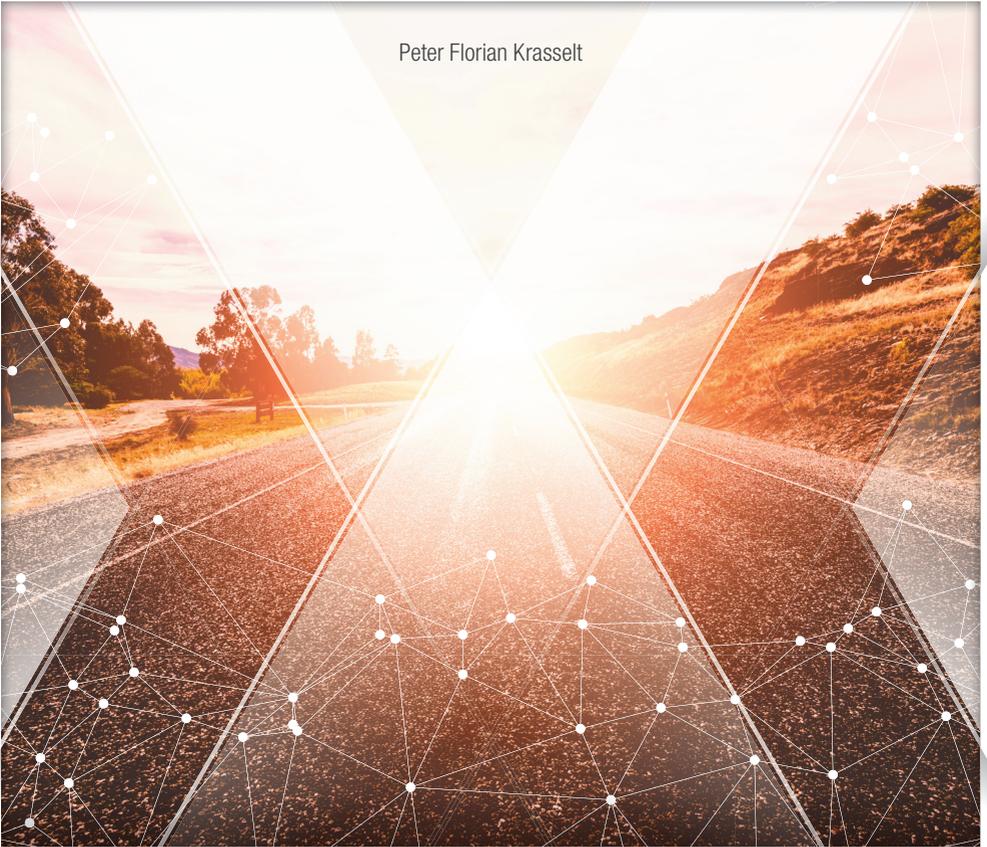


Peter Florian Krasselt



Optimierte Netzverträglichkeit von Gleichstrom-Schnellladesystemen durch aktive Netzbeeinflussung

Peter Florian Krasselt

Optimierte Netzverträglichkeit von
Gleichstrom-Schnellladesystemen
durch aktive Netzbeeinflussung

Optimierte Netzverträglichkeit von Gleichstrom-Schnellladesystemen durch aktive Netzbeeinflussung

von
Peter Florian Krasselt

Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie (KIT)
Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik

Tag der mündlichen Prüfung: 19. Juli 2016
Hauptreferent: Prof. Dr.-Ing. Thomas Leibfried
Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Jörg Roth-Stielow

Impressum



Karlsruher Institut für Technologie (KIT)
KIT Scientific Publishing
Straße am Forum 2
D-76131 Karlsruhe

KIT Scientific Publishing is a registered trademark of Karlsruhe
Institute of Technology. Reprint using the book cover is not allowed.

www.ksp.kit.edu



*This document – excluding the cover, pictures and graphs – is licensed
under the Creative Commons Attribution-Share Alike 3.0 DE License
(CC BY-SA 3.0 DE): <http://creativecommons.org/licenses/by-sa/3.0/de/>*



*The cover page is licensed under the Creative Commons
Attribution-No Derivatives 3.0 DE License (CC BY-ND 3.0 DE):
<http://creativecommons.org/licenses/by-nd/3.0/de/>*

Print on Demand 2016

ISBN 978-3-7315-0570-9
DOI 10.5445/KSP/1000057948

Optimierte Netzverträglichkeit von Gleichstrom-Schnellladesystemen durch aktive Netzbeeinflussung

Zur Erlangung des akademischen Grades eines

DOKTOR-INGENIEURS

von der Fakultät für
Elektrotechnik und Informationstechnik
des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT)
genehmigte

DISSERTATION

von

Dipl.-Ing. *Peter Florian Krasselt*
geb. in: Freiburg im Breisgau, Deutschland

Tag der mündlichen Prüfung: 19. Juli 2016
Hauptreferent: Prof. Dr.-Ing. Thomas Leibfried
Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Jörg Roth-Stielow

Vorwort

Die Integration neuer Infrastrukturen in bestehende Verteilnetze – wie leistungsstarke Schnellladesysteme für Elektrofahrzeuge – ist eine herausfordernde Aufgabe. Meinem Doktorvater Herrn *Prof. Dr.-Ing. Thomas Leibfried*, Institutsleiter des *Instituts für Elektroenergiesysteme und Hochspannungstechnik am Karlsruher Institut für Technologie*, danke ich sehr für die Anregung, mich mit dieser Thematik auseinanderzusetzen. Die durch ihn in den Jahren meiner Tätigkeit am Institut erforderte Förderung und der gewährte Rückhalt waren für den Erfolg dieser Arbeit unabdingbar. Insbesondere möchte ich ihm für seine stete Diskussionsbereitschaft sowie das Vertrauen und den großzügig eingeräumten Spielraum, den er mir bei der Durchführung dieser Arbeit gewährte, danken.

Für die Übernahme des Korreferats und für sein Interesse an diesem Forschungsthema danke ich Herrn *Prof. Dr.-Ing. Jörg Roth-Stielow* herzlich.

Großer Dank gilt Herrn *Dr.-Ing. Rainer Badent*, der mir als Mentor stets freundlich zur Seite stand und mit einer Vielzahl an Anregungen, motivierenden Worten und fachlichen Impulsen – wie auch der kritischen Durchsicht der vorliegenden Dissertation – zum Erfolg dieser Arbeit beigetragen hat. Ebenso möchte ich Herrn *Dr.-Ing. Bernd Hoferer* für die vertrauensvolle Zusammenarbeit und die jederzeit gewährte Unterstützung danken.

In sehr guter Erinnerung bleibt mir die freundliche und offene Arbeitsatmosphäre am *Institut für Elektroenergiesysteme und Hochspannungstechnik*, durch die ich bereits als Student in das Institutsleben eingebunden wurde und hierdurch Förderung erfahren habe. Dafür möchte ich den jetzigen und ehemaligen Arbeitskollegen herzlich danken. Mein besonderer Dank gilt Herrn *Dr.-Ing. Michael Suriyah* für wertvolle Ratschläge bei der Ausrichtung des Forschungsthemas und die wohlwollende Unterstützung bei der Erstellung von Veröffentlichungen. Ebenso danke ich sehr Herrn *Dipl.-Ing. Benjamin Klaus* für die regen Fachdiskussionen auf dem Felde der Elektromobilität und die erfolgreiche gemeinsame Projektarbeit. In der überschneidenden gemeinsamen Zeit als wissenschaftliche Mitarbeiter zu Beginn meiner Forschungsarbeit profitierte ich zudem sehr von dem konstruktiven Austausch mit Herrn *Dr.-Ing. Thomas Zöller*, wofür ich ihm herzlich danke.

Für die Validierung des in dieser Forschungsarbeit vorgeschlagenen Betriebsverfahrens eines Gleichstrom-Schnellladesystems wurde eine Versuchsanlage errichtet. Für die Anfertigung einer Vielzahl an Aufbauten und Komponenten möchte ich an alle Beschäftigten des Elektroservicelabors, der mechanischen Werkstatt und des Mess- und Prüfgerätelabors meinen Dank richten. Mein besonderer Dank gilt an dieser Stelle Herrn *M.Sc. Andreas Frank*, der durch sein großes Engagement als Hilfwissenschaftler und während seiner Abschlussarbeit maßgeblich zum Aufbau der Anlage beigetragen hat.

Den Mitarbeiterinnen des Sekretariats danke ich für die große und allzeit freundliche Unterstützung in der Projektarbeit und der Verwaltung der betreuten studentischen Arbeiten.

Eine Vielzahl von studentischen Abschlussarbeiten und Hilfwissenschaftler haben zum Erfolg dieser Arbeit beigetragen. Für ihr außergewöhnlich hohes Engagement möchte ich den Herren *B.Sc. Daniel Gmeiner*, *M.Sc. Patrick Sitzler*, *M.Sc. Patrick Sütterlin* und *Dipl.-Ing. Sebastian Weck* danken. Außerdem möchte ich Frau *B.Sc. Carolin Hirsching* für die vielfach gewährte Unterstützung bei der inhaltlichen Vorbereitung auf die mündliche Prüfung danken.

Meinen Eltern *Helene* und *Peter Wolfgang Krasselt* möchte ich von ganzem Herzen für ihre stete Unterstützung auf meinem Lebensweg danken. Mein besonderer Dank gilt ihnen und meinem Bruder *Karl* zudem für das umfangreiche Lektorat dieser Dissertation.

Karlsruhe, im Juli 2016

Peter Florian Krasselt

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
1.1	Ausgangslage	1
1.1.1	Elektromobilität	1
1.1.2	Ladeinfrastruktur	4
1.1.2.1	Ladesysteme	4
1.1.2.2	Infrastrukturaufbau	5
1.1.2.3	Netzintegration Gleichstrom-Schnellladepunkte	6
1.2	Methodisches Vorgehen	9
1.2.1	Forschungsgegenstand und Abgrenzung	9
1.2.2	Gliederung der Arbeit	12
2	Optimierte Netzintegration	13
2.1	Elektrizitätsversorgung im Umbau	13
2.2	Spannungsqualität in öffentlichen Netzen	15
2.3	Netzseitige Anforderungen an Schnellladestationen	16
2.3.1	Netzanschluss	16
2.3.2	Normative Anforderungen	17
2.3.2.1	Spannungsänderungen, Spannungsschwankungen und Flicker	18
2.3.2.2	Oberschwingungen	20
2.4	Eigenschaften öffentlicher Niederspannungsnetze	23
2.4.1	Struktur öffentlicher Niederspannungsnetze	23
2.4.2	Impedanz am Verknüpfungspunkt	24
2.4.2.1	Überlagerte Netzebenen	25
2.4.2.2	Ortsnetzstation	26
2.4.2.3	Energieverteilungskabel	26
2.4.2.4	Referenznetz	29
2.4.3	Energieübertragung im Niederspannungsnetz	29
2.5	Optimierte Netzverträglichkeit	32
2.5.1	Erfüllung normativer Anforderungen	32
2.5.1.1	Relative Spannungsänderung	32

2.5.1.2	Oberschwingungsemission	38
2.5.2	Aktive Netzkompensation	41
2.5.2.1	Blindleistungskompensation	41
2.5.2.2	Schiefastkompensation	44
2.5.2.3	Oberschwingungskompensation	49
2.5.3	Zusammenfassung der Untersuchung einer optimierten Netzanbindung	52
3	Konzeption einer Schnellladestation	55
3.1	Systemübersicht	55
3.2	Auswahl des Leistungsteils	56
3.3	Auswahl des Regelungsverfahrens	59
3.3.1	Stand der Technik	60
3.3.1.1	Regelungsverfahren Gleichrichter	60
3.3.1.2	Regelungsverfahren Wechselrichter	63
3.3.1.3	Regelungsverfahren elektronischer Leistungsfilter	66
3.3.1.4	Phasenregelkreis	69
3.3.1.5	Zusammenfassung	72
3.3.2	Konzeption des Regelungsverfahrens	73
3.3.2.1	Selektive spannungsorientierte proportional- integrale Regelung	73
3.3.2.2	Auswahl des selektiven Detektionsverfahrens	73
3.3.2.3	Übersicht über die Regelungsstruktur	76
3.3.2.4	Entwurf der Stromregelung	78
3.3.2.5	Entwurf der Zwischenkreisspannungsregelung	83
3.3.2.6	Modulationsverfahren	87
3.3.2.7	Gleichspannungswandler	88
3.4	Betrachtung der Prozessregelung	88
3.4.1	Klassischer Netzbetrieb	88
3.4.2	Netzautomatisierung	89
4	Optimierung der MCCF-Struktur	91
4.1	Beschreibung der Originalgrößen	91
4.2	Multiple-Complex Coefficient-Filter	92
4.2.1	Aufbau des Filters	92
4.2.2	Einsatzmöglichkeiten der MCCF-Struktur	94
4.2.3	Optimierung der MCCF-Struktur	95
4.2.4	Auslegung der Filterbank	97
4.2.5	Zeit- und Wertediskretisierung	102
4.2.5.1	Zeitdiskretisierung der Integratoren	102
4.2.5.2	Zeitdiskretisierung der Gesamtstruktur	103
4.2.6	Simulative und experimentelle Validierung	106
4.2.6.1	Überprüfung des Einschwingverhaltens	106

5	Konzeption der Versuchsanlage	111
5.1	Konzeption der Versuchsanlage	112
5.1.1	Überblick über die Versuchsanlage	112
5.1.2	Regelung, Überwachung und Prozesssteuerung	116
5.1.2.1	Regelungsplattform	116
5.1.2.2	Steuerung des Schaltzustands und Überwachung	117
5.2	Auslegung des Leistungsteils	118
5.2.1	Stromrichter	118
5.2.1.1	Festlegung der Schaltfrequenz	118
5.2.1.2	Auswahl des Leistungsmoduls	119
5.2.2	Zwischenkreiskondensator	120
5.2.2.1	Auslegungskriterium Schiefastkompensation	120
5.2.2.2	Dimensionierung der Zwischenkreiskapazität	123
5.2.3	Netz-drossel	123
5.2.4	Nachbildung der Ladelast	125
5.2.5	Sicherheitskonzept	125
5.3	Harmonische Interaktion	126
5.4	Parametrierung der Regler	127
6	Experimentelle Validierung	129
6.1	Versuchsdurchführung an der Versuchsanlage	129
6.1.1	Prüfaufbau	129
6.1.2	Übersicht der Versuche	130
6.2	Ergebnisse	131
6.2.1	Konventionelle spannungsorientierte Regelung	131
6.2.2	Betrieb unter nichtidealer Netzspannung	134
6.2.2.1	Oberschwingungen	134
6.2.2.2	Spannungsunsymmetrie und Oberschwingungen	137
6.2.3	Aktive Kompensation	140
6.2.3.1	Schiefast	140
6.2.3.2	Oberschwingungen	144
7	Zusammenfassung und Ausblick	151
A	Bestimmung des Stromverdrängung	155
B	Modaltransformationen	157
B.1	Symmetrische Komponenten	157
B.2	Clarke-Komponenten	159
B.3	Park-Komponenten	160
B.4	Raumzeiger-Komponenten	160
B.4.1	Ruhende Koordinaten	160
B.4.2	Rotierende Koordinaten	160

C	Klassifikation der Oberschwingungen	161
D	Regelung des Tiefsetzstellers	163
	D.1 Modellbildung	163
	D.2 Entwurf der Regelung	164
E	Sprungantwort des MCCF	167
F	Technische Daten der Versuchsanlage	171
G	Literaturverzeichnis	173
	G.1 Literaturverzeichnis	173
	G.2 Zitierte Standards	184
	G.3 Eigene Veröffentlichungen	186
	G.4 Betreute studentische Abschlussarbeiten	188
	Abkürzungen und Formelzeichen	191

Kapitel 1

Einleitung

1.1 Ausgangslage

1.1.1 Elektromobilität

Die langfristige Bestrebung der *Elektromobilität* ist eine Wandlung des Verkehrsmittels *motorisierter Individualverkehr* mit der Motivation, die Importabhängigkeit Deutschlands von fossilen Energieträgern sowie die Emission klimawirksamer Stoffe zu reduzieren [13, 14]. Die Elektromobilität ändert die technischen Eigenschaften des Verkehrsmittels, wodurch komplexe technische, ökologische, ökonomische und soziale Wechselwirkungen impliziert werden.

Die Tragweite des Umbaus des motorisierten Individualverkehrs durch Elektromobilität zeigt sich am Beispiel der *Alltagsmobilität*, die den dominanten Anteil der räumlichen Mobilität ausmacht. Die Alltagsmobilität bezeichnet Bewegungen «... die Pflichtaktivitäten wie Arbeit und Ausbildung, aber auch regelmäßige Teilpflicht- und Freizeitaktivitäten wie Einkauf, Sport und Spaziergänge umfassen»[66]. Die in Abbildung 1.1 dargestellte Auswertung der Personenverkehrsleistung nach unterschiedlichen Verkehrszwecken weist den motorisierten Individualverkehr in Deutschland mit einem Anteil von 80 % als wichtigstes Verkehrsmittel der Alltagsmobilität aus.

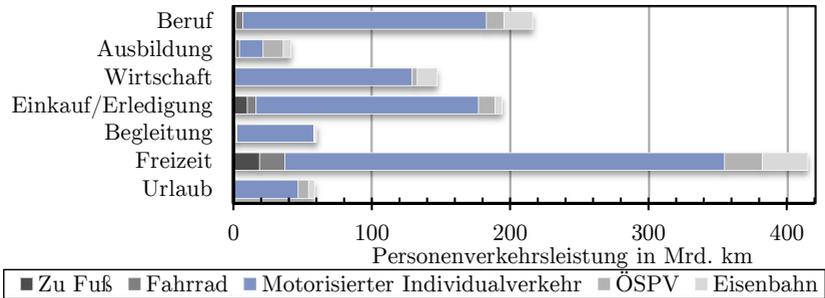


Abbildung 1.1: Personenverkehrsleistung in Deutschland nach Verkehrszwecken und Verkehrsmittel (2008).
Eigene Darstellung, Daten aus [55].

Die Langstreckenmobilität des Verkehrsmittels Elektrofahrzeug ist im Vergleich zum fossil betriebenen Kraftfahrzeug aufgrund der begrenzten Reichweite und Laderate des Energiespeichers eingeschränkt. Die Ansätze des *Intermodalen Personenverkehrs* und der *Schnellladeinfrastruktur* sind für eine wirksame Substitution fossiler Kraftfahrzeugfahrten notwendig (Abbildung 1.2). Der intermodale Perso-

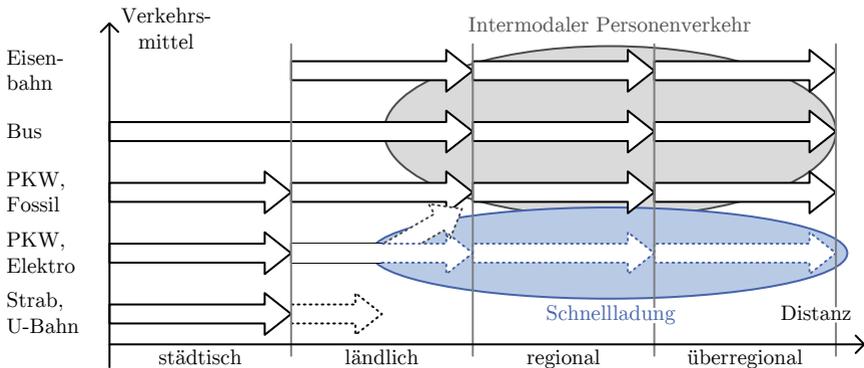


Abbildung 1.2: Einsatzbreite unterschiedlicher Verkehrsmittel.
Eigene Darstellung in Anlehnung an [12].

nenverkehr beschreibt die Nutzung mehrerer Verkehrsmittel auf einem Verkehrsweg, im überregionalen Verkehr beispielsweise die Anreise im städtischen Bereich per Straßenbahn, Nutzung der Eisenbahn und Überbrückung der letzten Kilometer am Zielort per Carsharing. Der Ansatz der Schnellladeinfrastruktur verfolgt das Ziel, die Laderate der Elektrofahrzeuge – durch Weiterentwicklung der Batterietechnologie und der Schnellladesysteme – zu erhöhen und damit die begrenzte Einsatzbreite des Elektrofahrzeuges zu erweitern.

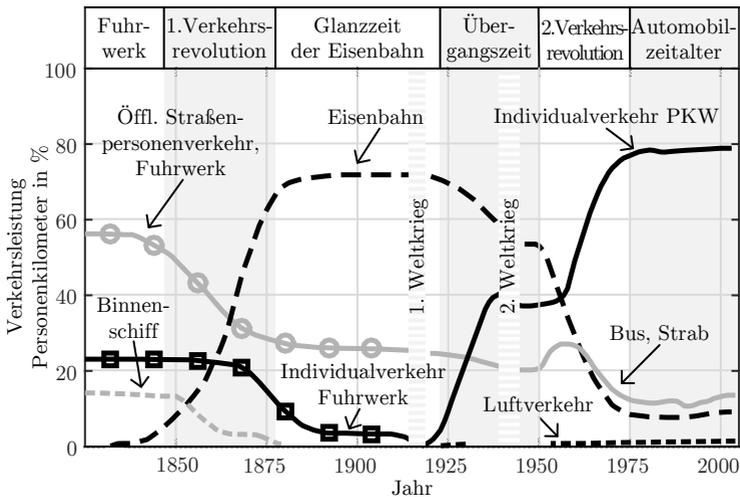


Abbildung 1.3: Personenverkehrsleistung in Deutschland nach Verkehrsmitteln. Eigene Darstellung von [12] nach [22].

In Deutschland ist seit 1970 der motorisierte Individualverkehr das dominante Verkehrsmittel, auf das die Verkehrsinfrastruktur des Staates ausgelegt ist. Wie Abbildung 1.3 zu entnehmen ist, unterliegen Änderungen des Mobilitätsverhaltens einer Zeitspanne von mehreren Jahrzehnten. Dies ist auf den notwendigen Aufbau und die Erweiterung der Verkehrsinfrastruktur sowie die langsame, graduelle Änderung der Nutzergewohnheiten (vgl. Vorzüge des PKWs nach Hansen, Auszug aus [12]) zurückzuführen. Die Schlussfolgerung daraus ist, dass – trotz der Anstrengungen im Bereich des intermodalen Personenverkehrs – langfristig von einer maßgeblichen Rolle des motorisierten Individualverkehrs auszugehen ist.

Vorzüge des PKW nach *Hansen*, Zitat aus [12]:

- Weitgehend örtlich und zeitlich unabhängige Verfügbarkeit.
 - Minimaler Anmarschweg, kein Warten und Umsteigen erforderlich.
 - Meist günstige Reisezeiten.
 - Private Umgebung, Komfort, Schutz vor schlechtem Wetter.
 - Leichte Mitnahmemöglichkeit für Gepäck; Sportgepäck usw., Aufbewahrungsmöglichkeiten im parkenden Fahrzeug.
 - Geringe Zusatzkosten bei Mitnahme von Passagieren.
 - Freude an der aktiven Steuerung und Bewegung möglich.
 - Freude am Besitz möglich.
-

1.1.2 Ladeinfrastruktur

1.1.2.1 Ladesysteme

Die *Standardisierung* der Ladesysteme ist von hoher Bedeutung für die Verfügbarkeit der Ladeinfrastruktur. Als Ladeverfahren werden konduktive und induktive Ladesysteme sowie Traktionsbatterie-Schnellwechselsysteme unterschieden. Durch internationale Normung in den Normen IEC 61851 und IEC 62196 der *International Electrotechnical Commission* (IEC) sind konduktive Ladesysteme bis zur Markttauglichkeit fortgeschritten, während die weiteren Ladeansätze noch den Status prototypischer, proprietärer Lösungen aufweisen. In Abbildung 1.4 ist eine Übersicht der konduktiven Ladesysteme nach IEC 62196 gegeben.

Durch Entscheidung des europäischen Parlaments und des europäischen Rates in der Richtlinie *2014/94/EU über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe* [34] sind zur Verhinderung eines fragmentierten Binnenmarktes und zur Sicherstellung der Interoperabilität folgende Ladesysteme und Ladeverbindungen die Vorzugslösungen innerhalb des europäischen Wirtschaftsraums:

- Wechselstrom-Normalladepunkte und Schnellladepunkte sind mindestens mit einer Steckdose oder Fahrzeugkupplung des Typs 2 nach EN 62196-2 vorzusehen.
- An Gleichstrom-Schnellladepunkten ist mindestens eine Fahrzeugkupplung des *Combined Charging System* in Konfiguration FF nach EN 62196-3 vorzusehen.

Ein Normalladepunkt weist eine Ladeleistung bis 22kW auf, darüber hinaus gehende Ladeleistungen werden als Schnellladepunkte bezeichnet. Ausgenommen von den Anforderungen sind Wechselstrom-Ladevorrichtungen in Privathaushalten bis 3,7kW Ladeleistung.

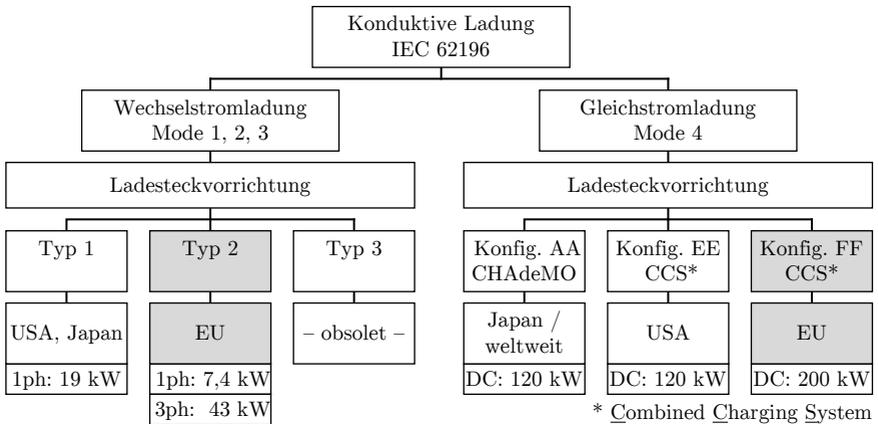


Abbildung 1.4: Regionale Verbreitung konduktiver Ladesysteme nach IEC 61851 und deren maximale normativ festgelegte Ladeleistung.

1.1.2.2 Infrastrukturaufbau

Die Anforderungen an die Ladeinfrastruktur sind aus dem *Mobilitätsverhalten* und der *Nutzerakzeptanz* der Elektromobilität abzuleiten. Die durchschnittliche tägliche Verkehrsleistung pro Person in Deutschland besteht aus 3,4 Wegen mit einer Gesamtlänge von 34 km nach [15] bzw. 42 km nach [96]. Dies spiegelt sich in den Fahrleistungen des motorisierten Individualverkehrs wieder: 90 % der Tagesfahrleistungen der PKWs liegen unter 100 km [11, 28]; die einzelnen Wegstrecken liegen zu 90 % unter 25 km [15, 140]. Marktgängige Elektrofahrzeuge weisen Reichweiten von 100 km bis 150 km auf, womit ein Großteil des Mobilitätsverhaltens im motorisierten Individualverkehr durch Elektrofahrzeuge – auch bei ausschließlicher Ladung zu Hause – ersetzt werden könnte.

Das Kernelement für die Substitution der fossil betriebenen PKW ist die Nutzerakzeptanz, die auf einer spontanen, flexiblen und komfortablen Nutzung beruht (vgl. *Hansen* [12]). Dies drückt sich in einer hohen Erwartung an die Ladeinfrastruktur aus: 96 % der Nutzer sehen eine Lademöglichkeit zu Hause als wichtig an, eine Lademöglichkeit entlang von Straßen im öffentlichen Raum ist für 66 % wichtig und 79 % halten das öffentlich verfügbare Schnellladen für wichtig [11]. Mit einer Zustimmung von 80 % der befragten PKW-Nutzer ist der Aufbau einer öffentlichen Ladeinfrastruktur die populärste staatliche Fördermöglichkeit der Elektromobilität [28].

Die Anforderungen aus Nutzersicht prägen den Strategieplan der *nationalen Plattform Elektromobilität* (NPE) zum Aufbau einer Ladeinfrastruktur für eine Million Elektrofahrzeuge in Deutschland bis 2020 [70]:

- Eine Million Normalladepunkte in privaten Haushalten für das Wechselstromladen geringer Leistung (3,7 kW).
- 103 000 halböffentliche Wechselstrom-Normalladepunkte (22 kW) auf Kundenparkplätzen.
- 7100 halböffentliche Gleichstrom-Schnellladepunkte (50 kW) an Orten des Fernverkehrs.
- 70 000 öffentliche Wechselstrom-Normalladepunkte (3,7 kW bis 22 kW) zum Laden am Straßenrand und auf Parkflächen.

Das Elektromobilitätsangebot steht in einer wechselseitigen Abhängigkeit zur Marktdurchdringung, die von einer Vielzahl weiterer Faktoren wie legislativen Bestimmungen zum Emissionsschutz, der Wirtschaftlichkeit und der Tauglichkeit der Elektromobilität für die Alltagsmobilität bestimmt wird. Die Faktoren für den Aufbau und die Ausprägung der Ladeinfrastruktur sind in Abbildung 1.5 dargestellt. Die Kernmerkmale jedes zu errichtenden Ladepunktes sind der *Aufstellungsort*, die *Anzahl und Leistung* der Ladesteckvorrichtungen und der verwendete *Ladestandard*.

Die Selektion des Ladestandards ist durch die Harmonisierung des europäischen Wirtschaftsraums vereinfacht (vgl. Abschnitt 1.1.2.1). Für die Leistungsfähigkeit der Ladeverbindungen liefert der Strategieplan der NPE einen Anhaltspunkt. Entscheidend für den Aufstellungsort und die Anzahl und Leistung der Ladesteckvorrichtungen ist letztlich die Nachfrage des Nutzers und die Wirtschaftlichkeit für den Ladeinfrastrukturbetreiber.

1.1.2.3 Netzintegration Gleichstrom-Schnellladepunkte

Restriktionen der verfügbaren Stellflächen und Netzanschlusspunkte schränken die möglichen Aufstellungsorte der Gleichstrom-Schnellladepunkte ein. Aufgrund des einfachen Netzanschlusskonzepts und der damit verbundenen ökonomischen Vorteile wird der direkte Anschluss an das öffentliche Niederspannungsnetz bevorzugt. Schnellladesysteme hoher Leistung weisen hohe Rückwirkungen auf den Lastfluss und die Spannungsqualität im betroffenen Niederspannungsnetz auf, wodurch die Wahl des Aufstellungsortes stark eingeschränkt ist. Derzeit ist es gängige Praxis, Gleichstrom-Schnellladepunkte in unmittelbarer Nähe der Ortsnetzstationen zu errichten [21, 92], was die Auswahl attraktiv gelegener und verfügbarer Stellflächen zu Errichtung eines Gleichstrom-Schnellladepunktes massiv reduziert.

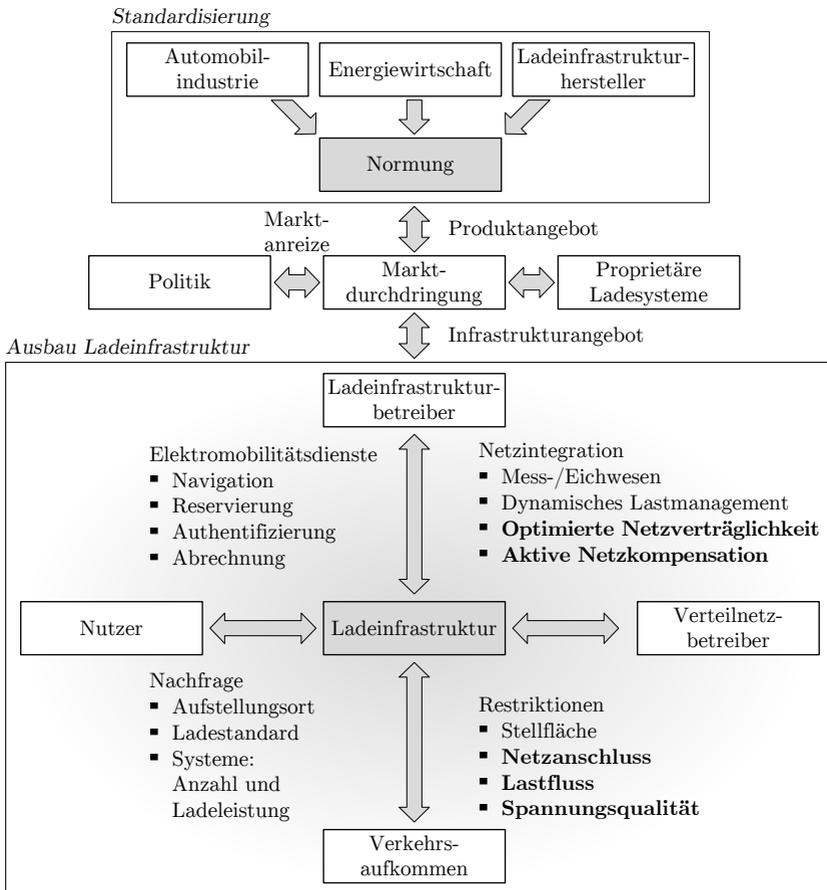


Abbildung 1.5: Ladeinfrastruktur: Akteure und Rahmenbedingungen.

Vier Möglichkeiten bieten sich an, um Restriktionen bei der Netzintegration zu umgehen:

1. Netzverstärkungsmaßnahmen

Die Verstärkung vorhandener Netzbetriebsmittel entspricht dem klassischen Vorgehen bei Lasterhöhung. Bei geringer Lasterhöhung genügt meist eine Verstärkung der Netzstation. Signifikante Lastanstiege und die damit entstehenden Spannungsqualitätsprobleme – wie bei der Integration von Schnellladepunkten in Netzausläufern – erfordern eine zusätzliche Kabelverlegung.

Vorteile des Netzausbaus sind die Verfügbarkeit, Zuverlässigkeit und jahrzehntelange Betriebserfahrung. Zu den Nachteilen zählen der Zeitaufwand zur Projektierung und Ausführung der Maßnahmen und hohe Kapitalkosten aufgrund der durchzuführenden Tiefbauarbeiten.

2. *Dynamisches Lastmanagement*

Das dynamische Lastmanagement eines Niederspannungsnetzes ermöglicht durch Senkung der Spitzenlast und Lastverschiebung die Integration von Schnellladestationen in hoch ausgelasteten Netzen unter Vermeidung von Netzverstärkungsmaßnahmen. Voraussetzung ist ein Niederspannungsnetz-Monitoring mit Netzautomatisierung sowie eine signifikante Anzahl erschlossener steuerbarer Verbraucher mit hohem Lastverschiebungspotential.

Mit dem *Verordnungspaket intelligente Netze* [16] sind die Grundlagen für das dynamische Lastmanagement gelegt. Nach dem Umsetzungsplan werden die für das Netzmonitoring und die Lastflexibilisierung notwendigen Smart Meter bei Haushaltslasten (mit einem Verbrauch ab 6000 kWh) im Zeitraum von 2017 bis 2028 flächendeckend installiert. Die Erschließung des Lastmanagement-Potentials ist weiterhin Gegenstand der Forschung, so dass der Markteintritt der *Smart Grid* Infrastruktur nicht vor 2018 erwartet wird [20]. Herausforderungen sind die regulatorische Handhabung des netz- und marktorientierten Lastmanagements, die Entwicklung lastvariabler Stromtarife und die technische Integration der Haushaltslasten und zukünftiger Elektrizitätsspeicher. Für den geplanten Ladeinfrastrukturaufbau bis 2020 ist aus diesen Gründen nur ein geringer Anteil öffentlicher Niederspannungsnetze mit dynamischem Lastmanagement zu erwarten; zudem ist fraglich, ob das dabei erschlossene Lastverschiebungspotential zur Integration von Gleichstrom-Schnellladepunkten in hochbelasteten Netzabschnitten ausreichend ist.

3. *Schnellladepunkt mit integriertem Energiespeicher*

Die Anforderungen an den Netzanschluss einer Schnellladestation werden durch einen in der Schnellladestation integrierten Energiespeicher erheblich reduziert. Der Netzanschluss weist eine Nennleistung deutlich unterhalb der Nennschnellladeleistung auf; durch Rückspeisung aus dem integrierten Energiespeicher während eines Ladevorgangs wird der zusätzliche Leistungsbedarf gedeckt. Die Grenzen der Lastverschiebung sind erreicht, sobald der Energiezwischenpeicher erschöpft ist; in diesem Fall reduziert sich die verfügbare Schnellladeleistung drastisch.

Vorteil dieser Technik ist die wirkungsvolle Netzentlastung bei gelegentlicher Nutzung der Schnellladestation. Als Nachteile sind der komplexere Systemaufbau, eine durch die Energiepufferung bedingte geringere Energieeffizienz, die begrenzte Verfügbarkeit der Schnellladeleistung bei zeitlich rascher Folge der Ladevorgänge und erhebliche Mehrkosten pro Ladepunkt zu nennen.

4. Optimierte Netzverträglichkeit und aktive Netzkomensation

Der zusätzliche Lastfluss und die Rückwirkungen auf die Spannungsqualität des Netzabschnitts wird durch den Einsatz netzrückwirkungsarmer Schaltungen in Gleichstrom-Schnellladepunkten minimiert. Kennzeichen rückwirkungsarmer Leistungselektronik sind eine ohmsche Leistungsaufnahme und eine geringe Emission von Verzerrungsblindleistung. Durch besondere Wahl der Schaltungstopologie und Regelungsverfahren können darüber hinaus *Systemdienstleistungen* und eine *aktive Netzkomensation* erbracht werden:

(a) *Systemdienstleistungen*

Die aktive Spannungsbandstützung durch gezielte Regelung des Blindleistungsbezugs minimiert die Spannungsänderungen im Verteilnetz, wodurch Ausbaumaßnahmen zur Sicherstellung der normativ geforderten Spannungsstabilität minimiert werden. Weiterhin unterstützt die aktive Spannungsbandstützung den Netzbetreiber bei der Erbringung der Systemdienstleistung *Spannungshaltung*.

(b) *Aktive Netzkomensation*

Unsymmetrische Belastungen des Niederspannungsnetzes und der (Verzerrungs-)Blindleistungsbedarf der Lasten mindern den maximal übertragbaren Lastfluss. Die aktive Kompensation dieser Phänomene steigert die übertragbare Wirkleistung innerhalb des Verteilnetzes und gestattet die Netzintegration von Schnellladepunkten in hoch ausgelasteten Netzabschnitten.

Systemdienstleistungen erweisen bei der Netzintegration erneuerbarer Energien den Vorteil, den benötigten Netzausbau zu reduzieren. Besonders wirksam ist der aktive Beitrag von Einspeisern in Nieder- und Mittelspannungsnetzen zur Spannungshaltung. Als Nachteile zu nennen sind der erhöhte Komponentenaufwand in den Netzstromrichtern sowie zusätzliche Verluste bei der Erbringung der Systemdienstleistungen.

1.2 Methodisches Vorgehen

1.2.1 Forschungsgegenstand und Abgrenzung

Problemstellung

Der Aufbau einer Gleichstrom-Schnellladeinfrastruktur ist durch Restriktionen bei der Wahl des Netzanschlusspunktes erschwert. Für den Anschluss am öffentlichen Niederspannungsnetz wird ein Aufstellungsort in unmittelbarer Nähe einer Ortsnetzstation gefordert, was die Auswahl geeigneter Stellflächen erheblich reduziert. Der Anschluss in Ausläufern eines Niederspannungsnetzes erfordert umfangreiche Netzverstärkungsmaßnahmen oder alternativ den direkten Mittelspannungsanschluss des Schnellladepunktes. Beide Maßnahmen erhöhen die Installationskosten

des Schnellladepunktes in einem Maße, das die Kosten des Schnellladesystems übersteigt. Der Einsatz leistungselektronischer Schaltungen mit minimalen Netzzurückwirkungen, die Erbringung von Systemdienstleistungen und die aktive Netzkomensation stellen eine Alternative zu konventionellen Netzverstärkungsmaßnahmen dar.

Die Netzintegration der Ladeinfrastruktur in ein Smart Grid unter den Aspekten des dynamischen Lastmanagements durch gesteuertes Laden und der Nutzung der Traktionsbatterie zur Netzentlastung (Vehicle to Grid) weist eine hohe Forschungsaktivität auf. Diese beiden Forschungsschwerpunkte sind durch das Lastverschiebungspotential der Elektromobilität aufgrund der langen Standzeit der Kraftfahrzeuge, sowie den Bedarf an elektrischen Energiespeichern zur wirksamen Erhöhung des volatilen regenerativen Energiedargebots am elektrischen Energieverbrauch motiviert.

Demgegenüber ist der Stand der Forschung für vereinfachte Netzanschlusskonzepte durch die optimierte Netzverträglichkeit und die aktive Netzkomensation einer Schnellladeinfrastruktur sehr lückenhaft. Dies lässt sich unter anderem daraus erklären, dass zu Beginn der hier vorliegenden Forschungsarbeit die Zyklfestigkeit der Traktionsbatterien, besonders bei Hochleistungsladung, fraglich war und aus diesem Grund Ladekonzepte geringer Leistung bevorzugt wurden.

Neue Erkenntnisse der Batterieforschung sowie praktische Erfahrungen einzelner Automobilhersteller haben die Fähigkeit zur Schnellladung der Traktionsbatterie belegt. Da die Schnellladung ein wichtiges Produktmerkmal zur Nutzerakzeptanz sowie zur Abhebung von Wettbewerbern ist, ist zwischenzeitlich die Leistungssteigerung der Schnellladesysteme sowie der Aufbau der Ladeinfrastruktur forciert worden.

Ziele

Die Entwicklung eines durch optimierte Netzverträglichkeit und aktive Netzkomensation vereinfachten Netzanschlusskonzepts einer Schnellladeinfrastruktur umfasst folgende Punkte:

- *Potentialanalyse Netze*
 - Die Niederspannungsnetze in Deutschland sind historisch gewachsen, was sich in einer großen Anzahl an Topologien und Betriebsmittelauslegungen ausdrückt. Durch Analyse typischer Netzstrukturen ist ein repräsentatives Netzmodell zur Berechnung von Netzzurückwirkungen zu bestimmen.
 - Normative Forderungen an die Spannungsqualität in öffentlichen Netzen begrenzen die Netzintegration der Gleichstrom-Schnellladepunkte. Durch detaillierte Betrachtung der Netzzurückwirkungen sind diese Grenzen zu quantifizieren sowie geeignete Betriebskonzepte zur Erweiterung der möglichen Netzanschlusspunkte zu untersuchen.

- Der maximal mögliche Lastfluss in Niederspannungsnetzen wird durch unsymmetrische Belastungen und normative Anforderungen an die Spannungsqualität reduziert. Mögliche Kompensationsverfahren zur Steigerung des maximalen Lastflusses sind zu untersuchen und deren Umsetzbarkeit sind zu beurteilen.
- *Konzeption aktiver Schnellladesysteme*

Um die Machbarkeit sowie den erforderlichen Mehraufwand für die aktive Netzkomensation quantifizieren zu können, wird ein erweiterter Gleichstrom-Schnellladepunkt mit aktiven Filtermerkmalen konzipiert. Die Analyse umfasst den Leistungsteil, das Regelungsverfahren sowie die Prozessregelung. Maßgeblich für die Konzeption sind folgende Kriterien:

 - Minimierter Mehraufwand im Leistungsteil.
 - Aufbau einer modularen, selektiv zuschaltbaren Regelungsarchitektur zur Erbringung der aktiven Netzkomensation.
 - Die Integration der um Netzkomensationsdienstleistungen erweiterten Gleichstrom-Schnellladestation sowohl im klassisch geplanten Netz wie auch in zukünftigen Smart Grids.
- *Validierung*

Die Validierung des Konzeptes erfolgt im experimentellen Versuch. Dies erfordert:

 - Die Dimensionierung und den Aufbau einer Versuchsanlage.
 - Die experimentelle Validierung im Laborversuch.

Abgrenzung

- *Dynamisches Lastmanagement/Smart Grid*

Die vereinfachte Netzintegration durch optimierte Netzverträglichkeit und aktive Netzkomensation stellt einen eigenständigen Ansatz dar, der sowohl im klassischen Netzbetrieb nutzbar ist wie auch mit den Vorteilen eines Smart Grid kombinierbar ist. Die Konzepte des dynamischen Lastmanagements und des Smart Grid werden in dieser Arbeit nicht fortentwickelt.
- *Keine Drosselung, keine Energiepufferung*

Ein wichtige Prämisse in dieser Forschungsarbeit ist, dass jederzeit die volle Ladeleistung an der Schnellladestation verfügbar ist. Ansätze, die durch Energiezwischen-speicherung nur zeitlich limitiert die volle Ladeleistung zur Verfügung stellen können, werden nicht betrachtet.

- *Keine detaillierte Betrachtung der Ladeverbindung*

In dieser Arbeit steht das Netzanschlusskonzept der Gleichstrom-Schnellladeinfrastruktur im Vordergrund. Die Ladeverbindung wird in vereinfachter Form nachgestellt, aktuelle Forschungsfragen wie die Entwicklung von Hochstrom-ladesteckverbindungen, die Smart Grid-Integration der Ladekommunikation und die Entwicklung von Elektromobilitätsdiensten zur Vereinfachung des Ladeprozesses werden nicht betrachtet.

1.2.2 Gliederung der Arbeit

Methodisch ist zwischen der Analyse der öffentlichen Niederspannungsnetze, der Konzeption einer optimierten Schnellladestation und der Validierung des Ansatzes zu unterscheiden.

Analyse

Kapitel 2 widmet sich der Analyse der Netzzrückwirkungen einer Gleichstrom-Schnellladeinfrastruktur in öffentlichen Niederspannungsnetzen. Die unterschiedlichen normativen Anforderungen an die Spannungsqualität öffentlicher Verteilnetze und die daraus abgeleiteten Netzanschlussbedingungen für große Einzellasten werden anhand eines Referenzniederspannungsnetzes untersucht. Aus der Analyse wird ein Konzept für die optimierte Netzanbindung der Gleichstrom-Schnellladepunkte abgeleitet, das erstens einen Netzanschluss fern der Ortsnetzstation ermöglicht und zweitens eine darüber hinausgehende aktive Optimierung der Niederspannungsnetze erlaubt.

Konzeption einer optimierten Schnellladestation

Die Konzeption eines aktiv netzintegrierten Schnellladepunktes wird unter den Aspekten des Leistungsteils, des Regelungsverfahrens und der Prozessregelung in Kapitel 3 betrachtet. Besonderer Wert wird auf eine Auslegung nahe eines konventionellen Netzstromrichters gelegt, der durch eine selektiv zuschaltbare Regelungsstruktur Betriebsmodi zur optimierten Netzintegration bietet. Eine Detailanalyse des zur selektiven Detektion unterschiedlicher Spannungsmerkmale eingesetzten Filternetzwerks erfolgt in Kapitel 4.

Validierung

Zur Validierung des vorgeschlagenen Netzanbindungskonzepts wird eine maßstabsgetreue Versuchsanlage eingesetzt, deren Konzeption und Aufbau in Kapitel 5 vorgestellt wird. Anschließend erfolgt die experimentelle Überprüfung anhand repräsentativer Versuche in Kapitel 6.

Abschließend wird in Kapitel 7 die vorliegende Arbeit zusammengefasst sowie ein Ausblick auf zukünftige Forschungsarbeiten gegeben.

Kapitel 2

Optimierte Netzintegration der Gleichstrom-Schnellladesysteme

2.1 Elektrizitätsversorgung im Umbau

Umweltpolitische Anstrengungen zur Reduktion der Treibhausgas-Emissionen der Bundesrepublik Deutschland (Zielkorridor für das Jahr 2050: -80% bis -95% im Vergleich zu den Emissionen des Jahres 1990 [25, 26, 33]) sowie der europäischen Union haben umfangreiche Maßnahmen veranlasst, die zu einer Weiterentwicklung der öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetze führen. Besonders relevant für die Neugestaltung der Netze sind folgende Ziele der *Energiewende*:

Erneuerbare Energieerzeugung

Der Anteil erneuerbarer Energieerzeugung an der Elektrizitätsversorgung soll bis 2050 auf 80% steigen [17].

Elektromobilität

Die Automobilindustrie in Deutschland weist mit einer Bruttowertschöpfung von 102 Mrd. Euro (2013) [90], über 797 Tsd. Beschäftigten (2014) [91] und einem Umsatzanteil des verarbeitenden Gewerbes von 21% (2014) [105] eine überragende industriepolitische Bedeutung auf. Ziel der Hightech-Strategie der Bundesregierung ist die Etablierung der Elektromobilität zur Verminderung der Importabhängigkeit von Rohöl und ein Rückgang der Treibhausgas-Emissionen im Verkehrssektor [13, 14]. Weiterhin ist die Transformation der Automobilindustrie in Richtung elektrifizierter Antriebskonzepte zur Erfüllung der Kohlendioxid-Grenzwerte für Personenkraftfahrzeuge [35] von erheblicher Bedeutung.

Energieeffizienz

Der Bruttostromverbrauch soll bis 2040 um 25 % reduziert werden [17]. Energieeffizienz-Verordnungen auf nationaler und europäischer Ebene bewirken eine hohe Verbreitung leistungselektronischer Geräte, die eine Erfüllung der geforderten Effizienz erst ermöglichen.

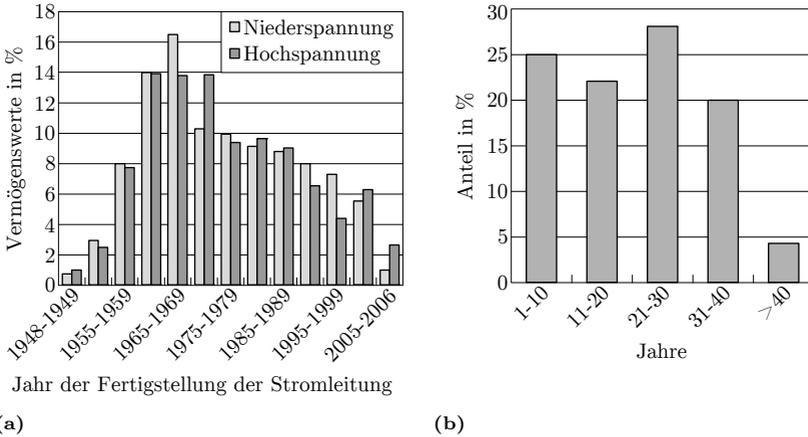


Abbildung 2.1: a) Altersstruktur deutscher Nieder- und Hochspannungsnetze
 b) Alter von Betriebsmitteln in Verteilnetzen
 Eigene Darstellung nach a) [85] und b) [97].

Ein Großteil der Netze in Deutschland wurde weit vor Aufkommen dieser Trends fertiggestellt (Abbildung 2.1a). Die in elektrischen Energienetzen eingesetzten Komponenten weisen Lebensdauern von mehreren Jahrzehnten auf. Für Komponenten im Verteilungsnetz wird eine Lebensdauer von über 40 Jahren angenommen (Abbildung 2.1b).

Der Anpassungsbedarf auf Netzbetreiber- und Kundenseite ist am Beispiel der erneuerbaren Erzeugungsanlagen sichtbar geworden. Es sind umfassende Lastfluss- und Spannungsqualitätsproblematiken [4, 7] entstanden, die nach neuen technischen Lösungen verlangen. Diese sind über alle Netzebenen erforderlich, beispielsweise in Form der als *Stromautobahnen* bezeichneten geplanten HGÜ-Korridore im Transportnetz [4] bis hin zu vorgeschriebenen *netzstützenden Funktionen* für Erzeugungsanlagen im Niederspannungsnetz [120]. Die notwendigen Investitionen sind erheblich. Im Bereich der Transportnetze werden notwendige Investitionen von 21 Milliarden Euro für den Zeitraum 2013 bis 2023 prognostiziert [3], in den

Verteilnetzen werden die Netzausbaukosten bis 2032 auf 23 bis 49 Milliarden Euro veranschlagt [7].

Der bevorstehende Aufbau einer Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge motiviert vor diesem Hintergrund eine Vielzahl von Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten, um mögliche Engpässe bei der Netzintegration frühzeitig zu erkennen und geeignete Strategien zum optimierten Betrieb der Ladeinfrastruktur zu entwickeln.

2.2 Spannungsqualität in öffentlichen Netzen

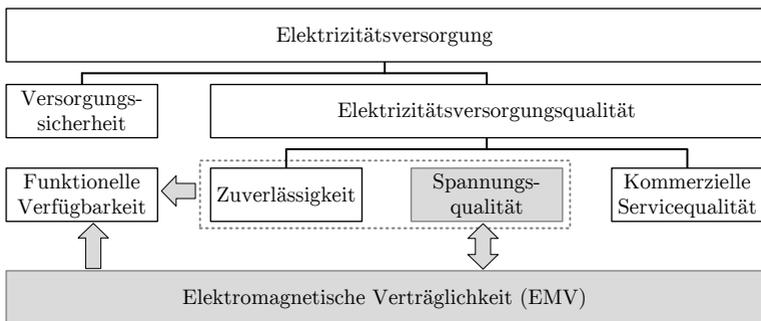


Abbildung 2.2: Struktur der Qualitätsbegriffe der Elektrizitätsversorgung nach Crastan, Westermann, Bartak. Eigene Darstellung nach [29].

Die *Versorgungssicherheit* und die *Elektrizitätsversorgungsqualität* sind das Fundament der elektrischen Energieversorgung. Die Versorgungssicherheit beinhaltet die elektrische Energieerzeugung, die Sicherung der notwendigen Primärenergie sowie die Infrastruktur zum Transport und der Verteilung der Elektrizität. Die Elektrizitätsversorgungsqualität eines elektrischen Netzes beruht auf drei Kategorien, die die Gesamtqualität der Versorgung nach Abbildung 2.2 beschreiben.

Die *Zuverlässigkeit* beschreibt, inwiefern das Energienetz unter gegebenen Bedingungen eine kontinuierliche Versorgung gewährleisten kann und gibt einen Anhaltspunkt zur Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen und der Dauer bis zur Wiederversorgung.

Die *Spannungsqualität* beschreibt die elektrischen Eigenschaften wie Frequenz, Spannungsamplitude, Kurvenform und weitere elektrische Phänomene.

Die *kommerzielle Servicequalität* beurteilt die Güte der Beziehungen zwischen Netzkunden und Netzbetreibern.

Für die Analyse der Netzanschlusskonzepte ist der Einfluss der Gleichstrom-Schnellladeinfrastruktur auf die Spannungsqualität maßgeblich. Die Spannungsqualität wird sowohl durch den Netzaufbau und -betrieb (Netzbetreiberseite) wie auch durch die angeschlossenen Geräte (Nutzerseite) beeinflusst (Abbildung 2.3). Ein umfangreiches Normenwerk definiert die Anforderungen an die Spannungsqualität öffentlicher Verteilnetze, die zulässige Störaussendung und die benötigte Störfestigkeit der nutzerseitig angeschlossenen Geräte. Ziel der normativen Festlegungen ist die funktionelle Verfügbarkeit der Elektrizitätsversorgung.

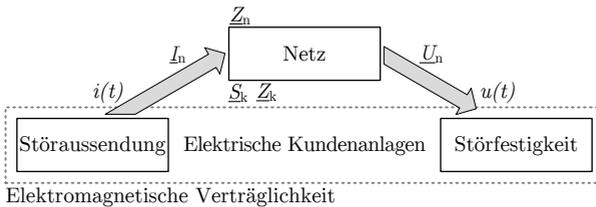


Abbildung 2.3: Beeinflussungssystem nach *Mombauer*.
Eigene Darstellung, modifiziert nach [69].

2.3 Netzseitige Anforderungen an Schnellladestationen

2.3.1 Netzanschluss

Schnellladestationen werden bevorzugt an das öffentliche Niederspannungsnetz angeschlossen, um die Investitionskosten gering zu halten. Die Schnellladestation stellt eine hohe Einzellast dar, die einen erheblichen Einfluss auf die Auslastung der Betriebsmittel und die Spannungsqualität im Niederspannungsnetz hat. Aus diesem Grund ist eine intensive Prüfung von Techniken zur Minimierung der Netzurückwirkungen notwendig. Die Selektion geeigneter Maßnahmen erfordert eine Potentialanalyse der Niederspannungsnetze, wobei zwischen Verfahren zur Erfüllung normativer Anforderungen und die darüber hinausgehende aktive Optimierung des Netzes zu unterscheiden ist:

- *Normative Anforderungen*

Die normativen Anforderungen zur Störaussendung dienen der Wahrung der Spannungsqualität im Netzabschnitt. Eine optimierte Auslegung des Netzstromrichters des Gleichstrom-Schnellladepunktes reduziert die Störaussendungen, was den Netzanschluss einer Schnellladestation in Netzen und Netzausläufern geringer Kurzschlussleistung S_k erlaubt.

- *Aktive Optimierung*

Die aktive Optimierung des Niederspannungsnetzes erlaubt, bestehende Netzbetriebsmittel effizienter auszunutzen. Dadurch können Reserven der Netzplanung, z.B. für Lastunsymmetrie genutzt werden, um einen Netzanschluss eines Gleichstrom-Schnellladepunktes in hochausgelasteten Verteilnetzen zu ermöglichen.

2.3.2 Normative Anforderungen

Die Spannungsqualität im Verteilnetz wird durch Maßnahmen des Netzbetreibers und die Netzurückwirkungen der angeschlossenen Kundenanlagen bestimmt. Die Spannungsmerkmale unterteilen sich nach *Berger und Brauner* [8] in die Gruppe der direkt durch die Kraftwerks-, Transportnetz- und Verteilnetzbetreiber beeinflussbaren *Top-Down*-Wirkungseffekte, sowie die Gruppe der durch Kundenanlagen erzeugten *Bottom-Up*-Wirkungseffekte (Tabelle 2.1).

Elektrizitätswirtschaft Top-Down-Effekte	Kundenanlagen Bottom-Up-Effekte
Frequenz	Oberschwingungen
Spannungshöhe	Spannungsänderungen
Spannungseinbrüche	Spannungsschwankungen
Spannungserhöhungen	Flicker

Tabelle 2.1: Ursachenprinzip der Spannungsqualitätsmerkmale nach [8].

Eine umfassende Normung auf Basis der europäischen Niederspannungs- und EMV-Richtlinie limitiert die Netzurückwirkungen der Kundenanlagen, so dass von einem netzkonformen Betrieb bei entsprechender Typprüfung des Geräts ausgegangen werden kann. Das Normenwerk erfasst ein- und dreiphasige Verbraucher bis 16 A sowie Verbraucher im Bereich von 16 A bis 75 A.

Vor dem Hintergrund der Netzurückwirkungen leistungsstarker elektrischer Anlagen fordern die *Technischen Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Niederspannungsnetz* [106] des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) eine Anzeigepflicht für den Netzanschluss von Einzelgeräten über 12 kW Leistung. Erst nach einer Einzelbeurteilung und Zustimmung des Netzbetreibers ist der Netzanschluss gestattet.

Die in Deutschland bis 2020 empfohlene Gleichstrom-Schnellladeinfrastruktur von 7100 Ladepunkten mit einer Ladeleistung von 50 kW weist nach Gleichung 2.2 Nennströme außerhalb des einschlägigen Normenwerks auf.

$$S_N = P_{DC} \frac{1}{\eta} \quad \text{mit: } \eta \approx 90 \% \quad (2.1)$$

$$I_N = \frac{S_N}{\sqrt{3} U_N} = \frac{50 \text{ kVA}}{90 \% \sqrt{3} 400 \text{ V}} = 80 \text{ A} \quad (2.2)$$

Die Bewertung des Netzanschlussbegehrens erfolgt anhand der in Deutschland, Österreich, der Schweiz und Tschechischen Republik gültigen *Technischen Regeln zur Beurteilung von Netzurückwirkungen* [108]. Das Kompendium umfasst Festlegungen zu:

- Spannungsänderungen und Flicker
- Spannungsunsymmetrie
- Oberschwingungen
- Kommutierungseinbrüche
- Zwischenharmonische Spannungen
- Tonfrequenzrundsteueranlagen
- Erzeugungsanlagen.

Die Netzintegration der Gleichstrom-Schnellladeinfrastruktur wird besonders durch die Rückwirkungen auf die *Spannungsänderungen* und die *Oberschwingungen* bestimmt. Im Folgenden werden die aus den Anschlussbedingungen hervorgehenden Restriktionen bei der Beurteilung eines Netzanschlusses betrachtet.

2.3.2.1 Spannungsänderungen, Spannungsschwankungen und Flicker

Elektrische Verteilungsnetze weisen eine Innenimpedanz auf, über welche aufgrund von angeschlossenen Lasten und Erzeugern ein signifikanter Abfall bzw. Anstieg der Spannung festzustellen ist. Sowohl der Lastgang der Verbraucher wie auch die Einspeiseleistung angeschlossener Erzeuger unterliegen einem Tagesgang, welcher eine *langsame Spannungsänderung* des Spannungseffektivwertes innerhalb des Netzes bewirkt. In öffentlichen Niederspannungsnetzen ist die zulässige langsame Spannungsänderung nach Gleichung 2.3 auf ein zulässiges Spannungsband begrenzt [110].

$$\begin{aligned} 90 \% U_N \leq U \leq 110 \% U_N & \quad \text{für 95 \% der 10 Minuten-Mittelwerte einer Woche} \\ 85 \% U_N \leq U \leq 110 \% U_N & \quad \text{für 100 \% der 10 Minuten-Mittelwerte einer Woche} \end{aligned} \quad (2.3)$$

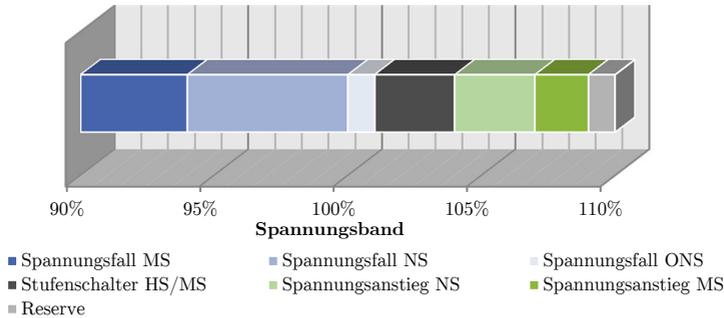


Abbildung 2.4: Beispielhafte Spannungsbandplanung eines Netzbetreibers.
Eigene Darstellung nach [93].

Über die Kenntnisse der Betriebsmittel im Verteilnetz und der auftretenden Lastgänge erstellt der Netzbetreiber eine Spannungsbandplanung (Abbildung 2.4), um die geforderte Spannungsstabilität sicherzustellen. Nach der Richtlinie der *Technischen Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Niederspannungsnetz* sind folgende Phänomene vor dem Netzanschluss einer Gleichstrom-Schnellladestationen zu beurteilen:

- *Schnelle Spannungsänderungen* stellen ein Einzelereignis dar und sind als eine einzelne schnelle Änderung des Spannungseffektivwerts definiert, welcher eine bestimmte, aber nicht festgelegte Dauer aufweist. Der Beginn und das Ende eines Schnellladevorgangs bewirken beispielsweise eine schnelle Spannungsänderung ΔU . Als Annahme wird von einer minimalen Dauer eines Schnellladevorgangs von 10 min ausgegangen, womit sich nach [108] eine Änderungsrate der schnellen Spannungsänderung r kleiner $0,1 \text{ min}^{-1}$ ergibt. Die maximal zulässige Spannungsbandänderung d_{\max} beträgt 3% gemäß der normativen Anforderung in Gleichung 2.4.

$$d_{\max} = \frac{\Delta U}{U_N} \leq 3\% \quad \text{für } 0,01 \text{ min}^{-1} \leq r \leq 0,1 \text{ min}^{-1} \quad (2.4)$$

- *Spannungsschwankungen* stellen eine aufeinanderfolgende Serie von Spannungsänderungen oder eine kontinuierliche Spannungsänderung dar. Die für das menschliche Auge sichtbaren Lichtänderungen an einer Glühbirne durch Spannungsschwankungen werden als *Flicker* bezeichnet. Die Auswertung erfolgt im Frequenzbereich von 5 mHz bis 35 Hz.

