

FRAUNHOFER-INSTITUT WINDENERGIE UND ENERGIESYSTEMTECHNIK, IWES

Abschlussbericht

PV-SYMPHONIE

Untersuchungen zu Netzparallelbetrieb und Netzdienstleistungen
von Photovoltaik-Wechselrichtern im Kurzzeitbereich

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Auftraggeber

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

Förderkennzeichen

0325313

Laufzeit

01.10.2011 – 31.12.2014

Projektleitung

Dr.-Ing. Norbert Henze

Beiträge

Dr. Gunter Arnold, Dominik Geibel, Dr. Norbert Henze, Jörg Kirchhof, Gerald Klein, Markus Kraiczy, Axel Seibel, Dr. Thomas Stetz, Dr. Boris Valov, Haonan Wang

Zuwendungsempfänger

Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der angewandten Forschung e.V.

Ausführende Stelle

Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, IWES
Königstor 59
34119 Kassel / Germany
www.iwes.fraunhofer.de

Kontakt

Dr. Norbert Henze
Tel: +49 561 7294-224
Fax: +49 561 7294-400
E-Mail: norbert.henze@iwes.fraunhofer.de

Gefördert vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt beim Autor.

Inhalt

1	
Einleitung und Motivation	7
2	
Zusammenfassung und Ausblick	8
3	
Ausgangslage und Ziele des Forschungsprojekts	10
3.1	
Problemstellung, Stand der Technik und Ziele im Themenfeld »Prüfinfrastruktur«	10
3.2	
Problemstellung, Stand der Technik und Ziele im Themenfeld »Schnelle Leistungsregelung«	10
3.3	
Problemstellung, Stand der Technik und Ziele im Themenfeld »Oberschwingungen«	11
3.3.1	
Oberschwingung in Netzen	11
3.3.2	
Oberschwingungskompensation.....	12
3.4	
Problemstellung, Stand der Technik und Ziele im Themenfeld »Elektromagnetische Verträglichkeit«	13
4	
Planung und Ablauf des Vorhabens	16
5	
Wissenschaftliche und technische Projektergebnisse	18
5.1	
Planung und Aufbau einer Test-Infrastruktur	18
5.1.1	
Testinfrastruktur »Schnelle Leistungsregelung«	18
5.1.2	
Testinfrastruktur »Oberschwingungen«	20
5.1.3	
Prüfinfrastruktur Elektromagnetische Verträglichkeit.....	22
5.2	
Schnelle Leistungsregelung netzgekoppelter PV-Stromrichter	24
5.2.1	
Untersuchung lokaler Regelungsverfahren.....	24
5.2.1.1	
Entwicklung und Implementierung der lokalen Spannungsregelungen	25
5.2.1.2	
Analyse der Funktionsweise durch den Einzelbetrieb.....	28
5.2.1.3	
Stabilitätsuntersuchung der Q(U)/P(U)-Regelung mit zusätzlicher Totzeit.....	33
5.2.1.4	
Analyse der Wechselwirkung durch den Parallelbetrieb zweier geregelter PV- Wechselrichter.....	33
5.2.1.5	
Zusammenfassung der lokalen Regelungsverfahren	39
5.2.2	
Untersuchung zentraler Regelungsverfahren.....	40

5.2.3	
Wechselwirkung zwischen Traforegelung und lokaler PV-Regelung	44
5.3	
Verbesserung der Netzstabilität bei Spannungs- und Frequenzstörungen	47
5.3.1	
Hintergrund.....	47
5.3.2	
Spannungsstützung im Niederspannungsnetz durch dynamische Netzstützung mit Blindstromeinspeisung.....	49
5.3.2.1	
Methodik.....	49
5.3.2.2	
Erstellung des Simulationsmodells	49
5.3.2.3	
Lastflussberechnungen	51
5.3.2.4	
Durchführung der Variantenrechnungen	52
5.3.2.5	
Bewertung der Ergebnisse	52
5.3.3	
Verhalten von PV-Stromrichtern bei Frequenzabweichungen	53
5.3.3.1	
Anforderungen zur Frequenzstützung im ENTSO-E Network Code	53
5.3.3.2	
Übertragung der Anforderungen auf PV-Stromrichter	55
5.4	
Oberschwingungen	59
5.4.1	
Untersuchungen zu Oberschwingungen in Netzen und Erzeugungsanlagen	59
5.4.2	
Oberschwingungskompensation.....	62
5.4.2.1	
Konventionelle Oberschwingungskompensation.....	62
5.4.2.2	
Leistungsvergleich von Kompensationsmethoden mit aktiven Filtern.....	65
5.4.2.3	
Oberschwingungskompensation bei Stromrichtern im Parallelbetrieb	67
5.4.2.4	
Netzregelung von gleichberechtigten Wechselrichtern.....	74
5.4.2.5	
Verfahren der virtuellen Impedanz mit einem Versuchsaufbau.....	83
5.5	
Elektromagnetische Verträglichkeit.....	90
5.5.1	
EMV Eigenschaften von Netzen und Betriebsmitteln	90
5.5.1.1	
Elektrizitätszähler.....	90
5.5.1.2	
Störaussendungen im normativ nicht regulierten Frequenzbereich.....	92
5.5.1.3	
Alterungstests von Kunststofffolienkondensatoren mit dem Dielektrikum Polypropylen	94
5.5.2	
Entwicklung von Prüfverfahren und Prüfgeräten zur Sicherstellung der EMV	97
5.6	
Gremienarbeit	98

6		
Verwertbarkeit der Projektergebnisse		100
6.1	Wirtschaftliche Verwertbarkeit.....	100
6.2	Wissenschaftliche und/oder technische Verwertbarkeit.....	100
6.3	Wissenschaftliche und wirtschaftliche Anschlussfähigkeit	100
7		
Anhang: Untersuchung der dynamische Netzstützung mit Blindstromeinspeisung in Niederspannungsnetzen.....		102
7.1	Simulationsmodelle	102
7.1.1	Externes Netz	102
7.1.2	Nieder- und Mittelspannungsnetz.....	104
7.1.3	PV-System	106
7.1.3.1	Tests und Validierung des dynamischen Modelles.....	108
7.1.4	Lasten.....	113
7.1.5	Sonstige Betriebsmittel	116
7.2	Lastflussrechnungen zum Aufbau des Simulationsnetzes.....	117
7.2.1	Betriebsgrenzen des Netzes	117
7.2.2	Netzbetrieb ohne PV-Systeme.....	117
7.2.3	Netzbetrieb mit 250 PV-Systemen	118
7.2.4	Netzbetrieb mit variabler Anzahl von PV-System	122
7.3	Dynamische Simulationen zu Spannungsfehlern	125
7.3.1	Allgemein.....	125
7.3.2	Bestehende Grid Code Anforderungen.....	125
7.3.3	Ausgangszustand des Netzes.....	126
7.3.4	Kurzschlussleistungen.....	127
7.3.5	R/X Verhältnisse.....	128
7.3.6	Variable Simulationsparameter	133
7.3.7	Spannungseinbruch auf 10 % verbleibende Spannung für 150 ms.....	135
7.3.8	Spannungseinbruch auf 30 % verbleibende Spannung für 300 ms.....	136
7.3.9	Spannungseinbruch auf 70 % verbleibende Spannung für 1 s.....	138

7.3.10	
Ausblick.....	140
7.4	
Abkürzungen	144
8	
Literaturverzeichnis.....	145

In städtischen Gebieten sowie Gewerbegebieten können kleine bis mittelgroße Photovoltaikanlagen im Leistungsbereich von wenigen kW bis zu einigen 100 kW einen signifikanten Beitrag für die elektrische Energieversorgung leisten. Hierfür kommen im Wesentlichen Photovoltaikanlagen auf oder an Gebäuden in Frage. Es ist zu erwarten, dass die Zuwachsraten im Niederspannungsnetz weiter steigen werden.

