

Zur Einordnung, Analyse und Verbesserung der harmonischen Stabilität in elektrischen Energiesystemen

Von der Fakultät für Elektrotechnik und Informatik
der Gottfried Wilhelm Leibniz Universität Hannover
zur Erlangung des akademischen Grades
Doktor-Ingenieur
(abgekürzt: Dr.-Ing.)
genehmigte Dissertation

von Herrn
Alexander Neufeld M. Sc.
geboren am 10. März 1991
in Karaganda / Kasachstan

1. Referent: Prof. Dr.-Ing. habil. Lutz Hofmann
 2. Referent: Prof. Dr.-Ing. habil. Martin Wolter
- Tag der Promotion: 9. Oktober 2023

Ingenieure haben keine Probleme – sondern Herausforderungen.

Vorwort

Die vorliegende Dissertation entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter im Fachgebiet Elektrische Energieversorgung im Institut der Elektrischen Energiesysteme an der Gottfried Wilhelm Leibniz Universität Hannover. In dieser Zeit konnte ich mich wissenschaftlich und auch persönlich weiterentwickeln. Eine Tätigkeit ist mir in der Zeit jedoch trotzdem besonders schwer gefallen: das schriftliche Ausformulieren meiner Gedankengänge und des Fachwissens. Aus diesem Grund hoffe ich, dass die Leserinnen und Leser mir diese Tatsache verzeihen können. Ich hoffe dennoch, dass diese Arbeit einen angenehmen Zugang zu dem Thema der Behandlung der harmonischen Stabilität in der elektrischen Energieversorgung gewährt.

Ein besonderer Dank gilt meinem Betreuer Herrn Prof. Dr.-Ing. habil. Lutz Hofmann. Zum einen hat er mir die Arbeit an dem Fachgebiet und der Dissertation ermöglicht. Zum anderen möchte ich mich bei ihm für fördernde Diskussionen und Anregungen und seine Ausdauer beim Lesen und Korrigieren meiner Dissertation bedanken.

Weiterhin möchte ich mich auch bei Herrn Prof. Dr.-Ing. habil. Martin Wolter für sein Interesse an meiner Arbeit und die Übernahme der Zweitprüfung bedanken. Auch Prof. Dr.-Ing. Peter Werle möchte ich für die Leitung der Prüfungskommission danken.

Ich danke allen mich begleitenden Mitarbeitern des Fachgebiets für die regen Diskussionen und ihre Unterstützung dieser Arbeit, so wie allen Studierenden, die als Abschlussarbeiter und als studentische Hilfskräfte einen Teil zum Gelingen beigetragen haben.

Ein weiterer Dank gilt meinem Freundeskreis in und außerhalb Hannover, die mir Kraft und Motivation gegeben haben, diese Arbeit zum Abschluss zu bringen.

Abschließend möchte ich mich bei meiner Partnerin Lena bedanken. Ihr emotionaler Beistand und ihre Hilfe bei der Korrektur der Arbeit haben mir vor Allem in der Endphase der Arbeit viel geholfen.

Aarhus, Oktober 2023

Kurzfassung

Die steigende Anzahl der leistungselektronischen Betriebsmittel für Erzeugung und Übertragung der elektrischen Energie führt zu einem Strukturwandel innerhalb der Energieversorgungsnetze. Als Folge dieses Wandels sind Veränderungen der Charakteristik und Aufkommen von neuen Effekten im Betrieb der elektrischen Energiesysteme zu verzeichnen. Dazu gehört auch der Effekt der harmonischen Stabilität, bei dem nicht-grundfrequente Oszillationen in Strömen und Spannungen der netzseitigen Konverter zu einem gestörten Netzbetrieb führen. Die Behandlung der harmonischen Stabilität in elektrischen Energiesystemen ist das Hauptthema dieser Dissertation.

Die Definition der harmonischen Stabilität und ihre Einteilung in die Klassifizierung der Stabilitätsarten stellt die Grundlage für die weitere Behandlung des Effekts dar. Dafür wird sein physikalischer Vorgang in einem einfachen Beispielsystem beschrieben und analysiert. Aus der Sicht der Systemtheorie handelt es sich im instabilen Fall um eine periodische Energieoszillation zwischen einem Konverter und Energiespeichern des Netzes. Aufbauend auf diesen Erkenntnissen wird die Klassifizierung der Stabilitätsarten des Elektroenergiesystems erweitert. Für die Feststellung und Analyse der harmonischen Stabilität werden drei verschiedene Methoden verwendet: die Zeitbereichssimulation, die Eigenwertanalyse und das impedanzbasierte Kriterium. Deren Theorien, Anwendungen und Einsatzzwecke für die Berechnung der harmonischen Stabilität werden miteinander verglichen und diskutiert. Weiterhin wird auch die Verbesserung der harmonischen Stabilität untersucht. Dazu werden zunächst stabilisierende Maßnahmen aus der Literatur beschrieben, angewendet und bewertet. Zudem wird über die Möglichkeit der präventiven Vorbeugung der harmonischen Instabilität in elektrischen Energiesystemen diskutiert.

Die entstandenen Aussagen und Ergebnisse werden an zwei Beispielnetzen, einem MS-Netz und einem HöS-Netz, untersucht. Daran wird auch der Einfluss der Netzbetriebsmittel und deren frequenzabhängige Modellierung auf die harmonische Stabilität analysiert.

Schlagworte: harmonische Stabilität, netzseitige Konverter, Zeitbereichssimulation, Eigenwertanalyse, impedanzbasiertes Kriterium

Abstract

The increasing number of power electronic equipment for the generation and transmission of electrical energy leads to a structural change within the energy utility grids. As a result of this change, alterations in the characteristics and emergence of new effects in the operation of the electrical power systems can be observed. This includes the effect of harmonic stability, where non-fundamental frequency oscillations in currents and voltages of the grid-side converters lead to a disturbed grid operation. The handling of harmonic stability in electrical power systems is the main topic of this dissertation.

The definition of harmonic stability and its classification into stability categories is the basis for further handling of the effect. For this purpose, its physical process is described and analysed in a simple system. From the point of view of system theory, the unstable case is a periodic energy oscillation between a converter and further grid components. Based on these findings, the classification of the categories of power system stability is extended. Three different methods are used to determine and analyse harmonic stability: time-domain simulation, eigenvalue analysis and impedance-based criterion. Their theories, applications and purposes for the calculation of harmonic stability are compared and discussed. Furthermore, the improvement of harmonic stability is also examined. For this purpose, stabilising measures from the literature are first described, applied and evaluated. In addition, the possibility of preventive measures for harmonic instability in electrical power systems is discussed.

The formulated statements and obtained results are examined on two benchmark grids, a MV and a EHV grid. The influence of the network components and their frequency-dependent modelling on the harmonic stability is also analysed.

Keywords: harmonic stability, grid-side converters, time-domain simulation, eigenvalue analysis, impedance-based criterion

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung	ii
Abstract	iii
Abbildungsverzeichnis	vii
Tabellenverzeichnis	xii
Abkürzungsverzeichnis	xiii
Symbolverzeichnis	xiv
1. Einleitung	1
1.1. Motivation	1
1.2. Forschungsfragen und Zielstellung	9
1.3. Aufbau der Arbeit	12
2. Stabilität von elektrischen Energiesystemen	14
2.1. Definition der Stabilität	14
2.2. Verfahren der Stabilitätsberechnung	17
2.2.1. Direkte Methode von Ljapunov	18
2.2.2. Eigenwertanalyse	20
2.2.3. Zeitbereichssimulation	23
2.2.4. Nyquist-Kriterium	27
2.2.5. Hopf-Bifurkation	31
2.3. Stabilität des Elektroenergiesystems	34
3. Netzseitige Konverter	40
3.1. Technologie	41

3.2. Modellierung	47
3.2.1. Schaltelemente und PWM	49
3.2.2. Zwischenkreis	54
3.2.3. Filter	54
3.2.4. PLL	56
3.2.5. Stromregler	59
3.2.6. Spannungsregler	61
3.2.7. Blindleistungsregler	62
3.2.8. Zeitverzögerung	63
3.2.9. Gesamtmodell	64
4. Berechnungs- und Analysemethoden der harmonischen Stabilität	71
4.1. Zeitbereichssimulation	72
4.2. Eigenwertanalyse	75
4.3. Impedanzbasiertes Kriterium	81
4.4. Vergleich	85
5. Wesen der harmonischen Stabilität	90
5.1. Analyse der physikalischen Vorgänge	90
5.2. Definition und Klassifizierung	96
5.2.1. Namensdiskussion	96
5.2.2. Definition	98
5.2.3. Vorschlag zur Reklassifizierung	100
6. Abhilfemaßnahmen	103
6.1. Stabilisierende Maßnahmen	103
6.1.1. Passive Filter	104
6.1.2. Parameteranpassung	106
6.1.3. Aktive Filter und Dämpfer	109
6.2. Präventive Maßnahmen	111
7. Netzszenarienanalyse	115
7.1. Mittelspannungsnetz	118
7.2. Höchstspannungsnetz	126
7.3. Diskussion	134
8. Zusammenfassung und Ausblick	137

A. Validierung	143
B. Betriebsmittelparameter	148
B.1. Parameter des MS-Netzes	148
B.2. Parameter des HöS-Netzes	152
Literaturverzeichnis	157

Abbildungsverzeichnis

1.1. Installierte Windenergieleistung in Deutschland von 2000 bis 2022 [4]	2
1.2. Installierte PV-Leistung in Deutschland von 2000 bis 2022 [6, 8]	3
1.3. Messungen der verzerrten Spannungen und Ströme im Offshore-Windparknetz BorWin1 [15]	6
1.4. Zeitlicher Verlauf und das Frequenzspektrum der Leiter-Erde-Spannungen in dem Onshore-Drehstromnetz während des Zusammenbruchs des Versor- gungssystems nach dem Auftreten der Phänomene [19]	7
1.5. Messung der Zeitverläufe der Strangspannung und des Leiterstroms in dem PV-Park Tauberlandpark vor und nach Abschaltung der Konverter [26]	8
2.1. Darstellung der Definitionen der Stabilität [36]	16
2.2. Beispiel: einfacher elektrischer Serienschwingkreis	18
2.3. Zeitverläufe der Zustandsgrößen des Beispiels mit $u_q = 0\text{ V}$	24
2.4. Phasenporträts des Beispiels mit $u_q = 0\text{ V}$. Links: einzelne Trajektorien Rechts: Bewegung im Raum dargestellt durch Pfeile	25
2.5. Zeitverläufe der Zustandsgrößen des Beispiels mit u_q aus Gl. (2.16)	26
2.6. Verlauf der Trajektorien des Beispiels mit u_q aus aus Gl. (2.16)	26
2.7. Schematischer Aufbau eines Regelkreises ohne Störungen	27
2.8. Schematische Darstellung der Phasen- und Amplitudenreserve bei der Feststellung der Stabilität mit Hilfe des Nyquist-Diagramms ($0 < \omega < \infty$)	29
2.9. Grafische Darstellungen des Nyquist-Kriteriums für das Beispiel mit $u_q(i) = r_q i$ Links: Pol- (x) und Nullstellen (o) des offenen Regelkreises Rechts: Nyquist-Diagramm	30

2.10. Superkritische Hopf-Bifurkation eines nichtlinearen Systems zweiter Ordnung.	
Links: Diagramm der Eigenwertlage; Rechts: Bifurkationsdiagramm. . . .	33
2.11. Darstellung der Hopf-Bifurkation für das Beispielsystem mit u_q aus Gl. (2.16)	
Links: Verschiebung der Eigenwerte mit steigendem r_q	
Rechts: Bifurkationsdiagramm bei $8\Omega \leq r_q \leq 12\Omega$	33
2.12. Klassifizierung der Stabilitätsarten in Energieversorgung nach [38]. Erweiterung nach [37] ist durch gestrichelte Linien markiert	35
3.1. Drei wichtige Topologien der Drehstromkonverter und deren Ausgangsspannungen. Es ist nur eine Phase dargestellt [50]	43
3.2. Schematische Darstellung von den Arten der Regelung der netzseitigen Konverter	45
3.3. Übersicht des Modells des netzseitigen Konverters mit einzelnen Komponenten und Regelungsschleifen	48
3.4. Struktur der Schaltelemente	50
3.5. Struktur der PWM	50
3.6. Berechnung des Pulsmusters mit einem dreieckförmigen Trägersignal und einem sinusförmigen Referenzsignal	52
3.7. Schematische Darstellung der AVM	53
3.8. Schematische Darstellung des LCL-Filters	55
3.9. Zusammenhang zwischen den ruhenden natürlichen Koordinaten (a, b, c) , den ruhenden $\alpha\beta$ -Koordinaten, den rotierenden dq -Koordinaten des Konverters und den globalen rotierenden dq -Koordinaten (Index ')	57
3.10. Schematische Darstellung der PLL	58
3.11. Schematische Darstellung der Stromregelung	59
3.12. Vereinfachte Darstellung der Strombegrenzung	60
3.13. Schematische Darstellung der Spannungsregelung	61
3.14. Schematische Darstellung der Blindleistungsregelung	62
3.15. Gesamtmodell des netzseitigen Konverters	64
3.16. Verhalten des Modells des netzseitigen Konverters bei Leistungsänderungen in einer Zeitbereichssimulation	66
3.17. Lage der Eigenwerte des Konverters in dem stationären AP	67
3.18. Bode-Darstellung der Admittanz des Konverters im stationären AP in dq -Koordinaten	68

3.19. Bode-Darstellung der Mitsystem-Admittanz des Konverters $\underline{Y}_{K,mit}$ im stationären AP	69
4.1. System des Einkonverterproblems und das vereinfachte Ersatzschaltbild .	71
4.2. Zeitverläufe der Simulation bei Steigerung der Netzinduktivität. Ströme und Spannungen sind am PoC dargestellt	74
4.3. Zeitverläufe der Simulation bei Steigerung der Netzkapazität. Ströme und Spannungen sind am PoC dargestellt	75
4.4. Lage der Eigenwerte des Einkonverterproblems mit verschiedenen Parametern der Netzelemente	78
4.5. Partizipationsfaktoren der kritischen Eigenwerte im Einkonverterproblem	79
4.6. Sensitivität der kritischen Eigenwerte auf Parameteränderungen im Einkonverterproblem	80
4.7. Vereinfachtes Ersatzschaltbild eines Konverters am Netz und Blockschaltbild zur Verdeutlichung der entstehenden Regelschleife	82
4.8. Bode-Diagramm der Impedanz des Konverters und des Netzes für verschiedene Netzparameter	83
4.9. Nyquist-Diagramm der offenen Regelschleife im Einkonverterproblem . .	84
5.1. Spektren der diskreten Fourierzerlegung der Leitergrößen am Anschlusspunkt für das Beispiel	92
5.2. Verschiebung der Eigenwerte und Trajektorien von den Leiterströmen am PoC im rotierenden dq -Koordinatensystem für steigende Netzinduktivität	94
5.3. Vorschlag zur Reklassifizierung der Stabilitätsarten der Elektroenergiesysteme	101
6.1. Schematischer Aufbau eines C-Typ-Filters	106
6.2. Nyquist-Diagramme des impedanzbasierten Kriteriums für verschiedene stabilisierende Maßnahmen im Einkonverterproblem	107
7.1. Topologie des untersuchten MS-Netzes	118
7.2. Frequenzabhängige Beträge der Netzimpedanz an verschiedenen Knoten des MS-Netzes mit offenem Schalter S1	119
7.3. Frequenzabhängige Beträge der Netzimpedanz an verschiedenen Knoten des MS-Netzes mit geschlossenen Schalter S1	120

7.4.	Frequenzabhängige Beträge der Netzimpedanz am Knoten K16 aus Sicht des netzseitigen Konverters mit vollständigem MS-Netz und einer einfachen Ersatzschaltbilddarstellung	121
7.5.	Bode-Diagramm der Impedanzen des Konverters (ohne und mit virtueller Dämpfung) und des MS-Netzes am PoC	122
7.6.	Nyquist-Diagramm der offenen Regelschleife im MS-Netz ohne und mit virtueller Dämpfung	123
7.7.	Verschiebung der kritischen Eigenwerte des MS-Netzes durch Schließung des Schalters S1	124
7.8.	Sensitivität der kritischen Eigenwertpaare auf Parameteränderungen im MS-Netz mit geschlossenem Schalter S1	125
7.9.	Zeitverläufe der Simulation im MS-Netz bei Schließung des Schalters S1 ($t = 0$ ms) und Einschaltung der virtueller Dämpfung ($t = 100$ ms)	126
7.10.	Topologie des untersuchten HöS-Netzes	127
7.11.	Topologie des untersuchten WP-Netzes	128
7.12.	Frequenzabhängige Beträge der Netztorimpedanz an verschiedenen Knoten des HöS-Netzes	129
7.13.	Frequenzabhängige Beträge der Netzimpedanz aus Sicht der jeweiligen netzseitigen Konverter im WP-Netz und des Transformators der Konverter bezogen auf die Unterspannungsseite	130
7.14.	Frequenzabhängige Beträge der Netzimpedanz aus Sicht der jeweiligen netzseitigen Konverter im erweiterten WP-Netz	131
7.15.	Bode-Diagramm der Impedanzen des Konverters (ohne und mit virtueller Dämpfung) und des WP-Netzes (Knoten K15)	132
7.16.	Nyquist-Diagramm der offenen Regelschleife im WP-Netz (Knoten K15) ohne und mit virtuelle Dämpfung	132
7.17.	Zeitverläufe der Simulation im WP-Netz am Knoten K15 bei Aus- ($t = 0$ ms) und erneuerter Einschaltung ($t = 100$ ms) der virtuellen Dämpfung	133
A.1.	Validierung der Ergebnisse des C-Typ-Filters als stabilisierende Maßnahme im Einkonverterproblem mit steigender Netzinduktivität ($L_N \uparrow$) . . .	144
A.2.	Validierung der Ergebnisse des C-Typ-Filters als stabilisierende Maßnahme im Einkonverterproblem mit steigender Netzkapazität ($C_N \uparrow$)	144
A.3.	Validierung der Ergebnisse der Parameteranpassung als stabilisierende Maßnahme im Einkonverterproblem mit steigender Netzinduktivität ($L_N \uparrow$)	145

A.4. Validierung der Ergebnisse der Parameteranpassung als stabilisierende Maßnahme im Einkonverterproblem mit steigender Netzkapazität ($C_N \uparrow$)	145
A.5. Validierung der Ergebnisse des Notch-Filters als stabilisierende Maßnahme im Einkonverterproblem mit steigender Netzinduktivität ($L_N \uparrow$)	146
A.6. Validierung der Ergebnisse des Notch-Filters als stabilisierende Maßnahme im Einkonverterproblem mit steigender Netzkapazität ($C_N \uparrow$)	146
A.7. Validierung der Ergebnisse des virtuellen Dämpfers als stabilisierende Maßnahme im Einkonverterproblem mit steigender Netzinduktivität ($L_N \uparrow$) .	147
A.8. Validierung der Ergebnisse des virtuellen Dämpfers als stabilisierende Maßnahme im Einkonverterproblem mit steigender Netzkapazität ($C_N \uparrow$) . . .	147
B.1. Mastbild der Freileitungsmaste im HöS-Netz	152

Tabellenverzeichnis

3.1. Parameter des netzseitigen Konverters und die Werte der Zustandsgrößen im stationären AP in dq -Koordinaten	65
4.1. Grenzen der Stabilität für verschieden Berechnungsmethoden bei Erhöhung der Netzparameter	86
4.2. Vergleich der Berechnungsmethoden von harmonischer Stabilität in verschiedenen Kategorien	87
A.1. Übersicht der Abbildungen für die Validierung	143
B.1. Parameter der Ersatznetzdarstellung im MS-Netz	148
B.2. Parameter der Lasten im MS-Netz	148
B.3. Parameter der Leitungen im MS-Netz	149
B.4. Parameter der Transformatoren im MS-Netz	149
B.5. Parameter des Kabeltyps für 20 kV im MS-Netz	150
B.6. Parameter des Freileitungstyps für 20 kV im MS-Netz	150
B.7. Parameter des netzseitigen Konverters im MS-Netz	151
B.8. Parameter der Generatoren im HöS-Netz	152
B.9. Parameter der Leitungen im HöS-Netz	152
B.10. Parameter der Transformatoren im HöS-Netz	153
B.11. Parameter der Kompensationsanlagen im HöS-Netz	153
B.12. Parameter der Lasten im HöS-Netz	153
B.13. Parameter des Kabeltyps für 33 kV im HöS-Netz	154
B.14. Parameter des Kabeltyps für 220 kV im HöS-Netz	154
B.15. Parameter des Freileitungstyps für 220 kV im HöS-Netz	155
B.16. Parameter des Freileitungstyps für 380 kV im HöS-Netz	155
B.17. Parameter des netzseitigen Konverters im HöS-Netz	156

Abkürzungsverzeichnis

AP	Arbeitspunkt
AVM	engl.: average value model
FACTS	engl.: flexible AC transmission system
HDÜ	Hochspannungs-Drehstrom-Übertragung
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
KP	Konzentrierte Parameter
LLC	engl.: line commutated converter
MMC	engl.: modular multilevel converter
PLL	engl.: phase-locked loop
PoC	engl.: point of connection
PV	Photovoltaik
PWM	engl.: pulse width modulation
SM	Submodul
VD	Virtuelle Dämpfung
VP	Verteilte Parameter
VSC	engl.: voltage source converter
WP	Windpark

Symbolverzeichnis

Allgemeine Zeichen

a	Skalar, Variable, Momentanwert	\mathbf{a}	Vektor
a	Skalar, unveränderbare Konstante	\mathbf{A}	Matrix
A	Skalar, Variable, Effektivwert	\underline{A}	komplexe Größe
j	imaginäre Einheit	\underline{A}^*	konjugiert komplexe Größe

Formelzeichen

a	Element der Systemmatrix	P	Wirkleistung
\mathbf{A}	Systemmatrix	\mathbf{P}	Partizipationsfaktormatrix
\mathbf{B}	Eingangsmatrix	Q	Blindleistung, Gütefaktor
C	Kapazität	r	Radius
\mathbf{C}	Ausgangsmatrix	R	Widerstand
D	Definitionsmenge	s	Laplace-Variable
\mathbf{D}	Durchgangsmatrix	S	Scheinleistung
e	Regeldifferenz	t	Zeit, Element des rechten Eigenvektors
E	Energiefunktion	T	Periodendauer
f	Frequenz	\mathbf{T}	Transformationsmatrix
g	Schaltsignal	u	Eingangsvariable
i, I	Strom	u, U	Spannung
\mathbf{J}	Jacobi-Matrix	V	Ljapunov-Funktion
K	Verstärkungsfaktor	W	Führungsgröße
l	Länge, Element des linken Eigenvektors	x	Zustandsgröße, Reaktanz
L	Induktivität	y	Ausgangsvariable
M	Modulationsgrad	Y	Admittanz, Regelgröße
n	Anzahl, Anzahl der Pole	Z	Impedanz

ε	relative elektrische Permittivität	μ	Bifurkationsparameter
ζ	Dämpfungsgrad	ρ	Resistivität
θ	Transformationswinkel	σ	Realteil des Eigenwerts
κ	elektrische Leitfähigkeit	τ	Verzögerungszeit
λ	Eigenwert	ω	Kreisfrequenz, Imaginärteil des Eigenwerts
Λ	Diagonalmatrix der Eigenwerte		

Hochgestellte Indizes

T	Transponiert	"	subtransiente Größe
*	Sollgröße	AP	Arbeitspunkt
**	unvollständige Sollgröße	OS	Oberspannung
'	globale, auf Länge bezogene oder transiente Größe	US	Unterspannung

Tiefgestellte Indizes

0	Kenn-, Anfangszustand	max	maximal
a, b, c	Leiter a , Leiter b , Leiter c	min	minimal
AC	Wechselstrom	mit	Mitsystemgröße
d	Dämpfungs-	N	Netz
D	Verzögerung (engl.: delay)	n	Nenn-
DC	Gleichstrom	o	offen
d, q	Komponente d , Komponente q	P	Proportional-
f	Filter-	PLL	PLL-Regler
g	Netzseitig- (engl.: grid), geschlossen	Q	Leistungsregler
high	obengelegen	r	Bemessungs- (engl.: rated)
i	Laufindex	R	Regler
i	innere	q	Quelle
I	Integrations-, Stromregler	s	Schalt-
K	Konverter	S	Strecke
k	Kurzschluss-	T	Transformator
L	Leitung	U	Spannungsregler
lin	linear	v	virtuell
low	tiefgelegen		

1. Einleitung

In dieser Arbeit wird die Behandlung der harmonischen Stabilität aus Sicht der elektrischen Energieversorgung untersucht. Wie bereits dem Titel zu entnehmen ist, gehört dazu die *Einordnung*, die *Analyse* und die *Verbesserung* der harmonischen Stabilität. Unter der Einordnung wird die Definition der harmonischen Stabilität und die Einteilung in die Klassifikation der Stabilitätsarten des Elektroenergiesystems verstanden. Die Analyse entspricht den Möglichkeiten zur Berechnung und Untersuchung der harmonischen Stabilität. Als Verbesserung werden in dieser Arbeit die stabilisierenden und präventiven Abhilfemaßnahmen der harmonischen Stabilität verstanden. Im Folgenden werden die Motivation, die Forschungsfragen und die Zielstellung dieser Arbeit erläutert.

1.1. Motivation

Die politische und gesellschaftliche Entwicklung übt durch die Energiewende einen bedeutsamen Einfluss auf die Transformation des Elektroenergiesystems in Deutschland aus. Ähnliche Trends sind auch in anderen Ländern in Europa und der Welt zu beobachten. Im Folgenden wird jedoch nur auf die Entwicklung in Deutschland konkret eingegangen. Zunächst kann der Kernenergieausstieg, motiviert durch die Nuklearkatastrophe in Fukushima 2011, als ein großer Treiber für den Wandel der Struktur des Elektroenergiesystems genannt werden [1]. Die letzten drei Kernkraftwerke in Deutschland sind am 15. April 2023 vom elektrischen Energienetz getrennt worden, auch wenn aktuell über die Ausstiegszeit immer wieder debattiert wird [2]. Aktuell ist auch die gesellschaftliche Opposition gegenüber Kohlekraftwerken und dem Abbau von Braunkohle in Deutschland, beispielsweise durch Proteste der Fridays-for-Future-Bewegung [3], erkennbar. Auf der anderen Seite gewinnen die regenerativen Energiequellen immer mehr an Bedeutung. Somit werden zentralisierte Standorte der Erzeugung der elektrischen Energie, wie thermische Kraftwerke, durch dezentrale Erzeugungsanlagen, wie Windkraftanlagen und Photovoltaik-Module (PV-Module), ersetzt. Das ist auch in der folgenden Statistik der installierten Leistung in Deutschland erkennbar.

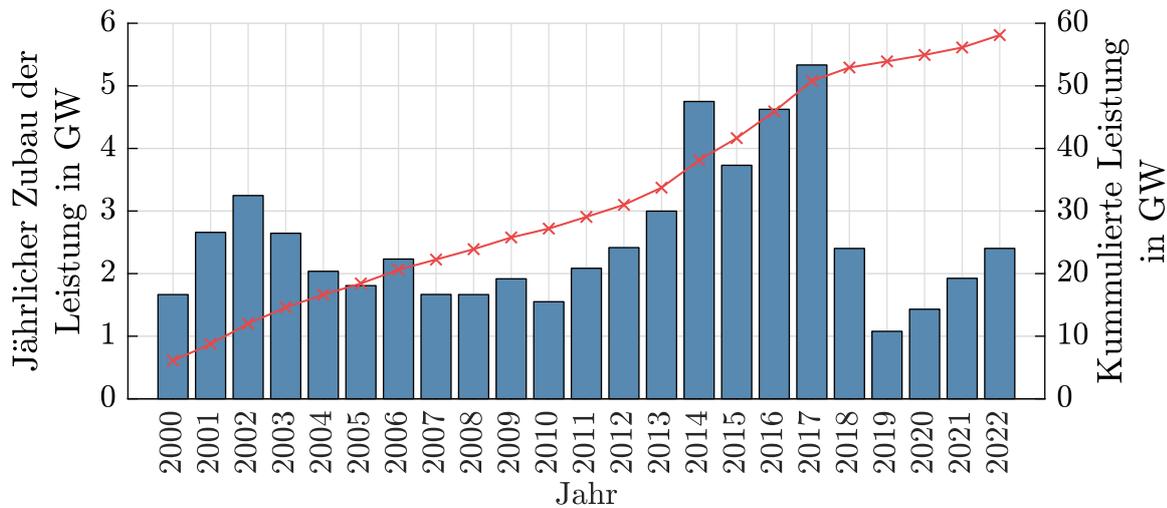


Abb. 1.1.: Installierte Windenergieleistung in Deutschland von 2000 bis 2022 [4]

In Abb. 1.1 ist die Entwicklung der regenerativen Erzeugungsanlagen zunächst für die Windenergie dargestellt. Auch wenn in den letzten Jahren der Zubau der Windenergieanlagen eine Flaute erlebt hat, ist es zu erkennen, dass die installierte Leistung der Windenergie stetig wächst. Das betrifft nicht nur die Windenergieanlagen auf dem Land, sondern auch die Offshore-Windparks werden weiterhin stetig ausgebaut [5]. Es ist zu erwarten, dass der Zubau der Windenergieanlagen weiter ansteigen wird, da in in der Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes im Jahr 2023 das Ziel, die verbrauchte elektrische Energie in Deutschland aus regenerativen Quellen zu beziehen, für das Jahr 2030 von 65 % auf 80 % angehoben wird. Im Jahr 2022 betrug dieser Anteil bereits 49,2% [6]. Alleine die Offshore-Windenergieleistung soll zwischen den Jahren 2024 und 2030 um über 5 GW anwachsen [5].

Ähnlich sieht die Entwicklung der installierten Leistung von PV-Anlagen aus, welche in Abb. 1.2 dargestellt ist. Man erkennt einen deutlichen Zuwachs der installierten Leistung bis zum Jahr 2012 und eine Senke in den Jahren von 2013 bis 2017. Danach ist jedoch ein erneuter Anstieg der zugebauten Leistung zu erkennen. Dieser erreichte im Jahr 2022 nahezu den Stand aus dem Jahr 2012. Dieser Verlauf ist durch die im Jahr 2012 ausgelaufene Förderung und durch die gesunkenen Preise der PV-Module in den letzten Jahren zu erklären.

Neben dem Wechsel der Erzeugungsanlagen ist auch der Netzausbau des deutschen Übertragungsnetzes von einem Strukturwandel betroffen. Es wird aktuell vermehrt Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) mit Kabelverbindungen statt Hochspannungs-Drehstrom-Übertragung (HDÜ) mit Freileitungen als Netzverstärkungs- und Netz-

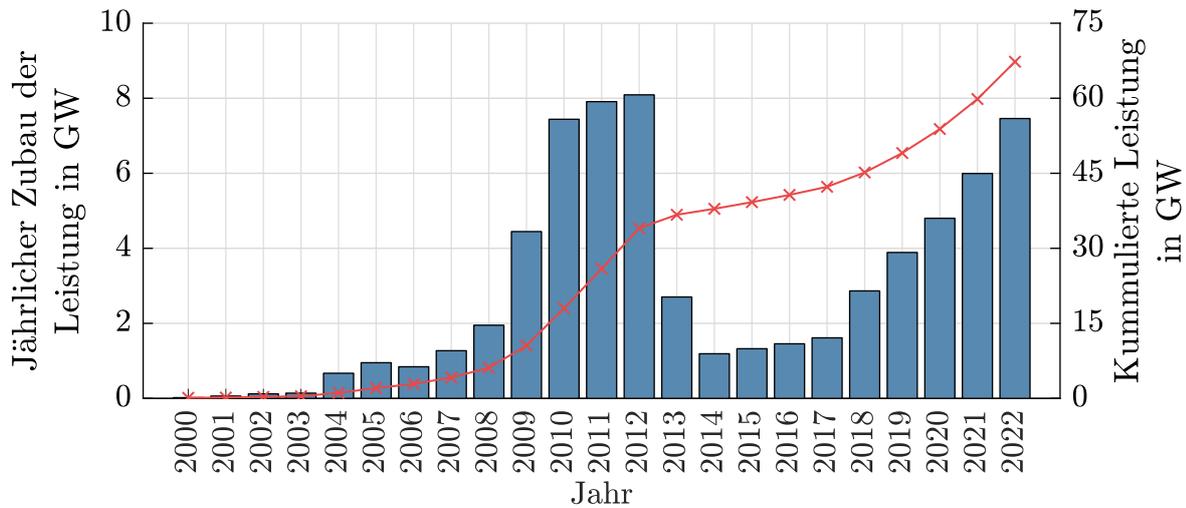


Abb. 1.2.: Installierte PV-Leistung in Deutschland von 2000 bis 2022 [6, 8]

ausbaumaßnahmen geplant. Die bekanntesten Ausbauprojekte sind *Südlink*, *Ultranel* und *SüdOstLink*, welche alle einen Nord-Süd-Verlauf haben [7] und die neu entstehenden Offshore-Windparks im Norden des Landes mit den Verbrauchszentren und Standorten von PV-Parks im Süden des Landes verbinden sollen. Auch die bereits angesprochenen Offshore-Windparks werden aktuell mit HGÜ an das Onshore-Übertragungsnetz angebunden.

Aus Sicht der Gesellschaft in Hinblick auf den Umweltschutz ist diese Entwicklung positiv und trägt zur Einhaltung der global gesetzten Ziele für die maximale Erderwärmung in dem Übereinkommen von Paris bei [9]. Aus der technischen Sicht wirft diese Entwicklung eine Reihe von Herausforderungen auf, denen sich unter anderem auch die elektrische Energieversorgung stellen muss. Denn die neu eingesetzten Betriebsmittel werden größtenteils durch leistungselektronische Anlagen, also netzseitige Konverter, an das elektrische Energienetz angeschlossen. Der Einsatz der Konverter in der Erzeugung und Übertragung der elektrischen Energie wird im Folgenden anhand der Technologien beschrieben.

Um die elektrische Energie aus der Windkraft zu erzeugen, werden die elektrischen Generatoren in den Windturbinen eingesetzt. Die Generatoren können, wie auch bei den thermischen Kraftwerken, direkt an das elektrische Energienetz angeschlossen werden. Dadurch wird jedoch nur ein relativ geringer Bereich der Windgeschwindigkeit optimal ausgenutzt, da die elektrische Leistung an die Drehgeschwindigkeit und die Netzfrequenz gekoppelt ist [10]. Die vorliegende Windleistung wird nicht optimal ausgenutzt. Mit dem Einsatz eines Frequenzumrichters kann der Arbeitsbereich der Windenergie-

anlage erweitert werden. Dabei werden aktuell zwei Arten des Frequenzumrichters in Windenergieanlagen eingesetzt: der Voll- und der Teilumrichter [11]. Die Windenergieanlagen mit einem Vollumrichter bestehen in den meisten Fällen aus einer Windturbine direkt an einen Synchrongenerator, elektrisch oder permanent erregt, verbunden, welcher über einen Frequenzumrichter an das elektrische Netz angeschlossen wird [12]. Somit kann die Frequenz in dem Generator von der Netzfrequenz entkoppelt werden. Weiterhin kann auch ein doppeltgespeister Asynchrongenerator mit einem Teilumrichter eingesetzt werden. Dabei wird ein Frequenzumrichter, welcher lediglich einen Prozentsatz der Gesamtleistung der Windenergieanlage führt, zwischen der Rotorwicklung und dem Netz eingesetzt. Die Statorwicklung wird direkt an das Netz angeschlossen. In beiden Fällen wird der Arbeitsbereich der Anlagen durch den Einsatz des Konverters, also des Voll- bzw. Teilumrichters, erweitert und es kann auch bei geringen Windgeschwindigkeiten elektrische Energie erzeugt werden.

In der Solartechnik lässt sich die Erzeugung der Energie in verschiedene Kategorien einteilen. Eine davon ist die PV-Technologie, welche die Energie der elektromagnetischen Solarstrahlung ausnutzt, um ein elektrisches Feld in einem Halbleiter zu erzeugen [10]. Die PV-Module erzeugen somit einen Gleichstrom, welcher in das Drehstromnetz über einen Konverter eingespeist wird. Je nach Größe der Fläche der PV-Module und der Spannungsebene, in welche die elektrische Energie eingespeist wird, werden dabei verschiedene Konverter eingesetzt [11]. Der Einsatz der Konverter ist bereits durch die PV-Technologie und die Struktur des elektrischen Energienetzes basierend auf Drehstrom definiert. Aus Sicht der elektrischen Energieversorgung sind generell größere PV-Parks, welche an die Mittelspannungsebene angeschlossen werden, für die Berechnung von der Stabilität von höherer Bedeutung.

In der Übertragungstechnik ist der Einsatz der HGÜ gegenüber der HDÜ durch den vermehrten Einsatz von Kabelstrecken für den Transport großer Leistungen über große Entfernungen motiviert. Durch die geografischen Gegebenheiten, wie die Netzanbindung von Offshore-Windparks in der Nordsee, und den gesellschaftlichen Druck gegen den Bau von weiteren Freileitungsmasten auf dem Land wurden die Netzerweiterungsmaßnahmen in dem Übertragungsnetz als Erdkabel geplant [7]. Mit der HDÜ-Technologie lässt sich eine Verbindung ohne Kompensation lediglich für kurze Kabelabschnitte realisieren. Das liegt an dem hohen kapazitiven Belag der Kabel gegenüber dem der Freileitungen. Das lässt sich mit der Gleichstromtechnologie umgehen. An das Onshore-Drehstromnetz werden die HGÜ-Leitungen mittels eines Konverters angeschlossen.

Auch wenn die eingesetzten Konverter sich im Aufbau, Bemessungsleistung und wei-

teren Merkmalen unterscheiden, wird durch die Veränderung der Struktur des Elektroenergiesystems die Anzahl der leistungselektronischen Betriebsmittel in den elektrischen Energienetzen wesentlich erhöht. Deren Eigenschaften und Charakteristika unterscheiden sich von den sonst eingesetzten Betriebsmitteln, wie beispielsweise direkt gekoppelten Synchronmaschinen. Einer der wichtigsten Unterschiede liegt darin, dass deren Verhalten stark von ihrer internen Regelung abhängig ist. Das führt zu Herausforderungen für die Netzbetreiber, da diese Regelung zum geistigen Eigentum der Hersteller der Konverter gehört und nicht kommuniziert wird. Der steigende Anteil und die abweichende Charakteristik der Konverter führen zu neuen Effekten in dem Betrieb von elektrischen Energienetzen, welche bis dahin entweder nur in der Theorie bekannt sind oder bisher nicht betrachtet wurden [13]. Somit müssen solche Effekte in die elektrische Energieversorgung zunächst eingeordnet werden. Zu einem solchen Effekt gehört auch die harmonische Stabilität.

Das Aufkommen der Ereignisse der harmonischen Instabilität in der Praxis der elektrischen Energieversorgung ist in einigen Quellen in der Literatur dokumentiert. Die meisten Ereignisse aus der Praxis finden sich in der Literatur im Zusammenhang mit den modernen HGÜ-Anwendungen. Es wurden auch Ereignisse der harmonischen Instabilität in Verbindung mit erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen und in den elektrischen Bahnversorgungsnetzen beobachtet. Im Folgenden werden diese Ereignisse aus der Literatur beschrieben. Dabei wird zum einen auf die beobachteten Phänomene während der Instabilität und zum anderen auf die Maßnahmen zur Lösung der Instabilität eingegangen.

Der in Deutschland bekannteste Vorfall, welcher ein großes wissenschaftliches Interesse an der harmonischen Stabilität ausgelöst hat, ist bei dem Anschluss eines der ersten Offshore-Windparknetze *BorWin1* mittels der HGÜ-Technik an der Deutschen Nordseeküste dokumentiert worden [14]. Der verantwortliche Übertragungsnetzbetreiber hat das Ereignis und den Umgang mit dem Phänomen in [15] beschrieben. Darüber hinaus wurde das Thema auch in der öffentlichen Presse behandelt [16, 17], da es auch zur verspäteten Anbindung von bereits gebauten und betriebsfähigen Offshore-Windparks kam. Bei dem Anschluss in 2013 wurden erste Erfahrungen eines Drehstrom-Inselnetzes auf Basis einer modernen HGÜ-Anlage in Deutschland gesammelt. Die Störung kam auf, als beim sukzessiven Zuschalten und Energetisieren der Drehstromleitungen des Offshore-Netzes nach bestimmten Schalthandlungen eine Überhöhung der Oberschwingungsspannungspegel und -strompegel gemessen wurde. Bei den Frequenzen der Oberschwingungen wird von 250 Hz und 350 Hz in [15] und von 290 Hz[†] in [18] gesprochen. Die nicht-grundfrequenten

[†] Theoretisch handelt es sich um keine Oberschwingung, da es keine vielfache der Grundfrequenz ist.

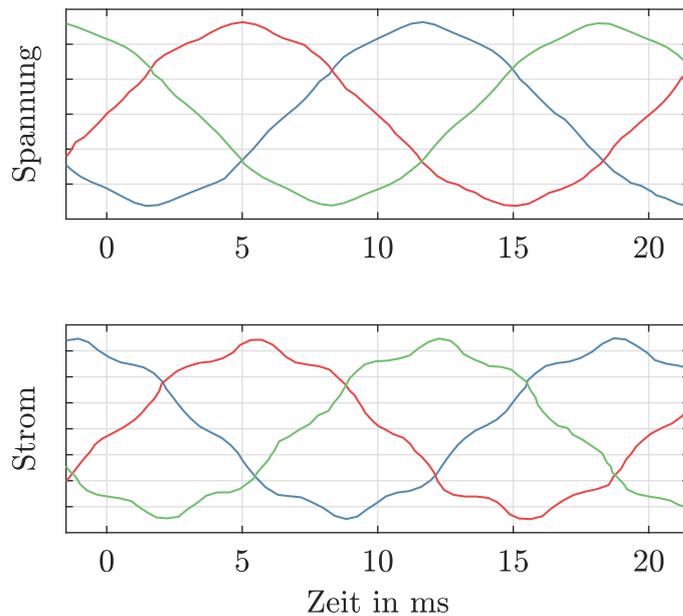


Abb. 1.3.: Messungen der verzerrten Spannungen und Ströme im Offshore-Windparknetz BorWin1 [15]

Ströme und Spannungen (siehe die Zeitverläufe in Abb. 1.3) führen zu einem gestörten Betrieb in dem Offshore-Drehstromnetz und zu Beschädigungen von Betriebsmitteln auf hoher See. Besonders auffällig ist die Tatsache, dass die Oberschwingungsströme größere relative Pegel zeigen als die Oberschwingungsspannungen. Durch Untersuchungen des Übertragungsnetzbetreibers und des Herstellers des HGÜ-Konverters wurde das Ereignis als harmonische Instabilität identifiziert. Durch die Erweiterung der Regelstruktur des HGÜ-Konverters um eine Komponente der aktiven Dämpfung wurde das weitere Auftreten der Oberschwingungen in diesem Offshore-Drehstromnetz verhindert.

Das Auftreten ähnlicher Phänomene ist weiterhin auch außerhalb der Offshore-Drehstromnetze beobachtet worden. In [19] wird von hohen Oberschwingungsströmen nach Schalthandlungen im Deutschen Übertragungsnetz im Jahr 2016 berichtet. Durch die Entkopplung von zwei Sammelschienen hat sich das frequenzabhängige Impedanzverhalten des Netzes aus Sicht des HGÜ-Konverters verändert. Durch die Schaltung wurde die Frequenz einer Netzresonanz verschoben. Die Messung des Zeitverlaufs der Leiter-Erde-Spannungen und deren Spektren im gestörten Betrieb sind in Abb. 1.4 dargestellt. Die Frequenzen der gemessenen Oberschwingungen am Anschlusspunkt des HGÜ-Konverters liegen bei ca. 1,5 kHz. Als Folge fiel das gesamte Netzanschlussssystem aus. Auch hier wurde durch die Modifikation des Regelungssystems des HGÜ-Konverters die Problematik gelöst.

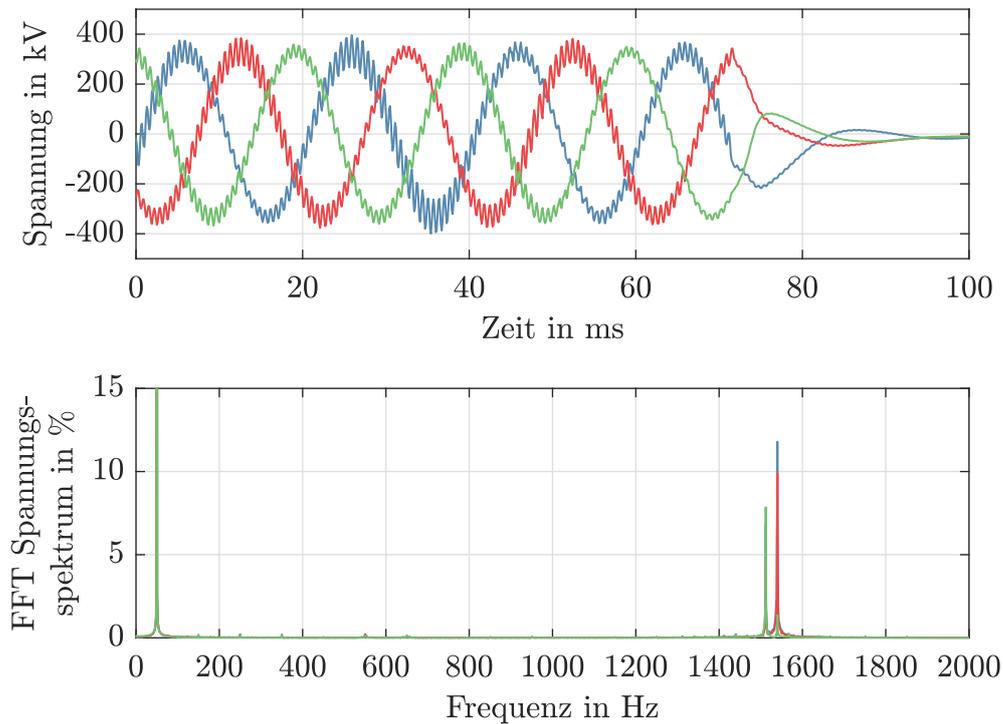


Abb. 1.4.: Zeitlicher Verlauf und das Frequenzspektrum der Leiter-Erde-Spannungen in dem Onshore-Drehstromnetz während des Zusammenbruchs des Versorgungssystems nach dem Auftreten der Phänomene [19]

Als weiteres Beispiel dienen die Untersuchungen der Interaktionen an Konverter-Stationen der HGÜ-Verbindung zwischen Spanien und Frankreich *INELFE* [20–22]. Bei der 65 km langen HGÜ-Strecke durch die Pyrenäen handelt es sich um eine reine Onshore-Verbindung im europäischen Kontinentalverbundnetz. Somit spielen in diesem Fall die Besonderheiten der Offshore-Netze keine entscheidende Rolle. Kurz nach der Inbetriebnahme im Jahr 2015 sind nicht-grundfrequente Oszillationen in Strömen und Spannungen aufgetreten. Die Ursache dieser Oszillation wurde mit den Änderungen, also Netzschalthandlungen und Veränderungen der Arbeitspunkte der Betriebsmittel, in dem angeschlossenen Drehstromnetz in Verbindung gebracht [23]. Die Literatur zeigt Messungen von realen Verläufen mit überlagerten nicht-grundfrequenten Oszillationen. Dabei variiert die Frequenz der Schwingung zwischen 830 Hz und 1,7 kHz.

Bei der *Yunnan Luxi* HGÜ-Kurzkopplung von zwei asynchronen Drehstromnetzen, den elektrischen Übertragungsnetzen von Provinz Yunnan und Südchina, wurden Oberschwingungen mit der Frequenz von 1270 Hz beobachtet [24]. Der Pegel dieser Oberschwingungsspannungen befand sich bis hin zu 22 % des Pegels der Grundschwingung.

Dadurch wurde die Energieübertragung über die HGÜ-Kurzkopplung zwar nicht gestört, aber es hat umfassende Untersuchungen des Gesamtsystems ausgelöst. Als Lösung dieser Betriebsstörung wurde, wie auch in den vorherigen Beispielen, eine Änderung des Regelungssystems des HGÜ-Konverters vorgenommen.

Bei konvertergekoppelten PV-Modulen wurde von mehreren Ereignissen der harmonischen Instabilität im Betrieb berichtet. Im Jahr 2004 wird vom gestörten Betrieb in einer Neubausiedlung in den Niederlanden gesprochen [25]. Nach den Anstrengungen der Energiewende wurde auf den Dächern der Häuser der neuen Siedlung eine große Anzahl von PV-Modulen verbaut. Diese sind an das elektrische Verteilnetz über einphasige Konverter angeschlossen. In dem Punkt unterscheiden sie sich von den großen PV-Parks und Windenergiefarmen. Messungen zu Folge haben sich die PV-Anlagen unter bestimmten Netzverhältnissen automatisch abgeschaltet oder überschritten in dem Betrieb die maximal zulässigen Oberschwingungsgrenzen. Die Literaturquelle gibt als Ursache die Anregung einer Parallelresonanz bei ca. 1,2 kHz als Ursache an.

Ein weiteres Ereignis mit ähnlichem Verhalten wurde in dem großen PV-Park *Tauberlandpark* in Deutschland in [26] dokumentiert. Nach der Inbetriebnahme im Jahr

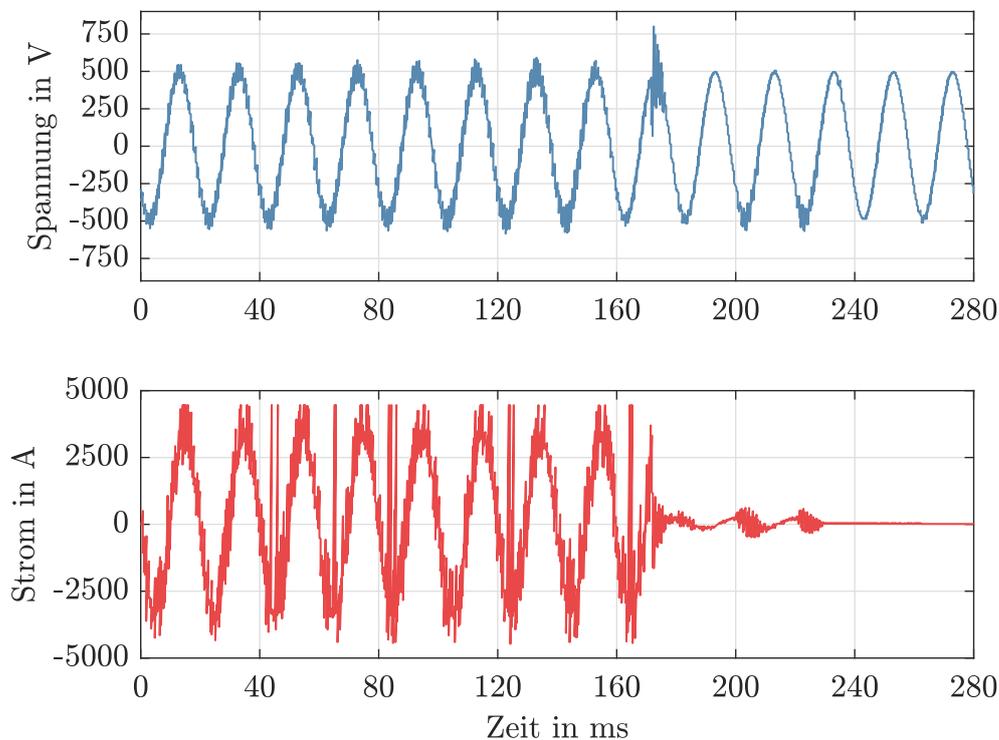


Abb. 1.5.: Messung der Zeitverläufe der Strangspannung und des Leiterstroms in dem PV-Park Tauberlandpark vor und nach Abschaltung der Konverter [26]

2010 wurden automatische Abschaltungen der Konverter beobachtet. Durch das Verletzen des Spannungsgrenzwertes lösten die Schutzmechanismen der Konverter aus und trennten diese vom Netz. Die Messungen der Spannungsqualität haben ergeben, dass in diesen Fällen besonders viele Oberschwingungen im Netz vorliegen, besonders im Bereich zwischen der 15-ten und 25-ten harmonischen Ordnung. Als Grund wurde eine Parallelresonanz bei ca. 1000 Hz zwischen der Induktivität des Transformators und der zusammengefassten Kapazität der Kabel festgestellt. Nach der Trennung der Konverter sind die Oberschwingungen in der Spannung erloschen (siehe Abb. 1.5 bei ca. 170 ms). Als erfolgreiche Gegenmaßnahme wurden passive Oberschwingungsfilter an dem Netzanschlussknoten des PV-Parks eingesetzt.

Die Phänomene der harmonischen Instabilität sind in den Bahnnetzen bereits früher als in den elektrischen Energieversorgungsnetzen beobachtet und untersucht worden. Seit den ersten Ereignissen im Jahr 1995 im Schweizer Bahnversorgungsnetz [27] wurden auch weitere Ereignisse aus anderen Ländern berichtet [23]. Die Bahnnetze unterscheiden sich von den elektrischen Energieversorgungsnetzen in den eingesetzten Betriebsmitteln mit insbesondere einem hohen Anteil von Konvertern an den Speisestellen des Bahnnetzes und den Triebwagenkonvertern. Die Grundfrequenz bei den Bahnnetzen in Deutschland, Österreich und der Schweiz beträgt 16,7 Hz. Der Zweck des Netzes ist die Versorgung von elektrisch angetriebenen Bahnen auf der gesamten Bahnstrecke. Damit sind alle Bahnfahrzeuge, mit Ausnahme der Rekuperation während des Bremsvorganges, als Lasten definiert, welche kontinuierlich ihre Position im Netz ändern. Mit dem vermehrten Einsatz moderner Bahnfahrzeuge mit schnell schaltenden Konvertern wurden die ersten Ereignisse der Instabilität in der Schweiz dokumentiert. Als Folge der entstandenen Überspannungen kamen viele Fahrzeuge zum Stillstand. Das Schweizer Bahnnetz hat zudem einen durch seine geografische Lage bedingten höheren Verkabelungsgrad. Somit ist die erste Resonanzstelle im niedrigeren Frequenzbereich angesiedelt [27]. Die aufgetretene Oszillation mit 165 Hz wurde anfangs als Anregung dieser Resonanzstelle eingestuft [28]. Die umfassende Untersuchung in [29] hat es jedoch als harmonische Stabilität behandelt. Die Ergebnisse der Untersuchung sind in den Norm-Entwurf für Bahnnetze von EN 50388-2:2017-09 eingeflossen [30].

1.2. Forschungsfragen und Zielstellung

Aus den aktuellen und in der Zukunft erwarteten Entwicklungen des Elektroenergiesystems lässt sich ein Trend zum Anstieg von Ereignissen der harmonischen Instabilität

in elektrischen Energiesystemen prognostizieren. Auch wenn die tatsächlich vorgekommenen Ereignisse durch Anpassung der Konverterregelungen oder den Einsatz von Filtern gelöst werden konnten, werden systematische Untersuchungen benötigt, welche den Effekt und die Behandlung der harmonischen Stabilität beschreiben. In der aktuellen Literatur sind viele Veröffentlichungen zu dem Thema der harmonischen Stabilität aus dem Fachgebiet der Leistungselektronik zu finden [31–34]. Es sind jedoch wenige Literaturquellen zu finden, welche die harmonische Stabilität als einen Stabilitätsbegriff in der elektrischen Energieversorgung behandeln [23, 35]. Somit ist das primäre Ziel dieser Arbeit, die Behandlung der harmonischen Stabilität aus Sicht der elektrischen Energieversorgung zu untersuchen und zu beschreiben. Mit Hilfe der Inhalte dieser Arbeit soll die harmonische Stabilität besonders für die Netzbetreiber, aber auch für die Hersteller bzw. die Betreiber der netzseitigen Konverter, gründlich nachvollzogen werden können. Daraus resultieren die folgenden in dieser Arbeit untersuchten Forschungsfragen (FF):

FF1 Wie ist die harmonische Stabilität in die Klassifizierung der Stabilitätsarten der elektrischen Energieversorgung einzuordnen?

In der elektrischen Energieversorgung wird die Stabilität des Elektroenergiesystems in einzelne Stabilitätsarten nach [36] klassifiziert. Diese Klassifizierung ist primär durch die Charakteristik und Eigenschaften der Synchrongeneratoren entstanden. In [37] wurde diese Übersicht basierend auf dem Einfluss der netzseitigen Konverter auf die Stabilität des Elektroenergiesystems erweitert. Darin werden auch weitere Stabilitätsarten, wie Resonanzstabilität und konvertergetriebene Stabilität eingeführt. Die harmonische Stabilität wird dabei mit weiteren, noch zu erforschenden, Effekten in die Klasse der konvertergetriebenen Stabilität zusammengefasst. Es wird dabei keine eindeutige Definition und Abgrenzung von weiteren Stabilitätsarten und Effekten gegeben. Diese Erweiterung der Stabilitätsarten soll in dem Sinne der Einordnung der harmonischen Stabilität in dieser Arbeit diskutiert werden. Weiterhin ist das Ziel der Beantwortung dieser Forschungsfrage zunächst eine abgrenzende Definition der harmonischen Stabilität in Analogie zu bereits etablierten Stabilitätsarten, wie z. B. die der Frequenzstabilität, aufzustellen. Zuletzt soll der Effekt der harmonischen Stabilität, aufbauend auf der Literatur und den Ergebnissen der Untersuchungen in dieser Arbeit, in die Klassifizierung der Stabilitätsarten aus [38] eingeordnet werden.

FF2 Welche Analysewerkzeuge und mathematischen Modelle werden verwendet, um die harmonische Stabilität zu berechnen? Wie unterscheiden sie sich und für welche Fragestellungen können sie eingesetzt werden?

Für eine vollständige Behandlung der harmonischen Stabilität müssen auch die dafür geeigneten Analysewerkzeuge und Berechnungsmethoden bekannt sein. Diese werden in der aktuellen Literatur, beispielsweise in [31, 32, 34, 39], weitestgehend beschrieben. Aus diesem Grund soll zur Beantwortung dieser Forschungsfrage zunächst ein Überblick der geeigneten Verfahren erstellt werden. Darauffolgend soll ein Vergleich der Methoden aus Sicht der elektrischen Energieversorgung erstellt werden. Abschließend sind die Einsatzzwecke bzw. die Fragestellungen der einzelnen Methoden sinnvoll zu definieren.

FF3 Wie sind das elektrische Netz und seine Betriebsmittel bei der Analyse der harmonischen Stabilität zu modellieren?

Neben dem Einfluss der netzseitigen Konverter auf die harmonische Stabilität soll auch der Einfluss der Netzbetriebsmittel untersucht werden. In der Literatur werden teilweise einzelne Netzstrukturen untersucht, wie die Offshore-Windparknetze in [31] oder die Verteilnetze in [35], aber die meisten Quellen modellieren das Netz als eine vereinfachte Ersatznetzdarstellung [32, 39]. Somit ist das Ziel der Beantwortung dieser Fragestellung den Einfluss der Netzbetriebsmittel, deren Detaillierungsgrad der Modellierung und auch der Netzresonanzstellen auf die harmonische Stabilität zu untersuchen.

FF4 Welche Auswirkungen hat die harmonische Stabilität auf die Planung und Führung von elektrischen Netzen? Mit welchen Maßnahmen kann die harmonische Stabilität verbessert werden?

In der Literatur sind, ähnlich wie auch für die Berechnungsmethoden, viele verschiedene stabilisierende Maßnahmen auf Basis von Änderungen bzw. Erweiterungen der Konverterregelung zu finden [23, 34, 35]. Diese werden auch in der Praxis größtenteils angewendet (siehe Abschnitt 1.1). Aus diesem Grund soll ein Überblick der stabilisierenden Maßnahmen aus der Literatur geschaffen und hinsichtlich der Behandlung der harmonischen Stabilität diskutiert werden. Weiterhin existieren bislang nur wenige Ansätze für präventive Maßnahmen, welche das Vorkommen der harmonischen Instabilitäten systematisch verhindern sollen. Somit ist das Ziel der Beantwortung dieser Fragestellung mögliche Ansätze für präventive Maßnahmen der harmonischen Stabilität aus Sicht des Netzbetreibers aufzustellen.

1.3. Aufbau der Arbeit

In Kapitel 2 werden zunächst als Basis für die weiteren Untersuchungen theoretische Grundlagen zum Thema Stabilität von elektrischen Energiesystemen dargestellt. Anfangs wird der Begriff der Stabilität und die Eigenschaften der Stabilität aus Sicht der Systemtheorie definiert. Weiterhin werden wichtige Verfahren für die Feststellung der Stabilität beschrieben und auf ein simples Beispiel aus der Elektrotechnik angewendet. Dazu gehören die direkte Methode nach Ljapunov, die Eigenwertanalyse, die Zeitbereichssimulationen und das Nyquist-Kriterium. Weiterhin wird auch die Theorie der Hopf-Bifurkation als ein Verfahren zur Feststellung der Stabilität von Grenzzyklen beschrieben. Zuletzt wird die Stabilität auch aus Sicht der elektrischen Energieversorgung definiert und es werden die einzelnen Stabilitätsarten des Elektroenergiesystems entsprechend der Klassifikation aus [37, 38] beschrieben.

Das Kapitel 3 behandelt die netzseitigen Konverter und deren Modellierung, welche in den nachfolgenden Teilen dieser Arbeit verwendet werden. Zunächst wird auf die Technologien der netzseitigen Konverter eingegangen. Weiterhin wird das Modell eines netzfolgenden Spannungszwischenkreisconverters aufgestellt. Dafür wird das Gesamtmodell in seine Bestandteile, elektrische Teile wie auch Teile der Regelung, getrennt. Anschließend wird die Modellierung der einzelnen Teile mathematisch anhand von algebraischen Gleichungen und Differentialgleichungen beschrieben. Abschließend werden diese Einzelteile zu einem Gesamtmodell verbunden. Dieses Modell wird anhand von Simulationen von Änderungen des Arbeitspunktes validiert und mit Hilfe seiner frequenzabhängigen Admittanz analysiert.

Für die Beantwortung der FF2 werden in Kapitel 4 die bereits beschriebenen Verfahren zur Feststellung der Stabilität von Systemen als Berechnungsmethoden der harmonischen Stabilität untersucht. Die Anwendung dieser wird beispielhaft an dem aufgestellten Einkonverterproblem durchgeführt. Zunächst wird die Zeitbereichssimulation und ihre Anwendung in der Praxis beschrieben. Anschließend wird die Eigenwertanalyse und die nachgelagerte Berechnung der Partizipationsfaktoren und der Sensitivitäten der Eigenwerte aufgestellt. Weiterhin wird das impedanzbasierte Kriterium in Theorie und Anwendung dargelegt. Abschließend werden die beschriebenen Berechnungsmethoden miteinander verglichen und dem jeweiligen Einsatzzweck bzw. der jeweiligen Fragestellung zugeordnet.

Das Kapitel 5 behandelt das Wesen der harmonischen Stabilität. Anhand dieses Kapitels soll die FF1 beantwortet werden. Dafür wird zunächst der physikalische Vorgang

im Falle einer Instabilität im Einkonverterproblem analysiert. Daraus abgeleitete Ergebnisse werden im Weiteren verwendet, um eine Definition für die harmonische Stabilität aufzustellen und um diese in die Klassifizierung der Stabilitätsarten einzuordnen. Für das Letztere wird ein Vorschlag für die Reklassifizierung der neuen Stabilitätsarten, Resonanzstabilität und konvertergetriebene Stabilität, aufgestellt.

In Kapitel 6 werden die stabilisierenden und präventiven Maßnahmen der harmonischen Stabilität untersucht. Zunächst werden die aus der Literatur bekannten stabilisierenden Maßnahmen vorgestellt und auf das Einkonverterproblem angewendet. Dazu gehören der Einsatz von passiven Filtern, die Anpassung der Parameter der Konverterregelung und die aktive Filterung und Dämpfung als Erweiterung der Konverterregelung. Diese werden in dem Kontext des Einsatzes in der Praxis diskutiert. Weiterhin werden anhand der Ergebnisse aus Kapitel 4 und 5 die präventiven Maßnahmen, welche von den Netzbetreibern für die Behandlung der harmonischen Stabilität eingesetzt werden können, abgeleitet. Die Ergebnisse dieses Kapitels zielen auf die Beantwortung der FF4 ab.

Um die bis dahin aufgestellten Ergebnisse außerhalb des Einkonverterproblems zu validieren, werden in Kapitel 7 zwei Netzszenarien analysiert. Parallel soll damit auch die FF3 beantwortet werden. Die zwei Beispielnetze aus der Mittelspannung und der Höchstspannung werden um eine Windenergieanlage mit Vollumrichter bzw. einem Windpark erweitert. Daraufhin werden die Torimpedanzen an verschiedenen Knoten der Beispielnetze analysiert. Dabei wird vor allem auf die Netzimpedanz aus Sicht des netzseitigen Konverters eingegangen, um den Einfluss der Netzmodellierung auf die harmonische Stabilität mittels des impedanzbasierten Kriteriums zu analysieren. Abschließend werden auch die Berechnungsmethoden beispielsweise für einen stabilen und einen instabilen Fall angewendet, um die in den vorherigen Kapiteln entstandenen Ergebnisse an realitätsnahen Beispielnetzen zu validieren.

In Kapitel 8 werden die wesentlichen Inhalte und Ergebnisse dieser Arbeit zusammengefasst und es wird ein Ausblick für die weitere wissenschaftliche Ausarbeitung der Behandlung der harmonischen Stabilität aus Sicht der elektrischen Energieversorgung gegeben. Die Ergebnisse der Beantwortung der aufgestellten Forschungsfragen werden in einer kurzen Form zusammengefasst.

2. Stabilität von elektrischen Energiesystemen

Die Feststellung und Analyse der Stabilität von Systemen ist innerhalb und auch außerhalb der Energieversorgung ein wichtiges Untersuchungsgebiet. Um die harmonische Stabilität als solche einordnen und analysieren zu können, müssen die bestehenden Definitionen der Stabilität aufgestellt werden. Dieses Kapitel befasst sich mit der Theorie der Stabilitätsuntersuchungen im Sinne der Systemtheorie und anschließend auch der elektrischen Energieversorgung. Zunächst wird der Begriff der Stabilität aus systemtheoretischer Sicht formuliert. Überdies wird auf einzelne weitere Eigenschaften der Stabilität eingegangen, wie z. B. die asymptotische Stabilität und die Definitionsbereiche der Stabilität. Weiterhin werden in diesem Kapitel die einzelnen Verfahren zur Feststellung der Stabilität beschrieben. Die ausgewählten Verfahren werden für die Feststellung und die Analyse der harmonischen Stabilität in den folgenden Kapiteln angewendet. In dem letzten Abschnitt des Kapitels wird die Stabilität als ein Untersuchungsgebiet der elektrischen Energieversorgung vorgestellt. Dazu gehört die Klassifizierung und die Beschreibung der einzelnen Stabilitätsarten, welche für den sicheren und zuversichtlichen Betrieb der elektrischen Netze geprüft werden.