Die Berechnung der Spannungsänderungen erfordert eine Kenntnis der Netzimpedanz, deren Betrachtung in Kapitel 2.4 erfolgt. Die Auswertung der normativen Anforderungen erfolgt in Abschnitt 2.5.1.1.

2.3.2.2 Oberschwingungen

Betriebsmittel mit einer nichtlinearen Spannungs-Strom-Kennlinie emittieren Stromüberschwingungen I_n in das Verteilnetz, die über die endliche Oberschwingungsimpedanz Z_n des Netzes Spannungsüberschwingungen U_n verursachen. Die Spannungsüberschwingungen können wiederum zu Gerätefehlfunktionen führen (vgl. Beeinflussungssystem in Abbildung 2.3). Zusätzlich stellen die Stromüberschwingungen eine unerwünschte Belastung der Netzbetriebsmittel dar, die die Netzverluste erhöhen und bei hohen Pegeln ein Herabsetzen der Betriebswerte (*derating*) erfordern.

Die Planungspegel der Spannungsüberschwingungen nach den *Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen* [110] orientieren sich an den Verträglichkeitspegeln für Spannungsüberschwingungen [112]. Unter normalen Betriebsbedingungen müssen im Auswertzeitraum einer Woche 95 % der 10-Minuten-Mittelwerte des Spannungseffektivwertes jeder einzelnen Oberschwingung den normativen Grenzwerten in Tabelle 2.2 entsprechen. Zusätzlich ist eine Gesamt-Oberschwingungsverzerrung der Versorgungsspannung (THD_U) bis zur 40. Ordnung kleiner 8 % gefordert.

Ungerade Oberschwingungen				Gerade Oberschwingungen	
Nicht Vielfache von 3		Vielfache von 3		Ordnung n	u_n
Ordnung n	u_n	Ordnung n	u_n		
5	6,0 %	3	5,0 %	2	2,0 %
7	5,0 %	9	1,5 %	4	1,0 %
11	3,5 %	15	0,5 %	6 bis 24	0,5 %
13	3,0 %	21	0,5 %		
17	2,0 %				
19	1,5 %				
23	1,5 %				
25	1,5 %				

Tabelle 2.2: Zulässige Spannungsüberschwingungen an der Übergabestelle [110].

Über statistische Betrachtungen zur Überlagerung von Stromüberschwingungen werden Grenzwerte für am öffentlichen Niederspannungsnetz angeschlossene Verbraucher definiert. Kleingeräte mit einem Nennstrom bis 16 A genügen den Anforderungen, sofern sie die absoluten (Klasse A, B, D) bzw. relativen Stromüberschwingungs-Grenzwerte (Klasse C) nach *DIN EN 61000-3-2* [116] im Zuge der Typprüfung einhalten. Für Geräte bis 75 A werden Grenzwerte in Abhängigkeit der Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt zur Nennscheinleistung in *DIN EN 61000-3-12* [115] festgelegt.

Dieses Konzept wird für Anlagen über 75 A in den *Technische Regeln zur Beurteilung von Netzurückwirkungen* in modifizierter Form weitergeführt. Die Einzelbeurteilung verlangt folgende Betrachtungen:

- Beurteilung der Oberschwingungslast S_{OS} .
- Beurteilung der Gesamt-Oberschwingungsverzerrung des Stroms THD_I .
- Zusätzlich eine Einzelbewertung der Stromüberschwingungen I_n , falls das Leistungsverhältnis $S_{k,PCC}/S_N$ von Netzkurzschlussleistung zu Anlagennennleistung kleiner 150 ist.

Die Oberschwingungslast S_{OS} der anzuschließenden Anlage bestimmt sich nach Gleichung 2.5, wobei nach Geräten der Gruppe 1 und Gruppe 2 zu unterscheiden ist. Geräte der ersten Gruppe weisen eine Gesamt-Oberschwingungsverzerrung des Stroms THD_I von 10 % bis 25 % auf, Geräte der zweiten Gruppe einen THD_I größer 25 %. Geräte mit einer Gesamt-Oberschwingungsverzerrung unter 10 % sind nicht zu betrachten. Im Niederspannungsnetz muss der Grenzwert nach Gleichung 2.6 erfüllt sein (Abbildung 2.5).

$$S_{OS} = \frac{1}{2} S_{OS,Gruppe1} + S_{OS,Gruppe2} \quad (2.5)$$

$$\frac{S_{OS}}{S_N} \leq b \sqrt{\frac{S_{k,PCC}}{S_N}} \quad \text{mit } b = 0,082 \quad (2.6)$$

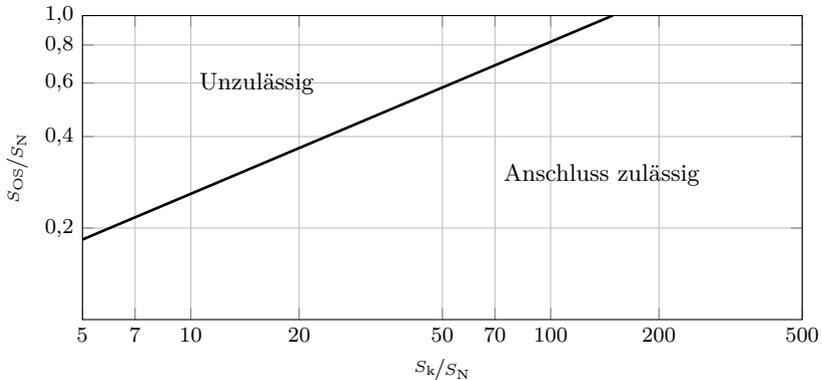


Abbildung 2.5: Beurteilung nach der Oberschwingungslast [108].

Die Gesamt-Oberschwingungsverzerrung bis zur 50. Stromüberschwingung der anzuschließenden Anlage muss den Grenzwert aus Gleichung 2.7 einhalten (Abbildung 2.6).

$$THD_I \leq 0,02 \sqrt{\frac{S_{k,PCC}}{S_N}} \quad (2.7)$$

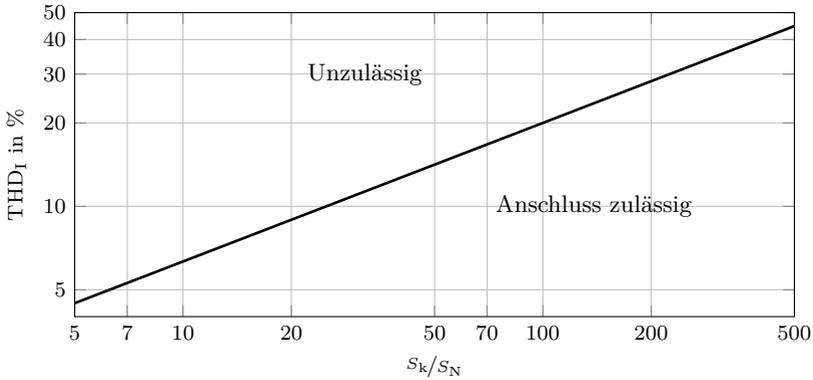


Abbildung 2.6: Beurteilung nach der Gesamt-Oberschwingungsverzerrung des Stroms [108].

Falls die Kurzschlussleistung des Netzes geringer als die 150-fache Anlagenleistung ist, so sind die Grenzwerte der einzelnen Strom Oberschwingungen nach Gleichung 2.8 einzuhalten. In Tabelle 2.3 sind die benötigten Proportionalitätsfaktoren p_h gegeben.

$$\frac{I_n}{I_N} = \frac{p_n}{1000} \sqrt{\frac{S_{k,PCC}}{S_N}} \quad (2.8)$$

Ordnung n	3	5	7	11	13	17	19	>19
Proportionalitätsfaktor p_n	6	15	10	5	4	2	1,5	1

Tabelle 2.3: Proportionalitätsfaktoren nach [108].

Die Auswertung der normativen Anforderungen für unterschiedliche Netzanschlusskonzepte benötigt die Kenntnis der Netzkurzschlussleistung am Netzverknüpfungspunkt. Im folgenden Abschnitt wird ein repräsentatives Netzmodell zur Bestimmung der Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt $S_{k,PCC}$ hergeleitet.

2.4 Eigenschaften öffentlicher Niederspannungsnetze

2.4.1 Struktur öffentlicher Niederspannungsnetze

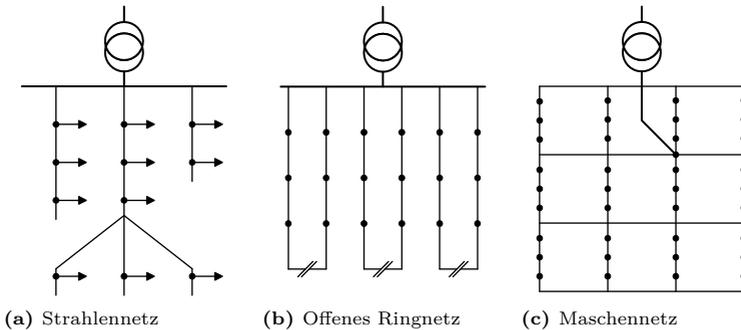


Abbildung 2.7: Übersicht der häufigsten Niederspannungs-Netzstrukturen.
Eigene Darstellung in Anlehnung an [84].

Elektrische Versorgungsnetze werden in den in Abbildung 2.7 dargestellten Strahlennetzen, Ringnetzen oder vermaschten Netzen realisiert. In öffentlichen Niederspannungsnetzen werden die *Strahlennetze* als einfachste Variante bevorzugt. Die Planung und Wartung des Netzes ist einfach, der erforderliche Aufwand an Primär- und Sekundärtechnik gering und Netzfehler sind leicht eingrenzbar. Nachteilig ist die hohe Anzahl von Verbrauchern, die bis zur Behebung eines Fehlerfalls von einem Versorgungsausfall betroffen sind.

Ebenfalls weit verbreitet ist das *offen betriebene Ringnetz*. Diese Netzform erlaubt die schnellere Wiederversorgung der meisten von einer Netzstörung betroffenen Verbraucher, indem die Fehlerstelle im betroffenen Halbring freigeschaltet wird und die restlichen Verbraucher über die nun geschlossene Trennstelle aus dem intakten Halbring rückwärts gespeist werden. Dabei ist der Planungs- und Komponentenbedarf gesteigert und die Wartung und Entstörung des Netzes komplexer.

Bei sehr hohen Lastdichten oder der Versorgung kritischer Verbraucher werden die Konzepte des *geschlossenen Ringnetzes*, des *einsträngig* oder *mehrsträngig gespeisten Maschennetzes* eingesetzt. Diese Sonderformen der Niederspannungsnetze weisen eine hohe Kurzschlussleistung, geringe Spannungsabfälle sowie eine sehr schnelle Wiederversorgung im Fehlerfall auf. Diesen Vorzügen stehen hohe Kosten bei der Netzplanung, den Netzkomponenten und dem Netzschutz entgegen, die sich im Rahmen der Netzanreizregulierung nur für die Versorgung kritischer Infrastruktur rechtfertigen lässt.

Für die Analyse der Netzrückwirkungen eines Gleichstrom-Schnellladepunktes wird ein Referenznetz auf Basis der am meisten verbreiteten Niederspannungsnetzstrukturen (Strahlennetz, offen betriebener Ring) ausgewählt. Diese stellen zugleich den kritischen Fall dar, da diese Netzstrukturen die geringsten Werte der Kurzschlussleistung und den höchsten Spannungsabfall aufweisen. Beide Parameter sind von wesentlicher Bedeutung bei der Prüfung eines möglichen Netzanschlusses einer Schnellladestation. Im folgenden Abschnitt wird eine repräsentative Netzimpedanz zur Berechnung der Netzrückwirkungen bestimmt.

2.4.2 Impedanz am Verknüpfungspunkt

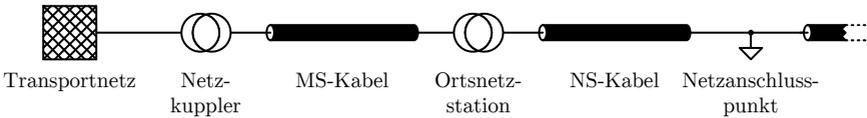


Abbildung 2.8: Ersatzschaltbild zur Berechnung der Netzimpedanz am Verknüpfungspunkt

Die Impedanz am Verknüpfungspunkt ist durch die übergeordneten Netzebenen, den in der Ortsnetzstation eingesetzten Transformator sowie den Kabeltyp und die Länge bis zum Verknüpfungspunkt bestimmt (Abbildung 2.8).

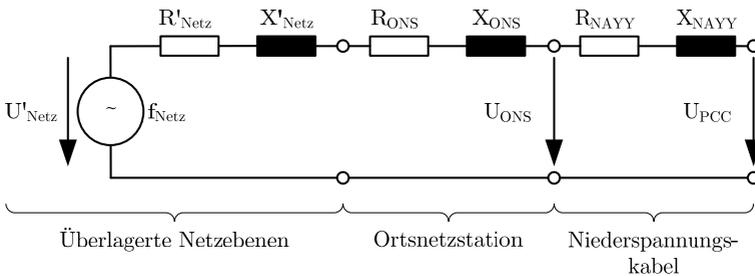


Abbildung 2.9: Ersatzschaltbild zur Berechnung der Netzimpedanz am Verknüpfungspunkt

Die Impedanzen der Betriebsmittel werden aus den Bemessungsdaten entnommen und die wirksame Gesamtimpedanz über ein Ersatzschaltbild nach Abbildung 2.9 bestimmt. Die Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt ist ein entscheidender Parameter für die Netzrückwirkungen der anzuschließenden Schnellladestation.

Einen besonders hohen Impedanzanteil stellt das Niederspannungsnetz, dessen Betriebsmittel im folgenden explizit modelliert werden.

2.4.2.1 Überlagerte Netzebenen

Die Impedanz der überlagerten Netzebenen setzt sich aus dem Beitrag des 110-kV-Hochspannungsnetzes, einem 110 kV/20 kV Netzkuppler sowie einer Mittelspannungsleitung von der Sammelschiene des Netzkupplers zur Ortsnetzstation zusammen. Die Kurzschlussleistung des speisenden Hochspannungsnetzes beträgt nach [47] minimal 1000 MVA. Die auf das Niederspannungsnetz bezogene Netzimpedanz berechnet sich unter vernachlässigen des Wirkwiderstandes zu:

$$R_{\text{HS}} \approx 0 \quad (2.9)$$

$$X_{\text{HS}} = \frac{U_N^2}{S_k} = 12,1 \Omega \quad (2.10)$$

$$X'_{\text{HS}} = \left(\frac{0,4 \text{ kV}}{110 \text{ kV}} \right)^2 X_{\text{HS,NS}} = 160 \mu\Omega \quad (2.11)$$

Der Netzkuppler wird mit einer Nennleistung von 40 MVA, einer Kurzschlussimpedanz von 18 % und Kurzschlussverlusten in Höhe von 150 kW angenommen. Die Modellierung erfolgt anhand des Kurzschlussersatzschaltbildes, dessen Größen auf die Niederspannungsebene bezogen sind.

$$R_{\text{Netzkuppler,MS}} = 37,5 \text{ m}\Omega \quad (2.12)$$

$$X_{\text{Netzkuppler,MS}} = 1,80 \Omega \quad (2.13)$$

$$R'_{\text{Netzkuppler,NS}} = \left(\frac{0,4 \text{ kV}}{20 \text{ kV}} \right)^2 R_{\text{Netzkuppler,MS}} = 15,0 \mu\Omega \quad (2.14)$$

$$X'_{\text{Netzkuppler,NS}} = \left(\frac{0,4 \text{ kV}}{20 \text{ kV}} \right)^2 X_{\text{Netzkuppler,MS}} = 718 \mu\Omega \quad (2.15)$$

Die Ortsnetzstation wird über ein 6 km langes Mittelspannungskabel vom Typ NA2XS2Y1x150mm² gespeist. Das Kabelsystem ist in flacher Verlegung angeordnet. Die Modellierung erfolgt anhand des Kurzschlussersatzschaltbildes, dessen Größen auf die Niederspannungsebene bezogen sind.

$$R_{\text{NA2XS2Y1x150,MS}} = 255 \text{ m}\Omega \text{ km}^{-1} 6 \text{ km} \quad (2.16)$$

$$X_{\text{NA2XS2Y1x150,MS}} = 192 \text{ m}\Omega \text{ km}^{-1} 6 \text{ km} \quad (2.17)$$

$$R'_{\text{NA2XS2Y1x150,NS}} = \left(\frac{0,4 \text{ kV}}{20 \text{ kV}} \right)^2 R_{\text{NA2XS2Y1x150,MS}} = 612 \mu\Omega \quad (2.18)$$

$$X'_{\text{NA2XS2Y1x150,NS}} = \left(\frac{0,4 \text{ kV}}{20 \text{ kV}} \right)^2 X_{\text{NA2XS2Y1x150,MS}} = 460 \mu\Omega \quad (2.19)$$

Somit ergibt sich die wirksame Impedanz der überlagerten Netzebenen, bezogen auf die Niederspannung, zu:

$$R'_{\text{Netz}} = 627 \mu\Omega \quad \text{und} \quad (2.20)$$

$$X'_{\text{Netz}} = 1,34 \text{ m}\Omega. \quad (2.21)$$

2.4.2.2 Ortsnetzstation

Niederspannungsnetze werden über Ortsnetzstationen (ONS) aus dem Mittelspannungsnetz gespeist. Die wirksame Impedanz Z_{ONS} wird über den Transformator bestimmt. In den Ortsnetzstationen werden Normtransformatoren [109] nach Tabelle 2.4 eingesetzt. Der Wirk- und Blindwiderstand wird aus den Bemessungsdaten nach Gleichung 2.22 bis 2.24 berechnet.

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{\text{ONS}} &= R_{\text{ONS}} + j X_{\text{ONS}} \\ &= \frac{U_{\text{N}}^2}{S_{\text{ONS}}} \cdot \left(\frac{u_{\text{r}}}{100} + j \frac{u_{\text{x}}}{100} \right) \end{aligned} \quad (2.22)$$

$$u_{\text{r}} = \frac{P_{\text{k}} \cdot 100}{S_{\text{ONS}}} \quad (2.23)$$

$$u_{\text{x}} = \sqrt{u_{\text{k}}^2 - u_{\text{r}}^2} \approx u_{\text{k}} \quad (2.24)$$

Für die Modellierung von Referenz-Niederspannungsnetzen ist die Kenntnis der eingesetzten Transformatoren entscheidend. Kerber [49] hat zahlreiche Niederspannungsnetze untersucht und die in Tabelle 2.4 dargestellte Häufigkeitsverteilung für Dorf- und Vorstadtnetze ermittelt.

S_{N} in kVA	Technische Werte			Häufigkeit ¹ in %	
	u_{k} in %	P_0 in W	P_{k} in W	Dorfnetz	Vorstadtnetz
100	4	180	1475	9	0
160	4	260	2000	9	8
250	4	360	2750	26	14
400	4	520	3850	50	27
630	4	730	5400	6	48
800	6	800	7000	0	3

Tabelle 2.4: Normtransformatoren nach [109], 0,4/20 kV, Klasse $B_0 - B_{\text{k}}$.

¹Angaben zu eingesetzten Transformatoren je Netzgebiet nach [49].

2.4.2.3 Energieverteilungskabel

Der Verkabelungsgrad in deutschen Niederspannungsnetzen ist in den vergangenen 20 Jahren um 15 % gestiegen und beträgt inzwischen 89 % (2014) [19]. Oberirdische

Verteilnetze sind noch in ländlichen Netzen zu finden und werden sukzessive durch Erdkabel ersetzt. Innerhalb der Netzmodellierung dieser Arbeit werden deshalb ausschließlich Energieverteilungskabel betrachtet.

Netzbetreiber verwenden für das Hauptkabel nur einen Kabeltyp, um die Kosten für Ersatzteilverhaltung und Mitarbeiterqualifizierungsmaßnahmen möglichst gering zu halten. Überwiegend wird der Kabeltyp NAYY 4x150mm² eingesetzt. In älteren Netzen und Netzsegmenten findet sich noch eine Vielzahl weiterer Kabeltypen, die bei Erneuerungsmaßnahmen durch das Standardkabel ersetzt werden. Für den Anschluss von Standardverbrauchern und Hausabzweigen werden je nach Netzbetreiber Kabel des Typs NAYY 4x35mm² bzw. NAYY 4x50mm² eingesetzt; für den Anschluss von Sonderverbrauchern in der Regel NAYY 4x95mm² und NAYY 4x150mm². Der Aufbau und das Ersatzschaltbild eines Energieverteilungskabels ist in Abbildung 2.10 gegeben; die Kabeldaten häufig eingesetzter Energieverteilungskabel sind Tabelle 2.5 zu entnehmen.

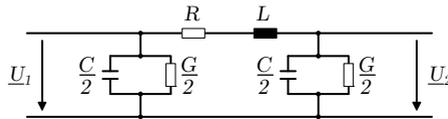


Abbildung 2.10: Ersatzschaltbild einer elektrisch kurzen Leitung zur Nachbildung des Energieverteilungskabels.

Typ	I_N in A	$R'_{DC,20\text{ }^\circ\text{C}}$ in $\text{m}\Omega \text{ km}^{-1}$	$R'_{AC,70\text{ }^\circ\text{C}}$ in $\text{m}\Omega \text{ km}^{-1}$	L' in $\mu\text{H km}^{-1}$	C' in nF km^{-1}
NAYY-J 4x35/RE	123	869	1044	271	320
NAYY-J 4x50/SE	144	641	770	270	320
NAYY-J 4x95/SMv	215	320	385	261	380
NAYY-J 4x150/SMv	275	206	248	256	450

Tabelle 2.5: Ausgewählte Energieverteilungskabel, technische Daten nach [118].

Der Widerstandsbelag R' ist normativ als Gleichstromwiderstandsbelag bei 20 °C definiert. Die Spannungsqualität in Verteilnetzen muss auch bei Volllast gewährleistet sein. Nach [108] wird von den höchsten zulässigen Leitertemperaturen ausgegangen, welche bei PVC-isolierten Niederspannungskabeln 70 °C beträgt. Über den Temperaturkoeffizienten des Aluminiumleiters wird hierzu eine Korrekturfaktor $k_{70\text{ }^\circ\text{C,Al}}$ berechnet. Für große Leiterquerschnitte ist der Einfluss der Stromverdrängung aufgrund des Skin-Effekts mit dem Faktor k_S zu berücksichtigen.

Für Leiterquerschnitte $A \leq 150 \text{ mm}^2$ ist der Skin-Effekt für netzfrequente Ströme zu vernachlässigen (siehe Anhang A).

$$R_{AC,70^\circ\text{C}} = \frac{1}{k_{70^\circ\text{C},AI}} k_S R_{DC,20^\circ\text{C}} \quad (2.25)$$

$$k_{70^\circ\text{C},AI} = \frac{248^\circ\text{C}}{228^\circ\text{C} + 70^\circ\text{C}} \quad (2.26)$$

$$\frac{1}{k_{70^\circ\text{C},AI}} \approx 1,20 \quad (2.27)$$

$$k_S \approx 1 \quad \text{für } A \leq 150 \text{ mm}^2 \quad (2.28)$$

Auf die Modellierung der Kabelkapazität kann verzichtet werden, da der kapazitive Ladestrom des Niederspannungskabels mit 40 mA km^{-1} bis 45 mA km^{-1} vernachlässigbar klein ist. Mit einem geforderten spezifischen Widerstand der PVC-Isolation größer $10 \text{ G}\Omega \text{ cm}^{-1}$ (70°C) [118] liegt der Ableitbelag G' im Bereich vieler $\text{M}\Omega \text{ km}^{-1}$, womit der Parameter für die Berechnung von Niederspannungsnetzen vernachlässigbar klein ist.

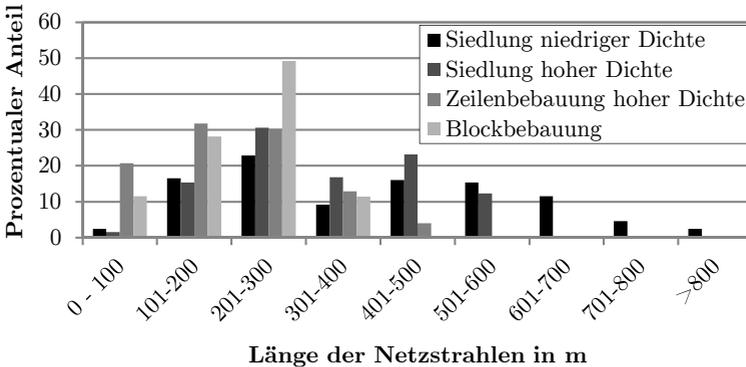


Abbildung 2.11: Leitungslängen im Niederspannungsnetz.

Eigene Darstellung nach [83] basierend auf der Erhebung durch *Scheffler* [82].

Die Netzimpedanz eines Netzanschlusspunktes ergibt sich aus den vorgelagerten Betriebsmitteln, den eingesetzten Energieverteilungskabeln und der Länge des Netzstrahls. Einen Überblick über die Verteilung der Länge der Netzstrahlen gibt die Erhebung von *Scheffler*, der Niederspannungsnetze der Stadtwerke Leipzig in Hinblick auf den Siedlungstyp auswertet (Abbildung 2.11) [82]. Die Siedlungstypen Zeilenbebauung und Blockbebauung weisen hohe elektrische Lastdichten auf, so dass 83 % bzw. 89 % der Netzstrahlen eine Leitungslänge bis 300 m aufweisen.

Die Siedlungen niedriger und hoher Dichte weisen eine aufgelockerte Bebauung auf, was deutlich längere Netzstrahlen zur Folge hat. Netzstrahlen länger als 400 m stellen bei niedriger Bebauungsdichte einen Anteil von 50 %, im Falle hoher Bebauungsdichte beträgt der Anteil noch 36 %.

2.4.2.4 Referenznetz

Die Betrachtung der Netzzrückwirkungen einer Schnellladestation erfordert den Wirk- und Blindwiderstand am Verknüpfungspunkt. Die Entfernung des Verknüpfungspunktes zur Ortsnetzstation l wird variabel gehalten, womit die Impedanz des Referenz-Niederspannungsnetzes nach Gleichung 2.29 verwendet wird.

$$\underline{Z}_{\text{PCC}} = R_{\text{PCC}} + j X_{\text{PCC}} \quad (2.29)$$

$$R_{\text{PCC}} = 4,48 \text{ m}\Omega + 248 \text{ m}\Omega \text{ km}^{-1} \cdot l \quad (2.30)$$

$$X_{\text{PCC}} = 16,87 \text{ m}\Omega + 80 \text{ m}\Omega \text{ km}^{-1} \cdot l \quad (2.31)$$

Die Zusammensetzung der Impedanz auf Anteile für die überlagerte Netzebene, die Ortsnetzstation und das Erdkabel ist in Tabelle 2.6 dargestellt. Bereits nach 74 m Leitungslänge dominiert der ohmsche Charakter des Netzes (Abbildung 2.12). Für die maximal zu erwartenden Kabellängen nach Abschnitt 2.4.2.3 geht das Impedanzverhältnis gegen 2,5. Die Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt stellt eine wichtige Größe für die Beurteilung der Netzzrückwirkungen dar. Sie nimmt mit zunehmender Leitungslänge l rasch ab und weist einen antiproportionalen Verlauf auf.

	Überlagerte Netzebene	Ortsnetzstation 400 kVA, $u_k = 4\%$	Erdkabel, Länge l km NAYY-J4x150/SMv
R in mΩ	0,63	3,85	248 km ⁻¹ · l
X in mΩ	1,34	15,53	80 km ⁻¹ · l

Tabelle 2.6: Verwendete Impedanzen für die Analyse der Netzzrückwirkungen einer Schnellladestation.

2.4.3 Energieübertragung im Niederspannungsnetz

Die Energieübertragung im Niederspannungsnetz wird über elektrisch kurze Leitungen modelliert (Abbildung 2.10). Aufgrund der niedrigen Spannung können die Querelemente des klassischen π -Ersatzschaltbilds, die die Isolationsverluste des Kabelsystems und die kapazitive Ladeleistung repräsentieren, vernachlässigt werden. Bei der Energieübertragung unterscheiden sich Amplitude und Phasenlage zwischen der Einspeisung und dem Verknüpfungspunkt. Die übertragene Wirk-

und Blindleistung berechnet sich für den allgemeinen Fall einer ohmsch-induktiven Leitung nach den Gleichungen 2.32 bis 2.38.

$$\underline{U}_{\text{Netz},Y} = U_{\text{Netz},Y} e^{j0} \quad (2.32)$$

$$\underline{U}_{\text{PCC},Y} = U_{\text{PCC},Y} e^{j\delta} \quad (2.33)$$

$$\underline{I}_L = \frac{U_{\text{Netz},Y} - U_{\text{PCC},Y} e^{j\delta}}{R + jX} \quad (2.34)$$

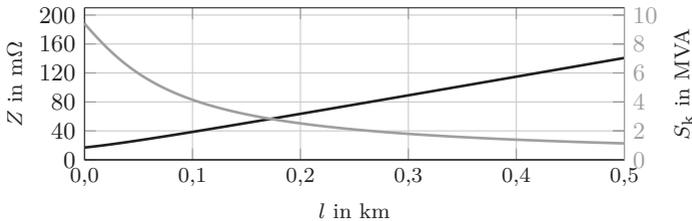
$$= \frac{1}{R^2 + X^2} [U_{\text{Netz},Y} (R - jX) - U_{\text{PCC},Y} (\cos \delta + j \sin \delta) (R - jX)] \quad (2.35)$$

$$\underline{S} = 3 \underline{U}_{\text{Netz},Y} \underline{I}_L^* \quad \text{mit } \underline{S}: \text{ in die Leitung eingespeiste Scheinleistung} \quad (2.36)$$

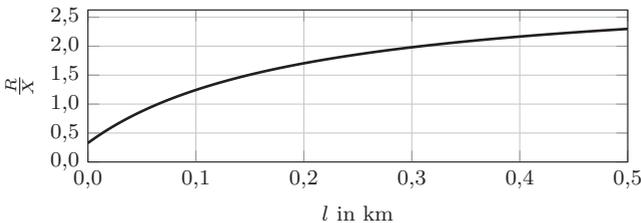
$$P = \text{Re}(\underline{S}) = 3 \frac{U_{\text{Netz},Y}}{R^2 + X^2} [U_{\text{Netz},Y} R - U_{\text{PCC},Y} R \cos \delta - U_{\text{PCC},Y} X \sin \delta] \quad (2.37)$$

$$Q = \text{Im}(\underline{S}) = 3 \frac{U_{\text{Netz},Y}}{R^2 + X^2} [U_{\text{Netz},Y} X + U_{\text{PCC},Y} R \sin \delta - U_{\text{PCC},Y} X \cos \delta] \quad (2.38)$$

Über einen weiten Bereich möglicher Impedanzverhältnisse R/X ist der Leitungswinkel δ und die relative Spannungsänderung des Verknüpfungspunktes zur Netz-



(a) Verlauf der Netzimpedanz $|Z|$ und der Kurzschlussleistung S_k



(b) Verlauf des Impedanzverhältnisses R/X

Abbildung 2.12: Werte der Netzimpedanz und der Kurzschlussleistung über die Kabellänge l im Referenz-Niederspannungsnetz.

spannung U_{PCC}/U_{Netz} für den Fall einer Wirkleistungsübertragung und eines Blindleistungsbezugs in Abbildung 2.13 dargestellt. Im Bereich eines dominanten induktiven Blindwiderstands korreliert der Leitungswinkel stark mit der übertragenen Wirkleistung und der Spannungsunterschied über die Leitung bestimmt den Blindleistungsfluss. Diese induktive Kopplung charakterisiert die Energieübertragung in Transportnetzen. In Niederspannungsnetzen übertrifft der Wirkwiderstand den Blindwiderstand deutlich, womit der Wirkleistungsbezug den Spannungsfall (Abbildung 2.13a) bestimmt und der Einfluss der Blindleistung auf die relative Spannungsänderung nur gering ausgeprägt ist.

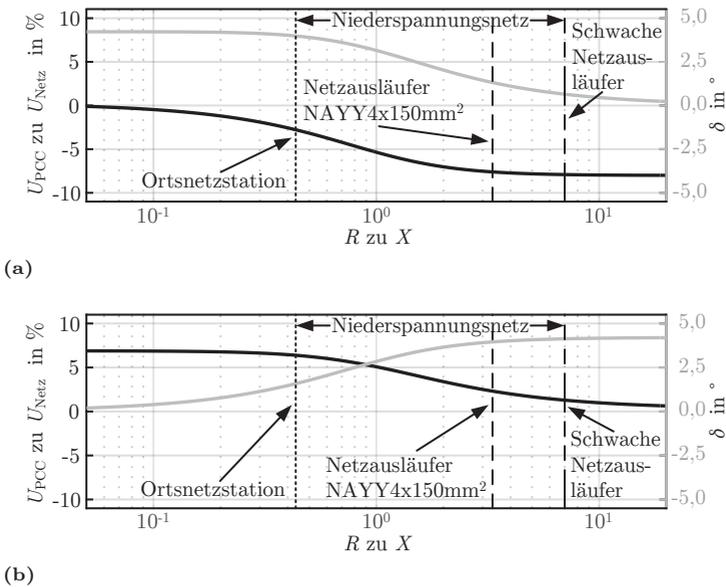


Abbildung 2.13: Leitungswinkel δ und relative Spannungsänderung am Verknüpfungspunkt U_{PCC} ($S_{k,PCC} = 754 \text{ kVA}$) bei
 a) einer Wirkleistung von $P = 56 \text{ kW}$,
 b) einer kapazitiven Blindleistung von $Q_{kap.} = 56 \text{ kvar}$.

2.5 Optimierte Netzverträglichkeit

Im ersten Schritt werden die normativen Anforderungen an die Netzzrückwirkungen einer Schnellladestation ermittelt. Im Anschluss werden weitere Verfahren für eine optimierte Auslastung und verbesserte Spannungsqualität des Niederspannungsnetzes identifiziert und bewertet. Abschließend werden auf Basis der Untersuchungen die minimalen Anforderungen an den Netzstromrichter bestimmt.

2.5.1 Erfüllung normativer Anforderungen

2.5.1.1 Relative Spannungsänderung

Lastverhalten des Schnellladepunktes

Die Leistungsaufnahme einer Schnellladestation ist durch die Ladekurve einer Lithium-Ionen-Batterie geprägt (Abbildung 2.14a). Während des Ladevorgangs werden bis zu drei Phasen durchlaufen:

- Tiefentladene Traktionsbatterien mit einer Zellspannung unter 3,0 V werden durch einen geringen Ladestrom vorkonditioniert. Da typische Batteriemanagementsysteme die Entladetiefe der Batterie auf 60 % bis 80 % der Nennkapazität beschränken, um eine erhöhte Zyklenfestigkeit zu gewährleisten, tritt diese niedrige Zellspannung ausschließlich aufgrund von Selbstentladung nach sehr langer Standzeit auf (Abbildung 2.14b). Die *Vorkonditionierung* ist somit als nur selten auftretendes Ladeverhalten zu betrachten.
- Der Regelfall wird die *Konstantstromladung* sein. Lithium-Ionen-Batterien können zwischen 10 % bis 80 % der Nennkapazität sehr schnell geladen werden.
- Ab einem Ladezustand über 80 % wird zur *Konstantspannungsladung* gewechselt. Mit zunehmender Zellspannung nimmt der Ladestrom rasch ab.

Die möglichen Spannungsphänomene werden anhand der gemessenen elektrischen Wirkleistungsaufnahme eines mit bis zu 22 kW schnellladenden Elektrofahrzeugs anhand von Abbildung 2.14c diskutiert. Deutlich erkennbar ist der rasche Anstieg der Leistungsaufnahme von 0 auf 22 kW innerhalb von 4 s. Die dabei auftretende *schnelle Spannungsänderung* muss Gleichung 2.4 erfüllen. Das Ende des Ladevorgangs kann durch Nutzereingriff jederzeit erfolgen. Deshalb ist ein von Nennladeleistung ausgehender Leistungssprung zu betrachten.

Während der Konstantstromladung nimmt die elektrische Leistungsaufnahme in geringem Umfang aufgrund der steigenden Batteriezellspannung zu. Mit Erreichen der Konstantspannungsladung nimmt die Ladeleistung schrittweise ab. Da in beiden Fällen die Änderungsrate gering ist, sind keine signifikanten *Spannungsschwankungen* oder *Flicker* zu erwarten.

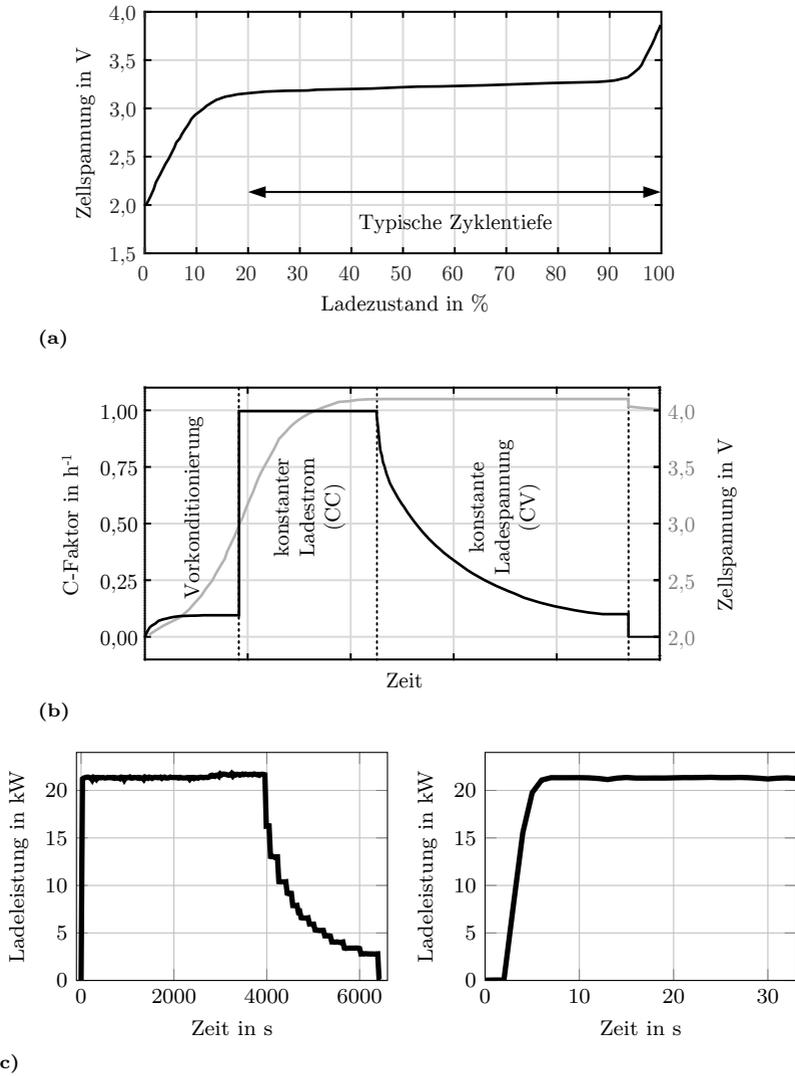


Abbildung 2.14: a) Zellspannung und Ladezustand einer Lithium-Ionen-Zelle.
 b) I-U-Ladeverfahren (CCCV) für Lithium-Ionen-Zellen.
 c) Leistungsmessung eines schnellladenden Elektrofahrzeugs.

Bestimmung der Spannungsänderung

Der messbare Spannungsabfall am Verknüpfungspunkt (PCC) entspricht dem Amplitudenverhältnis d der Spannung am Verknüpfungspunkt U_{PCC} zur speisenden Netzspannung U_{Netz} .

$$d = \frac{|U_{\text{PCC}}|}{|U_{\text{Netz}}|} - 1 \quad (2.39)$$

Der Spannungsfall berechnet sich nach dem vereinfachten Ersatzschaltbild in Abbildung 2.15, in welcher die Netzimpedanz am Verknüpfungspunkt durch die Wirk- und Blindwiderstände R_{PCC} und X_{PCC} nach Kapitel 2.4.2.4 ausgedrückt werden.

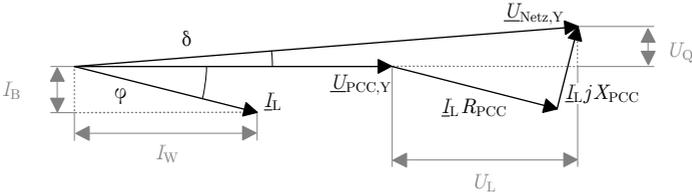


Abbildung 2.15: Zeigerdiagramm zur Berechnung des Längs- und Querspannungsabfalls.

Moderne Verbraucher setzen selbstgeführte leistungselektronische Schaltungen zur Leistungsaufnahme ein, weswegen von einer konstanten Wirk- und Blindleistungsaufnahme ausgegangen wird.

$$|I_L| = \sqrt{I_W^2 + I_B^2} \quad (2.40)$$

$$I_W = \frac{P/3}{U_{\text{PCC},Y}} \quad (2.41)$$

$$I_B = \frac{Q/3}{U_{\text{PCC},Y}} \quad (2.42)$$

Dies führt zur Spannungsamplitude am Verknüpfungspunkt bei bekannter Last des Verbrauchers nach Gleichung 2.45.

$$U_{\text{Netz},Y}^2 = (U_{\text{PCC},Y} + U_L)^2 + U_Q^2. \quad (2.43)$$

$$U_{\text{Netz},Y}^2 = \left(U_{\text{PCC},Y} + R \frac{P/3}{U_{\text{PCC},Y}} + X \frac{Q/3}{U_{\text{PCC},Y}} \right)^2 + \left(X \frac{P/3}{U_{\text{PCC},Y}} - R \frac{Q/3}{U_{\text{PCC},Y}} \right)^2 \quad (2.44)$$

$$U_{\text{PCC},Y} = \frac{1}{6} \left[18U_{\text{Netz},Y}^2 - 12RP - 12XQ + 6 \left\{ 9U_{\text{Netz},Y}^4 - 12U_{\text{Netz},Y}^2 (RP + XQ) - 4(XP - RQ)^2 \right\}^{\frac{1}{2}} \right]^{\frac{1}{2}} \quad (2.45)$$

Für das Referenzniederspannungsnetz ist in Tabelle 2.7 die vollständige Berechnung nach Gleichung 2.45 angegeben. Die maximale Anschlusslänge nach dem Kriterium der schnellen Spannungsänderung beträgt 321 m. In Ergänzung sind die nach Norm [69, 114] berechneten Werte angegeben, wobei der Querspannungsanfall U_Q unter der Annahme eines geringen Spannungswinkels δ innerhalb des Niederspannungsnetzes vernachlässigt wird (Gleichung 2.46). Wie der Vergleich der bestimmten Werte aufzeigt, ist die Näherung zutreffend.

$$d = \frac{R I_W + X I_B}{U_{\text{Netz},Y}} \approx \frac{R^{P/3} + X^{Q/3}}{U_{\text{Netz},Y}^2} \quad (2.46)$$

Parameter	Ansatz		Abweichung der Norm
	Vollständig	Norm	
R_{PCC} in $\text{m}\Omega$	84,1	86,4	+2,7 %
X_{PCC} in $\text{m}\Omega$	42,7	43,4	+1,7 %
R_{PCC} zu X_{PCC}	1,97	1,99	+1,0 %
S_k in MVA	1,70	1,66	-2,5 %
l_{max} in m	321	330	+2,9 %

Tabelle 2.7: Ermittelte Netzparameter bei einem zulässigen Spannungsabfall $d_{\text{max}} = 3\%$, $P = 55,6 \text{ kW}$, $\cos \varphi = 1,0$.

Optionale Spannungsstützung

Selbstgeführte Gleichrichterschaltungen ermöglichen die Stützung der Netzspannung durch ohmsch-kapazitives Lastverhalten. Das Niederspannungsnetz weist ein für die Spannungsstützung ungünstiges R/x Verhältnis auf (vgl. Abschnitt 2.4.3). Für die Bewertung des Potentials kapazitiver Spannungsstützung wird die Sensitivität der Spannung am Verknüpfungspunkt aus Gleichung 2.45 bestimmt, die auf die Spannungssensitivität in Abhängigkeit der Wirkleistung P bzw. Blindleistung Q in den Gleichungen 2.47 und 2.48 führt.

$$\frac{dU_{\text{PCC},Y}}{dP} = \frac{R + \frac{3 U_{\text{Netz},Y}^2 R + 2 X^2 P - 2 R X Q}{\sqrt{9 U_{\text{Netz},Y}^4 - 12 U_{\text{Netz},Y}^2 (R P + X Q) - 4 (X P - R Q)^2}}}{6 U_{\text{PCC},Y}} \quad (2.47)$$

$$\frac{dU_{\text{PCC},Y}}{dQ} = \frac{X + \frac{3 U_{\text{Netz},Y}^2 X + 2 R^2 Q - 2 R X P}{\sqrt{9 U_{\text{Netz},Y}^4 - 12 U_{\text{Netz},Y}^2 (R P + X Q) - 4 (X P - R Q)^2}}}{6 U_{\text{PCC},Y}} \quad (2.48)$$

In Abbildung 2.16 ist die Spannungssensitivität nach Gleichung 2.49 für einen 300 m von der Ortsnetzstation entfernten Verknüpfungspunkt dargestellt. Aufgrund des vorwiegend ohmschen Anteils der Netzimpedanz weist die Wirkleistung einen hohen

Einfluss auf das Spannungsband auf, so dass zur Verringerung des Spannungsabfalls eine hohe Blindleistungsbereitstellung erforderlich ist.

$$\frac{\frac{dU_{PCC,Y}}{dP}}{\frac{dU_{PCC,Y}}{dQ}} = \frac{R + \frac{3 U_{\text{Netz},Y}^2 R + 2 X^2 P - 2 R X Q}{\sqrt{9 U_{\text{Netz},Y}^4 - 12 U_{\text{Netz},Y}^2 (R P + X Q) - 4 (X P - R Q)^2}}}{X + \frac{3 U_{\text{Netz},Y}^2 X + 2 R^2 Q - 2 R X P}{\sqrt{9 U_{\text{Netz},Y}^4 - 12 U_{\text{Netz},Y}^2 (R P + X Q) - 4 (X P - R Q)^2}}} \quad (2.49)$$

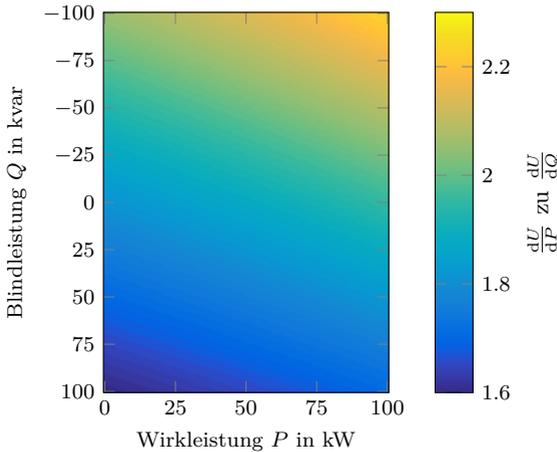


Abbildung 2.16: Spannungssensitivität für einen Verknüpfungspunkt, Netzimpedanzen nach Abschnitt 2.4.2.4, Kabellänge 300 m.

Für den Anschluss ans Niederspannungsnetz wird ein Leistungsfaktor $\cos \varphi$ größer 0,9 vorgeschrieben; ansonsten wird die benötigte Blindarbeit separat berechnet. Dieser Wert wird – in Anlehnung an die Richtlinien für Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz [120] – als Grenze der Blindleistungsbereitstellung zur Spannungsstützung verwendet. Unter Einhaltung der Bestimmungen zu schnellen Spannungsänderungen ermöglicht die Spannungsstützung eine um 30 % gesteigerte Distanz zwischen Ortsnetzstation und Gleichstrom-Schnellladepunkt (Tabelle 2.8).

Das einfachste Verfahren zur Spannungsstützung beruht auf einem festen Leistungsfaktor. Erweiterte Schemata – in Anlehnung an die Spannungsbeeinflussung dezentraler Erzeugereinheiten entsprechend *VDE-AR-N 4105* [120] – nach Abbildung 2.17 erlauben eine verbesserte, bedarfsgerechte Spannungsstützung.

In Niederspannungsnetzen mit geringer dezentraler Energieerzeugung bietet eine leistungsabhängige Kennlinie des Leistungsfaktors $\cos \varphi = f(P)$ den Vorteil, nur

bei hohen Ladeleistungen den Netzstromrichter und das Verteilnetz mit zusätzlichem Blindleistungsbezug zu belasten. Weiterhin handelt es sich um ein gesteuertes Verfahren, so dass keine Instabilitäten zwischen mehreren spannungsstützenden Netzstromrichtern zu erwarten sind.

In Verteilnetzen hoher regenerativer Einspeiseleistung ist eine spannungsbandabhängige Bereitstellung des Leistungsfaktors $\cos \varphi = f(U)$ vorteilhaft. Hierdurch werden erhöhte Stromrichter- und Netzverluste durch eine Teilkompensation induktiver Blindleistung zur Spannungssenkung (Einspeiseeinheiten) und kapazitiver Blindleistung zur Spannungsstützung (Schnellladepunkte) vermieden [123, 153, 157, 161]. Die netzspannungsorientierte Regelung $\cos \varphi = f(U)$ weist im Vergleich zur leistungsorientierten Regelung $\cos \varphi = f(P)$ geringere erforderliche Blindarbeit des Netzstromrichters und geringere Netzverluste auf [59].

Falls mehrere Netzstromrichter nach der spannungsbasierten Leistungsfaktorkennlinie arbeiten, besteht die Möglichkeit von Instabilitäten aufgrund von Reglerinteraktionen zwischen den Geräten. Um diesem Phänomen vorzubeugen, ermittelt die Studie $Q(U)$ [32] anhand experimenteller Versuche mit kommerziellen Netzstromrichtern unterschiedlichen Typs die Empfehlung, ein PT1-Glied von 5 s in der Berechnung des Blindleistungssollwerts vorzusehen.

Parameter	Leistungsfaktor		Gewinn
	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,9_{\text{kap.}}$	
R_{PCC} in $\text{m}\Omega$	84,1	108,1	+29 %
X_{PCC} in $\text{m}\Omega$	42,7	50,4	+18 %
R_{PCC} zu X_{PCC}	1,97	2,14	+9 %
S_k in MVA	1,70	1,34	-21 %
l_{max} in m	321	418	+30 %

Tabelle 2.8: Ermittelte Netzparameter bei einem zulässigen Spannungsabfall $d_{\text{max}} = 3\%$, $P = 55,6\text{ kW}$.

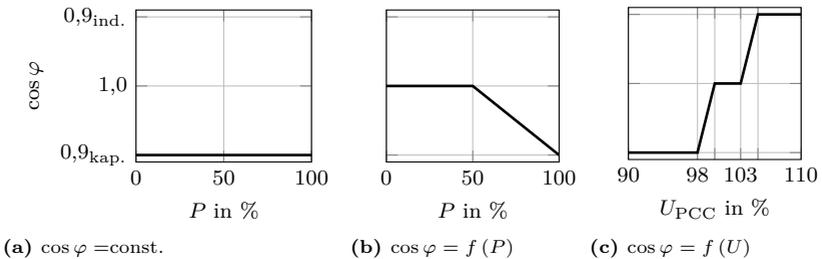


Abbildung 2.17: Blindleistungskennlinien zur Spannungsstützung.

Bewertung der Spannungsänderung

Die maximale relative Spannungsänderung d_{\max} beschränkt die Distanz l_{\max} zwischen Ortsnetzstation und Gleichstrom-Schnellladepunkt auf 321 m. Der Einsatz eines Gleichrichters mit frei wählbarem Blindleistungsbezug erlaubt über die kapazitive Spannungsstützung eine deutliche Erweiterung der maximalen Kabellänge. Zur Beschränkung der zusätzlichen Blindarbeit – und damit der Dimensionierung des Netzstromrichters, dessen Zusatzverluste und der Netzverluste – wird ein minimaler Leistungsfaktor $\cos \varphi$ von 0,9 gefordert; dabei wird eine Steigerung der maximalen Distanz l_{\max} von 30 % erreicht. Für den optimierten Betrieb empfiehlt sich der Einsatz eines kennliniengestützten Verfahrens wie z.B. $\cos \varphi = f(U)$.

2.5.1.2 Oberschwingungsemission

Oberschwingungsemissionen leistungselektronischer Schaltungen



Abbildung 2.18: Topologie eines vereinfachten galvanisch getrennten Schnellladesystems [117].

Die Schnellladestation besteht aus einem netzseitigen Gleichrichter, der über einen Zwischenkreiskondensator einen Gleichstromsteller speist (Abbildung 2.18). Die Störaussendung an Stromoberschwingungen in das Netz wird durch die eingesetzte leistungselektronische Schaltung zur Gleichrichtung der Netzspannung bestimmt. In Tabelle 2.9 sind gängige Gleichrichterschaltungen mit der typischen Gesamt-Oberschwingungsverzerrung des Stroms dargestellt und die Eingruppierung in Oberschwingungsgruppen nach [108] dargestellt.

Schaltung	THD _I	Gruppe
B6U-Gleichrichterbrücke, unverdrosselt	größer 100 %	2
B6U-Gleichrichterbrücke, verdrosselt	40 % bis 70 %	2
B12U-Gleichrichterbrücke, verdrosselt	10 % bis 25 %	1
Selbstgeführter Gleichrichter (AFE)	kleiner 10 %	–

Tabelle 2.9: Gesamt-Oberschwingungsverzerrung des Stroms typischer Gleichrichtertopologien und Eingruppierung nach [108].

Die maximale Distanz zwischen Ortsnetzstation und Netzanschlusspunkt des Schnellladepunktes ist anhand der Kriterien Oberschwingungslast S_{OS} , Gesamt-

Oberschwingungsverzerrung THD_I und der Einzelbewertung der Stromüberschwingungen nach Abschnitt 2.3.2.2 zu bestimmen. Es wird von einer Anlagenscheinleistung von 55,6 kVA ausgegangen.

Die unverdrosselte B6U-Gleichrichterbrücke scheidet als Netzstromrichter aus, da auch unter sehr hohen Leistungsverhältnissen $S_{k,\text{PCC}}/S_N$ die Gesamt-Oberschwingungsverzerrung des Stroms nicht den Netzanschlussbedingungen entspricht. Der simulativ bestimmte Verlauf der Gesamt-Oberschwingungsverzerrung THD_I und der am stärksten ausgeprägten Stromüberschwingung I_n ist für eine verdrosselte B6U- bzw. B12U-Gleichrichterbrücke in Abbildung 2.19 in Abhängigkeit des Leistungsverhältnisses dargestellt.

Die B6U-Gleichrichterbrücke weist eine sehr hohe Gesamt-Oberschwingungsverzerrung des Stroms auf, so dass erst ab einem Leistungsverhältnis größer 160 der Grenzwert erfüllt ist. Zudem liegen die einzelnen Stromüberschwingungen – bis zur Anwendungsgrenze der Einzelbeurteilung von $S_k/S_N \leq 150$ – oberhalb der Grenzwerte.

Der zwölfpulsige B12U-Gleichrichter weist eine deutlich geringere Oberschwingungsemission auf, wodurch für jedes Leistungsverhältnis die Gesamt-Oberschwingungsverzerrung erfüllt ist. Jedoch liegen die einzelnen Stromüberschwingungen wieder bis zur Anwendungsgrenze der Einzelbeurteilung oberhalb des Grenzwertes, womit ein Leistungsverhältnis größer 150 für den Netzanschluss notwendig ist.

Schaltung	Kriterien						
	S_{OS}	$S_{k,\min}$	THD_I	$S_{k,\min}$	I_n	$S_{k,\min}$	l_{\max}
B6U	55,6 kVA	8,2 MVA	25,3 %	8,9 MVA	⁻¹	8,3 MVA	6 m
B12U	27,8 kVA	2,1 MVA	₋₂	₋₂	₋₁	8,3 MVA	14 m
AFE	₋₂	₋₂	₋₂	₋₂	₋₂	₋₂	₋₂

Tabelle 2.10: Auswertung der Oberschwingungsanforderungen.

¹ Kriterium ist nicht erfüllbar, somit $S_k/S_N \geq 150$ erforderlich.

² Kriterium ist nicht anzuwenden.

Die Auswertung der erforderlichen Kurzschlussleistung ist in Tabelle 2.10 dargestellt. Die maximale Distanz l_{\max} zwischen Ortsnetzstation und Netzanschlusspunkt bestimmt sich über das Referenzniederspannungsnetz aus Abschnitt 2.4.2.4. Die exemplarische Beurteilung der netzgeführten Gleichrichter bestätigt die gängige Praxis, Gleichstrom-Schnellladepunkte nur in unmittelbarer Nähe zu Ortsnetzstationen zu errichten [21, 92].

Zwei Alternativen bieten sich zur verbesserten Netzintegration an:

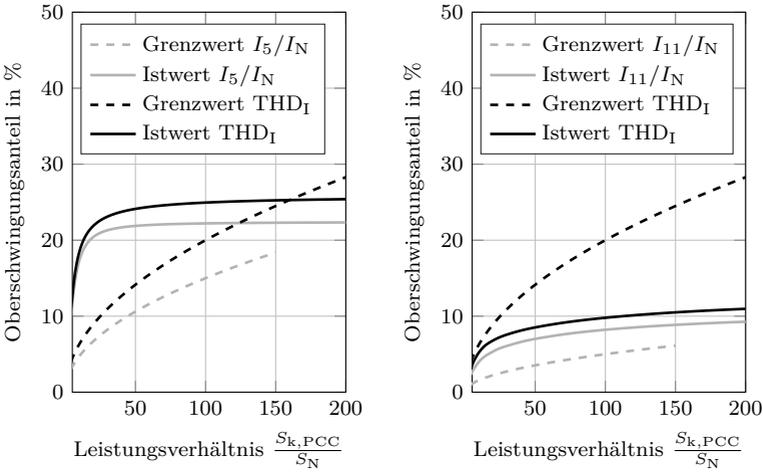
- *Netzgeführte Gleichrichterschaltung mit Filter*

Der Einsatz passiver Filternetzwerke zur Kompensation der Stromüberschwingungen reduziert die erforderliche Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt. Speziell im öffentlichen Niederspannungsnetz ist jedoch auf

mögliche Resonanzen der Filterkreise mit der Netzimpedanz und einer dadurch bedingten Auslöschung der Tonfrequenz-Rundsteuersignale zu achten [103].

- *Selbstgeführte Gleichrichterschaltung*

Bereits in Tabelle 2.10 ist angedeutet, dass selbstgeführte Gleichrichterschaltungen aufgrund ihrer geringen Stromüberschwingungen nur nach den Bestimmungen zur relativen Spannungsänderung auszuliegen sind. Aufgrund der Vorteile bei der Netzintegration durch Spannungsstützung und geringer Überschwingungsemissionen wird die selbstgeführte Gleichrichterschaltung für die weiteren Betrachtungen ausgewählt.



(a) B6-Brückengleichrichter,
 $L_{Drossel} \hat{=} 4\% S_N$

(b) B12-Brückengleichrichter,
 $L_{Drossel} = L_S \hat{=} 2\% S_N$

Abbildung 2.19: Simulative Auswertung der Stromüberschwingungen netzgeführter ungesteuerter Gleichrichterbrücken.

Bewertung Überschwingungsemissionen

Die Störaussendung netzgeführter ungesteuerter Gleichrichter limitieren den Aufstellungsort eines Gleichstrom-Schnellladepunktes auf die unmittelbare Umgebung einer Ortsnetzstation. Selbstgeführte Gleichrichterschaltungen mit niedrigen Störaussendungen erlauben eine freie Wahl des Anschlusspunktes, der erst durch die Anforderungen an die Spannungsstabilität im Niederspannungsnetz (vgl. Abschnitt 2.5.1.1) begrenzt wird.

2.5.2 Aktive Netzkompensation

2.5.2.1 Blindleistungskompensation

Blindleistungsgang der Niederspannungsnetze

Der Lastgang in öffentlichen Niederspannungsnetzen wird über Standardlastprofile modelliert. Diese weisen einen tages- und wochenabhängigen Lastgang der Wirklast für unterschiedliche Verbrauchergruppen auf. Üblich ist der Ansatz, den Blindleistungsgang über einem induktiven Leistungsfaktor $\cos \varphi$ von 0,95 aus den Standardlastprofilen abzuleiten. Aufgrund der Forschungsaktivitäten zur Minimierung der Verluste in Verteilnetzen und zur Reduktion des Blindleistungsbezugs von Verteilnetzen aus Transportnetzen, erfährt die Modellierung des Blindleistungsflusses erhöhte Aufmerksamkeit.

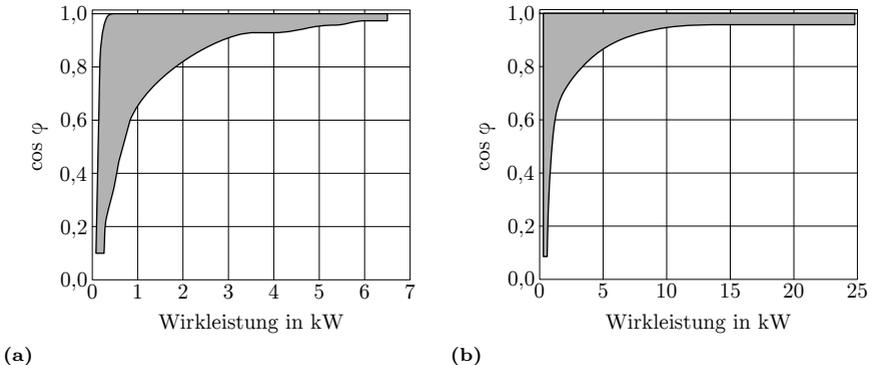


Abbildung 2.20: Darstellung des Leistungsfaktors $\cos \varphi$ über die bezogene Wirkleistung, kumulierte Darstellung.

a) Messungen eines Einzelhaushalts.

b) Messungen eines Mehrparteienhauses.

Eigene Darstellung, Daten aus a) [75], b) [94].

Aus dem aktuellen Stand der Forschungsergebnisse lassen sich folgende Erkenntnisse ziehen:

- Zu Schwachlastzeiten weist der Leistungsfaktor von Privathaushalten eine sehr hohe Spreizung auf. Mit zunehmender Last liegt der Leistungsfaktor im Bereich 0,95 bis 1,00 (Abbildung 2.20) [75, 94]. Typische Lasten mit sehr niedrigen Leistungsfaktoren sind Standby-Verbraucher und Motorantriebe in Kühlschränken [83] sowie Leuchtstoffröhren, LED-Beleuchtungen und Leistungselektronik mit geringen Aussteuergraden.

- Die Modellierung eines festen Leistungsfaktors, d.h. eine vollständige Korrelation von Wirk- und Blindleistung, ist im Allgemeinen nicht zu rechtfertigen. Die Annahme eines induktiven Leistungsfaktors von 0,95 stellt dennoch eine gute Abschätzung des Blindleistungsbezugs zu Spitzenlastzeiten dar.

