiziert (Generatoren speisen elektrisch mehr ein als sie mechanisch zugeführt bekommen bzw. als ihr Arbeitspunkt in Abb. 2.24 vorsieht), wird dieser Regelungsmodus in Abb. 5.17 als *netzstützend* bezeichnet.

Bei einer zu niedrigen Spannung $\hat{U}_C^+ < \hat{U}_{C0}^+$ wird die eingespeiste Blindleistung gemäß (5.120) erhöht. Nach Abb. 2.11 führt dies zu einer Erhöhung der Spannung, wirkt also spannungsstützend.

Alternativ oder additiv zur Statik in (5.119) kann der Wirkleistungssollwert aus der Bewegungsgleichung eines Synchrongenerators (2.15) berechnet werden ($P(f)Q(U)$ -Modus). Diese stellt einen Zusammenhang zwischen Wirkleistung und Frequenzänderung her und man erhält, wenn man die Turbinenleistung als Arbeitspunkt P_{C0}^+ interpretiert, folgende Beziehung:

$$P_C^{+*} = P_{C0}^+ - \frac{T_A P_{nVSC}}{f_0} \dot{f} \quad (5.121)$$

Eine positive Frequenzänderung, also ein Frequenzanstieg, führt somit zu einer Reduktion der Sollleistung P_C^{+*} und kurz darauf zu einer Reduktion der eingespeisten Istleistung P_C^+ . Dies wirkt zwar prinzipiell frequenzstützend, da ein Frequenzanstieg aus einem Wirkleistungsüberschuss im Netz resultiert, aber die Reaktion erfolgt erst mit deutlicher Verzögerung, da der Frequenzgradient aus Stabilitätsgründen nur gefiltert verwendet werden kann [147]. Diese Art der Regelung stellt also trotz der implementierten Generatorbewegungsgleichung keine Trägheit im Sinne von Unterabschnitt 2.5.1 dar, sondern nur eine schnelle Frequenzregelung. Sie wird deshalb im Folgenden nicht weiter betrachtet.

5.4.3 Spannungsregelungen u_f und U_f

Nach den netzfolgenden Regelungsmodi folgt nun der erste netzbildende Regelungsmodus u_f . Der VSC besitzt damit auch stationär – der Bezeichnung u_f entsprechend – ein Spannungsquellenverhalten. Dazu wird, wie in Abb. 5.17 zu sehen, der Transformationswinkel γ nicht mehr über eine PLL, sondern direkt aus der Regelung generiert, so dass der VSC in der Lage ist ein passives Netzwerk zu versorgen (s. Abb. 5.29).

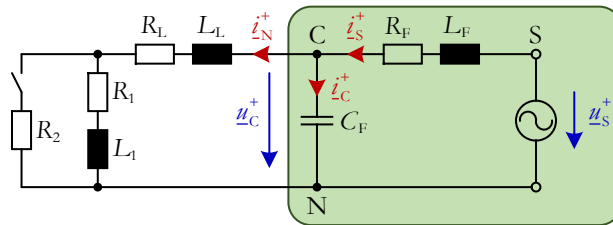


Abb. 5.29: Mitsystem-Ersatzschaltbild eines VSC an zwei passiven Lasten.

Der VSC kann die Spannung \underline{u}_C^+ an seinen Anschlussklemmen auf drei verschiedene Arten regeln; eine reine Steuerung der Spannung \underline{u}_S^+ wird nicht betrachtet. Diese drei Varianten (Submodi) sind in Abb. 5.17 mit den Buchstaben a, b und c gekennzeichnet und werden in den drei folgenden Unterabschnitten vorgestellt. Submodus a regelt Betrag und Winkel von \underline{u}_C^+ indirekt über eine unterlagerte Stromregelung, Submodus b hingegen direkt über die Stellgröße \underline{u}_S^+ . Beim Submodus c, der mit der Spannungsregelung eines Synchrongenerators vergleichbar ist, wird lediglich der Betrag von \underline{u}_C^+ geregelt (Bezeichnung mit Großbuchstabe U_f).

5.4.3.1 Kaskadierte Strom-Spannungsregelung (Submodus a)

In diesem Unterabschnitt wird die Stromregelung aus Unterabschnitt 5.4.1 um eine Spannungsregelung erweitert; der resultierende Regelkreis für das Mitsystem ist in Abb. 5.30 gezeigt. Darin berechnet sich der Transformationswinkel γ nun direkt aus der Sollfrequenz $f^* = f_{dq}$ und die Stromregelung stellt einen Teil der Regelstrecke dar (Führungsübertragungsfunktion G_i). Der zweite Teil der Regelstrecke ist die Übertragungsfunktionsmatrix \mathbf{G}_{Su}^+ aus Abb. 5.9. Die Beziehung zwischen \mathbf{u}_{Cdq}^+ und \mathbf{i}_{Ndq}^+ , die in Abb. 5.29 über die eingezeichneten Widerstände und Induktivitäten verknüpft sind, ist im Allgemeinen unbekannt, d. h. \mathbf{i}_{Ndq}^+ wirkt als Störgröße.

Analog zur Stromregelung kompensiert man die Streckenkopplungen ωC_F , indem man Entkopplungsterme mit entgegengesetzten Vorzeichen in die Regelung integriert [104]. Geht man außerdem von kleinen Zeitkonstanten T_{mu} und T_i aus, können die d- und q-Pfade näherungsweise als entkoppelt betrachtet werden und man erhält als jeweilige Übertragungsfunktion der offenen Kette:

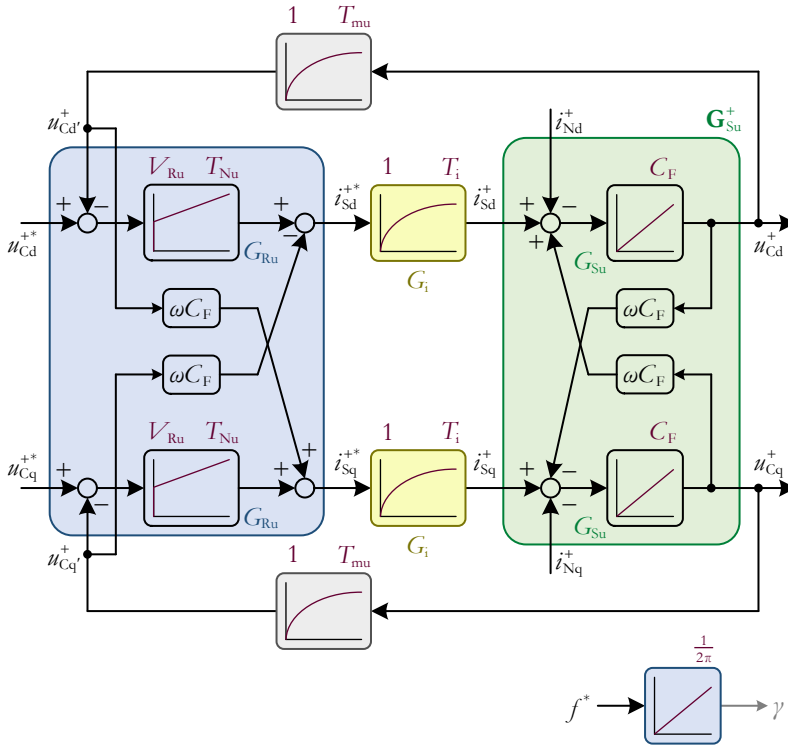


Abb. 5.30: Geschlossener Mitsystem-Regelkreis für Submodus a (kaskadierte Strom-Spannungsregelung).

$$G_{ou} = G_{Ru} \cdot G_i \cdot G_{Su} = V_{Ru} \frac{1 + T_{Nu}s}{T_{Nu}s} \cdot \frac{1}{T_i s + 1} \cdot \frac{1}{C_F s} \quad (5.122)$$

Für die Auslegung eines solchen Systems bedient man sich der Methode des *Symmetrischen Optimums* [104, 145]. Die Reglerparameter berechnen sich dann unter Vorgabe einer gewünschten Phasenreserve (Phasenrand) φ_R gemäß

$$V_{Ru} = \frac{C_F}{T_i} \sqrt{\frac{1 - \sin \varphi_R}{1 + \sin \varphi_R}} \quad (5.123)$$

und

$$T_{Nu} = T_i \frac{1 + \sin \varphi_R}{1 - \sin \varphi_R}. \quad (5.124)$$

Auf eine analytische Beschreibung des Führungs- und Störverhaltens, das sich aus dieser Parametrierung ergibt, wird an dieser Stelle verzichtet. Stattdessen wird im weiteren Verlauf die kompakte Schreibweise

$$\mathbf{u}_{\text{Cdq}}^+(s) = \mathbf{G}_u^+ \mathbf{u}_{\text{Cdq}}^{+*}(s) + \mathbf{G}_{zu}^+ \mathbf{i}_{\text{Ndq}}^+(s) \quad (5.125)$$

verwendet mit \mathbf{G}_u^+ als Führungsübertragungsfunktionsmatrix und \mathbf{G}_{zu}^+ als Störübertragungsfunktionsmatrix.

Durch die PI-Regler werden Störungen (z. B. Zuschalten der Last R_2 in Abb. 5.29) vollständig ausgeglichen, so dass stationär $\mathbf{u}_{\text{Cdq}}^+ = \mathbf{u}_{\text{Cdq}}^{+*}$ gilt. Damit verhält sich der spannungsgeregelte VSC wie eine Spannungsquelle ohne Innenimpedanz (s. Abb. 5.31); die Impedanzen R_F , L_F und C_F aus Abb. 5.29 sind im stationären Ersatzschaltbild nicht mehr vorhanden. Dementsprechend kann \mathbf{G}_{zu}^+ in (5.125) bei dynamischen Vorgängen als zeitlich abklingende Innenimpedanz betrachtet werden.

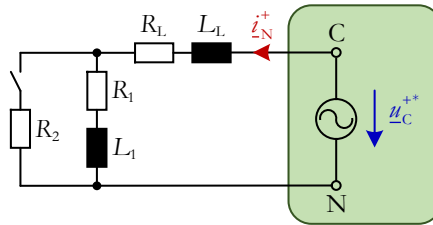


Abb. 5.31: Stationäres Mitsystem-Ersatzschaltbild eines spannungsgeregelten VSC an zwei passiven Lasten.

Die obige Regelungsstruktur und Reglerauslegung kann direkt für die Spannungsregelung des Gegensystems übernommen werden; es müssen lediglich die Vorzeichen der Entkopplungsterme geändert werden (s. Abb. 5.32). Für das Gegensystem gilt dann das gleiche stationäre Ersatzschaltbild wie in Abb. 5.31 sowie die gleiche Schreibweise

$$\mathbf{u}_{\text{Cdq}}^-(s) = \mathbf{G}_u^- \mathbf{u}_{\text{Cdq}}^{-*}(s) + \mathbf{G}_{zu}^- \mathbf{i}_{\text{Ndq}}^-(s). \quad (5.126)$$

5.4.3.2 Direkte Spannungsregelung (Submodus b)

Alternativ zur kaskadierten Strom-Spannungsregelung ist auch eine direkte Spannungsregelung möglich (s. Abb. 5.33). Die Stellgröße der Regelung ist dann nicht wie in Abb. 5.30 und Abb. 5.32 ein Sollstrom, sondern direkt die Spannung $\mathbf{u}_{\text{Sdq}}^+$ bzw. $\mathbf{u}_{\text{Sdq}}^-$. Analog zu Abb. 5.19 kann diese über einen Faktor V_{zu} vorgesteuert werden.

Mit der veränderten Regelstrecke und den damit obsoleten Entkopplungstermen in der Regelung ist das System nun prinzipiell als verkoppeltes Mehrgrößensystem zu betrachten. Es zeigt sich aber (vgl. Abschnitt 5.7), dass die Reglerauslegung nach (5.123) und (5.124) trotzdem anwendbar ist.

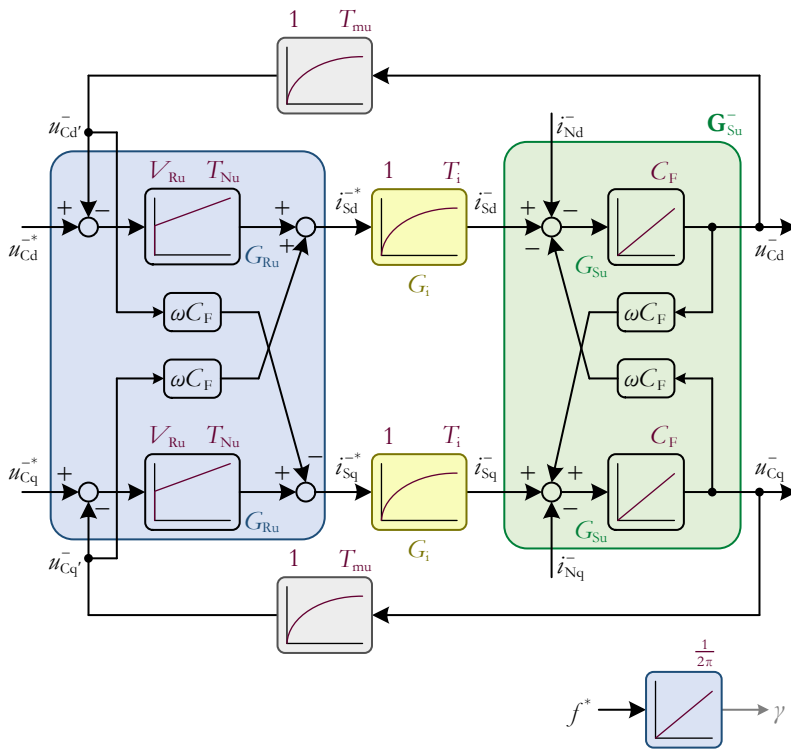


Abb. 5.32: Geschlossener Gegenseitig-Regelkreis für Submodus a (kaskadierte Strom-Spannungsregelung).

Das Verhalten des Regelkreises lässt sich ebenfalls mit den Gleichungen (5.125) und (5.126) beschreiben, allerdings mit anderen Führungs- und Störübertragungsfunktionsmatrizen. Das stationäre Verhalten ist identisch zu vorher und entspricht somit dem Ersatzschaltbild aus Abb. 5.31.

5.4.3.3 Spannungsamplitudenregelung (Submodus c)

Die beiden bisher betrachteten Spannungsregelungen besitzen jeweils einen d- und q-Spannungsregler, d.h. es werden Betrag und Winkel des Spannungszeigers \underline{u}_C^+ bzw. \underline{u}_C^- relativ zum DSRF-Koordinatensystem geregelt. Es ist aber auch denkbar, nur den Betrag des Spannungszeigers zu regeln. Beim Synchrongenerator wird beispielsweise die Klemmenspannung $\underline{U}_G^{(1)}$ nur durch Veränderung der Amplitude von $\underline{U}_P^{(1)}$ geregelt (vgl. Abb. 2.17), während sich der Spannungswinkel aus der Bewegungsgleichung (2.15) ergibt.

Wendet man dieses Prinzip auf die VSC-Regelung an, erhält man den Regelkreis aus Abb. 5.34. Es existiert nur noch ein Spannungsregler, der die d-Komponente der Spannung \underline{u}_{Sdq}^+ so verändert, dass die gewünschte Spannungsamplitude am Punkt C

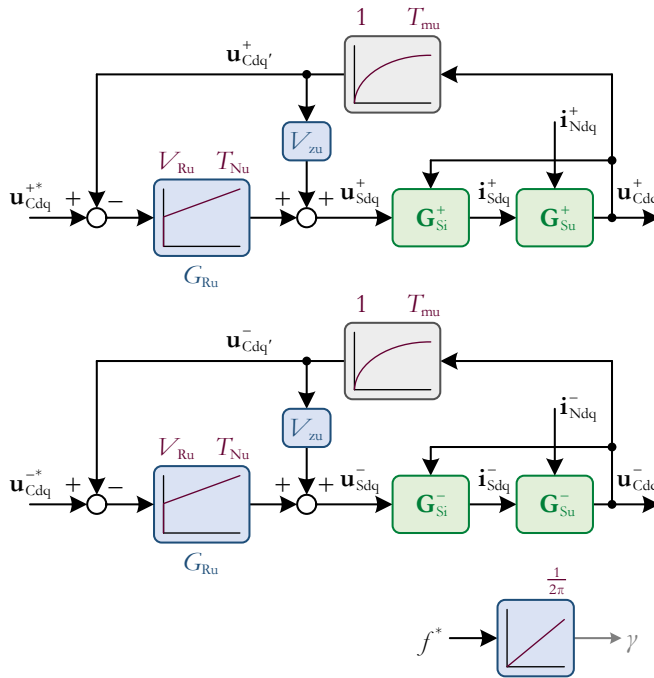


Abb. 5.33: Geschlossene Mit- und Gegensystem-Regelkreise für Submodus b (direkte Spannungsregelung).

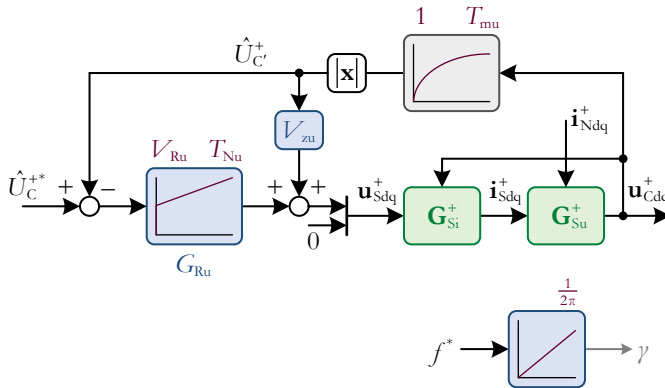


Abb. 5.34: Geschlossener Mitsystem-Regelkreis für Submodus c (Spannungsamplitudenregelung).

eingeregelt wird. Die Spannung \underline{u}_s^+ ist nun immer am DSRF-Koordinatensystem ausgerichtet; für die Spannung \underline{u}_c^+ stellt sich ein Winkel entsprechend dem Stromfluss ein. Im stationären Ersatzschaltbild in Abb. 5.35 besitzt deshalb nur die Amplitude von \underline{u}_c^+ einen Sollwert, nicht aber der Winkel.

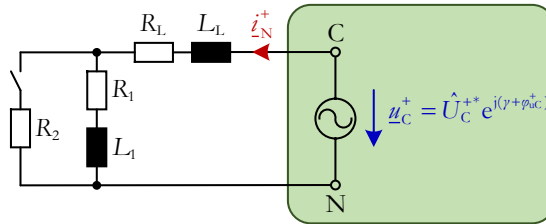


Abb. 5.35: Stationäres Mitsystem-Ersatzschaltbild eines spannungsamplitudengeregelten VSC an zwei passiven Lasten.

Das Übertragungsverhalten lässt sich (in der Nähe eines Arbeitspunktes) näherungsweise mit zwei Führungsübertragungsfunktionen und einer Störübertragungsfunktionsmatrix beschreiben:

$$\mathbf{u}_{\text{Cdq}}^+(s) = \begin{bmatrix} G_{\text{ud}}^+ \\ G_{\text{uq}}^+ \end{bmatrix} \hat{U}_C^{+*}(s) + \mathbf{G}_{\text{zu}}^+ \mathbf{i}_{\text{Ndq}}^+(s) \quad (5.127)$$

Für das Gegensystem kann zwar eine ähnliche Regelung entworfen werden. Da aber die Phasenbeziehung zwischen Mit- und Gegensystemspannung nicht einstellbar ist, lassen sich keine beliebigen Spannungsverläufe generieren, so dass die Spannungsamplitudenregelung nicht zur Nachbildung unsymmetrischer Fehler eingesetzt werden kann (z. B. als Netzemulator in Abb. 4.4).

5.4.3.4 Virtuelle Impedanz als Strombegrenzung

Der spannungsgeregelte VSC verhält sich nach Abb. 5.31 und Abb. 5.35 stationär wie eine Spannungsquelle ohne Innenimpedanz, was zwar vorteilhaft ist für die Spannungshaltung, aber z. B. bei Kurzschlüssen leicht zu Überströmen führt. Ebenso besteht kein Überstromschutz gegen zu hohe Lasten. Aus diesem Grund kann man den VSC regelungstechnisch mit einer Innenimpedanz ausstatten, die als *virtuelle Impedanz* (vI) bezeichnet wird, da sie nicht real, sondern nur in der Regelung existiert.

Basierend auf der VSC-Modellierung in (5.41) wird der Spannungsabfall an einer virtuellen Impedanz im Mitsystem Z_{vI}^+ definiert als

$$\hat{U}_{vI}^+ = Z_{vI}^+ \hat{I}_{S'}^+ = (R_{vI}^+ + j\omega L_{vI}^+) \hat{I}_{S'}^+ = (R_{vI}^+ + jX_{vI}^+) \hat{I}_{S'}^+ = Z_{vI}^+ e^{j\varphi_{ZvI}^+} \hat{I}_{S'}^+ \quad (5.128)$$

bzw.

$$\mathbf{u}_{vIdq}^+ = \begin{bmatrix} u_{vId}^+ \\ u_{vIq}^+ \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_{vI}^+ & -X_{vI}^+ \\ X_{vI}^+ & R_{vI}^+ \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{Sd'}^+ \\ i_{Sq'}^+ \end{bmatrix} = \mathbf{T}_{vI}^{+*} \mathbf{i}_{\text{Sdq}'}^+ \quad (5.129)$$

Abb. 5.36 zeigt die entsprechende Erweiterung der Spannungsregelung, in der die virtuelle Impedanz als stromabhängige Sollwertanpassung ergänzt wurde. Da stationär $\underline{z}_S^+ = \underline{z}_S^+$ gilt, lässt sich die Wirkungsweise dieser Aufschaltung durch ein verändertes stationäres Ersatzschaltbild veranschaulichen (Abb. 5.37), in dem $\underline{z}_S^+ = \underline{z}_N^+$ angenommen wurde. Der Spannungssollwert \underline{u}_{Cdq}^+ , der der Regelung von außen vorgegeben wird, wirkt nun nicht mehr am Punkt C, sondern an einem virtuellen Punkt \bar{C} . Bildet man den Spannungsumlauf innerhalb des grünen Bereichs, erhält man den Zusammenhang, der in Abb. 5.36 abgebildet ist.

Der Spannungsabfall an der virtuellen Impedanz lässt sich näherungsweise durch Anwendung von (5.85) auf Abb. 5.37 beschreiben:

$$\hat{\Delta U}^+ = \hat{U}_C^{++} - \hat{U}_{\bar{C}}^{++} \approx -\frac{2}{3\hat{U}_C^+} (R_{v1}^+ P_C^+ + X_{v1}^+ Q_C^+) = X_{v1}^+ I_{SQ}^+ - R_{v1}^+ I_{SP}^+ \quad (5.130)$$

$$\hat{U}_C^+ = \hat{U}_C^{++} \approx \hat{U}_{\bar{C}}^{++} - \frac{2}{3\hat{U}_C^+} (R_{v1}^+ P_C^+ + X_{v1}^+ Q_C^+) = \hat{U}_{\bar{C}}^{++} + X_{v1}^+ I_{SQ}^+ - R_{v1}^+ I_{SP}^+ \quad (5.131)$$

Die stationäre Spannungsamplitude am Punkt C besitzt somit eine Abhängigkeit vom Wirk- und vom Blindstrom, je nachdem wie hoch die ohmschen und induktiven Anteile der virtuellen Impedanz sind. R_{v1} schützt z.B. vor zu hohen Lastströmen, denn je höher der Wirkstrom I_{SP}^+ , desto geringer die Spannungsamplitude am

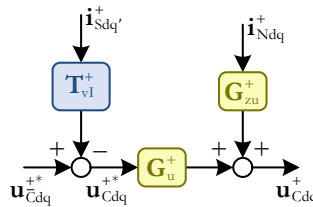


Abb. 5.36: Erweiterung der Spannungsregelung eines VSC um eine virtuelle Impedanz \mathbf{T}_{v1}^+ (\mathbf{G}_u^+ : Führungsübertragungsfunktionsmatrix, \mathbf{G}_{zu}^+ : Störübertragungsfunktionsmatrix).

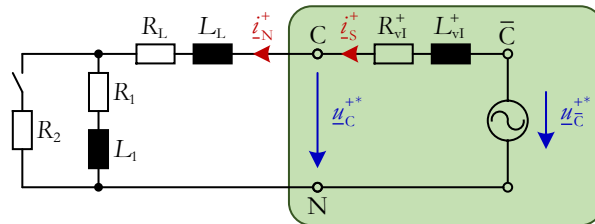


Abb. 5.37: Stationäres Mitsystem-Ersatzschaltbild eines spannungsgeregelten VSC mit virtueller Impedanz an zwei passiven Lasten.

Punkt C und damit wiederum die Leistungsaufnahme der ohmschen Lasten, z. B. von R_2 in Abb. 5.37.

Auch bei einem Kurzschluss wird der Strom durch die virtuelle Impedanz begrenzt, bei einem Fehler nahe am Punkt C z. B. auf den stationären Wert

$$\hat{I}_S^+ = \frac{\hat{U}_C^{+*}}{Z_{vl}^+}. \quad (5.132)$$

Im realen Ersatzschaltbild aus Abb. 5.29 äußert sich diese Begrenzung durch eine entsprechende stromabhängige Reduktion des Spannungswertes \hat{U}_C^{+*} und damit auch der vom VSC gestellten Spannung \hat{U}_S^+ .

Überträgt man den Ansatz aus Abb. 5.36 auf die Spannungsamplitudenregelung aus Abb. 5.34, erhält man

$$\hat{U}_C^{+*} = \hat{U}_C^{+*} - Z_{vl}^+ \hat{I}_S^+, \quad (5.133)$$

d. h. es kann hier nur der Betrag der virtuellen Impedanz vorgegeben werden. Erweitert man diese Gleichung entsprechend

$$\hat{U}_C^{+*} e^{j\varphi_{uc}^+} = \hat{U}_C^{+*} e^{j\varphi_{uc}^+} - Z_{vl}^+ \hat{I}_S^+ e^{j\varphi_{uc}^+} \quad (5.134)$$

bzw.

$$\underline{\hat{U}}_C^{+*} = \underline{\hat{U}}_C^{+*} - Z_{vl}^+ e^{j(\varphi_{uc}^+ - \varphi_{is}^+)} \underline{\hat{I}}_S^+, \quad (5.135)$$

so zeigt sich, dass das Ersatzschaltbild aus Abb. 5.37 auch für den spannungsamplitudengeregelten VSC mit virtueller Impedanz gilt, allerdings mit einem strom- und spannungswinkelabhängigen Impedanzwinkel, d. h. das R/X -Verhältnis der virtuellen Impedanz ist betriebspunktabhängig.

5.4.4 Netzbildende Statikregelung $f(P)U(Q)$

Da die Spannungsregelungen aus Unterabschnitt 5.4.3 ähnlich wie die reine Spannungs- und Drehzahlregelung bei einem Synchrongenerator nicht für den Parallelbetrieb mit anderen Spannungsquellen geeignet sind, werden sie nun mit Hilfe von Spannungs- und Frequenzstatiken zum $f(P)U(Q)$ -Modus erweitert. Wie in Abb. 5.17 an den Bezeichnungen I-IV und a-d erkennbar ist, gibt es hierfür eine Vielzahl an Submodi und Implementierungsmöglichkeiten, die in diesem Unterabschnitt vorgestellt werden.

Dazu werden zunächst verschiedene Varianten der Statikregelung und die Submodi I-a bis I-d betrachtet. Anschließend folgen die Implementierungs- und Anwendungsmöglichkeiten virtueller Impedanzen und die Erweiterung des $f(P)U(Q)$ -Modus zur FRT-Fähigkeit.

5.4.4.1 Prinzip und Varianten der Statikregelung

Konventionelle Statikregelung

Die Submodi I-III in Abb. 5.17 arbeiten mit der konventionellen $f(P)U(Q)$ -Statik, die identisch ist mit den Statiken des Synchrongenerators aus Abb. 2.24, d. h. es werden Frequenz und Spannung aufgrund der gemessenen Wirk- und Blindleistung variiert. Dennoch ist die Wirkungsweise insofern unterschiedlich, als der VSC die Frequenz direkt und unmittelbar verändern kann, ein Generator hingegen nur indirekt über die Drehzahlregelung (vgl. Abb. 2.15 und Abb. 2.22).

Abgeleitet aus (2.33) und (2.35) ergeben sich somit folgende Berechnungsgleichungen:

$$f_{dq} = f_0 - \frac{1}{k_p} (P_C^+ - P_{C0}^+) = f_0 - \frac{1}{k_p} \Delta P_C^+ \quad (5.136)$$

$$\gamma = 2\pi \int f_{dq} dt \quad (5.137)$$

$$\hat{U}^{++} = \hat{U}_{C0}^+ - \frac{1}{k_Q} (Q_C^+ - Q_{C0}^+) = \hat{U}_{C0}^+ - \frac{1}{k_Q} \Delta Q_C^+ \quad (5.138)$$

Die Sollspannung \hat{U}^{++} berechnet sich aus der gemessenen Blindleistung Q_C^+ und dem Spannungsarbeitspunkt \hat{U}_{C0}^+ am Punkt C. Nach Abb. 5.17 wird der Spannungswert \hat{U}^{++} aber je nach Submodus an verschiedenen Punkten gestellt: mit virtuellen Impedanzen am Punkt \bar{C} (vgl. Abb. 5.37), bei Submodus I-d am Punkt S, in den anderen Fällen am Punkt C. Dementsprechend hat das Blockdiagramm in Abb. 5.38 mehrere mögliche Ausgangsspannungen:

$$\mathbf{u}_{Sdq}^+ = \begin{bmatrix} \hat{U}^{++} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (5.139)$$

$$\mathbf{u}_{Cdq}^{++} = \begin{bmatrix} \hat{U}^{++} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (5.140)$$

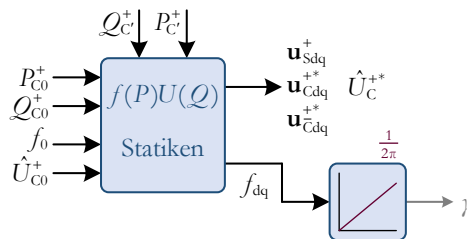


Abb. 5.38: Konventionelle netzbildende Statikregelung.

$$\hat{U}_C^{+*} = \hat{U}^{+*} \quad (5.141)$$

$$\mathbf{u}_{\bar{C}dq}^{+*} = \begin{bmatrix} \hat{U}^{+*} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (5.142)$$

Erweiterte Statikregelung mit ΔU -Kompensation

Die konventionelle Statikregelung kann so erweitert werden, dass auch mit den Stellgrößen $\mathbf{u}_{\text{sdq}}^+$ und $\mathbf{u}_{\bar{C}dq}^{+*}$, d.h. mit den Spannungen an den Punkten S und \bar{C} , die Statikbeziehung am Punkt C eingeregelt wird. Dazu muss man die Spannungen $\mathbf{u}_{\text{sdq}}^+$ und $\mathbf{u}_{\bar{C}dq}^{+*}$ so im Vergleich zu Abb. 5.38 verändern, dass die Spannungsabfälle ΔU zwischen den Punkten S und C bzw. zwischen \bar{C} und C (vgl. (5.130)) kompensiert werden.

Der entsprechende Regelungsansatz orientiert sich an [136] und basiert auf dem Integral

$$\begin{aligned} \hat{U}_{\text{komp}}^{+*} &= V_{\text{komp}} \int \left((\hat{U}_{C0}^+ - \hat{U}_C^+) - \frac{1}{k_Q} (\mathcal{Q}_C^+ - \mathcal{Q}_{C0}^+) \right) dt \\ &= -V_{\text{komp}} \int \left(\Delta \hat{U}_C^+ + \frac{1}{k_Q} \Delta \mathcal{Q}_C^+ \right) dt. \end{aligned} \quad (5.143)$$

Damit $\hat{U}_{\text{komp}}^{+*}$ stationär einen konstanten Wert annimmt, muss der Integrand zu 0 werden, d. h.

$$\Delta \hat{U}_C^+ = \Delta \hat{U}_C^+ = -\frac{1}{k_Q} \Delta \mathcal{Q}_C^+ = -\frac{1}{k_Q} \Delta \mathcal{Q}_C^+ \quad (5.144)$$

$$\hat{U}_{C0}^+ - \hat{U}_C^+ = \frac{1}{k_Q} (\mathcal{Q}_C^+ - \mathcal{Q}_{C0}^+) \quad (5.145)$$

bzw.

$$\hat{U}_C^+ = \hat{U}_{C0}^+ - \frac{1}{k_Q} (\mathcal{Q}_C^+ - \mathcal{Q}_{C0}^+). \quad (5.146)$$

Dies entspricht genau der Statikbeziehung (5.138) am Punkt C. Ersetzt man folglich (5.139) und (5.142) durch

$$\mathbf{u}_{\text{sdq}}^+ = \begin{bmatrix} \hat{U}_{\text{komp}}^{+*} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (5.147)$$

und

$$\mathbf{u}_{\bar{c}dq}^{+*} = \begin{bmatrix} \hat{U}_{\text{komp}}^{+*} \\ 0 \end{bmatrix}, \quad (5.148)$$

werden die Spannungen am Punkt S bzw. am Punkt \bar{C} genau so gestellt, dass am Punkt C stationär (5.146) gilt. Der Faktor V_{komp} bestimmt, wie schnell dieser Zusammenhang nach einer Störung eingeregelt wird.

Abb. 5.39 zeigt das zugehörige Blockdiagramm, in das zwecks Anwendung von (5.143) nun auch die gemessene Spannung \hat{U}_C^+ eingeht. In Abb. 5.17 ist diese Art der Regelung durch den Submodus IV gekennzeichnet.

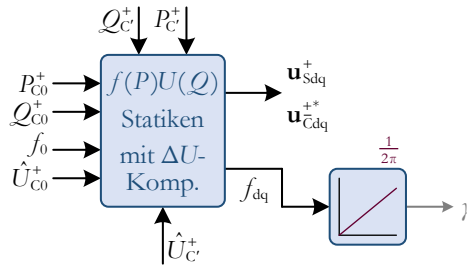


Abb. 5.39: Erweiterte netzbildende Statikregelung mit ΔU -Kompensation.

Erweiterung um eine Winkelstatik

Zur Verbesserung des dynamischen Verhaltens kann die $f(P)$ -Statik aus (5.136) und (5.137) um eine Winkelstatik erweitert werden. Der Transformationswinkel γ berechnet sich dann nicht mehr nur aus dem Integral, sondern auch aus einem proportionalen Anteil der Wirkleistungsabweichung:

$$\gamma = 2\pi \int \left(f_0 - \frac{1}{k_p} (P_C^+ - P_{C0}^+) \right) dt - k_s (P_C^+ - P_{C0}^+) = \int \omega_{dq} dt - \delta_{dq} \quad (5.149)$$

Das Verhalten dieser Erweiterung wird anhand von Labormessungen in Unterabschnitt 5.7.1 verifiziert; für ausführlichere Analysen sei auf [144] verwiesen. Darin wird außerdem eine einfache Möglichkeit vorgestellt, k_s zu bestimmen:

$$k_s = \frac{\partial \gamma}{\partial P_C^+} \quad (5.150)$$

Der Faktor k_s quantifiziert demnach, wie stark sich eine Änderung der Wirkleistung P_C^+ auf den Winkel γ auswirkt, also genau das, was als Vorsteuerung in (5.149) implementiert ist. Diese Gleichung wird später anhand von Simulationsergebnissen angewendet.

5.4.4.2 Streckenmodellierung und Stabilitätsanalyse der Submodi I-a bis I-d

Um das Gesamtverhalten der $f(P)U(Q)$ -Regelung zu analysieren, muss die überlagerte Statikregelung des vorherigen Unterabschnitts um die unterlagerten Regelungen und Streckenmodelle erweitert werden. In diesem Unterabschnitt geschieht dies zunächst für die Submodi I-a bis I-d, d. h. virtuelle Impedanzen und ΔU -Kompensation werden noch nicht betrachtet.

Modellierung von Submodus I-d

Das bisherige Modell aus Abb. 5.9 beschreibt, wie mit der Spannung $\mathbf{u}_{\text{sdq}}^+$ der Strom $\mathbf{i}_{\text{sdq}}^+$ und mit dem Strom $\mathbf{i}_{\text{sdq}}^+$ die Spannung $\mathbf{u}_{\text{cdq}}^+$ beeinflusst wird. Da es sich bei den Statiken (5.136) und (5.138) um Wirk- und Blindleistungsregler handelt (P-Regler mit Verstärkung $1/k_p$ bzw. $1/k_Q$), muss die Regelstrecke nun dahingehend erweitert werden, wie die Spannung $\mathbf{u}_{\text{cdq}}^+$ diese Wirk- und Blindleistung beeinflusst. Dieser Zusammenhang wird durch die Gleichung (5.81) bzw. das Blockschaltbild aus Abb. 5.13 beschrieben.

Damit ergibt sich für den Submodus I-d aus Abb. 5.17 (direkte Leistungsregelung) der Regelkreis in Abb. 5.40. Betrag und Winkel der Spannung \underline{u}_C^+ relativ zu Betrag und Winkel der Spannung \underline{u}_N^+ bestimmen den Leistungsfluss P_N^+ und Q_N^+ (vgl. Abb. 5.7), der wiederum über die Matrix \mathbf{T}_{ic} aus (5.95) zurück auf die Regelstrecke \mathbf{G}_{su}^+ koppelt. Um den Regelkreis zu schließen, müssten nun prinzipiell die Leistungen P_N^+ und Q_N^+ gemessen und in die Statikberechnung eingesetzt werden. Vernachlässigt man den Blindleistungsfluss in den Kondensator ($Q_C^+ \approx Q_N^+$), gilt der dargestellte Regelkreis aber auch näherungsweise für P_C^+ und Q_C^+ . Alternativ kann die Gesamtregelstrecke auch als Leitung mit der Impedanz $R_N + R_F$ und $L_N + L_F$ betrachtet werden, wenn wiederum der Kondensator-Querzweig vernachlässigt wird.

Das Ersatzschaltbild des nach Abb. 5.40 geregelten VSC entspricht dem aus Abb. 5.7 mit $\underline{u}_S^+ = f(\Delta P_C^+, \Delta Q_C^+, f_0, \hat{U}_{C0}^+)$, d. h. die Statik wird am Punkt S gestellt. Die Spannungsamplitude am Punkt C lässt sich analog zu (5.131) abschätzen und man erhält mit der stationären $U(Q)$ -Statik aus (5.138) ($Q_C^+ = Q_C^+$):

$$\begin{aligned} \hat{U}_C^+ &\approx \hat{U}_S^+ + X_F I_{\text{SQ}}^+ - R_F I_{\text{SP}}^+ = \hat{U}_S^+ - \frac{2}{3\hat{U}_C^+} (R_F P_C^+ + X_F Q_C^+) \\ &= \hat{U}_{C0}^+ - \frac{1}{k_Q} (Q_C^+ - Q_{C0}^+) - \frac{2}{3\hat{U}_C^+} (R_F P_C^+ + X_F Q_C^+) \end{aligned} \quad (5.151)$$

Die Spannungsamplitude am Punkt C weicht also aufgrund des Spannungsabfalls an der Filterimpedanz wirk- und blindleistungsabhängig vom Statiksollwert ab.

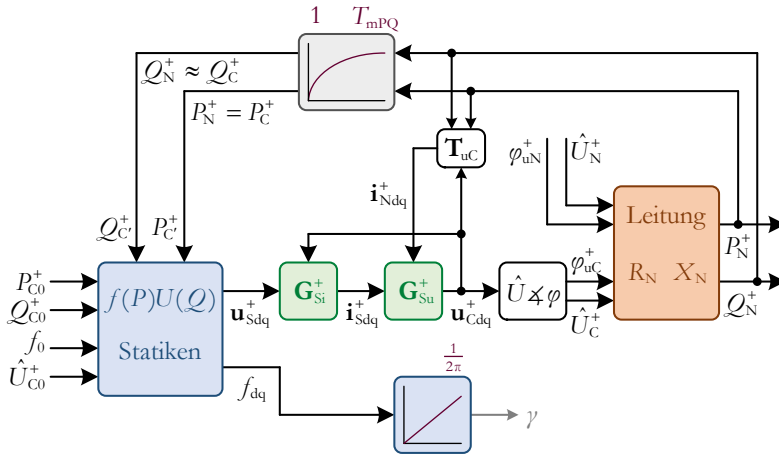


Abb. 5.40: Geschlossener Mitsystem-Regelkreis für Submodus I-d (direkte Leistungsregelung).

Modellierung der Submodi I-a, I-b und I-c

Verwendet man die Statikregelung nicht als direkte Stellgröße des VSC, sondern als Sollwertvorgabe für eine unterlagerte Spannungsregelung, ergibt sich das Regelschaltbild aus Abb. 5.41, das sowohl für die direkte Spannungsregelung I-b als auch für die kaskadierte Strom-Spannungsregelung I-a gültig ist. Die Spannungsregelung wurde dabei durch ihre Führungsübertragungsfunktionsmatrix G_u^+ und Störübertragungsfunktionsmatrix G_{zu}^+ entsprechend (5.125) abgebildet.

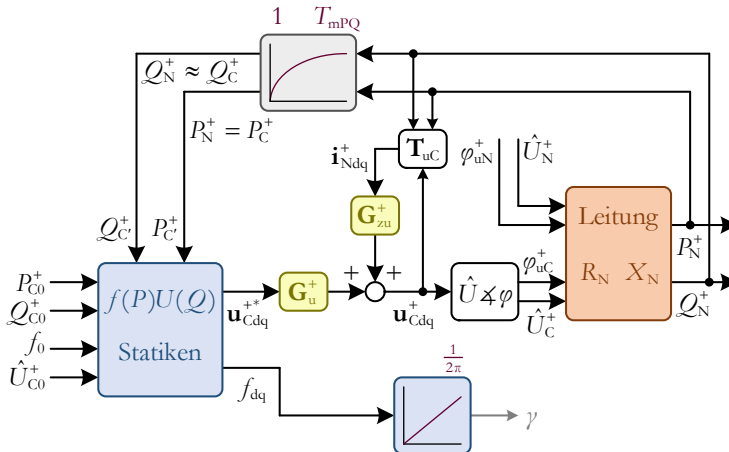


Abb. 5.41: Geschlossener Mitsystem-Regelkreis für die Submodi I-a und I-b (kaskadierte Strom-Spannungsregelung und direkte Spannungsregelung).

Abb. 5.42 zeigt das zugehörige Ersatzschaltbild. Die Statik wirkt nun nicht mehr am Punkt S, sondern direkt am Punkt C. Dies gilt auch für die Spannungsamplitudenregelung (Submodus I-c), deren Regelungsschaltbild mit Hilfe von (5.127) in Abb. 5.43 dargestellt ist.

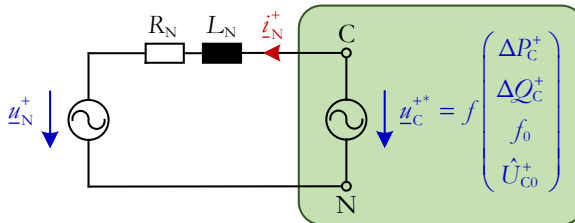


Abb. 5.42: Stationäres Mitsystem-Ersatzschaltbild für die Submodi I-a und I-b (kaskadierte Strom-Spannungsregelung und direkte Spannungsregelung).