2.1. Definition der Stabilität

Dieser Abschnitt beschäftigt sich mit den theoretischen Definitionen der Stabilität aus systemtheoretischer Sicht. Zunächst wird jedoch der Begriff *System* selbst definiert. Ein System ist in [40] als eine Menge bestehend aus miteinander in Beziehung stehender Elemente definiert, die in einem bestimmten Zusammenhang als Ganzes gesehen und als von der Umgebung abgegrenzt betrachtet werden. Im Ingenieurwesen werden reale Systeme behandelt. Solche Systeme sind konkrete Anordnungen, an denen man reproduzierbare Effekte beobachten kann. Die realen Systeme werden dabei mit Hilfe von geeigneten mathematischen Modellen beschrieben [41]. Die meisten technischen Systeme

werden mit Hilfe von Differentialgleichungen beschrieben. Die Anzahl der unabhängigen Zustandsgrößen in einem System bestimmt die Anzahl der benötigten Differentialgleichungen und somit auch die Ordnung des Systems. Wenn die Differentialgleichungen als Polynomfunktionen ersten Grades aufgestellt werden können, kann das System als linear bezeichnet werden. Auf der anderen Seite ist ein System nichtlinear, wenn in seinen Differentialgleichungen beispielsweise Polynome höherer Grade, trigonometrische Funktionen oder Multiplikationen der Zustandsgrößen vorkommen. Nichtlineare Systeme sind gegenüber linearen Systemen komplexer und können eine größere Anzahl von Effekten, wie beispielsweise Grenzzyklen, vorweisen [42].

Allgemein kann die Stabilität als die Eigenschaft des Systems verstanden werden, bei einer beschränkten Anregung des Systems mit einer beschränkten Bewegung zu reagieren [43]. Unter der Anregung ist entweder eine große oder kleine Störung im System oder ein gewolltes Eingangssignal des Systems gemeint. Mit der Bewegung kann die Veränderung der Zustandsgrößen des Systems verstanden werden. In der Systemtheorie und für praktische technische Anwendungen spielt die Stabilität und ihre Feststellung eine zentrale Rolle. Dabei wird diese Eigenschaft für Gleichgewichtspunkte, Trajektorien bzw. Grenzzyklen oder als Eingangs-Ausgangs-Stabilität definiert. Die grundlegende Stabilitätstheorie wurde von Ljapunov aufgestellt und seither erweitert [44].

Für die theoretische Definition von den Stabilitätsbegriffen wird angenommen, dass sich ein Gleichgewichtspunkt in $\mathbf{x}_g = \mathbf{0}$ befindet. Für den Fall, dass der Gleichgewichtspunkt nicht im Ursprung liegt, kann das Koordinatensystem in den Gleichgewichtspunkt verschoben werden [41]. Mathematisch ausgedrückt ist der Gleichgewichtspunkt in $\mathbf{x}_g = \mathbf{0}$

- *stabil*, wenn für jedes $\varepsilon > 0$, ein $\delta = \delta(\varepsilon) > 0$ existiert, so dass

$$\|\mathbf{x}(0)\| < \delta \Rightarrow \|\mathbf{x}(t)\| < \varepsilon, \quad \forall t \geq 0$$

- *instabil*, wenn das System nicht stabil ist
- *asymptotisch stabil*, wenn das System stabil ist und δ so gewählt werden kann, dass

$$\|\mathbf{x}(0)\| < \delta \Rightarrow \lim_{t \rightarrow \infty} \mathbf{x}(t) = \mathbf{0}$$

Die Definition der Norm kann in dem Sinne beliebig gewählt werden. In vereinfachten Worten ist das System stabil, man sagt auch Ljapunov stabil, wenn die Zustandsgrößen unterhalb eines definierten Maximalwertes ε für alle Zeitpunkte bleiben. Diese dürfen

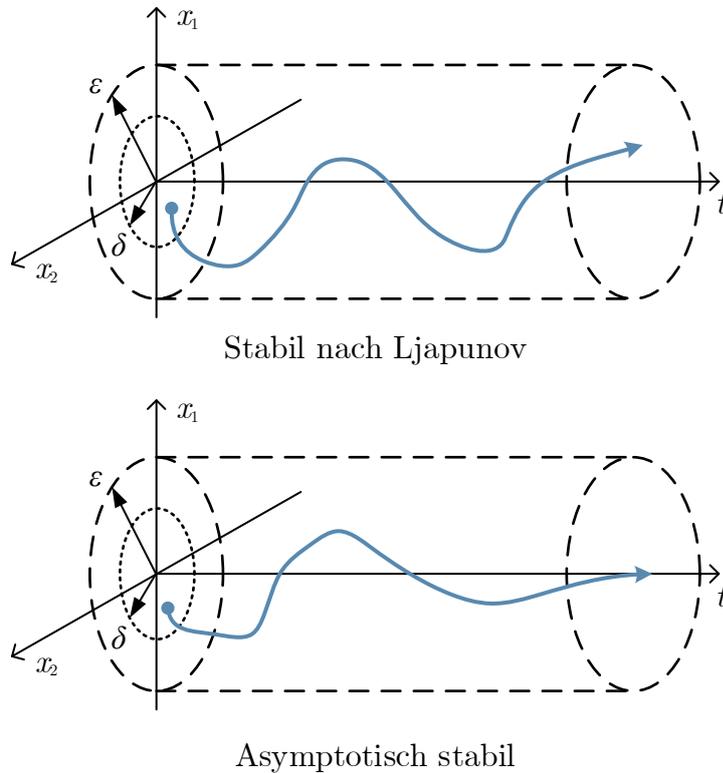


Abb. 2.1.: Darstellung der Definitionen der Stabilität [36]

nicht kontinuierlich mit der Zeit ansteigen oder sich ins Unendliche bewegen. Die Anfangswerte der Zustandsgrößen des Systems müssen dabei unterhalb einer Grenze δ bleiben. Die Abb. 2.1 verdeutlicht dabei die beiden Grenzwerte und zeigt einen Verlauf eines stabilen Systems zweiter Ordnung über der Zeit. Eine Schärfung der Ljapunov'schen Stabilität wird durch die asymptotische Stabilität gemacht. Dabei reicht es nicht aus, mit einer beschränkten Bewegung zu reagieren, sondern es müssen sich die Zustandsgrößen asymptotisch dem Gleichgewichtspunkt nähern. Somit wird dem System und seinem Gleichgewichtspunkt eine Attraktivität vorausgesetzt. Das heißt, nach Auslenkung des Systems bzw. dessen Zustandsgrößen in der Umgebung δ der Ruhelage wird das System für $t \rightarrow \infty$ in den Gleichgewichtspunkt zurückkehren.

Weiterhin wird die Stabilität in *lokale* und *globale* Stabilität unterschieden. Dabei wird der Bereich definiert, in dem die Eigenschaft der Stabilität oder Instabilität ermittelt wird. Die globale Stabilität bezieht sich dabei auf den gesamten Wertebereich der Anfangswerte. δ ist somit unendlich groß. Bei einer Untersuchung oder beim Vorliegen einer lokalen Stabilität kann dieser Wertebereich beliebig verkleinert sein. Oft wird dieser Bereich in der Umgebung des Gleichgewichts gewählt (siehe δ).

Aus technischer Sicht ist die asymptotische Stabilität des gewünschten Gleichgewichtspunkts eine wichtige Eigenschaft eines robusten und widerstandsfähigen Systems. Die Feststellung der globalen Stabilität ist in den meisten Praxisfällen nicht sinnvoll, da die meisten technischen Anwendungen weiteren, beispielsweise materialgebundenen, Grenzen unterliegen und zu unnötig komplizierten Berechnungen führen würde. Aus diesem Grund wird die lokale Stabilität in dem definierten Betriebsbereich und die dazugehörige Region der Attraktivität ermittelt. In dem Sprachgebrauch werden die lokal asymptotisch stabilen Gleichgewichtspunkte eines Systems vereinfacht als stabil bzw. wird das System als stabil bezeichnet. Wenn es nicht besonders hervorgehoben ist, wird dieser Sprachgebrauch auch in dieser Arbeit gleichbedeutend verwendet.

Neben den hier vorgestellten Definitionen sind aus systemtheoretischer Sicht auch noch weitere Arten der Stabilität definiert. Ein Beispiel hierfür ist die Eingangs-Ausgangs-Stabilität. Dabei werden verschiedene Eingänge eines nicht autonomen Systems auf Stabilität geprüft [43]. Da in dieser Arbeit nur autonome Systeme betrachtet werden, wird darauf nicht weiter eingegangen.

2.2. Verfahren der Stabilitätsberechnung

Für die Feststellung der Stabilität in ihren unterschiedlichen Definitionen aus systemtheoretischer Sicht, welche in dem letzten Abschnitt vorgestellt wurden, können unterschiedliche mathematische Verfahren eingesetzt werden. Allgemeine Verfahren der Feststellung der Stabilität können in allen Systemen eingesetzt werden. Die allgemeinen Verfahren sind dafür oft kompliziert in der Anwendung. Somit werden in der Praxis, insbesondere bei technischen Anwendungen, oft spezielle Verfahren oder Kriterien verwendet, um die Stabilität in der gegebenen Anwendung auf einem simpleren Weg festzustellen. Es haben sich viele Verfahren für die Feststellung der Stabilität im Ingenieurwesen angesammelt. Ein Teil davon, welcher für die weiteren Kapitel eine wichtige Bedeutung besitzt, wird in diesem Abschnitt vorgestellt. Einige dieser Verfahren, wie die Zeitbereichssimulation, die Eigenwertberechnung und das Nyquist-Kriterium, gehören zu grundlegenden Kenntnissen vieler Ingenieurszweige. Demgegenüber sind andere der vorgestellten Verfahren, wie die Hopf-Bifurkation, für eine spezielle Anwendung definiert worden. Die Inhalte dieses Abschnittes orientieren sich an [41, 42, 44].

Für die praktische Illustration der einzelnen Verfahren wird ein einfaches Beispiel aus der Elektrotechnik eingeführt. Das betrachtete elektrische System ist in Abb. 2.2 zu sehen. Es besteht aus einer Serienschaltung von einem Widerstand R , einer Induktivität L

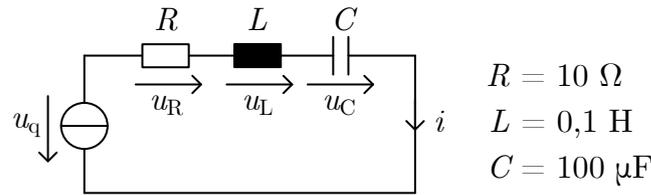


Abb. 2.2.: Beispiel: einfacher elektrischer Serienschwingkreis

und einer Kapazität C . Diese Elemente besitzen konstante Werte (siehe Abb. 2.2), womit Linearität vorausgesetzt werden kann. Außerdem wird eine Spannungsquelle in der Serie dazu geschaltet. Die Größe u_q kann unterschiedliche konstante oder von der Zeit bzw. von den Zustandsgrößen des Systems abhängige Werte annehmen. Die Zustandsgrößen in diesem simplen System sind der Strom des Serienschwingkreises i und die Spannung über dem Kondensator u_C . Im Zeitbereich können die Differentialgleichungen des Systems in Vektorform aufgestellt werden.

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}, u_q) = \mathbf{A}\mathbf{x} + \mathbf{B}u_q \quad (2.1)$$

$$\begin{bmatrix} \dot{i} \\ \dot{u}_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{1}{L}(u_q - Ri - u_C) \\ \frac{1}{C}i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R}{L} & -\frac{1}{L} \\ \frac{1}{C} & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i \\ u_C \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{L} \\ 0 \end{bmatrix} u_q \quad (2.2)$$

2.2.1. Direkte Methode von Ljapunov

Die direkte Methode wurde von A. M. Ljapunov im Jahr 1892 aufgestellt und seither weiterentwickelt. Das Verfahren stellt eine allgemeine Methode der Stabilitätsanalyse der Systeme dar. Die Idee des Verfahrens besteht darin, die Stabilität zu prüfen, ohne dabei die Differentialgleichungen des System zu lösen. Das ist besonders für die nicht-linearen Systeme von Vorteil. Dafür wird in der Umgebung des zu prüfenden Gleichgewichtspunktes eine Funktion definiert und mathematisch direkt mit Differentialgleichungen kombiniert. Dabei wird geprüft, ob die Zustandsgrößen sich nicht weiter von dem Gleichgewichtspunkt entfernen bzw. mit der Zeit in den Gleichgewichtspunkt zurückkehren. Das direkte Einsetzen der Differentialgleichungen gibt dem Verfahren seinen Namen. Ursprünglich wurde dafür die Energiefunktion des Systems eingesetzt, aber die Definition wurde von der Energiedefinition gelöst und für allgemeine Funktionen, sogenannte Ljapunov-Funktionen, ausgeweitet.

Damit die Ruhelage stabil ist, muss die Ljapunov-Funktion zwei Forderungen erfüllen:

1. die Funktion muss in der Ruhelage ein Minimum besitzen und
2. die Funktion muss in einer Umgebung der Ruhelage entlang aller Trajektorien abnehmen.

Mathematisch kann dies wie folgt definiert werden. Sei $\mathbf{x}_g = \mathbf{0}$ ein Gleichgewichtspunkt von $\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}(\mathbf{x})$ mit der Definitionsmenge $D \subseteq \mathbb{R}^n$, welche den Gleichgewichtspunkt beinhaltet. Weiterhin sei $V : D \rightarrow \mathbb{R}$ eine stetig differenzierbare Ljapunov-Funktion, welche die Bedingungen

1. $V(\mathbf{0}) = 0$ und
2. $V(\mathbf{x}) > 0$ in $D - \{\mathbf{x}_g\}$

erfüllt. Der Gleichgewichtspunkt \mathbf{x}_g ist stabil im Sinne von Ljapunov, wenn

3. $\dot{V}(\mathbf{x}) \leq 0$

erfüllt wird. Der Gleichgewichtspunkt \mathbf{x}_g ist weiterhin asymptotisch stabil, wenn

4. $\dot{V}(\mathbf{x}) < 0$

ist. $\dot{V}(\mathbf{x})$ ist die zeitliche Ableitung entlang der Lösungskurve und kann wie folgt berechnet werden

$$\dot{V}(\mathbf{x}) = \sum_{i=1}^n \frac{\partial V}{\partial x_i} \dot{x}_i = (\mathbf{grad}V(\mathbf{x}))^T \mathbf{f}(\mathbf{x}) \quad (2.3)$$

Eine Funktion V , welche die Bedingungen 1 und 2 erfüllt, heißt positiv definit und besitzt ein Minimum in $\mathbf{x}_g = \mathbf{0}$. Die Bedingungen 3 bzw. 4 bedeuten, dass V entlang aller Trajektorien mit der Zeit konstant bleibt bzw. abnimmt. Die Definitionsmenge D kann entweder auf dem gesamten Raum ($D = \mathbb{R}^n$) für die Feststellung der globalen Stabilität oder auf eine kleinere Menge in der Umgebung des Gleichgewichts ($D \subset \mathbb{R}^n$) für die Feststellung der lokalen Stabilität definiert werden. In den meisten praktischen Anwendungen ist es sinnvoller die lokale Stabilität zu untersuchen, da ein reales System weiteren und nicht berücksichtigten Beschränkungen unterliegt.

Für viele elektrische und mechanische Systeme eignet sich die Energiefunktion zum Einsatz als Ljapunov-Funktion. Das kann jedoch nicht auf alle Systeme ausgeweitet werden, denn ein großer Nachteil des Verfahrens ist die fehlende systematische Methode, um die passende Ljapunov-Funktion zu finden. Es gibt Ansätze, die die Suche vereinfachen, wie z. B. die quadratischen Ljapunov-Funktionen [42], aber in vielen Fällen wird die Funktion durch Ausprobieren gefunden.

Bisher wird die Definition der direkten Methode für die Untersuchung von Gleichgewichtspunkten vorgestellt. Die direkte Methode von Ljapunov kann weiterhin auch auf die Feststellung der Stabilität der Grenzyklen eines Systems ausgeweitet werden. Dabei muss die Ljapunov-Funktion nicht im Ursprung bzw. im Gleichgewichtspunkt ihr Minimum besitzen, sondern kann es auf dem Verlauf der gesamten Trajektorie des untersuchten Grenzyklus aufweisen. Diese Tatsache macht die Suche nach passenden Ljapunov-Funktionen besonders kompliziert.

Angewendet auf das Beispiel aus Abb. 2.2 kann eine einfache Ljapunov-Funktion mit dem Energieansatz definiert werden. Die Quellenspannung wird in diesem Beispiel vernachlässigt ($u_q = 0$), um die Findung der Ljapunov-Funktion zu vereinfachen. Die Energie im System besteht aus der Summe der Energien im magnetischen Feld der Induktivität L und im elektrischen Feld der Kapazität C . Da beide Elemente linear sind, kann diese Summe über deren konzentrierte Parameter angenommen werden.

$$E(\mathbf{x}) = \frac{1}{2}Li^2 + \frac{1}{2}Cu_C^2 = V(\mathbf{x}) \quad (2.4)$$

Die aufgestellte Ljapunov-Funktion ist positiv definit. Somit sind die Bedingungen 1 und 2 erfüllt. Für die Prüfung der Bedingungen 3 und 4 wird im weiteren Schritt die zeitliche Ableitung der Funktion gebildet.

$$\dot{V}(\mathbf{x}) = \begin{bmatrix} Li \\ Cu_C \end{bmatrix}^T \begin{bmatrix} -\frac{R}{L}i - \frac{1}{L}u_C \\ \frac{1}{C}i \end{bmatrix} = -Ri^2 \quad (2.5)$$

Es ist zu erkennen, dass bei positiven Werten des Widerstands R die zeitliche Ableitung der Ljapunov-Funktion auf dem gesamten Bereich negativ ist. Somit ist das System global asymptotisch stabil. An der Stelle ist auch zu erkennen, dass durch Entfernen des Widerstandes aus dem Beispielnetzwerk $\dot{V}(\mathbf{x}) = 0$ herauskommt. Das System ist weiterhin stabil, aber nur im Sinne von Ljapunov. Das bedeutet, dass in dem verlustfreien LC-Schwingkreis die Energie konserviert wird.

2.2.2. Eigenwertanalyse

Das Verfahren der Eigenwertanalyse zur Stabilitätsuntersuchung hat in der Praxis eine hohe Bedeutung. Vor allem mit der steigenden Rechenfähigkeit und einer starken Modellgrundlage kann die Eigenwertanalyse einige vereinfachte Verfahren ablösen. Die Idee

hinter dem Verfahren ist mit Hilfe der Modalanalyse die Systemmatrix des Systems zu entkoppeln und die damit abgebildeten Eigenbewegungen zu bewerten. Wenn alle entkoppelten Eigenbewegungen mit der Zeit abklingen, kann das System als asymptotisch stabil bewertet werden. Sollte sich mindestens eine der Eigenbewegungen aufrecht erhalten bzw. aufklingen, kann das System nicht als asymptotisch stabil bzw. stabil bezeichnet werden.

Die Eigenwerte beschreiben die Lösung bzw. die Eigenbewegungen des Systems und können mithilfe der modalen Transformation mathematisch berechnet werden. Das autonome und lineare System $\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}(\mathbf{x})$ kann vereinfacht mithilfe der Systemmatrix \mathbf{A} beschrieben werden.

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{A}\mathbf{x} \quad (2.6)$$

Die Lösung des Systems, abhängig von den Anfangswerten $\mathbf{x}_0 = \mathbf{x}(t = 0)$, kann als

$$\mathbf{x}(t) = e^{\mathbf{A}t}\mathbf{x}_0 \quad (2.7)$$

ausgedrückt werden. Wenn die Systemmatrix \mathbf{A} diagonalisierbar ist, kann der Ausdruck (2.6) auch als

$$\dot{\mathbf{x}} = \underline{\mathbf{T}} \underline{\mathbf{\Lambda}} \underline{\mathbf{T}}^{-1} \mathbf{x} \quad (2.8)$$

beschrieben werden. $\underline{\mathbf{T}}$ ist dabei die Transformationsmatrix und $\underline{\mathbf{\Lambda}}$ eine Diagonalmatrix mit den Eigenwerten des Systems. Die Differentialgleichungen gehen damit in

$$\dot{\underline{\mathbf{x}}} = \underline{\mathbf{\Lambda}} \underline{\mathbf{x}} \quad \text{mit} \quad \underline{\mathbf{x}} = \underline{\mathbf{T}}^{-1} \mathbf{x} \quad (2.9)$$

über. Somit kann auch die Lösung dieses System abhängig von $\underline{\mathbf{x}}_0 = \underline{\mathbf{T}}^{-1} \mathbf{x}_0$ als

$$\underline{\mathbf{x}}(t) = e^{\underline{\mathbf{\Lambda}}t} \underline{\mathbf{x}}_0 = \sum_i^n e^{\lambda_i t} \underline{\mathbf{x}}_{0i} \quad (2.10)$$

beschrieben werden. Hieraus kann die Abhängigkeit der Eigenbewegung bzw. der Lösung des Systems von den Eigenwerten der Systemmatrix erkannt werden. Es lassen sich auch die Regeln für die Stabilitätseigenschaft definieren. Die Nulllösung $\mathbf{0}$ ist

- stabil im Sinne von Ljapunov, wenn kein Eigenwert λ von der Systemmatrix \mathbf{A} einen positiven Realteil besitzt
- asymptotisch stabil, wenn alle Eigenwerte λ von der Systemmatrix \mathbf{A} einen negativen Realteil besitzen.

Weiterhin kann für ein konjugiert komplexes Eigenwertpaar $\underline{\lambda} = \sigma \pm j\omega$ zunächst die Kennkreisfrequenz ω_0 aus dem Betrag berechnet werden.

$$\omega_0 = \sqrt{\sigma^2 + \omega^2} \quad (2.11)$$

Der Dämpfungsgrad ζ des Eigenwertpaares berechnet sich zu

$$\zeta = \frac{-\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega^2}} \quad (2.12)$$

und beschreibt neben dem dynamischen Verhalten des Eigenwertpaares auch die Stabilitätseigenschaft [45]:

- für $\zeta < 0$ ist das Eigenwertpaar bzw. das System instabil
- für $\zeta = 0$ ist das Eigenwertpaar bzw. das System ungedämpft und somit stabil im Sinne von Ljapunov
- für $\zeta > 0$ ist das Eigenwertpaar bzw. das System asymptotisch stabil.

Die Eigenwertanalyse stellt eine relativ simple und attraktive Form der Stabilitätsanalyse dar. Die Analyse kann des Weiteren auf nichtlineare Systeme ausgeweitet werden. Mit dem Theorem von Hartman-Grobman können Folgerungen zu der Stabilität eines Gleichgewichtspunktes eines nichtlinearen Systems anhand von Feststellung der Stabilität des linearisierten Systems gemacht werden. Das Theorem ist auch als die *indirekte Methode von Ljapunov* bekannt und kann wie folgt definiert werden.

Sei $\mathbf{x}_g = \mathbf{0}$ ein Gleichgewichtspunkt von einem nichtlinearem System $\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}(\mathbf{x})$, wo $\mathbf{f} : D \rightarrow \mathbb{R}^n$ stetig differenzierbar ist und D die Definitionsmenge von \mathbf{x} in der Umgebung des Gleichgewichtspunktes \mathbf{x}_g ist. Die Systemmatrix des linearisierten Systems wird als Jacobi-Matrix in dem Gleichgewichtspunkt definiert

$$\mathbf{A} = \mathbf{J}_f(\mathbf{x}_g) = \left. \frac{\partial \mathbf{f}}{\partial \mathbf{x}}(\mathbf{x}) \right|_{\mathbf{x}_g} \quad (2.13)$$

Das linearisierte System kann gemäß der Stabilitätsuntersuchung von linearen Systemen bewertet werden. Um den Satz von Hartman-Grobman anwenden zu können, muss der Gleichgewichtspunkt hyperbolisch sein. Das heißt, kein Eigenwert von $\mathbf{J}_f(\mathbf{x}_g)$ darf auf der Imaginärachse liegen, also keinen Realteil von genau Null besitzen.

Zur Anwendung der Eigenwertanalyse wird das Beispiel aus Abb. 2.2 mit $u_q = 0$

verwendet. Das lineare System kann in Matrixform umgeformt werden.

$$\begin{bmatrix} \dot{i} \\ \dot{u}_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R}{L} & -\frac{1}{L} \\ \frac{1}{C} & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i \\ u_C \end{bmatrix} \quad (2.14)$$

Daraus können die Eigenwerte des Systems über die Diagonalisierung der Systemmatrix berechnet werden zu

$$\lambda_{1/2} = -\frac{R}{2L} \pm \sqrt{\left(\frac{R}{2L}\right)^2 - \frac{1}{LC}} = \sigma \pm \sqrt{-\omega^2} \quad (2.15)$$

Im allgemeinen Fall, also ohne den Einsatz der Werte für die elektrischen Elemente, kann noch keine Aussage über die genaue Lage der Eigenwerte gemacht werden. Mit dem Einsatz der Beispielwerte ergeben sich die beiden Eigenwerte zu $\lambda_{1/2} = (-50 \pm j 312, 25) \text{ s}^{-1}$. Das System besitzt ein konjugiert komplexes Eigenwertpaar mit dem Dämpfungsgrad $\zeta = 0, 158$. Der Realteil des Eigenwertpaares ist negativ und der Dämpfungsgrad positiv und ungleich Null. Somit kann der Gleichgewichtspunkt des Beispielsystems im Ursprung als global asymptotisch stabil bewertet werden.

2.2.3. Zeitbereichssimulation

Ein weiteres Verfahren der Feststellung der Stabilität ist die Zeitbereichssimulation. Dabei wird die Differentialgleichung des Systems mittels numerischer Integration im Zeitbereich gelöst und die Bewegung nach den Definitionen aus Abschnitt 2.1 bewertet. Das Verfahren stellt eine der anschaulichsten Arten der Stabilitätsanalyse dar, denn das Ziel der Simulation ist es das Verhaltens des Systems über die Zeit zu berechnen. Die Ergebnisse werden grafisch dargestellt und können weitergehend interpretiert werden. Eine verbreitete Methode ist die Darstellung der Trajektorie der Zustandsgrößen in einem Phasenporträt, um damit die Gleichgewichtspunkte und deren Attraktivität und das Attraktivitätsgebiet aufzuzeigen. Dafür werden einzelne Zustandsgrößen in der Umgebung des Gleichgewichtspunktes verschoben und das System wird mit diesen neuen Anfangswerten erneut simuliert. Für den Fall eines asymptotisch stabilen Systems kehren die Zustandsgrößen in den Gleichgewichtspunkt zurück.

Ein Vorteil dieser Untersuchungsart ist die relativ einfache Einbindung von nichtlinearen und zeitvarianten Elementen jeglicher Art. Da die Zustandsgrößen Schritt für Schritt berechnet werden, kann das System bzw. das Differentialgleichungssystem zwischen den

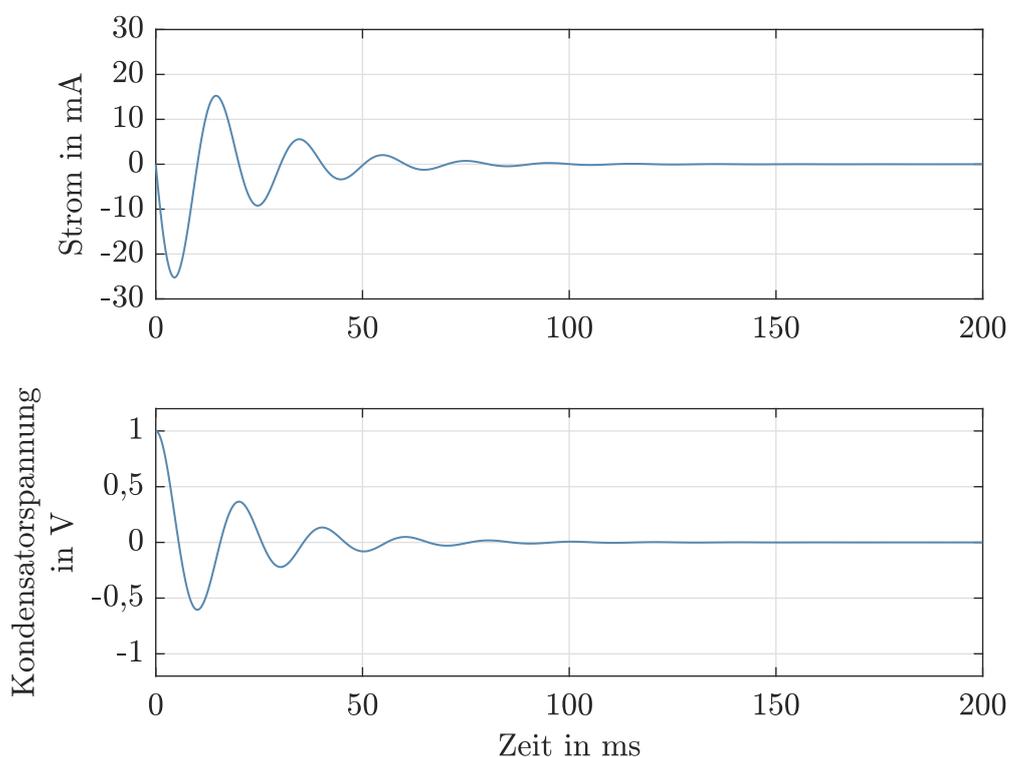


Abb. 2.3.: Zeitverläufe der Zustandsgrößen des Beispiels mit $u_q = 0 \text{ V}$

Schritten angepasst werden. Der große Nachteil dieser Stabilitätsuntersuchung ist die lange Berechnungsdauer. Diese resultiert daraus, dass für die Feststellung der Stabilität viele Fälle mit verschiedenen Startwerten simuliert werden müssen. Die Anzahl der zu simulierenden Fälle skaliert sich mit der Ordnung des Systems. Aus diesem Grund wird die Zeitbereichssimulation in praktischen Anwendungen oft zur Validierung von Modellen und weiteren Stabilitätsuntersuchungen oder bei komplexen Systemen für einige wenige, ausgewählte Fälle durchgeführt.

Es wird weiterhin das Beispiel aus Abb. 2.2 mit $u_q = 0 \text{ V}$ betrachtet. Das System wird zunächst mit den Startwerten $i_0 = 0 \text{ A}$ und $u_{C0} = 1 \text{ V}$ simuliert. Das entspricht in dem Beispielsystem dem Einschalten eines geladenen Serienschwingkreises. Abb. 2.3 zeigt die Zeitverläufe der Zustandsgrößen. Es ist zu erkennen, dass beide Zustandsgrößen zum Ursprung streben. Somit kann der Gleichgewichtspunkt als asymptotisch stabil bezeichnet werden. Zur Verdeutlichung werden zwei Varianten von Phasenporträts in Abb. 2.4 für das Beispielsystem mit unterschiedlichen Startwerten \boldsymbol{x}_0 dargestellt. Dabei kann nur eine Aussage zur lokalen Stabilität des Beispielsystems gemacht werden. Eine Aussage zur globalen Stabilität ist mit einer Zeitbereichssimulation nicht möglich, da dafür unendlich viele Simulationen mit weiteren Startwerten benötigt werden. Die Attraktion des Gleich-

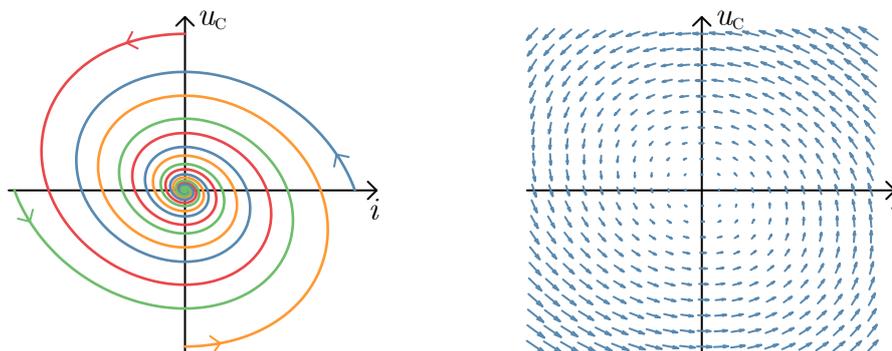


Abb. 2.4.: Phasenporträts des Beispiels mit $u_q = 0$ V.

Links: einzelne Trajektorien

Rechts: Bewegung im Raum dargestellt durch Pfeile

gewichtspunktes im Ursprung ist bei den Verläufen der einzelnen Trajektorien sichtbar. Dafür wurde das System mehrmals mit unterschiedlichen Anfangswerten simuliert. Die zweite Variante des Phasenporträts zeigt die Bewegung des Systems für eine viel größere Anzahl von Anfangswerten. Der Unterschied liegt darin, dass mit den Pfeilen nur die Richtung der Bewegung der Zustandsgrößen zu dem jeweiligen Startpunkt dargestellt wird und nicht eine vollständige Trajektorie. Die Länge der Pfeile zeigt die relative Größe der Bewegung mit diesen Startwerten. In diesem Beispiel ist zu erkennen, dass je weiter die Zustandsgrößen vom Gleichgewichtspunkt im Ursprung entfernt sind, desto größer ist die Änderung der Zustandsgrößen. Weiterhin wird die kreiselnde Bewegung in den Phasenporträts ersichtlich.

Für die Analyse eines nichtlinearen Systems wird das Beispielsystem um ein nichtlineares Element erweitert. Die Spannungsquelle soll abhängig vom Strom im Serienschwingkreis gesteuert werden. Der Betrag der Quellenspannung soll dabei begrenzt werden. Damit ergibt sich für die Spannung der Quelle die Funktion

$$u_q(\mathbf{x}) = \begin{cases} u_{\max}, & \text{für } i \geq \frac{u_{\max}}{r_q} \\ r_q i, & \text{für } \frac{u_{\max}}{r_q} > i \geq -\frac{u_{\min}}{r_q} \\ u_{\min}, & \text{für } i < -\frac{u_{\min}}{r_q} \end{cases} \quad (2.16)$$

mit den Werten $u_{\max} = -u_{\min} = 1$ V und $r_q = 20 \Omega$. Damit verhält sich die Quelle wie ein negativer Widerstand mit einer Spannungsbegrenzung in dem Serienschwingkreis. Die Zeitbereichssimulation des Beispielsystems mit den gleichgebliebenen Startwerten

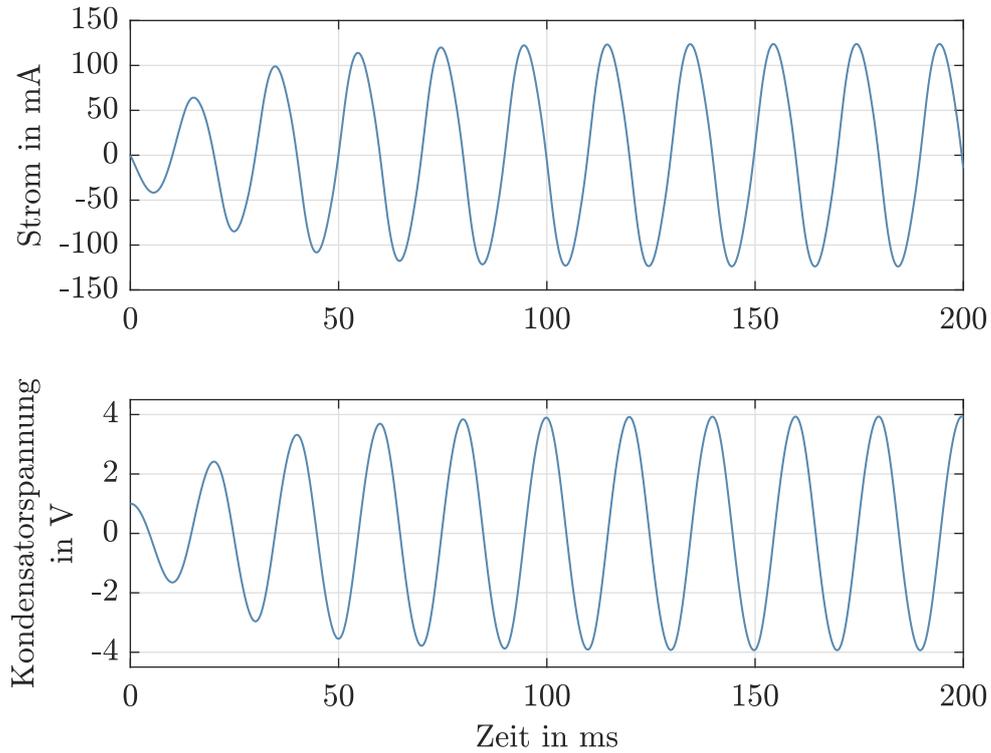


Abb. 2.5.: Zeitverläufe der Zustandsgrößen des Beispiels mit u_q aus Gl. (2.16)

$i_0 = 0$ A und $u_{C0} = 1$ V ist in Abb. 2.5 dargestellt. In diesem Fall ist der Ursprung ein instabiler Gleichgewichtspunkt, denn das System entfernt sich von der Nulllösung mit der Zeit. Nach dem Einschwingen kommt das System in einen stationären periodischen Zustand, dessen Frequenz und Amplitude konstant bleiben. Man spricht dabei von Grenzzyklen. Die Grenzzyklen stellen eine weitere Art des Gleichgewichtszustandes, wie auch Fixpunkte dar. Der Unterschied zwischen den beiden ist, dass die Zustandsgrößen

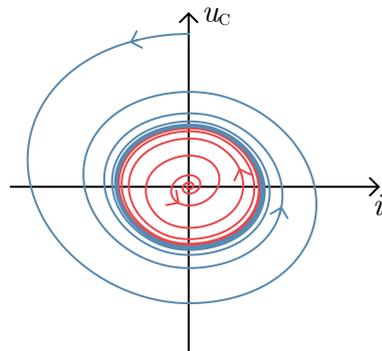


Abb. 2.6.: Verlauf der Trajektorien des Beispiels mit u_q aus aus Gl. (2.16)

bei Grenzyklen einer Trajektorie folgen. In Abb. 2.6 ist beispielhaft ein Phasenporträt mit zwei Trajektorien des Systems dargestellt. Beide Trajektorien, die eine mit dem Start im Ursprung und die andere mit dem Start außerhalb der Trajektorie des Grenzyklus, kehren mit der Zeit auf die Trajektorie des Grenzyklus zurück. In diesem System zweiter Ordnung kann von einem asymptotisch stabilen Verhalten des Grenzyklus gesprochen werden. Mit steigender Ordnung und Komplexität des Systems, also beispielsweise einer größeren Anzahl der Zustandsgrößen und/oder nichtlinearer Elemente, wird die Feststellung der Stabilität mit Hilfe der Zeitbereichssimulation aufwendiger und rechenintensiver.

2.2.4. Nyquist-Kriterium

Bisher wurden Verfahren zur Feststellung der Stabilität dargestellt, welche allgemein in der Systemtheorie angewendet werden. Das Nyquist-Kriterium wird in der Regelungstechnik speziell für Design und Analyse von geschlossenen Regelkreisen angewendet [46]. Das Kriterium ermöglicht es, aus dem bekannten Verhalten des offenen Regelkreises auf das unbekannte Stabilitätsverhalten des geschlossenen Regelkreises zu schließen. Es zählt zu den sogenannten grafischen Verfahren der Stabilitätsberechnung. Die Stabilität des geschlossenen Regelkreises kann anhand des Nyquist-Diagramms festgestellt werden.

In Abb. 2.7 ist der vereinfachte Aufbau eines Regelkreises dargestellt. Die Regelstrecke mit der Übertragungsfunktion \underline{G}_S wird mit der Stellgröße \underline{U} geführt. Der Regler mit der Übertragungsfunktion \underline{G}_R beeinflusst die Stellgröße so, dass die Differenz zwischen der Führungsgröße \underline{W} , die den Sollwert vorgibt, und der Regelgröße \underline{Y} minimal wird. Die Rückführung der Regelgröße ist, wie in den meisten Fällen in der Regelungstechnik, negativ. Die Übertragungsfunktion des geschlossenen Regelkreises im komplexen Spektralbereich ist

$$\frac{\underline{Y}(\underline{s})}{\underline{W}(\underline{s})} = \underline{F}_g(\underline{s}) = \frac{\underline{G}_R(\underline{s})\underline{G}_S(\underline{s})}{1 + \underline{G}_R(\underline{s})\underline{G}_S(\underline{s})} \quad (2.17)$$

Allgemein ist ein geschlossener Regelkreis stabil, wenn alle Pole der Übertragungsfunktion $\underline{F}_g(\underline{s})$ in der linken \underline{s} -Halbebene liegen. Diese Prüfung ist mit der modernen Technik

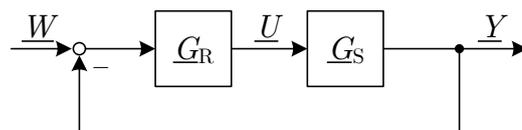


Abb. 2.7.: Schematischer Aufbau eines Regelkreises ohne Störungen

und passender Modellierung deutlich einfacher als zu den Zeiten der Definition des Stabilitätskriteriums nach H. Nyquist. Damals wurde nach einfachen Methoden und Zusammenhängen gesucht, die zwischen dem geschlossenen und offenen Regelkreis bestehen, und wie diese Zusammenhänge für die Stabilitätsuntersuchung genutzt werden können. Die Übertragungsfunktion des offenen Regelkreises, also ohne die Rückführung, ist

$$\underline{F}_o(\underline{s}) = \underline{G}_R(\underline{s})\underline{G}_S(\underline{s}) \quad (2.18)$$

Man kann erkennen, dass die Pole des geschlossenen Regelkreises identisch mit den Nullstellen von $1 + \underline{F}_o(\underline{s})$ sind. Es wird angenommen, dass das Verhalten und die Pol- und Nullstellen von den einzelnen Übertragungsfunktionen $\underline{G}_R(\underline{s})$ und $\underline{G}_S(\underline{s})$ bekannt sind. Die Addition von 1 kann die Lage der Nullstellen des Systems jedoch erheblich verändern. Bei einer Projektion der Übertragungsfunktion des offenen Regelkreises in die komplexe Ebene bedeutet eine Addition von 1 lediglich eine Verschiebung der Ortskurve um 1 nach rechts. Diese Eigenschaft macht die Suche nach den Nullstellen in der rechten \underline{s} -Halbebene mit Hilfe einer Projektion in die komplexe Ebene deutlich einfacher. Die Projektion der Übertragungsfunktion des offenen Regelkreises verläuft auf dem gesamten Bereich um die rechte \underline{s} -Halbebene, die sogenannte Nyquist-Kontur. Die Kontur verläuft von $\underline{s} = -j\infty$ über den Ursprung zu $\underline{s} = j\infty$ und schließt sich wieder über die rechte \underline{s} -Halbebene[†]. Somit werden alle Nullstellen auf der rechten \underline{s} -Halbebene davon eingeschlossen und sind als Umrandungen des kritischen Punktes in dem Nyquist-Diagramm entsprechend zu finden. Durch die Addition von 1 im Nenner des geschlossenen Regelkreises in Gl. (2.17) verschiebt sich der kritische Punkt in dem Nyquist-Diagramm vom Ursprung zu $-1 + j0$. Daraus lässt sich die Definition des Kriterium ableiten:

Der geschlossene Regelkreis $\underline{F}_g(\underline{s})$ ist stabil, wenn der Frequenzgang des offenen Regelkreises $\underline{F}_o(j\omega)$ im Nyquist-Diagramm den kritischen Punkt $-1 + j0$ in der komplexen Ebene n_+ -mal entgegen dem Uhrzeigersinn umschließt.

Dabei ist n_+ die Anzahl der Pole von $\underline{F}_o(\underline{s})$ mit positivem Realteil. Für Systeme, bei denen auch die offene Kette, also der offene Regelkreis, stabil ist, also $n_+ = 0$ ist, lässt sich eine vereinfachte Definition angeben[‡]:

Der geschlossene Regelkreis $\underline{F}_g(\underline{s})$, bestehend aus stabilen Kettenelementen, ist dann stabil, wenn sein Frequenzgang des offenen Kreises $\underline{F}_o(j\omega)$ im Nyquist-Diagramm den kritischen Punkt $-1 + j0$ in der komplexen Ebene nicht umschließt.

[†] Die Einzelheiten der Projektion, wie z. B. die Behandlung von Polstellen auf der Imaginärachse und das Zeichnen des Nyquist-Diagramms von $\underline{s} = j\infty$ zu $\underline{s} = -j\infty$, kann aus [43, 46] entnommen werden.

[‡] Es wird auch als spezielles oder vereinfachtes Nyquist-Kriterium benannt.

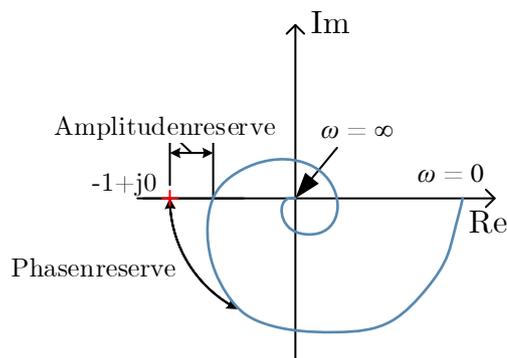


Abb. 2.8.: Schematische Darstellung der Phasen- und Amplitudenreserve bei der Feststellung der Stabilität mit Hilfe des Nyquist-Diagramms ($0 < \omega < \infty$)

Des Weiteren lassen sich anhand des Nyquist-Diagramms neben der Stabilität auch Reserven des System zur Instabilität bestimmen. Dazu gehören die Amplitudenreserve und die Phasenreserve. Dabei wird eine Reserve eines stabilen System bis zur Instabilität berechnet. Die Amplitudenreserve sagt aus, wie weit der Frequenzgang im Nyquist-Diagramm von dem kritischen Punkt beim Überqueren der reellen Achse entfernt ist, also wenn die Phase -180° des Frequenzganges beträgt. Dem entsprechend ist die Phasenreserve der Abstand zum kritischen Punkt beim Überqueren des Einheitskreises, also wenn die Amplitude unter 1 fällt. Die Reserven sind für eine simple Übertragungsfunktion in Abb. 2.8 dargestellt. Da das Nyquist-Diagramm auch komplexere Formen annehmen kann, können sich die Definitionen für die Reserven ändern. Beispielsweise wird auch der kürzeste Abstand zum Kritischen Punkt, auch wenn dieser sich nicht an den charakteristischen Überquerungen befindet, als Grundlage zur Berechnung von Reserven verwendet.

Ein großer Vorteil des Nyquist-Kriteriums ist, dass lediglich die Kenntnis des Frequenzverhaltens der Strecke und des Reglers nötig ist, um die Stabilität des Gesamtsystems festzustellen. In praktischen Fällen kann es dazu kommen, dass das Verhalten, besonders das Verhalten der Strecke, nicht bekannt ist und durch Messungen oder generische Modelle angenommen wird. Darüber hinaus kann beim Nyquist-Kriterium auch eine Zeitverzögerung (Totzeit) berücksichtigt werden. Da für das Kriterium die Übertragungsfunktion bzw. das Nyquist-Diagramm benötigt wird, kann das Stabilitätskriterium nur für lineare Systeme mit und ohne Zeitverzögerung bzw. für in einem bestimmten Arbeitspunkt linearisiertes System angewendet werden.

Für nichtlineare Systeme existieren ähnliche grafische Verfahren zur Stabilitätsberechnung. Die bekanntesten sind das Popov-Kriterium und das Kreiskriterium [42].

Die grundlegende Idee dieser Verfahren ist identisch mit der des Nyquist-Kriteriums. Dabei wird das Gesamtsystem in einen linearen Bestandteil $\underline{F}_{\text{lin}}(s)$ und einen nichtlinearen Bestandteil $\underline{g}(\boldsymbol{x})$ getrennt. Die Stabilität wird anhand des Frequenzganges im Nyquist-Diagramms des linearen Bestandteils festgelegt. Der nichtlineare Bestandteil legt den kritischen Punkt bzw. Bereich fest. Beim Popov-Kriterium ist es eine Linie, die im stabilen Fall vom Nyquist-Diagramm nicht überquert werden darf. Demgemäß sind dies beim Kreiskriterium kreisförmige Bereiche, welche nicht überquert werden dürfen. Das Verfahren der harmonischen Balance setzt an der selben Stelle an, um die Stabilität von Grenzyklen bei nichtlinearen Systemen zu ermitteln. Dabei wird angenommen, dass ein stabiles Verhalten auch ein periodisches Verhalten ist und mit trigonometrischen Funktionen angenähert werden kann. Die Antwort des nichtlinearen Bestandteils auf diese Annäherung kann mittels der sogenannten Beschreibungsfunktion gefunden werden. Die Grenzyklen und deren Stabilität werden dann grafisch anhand der Schnittpunkte der Beschreibungsfunktion und des Nyquist-Diagramms des linearen Bestandteils ermittelt. Zu diesen und weiteren Verfahren können die Quellen [42, 44] herangezogen werden.

Um das Nyquist-Kriterium auf das Beispielsystem aus Abb. 2.2 anzuwenden, wird die Quellenspannung mit $u_q(i) = r_q i$ definiert. Diese entspricht der selben Funktion, wie bereits im letzten Abschnitt, jedoch fehlt die Begrenzung der Spannung. Damit bleibt das

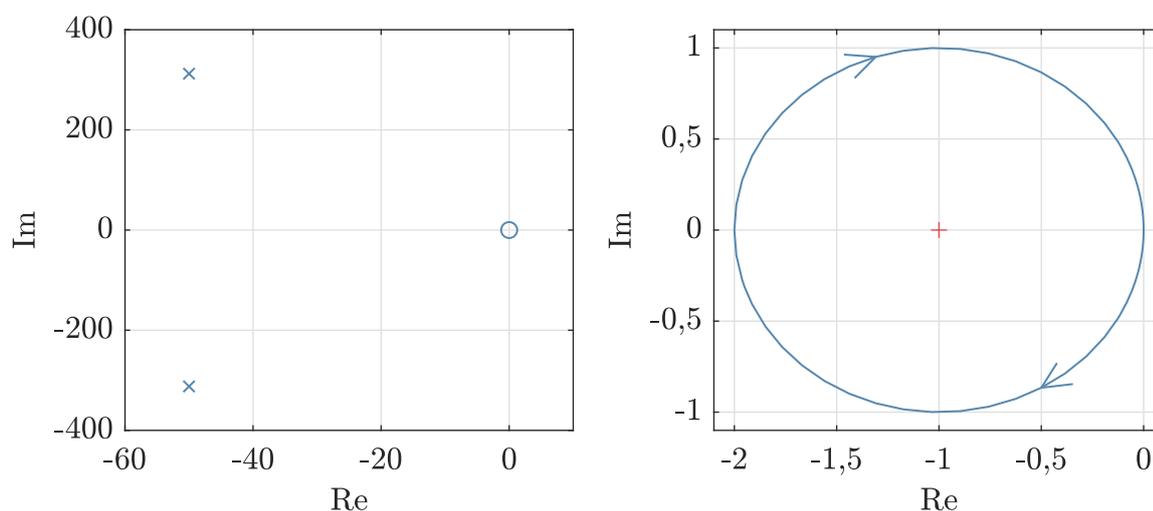


Abb. 2.9.: Grafische Darstellungen des Nyquist-Kriteriums für das Beispiel mit $u_q(i) = r_q i$
 Links: Pol- (x) und Nullstellen (o) des offenen Regelkreises
 Rechts: Nyquist-Diagramm

System linear. Die mathematische Beschreibung des Beispielsystems muss zunächst in die Form des geschlossenen Regelkreises in Abb. 2.7 gebracht werden. Der geschlossene Regelkreis lässt sich mit der Stellgröße u_q und der Regelgröße i definieren. Die Führungsgröße wird in diesem Fall vernachlässigt und zu Null gesetzt. Die Übertragungsfunktion des Reglers $\underline{G}_R(s) = -r_q = -20 \Omega$ entspricht einer einfachen statischen Verstärkung. Das negative Vorzeichen entsteht durch die negative Rückführung der Regelgröße i . Die Übertragungsfunktion der Strecke, also die Admittanz des RLC-Schwingkreises, entspricht

$$\underline{G}_S(s) = \frac{\underline{I}(s)}{\underline{U}_q(s)} = \underline{Y}_{\text{RLC}}(s) = \frac{sC}{1 + sRC + s^2LC} \quad (2.19)$$

In Abb. 2.9 ist die Lage der Pol- und Nullstellen des offenen Regelkreises und das Nyquist-Diagramm dargestellt. Zunächst erkennt man an der Lage der Polstellen, dass die offene Kette stabil ist und somit die vereinfachte Definition des Nyquist-Kriteriums anwendbar ist. Der Frequenzgang im Nyquist-Diagramm ist ein doppelter Kreis um den Kritischen Punkt. Somit erkennt man die Umschlingung des kritischen Punktes bei $-1 + j0$ deutlich. Das System ist somit instabil. Da die Quelle mit dem Wert $r_q = 20 \Omega$ das Verhalten eines negativen Widerstandes nachahmt, ist die Instabilität des Gleichgewichts im Ursprung und somit die Instabilität des Systems eindeutig physikalisch erklärbar.

2.2.5. Hopf-Bifurkation

Bisher wurden Verfahren vorgestellt, bei denen die Berechnung der Stabilität im Vordergrund steht. Im Gegensatz dazu ist die Bifurkation kein Verfahren zur Feststellung von Stabilität, sondern eine Eigenschaft von nichtlinearen Systemen, welche auf die Stabilität hindeuten kann und zur Feststellung der Stabilität verwendet werden kann. Unter Bifurkation versteht man eine Änderung der Gleichgewichtspunkte oder Grenzzyklen, wenn ein Parameter des System variiert wird. Dabei können sich entweder die Anzahl der Gleichgewichte oder auch deren Stabilitätseigenschaft verändern. Somit kann ein Fixpunkt durch Änderung des Bifurkationsparameters μ die Stabilität im Bifurkationspunkt (beispielsweise $\mu = 0$) verlieren. Die Bifurkation gliedert sich weiterhin in verschiedene Arten. Hier wird besonders auf die Hopf-Bifurkation[†] eingegangen, da bei dieser Art der Bifurkation durch Änderung des Parameters μ ein stabiler oder instabiler Grenzzyklus entsteht. Somit wird nicht die Stabilität des Grenzzyklus direkt untersucht, wie

[†] Die Bezeichnungen Andronov-Hopf-Bifurkation und Poincaré-Andronov-Hopf-Bifurkation werden in der Literatur auch verwendet, um die Arbeit der Wissenschaftler mit wissenschaftlichen Vorarbeiten zu würdigen.

beispielsweise mit der direkten Methode von Ljapunov oder der Methode der harmonischen Balance, sondern geprüft, ob die Bedingungen für die Bifurkation erfüllt werden. Anschließend kann die Stabilität des Grenzyklus festgestellt oder durch geeignete Annahmen abgeschätzt werden.

Bei einer Hopf-Bifurkation entsteht ein stabiler bzw. instabiler Grenzyklus, wenn ein Fixpunkt des nichtlinearen Systems dementsprechend instabil bzw. stabil wird. Diese Fallunterscheidung wird auch als superkritische und subkritische Hopf-Bifurkation bezeichnet. Im Fall, wenn die Hopf-Bifurkation für die Feststellung der Stabilität angewendet wird, ist die superkritische Hopf-Bifurkation von höherem Interesse, denn damit kann die Stabilität und nicht die Instabilität der Grenzyklen festgestellt werden. Im Folgenden wird nur die superkritische Hopf-Bifurkation behandelt.

Um Bifurkationen grafisch darzustellen, werden sogenannte Bifurkationsdiagramme verwendet. Dabei wird der Parameter, welcher in dem System verändert wird, als Bifurkationsparameter μ bezeichnet. Der Bifurkationspunkt, in dem sich die Systemeigenschaften ändern, befindet sich bei $\mu = 0$. Die Voraussetzungen für die superkritische Hopf-Bifurkation [47] lauten:

1. Das linearisierte System muss ein konjugiert komplexes Eigenwertpaar mit einer Resonanzfrequenz ungleich Null besitzen.
2. Im Bifurkationspunkt muss das konjugiert komplexe Eigenwertpaar die imaginäre Achse von links nach rechts überqueren.
3. Kein Eigenwert des linearisierten Systems darf einen positiven Realteil im Bifurkationspunkt aufweisen.
4. Das System muss im Bifurkationspunkt asymptotisch stabil sein.

In der Abb. 2.10 ist die Bewegung der Eigenwerte und das dazugehörige Bifurkationsdiagramm für die superkritische Hopf-Bifurkation dargestellt. In dem Bifurkationsdiagramm werden stabile Fixpunkte und Grenzyklen mit einer durchgezogenen Linie dargestellt. Die instabilen Fixpunkte und Grenzyklen sind gestrichelt abgebildet.

Die Anwendung der Hopf-Bifurkation als ein Verfahren zur Feststellung der Stabilität stellt eine sehr spezifische Stabilitätsanalyse dar. Sie liefert jedoch eine relativ simple Erklärung von Grenzyklen und deren Stabilität in nichtlinearen Systemen, die durch kleine Parameteränderungen verursacht werden. Somit kann mit weiteren Annahmen das Auftreten von stabilen Grenzyklen in einem nichtlinearen System erklärt werden. In der Praxis findet die Hopf-Bifurkation unter anderem in der Schaltungsanalyse Verwendung

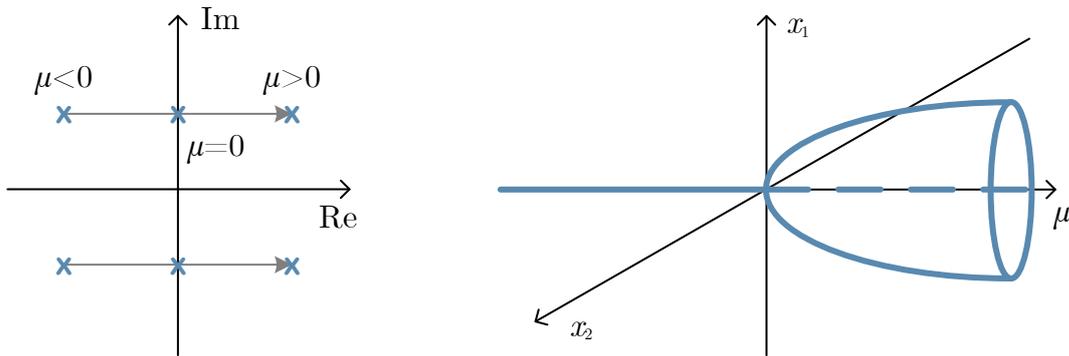


Abb. 2.10.: Superkritische Hopf-Bifurkation eines nichtlinearen Systems zweiter Ordnung.
Links: Diagramm der Eigenwertlage; Rechts: Bifurkationsdiagramm.

[41, 47].

Die Stabilitätsanalyse mit Hilfe der Eigenschaft der superkritischen Hopf-Bifurkation wird anhand des Beispiels aus Abb. 2.2 mit $u_q(\mathbf{x})$ aus Gl. (2.16) angewendet. Der virtuelle Widerstand der Spannungsquelle wird als Bifurkationsparameter $\mu = r_q$ angenommen. Der Bifurkationspunkt liegt bei $r_q = 10 \Omega$, denn wie bereits in den vorherigen Ergebnissen der Zeitbereichssimulation zu erkennen, verhält sich die Quelle wie ein negativer Widerstand in dem Serienschwingkreis. In dem Fall, wenn $r_q = R$ wird, ergibt sich ein verlustfreier LC-Schwingkreis. Das konjugiert komplexe Eigenwertpaar des Systems liegt

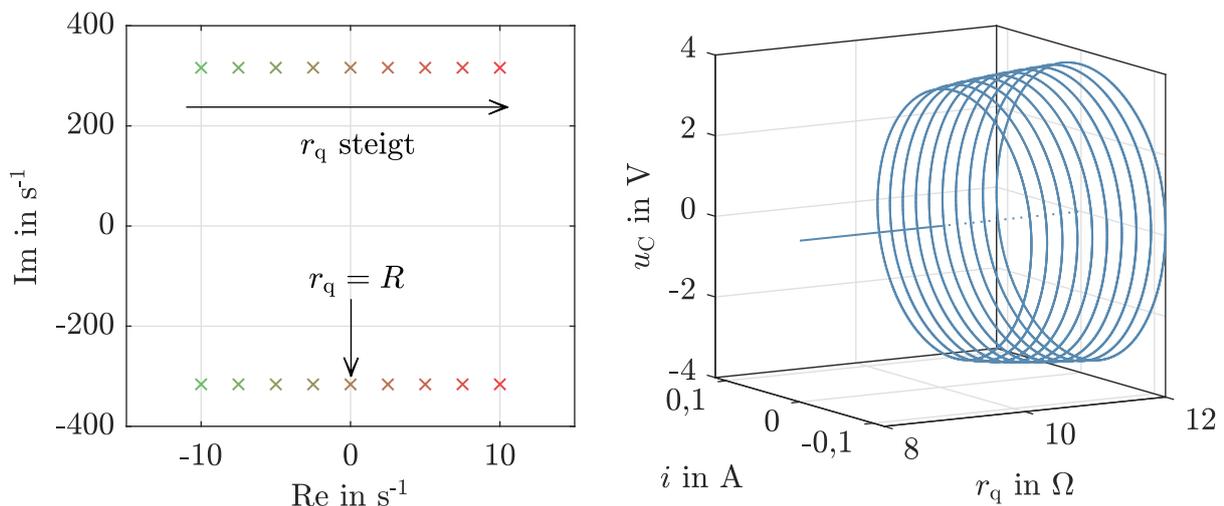


Abb. 2.11.: Darstellung der Hopf-Bifurkation für das Beispielsystem mit u_q aus Gl. (2.16)
Links: Verschiebung der Eigenwerte mit steigendem r_q
Rechts: Bifurkationsdiagramm bei $8 \Omega \leq r_q \leq 12 \Omega$

genau auf der Imaginärachse. Für höhere Werte von r_q verschieben sich die Eigenwerte weiter nach rechts. Diese Verschiebung ist in Abb. 2.11 links zu erkennen. Darüber hinaus ist in der Abb. 2.11 rechts das Bifurkationsdiagramm dargestellt. Die Grenzyklen wurden anhand von Trajektorien für diskrete Werte von r_q dargestellt. Die Bedingungen 1, 2 und 3 für die superkritische Hopf-Bifurkation sind in diesem Fall erfüllt. Für die letzte Bedingung muss das System im Bifurkationspunkt asymptotisch stabil sein. Die Eigenschaft der asymptotischen Stabilität kann in diesem System nicht festgestellt werden. Das ist bereits durch die direkte Methode von Ljapunov in Abschnitt 2.2.1 für dieses Beispielsystem gezeigt worden. Das Beispielsystem ist dabei lediglich stabil im Sinne von Ljapunov. Demnach liegt in diesem einfachen Beispiel keine superkritische Hopf-Bifurkation vor, da die letzte Bedingung nicht erfüllt wird. Die Stabilität der Grenzyklen bei $r_q > 10\Omega$ kann allerdings durch Zeitbereichssimulationen in Abschnitt 2.2.3 festgestellt werden. Der Nachweis der letzten Bedingung ist auch in der Praxis am komplexesten, denn in dem Bifurkationspunkt kann das nichtlineare System nicht mit dem Linearisierungssatz, welcher eine einfache Feststellung der Stabilität liefern würde, berechnet werden. Der Linearisierungssatz gilt nicht für Arbeitspunkte, bei denen die Eigenwerte auf der Imaginärachse liegen.

2.3. Stabilität des Elektroenergiesystems

Die Untersuchung der Stabilität des elektrischen Energieversorgungssystems hat eine lange Tradition und befasst sich mit verschiedenen Stabilitätsarten. Diese unterscheiden sich in ihrer physikalischer Natur, ihrem Zeitbereich und in der Größe der Störung. Die Stabilität wird in [38] als *die Fähigkeit eines elektrischen Energieversorgungssystems, bei einem gegebenen anfänglichen Betriebszustand, nach einer physikalischen Störung wieder einen Gleichgewichtszustand zu erreichen, wobei die meisten Systemvariablen so begrenzt sind, dass das gesamte System intakt bleibt*, beschrieben. Aus Sicht der Systemtheorie kann sie auch als eine lokale begrenzte asymptotische Stabilität verstanden werden, soll jedoch nach [38] als eine eigene Definition für Elektroenergiesysteme verstanden werden. Um diese allgemeine Definition in einzelne Stabilitätsarten aufzuteilen, wurde in [38] die Klassifizierung der Stabilitätsarten aufgestellt. Die Übersicht dieser Klassifizierung ist in Abb. 2.12 dargestellt. Allgemein wurde die Klassifizierung der Stabilitätsarten ursprünglich nach drei Kriterien durchgeführt:

- Die physikalische Natur der Instabilität hervorgebracht durch die Systemvariable, in welcher die Instabilität beobachtbar ist.

- Die Größe der betrachteten Störung, welche die Methode für die Berechnung und die Vorhersage der Stabilität bestimmt.
- Die Betriebsmittel, die Prozesse und der Zeitbereich, welche auf die Berechnung und die Analyse der Stabilität Einfluss nehmen.

Somit entstanden ursprünglich drei übergeordnete Stabilitätsarten, bei denen die entscheidenden Systemvariablen namensgebend sind. Die Unterteilung der Stabilitätsarten aus [38] ist für eine geeignete Identifikation der Ursache der Instabilität und Auswahl der geeigneten Berechnungsmethoden und zugehörigen Zeitbereiche aufgestellt worden. Somit sind diese Stabilitätsarten nicht voneinander entkoppelt. In einem System mit einer Störung, welche das Elektroenergiesystem hoch beansprucht, kann es kaskadiert zu mehreren Arten der Instabilität kommen. Die Unterteilung hilft allerdings für das Verständnis der unterlagerten Ursache der Instabilität und deren Feststellung. Diese Klassifizierung wurde anhand des Betriebsverhaltens der Synchronmaschinen, als die dominierenden Erzeugungseinheiten im Netz, aufgestellt. Die Konverter haben teilweise Einfluss auf die Stabilitätseigenschaft genommen, wie beispielsweise die netzgeführten HGÜ-Konverter auf die Spannungsstabilität, sie wurden aber nicht als treibende Kraft für einzelne Stabilitätsarten betrachtet. Die flächendeckende Einführung von leistungselektronischen Betriebsmitteln, vor allem auch von Konvertern als leistungsstarke Erzeugungseinheiten in elektrischen Übertragungs- und Verteilnetzen, hat zur Reflexion und Erweiterung dieser Klassifizierung geführt [37]. Es wurde der Einfluss der Konverter auf die bislang definierten Stabilitätsarten beschrieben und zwei weitere Arten neu

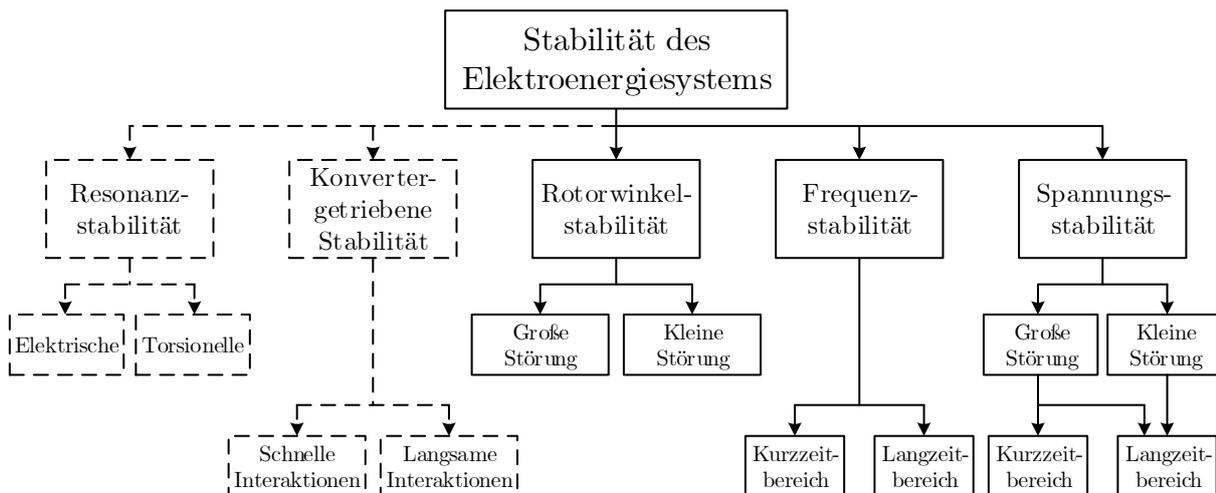


Abb. 2.12.: Klassifizierung der Stabilitätsarten in Energieversorgung nach [38]. Erweiterung nach [37] ist durch gestrichelte Linien markiert

eingeführt (siehe Abb. 2.12).