Bewertung der Blindleistungskompensation

Für den Netzanschluss eines Gleichstrom-Schnellladepunktes ist die Betriebsmittelelastung im Spitzenlastfall entscheidend. Falls die Lastflussreserven nicht für die Installation des Ladepunktes genügen, ist ein Netzausbau erforderlich. Alternativ ist eine Blindleistungskompensation zur Engpassvermeidung denkbar. Voraussetzung ist ein Netzmonitoring des Niederspannungsnetzes sowie eine Einbindung des Schnellladepunktes in die Netzautomatisierung, um eine exakte Kompensation der Blindleistung zu erreichen.

Der Leistungsfaktor zur Spitzenlast wird im Folgenden zu $\cos \varphi_{\text{ind.}} = 0,95$ angenommen. Eine Blindleistungskompensation auf einen Leistungsfaktor von 1,00 steigert die übertragbare Wirkleistung des Niederspannungsnetzes um 5,3%. Über das in Abbildung 2.21 dargestellte Netzengpass-Szenario werden drei vereinfachte Fälle dargestellt, um das Potential einer Blindleistungskompensation im Niederspannungsnetz zu berechnen. Im Fall 1 und 2 stellt die Ortsnetzstation den Netzengpass dar; in Fall 3 limitiert das Energieverteilungskabel den Lastfluss.

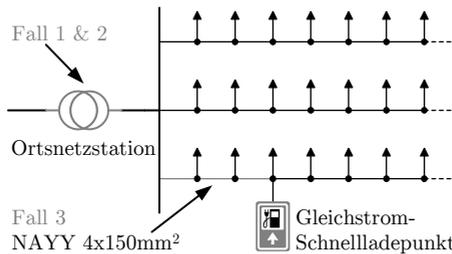


Abbildung 2.21: Szenarisch betrachtete Netzengpässe im Niederspannungsnetz.

Die notwendige Blindleistungsbereitstellung des Gleichstrom-Schnellladepunktes zur Vollkompensation beträgt

$$Q_{\text{komp}} = \sqrt{S_{\text{Engpass}}^2 (1 - \cos^2 \varphi)} \quad (2.50)$$

und der erzielbare Kapazitätsgewinn an übertragbarer Wirkleistung

$$\Delta P = S_{\text{Engpass}} (1 - \cos \varphi). \quad (2.51)$$

Die notwendige Überdimensionierung des Netzstromrichters berechnet sich nach der maximalen DC-Ladeleistung P_{DC} , dem Wirkungsgrad η des Schnellladepunktes und der zu kompensierenden Blindleistung Q_{komp} nach Gleichung 2.52.

$$S_{\text{N,GR}} = \sqrt{(P_{\text{DC}}/\eta)^2 + Q_{\text{komp}}^2} \quad (2.52)$$

Die erforderliche Dimensionierung des aktiven Gleichrichters ist für die betrachteten Fälle in Tabelle 2.11 dargestellt. Eine erheblich gesteigerte Bemessungsscheinleistung des Netzstromrichters ist notwendig, um eher geringe Netzkapazitätsgewinne ΔP zu erschließen. Aufgrund der Kostensteigerung des Leistungsteils, dem Mehraufwand bei der Herstellung des Netzanschlusses sowie der zusätzlichen Stromrichterverluste während der Bereitsstellung der Blindarbeit wird das Konzept der Blindleistungskompensation für eine optimierte Netzintegration der Ladeinfrastruktur nicht weiter verfolgt.

Netzengpass $\cos \varphi = 0,95_{\text{ind.}}$ Fall	S_{Engpass}^1	Kompensation Q_{komp}	Gewinn ΔP	Netzstromrichter	
				$S_{\text{N,GR}}$	Erhöhung
1 Ortsnetzstation	400 kVA	125 kvar	20 kW	137 kVA	+146 %
2 Ortsnetzstation	250 kVA	78 kvar	13 kW	96 kVA	+72 %
3 NAYY4x150mm ²	190 kVA	60 kvar	10 kW	81 kVA	+47 %

Tabelle 2.11: Erzielbarer Kapazitätsgewinn durch Blindleistungskompensation und notwendige Überdimensionierung des Netzstromrichters.

¹ Ein Wirkungsgrad η von 90 % wird angenommen.

2.5.2.2 Schiefastkompensation

Schiefast der Niederspannungsnetze

Verbraucher und Erzeugungsanlagen dürfen bis zu einer Anschlussleistung von 4,6 kVA einphasig an das Netz angeschlossen werden [106, 119, 120]. Für höhere Anschlussleistungen ist ein dreiphasiger Netzanschluss verpflichtend. Der überwiegende Teil der am Niederspannungsnetz angeschlossenen Verbraucher liegt unter dieser Leistungsschwelle. Um die als *Schiefast* bezeichnete Unsymmetrie der Leiterströme gering zu halten, wird die Anschlussleistung der einphasigen Geräte möglichst gleichmäßig auf die Außenleiter verteilt.

Durch die unterschiedliche zeitliche Nutzung der Verbraucher verbleibt jedoch eine unsymmetrische Belastung der Betriebsmittel. Die Schiefast innerhalb eines Netzes unterliegt keinem Grenzwert, jedoch wird eine möglichst symmetrische Belastung der Betriebsmittel im Netzbetrieb angestrebt. An der Ortsnetzstation beträgt sie 5 % bis 20 % [83], in den einzelnen Netzausläufern werden höhere Werte erreicht. Nach der Methode der symmetrischen Komponenten (Anhang B.1) wird der Unsymmetriegrad in einen Anteil des Gegensystems $k_{1,2}$ und des Nullsystems $k_{1,0}$ aufgeteilt. Aus der Literatur sind dem Autor keine statistischen Daten zur Aufteilung der Schiefast in öffentlichen Niederspannungsnetzen in die Gegen- und Nullsystemkomponente bekannt.

Auf Basis analytischer Betrachtungen ist eine Annahme zur Aufteilung möglich. Nach Anhang B.1 kann aus den Gleichungen B.4-B.8 geschlossen werden, dass bei Strömen unterschiedlicher Amplitude und ähnlicher Phasenlage das Gegen- und Nullsystem etwa gleich stark ausgeprägt sind. Erst durch Variation der Phasenlage einzelner Ströme – also der Variation des Leistungsfaktors – treten signifikante Betragsunterschiede zwischen dem Gegen- und Nullsystem auf. Der Sachverhalt ist in Abbildung 2.22a für eine Variation der Amplitude des Leiterstroms unter Auswertung der Gleichung 2.53 dargestellt; in Abbildung 2.22b wird die Phasenlage variiert.

$$\begin{aligned} I_{L1} &= b_1 \cos(\omega t + \varphi_1) \\ I_{L2} &= 1,0 \cos(\omega t + 240^\circ) \\ I_{L3} &= 0,8 \cos(\omega t + 120^\circ) \end{aligned} \tag{2.53}$$

Unter der Annahme, dass zum Zeitpunkt der Spitzenlast in allen Phasen ein ohmsch-induktiver Leistungsfaktor von 0,95 zu erwarten ist (vgl. Abschnitt 2.5.2.1), wird die Schiefast näherungsweise durch eine hälftige Aufteilung in ein Gegen- und Nullsystem modelliert.

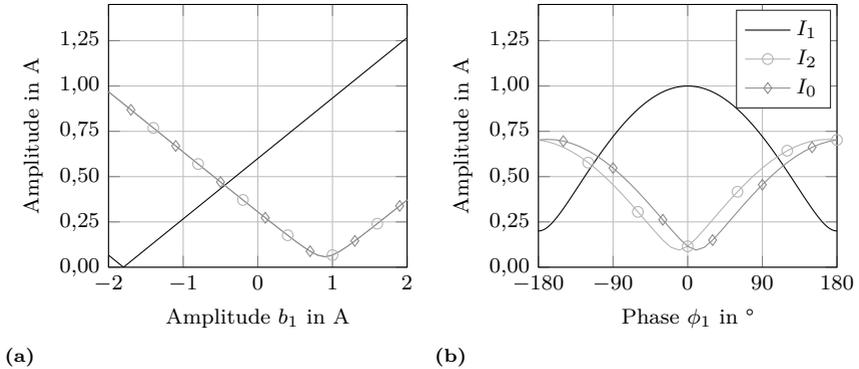


Abbildung 2.22: Symmetrische Komponenten des Drehstromsystems bei
 a) Variation der Amplitude des Stroms I_{L1} , $\varphi_1 = 0^\circ$,
 b) Variation der Phasenlage des Stroms I_{L1} , $b_1 = 1,2$.

Erhöhte Spannungsunsymmetrie durch Schiefast

Normativ fordern die *Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen* [110] eine maximale Spannungsunsymmetrie der Gegensystemkomponente zur Mitsystemkomponente von

$$\frac{U_2}{U_1} \leq 2\%. \quad (2.54)$$

Damit wird der verlustarme und störungsfreie Betrieb von Drehstromverbrauchern sichergestellt. Für die Nullsystemkomponente existiert kein Grenzwert, da die Nullsystemkomponente einen Spannungsfall gleichen Betrags und gleicher Phasenlage in den Außenleitern erzeugt und auf den Betrieb der Geräte keinen weiteren Einfluss hat.

Eine Spannungsunsymmetrie ist in Niederspannungsnetzen aufgrund von zwei Faktoren vorhanden:

- Erstens tritt durch unsymmetrische Belastung und unsymmetrische Impedanzen der Betriebsmittel in den überlagerten Netzebenen bereits an der Ortsnetzstation eine Spannungsunsymmetrie auf. Dabei handelt es sich um eine reine Gegensystemkomponente, da Nullsysteme in den überlagerten Netzen aufgrund des Dreileiter-Aufbaus nicht auftreten können. Der Anteil kann mit $U_{2,\text{Netz}} \leq 0,5\%$ abgeschätzt werden.
- Zweitens bewirkt eine Schiefast über die Netzimpedanz des Niederspannungsnetzes eine zusätzliche Gegen- und Nullsystemkomponente der Spannung.

Über die Länge des Energieverteilungskabels steigt die Netzimpedanz, weswegen die Spannungsunsymmetrie bei Verbrauchern am Ende einer Leitung meist besonders stark ausgeprägt ist. Die Spannungsunsymmetrie in Folge der Schiefast ist maßgeblich für die Spannungsqualität im öffentlichen Niederspannungsnetz.

Die Nullsystemkomponente der Spannung U_0 übersteigt die Gegensystemkomponente U_2 auch bei hälftiger Aufteilung der Schiefast in eine Gegen- und Nullsystemkomponente, da die Nullimpedanz des Niederspannungsnetzes deutlich höher als die Mit- und Gegensystemimpedanz ist. Beispielsweise ist bei den eingesetzten Vierleiter-Energieverteilungskabeln eine um den Faktor drei höhere Nullimpedanz im Vergleich zur Mit- und Gegensystemimpedanz zu erwarten [45].

Regenerative Einspeiseeinheiten wie auch Elektrofahrzeuge dürfen bis zu einer Anschlussleistung von 4,6 kVA einphasig an das Netz angeschlossen werden [119, 120]. Dominant bei der regenerativen Einspeiseleistung in öffentlichen Niederspannungsnetzen sind Photovoltaikanlagen. Aufgrund des großen Gleichzeitigkeitsfaktors des Energiedargebots ist es dem Verteilnetzbetreiber möglich, durch Vorgabe des anzuschließenden Außenleiters die Schiefast durch gleichmäßige Aufteilung der installierten Photovoltaikanlagenleistung zu beherrschen.

Einphasig ladende Elektrofahrzeuge unterscheiden sich grundlegend im Schiefastverhalten. Ein ungünstiger Netzzustand, bei dem mehrere Fahrzeuge nur einen Außenleiter belasten, ist ohne eine Ladesteuerung aller im Niederspannungsnetz vorhandenen Ladepunkte nicht auszuschließen. In Feldversuchen wurde in Niederspannungsnetzen mit 10 Elektrofahrzeugen, deren heimische Ladepunkte gleichmäßig über die drei Außenleiter verteilt wurden, ein signifikanter Anstieg der Gegensystemspannung von $I_{2,\max} = 1,1\%$ (ohne ladende Elektrofahrzeuge) auf $I_{2,\max,\text{mitEV}} = 1,6\%$ festgestellt [68]. Mit höherer Anzahl einphasig ladender Elektrofahrzeuge – was bei privaten Ladepunkten zu Hause zu erwarten ist – ist mit deutlichen Grenzwertverletzungen der Spannungsunsymmetrie zu rechnen.

Zur Umgehung des Problems bieten sich drei Möglichkeiten:

- Alle Elektrofahrzeuge beziehen prinzipiell die Ladeleistung dreiphasig [71]. Diese Option erhöht den Aufwand für On-Board-Ladegeräte und Wechselstrom-Ladepunkte geringer Leistung.
- In Niederspannungsnetzen mit einer hohen Anzahl an Ladepunkten wird ein Lademanagement aufgebaut, das alle Ladepunkte umfasst. Die zusätzliche Restriktion der Spannungsunsymmetrie – neben dem maximalen Lastfluss und der Spannungsstabilität – schränkt die Wahlfreiheiten des Optimierungsalgorithmus weiter ein.
- Die aktive Kompensation der Schiefast durch leistungselektronische Verbraucher und Einspeiseeinheiten.

Bewertung der Schiefastkompensation

Die Schiefastkompensation eines Gleichstrom-Schnellladepunktes lässt sich somit aus zwei Gründen befürworten: Erstens wird die Spannungsqualität erhöht und zweitens die maximal übertragbare Wirkleistung im Niederspannungsnetz optimiert. Der Leistungsteil des Netzstromrichters der Gleichstrom-Schnellladepunkte ist für den Anschluss an die drei Außenleiter ohne Neutralleiterbezug ausgelegt; dies limitiert den Netzstromrichter auf eine Kompensation der Gegensystemkomponente des Stroms I_2 . Am Beispiel eines vereinfachten Netzengpass-Szenarios wird

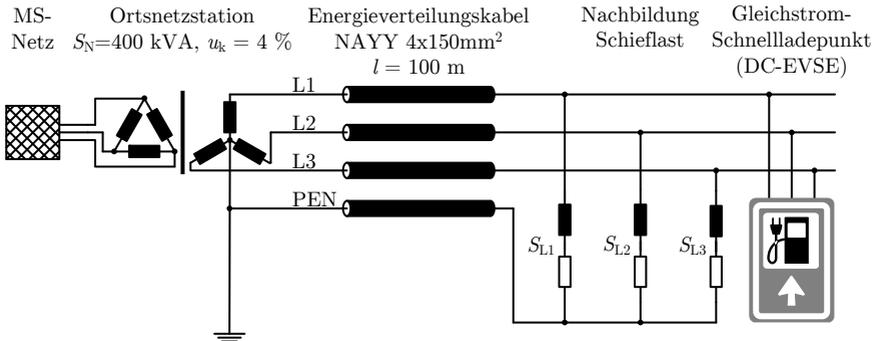


Abbildung 2.23: Szenario zur Bewertung der Schiefastkompensation.

das Potential der Kompensationsdienstleistung evaluiert. Die Lasten eines Niederspannungsnetzstrangs werden als passive ohmsch-induktive Lasten an einem 100 m von der Ortsnetzstation entfernten Netzanschlusspunkt zusammengefasst (Abbildung 2.23). Die Belastung von 120 kVA mit einem Leistungsfaktor von $0,95_{\text{ind}}$ entfällt zu 41,7 % auf den Außenleiter L1, 33,3 % auf L2 und 25,0 % auf L3.

Ein Gleichstrom-Schnellladepunkt mit einer Ladeleistung von 50 kW soll in dem Verteilnetz errichtet werden. Wie die Auswertung in Tabelle 2.12 ergibt, wird bei Nennladeleistung der Nennstrom in Außenleiter L1 von 275 A um 8,3 % überschritten (Fall 1). Mit einer Reduktion der Ladeleistung auf 35 kW wird der Nennstrom des Energieverteilungskabels im Außenleiter L1 erreicht (Fall 2). Eine Kompensation des Gegensystems erlaubt den Bezug der Nennleistung aus dem Niederspannungsnetz unter Vermeidung einer Netzverstärkungsmaßnahme (Fall 3). Die notwendige Dimensionierung des Netzstromrichters ist um 23 % erhöht, womit ein Gewinn an übertragbarer Wirkleistung von 17 kW im Niederspannungsnetz erreicht wird.

Im Vergleich zur Kapazitätssteigerung durch Blindleistungskompensation weist die Schiefastkompensation eine deutlich bessere Wirksamkeit auf. Zusammen mit den Vorteilen durch die aktive Beherrschung der Spannungsunsymmetrie U_2 wird

die Schiefastkompensation für eine verbesserte Netzintegration der Schnellladeinfrastruktur ausgewählt.

	Netz			DC-EVSE $S_{N,GR}$ ¹		
Ausgangslage: Netzengpass						
P in kW	114			–		
Q in kvar	37			–		
$k_{I,2}$ in %	13,3			–		
$k_{I,0}$ in %	14,0			–		
I in A	L1	L2	L3	L1	L2	L3
	220	178	136	–	–	–
Fall 1: Ohne Kompensation des Gegensystems						
P in kW	166			56		
Q in kvar	37			0		
$k_{I,2}$ in %	9,5			0,5		
$k_{I,0}$ in %	9,1			0,0		
I in A	L1	L2	L3	L1	L2	L3
	298	257	216	83	83	83
Fall 2: Ladeleistung auf Nennstrom begrenzt						
P in kW	151			39		
Q in kvar	37			0		
$k_{I,2}$ in %	10,5			0,4		
$k_{I,0}$ in %	10,0			0,0		
I in A	L1	L2	L3	L1	L2	L3
	275	233	192	59	59	59
Fall 3: Mit Kompensation des Gegensystems						
P in kW	165			56		
Q in kvar	37			0		
$k_{I,2}$ in %	0,5			33,8		
$k_{I,0}$ in %	9,2			0,0		
I in A	L1	L2	L3	L1	L2	L3
	273	258	235	56	92	102

(a) Auswertung der Netzszenarien

Engpass	Ladeleistung P_{DC}	Kapazitätsgewinn ΔP	Nennscheinleistung AFE $S_{N,komp}$	Erhöhung
Fall 1	50 kW	–	Netzanschluss unzulässig	
Fall 2	35 kW	–	Nennladeleistung nicht erreicht	
Fall 3	50 kW	17 kW	71 kVA	+23 %

(b) Erzielte Wirkleistungssteigerung

Tabelle 2.12: Auswertung der Schiefastkompensation.

¹ Leistungsaufnahme des Schnellladesystems, Wirkungsgrad $\eta = 90\%$.

2.5.2.3 Oberschwingungskompensation

Entwicklung der Oberschwingungsnetzimpedanz

Die zulässigen Spannungsüberschwingungen in öffentlichen Niederspannungsnetzen sind standardisiert [110]. Bei den auftretenden Spannungsüberschwingungen werden zwei Anteile unterschieden. Erstens den Teil an Spannungsüberschwingungen aus den überlagerten Netzebenen, die aufgrund der Kurzschlussleistungsverhältnisse starr in das Niederspannungsnetz eingepreßt sind. Zweitens der Anteil an Spannungsüberschwingungen, die nichtlineare Verbraucherströme über die Niederspannungsnetzimpedanz aufbauen. Durch die räumliche Verteilung und das stochastische Nutzungsverhaltens der Verbraucher entsteht eine komplexe Überlagerung der Stromüberschwingungen, deren exakte Berechnung durch weitere Effekte erschwert wird:

- Die Amplituden und Phasenlagen der emittierten Stromüberschwingungen variieren stark mit dem Betriebspunkt der nichtlinearen Verbraucher.
- Unterschiedliche Phasenlagen verschiedener nichtlinearer Verbraucher bewirken eine Teilkompensation der Stromüberschwingungen.
- Ohmsche und motorische Lasten nehmen Stromüberschwingungen auf und wirken somit dämpfend auf die Oberschwingungspegel.
- Induktivitäten und Kondensatoren in Geräte-Netzfiltern und Blindleistungskompensationen ermöglichen Resonanzstellen im Netzimpedanzverlauf.
- Spannungsüberschwingungen beeinflussen die Phasenlage und Amplitude der emittierten Stromüberschwingungen.

Normative Vorschriften stellen die statistischen Qualitätsmerkmale der Spannung in öffentlichen Netzen durch die Begrenzung der Emission einzelner Geräte (s. Abschnitt 2.3.2.2) sicher. Maßgeblich für die Festlegung der zulässigen Stromüberschwingungen sind hierbei statistische Annahmen zu Gleichzeitigkeitsfaktoren der Geräte, der charakteristischen Verbrauchergruppendurchmischungen und der typischen Netzimpedanz [84].

Bei der Festlegung der Normen wurde von einer konventionellen Struktur der Elektrizitätsversorgung nach Abbildung 2.24a ausgegangen. Wie *Weck* [95] darlegt, hat die Integration regenerativer elektrischer Energieerzeugung und die Steigerung der Energieeffizienz auf Lastseite einen erheblichen Einfluss auf die Entwicklung der Oberschwingungsnetzimpedanz und damit auf die künftigen Spannungsüberschwingungen.

Die konventionelle Elektrizitätsversorgung nach Abbildung 2.24 mit einer elektrischen Energieerzeugung in Großkraftwerken gewährleistet eine gute Dämpfung von

Stromüberschwingungen durch netzparallele ohmsche und motorische Verbraucher sowie durch die Synchrongeneratoren der Kraftwerke.

Die Erzeuger- und Verbraucherstruktur unterliegt einem Wandel. Die regenerative elektrische Erzeugungskapazität hat 90 GW (Abbildung 2.25) überschritten, so dass zu Zeiten eines hohen regenerativen Energiedargebots ein großer Teil der thermischen Kraftwerke durch regenerative Energieerzeuger ersetzt wird. Prinzipbedingt erfolgt die Einspeisung der installierten Photovoltaikanlagen (2014: 38 GW) über Invertersysteme. Drehzahlvariable Generatorsysteme mit einer Netzanbindung über Frequenzrichter dominieren bei Windenergieanlagen, da das Konzept Effizienzvorteile bietet und für die Erfüllung der technischen Anschlussregeln großer Windkraftanlagen notwendig ist [44]. 2014 wies allein der Marktanteil des Herstellers *Enercon*, der ausschließlich das Konzept der Synchrongeneratoren

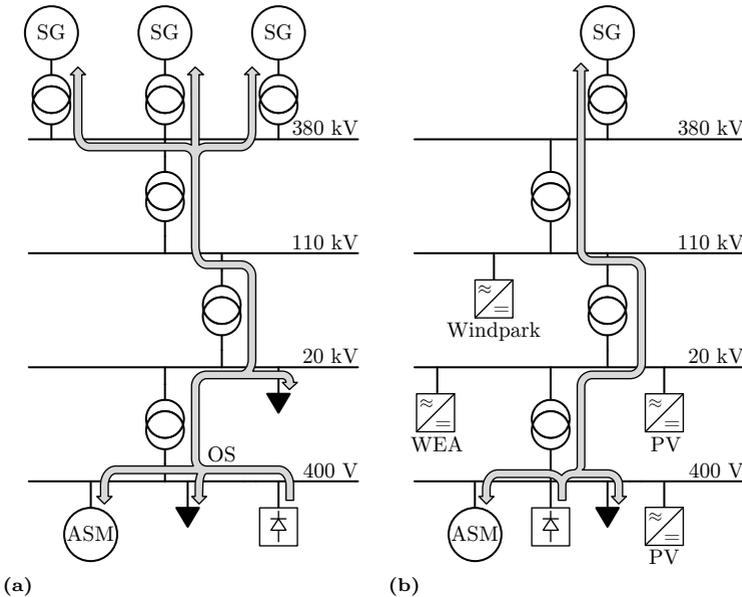


Abbildung 2.24: a) Oberschwingungsdämpfung im Netz mit konventioneller Erzeuger- und Verbraucherstruktur,
 b) Reduzierte Oberschwingungsdämpfung in modernen Netzen mit hohem Anteil leistungselektronisch angeschlossener Anlagen.

mit Vollumrichter einsetzt, 17 GW ($\hat{=}$ 43 %) der gesamten installierten Windenergieleistung in Deutschland auf [36].

Die moderne Regelung der Leistungselektronik dezentraler Erzeuger speist auch bei signifikanten Spannungsüberschwingungen ausschließlich einen Grundschwingsstrom ein, ohne dabei Stromüberschwingungen aufzunehmen [60]. Damit sinkt die Fähigkeit des Kraftwerksparks, Überschwingungen zu filtern, was letztlich einem Anstieg der Überschwingungsimpedanz auf Erzeugungseite gleicht [95].

Ebenfalls überschwingungsfördernd wirken direkt an das Netz angeschlossene Motoren. Deren Anschlussleistung sinkt kontinuierlich, da moderne Produktionsprozesse und die Erfüllung der Energieeffizienzrichtlinie den Einsatz umrichter gespeister drehzahlvariabler Antriebssysteme erfordern. Ohmsche Verbraucher werden auch in Niederspannungsnetzen zu einem immer höheren Teil durch leistungselektronische Geräte ersetzt. Dieser Trend ist auf die Vorzüge moderner leistungselektronischer Stromversorgungen in der Energieeffizienz, dem Bauvolumen und den Stückkosten zurückzuführen. Die installierte Gesamtleistung einfacher netzgeführter Gleichrichter, wie sie etwa in LED-Beleuchtungen und sehr kostengünstig produzierten Geräten vorkommen, nimmt dabei zu und lässt die niederfrequenten Stromüberschwingungen in Verteilnetzen ansteigen.

Die Kombination der höheren Überschwingungsimpedanzen und der steigenden Stromüberschwingungen im Niederspannungsnetz lassen einen deutlichen Anstieg der Spannungsüberschwingungen in Verteilnetzen erwarten und erfordern neben einer Anpassung der Normung und technischen Anschlussrichtlinien eine Möglichkeit zur Beeinflussung der Überschwingungspegel in den Niederspannungsnetzen.

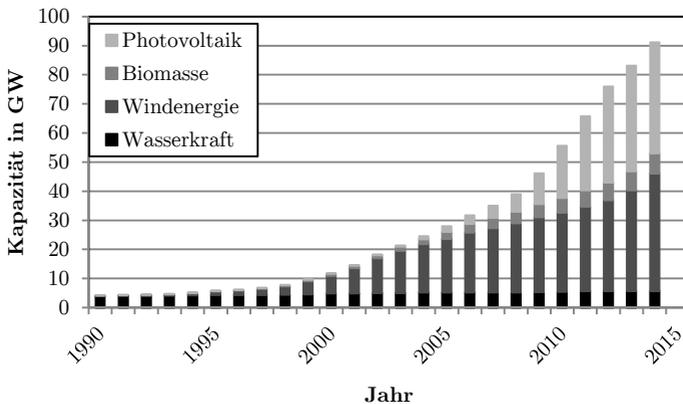


Abbildung 2.25: Entwicklung der Stromerzeugungskapazität regenerativer Energieerzeuger seit 1990 nach [18].

Bewertung der Oberschwingungskompensation

Mit Anstieg der zu erwartenden Spannungsüberschwingungen nimmt die Spannungsqualität der Verteilnetze ab. Neben der steigenden Verlustleistung in betroffenen elektrischen Verbrauchern und höherer Netzverluste nimmt die funktionelle Verfügbarkeit der Elektrizitätsversorgung durch Störungen und Ausfälle von angeschlossenen Verbrauchern ab. Diese Entwicklung ist bei der Konzeption des Gleichstrom-Schnellladepunktes mit verbesserter Netzintegration einzubeziehen:

- Der netzseitige Stromrichter soll in Präsenz hoher Spannungsüberschwingungen Ströme hoher Qualität modulieren, wofür ein geeignetes Regelungskonzept auszuwählen ist.
- Elektronische Leistungsfilter ermöglichen die Filterung der Stromüberschwingungen nahe der Oberschwingungslasten. Eigenständige Leistungsfilter stellen jedoch einen erheblichen Investitionsbedarf dar. Durch die beispielhafte Implementierung einer Oberschwingungskompensation soll das Potential und der Mehraufwand bei der Implementierung des Betriebsverfahrens im Netzstromrichtern des Schnellladepunktes ermittelt werden.

2.5.3 Zusammenfassung der Untersuchung einer optimierten Netzanbindung

Der Einsatz netzgeführter Stromrichter in Gleichstrom-Schnellladepunkten limitiert aufgrund normativer Anforderungen mögliche Aufstellungsorte auf die unmittelbare Nähe einer Ortsnetzstation. Die Restriktionen lassen sich durch die Verwendung eines Netzstromrichters mit geringer Stromverzerrung umgehen, womit eine Länge des Energieverteilungskabels zwischen Ortsnetzstation und Anschlusspunkt von bis zu 321 m ermöglicht wird. Durch eine kapazitive Spannungsstützung des Netzstromrichters wird die maximal tolerierte Distanz um 30 % auf bis zu 418 m erhöht.

Eine Integration der Gleichstrom-Schnellladepunkte als aktiv netzoptimierende elektrische Anlage bringt weitere Vorteile, die einem möglichen Netzausbau vorbeugen und in Zukunft die bestehende Spannungsqualität sichern. Die *Schiefastkompensation* erhöht die nutzbare Übertragungskapazität bestehender Verteilnetze, wobei der Mehraufwand im Netzstromrichter der Schnellladestation akzeptabel ist. Zudem beugt die Schiefastkompensation der zu erwartenden steigenden Spannungssymmetrie in Folge einphasig ladender Elektrofahrzeuge vor.

In Zukunft ist ein Anstieg der Spannungsüberschwingungen aufgrund der weitreichenden Umstellung der Erzeuger- und Verbraucherstruktur zu erwarten. Am Beispiel des Gleichstrom-Schnellladepunktes soll der Mehraufwand für die *Oberschwingungskompensation* durch Netzstromrichter für die dezentrale, aktive elektronische Leistungsfilterung exemplarisch untersucht werden.

Mit den in dieser Untersuchung gewonnen Einsichten wird in dem nun folgenden Abschnitt der Leistungsteil und die Regelung eines Schnellladesystems mit minimaler Netzurückwirkung und optionaler aktiver Filterung der im Niederspannungsnetz vorhandenen Schiefast und Stromüberschwingungen konzipiert.

Kapitel 3

Konzeption einer Schnellladestation mit aktiver Netzbeeinflussung

3.1 Systemübersicht

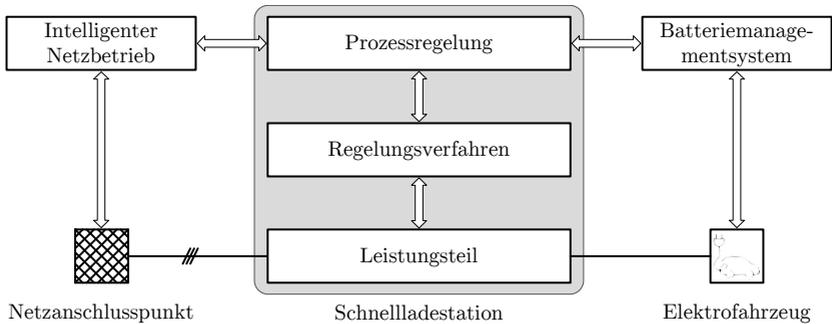


Abbildung 3.1: Prinzipschaltbild der Schnellladestation.

Der Ladestromrichter der Schnellladestation wird über einen Netzstromrichter aus dem öffentlichen Niederspannungsnetz gespeist. Die Anforderungen an einen Betrieb mit reduzierten Netzurückwirkungen und die Vorzüge der *Spannungsstützung*, *Schieflastkompensation* und *Oberschwingungskompensation* sind in Kapitel 2 diskutiert worden. Aus den geforderten Fähigkeiten leiten sich die Anforderungen an den *Leistungsteil*, das *Regelungsverfahren* und die *Prozessregelung* des Gleichrichters ab (Abbildung 3.1).

Die Anforderung an die Regelung der Lastseite des Schnellladesystem sind in *DIN EN 61851-23 VDE 0122-2-3:2014-11, Konduktive Ladesysteme für Elektrofahrzeuge - Teil 23: Gleichstromladestationen für Elektrofahrzeuge* [117] definiert. Die Vorgaben betreffen unter anderem die elektrischen Kenngrößen der Schnellladeverbindung, den Ablauf eines Schnellladevorgangs sowie Anforderungen an die Überwachung und elektrische Sicherheit des Ladevorgangs.

Kernstück der Arbeit ist der Entwurf eines Regelungsverfahrens des Netzgleichrichters, welches die Netzdienstleistungen ermöglicht und nach Maßgabe der überlagerten Prozessregelung umsetzt. Die Prozessregelung kann dabei sowohl statisch durch einmalige Konfiguration des Netzbetreibers erfolgen oder flexibel durch eine überlagerte Regelung zur Optimierung des Niederspannungsnetzes angefordert werden.

3.2 Auswahl des Leistungsteils

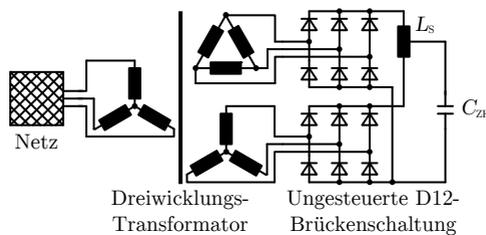
In kommerziell erhältlichen Schnellladesystemen werden netzgeführte Gleichrichterschaltungen wie der 12-pulsige Diodengleichrichter eingesetzt (Abbildung 3.2a) [92]. Aufgrund der Netzurückwirkungen und dem fehlenden Beitrag zur Spannungsbandstabilisierung ist ein Anschluss in unmittelbarer Nähe der Ortsnetzstation oder ein Mittelspannungsanschluss für Schnellladestationen ab 50 kW erforderlich [21].

Eine deutliche Reduktion der Netzurückwirkungen ist durch die Verwendung hybrider Gleichrichtersysteme wie z.B. des *Vienna Gleichrichters* möglich (Abbildung 3.2b). Meist werden die Gleichrichtersysteme mit einem ohmschen Leistungsfaktor von $\cos \varphi = 1$ betrieben; durch passende Wahl der Zwischenkreisspannung ist ein Phasenwinkel φ zwischen -30° und 30° erzielbar, womit Blindleistung zur Spannungsbandstützung bezogen werden kann [86].

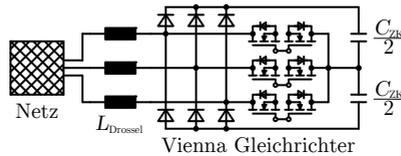
Die flexibelste Gleichrichtung der Ströme erlaubt die selbstgeführte Drehstrombrückenschaltung (Abbildung 3.2c), die über Phasendrosseln induktiv an das Netz gekoppelt ist. Wie bei hybriden Gleichrichterschaltungen sind die Netzurückwirkungen der gestellten Ströme minimal, weiterhin ist ein bidirektionaler Energiefluss möglich und die Kurvenform der Leiterströme ist durch die Regelung und Modulation frei wählbar. Diese Eigenschaften begründen eine weite Nutzung der Drehstrombrückenschaltung zum Netzanschluss in der Energietechnik:

- Die Schaltung wird für die Einspeisung elektrischer Energiespeicher und regenerativer Erzeuger bis in den Megawattbereich genutzt. Mit geeigneter Regelung erfüllt die zum *Wechselrichten* genutzte Drehstrombrücke die technischen Richtlinien zur Spannungsbandstabilisierung durch Blindleistung und das geforderte *Fault-Ride-Through*-Verhalten während Netzfehlern [107].

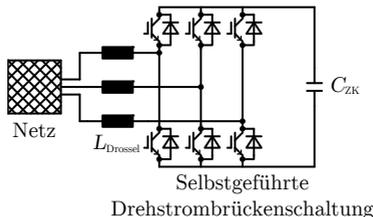
- Die geringen Netzzrückwirkungen und ein nahezu ohmscher Leistungsfaktor sowie die Möglichkeit zur Energierückspeisung begründen die Popularität der Schaltung zum *Gleichrichten* der Netzspannung. Im gleichrichtenden Einsatz wird die Schaltung synonym unter den Begriffen AC-DC-Spannungszwischenkreis-Pulsstromrichter, three-phase PWM-Rectifier und Voltage Source Rectifier bezeichnet.
- Da die Ausgangsströme rein rechnerisch festgelegt werden, wird die Schaltungstopologie als serien- oder parallelkompensierendes *elektronisches Leistungsfilter* auf allen Netzebenen eingesetzt: In Transportnetzen zur hochdynamischen Spannungsstützung (STATCOM), in Verteilnetzen zur Spannungs-



(a) 12-pulsiger Diodengleichrichter



(b) Vienna Gleichrichter



(c) Selbstgeführte Drehstrombrückenschaltung

Abbildung 3.2: Netzgeführte, hybride und selbstgeführte Netzstromrichterstruktur.

stützung und die Korrektur weiterer Spannungsmerkmale (DSTATCOM), als aktives Filter in Industrieprozessen sowie zum Schutz von Verbrauchern mit besonders hohen Anforderungen an die Spannungsqualität.

- Ein weiterer häufiger Einsatzfall ist die *unterbrechungsfreie Stromversorgung* (USV) kritischer Geräte und Infrastruktur.

Die unterschiedlichen Applikation der selbstgeführten Drehstrombrücke und die technologische Weiterentwicklung der Halbleiterbauelemente und digitalen Regelungsplattformen hat eine große Vielfalt an Regelungs- und Modulationsverfahren und Topologien der Drehstrombrücke bewirkt (Abbildung 3.3).

Gleichrichtertyp	Netzurückwirkungen	Netzoptimierung		
		Q	Unsym.	OS
Netzgeführter Diodengleichrichter	hoch	-	-	-
Hybride Gleichrichter (z.B. Vienna Topologie)	sehr gering	○	-	-
Selbstgeführter Netzstromrichter	sehr gering	+	+	+

Tabelle 3.1: Einsatzmöglichkeiten unterschiedlicher Gleichrichtersysteme.

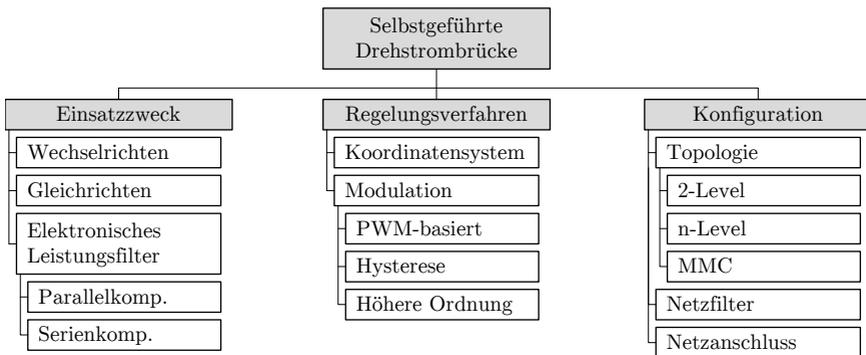


Abbildung 3.3: Klassifikation selbstgeführter Drehstrombrückenschaltungen.

Zweistufige Halbbrückenschaltungen sind bis zu Leistungen einiger Megawatt industriell üblich. Höherstufige Halbbrückenschaltungen und ein Aufbau als modular Multilevel-Converter (MMC) ermöglichen den Betrieb der Drehstrombrückenschaltung bis in höchste Leistungsklassen, wie z.B. als Frequenzumrichter für Mittelspannungsmotoren oder als Konverter in Hochspannungsgleichstrom-Übertragungen.

Metall-Oxid-Halbleiter-Feldeffekttransistor (MOSFET), Bipolartransistor mit isolierter Gate-Elektrode (IGBT), integrated gate commutated thyristor (IGCT) und Gate Turn-off Thyristoren (GTO) werden nach ihren Eigenschaften (Tabelle 3.2) und der benötigten Leistungsklasse als Halbleiterschalter in der Drehstrombrücke eingesetzt. IGBTs haben sich im Bereich einiger Kilowatt bis in den Bereich von über 1000 Megawatt durchgesetzt. Die Weiterentwicklung der Siliziumkarbid-MOSFET lässt jedoch einen steigenden Marktanteil der MOSFET bei Niederspannungsanwendungen erwarten.

Eigenschaft	GTO	IGCT	IGBT	MOSFET
Maximale Sperrspannung in V	6000	5500	6500	1500
Maximaler Nennstrom in A	2000	1700	2400	300
Maximale Schaltfrequenz in kHz	0,5	0,5	10	100
Durchlassverluste	mittel	niedrig	mittel	hoch
Schaltverluste	sehr hoch	mittel	niedrig	sehr niedrig

Tabelle 3.2: Vergleich selbstgeführter Leistungshalbleiter nach [31].

Das Niederspannungsnetz weist als Besonderheit einen Neutralleiter auf, der den Anschluss einphasiger Geräte mit einer Spannung von 230 V ermöglicht. Die Drehstrombrücke ist als Variante zum Anschluss an das Dreiphasen-Dreileiter-System ohne Neutralleiterbezug und für den Anschluss an das Dreiphasen-Vierleiter-System mit Neutralleiterbezug realisierbar. Die Variante ohne Neutralleiterbezug ist für Gleich- und Wechselrichter typisch, während das komplexere Konzept mit Neutralleiterbezug in elektronischen Leistungsfiltern und unterbrechungsfreien Stromversorgungen Anwendung findet.

Kerngedanke der Forschungsarbeit ist die Entwicklung eines Betriebsverfahren für den Gleichrichter einer Schnellladestation, das möglichst geringe Netzurückwirkungen aufweist und im Bedarfsfall den Lastfluss und die Spannungsqualität im Verteilnetz optimiert. Dies unterliegt der Einschränkung, die Komplexität des netzseitigen Leistungsteils nicht zu erhöhen, weswegen die Abbildung 3.4 dargestellte zweistufige Drehstrombrücke mit IGBT-Modulen und antiparallelen Freilaufdioden in einer Dreiphasen-Dreileiterkonfiguration gewählt wird.

3.3 Auswahl des Regelungsverfahrens

Wie aus dem vorausgegangen Abschnitt bekannt ist, wird die selbstgeführte Drehstrombrücke mit Spannungszwischenkreis in einer Vielzahl unterschiedlicher Applikationen als Netzstromrichter eingesetzt. Über die Analyse des Stands der Technik für die Ansteuerungsverfahren in den unterschiedlichen Anwendungsfeldern soll ein geeignetes Regelungsverfahren für den netzdienlichen Betrieb der Schnellladestation abgeleitet werden.

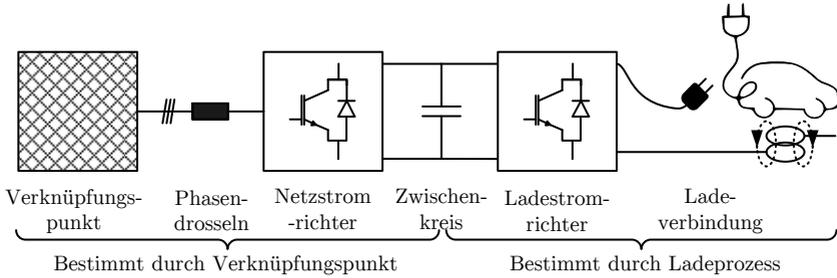


Abbildung 3.4: Leistungsteil der Schnellladestation.

3.3.1 Stand der Technik

3.3.1.1 Regelungsverfahren Gleichrichter

Active rectifiers are used for the low-back-feeding power supply. The most common application is speed-variable drive systems with regenerative braking of the work machine. Design goals are low-loss energy conversion, defined thermal losses in the semiconductor components, cost-optimized construction of the energy storage and switching elements, good utilization and stabilization of the intermediate circuit voltage as well as robust operation at large variation of the grid impedance and the voltage quality. *Malinowski et al.* [63] compare the most widespread control concepts in a study under consideration of the complexity of the algorithms, the required computing power and the behavior under non-ideal supply voltages (Table 3.3):

- Spannungsorientierte Regelung (voltage oriented control, VOC),
- Virtueller-Fluss-orientierte Regelung (virtual-flux oriented control, VFOC),
- Spannungsbasierte direkte Leistungsregelung (voltage-based direct power control, V-DPC) nach [74],
- Virtueller-Fluss basierte direkte Leistungsregelung (virtual-flux-based direct power control, VF-DPC) nach [62].

VOC and VFOC require complex algorithms, but only require a low abstraction of the control. The modulation of the control variables of the proportional-integral current controller is achieved by space vector modulation (SVPWM) or sinusoidal pulse width modulation (SPWM), which through fixed switching frequencies simplifies the system design and the use of different PWM switching strategies.

Eigenschaft	VOC	VFOC	V-DPC	VF-DPC
Algorithmische Komplexität	hoch	hoch	gering	sehr gering
Erforderliche Taktrate	gering	gering	sehr hoch	sehr hoch
Einfluss Spannungsunsymmetrie auf THD_1	mittel	mittel	hoch	gering
Einfluss Spannungsharmonische auf THD_1	hoch	mittel	mittel	gering

Tabelle 3.3: Vergleich häufig eingesetzter Regelungsverfahren für gleichrichtende Pulsstromrichter.

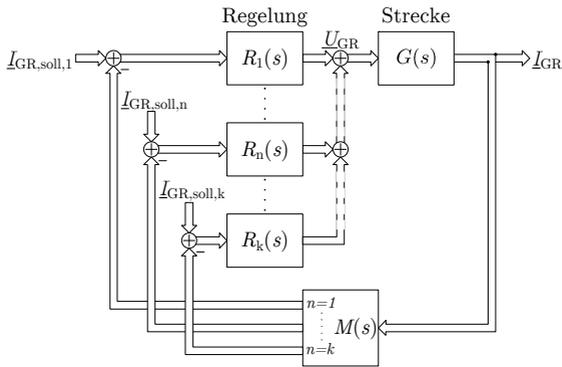
Eigene Darstellung basierend auf Ergebnissen der Vergleichsstudie nach *Malinowki et al.* [63].

erlauben [63]. V-DPC und VF-DPC basieren auf einfacheren Algorithmen, benötigen aufgrund der direkten Bestimmung der Schaltzeitpunkte in der Hysterese-Stromregelung jedoch sehr hohe Ausführungsdaten. Somit werden leistungsfähige Regelungsplattformen mit Mess- und Analog-Digital-Wandler hoher Bandbreite benötigt. Die Verfahren basieren auf variablen Schaltfrequenzen, was die Auslegung der Leistungshalbleiter und Netzfilter erschwert [63].

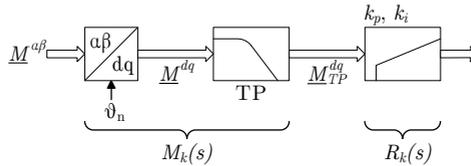
Alle Verfahren zeigen nur einen geringen Anstieg der Stromüberschwingungen unter der in öffentlichen Niederspannungsnetzen gestatteten Spannungsunsymmetrie von 2% [110]. Der Klirrfaktor der Gleichrichterströme THD_1 liegt zwischen 3% (VF-DPC) bis 6% (V-DPC) [63]. Deutlich ausgeprägter ist der Anstieg des THD_1 durch Spannungsüberschwingungen. In Präsenz der nach [110] maximal zulässigen 5. Spannungsüberschwingungen U_5 von 6% liegen die Klirrfaktoren THD_1 im Bereich von 5% (VF-DPC) bis 13% (VOC) [63].

Da die spannungsorientierte Regelung besonders häufig angewendet wird, sind Techniken zur Unterdrückung erhöhter Stromüberschwingungen durch Spannungsunsymmetrie und Spannungsüberschwingungen entwickelt worden. Die Verfahren basieren auf parallelen, selektiv auf das Spannungsgegensystem und auf einzelne Stromüberschwingungen abgestimmte Stromregler. Die Detektion und Regelung der einzelnen Stromanteile erfolgt in parallelen Park-Komponentensystemen, die auf unterschiedliche Frequenzen synchronisiert sind. Die Entkopplung der Regelpfade ist über reellwertige Hochpassfilter in Clarke-Komponenten und ergänzend bzw. alternativ mit reellwertigen Tiefpassfiltern in Park-Komponenten realisiert (Abbildung 3.5).

In [102] wird der Einfluss der Spannungsunsymmetrie durch zwei parallele Stromregelungen für das Mit- und Gegensystem kompensiert (Double synchronous rotating frame, DSRF). Um Stromharmonische in Folge von Spannungsharmonischen zu vermeiden, wird die Regelungsstruktur um weitere parallele Regelzweige erweitert [101] (Multiple rotating frame, MRF).



(a)



(b)

Abbildung 3.5: a) Selektive parallele Regelung der Stromunsymmetrie und Stromüberschwingungen.
 b) Einzelner SRF-Regelzweig des MRF-Verfahrens.

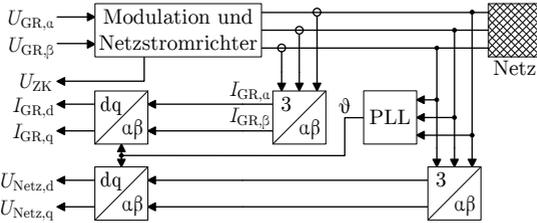
3.3.1.2 Regelungsverfahren Wechselrichter

Die Entwurfsziele für Wechselrichter stimmen mit der Auslegung eines Gleichrichters weitgehend überein (vgl. Abschnitt 3.3.1.1). Durch die große Verbreitung der Wechselrichter in Netzanschlusskonzepten von regenerativen Einspeisern ist zusätzlich das Verhalten während Netzfehlern sowie die Möglichkeit zur Spannungsbandstabilisierung durch Blindleistungsbereitstellung von hoher Bedeutung.

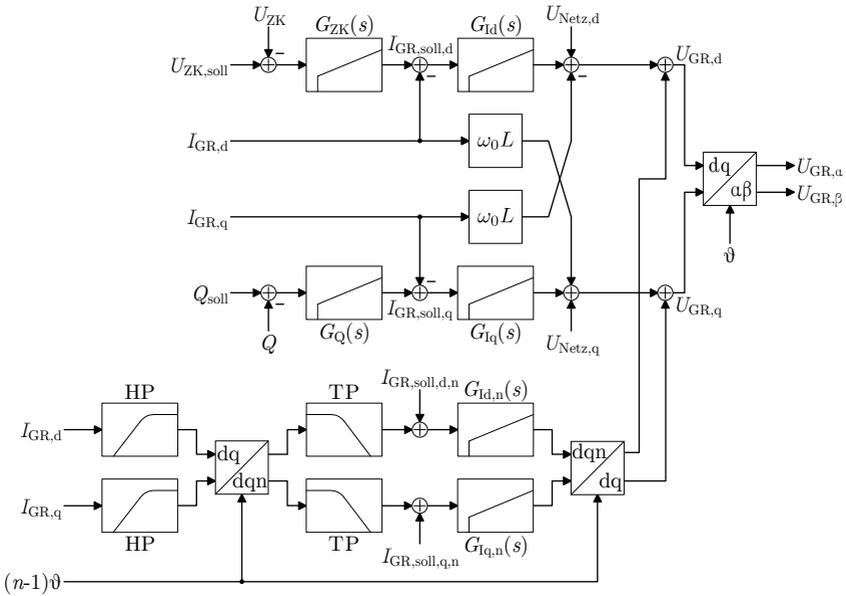
Die spannungsorientierte Regelung ist ebenfalls weit verbreitet, wobei neben der proportional-integralen Regelung in Park-Komponenten auch die Varianten der proportional-resonanten Regelung in Clarke-Komponenten und die Regelung im Zeitbereich genutzt wird [10]. Aufgrund des hohen Forschungsstands und der umfangreichen Praxiserfahrungen zur proportional-integralen Regelung in Park-Komponenten ist diese am weitesten verbreitet.

Die technischen Netzanschlussregelungen für den Anschluss der Erzeugeranlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz weisen deutlich höhere Ansprüche an die Symmetrie der eingespeisten Ströme und an die Oberschwingungsemissionen auf [121]. Um das Verhalten im Netzfehlerfall zu beherrschen und im Regelbetrieb symmetrische Ströme einzuspeisen, ist der Einsatz von DSRF-Regelungen zwingend erforderlich. Die Unterdrückung der Stromoberschwingungen unter nicht-idealen Netzspannungen wird intensiv in der Forschung diskutiert. Verschiedene Verfahren zur Unterdrückung der harmonischen Stromanteile werden verwendet:

- Detektion und proportional-integrale Regelung der einzelnen Stromanteile in parallelen Park-Komponenten unter Verwendung reellwertiger Tief- oder Hochpassfilter (MRF-Ansatz, Abbildung 3.6b).
- Detektion und proportional-resonante Regelung der einzelnen Stromoberschwingungen in Clarke-Komponenten (Abbildung 3.6c). Die Filterung und Transformation der Messgröße in Park-Komponenten entfällt hierbei, da der resonante Regler nur auf die jeweilige Oberschwingung abgestimmt ist. Dies reduziert die Komplexität und den Rechenaufwand des Algorithmus erheblich, jedoch ist der analytische Reglerentwurf der resonanten Regler komplex und es wird häufig auf die Reglereinstellung im realen Betrieb zurückgegriffen. Dieser Ansatz wird als Grundschwingungsregelung in Park-Komponenten mit harmonischer Unterdrückung in Clarke-Komponenten klassifiziert (Double Synchronous Rotating Frame with Stationary Frame Generalized Integrators Harmonic Control, DSRF-SGI).
- Detektion und proportional-resonante Regelung der einzelnen Stromoberschwingungen in Park-Komponenten der Grundschwingungsregelung (Abbildung 3.6d). Diese von *Liserre et al.* als *PI-RES* [60] benannte Struktur zielt auf die Kompensation von Stromrichteroberschwingungen der Einspeiseeinheiten in Folge charakteristischer Spannungsoberschwingungen ab, die

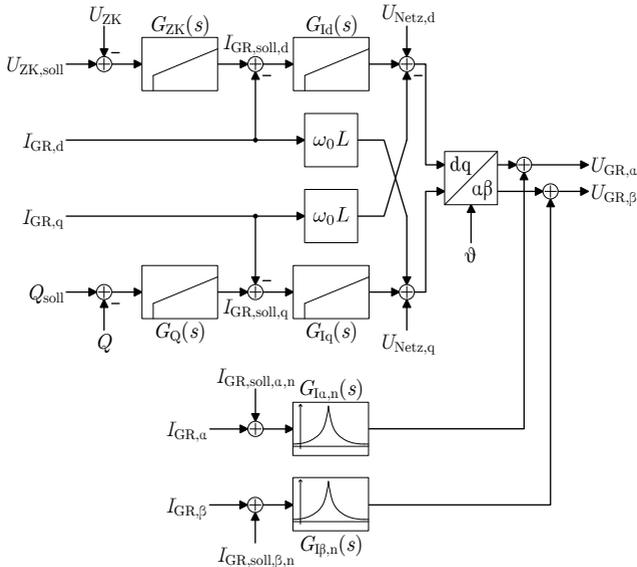


(a) Strecke und Messgrößen.

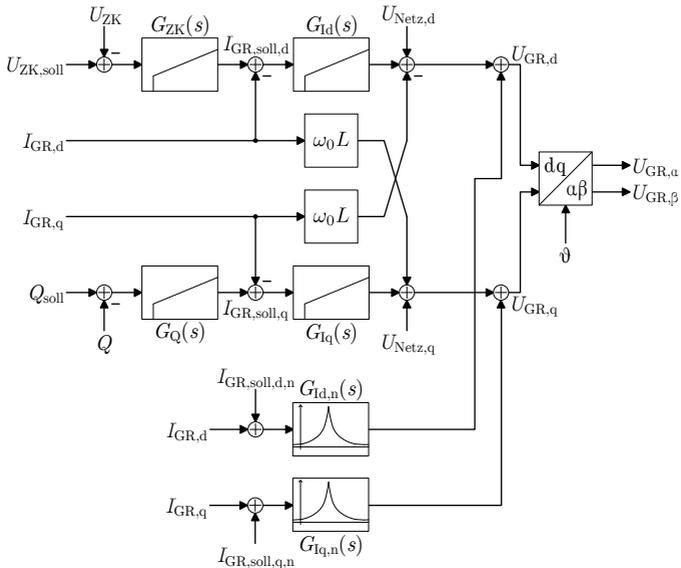


(b) MRF-Ansatz. Eigene Darstellung nach [10] basierend auf [72].

Abbildung 3.6: Konzepte zur Unterdrückung von Stromüberschwingungen in leistungselektronischen Einspeiseeinheiten erneuerbarer Erzeuger.



(c) DSRF-SGI. Eigene Darstellung nach [56].



(d) DSRF-PSI. Eigene Darstellung nach [60].

durch netzgeführte Drehstrombrückenschaltungen der Pulszahl p erzeugt werden. Netzgeführte Drehstrombrücken emittieren unter symmetrischen Betriebsbedingungen Oberschwingungspaare der Ordnung $pn \pm 1$, wobei die Oberschwingung der Ordnung $pn - 1$ ein reines Gegensystem darstellt, die Ordnung $pn + 1$ ein Mitsystem. Die Darstellung in netzsynchronen Park-Komponenten stellt das entstandene Mit- und Gegensystem als Oberschwingung der Ordnung pn dar. Die benötigte Rechenkapazität sinkt, da ein proportional-resonanter Regler, abgestimmt auf die Ordnung pn , für die Kompensation von zwei Oberschwingungsanteilen genügt. Dieses Konzept wird als Double Synchronous Rotating Frame with Proportional-Sinusoidal Harmonic Control (DSRF-PSI) bezeichnet.

Die Anwendung des DSRF-PSI Verfahrens ist für die Oberschwingungskompensation in Verteilnetzen ungeeignet, da die spezielle Phasenlage der Strom Oberschwingungen in Folge der Überlagerung vieler ein- und zweiphasig angeschlossener Verbraucher nicht gewährleistet ist [56, 65, 72]. Eine Betrachtung hierzu findet sich in Anhang C.

3.3.1.3 Regelungsverfahren elektronischer Leistungsfiler

Während die Entwurfsziele der Gleich- und Wechselrichter eine große Überschneidung aufweisen, ist die Konzeption elektronischer Leistungsfiler (Active Power Filter, APF) grundlegend anderer Art. Durch Stromeinprägung bei parallelkompensierenden Filtern (Shunt Active Power Filter) bzw. Spannungseinprägung bei serienkompensierenden Filtern soll aktiv die Spannungsqualität im Netz verbessert werden. Die Netzstromrichter werden ohne Last oder Einspeisung betrieben, so dass ein Wirkleistungstransfer nur zur Verlustdeckung erforderlich ist.

Die Konverter sind auf ein schnelles Reaktionsvermögen und eine hohe Bandbreite der Stromregelung optimiert, die Bauteildimensionierung und Verlustoptimierung ist diesen Zielen untergeordnet. Aus dieser Auslegung folgt ein wesentlicher Unterschied im Aufbau des Regelungsverfahrens. Die analysierten Verfahren zum Betrieb von Gleich- und Wechselrichtern unter nichtidealen Eingangsspannungen weisen parallele Regelungspfade $R_k(s)$ auf, deren Regelgrößen über ein selektives Vorfilter $M(s)$ entkoppelt werden (vgl. Abbildung 3.5a). Im Gegensatz dazu weisen elektronische Leistungsfiler eine Stromregelung nach Abbildung 3.7 auf.

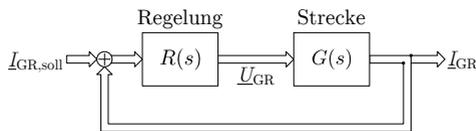


Abbildung 3.7: Typische Realisierung der Stromregelung elektronischer Leistungsfiler.

Über 20 algorithmische Filteransätze zur Detektion der zu kompensierenden Spannungsphänomene und Berechnung des Referenzsignals $\underline{U}_{GR,ref}$ für elektronische Leistungsfiler sind bekannt [6, 87]. Es werden *selektive Kompensationsverfahren*, bei denen nur bestimmte Merkmale gefiltert werden, und die *Gesamtkompensation* unterschieden, deren Regelungsziel sinusförmige symmetrische Drehstromgrößen sind (Abbildung 3.8a). Eine weitere Unterscheidung erlaubt die Eingangsgröße der Detektion, die über den Laststrom I_{Last} , den Strom im Versorgungsnetz I_{Netz} und die Versorgungsspannung U_{Netz} erfolgen kann [2] (Abbildung 3.8b).

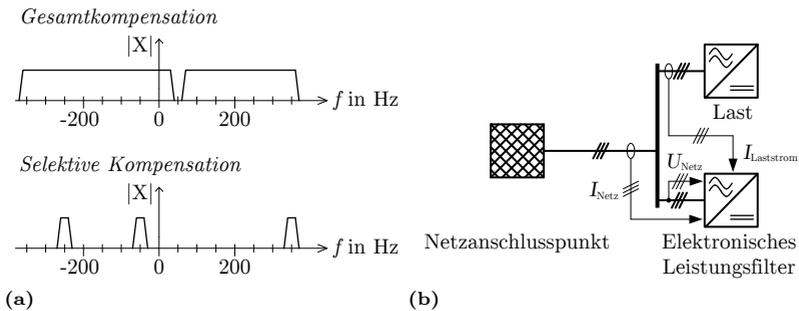


Abbildung 3.8: Unterscheidung der Detektionsverfahren:

- a) Nach der Selektivität des Berechnungsverfahrens.
- b) Nach dem Eingangssignal des Detektionsverfahrens.

Die Regelung der Leiterströme und der Zwischenkreispannung des Stromrichters erfolgt mit einer Vielzahl unterschiedlicher Verfahren, die in den Metastudien [6, 87] kategorisiert werden. Neben den in Abschnitt 3.3.1.2 aufgezählten Varianten der spannungsorientierten Regelung werden geregelte Modulationsstrategien wie die Hystereseregulierung oder Stromregelungen höherer Ordnung eingesetzt. Ein weiteres Unterscheidungsmerkmal ist die hohe Taktung der Halbleiterschalter, um ein gutes Sprungantwortverhalten zu erzielen. Die durchschnittliche Taktung der IGBTs liegt im Bereich von 20 kHz bis 50 kHz.

Der Betrieb des Netzstromrichters der Schnellladestation mit dem Ziel, auch die Netzspannung zu stabilisieren, Stromunsymmetrien auszugleichen und Stromober-schwingungen zu filtern, weist eine Übereinstimmung zu den Regelungsverfahren von parallelkompensierenden Leistungsfilern (Shunt Active Power Filter, SAPF) auf. Bei der Konzeption der Netzstromregelung der Schnellladestation soll in der Systemauslegung der Charakter eines aktiven Gleichrichters erhalten bleiben und dessen typischen Entwurfsziele möglichst beibehalten werden. Über die umfassende Metastudie von *Latran et al.* zum derzeitigen Stand der Technik für parallelkompensierende elektronische Leistungsfiler [6] lässt sich die Abgrenzung zu Netzstromrichtern präzisieren. In Tabelle 3.4 ist die Gesamtanzahl der er-

fassten publizierten Regelungsverfahren in Abhängigkeit des Kompensationsziels dargestellt. Über die Selektion der Verfahren, die der ausgewählten Topologie in Abschnitt 3.2 entsprechen und eine spannungsorientierte Regelung mit einer Pulsweitenmodulation aufweisen, werden mögliche Regelungsansätze selektiert.

Filterziel			Merkmale				
Blindleistung	Strom OS	Symmetrierung	Gesamtanzahl	∅ 2-Level-VSC	∅ VOC	∅ S(V)PWM	∅ & ∅ & ∅
x	-	-	15	7	7	7	4
-	x	-	3	1	1	0	0
x	x	-	4	2	2	1	0
x	-	x	4	4	3	2	2
-	x	x	24	13	1	2	1
x	x	x	8	8	3	3	1

Tabelle 3.4: Untersuchung einer Metastudie über parallelkompensierende elektronische Leistungsfilter unter Verwendung einer spannungsorientiert geregelten, PWM-modulierten zweistufigen Drehstrombrücke.
Eigene Auswertung der Metastudie [6], Tabelle 2.