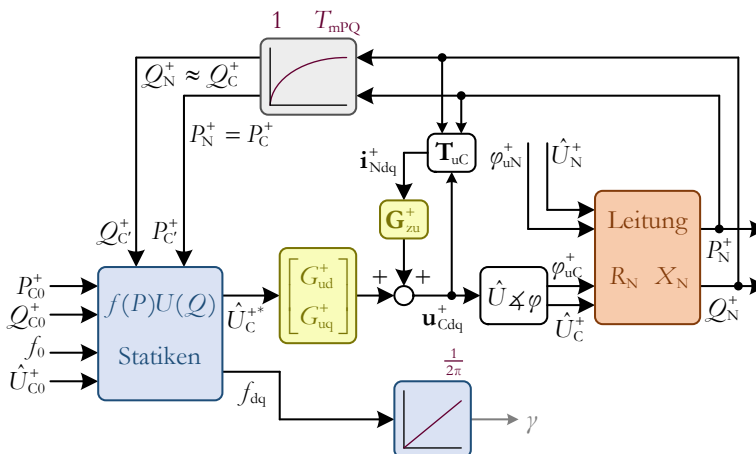


Abb. 5.43: Geschlossener Mitsystem-Regelkreis für Submodus I-c (Spannungsamplitudenregelung).

Stabilitätsanalysen

Basierend auf diesen Regelkreisen können nun Stabilitätsanalysen durchgeführt werden. Da die Regelstrecke im Unterschied zu den bisherigen Regelungen nichtlinear und zu einem Großteil unbekannt ist (s. (5.81)), stellt sich die Frage, für welche Parameter und Arbeitspunkte die Regelkreise stabil sind. Der Fokus liegt im Folgenden auf der Abhängigkeit von Arbeitspunkt und Netzimpedanz; für die Auswirkungen unterschiedlicher Reglerparameter wie z. B. k_p , k_Q oder T_{mpQ} sei auf [144] verwiesen.

Für die weitere Analyse werden die drei Regelkreise aus Abb. 5.40, Abb. 5.41 und Abb. 5.43 inklusive ihrer unterlagerten Regelungen (Abb. 5.30, Abb. 5.19, Abb. 5.33 und Abb. 5.34) in MATLAB/Simulink aufgebaut. Anschließend kann mit Hilfe des *Linear Analysis Tool* ein Zustandsraummodell des geschlossenen Regelkreises erstellt werden, wenn ein Arbeitspunkt sowie entsprechende Ein- und Ausgänge des Modells definiert werden. Die Eingänge seien im Folgenden die Arbeitspunkte für Wirk- und Blindleistung; Betrag und Winkel der Netzspannung sind Störgrößen. Als Ausgänge dienen die gemessene Wirk- und Blindleistung. Das linearisierte Modell im Arbeitspunkt i hat dann die Form

$$\dot{\mathbf{x}}_i = \mathbf{A}_i \mathbf{x}_i + \mathbf{B}_i \mathbf{u}_i + \mathbf{E}_i \mathbf{z}_i, \quad \mathbf{x}_i(0) = \mathbf{x}_{0i} \quad (5.152)$$

$$\mathbf{y}_i = \mathbf{C}_i^T \mathbf{x}_i + \mathbf{D}_i \mathbf{u}_i + \mathbf{F}_i \mathbf{z}_i \quad (5.153)$$

mit

$$\mathbf{u}_i = \begin{bmatrix} \Delta P_{C0i}^+ \\ \Delta Q_{C0i}^+ \end{bmatrix} \quad (5.154)$$

$$\mathbf{z}_i = \begin{bmatrix} \Delta \hat{U}_{Ni}^+ \\ \Delta \hat{\varphi}_{uNi}^+ \end{bmatrix} \quad (5.155)$$

$$\mathbf{y}_i = \begin{bmatrix} \Delta P_{Ci}^+ \\ \Delta Q_{Ci}^+ \end{bmatrix}. \quad (5.156)$$

Die Δ -Größen kennzeichnen Abweichungen vom Arbeitspunkt i , der durch P_{C0i}^+ , Q_{C0i}^+ , P_{Ci}^+ , Q_{Ci}^+ , \hat{U}_{Ni}^+ und $\hat{\varphi}_{uNi}^+$ definiert und durch den Anfangszustand \mathbf{x}_{0i} in der Zustandsraumdarstellung berücksichtigt ist. Die Parameter f_0 und \hat{U}_{C0}^+ werden als konstant angenommen. Für jeden Arbeitspunkt i kann die Stabilität des Systems dann aus den Eigenwerten der zugehörigen Systemmatrix \mathbf{A}_i bestimmt werden [105].

Die Strecken- und Leistungsparameter für die Simulation entsprechen denen des 2VSC aus Tab. A.1. Darüber hinaus wird die Netzimpedanz durch ihr R/X -Verhältnis und ihre relative Kurzschlussspannung u_{kN} festgelegt. Für diese gilt mit der Netzkurzschlussleistung

$$S_{kN} = \frac{U_{nVSC}^2}{Z_N} \quad (5.157)$$

und in Analogie zur relativen Kurzschlussspannung eines Transformators [47] der Zusammenhang

$$Z_N = u_{kN} \frac{U_{nVSC}^2}{S_{nVSC}} \quad (5.158)$$

bzw.

$$u_{kN} = \frac{S_{nVSC}}{S_{kN}}. \quad (5.159)$$

Die Regler wurden mit $T_i = 0,5 \text{ ms}$ und $\varphi_R = 35^\circ$ gemäß (5.90), (5.87), (5.123) und (5.124) parametrisiert. Tab. A.2 im Anhang zeigt eine Übersicht über die verwendeten Simulationsparameter. Die untersuchte Konfiguration ist ein schwaches, resistives Netz mit geringer Kurzschlussleistung, d.h. hoher Netzimpedanz. Der Arbeitspunkt P_{C0i}^+ wird beginnend bei 50 kW linear abgesenkt, die restlichen Einstellungen bleiben unverändert. Durch Modelllinearisierung um die veränderten Arbeitspunkte und Eigenwertanalyse der Systemmatrix \mathbf{A}_i entstehen die Stabilitätsdiagramme in Abb. 5.44 für die verschiedenen Submodi I-a bis I-d.

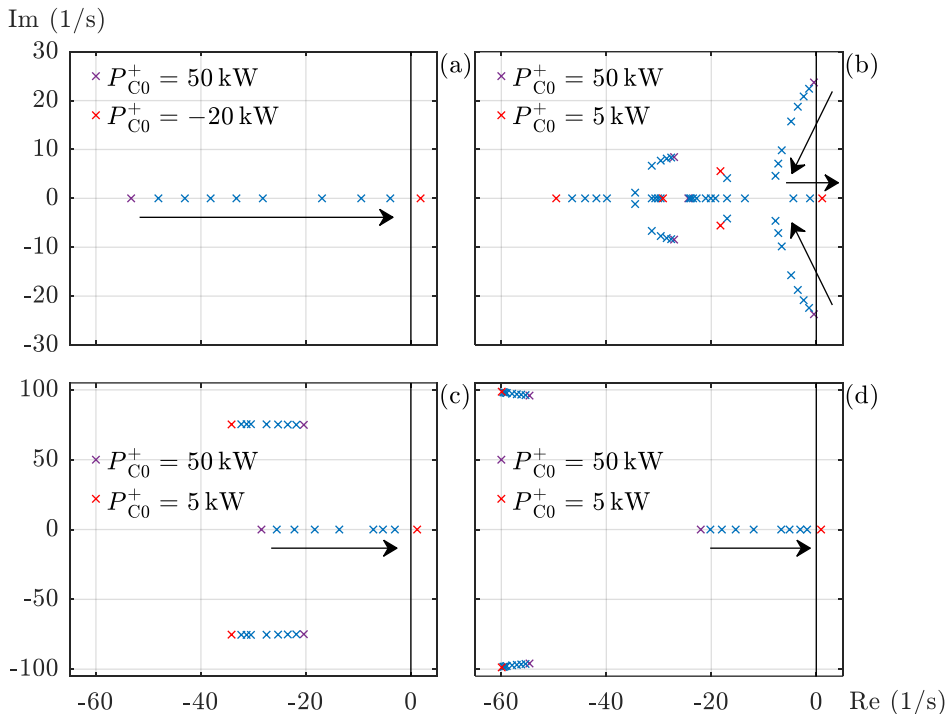


Abb. 5.44: Eigenwerte der Systemmatrix \mathbf{A}_i für verschiedene Arbeitspunkte P_{C0i}^+ ; Simulationsparameter s. Tab. A.2.

- (a) Submodus I-d (direkte Leistungsregelung)
- (b) Submodus I-a (kaskadierte Strom-Spannungsregelung)
- (c) Submodus I-b (direkte Spannungsregelung)
- (d) Submodus I-c (Spannungsamplitudenregelung)

In allen vier Varianten wandern die Eigenwerte bei Absenkung des Wirkleistungsarbeitspunktes in Richtung der positiven reellen Achse, bis sie diese letztlich überschreiten und das System instabil wird (s. schwarze Pfeile). Im Falle der Konfiguration I-d, d. h. ohne unterlagerte Regelkreise, ist eine Absenkung bis auf -20 kW möglich, in den anderen drei Konfigurationen ist die Stabilitätsgrenze schon bei 5 kW erreicht. Das am wenigsten robuste Verhalten zeigt die Konfiguration I-a mit zwei unterlagerten Regelkreisen. Hier ist das System nur für Wirkleistungen zwischen 50 kW und 5 kW stabil, während es außerhalb dieses Intervalls instabil ist.

Die Diagramme in Abb. 5.44 zeigen die Stabilitätsabhängigkeit vom Wirkleistungsarbeitspunkt $P_{C_0}^+$ lediglich für eine ganz bestimmte Konstellation der übrigen Parameter, z. B. für eine bestimmte Netzimpedanz. Es ist aber bereits an dieser Analyse erkennbar, dass sich die Regelkreise für manche Konstellationen stabil, für andere jedoch instabil verhalten. Aus diesem Grund ist es erforderlich, die Regelungen so zu erweitern, dass sie in allen relevanten Betriebssituationen stabil arbeiten.

5.4.4.3 Virtuelle Impedanzen

Nachdem im vorhergehenden Unterabschnitt die Submodi I-a bis I-d des $f(P)U(Q)$ -Modus vorgestellt und analysiert wurden, behandelt dieser Unterabschnitt die Erweiterung dieser Regelkreise um virtuelle Impedanzen (Submodi II-IV) und zeigt, welche Anwendungsmöglichkeiten sich hieraus im Allgemeinen und speziell für das SrPP ergeben. Eine dieser Anwendungen ist die Regelkreisstabilisierung; die entsprechende Auslegung der virtuellen Impedanz wird in Unterabschnitt 5.4.4.3.3 erläutert.

5.4.4.3.1 Implementierungsvarianten

In Abb. 5.17 sind drei Implementierungsvarianten der virtuellen Impedanz dargestellt, nämlich die *stationäre virtuelle Impedanz*, die *stationäre virtuelle Impedanz mit Kompensation* und die *transiente virtuelle Impedanz*, die nun am Beispiel der unterlagerten Spannungsregelung (Submodi a und b) vorgestellt werden.

Stationäre virtuelle Impedanz

Der Regelkreis für die stationäre virtuelle Impedanz ergibt sich aus der Kombination von Abb. 5.41 und Abb. 5.36 und ist in Abb. 5.45 dargestellt. Durch die stromabhängige Änderung der Sollspannung wirkt die Statik nun nicht mehr am Punkt C wie in Abb. 5.42, sondern am (virtuellen) Punkt \bar{C} hinter der virtuellen Impedanz (s. Abb. 5.46).

Analog zu (5.151) gilt dann für die stationär am Punkt C eingeregelte Spannungsamplitude:

$$\hat{U}_C^+ = \hat{U}_C^{+*} \approx \hat{U}_{\bar{C}}^{+*} - \frac{2}{3\hat{U}_C^+} \left(R_{v1}^+ P_C^+ + X_{v1}^+ Q_C^+ \right)$$

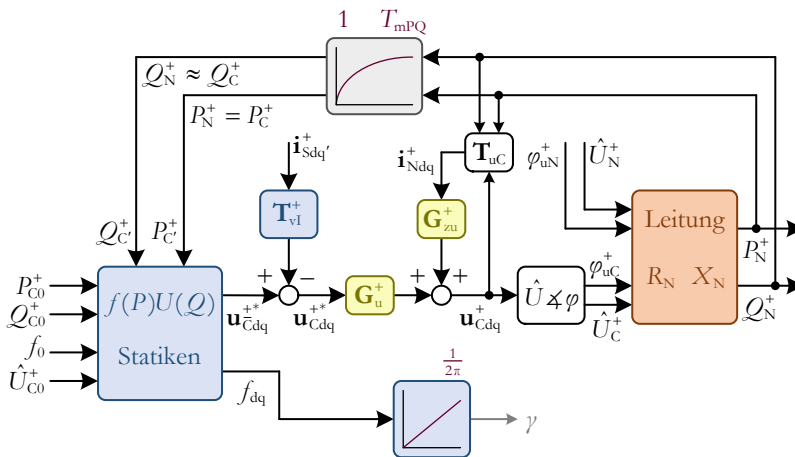


Abb. 5.45: Geschlossener Mitsystem-Regelkreis für die Submodi III-a und III-b (kaskadierte Strom-Spannungsregelung und direkte Spannungsregelung mit stationärer virtueller Impedanz).

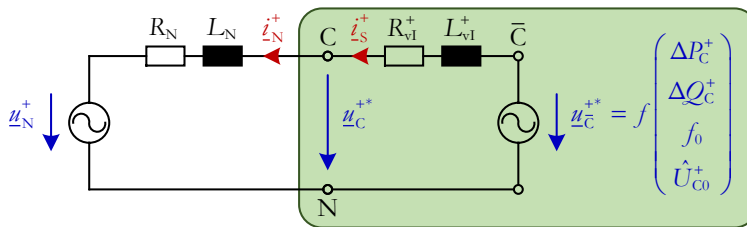


Abb. 5.46: Stationäres Mitsystem-Ersatzschaltbild für die Submodi III-a und III-b (kaskadierte Strom-Spannungsregelung und direkte Spannungsregelung mit stationärer virtueller Impedanz).

$$= \hat{U}_{C0}^+ - \frac{1}{k_Q} (Q_C^+ - Q_{C0}^+) - \frac{2}{3\hat{U}_C^+} (R_{vl}^+ P_C^+ + X_{vl}^+ Q_C^+) \quad (5.160)$$

Die Spannungsamplitude am Punkt C weicht also um einen wirk- und blindleistungsabhängigen Term vom Statiksollwert ab. Will man diesen virtuellen Spannungsabfall kompensieren, kann man die virtuelle Impedanz entsprechend der Submodi II und IV adaptieren.

Stationäre virtuelle Impedanz mit Kompensation des virtuellen Spannungsabfalls

Ersetzt man die konventionelle Statikregelung in Abb. 5.45 durch die erweiterte Statikregelung aus Abb. 5.39, erhält man den Regelkreis in Abb. 5.47. Gemäß (5.146) wird dann die Statik am Punkt C eingeregelt, im stationären Ersatzschaltbild (Abb. 5.48) ist die virtuelle Impedanz aber nach wie vor enthalten. Der wesentliche Unter-

Der Hochpass besitzt die Übertragungsfunktion

$$G_{\text{tvl}}^+ = \frac{s}{s + \omega_{\text{tvl}}^+} = \frac{\frac{1}{\omega_{\text{tvl}}^+} s}{\frac{1}{\omega_{\text{tvl}}^+} s + 1} = \frac{T_{\text{tvl}}^+ s}{T_{\text{tvl}}^+ s + 1} \quad (5.161)$$

und man erhält so den Regelkreis aus Abb. 5.49. Für $\omega_{\text{tvl}}^+ \approx 0$ entspricht das Verhalten dem der stationären virtuellen Impedanz. Je höher ω_{tvl}^+ , desto schneller klingt die Sprungantwort von G_{tvl}^+ und damit auch der virtuelle Spannungsabfall nach einer Stromänderung ab. Durch dieses zeitliche Abklingen fallen die Punkte \bar{C} und C zusammen und das Ersatzschaltbild aus Abb. 5.46 geht in Abb. 5.42 über. Stationär wirkt die Statik also wiederum am Punkt C.

Die Eigenschaften und das Verhalten der drei vorgestellten Implementierungsvarianten der virtuellen Impedanz werden anhand der Labormessungen in Abschnitt 5.7 erläutert.

5.4.4.3.2 Anwendungsmöglichkeiten

Dieser Unterabschnitt stellt vier Anwendungsmöglichkeiten für die virtuellen Impedanzen vor und zeigt auf, welche der oben genannten Submodi II-IV dafür geeignet sind:

- Strombegrenzung
- Beeinflussung der stationären Blindleistungsaufteilung
- PQ -Entkopplung
- Verbesserung der Stabilität

Strombegrenzung

Wie bei der Spannungsregelung in Unterabschnitt 5.4.3.4 kann auch bei der $f(P)U(Q)$ -Regelung eine virtuelle Impedanz zur Strombegrenzung eingesetzt werden, denn durch die stromabhängige Veränderung von Spannungsamplitude und Spannungswinkel am Punkt C (vgl. Abb. 5.46) oder auch am Punkt S lassen sich nach (5.82) sowohl Wirk- als auch Blindleistung des VSC beeinflussen, was z. B. als Überstromschutz beim Zuschalten hoher Lasten [118, 124] oder bei Spannungseinbrüchen und Netzfehlern [109, 129] genutzt werden kann. Der Wert der virtuellen Impedanz wird dabei häufig proportional zur Stromamplitude festgelegt.

Im Gegensatz zum Submodus III wird bei den Submodi II und IV allerdings die stationäre Spannungsamplitude am Punkt C nicht durch die virtuelle Impedanz beeinflusst, sondern nur durch die Statikbeziehung (5.138). Sie sind deshalb nur bei entsprechender Erweiterung (s. Unterabschnitt 5.4.4.4) für Spannungseinbrüche geeignet, da sich ansonsten je nach Steigung der Statik ein sehr hoher Blindleistungsfluss einstellen kann (vgl. Abb. 2.24).

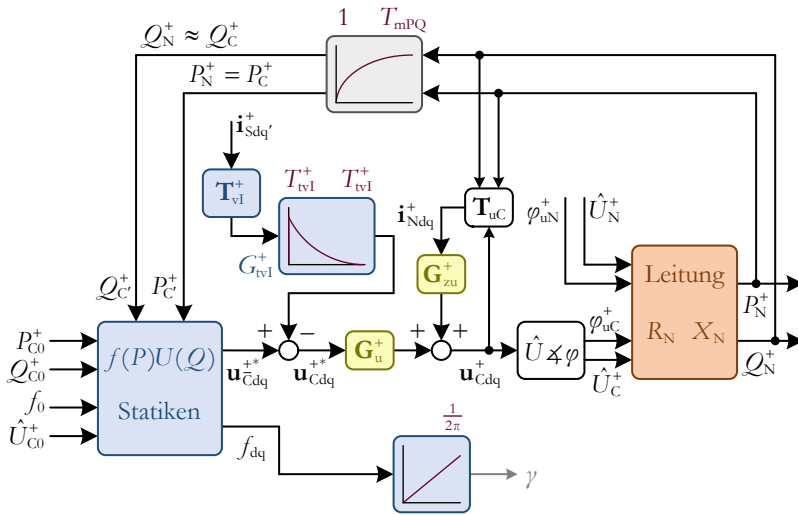


Abb. 5.49: Geschlossener Mitsystem-Regelkreis für die Submodi II-a und II-b (kaskadierte Strom-Spannungsregelung und direkte Spannungsregelung mit transients virtueller Impedanz).

Das zweite Merkmal der virtuellen Impedanz, die stromabhängige Winkeländerung, um z. B. Wirkleistungsüberlast im Parallelbetrieb mit anderen Spannungsquellen zu vermeiden, ist dagegen beim Submodus IV-a und IV-b vorhanden (vgl. Abb. 5.48), beim Submodus II allerdings nicht, da hier die virtuelle Impedanz stationär nicht mehr aktiv ist.

Beeinflussung der stationären Blindleistungsaufteilung

Die zweite Anwendungsmöglichkeit ist die stationäre Blindleistungsaufteilung zwischen mehreren Spannungsquellen, z. B. zwischen verschiedenen $f(P)U(Q)$ -geregelt Stromrichtern in einem Microgrid. Üblicherweise möchte man in einem solchen Netz den Wirk- und Blindleistungsbedarf entsprechend der Nennleistung auf die einzelnen Anlagen aufteilen, indem man diese z. B. mit den gleichen Statiken s_f und s_U betreibt (vgl. (2.34) und (2.36)). Für die Wirkleistungsaufteilung funktioniert dieser Ansatz, da alle Anlagen stationär die gleiche Frequenz besitzen. Die Blindleistungsaufteilung hingegen hängt u. a. von den Impedanzen zwischen den Stromrichtern ab und nur wenn diese bestimmte Werte und Verhältnisse aufweisen, ergibt sich die gewünschte nennleistungsproportionale Aufteilung [136, 138]. Da die stationären virtuellen Impedanzen – wie in Abb. 5.46 erkennbar – wie zusätzliche Impedanzen zwischen den Spannungsquellen wirken, kann man die Gesamtimpedanz durch entsprechende Parametrierung der virtuellen Impedanz auf die obigen Anforderungen anpassen. Ein Beispiel hierfür findet man in [138].

PQ-Entkopplung

Bei einem hohen R/X -Verhältnis der Netzimpedanz sind Wirkleistung, Blindleistung, Spannungswinkel und Spannungsamplitude nach (5.81) bzw. (5.82) miteinander verkoppelt. Der Wirkleistungsregler (5.136) beeinflusst dann nicht nur die Wirkleistung, sondern auch die Blindleistung. Ebenso verändert der Blindleistungsregler (5.138) nicht nur die Blindleistung, sondern auch die Wirkleistung.

Dies ist an den Verläufen in Abb. 5.50 zu sehen, bei denen (zunächst für den Fall ohne virtuelle Impedanz $Z_{v1}^+ = 0$) ein Sprung in P_{C0}^+ nicht nur eine Änderung der Wirkleistung, sondern auch der Blindleistung und der Spannung verursacht. Ebenso geht die Wirkleistungseinspeisung mit einer sehr hohen Blindleistung einher.

Diese Zusammenhänge lassen sich anhand von (5.85) erklären:

$$\Delta \hat{U}^+ = \hat{U}_C^+ - \hat{U}_N^+ \approx \frac{2}{3\hat{U}_C^+} (R_N P_C^+ + X_N Q_C^+) \quad (5.162)$$

Bei einem hohen Widerstand R_N bedingt ein Wirkleistungsfluss P_C^+ entweder eine Spannungsänderung $\Delta \hat{U}^+$, einen Blindleistungsfluss Q_C^+ oder beides wie z. B. bei Anwendung einer $U(Q)$ -Statik.

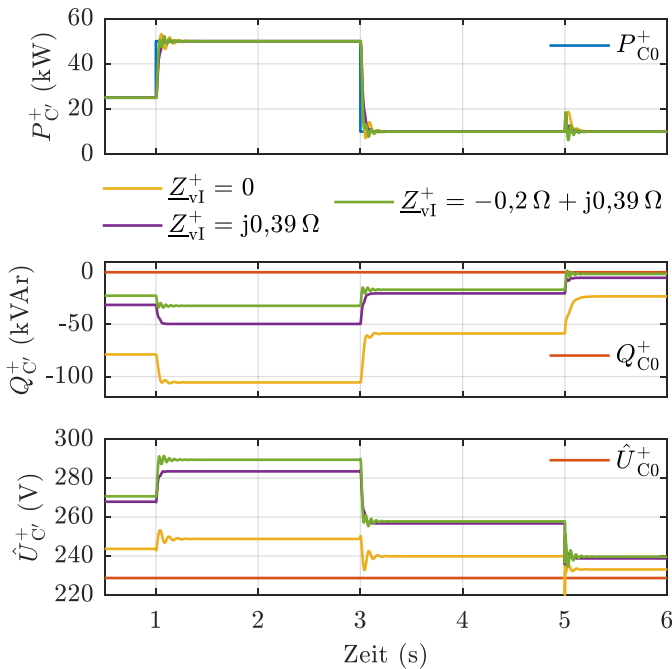


Abb. 5.50: Wirk- und Blindleistungsverläufe für die Submodi I-b und III-b (direkte Spannungsregelung ohne/mit virtueller Impedanz), $t = 5$ s: Spannungsänderung von $\hat{U}_N^+ = 1,1\hat{U}_{C0}^+$ auf $\hat{U}_N^+ = \hat{U}_{C0}^+$; sonstige Simulationsparameter s. Tab. A.2.

Mit einer virtuellen Impedanz lassen sich diese Abhängigkeiten zusätzlich beeinflussen. Je nach Wahl von R_{vi}^+ und X_{vi}^+ verändert man gemäß (5.160) wirk- und blindleistungsabhängig die am Punkt C eingeregelter Spannung \hat{U}_C^{+*} . Je höher beispielsweise X_{vi}^+ , desto stärker ist der Einfluss von Q_C^+ auf \hat{U}_C^{+*} , d.h. die Einhaltung von (5.162) erfolgt dann (richtiges Vorzeichen von X_{vi}^+ vorausgesetzt) verstärkt durch eine Spannungsänderung $\Delta\hat{U}^+$ und weniger durch Blindleistung. Dieser Effekt ist an den Verläufen $\underline{Z}_{\text{vi}}^+ = j0,39\Omega$ in Abb. 5.50 deutlich zu erkennen. Der Blindleistungsfluss wird nahezu halbiert, dafür wird aber die Spannungshaltung deutlich schlechter.

Mit Hilfe eines negativen virtuellen Widerstands [137] ist außerdem eine direkte und vorteilhafte Kopplung der Wirkleistung auf die eingeregelter Spannung \hat{U}_C^{+*} möglich. Eine Zunahme der Wirkleistung erhöht dann nach (5.160) automatisch die eingeregelter Spannung und die Einhaltung von (5.162) ist ohne oder nur mit geringer Blindleistungsänderung möglich. Dies ist an den Verläufen $\underline{Z}_{\text{vi}}^+ = -0,2\Omega + j0,39\Omega$ in Abb. 5.50 zu sehen, bei denen Wirkleistung und Wirkleistungsänderung kaum noch Einfluss auf die Blindleistung haben.

Die Entkopplung von Wirk- und Blindleistung lässt sich außerdem anhand von (5.82) und des Ersatzschaltbildes in Abb. 5.46 veranschaulichen. Mit

$$R = R_N + R_{\text{vi}}^+ \quad (5.163)$$

und

$$X = X_N + X_{\text{vi}}^+ \quad (5.164)$$

erhält man

$$\begin{bmatrix} P_C^+ \\ Q_C^+ \end{bmatrix} \approx \frac{3}{2} \begin{bmatrix} \frac{X}{R^2 + X^2} & \frac{R}{R^2 + X^2} \\ -R & X \\ \frac{R}{R^2 + X^2} & \frac{X}{R^2 + X^2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{U}_C^+ \hat{U}_N^+ \Delta\varphi_u^+ \\ \hat{U}_C^+ \Delta\hat{U}^+ \end{bmatrix}. \quad (5.165)$$

Da sich für $R_{\text{vi}}^+ < 0$ und $X_{\text{vi}}^+ > 0$ das Verhältnis R/X im Vergleich zu R_N/X_N verkleinert, besitzt die Matrix in (5.165) näherungsweise Diagonalform. Eine Änderung des Wirkleistungsarbeitspunktes P_{C0}^+ (und somit gemäß der Statik (5.136) eine Änderung von $\Delta\varphi_u^+$) bewirkt dann fast ausschließlich eine Änderung von P_C^+ und eine Änderung von $\Delta\hat{U}^+$ (wie zum Zeitpunkt $t = 5\text{ s}$) wirkt sich weniger auf P_C^+ aus als ohne virtuelle Impedanz.

Insgesamt zeigt sich, dass die Kopplung zwischen Wirk- und Blindleistungsregelung, die bei einem hohen R/X -Verhältnis der Netzimpedanz auftritt, mit Hilfe von virtuellen Impedanzen reduziert werden kann, allerdings auf Kosten der Spannungshaltung.

Verbesserung der Stabilität

Als letzte Anwendung der virtuellen Impedanz wird nun das Stabilitätsverhalten der $f(P)U(Q)$ -Regelung betrachtet. Abb. 5.51 zeigt die zum Stabilitätsdiagramm aus Abb. 5.44(b) korrespondierenden Wirk- und Blindleistungsverläufe für den Submodus I-a. Der Wirkleistungsarbeitspunkt P_{C0}^+ wird zunächst sprunghaft auf 50 kW erhöht und anschließend linear reduziert. Bei 50 kW verhält sich die Regelung des VSC schwach gedämpft, aber stabil. Durch die Reduktion der Wirkleistung wird das Verhalten zunächst stabiler, die Blindleistung erhöht sich jedoch immer stärker, bis bei ca. 5 kW die Stabilitätsgrenze erreicht ist und sich nun auch die Wirkleistung stark vom Sollwert entfernt. Dieses Verhalten spiegelt exakt den Verlauf der Eigenwerte in Abb. 5.44(b) wider.

In Abb. 5.52 ist der gleiche Verlauf gezeigt, wenn die Spannungsregelung um eine stationäre virtuelle Impedanz ergänzt wird. Wirk- und Blindleistungsverlauf sind nun deutlich stabiler; sowohl die obere Stabilitätsgrenze von 50 kW als auch die untere von 5 kW sind nicht mehr vorhanden.

Nun werden die direkte Spannungsregelung und die Spannungsamplitudenregelung ohne virtuelle Impedanz (Submodi I-b und I-c) sowie mit stationärer virtueller Impedanz (Submodi III-b und III-c) betrachtet. Abb. 5.53 und Abb. 5.54 zeigen die resultierenden Wirk- und Blindleistungsverläufe für den gleichen Arbeitspunktbereich $50 \text{ kW} \geq P_{C0}^+ \geq -30 \text{ kW}$ wie in Abb. 5.52, allerdings mit veränderter Netzimpedanz ($R_N/X_N = 1$, $u_{kN} = 0,1$). Zunächst wird nur der Zeitraum $t < 7 \text{ s}$ betrachtet.

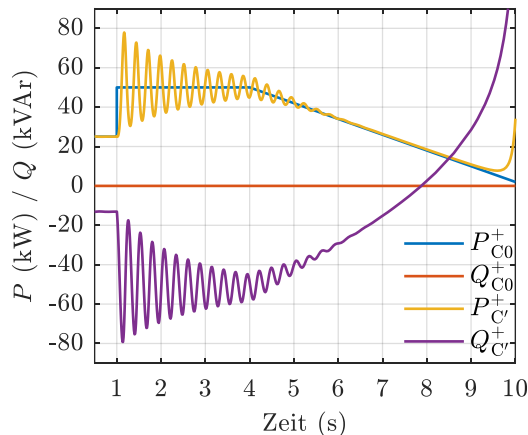


Abb. 5.51: Wirk- und Blindleistungsverläufe für Submodus I-a (kaskadierte Strom-Spannungsregelung ohne virtuelle Impedanz); Simulationsparameter s. Tab. A.2.

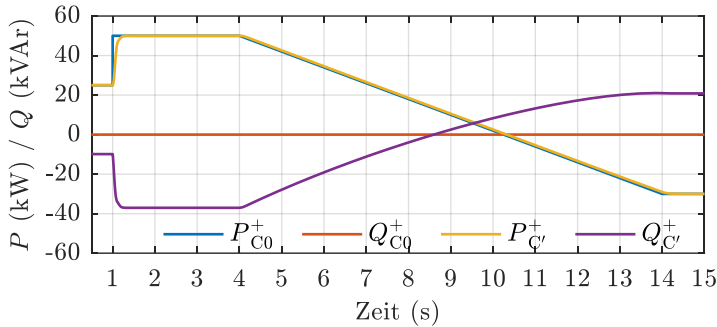


Abb. 5.52: Wirk- und Blindleistungsverläufe für Submodus III-a (kaskadierte Strom-Spannungsregelung mit stationärer virtueller Impedanz $Z_{vi}^+ = 0,25\Omega + j0,79\Omega$); Simulationsparameter s. Tab. A.2.

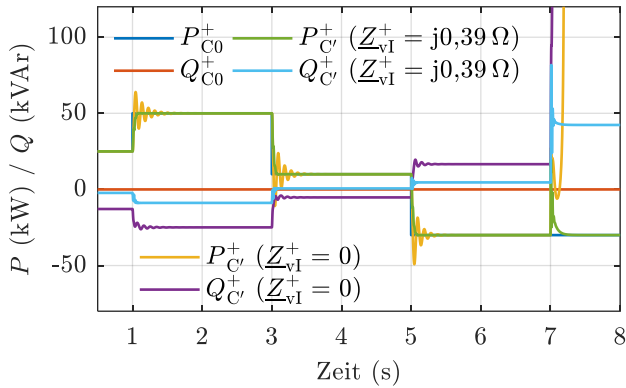


Abb. 5.53: Wirk- und Blindleistungsverläufe für die Submodi I-b und III-b (direkte Spannungsregelung ohne/mit virtueller Impedanz), $t = 7$ s: Spannungseinbruch von $\hat{U}_N^+ = \hat{U}_{C0}^+$ auf $\hat{U}_N^+ = 0,5\hat{U}_{C0}^+$; Netzimpedanz: $R_N/X_N = 1$, $n_{kN} = 0,1$, sonstige Simulationsparameter s. Tab. A.2.

Im Gegensatz zu Abb. 5.44(c) und (d) (Stabilität nur für $P_{C0}^+ > 5$ kW), verhalten sich die beiden Submodi I-b und I-c bei der veränderten Netzimpedanz im gesamten Arbeitspunktbereich stabil (s. Kurvenverläufe $Z_{vi}^+ = 0$ bzw. $Z_{vi}^+ = 0$). Sie zeigen damit tendenziell ein robusteres Verhalten als der Submodus I-a mit unterlagerter Stromregelung, der bei dieser Netzimpedanz nur mit virtueller Impedanz stabil arbeitet.

Zum Zeitpunkt $t = 7$ s bricht die Netzspannung von $\hat{U}_N^+ = \hat{U}_{C0}^+$ auf $\hat{U}_N^+ = 0,5\hat{U}_{C0}^+$ ein und die Regelung wird bei beiden Submodi I-b und I-c instabil. Durch eine virtuelle Impedanz hingegen kann die Regelung stabil gehalten werden, wenn auch bei der Spannungsamplitudenregelung nur auf Kosten einer sehr hohen Blindleistung. Diese tritt auch im Normalbetrieb auf, da bei einer hohen Wirkleistung, z.B. für

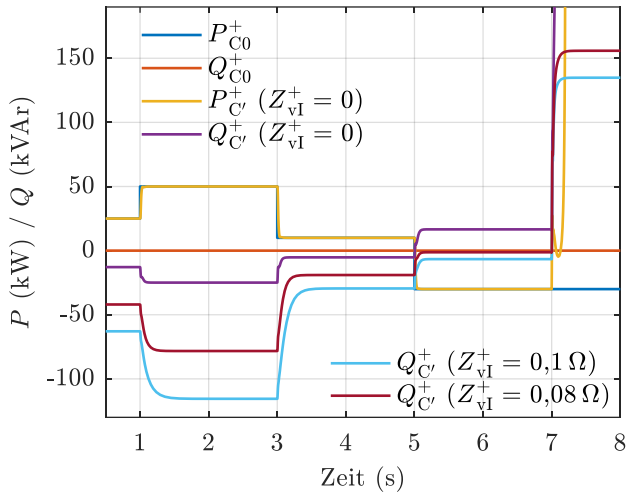


Abb. 5.54: Wirk- und Blindleistungsverläufe für die Submodi I-c und III-c (Spannungsamplitudenregelung ohne/mit virtueller Impedanz), $t = 7$ s: Spannungseinbruch von $\hat{U}_N^+ = \hat{U}_{C0}^+$ auf $\hat{U}_N^+ = 0,5\hat{U}_{C0}^+$; Netzimpedanz: $R_N/X_N = 1$, $u_{kN} = 0,1$, sonstige Simulationsparameter s. Tab. A.2.

$t \in [1; 3$ s], die Spannungsamplitude gemäß (5.133) sehr stark reduziert wird, was wiederum einen hohen Blindleistungsfluss nach sich zieht. Bei einer rein induktiven virtuellen Impedanz wie in Abb. 5.53 wird dagegen der Einfluss von Wirk- auf Blindleistung deutlich reduziert (vgl. (5.160) und Erläuterungen zur PQ -Entkopplung).

Eine höhere virtuelle Impedanz ($Z_{vI}^+ = 0,1 \Omega$) führt bei der Spannungsamplitudenregelung zwar zu einer höheren Begrenzung nach dem Spannungseinbruch bei $t = 7$ s, dafür aber auch zu höheren Blindleistungsflüssen im Normalbetrieb. Aufgrund ihrer Eindimensionalität erweist sich die virtuelle Impedanz somit bei der Spannungsamplitudenregelung als wenig geeignet. Mögliche Verbesserungen könnten durch die Verwendung des Blindstroms I_{sQ}^+ in Gleichung (5.133) anstatt der Stromamplitude erzielt werden, wodurch (5.133) dann einer Blindstromstatik ähnlich der Blindleistungsstatik in (5.138) entspricht. Dieser Ansatz wie auch die Spannungsamplitudenregelung an sich soll jedoch im Folgenden nicht weiter betrachtet werden.

Insgesamt zeigen diese Ausführungen, dass eine stationäre virtuelle Impedanz sowohl im Normalbetrieb (Abb. 5.52) als auch bei Spannungseinbrüchen (Abb. 5.53 und Abb. 5.54) das Stabilitätsverhalten des $f(P)U(Q)$ -Modus deutlich verbessert. Dieser Stabilisierungseffekt gilt auch für die transiente virtuelle Impedanz und die stationäre virtuelle Impedanz mit ΔU -Kompensation, wie anhand der Labormessungen in Abschnitt 5.7 gezeigt wird.

5.4.4.3.3 Auslegung

Nach der Vorstellung der verschiedenen Implementierungs- und Anwendungsmöglichkeiten für virtuelle Impedanzen sollen diese nun ausgelegt und dimensioniert werden.

Ein möglicher Ansatz ist in [137] beschrieben, bei dem zunächst verschiedene Kriterien für die VSC-Regelung formuliert werden (PQ -Entkopplung, Einhaltung einer maximalen Wirk- und Blindleistung, Stabilität), um anschließend aus jedem Kriterium mögliche Impedanzwerte $R + jX$ für die Ersatzschaltung in Abb. 5.46 abzuleiten, mit denen die Einhaltung dieses Kriteriums sichergestellt ist. Somit werden keine Anforderungen an die virtuelle Impedanz an sich definiert, sondern an die Gesamtimpedanz $R + jX$.

Mögliche R - und X -Werte für eine geforderte PQ -Entkopplung lassen sich beispielsweise aus (5.165) berechnen, wenn man Grenzwerte für die partiellen Ableitungen, z. B. $\partial P_C^+ / \partial \Delta \hat{U}^+$ oder $\partial Q_C^+ / \partial \Delta \varphi_u^+$, definiert. Mögliche R - und X -Werte zur Einhaltung einer maximalen Wirk- und Blindleistung kann man ebenfalls aus (5.165) ableiten, wenn man hierfür bestimmte maximale Spannungs- und Winkeländerungen annimmt. Für die Regelkreisstabilität analysiert man wie in Unterabschnitt 5.4.4.2 die Eigenwerte der Systemmatrix für verschiedene Werte von R und X .

Insgesamt erhält man so für jedes der genannten Kriterien eine erlaubte Fläche in einem R - X -Diagramm. Die Schnittmenge aller Flächen ergibt dann diejenigen Impedanzwerte, die alle Kriterien erfüllen. Wenn die Parameter der Netzimpedanz R_N und X_N bekannt sind (in [137] wird hierfür die Impedanz einer als bekannt angenommenen Zuleitung verwendet), kann man mit (5.163) und (5.164) die möglichen Einstellwerte für R_{vl}^+ und X_{vl}^+ berechnen.

Um die virtuelle Impedanz für ein SrPP auszulegen, muss zunächst die Frage beantwortet werden, welche der obigen Implementierungs- und Anwendungsmöglichkeiten hierfür geeignet und relevant sind. So ist beispielsweise die stationäre virtuelle Impedanz aus Sicht der Netzdienlichkeit (möglichst gute Spannungshaltung) nachteilig, da ihre Anwendung gerade darauf beruht, durch Spannungsänderung am Anschlusspunkt ein bestimmtes Verhalten zu erreichen (z. B. PQ -Entkopplung).

Die wesentliche Anwendung für das SrPP liegt deshalb in der Stabilisierung des Regelkreises und die virtuelle Impedanz kann alleine durch Eigenwertanalyse ausgelegt werden. Im Vergleich zu [137] wird nur die virtuelle und nicht die Gesamtimpedanz variiert; die Netzimpedanz wird dabei als unbekannter Streckenparameter mit einem Wertebereich von

$$R_{N\min} < R_N < R_{N\max} \quad (5.166)$$

bzw.

$$X_{N\min} < X_N < X_{N\max} \quad (5.167)$$

angenommen. Auch für die restlichen Parameter in Abb. 5.45 werden Wertebereiche definiert, für die die Regelung stabil arbeiten soll:

$$P_{C0\min}^+ < P_{C0}^+ < P_{C0\max}^+ \quad (5.168)$$

$$Q_{C0\min}^+ < Q_{C0}^+ < Q_{C0\max}^+ \quad (5.169)$$

$$\hat{U}_{N\min}^+ < \hat{U}_N^+ < \hat{U}_{N\max}^+ \quad (5.170)$$

$$\varphi_{uN\min}^+ < \varphi_{uN}^+ < \varphi_{uN\max}^+ \quad (5.171)$$

Anschließend analysiert man für die verschiedenen Parameterkombinationen die Eigenwerte der Systemmatrix in Abhängigkeit der virtuellen Impedanz $R_{v1}^+ + jX_{v1}^+$ und erhält schließlich einen Wertebereich für die virtuelle Impedanz, in dem die Regelung in allen angenommenen Parametervariationen stabil arbeitet.

Diese Vorgehensweise ist beispielhaft in Abb. 5.55 gezeigt für $P_{C0}^+ = P_{C0\max}^+ = 70 \text{ kW}$ und $\hat{U}_N^+ = \hat{U}_{N\min}^+ = 0,9\hat{U}_{C0}^+$ (oben) sowie $\hat{U}_N^+ = \hat{U}_{N\max}^+ = 1,1\hat{U}_{C0}^+$ (unten). Zur Erstellung der Stabilitätsdiagramme wird entweder X_{v1}^+ konstant gehalten und R_{v1}^+ variiert oder umgekehrt. Alternativ kann man die Analyse auch nach Betrag und R/X -Verhältnis der virtuellen Impedanz durchführen [118].