Im Folgenden werden die einzelnen Stabilitätsarten kurz eingeführt und beschrieben. Die Beschreibung soll einen Überblick der Stabilitätsarten in der elektrischen Energieversorgung und deren Unterscheidung voneinander liefern. Es soll nicht als vollständige Definition aller Effekte der einzelnen Stabilitätsarten verstanden werden. Für die Beschreibung der drei ursprünglichen Stabilitätsarten wird [38] verwendet. Die neuen Stabilitätsarten sind nach [37] beschrieben.

Rotorwinkelstabilität

Die Rotorwinkelstabilität beschäftigt sich mit der Fähigkeit der Synchronmaschinen in einem verbundenen Elektroenergiesystem nach einer Störung im Synchronismus zu verbleiben. Das heißt, dass das Gleichgewicht zwischen dem elektromagnetischen und dem mechanischen Moment einer Synchronmaschine aufrechterhalten bleibt. Im instabilen Fall wird der Rotor der Synchronmaschine beschleunigt oder gebremst. Das passiert, wenn der Rotorwinkel einer Synchronmaschine außerhalb seiner Betriebsgrenzen läuft und somit den Synchronismus verliert. In einem Elektroenergiesystem mit mehreren Synchronmaschinen ist der relative Winkel aller Synchronmaschinen im Netz zueinander entscheidend. Dabei kann eine Maschine gegenüber allen anderen Generatoren im Netz seinen Synchronismus verlieren oder eine Gruppe von Synchronmaschinen gegenüber einer anderen Gruppe. Weiterhin unterteilt sich die Betrachtung der Stabilität nach der Größe der Störung und die verwendeten Berechnungsmethoden. Bei Untersuchungen mit kleinen Störungen[†], beispielsweise kleinen Änderungen in der Last bzw. der Erzeugung, kann das System in dem Arbeitspunkt linearisiert werden. Für die Beurteilung der Stabilität werden die Eigenwerte und Eigenvektoren des Systems verwendet. Die Untersuchungen der *transienten Rotorwinkelstabilität* betrachtet große Betriebsstörungen wie Kurzschlüsse und Ausfälle von Kraftwerken. Dabei werden die Polradwinkel mit Hilfe der numerischen Integration berechnet. Anhand der Rotorwinkel aller Generatoren wird die Stabilität festgestellt. Einfluss auf die Stabilität hat nicht nur der Arbeitspunkt, in dem sich das System befindet, sondern auch die Größe und Dauer der Störung.

Spannungsstabilität

Unter der Spannungsstabilität versteht man die Fähigkeit eines Elektroenergiesystems konstante Spannungsamplituden an allen Netzknoten nach einer Störung in einem zuläs-

[†] Auch *statische Stabilität* genannt [48].

sigen Wertebereich zu erhalten. Es kommt auf die Fähigkeit des kombinierten Systems aus Erzeugung und Übertragung an, die angeforderte Last mit Leistung zu versorgen. Die Instabilität äußert sich als ein progressiver Spannungsabfall oder eine progressive Spannungsüberhöhung in dem Netz. Die Spannungsstabilität ist zum größten Teil mit der Übertragung der elektrischen Leistung durch Übertragungsbetriebsmittel verbunden. Die Stabilität wird bedroht, wenn die benötigte Blindleistung für die Stützung der Spannung im Elektroenergiesystem nicht bereitgestellt werden kann. Das kann beispielsweise daran liegen, dass die Übertragungselemente vollständig ausgelastet sind und keine zusätzliche spannungsstützende Blindleistung übertragen können. Analog zu der Rotorwinkelstabilität wird auch hier der Unterschied in der Größe der Störung bei der Betrachtung der Stabilität gemacht. Bei kleinen Störungen werden Annahmen für das grundlegende Modell und die Linearisierung des Systems getroffen. Dabei wird die Reaktion der Netzspannungen auf kleine Änderungen, wie z. B. inkrementelle Laständerungen, beobachtet und analysiert. Bei großen Störungen wird die Wechselwirkung der Komponenten im Elektroenergiesystem in Bezug auf die Netzspannungen untersucht. Das sind beispielsweise kontinuierliche und diskrete Regler im Netz und Schutzeinrichtungen der Netzkomponenten. Weiterhin werden die Untersuchungen hinsichtlich des relevanten Zeitbereichs unterteilt. Das hängt vor allem mit der Reaktionszeit unterschiedlicher Betriebsmittel und Regler und der Einschwingzeit der jeweiligen Dynamiken zusammen. Für den Kurzzeitbereich liegt die untersuchte Zeit in der Größenordnung von einigen Sekunden und umfasst dabei schnell reagierende Betriebsmittel, wie Induktionsmaschinen, elektronisch kontrollierte Lasten und Konverter. Bei den Untersuchungen im Langzeitbereich kann sich die Simulationsdauer bis auf einige bis viele Minuten ausstrecken. Dabei sind die langsam reagierenden Betriebsmittel, wie Transformatoren mit Stufenschaltung, thermostatisch geregelte Lasten und Strombegrenzer der Generatoren von hoher Bedeutung.

Frequenzstabilität

Die Frequenzstabilität beschreibt die Fähigkeit des Elektroenergiesystems eine konstante Frequenz nach einer signifikanten Systemstörung mit einer Ungleichheit zwischen Erzeugung und Verbrauch wieder herzustellen. Der instabile Betrieb zeichnet sich durch Frequenzschwankungen aus, welche zur Abschaltung von Generatoren und/oder Lasten führen können. Die Störungen führen zu relativ hohen Abweichungen von der Grundfrequenz, den Leistungsflüssen, der Spannungen und weiteren Systemvariablen. Um die

Frequenzinstabilität in einem Elektroenergiesystem hervorzurufen, muss eine schwerwiegende Störung vorliegen. Die kleinen Störungen werden nicht betrachtet. Somit wird bei der Frequenzstabilität die Unterteilung in verschiedene Größen der Störung nicht gemacht. Bei solchen Störungen lösen Prozesse, Regler und Schutzeinrichtungen aus, welche bei den bereits beschriebenen Stabilitätsarten nicht generell abgebildet werden. Die Reaktionszeit von diesen kann zwischen Bruchteilen einer Sekunde und einigen Minuten liegen. Somit werden die Untersuchungen in den kurzen und langen Zeitbereich unterteilt.

Resonanzstabilität

Unter der neu definierten Stabilitätsart der Resonanzstabilität werden die subsynchronen Resonanzen verstanden. Darunter wird ein Netzzustand gemeint, bei welchem Energie zwischen dem Netz und einem Turbogenerator ausgetauscht wird. Der Energieaustausch erfolgt in einer oder in mehreren Eigenfrequenzen, welche unterhalb der Grundfrequenz liegen [49]. Diese können durch eine Resonanz zwischen einer Serienkompensation durch eine Kapazität und entweder den mechanischen Torsionsfrequenzen der Generator-Turbine-Welle oder den elektrischen Charakteristiken des doppelt gespeisten Asynchrongenerators verursacht werden. Somit können die Oszillationen nach elektromechanischen und elektromagnetischen Vorgängen getrennt werden. Dementsprechend werden diese auch in [37] in torsionelle und elektrische Untersuchungen getrennt. Die Größe der Störung ist für diese Untersuchungen nicht entscheidend. Weiterhin werden die Untersuchungen nicht nach Zeitbereichen getrennt. Da die subsynchronen Resonanzen den Frequenzbereich bis hin zu 5 Hz beinhalten, kann der Zeitbereich im Minutenbereich eingestuft werden.

Konvertergetriebene Stabilität

Die konvertergetriebene Stabilität beschreibt unterschiedliche Arten von Oszillationen zwischen den Konvertern und dem elektrischen Netz, welche durch die Regelung der Konverter verursacht werden. Diese Oszillationen oder Interaktionen werden als Instabilität bewertet. Die Regelungskomponenten eines Konverters arbeiten in einer hohen Frequenzbandbreite und können somit elektromechanische und elektromagnetische Modi des elektrischen Netzes ansprechen und miteinander verknüpfen. Anhand des Frequenzbereiches werden die Vorgänge in schnelle (typischerweise Dutzende bis einige Hunderte Hz und möglicherweise bis zu kHz) und langsame (typischerweise bis 10 Hz) Interaktio-

nen unterschieden. Die schnellen Interaktionen werden durch die Regelung von Konvertern, Erzeugungsanlagen, HGÜ und FACTS und schnelle Netzdynamiken wie das Verhalten des Übertragungsnetzes, Statorodynamiken oder anderen leistungselektronischen Betriebsmittels verursacht. Darunter fällt unter anderem auch die Instabilität, welche durch Interaktionen zwischen schnellen Stromregelschleifen der Konverter und Energiespeichern im Netz verursacht wird. Unter den langsamen Interaktionen werden mehrere Vorgänge verstanden, welche Oszillationen zwischen der Regelung der Konverter und langsamen Netzdynamiken, wie elektromechanische Modi und Regler der Synchrongeneratoren, verursachen. Sowohl schwache Netze als auch die Leistungsgrenzen der Übertragung werden als Ursachen der Interaktionen genannt. Bei der konvertergetriebenen Stabilität handelt es sich um Kleinsignaluntersuchungen, somit wird eine Unterscheidung in der Größe der Störung nicht gemacht.

3. Netzseitige Konverter

Die Thematik der harmonischen Stabilität ist in den elektrischen Energiesystemen erst mit der höheren Verbreitung der über Konverter angebundenen Betriebsmittel und deren nichtlinearen Dynamiken zum wichtigen Thema geworden. Um diesen Effekt weiter berechnen und analysieren zu können, werden die Eigenschaften und die Modellierung der netzseitigen Konverter benötigt und in diesem Kapitel beschrieben.

Bisher wurde die allumfassende Bezeichnung Konverter benutzt, um das zu untersuchende leistungselektronische Betriebsmittel zu bezeichnen. In der Literatur finden sich jedoch unterschiedliche und teilweise irreführende Bezeichnungen. Um dem entgegen zu wirken, werden im Folgenden die gängigen Bezeichnungen kurz definiert. Als *Konverter* wird ein leistungselektronisches Betriebsmittel bezeichnet, welches zur Umformung der elektrischen Energie eingesetzt wird. Dabei ist die Art der Umformung nicht weiter durch die Bezeichnung definiert. Beispielsweise kann damit die Gleichspannung erhöht oder gesenkt werden oder auch zwischen Gleichstrom und Drehstrom umgeformt werden. Somit kann diese Bezeichnung ganzheitlich angewendet werden. Bei *Frequenzumrichtern*, Kurzform *Umrichter*, handelt es sich um Konverter, welche die Frequenz, in welcher die elektrische Energie übertragen wird, verändern. In den meisten Fällen werden damit die Konverter bezeichnet, welche die Energie aus einem Drehstromnetz in ein weiteres Drehstromnetz anderer Frequenz oder Phasenlage übertragen. Dabei wird die Energie zunächst in Gleichstrom oder -spannung durch den *Gleichrichter* umgeformt. Weiterhin wird durch den *Wechselrichter* die elektrische Energie wieder in passenden Drehstrom umgeformt. Die beiden Bezeichnungen definieren den Energiefluss des Konverters oder eines Bestandteils des Konverters. Dabei kann es eine feste Bezeichnung sein, bestimmt durch die Topologie oder die eingesetzten leistungselektronischen Elemente, oder eine arbeitspunktabhängige Bezeichnung. Bei dem Einsatz der Konverter in den Windenergieanlagen werden außerdem die Bezeichnungen *Vollumrichter* und *Teilumrichter* verwendet. Das bezieht sich auf den Teil der Leistung bezogen auf die Bemessungsleistung der Windenergieanlage, welche durch den Umrichter transferiert wird. Den Spezialfall stellen die Windenergieanlagen mit doppelt-gespeisten Asynchrongenerator mit einem Teilumrich-

ter dar. Dabei wird der Stator des Generators direkt an das elektrische Netz angeschlossen. Der Rotor wird über den Teilumrichter, welcher ein AC-AC-Frequenzumrichter ist, angeschlossen. Da der Großteil der Leistung über den Stator übertragen wird, muss der Teilumrichter nur auf etwa 30 % der Bemessungsleistung ausgelegt werden. In den anderen Fällen wird ein Vollumrichter eingesetzt, welcher auf die gesamte Bemessungsleistung ausgelegt werden muss. Neben den bereits genannten Bezeichnungen existieren auch weitere Arten von Konvertern. Auf diese wird in dieser Arbeit nicht weiter eingegangen, da diese derzeit nur einen geringen Einfluss in der Energieversorgung und -übertragung darstellen. Dazu gehören beispielsweise viele Arten von DC-DC-Konvertern, welche teils auch in den Energieerzeugungsanlagen angewendet werden, aber einen marginalen Einfluss auf das Verhalten auf der Drehstromseite einnehmen.

Zunächst wird in diesem Kapitel auf die Technologie von netzseitigen Konvertern eingegangen. Dabei werden die historische Entwicklung, der elektrische Aufbau, die Arten der inneren Regelung und die Unterschiede zu elektrischen Maschinen vorgestellt. Weiterhin wird auf die Modellierung der netzseitigen Konverter eingegangen. Die Modelle der einzelnen Komponenten und des gesamten Konverters werden dargestellt und beschrieben.

3.1. Technologie

Der flächendeckende Einsatz der Konverter in der elektrischen Energieversorgung ist erst mit der Einführung der modernen Schaltelemente, also den leistungstragenden Halbleitern, vorangeschritten. Der erste Konverter wurde bereits 1902 als Quecksilberdampf-Gleichrichter entwickelt. Diese Technologie wurde für den Transport der elektrischen Energie in der Energieversorgung eingesetzt. Sie entspricht jedoch nicht mehr dem Stand der Technik und wird aktuell nicht mehr in dieser Form verwendet. Ab ca. der Mitte des 20. Jahrhunderts wurde diese Entwicklung mit unterschiedlichen siliziumbasierten Halbleiterbauelementen, wie Thyristoren und Transistoren, fortgeführt. Den Unterschied zwischen den Halbleiterbauelementen stellen deren Eigenschaft der Steuerbarkeit der Leitfähigkeit dar. Auch wenn die Bauelemente den Strom nur in eine Richtung führen, kann auch diese Eigenschaft entweder nur durch die Spannungsrichtung eingestellt werden oder durch die externe Steuerung. Die Halbleiterventile teilen sich somit in nicht steuerbare, also Dioden, und steuerbare Elemente auf. Die steuerbaren Halbleiterventile können weiterhin in zwei weitere Kategorien unterteilt werden: nur einschaltbare, i. d. R. Thyristoren, und ein- und ausschaltbare, i. d. R. Transistoren [50]. Diese Eigenschaft ist

entscheidend für den Aufbau der Konverter, denn ohne die Fähigkeit die Leitfähigkeit zu allen Zeitpunkten auszuschalten, ist der Konverter an den Netzspannungsverlauf und somit auch an die Netzfrequenz gekoppelt. Die Konverter auf Basis von nur einschaltbaren Leistungshalbleitern werden als netzgeführt (engl.: line comutated converter, LCC) bezeichnet. Dem gegenüber stehen die selbstgeführten Konverter auf Basis von ein- und ausschaltbaren Leistungshalbleitern. Da diese auch meistens als Konverter mit konstanter Gleichspannung im Zwischenkreis realisiert werden, bezeichnet man diese Art als Spannungsquellenkonverter (engl.: voltage source converter, VSC). Den wichtigsten Unterschied und Vorteil für die selbstgeführten Konverter ist der größere Betriebsbereich gegenüber den netzgeführten Konvertern [50]. Zum einen kann die Blindleistungsaufnahme bzw. -bereitstellung der selbstgeführten Konverter nahezu unabhängig vom Wirkleistungsfluss eingestellt werden. Zum anderen können diese ohne ein bereits aufgebautes Drehstromnetz arbeiten, also können sie die Netzbildung in Inselnetzen übernehmen.

Es haben sich verschiedene Topologien der selbstgeführten Konverter in der Energieversorgung, je nach Einsatzzweck, etabliert. In der Abb. 3.1 sind drei solcher Topologien und die dazugehörigen Pulsmuster, welche im Folgenden erklärt werden, dargestellt. Ein Zwei-Punkt-Konverter (engl.: two-level converter) hat eine simplere Topologie. Bei einer konstanten Gleichspannung im Zwischenkreis können an allen Leitersträngen auf der Drehstromseite durch passendes Schalten der Transistoren zwei Spannungspotentiale eingestellt werden: das positive und das negative Potential der Zwischenkreisspannung [51]. Um damit eine Schwingung mit einer festen Grundfrequenz nachzuahmen, existieren unterschiedliche Modulationsverfahren zum Schalten der leistungselektronischen Elemente. Die Pulsdauermodulation (engl: pulse width modulation, PWM) ist eine der verbreitetsten Modulationsarten, welche dabei eingesetzt werden [50]. Das Referenzsignal, also der gewünschte AC-Spannungszeitverlauf, wird mit einem sogenannten Trägersignal, meistens ein Dreiecks- oder Sägezahnverlauf, verglichen. Je nach Größenverhältnis der beiden Signale zueinander, wird entweder das positive oder das negative Spannungspotential eingestellt. So entsteht auf der Drehstromseite ein rechteckiger Spannungsverlauf der beiden Potentiale, deren Dauer innerhalb der Schwingperiode variiert. Dieser Verlauf kann in einzelne Frequenzanteile entkoppelt werden. Er besitzt eine hohe Komponente bei der gewünschten Grundfrequenz und weitere Komponenten in der Nähe der Schaltfrequenz und deren vielfachen. Bei einem Drei-Punkt-Konverter wird ein weiteres Potential, das neutrale Potential oder Nullpotential, hinzugefügt. Mit der relativ simplen Erweiterung der Schaltung können die Schaltharmonischen, erzeugt durch das Modulationsverfahren, gesenkt werden [51]. Die Weiterführung der Technologie hat einen modularen Konverter

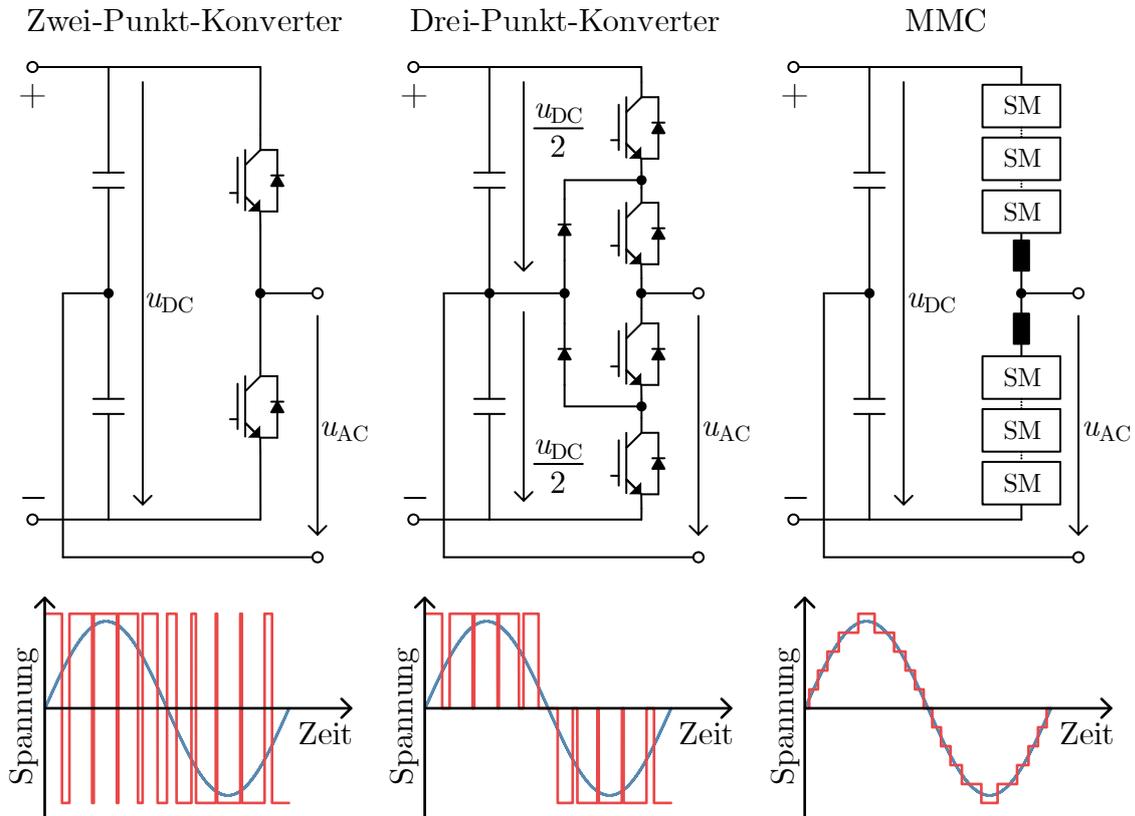


Abb. 3.1.: Drei wichtige Topologien der Drehstromkonverter und deren Ausgangsspannungen. Es ist nur eine Phase dargestellt [50]

mit vielen Punkten bzw. Potentialen (engl.: modular multilevel converter, MMC) hervor- gebracht. Dabei wird der Zwischenkreis in viele baugleiche Submodule (SM) aufgeteilt. Je nach dem wie viele Module in der Serie eingeschaltet werden, können verschiedene Spannungshöhen eingestellt werden. Dabei kann, besonders bei einem Einsatz von sehr vielen Modulen, auf eine Modulation und Pulsmusterschaltung verzichtet werden. Der gewünschte Spannungsverlauf wird stufenförmig abgebildet [52]. Diese Topologie ist in Bezug auf die Filterung der Schaltharmonischen und auch bei dem Einsatz in höhere Spannungsebenen vorteilhaft, da bei einer hohen Anzahl der SM die Spannungsform nahezu sinusförmig ist.

In der Energieversorgung werden unterschiedliche Arten der Konverter eingesetzt. In dieser Arbeit sind insbesondere die netzseitigen selbstgeführten AC-DC-Konverter von hoher Bedeutung. Denn damit werden verschiedene regenerative Erzeugungsanlagen an das elektrische Netz angeschlossen. Weiterhin werden diese auch für die HGÜ als Konverter eingesetzt. Auch viele Arten von FACTS sind mit den selbstgeführten Konvertern

ausgeführt [10]. Obwohl die Einsatzzwecke sehr unterschiedlich ausfallen, ist die Schnittstelle zu dem elektrischen Netz ähnlich ausgeführt. Diese Vielfalt der Einsatzzwecke ist dem flexiblen Stellbereich des Arbeitspunktes geschuldet. Denn ein VSC kann seinen Arbeitspunkt, also die übertragene Leistung, in allen vier Quadranten bis zu seinen maximalen Grenzen, welche aus der Stromtragfähigkeit der Leistungshalbleiter und der maximal einstellbaren Amplitude der Wechselfrequenz bestehen, beliebig einstellen. Eine weitere Charakteristik, welche zum Vorteil und gleichzeitig Nachteil führen kann, ist die Vielfalt der Arten von Regelungen der netzseitigen Konverter. Die Regelung kann verschiedene Aufgaben erfüllen und Abhängigkeiten und Dynamiken des Konverters aufbauen [53]. Auf diese wird im Folgenden vertieft eingegangen.

Neben den Vorteilen, welche die netzseitigen Konverter mit sich bringen, existieren auch viele Herausforderungen mit einem flächendeckenden Einsatz dieser in der Energieversorgung. Zunächst sind die physikalischen und materialgebundenen Grenzen der Leistungshalbleiter zu nennen. Zum einen ist die Stromtragfähigkeit der Halbleiter begrenzt. Das führt dazu, dass in einem gestörten Betrieb, beispielsweise im Kurzschlussfall, die spannungsstützende Blindleistung nur zu einem geringen Teil bereitgestellt werden kann. Zum anderen ist die geringe Überspannungsfähigkeit der Halbleiter von Nachteil. Zu hohe Spannungen können zu Zerstörungen der Halbleitermodule führen. Das führt dazu, dass in diesem Fall die Konverter vor Überspannungen geschützt werden müssen und dadurch vom Netz getrennt werden müssen [50]. Diese beiden Herausforderungen können durch die Überdimensionierung der Leistungshalbleiter im Konverter bewältigt werden. Diese Lösung ist jedoch nicht wirtschaftlich. Eine weitere Herausforderung für die Energieversorgung ist, dass die Dynamiken der netzseitigen Konverter stark von ihrer inneren Regelung abhängen. Da diese Regelung nicht standardisiert ist und von den Herstellern als geistiges Eigentum geschützt wird, steigt die Komplexität der Netzstudien für die Untersuchung von beispielsweise Stabilität oder Kurzschlussstromberechnung eines Netzbetreibers deutlich an [11].

Für den Einsatz in der Energieversorgung haben sich unterschiedliche Arten der Regelung für netzseitige Konverter herausgebildet. Die primäre Aufgabe des Konverters, welche im Folgenden als ein Unterscheidungsmerkmal verwendet wird, ist entscheidend für die jeweilige Art. In der aktuellen Literatur werden oftmals verschieden Bezeichnungen für die selbe Art einer dieser Regelungen verwendet. Die Bezeichnungen sind teils uneindeutig, irreführend oder gegensätzlich. Durch die jeweilige Übersetzung aus dem Englischen, welche auch in diesem Sprachgebrauch nicht eindeutig klassifiziert sind, wird die Menge der Begriffe weiter erhöht. Hier werden nur einzelne Begriffe und Kon-

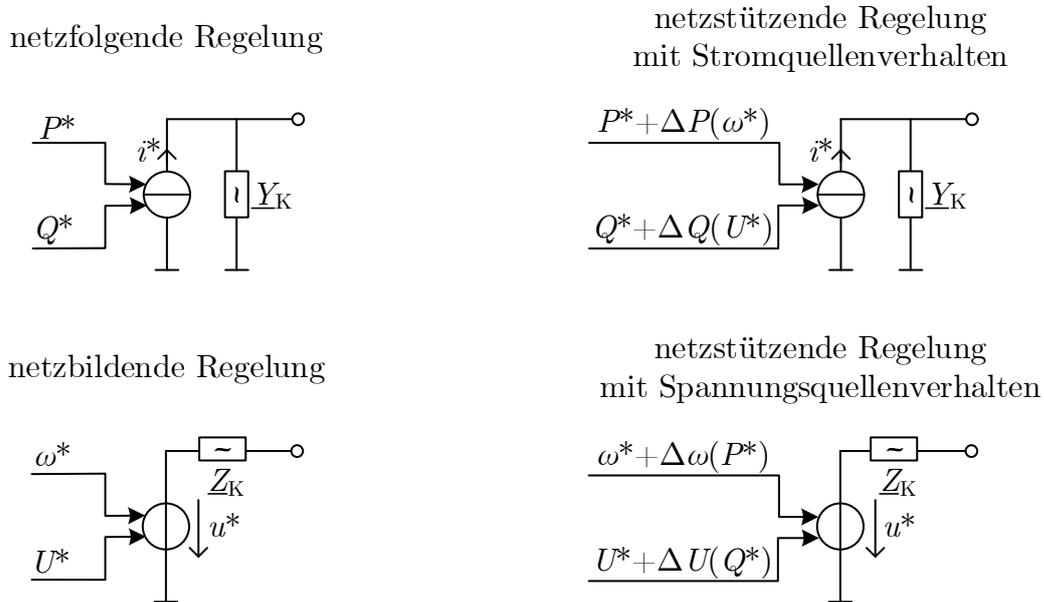


Abb. 3.2.: Schematische Darstellung von den Arten der Regelung der netzseitigen Konverter

zepte zur Veranschaulichung der Unterschiede der Regelungen und deren Einsatzzweck verwendet. Die Abb. 3.2 stellt die Unterschiede dieser Regelungsarten schematisch dar. Diese sind aus [53–55] abgeleitet.

Die erste und häufigste Art ist die *netzfolgende* Regelung. Dabei handelt es sich um eine Regelung, deren primäre Aufgabe die Einspeisung von Wirkleistung und ggf. Blindleistung in das bestehende Drehstromnetz ist. Dabei synchronisiert sich der Konverter mit der Netzspannung des Drehstromnetzes mittels einer Phasenregelschleife. Der Konverter arbeitet wie eine spannungsgesteuerte Stromquelle und muss parallel zu einer Spannungsquelle, also einem bestehenden Drehstromnetz, betrieben werden. Diese Art der Regelung eignet sich für den Einsatz der energieerzeugenden Anlagen, wie PV-Module und Windenergieanlagen. Die Blindleistung kann dabei fest vorgegeben oder abhängig von der eingespeisten Wirkleistung erfolgen.

Bei der *netzbildenden* Regelung[†] ist die primäre Aufgabe das Drehstromnetz zu erzeugen. Dabei wird der Betrag, der Nullphasenwinkel und die Frequenz der Netzspannung an dem Anschlusspunkt fest vorgegeben. Somit arbeitet der Konverter damit wie eine starre Spannungsquelle. Solche Regelungen werden insbesondere in Mikrogrids und in

[†] Dieser Begriff wird aktuell in der Industrie und der Wissenschaft auch für weitere Regelungsarten, wie beispielsweise die im Folgenden beschriebene virtuelle Synchronmaschine, verwendet. Hier wird die Definition der netzbildenden Regelung aus [53] verwendet.

Offshore-Netzen bei HGÜ-Anlagen eingesetzt, um das Drehstromnetz für weitere Anlagen in dem Netz zu erzeugen. In den meisten Fällen ist es die Anlage mit der größten Bemessungsleistung, so wie die HGÜ-Konverter in den Offshore-Netzen.

Die beiden beschriebenen Regelungsarten können, um spezielle netzdienliche Aufgaben wie beispielsweise Frequenz- und Spannungsstützung, erweitert werden. Eine solche Regelung wird unter der *netzstützender* Regelung untergeordnet. Die Idee ist die primäre Aufgabe der Regelungen durch verschiedene Algorithmen und Statiken, wie beispielsweise eine Wirkleistungs-Frequenz-Statik, flexibler zu gestalten. Diese werden mit der bereits bestehenden netzfolgenden und netzbildenden Regelung überlagert. Somit kann diese Regelungsart ein Strom- und ein Spannungsquellenverhalten aufweisen. Durch die steigende Anzahl der netzseitigen Konverter in den elektrischen Netzen werden die netzstützende Aufgaben vermehrt von den Netzbetreibern in den Netzanschlussregeln, wie z. B. in VDE-AR-N 4131 [56], angefordert.

Bisher wurden Regelungsarten vorgestellt, welche auf klassischen Regelungskonzepten, wie PI-Regler und Regelungsschleifen basieren. Abgesehen davon existieren auch weitere Arten der Regelung für die netzseitigen Konverter, welche einen anderen Ansatz verfolgen und nicht immer eindeutig in die vorgestellte Struktur eingeordnet werden können. Einige davon werden im Folgenden kurz angesprochen. Die Regelung als *virtuelle Synchronmaschine* bildet das Verhalten von Synchronmaschinen ab [57, 58]. Damit wird eine bessere und eindeutige Vergleichbarkeit zwischen diesen unterschiedlichen Betriebsmitteln hergestellt, denn das elektrische Netz ist mit den Eigenschaften von Synchronmaschinen aufgebaut worden und man erwartet damit die selbe Netzdynamik aufrechterhalten zu können. Es gibt jedoch auch Versuche sich von den klassischen PI-basierten Regelungsschleifen zu entfernen. Ein Beispiel dafür ist die Regelung mit einem *virtuellen Oszillator* [59, 60]. Dabei wird ein virtueller, also in der Regelung fest einprogrammierter, Van-der-Pol-Oszillator zur Berechnung der Stellgrößen des Converters eingesetzt. Solche Regelungen können verschiedene Dynamiken und Eigenschaften von netzseitigen Convertern gegenüber der typischen PI-Regelung verbessern, aber auch verkomplizieren, beispielsweise durch die nichtlinearen Oszillatoren.

Alle Arten der Regelung können beliebig um weitere spezielle Aufgaben, wie z. B. die Bereitstellung von Blindleistung in einem Kurzschlussfall, erweitert werden [11]. Diese Komponenten gehören auch zu der Regelung der netzseitigen Konverter, werden jedoch nicht im stationären Fall eingesetzt und werden in dieser Arbeit nicht mehr weiter betrachtet.

Motiviert durch den vermehrten Einsatz der netzseitigen Konverter und durch deren

Verdrängung der Synchronmaschinen in elektrischen Netzen, werden im Folgenden die Eigenschaften der beiden Betriebsmittel miteinander verglichen. Ein wichtiger Unterschied von Konvertern zu den Synchronmaschinen ist die Überlastfähigkeit. Die Synchronmaschinen und deren Wicklungen können für kurze Zeit höhere Ströme aushalten. Besonders im Kurzschlussfall wird der Strom ein Vielfaches des Bemessungsstromes erreichen [61]. Das ist zum einen für die Identifikation eines Kurzschlusses im Netz und zum anderen für die Spannungsstützung eine wichtige Eigenschaft. Das können die Konverter durch die bereits genannte geringe Überdimensionierung nicht leisten. Weiterhin ist vor allem die Trägheit der rotierenden Massen von elektrischen Maschinen in einem elektrischen Netz vorteilhaft. Dabei können die elektrischen Maschinen bei Leistungsschwankungen kurzzeitig die kinetische Energie aus den rotierenden Massen entnehmen oder hinzufügen. Dieser flexible Energiespeicher fehlt den netzseitigen Konvertern. Allerdings werden für die beiden beschriebenen Unterschiede technische Lösungen herausgearbeitet. Die Konverter mit der Regelung als virtuelle Synchronmaschine versuchen die Unterschiede im dynamischen Verhalten zwischen den Betriebsmitteln zu verringern. Die Eigenschaften der Synchronmaschinen können jedoch durch die technische Umsetzung der netzseitigen Konverter und deren physikalischen und materialgebundenen Grenzen nicht vollständig nachgestellt werden. Ein weiterer Unterschied ist die starke Abhängigkeit der Konverter von deren Regelung. Denn die elektrischen Maschinen, auch mit der dazugehörigen Regelung beispielsweise für die Netzstabilisierung, können oftmals mit einigen bekannten Parametern von dem Netzbetreiber hinreichend genau abgebildet werden [61]. In einigen Untersuchungsszenarien kann das auch für die Abbildung von Konvertern ausreichen. Einige Untersuchungsszenarien fordern jedoch das Wissen der inneren Regelung, welche oftmals nur geschätzt und angenommen werden kann. Daraus ergibt sich für die Netzbetreiber die Herausforderung, Analysemethoden mit einer vereinfachten Modellierung bzw. mit sogenannten Black-Box-Modellen zu entwickeln.

3.2. Modellierung

In diesem Abschnitt wird die Modellierung des netzseitigen Konverters beschrieben. Dabei wird ein selbstgeführter Zwei-Punkt-Konverter mit einer PI-Regler basierten netzfolgenden Regelung abgebildet. An dem Beispiel werden in den folgenden Kapiteln die Berechnungs- und Analysemethoden, das Wesen der harmonischen Stabilität und die Abhilfemaßnahmen untersucht. Weiterhin kann die Art der Modellierung beispielhaft für weitere Konverter und weitere Arten der Regelungen verwendet werden.

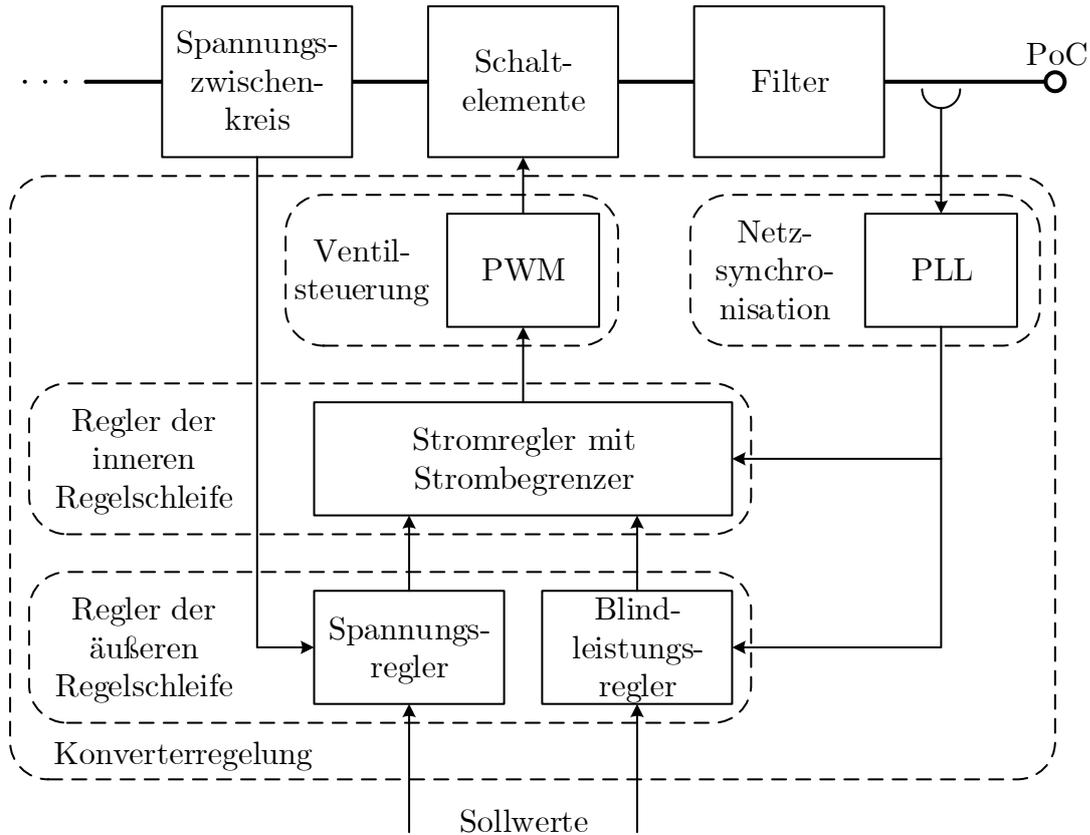


Abb. 3.3.: Übersicht des Modells des netzseitigen Konverters mit einzelnen Komponenten und Regelungsschleifen

In Abb. 3.3 ist die Übersicht des Modells dargestellt. Die elektrischen Komponenten werden in drei Teilkomponenten aufgeteilt. Die Anbindung des Konverters an das elektrische Netz wird an dem Anschlusspunkt (engl.: point of connection, PoC) gemacht. Auf der anderen Seite des elektrischen Stranges, also am Spannungszwischenkreis, wird bewusst keine Energiequelle oder -senke eingeführt. Die weiteren Komponenten, die an den DC-Klemmen angeschlossen werden können, spielen für die Untersuchungen der harmonischen Stabilität zunächst keine Rolle.

Neben den elektrischen Komponenten ist für die Modellierung auch die Konverterregelung von hoher Bedeutung. Die kaskadierte Regelung wird in eine äußere und eine innere Regelschleife getrennt. Die äußere Regelschleife bestimmt die Art der Regelung des Konverters. In diesem Fall wird ein netzfolgender Konverter nachgebildet, welche die Leistungsflüsse am PoC einregelt. Der Wirkleistungsfluss wird durch die Regelung der Zwischenkreisspannung eingestellt. Somit wird vorausgesetzt, dass an den Klem-

men des Spannungszwischenkreises eine Quelle oder eine Senke den Wirkleistungsfluss zweckgerichtet vorgibt. Beispielsweise kann es eine PV-Anlage sein, welche die erzeugte Wirkleistung in das Netz einspeist. Die Blindleistung wird unabhängig davon geregelt. Die Sollwerte für diese beiden Regler kommen von außerhalb der Regelung bzw. sind fest eingestellt. Die innere Regelschleife bestimmt das Quellenverhalten des Konverters. In dem Fall der netzfolgenden Regelung besteht es aus der Stromregelschleife und somit verhält es sich wie eine spannungsgesteuerte Stromquelle. Außerhalb der äußeren und inneren Regelschleife wird durch den Einsatz einer Phasenregelschleife (engl.: phase-locked loop, PLL) die Regelung des Konverters mit dem Netz in Betrag, Frequenz und Winkel synchronisiert. Weiterhin werden die Stellgrößen durch die Ventilsteuerung an die Schaltelemente gesendet. Die PWM erstellt die dafür notwendigen Pulsmuster.

Im Folgenden werden zunächst die einzelnen Komponenten des netzseitigen Konverters mit den jeweiligen mathematischen Beschreibungen vorgestellt. Diese werden in Form von Differentialgleichungen in natürlichen Koordinaten und in rotierenden dq -Koordinaten beschrieben. Darauf folgend wird das Gesamtmodell des netzseitigen Konverters vorgestellt. Das Gesamtmodell wird in einem stationären Arbeitspunkt linearisiert. Das Kleinsignalmodell und die Impedanzdarstellung des Konverters werden beschrieben, dargestellt und analysiert. Die Beschreibung der einzelnen Komponenten und des Gesamtmodells orientiert sich, wenn nicht anders angegeben, an [11].

3.2.1. Schaltelemente und PWM

Die Schaltelemente, also die Halbleiter, und deren Ansteuerung stellen den Kern der netzseitigen Konverter dar. Durch die Anordnung der Leistungshalbleiter und deren Pulsmuster entsteht die Möglichkeit unterschiedliche energierzeugende und -verbrauchende Betriebsmittel flexibel an das elektrische Netz anzuschließen. Die Funktion der Schaltelemente ist es, die Drehstromseite bzw. das Drehstromnetz mit dem Gleichspannungszwischenkreis zu verbinden.

In Abb. 3.4 ist die Struktur der Schaltelemente für einen Zwei-Punkt-Konverter dargestellt. Die Vollbrückenschaltung ausgeweitet auf die drei Stränge des elektrischen Drehstromnetzes ergeben eine symmetrische Struktur. Jeder elektrische Strang ist mit sogenannten High-Side-Schaltern und Low-Side-Schaltern ausgestattet. Diese bestehen in der Regel aus einem schaltbaren Transistor, beispielsweise einem IGBT, und einer parallelen Freilaufdiode. Durch das geregelte Ein- und Ausschalten der Transistoren können an den einzelnen Strängen des Drehstromanschlusses das positive oder das negative Potential

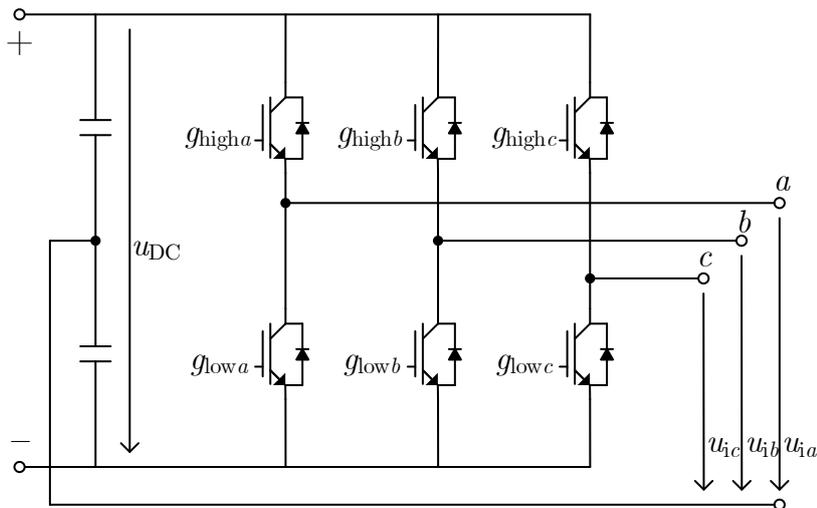


Abb. 3.4.: Struktur der Schaltelemente

der Zwischenkreisspannung geschaltet werden. Die Freilaufdiode ermöglicht den Stromfluss in die entgegengesetzte Richtung und schützt den Transistor beim Ausschalten vor hohen Stromspitzen.

Da die Konverterregelung eine gewisse Spannung an den inneren Knoten des Konverters u_i einstellt, muss diese Spannung in ein Pulsmuster und weiterhin in Schaltsignale g der einzelnen Schalter umgewandelt werden. Diese Aufgabe wird mittels der Pulsdauermodulation erfüllt. Die Idee ist es, ein Rechtecksignal hoher Frequenz zu erzeugen, welches vorwiegend die Frequenzanteile der einzustellenden Spannung besitzt. Neben den gewünschten Frequenzanteilen sind in dem Rechtecksignal auch die Frequenzanteile durch die steilen Flanken im Bereich der Schaltfrequenz f_s und deren Vielfachen zu finden. Diese Anteile werden durch den Einsatz eines Filters in dem Netzstrom gesenkt.

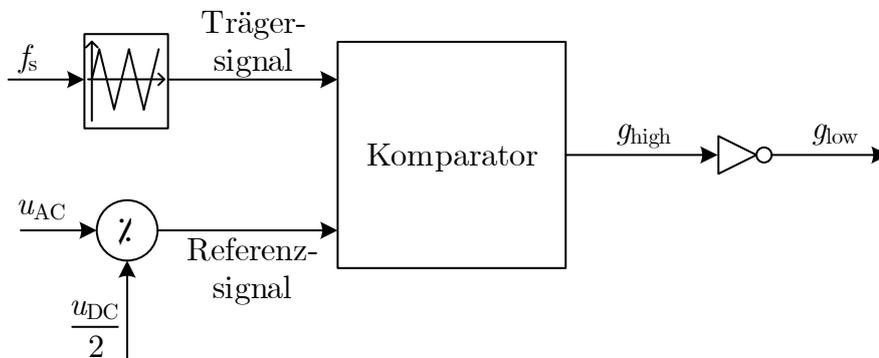


Abb. 3.5.: Struktur der PWM

Die Abb. 3.5 stellt die Struktur der PWM schematisch dar. Zunächst wird die gewünschte Wechselstromspannung auf die Hälfte der Zwischenkreisspannung normiert. Dieser Zusammenhang ist auch als Modulationsgrad M bekannt.

$$M = \frac{\hat{u}_{AC}}{\frac{u_{DC}}{2}} \quad (3.1)$$

An dieser Stelle wird die Beziehung zwischen der maximalen Amplitude der Spannung auf der Drehstromseite mit der Spannung im Zwischenkreis deutlich. Bei einer Modulation über 1, wird von der Übersimulation gesprochen. Dieser Bereich wird im stationären Betrieb der Konverter vermieden und begrenzt die maximale Höhe der Spannungsamplitude, welche eingestellt werden kann. Diese Grenzen können mit komplexeren PWM-Algorithmen ausgeweitet jedoch nicht vollständig überwunden werden [11]. Der Modulationsgrad dient als Referenzsignal in dem Komparator. Dort wird das Referenzsignal mit einem dreieckigen Trägersignal, welches mit der Schaltfrequenz f_s erzeugt wird, verglichen. In Abb. 3.6 sind die beiden Signale und die daraus entstehenden Schaltsignale für ein sinusförmiges Referenzsignal dargestellt. Die beiden Transistoren eines Stranges werden gegensätzlich angesteuert.

Das Betriebsverhalten der Transistoren und Dioden kann unterschiedlich modelliert werden. Eine sehr realitätsnahe Darstellung der Leistungshalbleiter sollte neben der Leitfähigkeit der Elemente, also des Schaltzustandes, auch die realistischen Schaltflanken, Verluste und parasitären Komponenten innerhalb der Halbleiterblöcke enthalten. Diese Effekte spielen vor allem bei Untersuchungen der Leistungshalbleiter selbst eine hohe Rolle, sie können aber in den meisten Untersuchungsszenarien des Elektroenergiesystems als Ganzes vernachlässigt werden. In [52] werden die Modelle mit deren steigendem Vereinfachungsgrad in verschiedene Typen eingeteilt. Demnach eignet sich für die Zeitbereichssimulationen die Modellierung der Halbleiterelemente als Widerstände mit zwei verschiedenen Werten (Typ 4 in [52]). Der Wert des Widerstands ändert sich mit dem Schaltzustand des Halbleiterblocks. In diesem Fall würde im eingeschalteten Zustand ein kleiner Wert (hier $10\text{ m}\Omega$) gewählt. Anderenfalls wird im ausgeschalteten Zustand ein sehr hoher Wert (hier $1\text{ M}\Omega$) eingestellt. Somit werden viele Effekte der Leistungshalbleiter stark vereinfacht, um die Simulationsdauer bzw. Modellgröße zu senken. Jedoch wird weiterhin die Nichtlinearität der PWM und die galvanische Verbindung zwischen der AC- und der DC-Seite abgebildet. Um die Simulationsdauer bzw. Modellgröße weiter senken zu können, werden die Schaltelemente mit Hilfe eines Mittelwertmodells (engl.:

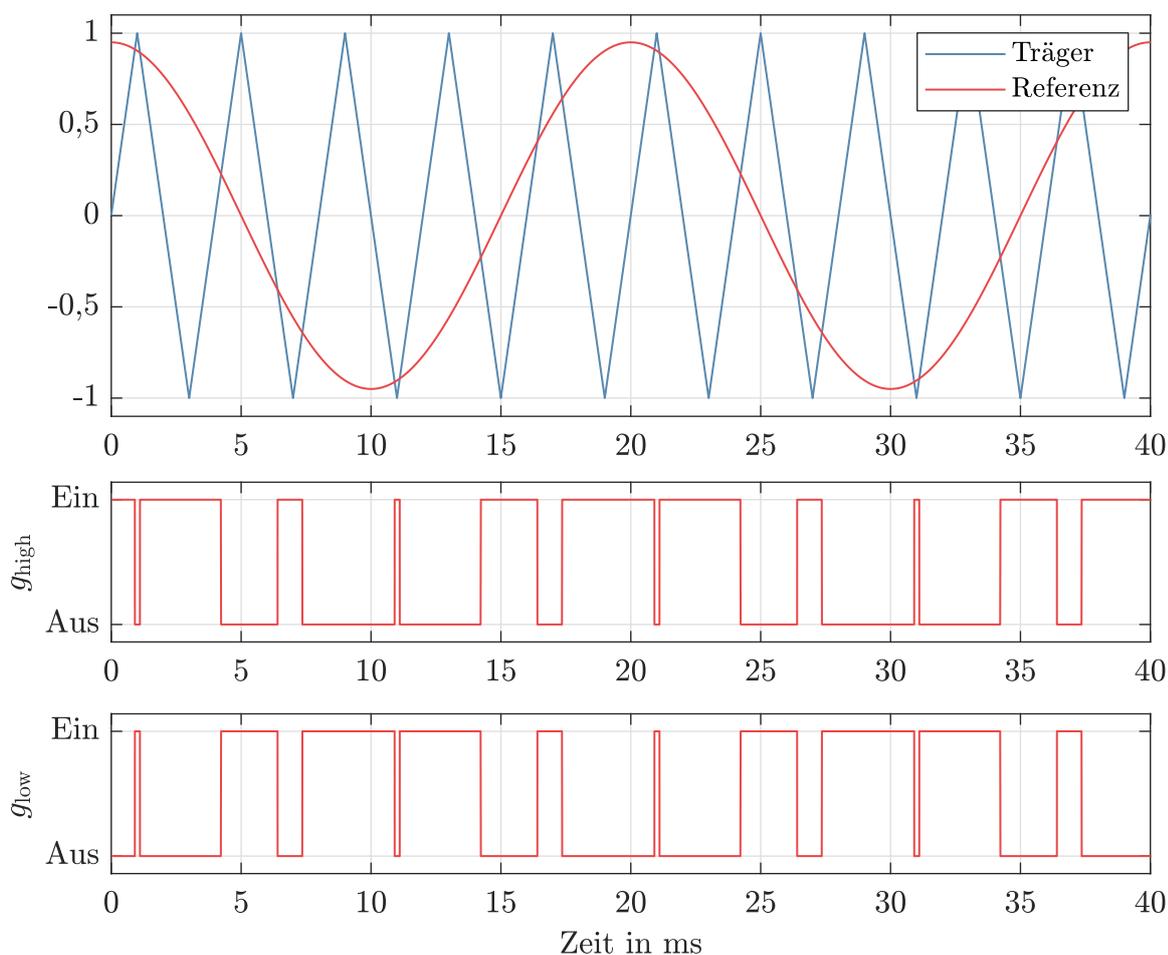


Abb. 3.6.: Berechnung des Pulsmusters mit einem dreieckförmigen Trägersignal und einem sinusförmigen Referenzsignal

average value model, AVM) abgebildet (Typ 5 in [52]). Dabei wird durch die Mittelung der Ströme und Spannungen auf die Darstellung der einzelnen Schaltelemente verzichtet. Diese werden dabei durch Strom- und Spannungsquellen ersetzt. Die AVM ist in Abb. 3.7 dargestellt. Die Drehstromseite wird durch die Spannungsquellen mit den durch die Regelung berechneten Spannungswerten repräsentiert. Auf der Gleichstromseite wird eine Stromquelle platziert. Die AC- und die DC-Seite sind voneinander entkoppelt und nur durch die mathematische Beziehung der Quellen verbunden. Diese Verbindung wird durch die Gleichheit der Wirkleistungen auf beiden Seiten hergestellt.

$$P_{\text{AC}} = -P_{\text{DC}} \quad (3.2)$$

$$u_{ia}i_{ia} + u_{ib}i_{ib} + u_{ic}i_{ic} = -u_{\text{DC}}i_{\text{DC}} \quad (3.3)$$

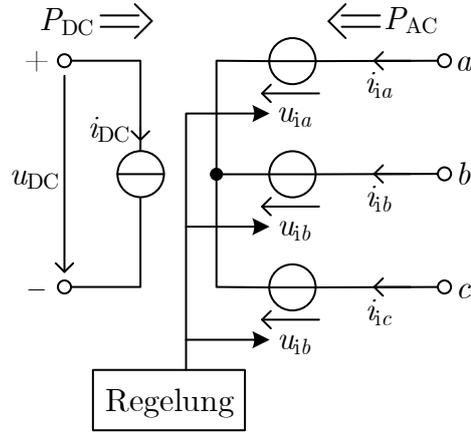


Abb. 3.7.: Schematische Darstellung der AVM

Da die Spannung der AC-Seite durch die Regelung bestimmt wird, lässt sich der Zusammenhang als Gleichung für die Stromquelle der DC-Seite umformen.

$$i_{\text{DC}} = - \frac{u_{ia}i_{ia} + u_{ib}i_{ib} + u_{ic}i_{ic}}{u_{\text{DC}}} \quad (3.4)$$

Für die Darstellung in dem rotierenden dq -Koordinatensystem muss die Berechnung der Leistung entsprechend angepasst werden [11].

$$i_{\text{DC}} = - \frac{\frac{3}{2}(u_{id}i_{id} + u_{iq}i_{iq})}{u_{\text{DC}}} \quad (3.5)$$

Mit der AVM können auch die Schaltharmonischen des Pulsmusters mit Hilfe von weiteren Quellen abgebildet werden [52]. Diese werden in diesem Modell jedoch vernachlässigt, da der Frequenzbereich der Schaltharmonischen oberhalb der Frequenzen der zu untersuchenden Oszillationen, verursacht durch die harmonische Instabilität, liegt. Die AVM kann weiterhin vereinfacht werden, indem die DC-Seite und die Dynamiken vernachlässigt werden. Diese Vereinfachungen haben den Vorteil, dass nur die AC-Seite betrachtet wird. Die DC-Seite und vor allem die Dynamik des Zwischenkreises ist jedoch für die Analyse der harmonischen Stabilität von Bedeutung [62]. Durch die Vereinfachung der Schaltelemente mit AVM sind in dem linearisiertem Kleinsignalmodell und der Impedanzdarstellung nur leichte Abweichungen zu erkennen. In dieser Arbeit wird die Modellierung der Schaltelemente als Widerstände und auch als AVM mit DC-Seite verwendet.

3.2.2. Zwischenkreis

Der Zwischenkreis eines VSC ist durch eine konstant zu haltende Gleichspannung u_{DC} und einem mit dem Leistungsfluss variiertem Gleichstrom i_{DC} charakterisiert. Für die Glättung der Gleichspannung wird eine Zwischenkreiskapazität C_{DC} eingesetzt. Diese bestimmt größtenteils die Dynamik des Zwischenkreises. Weiterhin können in dem Zwischenkreis auch weitere vorhandene und parasitäre Komponenten enthalten sein. Darunter können beispielsweise der Brems-Chopper oder die parasitären Induktivitäten und Widerstände der DC-Leitungen fallen. Diese werden hier vernachlässigt, da sie nur einen geringen Einfluss auf die Dynamik des Zwischenkreises nehmen. Wie bereits erwähnt, wird in dieser Arbeit die Charakteristik der weiteren Elemente, welche an den Zwischenkreis angeschlossen werden, vernachlässigt, da durch den Zwischenkreis eine Entkopplung der Komponenten entsteht [34]. Um einen konstanten Wirkleistungsfluss für den stationären Betrieb des netzseitigen Konverters zu schaffen, wird eine konstante Stromquelle an diese Seite angeschlossen. Dieser Strom i_{qDC} setzt sich aus einer konstanten und vorgegebenen Wirkleistungseinspeisung oder -entnahme P_{qDC} und der Bemessungsgröße der Zwischenkreisspannung u_{DCr} zusammen.

$$i_{\text{qDC}} = \frac{P_{\text{qDC}}}{u_{\text{DCr}}} \quad (3.6)$$

Der Zwischenkreis kann durch die Differentialgleichung für den Kondensator abgebildet werden.

$$\dot{u}_{\text{DC}} = \frac{1}{C_{\text{DC}}}(i_{\text{qDC}} - i_{\text{DC}}) \quad (3.7)$$

Diese gilt auch in der Darstellung in dq -Koordinaten.

3.2.3. Filter

Um die Schaltharmonischen durch die Pulsmuster zu begrenzen, werden bei netzseitigen Konvertern Filter auf der Drehstromseite eingesetzt. Die harmonischen Emissionen der Netzteilnehmer sind begrenzt. Somit müssen die Ströme und Spannungen an dem PoC den Vorgaben, wie beispielsweise aus VDE-AR-N 4110 [63] oder IEEE 519 [64], entsprechen. In den meisten Fällen werden einfache Tiefpassfilter, wie L-Filter, oder Filter zweiter Ordnung, wie LCL-Filter, eingesetzt. Nachfolgend wird das Model eines LCL-Filters beschrieben.

In Abb. 3.8 ist der Aufbau des LCL-Filters dargestellt. Der Aufbau erfolgt symmetrisch

in allen drei Strängen. Dieser besteht aus zwei Induktivitäten und einer Kapazität in jedem Strang. Die LCL-Filter besitzen eine eigene Resonanzfrequenz. Diese kann anhand der Werte für die Induktivitäten und die Kapazität bestimmt werden.

$$\omega_{\text{LCL}} = \sqrt{\frac{L_{\text{fi}} + L_{\text{fg}}}{L_{\text{fi}}L_{\text{fg}}C_{\text{f}}}} \quad (3.8)$$

Die Resonanzfrequenz spielt vor allem bei der Parametrisierung des Filters eine wichtige Rolle. Die Resonanzfrequenz muss unterhalb der Schaltfrequenz des Konverters liegen, um die Schaltharmonischen zu filtern. Dabei muss beachtet werden, dass die Resonanzfrequenz nicht in die Frequenzbandbreite der schnelleren Regelungskomponenten, wie der Stromregelung, fällt. Somit wird zur Dämpfung dieser Resonanzfrequenz ein Dämpfungswiderstand R_{d} in Reihe mit dem Kondensator angeschlossen [65].

Der LCL-Filter kann durch die Differentialgleichungen der Induktivitäten und Kapazitäten vollständig beschrieben werden. Die Kopplungen zwischen einzelnen Strängen und parasitäre Elemente der Komponenten werden dabei vernachlässigt. Die Beschreibung in natürlichen Koordinaten erfolgt mit einem Index $\nu = \{a, b, c\}$.

$$\dot{i}_{i\nu} = \frac{1}{L_{\text{fi}}}(u_{\text{Cf}\nu} + R_{\text{d}}(-i_{g\nu} - i_{i\nu}) - u_{i\nu}) \quad (3.9)$$

$$\dot{i}_{g\nu} = \frac{1}{L_{\text{fg}}}(u_{\text{Cf}\nu} + R_{\text{d}}(-i_{g\nu} - i_{i\nu}) - u_{g\nu}) \quad (3.10)$$

$$\dot{u}_{\text{Cf}\nu} = \frac{1}{C_{\text{f}}}(-i_{g\nu} - i_{i\nu}) \quad (3.11)$$

Für die Beschreibung in rotierenden dq -Koordinaten muss die Kopplung zwischen den induktiven und kapazitiven Elementen berücksichtigt werden. Diese beeinflussen sich

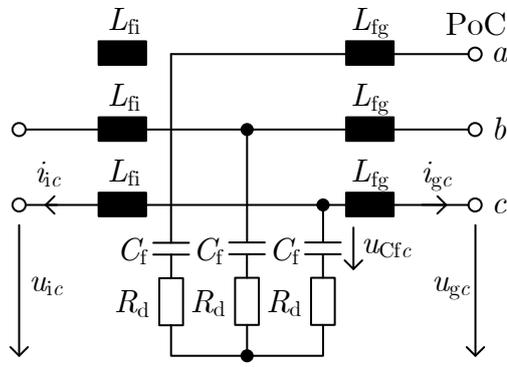


Abb. 3.8.: Schematische Darstellung des LCL-Filters

gegenseitig mit der Kreisfrequenz der mit ω_0 rotierenden dq -Achsen.

$$\dot{i}_{id} = \frac{1}{L_{fi}}(u_{Cfd} + R_d(-i_{gd} - i_{id}) - u_{id}) + \omega_0 i_{iq} \quad (3.12)$$

$$\dot{i}_{iq} = \frac{1}{L_{fi}}(u_{Cfq} + R_d(-i_{gq} - i_{iq}) - u_{iq}) - \omega_0 i_{id} \quad (3.13)$$

$$\dot{i}_{gd} = \frac{1}{L_{fg}}(u_{Cfd} + R_d(-i_{gd} - i_{id}) - u_{gd}) + \omega_0 i_{gq} \quad (3.14)$$

$$\dot{i}_{gq} = \frac{1}{L_{fg}}(u_{Cfq} + R_d(-i_{gq} - i_{iq}) - u_{gq}) - \omega_0 i_{gd} \quad (3.15)$$

$$\dot{u}_{Cfd} = \frac{1}{C_f}(-i_{gd} - i_{id}) + \omega_0 u_{Cfq} \quad (3.16)$$

$$\dot{u}_{Cfq} = \frac{1}{C_f}(-i_{gq} - i_{iq}) - \omega_0 u_{Cfd} \quad (3.17)$$

Durch die Vernachlässigung der Nullkomponenten bei der Darstellung in dq -Koordinaten wird die Systemordnung an dieser Stelle um drei Zustandsgrößen gesenkt.

3.2.4. PLL

Für einen Betrieb der netzseitigen Konverter mit einer netzfolgenden Regelung wird ein bereits vorhandenes Drehstromnetz benötigt. Um sich mit dem bestehenden Netz zu synchronisieren, wird in der Regelung eine Phasenregelschleife verwendet. In den meisten Fällen erfolgt die interne Regelung in den rotierenden dq -Koordinaten, die die Regelung mit den weit verbreiteten PI-Reglern ermöglicht. Das Ziel ist es, ein rotierendes dq -Koordinatensystem zu finden und die gemessenen Momentanwerte der Ströme und Spannungen in dieses zu überführen. Die Phasenregelschleife regelt dabei den Transformationswinkel θ ein [11]. Dieser wird weiterhin für die Koordinatentransformation der Netzgrößen in das eigene dq -Koordinatensystem und für die Rücktransformation in die natürlichen Koordinaten verwendet.

Zunächst sollen die Zusammenhänge zwischen den verschiedenen Koordinatensystemen geklärt werden, da diese eine wichtige Rolle bei der Netzsynchronisation spielen. In Abb. 3.9 sind die Koordinatensysteme und deren Beziehungen zueinander dargestellt. In den ruhenden natürlichen Koordinaten (a, b, c) werden die Netzgrößen als sinusförmige Schwingungen dargestellt. Diese können in rotierende Raumzeiger, beispielsweise mit Hilfe der Clarke-Transformation, transformiert werden. Die Zeiger rotieren mit der Netzfrequenz, so dass eine Regelung mit PI-Reglern nicht sinnvoll möglich ist. Deswegen werden die Netzgrößen in ein rotierendes dq -Koordinatensystem transformiert. Das

Koordinatensystem rotiert mit der Kreisfrequenz ω , welche durch die PLL eingeregelt wird. Somit werden die Netzgrößen, welche mit der Netzkreisfrequenz schwingen, in dem rotierenden Koordinatensystem als Gleichgrößen abgebildet. Durch die geschickte Wahl des Transformationswinkels θ wird der Spannungszeiger so platziert, dass dieser nur eine d -Komponente besitzt. Diese Eigenschaft ist für die Regelung des Konverters besonders vorteilhaft, da in diesem Zusammenhang die d -Komponenten den Wirkanteilen und die q -Komponenten den Blindanteilen entsprechen. So kann eine entkoppelte Leistungsregelung aufgebaut werden. Für die Transformation aus natürlichen Koordinaten in die dq -Koordinaten wird die Transformationsmatrix \mathbf{T}_{dq} verwendet. Am Beispiel der Spannung u_g ergibt das

$$\mathbf{u}_{gdq} = \begin{bmatrix} u_{gd} \\ u_{gq} \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin(\theta) & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_{ga} \\ u_{gb} \\ u_{gc} \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \mathbf{T}_{dq} \mathbf{u}_{gabc} \quad (3.18)$$

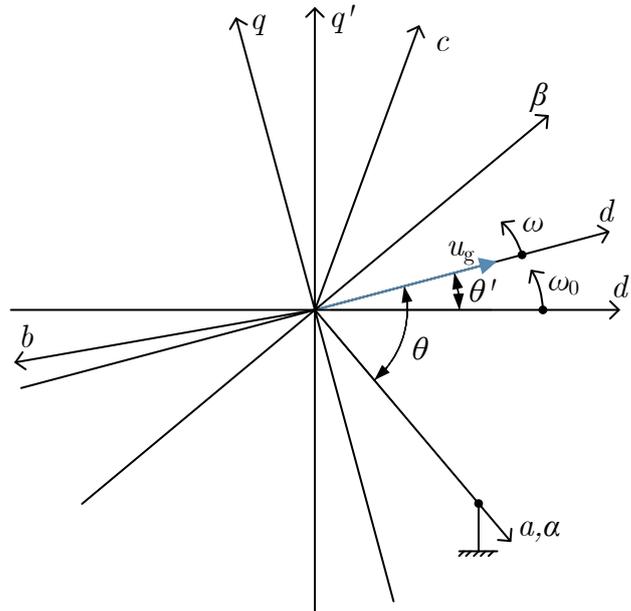


Abb. 3.9.: Zusammenhang zwischen den ruhenden natürlichen Koordinaten (a, b, c), den ruhenden $\alpha\beta$ -Koordinaten, den rotierenden dq -Koordinaten des Konverters und den globalen rotierenden dq -Koordinaten (Index ')

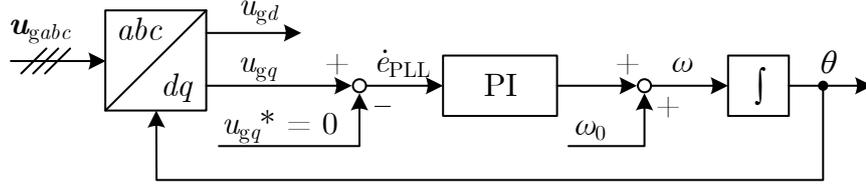


Abb. 3.10.: Schematische Darstellung der PLL

Für die Rücktransformation gilt

$$\mathbf{u}_{gabc} = \begin{bmatrix} u_{ga} \\ u_{gb} \\ u_{gc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & -\sin(\theta) \\ \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_{gd} \\ u_{gq} \end{bmatrix} = \mathbf{T}_{dq}^T \mathbf{u}_{gdq} \quad (3.19)$$

Diese Transformation ist nicht leistungsinvariant. Somit muss die Leistung, welche in dq -Koordinaten berechnet wird, mit $\frac{3}{2}$ multipliziert werden.