Die beiden ausgewählten Verfahren zur Blindleistungskompensation und Symmetrierung gleichen dem bereits vorgestellten DSRF-Ansatz (Abbildung 3.6b); die Nutzung als aktives Filter erfordert jedoch eine unterschiedliche Detektion der Referenzströme. In [100] erfolgt eine Schiefastsymmetrierung, so dass die Detektion und Sollwertvorgabe über die Messung der Netzstrom-Gegensystemkomponente im Gegensystem-SRF der Stromregelung erfolgt. Im Gegensatz dazu wird in [61] eine Spannungsunsymmetrie kompensiert, die zur Berechnung der Kompensationsströme eine Netzspannungsmessung und Detektion der Gegensystemkomponente eine auf das Gegensystem synchronisierte Park-Transformation nutzt.

Deutlich abweichend sind die Ansätze zur zusätzlichen Oberschwingungsregelung durch eine Gesamtkompensation [54, 88]. Die Detektion und Referenzwertberechnung erfolgt mit einem netzsynchronen SRF, in dem Abweichungen zu symmetrischen sinusförmigen Netzgrößen als Wechselanteil erscheinen. Durch Hochpassfilterung werden die Wechselanteile erfasst und als Kompensationssignal genutzt. Der Ansatz benötigt einen reduzierten Rechenbedarf, jedoch ist der Schutz der elektronischen Leistungsfilter vor Überlast komplex. Zudem ist sicherzustellen, dass Rundsteuersignale nicht über die Gesamtkompensation unzulässig bedämpft werden. Aus diesen Gründen wird die Gesamtkompensation zur Kompensation einzelner Lasten eingesetzt, bei der die benötigte Kompensationsleistung exakt

ermittelbar ist und über Verdrosselung des gemeinsamen Netzanschlusses der nichtlinearen Last und des leistungselektronischen Filters sichergestellt ist, dass Rundsteuersignale nicht unzulässig kompensiert werden.

Über den Umfang der Metastudie hinaus sind noch zwei weitere publizierte Kompensationsverfahren relevant. *Hasenkopf* entwickelt ein Verfahren zur Symmetrierung von Bahnstromlasten [43]. Der Ansatz basiert auf einem DSRF; zur Detektion und Entkopplung der Mit- und Gegensystemkomponenten wird ein Störgrößenbeobachter genutzt. *Newman* optimiert die Anzahl notwendiger Rechenoperationen für die parallelen Regelzweige des MRF-Verfahrens, indem er die Filterung und Regelung in Clarke-Komponenten implementiert [72].

3.3.1.4 Phasenregelkreis

Synchronous Reference Frame Phase Lock Loop

Die spannungsorientierte Regelung elektrischer Größen in Park-Komponenten erfordert eine Kenntnis der aktuellen Amplitude und Phasenlage der Netzspannung. Für die Synchronisation der Netzstromrichter ist eine hohe Güte der Schätzung und ein schnelles Reaktionsvermögen auf Spannungsänderungen erforderlich. Gleichzeitig sind Störungen wie etwa eine Unsymmetrie der Netzspannung und Spannungsüberschwingungen zu unterdrücken.

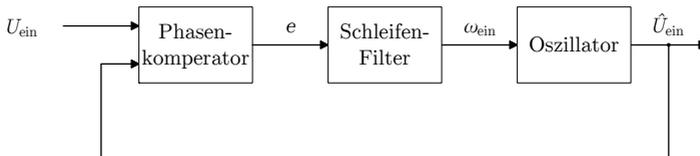


Abbildung 3.9: Wirkschaltbild eines Phasenregelkreises.

Eine Möglichkeit zur Bestimmung des Netzwinkels ist der Phasenregelkreis. Prinzipiell besteht ein Phasenregelkreis (Abbildung 3.9) aus einem Phasenkomparator, der die Abweichung des tatsächlichen Phasenwinkels zum geschätzten Phasenwinkel in Form einer Regelabweichung bewertet. Ein Schleifenfilter minimiert den Phasenfehler durch Variation eines steuerbaren Oszillators. Der von *Kaura* und *Blasko* [48] vorgeschlagene *Synchronous Reference Frame PLL* (SRF-PLL) ist die volldigitale Implementierung eines Phasenregelkreises, welcher die Park-Transformation des Dreiphasensystems als Phasenkomparator verwendet, einen proportional-integral Regler als Schleifenfilter und einen Integrator als steuerbaren Oszillator (Abbildung 3.10). Synchronisationsverfahren auf Basis des volldigital in Software implementierten Phasenregelkreises haben sich bei Netzstromrichtern durchgesetzt [10].

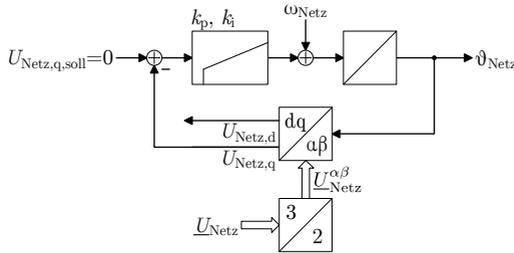


Abbildung 3.10: Wirkungsplan des volligitalen Phasenregelkreises, eigene Darstellung nach [48].

Erweiterte Phasenregelkreis-Strukturen

Wie von *Golestan* und *Guerrero* durch Analyse der Übertragungsfunktion des geschlossenen Regelkreises bewiesen [38], weist der Phasenregelkreis das Verhalten eines frequenzadaptiven komplexen Bandpassfilters auf. Unter symmetrischen, ungestörten Drehstromgrößen als Eingangssignal ermöglicht der Phasenregelkreis eine präzise Schätzung bei gleichzeitig hoher Bandbreite. Spannungsüberschwingungen und eine Spannungsunsymmetrie beeinträchtigen die Funktion des Phasenkompeutors, was eine Störgröße mit reinem Wechselanteil zur Folge hat. Eine Reduktion der Bandbreite des Schleifenfilters dämpft den Einfluss der Störgröße, bewirkt aber damit längere Sprungantwortzeiten. Bei schnellen Variationen der Netzspannung liegt eine stark abweichende Winkelschätzung vor, was unkontrollierte Ströme des Netzstromrichters zur Folge hat. Die Abstimmung des Phasenregelkreises liegt somit im Zielkonflikt zwischen einer präzisen Schätzung hoher Bandbreite und einer akzeptablen Störunterdrückung.

Aus diesem Grund ist die Verbesserung der Störunterdrückung des Phasenregelkreises Gegenstand der Forschung. *Golestan et al.* untersuchen in [39] erweiterte Phasenregelkreis-Strukturen, die eine verbesserte Störunterdrückung aufweisen. Der *Extended Multiple Rotating Frame PLL* (MRF PLL) [101], der *Multiple Second-Order Generalized Integrator-PLL* (MSOGI-PLL) [79] und der *Multiple Complex Coefficient Filter-PLL* (MCCF-PLL) [40] erzielen eine sehr hohe Unterdrückung der Spannungsphänomene und erlauben eine breitbandige Auslegung des Phasenregelkreises. Alle Verfahren basieren auf einer Auswahl der selektiv zu schätzenden Gegensystemspannung und der Spannungsüberschwingungen. In Hinsicht des Implementierungsaufwandes weist der MCCF-PLL deutliche Vorteile gegenüber der MRF-Struktur auf [39].

Erweiterung um ein MCCF-Vorfilternetzwerk

Der Aufbau des MCCF-Vorfilternetzwerks ist aus den in der Nachrichtentechnik angewandten Verfahren zur Dekomposition digital quadraturamplitudenmodulierter

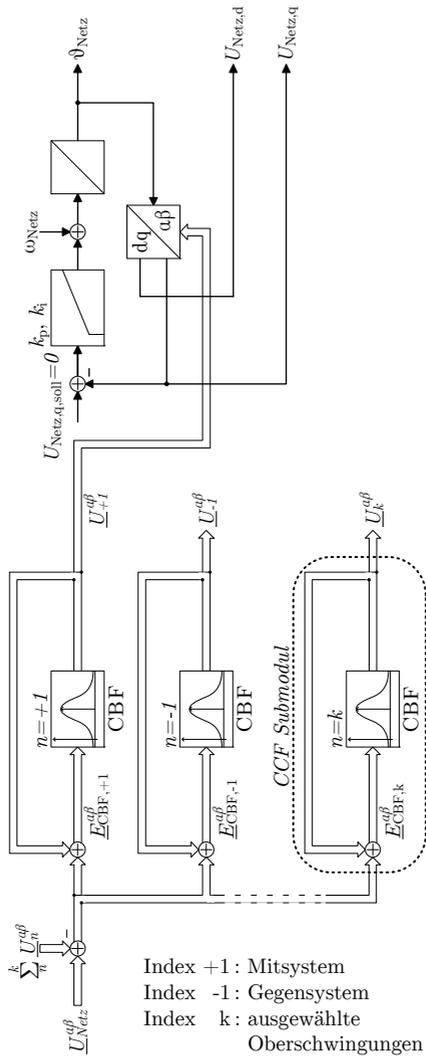


Abbildung 3.11: Struktur des MCCF-Phasenregelkreises, eigene Darstellung nach [40].

Signale inspiriert [42]. Der MCCF-PLL nach *Guo et al.* deutet die in Clarke-Komponenten dargestellte Netzspannung als quadraturamplitudenmoduliertes Signal. Über eine komplexwertige Bandpassfilterbank werden die einzelnen Signalanteile des Mit- und Gegensystems und ausgewählter Oberschwingungen geschätzt. Der Phasenregelkreis erhält als Eingangssignal die durch Filterung gewonnene Mitsystem-Komponente der fundamentalen Spannung (Abbildung 3.11). Die Vorzüge der rückgekoppelten Regelungsstruktur sind:

- Die Auswertung der Polaritätsinformation des Eingangssignals, so dass nur auf das Mitsystem der Spannung synchronisiert wird.
- Die rückgekoppelte Struktur erzielt eine Dämpfung von 40 dB/Dekade.
- Eine rechenzeitoptimierte Implementierung in Clarke-Komponenten liegt vor.

Für die detaillierte Analyse, Optimierung und Auslegung des komplexwertigen Filters sei auf das Kapitel 4 verwiesen.

3.3.1.5 Zusammenfassung

Die spannungsorientierte Regelung stellt für den Einsatz der Drehstrombrücke als *Netzstromgleich-* und *wechselrichter* das bevorzugte Regelungsverfahren dar. Der Oberschwingungsgehalt der gestellten Ströme nimmt in Gegenwart von Spannungsunsymmetrie und Spannungsoberschwingungen zu, weswegen das Regelungsverfahren um parallele, selektiv abgestimmte Stromregler zur Überwindung des Phänomens fortentwickelt wurde.

Hohe Verbreitung haben MRF-basierte Erweiterungen der Regelungsstruktur des Netzstromrichters. Neben der MRF-Struktur existiert mit der in Phasenregelkreisen eingeführten MCCF-Struktur ein zur MRF-Struktur ähnliches Verfahren zur polaritätssensitiven, selektiven Schätzung einzelner Frequenzanteile.

Zur Blindleistungskompensation, Spannungsbandstabilisierung und Schiefastkompensation ist das MRF-basierte spannungsorientierte Regelungsverfahren bei *elektronischen Leistungsfiltern* ebenfalls mit einem hohen Anteil vertreten. Bei zusätzlicher Oberschwingungskompensation dominieren hingegen Gesamtkompensationsverfahren, deren Referenzsignal durch eine einzelne Stromregelung hoher Bandbreite umgesetzt wird.

3.3.2 Konzeption des Regelungsverfahrens

3.3.2.1 Selektive spannungsorientierte proportional-integrale Regelung

Nach Auswertung des Stands der Technik wird die spannungsorientierte Regelung für die Ansteuerung des aktiven Gleichrichters ausgewählt. Die Regelung weist eine kaskadierte Struktur mit überlagerter Zwischenkreisspannungs- und Blindleistungsregelung und einer unterlagerten Stromregelung auf. Die Stromregelung erfolgt mit einem proportional-integralen Ansatz durch eine Zustandsrückführung mit Integral-Verhalten durch einen Bypass-Integral-Regler [80] (vgl. Abschnitt 3.3.2.4 und 3.3.2.5). Entsprechend dem Einsatz als Gleichrichter wird eine verlustoptimierte Taktung der Halbleiter deutlich unter 10 kHz gefordert.

Die zu kompensierende Gegensystem- und Oberschwingungsleistung des Verteilungsnetzes kann die Nennleistung des aktiven Gleichrichters deutlich übersteigen. Um eine effektive Begrenzung der Stellgrößen zu gewährleisten und die Wirkleistungsaufnahme des Ladeprozesses den Kompensationsdienstleistungen gegenüber priorisieren zu können, wird ein *selektives Kompensationsverfahren* implementiert. Die Wahl eines selektiven Kompensationsverfahrens stellt zugleich sicher, dass Rundsteuersignale durch die aktive Kompensation nicht beeinträchtigt werden.

Die spannungsorientierte Regelung erfordert eine präzise Schätzung der Amplitude und der Phasenspannungen des Drehstromsystems, wozu eine erweiterte PLL-Struktur nach Abschnitt 3.3.1.4 eingesetzt wird. Sowohl der Phasenregelkreis wie auch die Stromregelung weisen eine selektive Struktur zur Kontrolle einzelner Stromspektren auf. Für die Optimierung des Implementierungsaufwands ist es naheliegend, identische Entkopplungsverfahren in der Messwertrückführung der Stromregelung und in dem PLL einzusetzen. Zur Auswahl der einzusetzenden Technik wird im folgenden Abschnitt der MRF- und MCCF-Ansatz verglichen.

3.3.2.2 Auswahl des selektiven Detektionsverfahrens

MRF-Struktur

Anwendungen der MRF-Struktur zur Detektion und Entkopplung gehen bis in das Jahr 1968 zurück. *Krause* [53] setzt das Verfahren auf Analogrechnern zur Berechnung der Stromoberschwingungen von Asynchronmaschinen unter dem Einfluss von Spannungsoberschwingungen ein, womit die Methode zur Analyse elektrischer Netze und Maschinen etabliert wurde. Patente auf Regelungsverfahren unter dem Einsatz von MRF-Strukturen in Stromrichtern lassen sich in das Jahr 1994 zurückführen [81], der erste publizierte Einsatz der Struktur in einer volldigitalen Regelung geht auf das Jahr 2000 zurück [23]. Die Zeitspanne zwischen der ersten Publikation des Verfahrens für analytische Betrachtungen, der Patentmeldung und dem ersten publizierten praktischen Einsatz in volldigitalen Stromregelungen ist auf die Marktverfügbarkeit der erforderlichen Rechenleistung zurückzuführen.

Die MRF-Regelungsstruktur ist sowohl für die Optimierung der modulierten Ströme von Netz- und Antriebsstromrichter wie auch für die aktive elektronische Leistungsfilterung anwendbar. Die MRF-Struktur nach Abbildung 3.12a erfüllt zwei Funktionen:

- Die polaritätssensitive Detektion der Eingangsgröße und
- die Entkopplung der parallelen Reglerzweige.

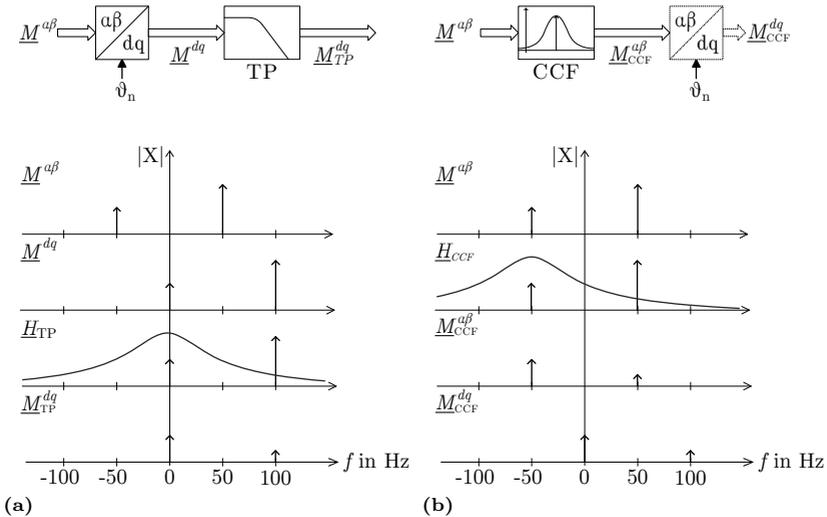


Abbildung 3.12: Polaritätssensitives Filter, $n = -1$, $\omega_c = \frac{1}{\sqrt{2}} \omega_{\text{Netz}}$.

- Funktionsweise des MRF-Filterzweigs,
- Äquivalente Filterung durch ein komplexes Bandpassfilter.

Die Darstellung der gemessenen Größen in mit $f_n = n f_{\text{Netz}}$ rotierenden Park-Komponenten bildet das Frequenzspektrum um $-n f_{\text{Netz}}$ Hz verschoben ab (Abbildung 3.12a). Die anschließende reellwertige Tiefpassfilterung $H_{\text{TP}}(p)$ der Bandbreite ω_c der d- und q-Komponenten dämpft unerwünschte spektrale Anteile im Ausgangssignal des MRF-Detektors und bewirkt damit eine näherungsweise Entkopplung der Signale.

$$H_{\text{TP}}(p) = \frac{\omega_c}{p + \omega_c}. \tag{3.1}$$

Eine äquivalente Filterung ist durch Frequenztransformation des Tiefpassfilters unter Verwendung von $p = s + j n \omega_{\text{Netz}}$ erzielbar (Abbildung 3.12b). Die Frequenztransformation führt eine Kopplung zwischen den orthogonalen α und β

Komponenten ein, weswegen die Übertragungsfunktion des Bandpassfilters in komplexer Form zu beschreiben ist:

$$\underline{H}_{\text{CCF}}(s) = \frac{\omega_c}{s + j n \omega_{\text{Netz}} + \omega_c} \quad (3.2)$$

In Abbildung 3.12 wird ein Tief- bzw. Bandpass erster Ordnung mit einer Bandbreite von $\omega_c = \frac{1}{\sqrt{2}} \omega_{\text{Netz}}$ eingesetzt. Die erzielte Dämpfung von Signalanteilen nah zur Abstimmfrequenz ist nicht optimal, so dass eine signifikante Restwelligkeit im Ausgangssignal bestehen bleibt. Eine verbesserte Unterdrückung ungewünschter Signalanteile wird durch den Einsatz eines Filters höherer Ordnung erzielt. Eine verringerte Bandbreite des Filters ω_c optimiert die Dämpfung ebenfalls, was jedoch das dynamische Verhalten des Ausgangssignals verschlechtert. Eine weitere Option stellen rückgekoppelte Detektionsstrukturen dar.

Rückgekoppelte Detektionsstruktur

Rückgekoppelte Detektionsstrukturen wie die MCCF-Filterstruktur nach Abbildung 3.11 ziehen die geschätzten spektralen Anteile aus dem Eingangssignal ab. Damit wird eine deutlich verbesserte Entkopplung im Vergleich zu offenen Detektionsstrukturen erzielt.

Rückgekoppelte Vorfilterstrukturen in Park-Koordinaten erfordern einen erheblich gesteigerten Rechenaufwand, da eine Rücktransformation in ein einheitliches Komponentensystem (z.B. Clarke-Komponenten) für die Rückkopplung zwingend erforderlich ist. Aus diesem Grund ist die rückgekoppelte Variante nur bei Konfigurationen mit geringer Kanalzahl wie dem DSRF-Ansatz zur Regelung des Mit- und Gegensystems der Fundamentalen praktikabel [76, 78].

Die MCCF-Vorfilterstruktur nutzt parallele, rückgekoppelte komplexe Bandpässe. Alle Filterzweige sind in Clarke-Koordinaten implementiert, womit auf zusätzlichen Rechenaufwand durch Transformationsvorschriften in den Rückkoppelpfaden verzichtet werden kann.

Aufgrund der Vorzüge der rückgekoppelten MCCF-Bandpassfilterbank durch die ideale Unterdrückung geschätzter Größen im stationären Zustand wird das Verfahren zur Detektion ausgewählt. Da der Einsatz der MCCF-Struktur in der Detektion- und Stromregelung des Netzstromrichters deutlich von der Anwendung in einer Phasenregelkreisstruktur abweicht, wird die Abstimmung der Bandpassfilterbank in Kapitel 4 ausführlich diskutiert.

3.3.2.3 Übersicht über die Regelungsstruktur

Ein Überblick über die gesamte Regelungsstruktur des Netzstromrichters ist in Abbildung 3.13 gegeben. Die spannungsorientierte Regelung in Park-Komponenten besteht aus überlagerten Reglern zur Kontrolle der Zwischenkreisspannung und der netzseitig notwendigen Blindleistung zur Spannungsbandstabilisierung sowie einem Phasenregelkreis zur Netzsynchrosynchronisation. Die unterlagerten Wirk- und Blindstromregler werden um parallele Regelzweige zur Kontrolle des Gegensystems der Fundamentalen und ausgewählter Oberschwingungen ergänzt. Die Detektion der einzelnen Frequenzanteile und die Entkopplung der parallelen Regelzweige erzielen mehrere MCCF-Strukturen.

Eine MCCF-Struktur dient zur hochdynamischen Netzspannungssynchronisation wie von *Guo et al.* vorgeschlagen (MCCF U_{Netz}) [40]. Je nach Ausprägung der Gesamtprozessregelung (vgl. Kapitel 3.4) sind eine bzw. zwei weitere MCCF-Strukturen notwendig. Im Szenario *Netzautomatisierung* mit Kommunikation der Sollwerte für gewünschte Kompensationsdienstleistungen des Netzstromrichters wird eine weitere MCCF-Filterbank zur Regelung der Umrichterströme benötigt (MCCF U_{GR}).

Die parallelen Regelzweige erhalten als rückgeführten Messwert die in der MCCF Struktur geschätzten Clarke-Komponenten der Gleichrichterströme. Die Messwert-rückführung unterscheidet sich bei den Mitsystemreglern der Fundamentalen. Diese erhalten als rückgeführten Messwert den gemessenen Wert abzüglich der separat geregelten Stromanteile:

$$\underline{I}_{\text{GR},+1,\text{ist}}^{\alpha\beta} = \underline{I}_{\text{GR},\text{ist}}^{\alpha\beta} - \sum_k \underline{I}_{\text{GR},\text{MCCF},n=k}^{\alpha\beta} , \quad (3.3)$$

$$\underline{I}_{\text{GR},k,\text{ist}}^{\alpha\beta} = \underline{I}_{\text{GR},\text{MCCF},k}^{\alpha\beta} \quad \text{für: } k \neq +1 . \quad (3.4)$$

Falls eine lokale Detektion und Berechnung der Kompensationsströme wie im Szenario des *klassischen Netzbetriebs* und der *Netzautomatisierung* ohne übergeordnete Berechnung der Kompensationssollwerte notwendig ist, wird eine dritte MCCF-Struktur zur Auswertung der Netzströme benötigt (MCCF I_{Netz}). Die geschätzten Leiterströme dienen als Sollwertrückführung der parallelen Regelzweige:

$$\underline{I}_{\text{GR},+1,\text{ist}}^{\alpha\beta} = \underline{I}_{\text{GR},\text{ist}}^{\alpha\beta} - \sum_k \underline{I}_{\text{GR},\text{MCCF},n=k}^{\alpha\beta} , \quad (3.5)$$

$$\underline{I}_{\text{GR},k,\text{ist}}^{\alpha\beta} = \underline{I}_{\text{Netz},\text{MCCF},k}^{\alpha\beta} \quad \text{für: } k \neq +1 . \quad (3.6)$$

In den folgenden Abschnitten werden die Modellbildung der Strecke, der Reglerentwurf, die Auswahl des Modulationsverfahrens sowie der lastseitige Stromrichter betrachtet.

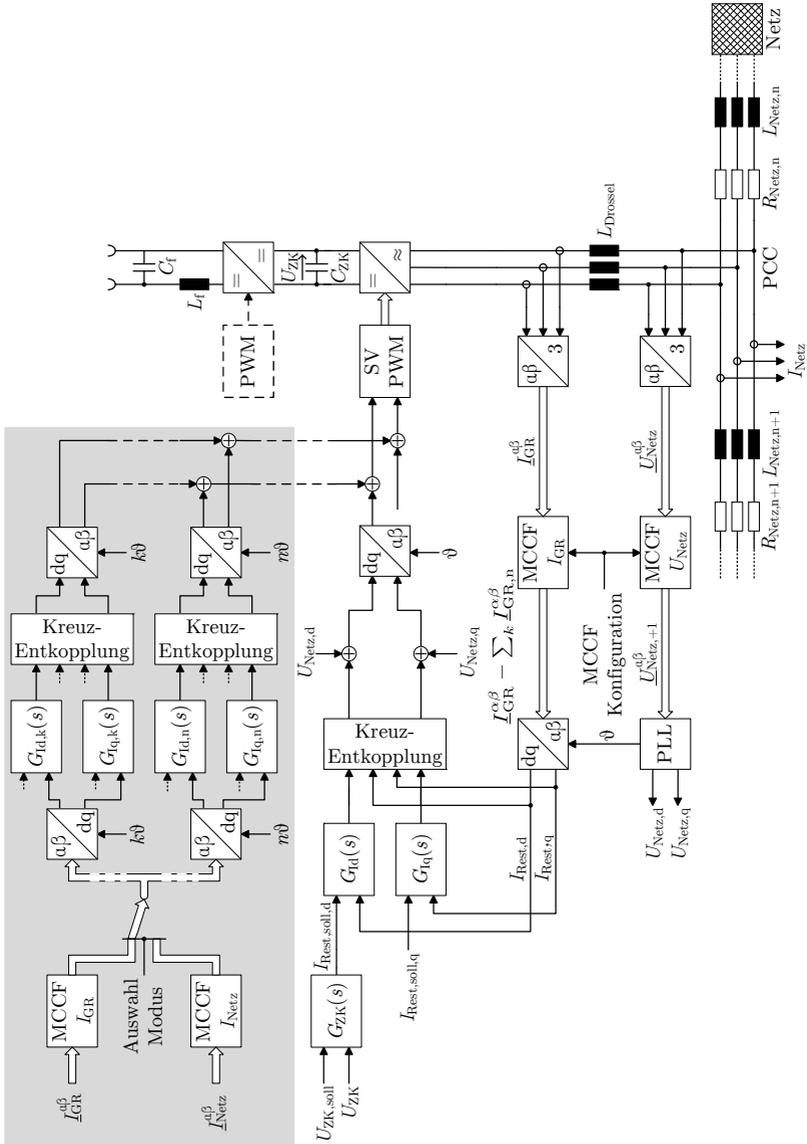


Abbildung 3.13: Konzippede Regelung des Netzstromrichters zur Erbringung von Netzdienstleistungen.

3.3.2.4 Entwurf der Stromregelung

Modellbildung der Regelstrecke

Die analytische Beschreibung des Netzstromrichters auf Basis der selbstgeführten Drehstrombrückenschaltung unter Vernachlässigung der Taktung der Halbleiterbauelemente leitet sich aus dem makroskopischen Ersatzschaltbild in Abbildung 3.14a ab. Durch Transformation der Originalgrößen Umrichterstrom, Netzspannung und Grundswingungsanteil der Umrichterspannung in eine Raumzeigerdarstellung in ruhenden Koordinaten (Anhang B.4) erfolgt die Darstellung nach Gleichungen 3.7 bis 3.9.

$$\underline{U}_{\text{Netz},s} = \frac{2}{3} \left[U_{\text{Netz},L1} + \underline{a} U_{\text{Netz},L2} + \underline{a}^2 U_{\text{Netz},L3} \right] \quad (3.7)$$

$$\underline{U}_{\text{GR},s} = \frac{2}{3} \left[U_{\text{GR},L1} + \underline{a} U_{\text{GR},L2} + \underline{a}^2 U_{\text{GR},L3} \right] \quad (3.8)$$

$$\underline{I}_{\text{GR},s} = \frac{2}{3} \left[I_{\text{GR},L1} + \underline{a} I_{\text{GR},L2} + \underline{a}^2 I_{\text{GR},L3} \right] \quad (3.9)$$

$$\text{mit: } \underline{a} = e^{j \frac{2}{3} \pi}$$

Über die Phasendrosseln L_{Drossel} mit einem Windungswiderstand R_{Drossel} sind die Halbbrückenarme mit den Außenleitern des Netzes verbunden. Über die Modulation der Schaltzustände der Leistungshalbleiter wird die Stellgröße der Stromregelung $\underline{U}_{\text{GR},s}$ in Amplitude und Phasenlage der Grundschiwingung gegenüber der Netzspannung $\underline{U}_{\text{Netz},s}$ variiert, wodurch der gewünschte Stromfluss $\underline{I}_{\text{GR},s}$ nach Gleichung 3.10 erzielt wird (Abbildung 3.14b).

$$\begin{aligned} \underline{U}_{\text{GR},s} - \underline{U}_{\text{Netz},s} &= \underline{U}_{\text{Drossel},s} \\ &= R_{\text{Drossel}} \underline{I}_{\text{GR},s} + L_{\text{Drossel}} \frac{d\underline{I}_{\text{GR},s}}{dt} \end{aligned} \quad (3.10)$$

Die spannungsorientierte Regelung wird meist in Park-Koordinaten (Anhang B.3) implementiert. Die Herleitung der Strecke erfolgt über den Zwischenschritt der Transformation in eine Raumzeigerdarstellung in rotierenden Koordinaten unter Berücksichtigung des Drehsinns des Drehstromsystems $e^{j \vartheta_{\text{Netz}}}$ mit $\vartheta_{\text{Netz}} = \omega_0 t$.

$$\begin{aligned} (\underline{U}_{\text{GR},r} - \underline{U}_{\text{Netz},r}) e^{j \omega_0 t} &= R_{\text{Drossel}} \underline{I}_{\text{GR},r} e^{j \omega_0 t} + L_{\text{Drossel}} \frac{d(\underline{I}_{\text{GR},r} e^{j \omega_0 t})}{dt} \\ &= R_{\text{Drossel}} \underline{I}_{\text{GR},r} e^{j \omega_0 t} + L_{\text{Drossel}} \frac{d\underline{I}_{\text{GR},r}}{dt} e^{j \omega_0 t} \\ &\quad + j \omega_0 L_{\text{Drossel}} \underline{I}_{\text{GR},r} e^{j \omega_0 t} \end{aligned} \quad (3.11)$$

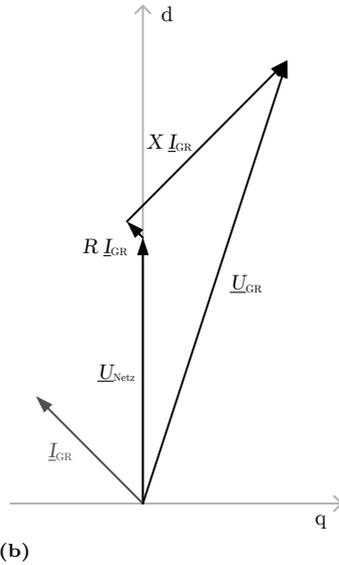
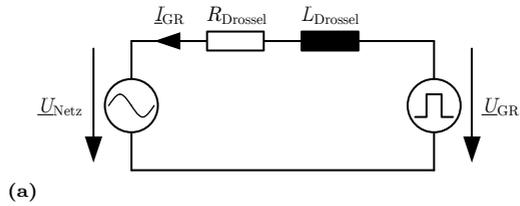


Abbildung 3.14: a) Makroskopisches einphasiges Ersatzschaltbild, b) Raumzeigerdiagramm bei ohmsch-kapazitiver Leistungsaufnahme des aktiven Gleichrichters.

$$\underline{U}_{GR,r} - \underline{U}_{Netz,r} = R_{Drossel} \underline{I}_{GR,r} + L_{Drossel} \frac{d\underline{I}_{GR,r}}{dt} + \underbrace{j \omega_0 L_{Drossel} \underline{I}_{GR,r}}_{\text{Kreuzkopplung}} \quad (3.12)$$

Die Transformation der Gleichung 3.12 durch die Transformationsvorschrift 3.13 führt auf die Darstellung in Park-Komponenten nach Gleichung 3.14. Durch Umformung entsprechend der Gleichungen 3.15 und 3.16 ergibt sich das in Abbildung 3.15 dargestellte Signalflussdiagramm der Strecke.

$$\begin{bmatrix} M_d \\ M_q \end{bmatrix} = \frac{1}{2} \begin{pmatrix} 1 & 1 \\ -j & j \end{pmatrix} \begin{bmatrix} M_r \\ M_r^* \end{bmatrix} \quad (3.13)$$

$$\underline{U}_{GR}^{dq} - \underline{U}_{Netz}^{dq} = R_{Drossel} \underline{I}_{GR}^{dq} + L_{Drossel} \frac{d\underline{I}_{GR}^{dq}}{dt} + j \omega_0 L_{Drossel} \underline{I}_{GR}^{dq} \quad (3.14)$$

$$\frac{dI_{GR,d}}{dt} = \frac{1}{L_{Drossel}} (U_{GR,d} - U_{Netz,d}) - \frac{R_{Drossel}}{L_{Drossel}} I_{GR,d} + \omega_0 L_{Drossel} I_{GR,q} \quad (3.15)$$

$$\frac{dI_{GR,q}}{dt} = \frac{1}{L_{Drossel}} (U_{GR,q} - U_{Netz,q}) - \frac{R_{Drossel}}{L_{Drossel}} I_{GR,q} - \omega_0 L_{Drossel} I_{GR,d} \quad (3.16)$$

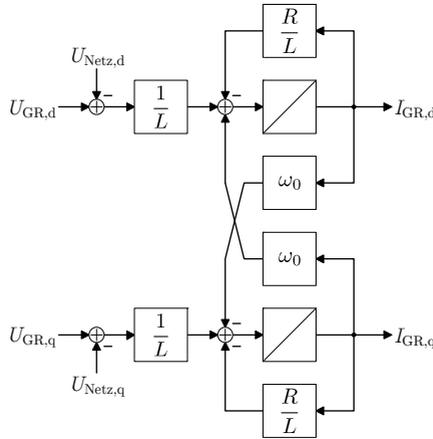


Abbildung 3.15: Signalflussdiagramm der zu regelnden Strecke.

Durch geeignete Wahl des Regelziels des Phasenregelkreises $U_{Netz,q} = 0$ entspricht die *direct*-Komponente (d-Komponente) des Stroms einem Wirkstrom, die *quadrature*-Komponente (q-Komponente) einem Blindstrom. Die Frequenztransformation bedingt einen Kreuzkopplungsterm zwischen der d- und q- Komponente in Gleichung 3.12, die im Regelungsverfahren zu kompensieren ist.

Reglerentwurf

Die Stromregelung erfolgt mit einem proportional-integralen Regler unter Verwendung einer Bypass-I-Struktur. Der Reglerentwurf ist hier in Kurzform dargestellt, der interessierte Leser sei auf die Darstellung in [43] verwiesen.

Die Netzspannung und der kreuzkoppelnde Spannungsanteil der Phasendrosseln wird als Störgröße vorgesteuert, womit die Darstellung der Regelstrecke in zwei Eingrößenregelungen nach Gleichung 3.17 und 3.18 in Abbildung 3.16 möglich ist.

$$\underline{U}_{\text{GR}}^{dq} = \underline{U}_{\text{Netz}}^{dq} + \Delta \underline{U}_{\text{GR}}^{dq}$$

$$\Delta U_{\text{GR},d} = R_{\text{Drossel}} I_{\text{GR},d} + L_{\text{Drossel}} \frac{dI_{\text{GR},d}}{dt} \quad (3.17)$$

$$\Delta U_{\text{GR},q} = R_{\text{Drossel}} I_{\text{GR},q} + L_{\text{Drossel}} \frac{dI_{\text{GR},q}}{dt} \quad (3.18)$$

Die Übertragungsfunktion des Netzstromrichters ergibt sich am Beispiel der d-Komponente zu

$$\frac{I_{\text{GR},d}(s)}{\Delta U_{\text{GR},d}(s)} = \frac{1}{R_{\text{Drossel}}} \frac{1}{1 + s \frac{L_{\text{Drossel}}}{R_{\text{Drossel}}}} = \frac{1}{R_{\text{Drossel}}} \frac{1}{1 + s \tau_{\text{Drossel}}}, \quad (3.19)$$

womit die Eingrößenregler die notwendige Spannungsabweichung $\Delta \underline{U}_{\text{GR}}^{dq}$ zur Umsetzung der Referenzstroms $\underline{I}_{\text{GR}}^{dq}$ bestimmen.

Die Stellgröße des Eingrößenreglers $\Delta U_{\text{GR},d}$ für die d-Komponente und die Führungsübertragungsfunktion ergibt sich im Laplace-Bereich zu:

$$\Delta U_{\text{GR},d}(s) = K_{\text{W}} \left[I_{\text{GR},d,\text{soll}} - K_1 I_{\text{GR},d} + \frac{1}{s T_1} (I_{\text{GR},d,\text{soll}} - I_{\text{GR},d}) \right] \quad (3.20)$$

$$\frac{I_{\text{GR},d}}{I_{\text{GR},d,\text{soll}}} = \frac{1 + s T_1}{1 + s T_1 \left(K_1 + \frac{R}{K_{\text{W}}} \right) + s^2 \frac{T_1 \tau_{\text{Drossel}} R}{K_{\text{W}}}} \stackrel{!}{=} \frac{1 + s T_1}{(1 + s T_1) (1 + s T_0)} \quad (3.21)$$

Ziel des Reglerentwurfs ist die Kompensation des durch das Integralglied erzeugten Zählerpolynoms $1 + s T_1$. Durch Koeffizientenvergleich wird der Rückföhrfaktor K_1 und Ausgangsfaktor K_{W} nach Gleichung 3.22 bestimmt, womit der verbleibende Freiheitsgrad die gewünschte Zeitkonstante T_0 der Sprungantwort ist.

$$K_{\text{W}} = \frac{L}{T_0}$$

$$K_1 = 1 + T_0 \left(\frac{1}{T_1} - \frac{1}{\tau_{\text{Drossel}}} \right) \quad (3.22)$$

Für die Wahl der Integrierzeitkonstanten T_1 hat sich in der Praxis folgender Zusammenhang bewährt:

$$T_1 \approx 2 T_0 \quad (3.23)$$

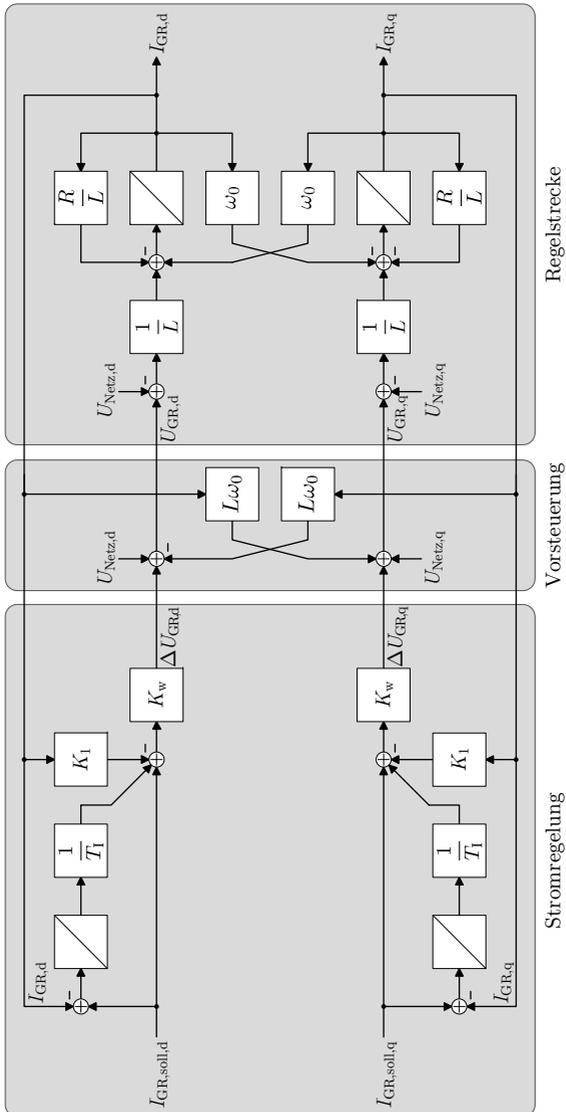


Abbildung 3.16: Stromregelung des aktiven Gleichrichters.
Eigene Darstellung nach [43].

3.3.2.5 Entwurf der Zwischenkreisspannungsregelung

Modellbildung der Regelstrecke

Die Zwischenkreisspannungsregelung hat die Aufgabe, die Zwischenkreisspannung in einem sicheren Betriebsbereich zu halten. Durch geeignete Auslegung der Zwischenkreiskapazität und der Regelzeitkonstanten muss sichergestellt sein, dass bei allen zu erwartenden Betriebszuständen ein selbstgeführter Betrieb des Netzstromrichters gegeben ist und dass die maximal auftretende Zwischenkreisspannung deutlich unterhalb der Spannungsfestigkeit der Halbleiterelemente und des Zwischenkreiskondensators geregelt ist.

Über das Ersatzschaltbild des Gleichspannungszwischenkreises (Abbildung 3.17) ist die Änderungsrate der Zwischenkreisspannung U_{ZK} über den zugeführten Netzstromrichter-Gleichstrom $I_{GR,ZK}$ und den Belastungsstrom I_{Last} gegeben.

$$\frac{dU_{ZK}}{dt} = \frac{1}{C_{ZK}} I_C = \frac{1}{C_{ZK}} (I_{GR,ZK} - I_{Last}) \quad (3.24)$$

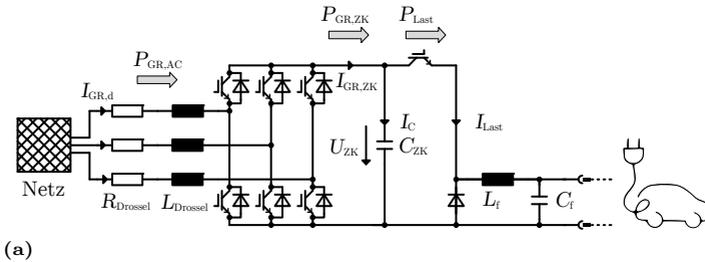


Abbildung 3.17: Ersatzschaltbild zur Herleitung der Regelstrecke.

Die Zwischenkreisspannungsregelung wird um eine Vorsteuerung der gemessenen Belastung P_{Last} ergänzt. Damit greifen Lastsprünge direkt auf die Wirkstromsollwerte des Netzstromrichters durch, was einer Störgrößenaufschaltung entspricht.

$$I_{GR,ZK} = I_{GR,ZK,U} + I_{GR,ZK,Last} \quad (3.25)$$

$$I_{GR,ZK,Last} = \frac{P_{Last}}{U_{ZK}} \quad (3.26)$$

Für die Berechnung des vorzusteuernenden Stromreferenzwertes $I_{GR,d,soll,Last}$ wird die Leistungsbilanz der Netz- und Gleichspannungsseite des Netzstromrichters betrachtet. Die Halbleiterverluste, die ohmschen Verluste und die Magnetisierungs-

energie der Phasendrosseln werden vernachlässigt. Weiterhin wird angenommen, dass die Netz- und Zwischenkreisspannung den Nennwerten entsprechen.

$$P_{GR,AC} = \frac{3}{2} (U_{Netz,d,N} I_{GR,d} + U_{Netz,q,N} I_{GR,q}) \quad (3.27)$$

$$P_{GR,ZK} = U_{ZK,N} I_{GR,ZK} \quad (3.28)$$

Der Phasenregelkreis zur Schätzung der Netzspannung regelt nach Abschnitt 3.3.1.4 die q-Komponente der Spannung $U_{Netz,q}$ zu 0 V aus. Somit berechnet sich der Zusammenhang des netzseitigen Wirkstroms $I_{GR,d}$ und des in den Zwischenkreis eingespeisten Stroms $I_{GR,ZK}$ zu:

$$I_{GR,ZK} = \frac{3}{2} \frac{U_{Netz,d,N}}{U_{ZK,N}} I_{GR,d} \quad (3.29)$$

Gleichung 3.29 in Gleichung 3.26 eingesetzt ergibt den vorzusteuern den Stromreferenzwert des Netzstromrichters $I_{GR,d,soll,Last}$:

$$I_{GR,d,soll,Last} = \frac{2}{3} \frac{1}{U_{Netz,d}} P_{Last} \quad (3.30)$$

Damit weist die Zwischenkreisspannung nur noch eine Abhängigkeit von dem Stromanteil der Zwischenkreisspannungsregelung $I_{GR,ZK,U}$ nach Gleichung 3.31 auf.

$$\frac{dU_{ZK}}{dt} = \frac{1}{C_{ZK}} \left(I_{GR,ZK,U} + \underbrace{I_{GR,ZK,Last} - I_{Last}}_{=0} \right) \quad (3.31)$$

Durch Einsetzen von Gleichung 3.32 in 3.31 und Laplace-Transformation des Ausdrucks ergibt sich die gesuchte Übertragungsfunktion des Netzwirkstroms auf die Zwischenkreisspannung nach Gleichung 3.33. Der Signalflussplan der Regelstrecke und der Vorsteuerung ist in Abbildung 3.18 auf Seite 86 dargestellt.

$$I_{GR,ZK,U} = \frac{3}{2} \frac{U_{Netz,d,N}}{U_{ZK,N}} I_{GR,d,U} \quad (3.32)$$

$$\frac{U_{ZK}}{I_{GR,d,U}} = \frac{1}{s} \frac{1}{C_{ZK}} \frac{3}{2} \frac{U_{Netz,d,N}}{U_{ZK,N}} \quad (3.33)$$

Reglerentwurf

Die Zwischenkreisspannungsregelung erfolgt ebenfalls mit einem proportional-integralen Regler unter Verwendung einer Bypass-I-Struktur nach [43]. Die Stellgröße der Zwischenkreisspannungsregelung berechnet sich zu

$$I_{GR,d,soll,U} = K_{W,ZK} \left[U_{ZK,soll} - K_{1,ZK} U_{ZK} + \frac{1}{s T_{1,ZK}} (U_{ZK,soll} - U_{ZK}) \right]. \quad (3.34)$$

Mit der Annahme, dass der unterlagerte Stromregler den Referenzwert $I_{GR,d,soll,U}$ instantan umsetzt, ist die Übertragungsfunktion des Regelkreises

$$\frac{U_{ZK}}{U_{ZK,soll}} = \frac{1 + s T_{I,ZK}}{1 + s T_{I,ZK} K_{1,ZK} + s^2 \frac{1}{K_{W,ZK}} C_{ZK} \frac{2}{3} \frac{U_{ZK,N}}{U_{Netz,d,N}} T_{I,ZK}} . \quad (3.35)$$

Die Kompensation des Zählerpolynoms $1 + s T_{I,ZK}$ ist wieder Entwurfsziel der Regelung. Durch Koeffizientenvergleich wird der Rückföhrfaktor $K_{1,ZK}$ und Ausgangsfaktor $K_{W,ZK}$ nach Gleichung 3.36 bestimmt, womit der verbleibene Freiheitsgrad die gewünschte Zeitkonstante $T_{0,ZK}$ der Sprungantwort ist.

$$\begin{aligned} K_{W,ZK} &= C_{ZK} \frac{2}{3} \frac{U_{ZK,N}}{U_{Netz,d,N}} \frac{1}{T_{0,ZK}} \\ K_{1,ZK} &= 1 + \frac{T_{0,ZK}}{T_{I,ZK}} = 1,5 \\ T_{I,ZK} &= 2 T_{0,ZK} \end{aligned} \quad (3.36)$$

Damit die für Gleichung 3.35 getroffene Annahme, dass $I_{GR,d,soll} \approx I_{GR,d}$ gültig sei, muss bei der Wahl der Zeitkonstanten der Strom- und Zwischenkreisspannungsregelung gelten:

$$T_{0,ZK} \gg T_0 . \quad (3.37)$$

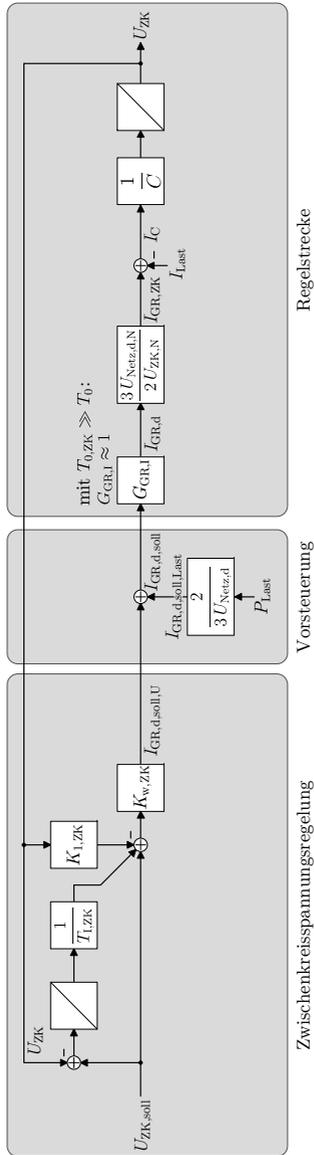


Abbildung 3.18: Zwischenkreisspannungsregelung mit Vorsteuerung der Ladelast P_{Last} .

3.3.2.6 Modulationsverfahren

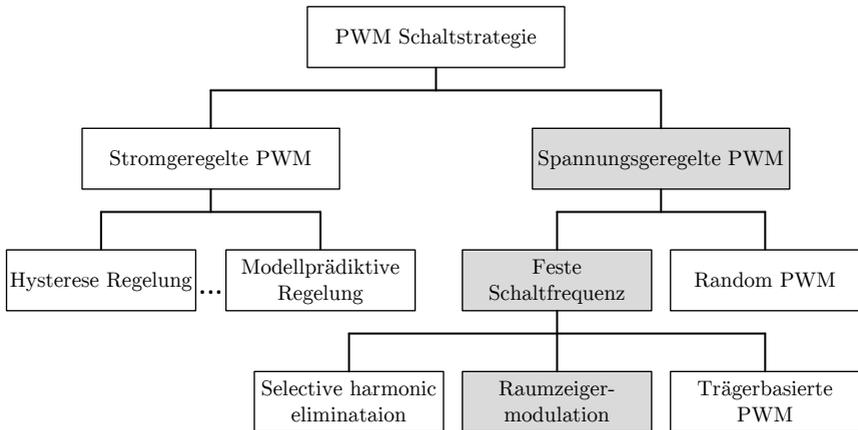


Abbildung 3.19: Übersicht Pulsweitenmodulationsverfahren, Eigene Darstellung nach [46].

Die Stellgrößen der Stromregelung sind durch das Stellglied – die Drehstrombrückenschaltung mit Spannungszwischenkreis – durch geeignete Modulation der binären Schaltelemente umzusetzen. Das Modulationsverfahren beeinflusst eine Vielzahl von Parametern. Zu den Entwurfskriterien zählen u.a. das dynamische Verhalten der Modulation, die thermische Belastung der Halbleiterelemente, der Oberschwingungsgehalt der modulierten Ströme, der Ausnutzungsgrad der Zwischenkreisspannung und der Implementierungsaufwand des Verfahrens. Die unterschiedlichen Einsatzmöglichkeiten leistungselektronischer Stromrichter sowie die Fortentwicklung der Steuereinheiten – etwa der Übergang von analogen zu digitalen Implementierungen – haben eine enorme Vielfalt an Modulationsverfahren hervorgebracht, die an dieser Stelle unter Verweis auf die Literatur [9, 46, 67, 77, 104] nicht vertieft werden.

Sehr hohe Verbreitung in Netzstromrichtern finden Pulsweitenmodulationsverfahren mit fester Schaltfrequenz, deren wesentliche Vorteile eine gemäßigte Abtastrate des Regelungsverfahrens, die exakte Auslegung der thermischen Verluste und die vereinfachte Filterauslegung zur Dämpfung der Schaltfrequenz f_{PWM} sowie deren Seitenbänder sind. Die Verfahren untergliedern sich in die Verfahren der *selective harmonic elimination* (SHE), *Raumzeigermodulation* und *trägerbasierten Pulsweitenmodulation* [46].

Unter der Randbedingung, dass die Schaltfrequenz f_{PWM} deutlich höher ist als das zu modulierende Referenzsignal f_{Ref} , besteht keine Notwendigkeit für die Komple-

xität einer SHE-Modulation. Weiterhin erfolgt eine digitale Implementierung des Modulationsverfahrens, wodurch die Raumzeigermodulation aufgrund ihres vereinfachten Rechenaufwands und der Fähigkeit zur Berechnung exakt mittenzentrierter Pulsmuster gewählt wird [9, 77]. Unter den Varianten des Verfahrens wird die kontinuierliche Raumzeigermodulation mit Abtastung nach jedem Sektorumlauf wegen des Vorzugs eines niedrigeren Oberschwingungsgehalts der modulierten Ströme ausgewählt.

3.3.2.7 Gleichspannungswandler

Die konduktive Schnellladung eines Elektrofahrzeugs muss in Übereinstimmung der normativen Bestimmungen erfolgen. In [117] werden die Spannungsmerkmale und das dynamische Verhalten der Ladeverbindung spezifiziert. Für die Auslegung eines optimierten Gleichspannungswandlers sei der interessierte Leser auf [1, 24] verwiesen.

Für simulative und experimentelle Betrachtungen wird die Belastung des Spannungszwischenkreises durch eine geregelte Lastsenke nachgestellt. Die Anforderung an die Dynamik der geregelten Lastsenke orientiert sich an den normativ geforderten Änderungsraten des Ladestroms, vgl. Abschnitt 5.2.4. Diese sind vergleichsweise träge, weswegen ein leistungsorientierte Regelung mit Integralanteil zur Nachbildung der Zwischenkreisbelastung durch schnellladende Elektrofahrzeuge verwendet wird. Die Auslegung ist in Kapitel 5.2.4 dargestellt, der Regelungsentwurf des Gleichspannungswandlers ist in Anhang D dokumentiert.

3.4 Betrachtung der Prozessregelung

Das konzipierte Regelungsverfahren ist in der Lage, durch Modulation der aufgenommenen Ströme eine Schiefast und Stromüberschwingungen im Netz auszugleichen. Die Einbindung in die Betriebsführung erlaubt die drei unterschiedlichen Szenarien nach Abbildung 3.20.

3.4.1 Klassischer Netzbetrieb

Prinzipiell dienen die Kompensationsdienstleistungen in diesem Szenario zur vereinfachten Netzintegration der Schnellladestation. In diesem Fall ist die Schiefastkompensation während des Ladevorgangs von besonderem Interesse.

Die gesamte Prozessregelung findet innerhalb der Schnellladestation ohne Datenaustausch zu möglicherweise vorhandenen Monitoringsystemen des Niederspannungsnetzes statt. Zielstellung ist die optimierte Nutzung des Verteilnetzes während eines Schnellladevorgangs. Die Prozessregelung überwacht die Spannungsmerkmale und

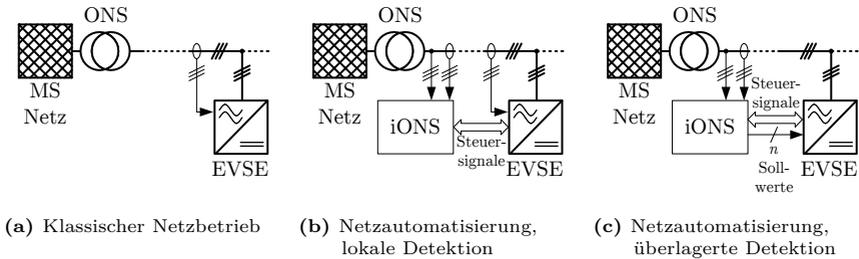


Abbildung 3.20: Optionen zur Prozessregelung des Netzstromrichters.

Auslastung des Verteilnetzes, bei Bedarf werden Kompensationsdienstleistungen zugeschaltet. Beispielsweise kann die Prozessregelung automatisch:

- Die Schiefastkompensation aktivieren, falls eine hohe Unsymmetrie der Leiterströme detektiert ist.
- Bei besonders hoher Auslastung eines Außenleiters im Verteilnetz die Wirkleistungsaufnahme aus diesem Außenleiter reduzieren.

3.4.2 Netzautomatisierung

Die automatisierte Aktivierung der Schiefast- und Oberschwingungskompensation erfolgt durch ein überlagertes Monitoring des Niederspannungsnetzes, wie sie in Abbildung 3.20 durch eine intelligente Ortsnetzstation (iONS) dargestellt ist. Das Monitoring überwacht die elektrischen Kenngrößen des Ortsnetzstation (ONS). Im Falle hoher regenerativer Einspeisung sowie dem Anschluss großer Einzelasten wie Schnellladestationen ist eine Erweiterung um abgesetzte Messpunkte im Niederspannungsnetz empfehlenswert. Am Beispiel der Netzintegration einer Schnellladestation wird in der im Rahmen dieses Forschungsvorhabens betreuten Abschlussarbeit [161] der zusätzliche Mehrwert durch Kenntnis der kritischsten Netzspannung nachgewiesen.

Die aktive Kompensation der Schnellladestation wird durch die übergeordnete iONS abgerufen. Es sind die Ausprägungen der *lokalen Detektion* der Kompensationssollwerte durch die Schnellladestation, sowie die *überlagerte Detektion* und Kommunikation der Kompensationssollwerte durch die iONS denkbar. Falls die Sollwerte durch die iONS ermittelt werden, ist die durch die Kommunikation eingebrachte Totzeit zu bedenken.

Mit der Oberschwingungskompensation bietet die Schnellladestation darüber hinaus die Möglichkeit, bei kritischer Spannungsqualität durch die iONS als paral-

lelkompensierendes aktives Filter zugeschaltet werden. Dieses Szenario setzt ein entsprechendes Geschäftsmodell zwischen Verteilnetzbetreiber und dem Betreiber der Schnellladestation voraus. Durch die zusätzliche Nutzung der Schnellladestation als elektronisches Leistungsfiler verringert sich die Amortisierungszeit der Ladeinfrastruktur.

Kapitel 4

Analyse, Optimierung und Auslegung der MCCF-Struktur

4.1 Beschreibung der Originalgrößen

Die Regelung des Netzstromrichters ist für den Betrieb unter nichtidealen Eingangsspannungen zu konzipieren. Durch die optionale Kompensation von unsymmetrischen Strömen bzw. Spannungen und Oberschwingungen soll zudem die Spannungsqualität des Niederspannungsnetzes verbessert und der maximal erzielbare Lastfluss erhöht werden. Die Konzeption des Regelungsverfahrens erfordert eine tiefere Analyse der Signaleigenschaften.

Am Beispiel der Netzspannung werden die Signaleigenschaften diskutiert, die Ergebnisse sind auf die Betrachtungen der Ströme übertragbar. Aufgrund der vorteilhaften Beschreibung werden die Originalgrößen in Clarke-Komponenten betrachtet. Unter Verweis auf den dreiphasigen Netzanschluss ohne Neutralleiterbezug der Schnellladestation wird im Folgenden die Nullkomponente vernachlässigt.

Jede gemessene Spannung $\underline{U}^{\alpha\beta}$ ist nach Gleichung 4.2 in drei Komponenten zerlegbar:

1. Die Mitkomponente der n . Spannungsoberschwingung $\underline{U}_{+n}^{\alpha\beta}$. Dominanter Signalanteil aller Mitkomponenten ist die Fundamentale der Netzspannung $n = 1$.
2. Die Gegenkomponente der n . Spannungsoberschwingung $\underline{U}_{-n}^{\alpha\beta}$.
3. Weitere Spannungsphänomene werden über $\underline{U}_{\text{Rest}}^{\alpha\beta}$ dargestellt. Hierzu zählen beispielsweise subsynchrone Spannungsschwankungen, Interharmonische, Flicker, Schalt- und Blitzstoßspannungen.

$$\underline{U}^{\alpha\beta} = U_{\alpha} + j U_{\beta} \quad (4.1)$$

$$= \sum_n \left[\underline{U}_{+n}^{\alpha\beta} + \underline{U}_{-n}^{\alpha\beta} \right] + \underbrace{\underline{U}_{\text{Rest}}^{\alpha\beta}}_{\text{quasistationär} \approx 0} \quad n \in \mathbb{N}_{>0} \quad (4.2)$$

$$\underline{U}_{+n}^{\alpha\beta} = U_{+n} e^{+j(\omega_0 n t + \phi_{+n})} \quad (4.3)$$

$$\underline{U}_{-n}^{\alpha\beta} = U_{-n} e^{-j(\omega_0 n t + \phi_{-n})} \quad (4.4)$$

Wie in Kapitel 2 festgestellt wurde, sind für die Konzeption der Regelung des Netzstromrichters vor allem die Mit- und Gegenkomponenten von Bedeutung, während im quasistationären Betrieb die restlichen Einflüsse $\underline{U}_{\text{Rest}}^{\alpha\beta}$ vernachlässigt werden können. Die modaltransformierte Originalgröße der Spannung $\underline{U}^{\alpha\beta}$ stellt nach Gleichung 4.2 eine Überlagerung periodischer Signalanteile des Mit- und Gegensystems dar, womit eine komplexe Signalform zu erwarten ist.

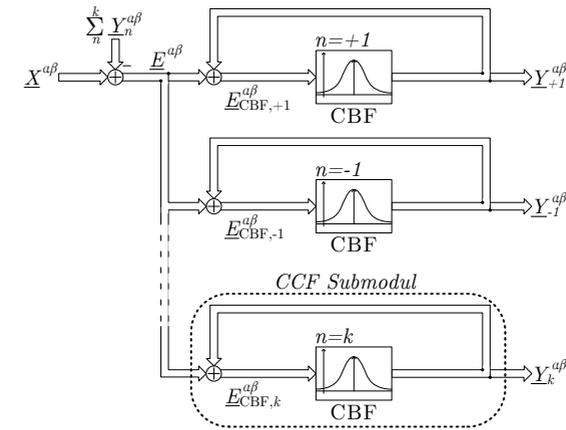
Aus der Darstellung der n sich überlagernden Signale in Gleichungen 4.3 und 4.4 wird deutlich, dass es sich somit um analytische Signale handelt, die in Anlehnung an die Nachrichtentechnik als quadraturmoduliertes Signal in kartesischer Form betrachtet werden können. Eine Aufspaltung des Originalsignals in die signifikant ausgeprägten Einzelkomponenten weist den Vorteil auf, dass das Originalsignal – analog zum Konzept der symmetrischen Komponenten – als eine Überlagerung mehrerer symmetrischer Drehstromsysteme betrachtet wird. Dies erleichtert die Anwendung bestehender Regelungskonzepte im Falle nichtidealer Netzspannungen und ermöglicht, unsymmetrische und mit Oberschwingungen behaftete Ströme eines Netzstromrichters zum Zweck der Schiefast- und Oberschwingungskompensation zu modulieren.