Wie der Vergleich der oberen und unteren Diagramme zeigt, unterscheiden sich die möglichen Wertebereiche für R_{v1}^+ und X_{v1}^+ je nach Streckenparameter, hier je nach Höhe der Netzspannung. Für R_{v1}^+ überlappen sich die Wertebereiche im Intervall $]0,08\Omega; 0,24\Omega[$, für X_{v1}^+ im Intervall $]0,67\Omega; 0,96\Omega[$.

Diese Vorgehensweise wiederholt man für weitere Parameterkombinationen, z. B. für $P_{C0}^+ = P_{C0\min}^+$. Die Überschneidung aller Wertebereiche ergibt dann die möglichen Einstellwerte für R_{v1}^+ und X_{v1}^+ .

5.4.4.4 FRT-Regelung für symmetrische und unsymmetrische Netzfehler

In Unterabschnitt 5.4.1.4 wurde für die netzfolgenden Regelungen eine Möglichkeit vorgestellt, um durch Begrenzung der Wirk- oder Blindleistungswerte die maximalen Stromgrenzen in jeder Phase sowohl im symmetrischen als auch im unsymmetrischen Fehlerfall einzuhalten. Beim $f(P)U(Q)$ -Modus ist eine solche Leistungs- und damit Strombegrenzung aber nicht ohne Weiteres möglich, da die Wirk- und Blindleistungsarbeitspunkte nicht stationär genau, sondern nur mit einer Statik (P-Regler) eingeregelt werden.

Ein Spannungseinbruch verursacht deshalb je nach Statik einen hohen Blindleistungsfluss, der zusätzlich wegen der niedrigen Spannung einen hohen Strom erfordert. Wenn während des Fehlers kein Wirkleistungsarbeitspunkt existiert, kommt es außerdem zu einem Abdriften des Transformationswinkels γ (vgl. Abb. 2.20 und Abb. 2.21), was sich wiederum auf die Stabilität des VSC nach dem Fehler auswirkt.

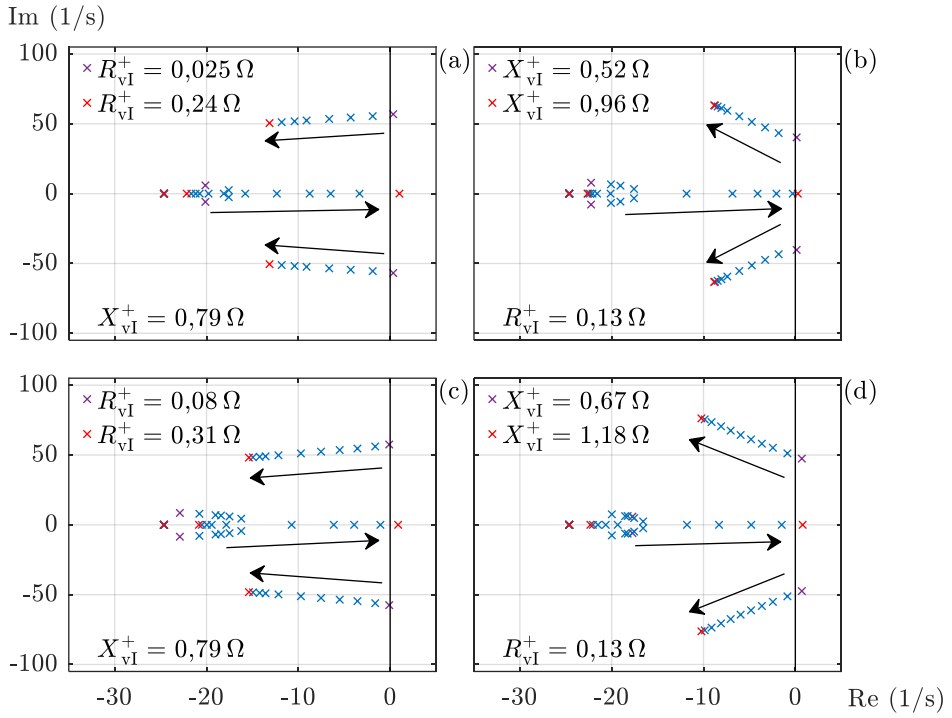


Abb. 5.55: Eigenwerte der Systemmatrix \mathbf{A}_i für Submodus III-a (kaskadierte Strom-Spannungsregelung mit stationärer virtueller Impedanz) für verschiedene Werte der virtuellen Impedanz.

(a) $\hat{U}_N^+ = \hat{U}_{N\min}^+ = 0,9\hat{U}_{C0}^+$, Variation von R_{vl}^+

(b) $\hat{U}_N^+ = \hat{U}_{N\min}^+ = 0,9\hat{U}_{C0}^+$, Variation von X_{vl}^+

(c) $\hat{U}_N^+ = \hat{U}_{N\max}^+ = 1,1\hat{U}_{C0}^+$, Variation von R_{vl}^+

(d) $\hat{U}_N^+ = \hat{U}_{N\max}^+ = 1,1\hat{U}_{C0}^+$, Variation von X_{vl}^+

$R_N/X_N = 1$, $\mu_{kN} = 0,1$, $P_{C0}^+ = P_{C0\max}^+ = 70 \text{ kW}$, sonstige Simulationsparameter s. Tab. A.2

Um diese Probleme zu beheben, gibt es verschiedene Ansätze. Zum einen kann man bei den Submodi a die Sollwerte für die Stromregelung limitieren [109, 118], wodurch aber die überlagerte Spannungsregelung faktisch deaktiviert wird. Zum anderen trägt, wie in Unterabschnitt 5.4.4.3.2 erläutert, eine stationäre, ggf. stromabhängige virtuelle Impedanz zur Strombegrenzung bei, da sie die Spannungsamplitude und den Spannungswinkel am Punkt C beeinflusst. Auch die Nachbildung eines Admittanzverhaltens wie in Abb. 5.26 ist denkbar, wenn z.B. in Abb. 5.45 $\mathbf{u}_{Cdq}^{+*} = \mathbf{0}$ gesetzt wird. Der VSC verhält sich dann wie eine stromabhängige Spannungsquelle.

Im Folgenden wird aber nun die transiente virtuelle Impedanz (Submodus II) genauer betrachtet und die Regelung um eine FRT-Funktionalität ergänzt, die die beiden oben genannten Probleme der hohen Blindleistung und des Winkeldrifts behebt. Letzteres kann man beispielsweise durch eine spannungsabhängige Reduktion

des Wirkleistungsarbeitspunktes erreichen, wodurch außerdem ein Anstieg des Wirkstroms verhindert wird, der sich ansonsten zur Aufrechterhaltung der Wirkleistung bei der niedrigeren Spannung einstellen würde:

$$P_{\text{CO,FRT}}^+ = \frac{\hat{U}_{C'}^+}{\hat{U}_{\text{CO}}^+} P_{\text{CO}}^+ \quad (5.172)$$

Eine zu hohe Blindleistung in Folge eines Spannungseinbruchs lässt sich verhindern, indem der Spannungsarbeitspunkt in (5.138) auf

$$\hat{U}_{\text{CO,FRT}}^+ = \hat{U}_{C'}^+ \quad (5.173)$$

gesetzt wird. Der Blindleistungsarbeitspunkt Q_{CO}^+ wird dann stationär genau eingeregelt und kann z. B. zwecks Spannungsstützung nach (5.118) vorgegeben werden. Die stationäre Einregelung von Q_{CO}^+ gilt allerdings erst nach Abklingen der transienten virtuellen Impedanz. Dieser Aspekt und die Wirksamkeit von (5.172) und (5.173) werden bei den Messergebnissen in Unterabschnitt 5.7.7 genauer betrachtet.

Bei unsymmetrischen Fehlern spielt neben dem Mitsystem auch die Regelung des Gegensystems eine Rolle. Wie in Unterabschnitt 5.7.7 gezeigt wird, kann diese unabhängig von der netzbildenden Regelung im Mitsystem implementiert werden, z. B. netzfolgend nach Unterabschnitt 5.4.1.3.

5.4.5 Virtuelle Trägheit

Der letzte der sechs Regelungsmodi in Abb. 5.17 ist der $\dot{f}(P)U(Q)$ -Modus, der sich am Trägheitsverhalten eines Synchrongenerators aus (2.15) orientiert. Wie bereits in Unterabschnitt 5.3.2.1 erwähnt, erweitert man dieses Verhalten üblicherweise um einen frequenzproportionalen Anteil, da ansonsten nur der Verlauf (a) in Abb. 2.25 nachgebildet werden würde; ein stabiles Frequenzverhalten nach einer Störung ist dann nur möglich, wenn andere Anlagen das Leistungsungleichgewicht kompensieren. Andererseits soll auch das Unterschwingen in Abb. 2.25(c), das aus der verzögerten Nachführung der mechanischen Leistung resultiert, bei der Nachbildung vermieden werden.

Aus diesen Überlegungen ergibt sich das prinzipielle Frequenzverhalten in Abb. 5.56, das ein VSC mit virtueller Trägheit im Vergleich zu einem Synchrongenerator (SG) und einem $f(P)U(Q)$ -geregelt VSC aufweisen soll. Bei letzterem ist gemäß (5.136) der Frequenzgradient nach einem Leistungsungleichgewicht nur durch die Messverzögerung begrenzt, für $T_{\text{mpQ}} = 0$ würde die Frequenz direkt auf ihren stationären Wert springen. Der VSC mit virtueller Trägheit soll dagegen den gleichen $R_0 C_0 F_{\text{max}}$ aufweisen wie ein SG mit der gleichen Nennleistung und Anlaufzeitkonstanten (z. B. $T_A = 10 \text{ s}$) und dann mit einem PT_1 -Verhalten auf die stationäre Frequenz einschwingen.

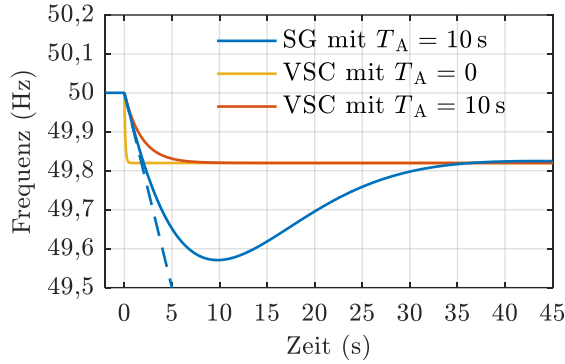


Abb. 5.56: Prinzip der virtuellen Trägheit anhand des Frequenzverlaufs eines SG und eines netzbildenden VSC ohne und mit virtueller Trägheit nach einem Leistungsungleichgewicht.

Nach einer Störung gilt im eingeschwungenen Zustand für die Änderung der Turbinenleistung eines primärgeregelten Synchrongenerators der Zusammenhang nach (2.50). Wendet man diese Gleichung auf (2.15) an unter der Annahme, dass sich die Turbinenleistung unverzögert proportional zur Frequenz ändern lässt, erhält man mit dem Arbeitspunkt P_{T0} vor der Störung:

$$\dot{f} = \frac{f_n}{T_A P_{nG}} (P_{T0} - k_p \Delta f - P_G) \quad (5.174)$$

Für die Nachbildung dieser Gleichung in einem VSC setzt man $P_{T0} = P_{C0}^+$, $P_G = P_C^+$ und $f = f_{dq}$ und formt mit Hilfe der Laplace-Transformation um:

$$\dot{f}_{dq} = \Delta \dot{f}_{dq} = \frac{f_n}{T_A P_{nVSC}} (P_{C0}^+ - k_p \Delta f_{dq} - P_C^+) \quad (5.175)$$

$$s \Delta f_{dq}(s) = \frac{f_n}{T_A P_{nVSC}} (P_{C0}^+ - P_C^+ - k_p \Delta f_{dq}(s)) \quad (5.176)$$

$$s \Delta f_{dq}(s) \frac{T_A P_{nVSC}}{f_n} + k_p \Delta f_{dq}(s) = -\Delta P_C^+ \quad (5.177)$$

Schließlich erhält man

$$\frac{\Delta f_{dq}(s)}{\Delta P_C^+} = -\frac{1}{k_p} \frac{1}{\frac{T_A P_{nVSC}}{f_n} s + 1} = -\frac{1}{k_p} \frac{1}{T_A' s + 1} \quad (5.178)$$

mit

$$\dot{f}_{dq} = \frac{1}{k_p T_{mpQ}} (P_{C0}^+ - k_p \Delta f_{dq} - P_C^+) \quad (5.184)$$

Somit sind (5.184) und (5.175) für

$$T_{mpQ} = T_A' = \frac{T_A P_{nVSC}}{k_p f_n} = T_A s_f \quad (5.185)$$

identisch, d. h. die Messwertfilterung kann nicht nur zur Glättung und Rauschunterdrückung, sondern gleichzeitig auch zur Implementierung einer virtuellen Trägheit genutzt werden. Umgekehrt besitzt damit aber auch der normale $f(P)U(Q)$ -Modus stets eine kleine (parasitäre) virtuelle Trägheit bedingt durch die Filterzeitkonstante T_{mpQ} . Bei einer Statik von $s_f = 0,1$ und einer Filterzeitkonstanten von $T_{mpQ} = 5$ ms hätte diese beispielsweise einen Wert von $T_A = 50$ ms.

Der wesentliche Unterschied zwischen den beiden vorgestellten Ansätzen ist das Verhalten bei einer Änderung des Arbeitspunktes P_{C0}^+ . Die Maschinennachbildung (5.184) gilt entsprechend der bei der Herleitung getroffenen Vereinfachung nur für einen konstanten Wert von P_{C0}^+ , da das PT_1 -Glied im Regelkreis vor dessen Eingriff liegt. Eine z. B. sprungförmige Änderung von P_{C0}^+ wirkt sich somit direkt auf die Frequenz aus, während sich bei der Struktur in Abb. 5.57 das PT_1 -Glied hinter allen Einflussgrößen befindet, d. h. das Maschinenverhalten (5.175) gilt in allen Betriebs-situationen. Aus diesem Grund wird im weiteren Verlauf dieser Ansatz verfolgt.

In der Literatur, z. B. [116, 117, 124, 130–132, 136], wird der Synchrongenerator häufig über sein Trägheitsmoment J und die Dämpfungskonstante D anstatt wie in Abb. 5.57 über eine $f(P)$ -Statik nachgebildet. Allerdings sind diese Nachbildungen z. T. nicht ganz korrekt, da das Trägheitsmoment nach (2.12) nicht mit der Leistung, sondern mit dem Drehmoment im Zusammenhang steht. Dennoch findet man z. B. in [116], [117] und [131] die Darstellung

$$\frac{\Delta\omega(s)}{\Delta P_C^+} = -\frac{1}{Js + D} \quad (5.186)$$

über die Wirkleistung. Trotz des fehlenden Faktors $\Omega_n = 2\pi n_n$ in (5.186) (vgl. (2.13)) zeigt aber die Ähnlichkeit mit (5.178), dass die Nachbildung einer Generatordämpfung den gleichen Effekt hat wie die $f(P)$ -Statik, welche über den Faktor k_p die stationäre Frequenzabweichung bestimmt.

5.5 Vergleich von VSC und Synchrongenerator

Basierend auf den verschiedenen Regelungsmodi, die in Abschnitt 5.4 vorgestellt wurden, können nun die Eigenschaften und das Verhalten von VSCs und Synchrongeneratoren verglichen werden. Dieser Abschnitt behandelt einige dieser Aspekte und zeigt, wie sich die unterschiedlichen VSC-Regelungen auf das Stabilitäts- und Betriebsverhalten auswirken und wie die traditionellen Analyse- und Netzschutzmechanismen (transiente Stabilität, Netzverhalten in Symmetrischen Komponenten) dadurch beeinflusst werden.

5.5.1 Stabilitätsverhalten

Die netzfolgenden Regelungen zeichnen sich grundsätzlich durch eine schnelle und einfache Regelung sowie ein gutes Stabilitätsverhalten aus. So können z. B. Netzfehler mit der Regelung aus Abb. 5.27 sicher und mit einem gewünschten Verhalten durchfahren werden. Allerdings können in schwachen Netzen mit hoher Netzimpedanz \underline{Z}_N Stabilitätsprobleme insbesondere in Verbindung mit der PLL auftreten [112, 122], da die Einspeisung des VSC dann nicht mehr rückwirkungsfrei ist, sondern über den Spannungsabfall an der Netzimpedanz zurück auf die gemessene Spannung am Anschlusspunkt koppelt.

Ein ähnliches Verhalten tritt bei der Parallelschaltung vieler VSCs an einem Netzanschlusspunkt auf (z. B. in einem großen PV-Park), da dann der Spannungsabfall durch den Gesamtstrom generiert wird und somit die Netzimpedanz aus Sicht eines einzelnen VSC deutlich größer erscheint. Auch in Fehlersituationen wie Abb. 2.18 kann sich die wirksame Netzimpedanz im Vergleich zum Normalbetrieb erhöhen (vgl. \underline{Z}_g und \underline{Z}_{F1}).

Diese Problematik hoher Netzimpedanzen existiert bei den netzbildenden Regelungsmodi nicht, da die Synchronisierung mit dem Netz nicht über die Spannung und eine PLL, sondern über die Wirkleistung und die $f(P)$ -Statik erfolgt. Daraus ergibt sich allerdings wie beim Synchrongenerator die prinzipielle Herausforderung der Winkelstabilität, weshalb dieser Aspekt nun genauer betrachtet wird.

Winkelstabilität beim $\dot{f}(P)U(Q)$ -Modus (virtuelle Trägheit)

Ausgangspunkt ist der Betrieb des VSC am starren Netz entsprechend Abb. 5.7. Der Spannungszeiger \underline{u}_N^+ rotiert mit der Winkelgeschwindigkeit $\omega = \omega_0$ und sei in Abb. 5.4 an der gestrichelten ωt -Linie ausgerichtet, der Spannungszeiger \underline{u}_C^+ an der d^+ -Achse. Die $U(Q)$ -Statik sowie die Dynamik der unterlagerten Regelungen (z. B. \mathbf{G}_u^+ oder G_{TVI} in Abb. 5.49) werden im Folgenden vernachlässigt, d. h. $\hat{\underline{U}}_C^+ = \underline{U}_C^+$ ist konstant.

Basierend auf (5.175) und unter der Vereinfachung $P_C^+ = P_C^+$ (keine Messverzögerung) gilt dann für den Winkel δ :

$$\dot{\delta} = \omega_{dq} - \omega_0 = 2\pi(f_{dq} - f_0) = 2\pi\Delta f_{dq} \quad (5.187)$$

$$\begin{aligned} \ddot{\delta} &= 2\pi\dot{f}_{dq} = \frac{2\pi f_n}{T_A P_{nVSC}} \left((P_{C0}^+ - \kappa_p \Delta f_{dq}) - P_C^+(\delta) \right) \\ &= \frac{2\pi f_n}{T_A P_{nVSC}} \left(\left(P_{C0}^+ - \frac{\kappa_p}{2\pi} \dot{\delta} \right) - P_C^+(\delta) \right) = \frac{2\pi f_n}{T_A P_{nVSC}} (P_{C0}^{t+}(\dot{\delta}) - P_C^+(\delta)) \end{aligned} \quad (5.188)$$

Zwecks Vergleichbarkeit mit Abb. 2.20 wird $R_N = 0$ angenommen und mit $P_C^+ = P_N^+$ folgt aus (5.81):

$$P_C^+(\delta) = \frac{3}{2} \frac{\hat{U}_C^+ \hat{U}_N^+}{X_N} \sin \delta \quad (5.189)$$

(5.188) ist zwar wie (2.24) eine nichtlineare Differentialgleichung zweiter Ordnung. Anhand einiger qualitativer Überlegungen zeigt sich aber, dass die traditionellen Analysemethoden wie der Flächensatz hier nicht mehr anwendbar sind, wenn die Leistung P_{C0}^{t+} , die der Turbinenleistung P_T beim Synchrongenerator entspricht, nicht mehr konstant ist, sondern für $\kappa_p \neq 0$ von $\dot{\delta}$ bzw. Δf_{dq} abhängt.

Betrachtet man den gleichen Fehlerfall wie bei Abb. 2.20, wird P_{C0}^{t+} zwischen den Punkten 2 und 3 im Vergleich zu P_T immer kleiner (da $\dot{\delta} > 0$ und $\ddot{\delta} > 0$). Dadurch wird der Winkel δ weniger beschleunigt, der Punkt 3 bei einem kleineren Winkel erreicht und die Beschleunigungsfläche A_B kleiner. Nach Fehlerklärung am Punkt 3 nimmt $\dot{\delta}$ ab, ist aber nach wie vor größer als 0. Somit liegt auch P_{C0}^{t+} weiterhin unterhalb von P_T und der Winkel δ wird stärker abgebremst als in Abb. 2.20, was in Verbindung mit der kleineren Beschleunigungsfläche zu einem deutlich kleineren Umkehrwinkel δ_5 führt. Zusätzlich wandert Punkt M nach rechts, je nachdem wie groß $\dot{\delta}$ bzw. Δf_{dq} beim Erreichen dieses Punktes ist.

Der frequenzproportionale Anteil κ_p führt somit bei Annahme einer gleichen Anlaufzeitkonstanten T_A zu einer Verbesserung der Winkelstabilität. Kleinere Werte für T_A (wie z. B. die parasitäre virtuelle Trägheit beim $f(P)U(Q)$ -Modus) haben dagegen einen gegenteiligen Effekt, da sie die Winkelbeschleunigung erhöhen.

Die Frage, ob ein VSC mit einer bestimmten $T_A - \kappa_p$ -Kombination in verschiedenen Fehlersituationen ein stabiles Winkelverhalten aufweist, kann im Vergleich zum Synchrongenerator nicht mehr analytisch beantwortet werden. Wegen des $\dot{\delta}$ -Terms in (5.188) ist der quadratische Zusammenhang zwischen Abschaltwinkel und Abschaltzeit aus (2.32) nicht mehr gültig, die Integrale in (2.28) und (2.30) sind nicht mehr analytisch lösbar und auch der Winkel δ_M wird nicht mehr allein durch P_{C0}^+ bzw. δ_2

bestimmt wie in (2.31), sondern hängt zusätzlich von δ ab. Durch die regelungstechnische Flexibilität verliert diese Frage aber an Bedeutung, da sowohl T_A und κ_p als auch P_{C0}^+ dynamisch geändert werden können, um die Stabilität des VSC sicherzustellen.

Führt man beispielsweise P_{C0}^+ der gemessenen Leistung P_C^+ nach, vereinfacht sich (5.188) zu

$$\ddot{\delta} = -\frac{f_n \kappa_p}{T_A P_{nVSC}} \delta = -\kappa \delta. \quad (5.190)$$

Diese homogene Differentialgleichung besitzt die Lösung

$$\delta(t) = e^{-\kappa t} = e^{-\frac{f_n \kappa_p}{T_A P_{nVSC}} t}, \quad (5.191)$$

d. h. der Winkel klingt exponentiell auf 0 ab. Der VSC fährt seine Wirkleistung auf 0 herunter und die Winkelstabilität ist sichergestellt.

Vergleicht man also die Winkelstabilität eines VSC mit virtueller Trägheit mit der eines Synchrongenerators, so zeigt sich zwar auf der einen Seite eine erschwerte analytische Betrachtung, wenn der frequenzproportionale Faktor κ_p mit einbezogen wird, auf der anderen Seite wird die Winkelstabilität aber nun nicht mehr hauptsächlich durch die äußeren Bedingungen wie Fehlersituation oder Klärungszeit bestimmt, sondern kann aktiv durch Parameter- oder Arbeitspunktanpassungen beeinflusst werden.

Winkelstabilität beim $f(P)U(Q)$ -Modus

Nun wird eine ähnliche Betrachtung für den $f(P)U(Q)$ -Modus durchgeführt; es gelten die gleichen Annahmen wie zuvor. Setzt man (5.136) in (5.187) ein, erhält man eine nichtlineare Differentialgleichung erster Ordnung:

$$\dot{\delta} = 2\pi \left(-\frac{1}{\kappa_p} (P_C^+(\delta) - P_{C0}^+) \right) = \frac{2\pi}{\kappa_p} (P_{C0}^+ - P_C^+(\delta)) = \frac{2\pi}{\kappa_p} \left(P_{C0}^+ - \frac{3}{2} \frac{\hat{U}_C^+ \hat{U}_N^+}{X_N} \sin \delta \right) \quad (5.192)$$

Zur Analyse dieses Systems bietet sich eine Darstellung von $\dot{\delta}$ über δ an [131], die aus (5.192) direkt ablesbar ist (s. Abb. 5.58). Die Kurvenverläufe (a), (b) und (c) korrespondieren mit den Fehlerfällen und Verläufen aus Abb. 2.20 und Abb. 2.21.

Zu Beginn befindet sich der VSC im stabilen Arbeitspunkt 1 ($\dot{\delta} = 0$). Tritt nun der Fehler (b) ein, springt der Arbeitspunkt auf Punkt 2 und es gilt $\dot{\delta} > 0$. Dadurch bewegt sich der Arbeitspunkt nach rechts, bis der Fehler am Punkt 3 abgeschaltet wird und der Arbeitspunkt wieder auf Kurve (a) springt. Da im Punkt 4 $\dot{\delta} < 0$ gilt, wandert

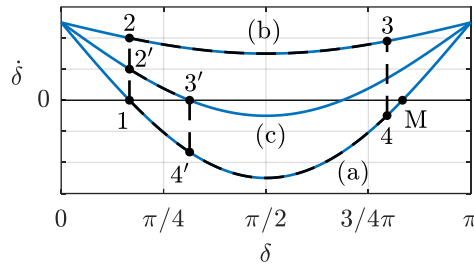


Abb. 5.58: Analyse der Winkelstabilität eines VSC im $f(P)U(Q)$ -Modus bei einem dreipoligen Kurzschluss im Beispielnetz aus Abb. 2.18 (Eintritt des Kurzschlusses im Punkt 1, Abschalten des Kurzschlusses im Punkt 3 bzw. 3').

- (a) $\dot{\delta}$ - δ -Kurve vor und nach dem Fehler
- (b) $\dot{\delta}$ - δ -Kurve während des Fehlers korrespondierend zu Abb. 2.20
- (c) $\dot{\delta}$ - δ -Kurve während des Fehlers korrespondierend zu Abb. 2.21

der Arbeitspunkt nun nach links, bis wieder der ursprüngliche Arbeitspunkt 1 erreicht ist. Liegt der Abschaltwinkel 3 dagegen rechts vom Punkt M, gilt im Punkt 4 $\dot{\delta} > 0$ und der Winkel nimmt weiter zu.

Im Vergleich zu Abb. 2.20 bedeutet dies, dass der Abschaltwinkel δ_3 und die Abschaltzeit t_a viel größer sein können als beim Synchrongenerator. δ_3 muss lediglich kleiner sein als δ_M , dann bewegt sich der Arbeitspunkt nach dem Sprung auf Kurve (a) sofort wieder zurück in Punkt 1.

Die Beschleunigungs- und Verzögerungsflächen haben keine Bedeutung mehr, da in (5.192) keine physikalische Drehbewegung mehr modelliert ist. Aus diesem Grund sind auch Frequenzsprünge (mit der erweiterten Statikregelung aus (5.149) sogar Winkelsprünge) möglich, die bei einer Drehbewegung einen Energiesprung bedeuten würden.

Im Gegensatz zu Fehler (b) existiert während des Fehlers (c) ein stabiler Arbeitspunkt (Punkt 3'). Nach Abschalten des Fehlers kehrt der VSC über den Punkt 4' in Punkt 1 zurück. Der wesentliche Unterschied zum Synchrongenerator besteht darin, dass der VSC einen solchen Arbeitspunkt auch tatsächlich immer annehmen kann. In Abb. 2.21 hingegen erreicht der Generator den stabilen Arbeitspunkt 4 nur dann, wenn die Bremsfläche zwischen Punkt 4 und Punkt M groß genug ist.

Wie beim $\dot{f}(P)U(Q)$ -Modus kann auch in (5.192) die Stabilität durch Parameteranpassung verbessert werden. So verschiebt z. B. eine Reduktion von P_{Co}^+ die jeweilige Kurve in Abb. 5.58 nach unten, so dass entweder die Winkelzunahme $\dot{\delta}$ reduziert wird oder neue stabile Arbeitspunkte entstehen. Diese Vorgehensweise wird anhand von Labormessungen in Unterabschnitt 5.7.2 näher beleuchtet.

Neben dem hier betrachteten Ein-Maschinen-Problem (VSC am starren Netz) spielt auch die Stabilität im Parallelbetrieb eine Rolle. Diese wird ebenfalls in Unterabschnitt 5.7.2 untersucht, wenn zwei VSCs im $f(P)U(Q)$ - bzw. $\dot{f}(P)U(Q)$ -Modus parallel betrieben werden.

5.5.2 Betriebsverhalten und Ersatzschaltbilder in Symmetrischen Komponenten

Basierend auf den in Abschnitt 5.4 vorgestellten Regelungen kann nun das Betriebsverhalten des VSC in Symmetrischen Komponenten modelliert und mit dem des Synchrongenerators aus Abb. 2.17 verglichen werden. Wie beim Generator wird im Folgenden auch beim VSC nach transientem und stationärem Verhalten unterschieden, was unter Beachtung der Zeitkonstanten (2.7) und (2.8) dem subtransienten und transienten Zeitbereich des Generators entspricht. Die Unterscheidung nach transient und stationär gilt beim VSC für Mit- und Gegensystem (s. Abb. 5.59); die Ersatzschaltbilder unterscheiden sich außerdem grundsätzlich und nicht nur wie in Abb. 2.17 nach den Impedanz- und Spannungswerten. So kann z. B. das transiente Verhalten einer Spannungsquelle in das stationäre Verhalten einer passiven Impedanz übergehen.

Das transiente Ersatzschaltbild entspricht den VSC-Modellen aus Abb. 5.7 und Abb. 5.8 und beschreibt das Verhalten des VSC, bevor die Regelung nach einer Störung eingreift bzw. ein neuer stationärer Zustand erreicht ist. Dauer und Ausprägung des transienten Zustands werden im Wesentlichen von der Vorsteuerung und der Reglerdynamik bestimmt.

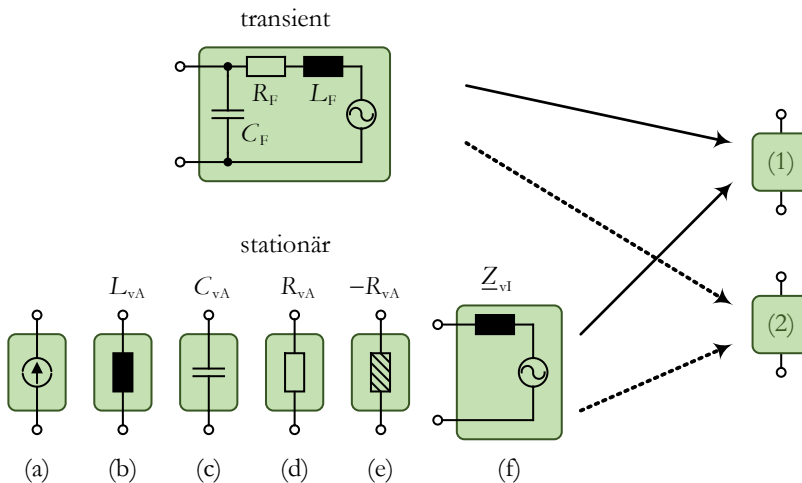


Abb. 5.59: Transiente und stationäre Ersatzschaltbilder eines VSC im Mit- und Gegensystem.

So ist beispielsweise bei der Stromregelung in Abb. 5.23 das transiente Verhalten für den Fall $T_{\text{mu}} \approx 0$ und $V_{\text{zu}} \approx 1$ vernachlässigbar und der VSC geht nach einer Störung quasi direkt in den stationären Zustand (a) über. Andererseits lässt sich durch eine geringe Vorsteuerung oder eine verlangsamtete Regelung der Beitrag zum Anfangskurzschlusswechselstrom bewusst erhöhen, was z. B. für die Auslösung von Überstromschutzeinrichtungen wichtig sein kann. Diese Aspekte werden anhand von Labormessungen in Unterabschnitt 5.7.6 genauer betrachtet.

Die stationären Ersatzschaltbilder ergeben sich aus den verschiedenen Regelungen, die in Abschnitt 5.4 vorgestellt wurden (vgl. Abb. 5.20, Abb. 5.22, Abb. 5.26 und Abb. 5.46; Filterkapazität C_F vernachlässigt). Abb. 5.59(a) repräsentiert die netzfolgenden und Abb. 5.59(f) die netzbildenden Regelungsmodi, während sich die virtuellen Admittanzen (b) bis (e) sowohl durch erstere (spannungsabhängige Stromquelle) als auch durch letztere (stromabhängige Spannungsquelle, z. B. Abb. 5.45 mit $\mathbf{u}_{\text{cdq}}^{+*} = \mathbf{0}$) realisieren lassen.

Ein passives Verhalten von VSCs in Form virtueller Admittanzen erleichtert z. B. die Berechnung von Fehlernetzwerken wie in Abb. 2.32. Die vier Varianten (b) bis (e) bieten außerdem die Möglichkeit, gezielt auf das Fehlerverhalten Einfluss zu nehmen. So würde z. B. in Abb. 2.32 eine Induktivität (b) im Gegensystem den Kurzschlussstrom erhöhen (kleinere Impedanz durch Parallelschaltung mit \underline{Z}_N und \underline{Z}_{L1}) und die Spannungen symmetrieren (kleinere Gegensystemspannung am Punkt N).

Eine Kapazität (c) im Gegensystem würde dagegen den Kurzschlussstrom verkleinern, da die Impedanz der Parallelschaltung von VSC und $\underline{Z}_N + \underline{Z}_{L1}$ anwächst. Dies entspricht dem Prinzip kompensierter Netze, bei denen ein Parallelschwingkreis im Nullsystem generiert wird, um den Erdschlussstrom zu verringern [47]. In Anlehnung daran kann man hier von einem *kompensierten Gegensystem* sprechen.

Im Unterschied zu einem realen Kondensator, den man am Punkt N anschließen könnte, kann neben dem virtuellen Kondensator im Gegensystem gleichzeitig ein anderes Ersatzschaltbild aus Abb. 5.59 im Mitsystem implementiert sein. Dieser Freiheitsgrad der DSRF-Regelung ist auch ein wesentlicher Unterschied zur $\alpha\beta$ -Regelung aus Abb. 5.15, bei der eine virtuelle Impedanz stets sowohl im Mitsystem als auch im Gegensystem wirkt (vgl. [137–139]).

Das Ersatzschaltbild (e) aus Abb. 5.59 entspricht einem negativen Widerstand, also einem positiven, spannungsproportionalen Wirkstrom im Erzeugerzählpeilsystem. Dadurch können z. B. die Ströme ohmscher Lasten im Gegensystem kompensiert werden, die entlang der Leitung in Abb. 2.32 angeschlossen sind. Ebenso kann man mit einem Widerstand (also mit Wirkleistung) gemäß (5.85) Einfluss auf die Spannung innerhalb des Netzes nehmen, wenn die Leitung ohmsche Anteile besitzt. Ein positiver Widerstand im Gegensystem wirkt demnach symmetrierend, da der Spannungsabfall an den Leitungswiderständen die Gegensystemspannung reduziert.

Die Implementierung eines negativen Widerstands im Mitsystem bietet die Möglichkeit, während eines Fehlers weiterhin Wirkleistung einzuspeisen und gleichzeitig Stromgrenzen einzuhalten. Analog zu Abb. 5.26 kann der Strom dabei auch auf Wirk- und Blindelemente aufgeteilt werden.

5.6 Modellierung und Regelung des MMC mit integrierten Batteriespeichern

Bevor im nächsten Abschnitt die vorgestellten Regelungsmodi am Versuchsaufbau untersucht werden, gibt dieser Abschnitt einen Überblick über Modellierung und Regelung des MMC mit integrierten Batteriespeichern aus Abb. 4.2. Für Details sei auf [87] verwiesen; die darin entworfenen Regelungen werden nun kurz vorgestellt und anschließend um die Regelungsmodi aus Abb. 5.17 erweitert.

5.6.1 MMC-Modellierung

Der MMC in Abb. 4.2 lässt sich durch ein Zustandsraummodell der Form

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{A}\mathbf{x} + \mathbf{B}\mathbf{u} + \mathbf{E}\mathbf{z} \quad (5.193)$$

$$\mathbf{y} = \mathbf{C}^T \mathbf{x} = \mathbf{I}\mathbf{x} = \mathbf{x} \quad (5.194)$$

beschreiben. Die zugehörigen Stellgrößen \mathbf{u} , Störgrößen \mathbf{z} und Regel- bzw. Ausgangsgrößen \mathbf{y} sind in Abb. 5.60 dargestellt; aus den fünf Strömen des Ausgangsvektors \mathbf{y} können die restlichen Ströme über Knotengleichungen berechnet werden.

Da dieses System ein verkoppeltes Mehrgrößensystem darstellt (z.B. ist die Matrix \mathbf{B} voll besetzt und jede Stellgröße wirkt auf jede Ausgangsgröße), bedient man sich üblicherweise mehrerer Transformationen, durch die ein vollständig entkoppeltes Zustandsraummodell erreicht werden kann.

Zunächst führt man über die Transformation

$$\begin{pmatrix} i_{Sy} \\ i_{Ky} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & -1 \\ 0,5 & 0,5 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} i_{py} \\ i_{ny} \end{pmatrix} \quad (5.195)$$

sog. *Kreisströme* i_{Ky} ein und transformiert die Stellgrößen \mathbf{u} in Summen- und Differenzspannungen:

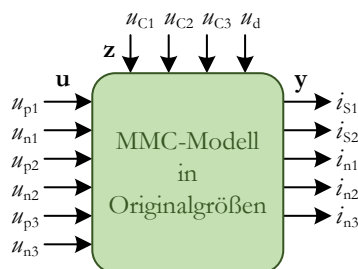


Abb. 5.60: MMC-Modell als verkoppeltes Mehrgrößensystem in Originalgrößen mit Stellgrößen \mathbf{u} , Störgrößen \mathbf{z} und Regelgrößen \mathbf{y} .

$$\begin{pmatrix} u_{\Sigma y} \\ u_{\Delta y} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & 1 \\ -0,5 & 0,5 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} u_{py} \\ u_{ny} \end{pmatrix} \quad (5.196)$$

Wendet man anschließend die Transformation (5.19) in $\alpha\beta$ -Koordinaten an, erhält man daraus ein vollständig entkoppeltes Zustandsraummodell der Form

$$\dot{\mathbf{x}}' = \mathbf{A}'\mathbf{x}' + \mathbf{B}'\mathbf{u}' + \mathbf{E}'\mathbf{z}' \quad (5.197)$$

$$\mathbf{y}' = \mathbf{x}' \quad (5.198)$$

mit den transformierten Stellgrößen \mathbf{u}' , den transformierten Störgrößen \mathbf{z}' und den transformierten Ausgangsgrößen \mathbf{y}' gemäß Abb. 5.61.

Da die einzelnen Größen nun voneinander entkoppelt sind, kann für jede der fünf Regelgrößen ein eigenes Ersatzschaltbild aufgestellt werden, das sich aus den jeweiligen Einträgen der Matrizen \mathbf{A}' , \mathbf{B}' und \mathbf{E}' ableiten lässt. Wie in Abb. 5.62 dargestellt, kann somit der netzseitige Strom $i_{S\alpha\beta}$ über die Spannung $u_{\Delta\alpha\beta}$, der Kreisstrom $i_{K\alpha\beta}$ über die Spannung $u_{\Sigma\alpha\beta}$ und der DC-Strom i_d über die Spannung $u_{\Sigma 0}$ geregelt werden.

5.6.2 MMC-Regelung

Basierend auf Abb. 5.62 bzw. der Zustandsraumdarstellung (5.197) und (5.198) wurden in [87] verschiedene Stromregelungen entworfen, darunter eine Zustandsregelung und klassische P- und PI-Regler. Die resultierenden Stromregelkreise werden im Folgenden vereinfacht als PT₁-Glieder mit der Zeitkonstanten T_i berücksichtigt (vgl. (5.91)).

Für einen stabilen Betrieb des MMC müssen die Kondensatorspannungen der Submodule $u_{C,y\tau}$ in einem festgelegten Betriebsbereich zwischen $u_{C,y\tau\min}$ und $u_{C,y\tau\max}$ gehalten werden. Neben der Symmetrierung der Kondensatorspannungen innerhalb eines Zweiges, welche hier nicht weiter betrachtet wird, bedient man sich dreier wei-

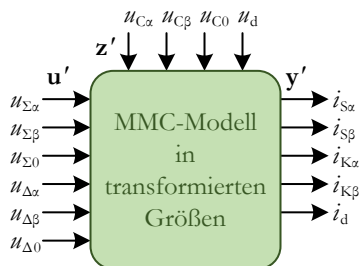


Abb. 5.61: MMC-Modell als entkoppeltes Mehrgrößensystem in transformierten Größen mit Stellgrößen \mathbf{u}' , Störgrößen \mathbf{z}' und Regelgrößen \mathbf{y}' .

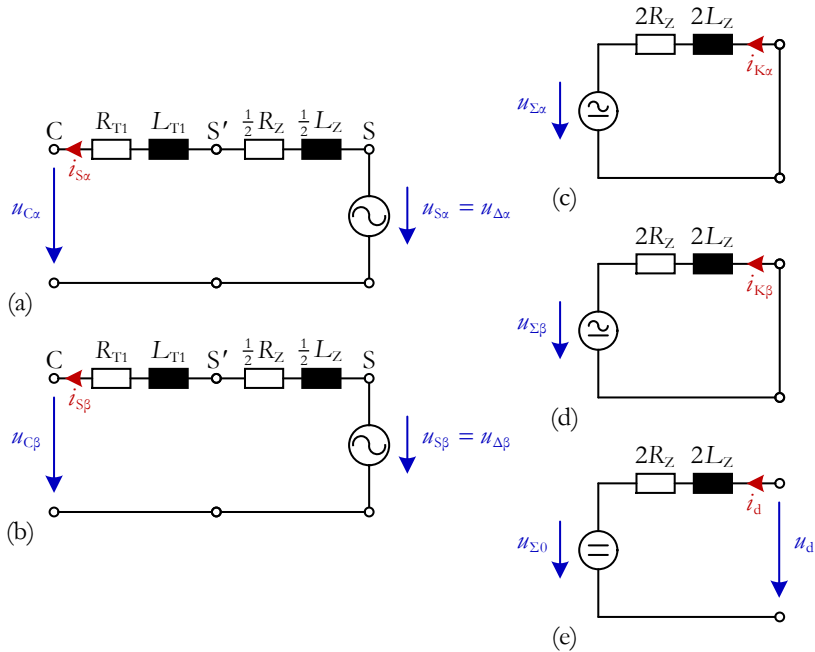


Abb. 5.62: Beschreibung des MMC in transformierten Größen über fünf entkoppelte Ersatzschaltbilder.

terer Regelkreise: der *horizontalen Symmetrierung*, der *vertikalen Symmetrierung* und der *Energieregelung*. Erstere stellen sicher, dass unterschiedliche Kondensatorspannungen, d. h. eine unterschiedliche Energieverteilung innerhalb des MMC, horizontal zwischen den drei Phasen und vertikal zwischen den oberen und unteren Zweigen ausgeglichen wird. Durch die Energieregelung wird die Höhe der Kondensatorspannungen an sich auf einem bestimmten Sollwert gehalten, indem z. B. Energie von der DC-Seite zugeführt wird, wenn sie AC-seitig aus dem MMC entnommen wurde. Die Stellgrößen für diese drei Regelungen sind die Kreisströme $i_{K\alpha\beta}^*$ und der DC-Strom i_d^* (s. Abb. 5.63). Die Regelgrößen der horizontalen Symmetrie sind die transformierten Kondensatorspannungen $\mathbf{u}_{C\Sigma\alpha\beta}$, die der vertikalen Symmetrie die transformierten Kondensatorspannungen $\mathbf{u}_{C\Delta\alpha\beta 0}$ und die der Energieregelung die Spannung $\mathbf{u}_{C\Sigma 0}$.