Diese Zunahme der dezentralen Stromerzeugung im Niederspannungsverteilnetz beeinflusst aufgrund der bidirektionalen Lastflussrichtungen die Netznutzung sowie die elektrischen Netzeigenschaften. Es kann dadurch zu unzulässigen Spannungserhöhungen kommen. Durch einen Netzausbau, bzw. Netzverstärkung lässt sich dieser Effekt reduzieren. Jedoch sollen die Netze zunächst optimal ausgenutzt werden, bevor sie durch einen Ausbau verstärkt werden. Vor diesem Hintergrund ergeben sich neue Anforderungen an die Betriebsmittel, insbesondere an die Erzeugungseinheiten, im Niederspannungsnetz. Auch bei einer weiter zunehmenden Anzahl dezentraler Energieerzeugungsanlagen soll eine hohe Netzqualität erhalten bleiben. Netzdienstleistungen durch Photovoltaikanlagen können hierzu einen wichtigen Beitrag leisten. Diskussionen in der Branche zeigen, dass noch unklar ist, welche Anforderungen an Stromrichter in den jeweils unterschiedlichen Leistungsklassen zukünftig gestellt werden sollen. Bereits seit 2008 werden in den Netzanschlussbedingungen für Mittel- und Hochspannungsnetze zusätzliche Netzdienstleistungen von Photovoltaikwechselrichtern verlangt [1]. Für Niederspannungsnetze gelten mittlerweile ähnliche Anforderungen [2]. Wichtige Fragen bei der Beurteilung der Wechselwirkungen zwischen Wechselrichter und Netz sind die Abhängigkeit von der Geräteleistung und der Netztopologie. Besonders wichtig für die Stabilisierung des Netzbetriebs und damit einer Erhaltung der Versorgungszuverlässigkeit sind Netzdienstleistungen im Kurzzeitbereich. Diese ermöglichen die Stabilisierung von Spannung und Frequenz. PV-Anlagen mit schnell regelbaren Wechselrichtern sind besonders geeignet, um in der zukünftigen Energieversorgung einen wichtigen Beitrag zur Netzstabilisierung zu leisten.

Bei dem Management von Netzdienstleistungen und Lastflüssen, durch die vorrangig die Netzspannung und Netzfrequenz stabilisiert werden sollen, sind auch die Einflüsse auf weitere wichtige Qualitätsmerkmale zu beachten. Hier sind vor allem die Netzeigenschaften hinsichtlich elektromagnetischer Verträglichkeit zu untersuchen. Neben Strom- und Spannungsoberschwingungen sind auch niederfrequente und hochfrequente Störemissionen im Bereich von 2 kHz – 30 MHz lückenlos zu betrachten. Alle am Niederspannungsnetz angeschlossenen Lasten und Generatoren müssen bestimmte Anforderungen hinsichtlich der elektromagnetischen Verträglichkeit erfüllen. Die Übereinstimmung mit diesen Anforderungen wird im Labor an Nachbildungen eines Niederspannungsnetzes überprüft. Diese sogenannten Netznachbildungen sind in Prüfvorschriften und Normen definiert. Sie repräsentieren derzeit jedoch Netze, in denen ausschließlich Verbraucher vorgesehen sind. Darüber hinaus bleiben auch die Einflüsse von getakteter Leistungselektronik, die u. a. auch in Photovoltaikwechselrichtern enthalten ist, unberücksichtigt, da die Netzimpedanzen zu einer Zeit bestimmt wurden, als elektrische Verbraucher entweder einen 50-Hz-Trafo, oder einen einfachen Gleichrichter ohne getaktete Leistungselektronik und ohne Filter am Netzeingang hatten. Der vermehrte Einsatz dezentraler Erzeugung und die große Verbreitung von Schaltnetzteilen (konventionell sowie mit aktiven PFC »Power Factor Correction« Schaltungen) beeinflussen die Netze hinsichtlich der Impedanz und des Oberschwingungsgehalts. Die tatsächlichen Impedanzen finden jedoch bei der Prüfung von Lasten und Generatoren bisher keine Beachtung. Für eine wirksame Netzverbesserung sind diese Effekte zukünftig jedoch unbedingt zu berücksichtigen.

Das Ziel des Vorhabens sind neue technische Verfahren in der Betriebsführung und der Regelung von PV-Stromrichtern sowie neue Prüfspezifikationen und Prüfgeräte, die die tatsächliche Situation in Niederspannungsnetzen wiedergeben. Die Netzqualität soll durch eine aktive Filterung verbessert werden. Eine schnelle Leistungsregelung der Stromrichter soll die Netzstabilität erhöhen und das Netz dynamisch stützen. Diese Ergebnisse des Projekts können konkret in neue Geräteentwicklungen einfließen. Weiterhin liefern diese Untersuchungen ein umfassendes Bild über Wechselwirkungen von Netzkomponenten sowie über die Eigenschaften des Niederspannungsnetzes. Diese Ergebnisse dienen einer besseren Beschreibung der Geräteanforderungen und sind für Normungsarbeiten zur Verfügung gestellt worden.

Zu diesem Zweck wurde im Rahmen des Vorhabens eine Testumgebung entwickelt und aufgebaut, um Netzparallelbetrieb und Netzdienstleistungen von Photovoltaikwechselrichtern in Niederspannungsnetzen sowie bestimmte Aspekte der elektromagnetischen Verträglichkeit zu untersuchen.

Durch den Einsatz von leistungselektronischen Bauteilen (Schaltnetzteile, elektronische Vorschaltgeräte für Leuchtstofflampen, Stromrichter etc.) entstehen in elektrischen Versorgungsnetzen Oberschwingungen, welche zu erhöhten Wirkleistungsverlusten in Netzbetriebsmitteln führen. Diese Oberschwingungen können durch Photovoltaikwechselrichter gezielt beeinflusst werden. Mit einer entsprechend angepassten Regelung ist eine Kompensation der Oberschwingungen und somit auch eine Reduktion der Netzverluste möglich. Maßgebend für eine Oberschwingungsbelastung ist deren Anteil am Netzverknüpfungspunkt. Jedoch kann an diesem Punkt eine Vielzahl von Generatoren angeschlossen sein. Somit ist ein Verfahren zu erarbeiten, das die Anforderungen und Grenzwerte am Netzverknüpfungspunkt einer Photovoltaikanlage im Zusammenspiel mit anderen Geräten im Niederspannungsnetz bestimmt. Die Vielzahl von Generatoren im Netz kann auch zu Resonanzverschiebungen im Impedanzverlauf des Netzes führen, was wiederum Rückwirkungen auf die Höhe der Oberschwingungen hat, die von jedem einzelnen Wechselrichter produziert werden.

In der zukünftigen Energieversorgung mit einem großen Anteil von Solarstrom müssen Photovoltaikanlagen Funktionen zur Netzstabilisierung übernehmen, damit kurzzeitige und die Stabilität gefährdende Abweichungen von Netzspannung und Netzfrequenz durch die Regelmöglichkeiten von Photovoltaikwechselrichtern ausgeglichen werden. Die hochdynamischen leistungselektronischen Regelmöglichkeiten bieten dabei sogar die Aussicht auf eine generelle Verbesserung der Versorgungszuverlässigkeit. Deshalb sind hochdynamische Regelungen der Wirk- und Blindleistungsabgabe bei Photovoltaikwechselrichtern untersucht worden, mit denen neue schnelle Netzdienstleistungen zur Verbesserung der Netzqualität realisiert werden können. Diese neuen Netzdienstleistungen können wichtige Beiträge zur Frequenz- und Spannungsstabilisierung leisten und somit zur Wahrung einer hohen Versorgungszuverlässigkeit in Verteilnetzen beitragen.