4.2 Multiple-Complex Coefficient-Filter

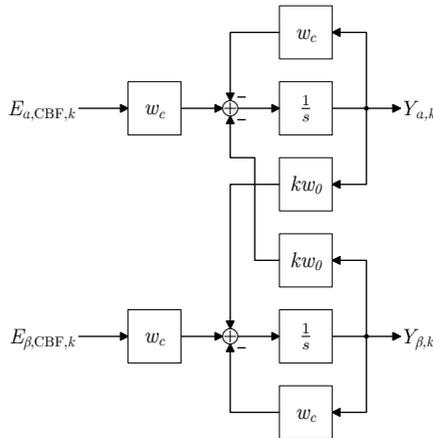
4.2.1 Aufbau des Filters

Die gemessenen Spannungs- und Stromsignale werden als quadraturmodulierte Überlagerung mehrerer harmonischer Frequenzanteile betrachtet, die aus mit- und gegenlaufenden Komponenten bestehen. In der Nachrichtentechnik werden zur Signaldekomposition digitale Bandpass-Filterbänke als Vorfilter eingesetzt. *Guo et al.* bezeichnet das Verfahren als *Multiple-Complex Coefficient-Filter* und setzt es erfolgreich als in Clarke-Komponenten implementiertes Vorfilter zur robusten und hochdynamischen Netzsynchronisierung eines Phasenregelkreises ein [40].

In Abbildung 4.1a ist die MCCF-Vorfilterstruktur als Signalfussdiagramm in Vektorform dargestellt, wobei die Darstellung komplexer Signalfussdiagramme in Vektorform nach der Notation, wie von *Martin* beschrieben [64], im folgenden in dieser Arbeit verwendet wird. Durch die Rückkopplung der Summe aller



(a)



(b)

Abbildung 4.1: Signalfussdiagramm des von *Guo et al.* vorgeschlagenen Multiple-Complex Coefficient-Filter Vorfilters.
a) Vektor-Signalfussdiagramm der MCCF Struktur,
b) Signalfussdiagramm des komplexen Bandpassfilters (*CBF*).
Eigene Darstellung nach *Guo et al* [40].

Bandpassfilter $\sum_n^k \underline{Y}_n^{\alpha\beta}$ auf das gemessene Eingangssignal $\underline{X}^{\alpha\beta}$ wird die Regelabweichung $\underline{E}^{\alpha\beta}$ bestimmt (Gleichung 4.5). Die Ausgangsgröße jedes parallelen Bandpassfilters (CBF) wird auf dessen Eingang addiert, so dass der CBF durch das Eingangssignal $\underline{E}_{\text{CBF},n}^{\alpha\beta}$ angeregt wird. Die Übertragungsfunktion der Vorfilterstruktur ist in Gleichung 4.7 ausgedrückt, die des Bandpassfilters in Gleichung 4.8 (Abbildung 4.1b).

$$\underline{E}^{\alpha\beta} = \underline{X}^{\alpha\beta} - \sum_n^k \underline{Y}_n^{\alpha\beta} \quad (4.5)$$

$$\begin{bmatrix} \underline{Y}_{+1}^{\alpha\beta} \\ \underline{Y}_{-1}^{\alpha\beta} \\ \vdots \\ \underline{Y}_n^{\alpha\beta} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{G}_{\text{CBF},+1}^{\alpha\beta} & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & \underline{G}_{\text{CBF},-1}^{\alpha\beta} & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & \underline{G}_{\text{CBF},n}^{\alpha\beta} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{E}^{\alpha\beta} + \underline{Y}_{+1}^{\alpha\beta} \\ \underline{E}^{\alpha\beta} + \underline{Y}_{-1}^{\alpha\beta} \\ \vdots \\ \underline{E}^{\alpha\beta} + \underline{Y}_n^{\alpha\beta} \end{bmatrix} \quad (4.6)$$

somit:

$$\begin{bmatrix} \underline{Y}_{+1}^{\alpha\beta} \\ \underline{Y}_{-1}^{\alpha\beta} \\ \vdots \\ \underline{Y}_n^{\alpha\beta} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{G}_{\text{CBF},+1}^{\alpha\beta} & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & \underline{G}_{\text{CBF},-1}^{\alpha\beta} & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & \underline{G}_{\text{CBF},n}^{\alpha\beta} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{X}^{\alpha\beta} - \sum_n^k \underline{Y}_n^{\alpha\beta} + \underline{Y}_{+1}^{\alpha\beta} \\ \underline{X}^{\alpha\beta} - \sum_n^k \underline{Y}_n^{\alpha\beta} + \underline{Y}_{-1}^{\alpha\beta} \\ \vdots \\ \underline{X}^{\alpha\beta} - \sum_n^k \underline{Y}_n^{\alpha\beta} + \underline{Y}_n^{\alpha\beta} \end{bmatrix} \quad (4.7)$$

$$\underline{G}_{\text{CBF},n}^{\alpha\beta} = \frac{\omega_c}{s - j n \omega_0 + \omega_c} \quad \text{für } n \in \mathbb{Z} \quad (4.8)$$

4.2.2 Einsatzmöglichkeiten der MCCF-Struktur

In einem Umrichtersystem gibt es prinzipiell mehrere Einsatzmöglichkeiten für die Bandpass-Filterbank:

1. Netzsynchonisierung

Nach dem heutigen Stand der Forschung wird die Bandpass-Filterbank zur robusten und hochdynamischen Netzsynchonisierung von Stromrichtern eingesetzt [39, 40, 58].

In der hier vorliegenden Arbeit wird die Eignung der Vorfilterstruktur für weitere Anwendung in der Regelungsstruktur eines aktiven Gleichrichters untersucht:

2. Detektionsnetzwerk

Die Bandpass-Filterbank ist dazu geeignet, einzelne Oberschwingungen und das Gegensystem der Fundamentalen polaritätssensitiv zu detektieren. Damit kann es die MRF-Struktur ersetzen.

3. Entkopplungsnetzwerk

Die in Kapitel 3.3.2 ausgewählte Regelungsstruktur mit mehreren parallelen Regelpfaden benötigt eine Entkopplung.

Der erweiterte Einsatz der Filterbank-Struktur nach den Punkten 2 und 3 birgt den Vorteil einer einheitlichen Struktur zum Zwecke der Netzsynchronisation und der Regelung der Ströme. Die Erweiterung der klassischen spannungsorientierten Regelung ermöglicht dabei den robusten Betrieb unter nichtidealen Versorgungsspannungen sowie die Möglichkeit zur aktiven Kompensation unerwünschter Spannungsmerkmale. Der Stand der wissenschaftlichen Forschung zu diesem Regelungskonzept wurde zu Beginn der Forschungsarbeit intensiv überprüft. Dem Autor ist nach bestem Wissen keine Untersuchung einer mehrkanaligen, rückgekoppelten Bandpass-Filterbank innerhalb einer Stromregelung – mit Ausnahme des Einsatzes im Phasenregelkreis zur Vorsteuerung der Netzspannungen nach Punkt 1 – eines aktiven Gleichrichtersystems bekannt.

Dies ist damit zu begründen, dass die notwendige Rechenleistung zur Implementierung mehrerer MCCF-Strukturen zur Signaldekomposition der Netzspannung, des Umrichterstroms und ggf. des Verteilnetzstromes erst durch die stetige Weiterentwicklung digitaler Schaltungstechnik zu Beginn dieser Forschungsarbeit zur Verfügung stand.

4.2.3 Optimierung der MCCF-Struktur

Das Signalfussdiagramm des verwendeten polaritätsselektiven Bandpassfilters nach Gleichung 4.8 ist in Abbildung 4.1b dargestellt. Auffällig an der Implementierung nach *Guo et al.* ist die Rückkopplung der Ausgangswerte auf den Integratoreingang, die wie in Abbildung 4.2a dargestellt, die Mitkopplung des Ausgangssignals $\underline{Y}_n^{\alpha\beta}$ zur Bestimmung des Eingangssignals $\underline{E}_{\text{CBF},n}^{\alpha\beta}$ aufhebt. Die mathematisch vereinfachte, äquivalente Implementierung des Vorfilternetzwerkes unter Verwendung der vereinfachten Bandpassfilterstruktur CBF* nach Abbildung 4.2b und 4.2c reduziert die Anzahl notwendiger Rechenoperationen erheblich, wie aus dem Vergleich der Gleichungen 4.7 und 4.9 sowie 4.8 und 4.10 ersichtlich ist. Für alle weiteren Betrachtungen in dieser Arbeit wird die optimierte Form angewandt.

$$\begin{bmatrix} \underline{Y}_{+1}^{\alpha\beta} \\ \underline{Y}_{-1}^{\alpha\beta} \\ \vdots \\ \underline{Y}_n^{\alpha\beta} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{G}_{\text{CBF}^*,+1}^{\alpha\beta} & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & \underline{G}_{\text{CBF}^*,-1}^{\alpha\beta} & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & \underline{G}_{\text{CBF}^*,n}^{\alpha\beta} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{E}^{\alpha\beta} \\ \underline{E}^{\alpha\beta} \\ \vdots \\ \underline{E}^{\alpha\beta} \end{bmatrix} \quad (4.9)$$

$$\underline{G}_{\text{CBF}^*,n}^{\alpha\beta} = \frac{\omega_c}{s - j n \omega_0} \quad \text{für } n \in \mathbb{Z} \quad (4.10)$$

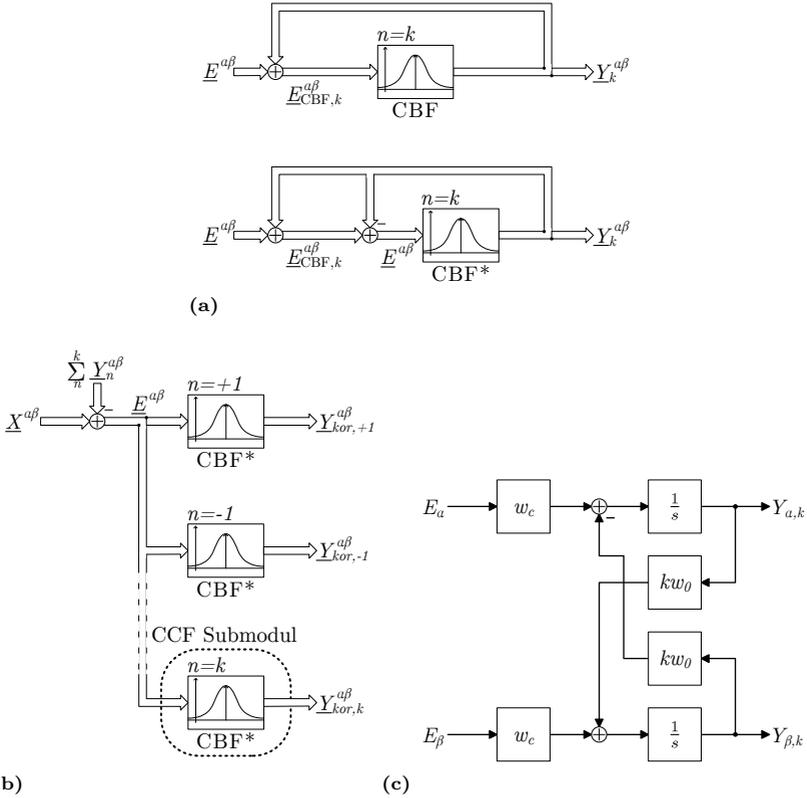


Abbildung 4.2: Äquivalente MCCF Struktur:

- a) Herleitung des optimierten CCF Submoduls.
- b) Vektor-Signalfussdiagramm der optimierten MCCF Struktur.
- c) Signalfussdiagramm des optimierten komplexen Bandpassfilters CBF*.

Aus dem komplexen Signalfussdiagramm nach Abbildung 4.2b bestimmt sich die Übertragungsfunktion der MCCF Vorfilterstruktur zu

$$\begin{bmatrix} \underline{Y}_{+1}^{\alpha\beta} \\ \underline{Y}_{-1}^{\alpha\beta} \\ \vdots \\ \underline{Y}_{-n}^{\alpha\beta} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{G}_{\text{MCCF},+1}^{\alpha\beta} \\ \underline{G}_{\text{MCCF},-1}^{\alpha\beta} \\ \vdots \\ \underline{G}_{\text{MCCF},n}^{\alpha\beta} \end{bmatrix} \underline{X}^{\alpha\beta} \quad (4.11)$$

$$\underline{G}_{\text{MCCF},n}^{\alpha\beta} = \frac{\underline{Y}_n^{\alpha\beta}}{\underline{X}^{\alpha\beta}} = \frac{\underline{G}_{\text{CBF}^*,n}^{\alpha\beta}}{1 + \sum_i^k \underline{G}_{\text{CBF}^*,i}^{\alpha\beta}} \quad \text{für } k: \text{ ausgewählte MCCF Ordnungen.} \quad (4.12)$$

Li et al. ermittelt aus einer abweichenden Implementierung das CBF-Filters durch Optimierung der Struktur eine vergleichbar optimierte Transferfunktion entsprechend Gleichung 4.12 [58].

4.2.4 Auslegung der Filterbank

Die Konfiguration der Bandpass-Filterbank bietet zwei Freiheitsgrade. Die erste Wahlmöglichkeit besteht in der Konfiguration der Anzahl und Ordnung paralleler Filterzweige. Diese wird über die Charakteristiken der Netzspannung am Netzanschlusspunkt sowie durch die Wahl zu kompensierender Oberschwingungen bestimmt.

Die verbleibende Einstellmöglichkeit ist die Bandbreite ω_c der Bandpassfiltermodule CBF^* , die das Sprungantwortverhalten und den Amplitudengang der einzelnen Bandpasskanäle bestimmt. Für eine Zweimodulkonfiguration zur Trennung der Mit- und Gegenkomponente ($k = [+1, -1]$) ist eine analytische Auslegung des gewünschten Sprungantwortverhaltens möglich. Die Übertragungsfunktion des Mitsystems des MCCF ergibt mit Definition des Dämpfungsgrads $\zeta = \omega_c/\omega_0$ eine Auslegung des Bandpassfilters nach Gleichung 4.15.

$$\underline{G}_{\text{MCCF},+1}^{\alpha\beta} = \frac{\frac{\omega_c}{s-j\omega_0}}{1 + \frac{\omega_c}{s-j\omega_0} + \frac{\omega_c}{s+j\omega_0}} \quad (4.13)$$

$$= \frac{\omega_c (s + j\omega_0)}{s^2 + 2\omega_c s + \omega_0^2} = \frac{\zeta \omega_0 (s + j\omega_0)}{s^2 + 2\zeta \omega_0 s + \omega_0^2} \quad (4.14)$$

$$\zeta = \begin{cases} \frac{1}{\sqrt{2}} & \text{Dämpfungsoptimum} \\ 1 & \text{Reellwertige Polstellenlage} \end{cases} \quad (4.15)$$

Charakteristisch für die Übertragungsfunktion ist die Kompensation der Polstelle der betrachteten Frequenz $\omega_{+1} = 2\pi 50 \text{ rad s}^{-1}$ durch die Nullstelle des Nenners, einem konjugiert komplexen Polpaar und einer weiteren Nullstelle bei $\omega_{-1} = -2\pi 50 \text{ rad s}^{-1}$ (Abbildung 4.3).

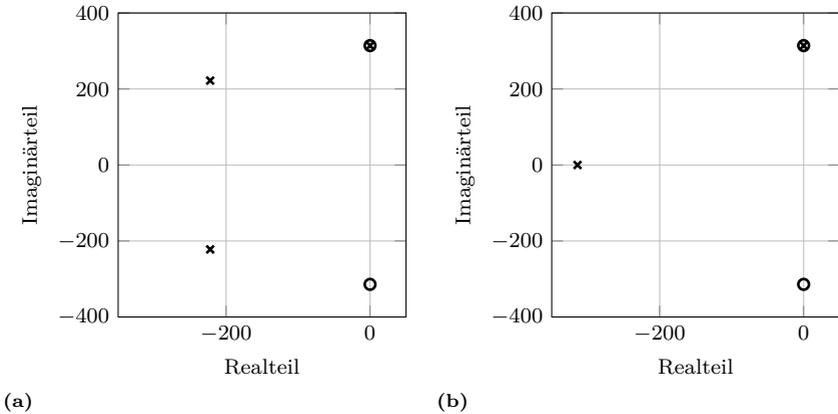
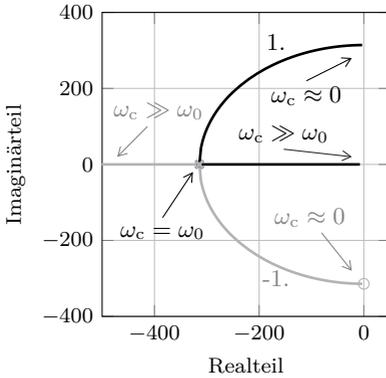


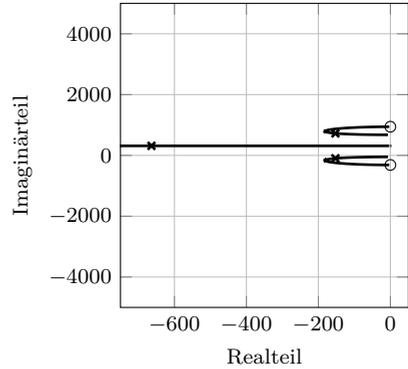
Abbildung 4.3: Pol-Nullstellen-Konfiguration bei Auslegung
 a) Nach dem Dämpfungsoptimum $\omega_c = \frac{1}{\sqrt{2}} \omega_0$,
 b) Reellwertige Polstellenlage $\omega_c = \omega_0$.

In dieser Arbeit werden Filterkonfigurationen für die Szenarien zum robusten Betrieb des aktiven Gleichrichters in Gegenwart einer Gegenkomponente der Versorgungsspannung und der Präsenz von Spannungsüberschwingungen betrachtet, sowie die aktive Kompensation einer Schiefast und ausgewählter Spannungsüberschwingungen. Simulativ und im Laborversuch werden dabei Konfigurationen der Bandpass-Filterbank nach Tabelle 4.1 (s. Seite 100) untersucht. Konfiguration A und D stellen den Sonderfall symmetrischer Konfigurationen dar ($k = [\pm 1, \dots, \pm n]$), die konjugiert komplexe Polstellenpaare beinhalten. Unsymmetrische Konfigurationen werden mit den Fällen B und C untersucht.

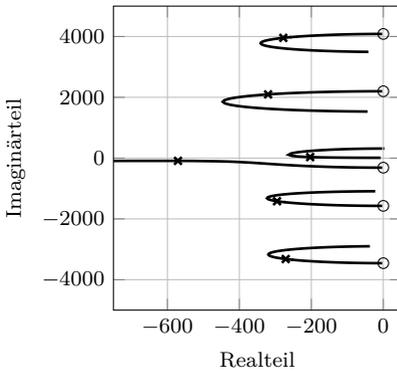
In Abbildung 4.4 ist der Verlauf der Wurzelortskurven in Abhängigkeit der gewählten Bandbreite ω_c dargestellt. Im Sonderfall der Zweimodulkonfiguration für das Mit- und Gegensystem der Fundamentalen ist noch eine Auslegung mit ausschließlich reellwertiger Polstellenlage erzielbar (Abbildung 4.4a). Für höhere Ordnungen ist dies nicht mehr umsetzbar (Abbildung 4.4b-d). In den Untersuchungen der um einen vielkanaligen Bandfilter erweiterten Phasenregelkreise verwenden *Li et al.* und *Guo et al.* eine Bandbreite von $\omega_c = \omega_0$, die auf die Betrachtungen der Zweikanalkonfiguration nach Gleichung 4.15 zurückgeführt sind.



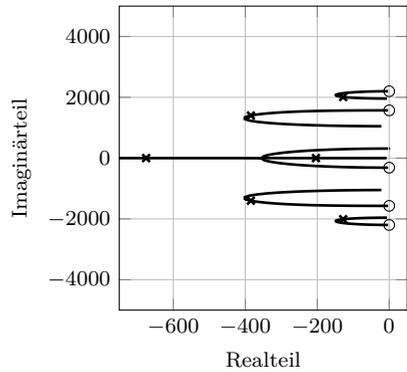
(a) $k = +1, -1$



(b) $k = +1, -1, +3$



(c) $k = +1, -1, -5, +7, -11, +13$



(d) $k = +1, -1, -5, +5, -7, +7$

Abbildung 4.4: Verlauf der Wurzelortskurven in Abhängigkeit der CBF*-Bandbreiten ω_c , markiert sind die Pol-Nullstellen für $\omega_c = \omega_0$.

Filterkanäle k	Robuster Betrieb	Aktive Kompensation
A [+1, - 1]	Spannungsunsymmetrie	Schieflast
B [+1, - 1, + 3]	Spannungsunsymmetrie	Schieflast (optimiert)
C [+1, - 1, - 5, + 7, - 11, + 13]	Spannungsunsymmetrie, Spezielle Spannungsüberschwingungen	Schieflast, Stromüberschwingung
D [+1, - 1, - 5, + 5, - 7, + 7]	Spannungsunsymmetrie, Allgemeine Lage der Spannungsüberschwingungen	Schieflast, Stromüberschwingung
E [+1, - 1, - 3, + 3, - 5, + 5]	Spannungsunsymmetrie, Allgemeine Lage der Spannungsüberschwingungen	Schieflast, Stromüberschwingung

Tabelle 4.1: Analyisierte MCCF Filterkonfigurationen.

Dieser Ansatz ist für den Einsatz der MCCF-Struktur im Regelungsplan zu überprüfen. Zwei Kriterien sind hierbei von wesentlicher Bedeutung für die Auslegung:

1. Zeitliche Entkopplung des Vorfilters und der Stromregelung.
 Aus dem Sprungantwortverhalten des MCCF-Vorfilters wird in Abhängigkeit der Bandbreite ω_c ein Auslegungskriterium für die Stromregelung abgeleitet: $\tau_{MCCF} \ll \tau_{R1}$. Die Gesamtdynamik der Regelung wird somit maßgeblich durch die MCCF-Struktur bestimmt.
2. Störunterdrückung.
 Das MCCF-Vorfilter weist eine exzellente Unterdrückung des Gegensystems und von Überschwingungen auf. Im realen Netz treten Anregungen der Bandpassfilter durch transiente Ausgleichsvorgänge sowie durch Zwischen- und Subharmonische auf. Durch geeignete Wahl der Bandbreite ist ein Amplitudengang $|G(j\omega)| \leq 0$ dB im gesamten Frequenzbereich zu erzielen.

In Tabelle 4.2 sind für die Konfigurationen C und D die Überschwingweite, die Anstiegszeit und die Ausregelzeit simulativ bestimmt worden. Die Simulation erfolgte zeit- und wertediskret (vgl. Abschnitt 4.2.5), der MCCF-Vorfilter wurde durch sprunghaftes Zuschalten der Netzspannung $U_{Netz} = 400$ V angeregt.

Der Vergleich der beiden Filterkonfigurationen zeigt, dass die ermittelten Parameter durch die Wahl der beobachteten Überschwingungen nur schwach beeinflusst werden. Bei einer Auslegung der MCCF-Struktur mit einer Filterbandbreite von $\omega_c = \omega_0$ wird ein noch akzeptables Überschwingen von 8 % ermittelt, während bei $\omega_c = \frac{1}{\sqrt{2}} \omega_0$ – entsprechend der Einstellung nach dem Dämpfungsoptimum – kein Überschwingen auftritt. Eine 28 % schnellere Anstiegszeit wird durch Wahl von $\omega_c = \omega_0$ im Vergleich zum Dämpfungsoptimum erzielt; jedoch ist die Ausregelzeit $T_{CS,5,00\%}$ 52 % später erreicht.

Das Bodediagramm des Bandpass-Filterbankausgangs $G_{MCCF,-1}^{\alpha\beta}$ für den Fall der Konfiguration D ist in Abbildung 4.5 dargestellt. Für eine Bandbreite von

Bandbreite ω_c in ω_0	Überschwingweite x_m in %	Anstiegszeit t_r in ms	Ausregelzeit $T_{CS,5,00\%}$ in ms
1,10	10,20	5,00	15,70
1,00	8,10	5,30	15,30
0,90	6,10	5,60	14,40
0,70	0,00	7,10	9,90

(a) $k = +1, -1, -5, +7, -11, +13$

Bandbreite ω_c in ω_0	Überschwingweite x_m in %	Anstiegszeit t_r in ms	Ausregelzeit $T_{CS,5,00\%}$ in ms
1,10	10,00	4,60	15,04
1,00	8,00	4,86	14,56
0,90	5,80	5,24	13,66
0,70	0,00	6,94	9,64

(b) $k = +1, -1, -5, +5, -7, +7$

Tabelle 4.2: Simulative Bestimmung des Einschwingverhaltens der MCCF-Struktur.

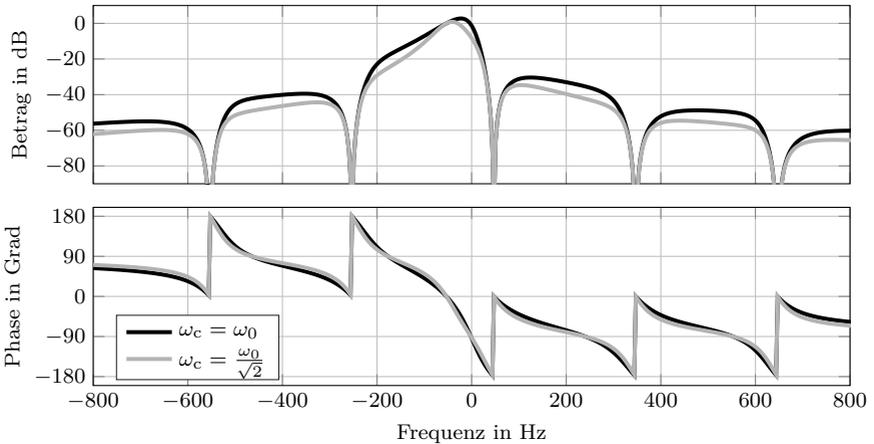


Abbildung 4.5: Bodediagramm der Bandpass-Filterbank $G_{MCCF,-1}^{\alpha\beta}$, Konfiguration D ($k=[+1,-1,-5,+7,-11,+13]$).

ω_0 tritt eine Amplitudenverstärkung im Bereich zwischen 0 Hz und -50 Hz auf. Eine Bandbreite von $\frac{1}{\sqrt{2}} \omega_0$ dämpft auch in diesem Frequenzbereich mögliche Störeregungen und gewährleistet eine zuverlässige Bestimmung der einzelnen Oberschwingungen durch die MCCF-Struktur.

Über die Analyse der Kriterien *zeitliche Entkopplung* und *Störunterdrückung* wird die Bandbreite der MCCF-Struktur in allen weiteren Betrachtungen zu $\omega_c = \frac{1}{\sqrt{2}} \omega_0$ gewählt. Die Zeitkonstante der MCCF-Struktur wird zu $T_{MCCF} = 10$ ms bestimmt und ist beim späteren Regelungsentwurf zu berücksichtigen.

4.2.5 Zeit- und Wertediskretisierung

4.2.5.1 Zeitdiskretisierung der Integratoren

Die Realisierung des MCCF-Netzwerks erfordert eine zeitdiskrete Implementierung der Integratoren. Das Eingangssignal der Integratoren beinhaltet Frequenzen $f_{\text{ein}} = n \cdot f_{\text{Netz}}$ entsprechend der selektierten Oberschwingungsordnung n . Mögliche Phasenfehler beeinträchtigen die Güte der MCCF Schätzung; falls große Phasenfehler vorliegen, verliert die MCCF-Struktur die Stabilität. Deshalb ist der Phasenfehler das Auslegungskriterium bei der Wahl einer diskretisierten Integratorstruktur. In der Auslegung der MCCF-Struktur nach *Guo et al.* wird auf die von *Ciobotaru et al.* [27] veröffentlichte Betrachtung der Phasenfehler zeitdiskreter Integratoren nach Gleichungen 4.16 bis 4.19 verwiesen, die einen Integrator 3. Ordnung favorisiert.

$$G_{\text{Euler, vorw.}} = T_s \frac{z^{-1}}{1 - z^{-1}} \quad (4.16)$$

$$G_{\text{Euler, rückw.}} = T_s \frac{1}{1 - z^{-1}} \quad (4.17)$$

$$G_{2.\text{Ordnung}} = \frac{T_s}{2} \frac{3z^{-1} - z^{-2}}{1 - z^{-1}} \quad (4.18)$$

$$G_{3.\text{Ordnung}} = \frac{T_s}{12} \frac{23z^{-1} - 16z^{-2} + 5z^{-3}}{1 - z^{-1}} \quad (4.19)$$

Die höchste zu schätzende Oberschwingungsordnung und die Abtastrate der MCCF-Struktur definieren die auftretende Phasenverschiebung des Integrators. Die in [27] geschilderte Anwendung eines Integrators zielt auf die Abschätzung der Fundamentalen ab, weswegen eine Abtastrate von 1 kHz ausreichend ist. In [40, 58] werden MCCF-Strukturen mit Taktraten von 10 kHz bzw. 20 kHz genutzt und entsprechend [27] ein Integrator 3. Ordnung verwendet. Für die hier vorgestellte Implementierung wird eine deutlich höhere Abtastrate von $f_s = 50$ kHz gewählt, weshalb der Phasengang im Folgenden überprüft wird.

Abbildung 4.6 stellt den Phasenfehler der Integratoren auf die Abtastrate bezogen normalisiert dar. Für typische Oberschwingungen ist in Tabelle 4.3 auf Seite 104

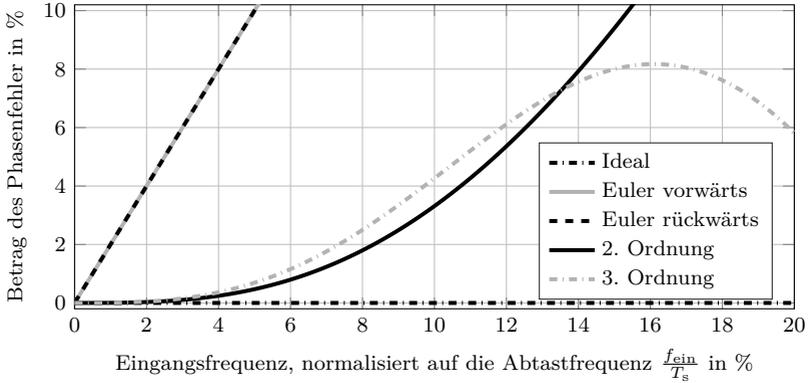


Abbildung 4.6: Übersicht der Phasenfehler der betrachteten Integratoren.

der Phasenfehler bei einer Taktung des Integrators von $f_s = 50 \text{ kHz}$ dargestellt. Bis zu einem Verhältnis von $\frac{f_{\text{ein}}}{f_s} = 13,5 \%$ zwischen Eingangsfrequenz zur Taktung des Integrators ist die Implementierung 2. Ordnung nach Gleichung 4.18 vorteilhaft, was bei einer Taktung von 50 kHz der 135. Oberschwingung entspricht. Die maximal zu erwartenden signifikant ausgeprägten Spannungsüberschwingungen des Niederspannungsnetzes sowie die höchsten zu modulierenden Oberschwingungen des Netzstromrichters liegen erheblich unter diesem Grenzfall, weswegen eine Integratorstruktur 2. Ordnung nach Gleichung 4.18 für die Realisierung der MCCF Bandpass-Filterbank eingesetzt wird.

4.2.5.2 Zeitdiskretisierung der Gesamtstruktur

Die Implementierung der MCCF Bandpass-Filterbank erfordert eine Zeitdiskretisierung des Algorithmus. Sowohl der CBF*-Bandpass wie die MCCF-Struktur enthalten eine algebraische Schleife, die das Ausgangssignal auf den Eingang rückkoppelt. Die Rückkopplung des einen Rechenschritt zuvor berechneten Ausgangswerts auf den Eingang ermöglicht die Ausführung des Algorithmus (Abbildung 4.7a), beeinträchtigt jedoch die Systemdynamik des MCCF. Die eingebrachte Totzeit entspricht einem Rechentakt T_S und führt zur Übertragungsfunktion:

$$\underline{G}_{\text{MCCF},n}^{\alpha\beta} = \frac{\underline{Y}_n^{\alpha\beta}}{\underline{X}_n^{\alpha\beta}} = \frac{\underline{G}_{\text{CBF}^*,T_S,n}^{\alpha\beta}}{1 + \sum_i^k \underline{G}_{\text{CBF}^*,T_S,i}^{\alpha\beta}} \quad \text{für } k: \text{ ausgewählte MCCF Ordnungen,} \quad (4.20)$$

$$\underline{G}_{\text{CBF}^*,T_S,n}^{\alpha\beta} = e^{-sT_S} \frac{\omega_c}{s - jn\omega_0} \quad \text{für } n \in \mathbb{Z}. \quad (4.21)$$

Frequenz		Phasenfehler in Grad			
f_{ein} in Hz	$\frac{f_{\text{ein}}}{f_s}$ in %	Euler vorwärts	Euler rückwärts	2. Ordnung	3. Ordnung
50	0,10	$-180,00 \cdot 10^{-3}$	$180,00 \cdot 10^{-3}$	$-3,55 \cdot 10^{-6}$	$5,33 \cdot 10^{-6}$
250	0,50	$-900,00 \cdot 10^{-3}$	$900,00 \cdot 10^{-3}$	$-444,00 \cdot 10^{-6}$	$666,00 \cdot 10^{-6}$
350	0,70	-1,26	1,26	$-1,22 \cdot 10^{-3}$	$1,83 \cdot 10^{-3}$
550	1,10	-1,98	1,98	$-4,72 \cdot 10^{-3}$	$7,07 \cdot 10^{-3}$
650	1,30	-2,34	2,34	$-7,78 \cdot 10^{-3}$	$11,70 \cdot 10^{-3}$
850	1,70	-3,06	3,06	$-17,40 \cdot 10^{-3}$	$26,00 \cdot 10^{-3}$
950	1,90	-3,42	3,42	$-24,20 \cdot 10^{-3}$	$36,20 \cdot 10^{-3}$
6750	13,50	-24,30	24,30	-6,52	6,54

Tabelle 4.3: Phasenfehler der betrachteten Integratoren bei $f_s = 50$ kHz.

Simulative und praktische Untersuchungen bei der Implementierung der MCCF Struktur haben ergeben, dass die Stabilität des Bandpassfilters durch die eingebrachte Totzeit eingeschränkt wird. Instabilitäten aufgrund der Totzeit treten bei einer MCCF-Taktung von $f_s = 50$ kHz ($T_S = 20 \mu\text{s}$) bereits ab der 10. Oberschwingung auf, mit einer erhöhten Taktung von $f_s = 200$ kHz ($T_S = 5 \mu\text{s}$) wurden Instabilitäten ab der 14. Ordnung beobachtet.

Der vektorbasierte Filteransatz erlaubt die Kompensation der Totzeit durch eine Drehung der Ausgangsgrößen um $\sigma_k = \frac{T_S}{n \cdot 20 \text{ ms}} \cdot 360^\circ$ nach Gleichung 4.22 (Abbildung 4.7b). Da die Totzeit konstant ist, kann die nichtlineare Rotationsmatrix als lineare komplexe Rechenoperation implementiert werden (Abbildung 4.7c,d).

$$\underline{Y}_{\text{kor},k}^{\alpha\beta} = e^{j \sigma_k} \underline{Y}_k^{\alpha\beta} = \underbrace{\begin{bmatrix} \cos \sigma_k & \sin \sigma_k \\ -\sin \sigma_k & \cos \sigma_k \end{bmatrix}}_{\text{konstant für jedes } k} \underline{Y}_k^{\alpha\beta} = \begin{bmatrix} a_k & -b_k \\ b_k & a_k \end{bmatrix} \underline{Y}_k^{\alpha\beta} \quad (4.22)$$

Die Totzeit-kompensierte MCCF Struktur erlaubt die stabile Schätzung hoher Oberschwingungen. Simulativ wurde bei einer Ausführtrate von 50 kHz der stabile Betrieb bis zu $n = 40$ ermittelt; im praktischen Betrieb wurde die Struktur bis $n = 16$ validiert. Höhere Oberschwingungen sind aufgrund der begrenzten Taktung der Halbleiterelemente f_{PWM} der Versuchsanlage nicht betrachtet worden (vgl. Abschnitt 5.2.1.1).

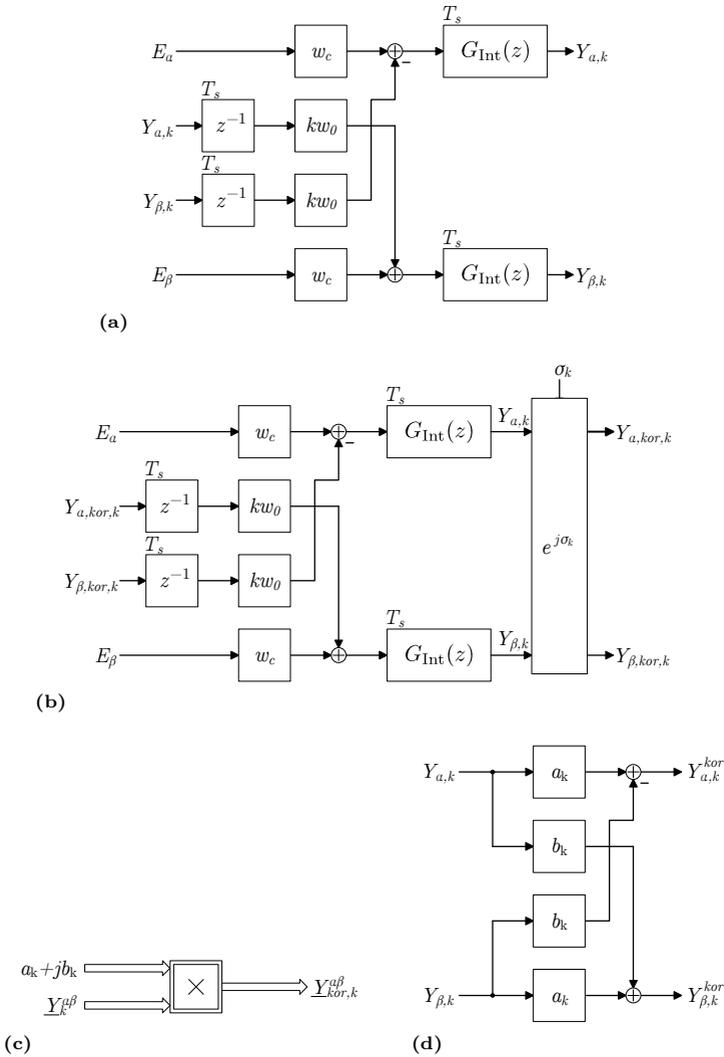


Abbildung 4.7: Zeitdiskretisierung des vereinfachten komplexen Bandpassmoduls (CBF^*):

- a) Auflösung der algebraischen Schleife,
- b) Kompensation der Taktungszeit T_s .
- c) Vektor-Signalfussdiagramm der komplexen Multiplikation.
- d) Signalfussdiagramm der komplexen Multiplikation.

4.2.6 Simulative und experimentelle Validierung

4.2.6.1 Überprüfung des Einschwingverhaltens

Die Implementierung der Bandpass-Filterbank wird simulativ und im Laborversuch überprüft. Als Referenz dient die nach Gleichung 4.24 ermittelte analytische Lösung des Sprungantwortverhaltens der MCCF-Struktur bei Zuschaltung zur beliebigen Phasenlage ϕ der Netzspannung. Die Rücktransformation der Lösung in den Zeitbereich ist aufwendig und erfolgt unter Verwendung des Computeralgebrasystems *Maple* (Anhang E).

$$\underline{u}^{\alpha\beta}(t) = 325 \text{ V} \begin{bmatrix} e^{j(\omega_0 t + \phi)} \\ e^{j(\omega_0 t - \frac{\pi}{2} + \phi)} \end{bmatrix} \circ \bullet \underline{U}^{\alpha\beta}(s) = 325 \text{ V} \begin{bmatrix} \frac{\cos(\phi) \omega_0 + \sin(\phi) s}{\omega_0^2 + s^2} \\ -\frac{\cos(\phi) s - \sin(\phi) \omega_0}{\omega_0^2 + s^2} \end{bmatrix} \quad (4.23)$$

$$\underline{U}_{\text{MCCF},+1}^{\alpha\beta}(s) = \underline{G}_{\text{MCCF},+1}^{\alpha\beta} \overset{\text{Maple}}{\underline{U}^{\alpha\beta}} \bullet \circ \underline{u}_{\text{MCCF},+1}^{\alpha\beta}(t) \quad (4.24)$$

Für die Überprüfung wird der MCCF nach Konfiguration C betrieben. Die Darstellung der Zahlenwerte erfolgt in einem Festkommaformat mit 34 bit Auflösung, wovon 10 bit den ganzzahligen Integeranteil repräsentieren. Die Analog-Digital-Wandlung erfolgt im Laborversuch mit einer Bittiefe von 16 bit bei 50 kHz Abtastrate, die MCCF-Struktur wird synchron zur Analog-Digital-Wandlung getaktet.

Die analytische und simulativ bestimmten Lösungen zeigen eine sehr gute Übereinstimmung der ermittelten Kurvenverläufe (Abbildung 4.8a). In Abbildung 4.8b ist die Sprungantwort des MCCF Vorfilters im Laborversuch dargestellt. Aufgrund der limitierten Bandbreite beim digitalen Echtzeitzugriff auf die verwendete Regelungsplattform sind die dargestellten Messwerte um den Faktor 10 dezimiert. Der Vergleich der analytischen zur im Laborversuch bestimmten Sprungantwort des MCCF Vorfilters zeigt im Einschwingverhalten kleine Abweichungen, die auf das Zuschaltverhalten der verwendeten synthetischen Prüfspannungsquelle rückführbar sind (Abbildung 4.8c).

Die Genauigkeit der MCCF-geschätzten Signalanteile wird im Laborversuch bestimmt. Die synthetische Prüfspannungsquelle stellt eine Netzspannung mit einer Fundamentalen von 47 V bereit, auf die -5., +7., -11. und +13. Oberschwingung mit je 10 % aufmoduliert ist (Abbildung 4.9a). Wie der Vergleich der durch Messung, Transformation in Clarke-Komponenten und Fourieranalyse bestimmten Frequenzanteile der anregenden Spannung U_α und U_β zu den MCCF-Filtergrößen in Tabelle 4.4 zeigt, schätzen die MCCF-Ausgänge im stationären Zustand die einzelnen Signalanteile sehr präzise.

Die sprunghafte Änderung des Eingangssignals regt die einzelnen Filterkanäle erheblich an. Besonders gut ersichtlich ist der Ausgleichsvorgang in Abbildung 4.9b

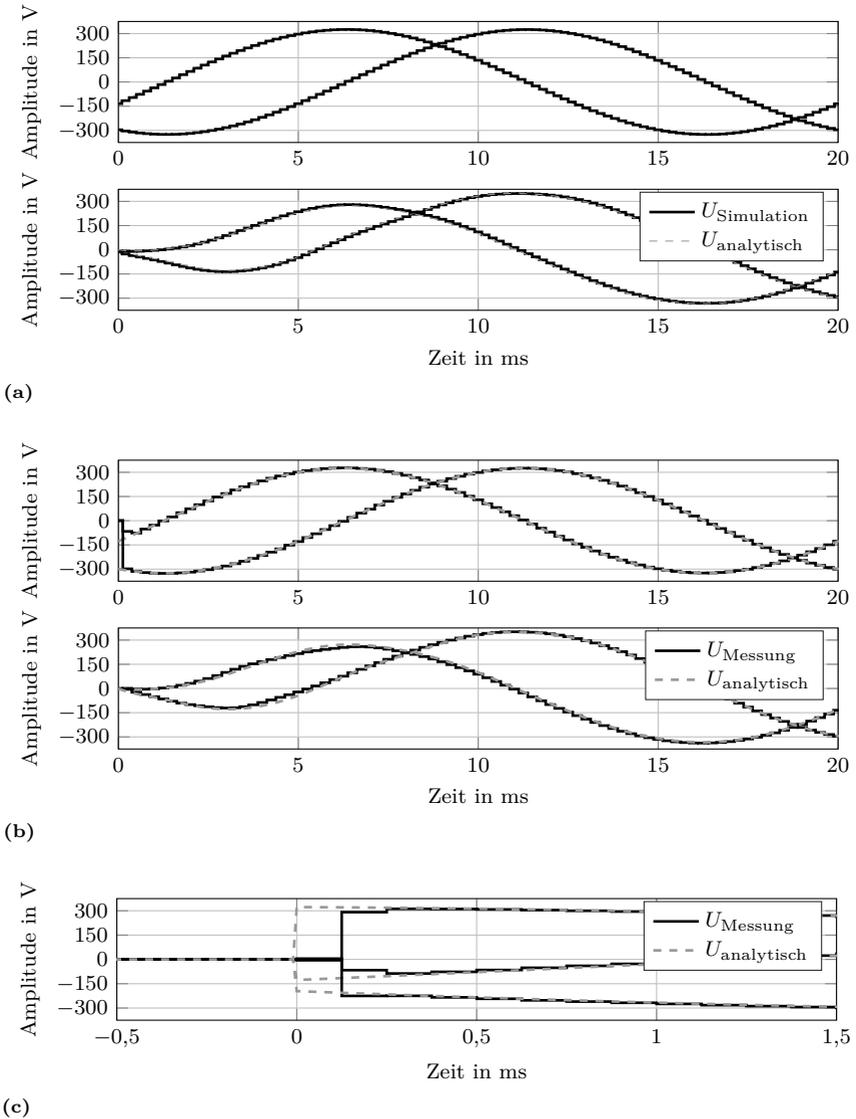
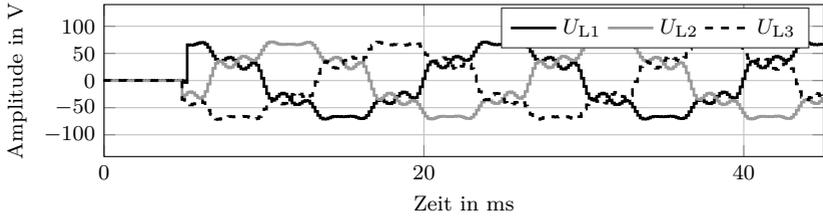
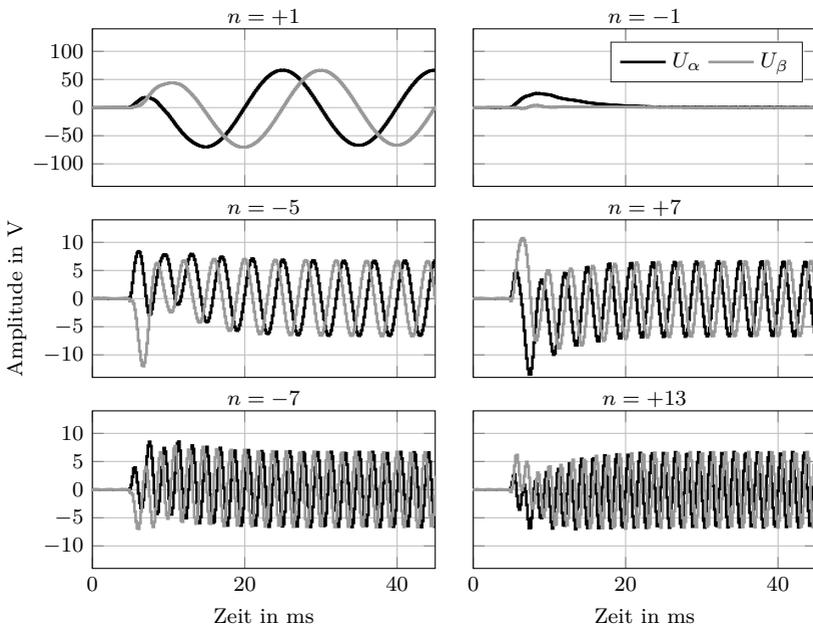


Abbildung 4.8: Sprungantwort des MCCF, $U_{\text{Netz}} = 400 \text{ V}$, $\phi = -28^\circ$.

- a) Analytische Lösung und Simulation,
- b) Analytische Lösung und Laborversuch,
- c) Detail: Abweichende Anregung des Laborversuchs.



(a)



(b)

Abbildung 4.9: Untersuchung der Genauigkeit der MCCF Struktur.

- a) Zeitverlauf der gemessenen Leiterspannungen,
- b) Zeitverlauf der geschätzten Spannungskomponenten.

für den Filterkanal $n = -1$. Erst nachdem die anderen Filterkanäle auf die Eingangsgröße eingeschwungen ist, und dadurch die rückkoppelnde Struktur der Filterbank wirksam ist, ist eine akzeptable Unterdrückung der harmonischen Komponenten gewährleistet. Dies verdeutlicht die Notwendigkeit zeitlicher Entkopplung der Regelzweige entsprechend der Zeitkonstante der MCCF-Struktur T_{MCCF} .

Signal	Amplitude der n . Oberschwingungen in V					
	+1	-1	-5	+7	-11	+13
U_α	66,85	0,02	6,67	6,65	6,64	6,62
$U_{\alpha,\text{MCCF},n}$	66,82	0,05	6,67	6,65	6,69	6,71
U_β	66,85	0,02	6,66	6,66	6,64	6,65
$U_{\beta,\text{MCCF},n}$	66,82	0,05	6,67	6,65	6,69	6,71

Tabelle 4.4: Untersuchung der stationären Genauigkeit der MCCF-Struktur im Laborversuch durch Messung und FFT-Analyse der Spannungsoberschwingungen U_α, U_β und Vergleich zu den geschätzten Spannungsoberschwingungen $U_{\alpha,\text{MCCF},n}, U_{\beta,\text{MCCF},n}$ der MCCF-Struktur. Anregungssignal ist eine synthetisch erzeugte, stark verzerrte Netzspannung ($\text{THD}_U = 19,9\%$).

Kapitel 5

Versuchsanlage zur Untersuchung einer aktiv geregelten Stromtankstelle

Die Betrachtungen der MCCF-basierten Regelung eines Netzstromrichters zur Erbringung von netzdienlichen Dienstleistungen erfolgte bislang über analytische und simulative Betrachtungen. Die einzige Ausnahme stellt die experimentelle Verifikation der analytischen und simulativen Auslegung der MCCF-Bandpass-Filterbank in Kapitel 4.2.6 dar.

Eine rechnergestützte numerische Simulation der Regelungsstruktur in einem zeitdiskretisierten Simulationsmodell erlaubt die Überprüfungen des Regelungsverfahrens und der Systemauslegung des Stromrichters. Prinzipiell gestattet die simulative Betrachtung eine zeit- und kostenoptimierte Auslegung der Software- und Hardwarearchitektur. Weiterhin erlaubt der simulative Ansatz den einfachen Zugriff auf Systemgrößen, die in Realität nur mit hohem Aufwand bestimmbar sind, sowie die Simulation komplexer Systeme, wie beispielsweise kompletter Verbundnetze, deren reale Nachbildung nicht darstellbar ist.

Aufgrund dieser Vorzüge sind numerische Simulationen für die wissenschaftliche Forschung unentbehrlich. Da jede Modellbildung jedoch nur eine Annäherung eines realen Systems darstellt, beispielsweise, da notwendige Parameter für die Modellierung nicht exakt ermittelbar sind und die Modellierungen der Komponenten nur in gewissen Grenzen eine realitätsnahe Abbildung ermöglicht, sind weitere Anstrengungen erforderlich. Prinzipiell bieten sich zwei Ansätze zur Validierung an:

- Die Kalibrierung, Validierung und Abschätzung des Gültigkeitsbereichs des Simulationsmodells.
 - Die Kalibrierung erfordert die messtechnische Bestimmung einzelner Parameter – z.B. Kennfelder der Halbleiterschalter-Parameter in Abhän-

gigkeit der Betriebsspannung und Temperatur, statistische Ermittlung der zeitlichen Verhaltens der Schaltvorgänge, detaillierte Beschreibung nichtlinearer Eigenschaften magnetischer Werkstoffe –, um eine möglichst realitätsnahe Abbildung des Gesamtsystems zu erhalten.

- Die Validierung erfolgt über die Bewertung der Plausibilität einfach nachvollziehbarer Abläufe anhand analytischer Berechnungen.
 - Die Überprüfung der Modellierungsansätze aller Simulationskomponenten sowie der Grenzen der genutzten Parameter-Kennfelder erlaubt eine Abschätzung des Gültigkeitsbereichs der simulativ ermittelten Ergebnisse.
- Die experimentelle Überprüfung im Laborversuch.

Die experimentelle Verifikation gilt in der wissenschaftlichen Forschung zu leistungselektronischen Systemen, deren Aufbau sich im Laborversuch darstellen lässt, als Stand der Technik. Eine Alternative des Komplettaufbaus der Regelung und der zu regelnden Strecke stellt der Hardware-in-the-Loop Ansatz dar, der die Regelstrecke auf digitalen Echtzeitsimulatoren in hoher Güte nachgebildet. Die Ableitung der Komponentenmodelle des Echtzeitsimulators bedarf der selben Sorgfalt wie der Aufbau softwaregestützter Simulationen.

In dieser Arbeit kann auf keine Vorarbeiten zur Kalibrierung, Validierung und Abschätzung des Gültigkeitsbereiches von Simulationsmodellen zurückgegriffen werden. Da allein der messtechnische Aufwand zur Kalibrierung der Komponentenmodelle den Aufwand eines experimentellen Aufbaus übersteigt, erfolgt die Überprüfung durch den maßstäblichen Aufbau einer Versuchsanlage, deren elektrische Kenngrößen mit einer 60 kW-Schnellladestation vergleichbar sind. Die Konzeption und Auslegung der Versuchsanlage wird im folgenden beschrieben.

5.1 Konzeption der Versuchsanlage

5.1.1 Überblick über die Versuchsanlage

Die Versuchsanlage unterteilt sich in den elektrischen Leistungsteil und die zum Betrieb notwendige Mess-, Steuer- und Regelungstechnik, die in Abbildung 5.1 schematisch dargestellt ist. Der Schaltzustand und elektrische Größen werden über eine speicherprogrammierbare Steuerung überwacht. Die graphische Benutzeroberfläche zur Konfiguration der Regelungsplattform und zur Ansteuerung der Schaltorgane des Leistungsteils wird auf einem Windows-Rechnersystem ausgeführt.

Die Versuchsanlage wird wahlweise am Instituts-Niederspannungsnetz oder einer synthetischen Prüfspannungsquelle betrieben. Kernstück des Aufbaus ist die Nachbildung einer Schnellladestation. Die Versuchsanlage verfügt über einen Drehstrom-

anschluss zur Speisung von weiteren Lasten. Den Schaltschrank der Versuchsanlage zeigt Abbildung 5.2, der gesamte Versuchsaufbau ist in Abbildung 5.3 dargestellt.

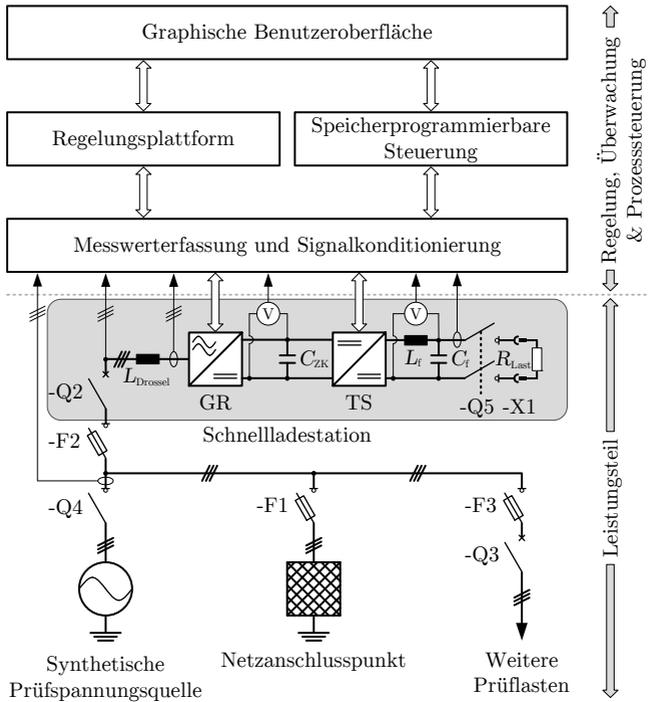
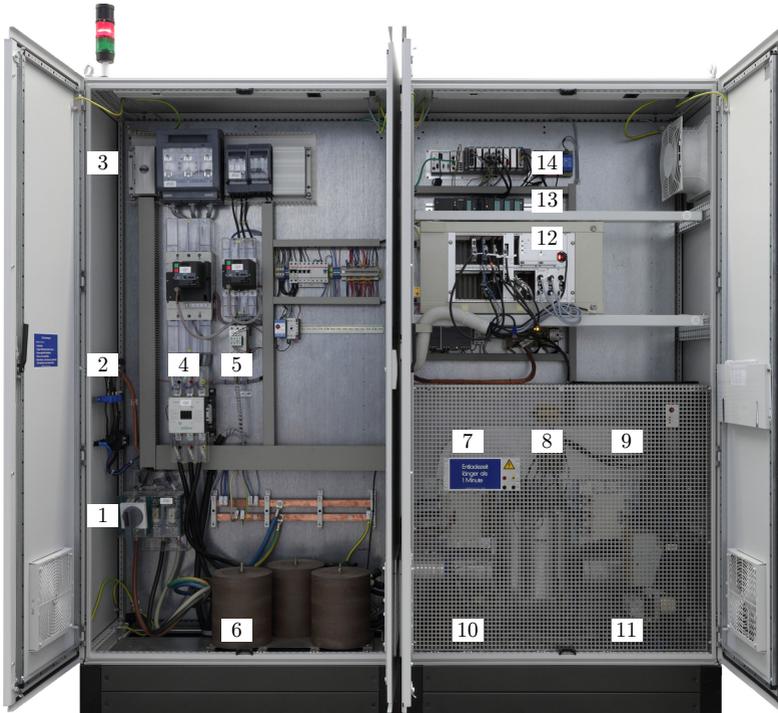


Abbildung 5.1: Schematische Darstellung der Versuchsanlage.



- | | |
|------------------------------|---------------------------------------|
| 1: Netzeinspeisung | 8: Zwischenkreiskapazität |
| 2: Einspeisung | 9: Tiefsetzsteller |
| Prüfspannungsquelle | 10: Tiefpassfilter |
| 3: Sammelschiene | 11: Abgang Lastwiderstand |
| 4: Abgang Versuchsanlage | 12: Signalkonditionierung |
| 5: Abgang weitere Prüflasten | 13: Speicherprogrammierbare Steuerung |
| 6: Netzdrosseln | 14: Regelungsplattform |
| 7: Aktiver Gleichrichter | |

Abbildung 5.2: Übersicht der in der Versuchsanlage eingesetzten Komponenten.



Abbildung 5.3: Darstellung des gesamten Versuchsaufbaus.

5.1.2 Regelung, Überwachung und Prozesssteuerung

5.1.2.1 Regelungsplattform

Die Regelung eines Umrichtersystems erfordert eine echtzeitfähige, leistungsstarke Regelungsplattform mit einer hohen Anzahl präziser zeit- und wert aufgelöster Signalschnittstellen. Mit der fortschreitenden Weiterentwicklung digitaler Mikroprozessoren durch Miniaturisierung der Schaltlogik und Erhöhung der Taktfrequenzen steigt die verfügbare Rechenkapazität und die Leistungsfähigkeit digitaler und analoger Schnittstellen stetig. Der Aufwand für die Integration moderner FPGA und Mikrocontroller in anwendungsspezifische Schaltungen steigt gleichermaßen durch höhere Anforderungen an den hochfrequenzoptimierten Schaltungsentwurf, die elektromagnetische Verträglichkeit und an den Fertigungsprozess.

Spezialisierte marktgängige Regelungsplattformen stellen eine flexibel konfigurierbare Lösung für die Steuerung und Regelung von Versuchständen dar. In dieser Arbeit wird ein *CompactRIO*-System des Herstellers *National Instruments* eingesetzt.

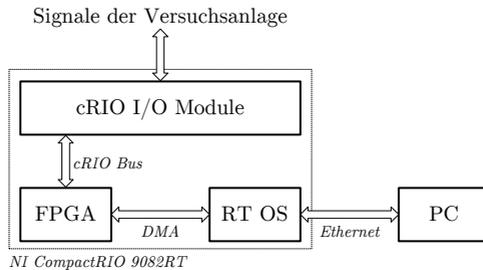


Abbildung 5.4: Schematische Struktur der Echtzeit-Regelungsplattform.

Die Regelungsplattform besteht aus vier wesentlichen Komponenten (Abbildung 5.4):

- Ein handelsübliches *Windows 7*-Rechnersystem (PC), auf dem die graphische Programmierumgebung LabVIEW die Programmierung des CompactRIO-Systems ermöglicht. Über Ethernet-Netzwerk kommuniziert der PC mit dem Echtzeitbetriebssystem des CompactRIO und stellt während des Betriebs die Benutzeroberfläche zur Steuerung der Versuchsanlage und zur Visualisierung der Messdaten bereit.
- Ein Echtzeitbetriebssystem (RT OS), das auf einem 1,33 GHz getakteten Zweikernprozessor mit 2 GB Arbeitsspeicher und 32 GB nichtflüchtigem Speicher des CompactRIO ausgeführt wird. Der zeitliche Jitter genügt für Schleifentaktung bis 1 kHz; die Anzahl deterministisch ausgeführter Rechenschleifen ist

begrenzt. Über das RT OS wird der FPGA initialisiert; der Datenaustausch zwischen den Systemen erfolgt gepuffert über FIFOs mit Speicherdirektzugriff (DMA).

- Ein Field Programmable Gate Array (FPGA) ermöglicht die hardwarebasierte, parallele und deterministische Ausführung zahlreicher Rechenschleifen. Die minimale Dauer einer Rechenschleife wird durch die Basistaktperiode von 25 ns begrenzt.
- Acht Steckplätze für Schnittstellenmodule zur applikationsspezifischen Ein- und Ausgabe analoger und digitaler Signale. Für die Integration in die Versuchsanlage werden die in Tabelle 5.1 beschriebenen Schnittstellenmodule eingesetzt.

Modul	Schnittstellentyp	Konfiguration	Angeschlossene Signale
NI 9401	Digital I/O	5 V TTL Digital I/O, 10 ns PWM Auflösung	Digitalkommunikation Stromrichtermodule
NI 9215	A/D Wandlung	16 bit, 50 kS s^{-1} , $\pm 10 \text{ V}$	$\underline{I}_{\text{Netz}}$
NI 9220	A/D Wandlung	16 bit, 50 kS s^{-1} , $\pm 10 \text{ V}$	$\underline{I}_{\text{GR}}$, U_{ZK} , U_{Last} , I_{Last} , T_{SKiiP}
NI 9225	A/D Wandlung	24 bit, 50 kS s^{-1} , $\pm 425 \text{ V}$	$\underline{U}_{\text{Netz}}$

Tabelle 5.1: Konfiguration der CompactRIO-Schnittstellenmodule.

Die erforderlichen Schleifentaktungen der Stromrichterregelung liegen deutlich über der Grenze des softwarebasierten RT OS, so dass die gesamte Regelung des Versuchsstandes auf dem FPGA implementiert ist. Das RT OS dient als Schnittstelle zwischen dem FPGA und der Benutzersteuerung auf dem Windows-Rechnersystem. Weiterhin speichert es ausgewählte Regelungsgrößen während Versuchen zur Dokumentation ab.

Die Implementierung auf der FPGA-Plattform bietet große Flexibilität durch parallel taktende Rechenschleifen und durch freie Konfiguration der Festkommandatenformate. Die hardwarebasierte Implementierung erfordert umfangreiche Kenntnisse der digitaltechnischen Schaltungen zur Ausführung der Rechenoperationen, um die im Vergleich zu softwarebasierten Systemen knappen Ressourcen optimal zu nutzen. Kompilierzeiten im Bereich mehrerer Stunden zur Berechnung des Microcodes des FPGA erfordern zudem umfangreiche simulative, hardwarenahe Vorprüfungen der zu implementierenden Algorithmen.