Die Berechnung der transformierten Kondensatorspannungen erfolgt durch Summenbildung der Kondensatorspannungen $\mathbf{u}_{C_{xy\tau}}$ in einem Zweig und anschließender Transformationen nach (5.195) und (5.19). Für Details hierzu sowie zu den Reglern und Regelstrecken der Energie- und Symmetrieregulungen sei auf [87] verwiesen.

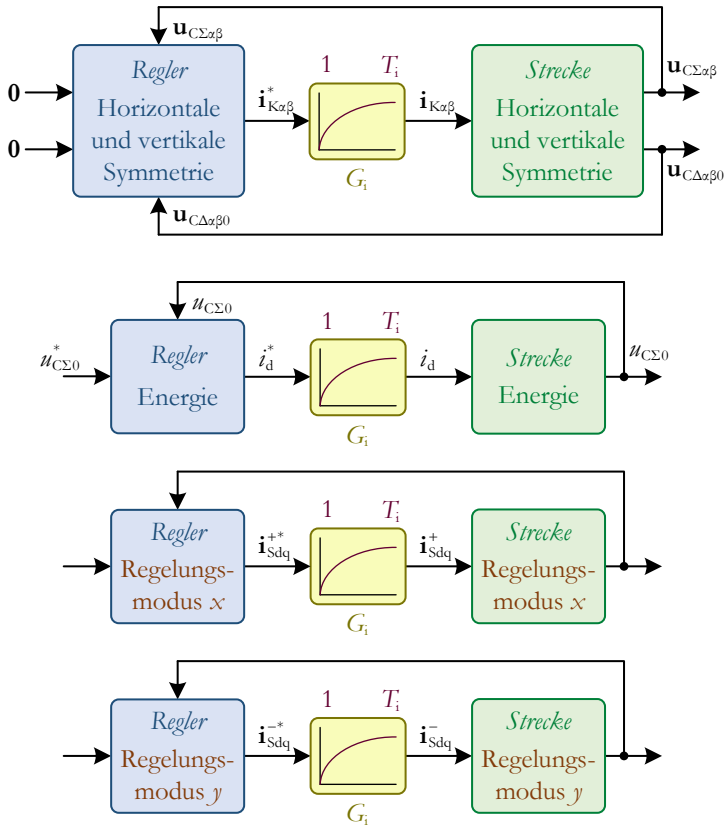


Abb. 5.63: Übersicht über die Regelungen eines MMC: horizontale und vertikale Symmetrierung, Energieregulation und netzseitige Regelungsmodi x und y im Mit- und Gegensystem mit unterlagerten Stromregelkreisen.

Da über die Ersatzschaltbilder aus Abb. 5.62(c) bis (e) alle für einen stabilen Betrieb erforderlichen Regelungen abgedeckt sind, stehen die Ersatzschaltbilder (a) und (b) für beliebige Regelungen zur Verfügung. Abgesehen vom Filterkondensator C_F weisen sie dieselbe Struktur wie Abb. 5.6 auf, d. h. die Regelungsmodi aus Abb. 5.17 können direkt übernommen werden. Im netzbildenden Betrieb sind allerdings nur die Submodi a möglich, wenn man die fünf Ströme aus Abb. 5.62 z. B. mit einer Zustandsstromregelung gemeinsam regeln möchte.

Diese ist in [87] in SRF-Koordinaten realisiert, die klassische Stromregelung dagegen in DSRF-Koordinaten, was die in Abb. 5.63 dargestellte getrennte Regelung von Mit- und Gegensystem ermöglicht. Im Folgenden wird wegen der besseren Dynamik meist der Zustandsregler als unterlagerte Stromregelung verwendet, lediglich bei unsymmetrischen Zuständen und beim Vergleich des transienten Verhaltens kommt die klassische Stromregelung zum Einsatz.

Die Dynamik der Energieregulation kann erhöht werden, wenn man den DC-Strom i_d^* mit Hilfe der AC-seitigen Wirkleistung vorsteuert:

$$i_{dz} = \frac{P_C^+}{u_d'} \quad (5.199)$$

Das hierbei angenommene Leistungsgleichgewicht zwischen AC-seitig abgegebener und DC-seitig aufgenommener Leistung gilt allerdings nur, solange der Batteriespeicher Bat1 nicht aktiv ist.

5.6.3 Integration von Batterien

Die Batterien $Bat1 \times 3\zeta$, die in Abb. 4.2 an die Submodule der dritten Stromrichterphase angeschlossen sind, können über die jeweiligen BBCs prinzipiell frei geregelt werden. Sie wirken sich aber indirekt auf die oben betrachteten MMC-Regelungen aus, da ein Entladen der Batterie $Bat1 \times 3\zeta$ die Kondensatorspannung $u_{C \times 3\zeta}$ erhöht, während das Laden der Batterie sie erniedrigt. Der Austausch von Energie mit den Batterien stellt somit eine Störgröße für die Energieregulation dar, durch den einphasigen Anschluss in Phase 3 aber auch für die horizontale Symmetrie. Bei unterschiedlichen Batterieleistungen im oberen und unteren Zweig wirken sie außerdem als Störgröße für die vertikale Symmetrie.

Beim Betrieb mit Batterien muss die Vorsteuerung aus (5.199) um die Batterieleistung

$$p_{Bat1} = \sum_{\zeta=1}^4 u_{Bat1p3\zeta} i_{Bat1p3\zeta} + \sum_{\zeta=1}^4 u_{Bat1n3\zeta} i_{Bat1n3\zeta} \quad (5.200)$$

ergänzt werden:

$$i_{dz} = \frac{P_C^+ - p_{Bat1}}{u_d'} \quad (5.201)$$

Alternativ kann die Energieregulation auch durch Bat1 erfolgen, so dass der MMC ohne DC-Bus oder mit beliebigem DC-Strom betrieben werden kann. Eine ebenso mögliche Energieregulation über die AC-Seite (mit beliebigem i_d und/oder p_{Bat1}) wird nicht betrachtet, weil dadurch die Implementierung der AC-Regelungsmodi eingeschränkt wird.

5.7 Untersuchungen am Versuchsaufbau

Nun werden die Regelungen des VSC aus Abschnitt 5.4 und die Überlegungen bezüglich Stabilität sowie transientem und stationärem Verhalten aus Abschnitt 5.5 am Laboraufbau untersucht und verifiziert. Hierbei wird auch der Bezug zu Kapitel 2 hergestellt, z. B. wie das Frequenzverhalten des elektrischen Netzes aus Unterabschnitt 2.4.4 durch die verschiedenen VSC-Regelungen beeinflusst und verbessert werden kann.

Zunächst werden in Unterabschnitt 5.7.1 die Submodi des $f(P)U(Q)$ - und des $\dot{f}(P)U(Q)$ -Modus bezüglich des Führungs- und Störverhaltens verglichen. Die Analysen bleiben dabei auf die Submodi a und d beschränkt; die Submodi b und c werden im Folgenden nicht weiter betrachtet.

Anschließend behandelt Unterabschnitt 5.7.2 die Frage der Winkelstabilität netzbildender VSCs anhand des nachgebildeten Ein- und Zwei-Maschinen-Problems. In den Unterabschnitten 5.7.3 bis 5.7.5 stehen Aspekte der Frequenzregelung im Mittelpunkt (Momentanreserve, Frequenzmessung, Frequenzverhalten des Netzes), während die Unterabschnitte 5.7.6 und 5.7.7 das Verhalten im Fehlerfall thematisieren.

Die Regelungsparameter, die den nachfolgenden Messungen zugrunde liegen, sind im Anhang in Tab. A.3 und Tab. A.4 zusammengestellt.

5.7.1 Führungs- und Störverhalten netzbildender Regelungsmodi

In diesem Unterabschnitt werden verschiedene Submodi des $f(P)U(Q)$ - und des $\dot{f}(P)U(Q)$ -Modus hinsichtlich ihres Führungs- und Störverhaltens verglichen. Das Führungsverhalten wird in Laborkonfiguration 1 (Abb. 4.3) anhand einer Arbeitspunktänderung von Wirk- und Blindleistung untersucht. Zur Analyse des Störverhaltens dient die Zuschaltung des Lastwiderstandes in Konfiguration 2(a) sowie die Nachbildung eines Spannungseinbruchs in Laborkonfiguration 2(b) (Abb. 4.4).

Änderung der Wirk- und Blindleistungsarbeitspunkte am starren Netz, Konfiguration 1

Abb. 5.64 zeigt die Wirkleistungsverläufe des 2VSC für verschiedene Submodi nach einer sprunghaften Änderung des Arbeitspunktes von -20 kW auf 30 kW. Die direkte Leistungsregelung (Submodus I-d) weist das beste dynamische Verhalten auf und befindet sich bereits nach ca. 60 ms und einem nur leichten Überschwingen im stationären Zustand. Für die anderen Submodi, die jeweils über eine unterlagerte Spannungs- und Stromregelung verfügen, gilt dies erst nach ca. 300 ms.

Das Einschwingverhalten der transienten virtuellen Impedanz (Submodus II-a) ist zwar besser gedämpft als das der stationären (Submodus III-a), zeigt aber ein stärkeres Überschwingen, welches allerdings durch eine zusätzliche Winkelstatik gemäß

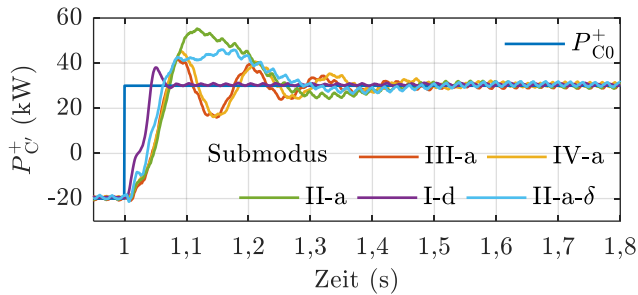


Abb. 5.64: Wirkleistungsverläufe des 2VSC für verschiedene Regelungssubmodi nach einem Arbeitspunktsprung.

(5.149) deutlich reduziert werden kann (Submodus II-a- δ). Die Verläufe für die Submodi III-a und IV-a sind nahezu identisch, d.h. die Kompensation des virtuellen Spannungsabfalls wirkt sich nicht auf das Wirkleistungsverhalten aus.

Abb. 5.65 zeigt die zugehörigen Verläufe von Spannung und Blindleistung über einen bis $t = 5,5$ s verlängerten Zeitraum. Zum Zeitpunkt $t = 4$ s wird der Arbeitspunkt der Blindleistung von 0 auf -10 kVAr geändert.

Bei allen Submodi wirkt sich die Wirkleistungsänderung bei $t = 1$ s auch auf den Verlauf von Spannung und/oder Blindleistung aus, was nach (5.162) auf eine resistive Netzcharakteristik schließen lässt. Das Verhältnis zwischen Spannungs- und Blindleistungsänderung wird bei der direkten Leistungsregelung (Submodus I-d) durch (5.151) bestimmt, bei der stationären virtuellen Impedanz (Submodus III-a) durch (5.160) und bei der transienten virtuellen Impedanz (Submodus II-a) sowie der stationären virtuellen Impedanz mit ΔU -Kompensation (Submodus IV-a) durch den gewünschten Statikzusammenhang (5.146). II-a und IV-a besitzen stationär die gleichen Spannungs- und Blindleistungsbetriebspunkte, d. h. beide Varianten ermöglichen die stationäre Einregelung der $U(Q)$ -Statik am Punkt C, was an der positiven Blindleistung für $\hat{U}_{C'}^+ < \hat{U}_{C0}^+$, der negativen Blindleistung für $\hat{U}_{C'}^+ > \hat{U}_{C0}^+$ und dem Betrieb im Statikarbeitspunkt ab $t = 4$ s erkennbar ist.

Im Gegensatz dazu weist die direkte Leistungsregelung ein schlechtes Verhalten hinsichtlich der Spannungshaltung (Netzdienlichkeit) auf: Obwohl die Spannung dauerhaft unter ihrem Arbeitspunkt liegt, wird ab $t = 1$ s eine hohe negative Blindleistung eingespeist, die spannungssenkend anstatt spannungsstützend wirkt. Die stationäre virtuelle Impedanz zeigt ebenfalls ein unerwünschtes Spannungsverhalten. Für $t < 1$ s ist die Blindleistung im Verhältnis zur Spannungsabweichung zu niedrig, für $t > 1$ s hingegen viel zu hoch. Wie bei der direkten Leistungsregelung hat die Veränderung des Blindleistungsarbeitspunktes Q_{C0}^+ fast keine Auswirkung, bei den Submodi II-a und IV-a dagegen schon.

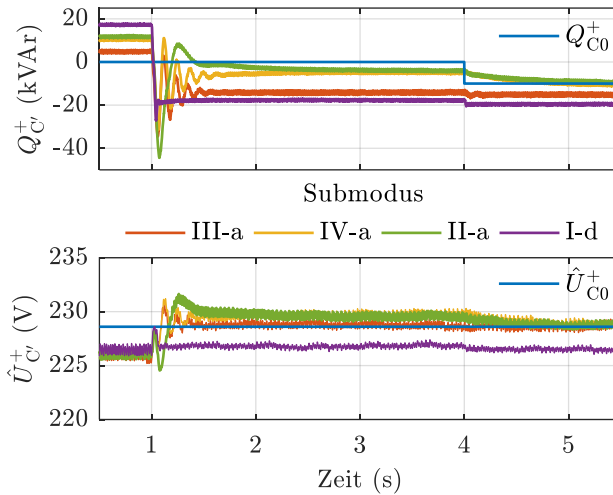


Abb. 5.65: Blindleistungs- und Spannungsverläufe des 2VSC für verschiedene Regelungsubmodi nach Änderung des Wirk- und Blindleistungsarbeitspunktes bei $t = 1s$ bzw. $t = 4s$.

Lastsprung im Inselnetzbetrieb, Konfiguration 2(a)

Nun wird das Störverhalten der direkten Leistungsregelung und der transienten virtuellen Impedanz mit und ohne virtueller Trägheit verglichen. Abb. 5.66 zeigt die gemessenen Verläufe von Spannung, Wirkleistung und Frequenz, wenn zum Zeitpunkt $t = 1s$ der Lastwiderstand zugeschaltet wird.

Bezüglich der Spannung am Punkt C verhalten sich die beiden Submodi I-d und II-a sehr unterschiedlich. Bei ersterem bricht die Spannung aufgrund des Spannungsabfalls an der Filterimpedanz gemäß (5.151) dauerhaft ein, allerdings nicht so tief wie bei Submodus II-a, bei dem der Spannungseinbruch durch das dynamische Verhalten der unterlagerten Regelkreise bedingt ist. Im Gegensatz zur reinen Spannungssteuerung im Submodus I-d kann dadurch aber die Spannung am Punkt C stationär im gewünschten Arbeitspunkt gehalten werden.

Der tiefere Spannungseinbruch im Submodus II-a verringert die anfängliche Wirkleistungsaufnahme des Lastwiderstandes. Stationär ist die Leistungsabgabe aber wegen der höheren Spannung größer, wodurch die Submodi I-d und I-d-vT eine geringere stationäre Frequenzabweichung aufweisen als die anderen Submodi.

Die Frequenzverläufe mit und ohne virtueller Trägheit stimmen gut mit der prinzipiellen Darstellung aus Abb. 5.56 überein. Das gewünschte Trägheitsverhalten wird durch das hinzugefügte PT_1 -Glied in Abb. 5.57 korrekt nachgebildet, wie man beispielsweise am blauen Frequenzverlauf erkennen kann. Aus dem Leistungssprung von ca. 15 kW in den ersten 20 ms (die Wirkleistungsverläufe mit und ohne virtueller

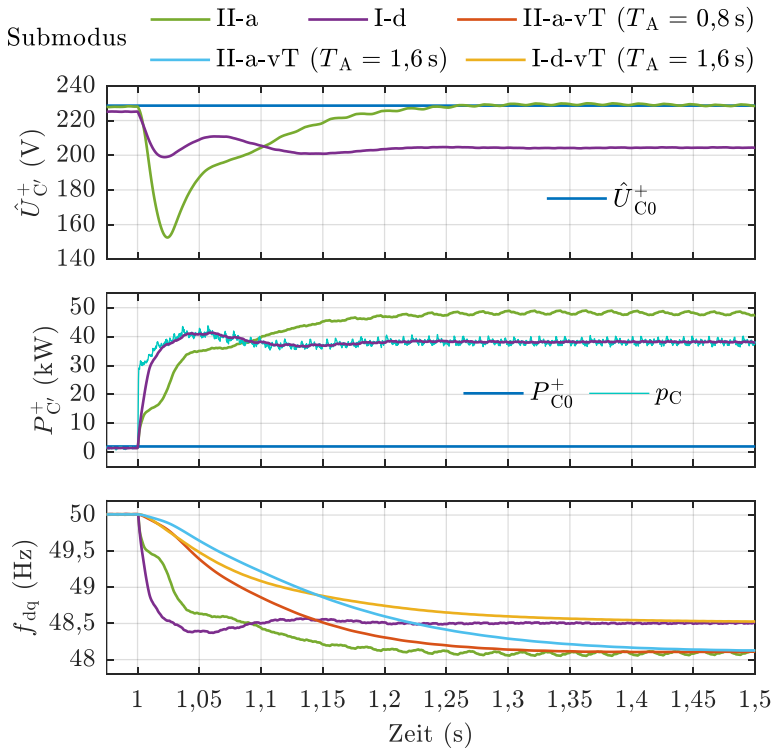


Abb. 5.66: Spannungs-, Wirkleistungs- und Frequenzverläufe des 2VSC für verschiedene Regelungs-submodi nach Zuschalten des Lastwiderstandes.

Trägheit sind identisch und deshalb nicht separat dargestellt) kann man mit (5.175) abschätzen:

$$T_{\Lambda} = \frac{f_n}{\dot{f}_{dq}} \frac{P_{C0}^+ - P_C^+}{P_{n2VSC}} = \frac{50 \text{ Hz}}{-0,1 \text{ Hz}/0,02 \text{ s}} \frac{2 \text{ kW} - 15 \text{ kW}}{75 \text{ kW}} = 1,7 \text{ s} \quad (5.202)$$

Dieser Wert kommt dem implementierten Wert von $T_{\Lambda} = 1,6 \text{ s}$ sehr nahe.

Aufgrund der Messverzögerung in P_{C0}^+ weisen auch die Frequenzverläufe II-a und I-d ein geringfügiges Trägheitsverhalten auf. Würde man dagegen für die Frequenzberechnung (5.136) die fast verzögerungsfreie Momentanleistung p_C verwenden, die zum Vergleich in Abb. 5.66 dargestellt ist, würde sich die Frequenz fast sprunghaft auf den neuen stationären Wert ändern, so dass ein tatsächliches System erster Ordnung vorliegt (vgl. Unterabschnitt 5.5.1).

Während also das Spannungsverhalten nach einer Wirkleistungsänderung gemäß Abb. 5.65 und Abb. 5.66 vom jeweiligen Submodus abhängt, ist das Frequenzverhalten submodusunabhängig und flexibel einstellbar; es ist nicht wie bei einer Synchronmaschine inhärent mit der Wirkleistung verknüpft.

Verhalten bei einem symmetrischen Spannungseinbruch, Konfiguration 2(b)

Der 2VSC dient nun als Netzsimulator (Submodus b) und bildet durch entsprechende Sollwertänderung einen symmetrischen Spannungseinbruch von 4% bzw. 13% nach. Abb. 5.67 zeigt die resultierenden Spannungs- und Blindleistungsverläufe des MMC, wenn dieser mit einer stationären bzw. transienten virtuellen Impedanz betrieben wird (Submodi III-a und II-a).

Mit transienter virtueller Impedanz (II-a) und einer Statik von $s_U = 12,5\%$ führt bereits ein kleiner Spannungseinbruch von 4% gemäß (2.36) zu einer Blindleistungserhöhung von

$$\frac{\Delta Q_{C'}^+}{S_{nMMC}} = -\frac{\Delta \hat{U}_{C'}^+ / \hat{U}_{C0}^+}{s_U} = \frac{4\%}{12,5\%} = 32\% . \quad (5.203)$$

Dieses Verhalten ist zwar netzdienlich, da der MMC damit unter Ausnutzung seiner verfügbaren Scheinleistung zur stationären Spannungshaltung beiträgt. Kommt es allerdings zu einem höheren Spannungseinbruch, wird der MMC schnell überlastet. So würde nach (5.203) schon eine Spannungsänderung von 13% zu einer 100%igen Auslastung führen.

Bei der stationären virtuellen Impedanz (III-a) führt der Spannungseinbruch von 13% dagegen nur zu einer geringfügigen Blindleistungsänderung. Die zugrunde liegende Gleichung (5.160) lässt sich mit den Verläufen aus Abb. 5.67, einem Wirkleistungsarbeitspunkt von $P_{C0}^+ = -5 \text{ kW}$ und der virtuellen Impedanz aus Tab. A.4 nachrechnen.

Entsprechend dem stationären Ersatzschaltbild aus Abb. 5.46 begrenzt also die stationäre virtuelle Impedanz den Stromfluss bei Kurzschlüssen und Spannungseinbrüchen und schützt so den VSC vor Überlast. Bei der transienten virtuellen Impedanz

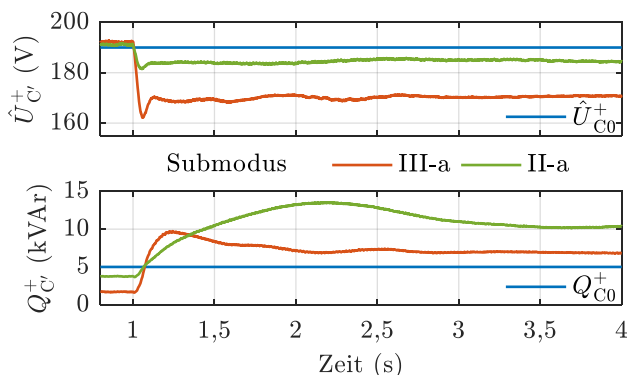


Abb. 5.67: Spannungs- und Blindleistungsverläufe des MMC mit stationärer (Submodus III-a) und transienter (Submodus II-a) virtueller Impedanz nach einem symmetrischen Spannungseinbruch.

ist dagegen für größere Spannungsabweichungen eine zusätzliche FRT-Regelung erforderlich, die bereits in Unterabschnitt 5.4.4.4 vorgestellt wurde und in Unterabschnitt 5.7.7 genauer betrachtet wird.

5.7.2 Winkelstabilität netzbildender Stromrichter

In diesem Unterabschnitt werden die Erläuterungen aus Unterabschnitt 5.5.1 über die Winkelstabilität netzbildender Stromrichter anhand des Ein-Maschinen- und des Zwei-Maschinen-Problems genauer untersucht. Dazu dient Laborkonfiguration 2(b) aus Abb. 4.4. Das Ein-Maschinen-Problem wird durch einen symmetrischen Spannungseinbruch des 2VSC nachgebildet, auf den der MMC im Submodus II-a reagieren soll, das Zwei-Maschinen-Problem durch das Zuschalten des Lastwiderstandes, wenn 2VSC und MMC beide im Submodus II-a bzw. II-a-vT arbeiten.

Ein-Maschinen-Problem

Das Ein-Maschinen-Problem des Synchrongenerators aus Unterabschnitt 2.3.3.3 basiert auf den beiden $P(\delta)$ -Gleichungen (2.22) und (2.27), die sich durch ihre Impedanz im Nenner unterscheiden. Eine prinzipiell gleiche Veränderung der $P(\delta)$ -Kurve lässt sich somit auch durch eine Reduktion der beiden Spannungen im Zähler bei gleichbleibender Impedanz im Nenner erreichen, was eine Nachbildung des Ein-Maschinen-Problems durch Laborkonfiguration 2(b) ermöglicht.

Hierzu reduziert der 2VSC seine im Submodus b gestellte Spannung für eine gewisse Zeitdauer (Fehlereintritt bis Fehlerabschaltung). Der MMC (Submodus II-a) reagiert darauf nach (5.173) ebenfalls mit einer Spannungsreduktion, so dass die $P(\delta)$ -Kurve der zwischen MMC und 2VSC übertragbaren Wirkleistung bei einem Spannungseinbruch von beispielsweise 50% auf insgesamt 25% einbricht.

Der 2VSC im uf -Modus entspricht dem starren Netz mit konstanter Frequenz. Betrachtungsgegenstand ist der Spannungswinkel bzw. die Frequenz des MMC während des nachgebildeten Netzfehlers. Anhand von drei verschiedenen Messungen sollen die theoretischen Überlegungen aus Abb. 5.58 veranschaulicht werden.

Abb. 5.68 zeigt die Nachbildung eines entfernten dreipoligen Fehlers, der für eine Zeitdauer von 0,8s anliegt. Der Spannungseinbruch von 50% modelliert nach (5.192) eine Reduktion der $P_C^+(\delta)$ -Kurve auf 25%.

Die Frequenz des MMC besitzt ein abklingendes Verhalten und würde bei einer noch längeren Fehlerdauer auf den Wert 50 Hz zurückkehren, d.h. es existiert wie beim Verlauf (c) in Abb. 5.58 ein stabiler Arbeitspunkt während des Fehlers (Punkt 3'). Der Frequenzverlauf zeigt zwar kein PT₁-ähnliches Verhalten, wie es unter idealisierten Bedingungen der Fall wäre (Verlauf 1-2'-3', 3'-4'-1), er stimmt aber prinzipiell mit den Überlegungen aus Abb. 5.58 überein.

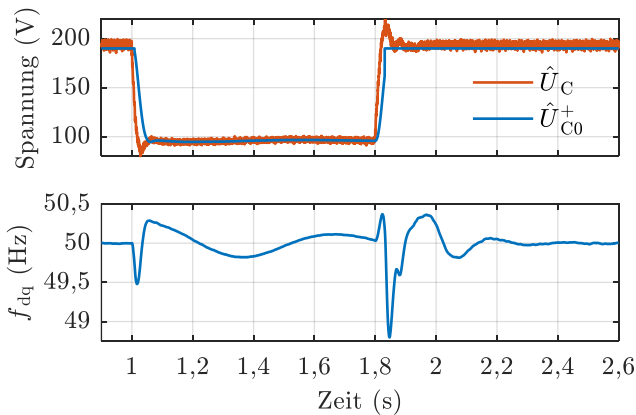


Abb. 5.68: Spannungs- und Frequenzverläufe des MMC (Submodus II-a) bei Nachbildung des Ein-Maschinen-Problems aus Abb. 2.18 mit entferntem dreipoligen Fehler; $P_{C0}^+ = 5 \text{ kW}$.

Nun wird ein nahe gelegener dreipoliger Fehler nachgebildet (Spannungseinbruch um 80%). Der Arbeitspunkt von $P_{C0}^+ = 5 \text{ kW}$ wird zunächst beibehalten, die Fehlerdauer beträgt 0,4s. Abb. 5.69 zeigt die zugehörigen Verläufe von Spannung, Frequenz und Stromamplitude. Die Frequenz liegt nun während des Fehlers deutlich über 50 Hz (vgl. Abb. 5.58(b) Übergang von 2 nach 3), der Spannungswinkel zwischen 2VSC und MMC vergrößert sich und der Strom \hat{I}_s steigt stark an.

Nach der Fehlerklärung zum Zeitpunkt $t = 1,4 \text{ s}$ sinkt die Frequenz kurzzeitig, bleibt aber größer als 50 Hz und nimmt anschließend wieder deutlich zu. Dies entspricht der Situation in Abb. 5.58(b), wenn der Abschaltzeitpunkt 3 weiter rechts liegt als der Punkt M. In diesem Fall kehrt der MMC in keinen stabilen Arbeitspunkt mehr zurück und der Strom steigt weiter an, bis der MMC wegen Überstroms abgeschaltet wird.

Folgt man den Überlegungen aus den Unterabschnitten 5.4.4.4 und 5.5.1, so kann diese Instabilität durch Anpassung des Arbeitspunktes P_{C0}^+ vermieden werden. Abb. 5.70 zeigt die resultierenden Verläufe, wenn P_{C0}^+ gemäß (5.172) spannungsabhängig reduziert wird. In Abb. 5.58 entspricht dies einer Verschiebung des Kurvenverlaufs (b) nach unten, allerdings nicht so weit, dass ein stabiler Arbeitspunkt $\dot{\delta} = 0$ während des Fehlers existiert, wie am Auseinanderlaufen von P_C^+ und P_{C0}^+ zu erkennen ist.

Der Frequenzverlauf liegt im Gegensatz zu Abb. 5.69 aber so nahe an 50 Hz, dass sich der Spannungswinkel des MMC während des Fehlers nur wenig ändert und somit nach Fehlerabschaltung eine Rückkehr in den ursprünglichen Arbeitspunkt ermöglicht wird.

Die Reduktion des Wirkleistungsarbeitspunktes P_{C0}^+ stellt also eine wirksame Methode dar, um die Winkelstabilität eines netzbildenden VSC auch in kritischen Fehlersituationen sicherzustellen.

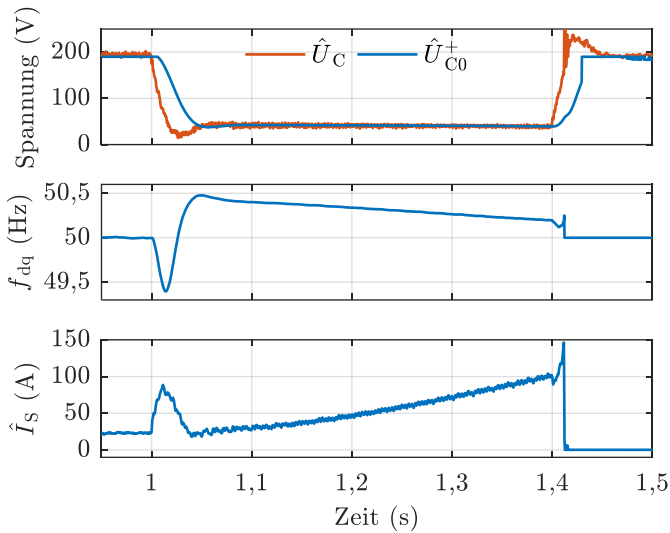


Abb. 5.69: Spannungs-, Frequenz- und Stromverläufe des MMC (Submodus II-a) bei Nachbildung des Ein-Maschinen-Problems aus Abb. 2.18 mit nahe gelegenem dreipoligen Fehler; $P_{C0}^+ = 5 \text{ kW}$, Abschaltung wegen Überstroms zum Zeitpunkt $t \approx 1,41 \text{ s}$.

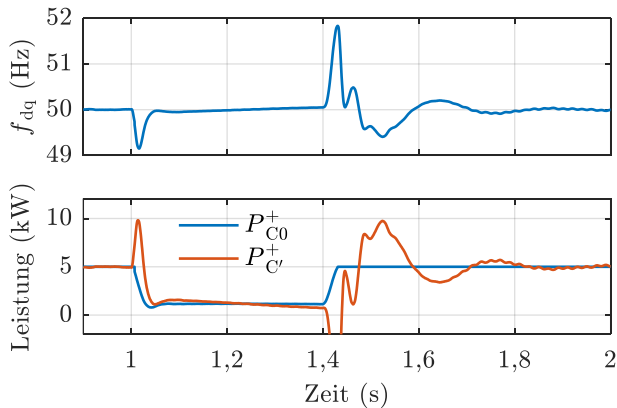


Abb. 5.70: Frequenz- und Wirkleistungsverläufe des MMC (Submodus II-a) bei Nachbildung des Ein-Maschinen-Problems aus Abb. 2.18 mit nahe gelegenem dreipoligen Fehler und Reduktion des Wirkleistungsarbeitspunktes P_{C0}^+ ; zugehöriger Spannungsverlauf s. Abb. 5.69.

Parallelbetrieb netzbildender Stromrichter (Zwei-Maschinen-Problem)

Nachdem im vorhergehenden Unterabschnitt das klassische Ein-Maschinen-Problem untersucht wurde, wird nun das Zwei-Maschinen-Problem auf Stromrichter übertragen. Dazu werden in Laborkonfiguration 2(b) (Abb. 4.4) sowohl der 2VSC

als auch der MMC netzbildend betrieben (mit und ohne virtueller Trägheit) und das Einschwingverhalten von Frequenz und Wirkleistung nach Zu- und Abschalten des Lastwiderstandes betrachtet.

Abb. 5.71 zeigt die entsprechenden Verläufe, wenn zunächst beide Stromrichter keine virtuelle Trägheit besitzen. Aufgrund der plötzlichen Leistungserhöhung nach Zuschalten des Widerstandes bei $t = 1$ s brechen die Frequenzen beider Stromrichter mit hohem Gradienten ein; sie ergeben sich direkt über die Statik (5.136) aus den gemessenen Leistungen. Das Verhalten ist insgesamt gut gedämpft, so dass nur ein kurzer Einschwingvorgang existiert. Beim Abschalten des Widerstandes schwingen die Stromrichter etwas stärker gegeneinander und es kommt zu kurzzeitigen Leistungspendelungen.

In Abb. 5.72 erhält der 2VSC nun eine Anlaufzeitkonstante von $T_{A,2VSC} = 1,6$ s, was sich in einem deutlich niedrigeren Frequenzgradienten äußert. Da jedoch die Frequenz des MMC entsprechend der plötzlich erhöhten Leistung nach wie vor unverzögert reduziert wird, kommt es nach wenigen Millisekunden zu einem deutlichen Frequenzunterschied, der eine Winkeländerung und damit einen Leistungseinbruch des MMC nach sich zieht. Dadurch erhöht der MMC seine Frequenz und die Leistung steigt wieder an, sobald die Frequenz höher ist als die des VSC, da sich dann der Spannungswinkel wieder vergrößert. So ergeben sich die im Vergleich zu Abb. 5.71 verstärkten Einschwingvorgänge, bei denen die Frequenz des 2VSC allerdings aufgrund der virtuellen Trägheit deutlich weniger schwingt als die des MMC.

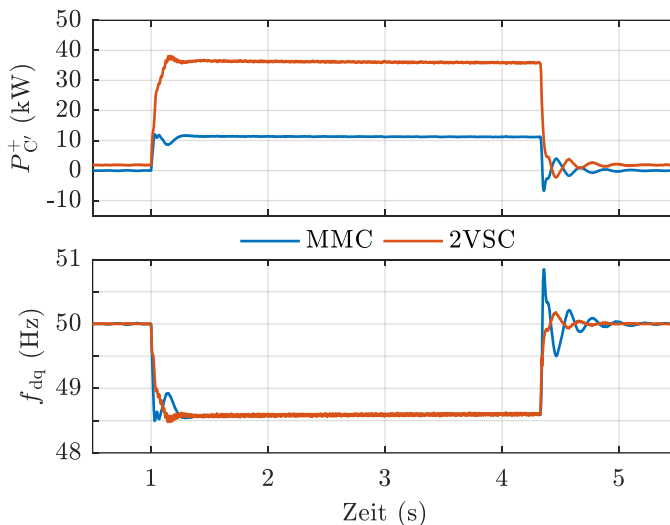


Abb. 5.71: Wirkleistungs- und Frequenzverläufe von 2VSC und MMC nach Zu- und Abschalten des Lastwiderstandes. Regelungssubmodi:

2VSC: II-a

MMC: II-a

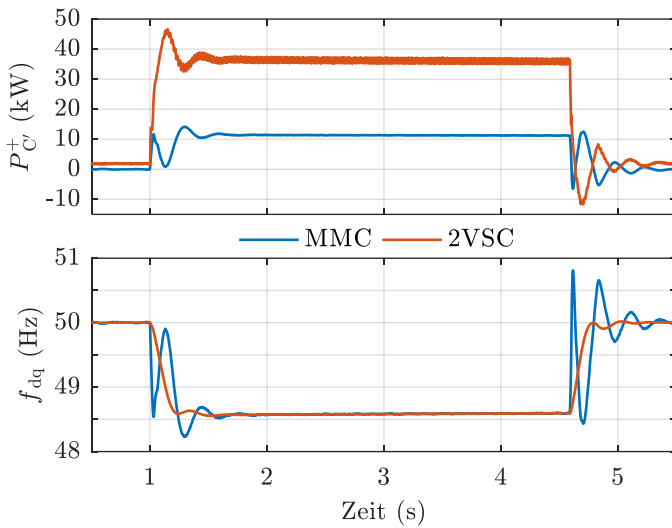


Abb. 5.72: Wirkleistungs- und Frequenzverläufe von 2VSC und MMC nach Zu- und Abschalten des Lastwiderstandes. Regelungssubmodi:

2VSC: II-a-vT mit $T_{A,2VSC} = 1,6$ s

MMC: II-a

In Abb. 5.73 wird nun auch der MMC mit einer virtuellen Trägheit betrieben ($T_{A,MMC} = 0,16$ s), wodurch die Einschwingvorgänge insbesondere beim Abschalten des Widerstandes deutlich zunehmen. Das Abschalten verursacht eine größere Störung als das Einschalten, da beim Einschalten die Leistungsaufnahme des Widerstandes durch den transienten Spannungseinbruch kurzzeitig reduziert wird, d. h. es existiert eine dämpfende Rückkopplung.

Nun wird die Anlaufzeitkonstante des MMC auf $T_{A,MMC} = 0,32$ s erhöht und die des 2VSC auf $T_{A,2VSC} = 0,8$ s reduziert. Die resultierenden Verläufe von Frequenz und Wirkleistung sind in Abb. 5.74 dargestellt. Da die beiden Anlaufzeitkonstanten in einer ähnlichen Größenordnung liegen, reagieren nun beide Stromrichter mit Frequenzänderungen auf die Leistungspendelungen, wodurch die Schwingneigung zunimmt. Beim Einschalten des Widerstandes ist das System nur noch schwach gedämpft, so dass selbst bei $t \approx 4$ s noch keine stationäre Frequenz vorliegt. Beim Abschalten des Widerstandes wird das System schließlich instabil und schwingt auf.

Es lässt sich also festhalten, dass beim Parallelbetrieb mehrerer netzbildender Stromrichter – ähnlich dem klassischen Zwei-Maschinen- und Mehr-Maschinen-Problem – ein Augenmerk auf das Schwingungs- und Stabilitätsverhalten des Gesamtsystems gelegt werden muss. Insofern ist die Aussage in [33] „the risk of rotor angle instability is naturally not an issue in a system with 100% PE [power electronics]“ als ungültig anzusehen.

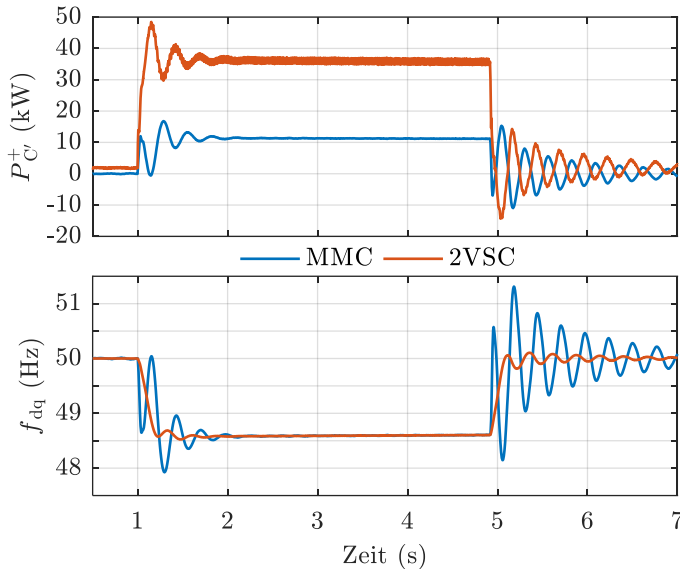


Abb. 5.73: Wirkleistungs- und Frequenzverläufe von 2VSC und MMC nach Zu- und Abschalten des Lastwiderstandes. Regelungssubmodi:

2VSC: II-a-v Γ mit $T_{A,2VSC} = 1,6$ s

MMC: II-a-v Γ mit $T_{A,MMC} = 0,16$ s

Besitzen die Stromrichter keine virtuelle Trägheit (Abb. 5.71), ist das Stabilitätsverhalten am besten, da bei Vernachlässigung der Messwertfilterung nur ein System erster Ordnung vorliegt; dafür kommt es aber zu hohen Frequenzgradienten. Diese lassen sich zwar durch virtuelle Trägheiten reduzieren, die Gefahr von Leistungspendelungen und Frequenzschwingungen nimmt dadurch aber zu (Abb. 5.73, Abb. 5.74).

5.7.3 Momentanreserve

Der folgende Unterabschnitt zeigt anhand verschiedener Messungen die Anforderungen und Anschlussmöglichkeiten für Energiespeicher auf, um im netzbildenden Modus Momentanreserve bereitstellen zu können. Dazu wird in den Laborkonfigurationen 2(a), 2(b) und 3 (Abb. 4.4 und Abb. 4.5) der Lastwiderstand zugeschaltet und untersucht, ob die dadurch erzwungene unverzügerte Leistungsabgabe vom netzbildenden VSC erbracht werden kann.