Ein weiteres Ziel des Vorhabens ist die kritische Überprüfung der bestehenden EMV-Prüfverfahren und Normen. Bestehende Normen sind für nicht getaktete Lasten in Niederspannungsnetzen entwickelt worden. Der Fall einer verteilten Erzeugung und die Substitution linearer Netzteile durch Schaltnetzteile bei den Verbrauchern findet keine Berücksichtigung. Beispielsweise wurde die Impedanz der Netze oberhalb von 2 kHz bisher in der EMV-Normung zu hoch angesetzt, da der Einfluss elektrischer Betriebsmittel mit X-Kapazitäten im EMV-Filter bis dato keine Berücksichtigung bei der Festle-

gung der Normimpedanzen fand. Auch der typische Anschlusspunkt von dezentralen Erzeugungsanlagen erfolgt üblicherweise nicht an irgendeinem Punkt innerhalb der Elektroinstallation eines Gebäudes, sondern meist mit niederohmiger Ankopplung an den jeweiligen Hausanschlusspunkt. In den geltenden Normen und Prüfverfahren finden sich die tatsächlichen Betriebsbedingungen oft nicht wieder. Im Rahmen der im Projekt durchgeführten Untersuchungen sind neue Prüfgerätespezifikationen und neue Prüfverfahren entstanden, die sich an realen Bedingungen orientieren.

Die im Vorhaben erzielten Ergebnisse wurden verschiedenen Normungsgremien zur Verfügung gestellt, um eine wissenschaftliche Basis sowohl für neue, als auch für bestehende Normen zu haben, die überarbeitet und aktualisiert werden müssen. Die Mitarbeit erfolgte dabei in nationalen und internationalen Normungsgremien. Auf internationaler Ebene ist eine Mitarbeit sinnvoll, da in der Regel internationale Normen auch in das deutsche Normenwerk übernommen werden. Nur durch eine enge Zusammenarbeit können hier sinnvolle Anforderungen gestaltet und fehlerhaften Entwicklungen innerhalb der internationalen Normung entgegen gewirkt werden.

In nachfolgenden Forschungsvorhaben wird der Schwerpunkt immer mehr auf der Vernetzung unterschiedlicher Erzeugungseinheiten und Lasten in intelligenten Niederspannungsnetzen (Smart Grids) liegen. Forschungsziele dabei sind die Verifikation von Anwendungsszenarien für unterschiedliche Komponenten (z. B. Erzeugungsanlagen, Elektromobile, Wärmepumpen), deren Wechselwirkungen untereinander sowie Auswirkungen auf den Netzbetrieb.

3.1

Problemstellung, Stand der Technik und Ziele im Themenfeld »Prüfinfrastruktur«

Für die Durchführung der Untersuchungen im Rahmen des Projekts ist eine spezielle Prüfinfrastruktur erforderlich, mit der das Verhalten elektrischer Netze realitätsnah unter Laborbedingungen nachgebildet und messtechnisch untersucht werden kann. Insbesondere folgende Prüfeinrichtung mussten zu Beginn des Projekts spezifiziert und aufgebaut werden.

- Ausbau einer Niederspannungsnetznachbildung
- Nichtlineare aktive Last zur gezielten Erzeugung von Oberschwingungen
- Lasten und Netzbetriebsmittel für Untersuchungen zur elektromagnetischen Verträglichkeit.
- Wechselrichter und DC-Quellen bzw. PV-Generatoren zur Untersuchung der Netzdienstleistungen, schnellen Leistungsregelung, Oberschwingungskompensation und Parallelbetrieb
- Entwicklungsumgebung für Regelung und Betriebsführung von Stromrichtern
- Betriebsmittel zur Ansteuerung von Stromrichter und Kommunikation

Damit konnte im Rahmen des Projekts eine Prüfumgebung errichtet werden, die ein reales Testnetz beinhaltet, an das sowohl reale Erzeugungseinheiten (PV-Wechselrichter) und Lasten, als auch elektronische Nachbildungen angeschlossen werden können. Somit lassen sich Wechselwirkungen im Betriebsverhalten ergänzend zur Simulation auch im realen Betrieb untersuchen.

3.2

Problemstellung, Stand der Technik und Ziele im Themenfeld »Schnelle Leistungsregelung«

Der starke Zubau von erneuerbaren Erzeugungsanlagen, insbesondere von PV-Anlagen, hat in den letzten Jahren zu neuen Herausforderungen bei der Netzbetriebsführung geführt. Selbst im ungestörten Netzbetrieb können unzulässig hohe Spannungsanhebungen sowie Spannungsbandverletzungen durch die lokale PV-Einspeisung hervorgerufen werden. Da rund 80 % [3] der PV-Leistung in Deutschland in der Mittel- und Niederspannungsebene installiert sind, sind insbesondere die Verteilnetzbetreiber von Herausforderungen bei der Spannungshaltung betroffen. Verteilnetzbetreiber, Anlagenhersteller und Anlagenbetreiber suchen gemeinsam innovative Regelungskonzepte für PV-Wechselrichter, welche einen wirksamen und aktiven Beitrag zur Spannungshaltung im Verteilnetz leisten können.

In parallelen Studien wurden bereits unterschiedliche lokale schnelle Leistungsregelungen, z. B. $\cos\phi_i(P)$, $Q(U)$, $Q(U)/P(U)$ und automatische Spannungsbegrenzung (ASB) [4] vorgestellt. Das Ziel solcher lokalen Regelungsverfahren ist die Einhaltung der Spannungsqualität gemäß DIN EN 50160. Die lokalen Regelungsverfahren wurden bisher hauptsächlich mit Effektivwertsimulationen untersucht und analysiert. Die erste praktische Erfahrung aus dem Labor über den Einzelbetrieb der Regelungsmethode $Q(U)$ wurde in [5] vorgestellt. Im Rahmen des Projekts "PV-Symphonie" wurden die

Q(U)/P(U)-Regelung und zusätzlich auch die automatische Spannungsbegrenzung im realen PV-Wechselrichter umgesetzt. Die Implementierung des Regelungsverfahrens im realen Wechselrichter wird mit einer Rapid Control Prototyping Plattform der Firma Triphase durchgeführt. Die Funktionsweise, Stabilität und das Netzstützungspotential der beiden Regelungsverfahren wurden im Labor durch Tests im Einzel- und Parallelbetrieb der Wechselrichter untersucht.

Das Ziel der Untersuchung ist es, den Wechselrichter mit diesen beiden Verfahren zu betreiben und das transiente Verhalten, die Stabilität sowie die Wechselwirkungen der Regelung zu analysieren. Es ist insbesondere die Fragestellung von Bedeutung, ob ein stabiler Netzbetrieb im Einzelbetrieb der Wechselrichter und auch im Parallelbetrieb mehrerer Wechselrichter mit den beiden Regelungsverfahren sichergestellt werden kann und wie stark die Netzimpedanz, die Zeitkonstanten und zusätzliche Systemtotzeit des Regelungsblocks die Funktionalität sowie Stabilität der Regelung beeinflussen können.