Bei einem Modellaufbau in rotierenden dq -Koordinaten muss zwischen dem globalen und dem lokalen rotierenden Koordinatensystem unterschieden werden. Das globale dq -Koordinatensystem rotiert mit einer konstanten Kreisfrequenz ω_0 (vgl. Abb. 3.9). Der Transformationswinkel θ' und die Frequenz des lokalen Koordinatensystems der Konverterregelung werden weiterhin durch die PLL bestimmt. Die Transformationsmatrix \mathbf{T}'_{dq} vereinfacht sich zu

$$\mathbf{u}_{gdq} = \begin{bmatrix} u_{gd} \\ u_{gq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\theta') & \sin(\theta') \\ -\sin(\theta') & \cos(\theta') \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u'_{gd} \\ u'_{gq} \end{bmatrix} = \mathbf{T}'_{dq} \mathbf{u}'_{gdq} \quad (3.20)$$

Für die Rücktransformation wird die Transponierte der Transformationsmatrix \mathbf{T}'_{dq} verwendet.

In Abb. 3.10 ist die Struktur der Phasenregelschleife dargestellt. Wie bereits erwähnt, wird der Transformationswinkel so eingeregelt, dass die q -Komponente der Netzspannung den Sollwert $u_{gq}^* = 0$ erreicht. Dafür wird ein PI-Regler mit dem Proportionalverstärkungsfaktor $K_{P,PLL}$ und dem Integrationsverstärkungsfaktor $K_{I,PLL}$ verwendet. Die zusätzliche Addition der Netzfrequenz ω_0 wird angewendet, um die Synchronisationsdauer der Regelschleife zu senken. Die PLL kann mit Hilfe von zwei Differentialgleichungen

chungen beschrieben werden.

$$\dot{e}_{\text{PLL}} = u_{\text{gq}} \quad (3.21)$$

$$\dot{\theta} = \omega = K_{\text{P,PLL}} u_{\text{gq}} + K_{\text{I,PLL}} e_{\text{PLL}} + \omega_0 \quad (3.22)$$

Für den Modellaufbau mit global rotierenden dq -Koordinaten wird lediglich die Transformation der Spannung \mathbf{u}_g in dem Modell der PLL verändert.

3.2.5. Stromregler

Die innere Regelschleife eines netzfolgenden Konverters besteht aus dem Stromregler und der Strecke, welche sich aus den Schaltelementen und dem Filter (vgl. Abb. 3.3) zusammensetzt. Die Stromregelung hat das Ziel, den Stromfluss auf der Drehstromseite so einzustellen, dass die Sollwerte des Klemmenstromes erreicht werden. Dafür wird mit Hilfe von PI-Reglern für die d - und q -Komponente des Klemmenstromes i_g die Differenz zwischen den Sollwerten und den gemessenen Werten zu Null eingeregelt. Für die sichere Funktion müssen die Sollgrößen der Ströme entsprechend begrenzt werden.

In Abb. 3.11 ist das Blockschaltbild des Stromreglers dargestellt. Die Regler der beiden dq -Komponenten werden symmetrisch aufgebaut. Die Spannung am inneren Konverterknoten u_i setzt sich aus der Spannung am PoC u_g und dem Spannungsabfall über dem Filter zusammen. Letzteres wird zum einen so berechnet, dass die Sollgrößen des Stromes eingeregelt werden, und zum anderen über die Berücksichtigung der induktiven Kopplung in der Filterinduktivität, welche in der Regelstrecke im dq -Koordinatensystem entsteht. Dafür wird die gesamte Reiheninduktivität zwischen den beiden Knoten summiert

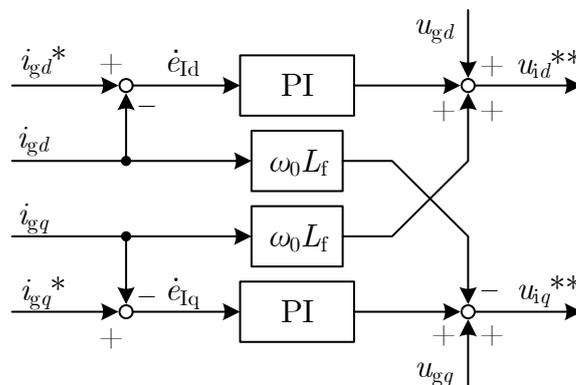


Abb. 3.11.: Schematische Darstellung der Stromregelung

3. Netzseitige Konverter

$L_f = L_{fi} + L_{fg}$. Die PI-Regler besitzen die Parametern $K_{P,I}$ und $K_{I,I}$. Die Differentialgleichungen des integralen Anteils des PI-Reglers und die Gleichungen für die Sollgrößen der Spannung am inneren Konverterknoten können wie folgt formuliert werden:

$$\dot{e}_{Id} = i_{gd}^* - i_{gd} \quad (3.23)$$

$$\dot{e}_{Iq} = i_{gq}^* - i_{gq} \quad (3.24)$$

$$u_{id}^{**} = u_{gd} + K_{P,I}(i_{gd}^* - i_{gd}) + K_{I,I}e_{Id} + \omega_0 L_f i_{gq} \quad (3.25)$$

$$u_{iq}^{**} = u_{gq} + K_{P,I}(i_{gq}^* - i_{gq}) + K_{I,I}e_{Iq} - \omega_0 L_f i_{gd} \quad (3.26)$$

Die Ausgänge der Stromregelung sind Sollgrößen der Spannung am inneren Knoten des Konverters. Diese werden im Modell weiterhin noch durch die Zeitverzögerung angepasst, bevor diese in der PWM und den Schaltmodulen umgesetzt werden. Um unvollständig berechnete Sollgrößen von den tatsächlichen Sollgrößen unterscheiden zu können, bekommen diese den hochgestellten Index mit dem zweifachen Stern.

Bevor die Sollwerte der Ströme in den Stromregler weitergeführt werden, wird geprüft, ob die durch die äußere Regelschleife berechneten Werte vom Konverter getragen werden können. Dieses wird im Strombegrenzer durchgeführt. Die Leistungshalbleiter können nur geringfügig oberhalb ihrer maximalen Stromhöhe betrieben werden und müssen daher vor hohen Strömen geschützt werden. Die Aufgabe des Strombegrenzers ist es, die berechne-

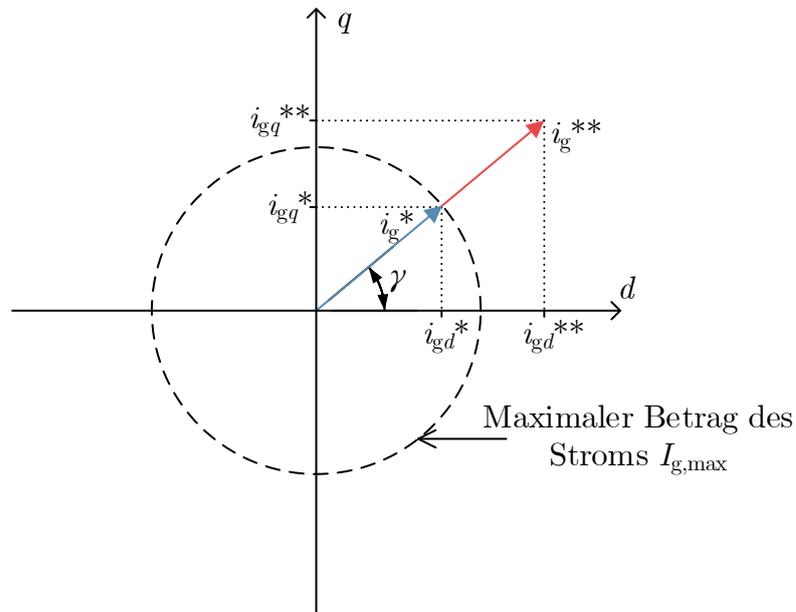


Abb. 3.12.: Vereinfachte Darstellung der Strombegrenzung

ten Sollgrößen anzupassen. Dafür können unterschiedliche Regeln geschaffen werden, in welcher Reihenfolge und zu welchen Anteilen der Wirk- bzw. Blindstrom begrenzt wird. In diesem Modell wird das Verhältnis zwischen den beiden dq -Komponenten des Stromsollwertes beibehalten. Der Betrag des Stromzeigers wird bei Überschreitungen bis zur maximal erlaubten Höhe $I_{g,\max}$ gesenkt. Dieser Algorithmus wird in Abb. 3.12 verdeutlicht. Die aus der äußeren Regelschleife kommenden Sollwerte sind mit einem doppelten hochgestellten Stern markiert. Somit kann der Strombegrenzer wie folgt mathematisch beschrieben werden:

$$i_{gd}^* = \begin{cases} i_{gd}^{**}, & \text{wenn } \sqrt{i_{gd}^{**2} + i_{gq}^{**2}} \leq I_{g,\max} \\ I_{g,\max} \cos(\gamma), & \text{sonst} \end{cases} \quad (3.27)$$

$$i_{gq}^* = \begin{cases} i_{gq}^{**}, & \text{wenn } \sqrt{i_{gd}^{**2} + i_{gq}^{**2}} \leq I_{g,\max} \\ I_{g,\max} \sin(\gamma), & \text{sonst} \end{cases} \quad (3.28)$$

mit dem Zeigerwinkel des Stromes $\gamma = \tan\left(\frac{i_{gq}^{**}}{i_{gd}^{**}}\right)$. Der Strombegrenzer ist ein nichtlineares Element des netzseitigen Konverters, welches je nach Arbeitspunkt, also mit und ohne Begrenzung, linearisiert werden kann.

3.2.6. Spannungsregler

Die Regelung des Wirkleistungsflusses zwischen dem Drehstromnetz und dem Konverter wird durch die äußere Regelschleife eingeregelt. Bei den netzfolgenden Konvertern ist es üblich, für die Wirkleistungsflussregelung die Gleichspannung im Zwischenkreis auf einen konstanten Sollwert einzuregeln. Somit wird die Leistung, die in den Zwischenkreis eingespeist oder aus dem Zwischenkreis entnommen wird, durch die Änderung der Spannungshöhe am Zwischenkreiskondensator erkennbar. Die Spannungsregelung sorgt mit dem Ausgleich dieser Spannung für den Wirkleistungsfluss. Die Spannungsregelung besteht aus dem hier vorgestellten Regler und der Strecke, welche durch die Dynamiken der inneren Regelschleife und des Zwischenkreises beschrieben werden können.

Der Aufbau des Spannungsreglers ist in Abb. 3.13 dargestellt. Dieser stellt einen ty-

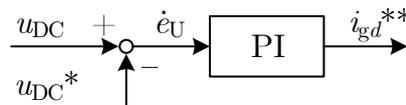


Abb. 3.13.: Schematische Darstellung der Spannungsregelung

pischen PI-Regler dar, welcher mit den Parametern $K_{P,U}$ und $K_{I,U}$ besetzt ist. Für den Soll-Ist-Vergleich der Zwischenkreisspannung u_{DC} muss vor allem der Zählfeil des Klemmenstromes i_g berücksichtigt werden. Der Ausgang des Reglers ist die nicht begrenzte Sollgröße des Wirkstromes i_{gd}^{**} des Konverters. Somit lässt sich diese Beziehung über eine Differentialgleichung und eine Ausgangsgleichung beschreiben.

$$\dot{e}_U = u_{DC} - u_{DC}^* \quad (3.29)$$

$$i_{gd}^{**} = K_{P,U}(u_{DC} - u_{DC}^*) + K_{I,U}e_U \quad (3.30)$$

3.2.7. Blindleistungsregler

Der Blindleistungsfluss des netzseitigen Konverters wird mithilfe der Blindleistungsregelung eingestellt. Der dazugehörige Regler ist ein Teil der äußeren Regelschleife, für die die Stromregelschleife die Strecke darstellt. Die Sollwertvorgabe der einzuspeisenden Blindleistung wird in diesem Modell auf eine konstante Größe gesetzt. In der Praxis können unterschiedliche Methoden der Sollwertvorgabe für die Blindleistung implementiert werden, wie beispielsweise eine von der bereitgestellten Wirkleistung abhängige Blindleistung, um einen festen Verschiebungsfaktor $\cos(\varphi)$ einzustellen.

In Abb. 3.14 ist das Diagramm der Blindleistungsregelung dargestellt. Ähnlich wie bereits bei der Spannungsregelung, wird ein Soll-Ist-Vergleich und ein PI-Regler dafür verwendet. Der Regler ist mit den Parametern $K_{P,Q}$ und $K_{I,Q}$ besetzt. Die Blindleistungsregelung kann mit Hilfe einer Differentialgleichung und einer Ausgangsgleichung mathematisch beschrieben werden.

$$\dot{e}_Q = Q^* - Q \quad (3.31)$$

$$i_{gq}^{**} = K_{P,Q}(Q^* - Q) + K_{I,Q}e_Q \quad (3.32)$$

Der Istwert der Blindleistung lässt sich durch Messtechnik ablesen oder wird durch die Netzgrößen in dq -Koordinaten mit $Q = \frac{3}{2}(u_{gd}i_{gq} - u_{gq}i_{gd})$ berechnet.

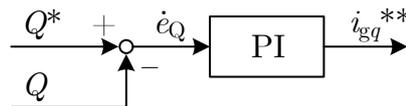


Abb. 3.14.: Schematische Darstellung der Blindleistungsregelung

3.2.8. Zeitverzögerung

Bei der Modellierung des netzseitigen Konverters werden elektrische Dynamiken mit den Dynamiken aus der Regelung abgebildet. In der Realität übernimmt die Aufgabe der Regelung ein digitaler Prozessor. Die messtechnische Abtastung der Netzgrößen wird auch mit Hilfe von Analog-Digital-Wandlern vollzogen. Somit müssen in dem Modell kontinuierliche und diskrete Vorgänge miteinander untergebracht werden. Um dieses in dem Modell zu vereinfachen, gibt es unterschiedliche Ansätze. In der Literatur hat sich die Darstellung der diskreten Regelung mit kontinuierlicher Beschreibung und einer Zeitverzögerung durchgesetzt. Damit kann das gesamte System vollständig als kontinuierlich beschrieben werden.

Für die mathematische Beschreibung der Verzögerung wird die Exponentialfunktion im Bildbereich verwendet.

$$G_D(s) = e^{-\tau s} \quad (3.33)$$

mit τ als Totzeit. Bei den netzseitigen Konvertern wird die tatsächliche Verzögerung nur geschätzt. In der Literatur hat sich für die Abschätzung eine ganze Periode T_s der Schaltfrequenz f_s für die Verzögerung der Regelung und der Abtastung und eine halbe Periode $\frac{1}{2}T_s$ der Schaltfrequenz für die Verzögerung durch die Berechnung der PWM durchgesetzt [66]. Somit ergibt sich die gesamte Totzeit für das Modell $\tau = \frac{3}{2}T_s$. Die nichtlineare Beschreibung der Zeitverzögerung durch G_D lässt sich durch eine Padé-Approximation linearisieren. Dabei gilt für eine Approximation erster Ordnung

$$G_{D\text{Padé}}(s) = \frac{1 - \frac{1}{2}\tau s}{1 + \frac{1}{2}\tau s} \quad (3.34)$$

Nach [65, 67] ist es sinnvoll, bei dem Einsatz der linearen Approximation den Parameter τ für die Zeitverzögerung zu halbieren, um den Effekt der Abtast-Halte-Schaltung der PWM zu modellieren. Somit wird in dieser Arbeit für die Modellierung des netzseitigen Konverters bei der Approximation der Zeitverzögerung $\tau = \frac{3}{4}T_s$ verwendet. Die Padé-Approximation erster Ordnung lässt sich für einen der verzögerten Signale (Index ν) in folgender Form als Differentialgleichungen, abgeleitet aus der Übertragungsfunktion in

Gl. (3.34), darstellen.

$$\dot{d}_\nu = \frac{2}{\tau}(u_{i\nu}^{**} - d_\nu) \quad (3.35)$$

$$u_{i\nu}^* = 2d_\nu - u_{i\nu}^{**} \quad (3.36)$$

Die Zeitverzögerung kann in natürlichen Koordinaten und auch in rotierenden dq -Koordinaten beschrieben werden. Dementsprechend kann der Index als $\nu = \{a, b, c\}$ oder als $\nu = \{d, q\}$ definiert werden.

3.2.9. Gesamtmodell

Im letzten Schritt werden die einzelnen Komponenten des netzseitigen Konverters und seiner Regelung zu einem gemeinsamen Modell zusammengefasst. In Abb. 3.15 ist das Gesamtmodell des netzseitigen Konverters dargestellt. Dabei sind die elektrischen Verbindungen und Signalverbindungen zwischen den einzelnen Komponenten verdeutlicht. Aus dem Diagramm des Gesamtmodells sind auch die Ein- und Ausgänge bzw. elektrischen Verbindungen des Konverters erkennbar. Zunächst sind die Sollwerte der äußeren

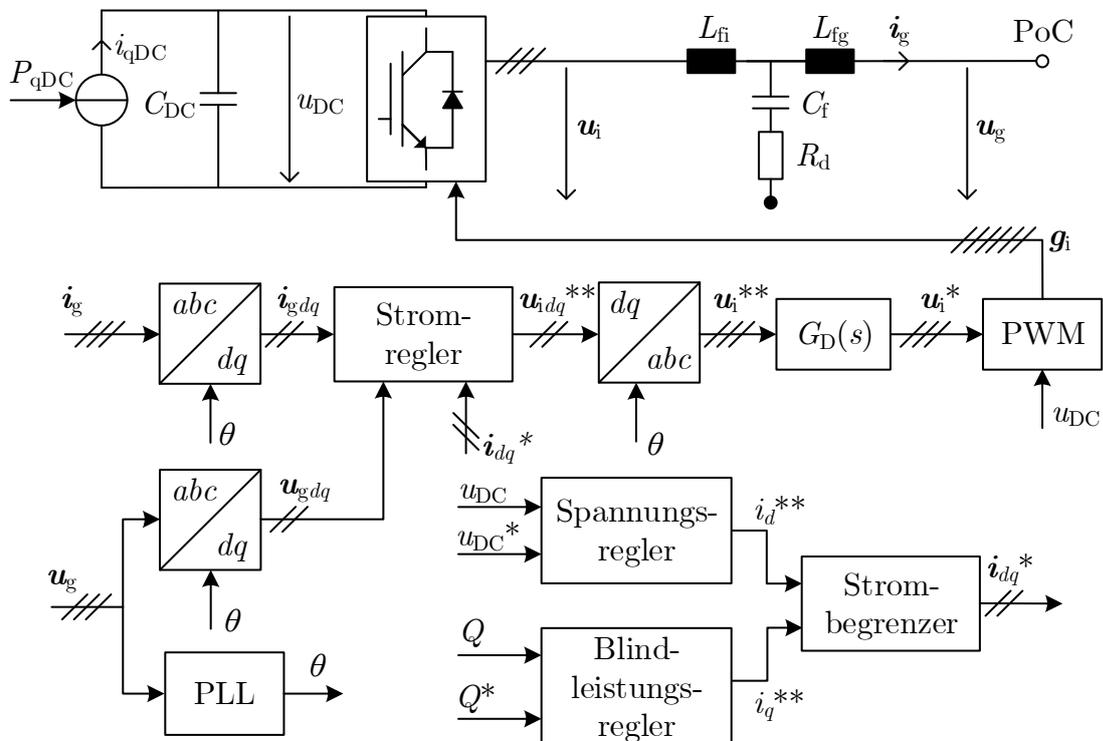


Abb. 3.15.: Gesamtmodell des netzseitigen Konverters

3. Netzseitige Konverter

Tab. 3.1.: Parameter des netzseitigen Konverters und die Werte der Zustandsgrößen im stationären AP in dq -Koordinaten

Netznenntspannung	U_r	400 V	Q^{*AP}	0 kvar
Bemessungsscheinleistung	S_r	5,5 kVA	P_{qDC}^{AP}	5,5 kW
Schaltfrequenz	f_s	10 kHz	i_{gd}^{AP}	11,17 A
Zwischenkreisspannung	u_{DCr}	750 V	i_{gq}^{AP}	1,59 mA
Zwischenkreiskapazität	C_{DC}	300 μ F	i_{id}^{AP}	11,18 A
Filtergrößen	L_{fi}	0,8 mH	i_{iq}^{AP}	1,54 A
	L_{fg}	0,2 mH	u_{Cfd}^{AP}	327,75 V
	C_f	15 μ F	u_{Cfq}^{AP}	-0,73 V
	R_d	0,9 Ω	u_{DC}^{AP}	750 V
PLL	$K_{P,PLL}$	177,7 rad/kV	θ^{AP}	0,01082 rad
	$K_{I,PLL}$	15791 rad/kVs	e_{PLL}^{AP}	-4,88 Vs
Stromregler	$K_{P,I}$	1,235 V/A	e_{Id}^{AP}	-0,25 As
	$K_{I,I}$	2027 V/As	e_{Iq}^{AP}	7,04 As
Spannungsregler	$K_{P,U}$	0,36 A/V	e_U^{AP}	-11,18 Vs
	$K_{I,U}$	211,76 A/Vs	e_Q^{AP}	-1,68 var
Leistungsregler	$K_{P,Q}$	0,36 A/kvar	d_d^{AP}	12,28 mV
	$K_{I,Q}$	211,76 A/kvars	d_q^{AP}	0,13 mV

Regelschleifen u_{DC}^* und Q^* und die Leistung der Stromquelle P_{qDC} im Zwischenkreis als Eingänge definiert. Diese können jedoch auch als feste und unveränderliche Größen angenommen werden, um den Konverter in einem stationären Arbeitspunkt ohne Eingänge (außer der elektrischen Verbindungen) darzustellen. Weiterhin können die elektrischen Verbindungen am PoC als Ein- und Ausgänge definiert werden. Das Zählpeilsystem am PoC ist entgegen der üblichen Norm als Erzeugerzählpeilsystem gewählt worden, um die ins Netz eingespeiste Wirkleistung positiv zu zählen, da der Konverter im Folgenden eine elektrische Erzeugungsanlage darstellen soll[†]. Für den weiteren Einsatz des Gesamtmodells in der Analyse der harmonischen Stabilität werden in Tab. 3.1 die Parameter des Konverters mit seinen Regelungen und die Werte für einen stationären Arbeitspunkt eingeführt.

Zur Validierung des Gesamtmodells des netzseitigen Konverters wird eine Testsimulati-

[†] Bei einer Änderung des Zählpeils müssen die Änderungen der Vorzeichen in dem Strom- und Spannungsregler beachtet werden

3. Netzseitige Konverter

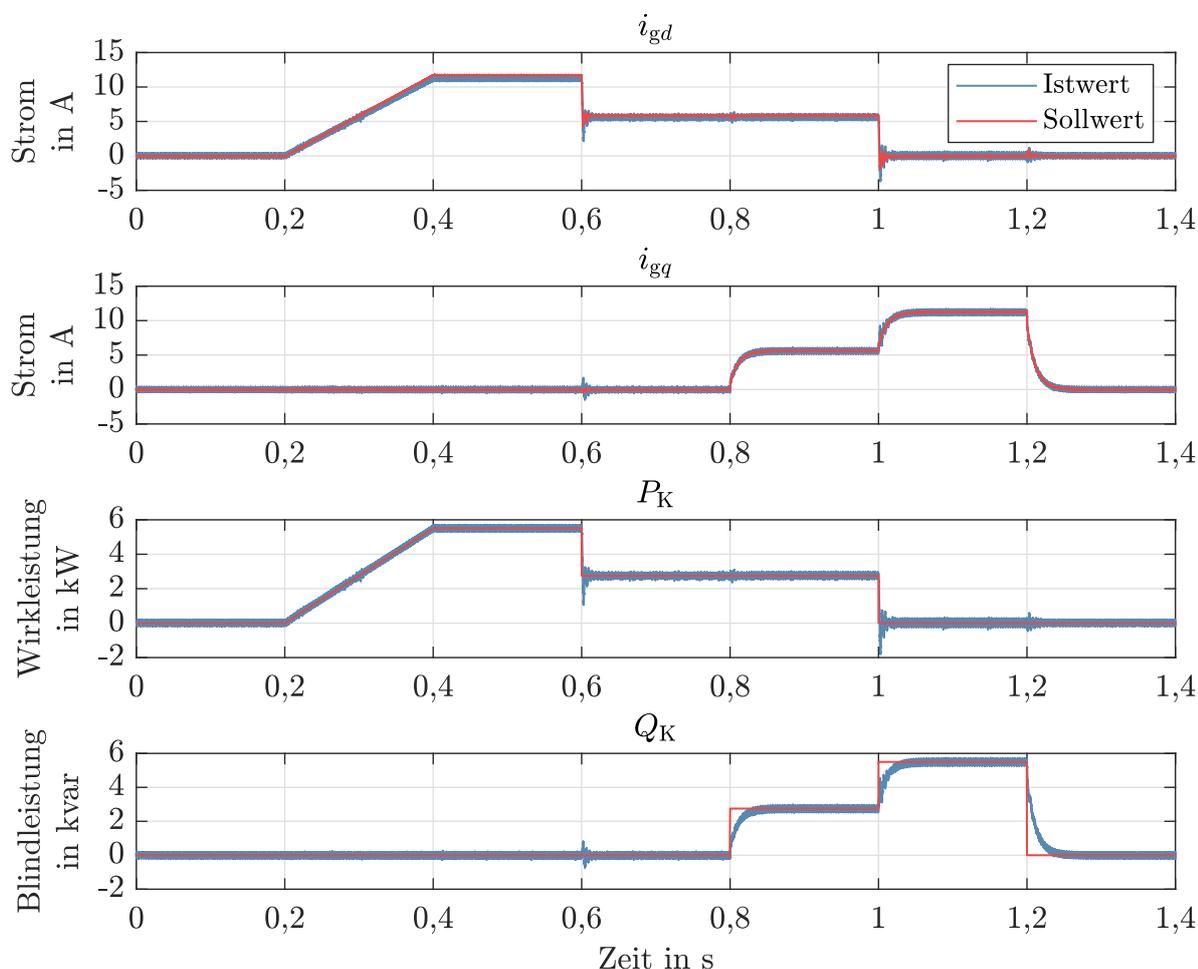


Abb. 3.16.: Verhalten des Modells des netzseitigen Konverters bei Leistungsänderungen in einer Zeitbereichssimulation

on im Zeitbereich verwendet. Das Ziel ist es, die Dynamik und das Verhalten des Konverters zu plausibilisieren. Dazu wird zunächst eine Zeitbereichssimulation mit PSCAD mit Schaltelementen, also mit der Darstellung der Schaltelemente als Widerstände, durchgeführt. In Abb. 3.16 ist der Zeitverlauf der einzelnen elektrischen Größen und deren jeweilige Sollgröße dargestellt. Die Sollgröße der Blindleistung des Konverters Q_K wird von außen vorgegeben. Weiterhin wird auch die Leistung der Stromquelle in dem Zwischenkreis P_{qDC} vorgegeben. Die weiteren dargestellten Sollgrößen berechnen sich entsprechend der Regelung des Konverters. Es ist zu erkennen, dass die lineare Leistungssteigerung und die weiteren Leistungssprünge von dem Konverter eingeregelt werden. Die Wirkleistung des Konverters P_K , welche mit der d -Komponente des Stromes korrespondiert, wird innerhalb weniger Netzperioden eingestellt. Die Blindleistung wird langsamer als

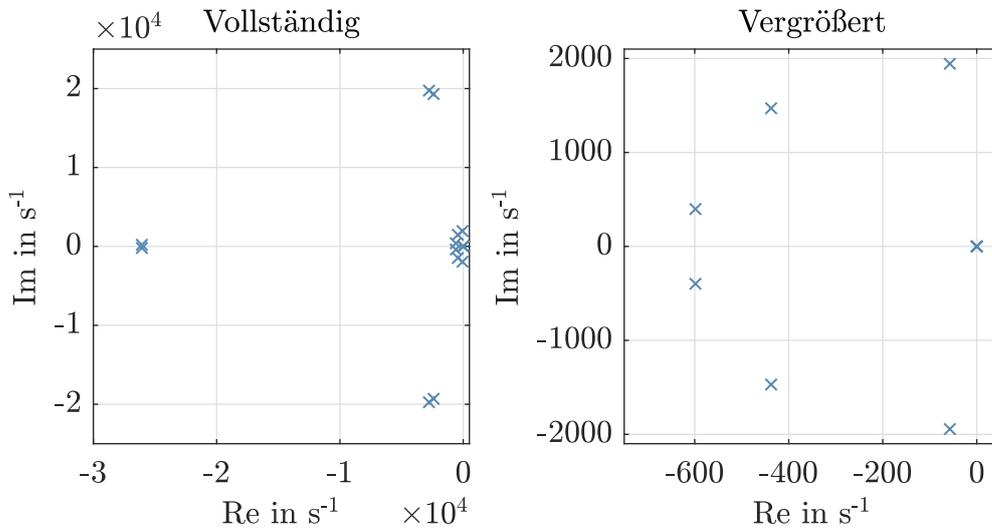


Abb. 3.17.: Lage der Eigenwerte des Konverters in dem stationären AP

die Wirkleistung auf den Sollwert eingeregelt, aber regelt sich innerhalb von einigen Netzperioden ein. Die Funktionsweise des netzseitigen Konverters kann somit als plausibel bewertet werden.

Des Weiteren wird die Stabilität des Konverters und seiner Parameter durch die Berechnung der Eigenwerte geprüft. Dazu wird das Gesamtmodell in dem stationären AP linearisiert. Anschließend werden die Eigenwerte der Systemmatrix \mathbf{A} berechnet. In Abb. 3.17 ist die Lage der Eigenwerte dargestellt. Die Eigenwerte des Konverters liegen in verschiedenen Größenordnungen, wodurch sich stark unterschiedliche Eigenbewegungen ergeben. Kein Eigenwert des netzseitigen Konverters hat einen positiven Realteil. Der Konverter ist in diesem Arbeitspunkt nach dem Theorem von Hartman-Grobman (siehe Abschnitt 2.2.2) stabil.

Der netzseitige Konverter wird, vor allem für Analysen im Frequenzbereich und quastationäre Simulationen, als Strom- bzw. Spannungsquelle, wie in Abb. 3.2 dargestellt, modelliert. Für die netzfolgenden Konverter wird die spannungsgesteuerte Stromquellendarstellung gewählt. Zum einen besteht das Ersatzschaltbild (ESB) der Stromquellendarstellung aus einer idealen Stromquelle, welche entsprechend der Sollwerte der Wirk- und Blindleistung Strom einspeist. Zum anderen besteht es aus einer parallelen Admittanz \underline{Y}_K , welche das Verhalten des Konverters und seiner Regelung im Frequenzbereich repräsentiert. Für die Untersuchungen der harmonischen Stabilität ist diese Admittanz von hoher Bedeutung. Die Admittanz im Frequenzbereich kann durch die linearisierte Darstellung des Konverters im Zustandsraum berechnet werden. Dafür werden die Ein-

3. Netzseitige Konverter

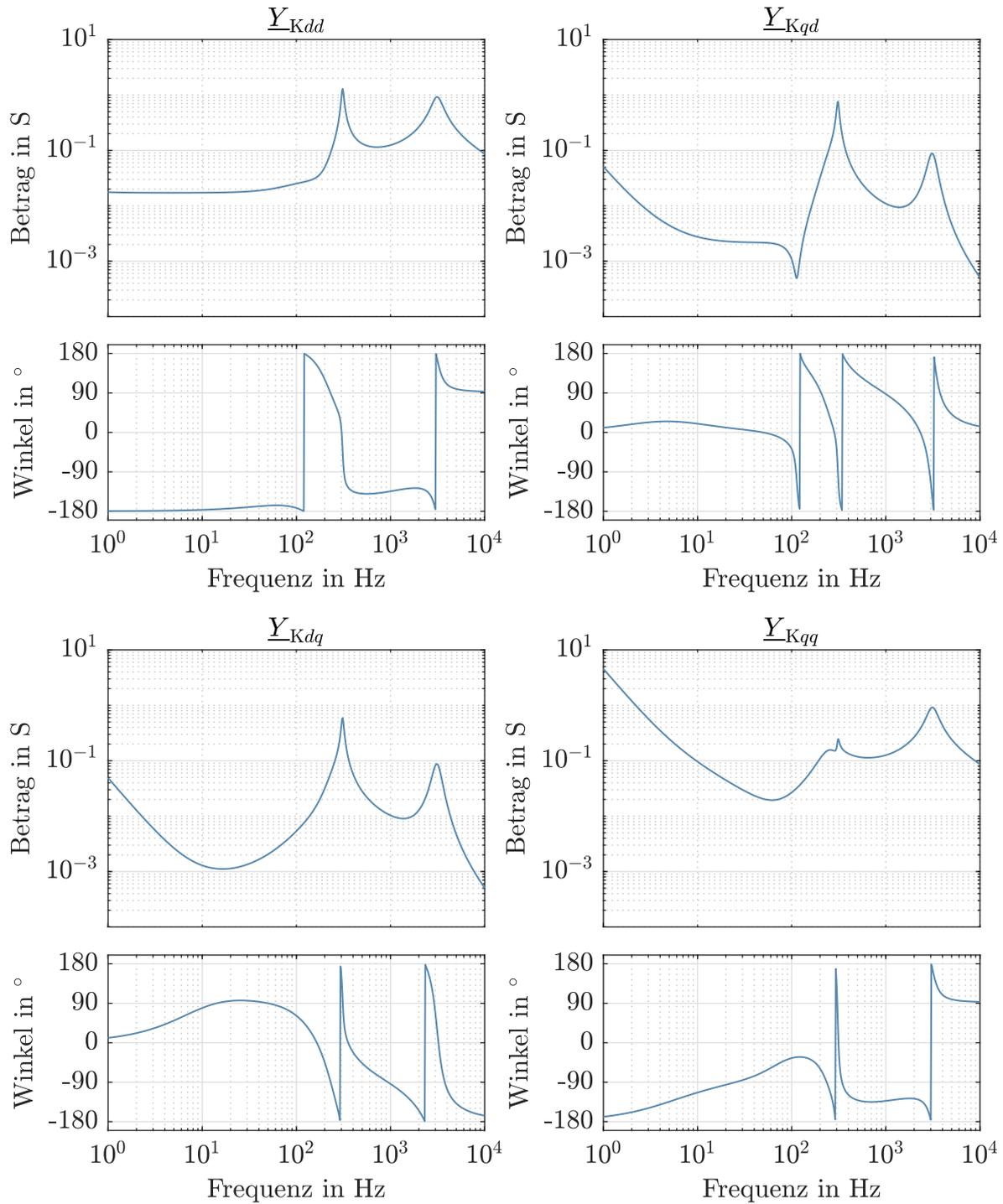


Abb. 3.18.: Bode-Darstellung der Admittanz des Konverters im stationären AP in dq -Koordinaten

gänge $\mathbf{u} = [u_{gd} \ u_{gq}]^T$ und Ausgänge $\mathbf{y} = [i_{gd} \ i_{gq}]^T$ des Systems am PoC in dq -Koordinaten definiert. Die Sollwerte werden als konstante Werte in dem stationären AP gewählt. Die Admittanz berechnet sich nach

$$\underline{\mathbf{Y}}_{Kdq}(\underline{s}) = \begin{bmatrix} \underline{Y}_{Kdd}(\underline{s}) & \underline{Y}_{Kqd}(\underline{s}) \\ \underline{Y}_{Kdq}(\underline{s}) & \underline{Y}_{Kqq}(\underline{s}) \end{bmatrix} = \mathbf{C}(\underline{s}\mathbf{E} - \mathbf{A})^{-1}\mathbf{B} + \mathbf{D} \quad (3.37)$$

Die Admittanzen des netzfolgenden Konverters im stationären AP sind in Abb. 3.18 dargestellt. Zunächst ist zu erkennen, dass die vier Admittanzen nicht symmetrisch sind. Das ist durch die nicht symmetrische Regelung, also der unterschiedlichen Behandlung der d - und der q -Komponente durch die PLL und die äußeren Regler, zu begründen. Dennoch können die charakteristischen Resonanzstellen erkannt werden. Die Resonanzstelle bei ca. 3,1 kHz korrespondiert mit der Resonanzstelle des LCL-Filters (siehe Gl. (3.8)). Die Darstellung als Admittanz bzw. Impedanz kann auch in eine Darstellung mit symmetrischen Komponenten überführt werden. Das ist vor allem von Vorteil, wenn die Konverteradmittanz mit der Netzimpedanz, welche oftmals in symmetrischen Kompo-

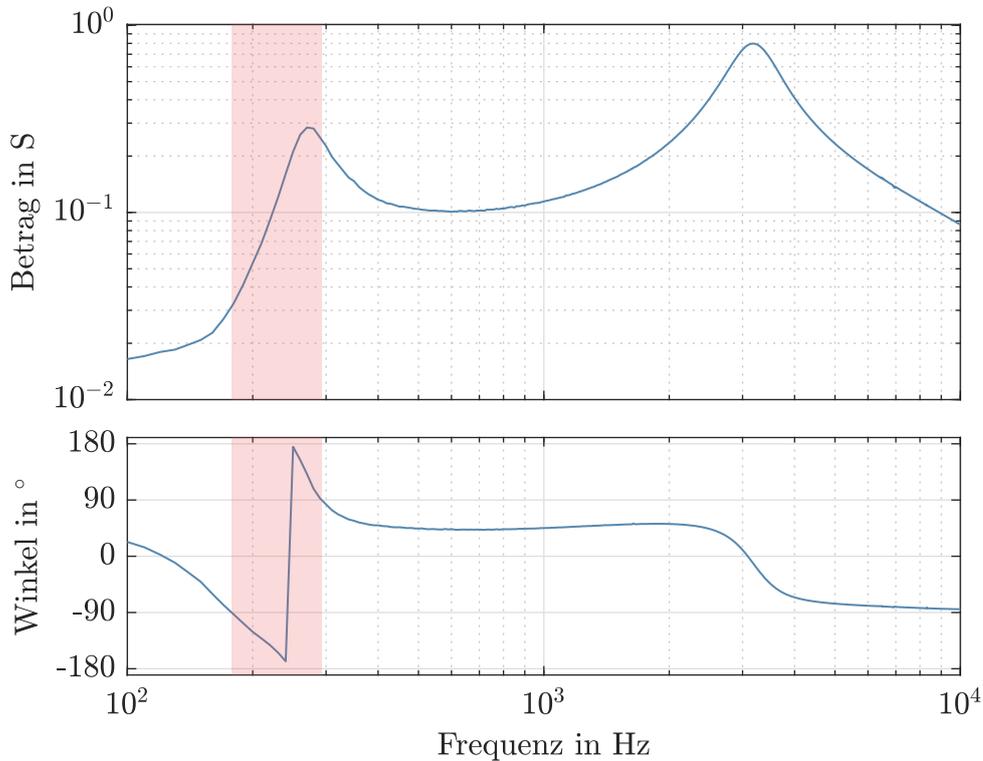


Abb. 3.19.: Bode-Darstellung der Mitsystem-Admittanz des Konverters $\underline{Y}_{K,mit}$ im stationären AP

nenten vorliegt, verglichen oder verrechnet werden muss. An dieser Stelle ist es wichtig zu erwähnen, dass neben der Berechnung der Konverteradmittanz durch Linearisierung der Differentialgleichungen im stationären Arbeitspunkt auch die Extraktion der Konverteradmittanz durch Simulationen bzw. Messungen erfolgen kann. Dabei wird im stationären Betrieb eine Spannung oder Strom mit variabler Frequenz am PoC eingespeist und die resultierende Netzgrößen gemessen und ausgewertet. Die Methode ist für netzgeführte Konverter in [68] beschrieben. Für selbstgeführte Konverter wurde diese Methode in [62] ausgeweitet. Ein Vorteil dabei ist, dass auch Black-Box-Modelle oder existierende Konverter damit ausgewertet werden können. In Abb. 3.19 ist die Mitsystemadmittanz des netzfolgenden Konverters dargestellt, welche durch die in [62] vorgestellten Methode mit Hilfe von Zeitbereichssimulationen mit PSCAD aufgestellt wurde. Es sind weiterhin die charakteristischen Resonanzfrequenzen zu erkennen. Zudem ist der rot markierte Bereich besonders für die folgende Analyse der harmonischen Stabilität von Interesse[†]. Dieser ist bei einem Winkel der Admittanz oberhalb von 90° bzw. unterhalb von -90° definiert. Das ist auch als negativer Ohm'scher Anteil der Admittanz zu bewerten. Man spricht auch von dem *aktiven Bereich* des Konverters.

[†] Diese Bereiche sind auch in der Admittanz in dq -Koordinaten zu erkennen.

4. Berechnungs- und Analysemethoden der harmonischen Stabilität

Die Berechnung von Stabilität des Elektroenergiesystems nimmt in der elektrischen Energieversorgung eine wichtige Rolle ein. In Abschnitt 2.3 wurden die einzelnen Stabilitätsarten des Elektroenergiesystems vorgestellt. Zur Unterscheidung dieser Arten wird, neben weiteren Merkmalen, die Methode zur Berechnung der Stabilität herangezogen. In diesem Kapitel werden aus der Literatur bekannte Methoden zur Berechnung und Analyse der harmonischen Stabilität vorgestellt, an einem Beispiel angewendet und miteinander verglichen. Die Verfahren zur Stabilitätsberechnung wurden bereits in Abschnitt 2.2 theoretisch beschrieben und werden hier speziell für die Anwendung auf die Berechnung und Untersuchung der harmonischen Stabilität verwendet und diskutiert. Das Ziel des Kapitels ist es, eine Grundlage für die Analyse der harmonischen Stabilität zu schaffen und die einzelnen Methoden einem geeigneten Einsatzzweck aus Sicht der elektrischen Energieversorgung einzuordnen. In diesem Kapitel werden drei Berechnungsmethoden beschrieben: die Zeitbereichssimulation, die Eigenwertanalyse und das impedanzbasierte Kriterium.

Zur Veranschaulichung der Berechnungsmethoden wird an dieser Stelle ein Beispiel eingeführt. Das simple Beispiel orientiert sich an dem sogenannten Einmaschinenproblem, bei dem die Stabilität eines Synchrongenerators an einem Ersatznetz berechnet wird. Das abgewandelte *Einkonverterproblem* ist in Abb. 4.1 dargestellt. Die Parameter des Konverters sind in Tab. 3.1 aufgelistet. Das Ersatznetz wird im Gegensatz zu dem

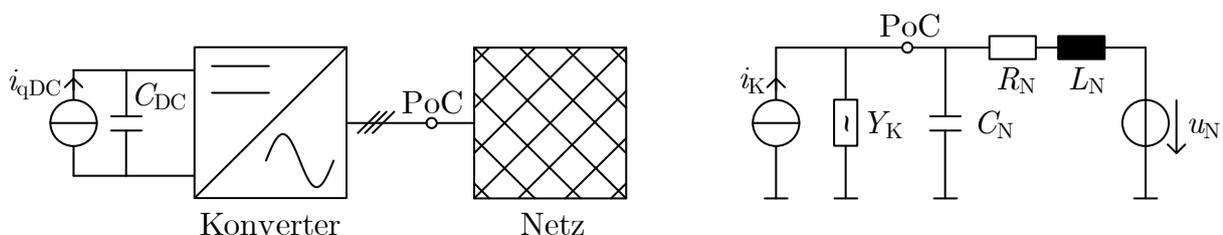


Abb. 4.1.: System des Einkonverterproblems und das vereinfachte Ersatzschaltbild

klassischen Einmaschinenproblem ohne Leitungen und Transformatoren abgebildet. Das Ersatznetz wird als eine symmetrische Spannungsquelle mit der inneren Netzspannung $U_N = 400 \text{ V}$ dargestellt. Neben dem üblichen Serienwiderstand $R_N = 0,1 \Omega$ und der Serieninduktivität $L_N = 1 \text{ mH}$ wird in der Ersatznetzdarstellung eine parallele Kapazität $C_N = 1 \mu\text{F}$ berücksichtigt. Mit dieser lassen sich weitere Netzcharakteristiken, beispielsweise die Verschiebung der Netzresonanzfrequenz, darstellen. Für die Beispielrechnungen wird die Netzinduktivität auf 3 mH (Szenario $L_N \uparrow$) oder die Netzkapazität auf $200 \mu\text{F}$ (Szenario $C_N \uparrow$) erhöht. Alle weiteren Parameter bleiben konstant.

4.1. Zeitbereichssimulation

Eine Möglichkeit, die Stabilität des Elektroenergiesystems zu beurteilen, ist es, die Differentialgleichungen über eine Zeitperiode, beispielsweise durch numerische Integration [69], zu lösen und die Ergebnisse zu analysieren. Das grundlegende Vorgehen dabei ist bereits in Abschnitt 2.2.3 beschrieben worden. Der entscheidende Vorteil der Zeitbereichssimulationen bei dem Einsatz für die Berechnung der harmonischen Stabilität ist die relativ einfache Implementierung der nichtlinearen Komponenten in die Simulation. Dabei wird nicht nur ein stationärer AP analysiert, sondern auch der Übergang von einem Zustand zu einem weiteren, welcher stabil oder auch instabil sein kann. Des Weiteren sind die Ergebnisse der Zeitbereichssimulation anschaulich und können für die Auslegung weiterer Parameter und Eigenschaften eingesetzt werden.

Bei der Modellierung der Netzbetriebsmittel und vor allem der Konverter bietet die Zeitbereichssimulation einen bedeutenden Vorteil gegenüber den folgenden linearen Berechnungsmethoden. Die nichtlinearen Komponenten können exakt abgebildet werden. Bei der harmonischen Stabilität sind es vor allem die sättigenden Elemente, wie Begrenzer in der Regelung und die Modulationsart der Schaltelemente, welche eine wichtige Rolle im Falle einer Instabilität spielen[†]. Zur Vereinfachung des Modells und für die Verringerung der Rechendauer ist es von Vorteil, einige Effekte auch bei Zeitbereichssimulationen zu vernachlässigen. Dazu gehören beispielsweise die Schaltflanken der Leistungshalbleiter (siehe Abschnitt 3.2.1), welche für die Netzstudien nur selten präzise abgebildet werden.

Für die Untersuchung der harmonischen Stabilität mittels der Zeitbereichssimulationen wird ein Netzszenario in einem definierten Zeitbereich simuliert und die Ergebnisse

[†] Diese Tatsache wird in Kapitel 5 näher beleuchtet.

der Zustandsgrößen bzw. die Zeitverläufe der Strang- und Leitergrößen oder internen Signale der Regelung ausgewertet. Dabei sind in erster Linie die elektrischen Größen am PoC oder weiteren Netzknoten interessant. Um die harmonische Stabilität festzustellen, wird geprüft, ob die harmonischen bzw. zwischenharmonischen Anteile unterhalb von den definierten Grenzwerten [70] liegen. Da diese nicht-grundfrequenten Anteile nicht nur die fehlende harmonische Stabilität als Grund haben können [71], ist die Aussage zur Stabilität nur in dem stabilen Fall eindeutig. Für die weitere Analyse können auch die Signale aus der Regelung ausgewertet werden. Auf diese Weise können vor allem die beteiligten Komponenten und Charakteristiken der Vorgänge identifiziert werden. Für die Lösung der Differentialgleichungen im Zeitbereich hat sich in der Praxis und Forschung der elektrische Energieversorgungs der Lösungsalgorithmus nach [72] durchgesetzt. Ein entscheidender Parameter bei der Durchführung der Zeitbereichssimulationen ist die Simulationsschrittweite, also die Zeitdifferenz zwischen zwei Lösungsschritten. Denn je größer die Schrittweite ist, desto geringer kann die Stabilität der Simulation, also die Richtigkeit der Berechnung bzw. Abweichung von der exakten Lösung, werden. Das kann zu verfälschten Ergebnissen und somit falschen Aussagen zur Stabilität des untersuchten Systems führen. Je kleiner die Wahl der Schrittweite, desto größer fällt die Rechendauer der einzelnen Simulation aus. In dieser Arbeit wird für die Durchführung der Zeitbereichssimulationen das Simulationswerkzeug PSCAD mit EMTDC als Lösungsalgorithmus, welcher auf [72] und der Trapezregel [73] basiert, verwendet.

Bei der Durchführung der Zeitbereichssimulationen zur Berechnung der harmonischen Stabilität in dem Einkonverterproblem wird vom stationären AP aus Tab. 3.1 ausgegangen. Zum Zeitpunkt $t = 0$ s wird einer der Netzparameter verändert. Nach einem Ausgleichsvorgang kann das neue Betriebsverhalten bewertet und der Übergang zu diesem analysiert werden. In Abb. 4.2 ist die Simulation bei der Erhöhung der Netzinduktivität zu sehen. Die Spannungen und Ströme sind am PoC dargestellt. Es ist zu erkennen, dass nach der Änderung ein Ausgleichsvorgang angeregt wird, welcher nach etwa drei Perioden zu einem periodischen Verhalten führt. Neben der Grundfrequenzkomponente sind auch weitere Komponenten mit höheren Frequenzen in den Strömen und Spannungen erkennbar. Diese nicht-grundfrequenten Komponenten sind in den Strömen relativ höher ausgeprägt als in den Spannungen. Um diesen Vorgang weiter zu analysieren, wird auch das Ausgangssignal des Strombegrenzers dargestellt. Die gestrichelte Linie zeigt den maximalen Strom $I_{g,\max}$, bei dem der Begrenzer die Sollwerte der Ströme limitiert (siehe Abschnitt 3.2.5). In dem periodischen Verhalten nach der Erhöhung der Netzinduktivität erkennt man auch das periodische Begrenzen der Stromsollwerte. Das Verhalten kann als

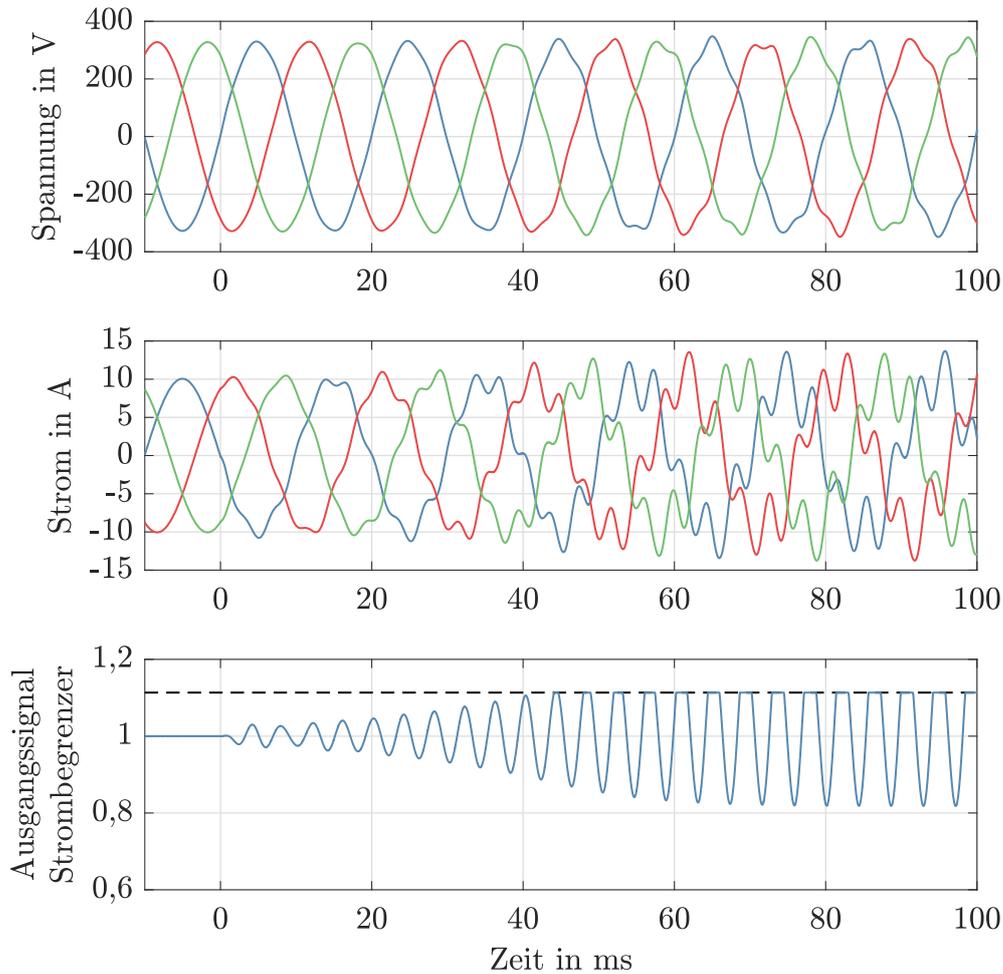


Abb. 4.2.: Zeitverläufe der Simulation bei Steigerung der Netzinduktivität. Ströme und Spannungen sind am PoC dargestellt

ein Grenzzyklus des Systems interpretiert werden. Weiterhin kann der Einzugsbereich des Grenzzyklus mit Hilfe weiterer Simulationen mit Auslenkungen der Zustandsgrößen in der Umgebung der Lösung, welches hier nicht dargestellt wird, bestätigt werden. Anhand dessen kann der Grenzzyklus zunächst als stabil bewertet werden. Die Simulationsergebnisse für den Fall der Erhöhung der Netzkapazität sind in Abb. 4.3 in der selben Form dargestellt. Eine Kapazitätserhöhung stellt eine relativ höhere Herausforderung für das System dar. Das ist vor allem durch die Sprünge der Ströme und Spannungen am PoC nach der Erhöhung zu erkennen. Die Sprünge und der Ausgleichsvorgang danach sind für die Feststellung der Stabilität zunächst weniger wichtig als das periodische Verhalten des Grenzzyklus. Dieser stellt sich nach ca. zwei Netzperioden ein. Dabei sind nur geringe Unterschiede zu dem Fall der Induktivitätserhöhung zu erkennen. In beiden Fällen stellt

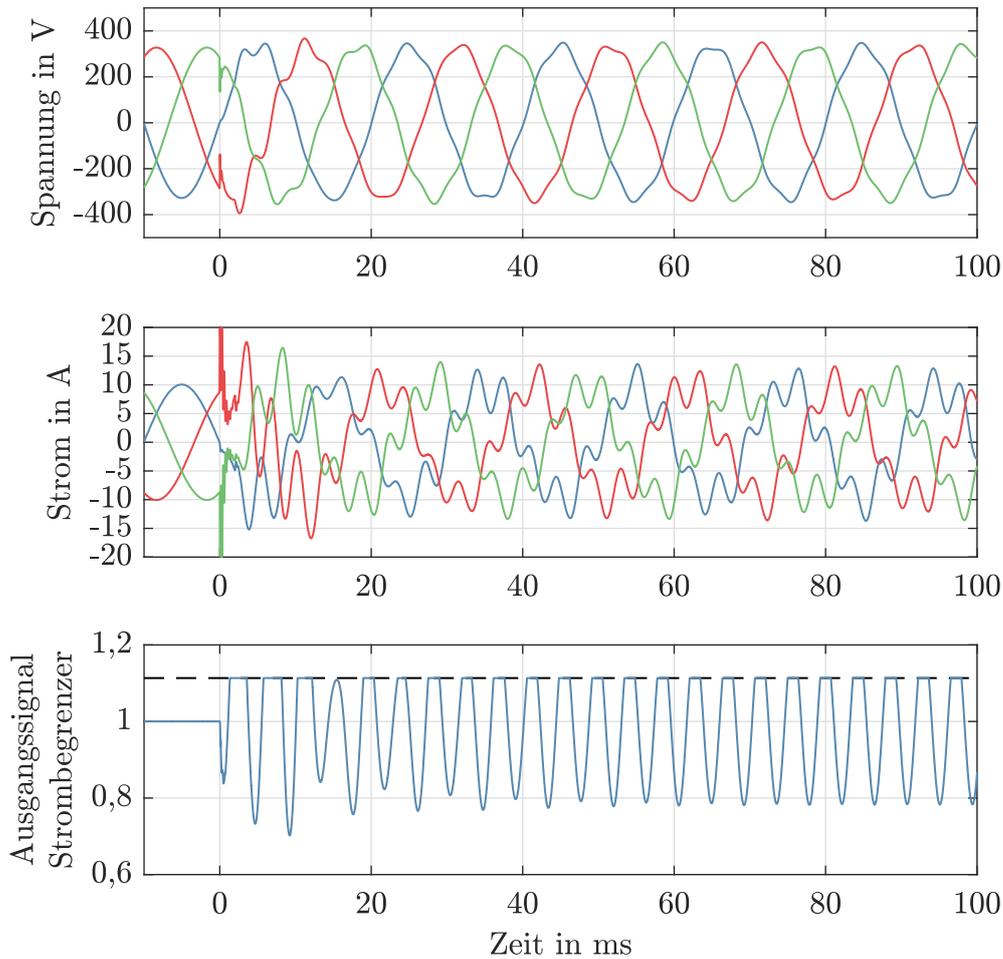


Abb. 4.3.: Zeitverläufe der Simulation bei Steigerung der Netzkapazität. Ströme und Spannungen sind am PoC dargestellt

sich das Verhalten eines stabilen Grenzyklus ein.

4.2. Eigenwertanalyse

Eine weit verbreitete Analyse der Stabilität kann anhand der Eigenwerte des linearen bzw. linearisierten Systemmodells erfolgen. Die Lage der Eigenwerte bestimmt die Dynamik oder auch die Eigenbewegung eines Systems. Je nach dem, ob diese Bewegung ab- oder aufschwingt, wird die Stabilitätseigenschaft des Gesamtsystems bewertet. Für diese Bewertung wird die Systemmatrix des Gesamtsystems mit Hilfe der modalen Transformation in Diagonalform gebracht. Die Systemeigenwerte befinden sich danach auf der Hauptdiagonale. Dabei muss beachtet werden, dass die Eigenwertanalyse für nichtlinea-

re Systeme, welche bei der Beurteilung der harmonischen Stabilität vorliegen, auf dem Linearisierungssatz (siehe Abschnitt 2.2.2) basiert. Die Aussagen für die Stabilität des Systems anhand der Lage der Eigenwerte können nur in unmittelbarer Nähe zu dem stationären AP, in welchem die Linearisierung erfolgt ist, gemacht werden. Aus diesem Grund müssen die Ergebnisse der Eigenwertanalyse validiert und verifiziert werden. Das kann beispielsweise durch Zeitbereichssimulationen oder erneutes Linearisieren in dem neu entstandenen Arbeitspunkt erfolgen.

Für die Berechnung der Stabilität wird die lineare bzw. linearisierte Systemmatrix \mathbf{A} der modalen Transformation unterzogen. Die Analyse der Eigenwerte und die Verbindung dieser zur Stabilitätseigenschaft ist in Abschnitt 2.2.2 beschrieben. In den meisten Fällen werden die Eigenwerte oder auch deren Verschiebung durch Änderungen im System in einem Diagramm dargestellt. Durch die Lage der Eigenwerte kann zunächst die Stabilität und auch die Kennkreis- bzw. Eigenkreisfrequenz und die Dämpfung der einzelnen Eigenwerte, oder auch Modi genannt, bestimmt werden. In diesem Sinne kann die diagonale Eigenwertmatrix $\underline{\mathbf{A}}$ als Systemmatrix des System in modalen Koordinaten verstanden werden (vergleiche Gl. (2.9)). Für die Aussage der Stabilität ist diese ausreichend. Für die vertiefte Analyse der kritischen bzw. instabilen Eigenwerte wird die Eigenvektormatrix $\underline{\mathbf{T}}$ benötigt. Um eine Verbindung zu den ursprünglichen Zustandsgrößen des Originalsystems zu schaffen, werden die sogenannten *Partizipationsfaktoren* berechnet. Damit lässt sich zum einen die Beteiligung der einzelnen Zustandsgrößen an den betrachteten bzw. kritischen Eigenwerten bestimmen. Zum anderen beschreiben sie die Auswirkung einer Eigenbewegung auf eine Zustandsgröße. Die Berechnung und Analyse der Partizipationsfaktoren kann für die Identifikation von Systemkomponenten, welche an den kritischen Eigenwerten beteiligt sind, eingesetzt werden. Für die Berechnung der Partizipationsfaktormatrix $\underline{\mathbf{P}}_i$ für den i -ten Eigenwert werden die rechts- und linksseitigen Eigenvektoren des Eigenwerts eingesetzt.

$$\mathbf{A} = \underline{\mathbf{T}} \underline{\mathbf{A}} \underline{\mathbf{T}}^{-1} = \sum_i^n \begin{bmatrix} \underline{t}_{1i} \\ \underline{t}_{2i} \\ \vdots \\ \underline{t}_{ni} \end{bmatrix} \lambda_i \begin{bmatrix} l_{i1} & l_{i2} & \dots & l_{in} \end{bmatrix} = \sum_i^n \underline{\mathbf{P}}_i \lambda_i \quad (4.1)$$

mit \underline{t}_{ji} als j -tes Element des rechtsseitigen Eigenvektors vom i -ten Eigenwert und l_{ij} als j -tes Element des linksseitigen Eigenvektors vom i -ten Eigenwert. In [36] werden nur die Diagonalelemente von $\underline{\mathbf{P}}_i$ als Partizipationsfaktoren bezeichnet. Jedoch, wie es aus

der Gl. (4.1) zu erkennen ist, sind auch die Nichtdiagonalelemente ein Bestandteil der Verbindung von der Eigenwertmatrix $\underline{\Lambda}$ und der Systemmatrix \mathbf{A} .

Weiterhin kann die Eigenwertanalyse durch die Berechnung von *Sensitivitäten* erweitert werden. Diese stellen, im Gegensatz zu den Partizipationsfaktoren, die Verbindung des Originalsystems zu den Eigenwerten dar. Die Sensitivitäten beschreiben, in welcher Art und Höhe sich die Eigenwerte bei Änderungen der Systemparameter verändern. Nach [36] lässt sich die Sensitivität als die partielle Änderung des Eigenwertes nach partiellen Änderungen eines beliebigen Elementes der Systemmatrix beschreiben.

$$\frac{\partial \lambda_i}{\partial a_{kj}} = t_{ik} l_{ji} \quad (4.2)$$

mit a_{kj} als Element der Systemmatrix \mathbf{A} in der k -ten Zeile und der j -ten Spalte. Wie es zu erkennen ist, bietet diese Berechnung der Sensitivität gegenüber der von Partizipationsfaktoren keinen deutlichen Mehrwert für die nachgelagerte Untersuchung der Stabilität. Dafür wäre eine Sensitivität der Eigenwerte gegenüber einer Änderung der Systemparameter, wie z. B. Einstellungen der Regler oder Leitungslängen, eine sinnvolle Erweiterung der Analyse. Mit der analytischen Beschreibung der Differentialgleichungen des Systems und der Linearisierung im untersuchten Arbeitspunkt lassen sich die Gleichungen für die Sensitivitäten aufstellen. Die analytische Beschreibung kann, je nach Modellierungstiefe, zu einer komplizierten Aufgabe, welche sich schlecht skalieren lässt, werden. Durch das numerische Verändern des Parameters um einen kleinen Betrag und erneute Linearisierung des Systems wird die Änderung des Eigenwertes notiert und zusammen werden die Änderungen zur Sensitivitäten formuliert [18]. Die Sensitivitäten lassen sich dabei als ein absoluter oder relativer Wert ausdrücken. Weiterhin kann die Sensitivität in Abhängigkeit der unterschiedlichen Kenngrößen des untersuchten Eigenwertes, wie Realteil oder der Dämpfungsgrad, berechnet werden. Für die Stabilitätsanalyse ist es sinnvoll die Realteil-Sensitivität aufzustellen, da der Realteil die Stabilitätseigenschaft eindeutig beschreibt. Dabei wird die Änderung des Realteils des Eigenwertes durch eine Änderung im System beschrieben. Weiterhin ist es auch möglich, die Dämpfungsgrad-Sensitivität aufzustellen [18]. Wie es in Gl. (2.12) zu erkennen ist, ist der Dämpfungsgrad direkt von dem Realteil abhängig und somit ist die Dämpfungsgrad-Sensitivität nur eine Abwandlung der Realteil-Sensitivität für die Untersuchung der Stabilität. Mit Hilfe der Sensitivitäten der kritischen Eigenwerte kann auch eine stabilisierende Maßnahme im Falle einer Instabilität entwickelt werden.