2VSC mit direkter Speicheranbindung, Konfiguration 2(a)

In dieser Konfiguration ist der Batteriespeicher Bat2 direkt an die DC-Klemmen des 2VSC angeschlossen. Abb. 5.75 zeigt die gemessene DC-Spannung und AC-Leistung des 2VSC, wenn der Lastwiderstand im Intervall $t = [1\text{ s}; 4,4\text{ s}]$ eingeschaltet wird. Wie anhand des Spannungseinbruchs der DC-seitig anliegenden Batteriespan-

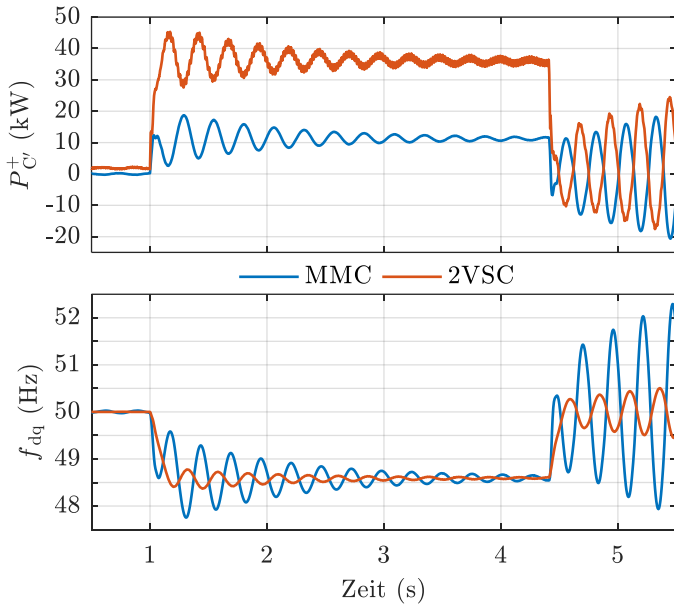


Abb. 5.74: Wirkleistungs- und Frequenzverläufe von 2VSC und MMC nach Zu- und Abschalten des Lastwiderstandes. Regelungssubmodi:

2VSC: II-a-vT mit $T_{A,2VSC} = 0,8$ s

MMC: II-a-vT mit $T_{A,MMC} = 0,32$ s

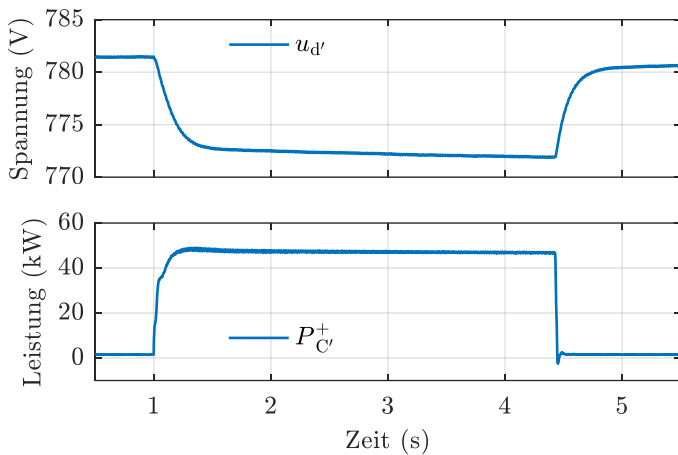


Abb. 5.75: DC-Spannung und AC-Leistung des 2VSC (Submodus II-a) nach Zuschalten des Lastwiderstandes bei $t = 1$ s (direkte Speicheranbindung).

nung erkennbar ist, wird die geforderte Wirkleistung direkt und unverzögert aus der Batterie geliefert. Der Speicher verhält sich rein passiv; eine Beeinflussung der aus dem Speicher entnommenen Leistung ist nicht möglich.

2VSC mit Speicheranbindung über einen DC-DC-Wandler, Konfiguration 3

Nun wird der BBC zwischen Bat2 und 2VSC geschaltet und wiederum der Lastwiderstand zugeschaltet. Die Regelung des BBC erfolgt über eine Spannungsstatik gemäß Abb. 3.13, d.h. Bat2 wird je nach Spannung des DC-Buses aktiv geladen oder entladen. Eine solche Regelung ermöglicht beispielsweise die Leistungsaufteilung auf mehrere parallele Speicher.

Wie man an Abb. 5.76 erkennen kann, ist in dieser Konfiguration der Leistungssprung aber zu hoch bzw. die Regelung zu langsam, um die geforderte Momentanreserve bereitzustellen. Der Lastwiderstand bezieht seine Leistung zunächst aus den beiden parallel geschalteten Kondensatoren C_{d1} und C_{d3} , wodurch deren Spannung $u_{d,BBC}$ innerhalb weniger Millisekunden stark einbricht. Da die Statik auf die gefilterte Spannung $u_{d,BBC'}$ reagiert (Filterzeitkonstante 20 ms), erhöht sich die Sollleistung des BBC $P_{d,BBC}^*$ und damit auch die aus dem Energiespeicher entnommene Leistung $P_{d,BBC}$ nur verzögert und bleibt stets niedriger als die AC-seitig abgegebene Leistung. Die Spannung $u_{d,BBC}$ sinkt deshalb immer weiter, bis der BBC schließlich bei einer Grenze von 450 V abgeschaltet wird.

Der Vorgang, der insgesamt nur ca. 17 ms dauert, zeigt die Herausforderungen, Momentanreserve über nachgeschaltete Stromrichterstufen bereitzustellen. Dieser Aspekt wird jedoch häufig nicht betrachtet, wenn z. B. wie im Versuchsaufbau aus [124] die DC-Seite aus einer passiven Diodenbrücke versorgt wird.

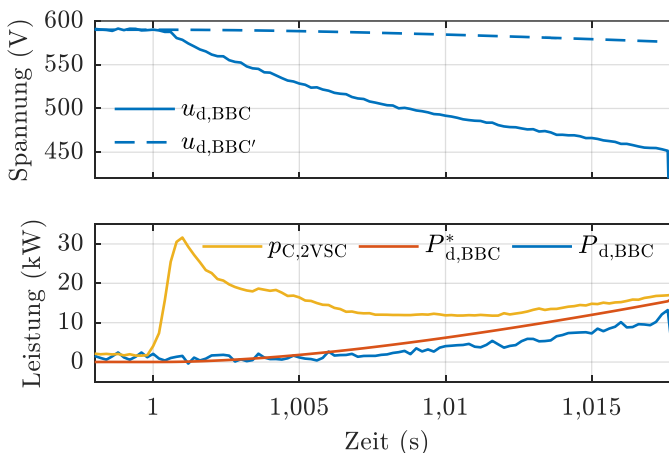


Abb. 5.76: DC-Spannung und Leistung von BBC und 2VSC (Submodus a) nach Zuschalten des Lastwiderstandes bei $t = 1$ s (Speicheranbindung über einen BBC).

MMC mit Speicheranbindung am DC-Bus, Konfiguration 2(b)

Bei einem MMC, der entsprechend Abb. 5.63 geregelt ist, existiert ähnlich der vorherigen Konfiguration keine passive Speicheranbindung, denn ein Strom in den DC-Bus (oder in die Batterien der Submodule) wird z. B. durch die Energieregulierung aktiv eingestellt.

Das Pendant zu den beiden Kondensatoren C_{d1} und C_{d3} , die im vorherigen Unterabschnitt die initiale Leistung bereitgestellt haben, sind die Kondensatoren der Submodule, deren Gesamtenergieinhalt durch die Größe $u_{C\Sigma 0}$ repräsentiert wird. Da beim MMC im Gegensatz zu Konfiguration 3 (zwei getrennte Regelungen für 2VSC und BBC) alle Regelungen in einem System integriert sind, kann ein Leistungsungleichgewicht aber nicht nur auf Basis von $u_{C\Sigma 0}$ detektiert und kompensiert werden, sondern auch durch eine Vorsteuerung des DC-Stroms gemäß (5.199) oder (5.201). Dadurch lassen sich die Dynamikanforderungen der Momentanreserve sehr viel leichter erfüllen.

Abb. 5.77 zeigt die Verläufe von $u_{C\Sigma 0}$ sowie der AC- und DC-seitigen Leistungen $P_{C'}^+$ und $P_{d'}$, wenn der Speicher Bat2 direkt an die DC-Seite des MMC angeschlossen wird. Nach Zuschalten des Lastwiderstandes bricht die Spannung $u_{C\Sigma 0}$ der Submodulkondensatoren abhängig von der Differenz zwischen $P_{C'}^+$ und $P_{d'}$ ein. Obwohl diese Differenz in Abb. 5.77 relativ gering ist, stellt sich ein deutlich erkennbarer Spannungseinbruch ein, was die Bedeutung der Vorsteuerung insbesondere bei großen Laständerungen illustriert. Nach der Störung führt die MMC-Regelung $u_{C\Sigma 0}$ wieder auf den Sollwert zurück, indem kurzzeitig mehr Leistung von der DC-Seite in den Stromrichter aufgenommen als AC-seitig abgegeben wird.

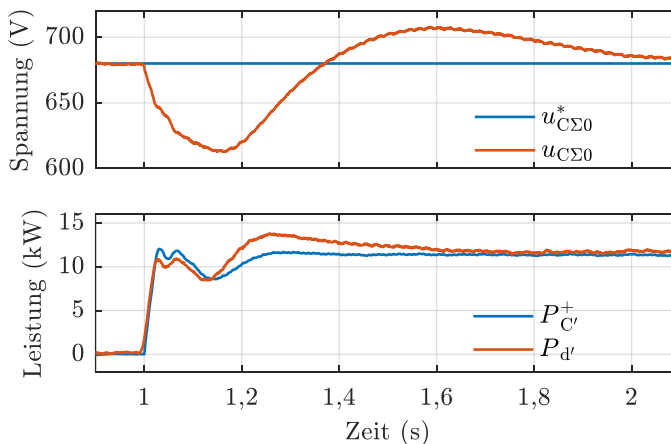


Abb. 5.77: Spannung der Submodulkondensatoren sowie AC- und DC-seitige Leistung des MMC (Submodus II-a) mit Speicheranbindung am DC-Bus (Bat2) nach Zuschalten des Lastwiderstands bei $t = 1$ s.

Eine analoge Untersuchung mit dem submodul-integrierten Speicher Bat1 wird in [143] vorgestellt. Der MMC weist insgesamt also eine sehr flexible und variable Energieflusssteuerung auf; die geforderte Momentanreserve kann entweder aus Bat1, aus Bat2 oder aus beiden entnommen werden. Auch ein kombinierter Speicherbetrieb, z.B. Momentanreserve und Statikregelung (vgl. Unterabschnitt 6.1.1), ist denkbar.

5.7.4 Frequenzmessung bei netzfolgenden Regelungsmodi

Im Vergleich zu den netzbildenden Regelungsmodi müssen bei den netzfolgenden Regelungen Frequenz und Transformationswinkel aus den gemessenen Spannungsverläufen ermittelt werden. Dieser Unterabschnitt zeigt einige Aspekte auf, die bei der Frequenzmessung über eine PLL zu beachten sind.

Dazu wird in Laborkonfiguration 2(b) (Abb. 4.4) der Lastwiderstand zugeschaltet und die Frequenz aus der Spannung am Punkt C'_{MMC} ermittelt. Zunächst arbeitet der MMC im PQ -Modus und der 2VSC im uf -Modus (Submodus a), so dass die Frequenz konstant bei 50 Hz bleibt. Abb. 5.78 zeigt die d- und q-Komponenten der Mitsystemspannung (berechnet nach Abb. 5.5) sowie die Frequenz f_{dq} , die sich mit der PLL (Abb. 5.3) aus dem Verlauf von u_{Cq}^+ ergibt. Die Spannungsamplitude ist im Vergleich zu den bisherigen Messungen halbiert, d.h. die AC-Sammelschiene wird mit 200 V betrieben.

Durch das Zuschalten des Lastwiderstandes bricht die Spannung kurzzeitig ein, bis sie vom 2VSC am Punkt C_{2VSC} nachgeregelt wird. Dieser Spannungseinbruch bzw. die Beeinflussung der q-Komponente führt zu einer dynamisch falsch berechneten Frequenz f_{dq} , denn die reale Frequenz f ist konstant 50 Hz.

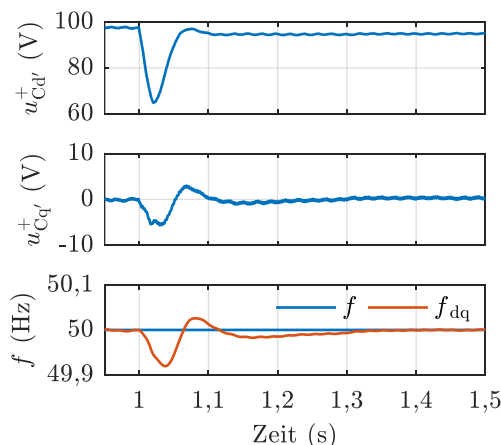


Abb. 5.78: Auswirkung eines Spannungseinbruchs (Zuschalten des Lastwiderstandes bei $t = 1\text{ s}$) auf die von der PLL des MMC berechnete Frequenz.

Nun wird der 2VSC im Submodus II-a-vT betrieben ($T_A = 1,6\text{ s}$). Die Zuschaltung des Lastwiderstandes ruft dann einen Frequenzeinbruch hervor, so dass das Verhalten der PLL bei dynamischen Frequenzänderungen untersucht werden kann. Abb. 5.79 zeigt die Frequenz f , die vom 2VSC gestellt wird, und die am Punkt C'_{MMC} gemessene Frequenz für zwei verschiedene Nachstellzeiten der PLL $T_{\text{Ny}1}$ und $T_{\text{Ny}2}$, wobei der Wert für $T_{\text{Ny}1}$ dem aus Tab. A.4 entspricht. Der MMC arbeitet nach wie vor im PQ -Modus.

Wie in Abb. 5.78 brechen die gemessenen Frequenzen $f_{\text{dq}1}$ bzw. $f_{\text{dq}2}$ nach der Zuschaltung des Lastwiderstandes zunächst ein, da der kurzzeitige Spannungseinbruch auch die Spannung u_{Cq}^+ beeinflusst. Dadurch folgen die gemessenen Frequenzen im ersten Moment zufällig der realen Frequenz f , das weitere Verhalten wird dann durch die Nachstellzeit T_{Ny} bestimmt. Ist diese zu groß ($T_{\text{Ny}2}$), so kann die PLL dem Frequenzverlauf f nicht folgen und $f_{\text{dq}2}$ zeigt einen stark oszillierenden Verlauf, der insbesondere für die netzstützenden Regelungsmodi $P(f)Q(U)$ und $P(\dot{f})Q(U)$ von Relevanz ist, die ihren Wirkleistungssollwert aus dieser Frequenz berechnen. Auch bei kleiner Nachstellzeit $T_{\text{Ny}1}$ wird die Frequenz während des dynamischen Frequenzübergangs nur verzögert gemessen. Eine $P(f)Q(U)$ -Regelung würde also bis zum Zeitpunkt $t \approx 1,7\text{ s}$ eine deutlich niedrigere Wirkleistung einspeisen als bei exakter Frequenzmessung.

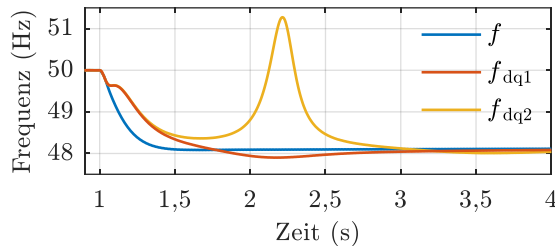


Abb. 5.79: Auswirkung der PLL-Nachstellzeit auf die gemessene Frequenz des MMC ($T_{\text{Ny}2} = 10 T_{\text{Ny}1}$); Zuschalten des Lastwiderstands bei $t = 1\text{ s}$.

5.7.5 Frequenzverhalten des elektrischen Netzes mit netzstützenden Stromrichtern

In Abb. 2.31 wurden die Auswirkungen auf das Frequenzverhalten des elektrischen Netzes gezeigt, wenn konventionelle durch nicht-konventionelle Stromerzeugungsanlagen ersetzt werden, die wegen ihres PQ -Betriebs nicht zur Frequenzhaltung beitragen. In diesem Unterabschnitt wird nun das Frequenzverhalten des Netzes für den Fall untersucht, dass sich alle Stromrichter netzstützend verhalten. Basierend auf (2.53), (2.54) und (2.58) lässt sich dann formulieren:

$$\Delta f_s = -\frac{P_x}{k_N} = -\frac{P_x}{k_{PN} + k_{LN}} = -\frac{P_x}{k_{p,SG} + k_{p,VSC} + k_{LN}} \quad (5.204)$$

mit

$$\frac{k_{p,VSC}}{k_{PN}} = 1 - \frac{T_{AN}}{T_{A,kSE}} \quad (5.205)$$

Je geringer also die Anlaufzeitkonstante des Netzes T_{AN} ist, desto höher ist der netzstützende Beitrag der stromrichtergekoppelten Anlagen, da bei geringem T_{AN} auch viele Stromrichter zur Verfügung stehen. Sind beispielsweise nur noch 10% der Stromerzeugungsanlagen konventionell, würden nach (5.205) 90% der Primärregelleistung von stromrichtergekoppelten Anlagen bereitgestellt:

$$k_{p,VSC} = \left(1 - \frac{T_{AN}}{T_{A,kSE}}\right) k_{PN} = \left(1 - \frac{P_{n,kSE}}{P_{n,SE,N}}\right) k_{PN} = (1 - 0,1) k_{PN} = 0,9 k_{PN} \quad (5.206)$$

Dieser Ansatz wird nun in Laborkonfiguration 2(b) (Abb. 4.4) untersucht, indem der 2VSC das Verhalten des Netzes ($k_{p,SG}$ und k_{LN}) und der MMC die netzstützenden Stromerzeugungsanlagen ($k_{p,VSC}$) nachbildet. Die Störung P_x erfolgt durch das Zuschalten des Lastwiderstandes. Um dessen Leistungsaufnahme zu begrenzen, wird die Spannung der AC-Sammelschiene wiederum auf 200 V reduziert.

Der 2VSC wird im uf -Modus (Submodus b) mit einer Frequenzvorgabe basierend auf (2.51) betrieben. Die Größe P_x entspricht hierbei der AC-Leistung des 2VSC P_C^+ , ΔP_{GN} modelliert den Selbstregelleffekt der Lasten k_{LN} und ΔP_{TN} den Primärregelungsbeitrag der konventionellen Stromerzeugungsanlagen $k_{p,SG}$. Die Parameter wurden so festgelegt, dass sich für den Fall ohne netzstützende Stromrichter (d. h. MMC im PQ -Modus, s. Abb. 5.80) die Verläufe aus Abb. 2.31(c) ergeben. Hinsichtlich Details zur Modellierung und für die Analyse von (5.205) mit anderen Netzanlaufzeitkonstanten sei auf [148] verwiesen.

Betrachtet wird nun die Veränderung des Frequenzverhaltens, wenn der MMC im $P(f)Q(U)$ - bzw. $f(P)U(Q)$ -Modus mit einem k_p gemäß (5.206) geregelt wird. Die Frequenzverläufe des 2VSC in Abb. 5.80 zeigen deutlich die Reduktion der dynamischen Frequenzabweichung; der Frequenzgradient direkt nach der Störung wird hingegen nicht beeinflusst.

Insgesamt wirken sich in dieser Konfiguration $P(f)Q(U)$ - und $f(P)U(Q)$ -Modus sehr ähnlich auf das Frequenzverhalten des Netzes aus, was sich anhand der zugehörigen Wirkleistungs- und Frequenzverläufe von 2VSC und MMC in Abb. 5.81 erklären lässt.

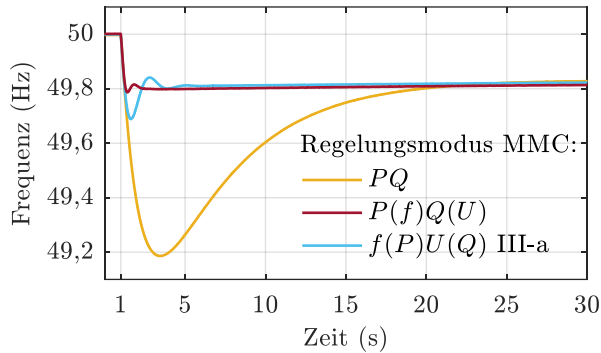


Abb. 5.80: Frequenzverläufe des 2VSC (Netznachbildung mit Anlaufzeitkonstante $T_{AN} = 1$ s) nach Zuschalten des Lastwiderstandes bei unterschiedlichen Regelungsmodi des MMC.

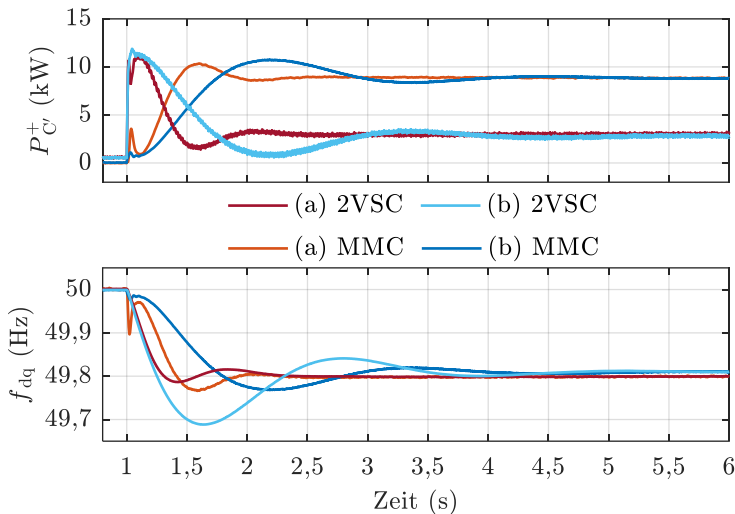


Abb. 5.81: Wirkleistungs- und Frequenzverläufe von 2VSC (Netznachbildung mit Anlaufzeitkonstante $T_{AN} = 1$ s) und MMC nach Zuschalten des Lastwiderstandes bei unterschiedlichen Regelungsmodi des MMC.

- (a) $P(f)Q(U)$
 (b) $f(P)U(Q)$ III-a

Aufgrund der Impedanzverhältnisse im Labor wird der Leistungsbedarf des Lastwiderstandes im ersten Moment hauptsächlich vom 2VSC gedeckt, so dass die Wirkleistung des MMC anfänglich sehr gering ist. Im $P(f)Q(U)$ -Modus bricht die vom MMC gemessene Frequenz wie in Abb. 5.78 und Abb. 5.79 aufgrund des Spannungseinbruchs ein, wodurch sich die Wirkleistung des MMC kurzzeitig erhöht und dann weiter dem gemessenen Frequenzverlauf folgt. Sie steigt stark an, bis der MMC gemäß (5.206) den Großteil der Leistung übernommen hat.

Im $f(P)U(Q)$ -Modus dauert diese Leistungsübergabe von 2VSC auf MMC etwas länger, da sie sich indirekt über die Veränderung des Spannungswinkels zwischen 2VSC und MMC ergibt. Zwischen $t \approx 1$ s und $t \approx 2,1$ s stellt der MMC eine höhere Frequenz als der 2VSC, der Spannungswinkel ändert sich und die Wirkleistung des MMC steigt an, bis auch hier die Leistung entsprechend (5.206) aufgeteilt ist.

Aufgrund der anfänglich geringen MMC-Leistung wird der Frequenzgradient des 2VSC bzw. des nachgebildeten Netzes direkt nach der Störung kaum vom Regelungsmodus des MMC beeinflusst. Deshalb wird nun die Impedanz zwischen MMC und Last sowie zwischen 2VSC und Last in einer Simulation variiert.

Für diese gilt nach Abb. 4.4 und Abb. 5.62(a):

$$\underline{Z}_{2VSC} = \underline{Z}_F + \underline{Z}_{T2} \quad (5.207)$$

$$\underline{Z}_{MMC} = \underline{Z}_{T1} + \frac{1}{2} \underline{Z}_Z \quad (5.208)$$

Die Simulation bildet die Laborkonfiguration 2(b) aus Abb. 4.4 nach. Der 2VSC fungiert wie zuvor als Netzemulator mit $T_{AN} = 1$ s, der MMC wird im Submodus I-d bzw. I-d-vT geregelt. Im letzteren Fall besitzt der MMC eine virtuelle Trägheit $T_{A,VSC}$, die sich analog zu (2.40) bzw. (2.58) aus den virtuellen Trägheiten aller stromrichtergekoppelten Anlagen zusammensetzt. In diesem Sinne stellt der MMC einen Ersatzstromrichter mit virtueller Anlaufzeitkonstante $T_{A,VSC}$ dar – analog zum Ersatzgenerator des Bilanzmodells aus Unterabschnitt 2.3.4.

Abb. 5.82 zeigt die simulierten Wirkleistungs- und Frequenzverläufe für den Fall $\underline{Z}_{2VSC} = \underline{Z}_{MMC}$ ohne und mit virtueller Anlaufzeitkonstante. Direkt nach der Störung teilt sich die Wirkleistung hälftig auf 2VSC und MMC auf; stationär übernimmt der MMC wie zuvor gemäß (5.206) den Großteil der Leistung. Ohne virtuelle Trägheit bricht die vom MMC gestellte Frequenz aufgrund der nun höheren Leistungsbereitstellung stärker ein als in Abb. 5.81(b). Dadurch sinkt die Wirkleistung des MMC kurzzeitig wieder und die des 2VSC steigt an; anschließend wird der stationäre Zustand zügig erreicht.

Besitzt der MMC jedoch eine virtuelle Trägheit, die entsprechend des 90%igen Stromrichteranteils als groß angenommen wurde ($T_{A,VSC} = 9$ s), so zeigt sich ein oszillierendes Verhalten. Die Frequenz der Netznachbildung (also der Generatoren) bricht nun stärker ein als die der Stromrichter und die Generatoren oszillieren anschließend um die vergleichsweise starre Frequenz des Ersatzstromrichters, bis der stationäre Zustand erreicht ist.

Wegen der geringeren Leistungsbereitstellung ist der anfängliche Frequenzgradient des Netzes (also des 2VSC) im Vergleich zu Abb. 5.81 in beiden Fällen gesunken.

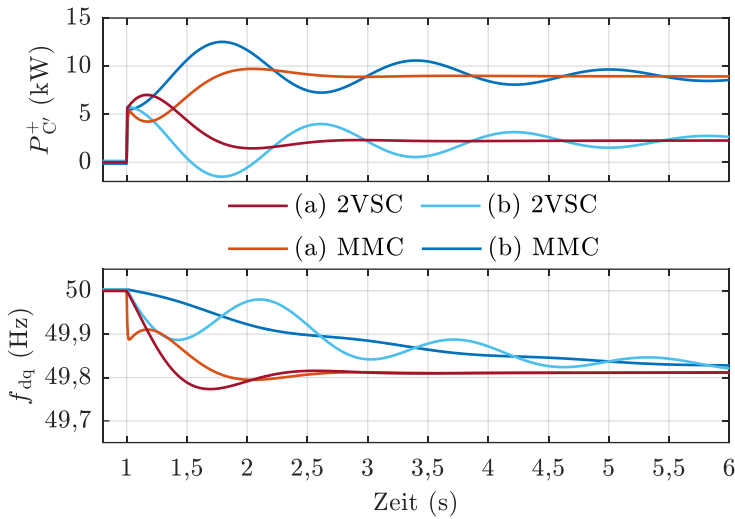


Abb. 5.82: Simulierte Wirkleistungs- und Frequenzverläufe von 2VSC (Netznachbildung mit Anlaufzeitkonstante $T_{AN} = 1$ s) und MMC nach Zuschalten des Lastwiderstandes mit $Z_{VSC} = Z_{MMC}$ bei unterschiedlichen Regelungsmodi des MMC.

(a) $f(P)U(Q)$ I-d

(b) $\dot{f}(P)U(Q)$ I-d-vT mit $T_{A,VSC} = 9$ s

Nun wird der Fall $Z_{2VSC} = 9Z_{MMC}$ betrachtet. Hierbei liegt die Annahme zugrunde, dass bei einem hohen Stromrichteranteil auch die Entfernung der Stromrichter zur Last deutlich kleiner ist als die der verbliebenen Generatoren. Abb. 5.83 zeigt die simulierten Verläufe ohne und mit virtueller Trägheit, bei denen der anfängliche Lastsprung nun zu einem Großteil vom MMC übernommen wird.

Ohne virtuelle Trägheit bricht die Frequenz des MMC stark ein, was zu einer Leistungsübernahme durch den 2VSC und somit ebenfalls zu einem Frequenzabfall führt. Wird der MMC dagegen mit einer virtuellen Trägheit betrieben, ergibt sich ein sehr gleichmäßiger Frequenzverlauf mit geringen Frequenzgradienten und einem PT_1 -Verhalten wie in Abb. 5.56.

Stromrichter und Generatoren verhalten sich in diesem Fall kohärent, da die anfängliche Leistungsaufnahme und die Anlaufzeitkonstanten T_{AN} und $T_{A,VSC}$ zusammen passen. Die Definition einer reduzierten Anlaufzeitkonstanten wie in (2.58) ist dann genauso obsolet wie die kritischen Frequenzverläufe aus Abb. 2.31 mit ihren hohen Frequenzgradienten und hohen dynamischen Frequenzabweichungen.

Anders verhält es sich beim netzfolgenden Betrieb der Stromrichter im $P(f)Q(U)$ -Modus. In diesem Fall würde der MMC seine anfänglich hohe Wirkleistung in Abb. 5.83 schnell wieder reduzieren, da noch keine Frequenzabweichung vorliegt. Dadurch übernimmt der 2VSC die Leistungsbereitstellung ähnlich wie in

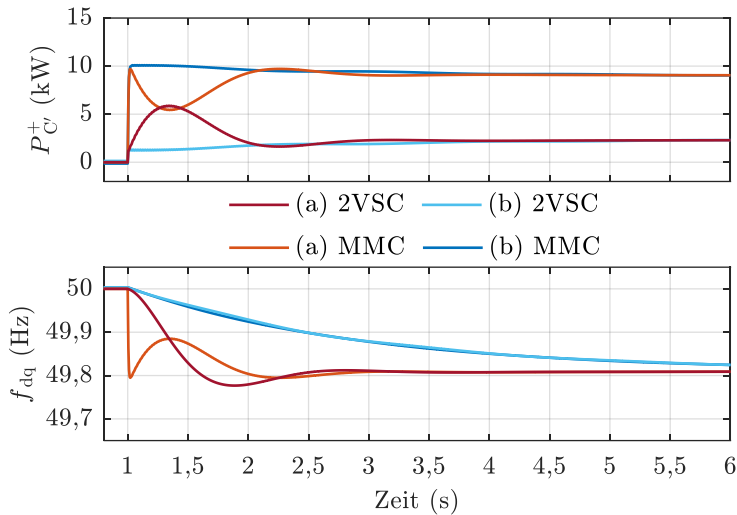


Abb. 5.83: Simulierte Wirkleistungs- und Frequenzverläufe von 2VSC (Netznachbildung mit Anlaufzeitkonstante $T_{AN} = 1$ s) und MMC nach Zuschalten des Lastwiderstandes mit $Z_{VSC} = 9Z_{MMC}$ bei unterschiedlichen Regelungsmodi des MMC.

(a) $f(P)U(Q)$ I-d

(b) $f(P)U(Q)$ I-d-vT mit $T_{A,VSC} = 9$ s

Verlauf (a): die Frequenz sinkt und erst daraufhin erhöht der MMC wieder seinen Leistungswert. Damit lassen sich zwar, wie in Abb. 5.80 gezeigt, die dynamischen Frequenzabweichungen reduzieren, eine Beeinflussung und Reduktion der Frequenzgradienten wie in Abb. 5.83(b) ist aber nur bei netzbildenden Stromrichtern mit virtueller Trägheit möglich.

5.7.6 Transientes Verhalten eines VSC im Fehlerfall

Dieser Unterabschnitt zeigt anhand von Laborkonfiguration 2(b) (Abb. 4.4), wie das transiente Verhalten eines Stromrichters (vgl. Abb. 5.59) von der Vorsteuerung und der Dynamik der Regelung beeinflusst wird. Dazu bildet der 2VSC zunächst einen symmetrischen Spannungseinbruch nach, auf den der MMC einmal mit einer schnellen und einmal mit einer langsamen Stromregelung reagieren soll (vgl. Tab. A.4: klassische Regelung vs. Zustandsregelung). Anschließend wird ein unsymmetrischer Spannungseinbruch implementiert und die Reaktion des MMC bei hoher und bei reduzierter Vorsteuerung betrachtet.

In Abb. 5.84(a) sind die gemessenen Spannungsverläufe am Punkt C'_{MMC} dargestellt, wenn der 2VSC über die direkte Spannungsregelung (Submodus b) einen entfernten dreipoligen Fehler nachbildet (symmetrischer Spannungseinbruch um 50%). In diesem Fall befindet sich der MMC also genau in der Mitte zwischen Fehlerort und Netzspannung (vgl. Abb. 2.32).

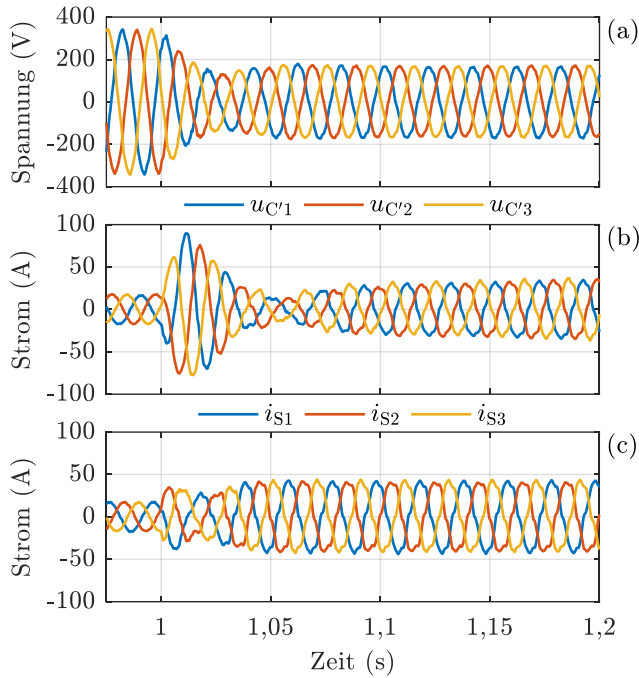


Abb. 5.84: Transientes Verhalten des MMC im PQ -Modus bei einem symmetrischen Spannungseinbruch.

- (a) gemessene Spannungsverläufe
- (b) gemessene Stromverläufe mit langsamer Stromregelung
- (c) gemessene Stromverläufe mit schneller Stromregelung

Der MMC wird nach Abb. 5.27 geregelt (konstante Mitsystemwirkleistung und Blindleistungsvorgabe gemäß (5.118); $X_{vA}^+ = -3,8\Omega$). Der Vergleich der langsamen Stromregelung in Abb. 5.84(b) mit den Stromverläufen der schnellen Stromregelung in Abb. 5.84(c) zeigt deutlich ein unterschiedliches transientes Verhalten: Während bei der schnellen Stromregelung keine transiente Stromüberhöhung auftritt und das System bereits nach ca. 40 ms in den stationären Zustand übergeht, gibt es bei der langsamen Stromregelung hohe transiente Überströme und der stationäre Zustand wird erst nach mehreren 100 ms erreicht. Ein VSC liefert also inhärent einen Beitrag zum Kurzschlussstrom, sofern dies nicht durch eine schnelle Regelung unterbunden wird.

In Abb. 5.85(a) sind die gemessenen Spannungsverläufe des MMC dargestellt, wenn der 2VSC durch entsprechende Regelung seiner Mit- und Gegensystemspannungen (Submodus b) einen entfernten zweipoligen Fehler zwischen den Leitern 1 und 2 nachbildet (vgl. Abb. 2.32). Der MMC wird wiederum nach Abb. 5.27 und mit einer konstanten Mitsystemwirkleistung geregelt. Die Blindleistung im Gegensystem berechnet sich nach (5.115) mit $X_{vA}^- = -1,9\Omega$, die Blindleistung im Mitsystem ist null.

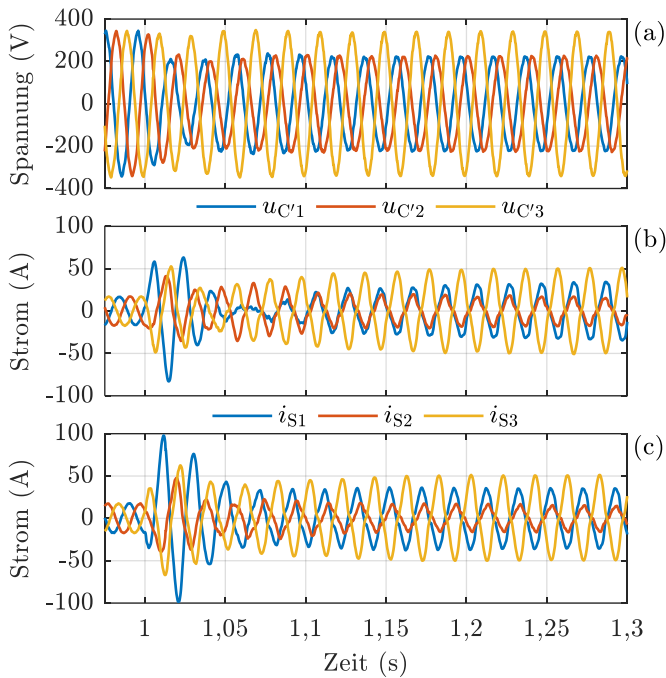


Abb. 5.85: Transientes Verhalten des MMC im PQ -Modus bei einem unsymmetrischen Spannungseinbruch und unterschiedlicher Vorsteuerung (Störgrößenkompensation).

- (a) gemessene Spannungsverläufe
- (b) gemessene Stromverläufe mit $V_{zu} = 1$
- (c) gemessene Stromverläufe mit $V_{zu} = 0,7$

Der Vergleich der Stromverläufe in (b) ($V_{zu} = 1$) mit den Stromverläufen in (c) ($V_{zu} = 0,7$) zeigt die Auswirkung der Vorsteuerung/Störgrößenkompensation auf das transiente Verhalten (vgl. Abb. 5.19 und Abb. 5.23). Bei einer niedrigeren Vorsteuerung nimmt die transiente Stromüberhöhung, also der transiente Kurzschlussstrom, zu.

5.7.7 Stationäres Verhalten eines VSC im Fehlerfall

Nun wird für die gleichen Spannungsverläufe wie im Unterabschnitt zuvor das stationäre Verhalten untersucht. Der Fokus liegt auf der FRT-Fähigkeit und den stationären Ersatzschaltbildern aus Abb. 5.59, wobei sowohl netzfolgende als auch netzbildende Regelungen betrachtet werden.

Phasenstrombegrenzung bei netzfolgenden Regelungen

Für die netzfolgenden Regelungen wird die Phasenstrombegrenzung aus Unterabschnitt 5.4.1.4 verwendet, mit der auch bei unsymmetrischen Spannungs- und Stromverläufen die Einhaltung maximaler Phasenströme sichergestellt werden kann.

Das Prinzip wird nun anhand des unsymmetrischen Spannungsverlaufs aus Abb. 5.85(a) illustriert, kommt aber anschließend auch beim symmetrischen Spannungseinbruch zum Einsatz.

Hierzu wird der MMC im PQ -Modus mit konstantem Wirkleistungswert P_C^{**} betrieben. Der Blindleistungswert Q_C^{**} entspricht dem maximal möglichen Wert $Q_{C\max} = Q_C^+ + Q_C^-$, der sich unter Einhaltung einer Phasenstrombegrenzung von $\hat{I}_{S\max} = 70 \text{ A}$ aus (5.107) berechnen lässt. Der Faktor k_2 wird im Intervall $t = [1 \text{ s}; 9 \text{ s}]$ linear von 1 auf 0 reduziert, d. h. die Blindleistung wird zunächst nur im Mitsystem, am Ende nur im Gegensystem eingespeist.

Abb. 5.86 zeigt die resultierenden Wirk- und Blindleistungsverläufe für zwei verschiedene Werte von P_C^{**} . Je höher die vorgegebene Wirkleistung, desto geringer ist demnach die maximal mögliche Blindleistung Q_C^+ bzw. Q_C^- . Da die Spannung im Mitsystem, wie bei einem entfernten zweipoligen Fehler (vgl. Abb. 2.32) üblich, größer ist als im Gegensystem, ist auch die übertragbare Blindleistung im Mitsystem höher als im Gegensystem.

Für $P_C^{**} = 5 \text{ kW}$ sind die zugehörigen Stromverläufe in Abb. 5.87 dargestellt. Solange nur im Mitsystem eingespeist wird ($t < 1 \text{ s}$), sind die Ströme symmetrisch. Danach wird Blindleistung sowohl im Mit- als auch im Gegensystem übertragen und die Ströme werden unsymmetrisch. Ab $t = 9 \text{ s}$ teilt sich der Strom auf Mitsystem (Wirkstrom) und Gegensystem (Blindstrom) auf und bleibt deshalb unsymmetrisch.

Die Stromgrenzen werden sowohl im symmetrischen als auch im unsymmetrischen Fall in jeder Phase eingehalten. Lediglich bei der dynamischen Änderung von k_2 sind in Abb. 5.87 leichte Abweichungen von $\hat{I}_{S\max}$ zu erkennen, die auf Ungenauigkeiten in der DDSRF-Berechnung und die langsame (klassische) Stromregelung zurückzuführen sind.

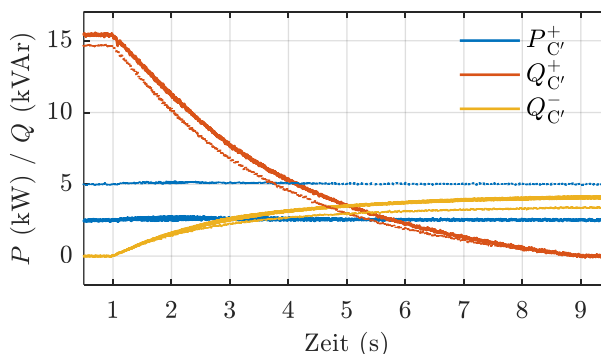


Abb. 5.86: Wirk- und maximal mögliche Blindleistung des MMC bei $P_C^{**} = 2,5 \text{ kW}$ und $P_C^{**} = 5 \text{ kW}$ für die Einhaltung eines maximalen Phasenstroms von $\hat{I}_{S\max} = 70 \text{ A}$; k_2 wird im Intervall $t = [1 \text{ s}; 9 \text{ s}]$ linear von 1 auf 0 reduziert.

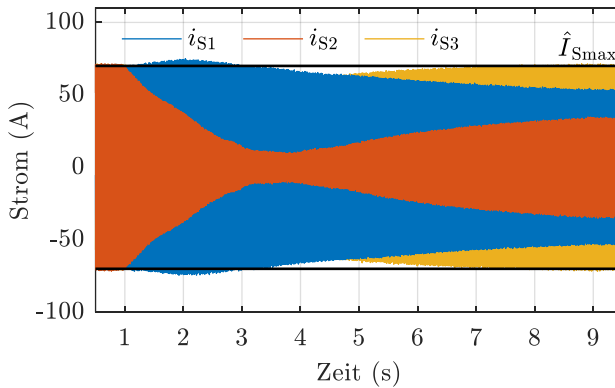


Abb. 5.87: Stromverläufe des MMC, wenn k_2 im Intervall $t = [1\text{s}; 9\text{s}]$ linear von 1 auf 0 reduziert wird ($Q_{C\max}$ und $P_C^+ = 5\text{kW}$).

Abb. 5.88 zeigt die Amplituden der Mit- und Gegensystemspannungen, wenn die Blindleistung gemäß Abb. 5.86 vom Mit- auf das Gegensystem übergeht. Demnach fällt mit sinkender Blindleistung Q_C^+ auch die Spannung im Mitsystem. Umgekehrt sinkt die Spannung im Gegensystem mit steigender Blindleistung Q_C^- . Es lässt sich also festhalten:

- Eine positive Blindleistung im Mitsystem erhöht die Spannung im Mitsystem.
- Eine positive Blindleistung im Gegensystem senkt die Spannung im Gegensystem, wirkt also symmetrierend.