3.3

Problemstellung, Stand der Technik und Ziele im Themenfeld »Oberschwingungen«

3.3.1

Oberschwingung in Netzen

Im November 2010 wurde von der Arbeitsgruppe Oberschwingungen der »Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbaren Energien« (FGW) ein Lösungsvorschlag zur Oberschwingungsproblematik bei der Erstellung von Anlagenzertifikaten erarbeitet. Der Hintergrund ist, dass Oberschwingungsberechnungen im Rahmen der Anlagenzertifizierungen von Windparks nach FGW TR8 ergeben haben, dass einzelne aus den Messwerten der Erzeugungseinheiten hochgerechnete Oberschwingungsemissionen die Vorgaben der BDEW-Richtlinie bzw. der SDLWindV [6] nicht einhalten. Um die Ausstellung der Anlagenzertifikate nicht zu blockieren, wurde darauf mit zwei Maßnahmen reagiert. In der Ergänzung der BDEW-Richtlinie »Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz« wurde die Bewertung der Oberschwingungen vorübergehend bis zum 31. März 2011 ausgesetzt. Bis dahin können Anlagenzertifikate aktuell auch bei rechnerischer Überschreitung der Oberschwingungsgrenzwerte ausgestellt werden. Unter Beteiligung aller Interessengruppen wurde eine »Arbeitsgruppe Oberschwingungen« der FGW gebildet, die sich mit Problemen der Messtechnik sowie der rechnerischen Überlagerung von Einzelemissionen zur Gesamtanlage befasst. Ziel muss es weiterhin sein, die Netzverträglichkeit im Rahmen der Zertifizierung vor der Inbetriebsetzung nachzuweisen.

Die hier im Zusammenhang mit Windparks diskutierte Problematik der Oberschwingungsemissionen hat für PV-Anlagen die gleiche Relevanz, da die Vorschriften zum Anschluss an das Mittel- bzw. Niederspannungsnetz in gleicher Weise einzuhalten sind.

In Niederspannungsnetzen mit hohem Anteil an PV-Wechselrichtern sowie in PV-Parks sind Stromüberschwingungen ein wichtiges Qualitätskriterium. Die Berechnung der zulässigen Oberschwingung am Verknüpfungspunkt erfolgt z. B. nach der VDE Anwendungsregel »Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz« mit einem vereinfachten Verfahren, das eine Worst-Case Abschätzung darstellt. In der Praxis hat sich gezeigt, dass mit diesem Verfahren zu hohe Emissionswerte errechnet werden. Die Werte überschreiten sehr oft die zulässigen Grenzen. In diesen Fällen fordert der Netzbetreiber eine Nachmessung. Das Ergebnis dieser Messungen an realen Anlagen zeigt, dass

die tatsächlichen Oberschwingungsemissionen niedriger sind und die Worst Case Betrachtung unrealistisch schlechte Hochrechnungen ergibt, die fälschlicherweise zur Vermutung einer Grenzwertüberschreitung führen.

Im Rahmen dieses Arbeitspakets sollen normativ vorgeschriebene Verfahren zur Messung der Oberschwingungsemissionen von Erzeugungseinheiten sowie deren Überlagerung im Niederspannungsnetz überprüft werden. Hierzu werden Modelle entwickelt, mit deren Hilfe die Entstehung und Ausbreitung der Oberschwingungen in Netzen simulativ untersucht werden kann. Aus den Untersuchungsergebnissen werden neue Verfahren zur Ermittlung der Oberschwingungen am Verknüpfungspunkt von PV-Parks erarbeitet.

3.3.2 Oberschwingungskompensation

Mit zunehmender Anzahl dezentraler Erzeugungseinheiten (DE) nimmt deren Einfluss auf die Eigenschaften der Versorgungsqualität stark zu. Ein Großteil dieser DE wird durch erneuerbare Energiequellen gespeist. Der Hauptzweck der Erzeugungseinheiten ist es, Wirkleistung in Abhängigkeit der Verfügbarkeit der Primärenergiequellen in das Netz einzuspeisen. Hierzu zählen auch Photovoltaik-Wechselrichter. Die darin enthaltenen leistungselektronischen Umrichter können einerseits Störungen im Netz in Form von z. B. hochfrequenten Störströmen oder Stromüberschwingungen hervorrufen. Andererseits können aber auch bei entsprechender Auslegung und Regelung der Umrichter im Netz vorhandene Oberschwingungen reduziert und die Versorgungsqualität verbessert werden [7]. Ein großer Teil der Wechselrichter auf dem Markt ist in der Lage, diese erweiterte Funktion zur Verfügung zu stellen, was allerdings auch mit zusätzlichen Kosten einhergeht.

Die meisten Normen für die Netzkopplung von dezentralen Erzeugungseinheiten sind zu einer Zeit entwickelt worden, als im Wesentlichen kleinere Einheiten mit geringer Durchdringung im Verteilnetz angeschlossen waren. Diese Dokumente sind auch heute noch gültig, wobei die Durchdringung mit DE erheblich zugenommen hat. Da die dezentrale Erzeugung stetig wächst, müssen die Normen angepasst werden, um dem Einfluss der zunehmenden Zahl von DE-Einheiten auf das Netz gerecht zu werden. Eine dieser Normen auf internationaler Ebene ist die IEEE-1547, welche die Grundlagen der Anbindung verteilter Systeme in elektrische Energieversorgungsnetze definiert. Dieser Standard sollte an State-of-the-art Techniken hinsichtlich innovativer Verfahren der Netzanbindung angepasst werden. Ein Verfahren ist z. B. die gezielte Einspeisung harmonischer Oberschwingungsströme am Koppelpunkt der Erzeugungseinheit, mit der die im Netz vorhandenen Oberschwingungen kompensiert werden können [8]. Eine Möglichkeit zur Verringerung des Oberschwingungsgehalts von PV-Anlagen ist es, einen Algorithmus zur aktiven Leistungsfilterung (active power filter, APF) innerhalb des PV-Wechselrichters zu realisieren. Dies kann ohne nennenswerte Änderung der aktuellen Hardwaretopologien erreicht werden.

Es gibt zwei Möglichkeiten, um die Referenzsignale zur Kompensation der Oberschwingungen im Netzstrom zu erhalten: im Zeitbereich oder im Frequenzbereich [9]. Erzeugen von Referenzsignalen im Zeitbereich beinhaltet in der Regel die Verwendung einer adaptiven Schleife, die einen internen Oszillator in die Lage versetzt, sich auf betreffende harmonische Komponenten des Netzstroms abstimmen zu können. Das am meisten verwendete Verfahren ist eine Phasenregelschleife (phase locked loop, PLL). Die Erzeugung von Referenzsignalen im Frequenzbereich beinhaltet in der Regel eine Fourier-Analyse (diskrete Fourier-Transformation (DFT) oder rekursive diskrete Fourier-Transformation (RDFT)). Jedes dieser Verfahren erfordert aufwändige Rechenoperationen in der Signalverarbeitungseinheit (DSP, Microcontroller) der Wechselrichtersteuerung, die wiederum auch Beschränkungen in ihrer Leistungsfähigkeit haben.

Im Rahmen des Projekts werden verschiedene Verfahren untersucht. Ausgewählte Verfahren werden im Laboraufbau analysiert.