5.1.2.2 Steuerung des Schaltzustands und Überwachung

Eine speicherprogrammierbare Steuerung (SPS) *S7-300* der Firma *Siemens* wird zur Steuerung des Schaltzustands und zur Überwachung elektrischer Kenngrößen der Versuchsanlage verwendet. Der Funktionsumfang umfasst:

- Die Ansteuerung der Schütze und Leistungsschalter des Leistungskreises, die Verriegelung unzulässiger Schaltzustände und die Überwachung der Steckverbindung des Lastwiderstands.
- Die automatisierte Vorladung des Spannungszwischenkreises des aktiven Gleichrichters über eine Hilfsschaltung.
- Die Schwellwertüberwachung der elektrischen Größen auf Netz-, Zwischenkreis- und Lastseite. Der Verlauf der elektrischen Größen wird gespeichert und die Abschalterereignisse werden automatisiert protokolliert.
- Die graphische Benutzerführung und Visualisierung des Systemzustands in *WinCC*.
- Weiterhin regelt eine Temperaturüberwachung die Lüfterleistung der Schaltschrankentwärmung.

Eine detaillierte Beschreibung der Gesamtfunktionalität findet sich in der Arbeit [142].

5.2 Auslegung des Leistungsteils

5.2.1 Stromrichter

5.2.1.1 Festlegung der Schaltfrequenz

Der Frequenzverhältnis $m_f = \frac{f_{\text{PWM}}}{f_m}$ drückt die Anzahl an PWM-Perioden pro Periode des Referenzsignals f_m aus. Für die modulierte Fundamentale f_{Netz} wird ein Frequenzverhältnis von mindestens 15 bis 21 [9, 89] angestrebt, um die Einprägung von Interharmonischen des Netzstromrichters durch die asynchron zur Netzfrequenz erfolgende PWM-Taktung zu begrenzen.

Weiterhin ist der Einfluss auf Rundsteuersignale zu berücksichtigen. Pulsbreitenmodulierte Netzstromrichter müssen ein Verhältnis von Anlagen- zu Kurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt von

$$\frac{S_{k,\text{PCC}}}{S_N} \geq 1000 \quad (5.1)$$

erfüllen, sofern die PWM-Frequenz im Bereich von $\pm 30\%$ der Rundsteuerfrequenz f_{TRA} des Netzgebiets liegt [84]. Der betroffene Frequenzbereich ist zu meiden, da die erforderliche Kurzschlussleistung nach Gleichung 5.1 für die Installation einer Schnellladestation in Niederspannungsnetzen nicht zu erfüllen ist (vgl. Abschnitt 2.4.2.4). Die in Deutschland verwendeten Rundsteuerfrequenzen decken

einen Bereich von 110 Hz bis 1600 Hz ab [50], womit die minimale PWM-Frequenz größer als 2080 Hz zu wählen ist.

Die höchste aktiv kompensierbare Stromüberschwingung $f_{\max} = n f_{\text{Netz}}$ wird durch die PWM-Taktfrequenz begrenzt. Elektronische Leistungsfilter wählen einen Frequenz-Modulationsindex im Bereich von 6 bis 8 für die höchste modulierte Stromüberschwingung.

Für die Versuchsanlage wird die Pulsweitenmodulationsfrequenz zu $f_{\text{PWM}} = 5 \text{ kHz}$ gewählt. Mit einem Frequenz-Modulationsindex von 7,7 wird die 13. Stromüberschwingung als höchstes zu modulierendes Signal der *Oberschwingungskompensation* festgelegt.

5.2.1.2 Auswahl des Leistungsmoduls

Die Ansteuerung und der Schutz eines Stromrichtersystems stellt aufgrund der großen Dynamik der Stellgrößen, den hohen auftretenden Spannungen, sehr hoher möglicher Kurzschlussströme und dem Betrieb in einer Umgebung mit hohen elektromagnetischen Störemissionspegeln hohe Anforderungen an den Schaltungsentwurf. Um die damit einhergehende Komplexität im Aufbau des Versuchsstandes zu vermeiden, wird für den Einsatz ein hochintegriertes *intelligentes Leistungsmodul* (IPM) verwendet. Das IPM beinhaltet:

- Eine vollständige Potentialtrennung der Ansteuerungselektronik und des Leistungskreises,
- Integrierte Messung der Leiterströme und der Zwischenkreisspannung,
- Integrierte Gate-Treibereinheit mit Verriegelung der Schaltelemente eines Brückenzeigs durch Totzeiteinfügung von $t_{\text{TD}} = 3 \mu\text{s}$, wodurch ein zur Zerstörung der Halbleiter führender Halbbrückenkurzschluss verhindert wird,
- Ein Überstromschutz unter Auswertung der integrierten Stromsensoren und der Kollektor-Emitterspannung U_{CE} der IGBT-Halbleiterelemente,
- Ein Überspannungsschutz durch Sperrung der Ansteuersignale bei Überschreiten der Nominalzwischenkreisspannung innerhalb von $\tau_{\text{U,max}} = 500 \mu\text{s}$ und
- Ein Übertemperaturschutz zum Schutz der Halbleiter vor Überlast innerhalb von $\tau_{\text{th,max}} = 1 \text{ s}$.

Die Auswahl der Strombelastbarkeit des IPM erfolgt durch thermische Simulation des Nennbetriebs in den Varianten rein ohmscher, kapazitiver und induktiver Stromaufnahme bei einer Schaltfrequenz von 5 kHz und einer Zwischenkreisspannung von 700 V. Die Berechnung unter Verwendung des Auslegungsprogramms

SemiSel [99] des Halbleiterherstellers *Semikron* führt zur Wahl des *SKiiP 513 GD172-3DUL V3* (Tabelle 5.2). Für den vereinfachten Systemaufbau sowie einer flexiblen Anschlussnutzung der Versuchsanlage wird der selektierte Stromrichter ebenfalls als Tiefsetzsteller verwendet.

Parameter	Wert	Einheit
Bemessungsspannung $U_{ZK,m}$	1200	V
Maximaler Kollektorstrom I_C	500	A
Maximale Schaltfrequenz f_{\max}	14	kHz
Gewählte Schaltfrequenz f_{PWM}	5	kHz

Tabelle 5.2: Technische Daten des ausgewählten Stromrichtermoduls *SKiiP 513 GD172-3DUL V3* des Herstellers *Semikron*.

5.2.2 Zwischenkreiskondensator

5.2.2.1 Auslegungskriterium Schiefastkompensation

Die Spannungswelligkeit bei stationärem Betrieb mit symmetrischer Leistungsaufnahme des selbstgeführten Gleichrichters ist vernachlässigbar gering, da die aufgenommene Wirkleistung konstant ist:

$$P_{GR}^{dq} = \frac{3}{2} I_{GR,d} U_{Netz,d} = const. \quad (5.2)$$

Falls die Schnellladestation eine im Netz vorhandene Schiefast ausgleicht, beinhaltet der Wirkstrom $I_{GR,d}$ einen Wechselanteil mit doppelter Netzfrequenz f_{Netz} , der eine erhebliche Spannungs- und Stromwelligkeit der Zwischenkreiskapazität verursacht. Die exakte Bestimmung der Spannungswelligkeit im Zwischenkreis erfordert die Aufteilung der Gleichrichterleistung P_{GR} in einen Gleichanteil, der der Mitsystemleistung P_{Mit} entspricht, und in den Wechselanteil der Gegensystemleistung P_{Geg} (Abbildung 5.5).

$$P_{GR}^{dq} = \frac{3}{2} (I_{GR,d,=} + I_{GR,d,\sim}) U_{Netz,d}$$

$$P_{GR}^{dq} = \underbrace{\frac{3}{2} I_{GR,d,=} U_{Netz,d}}_{P_{Mit}^{dq}} + \underbrace{\frac{3}{2} I_{GR,d,\sim} U_{Netz,d}}_{P_{Geg}^{dq}} \quad (5.3)$$

Die Gegensystemleistung P_{Geg} bewirkt eine periodische Spannungsschwankung im Spannungszwischenkreis. Die periodisch auftretende, mittelwertfreie Lade- und Entladeleistung der Zwischenkreiskapazität C_{ZK} aufgrund der Gegensystemleistung wird über folgende Gleichung beschrieben:

$$P_{Geg}(t) = 2 \hat{P}_{Geg} [\sin(2\pi f_{Netz} t)]^2 - \hat{P}_{Geg}, \quad (5.4)$$

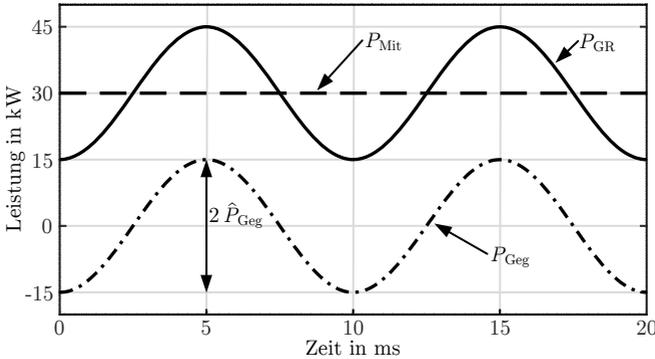


Abbildung 5.5: Leistungsaufnahme des aktiven Gleichrichters bei Schiefastkompensation, $P_{\text{Mit}} = 30 \text{ kW}$, $\hat{P}_{\text{Geg}} = 15 \text{ kW}$.

wobei $2 \hat{P}_{\text{Geg}}$ den Spitze-Spitze-Wert der Gegensystemleistung ausdrückt. Der Betrag des periodischen Energieaustausches der Zwischenkreiskapazität wird über das Integral einer Halbwelle der Schwingung bestimmt:

$$\Delta W_{\text{Geg}} = \int_{2,5 \text{ ms}}^{7,5 \text{ ms}} P_{\text{Geg}}(t) dt = \frac{2 \hat{P}_{\text{Geg}}}{4 \pi f_{\text{Netz}}}. \quad (5.5)$$

Die minimale und maximale Zwischenkreisspannung während einer Periode wird über die Energiebilanz der Zwischenkreiskapazität C_{ZK} bestimmt:

$$U_{\text{ZK,max}} = \sqrt{U_{\text{ZK,N}}^2 + \frac{\Delta W_{\text{Geg}}}{C_{\text{ZK}}}} \quad (5.6)$$

$$U_{\text{ZK,min}} = \sqrt{U_{\text{ZK,N}}^2 - \frac{\Delta W_{\text{Geg}}}{C_{\text{ZK}}}} \quad (5.7)$$

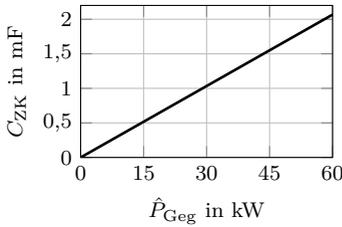
Die Auslegung der Zwischenkreiskapazität in Abhängigkeit der Spannungswelligkeit wird über folgende Abschätzung ermöglicht:

$$\delta_{\text{U,ZK}} = \frac{\frac{1}{2} (U_{\text{ZK,max}} - U_{\text{ZK,min}})}{U_{\text{ZK,N}}} \quad (5.8)$$

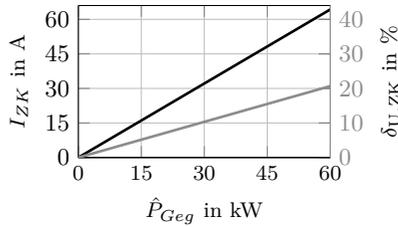
$$U_{\text{ZK,min}} \approx (1 - \delta_{\text{U,ZK}}) U_{\text{ZK,N}} \quad (5.9)$$

Auflösen der Gleichung 5.7 nach der Zwischenkreiskapazität und Einsetzen von Gleichung 5.9 führt zum gesuchten Auslegungskriterium der Zwischenkreiskapazität bei gegebener Gegensystemleistung, Spannungswelligkeit und Nominalspannung des Spannungszwischenkreises:

$$C_{\text{ZK}} = \frac{\Delta W_{\text{Geg}}}{(2 \delta_{\text{U,ZK}} - \delta_{\text{U,ZK}}^2) U_{\text{ZK,N}}^2}. \quad (5.10)$$



(a)



(b)

Abbildung 5.6: Auslegung des Zwischenkreiskondensators:

a) Benötigte Zwischenkreiskapazität bei gegebener Gegensystemleistung P_{Geg} und Spannungswelligkeit $\delta_{U,ZK} = 10\%$.

b) Effektivwert des 100 Hz Zwischenkreis-Ripplestroms I_{ZK} und der Spannungswelligkeit δ , $C_{ZK} = 1$ mF.

In Abbildung 5.6a ist die benötigte Zwischenkreiskapazität C_{ZK} über die geforderte Gegensystemleistung \hat{P}_{Geg} bei einer maximalen Spannungswelligkeit $\delta_{U,ZK}$ in Höhe von 10% dargestellt. Die Strombelastung der Zwischenkreiskapazität und die Spannungswelligkeit des Zwischenkreises für eine Dimensionierung nach Abschnitt 5.2.2.2 ist Abbildung 5.6b zu entnehmen.

5.2.2.2 Dimensionierung der Zwischenkreiskapazität

Die benötigte Zwischenkreiskapazität wird aus folgenden Betrachtungen bestimmt:

1. Die Spannungswelligkeit des Zwischenkreises bei unsymmetrischer Leistungsaufnahme nach Abschnitt 5.2.2.1 ,
2. Die Auslegung der benötigten Zwischenkreiskapazität bei einer konventionellen PI-Regelung des aktiven Gleichrichters nach [30] ,
3. Der Spannungseinbruch oder -anstieg des Zwischenkreises bei einer sprunghaften Änderung des gestellten netzseitigen Blindstroms nach [5, 37, 43],
4. der Spannungseinbruch des Zwischenkreises während einer kurzen Netzstörung (Fähigkeit zum Fault-Ride-Through) [30, 98].

Die Auswertung der Kriterien 1 bis 4 ist in Tabelle 5.3 gegeben. Eine Auslegung für einen unterbrechungsfreien Ladebetrieb während einer Kurzzeitunterbrechung scheidet aufgrund der benötigten sehr großen Zwischenkreiskapazität aus. Für diesen Fehlerfall bieten sich weitere Verfahren wie z.B. ein automatisierter Neustart des Ladeprozesses nach Spannungswiederkehr an.

Die Auslegung der Zwischenkreiskapazität für eine konventionelle PI-Regelung stammt aus der Betrachtung einer aktiven Gleichrichtereinheit zur Speisung drehzahlvariabler Antriebssysteme. Da der Ladeprozess eines Elektrofahrzeugs geringere Änderungsraten der Zwischenkreisbelastung erfordert (Normativ Anforderung: Anstiegsrate des Ladestrom $\geq 20 \text{ A s}^{-1}$ und Reduktionsrate $\geq 100 \text{ A s}^{-1}$ [117]) und zudem keine dem Bremsbetriebs vergleichbare Rückspeisung auftritt, wird die Versuchsanlage entsprechend der Anforderung für eine Schiefastkompensation in Höhe von $P_{\text{Geg}} = 30 \text{ kW}$ dimensioniert. Diese Auslegung erlaubt zudem eine sehr schnelle Änderungsrate der Blindleistung, was beispielsweise eine Stützung der Netzspannung während Netzfehlern erlaubt [159]. Die Zwischenkreiskapazität ist aus drei Leistungskondensatoren *E63.S32-334C20* des Herstellers *Electronicon* mit einer Gesamtkapazität von $990 \mu\text{F}$ aufgebaut.

5.2.3 Netzdrossel

Die Auslegung der Netzdrossel erfolgt nach drei Kriterien:

1. Optimierung der Streckencharakteristik durch Verdrosselung des aktiven Gleichrichters in Höhe von 10 % der Bezugsimpedanz $Z_b = U_{\text{Netz}}^2 / S_N$ [30].
2. Schutz der Freilaufdiode bei lastseitigem Kurzschluss des aktiven Gleichrichters. Die erforderliche Induktivität berechnet sich aus der maximalen Fehlerdauer von 10 ms, bis zu der die superflinken Halbleitersicherungen den Kurzschlussstrom gelöscht haben und dem maximal zulässigen Grenzlasterintegral der Freilaufdioden [98].

3. Begrenzung der Netzzrückwirkung. Die am Netzanschlusspunkt wirksamen schaltharmonischen Spannungen des 1. Trägerbands des aktiven Gleichrichters werden um das Dämpfungsmaß a_{db} reduziert [9, 30].

Nach Auswertung der Kriterien (Tabelle 5.3c) werden Phasendrosseln 9937.52 230x270 DRE des Herstellers *Sintermetalle Prometheus* mit einer Induktivität von 500 μH in der Versuchsanlage eingesetzt.

Parameter	Wert	Einheit
S_N	80	kVA
P_N	60	kW
\hat{P}_{Geg}	30	kW
$U_{\text{ZK},N}$	700	V
$\delta_{\text{U,ZK}}$	10	%
$U_{\text{ZK},\text{min}}$	630	V
f_{Netz}	50	Hz
Δt	100	ms
$\int I_{\text{D}}^2(t) dt$	61	$\text{kA}^2 \text{s}$

(a) Berechnungsgrundlagen

Kriterium	Berechnung	Kapazität	Quelle
Unsym. Betrieb	$C_{\text{ZK}} = \frac{3 \hat{P}_{\text{Geg}}}{8 \sqrt{2} \pi f_{\text{Netz}} \delta_{\text{U,ZK}} U_{\text{ZK},N}^2}$	1026 μF	(5.10)
Konventionelle PI Regelung	$C_{\text{ZK}} = 277 \% \frac{S_N}{\omega_{\text{Netz}} U_{\text{Netz}}^2} \clubsuit$	4409 μF	[30]
STATCOM	$\frac{W_{\text{ZK}}}{S_N} = 1,3 \text{ J kVA}^{-1}$	424 μF	[37]
Kurzzeitunterbrechung	$C_{\text{ZK}} = \frac{2 P_N \Delta t}{U_{\text{ZK},N}^2 - U_{\text{ZK},\text{min}}^2}$	129 mF	[98]

(b) Berechnung der Zwischenkreiskapazität

Kriterium	Berechnung L_{Drossel}	Induktivität	Quelle
Konventionelle PI Regelung	$10 \% \frac{U_{\text{Netz}}^2}{\omega_{\text{Netz}} S_N}$	637 μH	[30]
Grenzlastintegral Freilaufdiode	$\sqrt{\frac{3}{4 f_{\text{Netz}} \int I_{\text{D}}^2(t) dt} \frac{\sqrt{3} U_{\text{Netz}}}{\omega_{\text{Netz}}}}$	245 μH	[98]
Schaltharmonische	$\left(2 \pi f^* 10^{-a_{\text{db}}/20}\right)^{-1}$ $f^*: f_{\text{PWM}}$ in Hz; $a_{\text{db}} = 25 \text{ dB}$	566 μH	[30]

(c) Berechnung der Netzdrossel

Tabelle 5.3: Auslegung des aktiven Gleichrichters.

\clubsuit : In [30] ist für $f_{\text{PWM}} = 2,5 \text{ kHz}$ ein Faktor von 544 % angegeben.
Für die hier gewählten $f_{\text{PWM}} = 5,0 \text{ kHz}$ erfolgt eine lineare Anpassung.

5.2.4 Nachbildung der Ladelast

Die Schnellladung eines Elektrofahrzeugs zur Erprobung des MCCF-basierten Regelungsverfahrens des Netzgleichrichters wird aus mehreren Gründen durch eine Widerstandslast simuliert. Erstens lässt sich die Belastung des Spannungszwischenkreises durch eine geregelte Last nachstellen, deren Sollwerte durch gemessene und synthetisch berechnete Leistungskurven von Schnellladevorgängen vorgegeben werden. Zweitens erfordert die Ladung eines Elektrofahrzeugs mit einer als prototypisch zu betrachtenden Versuchsanlage großen Mehraufwand zur Implementierung und Zertifizierung der Ladekommunikation sowie zur Sicherstellung stets normkonformer Ladevorgänge, auch bei einer möglichen Fehlfunktion des aktiven Gleichrichters. Drittens wird der erhöhte Organisations- und Kostenaufwand zum Betrieb eines Elektrofahrzeugs vermieden.

Die Belastung des Spannungszwischenkreises wird über einen Tiefsetzsteller, der einen Leistungswiderstand speist, nachgestellt. Die ausgangsseitige Spannung wird über einen Tiefpass zweiter Ordnung stabilisiert. Aufgrund der anfallenden Abwärme ist der Leistungswiderstand *FAM 3342018* des Herstellers *Frizlen* außerhalb des Schaltschranks platziert und wird über eine überwachte Steckverbindung angeschlossen. Die technischen Daten sind in Tabelle 5.4 gegeben.

Parameter	Wert	Einheit
R_{Last}	4,2	Ω
$P_{\text{Last,N}}$	60	kW
L_{f}	400	μH
C_{f}	200	μF
$f_{\text{PWM,TS}}$	5	kHz

Tabelle 5.4: Technische Daten der nachgebildeten Ladelast.

5.2.5 Sicherheitskonzept

Die Versuchsanlage ist für eine Nennleistung von 80 kVA ausgelegt und wird an einem Netzanschlusspunkt mit einer Kurzschlussleistung von 12 MVA betrieben. In Anbetracht der damit zu erwartenden Kurzschlussströme erfordert die experimentelle Prüfung ein umfangreiches Sicherheitskonzept zum Schutz der Versuchsanlage. Weiterhin erfolgt der Aufbau der Anlage unter Beachtung der einschlägigen Vorschriften für den Schutz vor elektrischem Schlag.

Ein Fehler in der elektrischen Installation, der Messwerterfassung, der Signalkonditionierung oder der Regelung kann unzulässig hohe Ströme und Zwischenkreisspannungen bewirken. Die verwendeten Stromrichtermodule verfügen über eine integrierte Überstrom- und Überspannungsüberwachung (vgl. Abschnitt 5.2.1),

die zu einer Sperrung der Ansteuersignale führen. Aufgrund der antiparallelen Freilaufdioden der IGBTs sind jedoch weitere Schutzorgane notwendig.

Für den Überstromschutz werden auf das Grenzlastintegral der Freilaufdioden abgestimmte Halbleitersicherungen eingesetzt. Die Zwischenkreisspannung U_{ZK} weist im Fehlerfall eine sehr hohe Änderungsrate auf, weswegen eine in [137] entwickelte Zwischenkreisüberwachung bei unzulässig hohen Spannungen die Versuchsanlage vom Netz trennt und einen Bremswiderstand zuschaltet.

Die speicherprogrammierbare Steuerung (vgl. Abschnitt 5.1.2.2) verfügt über frei festlegbare Abschaltsschwellen für zahlreiche elektrische Größen der Versuchsanlage, so dass auch bei Inbetriebnahmeprüfungen neuer Softwareversionen unter reduzierter Netzspannung eine automatisierte Abschaltung gewährleistet ist.

Ein elektronisches Sicherheitsrelais überführt die Versuchsanlage bei Betätigung des Notausschalters in einen sicheren Betriebszustand durch eine von der SPS unabhängigen Abschaltung aller netz- und lastseitigen Schaltorgane, der Zuschaltung des Bremswiderstands und einer in Hardware implementierten Sperrung aller Ansteuersignale der Stromrichter.

5.3 Harmonische Interaktion

Eine unsymmetrische Leistungsaufnahme bewirkt eine ausgeprägte Spannungswelligkeit doppelter Netzfrequenz f_{Netz} des Spannungszwischenkreises, vgl. Abschnitt 5.2.2.1. Die *harmonische Interaktion* zwischen den gestellten Strömen des Netzstromrichters und dem Gleichspannungszwischenkreis ist bei der Auslegung und Regelung des Netzstromrichters zu berücksichtigen. Die harmonische Interaktion stellt eine Welligkeit des Gleichspannungszwischenkreises mit einer Frequenz von f_{ZK} in den netzseitigen Strömen nach Gleichung 5.11 in als Mit- und Gegensystem deutbaren Seitenbändern dar [57, 73].

$$\begin{aligned} f_{I,\text{Netz,Geg}} &= f_{ZK} - f_{\text{Netz}} \\ f_{I,\text{Netz,Mit}} &= f_{ZK} + f_{\text{Netz}} \end{aligned} \quad (5.11)$$

Falls keine besonderen Vorkehrungen im Aufbau des Spannungszwischenkreises oder in der Regelung der Netzströme getroffen werden, prägt die Welligkeit der Gleichspannungszwischenkreisseite einen unerwünschten Stromanteil mit 150 Hz netzseitig ein. Es bestehen prinzipiell drei Möglichkeiten, diesen Stromanteil zu vermeiden:

1. Rückführung des Momentanwertes der Zwischenkreisspannung in das Modulationsverfahren.
2. Einbau eines auf 100 Hz abgestimmten Saugkreises im Spannungszwischenkreis.

3. Erweiterung des Regelverfahrens um einen auf 150 Hz abgestimmten Stromregelpfad.

Eine fehlerhafte Bestimmung der Zwischenkreisspannung führt zu einer von der Stellgröße abweichenden Netzstromrichterspannung, die in Konsequenz zu einem unkontrollierten Netzstromverlauf führt. Aufgrund möglicher elektromagnetischer Störemissionen – extern aus dem Verteilnetz oder intern durch Schaltvorgänge der Leistungshalbleiter – kann nicht ausgeschlossen werden, dass ein einzelner Messwert der Zwischenkreisspannung fehlerhaft erfasst wird. Deshalb wird die direkte Rückführung der Zwischenkreisspannung nach Punkt 1 nicht angewandt und zur Störunterdrückung die Zwischenkreisspannung über einen arithmetischen Mittelwert zurückgeführt.

Hasenkopf [43] setzt zur Symmetrierung von Bahndrehstromnetzen ein elektronisches Leistungsfilter ein, dessen Spannungszwischenkreis mit einem auf 100 Hz abgestimmten Saugkreis ausgestattet wird und dadurch die unerwünschte Modulation von 150 Hz Anteilen des Netzstroms wirkungsvoll unterdrückt. Der zusätzliche Komponentenaufwand mit den einhergehenden Kosten- und Bauraumanforderungen ist in einem elektronischen Leistungsfilter darstellbar.

Eine Schnellladestation wird nur im Bedarfsfall zu einer Schiefastkompensation genutzt; da nicht davon auszugehen ist, dass dies bei jeder Schnellladestation erfolgt, wird von zusätzlichen Komponenten im Spannungszwischenkreis Abstand genommen und algorithmischer Ansatz nach Punkt 3 gewählt.

5.4 Parametrierung der Regler

Parameter	Wert	Einheit
Zeitkonstante Stromregler $T_{I,n=+1}$	1,2	ms
Zeitkonstante MCCF T_{MCCF}	10	ms
Zeitkonstante Stromregler $T_{I,n\neq+1}$	120	ms
Abtastzeit Stromregler $T_{S,I}$	100	μ s
Zeitkonstante Zwischenkreisspannungsregler T_U	24	ms
Abtastzeit Zwischenkreisspannungsregler $T_{S,U}$	10	ms
Zeitkonstante Messglied Zwischenkreisspannung	10	ms
$T_{ZK,AVG}$		

Tabelle 5.5: Regelparameter der Versuchsanlage.

Der Reglerentwurf der Versuchsanlage in Abschnitt 3.3.2 führt die Regelparameter auf eine frei wählbare Zeitkonstante zurück. Für die Stromregelung des Mitsystemzweigs wird eine Zeitkonstante $T_{I,n=+1}$ von 6 PWM Takten T_{PWM} gewählt. Den robusten Betrieb unter nichtidealen Netzspannungen und die aktive Kompensation ausgewählter Spannungsmerkmale übernehmen parallele Stromregelungszweige,

die über ein MCCF-Vorfilter entkoppelt sind. Um der Forderung der zeitlichen Entkopplung der Stromregler und der MCCF-Struktur aus Abschnitt 4.2.4 zu genügen, wird für die parallelen Stromregelzweige eine Zeitkonstante $T_{1,n \neq +1}$ entsprechend $12 T_{\text{MCCF}}$ gewählt.

Die überlagerte Zwischenkreisspannungsregelung T_U muss zeitlich von der Mitsystem-Stromregelung entkoppelt sein, wozu eine Zeitkonstante von $20 T_{1,n \neq +1}$ festgelegt wird. Während der *Schieflastkompensation* tritt eine ausgeprägte Welligkeit der Zwischenkreisspannung U_{ZK} mit doppelter Netzfrequenz f_{Netz} auf. Um eine Interaktion des Zwischenkreisspannungsreglers mit dieser periodischen Spannungsänderung auszuschließen, wird die Regelgröße über eine arithmetische Mittelwertbildung mit einer Zeitkonstante $T_{\text{ZK,AVG}}$ einer halben Netzperiode zurückgeführt.

Kapitel 6

Experimentelle Validierung

6.1 Versuchsdurchführung an der Versuchsanlage

6.1.1 Prüfaufbau

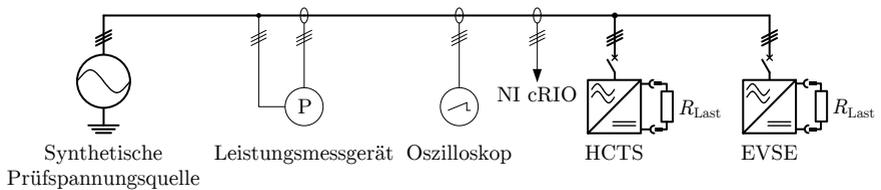


Abbildung 6.1: Schematischer Prüfaufbau der experimentellen Überprüfung.

Verzerrungen der Netzspannung beeinflussen die messbaren Netzrückwirkungen eines Stromrichters stark, weswegen eine aussagekräftige Messung bei Speisung aus dem Verteilnetz im Allgemeinen nicht möglich ist. Die Spannungsqualität am Netzanschlusspunkt der Versuchsanlage wird durch eine Vielzahl weiterer leistungselektronischer Versuchsanlagen bestimmt, so dass die netzsynchron ermittelten Messdaten erheblich von der Anzahl und der Arbeitspunkte der zum Messzeitpunkt betriebenen Anlagen abhängen.

Die Validität und Reliabilität der Messungen wird durch die Speisung der Versuchsanlage aus einer synthetischen dreiphasigen Prüfspannungsquelle sichergestellt (Abbildung 6.1). Die eingesetzten Leistungsverstärker *PAS 10000* des Herstellers *Spitzenberger & Spies* limitieren die zulässige Dauerleistung pro Phase auf 10 kW, was bei der Versuchsdurchführung berücksichtigt wird. Die Leistungsmessung und Bestimmung der Netzrückwirkungen erfolgt über ein Leistungsmessgerät *LMG 450*

des Herstellers *Zimmer Electronic Systems*. Ein Rechnersystem protokolliert die Leistungs- und Oberschwingungsdaten, die zur Auswertung der stationären Betriebszustände verwendet werden. Ein Oszilloskop *Tektronix MSO 4034* wird zur Dokumentation der Leiterströme sowie zur Bestimmung der Spannungswelligkeit der Zwischenkreisspannung \tilde{U}_{ZK} eingesetzt. Die Regelungsplattform *NI cRIO 9082RT* speichert ausgewählte Kenngrößen zur Darstellung des dynamischen Verhaltens während der Versuche.

6.1.2 Übersicht der Versuche

Die Versuche sind in drei Gruppen aufgliedert:

1. Bestimmung der Stromkennwerte der *konventionellen spannungsorientierten Regelung* unter synthetisch erzeugter, symmetrischer und Oberschwingungsfreier Netzspannung.
2. Vergleich der *konventionellen spannungsorientierten Regelung* und der erweiterten *Regelungsstruktur mit parallelen, MCCF-entkoppelten Regelzweigen* unter nichtidealen Netzspannungen bei:
 - (a) Symmetrischer, stark ausgeprägter Oberschwingungsbelastung der Leiterspannungen.
 - (b) Unsymmetrischer, stark ausgeprägter Oberschwingungsbelastung der Leiterspannungen und erheblicher Spannungsunsymmetrie der Fundamentalen.
3. Aktive Kompensation der *Regelungsstruktur mit parallelen, MCCF-entkoppelten Regelzweigen* bei:
 - (a) Unsymmetrischer Leistungsaufnahme zum Ausgleich einer Schiefast.
 - (b) Oberschwingungskompensation eines sechspulsigen Diodengleichrichters.
 - (c) Oberschwingungskompensation und Schiefastkompensation eines vierpulsigen Diodengleichrichters.

Die Versuche 1, 2, und 3a erfolgen durch Betrieb der Versuchsanlage mit angeschlossenem Lastwiderstand R_{Last} zur Belastung des Spannungszwischenkreises. Als Quelle harmonischer Störungen wird in den Versuchen 3b und 3c ein Hochstromprüfsystem *High Current Test System* [52] verwendet.

6.2 Ergebnisse

6.2.1 Konventionelle spannungsorientierte Regelung

In diesem Versuch wird die Qualität der modulierten Ströme beim Einsatz der konventionellen spannungsorientierten Regelung als Referenz für weitere Betrachtungen bestimmt. Der Netzstromrichter wird durch eine synthetische Spannungsquelle mit einem nahezu Oberschwingungsfreien, symmetrischen Drehstromsystem gespeist (Tabelle 6.1a). Die ermittelten Kenngrößen dienen zum Vergleich mit der erweiterten Regelstruktur bei Betrieb unter nichtidealen Netzspannungen sowie bei der Erbringung von Kompensationsdienstleistungen. Zudem dient der Versuch zur experimentellen Überprüfung der Auslegung des Versuchsstands und der Regelparameter.

In Abbildung 6.2 ist das dynamische Verhalten des Leistungsteils bei einem Lastsprung von 30 kW dargestellt. Die Vorsteuerung der gemessenen Ausgangsleistung P_{Last} auf den Sollwert des Wirkstroms des Netzstromrichters

$$I_{\text{GR,d,soll}} = I_{\text{GR,d,soll,U}} + I_{\text{GR,d,soll,Last}} \quad (6.1)$$

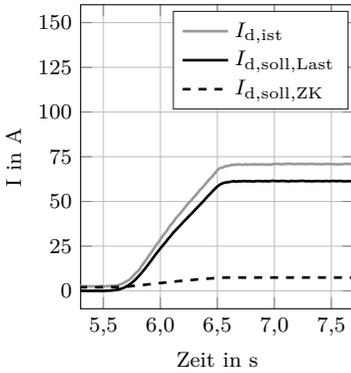
begrenzt den Spannungseinbruch der Zwischenkreisspannung $U_{\text{ZK,ist}}$ auf $-2,6\%$. Die Leistungsaufnahme erfolgt annähernd ohmsch; die gestellten Ströme weisen eine Gesamt-Oberschwingungsverzerrung kleiner 4% bei vernachlässigbarer Stromunsymmetrie auf (Tabelle 6.1b, Abbildung 6.3). Die Netzurückwirkungen des spannungsorientiert geregelten Netzstromrichters sind minimal und bestätigen die Konzeption der Schnellladestation sowie die Komponentendimensionierung (Kapitel 3 und Abschnitt 5.2).

Parameter	L1	L2	L3	Parameter	L1	L2	L3
U_{RMS} in V	228,0	228,3	228,0	I_{RMS} in A	49,4	48,7	47,8
Phasenlage in °	0	240	120	$I_{50\text{ Hz}}$ in A	49,2	48,5	47,6
THD_{U} in %	0,6	0,6	0,6	THD_{I} in %	3,4	3,2	3,6
k_2 in %	0,1	$\cos(\varphi)$ in %	99,4
				k_{Unsym} in %	1,7
				$\tilde{U}_{\text{ZK,SpSp}}$ in V	4,0

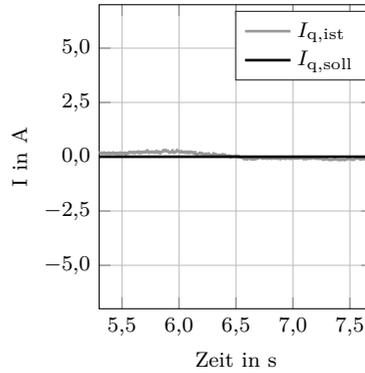
(a) Synthetische Netzspannung

(b) Ströme des Netzstromrichters

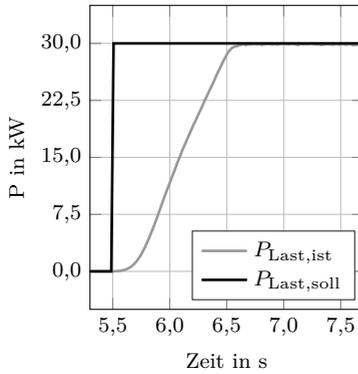
Tabelle 6.1: Kenngrößen der konventionellen Regelung, $U_{\text{ZK}} = 700\text{ V}$,
 $P_{\text{Last}} = 30\text{ kW}$.



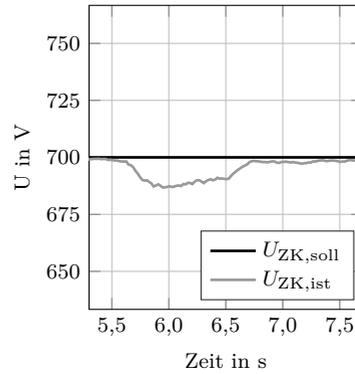
(a) Wirkstrom



(b) Blindstrom



(c) Ladeleistung



(d) Zwischenkreisspannung

Abbildung 6.2: Regelgrößen, Lastsprung P von 0 kW zu 30 kW bei $t = 5,5$ s.

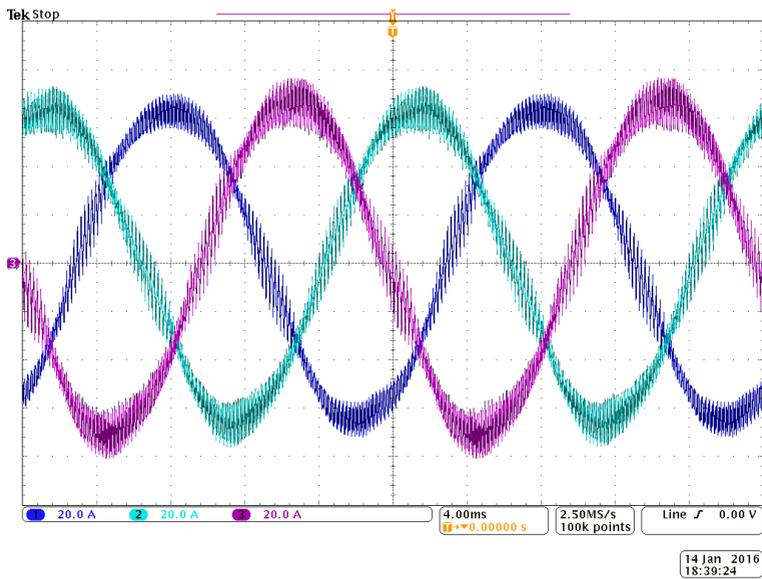


Abbildung 6.3: Verlauf der Leiterströme bei einer Belastung von $P = 30 \text{ kW}$.

6.2.2 Betrieb unter nichtidealer Netzspannung

6.2.2.1 Oberschwingungen

Die Qualität der gestellten Ströme der spannungsorientierten Regelung nimmt unter nichtidealen Netzspannungen deutlich ab (vgl. Abschnitt 3.3.1.1). Besonders empfindlich ist das Regelungsverfahren auf Spannungsoberschwingungen [63]. Um den Einfluss auf die Modulation des Netzstromrichters zu ermitteln, stellt die synthetische Prüfspannungsquelle eine Netzspannung mit vier überlagerten Spannungsoberschwingungen und einer Gesamt-Oberschwingungsverzerrung von 20 % bereit (Tabelle 6.2a).

Zunächst wird der Netzstromrichter mit konventioneller spannungsorientierter Regelung betrieben, der Spannungszwischenkreis ist mit 30 kW belastet. Im stationären Zustand liegt eine Gesamt-Oberschwingungsverzerrung von 49 % vor (Tabelle 6.2b, Abbildung 6.6a).

Um die Leistungsfähigkeit der vorgeschlagenen erweiterten Regelungsstruktur mit parallelen, MCCF-entkoppelten Regelzweigen zu untersuchen, werden zum Zeitpunkt von 1,64 s in Abbildung 6.4 die parallelen Regelpfade zugeschaltet. Die MCCF-Struktur wird in Konfiguration C (Tabelle 4.1) betrieben. Der Verlauf der einzelnen Komponenten der Gleichrichterströme ist in Abbildung 6.4 dargestellt. Nach Zuschalten der parallelen Kompensationsregler wird innerhalb von 1 s der stationäre Betriebszustand erreicht. Die selektierten Spannungsoberschwingungen werden in der Modulation unterdrückt und die Gesamt-Oberschwingungsverzerrung ist mit dem Betrieb unter idealen Netzspannungen vergleichbar (Tabelle 6.2c, Abbildung 6.6b).

Die gewählte Gesamt-Oberschwingungsverzerrung der Spannung sowie die einzelnen Oberschwingungspegel übersteigen in diesem Versuch die normativ festgelegten Verträglichkeitspegel für Niederspannungsnetze ($\text{THD}_U \leq 11\%$ [112]) und Industrieanlagen (Klasse 3, $\text{THD}_U \leq 10\%$ [113]) deutlich. Das konzipierte Regelungsverfahren eignet sich somit für den Einsatz in Verbundnetzen und in *Micro-Grids* geringer Spannungsqualität.

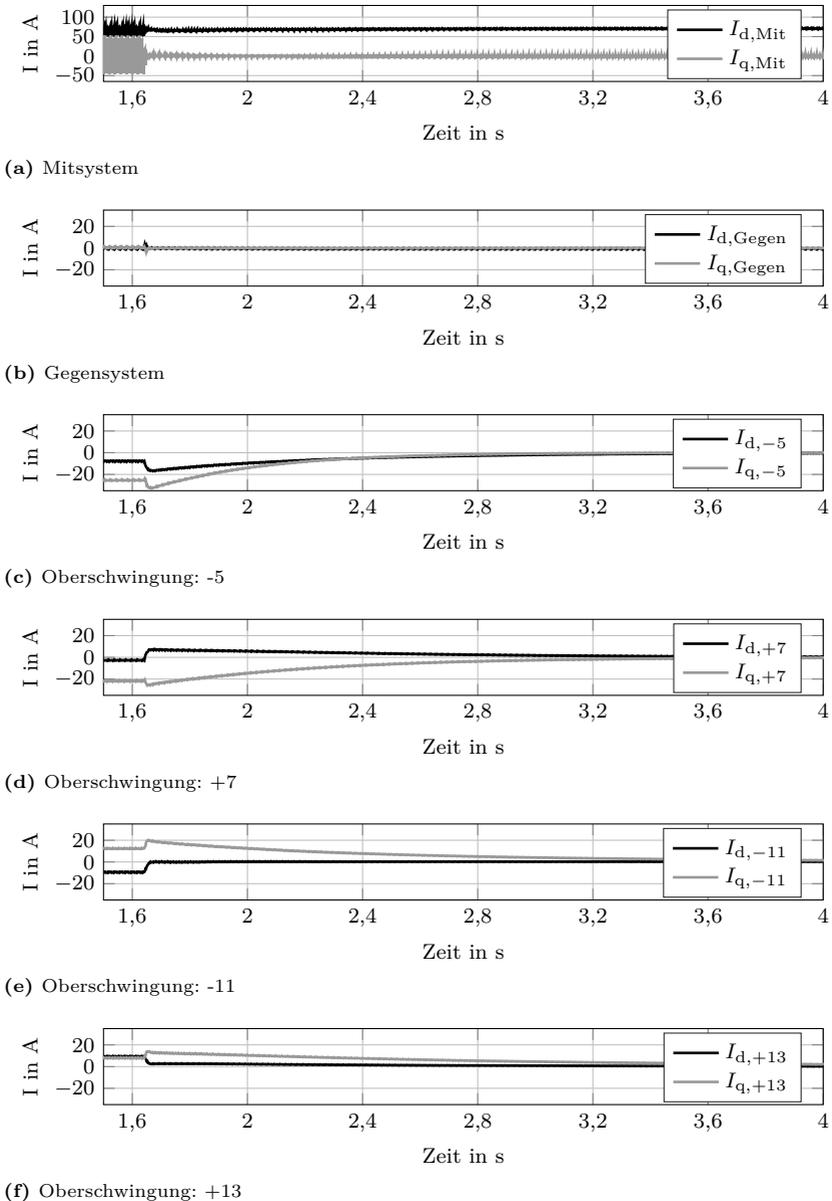


Abbildung 6.4: Regelgrößen der Stromregelung, MCCF aktiv ab $t = 1,64$ s.

Parameter	L1	L2	L3
U_{RMS} in V	219,3	219,6	219,3
Phasenlage in °	0	240	120
THD _U in %	19,4	19,5	19,4
$U_{50\text{ Hz}}$ in V	215,6	215,5	215,3
$U_{250\text{ Hz}}$ in V	20,9	20,9	20,9
$U_{350\text{ Hz}}$ in V	20,8	21,0	20,9
$U_{550\text{ Hz}}$ in V	20,8	20,9	20,9
$U_{650\text{ Hz}}$ in V	20,9	21,0	20,9
k_2 in %	0,0

(a) Synthetische Netzspannung

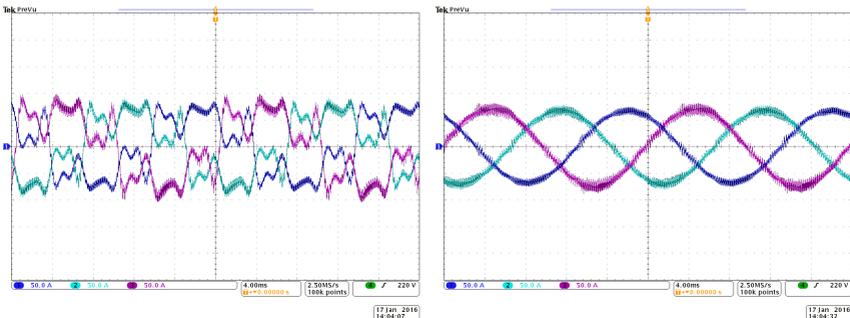
Parameter	L1	L2	L3
I_{RMS} in A	57,2	55,8	55,7
$I_{250\text{ Hz}}$ in A	16,6	16,1	16,7
$I_{350\text{ Hz}}$ in A	13,5	12,3	13,2
$I_{550\text{ Hz}}$ in A	9,2	8,6	9,5
$I_{650\text{ Hz}}$ in A	7,4	6,8	7,1
THD _I in %	49,3	47,2	50,7
k_{Unsym} in %	1,7
$\tilde{U}_{ZK,SpSp}$ in V	5,5

(b) Konventionelle Regelung

Parameter	L1	L2	L3
I_{RMS} in A	52,5	51,6	50,6
$I_{250\text{ Hz}}$ in A	0,1	0,1	0,1
$I_{350\text{ Hz}}$ in A	0,1	0,1	0,1
$I_{550\text{ Hz}}$ in A	0,1	0,1	0,1
$I_{650\text{ Hz}}$ in A	0,2	0,1	0,1
THD _I in %	3,2	3,0	3,2
k_{Unsym} in %	1,8
$\tilde{U}_{ZK,SpSp}$ in V	3,9

(c) Erweiterte Regelung

Tabelle 6.2: Kenngrößen im stationären Betriebszustand.



(a) Konventionelle Regelung

(b) Erweitertes Regelverfahren

Abbildung 6.5: Oszillogramme der Leiterströme.

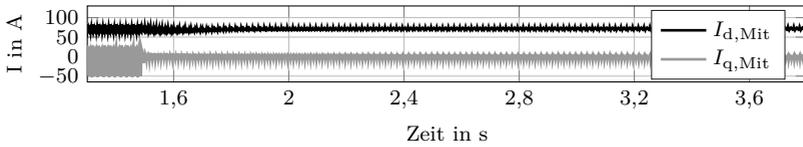
6.2.2.2 Spannungsunsymmetrie und Oberschwingungen

In diesem Versuch werden zusätzliche Spannungsmerkmale unsymmetrisch belasteter Netze, wie öffentlicher Niederspannungsnetze mit einer hohen Anzahl an einphasig angeschlossenen Lasten, nachgebildet:

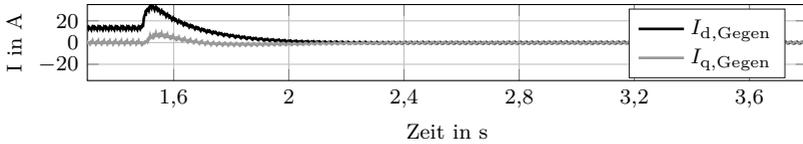
- *Spannungsunsymmetrie*
Die unsymmetrische Belastung des Niederspannungsnetzes erzeugt eine Spannungsunsymmetrie. In öffentlichen Netzen ist normativ eine Spannungsunsymmetrie k_2 kleiner 2% – bzw. 3%, falls große Wechselstromlasten das Netz prägen – für 95% aller 10 min Mittelwerte gefordert [110, 112]. Für Industrieanlagen der Klasse 3 beträgt der Grenzwert 3% [113].
- *Allgemeine Phasenlage der Oberschwingungen*
Bei symmetrischer Belastung aller Außenleiter stellt sich eine spezielle Lage der Oberschwingungen ein (vgl. Anhang C). Die spezielle Lage der Oberschwingungen ist für Industrienetze sowie in der Transportnetzebene gegeben. In Niederspannungsnetzen unterscheidet sich jedoch Amplitude und Phasenlage der Oberschwingungen in den Außenleitern.

Um diese Eigenschaften nachzubilden, stellt die synthetische Spannungsquelle eine Netzspannung mit einer Spannungsunsymmetrie k_2 von 4% und einer Gesamt-Oberschwingungsverzerrung der Außenleiter L2 und L3 von 14% bereit (Tabelle 6.3a). Die gestellten Ströme des Netzstromrichters mit konventioneller spannungsorientierter Regelung bei einer Zwischenkreisbelastung von 30 kW weisen eine Gesamt-Oberschwingungsverzerrung bis 42% auf. Aufgrund der Unsymmetrie der gestellten Ströme von 23% bildet die Zwischenkreisspannung eine erhöhte Spannungswelligkeit von 2,3% aus (Tabelle 6.3b, Abbildung 6.7a).

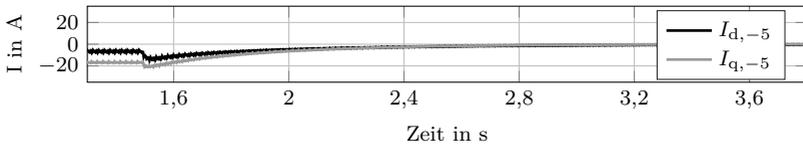
Die erweiterte Regelungsstruktur mit parallelen, MCCF-entkoppelten Regelzweigen in Konfiguration D (Tabelle 4.1) wird zum Zeitpunkt von 1,49 s zugeschaltet, das dynamische Verhalten ist vergleichbar zum vorhergehenden Versuch (Abbildung 6.6). Die Unsymmetrie der Leiterströme und die Gesamt-Oberschwingungsverzerrung erreichen durch das erweiterte Regelverfahren Werte, die mit dem Betrieb unter idealen Netzspannungen vergleichbar sind (Tabelle 6.3c, Abbildung 6.7b). Die Ergebnisse bestätigen die Eignung des MCCF-erweiterten Regelverfahrens in Netzen geringer Spannungsqualität auch im Falle einer ausgeprägten Spannungsunsymmetrie und unsymmetrischer Oberschwingungslast.



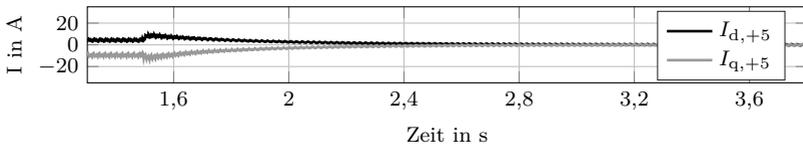
(a) Mitsystem



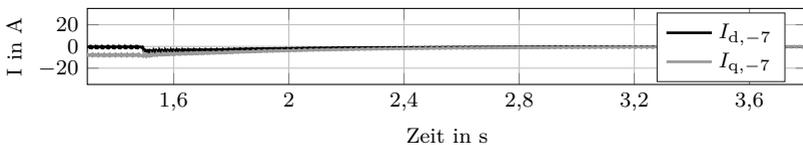
(b) Gegensystem



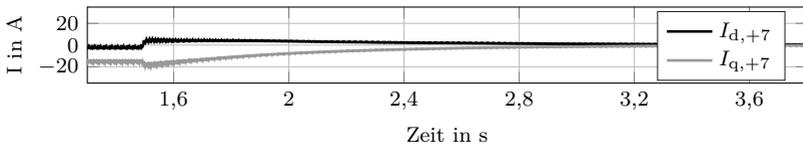
(c) Oberschwingung: -5



(d) Oberschwingung: +5



(e) Oberschwingung: -7



(f) Oberschwingung: +7

Abbildung 6.6: Regelgrößen der Stromregelung, MCCF aktiv ab $t = 1,49$ s.

Parameter	Wert		
U_{RMS} in V	198,1	226,0	225,6
Phasenlage in $^{\circ}$	0	240	120
THD _U in %	0,7	13,8	13,9
$U_{50 \text{ Hz}}$ in V	198,0	223,9	223,5
$U_{250 \text{ Hz}}$ in V	0,2	21,9	21,9
$U_{350 \text{ Hz}}$ in V	0,3	21,9	22,0
k_2 in %	4,3

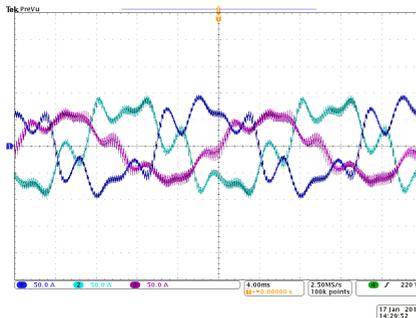
(a) Synthetische Netzspannung

Parameter	L1	L2	L3
I_{RMS} in A	41,7	59,8	59,8
$I_{250 \text{ Hz}}$ in A	5,5	17,9	17,2
$I_{350 \text{ Hz}}$ in A	5,3	13,7	15,1
THD _I in %	21,1	41,0	42,3
k_{Unsym} in %	22,5
$\tilde{U}_{\text{ZK,SpSp}}$ in V	32,3

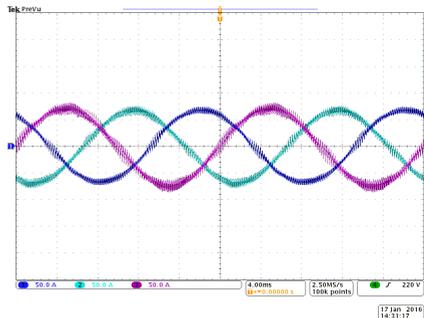
(b) Konventionelle Regelung

Parameter	L1	L2	L3
I_{RMS} in A	51,9	51,2	51,0
$I_{250 \text{ Hz}}$ in A	0,1	0,1	0,1
$I_{350 \text{ Hz}}$ in A	0,1	0,1	0,1
THD _I in %	4,0	3,3	3,6
k_{Unsym} in %	1,0
$\tilde{U}_{\text{ZK,SpSp}}$ in V	5,3

(c) Erweiterte Regelung

Tabelle 6.3: Kenngrößen im stationären Betriebszustand.

(a) Konventionelle Regelung



(b) Erweiterte Regelung

Abbildung 6.7: Oszillogramme der Leiterströme.

6.2.3 Aktive Kompensation

6.2.3.1 Schiefast

Mit- und Gegensystemregelung

Die Schnellladestation ermöglicht die Kompensation der Schiefast des Niederspannungsnetzes durch eine unsymmetrische Leistungsaufnahme des Netzstromrichters. Die Schiefastkompensation erfolgt durch Sollwertvorgabe des Gegensystemstroms – entsprechend dem Szenario *Netzautomatistierung, überlagerte Detektion* aus Abschnitt 3.4 –, mit dem Ziel einer ausschließlichen Wirkleistungsaufnahme der Schnellladestation aus den Außenleitern L2 und L3. Unter Berücksichtigung der maximalen Dauerleistung der synthetischen Spannungsquelle von 10 kW pro Phase wird der Spannungszwischenkreis mit 20 kW belastet.

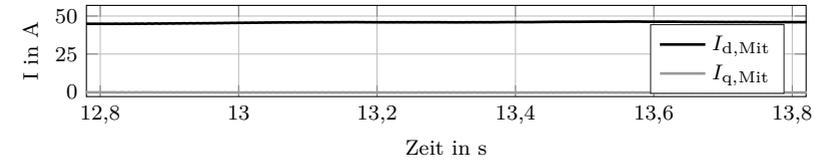
Die erweiterte Regelungsstruktur mit parallelen, MCCF-entkoppelten Regelzweigen wird in Konfiguration A betrieben, d.h. in einer DSRF-Struktur mit einer Mit- und Gegensystemregelung. Die bei symmetrischer Betriebsführung ermittelten Kenngrößen in Tabelle 6.4a sind mit den Referenzmessungen aus Abschnitt 6.2.1 vergleichbar. Die geringfügig gestiegene Gesamt-Oberschwingungsverzerrung der Ströme ist auf den reduzierten Aussteuergrad des Netzstromrichters in Folge der um 10 kW reduzierten Belastung zurückzuführen.

Die Auswertung in Tabelle 6.4b zeigt einen deutlichen Anstieg der Gesamt-Oberschwingungsverzerrung während der Schiefastkompensation des Netzstromrichters auf. Für den Außenleiter L1 ist dieser Anstieg durch die stark reduzierte Grundschwingungsamplitude zu erklären. In den Außenleitern L2 und L3 ist die erhöhte Gesamt-Oberschwingungsverzerrung des Stroms nach den in Abschnitt 5.3 behandelten Phänomenen der *harmonischen Interaktion* zu erwarten. Der Anteil der durch die harmonische Interaktion erzeugten 150 Hz Oberschwingung an der Gesamt-Oberschwingungsverzerrung des Stroms wird nach Gleichung 6.2 überprüft.

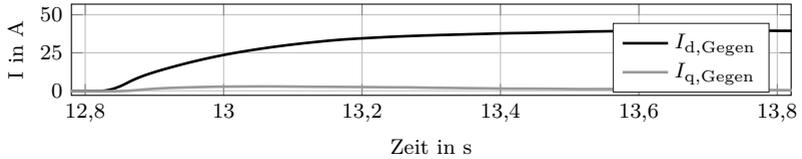
$$a_{150 \text{ Hz}} = \frac{|I_3|}{\sqrt{\sum_{n=2}^{40} I_n^2}} \quad (6.2)$$

Die Auswertung in Tabelle 6.4b ergibt einem Anteil der dritten Oberschwingung von über 90 % an der Gesamt-Oberschwingungsverzerrung und somit den Nachweis, dass die hohe Oberschwingungsbelastung in den Außenleitern L2 und L3 auf die harmonische Interaktion zurückzuführen ist.

Die Sprungantwort für einen Sollwert der Gegensystems $\underline{I}_{n=-1}^{dq} = (41 + j0) \text{ A}$ ist in Abbildung 6.8, die Oszillogramme der Leiterströme im stationären Betriebszustand sind in Abbildung 6.9 dargestellt.



(a) Mitsystem



(b) Gegensystem

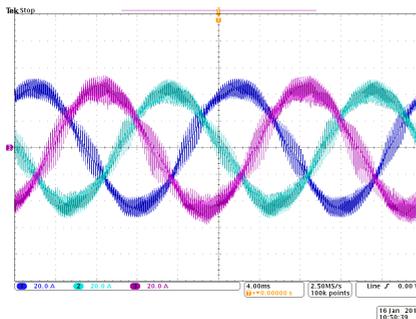
Abbildung 6.8: Regelgrößen der Stromregelung, MCCF aktiv ab $t = 12,82$ s.

Parameter	L1	L2	L3
I_{RMS} in A	33,8	32,5	31,3
$I_{150\text{ Hz}}$ in A	0,4	0,2	0,3
THD _I in %	4,0	3,6	4,3
k_{Unsym} in %	3,1
$\hat{U}_{ZK,SpSp}$ in V	2,1

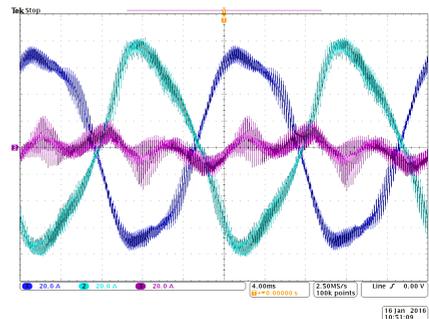
(a) Symmetrischer Betrieb

Parameter	L1	L2	L3
I_{RMS} in A	7,6	53,4	53,1
$I_{150\text{ Hz}}$ in A	4,9	5,4	4,2
THD _I in %	113,7	10,7	7,9
$a_{150\text{ Hz}}$ in %	96,7	95,5	92,4
k_{Unsym} in %	87,7
$\hat{U}_{ZK,SpSp}$ in V	70,4

(b) Unsymmetrischer Betrieb

Tabelle 6.4: Kenngrößen im stationären Betriebszustand.

(a) Symmetrischer Betrieb



(b) Unsymmetrischer Betrieb

Abbildung 6.9: Oszillogramme der Leiterströme.

Zusätzliche Regelung der harmonischen Interaktion

Bei der Diskussion der harmonischen Interaktion in Abschnitt 5.3 sind unterschiedliche Ansätze zur Reduktion des Phänomens identifiziert worden. Der ausgewählte algorithmische Ansatz durch Erweiterung der Mit- und Gegensystemregelung der Fundamentalen um einen Regelzweig für das Mitsystem der dritten Harmonischen soll in diesem Versuch überprüft werden.

Die erweiterte Regelungsstruktur mit parallelen, MCCF-entkoppelten Regelzweigen wird hierzu in Konfiguration B (+50 Hz, -50 Hz, +150 Hz) betrieben. Die modulierten Ströme im symmetrischen Betrieb sind im Vergleich zu Konfiguration A unverändert (Tabelle 6.5a, Abbildung 6.11a). Mit dem Sprung auf den Sollwert des Gegensystems $\underline{I}_{n=-1}^{dq} = (41 + j 0) \text{ A}$ bildet sich eine 150 Hz Komponente $\underline{I}_{n=+3}^{dq}$ aus, die durch den zusätzlichen Regelzweig unterdrückt wird (Abbildung 6.10).

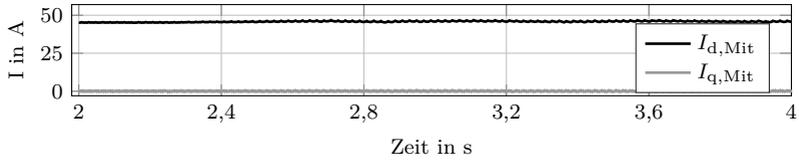
Die Gesamt-Oberschwingungsbelastung in den Außenleitern L2 und L3 sinkt dadurch auf die Werte des symmetrischen Betriebsfalls ab (Tabelle 6.5b, Abbildung 6.11b). Die Ergebnisse belegen, dass die konzipierte Schnellladestation im Betriebsmodus *Schieflastkompensation* für die Kompensation einer Gegensystemleistung P_2 geeignet ist. Eine Regelung des durch die harmonische Interaktion erzeugten Nebenspektrums stellt die hohe Qualität der modulierten Ausgangsströme sicher.