Beispielhaft wird die Eigenwertanalyse für das Einkonverterproblem angewendet. Zu-

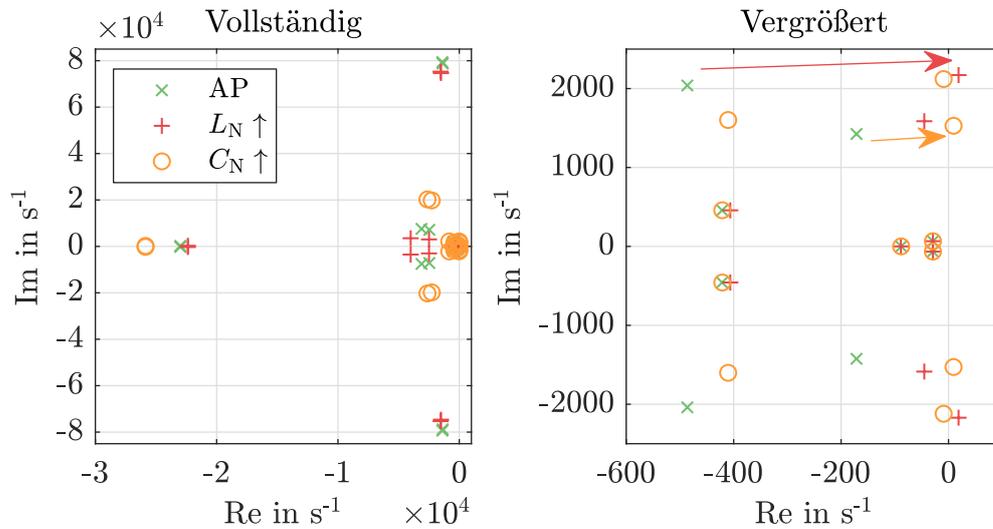


Abb. 4.4.: Lage der Eigenwerte des Einkonverterproblems mit verschiedenen Parametern der Netzelemente

nächst wird geprüft, ob der gewählte stationäre AP, in welchen das System linearisiert wurde, als stabil bewertet werden kann. In Abb. 4.4 sind die Eigenwerte des Gesamtsystems dargestellt. Es ist zu erkennen, dass die Eigenwerte in verschiedene Bereichen eingestuft werden können. Alle Eigenwerte besitzen einen negativen Realteil und somit ist das System in dem stationären AP asymptotisch stabil. Ausgehend von dieser Situation werden die Netzinduktivität und die Netzkapazität jeweils einzeln erhöht und die Eigenwerte erneut berechnet. Durch die Veränderung der Netzparameter wird eine deutliche Verschiebung einiger Eigenwerte und konjugiert komplexer Eigenwertpaare sichtbar. Besonders interessant ist die Verschiebung der Eigenwertpaare, welche mit den Pfeilen in Abb. 4.4 verdeutlicht wird. Bei der Erhöhung der Netzinduktivität (roter Pfeil) bekommt ein Eigenwertpaar einen positiven Realteil und deutet den Verlust der Stabilität des Systems an. Somit wird es als kritisch bezeichnet. Das System wird somit instabil. Das identifizierte Eigenwertpaar kann als kritisch definiert und weiterhin analysiert werden. Bei der Erhöhung der Netzkapazität (oranger Pfeil) ist die Situation vergleichbar. In diesem Fall ist jedoch ein anderes Eigenwertpaar als kritisch zu definieren. Da die Verschiebung der jeweils kritischen Eigenwerte nur eine Aussage zur Stabilität des Gesamtsystems liefert, wird im nächsten Schritt die Beteiligung dieser Eigenwerte an den Zustandsgrößen des Systems untersucht. In Abb. 4.5 sind die Partizipationsfaktoren der identifizierten kritischen Eigenwerte abgebildet. Es werden die normierten Beträge dieser Faktoren dargestellt, da diese alleine nur eine relative Bedeutung zueinander

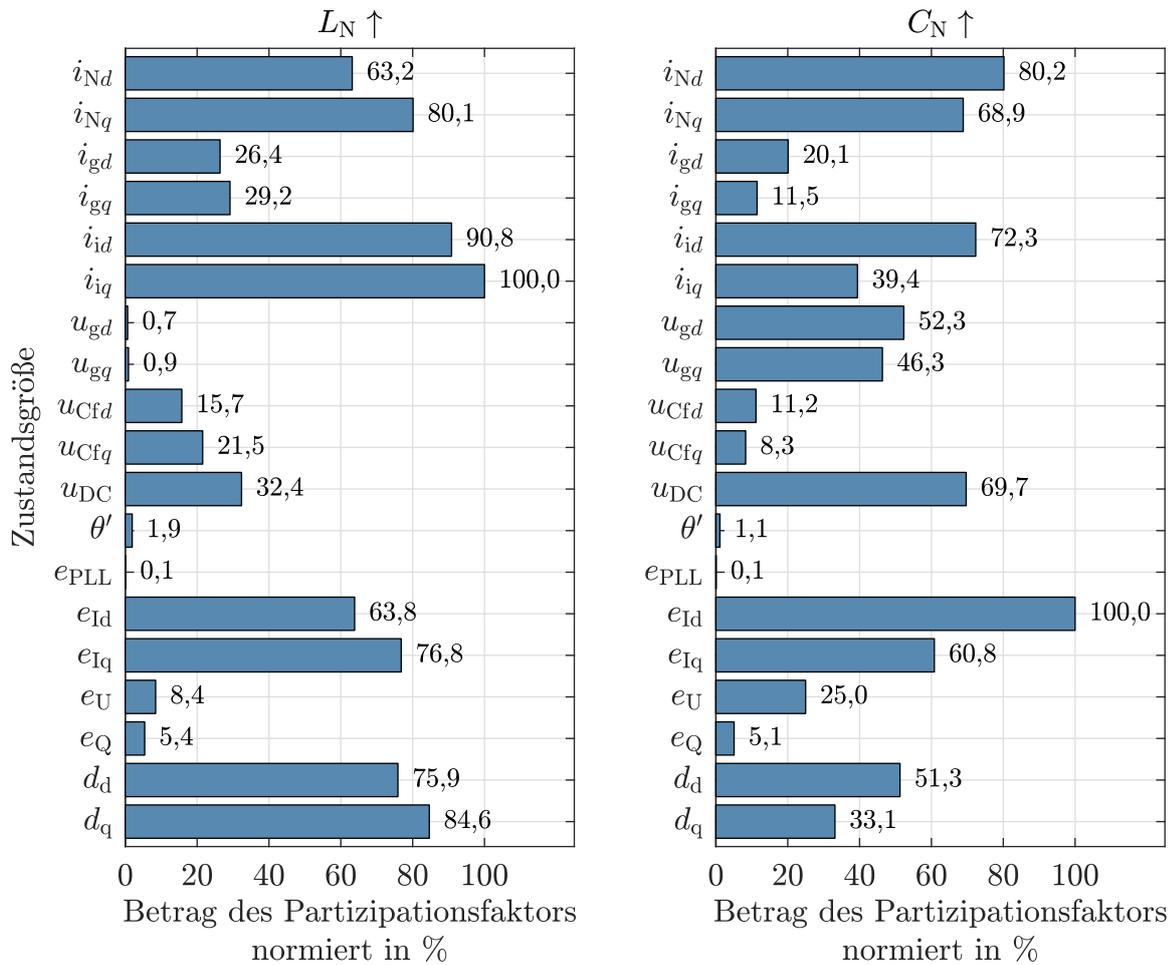


Abb. 4.5.: Partizipationsfaktoren der kritischen Eigenwerte im Einkonverterproblem

besitzen. In beiden Fällen zeichnet sich ein ähnliches Bild mit geringen Unterschieden ab. Man erkennt eine relativ hohe Beteiligung der kritischen Eigenwerte auf die Ströme auf der Drehstromseite. Die Spannungen am PoC erfahren bei der Kapazitätserhöhung eine höhere Beeinflussung als bei der Induktivitätserhöhung. Etwas interessanter sind die Ergebnisse der Partizipationsfaktoren für die Zustandsgrößen in der Regelung. Die Zustandsgrößen der Stromregelung (e_{Id} und e_{Iq}) haben eine relativ hohe Beeinflussung gegenüber den Reglern der äußeren Regelschleife (e_U und e_Q). Weiterhin ist auch eine hohe Einwirkung auf die Zustandsgrößen der Zeitverzögerung (d_d und d_q) zu erkennen. Die Zustandsgrößen der PLL sind von den kritischen Eigenwerten kaum beeinflusst. Die Faktoren drücken zunächst nur den Einfluss der Eigenwerte auf die Zustandsgrößen aus, können jedoch für die Analyse der instabilen Dynamik genutzt werden. In dem Einkonverterproblem nehmen besonders die innere Regelschleife mit der Stromregelung und die

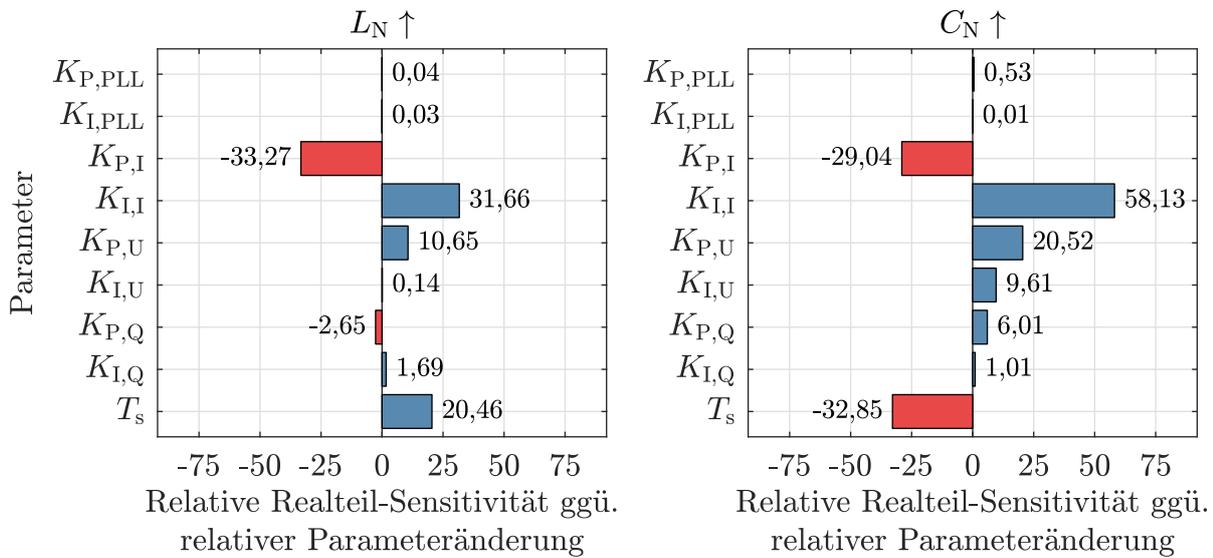


Abb. 4.6.: Sensitivität der kritischen Eigenwerte auf Parameteränderungen im Einkonverterproblem

Zeitverzögerung eine Bedeutung für den Verlust der Stabilität ein. Um diese weiterhin zu definieren und möglicherweise die ersten Vorschläge für Stabilisierungsmaßnahmen zu erarbeiten, werden für die kritischen Eigenwerte die Sensitivitäten berechnet. Dafür werden die Regelungsparameter, beispielsweise die Proportional- und Integrationsverstärkungsfaktoren der PI-Regler, um einen kleinen relativen Anteil erhöht und die darauf folgende Verschiebung der Eigenwerte ausgewertet. Dabei wird nur die relative Veränderung des Realteils der kritischen Eigenwerte berechnet, da diese für die Stabilität entscheidend ist. In Abb. 4.6 sind diese Sensitivitäten dargestellt. Diese können wie folgt gelesen werden: wenn ein Regelungsparameter verdoppelt wird, dann wird sich der Realteil des kritischen Eigenwertes mit dem in Abb. 4.6 dargestellten Faktor multipliziert. Angewendet auf das Beispiel von $K_{P,I}$ für den Fall der Erhöhung von Netzinduktivität entspricht eine Erhöhung des Proportionalanteils des Stromreglers um 5% einem Multiplikationsfaktor von $-33,27 \cdot 5\% = -1,66$. Da der Realteil des kritischen Eigenwertes positiv ist, wird diese Maßnahme theoretisch den Eigenwert links von der Imaginärachse verschieben und somit zum stabilen Verhalten des Systems mit der höheren Netzinduktivität führen. Ähnliches gilt für den Fall der Erhöhung der Netzkapazität. Allgemein lässt sich anhand der Sensitivitäten eine Bestätigung der Einflussnahme der Stromregelung und der Zeitverzögerung auf die Stabilität erkennen. In dem Fall der Zeitverzögerung kann man auch erkennen, dass eine Erhöhung oder Verringerung von T_s nicht in beiden Fällen zum stabilen Betrieb führen wird. Das Anpassen der Parameter der Stromregelung führt in beiden Fällen zu

ähnlichen Verschiebungen der kritischen Eigenwerte. Wie bereits erwähnt, müssen diese Ergebnisse weiterhin mit Simulationen oder weiteren Eigenwertberechnungen in neu entstandenen Arbeitspunkten validiert werden, da die Linearisierungen und auch die Sensitivitäten nur in einem kleinen Bereich um den AP in dieser Form gültig sind. An der beispielhaften Anwendung der Eigenwertanalyse im Einkonverterproblem erkennt man die Vorteile dieser Berechnungsmethode für die harmonische Stabilität. Zunächst kann die Stabilität des Systems durch die Lage der Eigenwerte eindeutig bestimmt werden. Mit weiterführenden Berechnungen können die beteiligten Betriebsmittel und deren Komponenten identifiziert und gezielte Verbesserungsmaßnahmen definiert werden.

4.3. Impedanzbasiertes Kriterium

Anders als die in den vorangegangenen Abschnitten beschriebenen Berechnungsmethoden wird in diesem Abschnitt eine spezialisierte Methode für die Feststellung der harmonischen Stabilität vorgestellt. Das Ziel des sogenannten impedanzbasierten Kriteriums ist es, eine simple Berechnungsmethode zu definieren, welche einen unbedeutenden Berechnungsaufwand und vor allem einen reduzierten Datenbedarf benötigt. Die Berechnung der Stabilität wird somit anhand der Impedanzen der Netzbetriebsmittel im Frequenzbereich mittels des Nyquist-Kriteriums (siehe Abschnitt 2.2.4) durchgeführt. Der große Vorteil dabei ist, dass komplexe Systeme und Betriebsmittel wie Netz und Konverter nur als Impedanzkurven oder -kurvenschar im Frequenzbereich bekannt sein müssen.

Da das Nyquist-Kriterium für lineare Systeme definiert ist, müssen für die Erzeugung dieser Impedanzkurven ähnliche Annahmen wie für die Eigenwertanalyse getroffen werden. Wie bereits in Gl. (3.37) für den netzseitigen Konverter gezeigt, können die Impedanz- oder Admittanzkurven anhand der linearen oder linearisierten Zustandsraumdarstellung in den Frequenzbereich überführt werden. Für nichtlineare Systeme wird dafür ein stationärer AP benötigt. Alle Berechnungen, welche anhand der linearisierten Darstellung durchgeführt werden, gelten nur in unmittelbarer Nähe dieses AP. In der Literatur existieren auch Abbildungen der Konverterimpedanzen durch vereinfachte Darstellungen der Regelungsschleifen, beispielsweise in [32, 74, 75]. Unter anderem werden die äußere Regelschleife und die Zwischenkreiskapazität und somit die dazugehörigen Dynamiken vernachlässigt. Auf der anderen Seite können Frequenzabhängigkeiten der Netzbetriebsmittel in der Netzimpedanz relativ simpel abgebildet werden. Dazu können die Modelle aus den Oberschwingungs- und Resonanzuntersuchungen der elektrischen Netze verwendet werden [76]. Weiterhin können die Impedanzen auch durch Messungen

gewonnen werden. Das impedanzbasierte Kriterium bietet somit eine praktische Alternative, welche auch lediglich auf Messungen basieren kann, zu den sonst analytischen Berechnungsmethoden an.

Das impedanzbasierte Kriterium wurde zunächst für die Auslegung der Konverterfilter angewendet [77, 78]. Erst mit dem flächenübergreifenden Einsatz der VSC-Konverter in der Energieversorgung wurde dieser Ansatz für die Stabilitätsberechnung in der Literatur wieder aufgegriffen [79]. Für das Verständnis des Stabilitätskriteriums wird ein einfaches Ersatzschaltbild aus der Abb. 4.7 eingeführt. Dabei wird das gesamte Elektroenergiesystem in zwei Bestandteile aufgebrochen. Auf der einen Seite wird ein Konverter, in diesem Fall als eine Stromquelle, abgebildet. Auf der anderen Seite wird das restliche Netz als Spannungsquelle mit Innenimpedanz dargestellt. Die Konverteradmittanz und die Netzimpedanz sind beide komplexe und frequenzabhängige Größen, welche durch Übertragungsfunktionen nachgebildet werden. In diesem vereinfachten Ersatzschaltbild kann die Abhängigkeit der elektrischen Größen am PoC von den Impedanzen ausgedrückt werden. Diese Umformung wird durchgeführt, um eine typische geschlossene Regelschleife (siehe Abb. 2.7) nachzuahmen, welche mit Hilfe des Nyquist-Kriteriums auf Stabilität geprüft werden kann. In der Abb. 4.7 rechts ist die Umformung für die Netzspannung \underline{U}_g in einem Blockschaltbild dargestellt. Daran ist zu erkennen, dass an dieser Stelle eine Schleife mit einer negativen Rückführung für die Netzspannung entsteht. Die Rückführung setzt sich aus der Verbindung der Netzimpedanz und der Konverteradmittanz zusammen. Das System mit dieser geschlossenen Regelschleife kann mit Hilfe des Nyquist-Kriteriums auf Stabilität untersucht werden. Da für die Definition der Stabilität mit Hilfe vom allgemeinen Nyquist-Kriterium auch die Lage der Pole der offenen Kette bekannt sein muss und da in einigen Fällen nur die Impedanzkurven bekannt sind, müssen weitere Annahmen für das System festgelegt werden. Für die Anwendung des vereinfachten Nyquist-Kriteriums, müssen alle Pole der offenen Kette, welche sich aus der Summe der Pole der einzelnen Kettenelemente zusammensetzen, einen negativen Realteil besitzen. Für die Rückkopp-

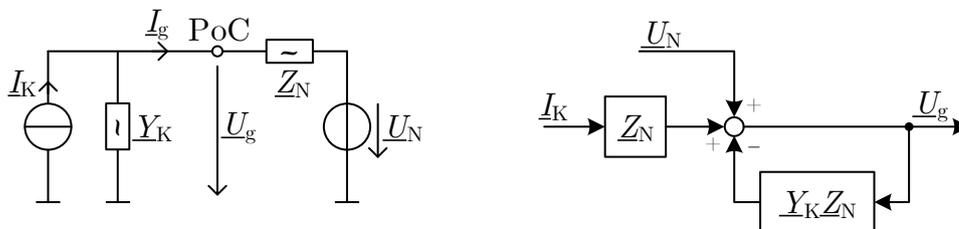


Abb. 4.7.: Vereinfachtes Ersatzschaltbild eines Konverters am Netz und Blockschaltbild zur Verdeutlichung der entstehenden Regelschleife

lungsschleife aus Abb. 4.7 bedeutet das, dass der Konverter, betrieben an einem idealen Netz, und das Netz ohne den Konverter stabil sein müssen. Diese Annahmen sind für die Berechnung der harmonischen Stabilität erfüllbar, da ohne diese Voraussetzungen die Parametrisierung des Netzes bzw. des Konverters zunächst in Frage gestellt werden muss. Somit muss für die Stabilitätsberechnung die Umschlingung des kritischen Punktes $(-1 + j0)$ im Nyquist-Diagramm überprüft werden, denn für einen stabilen Betrieb darf der kritische Punkt nicht umschlungen werden. An dieser Stelle können auch die Grenzen der Stabilität mit Hilfe der Amplituden- und Phasenreserve bewertet werden.

Das hier vorgestellte impedanzbasierte Kriterium wird knotenscharf an einem PoC eines Konverters berechnet. Dabei wird die Stabilität eines Konverters im Netz untersucht. Mit einem steigendem Anteil der Konverter in elektrischen Netzen wird ein globales und knotenübergreifendes Kriterium benötigt. Solche Ansätze sind bereits in der Literatur, beispielsweise in [80–82] zu finden. Auf diese wird hier nicht weiter eingegangen. Diese stellen jedoch eine wichtige Fragestellung für die Behandlung der harmonischen Stabilität aus Sicht der elektrischen Energieversorgung dar.

Im Folgenden wird das impedanzbasierte Kriterium an dem Einkonverterproblem an-

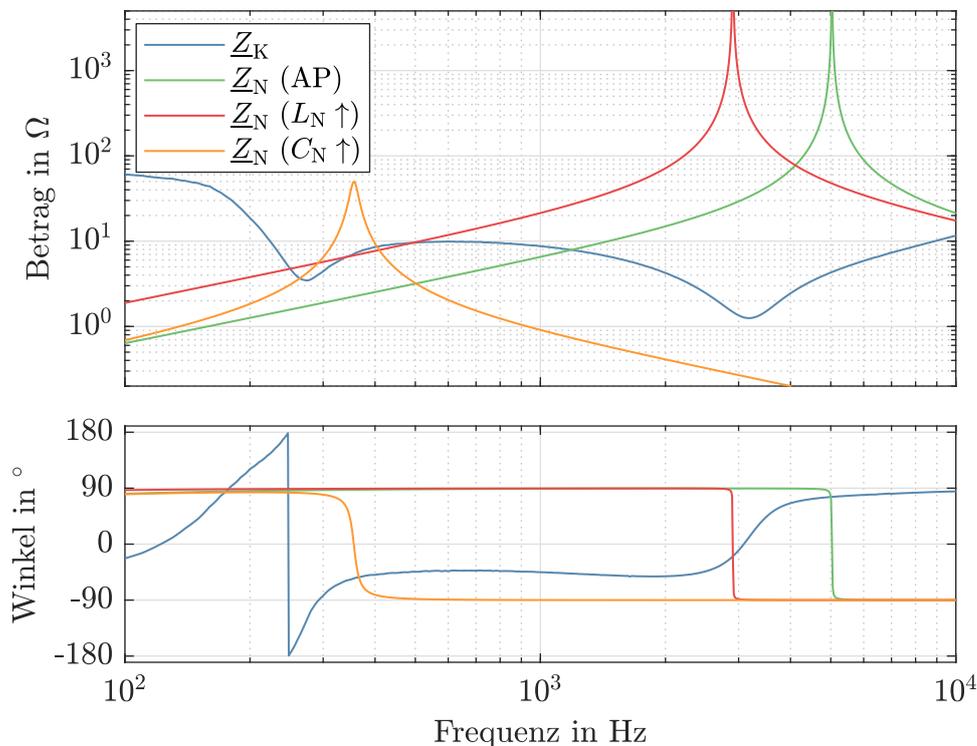


Abb. 4.8.: Bode-Diagramm der Impedanz des Konverters und des Netzes für verschiedene Netzparameter

gewandt. Die Berechnung der Stabilität erfolgt in diesem Beispiel nur anhand der Impedanzen des Mitsystems. Die Impedanzen des Konverters \underline{Z}_K und des Netzes \underline{Z}_N sind in Abb. 4.8 in einem Bode-Diagramm dargestellt. Die Darstellung der Admittanz des Konverters als Impedanz ist bewusst gewählt worden, um die Schnittpunkte mit der Impedanzkurve des Netzes zu verdeutlichen. Aus den Kurven ist zunächst erkennbar, dass beide Änderungen der Netzparameter zur Verschiebung der Netzresonanz führen. Bei der Erhöhung der Netzinduktivität verschiebt sich die Resonanzfrequenz von 5 kHz nach 3 kHz und bleibt weit außerhalb des aktiven Bereichs des Konverters. In dem aktiven Bereich erkennt man jedoch eine Erhöhung des Betrages der Netzimpedanz, so dass diese die Konverterimpedanz kreuzt. Bei der Erhöhung der Netzkapazität führt die Verschiebung der Resonanzfrequenz des Netzes auch zu Kreuzungen der Impedanzbeträge in dem selben Frequenzbereich. Die Bewertung der Stabilität ist in dieser Bode-Darstellung nicht ganz eindeutig. Dafür wird der Frequenzgang im Nyquist-Diagramm für die offene Kette

$$\underline{F}_o(j\omega) = \underline{Y}_K \underline{Z}_N = \frac{\underline{Z}_N}{\underline{Z}_K} \quad (4.3)$$

in Abb. 4.9 dargestellt. Zur Übersichtlichkeit werden die Frequenzgänge im Nyquist-Diagramm hier und im folgenden Verlauf der Arbeit nur für $0 < \omega < +\infty$ abgebildet. Hier kann die Bedingung für die Stabilität nach dem vereinfachten Nyquist-Kriterium geprüft werden. Man erkennt, dass in der Ausgangssituation der kritische Punkt nicht umschlungen wird. Bei beiden Fällen der Parametererhöhung verändert sich das Diagramm so, dass

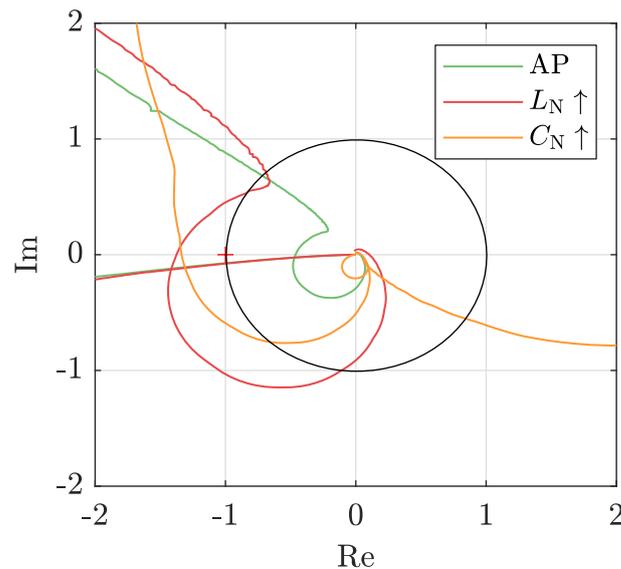


Abb. 4.9.: Nyquist-Diagramm der offenen Regelschleife im Einkonverterproblem

mindestens eine Umschlingung entsteht. Somit kann das System für beide Fälle als instabil bewertet werden. In dem Bode-Diagramm der Impedanzen ist diese Umschlingung nur bei Betrachtung der Beträge und Phasen gleichzeitig erkennbar. Vereinfacht kann angenommen werden, dass das System instabil ist, wenn der Betrag der Netzimpedanz oberhalb des Betrags der Konverterimpedanz bei einer Winkeldifferenz von 180° liegt. Da die Netzimpedanz in den meisten Fällen passiv ist, sollte bei dem Bode-Diagramm besonders der aktive Bereich des Konverters überprüft werden.

4.4. Vergleich

In diesem Abschnitt werden die drei vorgestellten Berechnungsmethoden mit Blick auf ihre theoretische und praktische Anwendbarkeit für die Analyse der harmonischen Stabilität miteinander verglichen. Die Methoden werden bewertet und dem praxisorientierten Einsatzzweck zugeordnet.

Zunächst werden die Ergebnisse der beispielhaften Rechnung im Einkonverterproblem miteinander verglichen. Alle drei Methoden haben die selbe Aussage zur Stabilität in der Ausgangssituation und nach den Änderungen der Netzparameter festgestellt. Um die Unterschiede der Methoden nochmal herauszuarbeiten, werden als Nächstes die Grenzen der Stabilität in dem Einkonverterproblem berechnet. Dafür werden die Netzinduktivität und die Netzkapazität kontinuierlich gesteigert bis das System instabil wird. Diese Methode lässt sich bei den linearisierten Methoden leichter einsetzen, denn dabei ändert sich lediglich die Beschreibung der Netzparameter. Die Stabilität lässt sich unmittelbar berechnen. Bei den Zeitbereichssimulationen müssen, vor allem an der Grenze der Stabilität, wo die Zeitkonstanten des instabilen Verhaltens sehr hoch sind, längere Simulationen durchgeführt werden. In Tab. 4.1 sind die Ergebnisse für die drei Berechnungsmethoden dargestellt. Als Richtwert für die exakte Lösung werden die Zeitbereichssimulationen mit dem Schaltmodell verwendet. Wie es zu erkennen ist, weichen die Ergebnisse für die Grenze der Stabilität mit dem AVM relativ geringfügig ab. Diese sind vor allem auf die Dynamik der PWM zurückzuführen. Etwas weiter weg liegen die Grenzen der Stabilität, welche mit der Eigenwertanalyse berechnet worden sind. Besonders auffällig ist auch, dass diese Grenzen hinter dem Richtwert liegen. Somit könnte anhand der Ergebnisse einer Eigenwertanalyse eine fälschliche Abschätzung zur harmonischen Stabilität erfolgen. Diese Abweichungen können durch die Linearisierung in einem AP, welcher sich weit entfernt von der Grenze der Stabilität befindet, entstehen. Im Schnitt sind die höchsten Abweichungen von dem Richtwert bei dem impedanzbasierten Kriterium zu erkennen.

Tab. 4.1.: Grenzen der Stabilität für verschieden Berechnungsmethoden bei Erhöhung der Netzparameter

	$L_N \uparrow$		$C_N \uparrow$	
Zeitbereichssimulation mit Schaltmodell	2,780 mH	0,00 %	178,0 μ F	0,00 %
Zeitbereichssimulation mit AVM	2,690 mH	-3,24 %	177,0 μ F	-0,56 %
Eigenwertanalyse	2,931 mH	+5,43 %	196,1 μ F	+10,17 %
impedanzbasiertes Kriterium	2,181 mH	-21,55 %	162,5 μ F	-8,71 %

Es ist auch zu erkennen, dass die Werte der Netzinduktivität und der Netzkapazität geringer als beim Richtwert sind. Somit kann diese Abweichung auch als eine geeignete Reserve eingeordnet werden. In dieser geringen Stichprobe lässt sich die Erwartung, dass mit steigendem Grad der Vereinfachungen auch die Grenze der Stabilität weiter von dem realen Wert bzw. Richtwert entfernt, bestätigen.

Tab. 4.2 ist für den Vergleich und die Bewertung der Berechnungsmethoden in einzelne Kategorien unterteilt.

Zunächst werden Kriterien der Stabilitätsberechnung, deren Aufgabe es ist, die Stabilität des Systems festzustellen, bewertet. Darunter fallen die Eindeutigkeit und die Präzision der Stabilitätsaussage. Die Zeitbereichssimulation als Stabilitätsberechnung ist zwar präzise, da sie auch das nichtlineare Verhalten von Konvertern und weiteren Netzkomponenten abbilden kann, sie kann aber nicht eindeutig auf die harmonische Instabilität oder andere Vorgänge des Gesamtsystems, wie typische Oberschwingungen [68], hinweisen. Dem entgegen stehen die linearen Berechnungsmethoden, bei denen zwar das Ergebnis eine eindeutige Aussage zur Stabilität liefert, aber diese auf Vereinfachungen bzw. Linearisierungen im Arbeitspunkt zurückgreifen. Wie beispielsweise in dem Einkonverterproblem gezeigt, können Zustände bereits als instabil gewertet werden, wenn diese noch stabil sind.

Für die praktische Anwendung im Netzbetrieb ist eine Angabe einer Stabilitätsreserve oft von Vorteil. Dabei ist besonders das impedanzbasierte Kriterium mit der Amplituden- und Phasenreserve ein hilfreiches Werkzeug. Die Eigenwertanalyse gibt zwar keine fest definierten Reserven der Stabilität an, es können jedoch solche von der Analyse abgeleitet werden. Dafür können beispielsweise der Abstand der Eigenwerte von der Imaginärachse

Tab. 4.2.: Vergleich der Berechnungsmethoden von harmonischer Stabilität in verschiedenen Kategorien

	Zeitbereichssimulation	Eigenwertanalyse	impedanzbasiertes Kriterium
Eindeutigkeit der Stabilitätsaussage	○	+	+
Präzision der Stabilitätsaussage	+	○	○
Aussage zur Stabilitätsreserve	–	○	+
Vertiefte Analyse	○	+	–
Rechenzeit	–	○	+
Anwendbarkeit der Black-Box-Modelle	+	–	+
Skalierbarkeit des Modells	–	○	+

oder der minimale Dämpfungsgrad eingesetzt werden. Die Zeitbereichssimulation bietet keine praktischen Möglichkeiten für eine Aussage zur Reserve an.

Unter einer vertieften Analyse in Tab. 4.2 kann eine Untersuchung der Ursachen der Instabilität und die Identifikation von möglichen stabilisierenden Maßnahmen verstanden werden. Dabei hat die Eigenwertanalyse mit den Partizipationsfaktoren und auch die nachgelagerte Sensitivitätsanalyse einen großen Vorteil. Die Zeitbereichssimulationen können zum Teil auch verwendet werden, um das Verhalten zu analysieren und Lösungen zu finden. Dafür muss jedoch der Einblick in die Zeitverläufe der internen Regelung geschaffen werden. Dieses ist beispielsweise mit Black-Box-Modellen nicht möglich. Durch die Vereinfachung der Elemente zu Impedanzen kann keine weitere Analyse mit dem impedanzbasierten Ansatz in der Form der Impedanzen durchgeführt werden. Wenn diese Impedanzen jedoch analytisch als Übertragungsfunktion und abhängig von den einzelnen Parametern aufgestellt werden, kann dabei auch eine tiefgreifendere Analyse durchgeführt werden.

Für die praktische Anwendung ist auch die Rechenzeit der Berechnung wichtig. Das impedanzbasierte Kriterium hat in dieser Kategorie den größten Vorteil, da dabei der Konverter und auch das Netz zur frequenzabhängigen Impedanzen vereinfacht und an-

schließlich analysiert werden müssen. Die Eigenwertberechnung ist zwar nicht viel komplexer aber bedarf einer höheren Rechenzeit, wenn durch die Änderung von Parametern im System eine erneute Linearisierung benötigt wird. Den Nachteil in dieser Kategorie haben die Zeitbereichssimulationen, deren Rechenzeit zwar stark von der Dauer und Komplexität der Simulation abhängt, aber eindeutig über den linearen Berechnungsmethoden liegt.

Eine der primären praktischen Herausforderungen bei der Behandlung der harmonischen Stabilität ist die Kenntnis über die Regelung und Parameter der Konverter und Netze. Diese Daten stehen den Netzbetreibern und Herstellern nicht im vollen Umfang zur Verfügung und sind oft ein Teil des intellektuellen Eigentums des Herstellers. Somit ist die Nutzung von Black-Box-Modellen, also verschlüsselten Modellen, von hoher praktischer Bedeutung. Deren Verwendung ist bei der Eigenwertanalyse nicht möglich, weil dafür die Kenntnis über die genauen Abhängigkeiten der Zustandsgrößen, vor allem der inneren Regelung, zueinander wichtig sind. Bei dem impedanzbasierten Kriterium wird diese Kenntnis umgangen, denn die Impedanz kann wie eine Information behandelt werden, die gleichermaßen aus einem Black-Box-Modell gewonnen werden könnte. Die Zeitbereichssimulationen lassen den Einsatz von Black-Box-Modellen vollumfänglich zu.

Zuletzt wird die Skalierbarkeit des Modells bewertet. Die Skalierung des Netzes bzw. des Gesamtsystems wirkt sich nur gering auf die Berechnung der harmonischen Stabilität mit dem impedanzbasierten Kriterium aus. Für die Eigenwertanalyse ist das Aufstellen des Modells und die Berechnung der Einflussfaktoren mit einem vergrößerten System komplexer, aber weiterhin einsetzbar. Die Skalierung ist ein großer Nachteil bei den Zeitbereichssimulationen. Das liegt insbesondere an der Rechenzeit für die Lösung, welche mit dem Gesamtsystem skaliert.

Der Vergleich der Methoden miteinander zeigt, dass die Berechnungsmethoden nicht im Wettbewerb zueinander stehen. Stattdessen ergänzen sie sich wirksam gegenseitig. Daraus lassen sich die praktischen Einsatzzwecke der Berechnungsmethoden definieren.

Die Zeitbereichssimulationen gelten als vollständig und präzise. Diese sind jedoch rechenintensiv und haben nur wenige Möglichkeiten die instabilen Fälle zu analysieren. Die Simulationen eignen sich aus diesen Gründen für die Validierung von bereits auf harmonische Stabilität bewerteten Netzkonstellationen und -arbeitspunkten. Auch für die Validierung von vereinfachten Modellen können die Simulationen eingesetzt werden. Vor allem die Möglichkeit die Black-Box-Modelle einzusetzen, gibt den Zeitbereichssimulationen den Vorteil die Stabilitätsuntersuchung mit realistischen Modellen der Konverter durchzuführen. Die Zeitbereichssimulationen sind daher besonders in den späteren Pha-

sen der Konverterentwicklung und im Betrieb am elektrischen Netz einzusetzen. Für den Fall, dass sich die Hersteller der Konverter und die Netzbetreiber in geeigneter Form austauschen, können beide Parteien die Simulationen für die Stabilitätsberechnung einsetzen.

Der größte Vorteil der Eigenwertanalyse ist die Entkopplung der instabilen bzw. kritischen Dynamiken durch modale Transformation und Analyse dieser im Gesamtsystem. Dafür wird jedoch die Kenntnis über die innere Regelung und die Parameter benötigt. Somit eignet sich die Eigenwertanalyse in der Entwicklung der Konverter und -regelungen und bei Arbeitspunkten, welche sich in Betrieb als kritisch bzw. instabil erwiesen haben. Sie kann besonders hilfreich für die Entwicklung und Überprüfung von stabilisierenden Maßnahmen eingesetzt werden. Die Analyse kann lediglich von den Herstellern der Konverter durchgeführt werden, ohne dabei die inneren Regelungskonzepte preiszugeben.

Das impedanzbasierte Kriterium ist ein auf die harmonische Stabilität zugeschnittenes Bewertungswerkzeug. Das relativ simple Berechnungsverfahren und die Möglichkeit des Einsatzes von Impedanzkurven bzw. Black-Box-Modellen sind die wichtigsten Vorteile dieser Methode. Als Nachteil kann die durch die Linearisierung eingeschränkte Präzision genannt werden. Das Kriterium kann als Schnittstelle zwischen den Herstellern und den Netzbetreibern eingesetzt werden, denn der Informationsaustausch in Form von Impedanzkurven ist relativ gering. Der Hersteller kann es für den Entwurf der Konverter und -regelungen einsetzen. Für den Netzbetreiber bietet das Kriterium eine Vorauswahl der Netzbetriebsfälle, welche mit weiteren Analysen, wie Zeitbereichssimulationen, untersucht werden.

5. Wesen der harmonischen Stabilität

Für das Verständnis der harmonischen Stabilität und ihrer Abgrenzung von anderen Verhaltensweisen bzw. Stabilitätsarten der Elektroenergiesysteme wird die Kenntnis ihrer physikalischen Charakteristik benötigt. Dazu zählen unter anderem die systemtheoretische Beschreibung und Analyse des Vorganges, die Ausprägung im Betrieb, daran beteiligte Systemkomponenten, Zeit- bzw. Frequenzbereiche und eine abgrenzende Definition. Zur Zeit der Ausarbeitung dieser Arbeit ist keine eindeutige Definition der harmonischen Stabilität in der elektrischen Energieversorgung von Seiten der großen Verbände, Normungsgremien oder Ähnlichen veröffentlicht worden. Wie in Abschnitt 2.3 beschrieben, wurde in [37] die klassische Klassifizierung der Stabilitätsarten nach [38] in Hinblick auf den erhöhten Einsatz der Konverter in Elektroenergiesystemen überarbeitet und ergänzt. Die harmonische Stabilität wurde dabei mit vielen weiteren vergleichbaren Verhaltensweisen des Elektroenergiesystems in die neue Kategorie der konvertergetriebenen Stabilität eingeordnet. Der Bericht gibt eine relativ kurze Beschreibung dieser Stabilitätsart. Zusammengefasst wird von verschiedenen Vorgängen gesprochen, bei welchen die Konverter und vor allem deren Regelung mit Energiespeichern des Elektroenergiesystems in Form von Oszillationen interagieren. Somit ist es das Ziel dieses Kapitels das Wesen der harmonischen Stabilität näher zu untersuchen und eine Definition dieser zu schaffen.

Um das Wesen der harmonischen Stabilität zu beschreiben, wird zunächst anhand des in Kapitel 4 eingeführten Einkonverterproblems der Vorgang eines instabilen Falles beschrieben und untersucht. Mit dem Verständnis und der systemtheoretischen Analyse des physikalischen Vorgangs lässt sich eine Definition der harmonischen Stabilität ableiten und in die Übersicht der Stabilitätsarten integrieren.

5.1. Analyse der physikalischen Vorgänge

In der Literatur finden sich wenige ausführliche Erläuterungen der physikalischen Vorgänge im Falle einer harmonischen Instabilität. Als Erläuterung der Vorgänge wird oft, wie beispielsweise in [34, 83], von Interaktionen der Konverterregelung mit weiteren Sys-

temkomponenten gesprochen. Diese finden zwischen den Energiespeichern des Netzes und den verschiedenen Komponenten der Regelung der beteiligten Konverter statt. Die Kombination aus den aktiven Frequenzbereichen der Konverter mit dem Netzverhalten und seinen Netzresonanzstellen in demselben Frequenzbereich kann bis zu exponentiell verstärkten Resonanzerscheinungen führen. Dieser Erklärungsansatz wird in [23] mit Ungleichheit der Leistung im System erweitert. Demnach regelt eine oder es regeln mehrere Systemkomponenten die Leistung für bestimmte Frequenzbereiche entgegenwirkend. Dabei entstehende Energieüberschüsse im System werden in Form von Oszillationen zwischen den elektrischen und magnetischen Feldern sichtbar. Die Energie wird über die Netzkomponenten übertragen und in den Systemvariablen wie Leiterströmen und Strangspannungen sichtbar. Diese Aussagen werden im Weiteren anhand des Einkonverterproblems überprüft und die Erläuterungen werden mit systemtheoretischen Überlegungen erweitert.

Im ersten Schritt wird zusammengefasst, wie der Übergang von einem stabilen AP zum instabilen Vorgang am Beispiel des Einkonverterproblems bei der Erhöhung der Netzinduktivität (Szenario $L_N \uparrow$) erfolgt. Die Ergebnisse der Zeitbereichssimulation sind in Abb. 4.2 dargestellt. In dem AP vor der Änderung liegt ein stabiles System vor, bei dem ein positiver Wirkleistungsfluss von dem Konverter in die Netzersatzschaltung geschieht. In Leiterströmen und Strangspannungen sind außerhalb der Grundfrequenz keine weiteren bedeutenden Frequenzanteile vorhanden. Zum Zeitpunkt $t = 0$ ms wird die Netzinduktivität von 1 mH auf 3 mH erhöht. Wie es in Abb. 4.4 zu sehen ist, verschieben sich dabei die Eigenwerte des Gesamtsystems. Ein konjugiert komplexes Eigenwertpaar überquert dabei die Imaginärachse und erhält einen positiven Realteil. Somit ist zu erwarten, dass das Verhalten des Gesamtsystems nach der Erhöhung der Netzinduktivität instabil wird. In dem zugehörigen Ausgleichsvorgang mit einer Dauer von ca. drei Perioden der Grundfrequenz (60 ms) kommt es zum Aufschwingen von einigen Zustandsgrößen. Der Aufschwingvorgang ist vor allem in dem Ausgangssignal des Strombegrenzers in Abb. 4.2 zu erkennen. Dieses Aufschwingen wird durch den nichtlinearen Strombegrenzer, eine Komponente der Konverterregelung, begrenzt und es stellt sich ein periodisches Verhalten der Zustandsgrößen ein. Angenommen das System würde diese und, falls vorhanden, weitere sättigende nichtlineare Komponenten nicht besitzen, würden die Zustandsgrößen des Systems weiter aufschwingen. Das würde in einem realistischen Fall zur Auslösung von Schutzmechanismen, wie Überspannungsschutzeinrichtungen, oder im Fall einer Simulation zum Aufschwingen der Zustandsgrößen bis zum Unendlichen bzw. bis zu den Simulationsgrenzen führen.

Mit dem Begrenzer stellt sich bei dem Vorgang des instabilen Falles ein periodischer Verlauf ein, welcher mit einer Fourier-Zerlegung analysiert werden kann. Dabei kann eine Überlagerung nicht-grundfrequenter Oszillationen in den Strömen und Spannungen auf der Drehstromseite erkannt werden. Weiterhin sind Oszillationen auch in weiteren Zustandsgrößen, beispielsweise in der internen Regelung und den elektrischen Größen auf der Gleichstromseite, erkennbar. Währenddessen verändert die nichtlineare Komponente, hier der Strombegrenzer, immer wieder ihr Verhalten. Das Ausgangssignal des Strombegrenzers wird periodisch begrenzt und unbegrenzt weitergeführt. Durch die Fourieranalyse der elektrischen Größen und der Signale in der Konverterreglung lassen sich die Frequenzen der Oszillationen berechnen und analysieren. In den Leiterströmen und Strangspannungen am Anschlusspunkt sind neben der Grundschwingung zwei signifikan-

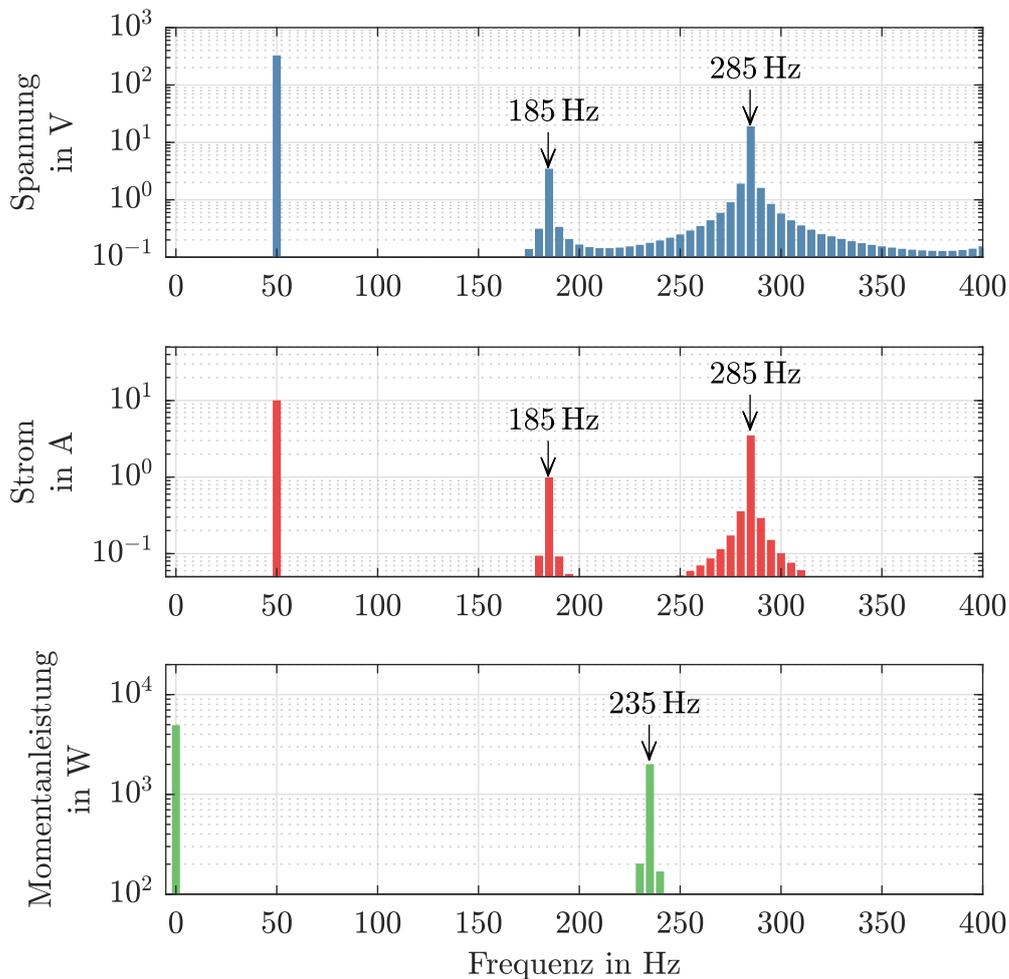


Abb. 5.1.: Spektren der diskreten Fourierzerlegung der Leitergrößen am Anschlusspunkt für das Beispiel

te Zwischenharmonische bei ca. 185 Hz und ca. 285 Hz zu erkennen (siehe Abb. 5.1). Diese liegen genau mit einem Abstand in Höhe der doppelten Grundfrequenz zueinander. In den Zustandsgrößen der Regelung und in den elektrischen Größen auf der Gleichstromseite sind die Oszillationen nur mit einer nicht-grundfrequenten Frequenz vertreten. Diese Frequenz lässt sich auch in dem Leistungsspektrum der Summe der Momentanleistungen der drei Stränge am Anschlusspunkt des Konverters (siehe Abb. 5.1 unten) erkennen. In diesem Fall liegt diese genau zwischen den beiden Anteilen der Stranggrößen bei ca. 235 Hz. Der Unterschied der verschiedenen Frequenzanteile lässt sich durch die Kopplung der Gleichstromseite mit der Drehstromseite mit Hilfe des Konverters und der Koordinatentransformation der Regelung erklären. Durch die Transformation wird die Oszillation auf der Gleichstromseite in der Frequenz verschoben und in zwei Frequenzkomponenten auf der Drehstromseite aufgeteilt. Diese sind in den Frequenzspektren der Leitergrößen, welche in der elektrischen Energieversorgung meistens überwacht werden, zu erkennen. Die tatsächliche Energieoszillation zwischen der DC-Seite des Konverters und der Energiespeicher des Netzes lässt sich durch eine nicht-grundfrequente Komponente beschreiben. Diese ist in dem Frequenzspektrum der Momentanleistung und auf der Gleichstromseite erkennbar. In diesem Fall schwingt die Energie zwischen dem Netz und dem Konverter, bzw. seinem Zwischenkreiskondensator, mit der Frequenz von ca. 235 Hz. Dabei begrenzen die nichtlinearen Komponenten die Amplitude dieser Oszillation (siehe Abb. 4.2). Somit muss in der Praxis ein Unterschied zwischen den gemessenen Frequenzanteilen der Leiterströme und Strangspannungen, welche messtechnisch überwacht werden, und der Frequenz, mit der der Energieaustausch erfolgt, gemacht werden.

Weiterhin lässt sich an diesem Beispiel auch der Zusammenhang zwischen der Netzresonanzfrequenz und der harmonischen Stabilität erkennen, welcher in der Literatur wiederholt hergestellt wird [23, 26, 34]. Durch die Erhöhung der Netzinduktivität wird das Frequenzverhalten der Netznachbildung geändert. Die Netzresonanz verschiebt sich in dem untersuchten Fall von ca. 5 kHz auf ca. 2,9 kHz (siehe Abb. 4.8). Diese Netzresonanz selbst hat in diesem Fall keinen Einfluss auf den beschriebenen Vorgang der Instabilität und die Frequenz der Oszillation. Die Netzresonanzen können jedoch mit der Erhöhung des Impedanzbetrages in einem kritischen Frequenzbereich, dem aktiven Bereich der Konverter, zur Auslösung des Verhaltens beitragen (vgl. das Szenario $C \uparrow$ in Abb. 4.8). Sie sind aber nicht die Ursache der Instabilität selbst.

Mit dieser Vorgangsbeschreibung können die Interpretationen der harmonischen Stabilität als Interaktion zwischen der Konverterregelung und dem Netz bestätigt werden. Es können auch die betroffenen Komponenten und Frequenzbereiche abgeleitet werden.

Im zweiten Schritt ist die Charakteristik und die Stabilität des Grenzyklus, also des periodischen Verhaltens, von Interesse. Eine Besonderheit von nichtlinearen Systemen, dies gilt auch für das Einkonverterproblem, gegenüber linearen Systemen ist, dass neben Fixpunkten auch Grenzyklen eine Gleichgewichtslösung darstellen können. Darunter kann eine Trajektorie der Zustandsgrößen verstanden werden, welche von dem System periodisch durchfahren wird. Die Grenzyklen, wie auch Fixpunkte, können dabei stabil oder instabil sein [44]. Um die Stabilität von Grenzyklen festzustellen, wurden mehrere Verfahren in Abschnitt 2.2 vorgestellt, welche im Folgenden diskutiert werden.

Zunächst wird die Theorie der Hopf-Bifurkation (siehe Abschnitt 2.2.5) herangezogen, um die Stabilität des Grenzyklus zu analysieren. Anhand des Beispiels des Einkonverterproblems kann der Verlauf aus systemtheoretischer Sicht wie folgt interpretiert werden. Vor der Erhöhung der Netzinduktivität, welche in diesem Fall den Bifurkationsparameter darstellt, haben alle Eigenwerte des gesamten Systems negative Realteile. Das System kann in dem stationären AP als stabil angenommen werden und es stellt sich ein Gleichgewichtszustand in einem Fixpunkt ein. Nach der Erhöhung des Bifurkationsparameters überquert ein konjugiert komplexes Eigenwertpaar die imaginäre Achse. In der Abb. 5.2 links ist die Verschiebung der ausgewählten Eigenwerte des linearisierten Systems mit der Steigerung der Netzinduktivität zu sehen. Mit weiterer Erhöhung der Netzinduktivität überquert auch ein zweites konjugiert komplexes Eigenwertpaar die imaginäre Achse in diesem beispielhaften System. Das soll an dieser Stelle keine weitere Rolle spielen, da die Überquerung eines Eigenwertpaares den Grenzyklus bereits hervorruft. Weiterhin sind

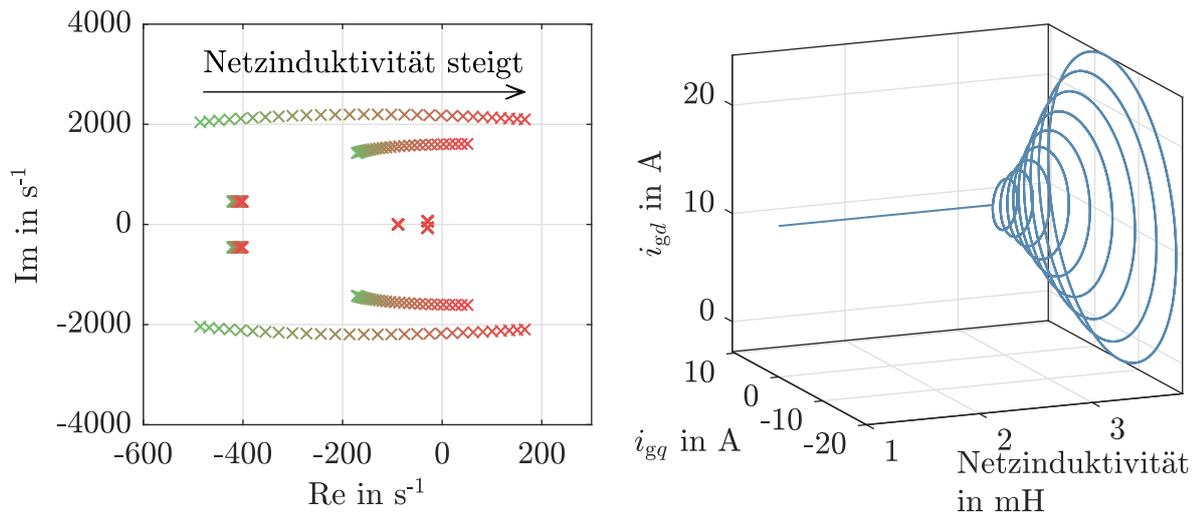


Abb. 5.2.: Verschiebung der Eigenwerte und Trajektorien von den Leiterströmen am PoC im rotierenden dq -Koordinatensystem für steigende Netzinduktivität

in Abb. 5.2 rechts die Trajektorien nach dem Einschwingvorgang von zwei ausgewählten Zustandsgrößen in Abhängigkeit von dem Bifurkationsparameter dargestellt. Diese Darstellung soll das Bifurkationsdiagramm für einzelne Werte der Netzinduktivität nachstellen. Als Zustandsgrößen wurden hier die Leiterströme am PoC in globalen rotierenden dq -Koordinaten i_{gd} und i_{gq} gewählt. Man erkennt, dass das System bis zu dem Bifurkationspunkt in einem stabilen Fixpunkt bleibt. Die Zustandsgrößen bleiben nach einem Einschwingvorgang konstant. Aus Gründen der Übersichtlichkeit wurden diese Punkte in der Abbildung durch eine Linie miteinander verbunden. Nach der Überschreitung des Bifurkationspunktes stellt sich ein periodisches Verhalten ein. In dem Fall wechselt das System aus einem Fixpunkt in einen Grenzzyklus über. Der Verlauf der Trajektorie des Grenzzyklus entfernt sich mit steigender Netzinduktivität von der ursprünglichen Gleichgewichtslösung. Weiterhin wird die Anziehungsregion des Grenzzyklus simulativ geprüft. Nach einer Störung bzw. Auslenkung der Zustandsgrößen des Systems in der Nähe des Grenzzyklus wird ein Ausgleichsvorgang ausgelöst. Danach kehrt das System auf die dargestellte Trajektorie zurück. Die Stabilität des Grenzzyklus ist damit jedoch nicht eindeutig definiert. Nach dem Theorem der Hopf-Bifurkation sind in dem Beispiel bisher alle Voraussetzungen, bis auf die Letzte, also die asymptotische Stabilität des Systems im Übergangspunkt, erfüllt. Diese Voraussetzung stellt jedoch auch die größte praktische Herausforderung des Theorems dar. Um die asymptotische Stabilität des Systems im Bifurkationspunkt zu ermitteln, wobei das konjugiert komplexe Eigenwertpaar genau auf der imaginären Achse liegt, kann der Linearisierungssatz nicht herangezogen werden. Dieser kann ausschließlich für Systeme im hyperbolischen Fixpunkt verwendet werden, also bei Systemen, bei denen kein Eigenwert den Realteil von Null besitzt. In der Praxis wird die Hopf-Bifurkation oft nicht mathematisch bewiesen sondern phänomenologisch begründet [41]. Das heißt, dass die Stabilität des Grenzzyklus an seinen Eigenschaften und seinem Verhalten in der Umgebung der Trajektorie festgelegt wird. In diesem Fall würde es heißen, dass der Grenzzyklus als stabil angenommen werden kann, da die Zustandsgrößen im eingeschwungenen Zustand periodische Oszillationen aufweisen. Diese periodische Oszillationen werden auch bei Störung des Systems bzw. Auslenkung der Zustandsgrößen in der Nähe des Grenzzyklus aufrechterhalten. Somit ist eine Anziehungsregion zu vermuten. Demnach kann eine Hopf-Bifurkation in diesem Fall angenommen werden.

In der Theorie existieren auch weitere Methoden, um die Stabilität von Grenzzyklen in nichtlinearen Systemen zu untersuchen. Zum einen kann die direkte Methode von Ljapunov angewendet werden (siehe Abschnitt 2.2.1). Dabei muss eine Ljapunov-Funktion

gefunden werden, welche den untersuchten Grenzyklus überprüfen kann. Die Aufstellung der Funktion selbst kann allerdings bereits für Systeme niedriger Ordnung komplex werden und es existiert dazu kein systematisches Verfahren, welches angewendet werden könnte. Zum anderen kann auch die Methode der harmonischen Balance in Verbindung mit den Beschreibungsfunktionen für die Feststellung der Stabilität des Grenzyklus angewendet werden. Für ein System mit vielen nichtlinearen Elementen wird die Anwendung dieser Methode sehr komplex. Das ist auch im Einkonverterproblem der Fall, da der Konverter neben den Sättigungen des Strombegrenzers auch die trigonometrischen Funktionen für die Koordinatentransformation in der Regelung benutzt. Aus diesem Grund wird auch der Ansatz der harmonischen Balance für die Stabilitätsuntersuchung in dieser Arbeit verworfen.

An dieser Stelle stellt sich die Frage, ob die Feststellung der Stabilität des Grenzyklus aus Sicht der elektrischen Energieversorgung eine Relevanz darstellt. Es ist zwar wichtig zu verstehen, wie die Charakteristik der harmonischen Instabilität aussieht und wie die Systemtheorie den gestörten Betrieb des Systems beschreibt, aber die Theorie und Praxis der elektrischen Energieversorgung befasst sich mit dem sicheren und stabilen Betrieb des Elektroenergiesystems. Somit kann das Verhalten im Grenzyklus als ein nicht üblicher und unerwünschter Zustand bewertet werden, welcher zu Fehlern, Abschaltungen, weiteren Formen von Instabilitäten und bis hin zur Zerstörung von Betriebsmitteln führen kann. Aus diesen Gründen wird die Feststellung der Stabilität des Grenzyklus nicht weiter untersucht und die Theorie der Hopf-Bifurkation wird als eine hinreichende Erklärung und Annahme getroffen. Der Eintritt in diesen Zustand bzw. dessen Vermeidung ist jedoch von größerem Interesse für die elektrische Energieversorgung und muss entsprechend definiert und behandelt werden.

5.2. Definition und Klassifizierung

5.2.1. Namensdiskussion

Vor der Definition der untersuchten Stabilitätsart ergibt es Sinn über die Benennung dieser zu diskutieren, denn auch in der aktuellen Literatur sind unterschiedliche Bezeichnungen üblich. Das Ziel für eine geeignete Benennung sollte eine Konformität mit den Bezeichnungen der weiteren Stabilitätsarten in der elektrischen Energieversorgung und eine eindeutige Beschreibung des Vorganges sein. Die ursprünglichen Benennungen der Stabilitätsarten in [38] sind stringent nach der Systemvariablen benannt, in welcher

die Instabilität beobachtet werden kann (z. B. wird bei Frequenzstabilität die Abweichung der Netzfrequenz untersucht). Die Ursache einer Instabilität fließt dabei nicht in die Bezeichnung mit ein. In dem in Abschnitt 5.1 beschriebenen Vorgang ist keine eindeutige Systemvariable zu definieren, da es im instabilen Fall nicht zu Abweichungen einer Systemvariable kommt. In diesem Fall sind es die nicht-grundfrequenten Schwingungen bzw. Oszillationen, welche in mehreren Systemvariablen, wie Leiterströmen und Strangspannungen, beobachtet werden können. Dieser Unterschied zu den klassischen Stabilitätsarten hat dazu geführt, dass die Benennungen in der Literatur in einem breiten Spektrum liegen. Im Weiteren werden diese kurz diskutiert, mit dem Ziel eine passende Benennung der untersuchten Stabilitätsart zu finden.

Die Benennung *konvertergetriebene Stabilität* (engl.: converter-driven stability) wurde zunächst in [37] eingeführt und bezieht sich dabei auf die Ursache bzw. die treibende Kraft bzw. die treibende Betriebsmittel, welche für die Untersuchung der Stabilitätsart eine wesentliche Bedeutung besitzen. Es ist wiederum nicht ausgeschlossen, dass weitere Stabilitätsarten in Verbindung mit Konvertern auftauchen können. Somit wäre eine neue Definition und Trennung dieser voneinander problematisch. In [23] wird der Begriff *elektromagnetische Stabilität* verwendet. Auch wenn es den physikalischen Bereich und den Zeitbereich korrekt definiert, ist diese Benennung sehr allgemeingültig und könnte mit weiteren elektromagnetischen Vorgängen vertauscht werden. Der Begriff *Reglerinteraktionen* (engl.: control interactions) [84] ist an mehreren Stellen uneindeutig und nicht zielführend. Er beschreibt nicht, wie bei weiteren Stabilitätsarten üblich, die Systemvariable sondern eher den Vorgang selbst. Die Regelung ist hierbei auch nicht näher verdeutlicht und kann mit typischen Regelungen, wie beispielsweise der von Synchronmaschinen, verwechselt werden. Der Begriff *Interaktionen* wird andererseits auch in [37] verwendet. Dieser kann jedoch auch gewünschte Interaktionen zwischen Netzkomponenten beschreiben und somit fehlt der Bezug zum Untersuchungsgebiet der Stabilität. Ähnliches gilt für die Bezeichnung *harmonische Interaktionen* [15]. Hier taucht der Begriff *Harmonische* auf, welcher auch Angriffsfläche bietet. Denn, wie bereits vorher gezeigt, können die Oszillationen auch Zwischenharmonische der Grundfrequenz sein. In der Literatur zur elektrischen Energieversorgung nimmt jedoch der Begriff *Harmonische*, welcher im eigentlichen Sinne die ganzzahligen Vielfachen der Grundfrequenz bezeichnet, oft die Bedeutung der Schwingungen im Frequenzbereich oberhalb der Grundfrequenz bis zu einer gewissen Maximalfrequenz ein (typischerweise bis zu der Grenze der definierten Maximalpegel von 2-2,5 kHz oder 9 kHz). Aus dieser Sicht kann dieser Begriff ein geeigneter Ersatz für die sonst namensgebenden Systemvariablen für die Stabilitäts-

art darstellen. Mit den Begriffen *harmonische Resonanz* [79] und *Resonanzinstabilität* [85] wird der Vorgang als eine Resonanz bezeichnet. Der Begriff *Resonanz* hat in der elektrischen Energieversorgung eine stärkere Verbindung zum Untersuchungsbereich der Spannungsqualität, welche die Eigenschaften der Schwingungen untersucht. Dabei wird unter Resonanz oft die Resonanzfrequenz verstanden, welche an den Netzknoten ange regt werden kann. Eine solche Resonanzfrequenz des Netzes kann die Ausprägung der Oszillationen in dem hier beschriebenen Vorgang begünstigen. Für die Ausprägung der Instabilität muss jedoch nicht unbedingt eine Resonanzfrequenz vorhanden sein, wie bereits gezeigt wurde. Der Begriff *Hochfrequenzstabilität* (engl.: high frequency stability) [86] bezeichnet die hohe Frequenz als die prägende Systemvariable. Zunächst ist dieser Begriff mit dem etablierten Begriff der Frequenzstabilität verwechselbar. Weiterhin ist die Höhe der Frequenz dabei nicht eindeutig definiert und kann ein breiten Spektrum von Vorgängen bis hin zu mehreren Hundert von kHz umfassen. In der aktuellen Li teratur weit verbreitete Begriffe sind *harmonische Stabilität* (engl.: harmonic stability) [34] und *Oberschwingungsstabilität* [87]. Diese verkörpern die bereits angesprochene Pro blematik zwischen Harmonischen und Zwischenharmonischen, aber beschreiben somit stellvertretend die Systemvariable der Instabilität wie die etablierten Stabilitätsbegriffe. Als Kompromiss könnte der Vorgang auch als zwischenharmonische Stabilität bezeichnet werden. Daneben existiert der ähnliche Begriff der *harmonische Instabilität* [68] bereits länger und beschreibt die Verstärkung der Oberschwingungen niedriger Ordnung von netzgeführten Konvertern. In [88] wird von dieser Bezeichnung für den untersuchten Vorgang mit der Begründung abgeraten, dass die selbstgeführten Konverter keine nie derfrequenten Oberschwingungen besitzen.

In dieser Arbeit wird der Begriff *harmonische Stabilität* für das beschriebene Verhalten verwendet. Neben den bereits beschriebenen Vorteilen ist dieser in der aktuellen Literatur bereits am weitesten etabliert. Bei einer fehlenden harmonischen Stabilität wird der Begriff *harmonischen Instabilität* in dieser Arbeit verwendet. Damit ist hier nicht der Effekt aus [68] gemeint.

5.2.2. Definition

Mit dem gewonnenen Wissen über das physikalische Verhalten des Vorgangs kann die Eigenschaft der harmonischen Stabilität analog zu den weiteren Stabilitätsarten definiert werden. Die harmonische Stabilität ist *die Fähigkeit eines Elektroenergiesystems der Ent stehung von harmonischen und zwischenharmonischen Oszillationen entgegenzuwirken.*

Es hängt mit der Fähigkeit des Systems zusammen, die aktiven Impedanzbereiche von Konvertern zu erdulden. Die Instabilität wird durch aufrechterhaltende Energieoszillation zwischen den Konvertern und weiteren Netzkomponenten sichtbar. Die Oszillationen können in elektrischen Systemvariablen, wie Ströme und Spannungen, als Harmonische und Zwischenharmonische beobachtet werden. Diese können eine oder mehrere Frequenzen, vorwiegend oberhalb der Grundfrequenz, besitzen. Es ist wichtig hervorzuheben, dass diese Stabilitätseigenschaft besonders der *Entstehung* von Oszillationen (durch Verlust der Stabilität) entgegenwirken muss und es sich nicht um eine Begrenzung von bereits vorhandenen Oberschwingungsquellen im Netz handelt.

Die Grenze der harmonischen Stabilität bzw. des stabilen Betriebs kann entweder ab der Entstehung der nicht-grundfrequenten Oszillationen, also dem Bifurkationspunkt (auch wenn das Verhalten als ein stabiler Grenzzyklus angenommen wird), oder ab dem Zustand, ab dem diese Schwingungen maximal erlaubte Pegel (beispielsweise nach IEC TR 61000-3-6 [70]) überschreiten, definiert werden. Es erscheint sinnvoller bereits das Verhalten des aus Sicht der Systemtheorie stabilen Grenzzyklus als einen instabilen Betrieb des Elektroenergiesystems zu definieren. Ein Grund dafür ist, dass da diese Oszillationen mit verschiedenen von der Grundfrequenz abweichenden Frequenzen aufkommen, bei welchen die maximal zulässigen Pegel im Regelfall sehr gering sind. Hinzu kommt, dass das Grenzzyklusverhalten stark von den Nichtlinearitäten des Systems abhängig ist und somit für seine Stabilitätsanalyse und Berechnung der Amplitude der Oszillationen eine unnötig komplexe Untersuchung und Modelltiefe benötigt wird.

Für die Klassifizierung nach [38] kann die harmonische Stabilität in die Kategorie der kleinen Störungen eingeordnet werden, da nicht die Größe der Anregung bzw. Störung die Instabilität hervorruft, sondern das System an sich instabil ist. Als Berechnungsmethoden stehen zum einen die zielgerichtete Berechnungen der Stabilität mit Hilfe von linearisierten Modellen im jeweiligen Arbeitspunkt und zum anderen Zeitbereichssimulationen, welche auch die Nichtlinearitäten der Betriebsmittel und der Regelung berücksichtigen können, zur Verfügung. Die Konverter und deren Regelung müssen bei den Stabilitätsuntersuchungen in ihrer Gesamtheit abgebildet oder in der Impedanznachbildung berücksichtigt werden. Da es auch zu Oszillationen im höheren Frequenzbereich (bis zu einigen kHz) kommt, müssen die Betriebsmittel des Netzes mit geeigneten frequenzabhängigen Modellen abgebildet werden.