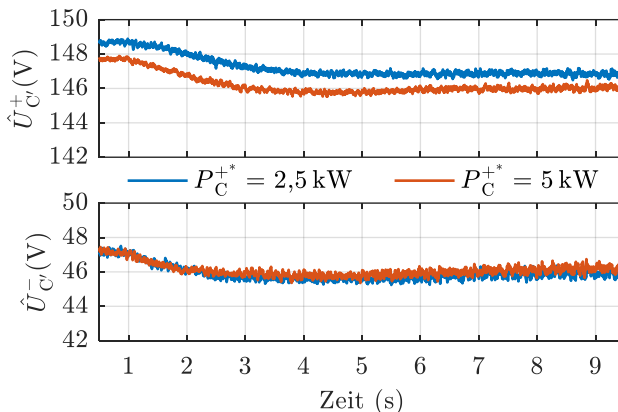


Abb. 5.88: Amplitude der Mit- und Gegensystemspannung des MMC, wenn k_2 im Intervall $t = [1\text{s}; 9\text{s}]$ linear von 1 auf 0 reduziert wird.

Analog zur Phasenstrombegrenzung bei den verschiedenen P_C^+ - Q_C^+ - Q_C^- - Kombinationen in Abb. 5.86 können auch beliebige virtuelle Admittanzen in Mit- und Gegensystem implementiert werden (vgl. (5.115) und (5.118)), wobei dann basierend auf (5.107) ggf. die Wirkleistung limitiert werden muss, wie im nächsten Unterabschnitt gezeigt wird.

Symmetrischer Fehler

Nun wird der symmetrische Spannungseinbruch aus Abb. 5.84(a) wieder aufgegriffen. Der MMC arbeitet zunächst im PQ -Modus mit FRT-Regelung und virtueller Admittanz gemäß Abb. 5.27 und (5.118). Abb. 5.89 zeigt die resultierenden Verläufe von Spannung, Wirk- und Blindleistung und Strom für drei verschiedene virtuelle Admittanzen.

Für den Fall $X_{vA}^+ = \infty$ bleibt die Blindleistung während des Fehlers unverändert null; durch eine Verdopplung des Stromes wird die Wirkleistung konstant gehalten.

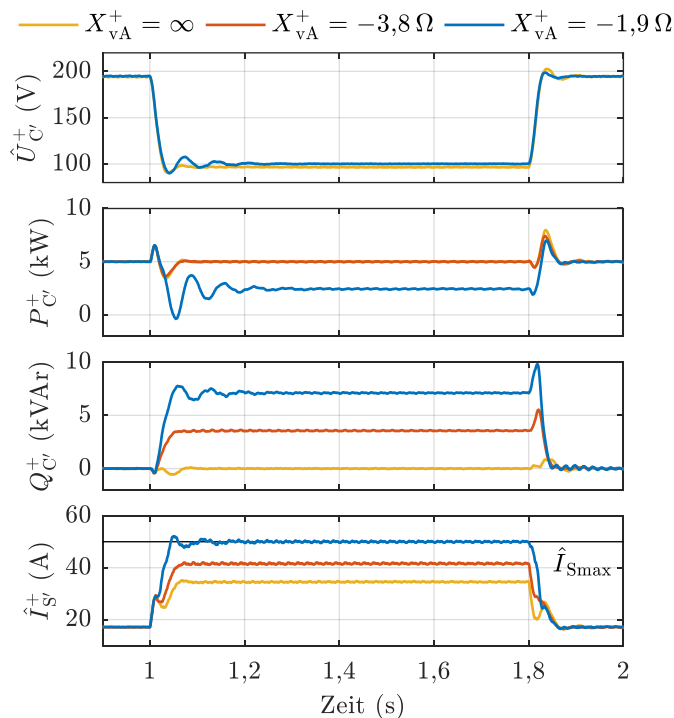


Abb. 5.89: Spannungs-, Wirk-, Blindleistungs- und Stromverläufe des MMC im PQ -Modus für drei verschiedene virtuelle Admittanzen bei einem symmetrischen Spannungseinbruch.

Gibt man der Regelung eine virtuelle Admittanz (Kapazität) von $X_{vA}^+ = -3,8 \Omega$ vor, erhöht sich die Blindleistung während des Fehlers gemäß (5.118):

$$Q_C^{+*} = -\frac{3}{2} \hat{U}_C^+ \frac{\hat{U}_{C0}^+ - \hat{U}_C^+}{X_{vA}^+} = -\frac{3}{2} \cdot 0,5 \cdot 190 \text{ V} \frac{190 \text{ V} - 0,5 \cdot 190 \text{ V}}{-3,8 \Omega} = 3,6 \text{ kVAr} \quad (5.209)$$

Die Wirkleistung bleibt konstant.

Halbiert man dagegen die virtuelle Admittanz auf $X_{vA}^+ = -1,9 \Omega$, verdoppelt sich die Sollblindleistung auf $Q_C^{+*} = 7,2 \text{ kVAr}$. Um die maximale Stromgrenze von $\hat{I}_{S\max} = 50 \text{ A}$ nicht zu überschreiten, muss allerdings die Wirkleistung nun durch die FRT-Regelung auf $P_{C\max}$ begrenzt werden.

Wie an den Spannungsverläufen im obersten Diagramm von Abb. 5.89 zu erkennen ist, trägt die positive Blindleistung (negative virtuelle Admittanz) zur Spannungsstützung während des Fehlers bei, denn die blaue Spannung ist leicht höher als die gelbe.

Nun werden diese Verläufe mit dem netzbildenden $f(P)U(Q)$ -Regelungsmodus verglichen. Der MMC arbeitet im Submodus II-a mit den FRT-Funktionen aus Unterabschnitt 5.4.4.4, wie an den Verläufen in Abb. 5.90 zu erkennen ist. Der Wirkleistungsarbeitspunkt P_{C0}^+ wird während des Fehlers gemäß (5.172) spannungsabhängig

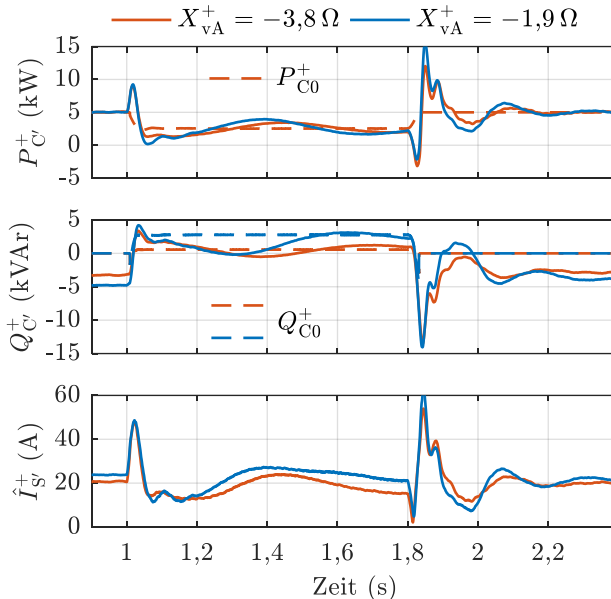


Abb. 5.90: Wirk-, Blindleistungs- und Stromverläufe des MMC im $f(P)U(Q)$ -Modus (Submodus II-a) für zwei verschiedene virtuelle Admittanzen bei einem symmetrischen Spannungseinbruch analog Abb. 5.89.

reduziert, der Spannungsarbeitspunkt gemäß (5.173) angepasst und der Blindleistungsarbeitspunkt Q_{C0}^+ basierend auf (5.118) so adaptiert, dass die Differenz zur Vorfehlerblindleistung den obigen Werten von 3,6 kVAr bzw. 7,2 kVAr entspricht. Die Blindleistungen sollen also um den gleichen Wert wie in Abb. 5.89 ansteigen.

Beim Vergleich mit dem PQ -Modus zeigt sich, dass die FRT-Funktionen zwar geeignet sind, um den Betrieb des netzbildenden VSC auch während eines Fehlers zu gewährleisten und Überströme zu vermeiden, dass allerdings die Regelungsdynamik schlechter ist. So werden z.B. die Blindleistungsarbeitspunkte erst mit deutlicher Verzögerung erreicht, da die transiente virtuelle Impedanz so lange wirksam ist, bis sich die Ströme in einem eingeschwungenen Zustand befinden.

Unsymmetrischer Fehler

Nun werden verschiedene Regelungen und Ersatzschaltbilder des VSC für den zweipoligen Fehler aus Abb. 5.85(a) betrachtet. Unter Berücksichtigung der Phasendrehung des Transformators ergeben diese Spannungsverläufe auf der Sekundärseite den Raumzeigerverlauf aus Abb. 5.91(a). Die blaue Kurve entspricht dem Verlauf vor dem Eintritt der Unsymmetrie, die rote danach. Die Ellipsenform entsteht durch Addition der gegensätzlich rotierenden Zeiger \hat{U}_C^+ und \hat{U}_C^- , wie für einen beispielhaften Zeitpunkt anhand der gestrichelten Zeiger angedeutet ist.

Abb. 5.91(b) zeigt den Stromraumzeiger, wenn basierend auf (5.115) und Abb. 5.27 eine virtuelle Admittanz (Induktivität) von $X_{vA}^- = -3,8\Omega$ implementiert wird, was sich anhand der Spannungs- und Stromzeiger des Gegensystems verifizieren lässt:

$$\underline{Z}_{vA}^- = -\frac{\hat{U}_C^-}{\hat{I}_S} \approx -\frac{50 \text{ Ve}^{j\pi}}{13 \text{ Ae}^{j\pi/2}} = -j3,8\Omega = jX_{vA}^- \quad (5.210)$$

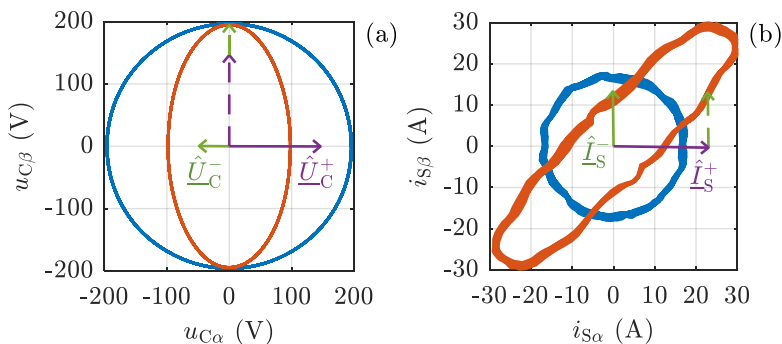


Abb. 5.91: Spannungs- und Stromraumzeiger des MMC im symmetrischen Betrieb (blau) und während eines nachgebildeten zweipoligen Fehlers (rot) mit $R_{vA}^- = \infty$ und $X_{vA}^- = -3,8\Omega$; primärseitige Spannungen s. Abb. 5.85(a).

Während der Gegensystemstrom senkrecht zur Gegensystemspannung steht (reine Blindleistung), wird der Mitsystemstrom in Phase zur Mitsystemspannung geregelt (reine Wirkleistung). Im Vergleich zur blauen Kurve erhöht sich der Mitsystemstrom, um die Wirkleistung trotz gesunkener Mitsystemspannung konstant zu halten.

Anhand des Stromraumzeigers und der Stromverläufe in Abb. 5.85 kann außerdem die Rücktransformationsgleichung aus (5.17) nachvollzogen werden. Der kleinste Strom fließt demnach in Phase 2 (Projektion des Raumzeigers auf eine um $2\pi/3$ der α -Achse vorauseilende Achse), der größte Strom in Phase 3 (Projektion auf eine um $2\pi/3$ der α -Achse nacheilende Achse).

Eine andere Darstellungsmöglichkeit basierend auf den Wirk- und Blindströmen zeigt Abb. 5.92. Neben der bereits betrachteten virtuellen Induktivität $X_{vA}^- = -3,8\Omega$ sind darin drei weitere stationäre Ersatzschaltbilder des Gegensystems modelliert: eine um den Faktor drei geringere Induktivität $X_{vA}^- = -1,3\Omega$, ein Leerlauf mit $R_{vA}^- = X_{vA}^- = \infty$ und eine ohmsch-kapazitive virtuelle Admittanz mit $R_{vA}^- = 3,2\Omega$ und $X_{vA}^- = 3,6\Omega$. Der Blindstrom für $X_{vA}^- = -1,3\Omega$ ist folglich dreimal so groß wie der für $X_{vA}^- = -3,8\Omega$, während der für $X_{vA}^- = 3,6\Omega$ ein umgekehrtes Vorzeichen besitzt. Wie in Unterabschnitt 5.5.2 erläutert, kann also mit Hilfe der virtuellen Admittanzen das Verhalten des Netzes bei unsymmetrischen Fehlern auf unterschiedliche Weise und je nach Anforderung beeinflusst werden.

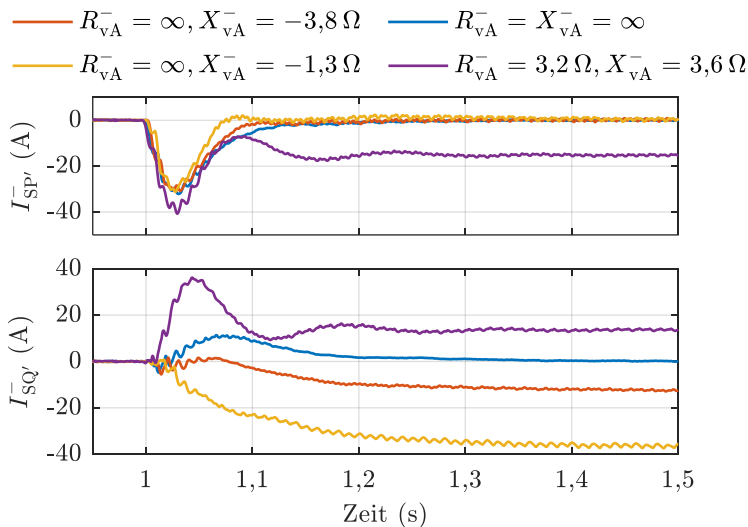


Abb. 5.92: Wirk- und Blindströme des MMC im Gegensystem bei einem unsymmetrischen Spannungseinbruch und verschiedenen virtuellen Admittanzen (induktiv, Leerlauf, ohmsch-kapazitiv); zugehöriger Spannungsraumzeiger s. Abb. 5.91(a).

Abschließend zeigt Abb. 5.93 den Vergleich der Mit- und Gegensystemströme bei unterschiedlichen Regelungsmodi im Mitsystem (netzfolgend und netzbildend); im Gegensystem ist basierend auf (5.115) bzw. (5.99) eine virtuelle Admittanz mit $R_{vA}^- = \infty$ und $X_{vA}^- = -1,3\Omega$ implementiert.

Während sich die Mitsystemströme aufgrund der unterschiedlichen Regelungsmodi leicht unterscheiden, sind die Gegensystemströme nahezu identisch, d. h. der Regelungsmodus im Mitsystem hat keinen Einfluss auf die Regelung des Gegensystems. Ein VSC kann also beispielsweise als Spannungsquelle im Mitsystem und gleichzeitig als Stromquelle oder passive Admittanz im Gegensystem wirken.

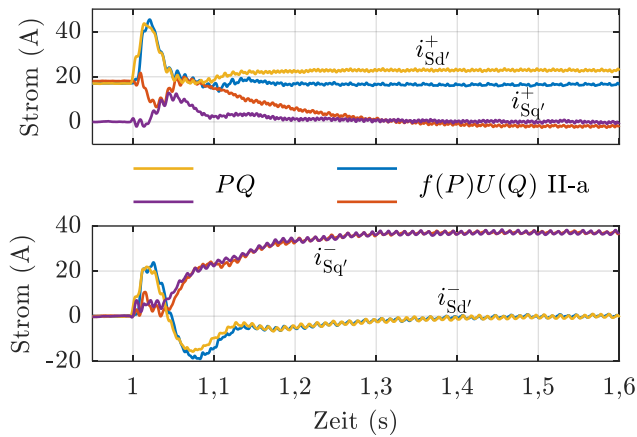


Abb. 5.93: Mit- und Gegensystemströme des MMC bei einem unsymmetrischen Spannungseinbruch, virtueller Admittanz im Gegensystem ($R_{vA}^- = \infty$ und $X_{vA}^- = -1,3\Omega$) und unterschiedlichen Regelungsmodi im Mitsystem: PQ (netzfolgend) und $f(P)U(Q)$ II-a (netzbildend); zugehöriger Spannungsraumzeiger s. Abb. 5.91(a).

5.8 Zusammenfassung

In diesem Kapitel wurden verschiedene Regelungsmöglichkeiten für einen VSC vorgestellt, mit den Eigenschaften eines Synchrongenerators verglichen und an einem Versuchsaufbau untersucht, wobei insbesondere die Netzdienlichkeit, d. h. die Auswirkungen auf und die Anwendungen für den Netzbetrieb, betrachtet wurde. Die Analysen gelten für einen VSC im Allgemeinen, aber insbesondere auch für den Netz-VSC eines SrPP.

Zentraler Bestandteil ist die Übersicht über die VSC-Regelungen in Abb. 5.17, in der vier verschiedene Klassifizierungsmerkmale vereint wurden, darunter das Betriebsverhalten eines VSC (netzfolgend, netzbildend, netzstützend) und die sechs verschiedenen Regelungsmodi PQ , u_f , $P(f)Q(U)$, $P(\dot{f})Q(U)$, $f(P)U(Q)$ und $\dot{f}(P)U(Q)$ inklusive ihrer jeweiligen Submodi.

Durch diese Regelungsvielfalt verlieren einige traditionelle Gesetzmäßigkeiten der elektrischen Energieversorgung ihre Bedeutung, während neue Betriebsweisen ermöglicht werden. Dazu zählt beispielsweise das Gegensystem, das bei Synchrongeneratoren prinzipbedingt quellenfrei (vgl. Abb. 2.17 und Abb. 2.26), bei Stromrichtern dagegen flexibel einstellbar ist und, wie in Abb. 5.59 dargestellt, entweder aktiv als Strom- oder Spannungsquelle oder passiv als virtuelle Admittanz wirken kann (vgl. Abb. 5.92), wodurch z. B. die Berechnung von Fehlernetzwerken wie in Abb. 2.32 erleichtert wird. Durch die verschiedenen Admittanzen kann außerdem gezielt auf das Fehlerverhalten Einfluss genommen werden – von der Erhöhung oder Erniedrigung des Kurzschlussstromes bis hin zu neuen und innovativen Betriebsweisen wie einem kompensierten Gegensystem (vgl. Unterabschnitt 5.5.2).

Die Flexibilität hinsichtlich Stromquellen-, Spannungsquellen- oder passivem Verhalten, die, wie in Abb. 5.89 und Abb. 5.90 gezeigt, auch für das Mitsystem gilt, betrifft das stationäre Verhalten des VSC und ist wie bei einem Synchrongenerator vom transienten Verhalten zu unterscheiden (vgl. Abb. 2.17, Abb. 5.59, Abb. 5.84 und Abb. 5.85). Die stationären Ersatzschaltbilder sind flexibel kombinierbar (s. Abb. 5.93), d. h. man kann verschiedene Regelungsmodi und damit ein unterschiedliches Betriebsverhalten im Mit- und Gegensystem implementieren.

Aus der guten Regelbarkeit des VSC ergibt sich eine weitere Veränderung im Vergleich zum Synchrongenerator: Passive Stabilitätsanalysen wie der Flächensatz zur Untersuchung der Polradwinkelstabilität sind obsolet (vgl. Unterabschnitte 2.3.3.3 und 5.5.1); an ihre Stelle treten aktive FRT-Regelungen. So ist zwar die Winkelstabilität bei den netzbildenden Regelungsmodi weiterhin zu berücksichtigen, sie kann aber durch eine entsprechende Anpassung des Wirkleistungsarbeitspunktes, z. B. gemäß (5.172), sichergestellt werden (vgl. Abb. 5.70). Für die Einhaltung von Stromgrenzen ist außerdem je nach Submodus eine Arbeitspunktanpassung der Spannung,

z. B. gemäß (5.173), erforderlich (vgl. Abb. 5.67), während bei den netzfolgenden Regelungen eine Phasenstrombegrenzung durch entsprechende Sollwertlimitierung realisiert werden kann (s. Abb. 5.27, Abb. 5.87 und Abb. 5.89).

Da für die Netzdienlichkeit nicht nur die FRT-Fähigkeit und die flexible Regelung von Mit- und Gegensystem, sondern auch Schwarzstartfähigkeit oder die Bereitstellung von Momentanreserve eine wichtige Rolle spielen, wurden die hierfür benötigten netzbildenden Regelungsmodi und deren Submodi vertieft betrachtet. Die einzelnen Submodi unterscheiden sich in der Dynamik (s. z. B. direkte Leistungsregelung I-d in Abb. 5.64), aber insbesondere auch hinsichtlich des Spannungsverhaltens. Aus Gründen der Netzdienlichkeit sind deshalb die Submodi II (transiente virtuelle Impedanz) und IV (stationäre virtuelle Impedanz mit ΔU -Kompensation) zu präferieren, da diese eine Spannungshaltung am Anschlusspunkt, z. B. über eine $U(Q)$ -Statik, ermöglichen. Die anderen Submodi (stationäre virtuelle Impedanz III und direkte Leistungsregelung I-d) weisen dagegen einen unerwünschten Spannungsabfall an der virtuellen Impedanz bzw. an der Filterimpedanz auf (vgl. Unterabschnitt 5.7.1).

Darüber hinaus wurde das Frequenzverhalten des elektrischen Netzes beim Übergang von einem generator- zu einem stromrichterdominierten Netz betrachtet. Gemäß Abb. 5.80 werden die dynamischen Frequenzabweichungen nach einer Störung mit sinkendem Anteil an Synchrongeneratoren nicht wie in Abb. 2.31 größer, sondern sogar kleiner, d. h. das Frequenzverhalten verbessert sich, wenn die VSCs netzstützend betrieben werden. Hierfür kann entweder der $f(P)U(Q)$ -Modus (netzbildend) oder der $P(f)Q(U)$ -Modus (netzfolgend) eingesetzt werden, bei dem allerdings die Einschränkungen der PLL aus Unterabschnitt 5.7.4, wie z. B. eine verzögerte oder gar fehlerhafte Frequenzmessung, zu beachten sind.

Will man auch auf die steigenden Frequenzgradienten, die sich bei einem sinkenden Anteil an Synchrongeneratoren und der damit reduzierten Schwungmasse ergeben, Einfluss nehmen, müssen die VSCs im $\dot{f}(P)U(Q)$ -Modus, d. h. mit virtueller Trägheit, betrieben werden. Diese sollte so eingestellt werden, dass sich ein möglichst kohärentes Verhalten mit den verbliebenen Generatoren und den anderen netzbildenden VSCs ergibt (vgl. Abb. 5.82 und Abb. 5.83). Zwar stellt der $f(P)U(Q)$ -Modus auch Momentanreserve zur Verfügung, doch durch die schnelle Frequenzänderung nach einer Störung wird ein Teil dieser Leistung wieder direkt an andere Komponenten (z. B. die verbliebenen Generatoren) übergeben, so dass deren Frequenz stärker einbricht als mit virtueller Trägheit des VSC (s. Abb. 5.83). Folglich lassen sich mit dem $f(P)U(Q)$ -Modus die Frequenzgradienten des Netzes nur bedingt beeinflussen.

Bei einem rein stromrichtergespeisten Netz mit netzbildenden VSCs im Parallelbetrieb ergeben sich Frequenzverläufe wie in Abb. 5.71 bis Abb. 5.74. Ohne virtuelle Trägheiten liegt ein stabiles System erster Ordnung vor, allerdings mit hohen

Frequenzgradienten. Diese lassen sich durch virtuelle Trägheiten reduzieren, wobei aber ein Augenmerk auf Leistungspendelungen und die Winkelstabilität der VSCs gelegt werden muss.

Das AC-seitige Verhalten der VSCs wurde nun aus verschiedenen Perspektiven beleuchtet, doch gerade für die Wirkleistungsbereitstellung ist auch das DC-seitige Verhalten und das der dort angeschlossenen Komponenten von Bedeutung, wie auch schon an den Erläuterungen zur Momentanreserve in Unterabschnitt 5.7.3 ersichtlich wurde. Bei einem SrPP besteht die DC-Seite aus mehreren Stromerzeugungsanlagen und Energiespeichern, die entsprechend geregelt und ausgelegt sein müssen. Diese Aspekte sind Gegenstand des nächsten Kapitels.

6 Das interne SrPP-Netz: Auslegung und Betrieb der Energiespeicher

Während im vorhergehenden Kapitel der Netz-VSC als Schnittstelle des SrPP zum öffentlichen Stromnetz behandelt wurde, wird nun das interne Verhalten des SrPP betrachtet. Wie in Unterabschnitt 3.3.2 bereits vorgestellt, erfolgt die interne Regelung kommunikationslos über Gleichspannungsstatiken der Energiespeicher. In Abschnitt 6.1 wird diese Regelung insbesondere hinsichtlich ihres dynamischen Verhaltens untersucht, wozu die SrPP-Nachbildung aus Abb. 4.6 dient. Die Speicherauslegung sowie das Langzeitverhalten der Energiespeicher und des SrPP sind Gegenstand von Abschnitt 6.2.

6.1 SrPP-Nachbildung am Versuchsaufbau

Die Laborkonfiguration 4 aus Abb. 4.6 entspricht einem DC-SrPP mit einer nicht-konventionellen Stromerzeugungsanlage (2VSC), zwei Energiespeichern (Bat1 und Bat2) und dem MMC als Netz-VSC. Der 2VSC wird im PQ -Modus betrieben, so dass eine beliebige Einspeiseleistung für die nicht-konventionelle Stromerzeugungsanlage vorgegeben werden kann.

Anhand dieser Labornachbildung werden im Folgenden verschiedene Aspekte eines DC-SrPP analysiert. Zunächst illustriert ein Anwendungsbeispiel dessen prinzipielle Funktionsweise. Danach folgen Untersuchungen zum Spannungstotband und zum Verhalten des SrPP bei Blackout und Netzwiederaufbau, wobei der MMC mit integrierten Batteriespeichern als Netz-VSC eine Besonderheit darstellt. Die Eigenschaften, die sich hieraus ergeben, werden im folgenden Unterabschnitt erläutert.

6.1.1 Der MMC mit integrierten Batteriespeichern als Netz-VSC

Durch den Anschluss von Bat1 an die internen Submodule wird dem MMC eine Doppelfunktion innerhalb des SrPP zuteil. Zum einen stellt er als Netz-VSC die Schnittstelle zum öffentlichen Stromnetz dar und wird im Folgenden als netzbildend mit Submodus II-a betrieben. Zum anderen tragen die Batterien $Bat1 \times 3\varphi$ durch Statikregelung der DC-Spannung zur Sicherstellung des Leistungsgleichgewichts im DC-Netz bei.

Zur regelungstechnischen Realisierung bedient man sich der Struktur aus Abb. 5.63. Der DC-Strom wird mit (5.201) vorgesteuert, wobei sich die Leistung p_{Bat1} aus den Leistungen $p_{Bat1 \times 3\varphi}$ der Einzelbatterien ergibt, welche sich wiederum aus den jeweiligen Statikkennlinien $x3\varphi$ berechnen. Das DC-SrPP aus Abb. 4.6 besteht somit prinzipiell aus neun Speichern mit neun verschiedenen Statikeinstellungen.

Der DC-Strom, der sich indirekt über die Energieregulation einstellt, dient neben der Leistungsübertragung vom DC-Netz ins AC-Netz auch dem Laden der Batterie Bat1. Bei einem Leistungsüberschuss im DC-Netz ist i_d entsprechend groß, bei einem Leistungsdefizit dagegen klein, weil ein Teil der benötigten AC-Leistung P_C^+ dann innerhalb des MMC direkt von Bat1 zur Verfügung gestellt wird.

Ein solcher Speicher innerhalb des Netz-VSC kann außerdem dazu verwendet werden, Momentanreserve ohne Beteiligung des DC-Netzes zur Verfügung zu stellen. Dazu muss lediglich die Batterieleistung p_{Bat1} bei einer Veränderung von P_C^+ dynamisch angepasst werden, indem man z. B. die Statiksollwerte (3.2) bzw. (3.3) durch einen entsprechenden Offset erhöht oder reduziert. Wie in Unterabschnitt 5.7.3 erläutert, können dadurch die Dynamikanforderungen der Momentanreserve leichter erfüllt werden als mit den Spannungsstatiken innerhalb des DC-SrPP.

Ein weiterer Vorteil des MMC ist die Entkopplung von AC- und DC-Seite, da Unsymmetrien, z. B. bei unsymmetrischen Fehlern im öffentlichen Stromnetz, bereits innerhalb des MMC kompensiert werden können und sich somit nicht auf die DC-Seite und die interne SrPP-Regelung auswirken (vgl. Abb. 5.63). Bei einem herkömmlichen VSC übertragen sich dagegen die Oszillationen, die bei Unsymmetrien gemäß (5.63) in der Momentanleistung auftreten, direkt auf die DC-Seite und die DC-Spannung. Da die Energiespeicher des SrPP auf diese Spannung reagieren, ergeben sich folglich auch in deren Leistung Oszillationen.

6.1.2 Anwendungsbeispiel: Verbesserung der Wirkleistungscharakteristik einer PV-Anlage

Nach diesen Vorbemerkungen soll nun die Statikregelung des SrPP an einem Anwendungsbeispiel, der Glättung einer volatilen PV-Einspeisung, untersucht werden. Dazu werden die 15 s-Messwerte einer realen PV-Anlage auf 5 s-Werte interpoliert und dem 2VSC als Wirkleistungssollwerte übergeben. Die Arbeitspunkte P_{C0}^+ des MMC weisen dagegen nur geringe Leistungsänderungen auf, so dass die Wirkleistungscharakteristik der Stromeinspeisung deutlich verbessert wird. Die beiden Batteriespeicher Bat1 und Bat2 werden über Gleichspannungs-Wirkleistungsstatiken gemäß Abb. 3.13 bis Abb. 3.15 geregelt; die relevanten Parameter sind im Anhang in Tab. A.5 aufgeführt.

Abb. 6.1 zeigt die Wirkleistungsverläufe von 2VSC und MMC, die Spannung am BBC und die daraus resultierenden Leistungsverläufe von Bat1 und Bat2 über einen Zeitraum von 4,5 h. Übersteigt die ins DC-Netz eingespeiste Leistung des 2VSC die abgegebene Leistung des MMC, liegt die DC-Spannung oberhalb des Arbeitspunktes $u_{d0} = 600 \text{ V}$ und Bat2 bzw. Bat1 werden geladen ($P_{\text{Bat2}} < 0$, $P_{\text{Bat1}} < 0$). Reicht die PV-Leistung nicht aus, um die Wirkleistung des Netz-VSC zu decken, werden die Speicher entladen. Die DC-Spannung liegt dann unterhalb des Arbeitspunktes u_{d0} .

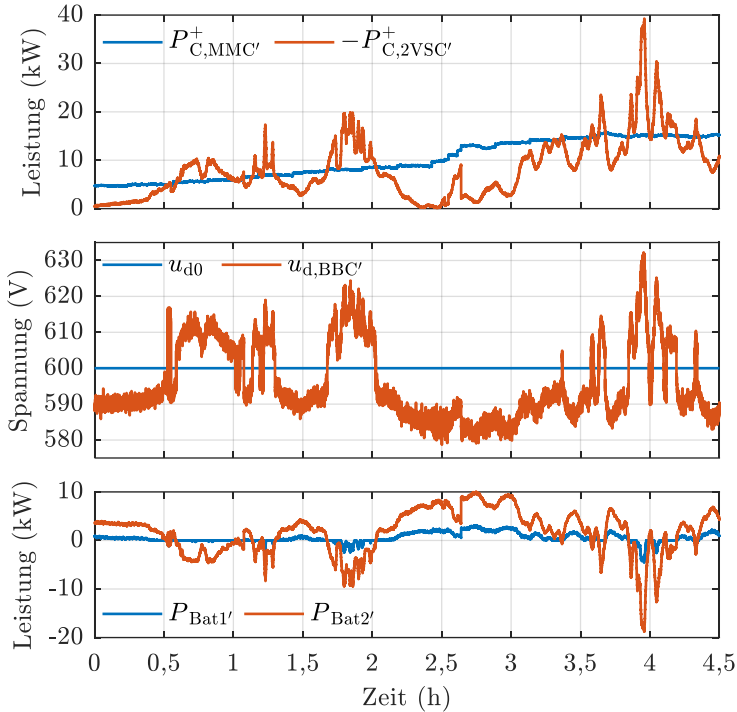


Abb. 6.1: SrPP-interne Regelung: Wirkleistungsverläufe von MMC und 2VSC, Spannungsverlauf am BBC und resultierende Wirkleistungsverläufe von Bat1 und Bat2 (Statikeinstellungen s. Tab. A.5).

Die Leistungsaufteilung zwischen Bat1 und Bat2 ergibt sich aus den Statikparametern in Tab. A.5. Abb. 6.2 zeigt die entsprechenden Zusammenhänge, wenn die Einzelstatiken der Batterien $Bat1 \times 3 \zeta$ zu einer gemeinsamen Statik für Bat1 zusammengefasst werden. Da Bat1 erst ab einer Spannungsabweichung von $\Delta u_d > \Delta u_{1Bat1}$ geladen wird, werden Leistungsüberschüsse bis zu einem Wert von

$$P_1 = k_{1Bat2} (\Delta u_{1Bat1} - \Delta u_{1Bat2}) = 737 \frac{W}{V} (10 V - 5 V) = 3685 W \quad (6.1)$$

allein durch Bat2 kompensiert, wie z. B. im Intervall $t \in [0,6h; 1h]$ zu erkennen ist. Da in diesem Zeitbereich die Einspeisung des 2VSC um weniger als P_1 über der Leistung des MMC liegt, nimmt nur Bat2 die überschüssige Leistung auf, während Bat1 nicht aktiv ist.

Insgesamt ergibt sich durch diese Statikeinstellung für Bat2 (kleines Totband, niedrige Steigung) eine höhere Betriebszeit und Zyklenanzahl als für Bat1; Bat2 agiert somit als Kurzzeitspeicher. Dieser Zusammenhang zwischen Statik und Betriebsverhalten wird in Abschnitt 6.2 genauer betrachtet. Auch die SOC-abhängige Anpassung von Totband und Kennliniensteigung spielt hierbei eine Rolle.

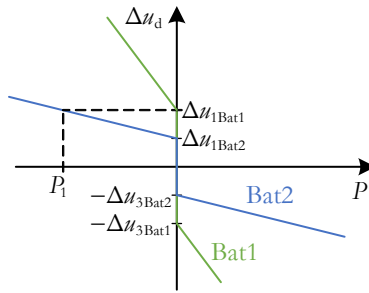


Abb. 6.2: Gleichspannungs-Wirkleistungsstatik von Bat1 und Bat2 basierend auf Tab. A.5.

6.1.3 Auswirkungen des Spannungstotbandes auf das dynamische Verhalten

Wie im vorigen Unterabschnitt bereits angedeutet, ist das Spannungstotband für die Betriebsweise der Energiespeicher in einem SrPP von großer Bedeutung. Doch neben dieser betrieblichen Funktion müssen auch die Auswirkungen auf das dynamische Verhalten berücksichtigt werden. Im Folgenden werden deshalb drei Aspekte näher untersucht: der Übergang vom Entlade- in den Ladebetrieb, das Auftreten von Totbandschwingungen und die SOC -abhängige Änderung des Totbandes gemäß Abb. 3.15.

Übergang vom Entlade- in den Ladebetrieb

In einem SrPP wechseln sich, wie in Abb. 6.1 zu sehen, Phasen des Leistungsüberschusses mit Phasen der Leistungsunterdeckung ab. Beim Übergang zwischen diesen Phasen kommt es aufgrund des Totbandes zu größeren Spannungsveränderungen, wie anhand von Abb. 6.3 zu erkennen ist.

Zum Zeitpunkt $t = 1\text{ s}$ wird die Leistung des 2VSC von -2 kW auf -8 kW erhöht; der Arbeitspunkt des MMC liegt konstant bei $P_{CO}^+ = 5\text{ kW}$. Durch die erhöhte Einspeisung ins DC-Netz steigt die DC-Spannung $u_{d'}$ an, die Leistung $P_{Bat1'}$ sinkt ab und bleibt konstant bei null, solange $u_{d'}$ das Spannungstotband durchquert. Anschließend dreht sich das Vorzeichen von $P_{Bat1'}$ um, die Batterie wird nun geladen und es stellt sich bei $u_{d'} = 610\text{ V}$ ein neues Gleichgewicht ein.

Während dieses Vorgangs bleibt die AC-Leistung P_C^+ unverändert, d.h. eine Leistungsänderung innerhalb des SrPP und der anschließende Einschwingvorgang wirken sich wie gewünscht nicht auf das Einspeiseverhalten des Netz-VSC aus.

Was die DC-Spannung und die Batterieleistung betrifft, so verläuft der Übergang vom Entlade- in den Ladebetrieb insgesamt glatt und ohne große Oszillationen, wohingegen die Spannung $u_{C\geq 0}$ deutlich gestört wird; die Abweichungen vom Sollwert sind sogar höher als für die Bereitstellung der Momentanreserve in Abb. 5.77.

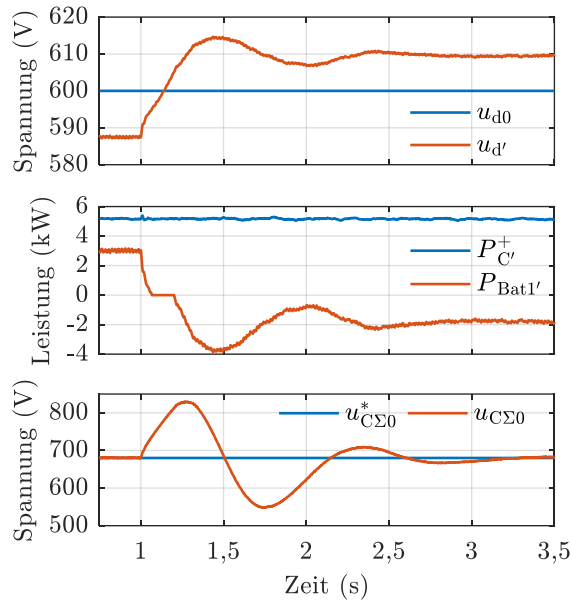


Abb. 6.3: DC-Spannung, AC-seitige Wirkleistung, Batterieleistung und Spannung der Submodulkondensatoren des MMC bei einem Leistungssprung des 2VSC von -2kW auf -8kW zum Zeitpunkt $t = 1$ s (Statikeinstellungen s. Tab. A.6).

Dieses Verhalten lässt sich anhand des Ersatzschaltbildes aus Abb. 5.62(e) erklären, bei dem die DC-Spannung u_d als Störgröße wirkt. Wenn diese beim Übergang vom Entlade- in den Ladebetrieb aufgrund des dazwischenliegenden Totbandes stark zunimmt, steigt der DC-Strom i_d an, dem MMC wird mehr Energie zugeführt und die Kondensatorspannungen der Submodule erhöhen sich ebenfalls, wie am Verlauf der Spannung $u_{C\Sigma 0}$ in Abb. 6.3 zu erkennen ist. Die Oszillationen in den einzelnen Kondensatorspannungen dürfen dabei aber nur so groß sein, dass keine oberen und unteren Spannungsgrenzen verletzt werden.

Basierend auf diesen Überlegungen ergeben sich Einschränkungen für die dynamischen Spannungsänderungen innerhalb des SrPP und damit auch für die maximale Totbandgröße, die Kennliniensteigungen und die maximal möglichen Leistungssprünge und -gradienten.

Totbandschwingung

Nach dem direkten Übergang vom Entlade- in den Ladebetrieb soll nun das Verhalten am Rande des Totbandes betrachtet werden. Dieser Fall tritt dann auf, wenn wie zum Zeitpunkt $t \approx 0,55$ h in Abb. 6.1 die ins DC-Netz eingespeiste und die vom Netz-VSC entnommene Leistung ungefähr gleich groß sind. Dann existiert in Abb. 6.2 kein eindeutiger Spannungsarbeitspunkt, wodurch es zu Totbandschwingungen kommt (vgl. Abb. 6.4).

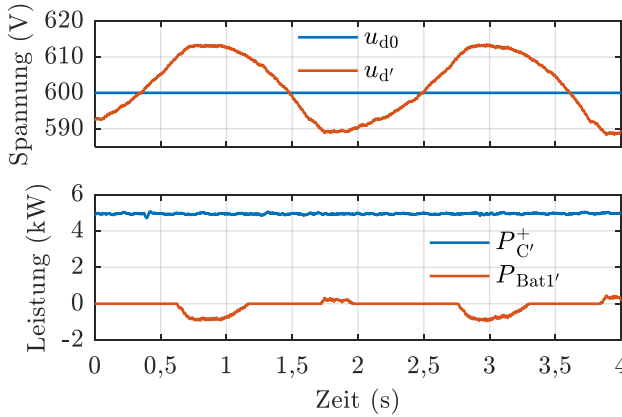


Abb. 6.4: DC-Spannung, AC-seitige Wirkleistung und Batterieleistung des MMC bei einer Totbandschwingung ($P_{C,MMC}^+ \approx -P_{C,2VSC}^+$; Statikeinstellungen s. Tab. A.5).

Die Leistungsaufnahme von Bat1 bei $t \approx 1$ s führt zu einem Leistungsdefizit im DC-Netz und die Spannung $u_{d'}$ sinkt bis zur unteren Totbandgrenze ab. Sobald diese unterschritten ist, speist die Batterie Bat1 kurzzeitig Leistung ein, wodurch sofort ein Leistungsüberschuss entsteht. Daraufhin steigt die Spannung $u_{d'}$ wieder an, bis die obere Totbandgrenze überschritten ist und Bat1 wieder Leistung aufnimmt. Der Vorgang beginnt von neuem, so dass sich das gezeigte oszillierende Verhalten einstellt. Wie am Verlauf von P_C^+ zu erkennen ist, wirken sich diese DC-seitigen Schwingungen aber nicht auf die AC-seitig abgegebene Wirkleistung aus.

Abb. 6.5 zeigt eine Möglichkeit, wie die Totbandschwingung durch eine Totbandhysterese verhindert werden kann. Für den Fall $P^* = 0$ existieren nun definierte Arbeitspunkte, je nachdem ob sich die DC-Spannung aus einem Leistungsüberschuss oder einem Leistungsdefizit dem Totband nähert.

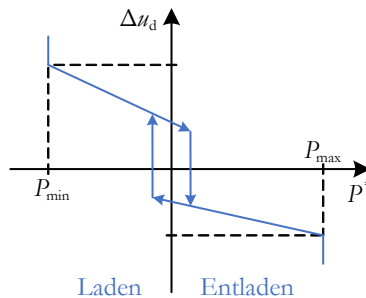


Abb. 6.5: Gleichspannungs-Wirkleistungsstatik mit Totbandhysterese.