Parameter	L1	L2	L3	Parameter	L1	L2	L3
I_{RMS} in A	33,7	32,4	31,5	I_{RMS} in A	5,6	53,2	53,0
$I_{150 \text{ Hz}}$ in A	0,7	0,4	0,4	$I_{150 \text{ Hz}}$ in A	0,2	0,1	0,3
THD _I in %	4,0	3,4	4,0	THD _I in %	24,5	3,4	2,9
k_{Unsym} in %	3,7	k_{Unsym} in %	88,7
$\tilde{U}_{\text{ZK,SpSp}}$ in V	2,0	$\tilde{U}_{\text{ZK,SpSp}}$ in V	73,8

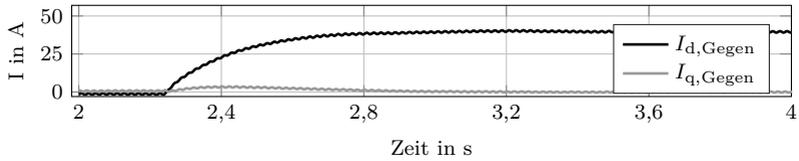
(a) Symmetrischer Betrieb

(b) Unsymmetrischer Betrieb

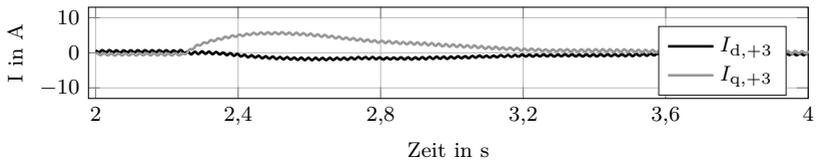
Tabelle 6.5: Kenngrößen im stationären Betriebszustand.



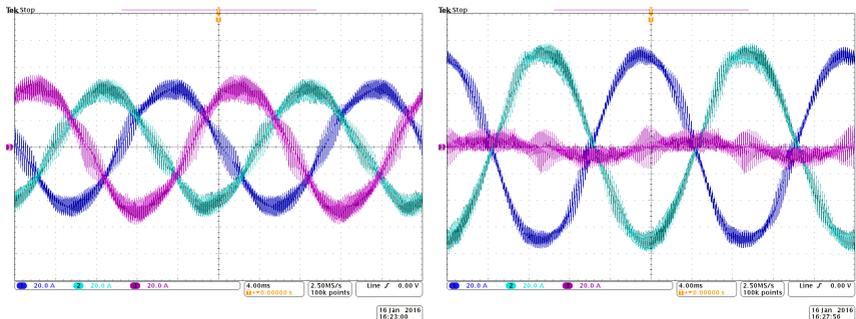
(a) Mitsystem



(b) Gegensystem



(c) Oberschwingung: +3

Abbildung 6.10: Regelgrößen der Stromregelung, MCCF aktiv ab $t = 2,24$ s.

(a) Symmetrischer Betrieb

(b) Unsymmetrischer Betrieb

Abbildung 6.11: Oszillogramme der Leiterströme.

6.2.3.2 Oberschwingungen

Kompensation symmetrischer Stromberschwingungen

Ein *High Current Testing System* (HCTS) wird als Quelle harmonischer Störungen eingesetzt. Der netzseitige Gleichrichter des HCTS ist als netzgeführte, ungesteuerte B6-Gleichrichterbrücke ausgeführt und ist für eine Scheinleistung von 43 kVA ausgelegt. Nach den normativen Anforderungen an die maximale Oberschwingungsemission [115] ist der Netzgleichrichter mit einer Dreiphasen-Netzdrossel $L_{Drossel}$ von 390 μH ausgestattet.

Ausgangsseitig verfügt der HCTS über eine Drehstrombrücke, an die in diesem Versuch der Lastwiderstand R_{Last} angeschlossen ist. Die Wirkleistungsaufnahme des HCTS beträgt 24 kW. Die Gesamt-Oberschwingungsverzerrung der Leiterströme beträgt 51 % und weist das für symmetrisch betriebene, dreiphasige netzgeführte Gleichrichter typische Oberschwingungsspektrum auf (Tabelle 6.6a, Abbildung 6.13a).

Zur Oberschwingungskompensation wird der Netzstromrichter der Schnellladestation mit erweiterter Regelungsstruktur mit parallelen, MCCF-entkoppelten Regelzweigen in Konfiguration C zum Zeitpunkt $t = 1,49\text{ s}$ zugeschaltet (Abbildung 6.12). Die Detektion und Referenzwertberechnung erfolgt lokal nach dem Konzept des *klassischen Netzbetriebs* (vgl. Abschnitt 3.4). Die zu kompensierenden Stromberschwingungen werden über eine dritte MCCF-Filterbank aus dem Verteilnetzstrom detektiert und über die parallelen Regelzweige erfolgt die Berechnung der erforderlichen Kompensationsströme.

Der Kompensationsstrom im stationären Zustand ist in Abbildung 6.12a dargestellt. Der Kompensationsgrad der stark ausgeprägten 5. Stromberschwingung beträgt 98 %, die verbleibende Stromberschwingung der aktiv kompensierten Ordnungen beträgt weniger als 0,5 A. Insgesamt erzielt die aktive Kompensation eine Reduktion der Gesamt-Oberschwingungsverzerrung des Netzstroms von 51 % auf 7 % (Tabelle 6.6b, Abbildung 6.13b). Exemplarisch ist das Amplitudenspektrum des Leiterstroms L1 in Abbildung 6.14 für den unkompensierten Fall und bei aktiver Kompensation dargestellt.

Die erweiterte Regelungsstruktur mit parallelen, MCCF-entkoppelten Regelzweigen weist bei der *Oberschwingungskompensation* einen hohen Kompensationsgrad auf, der mit marktüblichen elektronischen Leistungsfiltren vergleichbar ist. Das vorgeschlagene Regelungsverfahren erfüllt somit die Anforderungen für den vorgesehenen Einsatz in einer Schnellladestation mit minimalen Netzrückwirkungen und der Option aktiver Kompensation ausgewählter Spannungsphänomene.

Kompensation unsymmetrischer Stromüberschwingungen

Aufgrund der unsymmetrischen Belastung durch ein- und zweiphasige Verbraucher ist im Niederspannungsnetz die Amplitude und Phasenlage der Stromüberschwingungen in den Außenleitern unterschiedlich (vgl. Anhang C). Dieser Fall wird durch den zweiphasigen Netzanschluss des *High Current Testing System* nachgestellt. Der Netzgleichrichter weist damit das Überschwingungsspektrum einer verdrosselten B2U-Gleichrichterbrücke mit kapazitiver Glättung auf.

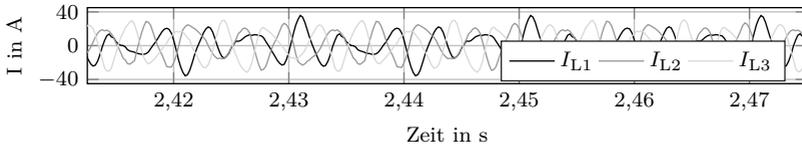
Die Wirkleistungsaufnahme des HCTS beträgt in diesem Versuch 8,6 kW. Die Leiterströme des Gleichrichters weisen eine sehr hohe Gesamt-Überschwingungsverzerrung von 100 % auf (Tabelle 6.7a, Abbildung 6.16a). Besonders ausgeprägt ist in diesem Betriebsfall der 150 Hz Anteil, der 81 % des Grundschwingungsstroms beträgt (Tabelle 6.6a, Abbildung 6.13a). Für die aktive Kompensation wird das Mit- und Gegensystem der 50 Hz, 150 Hz und 250 Hz in der erweiterten Regelungsstruktur nach Konfiguration E ausgewählt, womit der Netzstromrichter der Schnellladestation die *Schiefast* und die signifikantesten *Stromüberschwingungen* kompensiert.

Bei $t = 1,49$ s wird die aktive Kompensation der Schnellladestation zugeschaltet (Abbildung 6.15). Die Kompensationsregelung reduziert die Grundschwingungsschiefast von 95 % auf 3 %. Der Kompensationsgrad der selektierten Überschwingungen beträgt über 98 % (Tabelle 6.6b, Abbildung 6.13b).

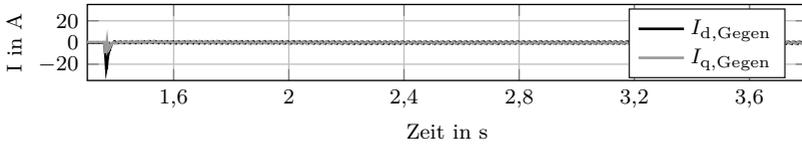
Die Detektion und Kompensation des Gegensystems der Fundamentalen und der 150 Hz und 250 Hz Überschwingungen bei unsymmetrischer Belastung des Netzes erfordert 6 parallele MCCF-Kanäle, was der maximal verfügbaren Anzahl in der Versuchsanlage entspricht. Die erweiterte Regelung erzielt eine Lastsymmetrierung und durch die Kompensation ausgewählter Überschwingungsordnungen eine Reduktion der Gesamt-Überschwingungsverzerrung des Stroms von über 100 % auf 44 %.

Der Nachweis der Effizienz des konzipierten Regelungsverfahrens zur Kompensation einer *Schiefast* und von *Stromüberschwingungen* – auch bei unsymmetrischer Belastung des Niederspannungsnetzes – ist damit experimentell erbracht. Eine weitere Verbesserung der Gesamt-Überschwingungsverzerrung des Stroms ist mit einer höheren Anzahl kompensierter Stromüberschwingungen erzielbar.

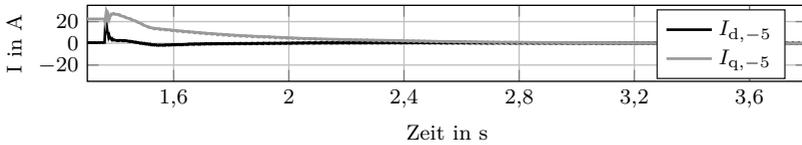
Nach Auswertung des Amplitudenspektrums der Leiterströme in Abbildung 6.17 ist eine deutliche Verbesserung der Gesamt-Überschwingungsverzerrung des Stroms durch zusätzliche Kompensation der 350 Hz, 450 Hz, 550 Hz und 650 Hz Anteile zu erwarten. Der Mehraufwand für die Implementierung der MCCF-Struktur skaliert dabei linear zur Erhöhung der Kanalanzahl. Aus Gründen der Übersichtlichkeit in der Betriebsführung der Versuchsanlage, sowie des begrenzten Mehrwerts des experimentellen Nachweises durch Erhöhung der Anzahl kompensierter Ordnungen, wird auf diesen Mehraufwand verzichtet.



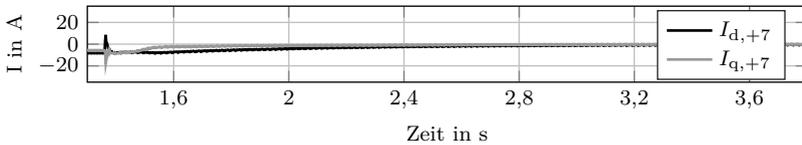
(a) Kompensationsstrom



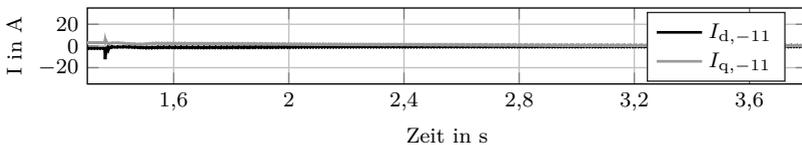
(b) Gegensystem



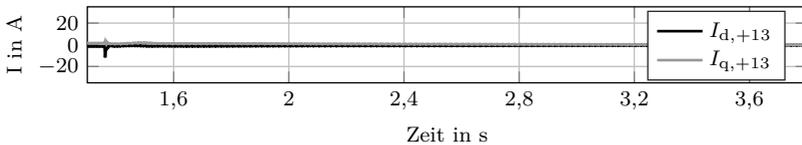
(c) Oberschwingung: -5



(d) Oberschwingung: +7



(e) Oberschwingung: -11



(f) Oberschwingung: +13

Abbildung 6.12: Regelgrößen der Stromregelung, $P_{\text{Last}} = 30 \text{ kW}$, MCCF aktiv ab $t = 1,49 \text{ s}$.

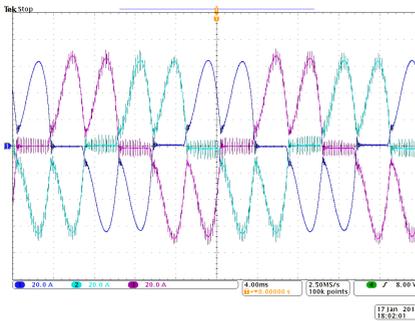
Parameter	L1	L2	L3
I_{RMS} in A	40,3	40,3	39,9
$I_{250\text{ Hz}}$ in A	16,3	16,2	16,3
$I_{350\text{ Hz}}$ in A	7,1	7,1	7,0
$I_{550\text{ Hz}}$ in A	2,7	2,7	2,7
$I_{650\text{ Hz}}$ in A	1,5	1,5	1,5
THD _I in %	50,5	50,1	51,0
k_{Unsym} in %	0,6

(a) Unkompensiert

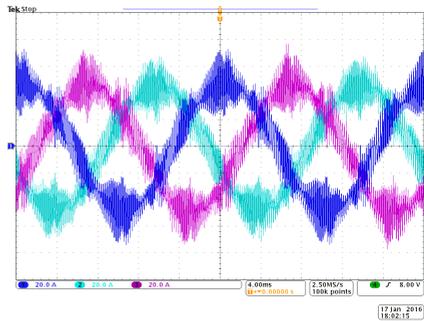
Parameter	L1	L2	L3
I_{RMS} in A	36,7	36,6	36,7
$I_{250\text{ Hz}}$ in A	0,4	0,4	0,4
$I_{350\text{ Hz}}$ in A	0,3	0,4	0,4
$I_{550\text{ Hz}}$ in A	0,2	0,1	0,1
$I_{650\text{ Hz}}$ in A	0,2	0,2	0,2
THD _I in %	6,7	6,5	6,6
k_{Unsym} in %	0,2
$\hat{U}_{ZK,SpSp}$ in V	22,0

(b) Mit aktiver Kompensation

Tabelle 6.6: Kenngrößen im stationären Betriebszustand.



(a) Unkompensiert



(b) Mit aktiver Kompensation

Abbildung 6.13: Oszillogramme der Leiterströme.

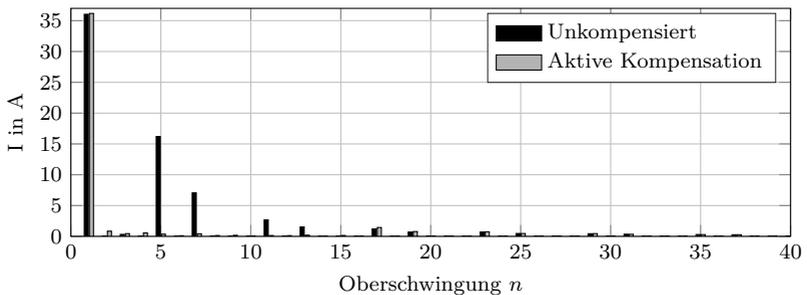
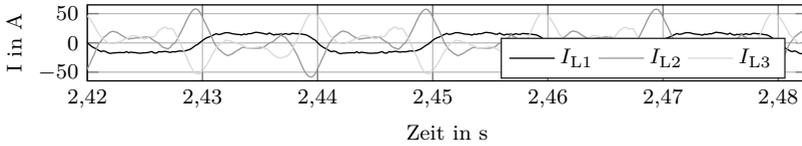
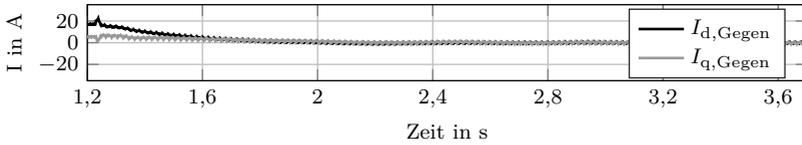


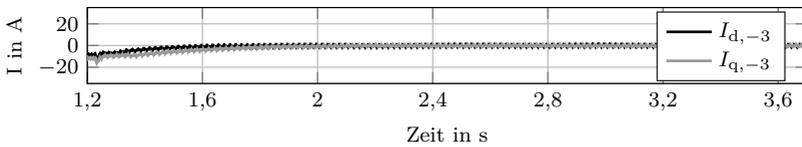
Abbildung 6.14: Fourieranalyse des Leiterstroms L1.



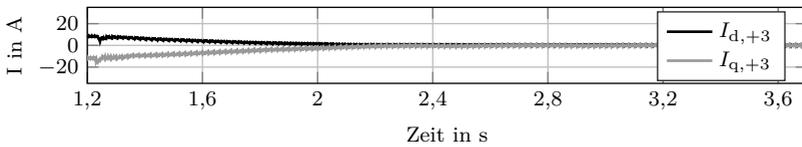
(a) Kompensationsstrom



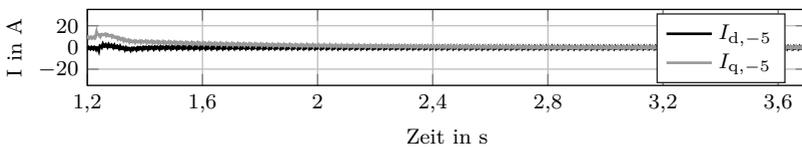
(b) Gegensystem



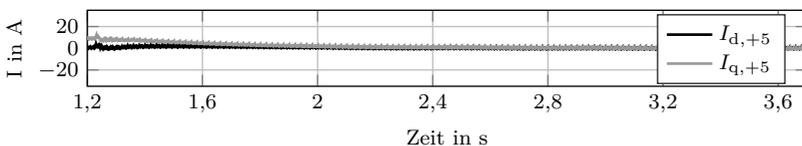
(c) Oberschwingung: -3



(d) Oberschwingung: +3



(e) Oberschwingung: -5



(f) Oberschwingung: +5

Abbildung 6.15: Regelgrößen der Stromregelung, $P_{\text{Last}} = 30 \text{ kW}$, MCCF aktiv ab $t = 1,24 \text{ s}$.

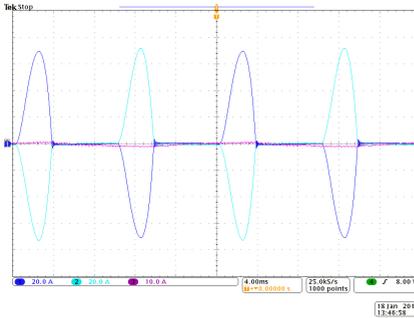
Parameter	L1	L2	L3
I_{RMS} in A	1,1	30,5	30,0
$I_{50 \text{ Hz}}$ in A	0,7	21,5	21,5
$I_{150 \text{ Hz}}$ in A	0,0	17,4	17,4
$I_{250 \text{ Hz}}$ in A	0,0	10,9	10,9
THD _I in %	8,0	97,8	100,8
k_{Unsym} in %	94,8

(a) Unkompensiert

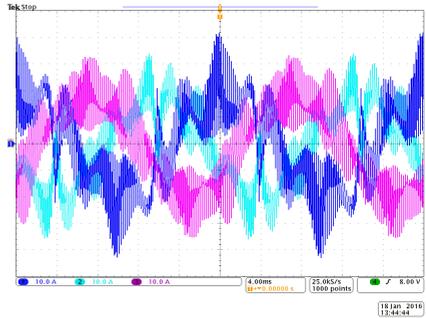
Parameter	L1	L2	L3
I_{RMS} in A	14,6	15,1	15,6
$I_{50 \text{ Hz}}$ in A	13,4	13,3	13,3
$I_{150 \text{ Hz}}$ in A	0,2	0,2	0,2
$I_{250 \text{ Hz}}$ in A	0,1	0,1	0,1
THD _I in %	9,9	40,0	43,8
k_{Unsym} in %	3,3
$\hat{U}_{\text{ZK,SpSp}}$ in V	88,0

(b) Mit aktiver Kompensation

Tabelle 6.7: Kenngrößen im stationären Betriebszustand.

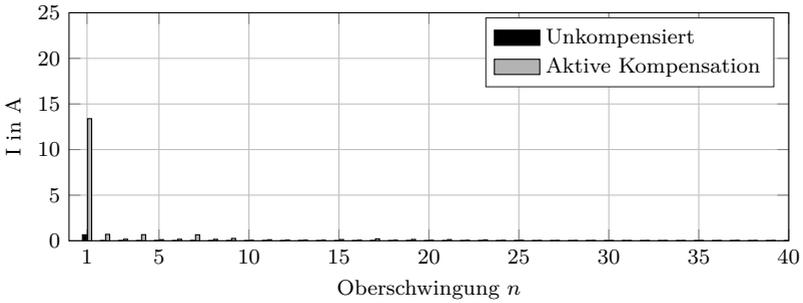


(a) Unkompensiert

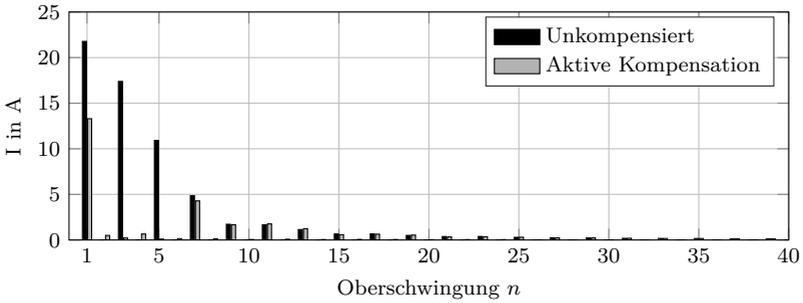


(b) Mit aktiver Kompensation

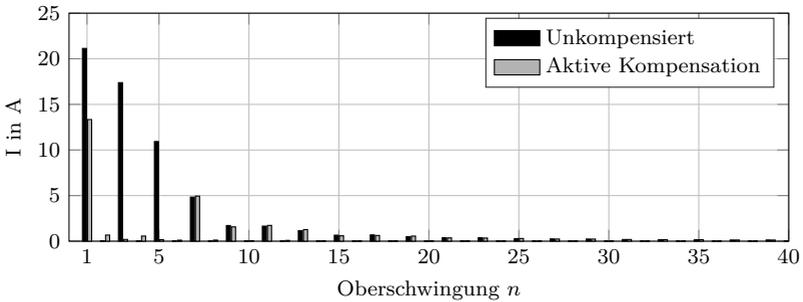
Abbildung 6.16: Oszillogramme der Leiterströme.



(a) Leiter L1



(b) Leiter L2



(c) Leiter L3

Abbildung 6.17: Fourieranalyse der Leiterströme.

Kapitel 7

Zusammenfassung und Ausblick

Für die optimierte Netzintegration von Gleichstrom-Schnellladesystemen wurden die Rückwirkungen auf die Spannungsqualität öffentlicher Niederspannungsnetze systematisch untersucht. Gestützt auf bestehende wissenschaftliche Abhandlungen zu den Eigenschaften der Niederspannungsnetze wurden anhand eines Referenzniederspannungsnetzes die Netzurückwirkungen unter Beachtung der normativen Anforderungen an die Spannungsqualität analysiert. Für den optimierten Betrieb der Gleichstrom-Schnellladesysteme sind Maßnahmen in zwei Handlungsfeldern identifiziert worden:

- *Minimale Netzurückwirkungen* der eingesetzten Leistungselektronik gestatten die Errichtung von Schnellladesystemen in Netzausläufern und minimieren notwendige Netzausbaumaßnahmen. Der Einsatz von Netzstromrichtern mit minimalen Oberschwingungsemissionen steigert die maximal zulässige Distanz zwischen Ortsnetzstation und Schnellladesystem von 14 m auf über 300 m. Zusätzlich empfiehlt sich ein aktiver Beitrag zur statischen Spannungshaltung. Die Spannungsstützung steigert die maximale Anschlussdistanz um weitere 30 % auf über 400 m.
- Die *aktive Netzkompensation* ermöglicht die Kapazitätssteigerung bestehender Netzstrukturen bei Wahrung der bestehenden Spannungsmerkmale. Die Betrachtung kommender Entwicklungen der im Umbruch befindlichen Elektrizitätsversorgung Deutschlands identifiziert die Schiefastkompensation und die Eliminierung der Stromoberschwingungen als wichtigen Beitrag.

Auf diesen Ergebnissen aufbauend wurde ein intelligentes Schnellladesystems mit flexibel abrufbaren Kompensationsdienstleistungen konzipiert, dass sowohl im Smart Grid wie auch im klassisch betriebenen Niederspannungsnetz einsetzbar ist. In der Untersuchung verschiedener Regelverfahren wurde ein spannungsorientiertes

Regelverfahren des Netzstromrichters mit einer selektiven, parallelen Stromregelung ausgewählt. Für die robuste und hochdynamische Netzsynchronisierung wurde ein MCCF-Vorfilter genutzt. Die Struktur wurde in dieser Arbeit für die Entkopplung der parallelen Stromregelpfade fortentwickelt. Damit wurde der Implementierungsaufwand des MCCF-Vorfilters reduziert und ein einheitlicher Ansatz zur Vorfilterung der Netzspannungen zum Zwecke der Netzsynchronisation und der Gleichrichterströme zur Entkopplung der parallelen Stromregelpfade ermöglicht.

Die experimentelle Validierung erfolgte an einer maßstabsgetreuen Nachbildung eines Gleichstrom-Schnellladesystems, welche eigens für die Forschungsarbeit konzipiert, entwickelt und aufgebaut wurde. Die experimentelle Überprüfung des vorgeschlagenen Betriebskonzepts in realitätsnahen Versuchen ergab folgende Kenndaten der aktiven Netzkompensationsdienstleistungen:

- Eine Schiefastkompensation bis zu einer Gegensystemleistung von 30 kW. Der erzielte Kompensationsgrad beträgt 97%.
- Die selektive Kompensation von Stromüberschwingungen bis zur 13. Ordnung. Der erzielte Kompensationsgrad beträgt 98%.

Dies bestätigt den positiven Beitrag, den die Gleichstrom-Schnellladesysteme zur optimierten Ausnutzung bestehender Niederspannungsnetze erbringen können. Das vorgeschlagene Regelungskonzept eignet sich zudem für den Betrieb von Netzstromrichtern in Netzen geringer Spannungsqualität.

Weiterer Forschungsbedarf

- *Statistische Erfassung der Merkmale der Spannung in öffentlichen Netzen*
Der wissenschaftliche Forschungsstand zur Spannungsqualität in öffentlichen Niederspannungsnetzen ist lückenhaft. Die Integration erneuerbarer Elektrizitätsversorgung auf Niederspannungsebene hat Untersuchungen der typischen Netzstrukturen und der statischen Spannungsstabilität motiviert, womit ein hoher Wissensstand auf diesem Gebiet erlangt wurde [49, 83]. Erkenntnisse zu weiteren Qualitätsmerkmalen wie der Spannungsunsymmetrie, den Spannungsüberschwingungen sowie der Schiefast in Verteilnetzen liegen aus zeitlich begrenzten, experimentellen Untersuchungen einzelner Netzsegmente vor [68]. Es besteht jedoch ein genereller Mangel statistisch repräsentativer Daten, um durch Modellbildung das technische Potential einzelner Kompensationsdienstleistungen zu quantifizieren.
- *Betriebs- und volkswirtschaftliche Bewertung*
Der intelligente Netzbetrieb verlagert tendenziell Aufwendungen von Netzbetreibern auf Netznutzer um, wie am Beispiel der in dieser Arbeit konzipierten Gleichstrom-Schnellladesystem deutlich geworden ist. Um den notwendigen

Umfang an netzintegrierten intelligenten Verbrauchern und Erzeugern zu ermitteln, sind zwei grundlegende Fragestellungen von hoher Bedeutung:

- Welche Spannungsqualität in öffentlichen Netzen stellt in der zukünftigen Struktur der Elektrizitätsversorgung das gesamtwirtschaftliche Optimum dar?
 - Welcher Mehraufwand ist Netznutzern zumutbar, um bestehende Netzstrukturen – unter Vermeidung von Netzausbaumaßnahmen – optimiert zu betreiben?
- *Untersuchung des entwickelten Konzeptes für den Anschluss von größeren Ladestationen an das Mittelspannungsnetz*

Prinzipiell ist das Konzept der Unterdrückung von Oberschwingungen und der Schiefastkompensation unabhängig von der Spannungsebene umsetzbar. Das mittelfristig angestrebte Hochleistungsladen von Elektrofahrzeugen mit Ladeleistungen von bis zu 350 kW [71] sowie Ladestationen mit mehreren Ladeverbindungen erfordern einen direkten Anschluss an das Mittelspannungsnetz. Für dieses Szenario wäre zu prüfen, welche Dienstleistungen der Schnellladesysteme für das Mittelspannungsnetz zweckdienlich sind.

Anhang A

Bestimmung des Stromverdrängung

Das Phänomen der Stromverdrängung (*Skin-Effekt*) beschreibt die Verdrängung der Ströme aus dem Leiterinneren in Richtung der Oberfläche aufgrund von induzierten Wirbelströmen. Dies ist bei der Ermittlung der Betriebsparameter zu berücksichtigen. Der Widerstandsbelag von Kabeln ist in den Kenndaten als Gleichstromwiderstand pro Kilometer bei einer Temperatur von 20 °C angegeben. Für die Berechnung des Spannungsfalls und der Kurzschlussleistung ist neben der Widerstandserhöhung aufgrund von Temperatureffekten k_T auch der Einfluss durch Stromverdrängung k_S zu untersuchen.

$$R_{AC} = \frac{1}{k_T} k_S R_{DC} \quad (\text{A.1})$$

Für runde eindrähtige elektrische Leiter kann folgende Abschätzung für die Widerstandserhöhung verwendet werden [51].

$$k_S = \begin{cases} 1 + \frac{1}{3} x^4 & \text{für } x < 1 \\ x + \frac{1}{4} + \frac{3}{64x} & \text{für } x > 1 \end{cases} \quad (\text{A.2})$$

$$x = \frac{r_0}{2} \sqrt{\pi f_{\text{Netz}} \mu_0 \mu_r \kappa} \quad (\text{A.3})$$

Am Beispiel von runden eindrähtigen Kupfer- bzw. Aluminiumleitern wird der Einfluss der Stromverdrängung überprüft. Die Ergebnisse in Tabelle A.1 zeigen, dass der Effekt für gängige Kabelquerschnitte in Niederspannungsnetzen bis 150 mm² vernachlässigbar ist.

$$k_S \approx 1 \quad (\text{A.4})$$

Querschnitt in mm ²	Radius r^* in mm ♣	R'_{DC} in $\Omega \text{ km}^{-1}$	R'_{AC} in $\Omega \text{ km}^{-1}$	Erhöhung in %
95	5,3	0,193	0,1934	0,2
120	6,0	0,153	0,1535	0,4
150	6,7	0,124	0,1247	0,5
240	8,4	0,0775	0,0786	1,4
300	9,4	0,0620	0,0633	2,1
400	10,9	0,0465	0,0483	3,8

(a) Kupferleiter

Querschnitt in mm ²	Radius r^* in mm ♣	R'_{DC} in $\Omega \text{ km}^{-1}$	R'_{AC} in $\Omega \text{ km}^{-1}$	Erhöhung in %
95	5,2	0,320	0,3203	0,1
120	5,9	0,253	0,2533	0,1
150	6,5	0,206	0,2064	0,2
240	8,3	0,125	0,1257	0,5
300	9,3	0,100	0,1008	0,8
400	10,6	0,0778	0,0789	1,4

(b) Aluminiumleiter

Tabelle A.1: Bestimmung des Einflusses der Stromverdrängung auf den Widerstandsbelag bei einer Netzfrequenz von 50 Hz.

♣ Die Normung [111] spezifiziert den maximal zulässigen Widerstandsbelag. Der äquivalente Radius r^* des Leiters wurde unter der Annahme reinen Kupfers bzw. Aluminiums berechnet.

Anhang B

Modaltransformationen

Betriebszustände von Drehstromsystemen sind durch Modaltransformation der Originalgröße vereinfacht beschreibbar. In der Literatur existieren zahlreiche Variationen der einzelnen Transformationsvorschriften, die sich in der Behandlung des Nullsystems und in den Ausprägungen als Amplituden-, Effektivwert- oder Leistungsinvariante Form unterscheiden [41]. In dieser Arbeit finden die Transformationsvorschriften nach *DIN EN 62428:2009-02* [117] in leistungsvarianter Form Anwendung.

Das Niederspannungsnetz ist ein dreiphasiges Vierleiter-System, dessen vollständige Beschreibung ein orthogonales, dreidimensionales Koordinatensystem erfordert. Die Beurteilung der Schiefast und der Spannungsunsymmetrie erfolgt durch Anwendung der *symmetrischen Komponenten*. Für die Modellbildung und Regelung des aktiven Gleichrichters werden *Clarke-Komponenten*, *Park-Komponenten* und *Raumzeigerkomponenten* in ruhenden und rotierenden Koordinaten eingesetzt.

Die Schnellladestation verfügt über einen dreiphasigen Dreileiter-Anschluss ohne Neutralleiter. Prinzipbedingt können bei dieser Anschlussart keine Nullsysteme auftreten, weswegen in der Regelung des Gleichrichters die verkürzten Transformationsvorschriften ohne Berechnung der Nullkomponente eingesetzt werden.

B.1 Symmetrische Komponenten

Die symmetrischen Komponenten stellen unsymmetrische Zustände in einem dreiphasigen Versorgungsnetz als Überlagerung eines symmetrischen Mit-, Gegen- und Nullsystems dar (Abbildung B.1). Die Messgrößen $M_{L1...3}$ weisen beliebige Amplituden b und Phasenlagen ϕ auf und werden durch Multiplikation mit der inversen

Fortescue-Matrix F^{-1} in drei symmetrische Komponentensysteme aufgespalten: das Mitsystem M_1 , das Gegensystem M_2 und das Nullsystem M_0 (Gleichung B.3).

$$\underline{M}_{L1} = b_1 e^{j(\omega t + \phi_1)} \quad \underline{M}_{L2} = b_2 e^{j(\omega t + 4\pi/3 + \phi_2)} \quad \underline{M}_{L3} = b_3 e^{j(\omega t + 2\pi/3 + \phi_3)} \quad (B.1)$$

$$F = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ \underline{a}^2 & \underline{a} & 1 \\ \underline{a} & \underline{a}^2 & 1 \end{pmatrix}; \quad F^{-1} = \frac{1}{3} \begin{pmatrix} 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \\ 1 & 1 & 1 \end{pmatrix} \quad \text{mit: } \underline{a} = e^{j\frac{2\pi}{3}} \quad (B.2)$$

$$\begin{bmatrix} \underline{M}_{L1} \\ \underline{M}_{L2} \\ \underline{M}_{L3} \end{bmatrix} = F \cdot \begin{bmatrix} \underline{M}_1 \\ \underline{M}_2 \\ \underline{M}_0 \end{bmatrix}; \quad \begin{bmatrix} \underline{M}_1 \\ \underline{M}_2 \\ \underline{M}_0 \end{bmatrix} = F^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \underline{M}_{L1} \\ \underline{M}_{L2} \\ \underline{M}_{L3} \end{bmatrix} \quad (B.3)$$

Das Einsetzen des komplexen Ausdrucks der Stranggrößen $\underline{M}_{L1...3}$ aus Gleichung B.1 in Gleichung B.3 ergibt folgende Verläufe und Amplituden des Mit-, Gegen- und Nullsystems:

$$\underline{M}_1 = \frac{1}{3} [b_1 e^{j(\omega t + \varphi_1)} + a b_2 e^{j(\omega t + \varphi_2 + 4\pi/3)} + a^2 b_3 e^{j(\omega t + \varphi_3 + 2\pi/3)}] \quad (B.4)$$

$$\underline{M}_2 = \frac{1}{3} [b_1 e^{j(\omega t + \varphi_1)} + a^2 b_2 e^{j(\omega t + \varphi_2 + 4\pi/3)} + a b_3 e^{j(\omega t + \varphi_3 + 2\pi/3)}] \quad (B.5)$$

$$\underline{M}_0 = \frac{1}{3} [b_1 e^{j(\omega t + \varphi_1)} + b_2 e^{j(\omega t + \varphi_2 + 4\pi/3)} + b_3 e^{j(\omega t + \varphi_3 + 2\pi/3)}] \quad (B.6)$$

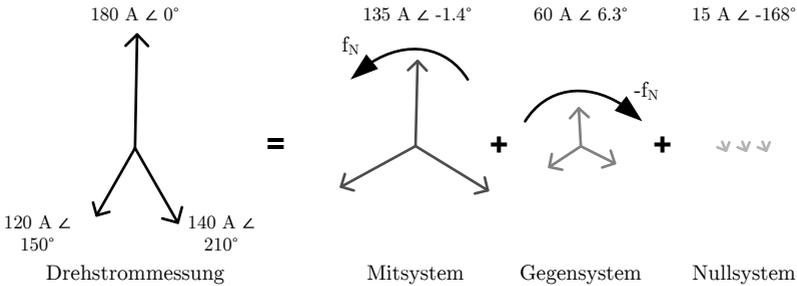


Abbildung B.1: Darstellung eines Drehstromsystems mit ausgeprägter Schiefast in symmetrischen Komponenten.

Um unsymmetrische Zustände zu beschreiben, wird der Grad der Unsymmetrie als Quotient der Amplituden des Gegen- und Nullsystems auf das Mitsystem bezogen definiert.

$$k_2 = \frac{|M_2|}{|M_1|} \quad \text{Unsymmetriegrad Gegensystem} \quad (\text{B.7})$$

$$k_0 = \frac{|M_0|}{|M_1|} \quad \text{Unsymmetriegrad Nullsystem} \quad (\text{B.8})$$

B.2 Clarke-Komponenten

$$C = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 1 \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & 1 \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} & 1 \end{pmatrix}; \quad C^{-1} = \frac{2}{3} \begin{pmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{pmatrix} \quad (\text{B.9})$$

$$\begin{bmatrix} M_{L1} \\ M_{L2} \\ M_{L3} \end{bmatrix} = C \begin{bmatrix} M_\alpha \\ M_\beta \\ M_0 \end{bmatrix}; \quad \begin{bmatrix} M_\alpha \\ M_\beta \\ M_0 \end{bmatrix} = C^{-1} \begin{bmatrix} M_{L1} \\ M_{L2} \\ M_{L3} \end{bmatrix} \quad (\text{B.10})$$

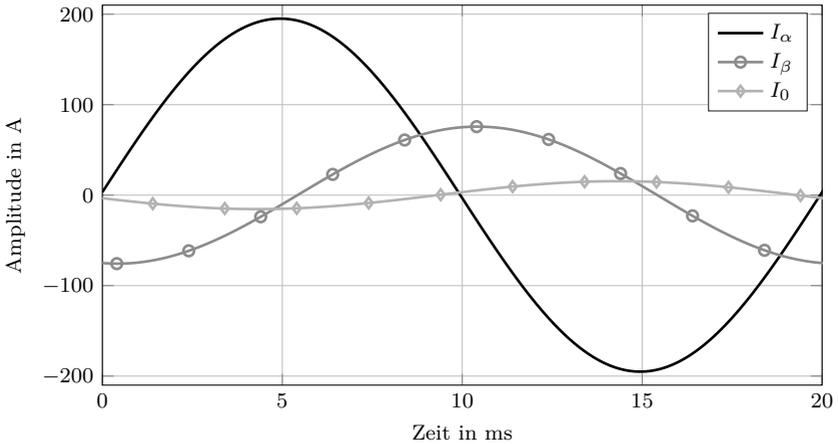


Abbildung B.2: Darstellung eines Drehstromsystems mit ausgeprägter Schiefast in Clarke-Komponenten, Zahlenwerte nach Abbildung B.1.

B.3 Park-Komponenten

Die Beschreibung in Park-Komponenten erfolgt durch Drehung des Koordinatensystems der Clarke-Komponenten um den aktuellen Netzwinkel ϑ . Hierfür ist eine präzise Schätzung des Netzwinkels erforderlich, der nach dem aktuellen Stand der Technik über einen Phasenregelkreis erfolgt.

$$P = \begin{pmatrix} \cos \vartheta & \sin \vartheta & 0 \\ -\sin \vartheta & \cos \vartheta & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{pmatrix}; \quad P^{-1} = \begin{pmatrix} \cos \vartheta & -\sin \vartheta & 0 \\ \sin \vartheta & \cos \vartheta & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{pmatrix} \quad (\text{B.11})$$

$$\begin{bmatrix} M_d \\ M_q \\ M_0 \end{bmatrix} = P \begin{bmatrix} M_\alpha \\ M_\beta \\ M_0 \end{bmatrix}; \quad \begin{bmatrix} M_\alpha \\ M_\beta \\ M_0 \end{bmatrix} = P^{-1} \begin{bmatrix} M_d \\ M_q \\ M_0 \end{bmatrix} \quad (\text{B.12})$$

B.4 Raumzeiger-Komponenten

B.4.1 Ruhende Koordinaten

$$\underline{a} = e^{j \frac{2}{3}\pi} \quad (\text{B.13})$$

$$T_s = \frac{1}{2} \begin{pmatrix} 1 & 1 & 2 \\ \underline{a}^2 & \underline{a} & 2 \\ \underline{a} & \underline{a}^2 & 2 \end{pmatrix}; \quad T_s^{-1} = \frac{2}{3} \begin{pmatrix} 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{pmatrix} \quad (\text{B.14})$$

$$\begin{bmatrix} M_{L1} \\ M_{L2} \\ M_{L3} \end{bmatrix} = T_s \begin{bmatrix} M_s \\ M_s^* \\ M_0 \end{bmatrix}; \quad \begin{bmatrix} M_s \\ M_s^* \\ M_0 \end{bmatrix} = T_s^{-1} \begin{bmatrix} M_{L1} \\ M_{L2} \\ M_{L3} \end{bmatrix} \quad (\text{B.15})$$

B.4.2 Rotierende Koordinaten

$$T_r = \begin{pmatrix} e^{j\vartheta} & 0 & 0 \\ 0 & e^{-j\vartheta} & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{pmatrix}; \quad T_r^{-1} = \begin{pmatrix} e^{-j\vartheta} & 0 & 0 \\ 0 & e^{j\vartheta} & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{pmatrix} \quad (\text{B.16})$$

$$\begin{bmatrix} M_s \\ M_s^* \\ M_0 \end{bmatrix} = T_r \begin{bmatrix} M_r \\ M_r^* \\ M_0 \end{bmatrix}; \quad \begin{bmatrix} M_r \\ M_r^* \\ M_0 \end{bmatrix} = T_r^{-1} \begin{bmatrix} M_s \\ M_s^* \\ M_0 \end{bmatrix} \quad (\text{B.17})$$

Anhang C

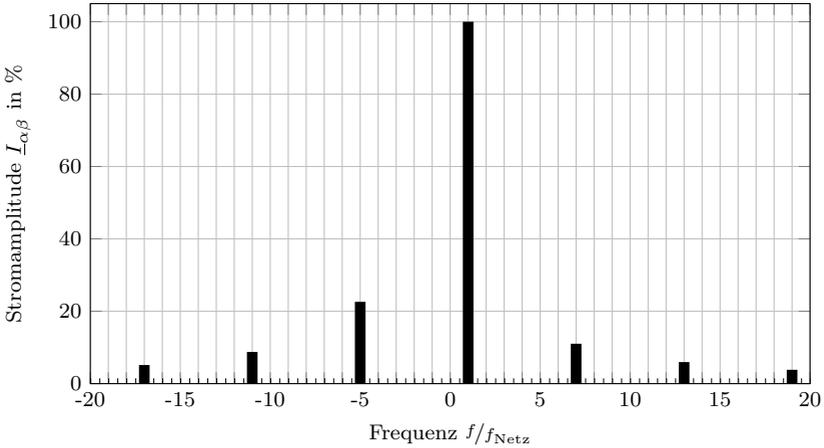
Klassifikation der Oberschwingungen nach symmetrischen Komponenten

Nichtlineare Verbraucher in Verteilnetzen erzeugen Stromoverschwingungen. Über die Oberschwingungsnetzimpedanz werden Spannungsüberschwingungen eingepreßt, die der Spannungsqualität abträglich sind. Elektronische Leistungsfiler erlauben die aktive Kompensation der Stromoverschwingungen. Für die Konzeption der notwendigen Detektions- und Regelungsverfahren ist ein tieferes Verständnis der Oberschwingungen notwendig: Nichtlineare elektrische Anlagen erzeugen unter symmetrischen Betriebsbedingungen ein Oberschwingungsspektrum, welches nach dem Prinzip der symmetrischen Komponenten in Mit-, Gegen- und Nullsysteme unterschieden wird (Tabelle C.1).

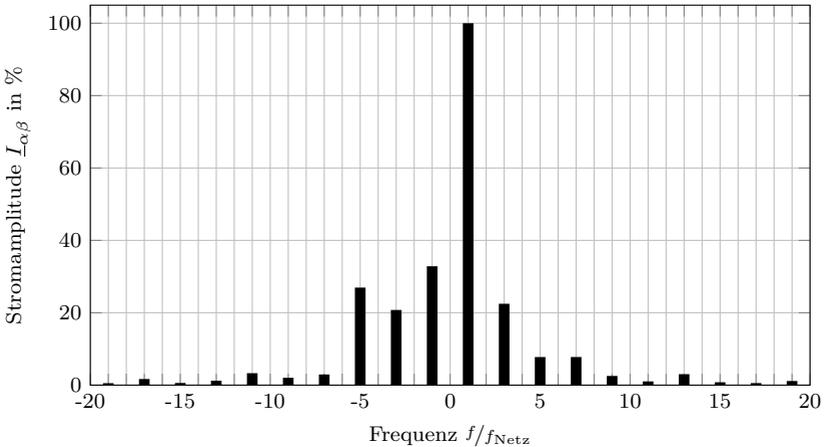
Dieser Zusammenhang vereinfacht die aktive Oberschwingungskompensation symmetrisch betriebener Anlagen, da nur spezielle Mit- und Gegensystemfrequenzen zu detektieren sind [60]. Im Niederspannungsnetz überwiegen jedoch unsymmetrisch angeschlossene Oberschwingungsquellen, was zu einer Ausprägung der Stromoverschwingungen im Mit- und Gegensystem führt (Abbildung C.1). Die aktive Kompensation der Stromoverschwingungen bedarf im allgemeinen Fall einer Detektion der ausgewählten Oberschwingungsordnung im Mit- und Gegensystem $\pm n$.

Symmetrische Komponente	Mitsystem	Gegensystem	Nullsystem
Oberschwingungsordnungen $n, k \in \mathbb{N}$	$n = 3k + 1$	$n = 3k + 2$	$n = 3k + 3$

Tabelle C.1: Klassifikation der Oberschwingungsordnungen nach den symmetrischen Komponenten.



(a) Symmetrische Belastung eines Niederspannungsnetzes mit einer B6U-Gleichrichterschaltung und kapazitiver Glättung



(b) Unsymmetrische Belastung eines Niederspannungsnetzes mit mehreren B2U-Gleichrichterschaltungen und kapazitiver Glättung

Abbildung C.1: Doppelseitiges Amplitudenspektrum des simulativ bestimmten Verteilnetzstroms $\underline{I}_{\alpha\beta} = I_{\alpha} + j I_{\beta}$. Positive Frequenzen entsprechen dem Mitsystem, negative Frequenzen dem Gegensystem.

Anhang D

Regelung des Tiefsetzstellers

D.1 Modellbildung

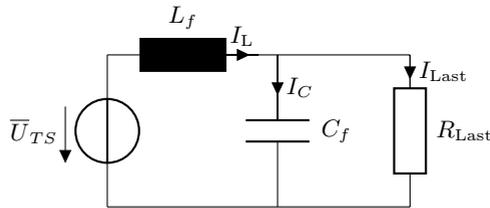


Abbildung D.1: Elektrisches Ersatzschaltbild der Strecke.

Die Versuchsanlage soll das netzseitige Lastverhalten real gemessener sowie synthetisch modellierter Schnellladevorgänge nachbilden. Eine Leistungsregelung des Tiefsetzstellers wird zu diesem Zwecke entworfen. Die Strecke weist einen nichtlinearen Zusammenhang zwischen der umgesetzten Leistung P und dem Laststrom I_{Last} auf.

$$P(t) = R_{Last}(T) I_{Last}^2(t) \quad (D.1)$$

Zusätzlich weist der Lastwiderstand aufgrund der Eigenerwärmung eine hohe Temperaturabhängigkeit auf, so dass der Widerstandswert im Bereich von $4,0\Omega$ bis $5,1\Omega$ schwankt. Da die Lastregelung von untergeordneter Bedeutung in dieser Forschungsarbeit ist, wird die Schwankung des Widerstandswerts als Störgröße angesehen und der Nominalwiderstand von $4,2\Omega$ verwendet. Die Filterdrossel L_f weist eine Induktivität von $400\mu\text{H}$ auf, die Filterkapazität C_f beträgt $200\mu\text{F}$.

Der Lastwiderstand wird über einen Tiefpass 2. Ordnung durch einen PWM-modulierten Tiefsetzsteller gespeist (Abbildung D.1). Für die Bestimmung der Übertragungsfunktion nach Gleichung D.3 wird der Tiefsetzsteller als idealisierte Spannungsquelle angenommen, deren makroskopische Ausgangsspannung \bar{U}_{TS} als arithmetischer Mittelwert der gestellten Spannung pro Taktperiode angenommen wird.

$$\bar{U}_{\text{TS}} = \frac{1}{T_{\text{PWM}}} \int_{t_0}^{t_0+T_{\text{PWM}}} U_{\text{TS}}(t) dt \quad (\text{D.2})$$

$$G_{\text{TS,I}}(s) = \frac{I_{\text{RLast}}}{\bar{U}_{\text{TS}}} = \frac{1}{L_f C_f R_{\text{Last}} s^2 + L_f s + R_{\text{Last}}} \quad (\text{D.3})$$

Die Polstellen der Übertragungsfunktion liegen bei $s_{\infty 1/2} = (-595 \pm j 3485) \text{ rad s}^{-1}$, womit die Strecke das Verhalten eines periodisch gedämpften Schwingkreises mit Resonanzüberhöhung aufweist. Die Resonanzfrequenz des gedämpften Systems beträgt 547 Hz.

D.2 Entwurf der Regelung

Ein linearer Eingrößenregler soll zur Regelung eingesetzt werden. Für den Reglerentwurf wird eine noch zu bestimmende linearisierte Regelstrecke verwendet. Die Zustandsgröße $x_1 = I_{\text{Last}}$, $x_2 = \dot{I}_{\text{Last}}$, $u = \bar{U}_{\text{TS}}$ und $y = P$ führen zur Zustandsraumdarstellung nach Gleichungen D.4 und D.5.

$$\dot{\underline{x}} = f(\underline{x}, u) = \begin{pmatrix} 0 & 1 \\ -\frac{1}{C_f L_f} & -\frac{1}{C_f R_{\text{Last}}} \end{pmatrix} \underline{x} + \begin{pmatrix} 0 \\ \frac{1}{L_f C_f R_{\text{Last}}} \end{pmatrix} u \quad (\text{D.4})$$

$$y = g(\underline{x}) = R_{\text{Last}} x_1^2 \quad (\text{D.5})$$

Linearisierung um den Arbeitspunkt

$$\bar{U}_{\text{TS,AP}} = \sqrt{R_{\text{Last}} P_{\text{N}}} \quad (\text{D.6})$$

$$I_{\text{Last,AP}} = \sqrt{\frac{P_{\text{N}}}{R_{\text{Last}}}} \quad (\text{D.7})$$

führt auf die gesuchte linearisierte Übertragungsfunktion nach Gleichung D.10.

$$\Delta \dot{\underline{x}} = \begin{pmatrix} 0 & 1 \\ -\frac{1}{L_f C_f} & -\frac{1}{C_f R_{\text{Last}}} \end{pmatrix} \Delta \underline{x} + \begin{pmatrix} 0 \\ \frac{1}{L_f C_f R_{\text{Last}}} \end{pmatrix} \Delta u \quad (\text{D.8})$$

$$\Delta y = 2 R_{\text{Last}} x_{1,\text{AP}} x_1 \quad (\text{D.9})$$

$$G^{\text{lin}}(s) = \frac{2 x_{1,\text{AP}}}{C_f L_f s^2 + \frac{L_f}{R_{\text{Last}}} s + 1} \quad (\text{D.10})$$

Folgende Entwurfsziele werden an die Regelung gestellt:

- Ein möglichst schnelles Erreichen des stationären Endwertes der Leistung.
- Kein schwingendes Verhalten im stationären sowie dynamischen Fall.
- Eine ausreichende Störsicherheit gegenüber Parameterschwankungen.
- Keine großen Stellgrößenänderungen, um die Stabilität der Zwischenkreisspannung nicht zu gefährden.

Ein Integral-Regler $G_{TS}(s) = k_{i,TS}/s$ mit Anstiegsratenbegrenzung der Führungsgröße P_{soll} wird für die Regelungsaufgabe ausgewählt. Der Reglerentwurf erfolgt unter Zuhilfenahme des SISO-Tools in MATLAB, wobei die Anstiegsratenbegrenzung nicht berücksichtigt wird. Mit einer Dämpfung der Eigenfrequenz von 33 dB wird $k_{i,TS}$ zu 0,1 bestimmt. Die Auslegung des Anstiegsratenbegrenzers wird experimentell am Versuchsstand durch Auswertung der Zwischenkreisspannung U_{ZK} eingestellt. Mit einer kurzfristigen Spannungsabsenkung um 5% wird die maximale Änderungsrate zu 48 kW s^{-1} festgelegt. In Abbildung D.2 ist die Sprungantwort des Lastreglers dargestellt, in Abbildung D.3 das Strukturbild der Regelung.

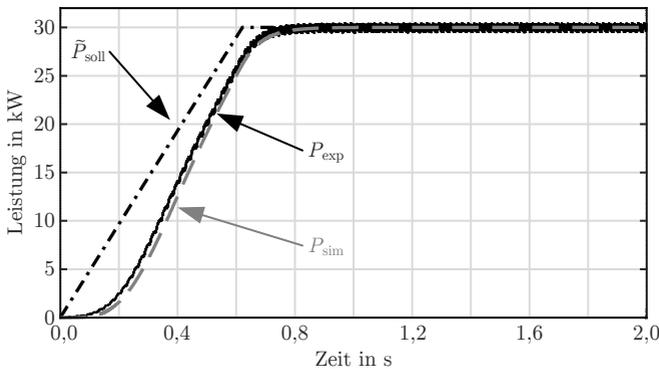


Abbildung D.2: Simulativ und experimentell bestimmtes Sprungantwortverhalten.

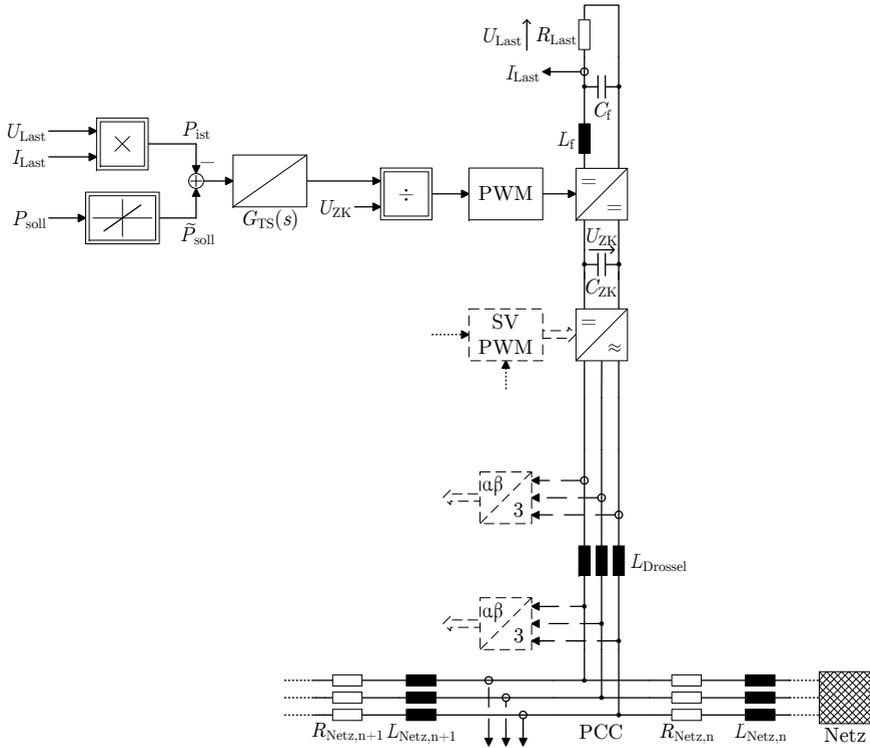


Abbildung D.3: Strukturbild der Regelung.

Anhang E

Sprungantwort des MCCF

Die Laplace-Transformation ermöglicht die Berechnung der Sprungantwort der MCCF-Struktur. Die Rücktransformation in den Zeitbereich führt zur gesuchten Lösung $\underline{u}_{\text{MCCF},+1}^{\alpha\beta}(t)$.

$$\underline{u}^{\alpha\beta}(t) = 325 \text{ V} \left[\begin{array}{c} e^{j(\omega_0 t + \phi)} \\ e^{j(\omega_0 t - \frac{\pi}{2} + \phi)} \end{array} \right] \circ \bullet \underline{U}^{\alpha\beta}(s) = 325 \text{ V} \left[\begin{array}{c} \frac{\cos(\phi) \omega_0 + \sin(\phi) s}{\omega_0^2 + s^2} \\ -\frac{\cos(\phi) s - \sin(\phi) \omega_0}{\omega_0^2 + s^2} \end{array} \right] \quad (\text{E.1})$$

$$\underline{U}_{\text{MCCF},+1}^{\alpha\beta}(s) = \underline{G}_{\text{MCCF},+1}^{\alpha\beta} \overset{\text{Maple}}{\underline{U}^{\alpha\beta}} \bullet \circ \underline{u}_{\text{MCCF},+1}^{\alpha\beta}(t) \quad (\text{E.2})$$

Die Rücktransformation wird durch das Computeralgebrasystem *Maple* berechnet. Mit der Netzfrequenz $\omega_0 = 100\pi$ und einer Phasenlage bei Zuschaltung der Netzspannung von $\phi = -23^\circ$ berechnen sich die α - und β -Komponenten des Spannungsmitsystems nach dem Berechnungsskript E.1. Die Sprungantwort des MCCF-Bandpassfilternetzwerks entspricht dem Realteil der berechneten Größen. In Abbildung E.1 ist die Sprungantwort des auf das Spannungsmitsystem abgestimmten MCCF-Bandpassfilters $\underline{u}_{\text{MCCF},+1}^{\alpha\beta}(t)$ dargestellt.

$$\begin{aligned} \text{Re} \left(\underline{u}_{\alpha, \text{MCCF},+1}(t) \right) &= 3,96 e^{-128,87 t} \cos(2011,45 t) + 1,97 e^{-128,87 t} \sin(2011,45 t) \\ &\quad - 15,55 e^{-381,85 t} \cos(1406,68 t) + 38,72 e^{-381,85 t} \sin(1406,68 t) \\ &\quad - 239,53 e^{-208,31 t} + 378,21 e^{-655,03 t} \\ &\quad + 230 \sqrt{2} \left[-\sin\left(\frac{23\pi}{180}\right) \cos(100\pi t) + \cos\left(\frac{23\pi}{180}\right) \sin(100\pi t) \right] \end{aligned} \quad (\text{E.3})$$

$$\begin{aligned}
 \operatorname{Re}\left(u_{\beta, \text{MCCF}, +1}(t)\right) &= 3,05 e^{-128,87 t} \cos(2011,45 t) + 7,65 e^{-128,87 t} \sin(2011,45 t) \\
 &\quad - 57,56 e^{-381,85 t} \cos(1406,68 t) + 21,53 e^{-381,85 t} \sin(1406,68 t) \\
 &\quad + 247,23 e^{-208,31 t} + 106,70 e^{-655,03 t} \\
 &\quad + 230 \sqrt{2} \left[-\cos\left(\frac{23 \pi}{180}\right) \cos(100 \pi t) - \sin\left(\frac{23 \pi}{180}\right) \sin(100 \pi t) \right]
 \end{aligned}
 \tag{E.4}$$

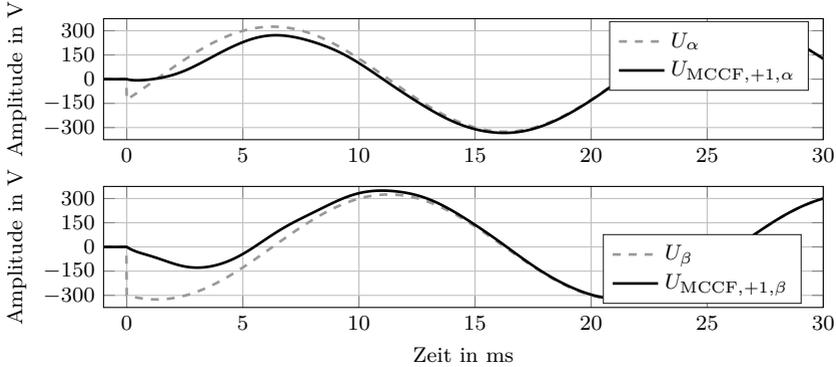


Abbildung E.1: Sprungantwort des MCCF, $U_{\text{Netz}} = 400 \text{ V}$, $\phi = -28^\circ$.

```

1 # Berechnung der analytischen Lösung des Einschwingvorgangs einer
  MCCF-Struktur.
2 # MCCF Konfiguration [+1,-1,-5,+5,-7,+7].
3 # Auswertung der Sprungantwort des Spannungsmitsystems [+1].
4 > restart; interface(imaginaryunit = j): with(intrtrans): with(
  LinearAlgebra): with(CodeGeneration):
5 > CCFp1 := proc (s) options operator, arrow; omega0*bCCF/(s-j*omega0
  ) end proc;
6 > CCFn1 := proc (s) options operator, arrow; omega0*bCCF/(s+j*omega0
  ) end proc;
7 > CCFn5 := proc (s) options operator, arrow; omega0*bCCF/(s+(5*j)*
  omega0) end proc;
8 > CCFp5 := proc (s) options operator, arrow; omega0*bCCF/(s-(5*j)*
  omega0) end proc;
9 > CCFn7 := proc (s) options operator, arrow; omega0*bCCF/(s+(7*j)*
  omega0) end proc;
10 > CCFp7 := proc (s) options operator, arrow; omega0*bCCF/(s-(7*j)*
  omega0) end proc;
11 > MCCF := CCFp1(s)/(1+CCFp1(s)+CCFn1(s)+CCFp5(s)+CCFn5(s)+CCFp7(s)+
  CCFn7(s));
12 > Up1 := Matrix([[Ap1*sin(omega0*t+phi)], [Ap1*sin(omega0*t-(2/3)*Pi
  +phi)], [Ap1*sin(omega0*t+(2/3)*Pi+phi)]]);
13 > Un1 := Matrix([[An1*sin(omega0*t+phi)], [An1*sin(omega0*t+(2/3)*Pi
  +phi)], [An1*sin(omega0*t-(2/3)*Pi+phi)]]);
14 > Up5 := Matrix([[Ap5*sin(5*omega0*t+phi)], [Ap5*sin(5*omega0*t
  -(2/3)*Pi+phi)], [Ap5*sin(5*omega0*t+(2/3)*Pi+phi)]]);

```

```

15 > Un5 := Matrix([[An5*sin(5*omega0*t+phi)], [An5*sin(5*omega0*t
+ (2/3)*Pi+phi)], [An5*sin(5*omega0*t-(2/3)*Pi+phi)]]);
> Up7 := Matrix([[Ap7*sin(7*omega0*t+phi)], [Ap7*sin(7*omega0*t
-(2/3)*Pi+phi)], [Ap7*sin(7*omega0*t+(2/3)*Pi+phi)]]);
17 > Un7 := Matrix([[An7*sin(7*omega0*t+phi)], [An7*sin(7*omega0*t
+ (2/3)*Pi+phi)], [An7*sin(7*omega0*t-(2/3)*Pi+phi)]]);
> Netzspannung := Up1+Un1+Up5+Un5+Up7+Un7;
19 > T := Matrix([[2/3, -1/3, -1/3], [0, 1/sqrt(3), -1/sqrt(3)]]);
> NetzspannungAlphaBeta := Multiply(T, Netzspannung);
21 > NetzspannungAlpha := laplace(NetzspannungAlphaBeta(1), t, s);
> NetzspannungBeta := laplace(NetzspannungAlphaBeta(2), t, s);
23 > Transfermatrix_direkt := evalc(Re(MCCF));
> Transfermatrix_quer := evalc(Im(MCCF));
25 > UebertragungsfunktionMCCF := Matrix([[Transfermatrix_direkt, -
Transfermatrix_quer], [Transfermatrix_quer,
Transfermatrix_direkt]]);
> Anregung := Matrix([[NetzspannungAlpha], [NetzspannungBeta]]);
27 > Ergebnis := evalc(Multiply(UebertragungsfunktionMCCF, Anregung));
> UMCCFp1Alpha := invlaplace(evalc(Ergebnis(1)), s, t);
29 > UMCCFp1Beta := invlaplace(Ergebnis(2), s, t);
> omega0 := 100*Pi;
31 > bCCF := .9999;
> phi := -(23/180)*Pi;
33 > Ap1 := 230*sqrt(2);
> An1 := 0*sqrt(2);
35 > Ap5 := 0*sqrt(2);
> An5 := 0*sqrt(2);
37 > Ap7 := 0*sqrt(2);
> An7 := 0*sqrt(2);
39 > plot([Re(UMCCFp1Alpha), Re(UMCCFp1Beta)], t = 0 .. .1);
> plot([NetzspannungAlphaBeta(1), NetzspannungAlphaBeta(2)], t = 0
.. .1);
41 > Matlab(evalc(Re(UMCCFp1Alpha)), resultname = "UMCCFp1Alpha");
> Matlab(evalc(Re(UMCCFp1Beta)), resultname = "UMCCFp1Beta");
43 > Matlab(evalc(Re(NetzspannungAlphaBeta(1))), resultname = "UAlpha")
;
> Matlab(evalc(Re(NetzspannungAlphaBeta(2))), resultname = "UBeta");

```

Quelltext E.1: Berechnung der analytischen MCCF-Sprungantwort,
Dateiformat: *Maple Text*.