3.4

Problemstellung, Stand der Technik und Ziele im Themenfeld »Elektromagnetische Verträglichkeit«

Um den Anteil der Erneuerbaren Energien bei der Elektrizitätserzeugung weiter zu erhöhen, ist auch eine verstärkte Integration von Photovoltaik-Anlagen in die Elektrizitätsnetze erforderlich. Hierbei müssen jedoch neben den Fragestellungen zu technischen und wirtschaftlichen Strategien bei der Netzintegration auch verschiedene Qualitätsaspekte und gesetzliche Anforderungen betrachtet werden, um die mit der PV-Netzintegration verbundenen Erwartungen langfristig erfüllen zu können. Ein wesentlicher gesetzlicher Anspruch stellt die in der europäischen EMV-Richtlinie geforderte elektromagnetische Verträglichkeit aller beteiligten Komponenten dar. Dies beinhaltet sowohl am Netz angeschlossene Erzeugungsanlagen und Lasten, als auch Netzbetriebmittel wie z. B. Energiezähler oder Rundsteuereinrichtungen. Zwar ist die Einhaltung der gültigen und für das jeweilige Produkt anzuwendenden EMV-Normen ein wichtiges Hilfsmittel zur Erlangung der angestrebten elektromagnetischen Verträglichkeit, jedoch kann bei Einhaltung der Normen und Grenzwerte dennoch die Konformität nur vermutet werden. Treten vermehrt Fälle auf, wo trotz Einhaltung der Normen ein ungestörter Betrieb der Geräte, Anlagen und Funkdienste beeinträchtigt ist, so deutet dies auf Defizite in der Normung hin. Daher war die kritische Überprüfung der bestehenden EMV Prüfverfahren und Normen ein weiteres Ziel dieses Forschungsprojekts. Bestehende EMV-Normen sind für Lasten in Niederspannungsnetzen entwickelt worden. Der Fall einer verteilten Erzeugung findet bisher keine ausreichende Berücksichtigung in den normierten Prüfabläufen und Prüfgerätespezifikationen. Beispielsweise werden für Laborprüfungen Netznachbildungen verwendet, die eine typische Impedanz des Niederspannungsnetzes nachbilden sollen. Die historisch in der Normung festgelegte Impedanz des Netzes basierte auf dem Sachverhalt, dass elektrische Betriebsmittel üblicherweise 50-Hz-Transformatoren enthielten oder ungesteuerte Motoren bzw. Widerstände beinhalteten. Diese Komponenten besaßen bei Frequenzen oberhalb von 50 Hz induktiven Charakter. Die hieraus begründete hohe Impedanz von normativ vorgeschriebenen EMV-Netznachbildungen und Referenz-Netzwerken ist unter heutigen Bedingungen jedoch zu hoch angesetzt, da zunehmend elektrische Betriebsmittel mit getakteter Leistungselektronik eingesetzt werden. Diese verfügen aufgrund ihres hohen EMV-Störpotenzials über umfangreiche EMV-Filter mit großen X-Kapazitäten. Bezogen auf das Niederspannungsnetz führt dies für Frequenzen oberhalb von 50 Hz zu kapazitivem Verhalten aufgrund der zahlreichen dort verteilten elektrischen Betriebsmittel. Treffen Oberschwingungen und taktfrequente Emissionen von leistungselektronischen Komponenten auf sehr niederohmige Impedanzen, führt dies zu einer Zunahme von unerwünschten höherfrequenten Strömen, die Leitungen und andere parallel geschaltete Betriebsmittel belasten. Auch der typische Anschlusspunkt von dezentralen Erzeugungsanlagen erfolgt üblicherweise nicht an irgendeinem Punkt innerhalb der Elektroinstallation eines Gebäudes, sondern meist mit niederohmiger Ankopplung an den jeweiligen Hausanschlusspunkt. Daher müssen für die Emissionsmessung an diesen Geräten Impedanzverhältnisse vorgesehen werden, die den tatsächlich am Anschlusspunkt vorliegenden Verhältnissen Rechnung tragen. Dies findet in der derzeitigen Normung nicht statt.

Ein besonders aktuelles Beispiel ist die Verträglichkeit von elektronischen Elektrizitätszählern mit Photovoltaikwechselrichtern und anderen Netzkomponenten mit getakteter Leistungselektronik. Die Taktfrequenz liegt in einem Bereich zwischen 2 kHz und 150 kHz, in dem die elektromagnetische Verträglichkeit nicht durch Normen und Prüf-

verfahren sichergestellt ist. Daher ist es bereits in der Praxis zu erheblichen Beeinflussungen der Elektrizitätszähler u. a. durch Wechselrichter gekommen. Die Beeinflussung der Zähler hat bewirkt, dass deutlich zu wenig verbrauchte oder eingespeiste elektrische Energie registriert wurde. Bei Vor Ort Messungen wurden Messfehler in der Größenordnung von mehr als 18 % festgestellt, die bei der Abrechnung einen nicht akzeptablen finanziellen Verlust darstellen. Der betroffene Zähler hatte alle für ihn geltenden Normen erfüllt und besaß eine Zulassung durch die PTB. Dieses Beispiel verdeutlicht, dass die Einhaltung der relevanten Normen nicht immer einen störungsfreien Betrieb gewährleistet.

Zu Projektbeginn fanden im FNN (Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE) Arbeiten an einem »Leitfaden zur Bewertung der Zuverlässigkeit und Messbeständigkeit von Elektrizitätszählern und Zusatzeinrichtungen« statt. Hierin wurden bereits erste Ergebnisse und Vorschläge durch das Fraunhofer IWES eingespeist, mit deren Hilfe die Störbeeinflussung von elektronischen Elektrizitätszählern im Labor simuliert werden kann. Allerdings besitzt ein derartiger Leitfaden nicht die rechtliche Relevanz einer Norm. Normative Arbeiten zu Störemissionen und Störfestigkeit im bisher nicht regulierten Bereich zwischen 2 kHz und 150 kHz fanden bisher nur ansatzweise statt. Einerseits gibt es das CENELEC Sub-Komitee SC205A in dem eine Studie zum Thema »Electromagnetic Interference Between Electrical Equipment / Systems in the Frequency Range Below 150 kHz« erstellt wurde. Andererseits wurden im DKE Arbeitskreis »Koordinierung Mandat 441 (Smart Meter)« die IWES-Untersuchungsergebnisse an Zählern eingespeist. Die Störbeeinflussung von Elektrizitätszählern wurde auch im DKE AK 767.11.13 GCPC (Grid Connected Power Conditioner) behandelt. Aus diesem Arbeitskreis wurde auch am 06.05.2010 ein Normungsantrag an das DKE Komitee 461 (Elektrizitätszähler) gestellt. Normungsaktivitäten zur Überarbeitung zu hoher Referenz-Impedanzen und niederohmiger Netznachbildungen oberhalb von 2 kHz wurden bisher noch nicht begonnen.

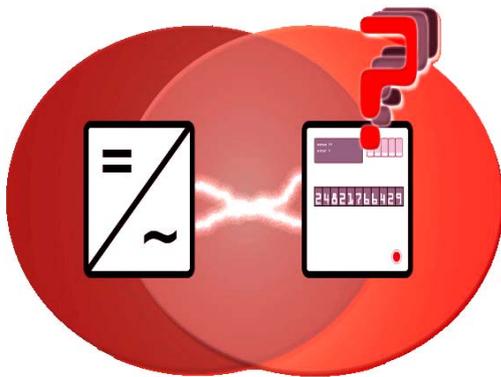


Abbildung 1: In welchem Maße beeinflussen PV-Wechselrichter andere Netzkomponenten?