SOC-abhängige Totbandänderung

Nun wird die SOC-abhängige Totbandänderung aus Abb. 3.15 betrachtet. Wie in Abb. 6.6 dargestellt, entspricht die plötzliche Erhöhung des Totbandes einem Leistungssprung im DC-Netz, da der betreffende Energiespeicher seine Leistung von P_1 auf P_2 erhöht. Daraufhin entsteht ein Leistungsüberschuss und die DC-Spannung steigt an, bis sich am Punkt 3 ein neuer Gleichgewichtszustand mit $P_3 > P_1$ einstellt. Das Ziel der Totbanderhöhung, einen Teil der Ladeleistung auf andere Speicher zu übertragen, um so den weiteren Anstieg des Ladezustands zu verringern, ist somit erfüllt.

Dies zeigt sich auch an den Messergebnissen in Abb. 6.7, gemäß derer eine Erhöhung des Totbandes von Bat2 zum Zeitpunkt $t = 1\text{ s}$ zu einer Erhöhung von u_d und zu einer erhöhten Ladeleistung von Bat1 führt. Die AC-seitige Leistung P_C^+ wird wiederum von den Vorgängen im DC-Netz nicht beeinflusst.

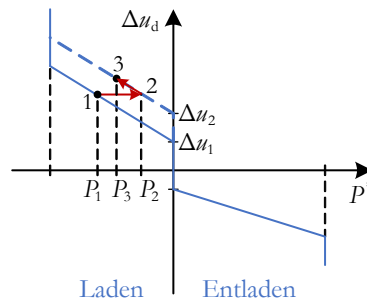


Abb. 6.6: Übergang vom Arbeitspunkt 1 in den Arbeitspunkt 3 bei einer Erhöhung des Totbandes von Δu_1 auf Δu_2 .

6.1.4 Verhalten bei Blackout und Netzwiederaufbau

In diesem Unterabschnitt werden anhand zweier Beispiele die Möglichkeiten eines SrPP bei einem Blackout und beim Netzwiederaufbau aufgezeigt.

Blackout

Zur Nachbildung eines Blackouts wird in Laborkonfiguration 4 (Abb. 4.6) die Verbindung zwischen T1 und Netz durch Öffnen des Schalters S_1 unterbrochen (vgl. Abb. 4.1), was einer Trennung des SrPP vom öffentlichen Stromnetz, z. B. durch die Abschaltung einer oder mehrerer Freileitungen, entspricht.

Da der MMC netzbildend geregelt wird und somit nicht auf die Existenz einer Netzspannung angewiesen ist, kann der Betrieb des SrPP trotz der Netztrennung aufrechterhalten werden. Wie in Abb. 6.8 dargestellt, kommt es zwar nach der Schalteröffnung zum Zeitpunkt $t = 1\text{ s}$ zu kurzzeitigen Spannungssoszillationen am Punkt

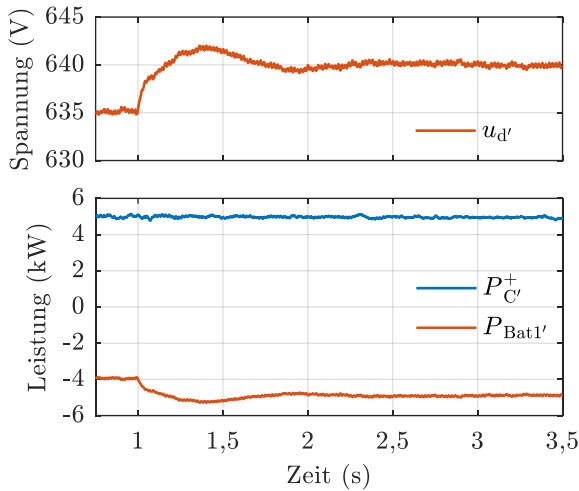


Abb. 6.7: DC-Spannung, AC-seitige Wirkleistung und Batterieleistung des MMC bei einer Totbanderhöhung von Bat2 von Δu_1 auf Δu_2 zum Zeitpunkt $t = 1$ s (Statikeinstellungen s. Tab. A.6).

C'_{MMC} (vgl. Abb. 4.1), danach stellt sich aber wieder eine stationäre Spannung ein. Da nun auf der AC-seite nur noch der Transformator T1 angeschlossen ist, bricht die Wirkleistung P_C^+ nahezu auf null ein. Dadurch kommt es im DC-Netz zu einem Leistungsüberschuss und die Spannung $u_{d'}$ steigt an, bis sich durch die erhöhte Leistungsaufnahme von Bat1 und Bat2 ein neues Gleichgewicht eingestellt hat.

Überträgt man diese Ergebnisse auf ein reales SrPP (z. B. Abb. 2.34), so können die intern angeschlossenen PV- und Windkraftanlagen während eines Blackouts weiter in Betrieb bleiben; die eingespeiste Energie wird zwischengespeichert. Bei einer direkten Netzintegration (NIM1 und NIM2) oder bei einem herkömmlichen Einspeisenetz ohne Entkopplung vom öffentlichen Stromnetz (NIM3) ist dies nicht möglich und die Anlagen müssen abgeschaltet werden.

Netzwiederaufbau

Da das SrPP während eines Blackouts in Betrieb bleiben kann, steht es für einen anschließenden Netzwiederaufbau direkt zur Verfügung. Eine wesentliche Funktionalität hierbei ist nicht nur die Regelung der AC-seitigen Spannung \hat{U}_C^+ (vgl. Abb. 6.8), sondern auch die Flexibilität, je nach Anforderung als Einspeisung oder als Last zu wirken.

Diese Eigenschaft ist in Abb. 6.9 gezeigt, in der der Wirkleistungsarbeitspunkt des MMC von 5 kW auf -2 kW geändert wird, woraufhin Bat1 vom Entlade- in den Ladebetrieb übergeht. Ein solcher Wechsel von Leistungsabgabe zu Leistungsaufnahme kann z. B. dann sehr nützlich sein, wenn während des Netzwiederaufbaus ein

Leistungsüberschuss entsteht, aber andere Kraftwerke ihre Einspeisung nicht beliebig reduzieren können (vgl. Mindestleistung konventioneller Kraftwerke, Unterabschnitt 2.7.2).

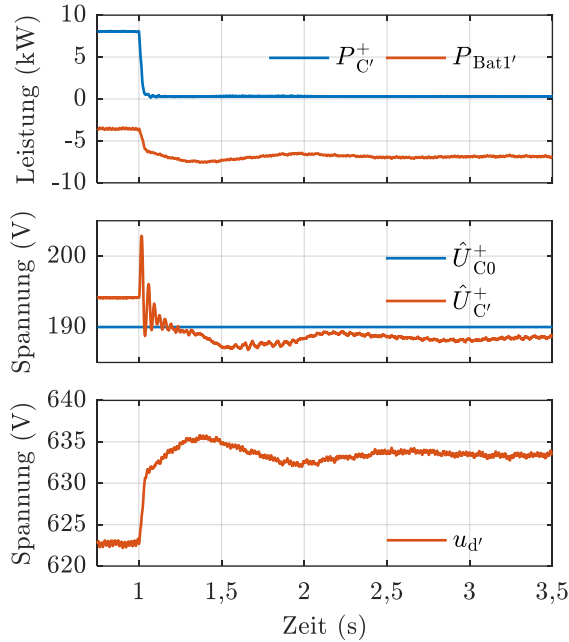


Abb. 6.8: Leistungs- und Spannungsverläufe des MMC nach Öffnen des Schalters S_1 zum Zeitpunkt $t=1$ s ($P_{C,2VSC}^+ = -20$ kW; Statikeinstellungen s. Tab. A.5).

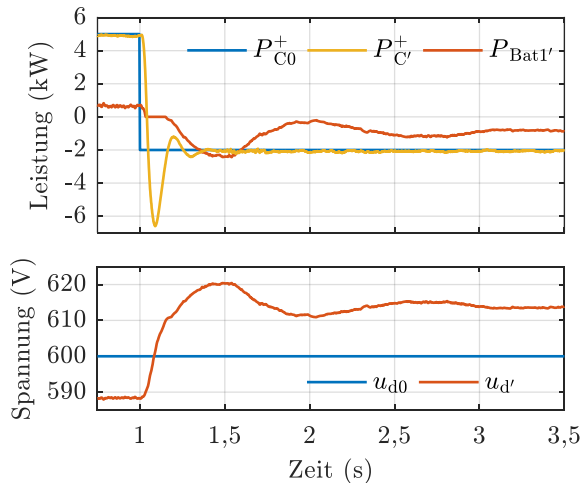


Abb. 6.9: AC-seitige Wirkleistung, Batterieleistung und DC-Spannung des MMC nach einer Änderung des Wirkleistungsarbeitspunktes ($P_{C,2VSC}^+ = -2$ kW; Statikeinstellungen s. Tab. A.5).

Nachdem nun verschiedene Aspekte eines DC-SrPP, insbesondere hinsichtlich des dynamischen Kurzzeitverhaltens, am Laboraufbau untersucht wurden, folgen im nächsten Abschnitt Betrachtungen zur Speicherauslegung und zum Langzeitverhalten.

6.2 Speicherauslegung und Langzeitverhalten

Ausgangspunkt für die weiteren Untersuchungen ist das in Abb. 3.12 eingeführte Leistungsband für die Netzeinspeisung des SrPP. Der nächste Unterabschnitt behandelt die Vorgehensweise zur Bestimmung der Leistungsbandgrenzen P_{SrPPmax} und P_{SrPPmin} sowie die damit einhergehende Auslegung der Energiespeicher. Danach wird der Betrieb des SrPP über den Zeitraum eines Jahres analysiert, wenn die Energiespeicher mit den Statiken aus Unterabschnitt 3.3.2 geregelt werden, bevor abschließend einige Erweiterungsmöglichkeiten und alternative Betriebsweisen vorgestellt werden.

6.2.1 Bestimmung der Leistungsbandgrenzen und Speicherdimensionierung

Durch die Implementierung eines Leistungsbandes erfüllt das SrPP gleichzeitig zwei wesentliche Aspekte der Netzdienlichkeit, nämlich eine gesicherte Mindestleistung und eine begrenzte Maximalleistung.

Die Leistungsbandgrenzen P_{SrPPmax} und P_{SrPPmin} lassen sich aus den Jahresdauerlinien der in einem SrPP angeschlossenen Stromerzeugungsanlagen bestimmen. Abb. 6.10 zeigt die entsprechenden Zusammenhänge für eine beispielhafte SrPP-Konfiguration mit 10 MW installierter PV- und 15 MW installierter Windkraftleistung.

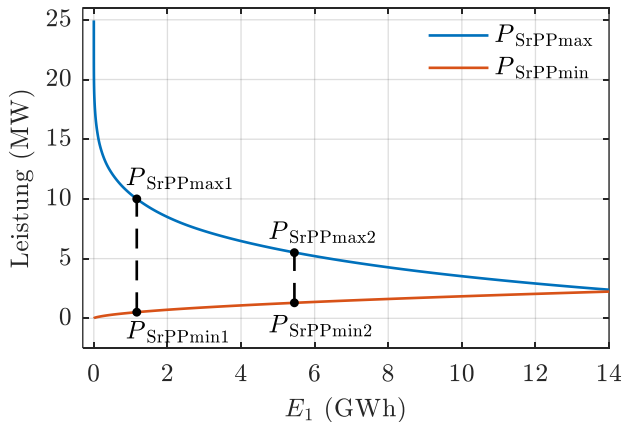


Abb. 6.10: Zusammenhang zwischen der oberen Leistungsbandgrenze P_{SrPPmax} und der unteren Grenze P_{SrPPmin} für eine beispielhafte SrPP-Konfiguration mit 10 MW PV- und 15 MW Windkraftleistung bei Annahme eines Gesamtspeicherwirkungsgrades von $\eta_{\text{ESS}} = 40\%$.

In der blauen Kurve ist die Energiemenge E_1 (vgl. Abb. 3.12) für verschiedene Werte von $P_{\text{SrPP,max}}$ dargestellt. Die rote Kurve erhält man, wenn man unter Annahme eines Gesamtspeicherwirkungsgrades η_{ESS} zunächst die nutzbare Energiemenge

$$E_2 = \eta_{\text{ESS}} E_1 \quad (6.2)$$

ausrechnet und anschließend mit Hilfe der Jahresdauerlinie die damit erzielbare Mindestleistung $P_{\text{SrPP,min}}$ bestimmt (vgl. Abb. 3.12).

In Abb. 6.10 sind zwei mögliche Leistungsbandkonfigurationen dargestellt: Begrenzt man beispielsweise die maximale Leistung des Netz-VSC auf $P_{\text{SrPP,max}1} = 10 \text{ MW}$, reicht die dadurch zwischengespeicherte Energiemenge E_1 für eine Mindestleistung von $P_{\text{SrPP,min}1} = 0,5 \text{ MW}$ aus. Möchte man eine höhere Mindestleistung wie z. B. $P_{\text{SrPP,min}2} = 1,2 \text{ MW}$ bereitstellen, so muss auch die obere Leistungsbandgrenze auf $P_{\text{SrPP,max}2}$ reduziert werden.

Je enger das gewünschte Leistungsband, desto höher sind die erforderliche Leistung und Kapazität der Energiespeicher. Ohne Berücksichtigung einer möglichen Abregelung der Stromerzeugungsanlagen würde nach Abb. 6.10 für Konfiguration 1 eine Speicherleistung von 15 MW benötigt, für Konfiguration 2 ($P_{\text{SrPP,max}2} = 5,5 \text{ MW}$) eine Speicherleistung von 19,5 MW.

Diese Leistungsanforderungen lassen sich jedoch deutlich reduzieren, wenn man die Speicher nur für einen Teil der installierten Anlagenleistung, z. B. für 70%, auslegt. Wie in Abb. 3.12 zu sehen, ist die dadurch nicht nutzbare Energiemenge, insbesondere bei der Kombination unterschiedlicher Stromerzeugungstypen, vernachlässigbar.

Im Gegensatz zur Speicherleistung lassen sich die Anforderungen an die Speicherkapazität nicht aus den Jahresdauerlinien ableiten, denn diese hängen u. a. davon ab, inwieweit sich Zeiten hoher PV- und Windeinspeisung mit denen niedriger Einspeisung abwechseln oder nicht. Es besteht somit kein direkter Zusammenhang zu der Energiemenge E_1 in Abb. 6.10.

Hinzu kommt die in Unterabschnitt 3.2.3 eingeführte Unterteilung in Kurz-, Mittel- und Langzeitspeicher. Für eine bestimmte SrPP-Konfiguration mit zugehörigem Leistungsband muss also für jede dieser Technologien die jeweils erforderliche Nennleistung und Nennkapazität bestimmt werden, wie dies z. B. in [149] auf Basis einer Jahressimulation mit beispielhaften PV- und Windprofilen gemacht wurde. Die darin ermittelten Speicherparameter, die im Anhang in Tab. A.7 zusammengefasst sind und auf dem SrPP-Beispiel und der Leistungsbandkonfiguration 2 aus Abb. 6.10 basieren, dienen als Grundlage für den Betrieb und die Analyse der Energiespeicher im nächsten Unterabschnitt.

6.2.2 Betrieb der Energiespeicher und SrPP-Wirkungsgrad

Um das Langzeitverhalten und den Betrieb der Energiespeicher in einem SrPP zu untersuchen, wird die Konfiguration aus Abb. 3.1(a) in einer Simulation nachgebildet. Als Kurzzeitspeicher dient eine Lithium-Ionen-Batterie (Li), als Mittelzeitspeicher eine Redox-Flow-Batterie (RFB) und als Langzeitspeicher eine Power-to-Gas-Anlage (P2G), wobei hinsichtlich der Modellierung auf [149] verwiesen sei. Neben den Auslegungsparametern in Tab. A.7 gelten die Statikparameter aus Tab. A.8.

SOC-Verläufe

Führt man mit diesen Einstellungen eine Simulation über den Zeitraum eines Jahres durch, erhält man die Ladezustandsverläufe aus Abb. 6.11. Durch die unterschiedlichen Statikeinstellungen, insbesondere die Totbandgrößen Δu_1 und Δu_3 , ergibt sich die gewünschte Betriebsweise als Kurzzeit-, Mittelzeit- und Langzeitspeicher, wie z. B. an der hohen Zyklenanzahl der Lithium-Ionen-Batterie (kleinstes Totband) zu sehen ist.

Darüber hinaus erkennt man den Effekt der SOC-abhängigen Parameteränderungen, z. B. $SOC_{1Li} = SOC_{6Li} = 0,75$, denn der Ladezustand der Lithium-Ionen-Batterie bleibt die meiste Zeit des Jahres auf diesen Wert beschränkt. Nur wenn der Lade-

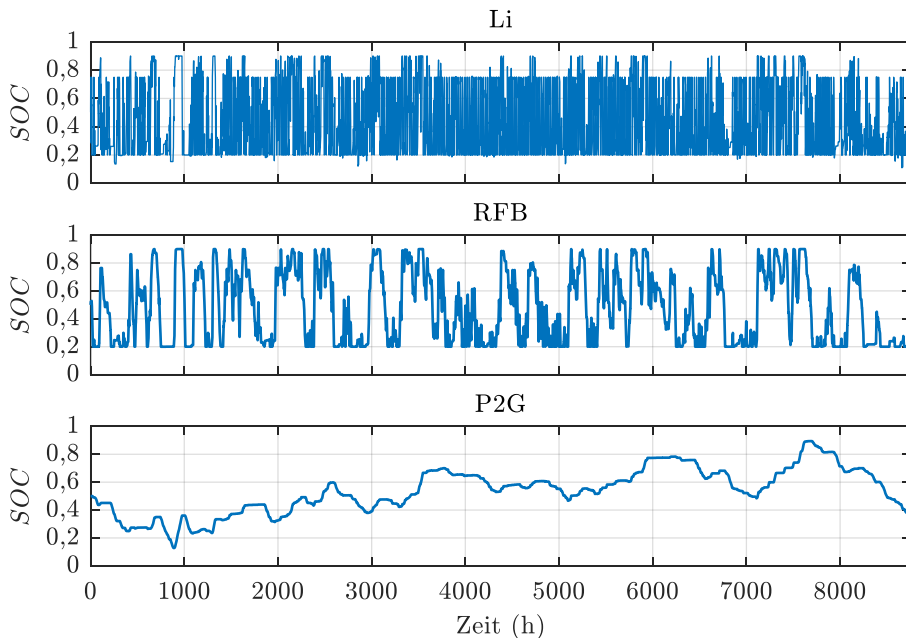


Abb. 6.11: Ladezustandsverläufe des Kurzzeitspeichers (Lithium-Ionen-Batterie), Mittelzeitspeichers (Redox-Flow-Batterie) und Langzeitspeichers (Power-to-Gas) für die Leistungsbandeinspeisung eines SrPP aus Abb. 6.10 (Konfiguration 2).

zustand der Redox-Flow-Batterie zeitgleich ebenfalls hoch ist, wird die Lithium-Ionen-Batterie bei einem Leistungsüberschuss weiter aufgeladen. Ein maximaler Ladezustand von $SOC_{2Li} = 0,9$ wird aber immer eingehalten, da ab diesem Wert $k_{pos} = 0$ gilt.

Jahresdauerlinien

Wie in Abb. 6.12 zu sehen ist, tritt der Fall $k_{pos} = 0$ sowohl für die Lithium-Ionen- als auch für die Redox-Flow-Batterie in ca. 500 h des Jahres auf. Für weitere 500 h des Jahres (Li) bzw. 1000 h (RFB) ist die Kennliniensteigung im Vergleich zu ihrem Nennwert k_1 reduziert. Zu diesen Zeiten befindet sich der Ladezustand zwischen den Grenzen SOC_1 und SOC_2 .

Abb. 6.13 zeigt die Jahresdauerlinien der drei Energiespeicher für den Lade- und den Entladebetrieb. Wie bereits an den SOC -Verläufen zu erkennen war, weist die Lithium-Ionen-Batterie die meisten Betriebsstunden auf. Während RFB und P2G in ca. 1300 h des Jahres geladen werden, sind es bei der Lithium-Ionen-Batterie ca. 1000 h mehr. Da ihre Speicherkapazität aber gering ist, kann die volle Ladeleistung nur in wenigen Stunden des Jahres genutzt werden, so dass die Höhe der Ladeleistung insgesamt niedriger ist als bei RFB und P2G.

Der P2G-Speicher wird in ca. 300 h des Jahres mit voller Ladeleistung betrieben, die maximale Entladeleistung ist dagegen bis auf wenige Stunden auf $P_{SrPP_{min}} = 1,2\text{ MW}$ beschränkt. Da bei einer P2G-Anlage, wie in Unterabschnitt 3.2.3 beschrieben, üblicherweise unterschiedliche Komponenten für Ein- und Ausspeicherung benötigt werden, kann also die Ausspeichereinheit (z. B. eine Brennstoffzelle) deutlich kleiner dimensioniert werden als die Einspeichereinheit (Elektrolyseur).

Vergleicht man Abb. 6.12 und Abb. 6.13, so liegt die Vermutung nahe, dass die volle Ladeleistung des P2G-Speichers immer dann benötigt wird, wenn die Li- und RFB-Speicher bereits beide vollgeladen sind ($k_{pos} = 0$) und dennoch ein Leistungsüberschuss im SrPP-Netz besteht. Mit der verbliebenen Speicherleistung von 4,5 MW können allerdings nur kleine Einspeiseüberschüsse kompensiert werden. Sobald dieser Wert überschritten ist, würde die DC-Spannung des SrPP immer weiter ansteigen.

Um auch in solchen Fällen einen stabilen Betrieb zu garantieren, werden die nicht-konventionellen Stromerzeugungsanlagen ebenfalls mit einer Statik ausgestattet. Ab einer festgelegten Spannungsgrenze (hier ab 11,2 kV) wird ihre Einspeisung linear reduziert, bis wieder ein Leistungsgleichgewicht hergestellt ist. Die Notwendigkeit einer solchen Erweiterung ist an der Jahresdauerlinie der DC-Spannung in Abb. 6.14 zu erkennen.

In ca. 300 h des Jahres liegt die Spannung oberhalb von 11,2 kV, was mit den Volllastzeiten des P2G-Speichers in Abb. 6.13 korrespondiert. Zu den restlichen Zeiten

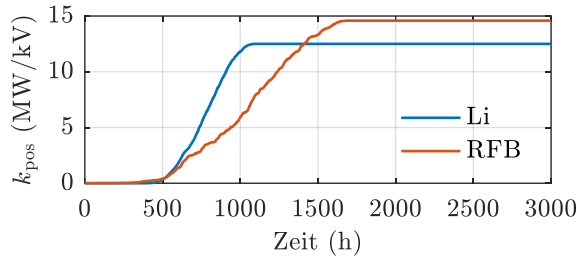


Abb. 6.12: Jahresdauerlinien der Kennliniensteigung k_{pos} für die Lithium-Ionen- und Redox-Flow-Batterie bei einer SrPP-Simulation über ein Jahr.

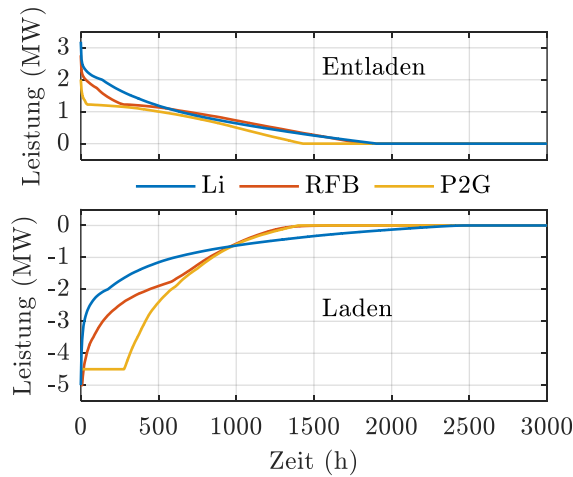


Abb. 6.13: Jahresdauerlinien der Lade- und Entladeleistung der Lithium-Ionen-Batterie, der Redox-Flow-Batterie und des Power-to-Gas-Speichers bei einer SrPP-Simulation über ein Jahr.

des Jahres befindet sich die DC-Spannung innerhalb eines 500 V-Bandes um ihren Arbeitspunkt. Im Spannungsverlauf ist insbesondere das Totband der Lithium-Ionen-Batterie ($\Delta u_1 = \Delta u_3 = 100 \text{ V}$), aber auch das der Redox-Flow-Batterie (Knick bei $\Delta u_3 = 260 \text{ V}$) und das des P2G-Speichers (Knick bei $\Delta u_3 = 380 \text{ V}$) zu erkennen.

Wirkungsgrade

Nun sollen die Wirkungsgrade der Speicher und des Gesamtsystems betrachtet werden. Berechnet man aus Abb. 6.13 die Flächenintegrale der einzelnen Speicher, erhält man die eingespeicherten und ausgespeicherten Energiemengen in Abb. 6.15. Die Lithium-Ionen-Batterie nimmt demnach zwar die geringste Energiemenge auf, stellt aber aufgrund ihres hohen Wirkungsgrades die meiste ausgespeicherte Energie zur Verfügung.

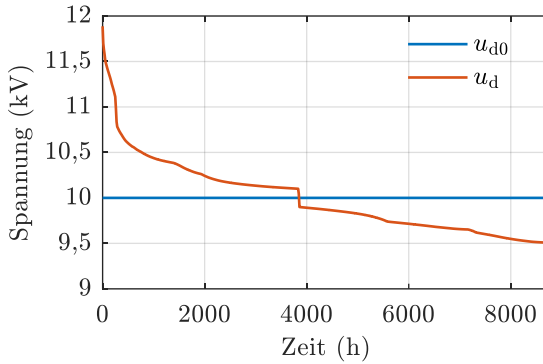


Abb. 6.14: Jahresdauerlinie der DC-Spannung in einem SrPP.

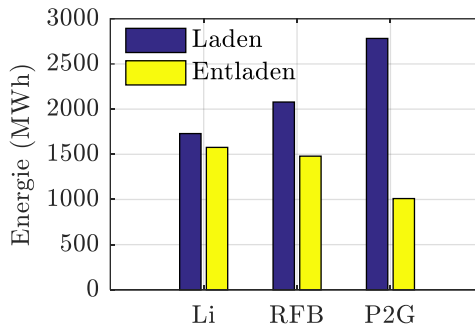


Abb. 6.15: Eingespeicherte und ausgespeicherte Energiemengen der Lithium-Ionen-Batterie, der Redox-Flow-Batterie und des Power-to-Gas-Speichers bei einer SrPP-Simulation über ein Jahr.

Aus den Zahlenwerten in Abb. 6.15 lassen sich direkt die Wirkungsgrade der Energiespeicher berechnen:

$$\eta_{\text{Li}} = \frac{1576 \text{ MWh}}{1729 \text{ MWh}} = 91 \% \quad (6.3)$$

$$\eta_{\text{RFB}} = \frac{1479 \text{ MWh}}{2078 \text{ MWh}} = 71 \% \quad (6.4)$$

$$\eta_{\text{P2G}} = \frac{1010 \text{ MWh}}{2782 \text{ MWh}} = 36 \% \quad (6.5)$$

Als Gesamtwirkungsgrad der Energiespeicherung erhält man:

$$\eta_{\text{ESS}} = \frac{1576 \text{ MWh} + 1479 \text{ MWh} + 1010 \text{ MWh}}{1729 \text{ MWh} + 2078 \text{ MWh} + 2782 \text{ MWh}} = \frac{4065 \text{ MWh}}{6589 \text{ MWh}} = 62 \% \quad (6.6)$$

Aus dem Leistungsverlauf des Netz-VSC und dem der nicht-konventionellen Stromerzeugungsanlagen kann man außerdem einen Gesamtwirkungsgrad des SrPP berechnen, wobei sich für das hier betrachtete Simulationsbeispiel ein Wert von

$$\eta_{\text{SrPP}} = \frac{\int P_{\text{Netz-VSC}} dt}{\int P_{\text{PV}} dt + \int P_{\text{WT}} dt} = \frac{25,2 \text{ GWh}}{28,6 \text{ GWh}} = 88 \% \quad (6.7)$$

ergibt. Zwei Aspekte tragen zu diesem hohen Wirkungsgrad bei: zum einen die Kombination aus Kurz-, Mittel- und Langzeitspeichern, die gemäß (6.6) zu einem deutlich höheren Speicherwirkungsgrad führt, als wenn man nur Langzeitspeicher einsetzen würde. Zum anderen wird nur ein Teil der nicht-konventionellen Stromerzeugung überhaupt gespeichert, während der Großteil der Energie direkt oder nur mit geringer Zwischenspeicherung ins öffentliche Stromnetz eingespeist wird (vgl. E_1 in Abb. 3.12 mit der restlichen Fläche unterhalb der Dauerlinie PV+WT).

Die Wirkleistungscharakteristik und damit die Netzdienlichkeit von nicht-konventionellen Stromerzeugungsanlagen werden somit durch die Leistungsbandeinspeisung nicht nur deutlich verbessert, sondern gleichzeitig bleibt auch ein Großteil der Energie – im Simulationsbeispiel 88 % – nutzbar. Der geringe Wirkungsgrad als häufig angeführtes Gegenargument von Langzeitspeichern verliert durch eine derartige Betrachtung und die Integration in ein Gesamtkonzept wie das SrPP deutlich an Relevanz.

6.2.3 Erweiterungen und alternative Betriebsweisen

Abschließend sollen nun ein paar Erweiterungen und Alternativen zur bisherigen SrPP-Regelung und -auslegung vorgestellt werden, durch die die Anforderungen an die Energiespeicher, wie z. B. die benötigte Speicherkapazität, reduziert werden können.

Spannungsabhängige Arbeitspunktanpassung des Netz-VSC

Neben der bereits erwähnten spannungsabhängigen Abregelung der nicht-konventionellen Stromerzeugungsanlagen kann auch der Arbeitspunkt des Netz-VSC spannungsabhängig angepasst werden, um auch dann einen stabilen Betrieb des SrPP zu ermöglichen, wenn alle Speicher leer oder voll sind oder ihre maximale Leistung nicht ausreicht, um ein Ungleichgewicht innerhalb des SrPP zu kompensieren.

Auf diese Weise kann z. B. ein Leistungsüberschuss durch eine lineare Erhöhung und ein Leistungsdefizit durch eine lineare Reduktion des Netz-VSC-Arbeitspunktes ausgeglichen werden. Die Spannungsgrenzen zur Aktivierung dieser Statiken sollten jedoch einen gewissen Abstand zum Arbeitspunkt u_{d0} des DC-Netzes aufweisen, um diese Funktion nur in einer Notsituation zu aktivieren.

Stromerzeugungsanlagen mit steuerbarer Wirkleistungscharakteristik

Durch die Integration von Stromerzeugungsanlagen mit steuerbarer Wirkleistungscharakteristik, z. B. Biomasseanlagen, können die Speichieranforderungen an das SrPP deutlich reduziert werden. Im Vergleich zu Abb. 6.10 sind dann die Leistungsbandgrenzen deutlich flexibler, da die Energiemengen E_1 und E_2 nun voneinander entkoppelt sind. So kann z. B. eine gesicherte Mindestleistung $P_{\text{SrPP, min}}$ bereitgestellt werden, ohne dass die hierfür nötige Energie vorher aus Einspeisespitzen eingespeichert worden sein muss.

Spannungsabhängiger Speicherbetrieb mit konstanter Leistung

Die Funktionsweise des DC-SrPP beruht auf der Statikregelung der Energiespeicher, doch ein Teil der Speicher kann zwecks Optimierung des Betriebsverhaltens prinzipiell auch anderweitig geregelt werden.

Will man z. B. im Gegensatz zu den Leistungskurven in Abb. 6.13 den Betrieb unterhalb einer gewissen Mindestleistung vermeiden, kann man eine Regelungscharakteristik wie in Abb. 6.16 implementieren. Hierbei wird der Speicher erst nach Überschreiten einer Spannungsgrenze Δu_2 aktiviert und anschließend so lange mit konstanter Leistung P_1 betrieben, bis die Spannungsgrenze Δu_1 unterschritten wird. Ähnliches gilt für den Entladebetrieb.

Darüber hinaus können auch Mindestbetriebszeiten definiert werden, um ein zu häufiges Ein- und Ausschalten der Speicher zu verhindern.

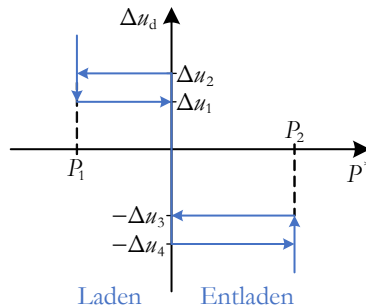


Abb. 6.16: Regelungscharakteristik für einen spannungsabhängigen Speicherbetrieb mit konstanter Leistung.

7 Zusammenfassung und Ausblick

Die vorliegende Arbeit soll nun anhand ihres Titels *Netzdienliche Integration regenerativer Energiequellen über stromrichtergekoppelte Einspeisenetze mit integrierten Energiespeichern* zusammengefasst werden. Ausgangspunkt ist der Umstieg der elektrischen Energieversorgung von fossilen auf regenerative Energieträger und die damit einhergehenden Probleme und Herausforderungen.

Zunächst wurde in Kapitel 2 die *Netzintegration regenerativer Energiequellen* aus einer analytischen und konzeptionellen Perspektive betrachtet. Durch die Beschreibung von Stromerzeugungsanlagen anhand von fünf inhärenten Eigenschaften iE1 bis iE5 (Art des Primärenergieträgers, Wirkleistungscharakteristik, Standortbindung, Anlagengröße, Netzkopplung) und die anschauliche Darstellung in einem Einspeisewürfel wurde eine neue Abstraktionsebene geschaffen, die sowohl ein tieferes Verständnis der Herausforderungen, z. B. hinsichtlich der Unterschiede zwischen konventionellen und nicht-konventionellen Stromerzeugungsanlagen, als auch die Definition und Bewertung verschiedener Netzintegrationsmethoden ermöglicht. Mit Hilfe des Einspeisewürfels wurden vier Netzintegrationsmethoden NIM1 bis NIM4 eingeführt (nkSE, nkSE+, SEi und SEi+), je nachdem, ob eine Stromerzeugungsanlage direkt in das elektrische Netz integriert wird oder ihre inhärenten Eigenschaften dabei erweitert oder/und verändert werden.

Nachdem in den Abschnitten 2.4 und 2.6 gezeigt wurde, warum mit den bisherigen Netzintegrationsmethoden nkSE, nkSE+ und SEi die Ziele einer CO₂-neutralen, sicheren und bezahlbaren Energieversorgung nicht oder nur schwer erreichbar sind, wurde in Abschnitt 2.7 und in Kapitel 3 als vierte Netzintegrationsmethode (SEi+) das SrPP vorgestellt, das sich durch eine hohe *Netzdienlichkeit* auszeichnet. Hierzu zählen ein vereinfachter und sichererer Netzbetrieb (weniger Anlagen, weniger Kommunikationsaufwand), definierte und geeignete Einspeisepunkte, gesicherte Mindestleistung und begrenzte Maximalleistung (Leistungsband), die Bereitstellung von Systemdienstleistungen, insbesondere ein flexibler und aktiver Beitrag zum Netzwiederaufbau (auch als Last), sowie ein robustes und einstellbares Verhalten im Fehlerfall (z. B. flexibel in Mit- und Gegensystem).

Das SrPP-Konzept, das einem *stromrichtergekoppelten Einspeisenetz mit integrierten Energiespeichern* entspricht, wurde aus zwei Perspektiven näher beleuchtet: in Kapitel 5 hinsichtlich des Verhaltens zum öffentlichen Stromnetz hin (Regelung und Betriebsverhalten des Netz-VSC) und in Kapitel 6 hinsichtlich des internen Verhaltens des Einspeisenetzes und der Energiespeicher.

Bezüglich der Regelung und des Betriebsverhaltens des Netz-VSC und von Stromrichtern im Allgemeinen ist insbesondere die Übersicht und das Klassifizierungsschema aus Abb. 5.17 hervorzuheben. Die darin eingeführten Regelungsmodi und

Submodi wurden an einem Versuchsaufbau implementiert und hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf und Anwendungen für den Netzbetrieb untersucht, wobei die zentralen Ergebnisse in Abschnitt 5.8 zusammengefasst wurden. In diesem Sinne trägt die vorliegende Arbeit auch dazu bei, die bisher oft noch getrennten Fachbereiche der elektrischen Energieversorgung und der Leistungselektronik bzw. Stromrichterregelung, die in einer stromrichterdominierten regenerativen Energieversorgung eng miteinander verknüpft sind, zusammenzuführen.

Die interne Betriebsweise des SrPP basiert auf einer kommunikationslosen und ladezustandsabhängigen Gleichspannungs-Wirkleistungsstatik der Energiespeicher und wurde im Rahmen dieser Arbeit sowohl simulativ als auch am Versuchsaufbau untersucht. Durch die Kombination aus Kurz-, Mittel- und Langzeitspeichern lässt sich, wie in Abschnitt 6.2 gezeigt wurde, ein hoher Gesamtwirkungsgrad erzielen, d. h. mit einem SrPP werden nicht nur die Wirkleistungscharakteristik und Netzdienlichkeit von regenerativen Energiequellen deutlich verbessert, sondern es bleibt gleichzeitig auch ein Großteil der Energie – im Simulationsbeispiel 88% – nutzbar.

Über diese Arbeit hinaus könnten künftig folgende Aspekte weiter vertieft werden:

- Auslegung des SrPP-internen Mittelspannungs-DC-Netzes, z. B. im Hinblick auf Netz- und Anlagenschutz
- Genauere Modellierung der Energiespeicher inklusive technischer und betrieblicher Randbedingungen
- Untersuchung des Statikbetriebs mit detaillierterer DC-Netz-, Stromrichter- und Speichermodellierung inklusive der Parametrierung und ladezustandsabhängigen Änderung der Statiken
- Alternative Betriebsweisen des Netz-VSC, z. B. Fahrplanbetrieb oder Bereitstellung von Energiepaketen zusätzlich oder alternativ zum Leistungsband
- Auslegung der Kurz-, Mittel- und Langzeitspeicher hinsichtlich Leistung und Kapazität in Abhängigkeit von den SrPP-internen Stromerzeugungsanlagen und der Betriebsweise des Netz-VSC
- Anwendung der zeitlichen und örtlichen Bewertung von Stromerzeugungs- und Stromeinspeiseanlagen aus Abschnitt 2.8, z. B. für die Betriebsweise des Netz-VSC, die Speicherauslegung und die Wahl geeigneter Einspeisepunkte
- Ökonomische Betrachtung des SrPP-Konzeptes:
Die konzeptionellen und technischen Vorteile sowie die reduzierten Kosten für Zusatzmaßnahmen (vgl. Abb. 2.3) können dem finanziellen Mehraufwand für Einspeisernetz und Energiespeicher gegenübergestellt werden.
- Analyse und ggf. Verbesserung der regulatorischen und organisatorischen Rahmenbedingungen für die Nutzung des SrPP-Konzeptes in der Praxis

Anhang

A.1 Laborumgebung



Abb. A.1: MMC und Bat1 (vgl. Abb. 4.2).



Abb. A.2: Bat2 und 2VSC (links), BBC (rechts); vgl. Abb. 3.4, Abb. 3.8 und Abb. 4.1.

Tab. A.1: Parameter und Kenngrößen des Laboraufbaus aus Abb. 4.1 und Abb. 4.2.

	Größe	Wert	Einheit	Größe	Wert	Einheit
MMC	S_n	25	kVA	L_Z	700	μH
	C_{SM}	4,4	mF	R_Z	350	$\text{m}\Omega$
	$u_{C_{3\varphi\zeta} \min}$	115	V	L_{T1}	450	μH
	$u_{C_{3\varphi\zeta} \max}$	220	V	R_{T1}	145	$\text{m}\Omega$
Bat1	$Q_{\text{Bat1}\times 3\varphi\zeta}$	60	Ah	L_{BBC}	5	mH
	$u_{\text{Bat1}\times 3\varphi\zeta \min}$	42	V	R_{BBC}	10	$\text{m}\Omega$
	$u_{\text{Bat1}\times 3\varphi\zeta \max}$	59	V	$ i_{\text{Bat1}\times 3\varphi\zeta} _{\max}$	53	A
2VSC	S_n	75	kVA	L_F	650	μH
	C_{d3}	1,65	mF	R_F	16	$\text{m}\Omega$
				C_F	120	μF
BBC	$ i_{d,\text{BBC}} _{\max}$	210	A	C_{d1}	1,65	mF
				C_{d2}	16	mF
Bat2	Q_{Bat2}	82	Ah	$i_{\text{Bat2}\min}$	-82	A
	$u_{\text{Bat2}\min}$	609	V	$i_{\text{Bat2}\max}$	200	A
	$u_{\text{Bat2}\max}$	818	V			
Last	R_L	3,5	Ω			

A.2 Simulationen aus Abschnitt 5.4

Tab. A.2: Simulationsparameter für den $f(P)U(Q)$ -Modus in Unterabschnitt 5.4.4.

	Größe	Wert	Einheit	Größe	Wert	Einheit
Strom- und Spannungsregelung	V_{Ri}	1,3	----	T_{Ni}	40,6	ms
	V_{zu}	0,5	----	T_{mu}	5	ms
	T_{mi}	5	ms			
	V_{Ru}	0,12	----	T_{Nu}	1,8	ms
$f(P)U(Q)$ - Regelung	f_0	50	Hz	\hat{U}_{C0}^+	228,6	V
	Q_{C0}^+	0	kVAr	T_{mpQ}	5	ms
	s_f	6,25 %	----	s_U	6,25 %	----
	u_{kN}	0,4	----	R_N/X_N	5	----
	\hat{U}_N^+	$0,9\hat{U}_{C0}^+$	V	ϕ_{uN}^+	-9	°

A.3 Labormessungen aus Abschnitt 5.7

Tab. A.3: Regelungsparameter des 2VSC.

	Größe	Wert	Einheit
Stromregelung	V_{Ri}	1,3	----
	T_{Ni}	40,6	ms
	V_{zu}	0,5	----
PLL	V_{Ry}	0,05	----
	T_{Ny}	5	s
DDSRF	T_m	5	ms
Spannungsregelung	V_{Ru}	0,12	----
	T_{Nu}	2	ms
$f(P)U(Q)$ - Regelung	f_0	50	Hz
	\hat{U}_{C0}^+	228,6	V
	s_f	6,25 %	----
	s_U	7,7 %	----
	V_{komp}	10	----
	κ_δ	3	rad/MW
Virtuelle Impedanz	R_{vl}^+	0,25	Ω
	X_{vl}^+	0,79	Ω
	T_{ivl}^+	79,6	ms

Der Wert $\kappa_\delta = 3 \cdot 10^{-6} \frac{1}{W}$ für die Winkelstatik (5.149) wurde mit Hilfe der Simulationsergebnisse aus Abb. 5.53 ermittelt. Wendet man (5.150) auf den gezeigten Leistungssprung von 50 kW auf 10 kW an, erhält man für den Submodus I-b (ohne virtuelle Impedanz)

$$\kappa_\delta = \frac{-0,056}{-40 \text{ kW}} = 1,4 \cdot 10^{-6} \frac{1}{W} \quad (\text{A.1})$$

und für den Submodus II-b (mit virtueller Impedanz)

$$\kappa_\delta = \frac{-0,238}{-40 \text{ kW}} = 6 \cdot 10^{-6} \frac{1}{W} \quad (\text{A.2})$$

Dies korrespondiert mit (5.85), wonach sich bei einer höheren Reaktanz die Wirkleistungsänderung verstärkt auf den Winkel und nicht auf die Amplitude auswirkt (vgl. Abb. 5.42 und Abb. 5.46).