5.2.3. Vorschlag zur Reklassifizierung

Mit der Einführung der beiden zusätzlichen Stabilitätsarten wurde in [37] die klassische Klassifizierung nach [38] überarbeitet und erweitert (siehe Abschnitt 2.3 und Abb. 2.12). Dabei wurde vor allem der steigende Anteil an Anschlussnehmern und der Einfluss der netzseitigen Konverter in Elektroenergiesystemen berücksichtigt. Der Hintergrund der ursprünglichen Klassifizierung ist es, die Untersuchungen der Stabilität von Elektroenergiesystemen in Stabilitätsarten voneinander zu trennen. Dabei wurden die ursprünglichen drei Arten nach einheitlichen Kriterien (siehe Abschnitt 2.3) unterschieden. Bei der neuen Einführung in [37] wurden diese Kriterien nicht streng beachtet. Die namensgebende Systemvariable, in welcher die Instabilität beobachtbar ist, wird bei der konvertergetriebenen Stabilität außer Acht gelassen. An deren Stelle werden die Betriebsmittel, welche zu den Ausprägungen von Instabilitäten beitragen, namensgebend. Das führt dazu, dass sich die Resonanzstabilität und die langsamen Interaktionen der konvertergetriebenen Stabilität im Netzbetrieb ähnlich ausprägen und es dafür auch ähnliche Berechnungsmethoden angewendet werden, diese aber in verschiedene Stabilitätsarten fallen. Auf die Größe der Störung und die Methoden zur Berechnung der neu eingeführten Stabilitätsarten wird in [37] nicht eingegangen. Allerdings wird dabei die Trennung anhand der betrachteten Betriebsmittel, Prozesse und Zeit- bzw. Frequenzbereiche vorgenommen. Diese Auftrennung in Frequenzbereiche erscheint für die Klassifizierung sinnvoll zu sein, da damit die Untersuchungen und deren Modellierung klar voneinander getrennt werden können. Zum Teil sind einzelne genannte Vorgänge in der Erweiterung aus [37] noch Teil der aktiven Forschung und somit noch nicht vollständig beschrieben. Aus diesen Gründen wird diese Erweiterung der Klassifizierung im Folgenden in Frage gestellt und es wird ein neuer Vorschlag für die Reklassifizierung mit der Berücksichtigung der harmonischen Stabilität unterbreitet.

In Abb. 5.3 ist die vorgeschlagene Reklassifizierung der Stabilitätsarten dargestellt. Die Erweiterung der Klassifizierung nach [38] soll keinen Anspruch auf Vollständigkeit der aktuellen Stabilitätsarten und -untersuchungen des Elektroenergiesystems haben, sondern lediglich die harmonische Stabilität in diese passend einordnen. In dem Vorschlag wird die harmonische Stabilität mit den subsynchronen Oszillationen übergeordnet zusammengefasst. Das ist an dieser Stelle sinnvoll, da sich die Methoden der Berechnung, sowie auch die Ausprägungen dieser Vorgänge in den Elektroenergiesystemen ähneln. Diese Vorgänge unterscheiden sich von den restlichen klassischen Stabilitätsarten, da in diesen Fällen keine Sollgrößen in dem System in einem definierten Bereich (beispielsweise

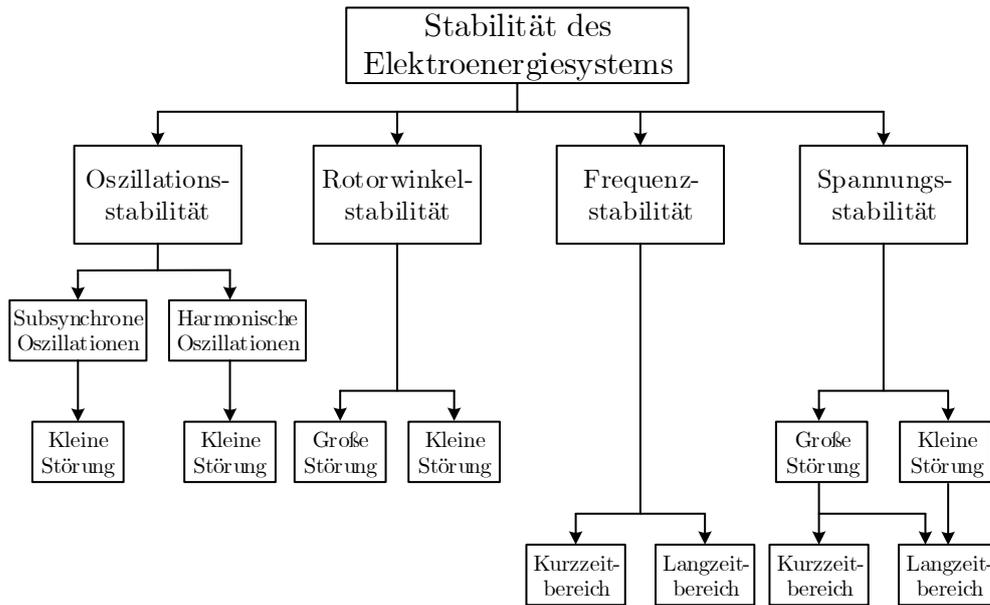


Abb. 5.3.: Vorschlag zur Reklassifizierung der Stabilitätsarten der Elektroenergiesysteme

Netzfrequenz bei der Frequenzstabilität) gehalten, sondern Vorgänge bzw. Interaktionen zwischen Betriebsmitteln vermieden werden müssen. Bei der Benennung ergibt es Sinn, die entstehenden Oszillation als Ersatz für die namensgebende Systemvariable anzusehen, in welcher die Stabilität beobachtet werden kann. Aus diesem Grund kann die neue Stabilitätsart als *Oszillationsstabilität* betitelt werden. Darunter kann die Fähigkeit eines Elektroenergiesystems verstanden werden, der Entstehung von nicht-grundfrequenten Oszillationen zwischen Betriebsmitteln im Netz entgegenzuwirken. Weiterhin wird die neu eingeführte Stabilitätsart nach dem Vorbild von [37] in zwei verschiedene Frequenzbereiche unterteilt. Die subsynchronen Oszillationen behandeln Vorgänge, welche typischerweise unterhalb von 10 Hz liegen. Diese sind beispielsweise in [85] definiert und in weitere drei Kategorien eingeteilt. Die subsynchronen Oszillationen sind subsynchrone Interaktionen zwischen

- einem Turbinengenerator und einer passiven Systemkomponente, wie einem Seriendensator,
- einem Turbinengenerator und einer aktiven Systemkomponente, wie einem Konverterregler oder einem klassischen Regler der Synchronmaschinen, oder
- einer aktiven Systemkomponente und entweder einer weiteren aktiven Systemkomponente, wie einem Konverterregler, oder einer passiven Systemkomponente, wie einem schwachen Netz.

Somit umfassen die subsynchronen Oszillationen beide Kategorien der Resonanzstabilität und die langsamen Interaktionen der konvertergetriebenen Stabilität aus [37]. Die harmonischen Oszillationen behandeln Vorgänge bzw. Interaktionen, welche oberhalb der Grundfrequenz bis zu mehreren kHz liegen. Dazu wird auch der Vorgang der harmonischen Stabilität eingeordnet. Durch diese Reklassifizierung werden die Vorgänge, welche ähnliche Ausprägungen in Elektroenergiesystemen haben, auf der Ebene der Stabilitätsarten zusammengefasst. Die Trennung der unterschiedlicher Vorgänge und Ursachen von den Instabilitäten werden zunächst anhand des Frequenzbereiches und später anhand der beteiligten Betriebsmittel bzw. Komponenten in weitere Ebenen unterteilt. Diese Unterteilung lässt auch Raum für weitere Vorgänge und Eigenschaften zu. Dazu können bisher zu untersuchende Phänomene, wie beispielsweise der Einfluss der virtuellen Trägheit auf die Stabilität [89], und auch bisher noch unbekannte Effekte im Elektroenergiesystem, welche nicht-grundfrequente Oszillationen als Ausprägung im Netzbetrieb haben, gehören.

6. Abhilfemaßnahmen

Um eine Verbesserung der harmonischen Stabilität in elektrischen Energieversorgungssystemen zu erreichen, werden in diesem Kapitel mehrere Abhilfemaßnahmen beschrieben. Die Abhilfemaßnahmen werden in dieser Arbeit in zwei Gruppen getrennt: die stabilisierenden und die präventiven Maßnahmen. Die stabilisierenden Maßnahmen können im Falle einer aufgetretenen oder berechneten harmonischen Instabilität zur Stabilisierung des Gesamtsystems angewendet werden. Damit es im Netzbetrieb nicht zum Verlust der harmonischen Stabilität kommt, werden präventiven Maßnahmen definiert. Vereinfacht gesagt, sollen die stabilisierenden Maßnahmen die Eigenwerte auf die linke Seite der Imaginärachse verschieben. Die präventiven Maßnahmen sind dafür da, dass die Eigenwerte sich gar nicht auf der rechten Seite der Imaginärachse befinden.

Zunächst wird auf die stabilisierenden Maßnahmen eingegangen. In dieser Arbeit selbst werden keine stabilisierenden Maßnahmen entworfen, sondern ein Überblick der aktuellen Literatur [23, 83, 90] vorgestellt. Dabei werden die stabilisierenden Maßnahmen auf deren Charakteristik, Wirkung und Einsatz im Einkonverterproblem erprobt und bewertet. Weiterhin wird eine Diskussion über mögliche präventive Maßnahmen, vor allem aus Sicht der Netzbetreiber, durchgeführt.

6.1. Stabilisierende Maßnahmen

Als stabilisierend können Maßnahmen verstanden werden, welche die vorgefundene oder eingetretene Instabilität wieder beseitigen. Diese können in dem Fall der harmonischen Stabilität in Elektroenergiesystemen entweder von den Herstellern bzw. Betreibern der netzseitigen Konverter oder auch von den Netzbetreibern eingesetzt werden. Um diese Maßnahmen zu beschreiben, wird das impedanzbasierte Kriterium zur Hilfe genommen. Wie bereits in Abschnitt 4.3 beschrieben, werden bei dem Kriterium die frequenzabhängige Netzimpedanz und die Impedanz des Konverters miteinander kombiniert. Der entstehende Frequenzgang wird daraufhin mit dem vereinfachten Nyquist-Kriterium auf die Stabilität überprüft. Die stabilisierenden Maßnahmen lassen sich in zwei Gruppen

einteilen, je nach dem, welche der beiden verwendeten Impedanzen angepasst wird.

Die Änderung der Netzimpedanz wird in die Gruppe der netzbezogenen Maßnahmen eingeteilt. Diese Anpassung kann auf verschiedene Weisen durchgeführt werden, denn zu der Netzimpedanz gehören neben den Übertragungselementen wie Leitungen und Transformatoren auch alle weiteren energieerzeugenden oder -verbrauchenden Anlagen. Da die harmonische Stabilität nur einen Teil des stabilen Betriebs des Elektroenergiesystems darstellt, erscheint es weniger geeignet eine stabilisierende Maßnahme zu definieren, welche den Betrieb stark beeinträchtigt. Somit ist es zielführender eine Anpassung der frequenzabhängigen Impedanz durch gezielt abgestimmte Filter durchzuführen.

Die Anpassung der Impedanz des Konverters kann in die Gruppe der konverterbezogenen Maßnahmen eingeteilt werden. Die frequenzabhängige Konverterimpedanz ist im unteren Frequenzbereich besonders durch die innere Regelung des Konverters dominiert. Im oberen Frequenzbereich dominiert der Einfluss des elektrischen Konverterfilters [67]. Somit können bei einer Anpassung der Konverterimpedanz entweder physikalische Elemente oder die Regelung, welche eine reine Änderung der Software voraussetzt, angepasst werden. Da diese beiden Elemente von dem Netzbetreiber nur durch die Netzanschlussregeln beeinflusst werden können, kann eine Anpassung der Impedanz bei Vorliegen einer harmonischen Instabilität nur von den Herstellern bzw. Betreibern des Konverters durchgeführt werden.

Im Folgenden werden stabilisierende Maßnahmen aus beiden Gruppen vorgestellt und anhand des Einkonverterproblems aus Kapitel 4 beispielhaft angewendet.

6.1.1. Passive Filter

Die passiven Filter sind Betriebsmittel, die in elektrischen Energieversorgungsnetzen eingesetzt werden, um die Verbreitung von ungewollten Oberschwingungen zu begrenzen. Wie am Namen zu erkennen ist, werden diese aus passiven Elementen (Induktivitäten, Kapazitäten und Widerständen) zusammengesetzt [71]. Bei der Anwendung der passiven Filter in elektrischen Netzen wird nicht die Erzeugung der Oberschwingungen eliminiert, sondern die Ausbreitung dieser in dem Netz verringert. Besonders kritisch sind Netzresonanzen, deren Eigenfrequenzen nahe der eingespeisten Oberschwingungsfrequenzen, beispielsweise der 5. und 7. Harmonischen, liegen [68]. In diesem Fall können passive Filter eingesetzt werden, um diese Netzresonanzen zu unkritischen Frequenzen zu verstimmen oder diese zu dämpfen. Weiterhin können die Filter eingesetzt werden um die erzeugte Oberschwingungen durch den Pfad einer geringen Impedanz bzw. Admittanz

herauszufiltern. Die Arten der passiven Filter unterscheiden sich nach ihrer Ordnung und ihrer Dämpfung. Die Ordnung korrespondiert dabei mit der Anzahl der unabhängigen Energiespeicher des Filters. Eine einfache Induktivität oder Kapazität wäre in diesem Fall ein passiver Filter erster Ordnung. Gedämpfte Filter beinhalten auch resistive Komponenten und haben verschiedene Vorteile gegenüber ungedämpften Filtern, wie z. B. einen geringen Impedanzbetrag im hohen Frequenzbereich [71].

Der Einsatz von passiven Filtern als stabilisierende Maßnahme der harmonischen Stabilität kann über die Änderung der Netzimpedanz im impedanzbasierten Kriterium erklärt werden. Das Ziel ist es, mit dem Filter die komplexe Netzimpedanz so zu verändern, dass der Frequenzgang im Nyquist-Diagramm den kritischen Punkt $(-1 + 0j)$ nicht mehr umschlingt. Dabei ist es vor allem wichtig, den Betrag der Netzimpedanz im aktiven Bereich des Konverters soweit zu senken, dass keine Kreuzungen der beiden Impedanzbeträge entstehen (siehe Abschnitt 4.3). Da die Konverterimpedanz, ihr aktiver Bereich und auch die Netzimpedanz stark von dem untersuchten Konverter bzw. dem untersuchten Netz abhängen, ist die Auslegung des Filters an die jeweiligen Gegebenheiten gebunden. Dazu gehören die Auswahl des Filtertyps, seiner Parameter und auch die Wahl des Standortes des Filters im Netz.

Die passiven Filter als stabilisierende Maßnahme sind eine der wenigen netzbezogenen Maßnahmen, welche alleine von dem Netzbetreiber durchgeführt werden können. Somit müssen die Hersteller bzw. Betreiber der Konverter nicht in den Prozess der Stabilisierung mit einbezogen werden. Nachteilig bei dem Einsatz der passiven Filter ist ein Wirk- und Blindleistungsbedarf für den Betrieb des Filters bei Netzfrequenz. Abhilfe dafür können passive Filter höherer Ordnung liefern. Durch die höhere Anzahl der Komponenten kann der Impedanzbetrag bei Grundfrequenz angehoben werden. Das führt zu geringeren Verlusten bei Netzfrequenz. Die passiven Filter müssen von dem Netzbetreiber beschafft und gewartet werden, was zu zusätzlichen Investitionen und Betriebskosten führt. Zudem können die Filter die Netzimpedanz an weiteren Orten im Netz soweit verändern, dass es zu anderen Herausforderungen des Betriebs kommt. Beispielsweise können höhere Oberschwingungspegel an anderen Netzknoten und eine stärkere Rückwirkung auf andere Netzanschlussnehmer entstehen.

Um einen passiven Filter für das Einkonverterproblem auszuwählen, wird das Bode-Diagramm aus Abb. 4.8 zur Hilfe genommen. Die Aufgabe ist es, den Betrag der Netztorimpedanz am PoC im Frequenzbereich zwischen ca. 250 Hz und ca. 330 Hz zu senken. Damit soll eine Kreuzung der Beträge der beiden Impedanzen im aktiven Bereich des Konverters und somit die harmonische Instabilität verhindert werden. Dafür wird der

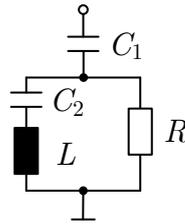


Abb. 6.1.: Schematischer Aufbau eines C-Typ-Filters

C-Typ-Filter ausgewählt, dessen Aufbau in der Abb. 6.1 zu sehen ist. Der C-Typ-Filter ist ein gedämpfter Filter dritter Ordnung. Sein größter Vorteil liegt in der reduzierten Verlustleistung bei Netzfrequenz gegenüber weiteren Filtertypen der zweiten und der dritten Ordnung. Das wird durch die Auslegung der Serienelemente C_2 und L auf Netzfrequenz erreicht [71].

Die Parametrisierung der Komponenten des Filters erfolgt nach [91]. Für das Einkonverterproblem wird die Blindleistung des C-Typ-Filters auf ca. 2 kvar festgelegt. Weiterhin wird C_2 so abgestimmt, dass die entscheidende Eigenfrequenz des Filters bei ca. 255 Hz liegt. Der Widerstand wird so ausgelegt, dass die Impedanzbeträge sich nicht kreuzen. Die Komponenten ergeben sich somit zu $C_1 = 40 \mu\text{F}$, $C_2 = 800 \mu\text{F}$, $L = 12,5 \text{ mH}$ und $R = 100 \Omega$. In der Abb. 6.2 oben links ist das Nyquist-Diagramm für das impedanzbasierte Kriterium des Einkonverterproblems mit dem C-Typ-Filter dargestellt. Dabei werden auch die instabilen Fälle mit der erhöhten Netzinduktivität und der Netzkapazität aus Kapitel 4 dargestellt. Wie es zu erkennen ist, wird bei allen drei Fällen der kritische Punkt von den Frequenzgängen nicht umschlungen und somit kann das System als stabil betrachtet werden. Die Ergebnisse können mit Zeitbereichssimulationen validiert werden (siehe Anhang A, Abb. A.1 und Abb. A.2).

Der Einsatz des passiven C-Typ-Filters im Einkonverterproblem hat zur Stabilisierung des Gesamtsystems geführt. Dafür wurde ein Filter mit einem relativ hohen Blindleistungsbedarf, welcher ca. 35 % der Bemessungsleistung des Konverters beträgt, gewählt. Damit wird beispielhaft auch der größte beschriebene Nachteil der passiven Filter als stabilisierende Maßnahme besonders hervorgehoben.

6.1.2. Parameteranpassung

In Abschnitt 6.1.1 wurde beschrieben, wie das System durch die Änderung der Netzimpedanz stabilisiert wird. In folgenden Abschnitten werden konverterbezogene Maßnahmen der Stabilisierung durch Änderung der Konverterimpedanz vorgestellt. Die grundlegen-

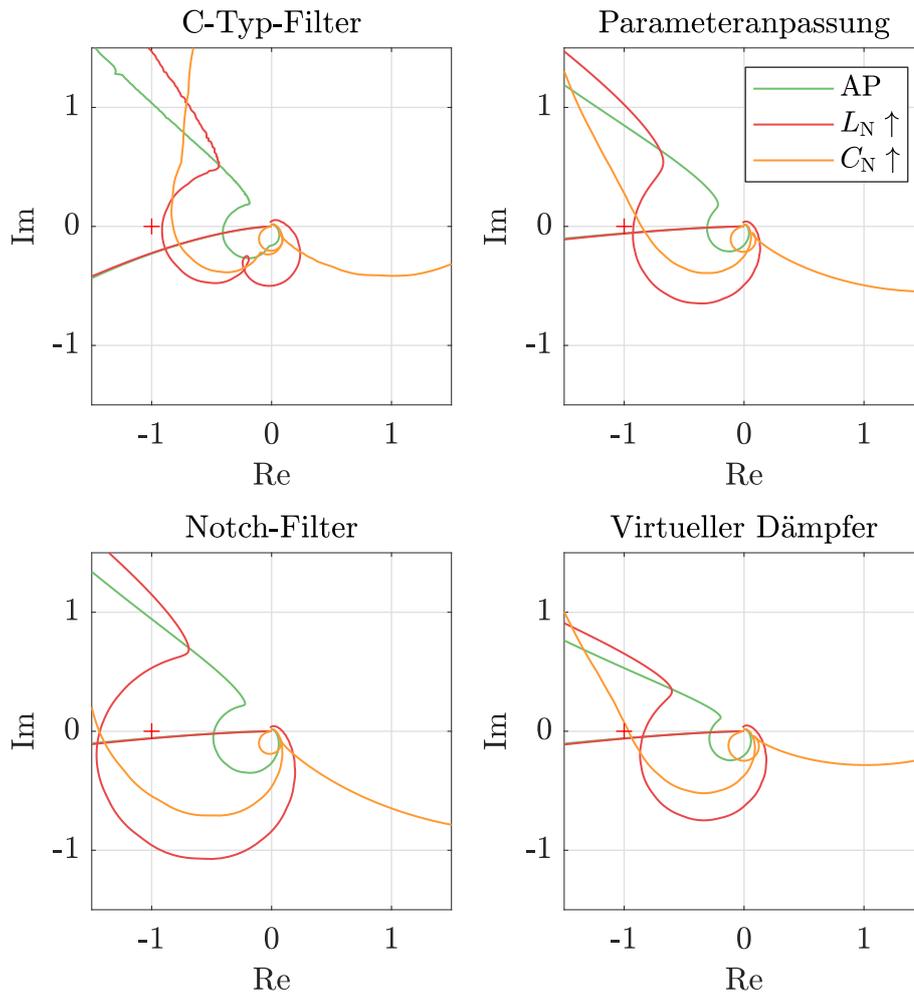


Abb. 6.2.: Nyquist-Diagramme des impedanzbasierten Kriteriums für verschiedene stabilisierende Maßnahmen im Einkonverterproblem

de Idee ist identisch: die Kreuzung der Beträge der Konverter- und Netzimpedanz im aktiven Frequenzbereich des Konverters ist zu vermeiden. Die Konverterimpedanz hängt vorwiegend von dem Aufbau des Konverterfilters (siehe Abschnitt 3.2.3) und der Regelung ab [76]. Die Konverterfilter werden für die Kompensation der Schaltharmonischen ausgelegt. Da ihre Anpassung bzw. Erweiterung zu zusätzlichen Kosten führt, ist eine Änderung der Regelung sinnvoller und kostengünstiger. Somit kann die Anpassung der Parameter der Regelung als eine stabilisierende Maßnahme definiert werden. Dabei bleibt der Aufbau der inneren Konverterregelung unverändert. Es werden die einzelnen Parameter, also Verstärkungsfaktoren oder Zeitkonstanten, der Regler soweit verändert, bis das Gesamtsystem stabil wird. In dem Abschnitt 4.2 wurde mit der Berechnung der Sensitivitäten bereits eine Methode vorgestellt, mit welcher sich signifikante Parame-

ter der Regelung im instabilen Fall identifizieren lassen. Diese Parameter üben auf die kritischen Eigenwerte den größten Einfluss aus.

Einen großen Vorteil bietet die Parameteranpassung als stabilisierende Maßnahme durch den geringen Eingriff in das Gesamtsystem. Die Anpassung ist eine reine Änderung der Vorgabe der Parameter bzw. der festen Programmierung, bei welcher keine weiteren Komponenten beschafft werden müssen. Bei einer geringen Parameteränderung bleibt die Struktur und die Dynamik des Gesamtsystems vergleichbar. Da die Parameter der Konverterregler gegenüber ihrer Aufgabe optimal ausgelegt werden, ist deren Änderung ein Eingriff in das Betriebsverhalten des Konverters. Somit müssen nach der Parameteranpassung die Aufgaben durch die Regelung weiterhin erfüllt werden. Es ergibt sich eine Grenze bei der Anpassung der Parameter, welche durch die Netzanschlussregeln und das Betriebsverhalten festgelegt wird.

Die Parameteranpassung wird für das Einkonverterproblem im Folgenden beispielhaft angewendet. Dafür werden die Erkenntnisse der Berechnung der Sensitivitäten aus Abb. 4.6 verwendet. In beiden instabilen Fällen haben die Parameter des Stromreglers den größten Einfluss auf die jeweils kritischen Eigenwerte, somit werden diese Parameter angepasst. Weiterhin ist es auch wichtig, dass die Anpassung der Parameter für einen instabilen Fall auch für den zweiten instabilen Fall stabilisierend wirkt. Beispielsweise würde die Steigerung oder die Senkung des Parameters der Zeitverzögerung T_s nicht für beide instabilen Fälle eine stabilisierende Wirkung zeigen.

In diesem Fall wird der Proportionalverstärkungsfaktor $K_{P,I}$ um 10 % erhöht und der Intergrationverstärkungsfaktor $K_{I,I}$ um 10 % gesenkt. Das Nyquist-Diagramm der Frequenzgänge mit verschiedenen Netzparametern mit den angepassten Parametern der Stromregelung sind in Abb. 6.2 oben rechts dargestellt. Die Frequenzgänge umschlingen für alle Fälle nicht den kritischen Punkt und somit ist das Gesamtsystem als stabil zu bewerten. Das lässt sich auch durch Validierung mit Zeitbereichssimulationen bestätigen (siehe Anhang A, Abb. A.3 und Abb. A.4).

An diesem Beispiel lässt sich der Unterschied zwischen den Berechnungen mit dem linearisierten System und dem nichtlinearen System verdeutlichen. Anhand der Sensitivitäten, welche mit dem linearisierten System in einem AP durchgeführt wurden, sollte bereits eine Erhöhung des Proportionalanteils um 5 % ausreichen. Dieses lässt sich jedoch nicht mit Zeitbereichssimulationen bzw. erneutem Linearisieren im neuen AP nicht bestätigen. Es lässt sich allerdings eine Tendenz erkennen, welche zu der Stabilisierung des System führt.

6.1.3. Aktive Filter und Dämpfer

Eine andere Art der Anpassung der Konverterimpedanz ist das Hinzufügen weiterer Elemente wie aktive Filter oder Dämpfer in die Konverterregelung. Anders als bei passiven Filtern aus Abschnitt 6.1.1, besitzt der Filter auch aktive Elemente. Das wird in diesem Fall durch die Implementierung der Übertragungsfunktion der Filter in die Konverterregelung erreicht. Dabei werden die beschriebenen Grenzen der Parameteranpassung aus Abschnitt 6.1.2 für die Stabilisierung ausgeweitet. Im Allgemeinen gibt es kaum Grenzen für diese konverterbezogene Maßnahme, da die Programmierung der Regelung vieles zulässt. Im Speziellen haben sich jedoch einige Methoden der Filterung und Dämpfung für die typische Konverterregelung etabliert. Im Folgenden werden zwei dieser Methoden beispielhaft dargestellt. Für den Einsatz als stabilisierende Maßnahme eignen sich die aktiven Filter und Dämpfer im ähnlichen Maße wie die Parameteranpassung. Das zeigt auch deren vermehrter Einsatz in der Praxis (siehe Abschnitt 1.1).

Zu den Vorteilen gehört, wie bereits bei der Parameteranpassung, dass keine Erweiterungen bzw. Veränderungen der elektrischen Komponenten notwendig sind. Es wird lediglich die Programmierung der Konverterregelung verändert. Die Elemente der Konverterregelung können auch nach der Inbetriebnahme der Konverter nachgerüstet werden. Nachteilig für diese stabilisierende Maßnahme ist es, dass die Komplexität des Systems mit der Erweiterung der Konverterregelung erhöht wird. Die Elemente der Regelung werden für die Stabilisierung des Gesamtsystems im Sinne der harmonischen Stabilität ausgelegt und können in anderen Netzfällen zu weiteren ungewollten Phänomenen beitragen. Aus diesem Grund müssen die Studien und Untersuchungen mit der erweiterten Regelung bzw. den erweiterten Konvertermodellen, welche durch die Änderung einen höheren Komplexitätsgrad besitzen, durchgeführt werden.

Eine verbreitete Möglichkeit der aktiven Filterung ist der Einsatz eines Notch-Filters. Dabei handelt es sich um einen Kerbfilter, dessen Übertragungsfunktion als ein zusätzliches Element in Reihe mit dem Stromregler eingebaut wird [92]. Die nicht gewünschten Frequenzen aus dem Signal für den Stromregler werden mit dem Notch-Filter herausgefiltert. Alle weiteren Frequenzanteile bleiben unverändert. Die Übertragungsfunktion des Notch-Filters [93] lautet

$$G_{\text{Notch}}(s) = \frac{s^2 + \omega_0^2}{s^2 + Qs + \omega_0^2} \quad (6.1)$$

mit dem Gütefaktor Q , welcher die Bandbreite für die gefilterten Frequenzen bestimmt,

und der Kreisfrequenz ω_0 , bei welcher gefiltert wird. In den meisten Fällen wird der Notch-Filter für die Filterung der Resonanzfrequenz, welche durch den Konverterfilter (LCL-Filter) entsteht, eingesetzt [65]. Somit wird dieser Kerbfilter für diese Resonanzfrequenz des elektrischen Filters ausgelegt. Ein solcher Notch-Filter kann stabilisierend wirken, für den Fall, wenn die Impedanzkurven des Netzes und des Konverters in dem Frequenzbereich der Resonanzfrequenz des elektrischen Filters die Instabilität verursachen.

Eine Möglichkeit der aktiven Dämpfung ist der Einsatz eines virtuellen Widerstandes [94–96], auch als virtuelle Dämpfung (VD) bekannt. Dabei wird eine weitere Regelschleife der Konverterregelung parallel zu der Stromregelung hinzugefügt. Je nach Auslegung wird entweder der Netzstrom oder der Strom bzw. die Spannung über der Kapazität im LCL-Filter zurückgeführt und mit einem Faktor, welcher proportional zu dem Dämpfungsgrad ist, multipliziert [23]. Geschlossen wird die Regelschleife über die Summierung mit dem Ergebnis des Stromreglers. Somit wird ein virtueller Widerstand in dem Kapazitätszweig des LCL-Filters erzeugt. Bei Nutzung des Kapazitätsstromes für die Rückführung ergibt sich der Faktor für die Regelschleife [23] als

$$K_v = R_v \frac{L_{fi} + L_{fg}}{L_{fi}} \quad (6.2)$$

Dabei ist R_v der virtuelle Widerstand, welcher eingestellt werden kann. Durch den virtuellen Widerstand wird eine höhere Dämpfung erzeugt. Diese führt zu höheren Beträgen der frequenzabhängigen Konverterimpedanz. Die Erhöhung des Betrages führt zu der Stabilisierung des Gesamtsystems.

Weiterhin existieren auch Methoden die Impedanz des Konverters gezielt anzupassen [65]. Dafür werden vereinfachte und analytische Modelle des Konverters im Frequenzbereich verwendet. Die äußeren Regelschleifen und die Dynamik des Zwischenkreises werden dabei größtenteils vernachlässigt. Durch Umformung kann das Modell in die Form einer geregelten Stromquelle mit einer Paralleladmittanz gebracht werden. Auf diese Weise kann die Konverteradmittanz durch weitere virtuelle Serien- und Paralleladmittanzen gezielt erweitert werden. Die Idee dabei ist es, die Admittanz so zu erweitern, dass der Betrag der frequenzabhängigen Konverterimpedanz maximal wird. Damit wird das Gesamtsystem im Sinne der harmonischen Stabilität verbessert. Darauffolgend können die definierte Erweiterung der Admittanz zurück in die Regelungsstruktur umgewandelt und die Übertragungsfunktionen als solche in die Konverterregelung überführt werden.

Für das Einkonverterproblem wird die Konverterregelung mit einem Notch-Filter bzw.

einem virtuellen Widerstand beispielhaft erweitert. Für den Notch-Filter wird die Resonanzfrequenz $\omega_0 = \omega_{\text{LCL}}$ (vgl. Gl. (3.8)) gesetzt. Diese Auslegung ist typisch, um die Resonanzfrequenz des LCL-Filters zu kompensieren. In dem Einkonverterproblem wird diese Resonanzfrequenz bereits durch einen realen Widerstand im Kapazitätszweig gedämpft und die harmonische Instabilität entsteht in einem tieferen Frequenzbereich (vgl. Abb. 4.8; die Resonanzfrequenz des LCL-Filters beträgt ca. 3,25 kHz). Somit ist die Wirkung dieses Notch-Filters für das Einkonverterproblem im Vorfeld als gering einzuschätzen. Der Gütefaktor wird auf $Q = 1 \text{ s}^{-1}$ gesetzt. Der Frequenzgang des impedanzbasierten Kriterium mit dem Notch-Filter ist in dem Nyquist-Diagramm in Abb. 6.2 unten links dargestellt. Wie erwartet wird das System im Fall einer Netzparameteränderung mit dem Notch-Filter nicht stabilisiert. In dem Fall, wenn der LCL-Filter nicht bereits mit einem Widerstand gedämpft wäre und die Frequenz der Instabilität im Bereich der LCL-Resonanzfrequenz liegen würde, würde eine solche aktive Filterung höhere stabilisierende Wirkung zeigen [92]. Weiterhin wird auch ein virtueller Widerstand mit $R_v = 1,5 \Omega$ getestet. Der virtuelle Widerstand steigert den Betrag der Konverterimpedanz in dem unteren Frequenzbereich (ca. 100 Hz bis 1 kHz). Das führt dazu, dass die Beträge der Netz- und Konverterimpedanz sich nicht mehr kreuzen. Die zugehörigen Frequenzgänge sind im Nyquist-Diagramm in Abb. 6.2 unten rechts dargestellt. Der kritische Punkt wird nicht mehr umschlungen und das System ist stabilisiert. Die Ergebnisse des impedanzbasierten Kriteriums lassen sich auch mit Zeitbereichssimulationen validieren (siehe Anhang A, Abb. A.5, Abb. A.6, Abb. A.7 und Abb. A.8).

6.2. Präventive Maßnahmen

Bisher wurden Maßnahmen vorgestellt, welche im Falle einer harmonischen Instabilität vom Netzbetreiber oder den Herstellern bzw. Betreibern der Konverter zur Stabilisierung eingesetzt werden können. Weiterhin sind auch präventive Maßnahmen für die harmonische Stabilität von Bedeutung. In diesem Abschnitt sollen diese diskutiert werden. Das wird vor allem aus der Sicht der Netzbetreiber dargestellt, denn diese sind für den stabilen Betrieb der elektrischen Energienetze zuständig. Um den sicheren und vor allem stabilen Betrieb des Elektroenergiesystems zu erreichen, stellen die Netzbetreiber einen Rahmen in Form von Netzanschlussregeln (z. B. VDE-AR-N 4110 [97]) auf. Damit haben die Netzbetreiber ein regulatorisches Werkzeug, mit welchem sie ein bestimmtes Anlagenverhalten oder Pflichten der Anschlussnehmer festlegen können. Das Besondere bei der harmonischen Stabilität ist im Vergleich zu den klassischen Stabilitätsarten,

dass das Verhalten der Konverter stark von der inneren Regelung abhängig ist. Diese Regelung lässt sich für die Berechnung der harmonischen Stabilität nur schlecht in generische Beschreibungen umwandeln oder durch vereinfachte Zeitkonstanten oder ähnliche Parameter darstellen. Aus diesem Grund müssen neue Arten der Zusammenarbeit bzw. Schnittstellen für Daten- bzw. Modellaustausch zwischen den Parteien geschaffen werden.

Zunächst werden bereits existierende präventive Maßnahme in vorhandenen Netzananschlussregeln beschrieben. Dabei sind insbesondere die Netzananschlussregeln der Netzbetreiber interessant, in deren Netzgebieten harmonische Instabilitäten bereits vorgekommen sind (siehe Abschnitt 1.1). Aus den Offshore-Netzananschlussregeln [87] lässt sich allerdings wenig zu präventiven Maßnahmen finden. In dem Abschnitt zu Netzzrückwirkungen in [87] wird lediglich die Pflicht zum stabilen Verhalten der Anlagen des Anschlussnehmers bei Netzresonanzen und weiteren aktiven Betriebsmitteln, also weiteren Konvertern, auferlegt. Zusätzlich wird nach den Erfahrungen mit harmonischen Instabilitäten in deutschen Offshore-Netzen die aktive Dämpfung präventiv auch bei weiteren Offshore-Projekten in der HGÜ-Konverterregelung eingesetzt [15]. Für ein Netz mit einem ähnlichen Aufbau, also gleich aufgebaute Strahlennetze mit Kabelverbindungen und angeschlossenen Windfarmen, kann der Einsatz und ggf. eine Anpassung der aktiven Dämpfung als eine ausreichende Maßnahme zur Prävention der harmonischen Instabilität gewertet werden. Es handelt sich dabei jedoch nicht um eine umfassende Maßnahme, welche auch bei den stark vermaschten und sich verändernden Onshore-Netzen alleine einsetzbar ist.

Weiterhin kann die Regelung zur Unterbindung von harmonischen Instabilitäten von den Bahnnetzbetreibern erwähnt werden. Diese ist in dem Norm-Entwurf EN 50388-2 [30] vom Jahr 2017 festgelegt. Die aufgestellte Richtlinie bedient sich des impedanzbasierten Kriteriums und trennt die Pflichten für die Netz- und die Bahnbetreiber anhand deren frequenzabhängigen Torimpedanzen. Dafür wird eine Frequenzgrenze, in diesem Fall ist es ca. die 5. Harmonische (in Bahnnetzen ca. 83 Hz), festgelegt. Oberhalb dieser Grenzen dürfen die Bahnen, bzw deren Konverter, keine aktiven Bereiche der Impedanz besitzen. Unterhalb dieser Grenze darf die Netzimpedanz keine signifikanten Resonanzstellen aufweisen. Damit wird versucht das Gesamtsystem im Sinne des impedanzbasierten Kriterium (siehe Abschnitt 4.3) stabil zu halten. Eine solche Regelung schafft Klarheit bei der Aufgabenteilung und der Verantwortung, denn die einzelnen Parteien können sich auf deren Frequenzbereich konzentrieren. Auf der anderen Seite, wird in dieser Arbeit anhand des Einkonverterproblem gezeigt, dass keine Netzresonanz in dem unteren Frequenzbe-

reich befinden muss, um eine harmonischen Instabilität zu erzeugen (siehe Abb. 4.8). Somit ist diese präventive Maßnahme sicherlich ein wirksamer Ansatz die Instabilitäten vorzubeugen, aber keine absolute Lösung für die Vermeidung der harmonischen Instabilität.

Die beiden vorgestellten Ansätze haben ihre Daseinsberechtigung, denn sie können das Gesamtsystem weiter von der Stabilitätsgrenze entfernen, aber es muss weiterhin ein regulatorischer Rahmen für die Möglichkeit der Durchführung von Netzstudien für die harmonische Stabilität geschaffen werden. Durch die Durchführung von Netzstudien im Vorfeld der Inbetriebnahme soll das Risiko einer harmonischen Instabilität präventiv abgeschätzt und minimiert werden können. Wie bereits im Abschnitt 4.4 beschrieben, eignet sich das impedanzbasierte Kriterium für den Einsatz beim Netzbetreiber und auch beim Anlagenbetreiber. Einer der wichtigsten Argumente dafür ist die geringe Übermittlung von Informationen, vor allem der internen Konverterregelung, zwischen dem Netz- und Anlagenbetreiber. Dabei kann die Schnittstelle zwischen den Parteien als frequenzabhängige Impedanz oder eine Sammlung der möglichen Impedanzen definiert werden. Diese können verschiedene Arbeitspunkte oder Netzkonstellationen abdecken. Mit der Übermittlung der Netzimpedanz können die Hersteller oder die Betreiber der netzseitigen Konverter die Regelung an die vorliegende Netzimpedanz anpassen. Der Netzbetreiber hat mit der Übergabe der Konverterimpedanz einen besseren Einblick in die Anlagen und deren Verhalten in seinem Netzgebiet und kann auch netzumfassende Studien zu der harmonischen Stabilität durchführen. Um die mögliche Abweichungen der berechneten von der realen Netzimpedanz, welche beispielsweise aufgrund von abweichenden Parametern der Betriebsmittel entstehen können, dabei zu berücksichtigen, sollten die Netzparameter und Netzkonstellationen in einem sinnvollen Betriebsbereich variiert werden. Dabei sind vor allem die Verschiebungen der Resonanzstellen des Netzes von hoher Bedeutung, da diese durch eine geringe Änderung der Resonanzfrequenz den Betrag der Netzimpedanz stark ansteigen oder senken lassen können.

Das impedanzbasierte Kriterium bietet auch die Möglichkeit für den Netzbetreiber, eine Stabilitätsreserve zu definieren und deren Einhaltung zu überprüfen. Aus den Ergebnissen in dem vorangegangenen Abschnitt und in Abschnitt 4.3 erscheint allerdings der Ansatz der Amplituden- bzw. Phasenreserve, wie dieser typischerweise im vereinfachten Nyquist-Kriterium eingesetzt wird, nicht sinnvoll. Die erzeugten Frequenzgänge im Nyquist-Diagramm für die Berechnung der harmonischen Stabilität haben einen stark abweichenden Verlauf im Vergleich zu dem sonst typischen spiralförmigen Verlauf (siehe Abb. 2.8). In dem Fall der harmonischen Stabilität erscheint es sinnvoller den kürzesten

Abstand von dem kritischen Punkt $(-1+0j)$ zu dem Frequenzgang im Nyquist-Diagramm als eine Stabilitätsreserve zu definieren. Um diese Rechnungen durchführen zu können, sollte die Übergabe der frequenzabhängigen Impedanzen der Konverter und des Netzes in den Netzanschlussregeln festgeschrieben werden.

Weiterhin ist es sinnvoll, die Frage der Verantwortung für die Beseitigung der entdeckten bzw. berechneten Instabilität präventiv zu klären. Dabei kann beispielsweise der Ansatz der Verantwortungstrennung ähnlich dem aus EN 50388-2 [30] gestaltet werden. Im Folgenden wird ein Vorschlag dafür definiert. Zunächst wird eine Trennung der Frequenzbereiche durchgeführt, in welchem der aktive Bereich des Konverters auftaucht. Im unteren Frequenzbereich, beispielsweise bis zu ca. 5. Harmonischen der Grundfrequenz, hat die Netzimpedanz i. d. R. keine Resonanzstellen und verläuft linear steigend. In diesem Fall sollte der Hersteller bzw. Betreiber des netzseitigen Konverters die Konverterimpedanz entsprechend an die Netzimpedanz anpassen. Dafür können beispielsweise die konverterbezogenen stabilisierenden Maßnahmen aus dem vorangegangenen Abschnitt angewendet werden. Das impliziert auch, dass die Stabilitätsreserven eingehalten werden. Für den Fall, dass in dem unteren Frequenzbereich doch eine Netzresonanzstelle zur Instabilität führt, sollte die Behandlung dieser Resonanzstelle von dem Netzbetreiber durchgeführt werden. In dem oberen Frequenzbereich, beispielsweise ab ca. 5. Harmonischen der Grundfrequenz, kann das elektrische Netz eine Vielzahl von Netzresonanzstellen aufweisen und somit zur harmonischen Instabilität führen. Die Beseitigung dieser Netzresonanzen, also durch Dämpfung oder Verstimmung, ist aus Sicht der elektrischen Energieversorgung kostspielig und nicht zielführend, da dafür eine Vielzahl von Filtern benötigt wird [71]. In dem oberen Frequenzbereich sollte die Verantwortung für die Behandlung der harmonischen Instabilität von dem Hersteller bzw. Betreiber des netzseitigen Konverters durchgeführt werden.

7. Netzszenarienanalyse

Bisher wurde in dieser Arbeit das in Kapitel 4 eingeführte Einkonverterproblem für die Beschreibung des Vorganges und die Berechnungsmethoden der harmonischen Stabilität sowie auch für die Abhilfemaßnahmen eingesetzt. Dieses Minimalbeispiel ist besonders geeignet, um die Theorie einfacher nachzuvollziehen, aber es hat einen geringeren Bezug zu den Netztopologien, welche in elektrischen Energieversorgungsnetzen eingesetzt werden. Die elektrische Energieversorgung behandelt die Zusammenhänge und Vorgänge in elektrischen Verteil- und Übertragungsnetzen. Im Fokus steht also ein elektrisches Netzwerk aus typischen Betriebsmitteln, wie Leitungen, Transformatoren, Generatoren und auch Konvertern. Dieses wird in dem Einkonverterproblem lediglich durch die simple Ersatznetzdarstellung abgebildet. Das Ziel der Netzszenarienanalysen ist dieser Vereinfachung nachzugehen. Die vorgestellten Beschreibungen, dazu gehören auch Berechnungsmethoden und Abhilfemaßnahmen, werden in diesem Kapitel anhand von zwei Beispielnetzen nachgestellt und geprüft. Darüber hinaus können bei der Analyse der untersuchten Netzszenarien Schlussfolgerungen gezogen werden, in welcher Form die Netzbetriebsmittel bzw. deren Modellierung Einfluss auf die harmonische Stabilität nehmen.

Zunächst wird auf die frequenzabhängige Modellierung der Netzbetriebsmittel eingegangen. Diese wird üblicherweise im Zusammenhang mit den Untersuchungen der Spannungsqualität verwendet. Für die Untersuchung der harmonischen Stabilität ist die Darstellung im Frequenzbereich vor allem für das impedanzbasierte Kriterium als Torimpedanz am Anschlussknoten (siehe Abschnitt 4.3) wichtig. Auch bei der Berechnung der Resonanzfrequenzen im Netz können die Verfahren Frequency Scan [68] und Resonance Mode Analysis [98] behilflich sein. Die frequenzabhängige Modellierung der Netzbetriebsmittel wird in [68, 71, 76, 99] ausführlich beschrieben und untersucht. Im Folgenden wird kurz dargelegt, welche Modelle der Netzbetriebsmittel in dieser Arbeit verwendet werden.

Die Leitungen in elektrischen Übertragungs- und Verteilnetzen haben den größten Einfluss auf die frequenzabhängigen Impedanzen und die Resonanzfrequenzen des Netzes. Aus diesem Grund wird deren Modellierung für die Berechnung der harmonischen Sta-

bilität umfassend untersucht. Eine übliche Darstellung von Leitungen ist das Π -Ersatzschaltbild [100] mit verteilten Parametern (VP). Für simple Nachbildungen oder für kurze Leitungslängen werden die Elemente der Ersatzschaltung als konzentrierte Parameter (KP) angenommen. Beide Ersatzschaltungen verwenden die Beläge des Widerstandes R'_L , der Induktivität L'_L , des Leitwertes G'_L und der Kapazität C'_L der Leitung. In einfacher Form werden diese nicht frequenzabhängig angenommen, sondern es werden die Werte für die Grundfrequenz für den gesamten untersuchten Frequenzbereich verwendet. Um den Einfluss des Skin- und Proximity-Effekts der elektrischen Leiter in dieser Modellierung vereinfacht zu berücksichtigen, wird der Widerstandsbelag mit der Wurzelfunktion der Frequenz angepasst [99].

$$R'_L(f) = \sqrt{\frac{f}{f_0}} R'_L(f_0) \quad (7.1)$$

Die Frequenzabhängigkeit des Induktivitätsbelags wird dabei vernachlässigt. Diese beiden Möglichkeiten der Modellierung von Leitungen, KP und VP, werden in den folgenden Netzszenarienanalysen eingesetzt und miteinander verglichen. Weiterhin wird das Ersatzschaltbild mit verteilten Parametern mit einer exakten Berechnung der frequenzabhängigen Widerstands- und Induktivitätsbeläge erweitert und als dritte Möglichkeit der Modellierung ergänzt. Für die Berechnung dieser muss das Betriebsmittel der Leitung in zwei Arten unterteilt werden: Freileitungen und Kabel. Die Frequenzabhängigkeit der Freileitungen ist durch deren Mastgeometrie, die Geometrie der Seilaufhängung und die elektrischen Eigenschaften des Leiters und des Erdbodens bestimmt. Diese wird durch die Berechnung der Schleifenimpedanzen mit Rückleitung über die Erde bestimmt [61]. Dafür werden üblicherweise die Carson-Reihen [101] eingesetzt. So wie bei Freileitungen sind auch bei Kabeln die Geometrien des Kabelaufbaus und der Verlegung in der Erde und die elektrischen Eigenschaften der Leiter und der Isolation für die frequenzabhängige Impedanz entscheidend. Die Impedanz ist eine Kombination aus der inneren Impedanz des Leiters, welche mit Hilfe von Besselfunktionen berechnet wird, und der Schleifenimpedanz mit Rückleitung über die Erde nach [102]. Die vollständige Modellierung ist in [103] dargestellt. Die Erdung bzw. Auskreuzung der Kabelmäntel wird in dieser Arbeit vernachlässigt und die Mantelleiter werden wie Erdseile in Freileitungen durch Kron-Reduktion [61] eliminiert.

Die restlichen Netzbetriebsmittel haben einen geringeren Einfluss auf die Resonanzfrequenzen des Netzes. Aus diesem Grund wird deren Modellierung in den Netzszenarienanalysen nicht variiert, wie bei den Leitungen. Die Transformatoren werden mit dem Wicklungswiderstand und der Streuinduktivität, also den Längskomponenten, und dem

idealen Übertrager abgebildet. Für die Anpassung der Impedanz in Abhängigkeit von der Frequenz existieren verschiedene Modelle. Nach dem Vergleich dieser in [76] hat sich keines der Modelle als besonders geeignet herausgestellt. Somit wird die Impedanz des Transformators hier anhand der Bemessungsgrößen berechnet und nicht weiter angepasst. Weiterhin können für Untersuchungen im Frequenzbereich auch die Koppel- und Streukapazitäten des Transformators eine wichtige Rolle spielen. Diese haben jedoch einen Einfluss auf die Transformatorimpedanz in dem Frequenzbereich oberhalb der 4 kHz [76] und werden somit in dieser Arbeit vernachlässigt.

Für die Modellierung der Generatoren im Frequenzbereich wird das subtransiente Ersatzschaltbild verwendet [71]. Die Lasten werden als Serienschaltung aus einem Widerstand und einer Induktivität abgebildet (siehe Methode 3 in [76]). Die Werte für diese Komponenten lassen sich aus den Wirk- und Blindleistungswerten und der Netznennspannung ableiten. Die Kompensationsanlagen, also Kondensatoren und Drosselspulen, werden als einzelne ideale Komponenten abgebildet. Die parasitären Elemente, wie beispielsweise Wicklungswiderstand [68], werden dabei vernachlässigt. Die frequenzabhängige Impedanz des netzseitigen Konverters wird nach der im Abschnitt 3.2.9 dargestellten Methode [62] aus Zeitbereichssimulation extrahiert und in die knotenorientierte Netzdarstellung eingefügt.

Für die Analyse der Netzzenarien werden in dieser Arbeit zwei Beispielnetze gewählt. Ein Mittelspannungsnetz (MS-Netz) mit der Netznennspannung 20 kV und ein Höchstspannungsnetz[†] (HöS-Netz) mit Netznennspannungen 220 kV und 380 kV. Beide Beispielnetze und deren Parameter stammen aus [104] und dienen als Benchmarknetze für die Untersuchung der Netzintegration von erneuerbaren und verteilten Energieressourcen. Dabei wird in dieser Arbeit lediglich das Mitsystem betrachtet. Beide Netztopologien werden beispielhaft um einen bzw. mehrere netzseitige Konverter und deren Betriebsmittel für die Netzanbindung erweitert. Die Erweiterungen orientieren sich hier an der Anbindung von Windenergieanlagen in heutigen Verteil- und Übertragungsnetzen. Es wird das Modell des netzseitigen Konverters aus Abschnitt 3.2 verwendet. Dabei wird die Bemessungsleistung des Konverters erhöht und die elektrischen Parameter wie auch die der Regelung werden entsprechend angepasst. Zunächst wird das MS-Netz und danach das HöS-Netz analysiert. Die gemeinsame Auswertung der Ergebnisse und die Aussagen für die Behandlung der harmonischen Stabilität werden zum Schluss diskutiert.

[†] In der Originalquelle [104] wird das Netz als Hochspannungsnetz (engl.: high voltage network) betitelt. Hier wird die Netztopologie nach der Norm für die Bezeichnung der Spannungsebenen [105] umbenannt.

7.1. Mittelspannungsnetz

Das MS-Netz orientiert sich an der europäischen Variante des Mittelspannungsnetzes aus [104]. Die Topologie des MS-Netzes ist in Abb. 7.1 dargestellt. Das 20 kV-Netz wird von einem 110 kV-Netz gespeist, welches durch eine Ersatznetzdarstellung abgebildet wird. Das MS-Netz besteht aus zwei durch den Schalter S1 getrennten Strängen. Beide Stränge werden durch jeweils einen Transformator an die Hochspannungsebene angeschlossen. Der linke Strang hat eine vermaschte Struktur. Die Knoten sind dabei nur durch Kabel miteinander verbunden. Der rechte Strang hat eine Strahlennetzstruktur. Die Leitungen sind als Freileitungen ausgeführt. Zu dem Originalnetz aus [104] wird am Knoten K14 ein netzseitiger Konverter über ein Zuleitungskabel mit einer Länge von 2 km und einen Anschlusstransformator angeschlossen. Der Anschluss soll eine einzelne Windenergieanlage mit Vollumrichter mit einer Bemessungsleistung von 1,5 MVA nachbilden. Die Parameter aller Betriebsmittel des MS-Netzes sind im Anhang B.1 dargelegt.

Im Folgenden werden zunächst die frequenzabhängigen Torimpedanzen an einzelnen Knoten in dem MS-Netz analysiert. Dabei soll vor allem die Modellierung des Netzes und der Betriebsmittel für die Untersuchung der harmonischen Stabilität des netzseitigen

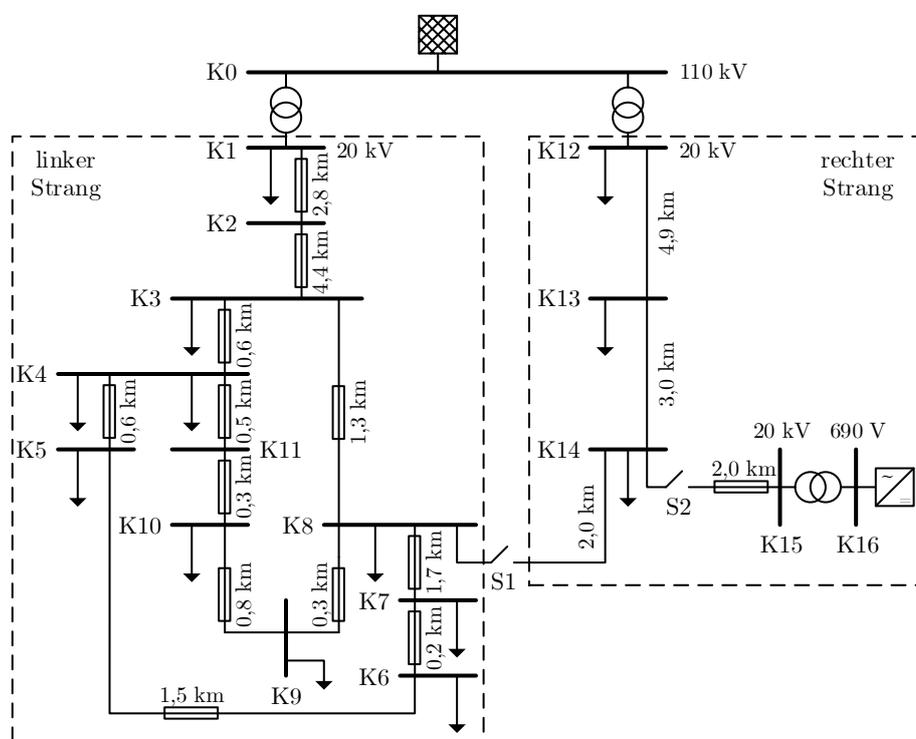


Abb. 7.1.: Topologie des untersuchten MS-Netzes

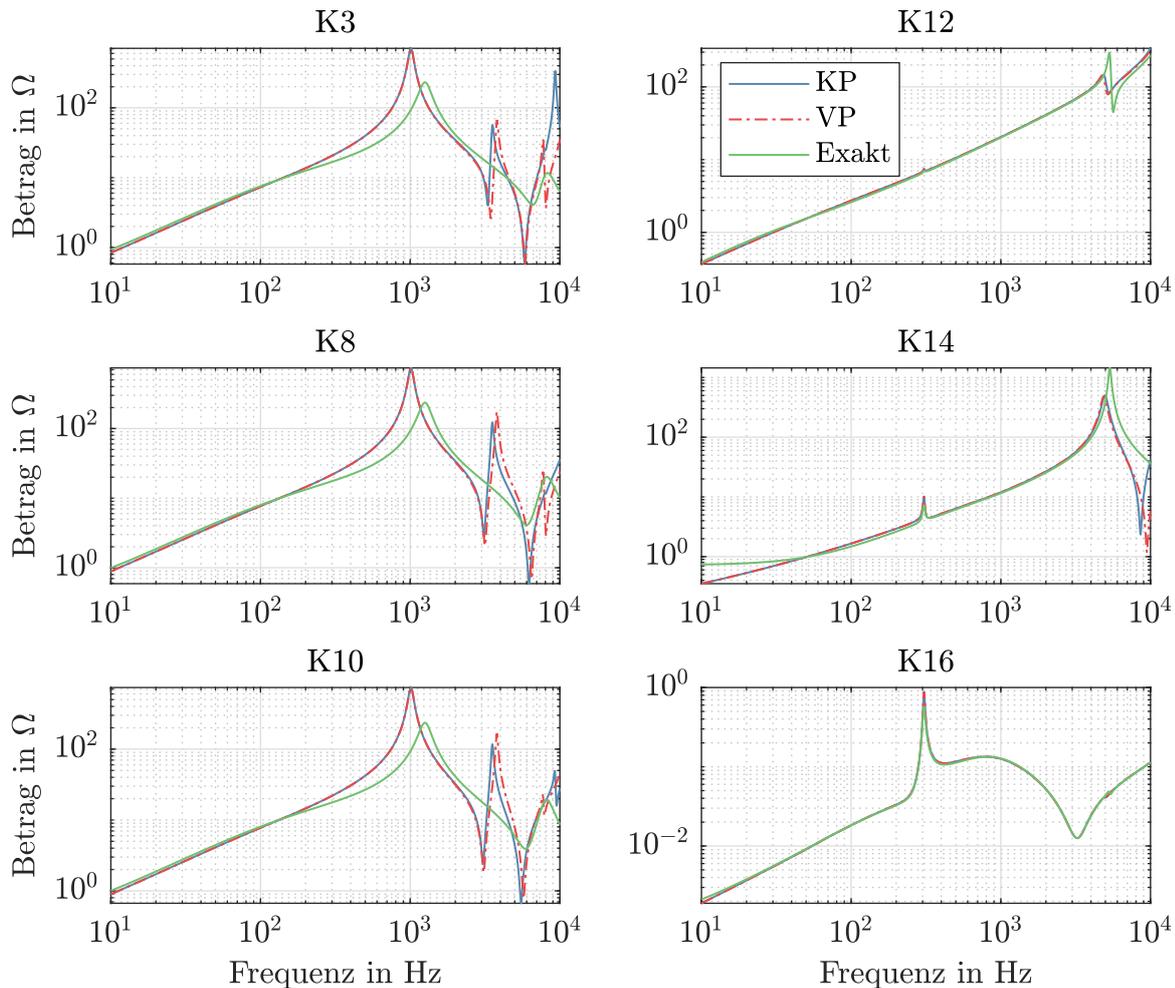


Abb. 7.2.: Frequenzabhängige Beträge der Netzimpedanz an verschiedenen Knoten des MS-Netzes mit offenem Schalter S1

Konverters diskutiert werden. Daraufgehend wird die Untersuchung der harmonischen Stabilität durch Schließung des Schalters S1 analysiert. Dafür werden die in Kapiteln 4 und 6 vorgestellten Methoden und Abhilfemaßnahme angewendet.

In Abb. 7.2 sind die Beträge der frequenzabhängigen Netzimpedanzen an ausgewählten Knoten des MS-Netzes dargestellt. Dabei werden drei Möglichkeiten der Modellierung von Leitungen angewendet. Zunächst ist zu erkennen, dass die Impedanzen bzw. Resonanzstellen der beiden nicht gekoppelten Stränge stark voneinander abweichen. Die Impedanzbeträge des linken Strangs (Knoten K3, K8 und K10 in Abb. 7.2) weisen in dem selben Frequenzbereich eine höhere Anzahl von Resonanzstellen auf. Das ist vor allem durch den Einsatz von Kabeln, deren Kapazitätsbeläge viel höher als die von Freileitungen sind, in diesem Strang zu erklären. Dadurch lässt sich auch der große Un-

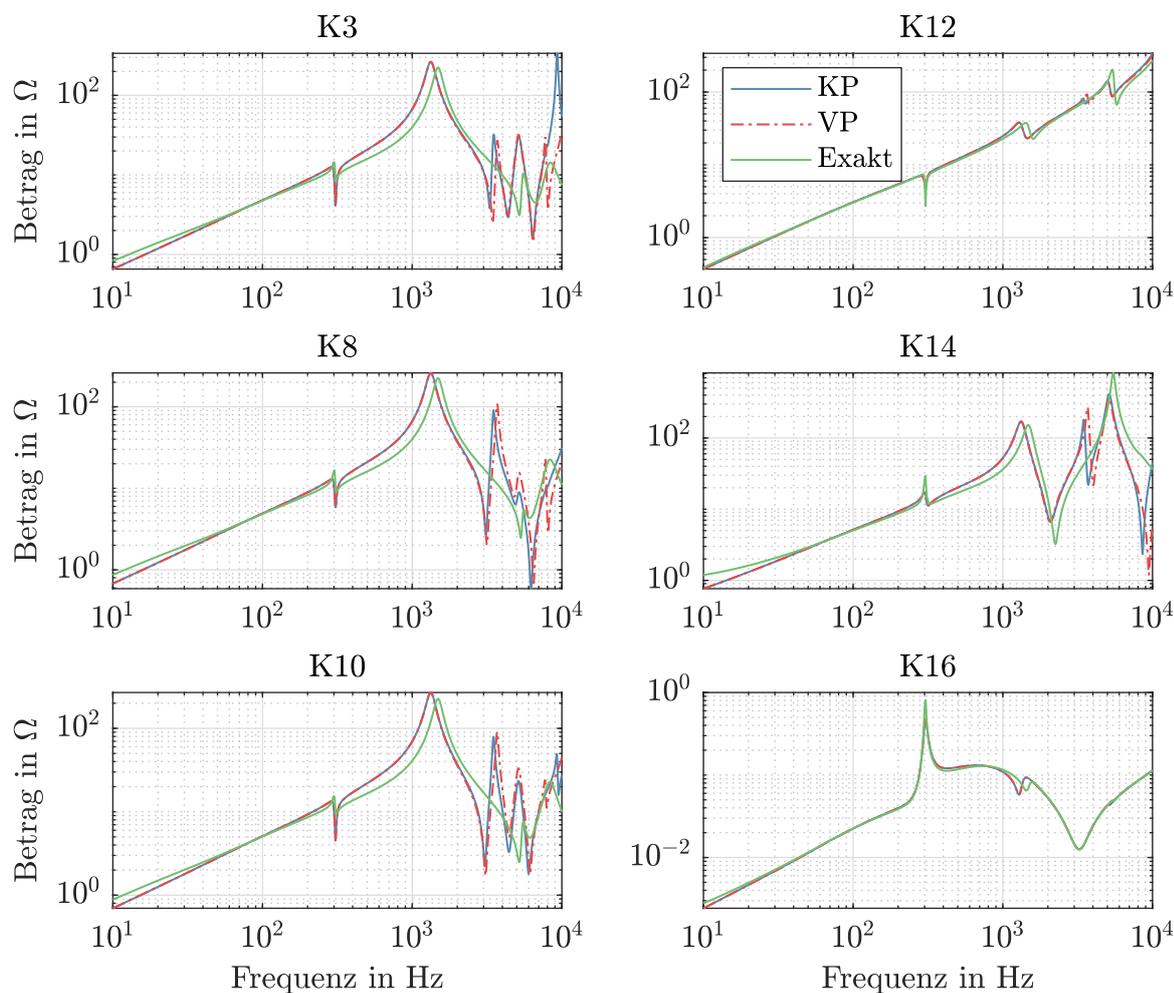


Abb. 7.3.: Frequenzabhängige Beträge der Netzimpedanz an verschiedenen Knoten des MS-Netzes mit geschlossenen Schalter S1

terschied zwischen der exakten Modellierung der Frequenzabhängigkeiten der Leitungen im Vergleich zur Modellierung mit den konzentrierten und verteilten Parametern erkennen. Wenn die erste Resonanzstelle durch die vereinfachte Modellierung noch hinreichend genau abgebildet wird, sind die weiteren Resonanzfrequenzen fehlerhaft berechnet. Das lässt sich in dem rechten Strang für den untersuchten Frequenzbereich bis 10 kHz nicht zeigen (siehe z. B. Knoten K14), da die Resonanzfrequenzen oberhalb des untersuchten Frequenzbereichs liegen. Am Knoten K16 ist vor allem der Einfluss der Konverterimpedanz im unteren Frequenzbereich sichtbar. Die Resonanzstelle liegt bei ca. 300 Hz. Diese ist ebenfalls noch am Knoten K14 erkennbar, aber nicht mehr als solche am Knoten K12 sichtbar. Somit ist die Ausbreitung der Resonanzstelle durch die Konverterimpedanz relativ gering. Die Impedanz am Knoten K12 ist von dem induktiven Verhalten des

Transformators zu der Hochspannungsebene dominiert.

Durch Schließung des Schalters S1 verändern sich die frequenzabhängigen Netzimpedanzen, deren Beträge in Abb. 7.3 dargestellt sind. Die aufgestellten Aussagen bestätigen sich, außer dass die Kopplung der Stränge in diesem Fall deutlich zu erkennen ist. Diese verursacht vor allem am Knoten K14 eine viel höhere Anzahl von Resonanzfrequenzen, welche durch das naheliegende vermaschte Kabelnetz verursacht werden. Die exakte Modellierung der Leitungen zeigt hier wieder eine starke Abweichung von den beiden vereinfachten Methoden. Aus diesem Grund wird in diesem Abschnitt im Folgenden nur die exakte Modellierung der Leitungen verwendet. Die Resonanzstelle des netzseitigen Konverters ist in dieser Netzkonstellation auch in dem linken Strang erkennbar. Diese Resonanz übt jedoch einen relativ geringen Einfluss auf die frequenzabhängige Impedanz im rechten Strang aus (beispielsweise auf Knoten K14).