Ein weiteres Beispiel betrifft die EMV-Normung zur Messung von Störemissionen auf der Gleichspannungsseite von PV-Wechselrichtern. Bisher existierte hierfür keine Produktnorm. Stattdessen werden diese Messungen gemäß der Fachgrundnorm EM61000-6-3 (Störaussendung im Umgebungsbereich Wohnbereich, Geschäfts- und Gewerbebereiche sowie Kleinbetriebe) durchgeführt. In der Ausgabe des Jahres 2007 wurde das bisher übliche Prüfverfahren für die DC-Seite derart geändert, dass dort nun die Verwendung von AC-Netznachbildungen für die Störemissionsmessung auf DC-Leitungen normativ vorgeschrieben war. Diese Netznachbildungen weisen üblicherweise große Erdkapazitäten in der Größenordnung von bis zu 12 μF pro Leitung gegen PE auf. Viele trafolose Wechselrichter können mit einer derart hohen Kapazität zwischen ihren PV-Generator-Anschlüssen und Erde nicht ordnungsgemäß arbeiten. Die Folge ist entweder, dass der Wechselrichter in diesem Messaufbau nicht in Betrieb geht, oder dass der Wechselrichter aufgrund der hohen Kapazität überlastet oder gar

beschädigt wird. In jedem Fall würden bei den meisten PV-Wechselrichtern in diesem Messaufbau Ergebnisse erzeugt, die mit dem realen EMV-Verhalten der gleichen PV-Wechselrichter innerhalb einer PV-Anlage keinerlei Übereinstimmung haben. Diese Defizite der aktuellen Normung wurden den Arbeitskreisen DKE UK767.1 und UK767.11 mitgeteilt, worauf der nationale Arbeitskreis DKE AK 767.11.13 GCPC gegründet wurde. Parallel erfolgte auf IEC Ebene die Gründung des Arbeitskreises CISPR B WG1 Maintenance Team GCPC. Beide Arbeitskreise verfolgen das Ziel, eine künftige DC-Netznachbildung für PV-Wechselrichter und hierbei anzuwendende Grenzwerte normativ festzulegen und in CISPR 11 (EN/IEC55011), Ausgabe 2015 einzuarbeiten. Beide Arbeitskreise arbeiteten hierfür eng miteinander zusammen. Das Fraunhofer IWES war an beiden Arbeitskreisen beteiligt. Innerhalb dieser Normungsarbeiten wurden umfangreiche Untersuchungen und Vergleichsmessungen notwendig, um belastbare und vertretbare Regelungen und Festlegungen in die neue Norm einfließen zu lassen.

Völlig ungeklärt ist bisher das Störpotenzial von PV-Wechselrichtern oder anderen getakteten elektrischen Betriebsmitteln an niederohmigen und kapazitiven Niederspannungsnetzen. Untersuchungen des IWES haben beispielsweise ergeben, dass für Störemissionsmessungen im Frequenzbereich von 9 kHz bis 150 kHz nur ein Messverfahren für Induktionskochplatten in der EN 55011 sowie ein Störemissionsmessverfahren in der EN 50065 für Geräte mit Powerline Kommunikation existiert. Beide Messverfahren sehen die Verwendung von relativ hochohmigen AC-Netznachbildungen vor. Die an den Zählerstörungen beteiligten PV-Wechselrichter halten die Störgrenzwerte in Verbindung mit den hochohmigen Netznachbildungen ein. In diesem Fall fließen maximale Störströme im Milliampere-Bereich. Wird der gleiche Wechselrichter jedoch an einem niederohmigen und kapazitiven Netz betrieben, so können Störströme im Ampere-Bereich auftreten und in den angeschlossenen Elektrizitätszählern die oben beschriebenen Störfälle hervorrufen.

Elektromagnetische Verträglichkeit ist dadurch gekennzeichnet, dass zwischen den zulässigen Emissionen der angeschlossenen Betriebsmittel und deren Störfestigkeit ein ausreichender Sicherheitsabstand vorliegt. Sinnvollerweise sollte also eine ausreichende Störfestigkeit der Elektrizitätszähler gefordert werden. Andererseits sollte die Störaussendung unter realistischen Bedingungen ebenfalls auf einen zumutbaren Wert begrenzt werden.

Hinsichtlich elektromagnetischer Verträglichkeit waren zu Projektbeginn aus diesen Gründen dringend Untersuchungen erforderlich.

Das Forschungsvorhaben PV-Symphonie wurde im März 2011 beantragt. Die ursprünglich angesetzte Laufzeit des Projekts war vom 01.10.2011 bis 30.09.2014. Die Laufzeit wurde kostenneutral bis 31.12.2014 verlängert, um den Aufbau der Testinfrastruktur abschließen zu können.

Das Vorhaben unterteilt sich in die drei Schwerpunkte »Oberschwingungen in Netzen«, »Schnelle Leistungsregelung« und »Elektromagnetische Verträglichkeit«. In allen Schwerpunkten wurden sowohl theoretische Studien (Simulationen) als auch praktische Untersuchungen durchgeführt. Hierfür wurde für jeden Themenbereich die bestehende Prüfinfrastruktur am Fraunhofer IWES erweitert.

Die Ergebnisse wurden u.a. in Normungsgremien eingebracht, in Veröffentlichungen präsentiert und im Rahmen eines Workshops mit Industriebeteiligung diskutiert.

In folgende Normungsgremien wurden im Rahmen des Projekts mitgewirkt:

- IEC TC 77 / SC 77A »EMC - Low frequency phenomena«
- DKE/GAK 767.3.1 »Gegentakt-Störfestigkeitsprüfverfahren«
- Cenelec TC-8x/WG3 »Requirements for the connection of generators above 16 A per phase to the LV distribution system or to the MV distribution system«
- DKE AK 767.11.13 »EMV von DC/AC-Wechselrichtern zur Einspeisung von Energie aus Fotovoltaik (PV) Generatoren und Brennstoffzellen in das Niederspannungsnetz«
- DKE UK 767.1 »Niederfrequente leitungsgeführte Störgrößen«
- DKE 373.0.3 »PV Systemtechnik«
- FGW Arbeitsgruppe »Oberschwingungen«

Folgende Veröffentlichungen wurden im Rahmen des Projekts getätigt:

- T. Stetz, "Autonomous Voltage Control Strategies in Distribution Grids with photovoltaic System – Technical and Economical Assessment", Dissertation, Universität Kassel, Fachgebiet Energiemanagement und Betrieb elektrischer Netze, Kassel, 2013.
- T. Stetz, M. Kraiczy, K. Diwold, E. Kämpf, J.-C. Töbermann, D.Geibel, M.Braun, "Netzparallelbetrieb von Photovoltaikanlagen und regelbaren Transformatoren", ETG-Kongress, Berlin, 2013.
- M. Kraiczy, T. Stetz, S. Schmidt, M. Braun, G. Wirth, J. Brantl, "Rückwirkung der Blindleistungsbereitstellung von PV-Anlagen auf die Regelung von Verteilnetztransformatoren" 29. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2014.
- H. Wang, T. Stetz, M. Kraiczy, A. Birk, C. Töbermann, M. Braun, "Parallel Operation of Photovoltaic Inverters with Autonomous Voltage control Strategies-Comparison of Q(V)/P(V) and Automatic Voltage Limitation", 29. European PV Solar Energy Conference and Exhibition (EU PVSEC), Amsterdam, 2014.
- T. Kral, "Implementierung und Analyse von Regelungsalgorithmen zur Spannungshaltung durch Photovoltaik-Wechselrichter mittels Rapid Control Prototyping", Masterarbeit, Fraunhofer IWES, Kassel 2013.
- A. Birk, "Untersuchung des dynamischen Verhaltens verschiedener spannungsabhängiger Wirk- und Blindleistungsregelungsverfahren dezentraler Energieerzeugungsanlagen", Masterarbeit, Fraunhofer IWES, Kassel, 2014.
- D. Geibel(1), P. Strauss(1),(2), S. Jetly(1), D. Raoof-Sheibani(1), »Contributions of PV Systems to Frequency Control«, 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 30. September – 04. October 2013, Paris, France.