Tab. A.4: Regelungsparameter des MMC.

	Größe	Wert	Einheit
Klassische Stromregelung	T_i	70	ms
	V_{Ru}	0,8	----
	T_{Nu}	0,8	s
Zustandsstromregelung	T_i	9	ms
	V_{Ru}	1,4	----
	T_{Nu}	0,06	s
PLL	V_{Ry}	0,1	----
	T_{Ny}	0,5	s
DDSRF	T_m	10	ms
$P(f)Q(U)$ - und $f(P)U(Q)$ - Regelung	f_0	50	Hz
	\hat{U}_{C0}^+	190	V
	s_f	6,25 %	----
	s_U	12,5 %	----
Virtuelle Impedanz	R_{vl}^+	0,25	Ω
	X_{vl}^+	0,79	Ω
	T_{tvl}^+	79,6	ms

A.4 SrPP-Labormessungen aus Abschnitt 6.1

Tab. A.5: Regelungsparameter (a) für die SrPP-Nachbildung am Versuchsaufbau.

Größe	Bat1x3z (MMC)		Bat2 (BBC)	
	Wert	Einheit	Wert	Einheit
$\Delta u_1, \Delta u_3$	10	V	5	V
$\Delta u_2, \Delta u_4$	20	V	15	V
k_1, k_2	34	W/V	737	W/V

Tab. A.6: Regelungsparameter (b) für die SrPP-Nachbildung am Versuchsaufbau.

Größe	Bat1x3z (MMC)		Bat2 (BBC)	
	Wert	Einheit	Wert	Einheit
$\Delta u_1, \Delta u_3$	5	V	10	V
$\Delta u_2, \Delta u_4$	15	V	20	V

A.5 SrPP-Simulation aus Abschnitt 6.2

Tab. A.7: Kenngrößen und Speicherparameter des betrachteten SrPP.

Größe	Wert	Einheit	Größe	Wert	Einheit
P_{nPV}	10	MW	P_{nWT}	15	MW
$P_{SrPP\ min}$	1,2	MW	$P_{SrPP\ max}$	5,5	MW
P_{nLi}	5	MW	E_{Li}	5	MWh
P_{nRFB}	5	MW	E_{RFB}	40	MWh
P_{nP2G}	4,5	MW	E_{P2G}	720	MWh

Tab. A.8: Statikparameter des betrachteten SrPP.

Größe	Li		RFB		P2G	
	Wert	Einheit	Wert	Einheit	Wert	Einheit
k_1, k_2	12,5	MW/kV	14,6	MW/kV	11,3	MW/kV
$\Delta u_1,$ Δu_3	100	V	260	V	380	V
$\Delta u_2,$ Δu_4	500	V	550	V	380	V
SOC_1	0,75	----	0,75	----	0,94	----
SOC_2	0,9	----	0,9	----	0,95	----
SOC_3	0,1	----	0,1	----	0,05	----
SOC_4	0,2	----	0,2	----	0,06	----
SOC_5	0,65	----	0,7	----	----	----
SOC_6	0,75	----	0,75	----	----	----
SOC_7	0,2	----	0,2	----	----	----
SOC_8	0,3	----	0,25	----	----	----

Abkürzungsverzeichnis

2VSC:	Zweipunkt-VSC
BBC:	Buck-Boost-Converter (Tiefsetz-/Hochsetzsteller)
DAB:	Dual-Active Bridge
DDSRF:	Decoupled Double Synchronous Reference Frame (Berechnungsnetzwerk für die DSRF-Komponenten)
DSRF:	Double Synchronous Reference Frame (positiv und negativ rotierendes dq-Koordinatensystem)
ESS:	Energiespeichersystem
FRT:	Fault-Ride-Through
HB:	Halbbrücke
Hös:	Höchstspannung
HS:	Hochspannung
iE:	inhärente Eigenschaften (einer Stromerzeugungsanlage)
kSE:	konventionelle Stromerzeugungsanlage
Li:	Lithium-Ionen-Batterie
MMC:	Modularer Multilevel-Umrichter
MMDC:	Modularer Multilevel-DC-DC-Wandler
MPP:	Maximum Power Point
MS:	Mittelspannung
Netz-VSC:	VSC, der das SrPP mit dem öffentlichen Stromnetz verbindet
NIM:	Netzintegrationsmethode
nkSE:	nicht-konventionelle Stromerzeugungsanlage
nkSE+:	nicht-konventionelle Stromerzeugungsanlage mit Zusatzfunktionen
NS:	Niederspannung
P2G:	Power-to-Gas-Speicher
PLL:	Phase-Locked Loop
PV:	Photovoltaik

Abkürzungsverzeichnis

RFB:	Redox-Flow-Batterie
RMS:	Root Mean Square (Effektivwert)
SE:	Stromerzeugungsanlage
SEi:	Stromeinspeiseanlage
SEi+:	Stromeinspeiseanlage mit Zusatzfunktionen
SG:	Synchrongenerator
SISO:	Single-Input Single-Output
SM:	Submodul
SOC:	State of Charge, Ladezustand eines Energiespeichers
SRF:	Synchronous Reference Frame (positiv rotierendes dq-Koordinatensystem)
SrPP:	Smart renewable Power Plant
tvI:	transiente virtuelle Impedanz
VSC:	Voltage Source Converter (selbstgeführter AC-DC-Wandler mit Gleichspannungszwischenkreis)
vA:	virtuelle Admittanz
vI:	virtuelle Impedanz
vT:	virtuelle Trägheit
WT:	Windturbine

Literaturverzeichnis

- [1] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE), “Stromerzeugung in Deutschland im Jahr 2017,” Freiburg, May. 2018. [Online] Available: https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/daten-zu-erneuerbaren-energien/Stromerzeugung_2017.pdf.
- [2] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU), “Klimaschutzbericht 2017: Zum Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 der Bundesregierung,” Berlin, Jun. 2018. [Online] Available: https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Pool/Broschueren/klimaschutzbericht_2017_aktionsprogramm.pdf.
- [3] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (bdew), “Redispatch in Deutschland: Auswertung der Transparenzdaten, April 2013 bis einschließlich Januar 2018,” Berlin, Feb. 2018. [Online] Available: https://www.bdew.de/media/documents/Awh_20180212_Bericht_Redispatch_Stand_Februar-2018.pdf.
- [4] Next Kraftwerke GmbH, *Was sind Netzreserve, Kapazitätsreserve & Sicherheitsbereitschaft?* [Online] Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/strommarkt/netzreserve-kapazitaetsreserve-sicherheitsbereitschaft>.
- [5] *Blackout: So schlecht ist unser Stromnetz vorbereitet.* [Online] Available: https://www.focus.de/immobilien/energiesparen/regenerative_energie/blackout-so-schlecht-ist-unser-stromnetz-vorbereitet_id_7821522.html.
- [6] Bundesnetzagentur, “Bedarfsermittlung 2017-2030: Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom,” Dec. 2017. [Online] Available: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2030_2017_Bestaetigung.pdf.
- [7] J. Büchner *et al.*, “Moderne Verteilernetze für Deutschland‘ (Verteilernetzstudie),” Abschlussbericht, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), Bonn, Sep. 2014. [Online] Available: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/verteilernetzstudie.pdf?__blob=publicationFile&v=5.
- [8] Agora Energiewende and Energynautics, “Toolbox für die Stromnetze: Für die künftige Integration von Erneuerbaren Energien und für das Engpassmanagement,” Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Berlin, Jan. 2018. [Online] Available: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2017/Innovative_Netze_Toolbox/Agora_Netze_Toolbox_WEB.pdf.

- [9] Bergische Universität Wuppertal, *Die Energiewende vorantreiben: Ein Blick auf die Kopernikus-Projekte mit Wuppertaler Beteiligung*. [Online] Available: <https://www.presse.uni-wuppertal.de/en/media-information/2018/09/14/28000-die-energiewende-vorantreiben-ein-blick-auf-die-kopernikus-projekte-mit-wuppertaler-beteiligung/>.
- [10] R. Wojanowski, T. Marx, and M. Reimer, “A Large Scale Energy Storage Project for Providing Primary Control Reserve,” in *10th International Renewable Energy Storage Conference (IRES)*, Düsseldorf, 2016.
- [11] M. Merten, “Energy Management of a Hybrid 5 MW / 5 MWh Battery Energy Storage System,” in *11th International Renewable Energy Storage Conference (IRES)*, Düsseldorf, 2017.
- [12] VDE|FNN, “Technische Anschlussregeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Hochspannung): VDE-AR-N 4120,” Entwurf, May. 2017.
- [13] O. Brückl, “Kostenminimaler Netzanschluss einer 8-MW-PV-Anlage mithilfe regelbarer Ortsnetztransformatoren,” *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, vol. 64, no. 6, pp. 63–65, 2014.
- [14] X. Gao, G. De Carne, M. Liserre, and C. Vournas, “Voltage Control by Means of Smart Transformer in Medium Voltage Feeder with Distribution Generation,” in *12th IEEE PES PowerTech Conference: Towards and Beyond Sustainable Energy Systems*, Manchester, 2017.
- [15] VDE|ETG, “Ein notwendiger Baustein der Energiewende: Demand Side Integration: Lastverschiebungspotenziale in Deutschland,” VDE-Studie, Frankfurt am Main, Jun. 2012.
- [16] *Verordnung (EU) 2016/1388 der Kommission zur Festlegung eines Netzkodex für den Lastanschluss*, 2016. [Online] Available: <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2016/1388/oj>.
- [17] J. Brendli, E. Wanke, B. Wille-Hausmann, and O. Lutz, “Power-to-Gas-Anlagen im Smart Grid: Speicher für regenerativen Strom intelligent steuern,” *ew - Magazin für die Energiewirtschaft*, no. 7, pp. 35–37, 2016.
- [18] K. Knorr *et al.*, “Kombikraftwerk 2,” Abschlussbericht, Aug. 2014. [Online] Available: http://www.kombikraftwerk.de/fileadmin/Kombikraftwerk_2/Abschlussbericht/Abschlussbericht_Kombikraftwerk2_aug14.pdf.
- [19] VDE|FNN, Ed., “Vergleich von technischer Wirksamkeit sowie Wirtschaftlichkeit zeitnah verfügbarer Verfahren zur Sicherung der statischen Spannungshaltung in Niederspannungsnetzen mit starker dezentraler Einspeisung,” Schlussbericht, FNN-Studie, Dec. 2014.

- [20] S. Prinz *et al.*, “Blindleistungspotenzial aus EE-Anlagen in Hoch- und Mittelspannungsnetzen: Regelverfahren zur bedarfsgerechten Nutzung der Blindleistungspotenziale,” *ew - Magazin für die Energiewirtschaft*, no. 6, pp. 54–59, 2015.
- [21] M. Schmidt, G. Lammert, T. Hess, and P. Schegner, “Case Study on Primary Frequency Control with Wind-Turbines and Photovoltaic Plants,” in *IEEE Power Systems Computation Conference (PSCC)*, Wroclaw, 2014.
- [22] J. Van de Vyver, J. D. M. De Kooning, B. Meersman, L. Vandeveld, and T. L. Vandoorn, “Droop Control as an Alternative Inertial Response Strategy for the Synthetic Inertia on Wind Turbines,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 2, pp. 1129–1138, 2016.
- [23] N. W. Miller, M. Shao, S. Venkataraman, C. Loutan, and M. Rothleder, “Frequency Response of California and WECC Under High Wind and Solar Conditions,” in *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, San Diego, 2012.
- [24] *Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger*, 2016. [Online] Available: <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2016/631/oj>.
- [25] *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien: Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2017*, 2018. [Online] Available: http://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/EEG_2017.pdf.
- [26] J. Lugaro and M. Lippert, “Li-ion Energy Storage in Island- and Microgrids: Which value for how much storage?,” in *10th International Renewable Energy Storage Conference (IRES)*, Düsseldorf, 2016.
- [27] N. Forte, M. Dicorato, G. Forte, and M. Trovato, “Performance of Hybrid Energy Storage System within Wind Power Hourly Operation Plan,” in *11th IEEE PES PowerTech Conference: Towards Future Power Systems and Emerging Technologies*, Eindhoven, 2015.
- [28] J. Jäger, C. Romeis, and E. Petrossian, *Duale Netzplanung: Leitfaden zum netzkompatiblen Anschluss von dezentralen Energieeinspeiseanlagen*. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2016.
- [29] Bundesverband WindEnergie (BWE), “Windenergie und Netzausbau: Regionale Einspeisenetze als Alternative zum klassischen Netzausbau,” *ew - Magazin für die Energiewirtschaft*, no. 2, pp. 6–7, 2014.
- [30] M. Hellwig, “Verbundkraftwerk Prignitz: Auf dem Sprung in die Systemverantwortung,” *ew - Magazin für die Energiewirtschaft*, no. 11, pp. 74–77, 2015.
- [31] Parabel Netze und Anlagenbau GmbH, “Wir gehen ans Netz: Modellprojekt EE-Einspeisenetz Prignitz,” [Online] Available: <http://www.verbundkraftwerk.de/wp-content/uploads/infrastrukturnetze.pdf>.

- [32] MIGRATE - Massive InteGRATion of power Electronic devices, “2. Stakeholder Workshop,” Brüssel, Mar. 2018. [Online] Available: https://www.h2020-migrate.eu/_Resources/Persistent/584bbebfa81c8c0a59641c9f46ee63976e1a45ad/MIGRATE%20-%202020Stakeholder%20Workshop.pdf.
- [33] MIGRATE - Massive InteGRATion of power Electronic devices, “Description of system needs and test cases: Deliverable 3.1,” Jul. 2016. [Online] Available: https://www.h2020-migrate.eu/_Resources/Persistent/85d17e132de9f44be3a67452723dfb585729cc5d/MIGRATE_D3-1_System%20needs%20and%20test%20cases_v01.pdf.
- [34] A. J. Schwab, *Elektroenergiesysteme: Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie*, 5th ed. Berlin: Springer Vieweg, 2017.
- [35] V. Crastan, *Elektrische Energieversorgung 2: Energiewirtschaft und Klimaschutz, Elektrizitätswirtschaft und Liberalisierung, Kraftwerktechnik und alternative Stromversorgung, chemische Energiespeicherung*, 4th ed. Berlin: Springer Vieweg, 2017.
- [36] J. Kreuzel, “Technische Konsequenzen der Energiepolitik für die Netze der elektrischen Energieversorgung,” *ETG-Mitgliederinformation*, no. 2, pp. 2–5, 2012.
- [37] B. Kroposki *et al.*, “Achieving a 100% Renewable Grid: Operating Electric Power Systems with Extremely High Levels of Variable Renewable Energy,” *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 15, no. 2, pp. 61–73, 2017.
- [38] G. Brauner, *Energiesysteme: regenerativ und dezentral: Strategien für die Energiewende*. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2016.
- [39] H.-M. Henning *et al.*, “Phasen der Transformation des Energiesystems,” *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, vol. 65, no. 1, pp. 10–13, 2015.
- [40] P. Stratmann, “Netze und Speicher für die schnelle Energiewende: Kontroversen und Lösungsansätze,” in *11th International Renewable Energy Storage Conference (IRES)*, Düsseldorf, 2017.
- [41] Deutsche Energie-Agentur, “dena-Studie Systemdienstleistungen 2030: Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien,” Endbericht, Berlin, Feb. 2014. [Online] Available: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9094_dena-Studie_Systemdienstleistungen_2030.pdf.
- [42] E. Erdmann, “Zukunftsfähige Grid Codes - Explizite Anforderungen vs. inhärente Eigenschaften,” in *Netzbetrieb bei hohem Anteil an Leistungselektronik*, Würzburg, 2015.
- [43] M. H. Bollen and F. Hassan, *Integration of Distributed Generation in the Power System*. Hoboken, NJ: Wiley-IEEE Press, 2011.

- [44] F. Katiraei, R. Iravani, N. Hatziaargyriou, and A. Dimeas, “Microgrids Management: Controls and Operation Aspects of Microgrids,” *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 6, no. 3, pp. 54–65, 2008.
- [45] D. Oeding and B. R. Oswald, *Elektrische Kraftwerke und Netze*, 8th ed. Berlin: Springer Vieweg, 2016.
- [46] *Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb*, 2017. [Online] Available: <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2017/1485/oj>.
- [47] K. Heuck, K.-D. Dettmann, and D. Schulz, *Elektrische Energieversorgung: Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis*, 9th ed. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2013.
- [48] J. Rocabert, A. Luna, F. Blaabjerg, and P. Rodriguez, “Control of Power Converters in AC Microgrids,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 27, no. 11, pp. 4734–4749, 2012.
- [49] J. Machowski, J. W. Bialek, and J. R. Bumby, *Power System Dynamics: Stability and Control*, 2nd ed. Chichester, UK: Wiley, 2008.
- [50] A. D. Paquette, M. J. Reno, R. G. Harley, and D. M. Divan, “Sharing Transient Loads: Causes of unequal load sharing in islanded microgrid operation,” *IEEE Industry Applications Magazine*, vol. 20, no. 2, pp. 23–34, 2014.
- [51] W. Weißgerber, *Elektrotechnik für Ingenieure 2: Wechselstromtechnik, Ortskurven, Transformator, Mehrphasensysteme*. Ein Lehr- und Arbeitsbuch für das Grundstudium, 10th ed. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2018.
- [52] ENTSO-E, “High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources (HipoPEIPS): ENTSO-E Guidance document for national implementation for network codes on grid connection,” Brüssel, Mar. 2017. [Online] Available: https://consultations.entsoe.eu/system-development/entso-e-connection-codes-implementation-guidance-d-3/user_uploads/igd-high-penetration-of-power-electronic-interfaced-power-sources.pdf.
- [53] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, “Auswirkungen reduzierter Schwungmasse auf einen stabilen Netzbetrieb,” Apr. 2014. [Online] Available: <http://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/media/documents/Minimale%20Schwungmasse.pdf>.
- [54] *Verordnung (EU) 2017/2196 der Kommission zur Festlegung eines Netzkodex über den Notzustand und den Netzwiederaufbau des Übertragungsnetzes*, 2017. [Online] Available: <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2017/2196/oj>.
- [55] B. R. Oswald, *Berechnung von Drehstromnetzen: Berechnung stationärer und nicht-stationärer Vorgänge mit Symmetrischen Komponenten und Raumzeigern*, 2nd ed. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2013.

- [56] D. Raoofsheibani *et al.*, “Optimal Restoration of Distribution Systems with Active Participation of Volatile Renewable Generators,” in *12th IEEE PES PowerTech Conference: Towards and Beyond Sustainable Energy Systems*, Manchester, 2017.
- [57] F. Oechsle, D. Stöckle, and F. Biesinger, “Photovoltaikanlagen im Mittel- und Niederspannungsnetz: Verhalten bei Netzwiederaufbau,” *ew Spezial - Magazin für die Energiewirtschaft*, no. III, pp. 16–20, 2014.
- [58] Bundesnetzagentur, *Netz- und Systemsicherheit*. [Online] Available: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netz_Systemsicherheit/Netz_Systemsicherheit_node.html.
- [59] VDE|FNN, “Aufwand für hohe Versorgungszuverlässigkeit ist gestiegen,” Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik 2016 Infoblatt, Berlin, Oct. 2017. [Online] Available: <https://www.vde.com/resource/blob/1673840/6ff6d86203bfe933f74807584ae2db2e/stoerungsstatistik2016-infoblatt-data.pdf>.
- [60] J. Kreusel, “Am Scheideweg,” *VDE dialog - Das Technologie-Magazin*, no. 2, p. 50, 2018. [Online] Available: <https://www.vde.com/resource/blob/1706288/f95e5b701370a7f66a9e6941ebfda188/2018-2-vdedialog-data.pdf>.
- [61] “3 Fragen an Stephan Schubert,” *FNN aktuell*, no. 5, p. 3, 2017.
- [62] C. Ziems, S. Meinke, J. Nocke, H. Weber, and E. Hassel, “Kraftwerksbetrieb bei Einspeisung von Windparks und Photovoltaikanlagen,” Abschlussbericht, Rostock, May. 2012. [Online] Available: https://www.vgb.org/vgbmultimedia/333_Abschlussbericht-p-5968.pdf.
- [63] M. Sterner and I. Stadler, *Energiespeicher: Bedarf, Technologien, Integration*, 2nd ed. Berlin: Springer Vieweg, 2017.
- [64] N. Krzikalla, S. Achner, and S. Brühl, “Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien,” Studie im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energie, Bochum, Apr. 2013. [Online] Available: https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Studien/Plattform/BEE-Plattform-Systemtransformation_Ausgleichsmoeglichkeiten.pdf.
- [65] ENTSO-E, “Dispersed Generation Impact on CE Region Security,” Final Report, Brüssel, Mar. 2013.
- [66] C. Gererstorfer, S. Stukelj, G. Stix, and W. Gawlik, “Schutz in Netzen mit leistungselektronischer Einspeisung - Betrachtungen zu Einflussgrößen auf die Distanzmessung von Distanzschutzgeräten,” *Elektrotechnik & Informationstechnik*, vol. 133, no. 8, pp. 381–387, 2016.

- [67] S. Altschäffl, “Systemsicht - Einfluss von Wechselrichtern im Verteilungsnetz auf Kurzschlüsse im Übertragungsnetz,” Kurzfassung des Abschlussberichts zur Studie „Systemsicht Kurzschlussauswirkungen“, Aug. 2016.
- [68] Deutsche Energie-Agentur, “Momentanreserve 2030: Bedarf und Erbringung von Momentanreserve 2030,” Endbericht, Berlin, Feb. 2016. [Online] Available: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9142_Studie_Momentanreserve_2030.pdf.
- [69] Forschungszentrum Jülich, *EnArgus: Zentrales Informationssystem Energieforschungsförderung*. [Online] Available: <https://www.enargus.de>.
- [70] Deutsche Energie-Agentur, “Wechselwirkungen zwischen Regelleistungserbringung und Netzengpässen im Verteilnetz,” dena-Studie, Berlin, Nov. 2017. [Online] Available: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9226_dena-Studie_Wechselwirkungen_zwischen_Regelleistungserbringung_und_Netzengpaessen_im_Verteilnetz.pdf.
- [71] ENTSO-E, *Network Codes*. [Online] Available: https://www.entsoe.eu/network_codes/.
- [72] ENTSO-E, “2nd Public workshop on Frequency Stability Parameters for Connection Network Code Implementation,” Brüssel, Jul. 2017. [Online] Available: https://docstore.entsoe.eu/Documents/Events/2017/cnc-freq/170720_2ndStakeholderWorkshopOnFrequencyStabilityParameters.pdf.
- [73] S. Henninger, H. Rubenbauer, and J. Jäger, “An advantageous grid integration method and control strategy for renewable energy sources and energy storage systems,” in *International ETG Congress 2015: Die Energiewende - Blueprints for the new energy age*, Bonn, 2015.
- [74] R. Lipovsky and A. Cherepanov, *BlackEnergy trojan strikes again: Attacks Ukrainian electric power industry*. [Online] Available: <https://www.welivesecurity.com/2016/01/04/blackenergy-trojan-strikes-again-attacks-ukrainian-electric-power-industry/>.
- [75] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, “Eckpunkte und Freiheitsgrade bei Erbringung von Primärregelung: Leitfaden für Anbieter von Primärregelung,” Apr. 2014. [Online] Available: <https://www.regelleistung.net/ext/download/eckpunktePRL>.

- [76] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, “Anforderungen an die Speicherkapazität bei Batterien für die Primärregelleistung,” Aug. 2015. [Online] Available: https://www.bves.de/wp-content/uploads/2015/08/2015_08_26_Anforderungen_Speicherkapazitaet_Batterien_PRL.pdf.
- [77] S. Henninger and J. Jäger, “Assessing the technical performance of renewable power plants and energy storage systems from a power system perspective,” *Journal of Energy Storage*, vol. 17, pp. 239–248, 2018.
- [78] S. Henninger, T. Hofmann, and J. Jäger, “Extensive Assessment Method of Renewable Energy Sources considering the Electrical Load and Feed-in Conditions,” in *12th IEEE PES PowerTech Conference: Towards and Beyond Sustainable Energy Systems*, Manchester, 2017.
- [79] S. Henninger, J. Jäger, and T. Hofmann, “Analytical Assessment of Renewable Energy Sources and Energy Storage Concerning their Merits for the Electric Power System,” *Energy Procedia*, vol. 135, pp. 398–409, 2017.
- [80] R. W. De Doncker, “Power Electronics and HT Superconductors: Key Enabling Technologies for Flexible Electrical Grids for the ‘Energiewende’,” in *Zukunft und Innovation der Energietechnik mit Hochtemperatur-Supraleitern (ZIEHL IV)*, Bonn, 2014. [Online] Available: https://ivsupra.de/wp-content/uploads/2019/01/ZIEHL_2014_Energiewende_HTS-Technik_EON-Research-Centre-RWTH_de-Doncker.pdf.
- [81] VDE | FNN, “Vom Netz zum System: Der Fahrplan für die Weiterentwicklung der Netze 2017-2021,” FNN-Roadmap, Berlin, Nov. 2017. [Online] Available: <https://www.vde.com/resource/blob/1679668/be0bbf3fef0be7716d4f72b69009aed/fnn-roadmap--vom-netz-zum-system--1--data.pdf>.
- [82] D. Schröder, *Leistungselektronische Schaltungen: Funktion, Auslegung und Anwendung*, 3rd ed. Berlin/Heidelberg: Springer Vieweg, 2012.
- [83] S. Bernet, *Selbstgeführte Stromrichter am Gleichspannungszwischenkreis: Funktion, Modulation und Regelung*. Berlin/Heidelberg: Springer Vieweg, 2012.
- [84] N. Soltau, R. U. Lenke, and R. W. De Doncker, “High-Power DC-DC Converter,” *E.ON Energy Research Center Series*, vol. 5, no. 5, 2013. [Online] Available: www.eonerc.rwth-aachen.de/global/show_document.asp?id=aaaaaaaaaimzzk&download=1.
- [85] Stromnetze - Forschungsinitiative der Bundesregierung, *HV-SiC: Leistungselektronik der nächsten Generation mit Hochvolt-SiC-Halbleitern für zukünftige Mittelspannungsverteilstetze*. [Online] Available: <http://forschung-stromnetze.info/projekte/leistungselektronik-der-naechsten-generation-mit-hochvolt-sic-halbleitern-fuer-zukuenftige-mittelspannungsverteilstetze/>.

- [86] D. Kranzer and S. Reichert, “Entwicklungspfade der Leistungselektronik im Hinblick auf Netzanwendungen,” in *Netzbetrieb bei hohem Anteil an Leistungselektronik*, Würzburg, 2015.
- [87] M. Schröder, “Multidirektionale Energieflusssteuerung eines Modulare Multi-level-Umrichters mit integrierten Batteriespeichern in elektrischen Netzen,” Dissertation, Friedrich-Alexander-Universität (FAU), Erlangen, 2018. [Online] Available: https://opus4.kobv.de/opus4-fau/files/11091/MarkusSchroeder_Diss_OPUS.pdf.
- [88] N. Soltau, “High-Power Medium-Voltage DC-DC Converters: Design, Control and Demonstration,” Dissertation, Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule (RWTH), Aachen, 2017. [Online] Available: <https://publications.rwth-aachen.de/record/688889/files/688889.pdf>.
- [89] M. Stieneker, “Analysis of Medium-Voltage Direct-Current Collector Grids in Offshore Wind Parks,” Dissertation, Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule (RWTH), Aachen, 2017. [Online] Available: <https://publications.rwth-aachen.de/record/689894/files/689894.pdf>.
- [90] F. Zhang, G. Joos, and W. Li, “A Multiport Modular Multilevel DC-DC Converter,” in *IEEE 7th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG)*, Vancouver, 2016.
- [91] H. A. B. Siddique, S. M. Ali, and R. W. De Doncker, “DC Collector Grid Configurations for Large Photovoltaic Parks,” in *15th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE)*, Lille, 2013.
- [92] G. von Schoenebeck, *Strom aus Methan: Brennstoffzelle produziert Strom aus dem Klärgas der Stadtentwässerung*. [Online] Available: <https://www.ingenieur.de/technik/fachbereiche/energie/brennstoffzelle-produziert-strom-klaergas-stadtentwaesserung/>.
- [93] P. T. Moseley and J. Garche, Eds., *Electrochemical Energy Storage for Renewable Sources and Grid Balancing*. Amsterdam: Elsevier, 2015.
- [94] H. Rubenbauer and S. Henninger, “Definitions and reference values for battery systems in electrical power grids,” *Journal of Energy Storage*, vol. 12, pp. 87–107, 2017.
- [95] Sunfire GmbH, *Sunfire liefert weltgrößte kommerzielle reversible Elektrolyse (RSOC) an Boeing*. [Online] Available: <https://www.sunfire.de/de/unternehmen/presse/detail/sunfire-liefert-weltgroesste-kommerzielle-reversible-elektrolyse-rsoc-an-boeing>.
- [96] F. Wilhelm, “Mehr Flexibilität geht kaum: Kawasaki entwickelt Turbinen zur Verstromung von Wasserstoff,” *Energie & Management*, 15 Nov., 2018.

- [97] F. Mahr, J. Schindler, E. Petrossian, and J. Jäger, “Universelles Netzanschlusskonzept für Stromkunden: Energieversorgung mit Energiepaketen,” *ew - Magazin für die Energiewirtschaft*, no. 12, pp. 42–47, 2018.
- [98] M. Santos Pereira, “Programmierung und Inbetriebnahme eines DC/DC-Stellers für die Netzeinbindung von Batteriespeichern,” Masterarbeit M22 (unveröffentlicht), Lehrstuhl für Elektrische Energiesysteme, Friedrich-Alexander-Universität (FAU), Erlangen, 2014.
- [99] R. Meinhardt, “Programmierung und Inbetriebnahme eines Testaufbaus zur Nachbildung von DC-Einspeisenetzen,” Masterarbeit M63 (unveröffentlicht), Lehrstuhl für Elektrische Energiesysteme, Friedrich-Alexander-Universität (FAU), Erlangen, 2015.
- [100] L. Döring, “Regelungskonzepte für einen netzdienlichen Betrieb von Umrichtern - Simulation und Implementierung an einem Testaufbau,” Masterarbeit M93 (unveröffentlicht), Lehrstuhl für Elektrische Energiesysteme, Friedrich-Alexander-Universität (FAU), Erlangen, 2016.
- [101] R. Flosdorff and G. Hilgarth, *Elektrische Energieverteilung*, 9th ed. Wiesbaden: Vieweg+Teubner, 2008.
- [102] G. Herold, *Elektrische Energieversorgung I: Drehstromsysteme, Leistungen, Wirtschaftlichkeit*, 2nd ed. Wilburgstetten: Schlembach, 2005.
- [103] R. Teodorescu, M. Liserre, and P. Rodriguez, *Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems*. Chichester, UK: Wiley, 2011.
- [104] A. Yazdani and R. Iravani, *Voltage-Sourced Converters in Power Systems: Modeling, Control and Applications*. Hoboken, NJ: Wiley-IEEE Press, 2010.
- [105] J. Lunze, *Regelungstechnik 2: Mehrgrößensysteme, Digitale Regelung*, 7th ed. Berlin/Heidelberg: Springer Vieweg, 2013.
- [106] V. Crastan, *Elektrische Energieversorgung 1: Netzelemente, Modellierung, stationäres Verhalten, Bemessung, Schalt- und Schutztechnik*, 4th ed. Berlin/Heidelberg: Springer Vieweg, 2015.
- [107] M. Jostock, “Stabilität wechselrichtergeführter Inselnetze: Regelungstechnische Modellierung und Dynamikanalyse des parallelen Statikbetriebs,” Dissertation, Universität Luxemburg, Luxemburg, 2013.
- [108] Q. Liu, Y. Tao, X. Liu, Y. Deng, and X. He, “Voltage unbalance and harmonics compensation for islanded microgrid inverters,” *IET Power Electronics*, vol. 7, no. 5, pp. 1055–1063, 2014.

- [109] A. Gkountaras, “Modeling Techniques and Control Strategies for Inverter Dominated Microgrids,” Dissertation, Technische Universität (TU), Berlin, 2016. [Online] Available: https://depositonce.tu-berlin.de/bitstream/11303/5930/3/gkountaras_aris.pdf.
- [110] U. Markovic, O. Stanojev, P. Aristidou, and G. Hug, “Partial Grid Forming Concept for 100% Inverter-Based Transmission Systems,” in *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, Portland, 2018.
- [111] R. A. Mastromauro, S. Pugliese, and S. Stasi, “Universal Operation of a Distributed Power Generation System Based on the Power Converter Control,” in *IEEE 16th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC)*, Florence, 2016.
- [112] L. Huang, H. Xin, Z. Wang, W. Huang, and K. Wang, “An Adaptive Phase-Locked Loop to Improve Stability of Voltage Source Converters in Weak Grids,” in *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, Portland, 2018.
- [113] M. Hua, H. Hu, Y. Xing, and J. M. Guerrero, “Multilayer Control for Inverters in Parallel Operation Without Intercommunications,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 27, no. 8, pp. 3651–3663, 2012.
- [114] M. Raza, E. Prieto-Araujo, and O. Gomis-Bellmunt, “Small-Signal Stability Analysis of Offshore AC Network having Multiple VSC-HVDC Systems,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 33, no. 2, pp. 830–839, 2018.
- [115] K. Yu, Q. Ai, S. Wang, J. Ni, and T. Lv, “Analysis and Optimization of Droop Controller for Microgrid System Based on Small-Signal Dynamic Model,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 7, no. 2, pp. 695–705, 2016.
- [116] H. A. Alsiraji, R. El Shatshat, and A. A. Radwan, “A Novel Control Strategy for the Interlinking Converter in Hybrid Microgrid,” in *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, Chicago, 2017.
- [117] H. Xiao, Z. Xu, S. Wang, S. Liu, and W. Jian, “Control Strategy for Multi-infeed MMC-based HVDC System Connected to Weak Grid,” in *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, Chicago, 2017.
- [118] A. D. Paquette and D. M. Divan, “Virtual Impedance Current Limiting for Inverters in Microgrids With Synchronous Generators,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 51, no. 2, pp. 1630–1638, 2015.
- [119] Y. Deng, Y. Tao, G. Chen, G. Li, and X. He, “Enhanced Power Flow Control for Grid-Connected Droop-Controlled Inverters with Improved Stability,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 64, no. 7, pp. 5919–5929, 2017.

- [120] Y. Tao, Q. Liu, Y. Deng, X. Liu, and X. He, "Analysis and Mitigation of Inverter Output Impedance Impacts for Distributed Energy Resource Interface," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 30, no. 7, pp. 3563–3576, 2015.
- [121] J. M. Guerrero, J. C. Vasquez, J. Matas, L. G. de Vicuna, and M. Castilla, "Hierarchical Control of Droop-Controlled AC and DC Microgrids - A General Approach Toward Standardization," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, no. 1, pp. 158–172, 2011.
- [122] H.-G. Eckel, "Leistungselektronik am weichen Netzverknüpfungspunkt," in *Netzbetrieb bei hohem Anteil an Leistungselektronik*, Würzburg, 2015.
- [123] S. Laudahn, "Dynamisches Verhalten von wechsellrichterbasierten Erzeugungsanlagen im Kontext eines sicheren und stabilen Netzbetriebs," Dissertation, Technische Universität (TU), Braunschweig, 2017.
- [124] J. Liu, "Studies on Improving Dynamic Performance of Microgrids by Applying Virtual Synchronous Generator Control to Distributed Generators," Dissertation, Osaka University, Osaka, 2016. [Online] Available: https://ir.library.osaka-u.ac.jp/repo/ouka/all/55998/28358_%E8%AB%96%E6%96%87.pdf.
- [125] S. Reichert and R. Singer, "Stability Analysis of Droop-Control in Diesel-Hybrid Systems," in *IEEE 7th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG)*, Vancouver, 2016.
- [126] T. Ackermann *et al.*, "Paving the Way: A Future Without Inertia Is Closer Than You Think," *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 15, no. 6, pp. 61–69, 2017.
- [127] M. E. Elkhatab, W. Du, and R. H. Lasseter, "Evaluation of Inverter-based Grid Frequency Support using Frequency-Watt and Grid-Forming PV Inverters," in *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, Portland, 2018.
- [128] S. D'Arco and J. A. Suul, "Virtual Synchronous Machines - Classification of Implementations and Analysis of Equivalence to Droop Controllers for Microgrids," in *10th IEEE PES PowerTech Conference: Towards carbon free society through smarter grids*, Grenoble, 2013.
- [129] D. Duckwitz, F. Welck, and C. Glöckler, "Operational Behavior of the Virtual Synchronous Machine," in *12. ETG/GMA-Fachtagung "Netzregelung und Systemführung"*, Berlin, 2017.
- [130] Z. Lv and Q.-C. Zhong, "Control of Modular Multilevel Converters as Virtual Synchronous Machines," in *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, Chicago, 2017.
- [131] H. Wu and X. Wang, "Transient Angle Stability Analysis of Grid-Connected Converters with the First-order Active Power Loop," in *IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC)*, San Antonio, 2018.

- [132] S. Laudahn, J. Seidel, B. Engel, T. Bülo, and D. Premm, "Substitution of Synchronous Generator Based Instantaneous Frequency Control Utilizing Inverter-coupled DER," in *IEEE 7th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG)*, Vancouver, 2016.
- [133] M. Rezkalla, M. Marinelli, M. Pertl, and K. Heussen, "Trade-off Analysis of Virtual Inertia and Fast Primary Frequency Control During Frequency Transients in a Converter Dominated Network," in *IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT-Asia)*, Melbourne, 2016.
- [134] S. M. Alhejaj and F. M. Gonzalez-Longatt, "Investigation on Grid-Scale BESS Providing Inertial Response Support," in *IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON)*, Wollongong, 2016.
- [135] D. Turschner, "Virtuelle Synchronmaschine (VISMA): Ein Beitrag zur Netzstabilisierung," in *Netzbetrieb bei hohem Anteil an Leistungselektronik*, Würzburg, 2015.
- [136] Q.-C. Zhong and T. Hornik, *Control of Power Inverters in Renewable Energy and Smart Grid Integration*. Hoboken, NJ: Wiley-IEEE Press, 2013.
- [137] J. He and Y. W. Li, "Analysis, Design, and Implementation of Virtual Impedance for Power Electronics Interfaced Distributed Generation," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 47, no. 6, pp. 2525–2538, 2011.
- [138] J. He, Y. W. Li, J. M. Guerrero, F. Blaabjerg, and J. C. Vasquez, "An Islanding Microgrid Power Sharing Approach Using Enhanced Virtual Impedance Control Scheme," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 28, no. 11, pp. 5272–5282, 2013.
- [139] J. C. Vasquez, J. M. Guerrero, M. Savaghebi, J. Eloy-Garcia, and R. Teodorescu, "Modeling, Analysis, and Design of Stationary-Reference-Frame Droop-Controlled Parallel Three-Phase Voltage Source Inverters," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 60, no. 4, pp. 1271–1280, 2013.
- [140] D. Yang, X. Wang, and F. Blaabjerg, "Fast Power Control for VSCs to Enhance the Synchronization Stability in Ultra-Weak Grids," in *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, Portland, 2018.
- [141] D. Pattabiraman, R. H. Lasseter, and T. M. Jahns, "Comparison of Grid Following and Grid Forming Control for a High Inverter Penetration Power System," in *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, Portland, 2018.
- [142] M. Kurrat *et al.*, "Technische Herausforderungen für die Lieferung von Systemdienstleistungen durch dezentrale Erzeuger in aktiven Verteilungsnetzen," in *Internationaler ETG-Kongress 2013: Energieversorgung auf dem Weg nach 2050*, Berlin, 2013.

- [143] S. Henninger, M. Schröder, and J. Jäger, “Grid-Forming Droop Control of a Modular Multilevel Converter in Laboratory,” in *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, Portland, 2018.
- [144] M. Calabria, W. Schumacher, J. M. Guerrero, J. C. Vasquez, and X. Zhao, “Stability Analysis and Design of the Improved Droop Controller on a Voltage Source Inverter,” in *IEEE 6th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG)*, Aachen, 2015.
- [145] D. Schröder, *Elektrische Antriebe: Regelung von Antriebssystemen*, 3rd ed. Berlin/Heidelberg: Springer, 2009.
- [146] J. Lunze, *Regelungstechnik 1: Systemtheoretische Grundlagen, Analyse und Entwurf einschleifiger Regelungen*, 9th ed. Berlin/Heidelberg: Springer Vieweg, 2013.
- [147] D. Duckwitz and B. Fischer, “Modeling and Design of df/dt -Based Inertia Control for Power Converters,” *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. 5, no. 4, pp. 1553–1564, 2017.
- [148] S. Henninger, L. Döring, and J. Jäger, “Hardware Lab Tests on Dynamic Frequency Support by Converters Applying Different Inertia Constants,” in *IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT-Asia)*, Auckland, 2017.
- [149] S. Henninger, J. Jäger, and H. Rubenbauer, “Dimensioning and Control of Energy Storage Systems for Renewable Power Leveling,” in *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D)*, Dallas, 2016.

Klimaschutz- und Nachhaltigkeitsgründe erfordern eine Abkehr von fossilen Energieträgern und eine verstärkte Nutzung regenerativer Energiequellen. Doch trotz eines kontinuierlich steigenden Anteils der regenerativen Stromerzeugung liegt das Ziel einer CO₂-neutralen, aber weiterhin sicheren und bezahlbaren Energieversorgung in Deutschland noch in weiter Ferne. Die bisherigen Ansätze sind nicht ausreichend, weshalb neue und netzdienliche Integrationsmethoden erforderlich sind. Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wurde diese Problemstellung sowohl aus einer konzeptionellen als auch einer technischen Perspektive untersucht.

Der konzeptionelle Ansatz beruht dabei auf der Beschreibung von Stromerzeugungsanlagen anhand von inhärenten Eigenschaften, die anschaulich in einem sog. *Einspeisewürfel* dargestellt werden. Basierend darauf wurde das Konzept eines *Smart renewable Power Plant* (SrPP) entwickelt: ein stromrichtergekoppeltes Einspeisernetz mit integrierten Energiespeichern.

Die technischen Betrachtungen dieser Arbeit umfassen das Netzverhalten sowie das interne Verhalten des SrPP und damit insbesondere die Regelung und netzdienliche Betriebsweise von Stromrichtern. Hierzu wurde eine umfangreiche Übersicht über Stromrichterregelungen erstellt, welche anschließend an einem Versuchsaufbau implementiert und untersucht wurden.

Neben der Vorstellung des SrPP als ganzheitliche Netzintegrationsmethode für regenerative Energiequellen trägt die vorliegende Arbeit somit auch dazu bei, die bisher oft noch getrennten Fachbereiche der elektrischen Energieversorgung und der Leistungselektronik, die in einer stromrichterdominierten, regenerativen Energieversorgung eng miteinander verknüpft sind, zusammenzuführen.