Weiterhin ist für die Behandlung der harmonischen Stabilität die Torimpedanz des Netzes am Knoten K16 von Bedeutung, welche aus Sicht des netzseitigen Konverters die Netzimpedanz darstellt und auch als solche in dem impedanzbasierten Kriterium definiert wird (siehe Abschnitt 4.3). Ihr Betrag ist für beide Positionen vom Schalter S1 in Abb. 7.4 dargestellt. In beiden Fällen erkennt man einen relativ linearen Verlauf in dem untersuchten Frequenzbereich. Dieser wird vor allen durch die Impedanz des Anschlusstransformators dominiert. Außerdem ist eine Resonanzstelle bzw. sind bei geschlossenem Schalter S1 zwei Resonanzstellen erkennbar. Diese lassen sich durch die Resonanzfrequenzen des Zuleitungskabels erklären. Aus diesem Grund kann die These aufgestellt werden, dass die Netznachbildung aus dem Anschlusstransformator, dem

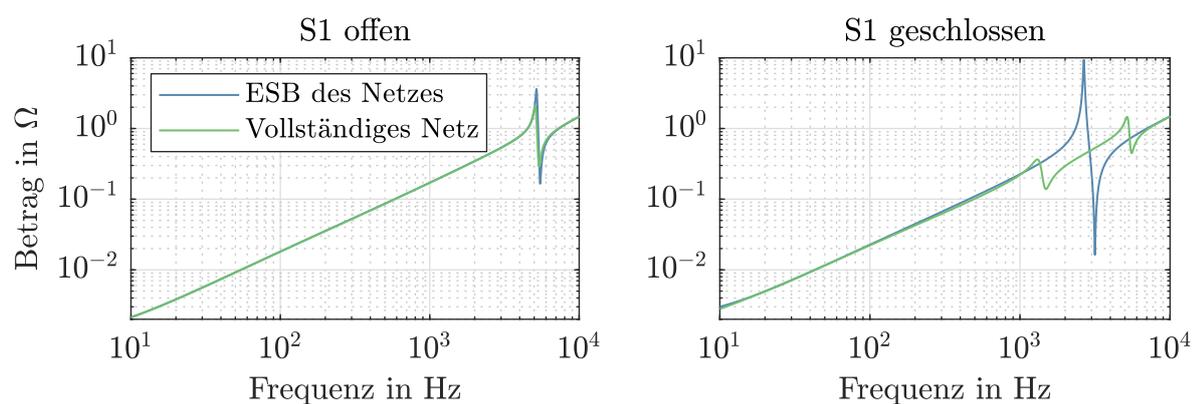


Abb. 7.4.: Frequenzabhängige Beträge der Netzimpedanz am Knoten K16 aus Sicht des netzseitigen Konverters mit vollständigem MS-Netz und einer einfachen Ersatzschaltbilddarstellung

Zuleitungskabel und ggf. einer simplen Ersatznetzdarstellung für die Untersuchung der harmonischen Stabilität ausreichen würde. Dafür wird Schalter S2 getrennt und eine Ersatznetzdarstellung, mit einem Widerstand und einer Induktivität angepasst an die jeweilige Netzkonstellation, an Knoten K15 angeschlossen. Die Änderung der Netzimpedanz ist in Abb. 7.4 sichtbar. In dem Fall des offenen Schalters S1 lässt sich diese Annahme der vereinfachten Netzabbildung bestätigen. In der Netzkonstellation mit dem geschlossenen Schalter S1 stimmt der Frequenzgang des Ersatzschaltbilds des Netzes mit dem des vollständigen Netzes nicht überein. Daraus kann man erkennen, dass in einem Strangnetz mit wenigen Resonanzstellen in dem untersuchten Frequenzbereich die vereinfachte Netzmodellierung ausreichend genaue Ergebnisse liefert. Für vermaschte Netze kann diese Annahme zu falschen Ergebnissen führen.

Bisher wurde lediglich die frequenzabhängige Netzimpedanz des MS-Netzes analysiert. Im Weiteren soll die harmonische Stabilität des Gesamtsystems untersucht werden. Dafür wird die Veränderung der Netzkonstellation durch die Schließung des Schalters S1 verwendet.

Zunächst wird das impedanzbasierte Kriterium angewandt, um die harmonische Sta-

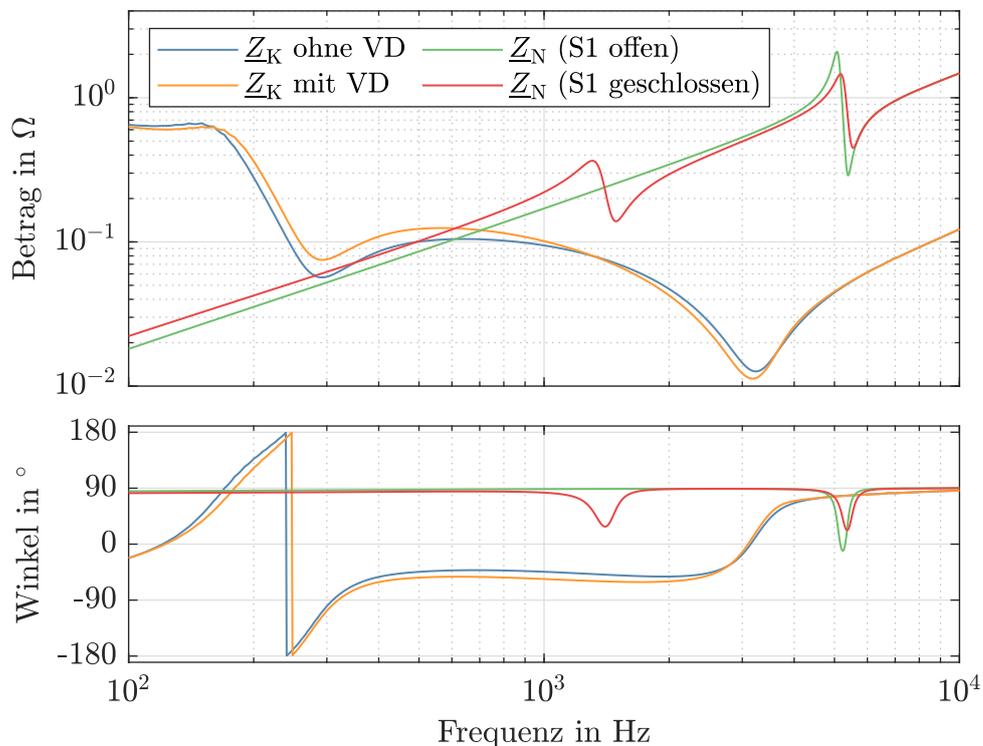


Abb. 7.5.: Bode-Diagramm der Impedanzen des Konverters (ohne und mit virtueller Dämpfung) und des MS-Netzes am PoC

bilität des netzseitigen Konverters am Knoten K16 festzustellen. Dafür werden die bereits vorgestellten frequenzabhängigen Torimpedanzen als Netzimpedanzen verwendet. In Abb. 7.5 ist das Bode-Diagramm der betrachteten Impedanzen dargestellt. Wie bereits in Abschnitt 4.3 beschrieben, sind im Bode-Diagramm die Kreuzungen der Impedanzbeträge bzw. die höheren Beträge der Netzimpedanz gegenüber der Konverterimpedanz im aktiven Bereich des Konverters Anzeichen für eine harmonische Instabilität. In dem Fall des geöffneten Schalters S1 sind dabei keine Kreuzungen erkennbar. Der Betrag der Netzimpedanz ist in dem gesamten aktiven Bereich unterhalb des Betrages der Konverterimpedanz. Bei der Schließung des Schalters wird der Betrag der Netzimpedanz so nach links verschoben, dass es zu mehreren Kreuzungen kommt (siehe Abb. 7.5). Ob es zum instabilen Fall führt, lässt sich im Nyquist-Diagramm der offenen Regelschleife in Abb. 7.6 links erkennen. Dabei zeigt die Umschlingung des kritischen Punktes $(-1 + j0)$ ein instabiles Verhalten. In diesem Fall verändert sich durch das Schließen von Schalter S1 der Frequenzgang so, dass dieser Punkt umschlungen wird. An dieser Stelle wird der netzseitige Konverter um die virtuelle Dämpfung aus Abschnitt 6.1.3 ergänzt. Durch diese Ergänzung wird der Betrag der Konverterimpedanz in dem unteren Frequenzbereich gesteigert (siehe Bode-Diagramm in Abb. 7.5). Dadurch werden die Kreuzungen der Beträge für beide Netzkonstellationen in dem aktiven Bereich des Konverters vermieden. Die Verbesserung der harmonischen Stabilität durch die VD lässt sich auch in dem

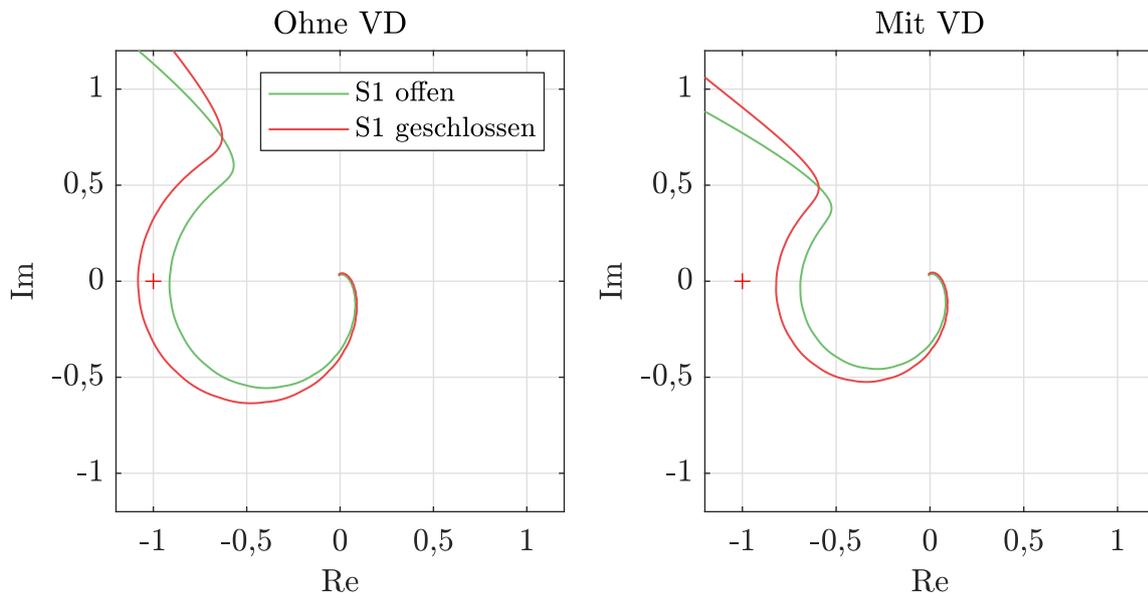


Abb. 7.6.: Nyquist-Diagramm der offenen Regelschleife im MS-Netz ohne und mit virtueller Dämpfung

Nyquist-Diagramm in Abb. 7.6 rechts erkennen. Keine der Frequenzgänge umschlingt den kritischen Punkt. Weiterhin wird auch die Reserve für den Fall mit offenen Schalter S1 erhöht. In diesem Fall wird beispielsweise die Amplitudenreserve von 1,095 auf 1,448 erhöht.

Neben dem impedanzbasierten Kriterium wird weiterhin auch die Eigenwertanalyse (siehe Abschnitt 4.2) eingesetzt, um die Änderung durch die Schließung des Schalter S1 nachzuvollziehen. In Abb. 7.7 ist die Verschiebung der für diesen Fall kritischen Eigenwerte dargestellt. Durch die Schließung des Schalters S1 überqueren gleichzeitig zwei konjugiert komplexe Eigenwertpaare die imaginäre Achse. Dadurch kann die Theorie der superkritischen Hopf-Bifurkation nicht direkt angewendet werden. Die Eigenwerte mit dem positiven Realteil deuten jedoch von sich aus auf die Instabilität des linearisierten Systems hin. Diese Instabilität ist aus Sicht der elektrischen Energieversorgung zu vermeiden. Vorher wurde bereits gezeigt, dass die VD das System stabilisieren kann. Im Folgenden wird die VD vernachlässigt und die Sensitivitätsanalyse für die kritischen Eigenwertpaare angewendet. Dabei sollen entscheidende Parameter der Regelung und der nahen Betriebsmittel für die Instabilität identifiziert werden. In Abb. 7.8 sind die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse dargestellt. Wie bereits für das Einkonverterproblem üben die Parameter der Stromregelung und die Zeitverzögerung den größten Einfluss auf die kritischen Eigenwerte aus. Es ist auch zu erkennen, dass die Länge des Zuleitungskabels l_{Kabel} einen Effekt auf die kritischen Eigenwerte hat. Durch die Senkung seiner Länge kann das System stabilisiert werden. Bei dem Eigenwertpaar $\lambda_{3/4}$ ist zu erkennen,

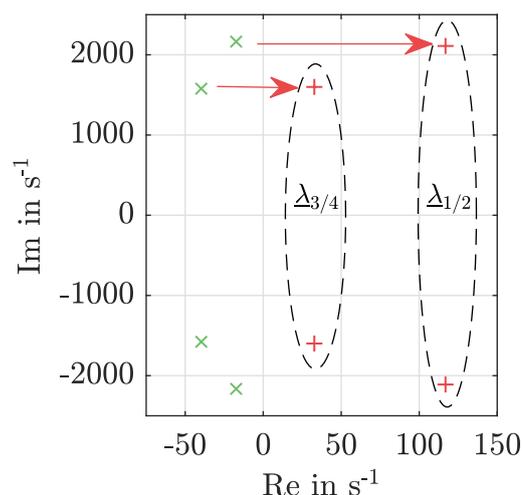


Abb. 7.7.: Verschiebung der kritischen Eigenwerte des MS-Netzes durch Schließung des Schalters S1

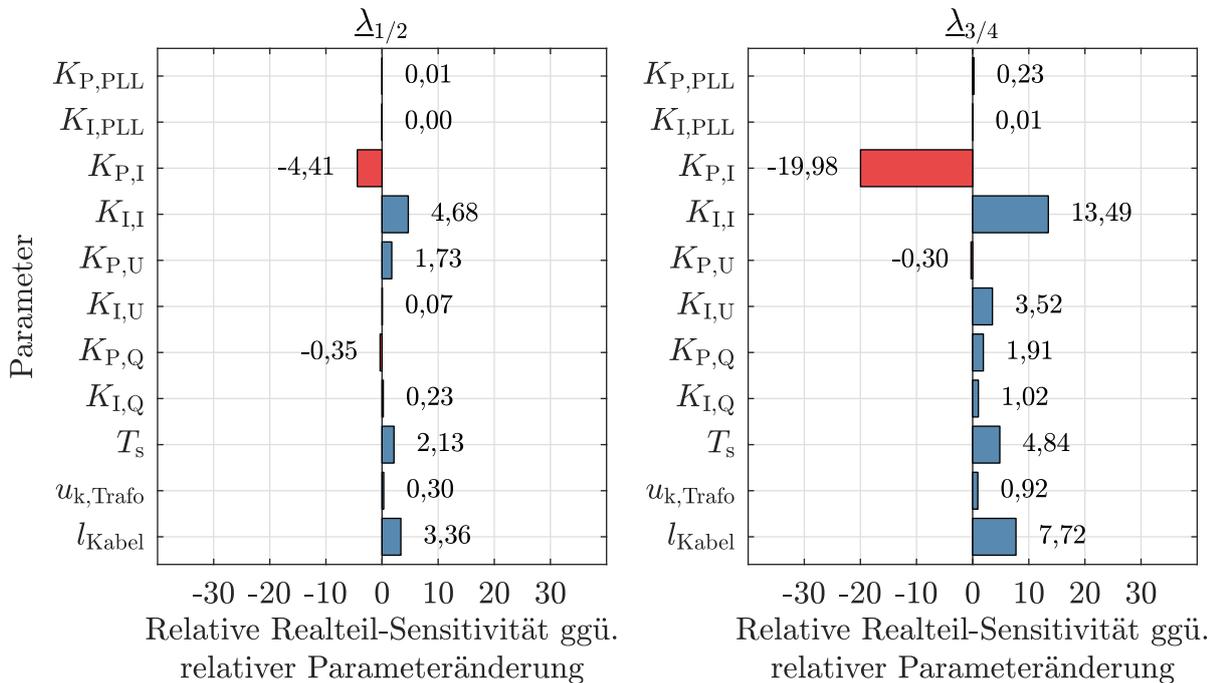


Abb. 7.8.: Sensitivität der kritischen Eigenwertpaare auf Parameteränderungen im MS-Netz mit geschlossenem Schalter S1

dass auch die Reglergrößen der äußeren Regelschleife, insbesondere die der Spannungsregelung, einen Einfluss haben. Durch die Senkung dieser Reglergrößen wird jedoch das Eigenwertpaar $\Delta_{1/2}$ wenig beeinflusst. Die PLL ist in diesem Fall für die harmonische Stabilität unbedeutend. Die Erkenntnisse aus dem Einkonverterproblem können an diesem Beispiel nahezu vollständig bestätigt werden.

Die erzielten Ergebnisse der Analyse des Einflusses der Schließung des Schalters S1 auf die harmonische Stabilität können weiterhin durch Zeitbereichssimulationen validiert werden. In Abb. 7.9 ist der Zeitverlauf der Leiterströme und Strangspannungen am PoC des Konverters und das Ausgangssignal des Strombegrenzers dargestellt. Für den Zeitbereich $t < 0$ ms ist der Schalter S1 offen und das Gesamtsystem befindet sich in einem Gleichgewichtszustand. Zum Zeitpunkt $t = 0$ ms wird der Schalter S1 geschlossen. Wie bereits in Abschnitt 5.1 analysiert, wird dabei ein Ausgleichsvorgang ausgelöst. Dabei schwingen die Zustandsgrößen im System auf. Das ist in diesem Fall auch an dem Ausgangssignal des Strombegrenzers sichtbar. Nach ca. 80 ms stellt sich ein periodisches Verhalten mit einer Frequenz von ca. 230 Hz ein. In den Leiterströmen und Strangspannungen sind zwei Frequenzkomponenten mit Frequenzen von 230 Hz \pm 50 Hz erkennbar (vgl. Abschnitt 5.1). In dem Zeitpunkt $t = 100$ ms wird die VD in dem netzseitigen Kon-

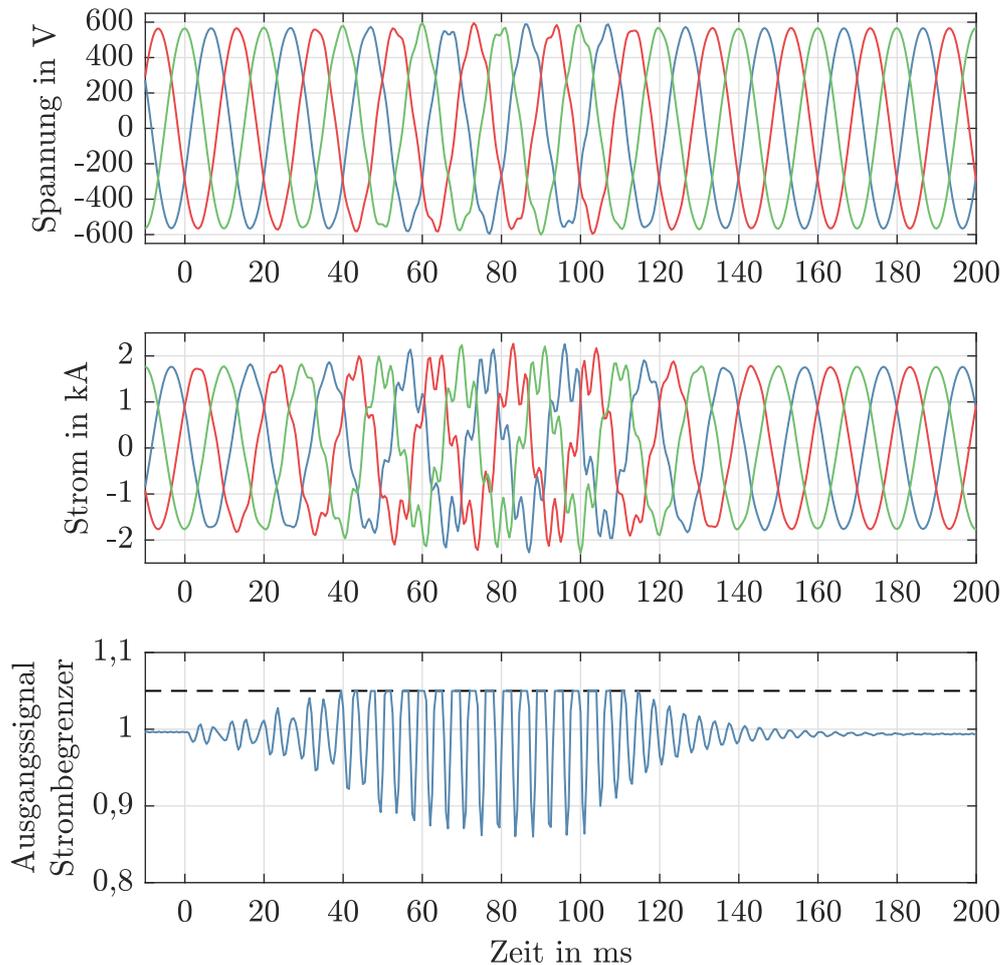


Abb. 7.9.: Zeitverläufe der Simulation im MS-Netz bei Schließung des Schalters S1 ($t = 0$ ms) und Einschaltung der virtuellen Dämpfung ($t = 100$ ms)

verter aktiviert. Nach einem Ausgleichvorgang kehrt das System wieder in einen stabilen Arbeitspunkt bzw. Gleichgewichtszustand zurück. Die Ergebnisse des impedanzbasierten Kriteriums und der Eigenwertanalyse können somit bestätigt werden.

7.2. Höchstspannungsnetz

Das betrachtete HöS-Netz orientiert sich an der europäischen Variante des Höchstspannungsnetzes aus [104]. Die Topologie des HöS-Netzes ist in Abb. 7.10 dargestellt. Die Verbindungen in dem vermaschten Netz bestehen größtenteils aus 220 kV-Leitungen. Für die Anwendung in dieser Arbeit werden einige Anpassungen des Netzes, analog zu der beispielhaften Untersuchung in [104], durchgeführt. Der Generator am Knoten K13 wird

durch ein Windparknetz (WP-Netz) mit einer Netznennspannung von 33 kV und einer gesamten Bemessungsleistung von 25 MVA ersetzt. Die Leitung zwischen Knoten K6 und K12 wird als ein Kabelsystem mit einer Länge von 80 km, angelehnt an die Parameter aus [106], ausgeführt. So wird ein Offshore-Windparkanschluss an das 220 kV-Netz nachgestellt. Da die Drehstromkabel eine relativ hohe Ladeleistung benötigen, wird die kapazitive Kompensationsanlage am Knoten K6 des Originalnetzes durch induktive Drosselspulen mit einer Blindleistung von 100 Mvar ersetzt. Der Aufbau des WP-Netzes ist in Abb. 7.11 dargestellt. Dieses besteht aus einer typischen Strahlenverbindung mit fünf über einen Anschlusstransformator angeschlossenen netzseitigen Konvertern, welche Windenergieanlagen mit Vollumrichter mit einer Bemessungsleistung von 5 MVA repräsentieren. Die Leitungen im WP-Netz sind alle als Kabelsysteme, angelehnt an die Parameter aus [107, 108], mit jeweils 1 km Länge ausgeführt. Die Parameter aller Betriebsmittel des HöS- und WP-Netzes sind im Anhang B.2 dargelegt.

Die im Folgenden dargestellte Analyse des HöS-Netzes wird analog zu dem vorangegangenen Abschnitt durchgeführt. Zunächst werden die frequenzabhängigen Netzimpedanzen des HöS-Netzes analysiert. Darauf werden die Torimpedanzen aus Sicht der Konverter im WP-Netz untersucht und miteinander verglichen. Im letzten Teil dieses Abschnittes wird die harmonische Stabilität an einem netzseitigen Konverter im WP-Netz beispielhaft mit und ohne virtuelle Dämpfung untersucht.

In Abb. 7.12 sind die Beträge der frequenzabhängigen Torimpedanzen von ausgewählten Knoten im HöS-Netz dargestellt. Wie es zu erkennen ist, sind im Vergleich zu dem

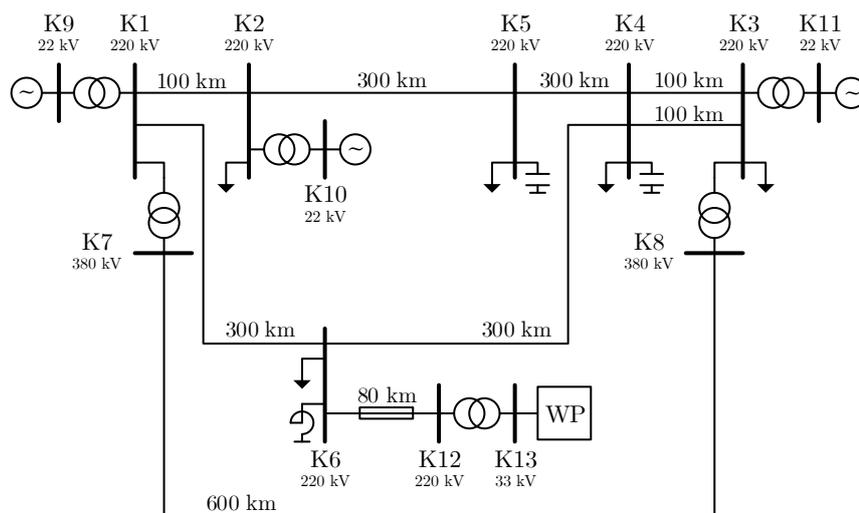


Abb. 7.10.: Topologie des untersuchten HöS-Netzes

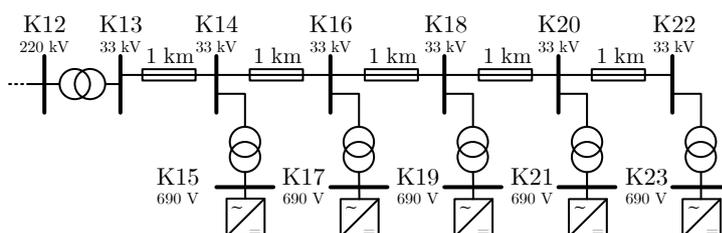


Abb. 7.11.: Topologie des untersuchten WP-Netzes

MS-Netz in dem untersuchten Frequenzbereich mehr Resonanzstellen zu finden. Das ist in den höheren Spannungsebenen so zu erwarten und wird größtenteils durch längere Leitungsabschnitte und den daraus resultierenden größeren Induktivitäten und Kapazitäten verursacht. Das führt dazu, dass die Frequenzen der Resonanzstellen in den niedrigeren Frequenzbereich verschoben werden. Anders als bei der Analyse des MS-Netzes liegen die mit den VP berechneten Ergebnisse viel näher an der exakten Modellierung der Leitungen als an der Abbildung mit den KP. Das ist für alle Hös-Knoten in dem Beispielnetz so erkennbar. Die Abweichungen zwischen der exakten Modellierung und den beiden weiteren Methoden sind weiterhin erkennbar. Das ist vor allem an den Unterschieden in den Resonanzfrequenzen sichtbar (man beachte die logarithmische Skalierung der Frequenzachse in Abb. 7.12). Am Knoten K5 erkennt man jedoch eine starke Übereinstimmung der einzelnen Methoden. Das ist vor allem durch die dominierende Induktivität der Last und durch die hohe Kapazität der Kompensationsanlage, welche an diesem Knoten angeschlossen sind, verursacht. An Knoten mit einem ähnlichen Torimpedanzverlauf (Knoten K6 und K12) ist für Frequenzen oberhalb von ca. 300 Hz keine Übereinstimmung mehr erkennbar. Für weitere Untersuchungen im WP-Netz ist vor allem die Torimpedanz am Knoten K12 von Interesse, da dieser am nächsten zu dem WP liegt. Die Torimpedanz weist eine Vielzahl von Resonanzstellen in dem untersuchten Frequenzbereich auf. Die Resonanzstelle mit niedrigster Frequenz liegt bei ca. 135 Hz. Zudem erkennt man im höheren Frequenzbereich einen relativ konstanten Mittelwert des Betrages.

Weiterhin werden die Torimpedanzen im vollständigen WP-Netz nicht explizit dargestellt, da diese eine geringere Aussagekraft über die Untersuchung der harmonischen Stabilität besitzen. In Abb. 7.13 sind jedoch die Beträge der Netztorimpedanzen aus Sicht des jeweiligen netzseitigen Konverters dargestellt. Wie es zu erkennen ist, sind die Unterschiede zwischen den Netztorimpedanzen an den einzelnen Knoten sehr gering. Weiterhin weisen auch die verschiedenen Modellierungen der Leitungen für den Betrag der Netztorimpedanz keine Unterschiede auf. Auch wenn kein Unterschied existiert, wird

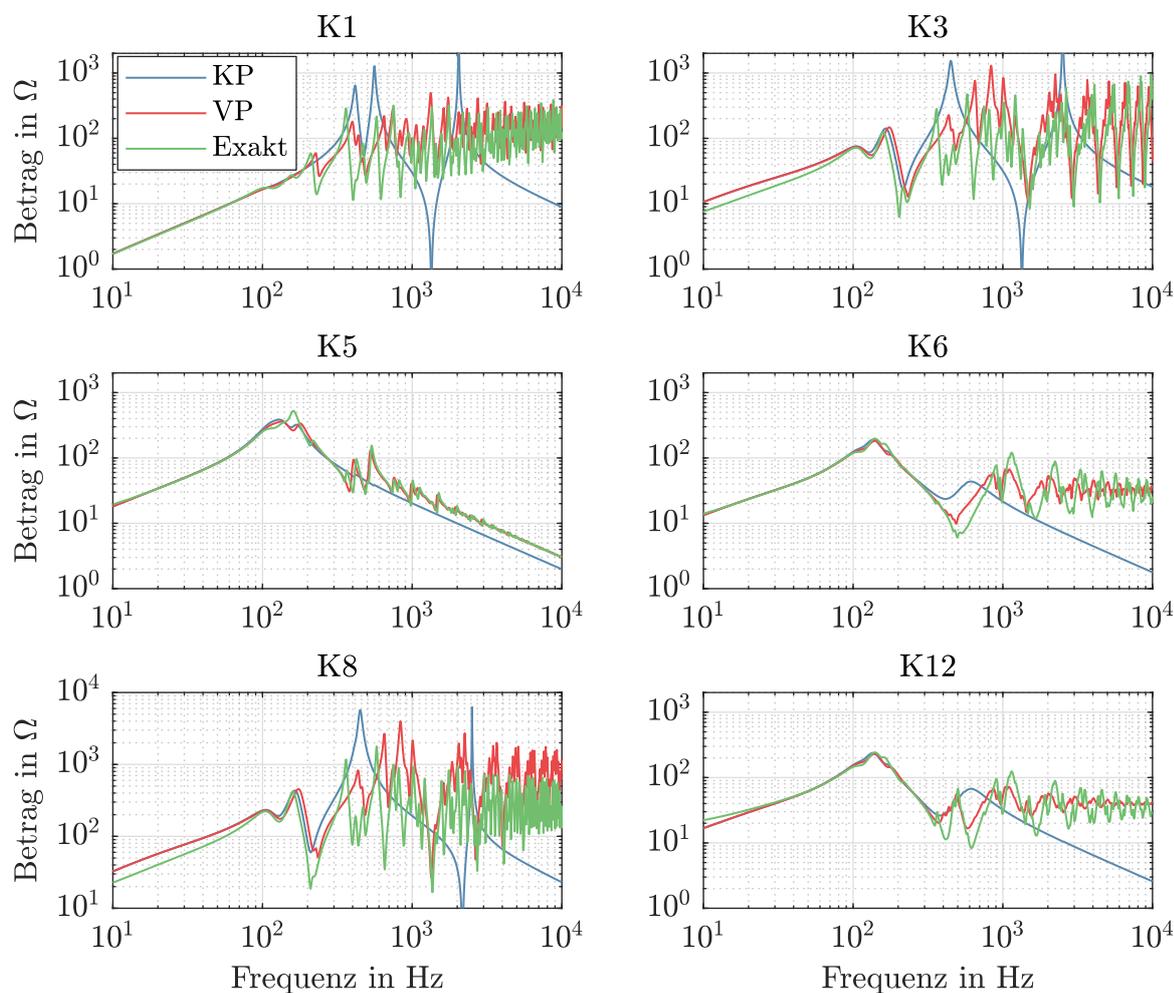


Abb. 7.12.: Frequenzabhängige Beträge der Netztorimpedanz an verschiedenen Knoten des HöS-Netzes

im Weiteren nur die exakte Abbildung der Leitungen verwendet. Die Impedanzen aus Sicht der Konverter werden vor allem durch den Anschlusstransformator, dessen Betrag der frequenzabhängigen Impedanz ebenfalls in Abb. 7.13 dargestellt ist, dominiert. Die Netztorimpedanzen weichen von der Transformatorimpedanz in zwei Frequenzbereichen ab. Eine der Abweichungen ist die Resonanzstelle der Netztorimpedanz bei ca. 2,5 kHz. Diese ist vor allem durch die Kabelverbindungen in der 33 kV-Ebene bestimmt. Die Resonanzstellen, welche in der HöS-Ebene (siehe Abb. 7.12) erkennbar waren, sind in den dargestellten Netztorimpedanzen nicht mehr erkennbar. Weiterhin ist eine Abweichung von der Transformatorimpedanz im unteren Frequenzbereich erkennbar. Diese wird von den Impedanzen naheliegender netzseitigen Konvertern verursacht. Das konnte in dem untersuchten MS-Netz nicht festgestellt werden, da nur ein netzseitiger Konverter im

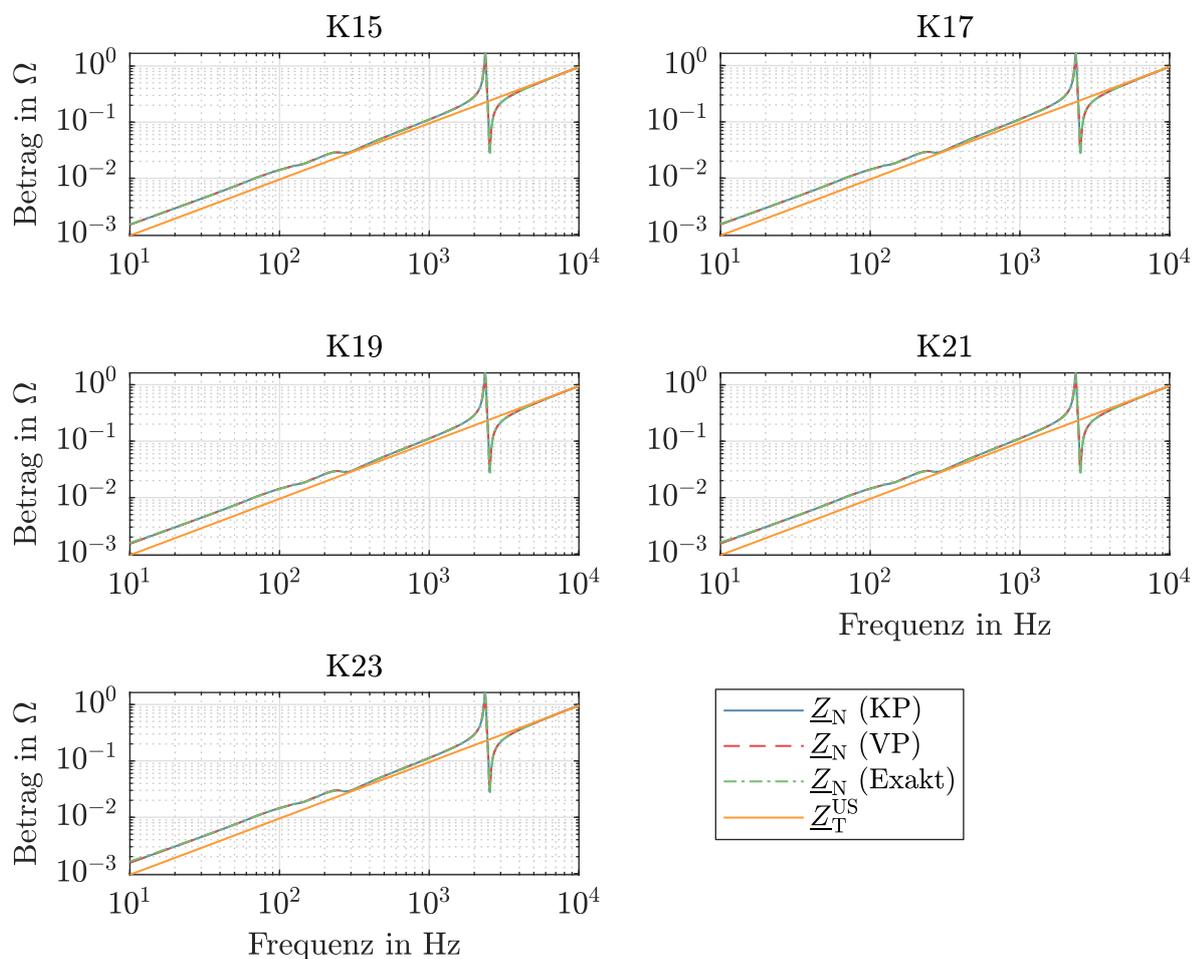


Abb. 7.13.: Frequenzabhängige Beträge der Netzimpedanz aus Sicht der jeweiligen netzseitigen Konverter im WP-Netz und des Transformators der Konverter bezogen auf die Unterspannungsseite

Netz vorhanden war. Nachfolgenden wird auf diesen Einfluss nochmals eingegangen. Da die fünf Windenergieanlagen einen kleineren Windpark darstellen, wird dieser um vier gleiche Strahlen mit jeweils fünf Windenergieanlagen mit Vollumrichter erweitert. Der erweiterte WP hat eine gesamte Bemessungsleistung von 125 MVA. Damit sollen die bisher aufgestellten Aussagen mit einem größeren WP-Netz validiert werden. In Abb. 7.14 sind die Beträge der Netzimpedanzen aus Sicht aller netzseitigen Konverter dargestellt. Alle Impedanzen weisen die gleiche beschriebene Struktur auf. Die Frequenzen der Resonanzstelle weichen voneinander ab, abhängig von der Position des netzseitigen Konverters im WP-Netz. Also können ähnliche Ergebnisse auch in größeren bzw. ähnlich aufgebauten Windparks erwartet werden. Alles in allem sind die Ergebnisse der Untersuchung der frequenzabhängigen Impedanzen vergleichbar mit den Ergebnissen der Untersuchung im

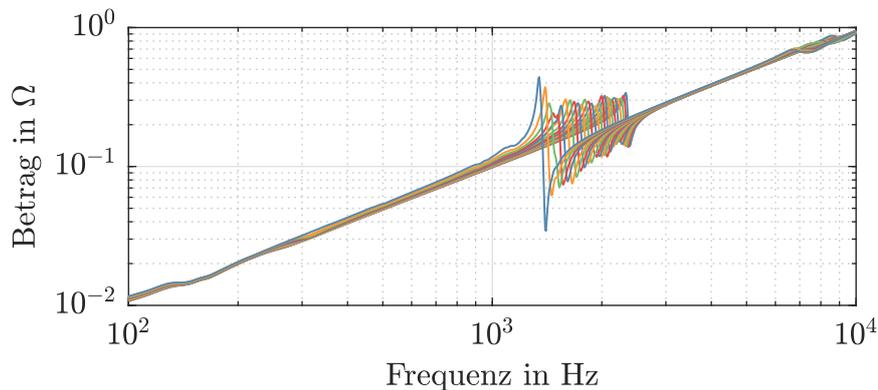


Abb. 7.14.: Frequenzabhängige Beträge der Netzimpedanz aus Sicht der jeweiligen netzseitigen Konverter im erweiterten WP-Netz

MS-Netz. Die Resonanzstellen des überlagerten HöS-Netzes haben nur einen geringen Einfluss auf die Netzimpedanzen für die Untersuchung der harmonischen Stabilität mit dem impedanzbasierten Kriterium. Die Betriebsmittel wie Anschlusstransformatoren, die Leitungen und weitere netzseitige Konverter nahe an dem untersuchten Konverter haben jedoch einen wesentlichen Einfluss auf den Verlauf der Impedanz.

Im Folgenden wird die harmonische Stabilität in dem WP-Netz mit fünf Windenergieanlagen mit Vollumrichter aus Abb. 7.11 beispielhaft analysiert. In diesem Fall enthalten alle netzseitigen Konverter die Komponente der virtuellen Dämpfung in ihrer Regelung. Als Untersuchungsszenario wird an dem Konverter am Knoten K15 die VD ausgeschaltet und die harmonische Stabilität analysiert. Zunächst wird das impedanzbasierte Kriterium angewendet. In Abb. 7.15 ist das Bode-Diagramm dafür dargestellt. Zunächst wird die Netztorimpedanz analysiert. Wie bereits beschrieben, wird diese auch von den naheliegenden Converttern im unteren Frequenzbereich beeinflusst. Dieser Einfluss führt dazu, dass die Netztorimpedanz in diesem Fall ebenfalls einen aktiven Bereich (in Abb. 7.15 rot dargestellt) aufweist. Dieser ist nicht so stark ausgeprägt, wie der des netzseitigen Convertters. Damit kann die Annahme, dass die Netztorimpedanz nur passiv ist, nicht mehr aufrecht gehalten werden. Zudem kann daraus abgeleitet werden, dass für die Berechnung der Netztorimpedanz die Impedanzen weiterer naheliegender Convertter berücksichtigt werden müssen. Weiterhin erkennt man, wie auch im vorangegangenen Abschnitt, dass die VD den Betrag der Converterimpedanz im unteren Frequenzbereich bis ca. 1 kHz erhöht. Das führt dazu, dass sich die Kreuzung der Converter- und der Netztorimpedanz außerhalb des aktiven Bereichs der Converterimpedanz verschiebt. Dieses wird auch in dem dazugehörigen Nyquist-Diagramm in Abb. 7.16 deutlich. Die Kurve mit der VD

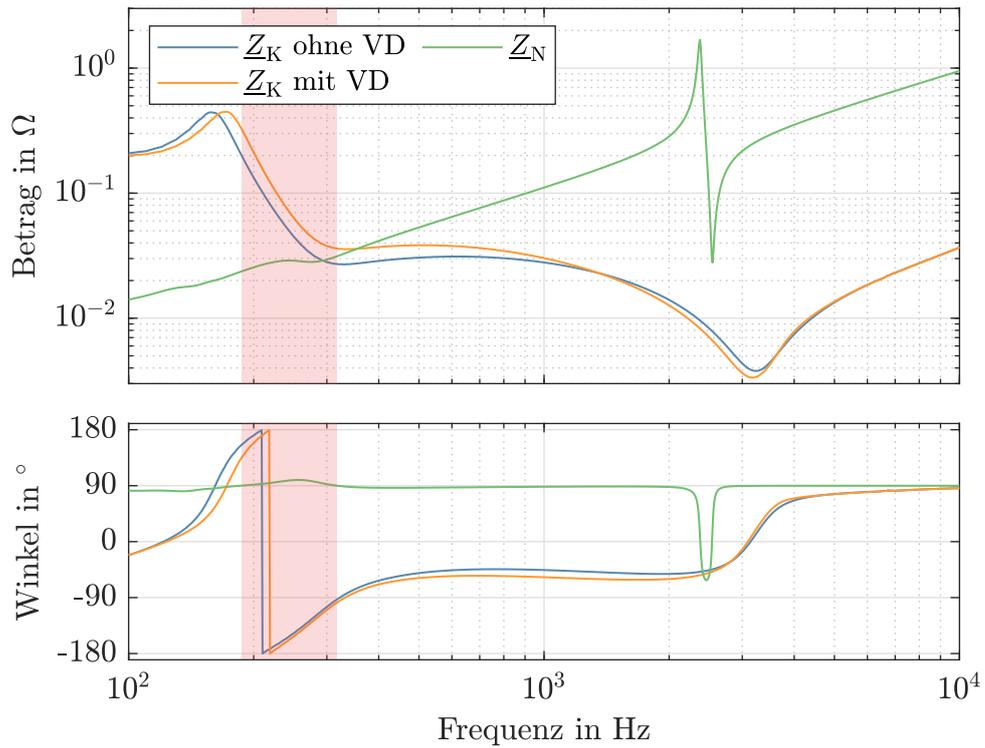


Abb. 7.15.: Bode-Diagramm der Impedanzen des Konverters (ohne und mit virtueller Dämpfung) und des WP-Netzes (Knoten K15)

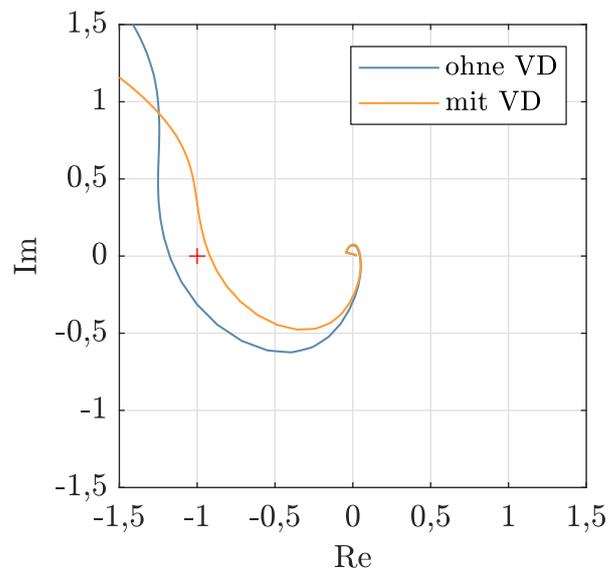


Abb. 7.16.: Nyquist-Diagramm der offenen Regelschleife im WP-Netz (Knoten K15) ohne und mit virtueller Dämpfung

umschlingt den kritischen Punkt nicht, wie es die Kurve ohne VD tut. Dadurch verliert der netzseitige Konverter am Knoten K15 durch Ausschalten der VD die harmonische Stabilität.

Zuletzt werden die Ergebnisse des impedanzbasierten Kriteriums mit einer Zeitbereichssimulation validiert. In Abb. 7.17 sind die Ergebnisse dafür dargestellt.

Vor dem Zeitpunkt $t = 0$ ms befindet sich das Gesamtsystem in einem Gleichgewichtszustand. Der netzseitige Konverter arbeitet mit der virtuellen Dämpfung. Diese wird in diesem Zeitpunkt ausgeschaltet. Wie auch für das Einkonverterproblem und in der Untersuchung des MS-Netzes wird dadurch ein Ausgleichsvorgang angestoßen. In diesem Fall stellt sich innerhalb der 100 ms, in denen die VD ausgeschaltet ist, kein periodisches Verhalten ein. Die Grundzüge des periodischen Verhaltens können jedoch, vor allem in

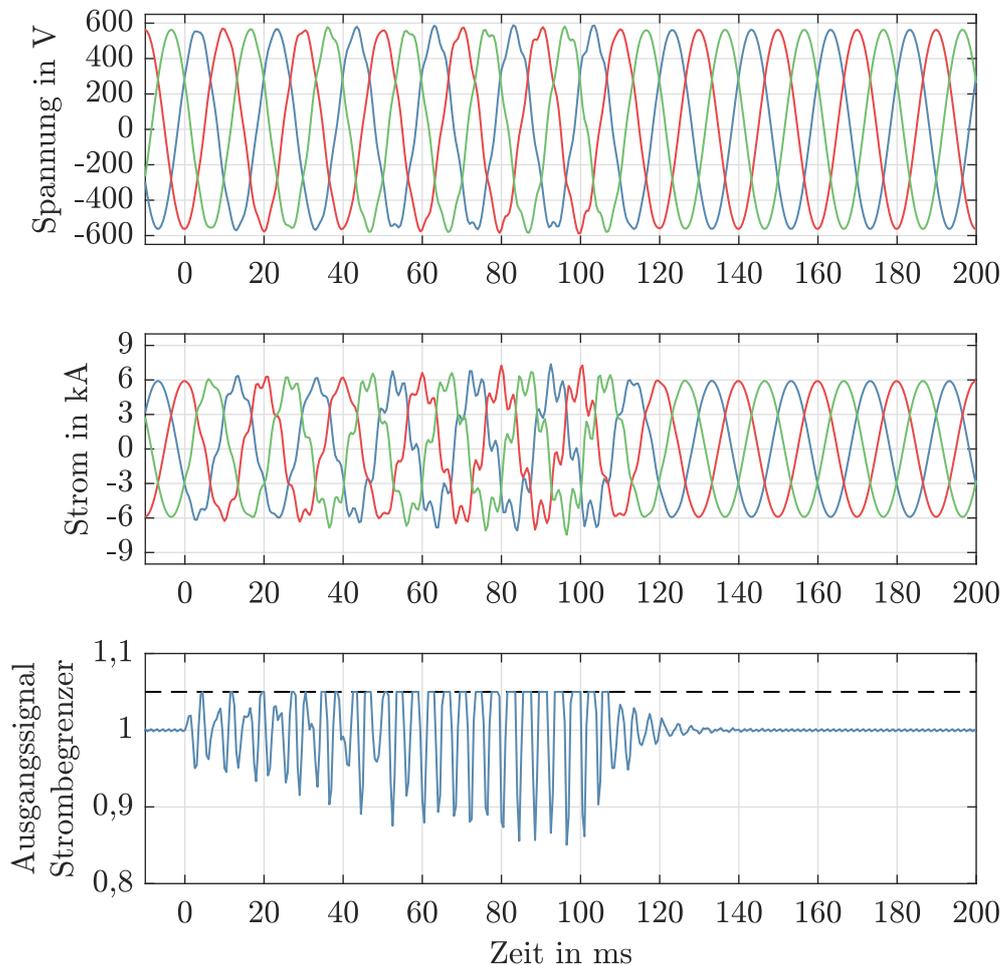


Abb. 7.17.: Zeitverläufe der Simulation im WP-Netz am Knoten K15 bei Aus- ($t = 0$ ms) und erneuerter Einschaltung ($t = 100$ ms) der virtuellen Dämpfung

dem Ausgangssignal des Strombegrenzers, bereits erkannt werden. Die längere Dauer des Ausgleichsvorganges deutet nicht auf ein anderes Verhalten als bisher beschrieben hin, sondern lediglich auf die langsameren Dynamiken in diesem Fall im Vergleich zu den weiteren Zeitbereichsverläufen in den Abschnitten 4.1 und 7.1. Ohne die VD liegt eine harmonische Instabilität vor. Durch das erneute Einschalten des VD im Zeitpunkt $t = 100\text{ms}$ kehrt das Gesamtsystem relativ schnell in den ursprünglichen Gleichgewichtszustand bzw. Arbeitspunkt zurück. Die zuvor beschriebenen Ergebnisse diesen Abschnitts können somit validiert werden.

7.3. Diskussion

In diesem Kapitel wurde der Vorgang, die Analyse und die Verbesserung der harmonischen Stabilität, welche in den vorangegangenen Kapiteln beschrieben wurden, anhand von zwei Beispielnetzen analysiert. Dabei wurden die netzseitigen Konverter im Einsatz als Windenergieanlagen mit Vollumrichter anhand von in der Praxis typischen Topologien und Betriebsmitteln an das MS- und das HöS-Netz angeschlossen. Zum einen wurden die frequenzabhängigen Impedanzen und deren Auswirkung auf die Netztorimpedanz an dem PoC der Konverter in beiden Netzen analysiert. Zum anderen wurden durch Änderungen in der Topologie und in der Konverterregelung stabile und instabile Zustände erzeugt und untersucht. Im Folgenden soll zusammenfassend diskutiert werden, welche Ergebnisse festgestellt wurden und wie diese zur Behandlung der harmonischen Stabilität in elektrischen Energieversorgungsnetzen eingesetzt werden können. Zum Abschluss wird diskutiert, welche weiteren Untersuchungen zusätzlich wichtig, aber nicht ein Teil dieses Kapitels sind.

Zunächst wird der Einfluss der Netzbetriebsmittel und deren Modellierung auf die Untersuchung der harmonischen Stabilität zusammengefasst. Die drei eingesetzten Methoden der Modellierung der Leitungen haben in beiden Beispielnetzen unterschiedliche Ergebnisse gezeigt. Das ist vor allem in der Anzahl und der Frequenz der Resonanzstellen in beiden Netzen sichtbar. Für die Darstellung der frequenzabhängigen Impedanz der MS- bzw. der HöS-Netze sollte die exakte Modellierung eingesetzt werden, um die Resonanzfrequenzen genau zu berechnen. Das ist auch übereinstimmend mit den Aussagen aus [76]. Bei der Betrachtung der Netztorimpedanzen aus Sicht der netzseitigen Konverter, in diesem Fall mit dem Anschlusstransformator und einem Zuleitungskabel, hat die Methode der Modellierung keinen hohen Einfluss ausgeübt. Die Resonanzstellen des Zuleitungskabels wurden von allen drei Methoden hinreichend genau berechnet. Somit

kann für die Untersuchung der harmonischen Stabilität die Annahme getroffen werden, dass die Leitungen, oder zumindest nicht nah liegende Leitungen, vereinfacht mit der Methode mit KP modelliert werden können.

Wie bereits geschrieben, waren die netzseitigen Konverter in den Beispielnetzen mit einem Anschlusstransformator und einem Zuleitungskabel bzw. in einem entsprechenden Strahlennetz angeschlossen. Diese Betriebsmittel haben für die Netzimpedanz aus Sicht der Konverter den größten Effekt ausgeübt. Diese Netzimpedanz folgt dem linearen induktiven Verhalten der Transformatoren und weicht davon an der Resonanzstelle der Kabel ab. Weiterhin wurde auch eine Abweichung durch die naheliegenden netzseitigen Konverter festgestellt. Dieser Einfluss ist vor allem im unteren Frequenzbereich (bis zu wenigen Hundert Hz) der Netztorimpedanz sichtbar, wo in diesem Fall auch der aktive Bereich des Konverters liegt. Daraus lässt sich für die Untersuchung der harmonischen Stabilität die Aussage ableiten, dass die nahen Netzbetriebsmittel, wie Anschlusstransformatoren und Zuleitungen, und auch die nahe an das Netz angeschlossenene Betriebsmittel, wie in diesem Fall Konverter, abgebildet werden müssen. Eine quantifizierte Definition der Nähe der Betriebsmittel zum untersuchten Konverter kann anhand der Untersuchungen in diesem Kapitel nicht abgeleitet werden. Das überlagerte Netz kann vereinfachend durch ein Ersatznetz abgebildet werden. Diese Aussage muss jedoch in weiteren Netzszenarien analysiert werden, da in dem Fall einer vermaschten Netzkonstellation des MS-Netzes die Resonanzfrequenzen inkorrekt berechnet wurden. Die inkorrekt berechneten Resonanzfrequenzen hatten allerdings keinen Einfluss auf das instabile Verhalten, da diese weit entfernt von dem aktiven Bereich des Konverters lagen.

Weiterhin werden die Berechnungsmethoden für die Analyse der harmonischen Stabilität anhand der Beispielnetze diskutiert. Das impedanzbasierte Kriterium wurde in Abschnitt 4.4 als ein wichtiges Werkzeug für Netzbetreiber bei der Feststellung der harmonischen Stabilität bzw. der Zustände, welche sich nahe der Instabilität befinden, definiert. Diese Aussage konnte in den beschriebenen Netzszenarien bestätigt werden. Durch die Berechnung bzw. Kenntnis der Netzimpedanz aus Sicht der Konverter und der Konverterimpedanz konnten validierbare Aussagen zur harmonischen Stabilität getroffen werden. Weiterhin konnten auch Abhilfemaßnahmen für die Verbesserung der Stabilität an dem Bode-Diagramm abgeleitet werden. In diesen Fällen wurde die virtuelle Dämpfung eingesetzt, aber auch weitere Maßnahmen aus Abschnitt 6.1 würden theoretisch zur Verbesserung der harmonischen Stabilität führen. Die Analyse der Netzszenarien hat nochmal gezeigt, dass die Kenntnis der Konverterimpedanzen für den Netzbetreiber notwendig ist, um einen stabilen Netzbetrieb aufrecht erhalten zu können. Dafür müs-

sen diese Impedanzen zwischen den Anlagenbetreibern bzw. den Herstellern der Konverter und den Netzbetreibern ausgetauscht werden. Die durchgeführten Eigenwertanalysen und Zeitbereichssimulationen haben ihre positiven Eigenschaften und ihre Einsatzzwecke als umfassende Analysetechnik bzw. Validierungswerkzeug in der Netzszenarienanalyse bestätigt.

Zum Ende des Abschnittes soll nochmal relativiert werden, welche Aussagen in diesem Kapitel nicht allgemein gemacht werden können bzw. weitere vertiefende Untersuchungen benötigen. In dieser Arbeit wurde die netzfolgende Regelungsstruktur der netzseitigen Konverter untersucht. Diese wird vor allem in den elektrischen Energieerzeugungsanlagen, wie Windenergieanlagen mit Vollumrichter, eingesetzt. Darüber hinaus existieren auch weitere Konzepte und Regelungsstrukturen (siehe Abschnitt 3.1), welche einen großen Einfluss auf die Konverterimpedanz und deren aktiven Bereich nehmen. In dem untersuchten netzseitigen Konverter im Einkonverterproblem und auch in den Beispielnetzen lag der aktive Bereich des Converters immer in dem selben Frequenzbereich zwischen ca. 178 und ca. 293 Hz. In diesem Frequenzbereich besitzen die elektrischen Energieversorgungsnetze wenige Netzresonanzstellen und der Betrag der Netztorimpedanz ist annähernd linear. Es ist also möglich, dass eine andere Converterart, wie beispielsweise ein MMC, bzw. eine andere Regelungsstruktur, wie beispielsweise die netzbildende Regelungsstruktur, zu anderen Aussagen und Charakteristiken des Converters, wie beispielsweise die aktiven Bereiche, führen können. Weiterhin wurden bei den Netzszenarien nur Onshore-Drehstromnetze und Drehstromanbindungen von Offshore-Windparks untersucht. Die größeren und weit von der Küste entfernten Windparks werden aktuell mit HGÜ an das Onshore-Netz angebunden und somit davon entkoppelt. Dadurch entsteht auf dem Meer ein Drehstromnetz mit charakteristischen Eigenschaften. Dazu zählen Resonanzstellen im niedrigen Frequenzbereich durch die vielen langen Kabelverbindungen und ein hoher Anteil der leistungselektronischen Betriebsmittel mit netzseitigen Convertern. Dazu zählt auch, dass das Netzverhalten und auch die frequenzabhängigen Netztorimpedanzen stark von dem leistungsstarken HGÜ-Konverter abhängen. Diese Netzstruktur wurde in dieser Arbeit vernachlässigt, da für die Abbildung eines typischen HGÜ-Konverters ein weiteres Modell benötigt wird. Solche Untersuchungen sind in der Literatur, beispielsweise in [23, 31], zu finden. Mit einem solchen Modell des HGÜ-Konverters können auch Untersuchungen an einem HÖS-Netz, welches eine große Anzahl an Resonanzstellen besitzt, gemacht werden. Es würde das andere Ende einer Verbindung der Offshore-Windenergie an das Landnetz darstellen.

8. Zusammenfassung und Ausblick

Die Veränderung der Struktur der elektrischen Energienetze ist durch mehrere Faktoren, dazu gehören auch die Energiewende und die technischen Entwicklungen der Leistungshalbleiter, hervorgebracht worden. Diese ist vor allem in der Erzeugung der elektrischen Energie erkennbar. Zum einen ist es die Windenergie, welche durch ihre volatile Verfügbarkeit einen hohen Grad der Flexibilität der Leistungseinspeisung erfordert. Zum anderen betrifft es auch die Photovoltaikanlagen, welche Gleichstrom erzeugen, aber an das Drehstromnetz angeschlossen werden müssen. In beiden Fällen werden leistungselektronische Konverter eingesetzt. Der Wandel betrifft auch die Übertragung der elektrischen Energie. Für die Übertragung über lange Distanzen oder für den Anschluss von Offshore-Windparks werden HGÜ-Konverter eingesetzt. Weiterhin macht der weite Betriebsbereich der Konverter diese zu einem optimalen Betriebsmittel im Einsatz als FACTS. Dabei haben die netzseitigen Konverter im Vergleich zu den sonst üblichen Synchronmaschinen ein anderes stationäres und nicht-stationäres Betriebsverhalten. Wenn die Anzahl der Konverter in elektrischen Energienetzen erhöht wird, kommen neue Phänomene und Effekte zum Vorschein. Dazu gehört auch die harmonische Stabilität, welche als eine neue Stabilitätsart in der elektrischen Energieversorgung verstanden werden kann. Somit sollte mit Blick auf den Strukturwandel der zukünftigen elektrischen Energieversorgungsnetze die Herausforderung der harmonischen Stabilität für einen stabilen und zuverlässigen Betrieb dieser Netze gemeistert werden. Das primäre Ziel dieser Dissertation ist die Behandlung des Effektes der harmonischen Stabilität aus Sicht der elektrischen Energieversorgung. Dazu gehört das Verständnis des Effektes, die Einordnung in die Klassifikation der Stabilitätsarten des Elektroenergiesystems, die Aufstellung der Berechnungsmethoden zur Feststellung und Analyse und die Abhilfemaßnahmen zur Verbesserung der harmonischen Stabilität.

Den Ausgangspunkt der Arbeit bildet die Auswertung und zusammenfassende Darstellung der wissenschaftlichen Untersuchungen und Analysen aus dem Fachgebiet der Leistungselektronik zu dem Thema der harmonischen Stabilität. Es werden auch die etablierte Theorie der Stabilität nach Ljapunov, die Verfahren der Stabilitätsberechnung

aus der Systemtheorie und die Klassifizierung der Stabilitätsarten des Elektroenergiesystems für die Ausarbeitung angewendet. Für die Anwendung der Berechnungen und das darauffolgende Verständnis der harmonischen Stabilität wird zunächst ein Modell eines netzseitigen Konverters mit einer netzfolgenden Regelungsstrategie aufgestellt. Das Konvertermodell wird an eine einfache Ersatznetzdarstellung angeschlossen. Das entstandene Einkonverterproblem und im Weiteren aufgestellte Netzszenarien werden dafür eingesetzt, die Forschungsfragen, welche aus dem primären Ziel der Dissertation entstehen, zu bearbeiten.

Die erste Forschungsfrage thematisiert die Definition der harmonischen Stabilität und ihre Einordnung in die etablierte Klassifikation der Stabilitätsarten. Dafür wird anhand des Einkonverterproblems der Übergang vom stabilen zum instabilen Zustand durch eine Parameteränderung im Netz analysiert. Das System geht dabei in ein Grenzyklusverhalten über. Auch wenn der Grenzyklus aus Sicht der Systemtheorie mit Hilfe der Annahme der Hopf-Bifurkation und seiner Anziehungsregion als stabil bewertet werden kann, wird dieses Systemverhalten aus Sicht der elektrischen Energieversorgung als instabil definiert. In diesem instabilen Fall entsteht eine Oszillation der Energie zwischen den Energiespeichern des Konverters und des Netzes bei einer harmonischen oder zwischenharmonischen Frequenz. Diese Frequenz liegt oberhalb der Grundfrequenz, ist nicht an diese gekoppelt und befindet sich im aktiven Impedanzbereich des Konverters. Die entstehende Oszillation entspricht den in der Praxis beobachteten Ereignissen. Somit wird in dieser Arbeit die harmonische Stabilität als die Fähigkeit eines Elektroenergiesystems definiert, der Entstehung von harmonischen und zwischenharmonischen Oszillationen entgegenzuwirken. Weiterhin wird ein Vorschlag für die Reklassifizierung der Stabilitätsarten unterbreitet. Dieser ist durch das Beibehalten der Kriterien, welche bei der ursprünglichen Klassifizierung der Stabilitätsarten verwendet worden sind, motiviert. In der Reklassifizierung wird die Zusammenführung der neuen Stabilitätsarten, der Resonanzstabilität und der konvertergetriebene Stabilität, aufgrund der ähnlichen Ausprägungen als störende Oszillationen in Elektroenergiesystemen, vorgeschlagen. Die durch die Zusammenführung neu erschaffene Stabilitätsart wird Oszillationsstabilität benannt und weiter in subsynchrone und harmonische Oszillationen nach der Frequenz der Oszillation aufgeteilt. Die harmonische Stabilität wird unter der Letzteren klassifiziert.

In der Beantwortung der zweiten Forschungsfrage wird die mathematische Behandlung der harmonischen Stabilität und die dazugehörigen Berechnungsmethoden behandelt. Dafür werden zunächst, aufbauend auf der Theorie der Verfahren zur Stabilitätsberechnung, drei Berechnungsmethoden der harmonischen Stabilität beschrieben und

anhand eines Beispiels angewendet. Zu den Methoden zählen die Zeitbereichssimulation, die Eigenwertanalyse und das impedanzbasierte Kriterium. Aus dem Vergleich der Berechnungsmethoden für die harmonische Stabilität werden die Modellanforderungen und die Einsatzzwecke dieser Methoden abgeleitet. Die Zeitbereichssimulation wird als eine präzise und vollständige Methode eingestuft, da diese auch die Nichtlinearitäten abbilden kann. Dafür erfordert sie die detailliertesten Modelle. Die Zeitbereichssimulation kann vor allem bei der Validierung von Modellen und Ergebnissen eingesetzt werden, welche durch andere Berechnungsmethoden entstanden sind. Um umfassende Berechnungen der harmonischen Stabilität, welche unterschiedliche Netzkonstellationen und Arbeitspunkte abdeckt, durchzuführen, eignet sich die Zeitbereichssimulation nicht. Stattdessen kann das impedanzbasierte Kriterium effizient angewandt werden. Einer der größten Vorteile dieser linearen Berechnungsmethode, welche sich aus dem Nyquist-Kriterium ableitet, ist der geringe Informationsbedarf über den Konverter und das Netz. Von beiden Elementen werden lediglich die frequenzabhängigen Torimpedanzen am Netzanschlusspunkt des Konverters benötigt. Somit lassen sich diese Berechnungen auch von den Netzbetreibern durchführen, welche nicht die Kenntnis über die innere Regelung der netzseitigen Konverter besitzen. Mit der Kenntnis der inneren Struktur der Konverterregelung lässt sich die Eigenwertanalyse als dritte untersuchte Berechnungsmethode durchführen. Dabei kann zum einen die Lage der Eigenwerte des Gesamtsystems, welches in einem stationären Arbeitspunkt linearisiert wird, für die Feststellung der harmonischen Stabilität eingesetzt werden. Zum anderen kann eine nachgelagerte Analyse der kritischen, also in einer instabilen Lage liegenden, Eigenwerte im instabilen Fall mit Hilfe von Partizipationsfaktoren und Sensitivitäten durchgeführt werden. Das Letztere ist besonders interessant, um eine stabilisierende Maßnahme im Falle einer Instabilität zu erarbeiten. Die beiden letzteren Methoden sind gegenüber der Zeitbereichssimulation weniger präzise in ihren Stabilitätsaussagen, da diese auf Vereinfachungen, wie den Modellvereinfachungen und der Linearisierung im stationären Arbeitspunkt, basieren.

Die dritte Forschungsfrage thematisiert den Einfluss der Modellierung der Netzbetriebsmittel auf die Berechnung der harmonischen Stabilität. Für die Beantwortung der Forschungsfrage werden zwei Netzszenarien aufgestellt und analysiert. Die Netzszenarien bestehen zum einen aus einem Anschluss einer Windenergieanlage mit Vollumrichter an ein Mittelspannungsnetz und zum anderen eines Windparks, bestehend aus mehreren Windenergieanlagen mit Vollumrichter, an einem Höchstspannungsnetz. Um den Einfluss der Modellierung zu untersuchen, werden verschiedene frequenzabhängige Modelle für die Leitungen in beiden Beispielnetzen miteinander verglichen. Weiterhin wird die

Torimpedanz des Netzes an dem Netzanschlusspunkt der Windenergieanlagen analysiert. Die Ergebnisse der Resonanzanalyse zeigen eine starke Abhängigkeit der frequenzabhängigen Torimpedanzen von der Methode der Modellierung von Leitungen. Durch die Vernachlässigung der Frequenzabhängigkeit des Impedanzbelages und die vereinfachte Modellierung der Leitungen durch Verwendung von konzentrierten Parametern, werden vor allem die Resonanzstellen der elektrischen Netze inkorrekt berechnet. Für die Berechnung der harmonischen Stabilität mit dem impedanzbasierten Kriterium ist vor allem die Netzimpedanz aus Sicht der Konverter entscheidend. Die Ergebnisse der Netzszenarienanalysen zeigen bei diesen Impedanzen eine hohe Abhängigkeit der nahen Betriebsmittel, wie Anschlusstransformatoren und Zuleitungen. Die Resonanzstellen des überlagerten Netzes nehmen auf die Netzimpedanz aus Sicht des Konverters einen geringeren Einfluss. Somit kann für die Untersuchungen der harmonischen Stabilität bei ähnlichen Netzanschlüssen das Netz vereinfacht mit einer Netzersatzdarstellung modelliert werden. Weiterhin wird auch der Einfluss der nah liegenden netzseitigen Konverter auf die Netzimpedanz mit dem Beispielnetz eines Windparks gezeigt. In den untersuchten Netzszenarien kann erkannt werden, dass der Einfluss der weiteren Konverter im Netz und deren Impedanzen vor allem im aktiven Bereich dieser Konverter zu sehen ist. Bei den Netzkonstellationen mit vielen nahen Konvertern, wie in einem typischen Windpark, müssen auch deren frequenzabhängige Impedanzen bei der Untersuchung der harmonischen Stabilität berücksichtigt werden.