- Platakis, A., »Analysis and Comparison of Different Active Power Filtering Methods for Grid-Connected Photovoltaic Converters«, 5th International Conference on Integration of Renewable and Distributed Energy Resources, Berlin, 2012.
- J. Kirchhof, S. Kitterer, »Degradation von Folienkondensatoren unter kombinierten Belastungsbedingungen«, 30. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2015.
- R. Heinrich, J. Kirchhof, B. Jäkel, »Messverfahren und Grenzwerte für Störfestigkeitsprüfungen im Frequenzbereich 2 kHz bis 150 kHz«, EMV Internationale Fachmesse und Kongress für Elektromagnetische Verträglichkeit, Düsseldorf, 2014

Im Rahmen des Projekts wurde ein Industrieworkshop veranstaltet mit folgenden Themen:

- Stromrichter: Hardware und Regelung
 - Inselnetzregelung mit Drops (Statiken)
 - Batteriewechselrichter
- Verhalten von PV-Stromrichtern bei Netzfehlern auf NS-Ebene
 - Überblick aktueller Netzanschlussrichtlinien
 - Einfluss und Auswirkungen auf die Netzstabilität
 - Modellierungsansätze
- Beitrag zur Frequenzregelung durch PV
 - Funktionen hinsichtlich Frequenzstützung in Netzanschlussrichtlinien
 - Erweiterte Frequenzregelungsstrategien für stromrichterdominierte Netze
 - Strategien zur Umsetzung in PV-Systemen mit und ohne Batterie
- Spannungsqualität in NS-Netzen und PV-Parks
 - Vermessung der Netzurückwirkungen (insb. Oberschwingungsströme) gemäß FGW TR3 (MS-Netz) und VDE 0124-100 (NS-Netz)
 - Prüfaufbau und Prüfungen des IWES zur Vermessung der Netzurückwirkungen von PV-Stromrichtern
 - Bewertungsverfahren für Netzurückwirkungen einer PV-Anlage oder eines PV-Parks am Netzanschlusspunkt im NS- oder MS-Netz
- Spannungshaltung durch dezentrale Erzeuger: Technischer und ökonomischer Nutzen für Verteilnetzbetreiber
 - Möglichkeiten der Blindleistungsforderung im Rahmen der AR N 4105 und BDEW MS Richtlinie
 - Auswahl geeigneter Verfahren (Vor- und Nachteile)
 - Bewertung des technischen Zusatznutzens im Rahmen der Netzausbauplanung
 - Vermeidung ungewollter Rückwirkungen mit regelbaren Transformatoren
 - Wirtschaftlicher Zusatznutzen durch dezentrale Blindleistungsbereitstellung
 - Entwicklungstrends
- Elektromagnetische Verträglichkeit – Störaussendung und Störfestigkeit
 - Neue Anforderungen zur Sicherstellung und Überprüfung der Gegentakt-Störfestigkeit von elektronischen Geräten im Niederspannungsnetz (CDV IEC 61000-4-19)
 - Netzimpedanzen im Niederspannungsnetz
 - Neue Netznachbildung mit neuen (niedrigeren) Impedanzen

5.1 Planung und Aufbau einer Test-Infrastruktur

5.1.1

Testinfrastruktur »Schnelle Leistungsregelung«

Ausbau der Verteilnetznachbildung

Für Untersuchungen von Wechselwirkungen zwischen Verbrauchern, Erzeugungsanlagen und Speichern im Niederspannungsnetz ist eine Niederspannungs-Verteilungsnachbildung (NS-Testnetz) konzipiert und aufgebaut worden. Die Verteilungsnachbildung besteht aus:

- Niederspannungstestnetz
- Anschluss an die Labornetze im IWES SysTec (Testzentrum für intelligente Netze und Elektromobilität)
- Niederspannungsseitige Anschlusspunkte für Erzeuger, Speicher, Verbraucher
- Messt- und Steuertechnik

Das Niederspannungstestnetz besteht aus parallelen Niederspannungsleitungen unterschiedlicher Querschnitte. Jeweils am Anfang und am Ende einer Leitung befindet sich ein Kreuzverteiler (KVT1, KVT2), so dass die Kabelstrecken flexibel verschaltet werden können. Entlang einer Kabelstrecke befinden sich jeweils 4 Abgänge für »Hausanschlüsse« (VP0, TH1, TH2, TH3), die als Versorgungs- bzw. Einspeisepunkte dienen. Die Niederspannungsnachbildung kann wahlweise an das allgemeine Versorgungsnetz der benachbarten Labor-Halle, oder an die Niederspannungsprüfschiene im Prüflabor-Netzintegration (PNI) oder an die neue Station »PVN1« angeschlossen werden. Letzgenannte verfügt über einen regelbaren Ortsnetztransformator.

An den Anschlusspunkten (VP0, TH1, TH2, TH3) ist geeignete Mess- und Steuertechnik auf der Basis von industrieller SPS Technik (Firma Bachmann) vorgesehen.

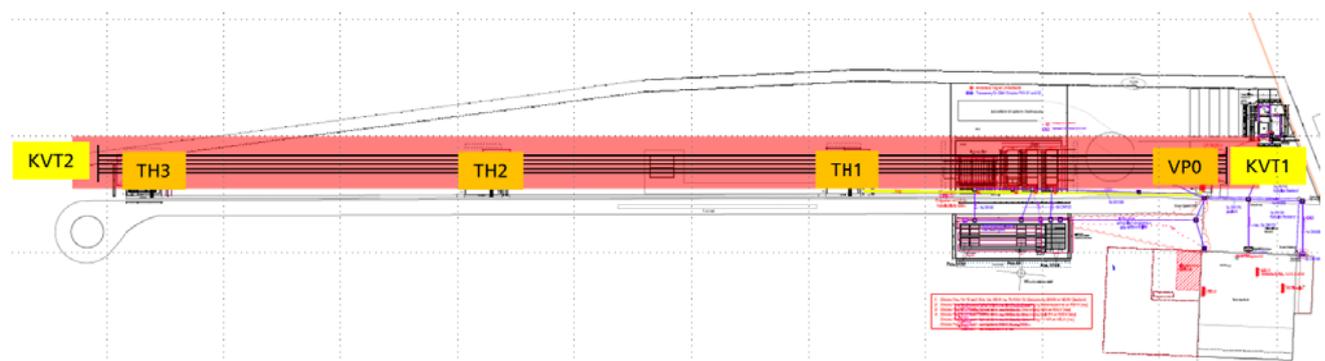


Abbildung 2: Übersicht und Lage der Verteilungsnachbildung auf dem IWES SysTec Gelände. Die Kabelstrecken sind ca. 250m lang. Die Verbrauchs/Abnahmepunkte liegen in den Testhaushalten TH1, TH2, TH3 sowie am Verbindungspunkt VP0 (Mess-Container). Die Kreuzschienenverteiler (KVT1 und KVT2) befinden sich am Anfang und Ende der Strecke.

Verteilte Erzeugungseinheiten

Im Rahmen des Projektes wurden vier regelbare DC-Quellen (30 kW Leistungsklasse) von der Firma MagnaPower beschafft und in Betrieb genommen (siehe Abbildung 3),

welche ein notwendiger Bestandteil für die Untersuchung schneller Leistungsregelung im AP3 sind. Die DC-Quellen selbst werden über ein 0,4 kV-L Versorgungsnetz gespeist und sind über einen externen Rechner ansteuer- und programmierbar. Mit den DC-Quellen können typische Leistungsfluktuationen von PV-Generatoren im Zeitbereich nachgebildet werden. Des Weiteren sind die beschafften DC-Quellen fähig, charakteristische I/U-Kennlinien von PV-Generatoren nachzubilden.