Anhang F

Technische Daten der Versuchsanlage

Parameter	Wert	Einheit
Netzanschluss	Dreiphasig ohne Neutralleiter	
Eingangsspannungsbereich	400±10 %	V
Netzfrequenz	50	Hz
Nennleistung	80	kVA
Maximaler Wirkleistungsbezug	66	kW
Maximale Blindleistungsbereitstellung	78	kvar
Nenningangsstrom	128	A
Gesamt-Oberschwingungsverzerrung ¹	< 4	%
Stromunsymmetrie ¹	< 2	%
Leistungsfaktor		
Wirkleistungsbezug ¹	> 0,99	–
Blindleistung, minimaler Leistungsfaktor ¹	0,04	–
Schieflastkompensation		
Maximale Gegensystemleistung	30	kW
Ausregelzeit	< 0,5	s
Oberschwingungskompensation		
Kompensationsverfahren	Selektiv, bis zur 13. Ordnung	
Kompensierbare Oberschwingungen	Mit- und Gegensystem	
Grad der Kompensation ²	> 98	%
Ausregelzeit	< 1,0	s

Tabelle F.1: Technische Daten der Versuchsanlage.

¹: Bei Vollast unter symmetrischen Betriebsbedingungen.

²: Bei einem Kompensationsstrom größer 20 A.

Anhang G

Literaturverzeichnis

G.1 Literaturverzeichnis

- [1] AGGELER, D.; CANALES, F.; ZELAYA-DE LA PARRA, H.; COCCIA, A.; BUTCHER, N. ; APELDOORN, O.: Ultra-fast DC-charge infrastructures for EV-mobility and future smart grids. In: *Proceedings of the IEEE 2010 PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe*, 2010, S. 1–8. – DOI 10.1109/ISGTEUROPE.2010.5638899
- [2] AKAGI, H.: New trends in active filters for power conditioning. In: *IEEE Transactions on Industry Applications* 32 (1996), November, Nr. 6, S. 1312–1322. – DOI 10.1109/28.556633. – ISSN 0093–9994
- [3] AMPRION GMBH, 50HERTZ TRANSMISSION GMBH, TENNET TSO GMBH, TRANSNETBW GMBH: *Netzentwicklungsplan Strom 2013, Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber*
- [4] AMPRION GMBH, 50HERTZ TRANSMISSION GMBH, TENNET TSO GMBH, TRANSNETBW GMBH: *Netzentwicklungsplan Strom 2025, Version 2015, Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber*
- [5] *Kapitel Active Power Filters for Harmonic Elimination and Power Quality Improvement*. In: ANTONIO MARTINS, J. F.; AZEVEDO, H.: *Power Quality*. InTech Europe, 2011. – ISBN 978–953–307–180–0, S. 161–182
- [6] BARGHI LATRAN, M.; TEKE, A. ; YOLDAS, Y.: Mitigation of power quality problems using distribution static synchronous compensator: a comprehensive review. In: *IET Power Electronics* 8 (2015), Nr. 7, S. 1312–1328. – DOI 10.1049/iet-pel.2014.0531. – ISSN 1755–4535

- [7] BÜCHNER, J.; KATZFEY, J.; FLÖRCKEN, O.; MOSER, A.; SCHUSTER, H.; DIERKES, S.; LEEUWEN, T. van; VERHEGGEN, L.; USLAR, M. ; AMELSVOORT, M. van: *Verteilernetzstudie: Moderne Verteilernetze für Deutschland*. E-BRIDGE, IAEW, OFFIS, 2014
- [8] BERGER, M.; BRAUNER, G.: Zukünftige Tendenzen der Spannungsqualität in elektrischen Verteilnetzen. In: *e & i Elektrotechnik und Informationstechnik* 123 (2006), Nr. 1, 28–33. – DOI 10.1007/s00502–006–0311. – ISSN 1613–7620
- [9] BERNET, S.: *Selbstgeführte Stromrichter am Gleichspannungszwischenkreis*. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2012. – ISBN 978–3–540–68861–7
- [10] BLAABJERG, F.; TEODORESCU, R.; LISERRE, M. ; TIMBUS, A.: Overview of Control and Grid Synchronization for Distributed Power Generation Systems. In: *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 53 (2006), Oktober, Nr. 5, S. 1398–1409. – DOI 10.1109/TIE.2006.881997. – ISSN 0278–0046
- [11] *Kapitel Erwartungen an die Individualmobilität*. In: BOZEM, K.; NAGL, A.; RATH, V. ; HAUBROCK, A.: *Elektromobilität: Kundensicht, Strategien, Geschäftsmodelle: Ergebnisse der repräsentativen Marktstudie FUTURE MOBILITY*. Wiesbaden : Springer Fachmedien Wiesbaden, 2013. – ISBN 978–3–658–02628–8, S. 21–29
- [12] BREASS, H.-H.; SEIFFERT, U.; HANSEN, F. (Hrsg.): *Vieweg Handbuch Kraftfahrzeugtechnik*. Springer Vieweg, 2013. – ISBN 978–3–658–01691–3
- [13] BUNDESMINISTERIUM FÜR BILDUNG UND FORSCHUNG (HRSG.): *Ideen. Innovation. Wachstum - Hightech-Strategie 2020 für Deutschland*. 2010
- [14] BUNDESMINISTERIUM FÜR BILDUNG UND FORSCHUNG (HRSG.): *Die neue Hightech-Strategie - Innovationen für Deutschland*. 2014
- [15] BUNDESMINISTERIUM FÜR VERKEHR, BAU UND STADTENTWICKLUNG (HRSG.): *Mobilität in Deutschland 2008*. infas, DLR. – Forschungsbericht
- [16] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE: *Verordnungspaket Intelligente Netze*. <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eckpunkte-fuer-das-verordnungspaket-intelligente-netze>. – Letzter Aufruf: 14.03.2016
- [17] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (HRSG.): *Die Energie der Zukunft - Erster Fortschrittsbericht zur Energiewende*. 2014
- [18] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (HRSG.): *Zahlen und Fakten Energiedaten*. 2015

- [19] BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V.: *Neue Zahlen zum deutschen Stromnetz, Anhang*. [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/8FE409A16ED16AC2C1257D2B0027B169/\\$file/140805%20BDEW%20neue%20Zahlen%20zum%20deutschen%20Stromnetz%20Anhang.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/8FE409A16ED16AC2C1257D2B0027B169/$file/140805%20BDEW%20neue%20Zahlen%20zum%20deutschen%20Stromnetz%20Anhang.pdf). – Letzter Aufruf: 14.03.2016
- [20] BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V.: *BDEW-Roadmap «Realistische Schritte zur Umsetzung von Smart Grids in Deutschland»*. 2013
- [21] BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V.: *Positionspapier «Netzanforderungen an Schnellladeinfrastruktur und Netzverträglichkeit»*. 2013
- [22] BURGERT, W.; BÖHNER, R.; SCHIEBEL, D.: Tendenzen im Karosserieleichtbau. In: *VDI-Berichte* Bd. 1256, 1996, S. 29–50
- [23] CHAPMAN, P.; SUDHOFF, S.: A multiple reference frame synchronous estimator/regulator. In: *IEEE Transactions on Energy Conversion* 15 (2000), Juni, Nr. 2, S. 197–202. – DOI 10.1109/60.867000. – ISSN 0885–8969
- [24] CHRISTEN, D.; TSCHANNEN, S.; BIELA, J.: Highly efficient and compact DC-DC converter for ultra-fast charging of electric vehicles. In: *Proceedings of the 15th International Power Electronics and Motion Control Conference*, 2012, S. LS5d.3–1–LS5d.3–8. – DOI 10.1109/EPEPEMC.2012.639748
- [25] CHRISTLICH DEMOKRATISCHE UNION DEUTSCHLANDS; CHRISTLICH-SOZIALE UNION IN BAYERN E. V.; FREIE DEMOKRATISCHE PARTEI: *Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und FDP, 17. Legislaturperiode*
- [26] CHRISTLICH DEMOKRATISCHE UNION DEUTSCHLANDS; CHRISTLICH-SOZIALE UNION IN BAYERN E. V.; SOZIALDEMOKRATISCHE PARTEI DEUTSCHLANDS: *Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, 18. Legislaturperiode*
- [27] CIOBOTARU, M.; TEODORESCU, R.; BLAABJERG, F.: A New Single-Phase PLL Structure Based on Second Order Generalized Integrator. In: *Proceedings of the 37th IEEE Power Electronics Specialists Conference*, 2006. – ISSN 0275–9306, S. 1–6. – DOI 10.1109/PESC.2006.1711988
- [28] CONTINENTAL: *Continental-Mobilitätsstudie 2011*. http://www.continental-corporation.com/www/download/presseportal_com_de/themen/initiativen/ov_mobilitaetsstudien_de/workshop_2011_12_15/download/studie_de.pdf. – Letzter Aufruf: 14.03.2016

- [29] CRASTAN, V.; WESTERMANN, D.: *Elektrische Energieversorgung 3: Dynamik, Regelung und Stabilität, Versorgungsqualität, Netzplanung, Betriebsplanung und -führung, Leit- und Informationstechnik, FACTS, HGÜ*. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2011. – ISBN 978–3–642–20100–4
- [30] DANNEHL, J.: *Regelung von Netzpulsstromrichtern mit LCL-Filter für Antriebe mit kleiner Kapazität im Zwischenkreis*, Christian-Albers-Universität zu Kiel, Diss., 2012
- [31] DRURY, B.: *The Control Technique Drives and Control Handbook*. The Institution of Engineering and Technology, 2009. – ISBN 978–1–84919–013–8
- [32] ESSLINGER, P.: Studie Q(U) - Schlussbericht / Technische Universität München. 2012. – Forschungsbericht
- [33] EUROPÄISCHE KOMMISSION: *Mitteilung der Kommission an das europäische Parlament, den Rat, den europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen Fahrplan für den Übergang zu einer wettbewerbsfähigen CO₂-armen Wirtschaft bis 2050, KOM(2011) 112 endgültig*
- [34] EUROPÄISCHES PARLAMENT AND RAT DER EUROPÄISCHEN UNION: *Richtlinie 2014/94/EU vom 22. 10. 2014 über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe*
- [35] EUROPÄISCHES PARLAMENT AND RAT DER EUROPÄISCHEN UNION: *Verordnung Nr. 443/2009 vom 23. 04. 2009 zur Festsetzung von Emissionsnormen für neue Personenkraftwagen im Rahmen des Gesamtkonzepts der Gemeinschaft zur Verringerung der CO₂-Emissionen von Personenkraftwagen und leichten Nutzfahrzeugen*
- [36] FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR WINDENERGIE UND ENERGIESYSTEMTECHNIK (IWES): *Windenergie Report Deutschland 2014*. <http://www.windmonitor.de/report>. – Letzter Aufruf: 14.03.2016
- [37] FUJITA, H.; TOMINAGA, S. ; AKAGI, H.: Analysis and design of a DC voltage-controlled static VAR compensator using quad-series voltage-source inverters. In: *IEEE Transactions on Industry Applications* 32 (1996), Juli, Nr. 4, S. 970–978. – DOI 10.1109/28.511656. – ISSN 0093–9994
- [38] GOLESTAN, S.; GUERRERO, J.: Conventional Synchronous Reference Frame Phase-Locked Loop is an Adaptive Complex Filter. In: *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 62 (2015), März, Nr. 3, S. 1679–1682. – DOI 10.1109/TIE.2014.2341594. – ISSN 0278–0046

- [39] GOLESTAN, S.; MONFARED, M. ; FREIJEDO, F.: Design-Oriented Study of Advanced Synchronous Reference Frame Phase-Locked Loops. In: *IEEE Transactions on Power Electronics* 28 (2013), Februar, Nr. 2, S. 765–778. – DOI 10.1109/TPEL.2012.2204276. – ISSN 0885–8993
- [40] GUO, X.; WU, W. ; CHEN, Z.: Multiple-Complex Coefficient-Filter-Based Phase-Locked Loop and Synchronization Technique for Three-Phase Grid-Interfaced Converters in Distributed Utility Networks. In: *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 58 (2011), April, Nr. 4, S. 1194–1204. – DOI 10.1109/TIE.2010.2041738. – ISSN 0278–0046
- [41] HARNEFORS, L.: Modeling of Three-Phase Dynamic Systems Using Complex Transfer Functions and Transfer Matrices. In: *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 54 (2007), August, Nr. 4, S. 2239–2248. – DOI 10.1109/TIE.2007.894769. – ISSN 0278–0046
- [42] HARRIS, F.; DICK, C. ; RICE, M.: Digital receivers and transmitters using polyphase filter banks for wireless communications. In: *IEEE Transactions on Microwave Theory and Techniques* 51 (2003), April, Nr. 4, S. 1395–1412. – DOI 10.1109/TMTT.2003.809176. – ISSN 0018–9480
- [43] HASENKOPF, D.: *Regelverfahren für einen Umrichter zur Symmetrierung einphasiger Lasten in Drehstromnetzen*, Universität Ulm, Diss., 2005
- [44] HAU, E.: *Windkraftanlagen; Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit*. 4. Springer-Verlag Berlin Heidelberg. – ISBN 978–3–540–72151–2
- [45] HEUCK, K.; DETTMANN, K.-D. ; SCHULZ, D.: *Elektrische Energieversorgung – Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis*. Springer Vieweg, 2013. – ISBN 978–3–8348–1699–3
- [46] HOLMES, D.; LIPO, T.: *Pulse Width Modulation for Power Converters: Principles and Practice*. John Wiley & Sons, 2003 (IEEE Press Series on Power Engineering). – ISBN 978–0–471–20814–3
- [47] HOSEMANN, G.: *Elektrische Energietechnik*. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2001 (Bd. 3). – ISBN 978–3–540–67343–9
- [48] KAURA, V.; BLASKO, V.: Operation of a phase locked loop system under distorted utility conditions. In: *IEEE Transactions on Industry Applications* 33 (1997), Januar, Nr. 1, S. 58–63. – DOI 10.1109/28.567077. – ISSN 0093–9994
- [49] KERBER, G.: *Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilstnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen*, Technische Universität München, Diss., 2011

- [50] KIRMSE, G.: *Rundsteuertechnik, Übertragung von Steuersignalen über das Energieversorgungsnetz*. <http://www.rundsteuerung.de/>. – Letzter Aufruf: 14.03.2016
- [51] KÜPFMÜLLER, K.; MATHIS, W. ; REIBIGER, A.: *Einführung in die theoretische Elektrotechnik*. Springer Vieweg, 2013. – ISBN 978-3-642-37939-0
- [52] KRASSELT, P.: *Konzeption und Aufbau einer Umrichteransteuerung*, Institut für Elektroenergiesysteme und Hochspannungstechnik, Universität Karlsruhe (TH), Studienarbeit, 2008
- [53] KRAUSE, P.: Method of Multiple Reference Frames Applied to the Analysis of Symmetrical Induction Machinery. In: *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* PAS-87 (1968), Januar, Nr. 1, S. 218–227. – DOI 10.1109/TPAS.1968.291992. – ISSN 0018–9510
- [54] KUMAR, P.; KUMAR, N. ; AKELLA, A.: Modeling and Simulation of Different System Topologies for DSTATCOM. In: *Proceedings of the 2013 AASRI Conference on Parallel and Distributed Computing and Systems* Bd. 5, 2013. – ISSN 2212–6716, S. 249–261. – 10.1016/j.aasri.2013.10.086
- [55] KUNERT, U.; RADKE, S.: Wochenbericht 24/2012: Personenverkehr in Deutschland - mobil bei hohen Kosten. In: *DIW Berlin - Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung e. V.* 24 (2012). – ISSN 0012–1304
- [56] LASCU, C.; ASIMINOAEI, L.; BOLDEA, I. ; BLAABJERG, F.: Frequency Response Analysis of Current Controllers for Selective Harmonic Compensation in Active Power Filters. In: *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 56 (2009), Februar, Nr. 2, S. 337–347. – DOI 10.1109/TIE.2008.2006953. – ISSN 0278–0046
- [57] LEHN, P.: Direct harmonic analysis of the voltage source converter. In: *IEEE Transactions on Power Delivery* 18 (2003), Juli, Nr. 3, S. 1034–1042. – DOI 10.1109/TPWRD.2003.813603. – ISSN 0885–8977
- [58] LI, W.; RUAN, X.; BAO, C.; PAN, D. ; WANG, X.: Grid Synchronization Systems of Three-Phase Grid-Connected Power Converters: A Complex-Vector-Filter Perspective. In: *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 61 (2014), April, Nr. 4, S. 1855–1870. – DOI 10.1109/TIE.2013.2262762. – ISSN 0278–0046
- [59] LINDNER, M.; WITZMANN, R.; MARGGRAF, O.; LAUDAHN, S.; ENGEL, B.; PATZACK, S.; VENNEGEERTS, H.; MOSER, A.; GÖDDE, M.; POTRATZ, F. ;

- SCHNETTLER, A.: Ergebnisse der FNN-Studie zu neuen Verfahren der statischen Spannungshaltung. In: E.V., O. (Hrsg.); Ostbayerische Technologie-Transfer-Institut e.V. (OTTI) (Veranst.): *Begleitband der 2. Konferenz Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien*. Berlin : OTTI, 2015. – ISBN 978–3–943891–46–1
- [60] LISERRE, M.; TEODORESCU, R. ; BLAABJERG, F.: Multiple harmonics control for three-phase grid converter systems with the use of PI-RES current controller in a rotating frame. In: *IEEE Transactions on Power Electronics* 21 (2006), Mai, Nr. 3, S. 836–841. – DOI 10.1109/TPEL.2006.875566. – ISSN 0885–8993
- [61] LUO, A.; FANG, L.; XU, X.; PENG, S.; WU, C. ; FANG, H.: New control strategy for DSTATCOM without current sensors and its engineering application. In: *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 33 (2011), Nr. 2, 322–331. – DOI 10.1016/j.ijepes.2010.08.029. – ISSN 0142–0615
- [62] MALINOWSKI, M.; KAZMIERKOWSKI, M.; HANSEN, S.; BLAABJERG, F. ; MARQUES, G.: Virtual-flux-based direct power control of three-phase PWM rectifiers. In: *IEEE Transactions on Industry Applications* 37 (2001), Juli, Nr. 4, S. 1019–1027. – DOI 10.1109/28.936392. – ISSN 0093–9994
- [63] MALINOWSKI, M.; KAZMIERKOWSKI, M. ; TRZYADLOWSKI, A.: A comparative study of control techniques for PWM rectifiers in AC adjustable speed drives. In: *IEEE Transactions on Power Electronics* 18 (2003), November, Nr. 6, S. 1390–1396. – DOI 10.1109/TPEL.2003.818871. – ISSN 0885–8993
- [64] MARTIN, K.: Complex signal processing is not complex. In: *IEEE Transactions on Circuits and Systems I: Regular Papers* 51 (2004), September, Nr. 9, S. 1823–1836. – DOI 10.1109/TCSI.2004.834522. – ISSN 1549–8328
- [65] MATTAVELLI, P.: A closed-loop selective harmonic compensation for active filters. In: *IEEE Transactions on Industry Applications* 37 (2001), Januar, Nr. 1, S. 81–89. – DOI 10.1109/28.903130. – ISSN 0093–9994
- [66] MAU, S.; SCHÖNECK, N. M.: *Handwörterbuch zur Gesellschaft Deutschlands*. 3. Aufl. Berlin Heidelberg New York : VS Verlag für Sozialwissenschaften, 2014. – ISBN 978–3–531–18929–1
- [67] MICHEL, M.: *Leistungselektronik: Einführung in Schaltungen und deren Verhalten*. Springer Berlin Heidelberg, 2011. – ISBN 978–3642159831
- [68] MÖLLER, F.; MÜLLER, S.; MEYER, J.; SCHEGNER, P.; WALD, C. ; ISENSEE, S.: Impact of Electric Vehicle Charging on Unbalance and Harmonic Distortion - Field Study in an Urban Residential Area. In: *Proceedings of the 23rd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution*, 2015

- [69] MOMBAUER, W.: *Netzrückwirkungen von Niederspannungsgeräten*. VDE Verlag GmbH, 2006. – ISBN 978-3-8007-2806-0
- [70] NATIONALE PLATTFORM ELEKTROMOBILITÄT (NPE); BUNDESREGIERUNG (GGEMO), G. G. E. (Hrsg.): *Fortschrittsbericht 2014 - Bilanz der Marktvorbereitung*. 2014
- [71] NATIONALE PLATTFORM ELEKTROMOBILITÄT (NPE); BUNDESREGIERUNG (GGEMO), G. G. E. (Hrsg.): *Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge in Deutschland - Statusbericht und Handlungsempfehlungen 2015*. 2015
- [72] NEWMAN, M.; ZMOOD, D. ; HOLMES, D.: Stationary frame harmonic reference generation for active filter systems. In: *IEEE Transactions on Industry Applications* 38 (2002), November, Nr. 6, S. 1591–1599. – DOI 10.1109/TIA.2002.804739. – ISSN 0093-9994
- [73] NGUYEN, P.; HAN, M.: Study on harmonic propagation of VSC-based HVDC systems. In: *Proceedings of the 2014 International Conference on Power System Technology*, 2014, S. 2146–2153. – DOI 10.1109/POWERCON.2014.6993614
- [74] NOGUCHI, T.; TOMIKI, H.; KONDO, S. ; TAKAHASHI, I.: Direct power control of PWM converter without power-source voltage sensors. In: *IEEE Transactions on Industry Applications* 34 (1998), Mai, Nr. 3, S. 473–479. – DOI 10.1109/28.673716. – ISSN 0093-9994
- [75] POTRATZ, F.; CRAMER, M.: Analyse des Wirk- und Blindleistungsverhaltens von privaten Haushalten. In: *Jahresbericht 2013/14 des Institut für Hochspannungstechnik, RWTH Aachen* (2014), S. 56–61
- [76] REYES, M.; RODRIGUEZ, P.; VAZQUEZ, S.; LUNA, A.; TEODORESCU, R. ; CARRASCO, J.: Enhanced Decoupled Double Synchronous Reference Frame Current Controller for Unbalanced Grid-Voltage Conditions. In: *IEEE Transactions on Power Electronics* 27 (2012), September, Nr. 9, S. 3934–3943. – DOI 10.1109/TPEL.2012.2190147. – ISSN 0885-8993
- [77] RODRIGUEZ, J.; DIXON, J.; ESPINOZA, J.; PONTT, J. ; LEZANA, P.: PWM regenerative rectifiers: state of the art. In: *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 52 (2005), Februar, Nr. 1, S. 5–22. – DOI 10.1109/TIE.2004.841149. – ISSN 0278-0046
- [78] RODRIGUEZ, P.; POU, J.; BERGAS, J.; CANDELA, J.; BURGOS, R. ; BOROYEVICH, D.: Decoupled Double Synchronous Reference Frame PLL for Power Converters Control. In: *IEEE Transactions on Power Electronics* 22 (2007), März, Nr. 2, S. 584–592. – DOI 10.1109/TPEL.2006.890000. – ISSN 0885-8993

- [79] RODRIGUEZ, P.; TEODORESCU, R.; CANDELA, I.; TIMBUS, A.; LISERRE, M. ; BLAABJERG, F.: New Positive-sequence Voltage Detector for Grid Synchronization of Power Converters under Faulty Grid Conditions. In: *Proceedings of the 37th IEEE Power Electronics Specialists Conference*, 2006. – ISSN 0275–9306, S. 1–7. – DOI 10.1109/PESC.2006.1712059
- [80] ROTH-STIELOW, J.: *Vorlesung Regelungstechnik I*. – Institut für Leistungselektronik und Elektrische Antriebe, Universität Stuttgart
- [81] SCHAUDER, C.; MORAN, S.: *Multiple reference frame controller for active filters and power line conditioners*. 3 Mai 1994. – US Patent 5,309,353
- [82] SCHEFFLER, J.: Betrieb und Kenngrößen des Niederspannungsnetzes der Stadtwerke Leipzig. In: *Elektrizitätswirtschaft* 100 (2001), Nr. 8, S. 50–56
- [83] SCHEFFLER, J.: *Bestimmung der maximal zulässigen Netzanschlussleistung photovoltaischer Energiewandlungsanlagen in Wohnsiedlungsgebieten*, Technische Universität Chemnitz, Diss., 2002
- [84] SCHLABBACH, J.; MOMBAUER, W.: *Power Quality, Entstehung von Netzrückwirkungen; Netzanschluss erneuerbarer Energiequellen*. VDE Verlag GmbH, 2008. – ISBN 978–3–8007–2993–7
- [85] SCHOBER, D.; WEBER, C.: Vergleichbarkeit und regulatorische Kostenstandardisierung in der Stromverteilnetzregulierung. In: *Betriebswirtschaftliche Forschung und Praxis* 4 (2013), S. 373–390
- [86] SCHRÖDER, D.: *Leistungselektronische Schaltungen; Funktion, Auslegung und Anwendung*. 3. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2012. – ISBN 978–3–642–30104–9
- [87] SINGH, B.; AL-HADDAD, K. ; CHANDRA, A.: A review of active filters for power quality improvement. In: *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 46 (1999), Oktober, Nr. 5, S. 960–971. – DOI 10.1109/41.793345. – ISSN 0278–0046
- [88] SINGH, B.; JAYAPRAKASH, P. ; KOTHARI, D.: A T-Connected Transformer and Three-leg VSC Based DSTATCOM for Power Quality Improvement. In: *IEEE Transactions on Power Electronics* 23 (2008), November, Nr. 6, S. 2710–2718. – DOI 10.1109/TPEL.2008.2004273. – ISSN 0885–8993
- [89] SOOD, V. K.: *HVDC and FACTS Controllers: Applications of Static Converters in Power Systems*. Springer US, 2006 (Power Electronics and Power Systems). – ISBN 978–1–4020–7891–0

- [90] STATISTISCHES BUNDESAMT: Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen 2015. – Artikelnr. 0310100159014.
- [91] STATISTISCHES BUNDESAMT WIESBADEN (Hrsg.): *Statistisches Jahrbuch 2015*. – ISBN 978-3-8246-1037-2
- [92] STURM, M.: *Praxiseinsatz + Untersuchungen zur Netzverträglichkeit von DC-Schnellladesäulen im Verteilnetz, Vortrag, Forum Mobilitec, Hannover Messe 2013*. https://files.messe.de/001/media/02informationenfrbesucher/vortraege/2013_14/mobilitec_forum/Praxiseinsatz_und_Untersuchungen_zur_Netzvertraeglichkeit_Dr_Matthias_Sturm_EON.pdf. – Letzter Aufruf: 14.03.2016
- [93] VENTZKE, U.: *Spannungsregelungskonzepte in Verteilnetzen aus Sicht der Netzplanung, Vortrag, 16. Symposium für Netzleittechnik 2013*. https://www.vde.com/de/Regionalorganisation/Bezirksvereine/Thueringen/Facharbeit%20regional/Arbeitskreise/Informationstechnik/documents/symposium%202013/20130918_1015_ventzke_spannungsregelungskonzepte_in_verteilnetzen_aus_sicht_der_netzplanung.pdf. – Letzter Aufruf: 14.03.2016
- [94] WAGLER, M.; WITZMANN, R.; SPRING, A.; BRANTL, J. ; SCHMIDT, S.: Untersuchung privater Haushalte hinsichtlich ihres Blindleistungsverhaltens. In: *EW Magazin für die Energiewirtschaft* (2014), Nr. 10, S. 58–62. – ISSN 1619-5795–D9785D
- [95] WECK, K.-H.: Netzzurückwirkungen von Leistungselektronik - Entstehung, Auswirkungen und Maßnahmen. In: *Internationaler ETG-Kongress* (2009)
- [96] WEISS, C.; CHLOND, B.; HILGERTAND, T. ; VORTISCH, P.: *Deutsches Mobilitätspanel (MOP) - Wissenschaftliche Begleitung und Auswertungen Bericht 2014/2015: Alltagsmobilität und Fahrleistung. KIT, infas*.
- [97] WINDMÖLLER, R.: Die wirtschaftliche Bedeutung der Versorgungsqualität. In: *Elektrizitätswirtschaft* 25 (1998), S. 7
- [98] WINKELNKEMPER, M.: *Reduzierung von Zwischenkreiskapazitäten in Frequenzumrichtern für Niederspannungsantriebe*, Technische Universität Berlin, Diss., 2005
- [99] WINTRICH, A.; NICOLAI, U.; TURSKY, W. ; REIMANN, T.; SEMIKRON INTERNATIONAL GMBH & CO. KG (NÜRNBERG) (Hrsg.): *Applikationshandbuch Leistungshalbleiter*. ISLE Verlag, 2015. – ISBN 978-3-938843-85-7

- [100] WOLFS, P.; OO, A.: Improvements to LV distribution system PV penetration limits using a dSTATCOM with reduced DC bus capacitance. In: *Proceedings of the 2013 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2013. – ISSN 1944–9925, S. 1–5. – 10.1109/PESMG.2013.6672294
- [101] XIAO, P.; CORZINE, K. ; VENAYAGAMOORTHY, G.: Multiple Reference Frame-Based Control of Three-Phase PWM Boost Rectifiers under Unbalanced and Distorted Input Conditions. In: *IEEE Transactions on Power Electronics* 23 (2008), Juli, Nr. 4, S. 2006–2017. – DOI 10.1109/TPEL.2008.925205. – ISSN 0885–8993
- [102] YIN, B.; ORUGANTI, R.; PANDA, S. ; BHAT, A.: An Output-Power-Control Strategy for a Three-Phase PWM Rectifier Under Unbalanced Supply Conditions. In: *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 55 (2008), Mai, Nr. 5, S. 2140–2151. – DOI 10.1109/TIE.2008.918643. – ISSN 0278–0046
- [103] ZACH, F.: *Leistungselektronik: Ein Handbuch, Band 1*. Springer Vienna, 2010 (Bd. 1). – ISBN 978–3–211–89213–8
- [104] ZACH, F.: *Leistungselektronik: Ein Handbuch, Band 2*. Springer Vienna, 2010 (Bd. 2). – ISBN 978–3–211–89213–8
- [105] ZENTRALVERBAND ELEKTROTECHNIK UND ELEKTRONIKINDUSTRIE E. V.: *Elektroindustrie in Zahlen*. www.zvei.org/Publikationen/ZVEI-Elektroindustrie-in-Zahlen-2015.pdf. – Letzter Aufruf: 14.03.2016

G.2 Zitierte Standards

- [106] BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V.: *Technische Anschlussbedingungen TAB 2007 für den Anschluss an das Niederspannungsnetz, Juli 2007, Ausgabe 2011*
- [107] BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V.: *Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz – Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz*
- [108] CZECH ASSOCIATION OF THE REGULATED POWER SUPPLY COMPANIES (CSRES), VERBAND DER ELEKTRIZITÄTSUNTERNEHMEN ÖSTERREICHS (VEÖ), VERBAND DER NETZBETREIBER VDN E.V. BEI VDEW (VDN), VERBAND SCHWEIZERISCHER ELEKTRIZITÄTSUNTERNEHMEN (VSE/AES): *Technische Regeln zur Beurteilung von Netzurückwirkungen*. 2007. – 2. Ausgabe.
- [109] DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG E.V.: *DIN EN 50464-1 VDE 0532-221:2007-12, Ölgefüllte Drehstrom-Verteilungstransformatoren 50 Hz, 50 kVA bis 2500 kVA mit einer höchsten Spannung für Betriebsmittel bis 36 kV - Teil 1: Allgemeine Anforderungen*
- [110] DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG E.V. ; VERBAND DER ELEKTROTECHNIK ELEKTRONIK INFORMATIONSTECHNIK E.V.: *DIN EN 50160:2011-02, Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen*
- [111] DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG E.V. ; VERBAND DER ELEKTROTECHNIK ELEKTRONIK INFORMATIONSTECHNIK E.V.: *DIN EN 60228:2005-09 VDE 0295:2005-09, Leiter für Kabel und isolierte Leitungen*
- [112] DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG E.V. ; VERBAND DER ELEKTROTECHNIK ELEKTRONIK INFORMATIONSTECHNIK E.V.: *DIN EN 61000-2-2 VDE 0839-2-2:2003-02, Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV), Teil 2-2: Umgebungsbedingungen Verträglichkeitspegel für niederfrequente leitungsgeführte Störgrößen und Signalübertragung in öffentlichen Niederspannungsnetzen*
- [113] DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG E.V. ; VERBAND DER ELEKTROTECHNIK ELEKTRONIK INFORMATIONSTECHNIK E.V.: *DIN EN 61000-2-4 VDE 0839-2-4:2003-05, Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV), Teil 2-4: Umgebungsbedingungen - Verträglichkeitspegel für niederfrequente leitungsgeführte Störgrößen in Industrieanlagen*
- [114] DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG E.V. ; VERBAND DER ELEKTROTECHNIK ELEKTRONIK INFORMATIONSTECHNIK E.V.: *DIN EN 61000-3-11:2001-04 VDE 0838-11:2001-04, Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) - Teil 3-11: Grenzwerte; Begrenzung von Spannungsänderungen, Spannungsschwankungen*

und Flicker in öffentlichen Niederspannungs-Versorgungsnetzen; Geräte und Einrichtungen mit einem Bemessungsstrom ≤ 75 A, die einer Sonderanschlussbedingung unterliegen

- [115] DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG E.V. ; VERBAND DER ELEKTROTECHNIK ELEKTRONIK INFORMATIONSTECHNIK E.V.: *DIN EN 61000-3-12 VDE 0838-12:2012-06, Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) Teil 3-12: Grenzwerte - Grenzwerte für Oberschwingungsströme, verursacht von Geräten und Einrichtungen mit einem Eingangsstrom > 16 A und ≤ 75 A je Leiter, die zum Anschluss an öffentliche Niederspannungsnetze vorgesehen sind*
- [116] DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG E.V. ; VERBAND DER ELEKTROTECHNIK ELEKTRONIK INFORMATIONSTECHNIK E.V.: *DIN EN 61000-3-2 VDE 0838-2:2015-03, Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) Teil 3-2: Grenzwerte - Grenzwerte für Oberschwingungsströme (Geräte-Eingangsstrom ≤ 16 A je Leiter)*
- [117] DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG E.V. ; VERBAND DER ELEKTROTECHNIK ELEKTRONIK INFORMATIONSTECHNIK E.V.: *DIN EN 61851-23 VDE 0122-2-3:2014-11, Konduktive Ladesysteme für Elektrofahrzeuge - Teil 23: Gleichstromladestationen für Elektrofahrzeuge*
- [118] DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG E.V. ; VERBAND DER ELEKTROTECHNIK ELEKTRONIK INFORMATIONSTECHNIK E.V.: *DIN VDE 0276-603 VDE 0276-603:2010-03, Starkstromkabel - Teil 603: Energieverteilungskabel mit Nennspannung 0,6/1 kV*
- [119] VERBAND DER ELEKTROTECHNIK ELEKTRONIK INFORMATIONSTECHNIK E.V.: *VDE-AR-N 4102 Anwendungsregel:2012-04, Anschlusschränke im Freien am Niederspannungsnetz der allgemeinen Versorgung*
- [120] VERBAND DER ELEKTROTECHNIK ELEKTRONIK INFORMATIONSTECHNIK E.V.: *VDE-AR-N 4105 Anwendungsregel:2011-08, Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz*
- [121] VERBAND DER NETZBETREIBER E.V.: *EEG-Erzeugungsanlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz – Leitfaden für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien an das Hoch- und Höchstspannungsnetz in Ergänzung zu den NetzCodes*

G.3 Eigene Veröffentlichungen

- [122] KRASSELT, Peter; FRANK, Stephan; SURIYAH, Michael R. ; LEIBFRIED, Thomas: High Power DC Chargers with Extended Negative-Sequence Current Control for Load Balancing in Low-Voltage Networks. In: *Proceedings of the 2015 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC), Montreal, Kanada, 2015*
- [123] KRASSELT, Peter; SURIYAH, Michael R. ; LEIBFRIED, Thomas: Reactive Power Support for Optimal Grid Integration of Fast-charging Infrastructure in German Low-Voltage Networks. In: *Proceedings of the 23rd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2015), Lyon, Frankreich, 2015*
- [124] KRASSELT, Peter; SURIYAH, Michael R. ; LEIBFRIED, Thomas: MCCF-based Control of Active Harmonic Filters for Power Quality Enhancement. In: *Proceedings of the 2015 International Conference and Exhibition «Energy, Science & Technology», Karlsruhe, 2015*
- [125] KRASSELT, Peter; BOSSLE, Jonas; SURIYAH, Michael R. ; LEIBFRIED, Thomas: DC-Electric Vehicle Supply Equipment Operation Strategies for Enhanced Utility Grid Voltage Stability. In: *Proceedings of the 28th International Electric Vehicle Symposium and Exhibition (EVS28), Seoul, Korea, 2015.* – Ausgezeichnet mit dem „Best Presentation Award“ des EVS28 Organizing Committee.
- [126] KRASSELT, Peter; WECK, Sebastian ; LEIBFRIED, Thomas: Voltage-based harmonic compensation using MCCF state estimation. In: *Proceedings of the 2014 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia, Kuala Lumpur, Malaysia, 2014*
- [127] KRASSELT, Peter; LEIBFRIED, Thomas: Universelles Demonstratorsystem integrierter Netzdienstleistungen durch aktiv geregelte Stromtankstellen. In: *Begleitband zum ETG Kongress 2013, Berlin, 2013*
- [128] KRASSELT, Peter; SÜTTERLIN, Patrick ; LEIBFRIED, Thomas: Erprobung von Netzdienstleistungen einer intelligenten EV-Schnellladestation. In: *Begleitband zum 18. Kongress Virtuelle Instrumente in der Praxis 2013, Fürstentfeldbruck, 2013*
- [129] KRASSELT, Peter; UHRIG, Martin ; LEIBFRIED, Thomas: Optimierte Verteilnetzbetriebsführung durch Netzdienstleistungen einer Schnellladeinfrastruktur. In: *Begleitband zum VDE Kongress Smart Grid, Stuttgart, 2012*

- [130] KRASSELT, Peter; UHRIG, Martin ; LEIBFRIED, Thomas: Distribution grid optimization utilizing active front ends in EV fast charging stations. In: *4. Fachtagung Kraftwerk Batterie, Münster, 2012*
- [131] KRASSELT, Peter; BÄCHLE, Matthias; BADENT, Rainer ; LEIBFRIED, Thomas: Thermal Short-Circuit Testing for Large Cross-Sectional Area Components in Modern Power Systems. In: *International Conference on Modern Electrical Power Engineering (ICMEPE-2016), Las Palmas de Gran Canaria, Spanien, 2016*
- [132] SCHÄUBLE, Johannes; BALABAN, Silvia; KRASSELT, Peter; JOCHEM, Patrick; ÖZKAN, Mahmut; SCHELLHAS-MENDE, Friederike; FICHTNER, Wolf; LEIBFRIED, Thomas ; RAABE, Oliver: Vergleichsstudie von Systemansätzen für das Schnellladen von Elektrofahrzeugen. In: *Working Paper Series in Production and Energy No. 13, Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion, Karlsruher Institut für Technologie, 2016. – ISSN 2196-7296*

G.4 Betreute studentische Abschlussarbeiten

- [133] UHRIG, Martin: *Potential von Stromtankstellen mit aktiven Gleichrichtern als Baustein eines Smart Grid*, Karlsruher Institut für Technologie, Diplomarbeit, 2011
- [134] GATAULIN, Rinat: *Simulative Untersuchung aktiver Gleichrichter zur Konzeption einer netzstützenden Stromtankstelle*, Karlsruher Institut für Technologie, Diplomarbeit, 2011
- [135] SCHÖNLEBER, Kevin: *Potentialanalyse im Smart Grid integrierter Stromtankstellen anhand eines urbanen Fallbeispiel*, Karlsruher Institut für Technologie, Studienarbeit, 2011
- [136] BAUER, Steffen: *Aktive Oberschwingungskompensation durch in das Smart Grid integrierte Stromtankstellen*, Karlsruher Institut für Technologie, Studienarbeit, 2012
- [137] SITZLER, Patrick: *Entwicklung, Aufbau und Test eines Sicherheitskonzepts für den Leistungsteils eines Umrichtersystems*, Karlsruher Institut für Technologie, Bachelorarbeit, 2012
- [138] SANDER, René: *Aufbau, Programmierung und Inbetriebnahme einer DSP basierten Stromregelung eines dreiphasigen aktiven Gleichrichters*, Karlsruher Institut für Technologie, Masterarbeit, 2012
- [139] BOSSLE, Jonas: *Regelung eines DC-Tiefsetzstellers zur DC-Schnellladung*, Karlsruher Institut für Technologie, Bachelorarbeit, 2012
- [140] MARWITZ, Simon: *Modellierung des Fahr- und Ladeverhaltens von Elektrofahrzeugen*, Karlsruher Institut für Technologie, Masterarbeit, 2012
- [141] MAGIN, Johannes: *Konzeption und Aufbau einer Spannungsauswertung nach IEC 60060-2*, Karlsruher Institut für Technologie, Bachelorarbeit, 2012
- [142] FRANK, Andreas: *Konzeption und Integration einer SPS-Benutzeroberfläche einer Smart Grid integrierter Stromtankstelle*, Karlsruher Institut für Technologie, Bachelorarbeit, 2012
- [143] ÖZKAN, Mahmut: *Technische Vergleichsanalyse der Systemansätze für das Schnellladen von Elektrofahrzeugen*, Karlsruher Institut für Technologie, Bachelorarbeit, 2012
- [144] LINSTER, Bob: *Deutsch-französischer Netzvergleich in Hinsicht auf Lademöglichkeiten für Elektrofahrzeuge*, Karlsruher Institut für Technologie, Bachelorarbeit, 2012

- [145] BERGER, Christian: *Aufbau eines Active Front End zur Kompensation von Oberschwingungen*, Karlsruher Institut für Technologie, Diplomarbeit (extern), 2013
- [146] WECK, Sebastian: *Dezentrale Oberschwingungs- und Schiefastkompensationsverfahren einer Smart Grid integrierten Stromrichterinfrastruktur*, Karlsruher Institut für Technologie, Diplomarbeit, 2013
- [147] FRIEDRICH, Thorsten: *Neukonzeption der Antriebsregelung eines Umformersatzes*, Karlsruher Institut für Technologie, Bachelorarbeit, 2013
- [148] TOUZI, Amine: *Integration einer Fahrverhaltenssimulation in eine Netzsimulationsumgebung zur dynamischen Elektromobilitätsanalyse*, Karlsruher Institut für Technologie, Diplomarbeit, 2013
- [149] SÜTTERLIN, Patrick: *Simulation, Implementierung und Inbetriebnahme der FPGA-basierten Regelung eines universellen Schnelllade-Demonstratorsystems*, Karlsruher Institut für Technologie, Masterarbeit, 2013
- [150] BÄCHLE, Matthias: *Konzeption und Realisierung einer Real-Time Regelung für thermische Kurzschlußstromprüfungen*, Karlsruher Institut für Technologie, Bachelorarbeit, 2013
- [151] BRAD, Petru B.: *Automatisierte Ablaufsteuerung und Echtzeit-Messdatenerfassung eines Schnelllade-Demonstratorsystems*, Karlsruher Institut für Technologie, Diplomarbeit, 2013
- [152] GMEINER, Daniel: *Echtzeitlastflussberechnung zur Regelung der elektronischen Netznachbildung eines Smart Grid Labors*, Karlsruher Institut für Technologie, Bachelorarbeit, 2014
- [153] SCHLICK, Sebastian: *Modellierung eines Mittelspannungsnetzes für den Einsatz am Grid-in-the-Loop Demonstrator*, Karlsruher Institut für Technologie, Bachelorarbeit, 2014
- [154] UNMÜSSIG, Simon: *Bestimmung der Netzurückwirkungen von Elektrofahrzeugen durch messtechnische Erfassung des Ladeverhaltens*, Karlsruher Institut für Technologie, Bachelorarbeit, 2014
- [155] HUBER, Thomas: *Untersuchung und Optimierung einer Stromrichterregelung zur Steigerung der Spannungsqualität in Niederspannungsnetzen*, Karlsruher Institut für Technologie, Bachelorarbeit, 2014
- [156] KUHN, Marius: *Technische Vergleichsanalyse marktetablierter Gleichspannungs-Schnellladungssysteme*, Karlsruher Institut für Technologie, Bachelorarbeit, 2014

- [157] MÜLLER, Felicitas: *Modellierung von Niederspannungsnetzen und Analyse der statischen Spannungsstabilität bei hoher Elektromobilitätsdurchdringung*, Karlsruher Institut für Technologie, Bachelorarbeit, 2014
- [158] SITZLER, Patrick: *Konzeption, Aufbau und Inbetriebnahme eines Hochstromprüfsystems für Energiekabelgarnituren*, Karlsruher Institut für Technologie, Masterarbeit, 2014
- [159] BOSSLE, Jonas: *Stabilitätsuntersuchung mehrerer DSTATCOM-Systeme innerhalb eines Verteilnetzes*, Karlsruher Institut für Technologie, Masterarbeit, 2015
- [160] FRANK, Stephan: *Optimiertes Betriebsverfahren einer Schnellladestation in Niederspannungsnetzen hoher Lastunsymmetrie*, Karlsruher Institut für Technologie, Masterarbeit, 2015
- [161] MAGIN, Johannes: *Konzeption und probabilistische Validierung einer Betriebsstrategie für Schnellladestationen in hochbelasteten Niederspannungsnetzen*, Karlsruher Institut für Technologie, Masterarbeit, 2015

Abkürzungen und Formelzeichen

$\cos \varphi$	Leistungsfaktor
ΔP	Erzielbarer Gewinn an Wirkleistungsübertragung durch eine aktive Netzkompensation
ΔU	Amplitude der schnellen Spannungsänderung
δU_{ZK}	Welligkeit des Spannungszwischenkreises in %
ΔW_2	Periodisch oszillierende Energie zwischen Netz und Spannungszwischenkreis während der Schiefastkompensation
δ	Leitungswinkel zwischen zwei Punkten einer elektrischen Leitung
η	Wirkungsgrad
$\hat{\cdot}$	Superskript: Amplitude einer sinusförmigen Spannung, Beispiel \hat{U}_{Netz}
$\int I_D^2 dt$	Grenzlastintegral der Diode
\mathbb{N}	Menge der nichtnegativen ganzen Zahlen
\mathbb{Z}	Menge der ganzen Zahlen
Im	Imaginärteil einer komplexen Zahl
Re	Realteil einer komplexen Zahl
THD _I	Gesamt-Oberschwingungsverzerrung des Stroms
	$THD_I = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{40} I_n^2}}{I_1}$
THD _U	Gesamt-Oberschwingungsverzerrung der Spannung
	$THD_U = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{40} U_n^2}}{U_1}$
R/X	Impedanzverhältnis
S_k/S_N	Kurzschlussleistungsverhältnis
ω	Kreisfrequenz
ω_0	Kreisfrequenz der Fundamentalen des Drehstromsystems
ω_c	Bandbreite eines Filters
σ_k	Winkelkorrektur zur Totzeitkompensation, bezogen auf die k .Oberschwingung
τ_{Drossel}	Zeitkonstante der Phasendrosseln
$\tau_{U, \text{max}}$	Ansprechzeit der Zwischenkreisspannungsüberwachung

$\tau_{U,\max}$	Ansprechzeit der Übertemperaturüberwachung
\underline{E}	Komplexe Regelabweichung der MCCF-Struktur
\underline{I}_n	n . Stromüberschwingung
\underline{U}_n	n . Spannungsüberschwingung
\underline{X}	Komplexes Eingangssignal der MCCF-Struktur
\underline{Y}	Komplexes Ausgangssignal der MCCF-Struktur
\underline{Z}_k	Innenimpedanz des Versorgungsnetzes
\underline{Z}_n	Oberschwingungsimpedanz
φ	Phasenverschiebungswinkel
ϑ	Elektrischer Winkel des Drehstromsystems
ζ	Dämpfungsgrad
¹²⁰	Superskript: Darstellung der Größe in Symmetrischen Komponenten
$\alpha\beta$	Superskript: Komplexe Darstellung in Clarke-Komponenten, Beispiel $U^{\alpha\beta} = U_\alpha + j U_\beta$
dq	Superskript: Komplexe Darstellung in Park-Komponenten, Beispiel $\underline{U}^{dq} = U_d + j U_q$
0	Subskript: Nullkomponente der Modaltransformationen
1	Subskript: Symmetrische Komponenten: Mitsystem
2	Subskript: Symmetrische Komponenten: Gegensystem
α	Subskript: Clarke-Komponenten: α -Achse
β	Subskript: Clarke-Komponenten: β -Achse
AC	Subskript: Der Drehstromseite zugeordnete Größe
CBF, n	Subskript: Ausgangssignal des auf die n . Oberschwingung gestimmten komplexen Bandpassfilters
DC	Subskript: Der Gleichspannungsseite zugeordnete Größe
Gegen	Subskript: Symmetrische Komponenten: Gegensystem
GR	Subskript: Dem Gleichrichter zugeordnete Größe
ist	Subskript: Istwert
kor	Subskript: Um Totzeit korrigiertes Ausgangssignal der MCCF-Struktur
L1	Subskript: Dem Leiter L1 zugeordnete Größe
L2	Subskript: Dem Leiter L2 zugeordnete Größe
L3	Subskript: Dem Leiter L3 zugeordnete Größe
Last	Subskript: Dem Lastwiderstand zugeordnete Größe
MCCF, n	Subskript: Ausgangssignal des auf die n . Oberschwingung gestimmten MCCF-Kanals
Mit	Subskript: Symmetrische Komponenten: Mitsystem
Netz	Subskript: Dem Netz zugeordnete Größe
RMS	Subskript: Effektivwert
r	Subskript: Raumzeigerkomponente in rotierenden Koordinaten
soll	Subskript: Sollwert
s	Subskript: Raumzeigerkomponente in ruhenden Koordinaten

Y	Subskript: Spannung Außenleiter - Neutralleiter
Z_K	Subskript: Dem Zwischenkreis zugeordnete Größe
d	Subskript: Park-Komponenten: d-Achse
q	Subskript: Park-Komponenten: q-Achse
A	Leiterquerschnitt
$a_{150\text{ Hz}}$	Anteil der dritten Oberschwingung an der Gesamt- Oberschwingungsverzerrung des Stroms
a_{dB}	Dämpfungsmaß der Netzdrossel
C'	Kapazitätsbelag
C_f	Filterkapazität
C_{ZK}	Kapazität des Spannungszwischenkreises
d	Amplitude der schnellen Spannungsänderung
d_{max}	Maximal zulässige schnelle Spannungsänderung
f_{ein}	Frequenz des betrachteten Eingangssignals
f_m	Frequenz des zu modulierenden Signals
f_{PWM}	Modulationsfrequenz
f_s	Abtastrate
f_{TRA}	Frequenz der Tonfrequenzrundsteueranlage
G	Übertragungsfunktion
G'	Ableitungsbelag
I	Formelzeichen des elektrischen Stroms
I_B	Blindstrom
I_{Last}	Strom im Lastwiderstand
I_L	Außenleiterstrom im Energieverteilungskabel
I_N	Nennstrom
I_Q	Wirkstrom
j	Imaginäre Einheit
k_0	Grad der Unsymmetrie, Anteil des Nullsystems
K_1	Rückführfaktor der Regelung
k_2	Grad der Unsymmetrie, Anteil des Gegensystems
$k_{70^\circ, A1}$	Korrekturfaktor der Temperaturabhängigkeit des Aluminiumleiters
k_i	Integralverstärkung eines Reglers
k_p	Proportionalverstärkung eines Reglers
k_S	Korrekturfaktor des Skin-Effekts in Folge von Stromverdrängung
K_W	Ausgangsfaktor der Regelung
L'	Induktivitätsbelag
L_{Drossel}	Dreiphasen-Netzdrossel
L_f	Filterinduktivität
l_{max}	Maximal zulässige Distanz zwischen Ortsnetzstation und Gleichstrom-Schnellladepunkt
L_S	Saugkreisdrossel
$M(s)$	Übertragungsfunktion des Messglieds

m_f	Frequenzverhältnis f_{PWM}/f_m
n	Ordnungszahl der betrachteten Oberschwingung
P	Formelzeichen der Wirkleistung
P_0	Leerlaufverluste eines Transformators
P_{DC}	Nennladeleistung des konduktiven Gleichstrom-Schnellladesystems
P_k	Lastverluste eines Transformators
P_{Last}	Belastung des Spannungszwischenkreises
p_n	Proportionalitätsfaktor für die Einzelbeurteilung der Stromoberschwingungen der Ordnung n
Q	Formelzeichen der Blindleistung
Q_{komp}	Notwendige Blindleistung zur Erzielung eines ohmschen Leistungsfaktors
R	Formelzeichen des elektrischen Widerstands
r	Wiederholungsrate der schnellen Spannungsänderung
$R'_{\text{DC},20^\circ}$	Widerstandsbelag bei Gleichstrom und 20° Leitertemperatur
$R'_{\text{DC},70^\circ}$	Netzfrequenter Widerstandsbelag bei 70° Leitertemperatur
$R_k(s)$	Übertragungsfunktion des k . paralleler Stromregelzweigs
R_L	Lastwiderstand
S	Formelzeichen der Scheinleistung
s	Variable der Laplace-Transformation
S_{Engpass}	Nennscheinleistung eines Netzengpasses
$S_{k,\text{min}}$	Minimal erforderliche Kurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt
$S_{k,\text{PCC}}$	Kurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt
S_k	Kurzschlussleistung des Versorgungsnetzes
S_N	Nennscheinleistung
$S_{\text{OS,Gruppe1}}$	Oberschwingungslast mit einem Gesamt-Oberschwingungsverzerrung von 10 % bis 25 %
$S_{\text{OS,Gruppe2}}$	Oberschwingungslast mit einem Gesamt-Oberschwingungsverzerrung größer 25 %
S_{OS}	Oberschwingungslast
T	Formelzeichen der Temperatur
t	Formelzeichen der Zeit
T_0	Zeitkonstante der Regelung
T_{CS}	Ausregelzeit
T_I	Integrierzeitkonstante der Regelung
t_r	Ansteigszeit
T_s	Abtastzeit
t_{TD}	Totzeiteinfügung der PWM
U	Formelzeichen der elektrischen Spannung
U_{CE}	Kollektor-Emitter-Spannung
u_k	Relative Kurzschlussspannung, $u_k = \sqrt{u_r^2 + u_x^2}$
U_L	Längsspannungsabfall

U_{Netz}	Spannung am Einspeiseknoten eines Niederspannungsnetzes
U_{N}	Nennspannung
u_{n}	Zulässige Spannungsüberschwingung in %
U_{PCC}	Spannung am Netzanschlusspunkt
U_{Q}	Querspannungsabfall
u_{r}	Ohmscher Anteil der relativen Kurzschlussspannung
u_{x}	Induktiver Anteil der relativen Kurzschlussspannung
U_{ZK}	Zwischenkreisspannung
W	Formelzeichen der Energie
X	Formelzeichen des Blindwiderstands
x_{m}	Überschwingweite
Z	Formelzeichen der Impedanz, $Z = \sqrt{R^2 + X^2}$
z	Variable der Z-Transformation
Z_{b}	Bezugsimpedanz $U_{\text{Netz}}^2/S_{\text{N}}$
A/D Wandlung	Analog-Digital-Wandlung
AC	Wechselstrom
AFE	Active Front End
APF	Active Power Filter, Elektronisches Leistungsfilter
ASM	Asynchronmotor
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.
CBF	Complex Bandpass Filter
CBF*	Complex Bandpass Filter (optimiert)
CC	constant current, I-Ladeverfahren
CCCV	constant current/constant voltage, Ladeverfahren
CCF	Complex Coefficient Filter
CV	constant voltage, U-Ladeverfahren
DC	Gleichstrom
Digital I/O	Digitale Input-Output-Schnittstelle
DIN	Deutsches Institut für Normung
DKE	Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik
DMA	Direct Memory Access
DSRF	Double Synchronous Reference Frame
DSTATCOM ..	Distribution Static Synchronous Compensator
EMV	Elektromagnetische Verträglichkeit
EU	Europäische Union
EVSE	Electric Vehicle Supply Equipment
FIFO	First-in, First-out Speicherregister
FPGA	Field Programmable Gate Array
GR	Gleichrichter
GTO	Gate Turn-off Thyristor
HCTS	High Current Testing System

HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HP	Hochpassfilter
HS	Hochspannung
IEC	International Electrotechnical Commission
IGBT	Insulated-Gate Bipolar Transistor, Bipolartransistor mit isolierter Gate-Elektrode
IGCT	Integrated Gate Commutated Thyristor
iONS	Intelligente Ortsnetzstation
IPM	Intelligent Power Module
LED	Leuchtdiode
MCCF	Multiple Complex Coefficient Filter
MMC	Modular Multi-Level Converter
MOSFET	Metal-Oxide-Semiconductor Field-Effect Transistor Metall-Oxid-Halbleiter-Feldefekttransistor
MRF	Multiple rotating frame, Regelungsstruktur bestehend aus mehreren parallelen Zweigen in Park-Komponenten zur Regelung des Gegen-systems und Harmonischer
MS	Mittelspannung
MSOGI	Multiple Second-Order Generalized Integrator
NA2XS2Y	(N) Normenleitung, (A) Aluminium-Leiter, (2X) Isolierung aus vernetztem Polyethylen, (S) Kupferschirm, (2Y) Mantel aus thermoplastischem Polyethylen
NAYY	(N) Normenleitung, (A) Aluminium-Leiter, (YY) Isolierung und Mantel aus Polyvinylchlorid
NI cRIO	Embedded Controller des Typs <i>CompactRIO</i> , Hersteller <i>National Instruments</i>
NPE	Nationale Plattform Elektromobilität
NS	Niederspannung
ONS	Ortsnetzstation
OS	Oberschwingung
p	Pulszahl des netzgeführten Gleichrichters
PC	Personal Computer
PCC	Point of common coupling, Übergabestelle
PI	Proportional-integral
PKW	Personenkraftwagen.
PKW	Personenkraftwagen
PLL	Phase-locked Loop
PSI	Proportional-Sinusoidal Integrator
PV	Photovoltaik
PVC	Polyvinylchlorid
PWM	Pulse-width Modulation Modulierte Pulsbreitensteuerung

RE	Leiterausführung: rund eindrätig
RT	Realtime
SAPF	Shunt Active Power Filter, Parallelkompensierendes elektronisches Leistungsfilter
SE	Leiterausführung: sektorförmig eindrätig
SG	Synchrongenerator
SGI	Stationary Frames Generalized Integrator
SHE	Selective Harmonic Elimination
SMv	Leiterausführung: sektorförmig mehrdrätig verdichtet
SPS	Speicherprogrammierbare Steuerung
SPWM	Sinusbewertete Pulsweitenmodulation
SRF	Synchronous Reference Frame
STATCOM	Static Synchronous Compensator
Strab	Straßenbahn
SVPWM	Space-vector Pulse-width Modulation
TP	Tiefpassfilter
TS	Tiefsetzsteller
U-Bahn	Utergrundbahn
USA	Vereinigte Staaten von Amerika
USV	Unterbrechungsfreie Stromversorgung
V-DPC	Voltage-Based Direct Power Control
VDE	Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik
VF-DPC	Virtual-Flux-Based Direct Power Control
VFOC	Virtual-Flux Oriented Control
VOC	Voltage Oriented Control
VSC	Voltage Source Inverter Selbstgeführte Drehstrombückenschaltung mit Spannungszwischenkreis
WEA	Windenergieanlage
ÖPNV	Öffentlicher Personennahverkehr
ÖSPV	Öffentlicher Straßenpersonenverkehr

Der Aufbau einer leistungsstarken Gleichstrom-Schnellladeinfrastruktur ist ein Schlüsselfaktor für den Erfolg der Elektromobilität. Die Ladegerichter – erforderlich für die Funktion der Ladesysteme – führen beim Netzanschluss in bestehende öffentliche Niederspannungsnetze zu diversen Problemstellungen, im Besonderen durch Netzzrückwirkungen. Normative Bestimmungen erfordern bei einer Vielzahl der zu installierenden Ladepunkte zusätzliche kostenintensive Netzverstärkungsmaßnahmen. Der Fokus dieser Forschungsarbeit liegt auf minimaler Netzzrückwirkung der Gleichstrom-Schnellladesysteme mit dem Ziel eines raschen und kostengünstigen Infrastrukturaufbaus. Aus den aktuellen Anforderungen und den vorhersehbaren zukünftigen Entwicklungen der Elektrizitätsversorgung leitet sich das Konzept eines Schnellladesystems mit der Möglichkeit einer aktiven Netzbeeinflussung ab. Das vorgeschlagene Betriebsverfahren verbessert bestehende Regelungskonzepte durch den Einsatz eines Multiple-Complex-Coefficient-Filters. Eingesetzt wird diese Struktur für die robuste Netzsynchronisierung, die Detektion von ungewünschten Spannungsmerkmalen und deren aktive Kompensation. Eine maßstabsgetreue Nachbildung eines solchen Schnellladesystems stellt die Validierung des Forschungsansatzes in unterschiedlichen Verteilnetzszenarien sicher.

ISBN 978-3-7315-0570-9



9 783731 505709 >