In der Beantwortung der vierten Forschungsfrage werden die Auswirkungen der Vermeidung von harmonischen Instabilitäten auf die Planung und Führung der elektrischen Netze behandelt. Zunächst wird ein Überblick der aktuell eingesetzten stabilisierenden Maßnahmen zur Beseitigung von harmonischen Instabilitäten aus der Literatur vorgestellt und an dem Einkonverterproblem getestet und bewertet. Generell lässt sich feststellen, dass sich eine Stabilisierung eines instabilen Falles durch die Änderung der Konverter- und/oder der Netzimpedanz durchführen lässt. Für die Änderung der Konverterimpedanz steht aktuell eine Vielzahl von Möglichkeiten, wie aktive Filter und virtuelle Dämpfungsalgorithmen, zur Verfügung. Diese basieren auf der relativ kostengünstigen Anpassung der inneren Konverterregelung. Im Vergleich dazu sind die Möglichkeiten die Netzimpedanz, beispielsweise mit Filtern, zu verändern relativ kostspielig. Durch die Anpassung der Konverterimpedanz lässt sich der aktive Impedanzbereich des Konverters nicht beseitigen, aber der Betrag der Impedanz in diesem Bereich kann angepasst bzw. gezielt angehoben werden, um eine stabilisierende Wirkung zu erhalten. Weiterhin werden anhand der stabilisierenden Maßnahmen und des Wesens der harmonischen Sta-

bilität und der elektrischen Energienetze präventive Maßnahmen abgeleitet, welche der Entstehung von harmonischen Instabilitäten entgegenwirken. Es wird die nötige Schnittstelle zwischen dem Netzbetreiber und dem Hersteller bzw. Betreiber des netzseitigen Konverters für einen stabilen Betrieb der elektrischen Netze definiert. Diese Schnittstelle wird anhand des impedanzbasierten Kriteriums als die frequenzabhängige Impedanz des Konverters bzw. des Netzes am Netzanschlusspunkt definiert. Weiterhin wird in dieser Arbeit auch ein Vorschlag für die Trennung der Verantwortung bei der Behandlung der harmonischen Stabilität unterbreitet.

Die vorliegende Dissertation soll den Elektroingenieuren in dem Bereich der elektrischen Energieversorgung bei der praktischen Behandlung der harmonischen Stabilität unterstützen. Im Rahmen der Ausarbeitung der Arbeit sind jedoch weitere Fragestellungen erkannt worden, welche hier nicht weiter behandelt werden konnten. Diese werden im Folgenden mit Blick auf weiterführende Arbeiten beschrieben.

Bei der Feststellung der Stabilität des Grenzyklus der harmonischen Instabilität wird die Annahme der Hopf-Bifurkation getroffen. Diese Annahme wird jedoch phänomenologisch und nicht mathematisch begründet. Die Hopf-Bifurkation kann in folgenden Arbeiten, beispielsweise mit Hilfe der Methode der harmonischen Balance, überprüft werden. Zum einen kann es zur Bestätigung oder zum Widerspruch der Annahme führen. Zum anderen würde es das Verständnis des Vorgangs im instabilen Fall erweitern.

Eine zweite offene Fragestellung für die Behandlung der harmonischen Stabilität aus Sicht der elektrischen Energieversorgung ist die Untersuchung der praktischen Netzszenarien. Im Falle der Netztopologien lassen sich auch weitere praxisnahe Topologien finden, bei welchen die Konverter die harmonische Stabilität verlieren können. Dabei ist ein systematischer Vorgang durch die aktuellen und zukünftigen Anwendungen der netzseitigen Konverter, beispielsweise in elektrischen Energieinseln, von hoher Bedeutung. Eine große Herausforderung von praxisnahen Untersuchungen ist es, den Aufbau der inneren Regelung der netzseitigen Konverter zu kennen und zu modellieren. Dabei können Herstellermodelle gegenüber von aggregierten Modellen einen deutlichen Mehrwert bieten.

Neben den Netztopologien lässt sich auch die Betrachtung der Typen der netzseitigen Konverter und ihre Regelung ausweiten. In dieser Arbeit wurden selbstgeführte Zweipunkt-Konverter mit einer netzfolgenden Regelung untersucht. Diese stellen zwar noch einen großen Teil der netzseitigen Konverter in elektrischen Energienetzen dar, aber die netzbildende und netzstützende Regelungsarten gewinnen durch den starken Wegfall von konventioneller Synchronmaschinen immer mehr an Bedeutung. Da vor allem die netzbildende und die netzstützende Regelung mit Spannungsquellenverhalten einen anderen

Aufbau der inneren Regelungsschleife im Vergleich zu der netzfolgenden Regelung besitzen, könnte die Behandlung der harmonischen Stabilität bei diesen Regelungsarten anders ausfallen. Dasselbe gilt auch für die weiteren Regelungsstrategien, wie virtuelle Synchronmaschinen und virtuelle Oszillatoren. Zudem sind auch weitere Topologien der Konverter von Interesse. Dabei steht der MMC, als die aktuell eingesetzte Konvertertopologie für HGÜ-Verbindungen, im Vordergrund. Hierbei ist nicht nur ein Unterschied in der Regelung, sondern auch in dem Aufbau der Schaltelemente und der Ersatzschaltbilder, welche zu neuen Erkenntnissen bei der Behandlung der harmonischen Stabilität führen können, zu nennen.

A. Validierung

Im Folgenden wird die Validierung der Ergebnisse für die stabilisierenden Maßnahmen aus Abschnitt 6.1 dargestellt. Die Maßnahmen sind in dem Hauptteil der Arbeit mit Hilfe des impedanzbasierten Kriterium berechnet und dargestellt worden. Da dieses Verfahren durch die Linearisierung auf vereinfachten Modellen der Konverter und der Netze basiert, werden die erzeugten Ergebnisse für die stabilisierenden Maßnahmen mit Zeitbereichssimulationen validiert.

Die Übersicht der Simulationen und deren Abbildungen ist in Tab. A.1 aufgestellt. Für alle vier stabilisierenden Maßnahmen werden zwei Abbildungen, jeweils für die beiden Änderungen der Netzparameter, dargestellt. Der zeitliche Ablauf aller Darstellungen ist identisch. Bis zum Zeitpunkt $t = 0$ ms ist das Gesamtsystem im stabilen Ausgangszustand. Der Konverter arbeitet in seinem stabilen AP und die stabilisierende Maßnahme ist nicht eingesetzt. Im Zeitpunkt $t = 0$ ms wird der jeweilige Netzparameter, Induktivität bzw. Kapazität, erhöht. Zum Zeitpunkt $t = 100$ ms wird die jeweilige stabilisierende Maßnahme durchgeführt bzw. eingeschaltet. Besonders in dem Ausgangssignal des Strombegrenzers kann die stabilisierende Wirkung der verschiedenen Maßnahmen erkannt bzw. nicht erkannt werden. Die Simulationen können die Ergebnisse aus Abb. 6.2 validieren.

Tab. A.1.: Übersicht der Abbildungen für die Validierung

	$L_N \uparrow$	$C_N \uparrow$
C-Typ-Filter	Abb. A.1	Abb. A.2
Parameteranpassung	Abb. A.3	Abb. A.4
Notch-Filter	Abb. A.5	Abb. A.6
Virtuelle Dämpfung	Abb. A.7	Abb. A.8

A. Validierung

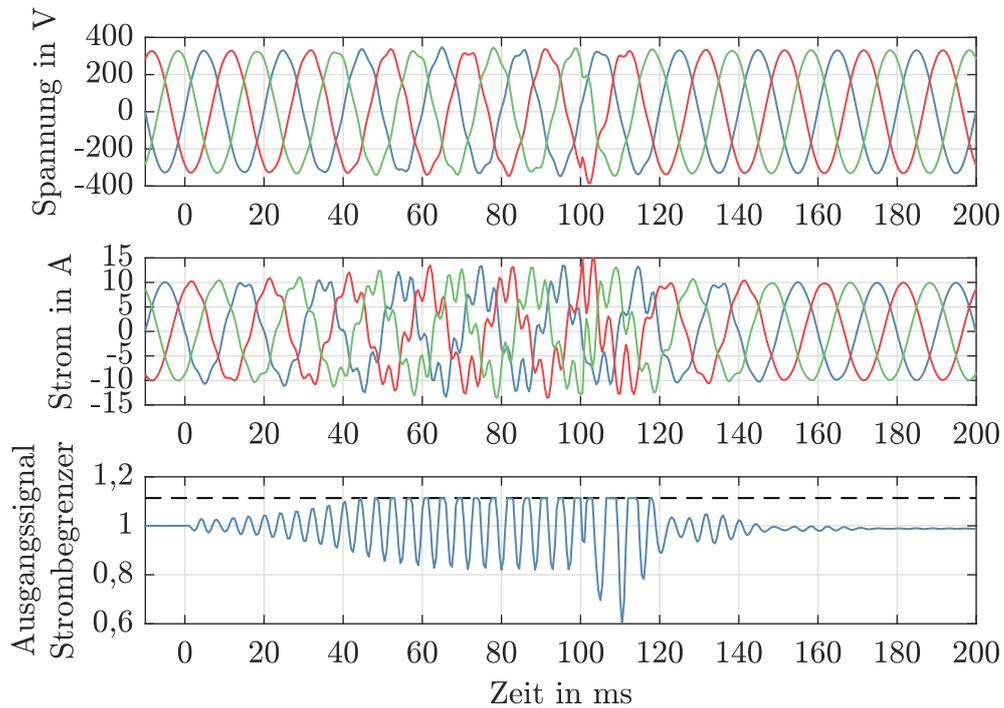


Abb. A.1.: Validierung der Ergebnisse des C-Typ-Filters als stabilisierende Maßnahme im Einkonverterproblem mit steigender Netzinduktivität ($L_N \uparrow$)

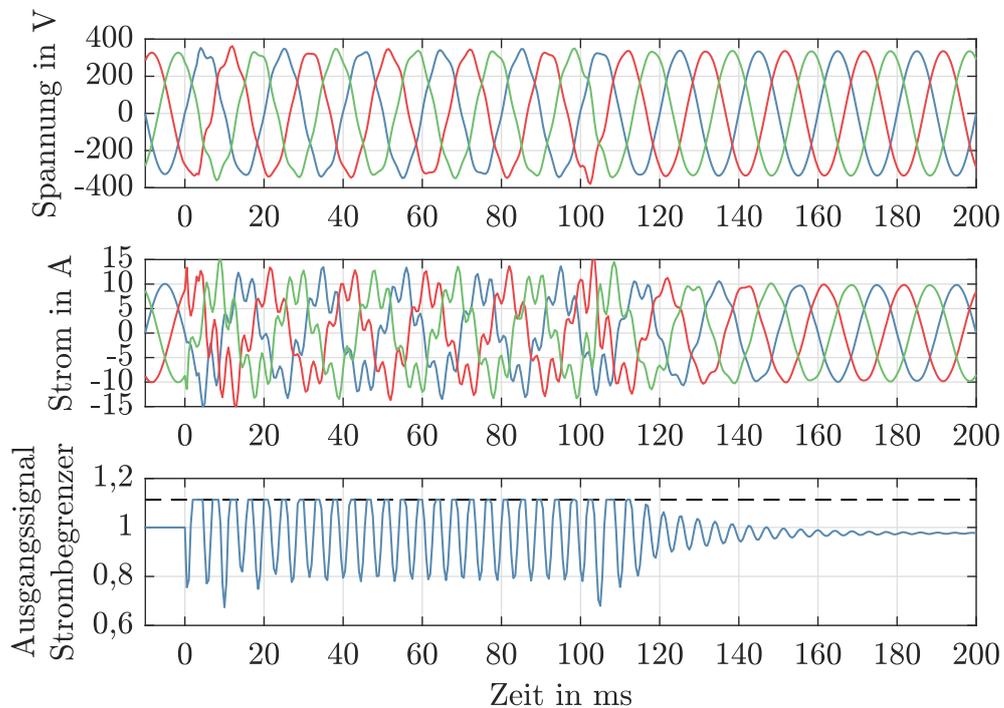


Abb. A.2.: Validierung der Ergebnisse des C-Typ-Filters als stabilisierende Maßnahme im Einkonverterproblem mit steigender Netzkapazität ($C_N \uparrow$)

A. Validierung

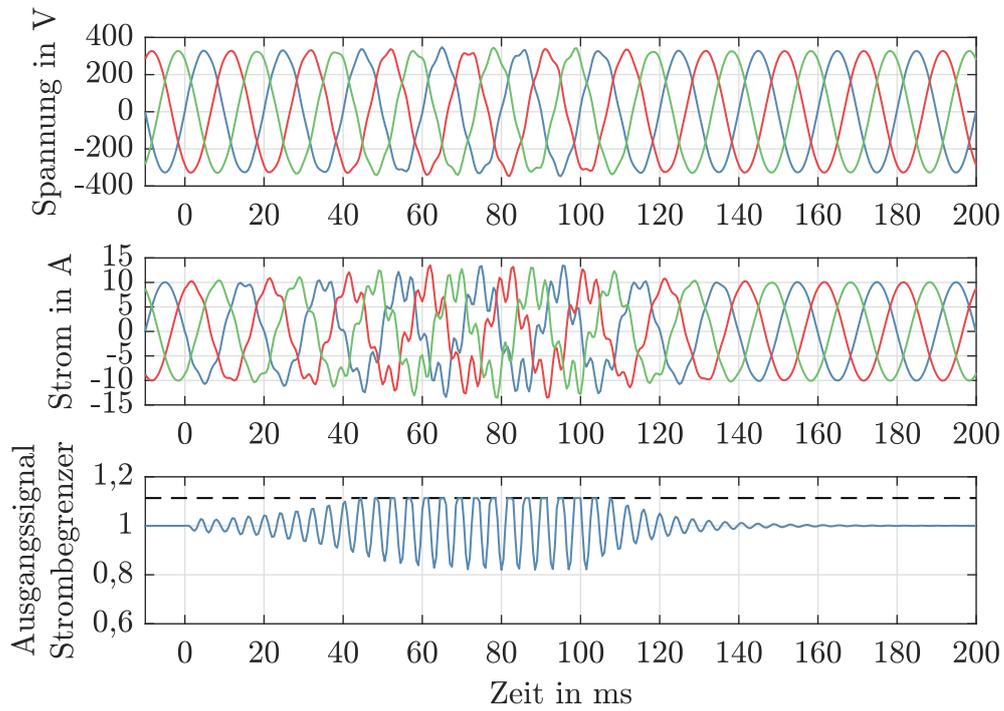


Abb. A.3.: Validierung der Ergebnisse der Parameteranpassung als stabilisierende Maßnahme im Einkonverterproblem mit steigender Netzinduktivität ($L_N \uparrow$)

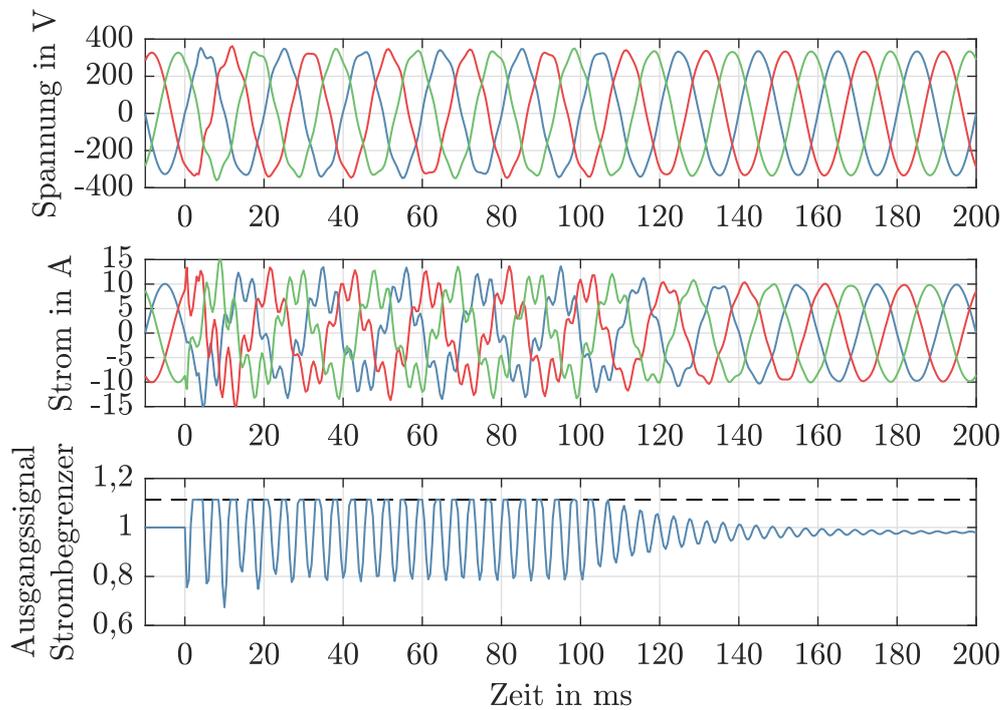


Abb. A.4.: Validierung der Ergebnisse der Parameteranpassung als stabilisierende Maßnahme im Einkonverterproblem mit steigender Netzkapazität ($C_N \uparrow$)

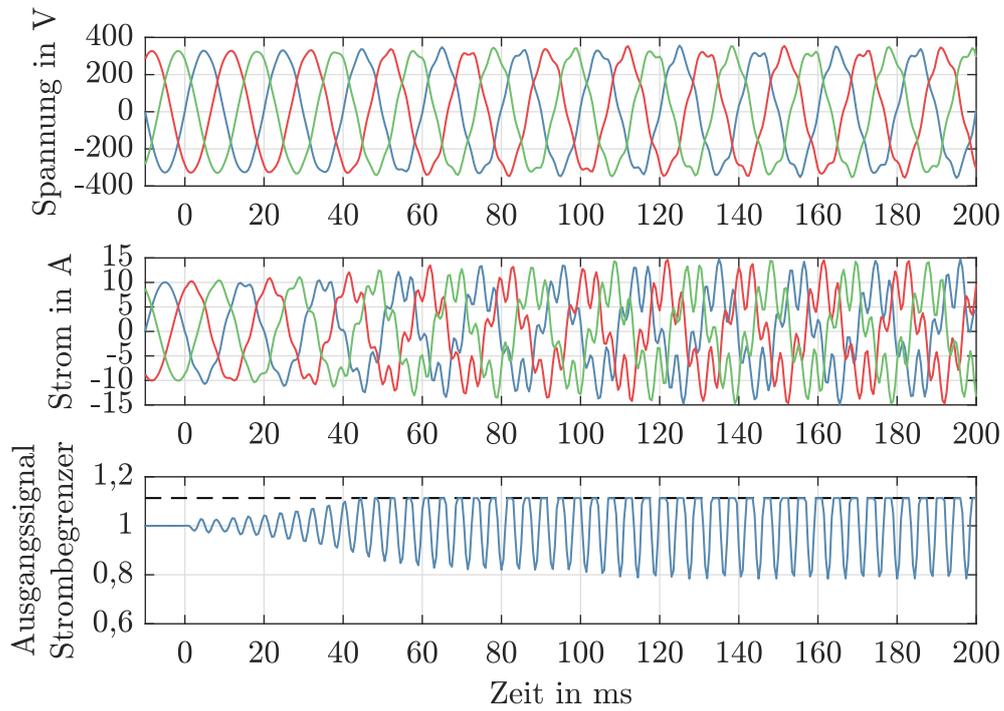


Abb. A.5.: Validierung der Ergebnisse des Notch-Filters als stabilisierende Maßnahme im Einkonverterproblem mit steigender Netzinduktivität ($L_N \uparrow$)

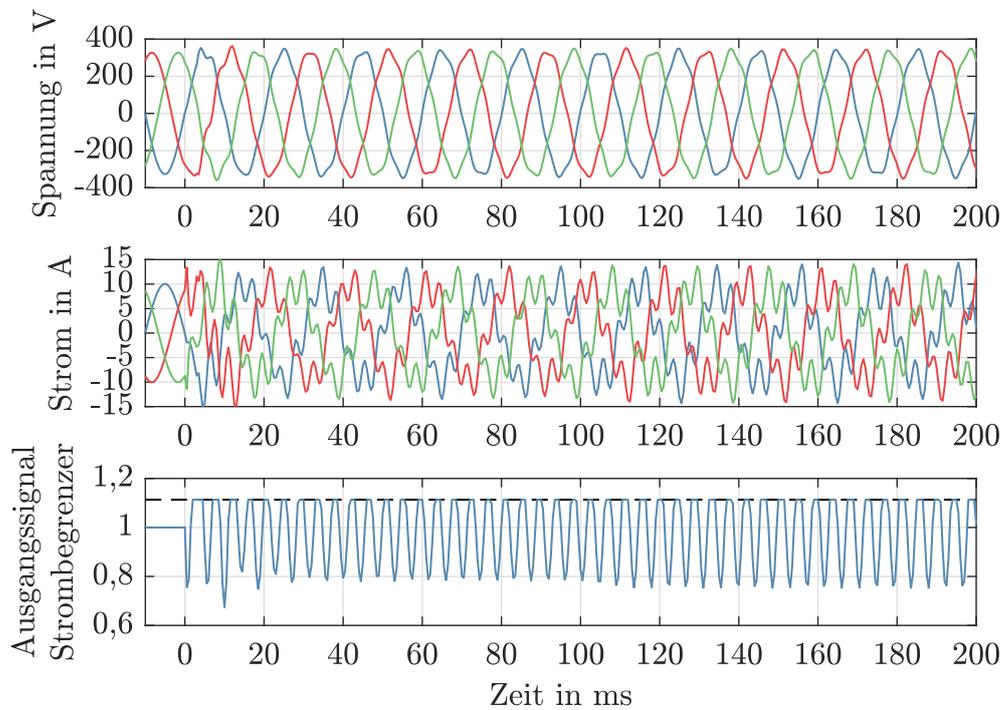


Abb. A.6.: Validierung der Ergebnisse des Notch-Filters als stabilisierende Maßnahme im Einkonverterproblem mit steigender Netzkapazität ($C_N \uparrow$)

A. Validierung

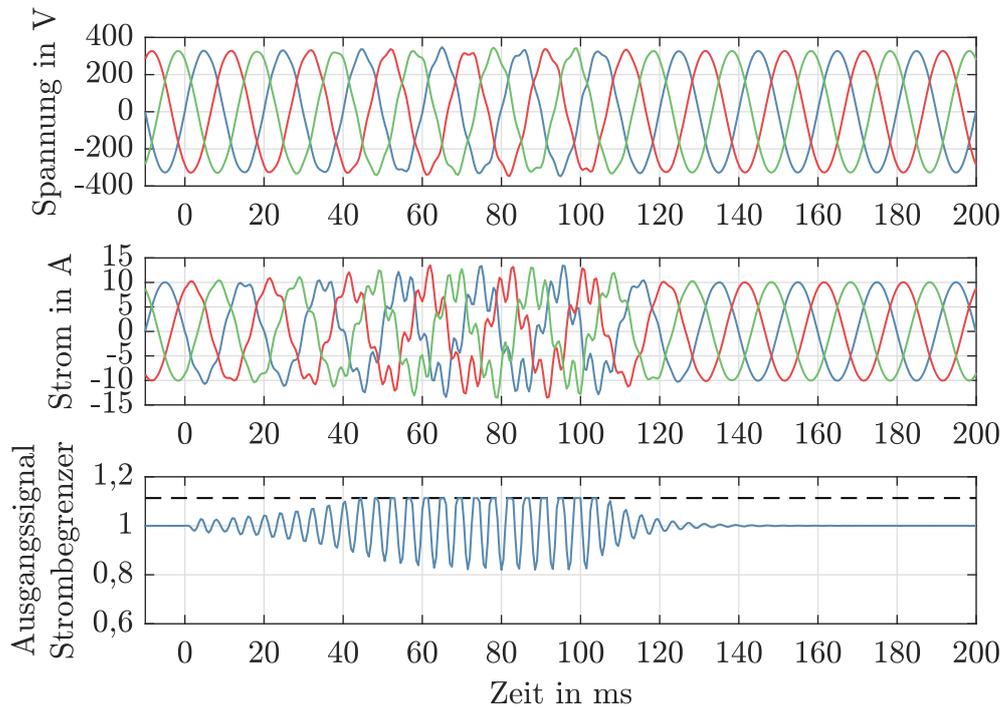


Abb. A.7.: Validierung der Ergebnisse des virtuellen Dämpfers als stabilisierende Maßnahme im Einkonverterproblem mit steigender Netzinduktivität ($L_N \uparrow$)

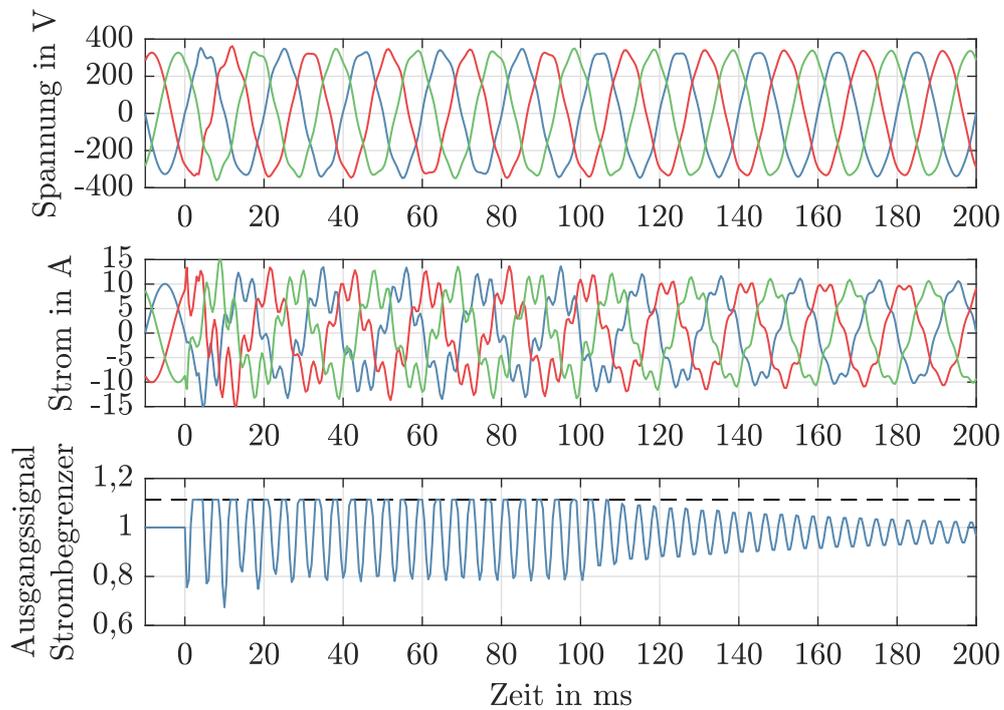


Abb. A.8.: Validierung der Ergebnisse des virtuellen Dämpfers als stabilisierende Maßnahme im Einkonverterproblem mit steigender Netzkapazität ($C_N \uparrow$)

B. Betriebsmittelparameter

B.1. Parameter des MS-Netzes

Tab. B.1.: Parameter der Ersatznetzdarstellung im MS-Netz

Knoten	U_{nN} kV	S_k'' GVA	R/X p.u.
K0	110	5	0,1

Tab. B.2.: Parameter der Lasten im MS-Netz

Knoten	U_r kV	P kW	Q kvar
K1	20	19 839	4 637
K3	20	501,7	208,88
K4	20	431,65	108,18
K5	20	727,5	182,33
K6	20	548,05	137,35
K7	20	76,5	47,41
K8	20	586,85	147,08
K9	20	573,75	355,58
K10	20	543,3	161,26
K11	20	329,8	82,66
K12	20	20 010	4 693,3
K13	20	34	21,07
K14	20	540,05	257,71

B. Betriebsmittelparameter

Tab. B.3.: Parameter der Leitungen im MS-Netz

Knoten		U_r	Typ	l	R'_{mit}	L'_{mit}	C'_{mit}
		kV		km	m Ω /km	mH/km	μ F/km
K1	K2	20	Kabel	2,8	87,52	0,845	219,01
K2	K3	20	Kabel	4,4	87,52	0,845	219,01
K3	K4	20	Kabel	0,6	87,52	0,845	219,01
K3	K8	20	Kabel	1,3	87,52	0,845	219,01
K4	K5	20	Kabel	0,6	87,52	0,845	219,01
K4	K11	20	Kabel	0,5	87,52	0,845	219,01
K5	K6	20	Kabel	1,5	87,52	0,845	219,01
K6	K7	20	Kabel	0,2	87,52	0,845	219,01
K7	K8	20	Kabel	1,7	87,52	0,845	219,01
K8	K9	20	Kabel	0,3	87,52	0,845	219,01
K8	K14	20	Freileitung	2,0	455,03	1,172	10,222
K9	K10	20	Kabel	0,8	87,52	0,845	219,01
K10	K11	20	Kabel	0,3	87,52	0,845	219,01
K12	K13	20	Freileitung	4,9	455,03	1,172	10,222
K13	K14	20	Freileitung	3,0	455,03	1,172	10,222
K14	K15	20	Kabel	2,0	87,52	0,845	219,01

Tab. B.4.: Parameter der Transformatoren im MS-Netz

Knoten		U_r^{OS}	U_r^{US}	S_r	Typ	u_k	u_R
OS	US	kV	kV	MVA		p.u.	p.u.
K0	K1	110	20	25	Dyn1	0,12	0,001
K0	K12	110	20	25	Dyn1	0,12	0,001
K15	K16	20	0,69	1,5	Dyn0	0,024	0,0003

B. Betriebsmittelparameter

Tab. B.5.: Parameter des Kabeltyps für 20 kV im MS-Netz

	Material		Kupfer
Leiter	Innenradius	r_0	0 mm
	Außenradius	r_1	6,2 mm
	DC Widerstand (20° C)	R_{DC}	46 Ω /km
Leiterisolation	Material		XLPE
	Relative Permittivität	ε_{iso1}	2,5
Mantel	Material		Kupfer
	Innenradius	r_2	11,7 mm
	Außenradius	r_3	11,9 mm
	Resistivität	ρ_{mantel}	17,27 n Ω m
Außenisolation	Material		PE
	Außenradius	r_4	14,4 mm
	Relative Permittivität	ε_{iso2}	2,3
Erde	Erdbodenwiderstand	ρ_{erde}	100 Ω m
Verlegung	Anordnung		Flach
	Tiefe		0,7 m
	Abstand der Leitermitten		0,3 m

Tab. B.6.: Parameter des Freileitungstyps für 20 kV im MS-Netz

Mast	Typ		Einebene
	Höhe der Seilaufhängungen		9,5 m
	Abstand der Seilaufhängungen		1 m
Leiterseile	Material		Aluminium
	Anzahl Bündelleiter	$n_{bündel}$	1
	Leiterradius	r_{leiter}	5,5 mm
	Durchhang		0 m
	DC Widerstand (20° C)	R_{DC}	455,5 m Ω /km
	Elektrische Leitfähigkeit	κ_{leiter}	37 MS/m
Erdseile			-
Erde	Erdbodenwiderstand	ρ_{erde}	100 Ω m

Tab. B.7.: Parameter des netzseitigen Konverters im MS-Netz

Netznennspannung	U_r	690 V
Bemessungsscheinleistung	S_r	1,5 MVA
Schaltfrequenz	f_s	10 kHz
Zwischenkreisspannung	u_{DCr}	1.276 V
Zwischenkreiskapazität	C_{DC}	27,5 mF
Filtergrößen	L_{fi}	8,6 μ H
	L_{fg}	2,1 μ H
	C_f	1,37 mF
	R_d	9,5 m Ω
PLL	$K_{P,PLL}$	106,5 rad/kV
	$K_{I,PLL}$	8 875 rad/kVs
Stromregler	$K_{P,I}$	12,7 mV/A
	$K_{I,I}$	22,2 V/As
Spannungsregler	$K_{P,U}$	33,38 A/V
	$K_{I,U}$	19,475 kA/Vs
Leistungsregler	$K_{P,Q}$	207,1 mA/kvar
	$K_{I,Q}$	118,33 A/kvars
Virtueller Dämpfer	K_v	15,87 mV/A

B.2. Parameter des HöS-Netzes

Tab. B.8.: Parameter der Generatoren im HöS-Netz

Knoten	U_r kV	S_r MVA	x_d p.u.	x'_d p.u.	x''_d p.u.	P^{AP} MW	U^{AP} p.u.
K9	22	1 000	1,25	0,333	0,292	slack	1,03
K10	22	700	1,25	0,333	0,292	500	1,03
K11	22	500	1,667	0,25	0,233	200	1,03

Tab. B.9.: Parameter der Leitungen im HöS-Netz

Knoten	U_r kV	Typ	l km	R'_{mit} m Ω /km	L'_{mit} mH/km	C'_{mit} μ F/km
K1 K2	220	Freileitung	100	61,5	1,3	0,0092
K1 K6	220	Freileitung	300	61,5	1,3	0,0092
K2 K5	220	Freileitung	300	61,5	1,3	0,0092
K3 K4	220	Freileitung	100	61,5	1,3	0,0092
K3 K4	220	Freileitung	100	61,5	1,3	0,0092
K4 K5	220	Freileitung	300	61,5	1,3	0,0092
K4 K6	220	Freileitung	300	61,5	1,3	0,0092
K6 K12	220	Kabel	80	129	0,25	0,155
K7 K8	380	Freileitung	600	172	5,06	0,0024
K13 K14	33	Kabel	1	201,8	0,369	0,172
K14 K16	33	Kabel	1	201,8	0,369	0,172
K16 K18	33	Kabel	1	201,8	0,369	0,172
K18 K20	33	Kabel	1	201,8	0,369	0,172
K20 K22	33	Kabel	1	201,8	0,369	0,172

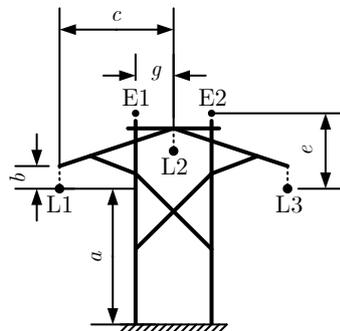


Abb. B.1.: Mastbild der Freileitungsmaste im HöS-Netz

B. Betriebsmittelparameter

Tab. B.10.: Parameter der Transformatoren im HöS-Netz

Knoten		U_r^{OS}	U_r^{OS}	S_r	u_k	u_R
OS	US	in kV	in kV	in MVA	in p.u.	in p.u.
K1	K9	220	22	1 000	0,13	-
K2	K10	220	22	1 000	0,13	-
K3	K11	220	22	1 000	0,13	-
K7	K1	380	220	1 000	0,0435	-
K8	K8	380	220	1 000	0,0435	-
K12	K13	220	33	25	0,1	0,001
K14	K15	33	0,69	5	0,05	0,001
K16	K17	33	0,69	5	0,05	0,001
K18	K19	33	0,69	5	0,05	0,001
K20	K21	33	0,69	5	0,05	0,001
K22	K23	33	0,69	5	0,05	0,001

Tab. B.11.: Parameter der Kompensationsanlagen im HöS-Netz

Knoten	Typ	U_r	Q_r
		kV	Mvar
K4	Kapazität	220	160
K5	Kapazität	220	80
K6	Induktivität	220	100

Tab. B.12.: Parameter der Lasten im HöS-Netz

Knoten	U_r	P	Q
	kV	MW	Mvar
K2	220	285	200
K3	220	325	244
K4	220	326	244
K5	220	103	62
K6	220	435	296

B. Betriebsmittelparameter

Tab. B.13.: Parameter des Kabeltyps für 33 kV im HöS-Netz

Leiter	Material		Kupfer
	Innenradius	r_0	0 mm
	Außenradius	r_1	6,4 mm
	DC Widerstand (20° C)	R_{DC}	153 mΩ/km
Leiterisolation	Material		XLPE
	Relative Permittivität	ϵ_{iso1}	2,5
Mantel	Material		Kupfer
	Innenradius	r_2	14,4 mm
	Außenradius	r_3	16,4 mm
	Resistivität	ρ_{mantel}	17,24 nΩm
Außenisolation	Material		PE
	Außenradius	r_4	17,4 mm
	Relative Permittivität	ϵ_{iso2}	2,3
Erde	Erdbodenwiderstand	ρ_{erde}	100 Ωm
Verlegung	Anordnung		Dreieck ohne Abstand
	Tiefe		0,7 m

Tab. B.14.: Parameter des Kabeltyps für 220 kV im HöS-Netz

Leiter	Material		Kupfer
	Innenradius	r_0	0 mm
	Außenradius	r_1	15,8 mm
	DC Widerstand (20° C)	R_{DC}	106 mΩ/km
Leiterisolation	Material		XLPE
	Relative Permittivität	ϵ_{iso1}	2,5
Mantel	Material		Kupfer
	Innenradius	r_2	38,8 mm
	Außenradius	r_3	41,8 mm
	Resistivität	ρ_{mantel}	17,24 nΩm
Außenisolation	Material		PE
	Außenradius	r_4	43,8 mm
	Relative Permittivität	ϵ_{iso2}	2,3
Erde	Erdbodenwiderstand	ρ_{erde}	100 Ωm
Verlegung	Anordnung		Dreieck ohne Abstand
	Tiefe		1 m

B. Betriebsmittelparameter

Tab. B.15.: Parameter des Freileitungstyps für 220 kV im HöS-Netz

	Typ		siehe Abb. B.1
Mast	Geometrie	a	14,4 m
		b	1,22 m
		c	5,49 m
		e	3,81 m
		g	3,05 m
Leitenseile	Typ		A1/S1A
	Anzahl Bündelleiter	$n_{\text{bündel}}$	1
	Leiterradius	r_{leiter}	15,42 mm
	Durchhang		5,94 m
	DC Widerstand (20° C)	$R_{\text{DC,leiter}}$	57,8 mΩ/km
	Elektrische Leitfähigkeit	κ_{leiter}	37 MS/m
Erdseile	Typ		S2A
	Erdseilradius	r_{erdseil}	6,3 mm
	DC Widerstand (20° C)	$R_{\text{DC,erdseil}}$	2,1 Ω/km
	Durchhang		4,45 m
Erde	Erbodenwiderstand	ρ_{erde}	100 Ωm

Tab. B.16.: Parameter des Freileitungstyps für 380 kV im HöS-Netz

	Typ		siehe Abb. B.1
Mast	Geometrie	a	17,5 m
		b	3,5 m
		c	7,93 m
		e	5 m
		g	4,65 m
Leitenseile	Typ		A1/S1A
	Anzahl Bündelleiter	$n_{\text{bündel}}$	2
	Abstand Bündelleiter	$a_{\text{bündel}}$	0,46 m
	Leiterradius	r_{leiter}	14,25 mm
	Durchhang		7,25 m
	DC Widerstand (20° C)	$R_{\text{DC,leiter}}$	64,2 mΩ/km
	Elektrische Leitfähigkeit	κ_{leiter}	37 MS/m
Erdseile	Typ		S2A
	Erdseilradius	r_{erdseil}	6,3 mm
	DC Widerstand (20° C)	$R_{\text{DC,erdseil}}$	2,1 Ω/km
	Durchhang		7,25 m
Erde	Erbodenwiderstand	ρ_{erde}	100 Ωm

Tab. B.17.: Parameter des netzseitigen Konverters im HöS-Netz

Netznennspannung	U_r	690 V
Bemessungsscheinleistung	S_r	5 MVA
Schaltfrequenz	f_s	10 kHz
Zwischenkreisspannung	u_{DCr}	1.276 V
Zwischenkreiskapazität	C_{DC}	91,6 mF
Filtergrößen	L_{fi}	2,58 μ H
	L_{fg}	0,64 μ H
	C_f	4,58 mF
	R_d	2,86 m Ω
PLL	$K_{P,PLL}$	106,5 rad/kV
	$K_{I,PLL}$	8 875 rad/kVs
Stromregler	$K_{P,I}$	3,8 mV/A
	$K_{I,I}$	6,7 V/As
Spannungsregler	$K_{P,U}$	111,28 A/V
	$K_{I,U}$	64,9 kA/Vs
Leistungsregler	$K_{P,Q}$	207,1 mA/kvar
	$K_{I,Q}$	118,33 A/kvars
Virtueller Dämpfer	K_v	4,76 mV/A

Literaturverzeichnis

- [1] Bundesministerium der Justiz, *Gesetz Über Die Friedliche Verwendung Der Kernenergie Und Den Schutz Gegen Ihre Gefahren*, Dez. 2023.
- [2] tagesschau.de, *Deutschlands Atomausstieg: Deutschlands letzte Atomkraftwerke vom Netz genommen*, <https://tagesschau.de/inland/atomkraftwerke-stilllegung-105.html>.
- [3] *Fridays For Future – Our Demands. Act Now!*, <https://fridaysforfuture.org/what-we-do/our-demands/>.
- [4] Bundesverband WindEnergie e. V., “Windenergie in Deutschland - Zahlen und Fakten”, 2023.
- [5] Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien (IWR), *Deutschland - Offshore-Windindustrie*, <https://www.offshore-windindustrie.de/>.
- [6] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, “Erneuerbare Energien”, 2023.
- [7] Bundesnetzagentur, *Netzausbau*, <https://www.netzausbau.de/>, 2.03.23.
- [8] Bundesverband Solarwirtschaft e. V., “Statistische Zahlen Der Deutschen Solarstrombranche (Photovoltaik)”, 2023.
- [9] Vereinte Nationen, *Übereinkommen von Paris*, Dez. 2015.
- [10] A. J. Schwab, *Elektroenergiesysteme Smarte Stromversorgung im Zeitalter der Energiewende*. 2022, ISBN: 978-3-662-64773-8.
- [11] R. Teodorescu, M. Liserre und P. Rodriguez, *Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems*. John Wiley & Sons, Juli 2011, ISBN: 978-1-119-95720-1.

- [12] E. Camm, M. R. Behnke, O. Bolado, M. Bollen, M. Bradt, C. Brooks, W. Dilling, M. Edds, W. J. Hejdak, D. Houseman, S. Klein, F. Li, J. Li, P. Maibach, T. Nicolai, J. Patino, S. V. Pasupulati, N. Samaan, S. Saylor, T. Siebert, T. Smith, M. Starke und R. Walling, “Characteristics of Wind Turbine Generators for Wind Power Plants”, *2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, Juli 2009, S. 1–5. DOI: 10.1109/PES.2009.5275330.
- [13] C. Flytkjaer, B. Badrzadeh, M. Bollen, Z. Emin, L. H. Kocewiak, G. Lietz, S. Perera, F. M. F. da Silva und M. val Escudero, “Power Quality Trends in the Transition to Carbon-Free Electrical Energy System”, *CIGRE Science & Engineering*, Band 17 Nr. February, S. 21–29, 2020, ISSN: 2426-1335.
- [14] TenneT TSO GmbH, “BorWin1 - Erste Deutsche Gleichstromverbindung Zu Einem Windpark Auf See”, 2023.
- [15] C. Buchhagen, C. Rauscher, A. Menze und J. Jung, “BorWin1 - First Experiences with Harmonic Interactions in Converter Dominated Grids”, *International ETG Congress 2015; Die Energiewende - Blueprints for the New Energy Age*, Nov. 2015, S. 1–7.
- [16] T. Thomas, “Troubleshooting Continues”, *Offshore Wind Industry*, Okt. 2014.
- [17] SPIEGEL, *Ökostrom: Knall auf hoher See*, <https://spiegel.de/wirtschaft/knall-auf-hoher-see-a-d194dda2-0002-0001-0000-000128859921>, Aug. 2014.
- [18] M. Larsson, “Harmonic Resonance and Converter Interoperability in Offshore Wind Farms : A Brief Tutorial”, *Cigré Symposium Tutorial*, Aalborg, Denmark, Juni 2019.
- [19] C. Rathke, “Operating Experience of HVDC Links – Behaviour during Faults and Switching Events in the Onshore Grid”, *Cigré Winnipeg 2017 International Colloquium & Exhibition*, März 2017.
- [20] H. Saad, *Performance Analysis of INELFE Link with Control Replicas*, Aug. 2016.
- [21] H. Saad, Y. Fillion, S. Deschanvres, Y. Vernay und S. Denetière, “On Resonances and Harmonics in HVDC-MMC Station Connected to AC Grid”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Band 32 Nr. 3, S. 1565–1573, Juni 2017, ISSN: 1937-4208. DOI: 10.1109/TPWRD.2017.2648887.

- [22] H. Saad, A. Schwob und Y. Vernay, “Study of Resonance Issues Between HVDC Link and Power System Components Using EMT Simulations”, *2018 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, Juni 2018, S. 1–8. DOI: 10.23919/PSCC.2018.8442826.
- [23] A. Bayo Salas, “Control Interactions in Power Systems with Multiple VSC HVDC Converters”, Diss., Faculty of Engineering Science, KU Leuven, 2018.
- [24] C. Zou, H. Rao, S. Xu, Y. Li, W. Li, J. Chen, X. Zhao, Y. Yang und B. Lei, “Analysis of Resonance Between a VSC-HVDC Converter and the AC Grid”, *IEEE Transactions on Power Electronics*, Band 33 Nr. 12, S. 10 157–10 168, Dez. 2018, ISSN: 1941-0107. DOI: 10.1109/TPEL.2018.2809705.
- [25] J. Enslin und P. Heskes, “Harmonic Interaction between a Large Number of Distributed Power Inverters and the Distribution Network”, *IEEE Transactions on Power Electronics*, Band 19 Nr. 6, S. 1586–1593, Nov. 2004, ISSN: 1941-0107. DOI: 10.1109/TPEL.2004.836615.
- [26] GMC-I Messtechnik GmbH, “Auch Solarparks sind vor Netzstörungen nicht sicher!”, Gossen Metrawatt, Fachbericht, 1.12.12.
- [27] M. Aeberhard, R. Vollenwyder, C. Haag und B. Aeberhardt, “Resonanzproblematik im SBB Energienetz”, SBB, Zollikofen, Schweiz, Techn. Ber., Sep. 2021.
- [28] S. Danielsen, “Electric Traction Power System Stability”, Diss., Norwegian University of Science und Technology, Trondheim, Norway, 2010.
- [29] E. Mollerstedt und B. Bernhardsson, “Out of Control Because of Harmonics-an Analysis of the Harmonic Response of an Inverter Locomotive”, *IEEE Control Systems Magazine*, Band 20 Nr. 4, S. 70–81, Aug. 2000, ISSN: 1941-000X. DOI: 10.1109/37.856180.
- [30] *DIN EN 50388-2:2017-09 Bahnanwendungen - Ortsfeste Anlagen Und Bahnfahrzeuge - Technische Kriterien Für Die Koordination Zwischen Anlagen Der Bahnenergieversorgung Und Fahrzeugen Zum Erreichen Der Interoperabilität - Teil 2: Stabilität Und Oberschwingungen*, Sep. 2017.
- [31] J. B. Glasdam, “Harmonics in Offshore Wind Power Plants Employing Power Electronic Devices in the Transmission System”, Diss., Department of Energy Technology, Aalborg University, 2015.

- [32] C. Yoon, H. Bai, R. N. Beres, X. Wang, C. L. Bak und F. Blaabjerg, “Harmonic Stability Assessment for Multiparalleled, Grid-Connected Inverters”, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, Band 7 Nr. 4, S. 1388–1397, Okt. 2016, ISSN: 1949-3037. DOI: 10.1109/TSTE.2016.2551737.
- [33] E. F. Fuchs und M. A. S. Masoum, *Power Quality in Power Systems and Electrical Machines*. Amsterdam ; Boston: Academic Press/Elsevier, 2008, ISBN: 978-0-12-369536-9.
- [34] X. Wang und F. Blaabjerg, “Harmonic Stability in Power Electronic-Based Power Systems: Concept, Modeling, and Analysis”, *IEEE Transactions on Smart Grid*, Band 10 Nr. 3, S. 2858–2870, Mai 2019, ISSN: 1949-3061. DOI: 10.1109/TSG.2018.2812712.
- [35] T. Jiang, “Ein Beitrag Zur Stabilitätsbetrachtung in Umrichter-Dominierten Verteilernetzen”, Diss., TU Ilmenau, Ilmenau, 2021.
- [36] P. Kundur, N. J. Balu und M. G. Lauby, *Power System Stability and Control*. McGraw-hill New York, 1994, Band 7.
- [37] N. Hatziargyriou, J. Milanović, C. Rahmann, V. Ajjarapu, C. Cañizares, I. Erlich, D. Hill, I. Hiskens, I. Kamwa, B. Pal u. a., “Stability Definitions and Characterization of Dynamic Behavior in Systems with High Penetration of Power Electronic Interfaced Technologies”, *IEEE PES Technical Report PES-TR77*, 2020.
- [38] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, G. Andersson, A. Bose, C. Canizares, N. Hatziargyriou, D. Hill, A. Stankovic, C. Taylor, T. Van Cutsem und V. Vittal, “Definition and Classification of Power System Stability IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Band 19 Nr. 3, S. 1387–1401, Aug. 2004, ISSN: 1558-0679. DOI: 10.1109/TPWRS.2004.825981.
- [39] F. S. Fuchs, “Converter Control for Wind Turbines When Operating in Weak Grids Containing Resonances”, doctoralThesis, Hannover : Gottfried Wilhelm Leibniz Universität Hannover, 2017, X, 143 S. DOI: <http://dx.doi.org/10.15488/8971>.
- [40] *IEC 60050-351:2013 International Electrotechnical Vocabulary (IEV) - Part 351: Control Technology*, 2013.
- [41] W. Mathis, *Theorie nichtlinearer Netzwerke*, Ser. Hochschultext. Berlin: Springer, 1987, ISBN: 978-3-540-18365-5 978-0-387-18365-7.

- [42] J. Adamy, *Nichtlineare Systeme und Regelungen*, 2., bearb. und erw. Aufl. Berlin: Springer Vieweg, 2014, ISBN: 978-3-642-45012-9 978-3-642-45013-6.
- [43] J. Lunze, *Regelungstechnik 1*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2016, ISBN: 978-3-662-52677-4 978-3-662-52678-1. DOI: 10.1007/978-3-662-52678-1.
- [44] H. K. Khalil, *Nonlinear Systems*, 3rd ed. Upper Saddle River, N.J.: Prentice Hall, 2002, ISBN: 978-0-13-067389-3.
- [45] W. Leonhard, *Digitale Signalverarbeitung in der Meß- und Regelungstechnik*. Wiesbaden: Vieweg+Teubner Verlag, 1988, ISBN: 978-3-519-16120-2 978-3-663-09806-5. DOI: 10.1007/978-3-663-09806-5.
- [46] O. Föllinger, F. Dörrscheidt, W. Hoffmann und M. Klittich, *Regelungstechnik: Einführung in die Methoden und ihre Anwendung*. Berlin: Elitera, 1972, ISBN: 978-3-87087-034-8.
- [47] M. Prochaska, “Methoden zur Stabilitätsanalyse und Ordnungsreduktion nichtlinearer Systeme”, Diss., VDE-Verl, Berlin, 2008.
- [48] L. Hofmann, *Systemverhalten und Berechnung von Drehstromsystemen*. De Gruyter Oldenbourg, Apr. 2019, ISBN: 978-3-11-060827-4.
- [49] V. N. Sewdien, “Sub Synchronous Oscillations in Modern Transmission Grids: Design and Validation of Novel Concepts for Mitigating Adverse Dfig-Ssr Interactions”, Diss., 2021.
- [50] J. Specovius, *Grundkurs Leistungselektronik: Bauelemente, Schaltungen und Systeme*, 9., überarbeitete und aktualisierte Auflage, Ser. Lehrbuch. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2018, ISBN: 978-3-658-21168-4 978-3-658-21169-1.
- [51] N. Mohan, T. M. Undeland und W. P. Robbins, *Power Electronics: Converters, Applications, and Design*, 3rd ed. Hoboken, NJ: John Wiley & Sons, 2003, ISBN: 978-0-471-22693-2.
- [52] Cigré, *Guide for the Development of Models for HVDC Converters in a HVDC Grid*. Paris: CIGRÉ, 2014, Band 604, ISBN: 978-2-85873-305-7.
- [53] J. Rocabert, A. Luna, F. Blaabjerg und P. Rodríguez, “Control of Power Converters in AC Microgrids”, *IEEE Transactions on Power Electronics*, Band 27 Nr. 11, S. 4734–4749, Nov. 2012, ISSN: 1941-0107. DOI: 10.1109/TPEL.2012.2199334.

- [54] F. Mahr, S. Henninger, M. Biller und J. Jäger, *Elektrische Energiesysteme: Wissensvernetzung von Stromrichter, Netzbetrieb und Netzschutz*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2021, ISBN: 978-3-658-34907-3 978-3-658-34908-0. DOI: 10.1007/978-3-658-34908-0.
- [55] C. Heising, D. Meyer und V. Staudt, “Merkmale und Fähigkeiten netzbildender Regelverfahren für Umrichter”, *13. ETG/GMA-Fachtagung „Netzregelung und Systemführung“*, Berlin: VDE Verlag GmbH Berlin Offenbach, Sep. 2019.
- [56] *VDE-AR-N 4131 Anwendungsregel:2019-03 Technische Regeln Für Den Anschluss von HGÜ-Systemen Und Über HGÜ-Systeme Angeschlossene Erzeugungsanlagen (TAR HGÜ)*, März 2019.
- [57] S. D’Arco, J. A. Suul und O. B. Fosso, “A Virtual Synchronous Machine Implementation for Distributed Control of Power Converters in SmartGrids”, *Electric Power Systems Research*, Band 122, S. 180–197, Mai 2015, ISSN: 0378-7796. DOI: 10.1016/j.epsr.2015.01.001.
- [58] H. Urdal, R. Ierna und A. J. Roscoe, “Stability Challenges & Solutions for Power Systems Operating Close to 100% Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources : Exchange of Experience between Hybrid and Major Power Systems”, 2018.
- [59] M. Lu, G.-S. Seo, M. Sinha, F. Rodriguez, S. Dhople und B. Johnson, “Adaptation of Commercial Current-Controlled Inverters for Operation with Virtual Oscillator Control”, *2019 IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC)*, März 2019, S. 3427–3432. DOI: 10.1109/APEC.2019.8722234.
- [60] T. Tran, D. Raisz und A. Monti, “Harmonic and Unbalanced Voltage Compensation with VOC-Based Three-Phase Four-Leg Inverters in Islanded Microgrids”, *IET Power Electronics*, Band 13 Nr. 11, S. 2281–2292, Mai 2020, ISSN: 1755-4543. DOI: 10.1049/iet-pe.2020.0174.
- [61] D. Oeding und B. R. Oswald, *Elektrische Kraftwerke und Netze*, 8. Auflage. Berlin: Springer Vieweg, 2016, ISBN: 978-3-662-52703-0 978-3-662-52702-3.
- [62] A. Neufeld, M. J. Alkemper, N. Schäkel und L. Hofmann, “Simulative Calculation of the Grid-Connected Inverter Impedance for Harmonic Studies”, *2019 54th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, Sep. 2019, S. 1–5. DOI: 10.1109/UPEC.2019.8893508.

- [63] VDE-AR-N 4110 Anwendungsregel:2018-11 Technische Regeln Für Den Anschluss von Kundenanlagen an Das Mittelspannungsnetz Und Deren Betrieb (TAR Mittelspannung), Nov. 2018.
- [64] “IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems”, IEEE, Standard 519-2004. DOI: 10.1109/IEEESTD.2014.6826459.
- [65] X. Ruan, X. Wang, D. Pan, D. Yang, W. Li und C. Bao, *Control Techniques for LCL-Type Grid-Connected Inverters*, Ser. CPSS Power Electronics Series. Singapore: Springer Singapore, 2018, ISBN: 978-981-10-4276-8 978-981-10-4277-5. DOI: 10.1007/978-981-10-4277-5.
- [66] S. Buso und P. Mattavelli, *Digital Control in Power Electronics: Second Edition*. Morgan & Claypool Publishers, Mai 2015, ISBN: 978-1-62705-754-7.
- [67] A. Neufeld, M. J. Alkemper, N. Schäkel und L. Hofmann, “On the Influence of Time Delay Modelling in Grid-Connected Converters for Harmonic Studies”, *2020 IEEE 11th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG)*, Sep. 2020, S. 46–50. DOI: 10.1109/PEDG48541.2020.9244443.
- [68] J. Arrillaga, B. C. Smith, N. R. Watson und A. R. Wood, *Power System Harmonic Analysis*. John Wiley & Sons, Okt. 1997, ISBN: 978-0-471-97548-9.
- [69] B. R. Oswald, *Berechnung von Drehstromnetzen*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2017, ISBN: 978-3-658-14404-3 978-3-658-14405-0. DOI: 10.1007/978-3-658-14405-0.
- [70] *TR 61000-3-6 Electromagnetic Compatibility (EMC) - Part 3-6: Limits - Assessment of Emission Limits for the Connection of Distorting Installations to MV, HV and EHV Power Systems*, 2008.
- [71] J. Arrillaga und N. R. Watson, *Power System Harmonics*. John Wiley & Sons, Juni 2004, ISBN: 978-0-470-87121-8.
- [72] H. W. Dommel, “Digital Computer Solution of Electromagnetic Transients in Single-and Multiphase Networks”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Band PAS-88 Nr. 4, S. 388–399, Apr. 1969, ISSN: 0018-9510. DOI: 10.1109/TPAS.1969.292459.
- [73] E. Hairer und G. Wanner, *Solving Ordinary Differential Equations II: Stiff and Differential-Algebraic Problems*. Berlin: Springer, 2010, ISBN: 978-3-642-05220-0.

- [74] X. Wang, L. Harnefors und F. Blaabjerg, “Unified Impedance Model of Grid-Connected Voltage-Source Converters”, *IEEE Transactions on Power Electronics*, Band 33 Nr. 2, S. 1775–1787, Feb. 2018, ISSN: 1941-0107. DOI: 10.1109/TPEL.2017.2684906.
- [75] D. Lu, X. Wang und F. Blaabjerg, “Impedance-Based Analysis of DC-Link Voltage Dynamics in Voltage-Source Converters”, *IEEE Transactions on Power Electronics*, Band 34 Nr. 4, S. 3973–3985, Apr. 2019, ISSN: 1941-0107. DOI: 10.1109/TPEL.2018.2856745.
- [76] Cigré, *Network Modelling for Harmonic Studies*. Cigré, Apr. 2019, Band 766, ISBN: 978-2-85873-468-9.
- [77] R. D. Middlebrook, “Input Filter Considerations in Design and Application of Switching Regulators”, *IAS’76*, 1976.
- [78] R. D. Middlebrook, “Design Techniques for Preventing Input-Filter Oscillations in Switched-Mode Regulators”, *Proc. Powercon*, Band 5, 1978, A3–1.
- [79] J. Sun, “Impedance-Based Stability Criterion for Grid-Connected Inverters”, *IEEE Transactions on Power Electronics*, Band 26 Nr. 11, S. 3075–3078, Nov. 2011, ISSN: 1941-0107. DOI: 10.1109/TPEL.2011.2136439.
- [80] Q. Ye, R. Mo, Y. Shi und H. Li, “A Unified Impedance-Based Stability Criterion (UIBSC) for Paralleled Grid-Tied Inverters Using Global Minor Loop Gain (GMLG)”, *2015 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, Sep. 2015, S. 5816–5821. DOI: 10.1109/ECCE.2015.7310476.
- [81] W. Cao, K. Liu, S. Wang, H. Kang, D. Fan und J. Zhao, “Harmonic Stability Analysis for Multi-Parallel Inverter-Based Grid-Connected Renewable Power System Using Global Admittance”, *Energies*, Band 12 Nr. 14, S. 2687, Jan. 2019. DOI: 10.3390/en12142687.
- [82] Y. Zhang, D. Duckwitz, N. Wiese und M. Braun, “Extended Nodal Admittance Matrix Based Stability Analysis of HVDC Connected AC Grids”, *IEEE Access*, Band 10, S. 55 200–55 212, 2022, ISSN: 2169-3536. DOI: 10.1109/ACCESS.2022.3177232.
- [83] L Kocewiak, R. Blasco-Gimenez, C. Buchhagen, J. Kwon, Y. Sun, A. Schwanka Trevisan, M. Larsson und X. Wang, “Overview, Status and Outline of Stability Analysis in Converter-Based Power Systems”, *19th Int’l Wind Integration Workshop*, Nov. 2020.

- [84] S. Shah und L. Parsa, “Impedance-Based Prediction of Distortions Generated by Resonance in Grid-Connected Converters”, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Band 34 Nr. 3, S. 1264–1275, Sep. 2019, ISSN: 1558-0059. DOI: 10.1109/TEC.2019.2904674.
- [85] V. N. Sewdien, R. Chatterjee, M. V. Escudero und J. V. Putten, “System Operational Challenges Rom the Energy Transition”, Band 17, S. 16, Feb. 2020, ISSN: 2426-1335.
- [86] M. Liserre, R. Teodorescu und F. Blaabjerg, “Stability of Photovoltaic and Wind Turbine Grid-Connected Inverters for a Large Set of Grid Impedance Values”, *IEEE Transactions on Power Electronics*, Band 21 Nr. 1, S. 263–272, Jan. 2006, ISSN: 1941-0107. DOI: 10.1109/TPEL.2005.861185.
- [87] “Offshore-Netzanschlussregeln (O-NAR)”, TenneT TSO GmbH, Techn. Ber., Apr. 2019.
- [88] J. Sun, “Two-Port Characterization and Transfer Immittances of AC-DC Converters–Part II: Applications”, *IEEE Open Journal of Power Electronics*, Band 2, S. 483–510, 2021, ISSN: 2644-1314. DOI: 10.1109/OJPEL.2021.3104496.
- [89] M. Yu, A. J. Roscoe, C. D. Booth, A. Dysko, R. Ierna, J. Zhu, N. Grid und H. Urdal, “Use of an Inertia-Less Virtual Synchronous Machine within Future Power Networks with High Penetrations of Converters”, *2016 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, Juni 2016, S. 1–7. DOI: 10.1109/PSCC.2016.7540926.
- [90] L. Kocewiak, *Multi-Frequency Stability - Findings from CIGRE WG C4.49 on Multi Frequency Stability of Converter Based Modern Power Systems*, 2020.
- [91] K. Velitsikakis und C. S. Engelbrecht, “Application of C-Type Harmonic Filters as Remedial Measure Against Temporary Overvoltages in Transmission Systems Due to Harmonic Resonances”, *C4-204*, Paris: Cigré, 2018.
- [92] R. Peña-Alzola, M. Liserre, F. Blaabjerg, M. Ordonez und T. Kerekes, “A Self-Commissioning Notch Filter for Active Damping in a Three-Phase LCL -Filter-Based Grid-Tie Converter”, *IEEE Transactions on Power Electronics*, Band 29 Nr. 12, S. 6754–6761, Dez. 2014, ISSN: 1941-0107. DOI: 10.1109/TPEL.2014.2304468.

- [93] W. Yao, Y. Yang, X. Zhang, F. Blaabjerg und P. C. Loh, “Design and Analysis of Robust Active Damping for LCL Filters Using Digital Notch Filters”, *IEEE Transactions on Power Electronics*, Band 32 Nr. 3, S. 2360–2375, März 2017, ISSN: 1941-0107. DOI: 10.1109/TPEL.2016.2565598.
- [94] X. Wang, F. Blaabjerg und P. C. Loh, “Grid-Current-Feedback Active Damping for LCL Resonance in Grid-Connected Voltage-Source Converters”, *IEEE Transactions on Power Electronics*, Band 31 Nr. 1, S. 213–223, Jan. 2016, ISSN: 1941-0107. DOI: 10.1109/TPEL.2015.2411851.
- [95] D. Pan, X. Ruan, C. Bao, W. Li und X. Wang, “Optimized Controller Design for LCL-Type Grid-Connected Inverter to Achieve High Robustness Against Grid-Impedance Variation”, *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, Band 62 Nr. 3, S. 1537–1547, März 2015, ISSN: 1557-9948. DOI: 10.1109/TIE.2014.2341584.
- [96] J. Dannehl, F. W. Fuchs, S. Hansen und P. B. Thøgersen, “Investigation of Active Damping Approaches for PI-Based Current Control of Grid-Connected Pulse Width Modulation Converters With LCL Filters”, *IEEE Transactions on Industry Applications*, Band 46 Nr. 4, S. 1509–1517, Juli 2010, ISSN: 1939-9367. DOI: 10.1109/TIA.2010.2049974.
- [97] *VDE-AR-N 4105 Anwendungsregel:2018-11 Erzeugungsanlagen Am Niederspannungsnetz*, Nov. 2018.
- [98] W. Xu, Z. Huang, Y. Cui und H. Wang, “Harmonic Resonance Mode Analysis”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Band 20 Nr. 2, S. 1182–1190, Apr. 2005, ISSN: 1937-4208. DOI: 10.1109/TPWRD.2004.834856.
- [99] A. Robert, T. Deflandre, E. Gunther, R. Bergeron, A. Emanuel, A. Ferrante, G. Finlay, R. Gretsch, A. Guarini, J. Gutierrez Iglesias, D. Hartmann, M. Lahtinen, R. Marshall, K. Oonishi, C. Pincella, S. Poulsen, P. Ribeiro, M. Samotyj, K. Sand, J. Smid, P. Wright und Y. Zhelesko, “Guide for Assessing the Network Harmonic Impedance”, *14th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution. Part 1. Contributions (IEE Conf. Publ. No. 438)*, Band 2, Juni 1997, 3/1–310 vol.2. DOI: 10.1049/cp:19970473.
- [100] L. Hofmann, *Betriebsmittel und quasistationäre Modellierung*. De Gruyter Oldenbourg, Apr. 2019, ISBN: 978-3-11-054860-0.

- [101] J. R. Carson, “Wave Propagation in Overhead Wires with Ground Return”, *Bell System Technical Journal*, Band 5 Nr. 4, S. 539–554, Okt. 1926, ISSN: 00058580. DOI: 10.1002/j.1538-7305.1926.tb00122.x.
- [102] F. Pollaczek, “Über Das Feld Einer Unendlich Langen Wechselstromdurchlossenen Einfachleitung”, *Elektrische Nachrichtentechnik*, Band 3 Nr. 9, 1926.
- [103] A. Ametani, T. Ohno und N. Nagaoka, *Cable System Transients: Theory, Modeling and Simulation*. Singapore: John Wiley & Sons Singapore Pte. Ltd, 2015, ISBN: 978-1-118-70212-3.
- [104] Cigré, *Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources*. Paris (21 rue d’Artois, 75008): CIGRÉ, 2014, Band 575, ISBN: 978-2-85873-270-8.
- [105] *DIN EN 60038 (VDE 0175-1):2012-04 CENELEC-Normspannungen*, 2012.
- [106] ABB, *XLPE Submarine Cable Systems*, <https://new.abb.com/docs/default-source/ewea-doc/xlpe-submarine-cable-systems-2gm5007.pdf>, 9.02.23.
- [107] vwcable, *33kV HV Armoured Cable 3 Core 120 Mm 185 Mm XLPE Copper Cable*, <https://www.vwcable.com/33kv-hv-armoured-cable-3-core-120-mm-185-mm-xlpe-copper-cable-2/>, 21.02.23.
- [108] Nexans, *6-36kV Medium Voltage Underground Power Cables: XLPE Insulated Cables*, [https://www.powerandcables.com/wp-content/uploads/2016/12/Nexans-6-33 kV-Medium-High-Voltage-Underground-Power-Cables.pdf](https://www.powerandcables.com/wp-content/uploads/2016/12/Nexans-6-33-kV-Medium-High-Voltage-Underground-Power-Cables.pdf), 21.02.23.