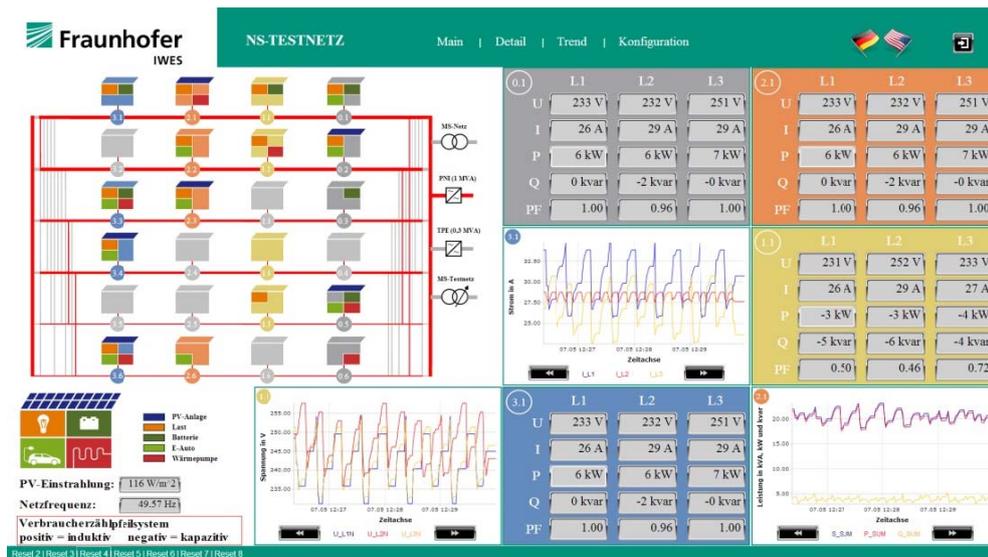


Abbildung 3:
Die 4 beschafften DC-
Quellen in einem Versuchs-
aufbau

Mess- und Steuerungssystem

Weiterhin ist die Entwicklung eines Mess- und Steuerungssystems im Rahmen des Projekts abgeschlossen, mit dem einerseits Messdaten an den Anschlusspunkten mehrerer Testhaushalte erfasst werden können und andererseits eine Fernsteuerung der angeschlossenen Komponenten ermöglicht wird. Durch Nutzung des Mess- und Steuerungssystem kann das Systemverhalten an den Schnittstellen zwischen den Testhaushalten und dem Niederspannungsnetz erfasst werden. Dafür werden die Spannung, Strom, Wirk- und Blindleistung, Verschiebungsfaktor und Frequenz als Messgrößen aufgenommen.

Die Daten können mit Zeitaufösungen von 200ms, 1s und 10min (Mittelwerte) gespeichert werden. Während der Messung besteht für den Nutzer die Möglichkeit, die verschiedenen Messpunkte online über ein Graphical User Interface (GUI) zu überwachen. Eine detaillierte Betrachtung der am Hausanschluss anliegenden Ströme, Spannungen, Wirk- und Blindleistungen sowie der Leistungsfaktoren ist über die »Detail Seite« (siehe Abbildung 4) möglich. Die Funktion des beschafften Mess- und Steuerungssystem wurde in dem parallel laufenden Projekt »PV-Integrated« erfolgreich getestet.



Wissenschaftliche und technische
Projektsergebnisse

Abbildung 4:
Das beschafften Mess- und
Steuerungssystem sowie das
dazugehörige GUI

5.1.2 Testinfrastruktur »Oberschwingungen«

Aufbau und Inbetriebnahme 10-kW-Umrichter

Vier Triphase Wechselrichter (2x Triphase PM15F42C und 2x Triphase PM5F30C) wurden für die Untersuchungen zur schnellen Leistungsregelung, Kompensation von Oberschwingungen, und Parallelbetrieb von Stromrichtern beschafft.

Auf mindestens 2 Wechselrichtern wurde eine Inselnetzregelung implementiert. Dies geschieht momentan mit den Triphase PM5F30C (5kW) Stromrichtern, die ein Inselnetz bilden.

Abbildung 5 zeigt die Inbetriebnahme der zwei Triphase PM15F42C Stromrichter (rechts) im Nov. 2013. Diese sind auf der AC Seite an das Versorgungsnetz und links an eine DC Quelle/Senke angeschlossen. Hier wurden Leistungs- und Performancetests durchgeführt.



Abbildung 5: Triphase
PM15F42C am Netz in Ver-
bindung mit DC Quel-
le/Senke.

Im Gegensatz zu den PM5F30C Stromrichtern verfügen die PM15F42C über zwei DC Steller (Abbildung 6). D.h. an den Stromrichter können Speicher, Erzeuger und Verbraucher angeschlossen werden, die eine veränderbare DC Spannung benötigen oder bereitstellen. Wechselrichter, die nur über AC seitige Leistungshalbleiter verfügen, wie die Triphase PM5F30C, besitzen diese Eigenschaft nicht. Demzufolge ist der Einsatzbereich der Triphase PM15F42C Stromrichter gegenüber einem PM5F30C Modul erweitert.

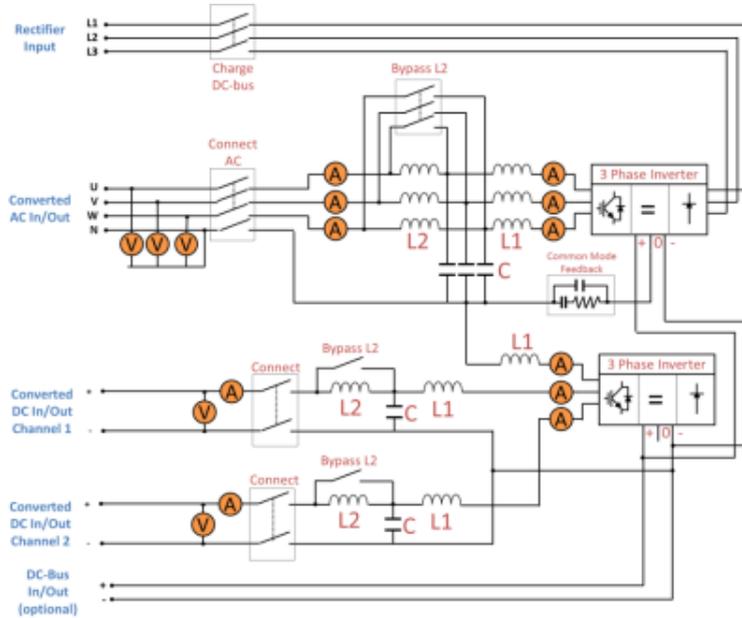


Abbildung 6: Prinzipschaltbild eines Triphase PM15C42F Stromrichters.

Kennwerte:

Größe	Wert
Abmessungen	1750*550*820 mm
AC/DC Ausgangsspannung	0-480V effektiv AC
AC/DC Maximale Leistung	15kVA
DC/DC Ausgangsspannung	2x 100-650V DC
DC/DC Maximale Leistung	2x 5kW

Tabelle 1: Kenndaten des Stromrichters

Nichtlineare Lasten

Als Oberschwingungserzeuger werden drei programmierbare nichtlineare Lasten verwendet. Die Last in der Abbildung 7 ist das Produktmodell ZSAC5644 von der Firma Höcherl & Hackl GmbH und hat technische Daten wie folgt.

Größe	Wert
Leistung:	5600 W
Strom:	0-20 A
Spannung:	5-440 V
Widerstand:	0,5-1000 Ohm
Frequenz:	50-400 Hz

Wissenschaftliche und technische
Projektergebnisse

Tabelle 2: Kenndaten der Last



Abbildung 7: programmierbare nichtlineare Last ZSAC5644

5.1.3 Prüfinfrastruktur Elektromagnetische Verträglichkeit

Elektronische Elektrizitätszähler können durch die leitungsgebundenen Störemissionen von Stromrichtern im Frequenzbereich von 2 kHz bis 150 kHz in ihrer Funktion gestört werden [10], das Fraunhofer IWES hat aus diesem Grund ein spezielles Störfestigkeits-Prüfverfahren für Elektrizitätszähler entwickelt und beteiligt sich auch an der Erstellung einer internationalen Störfestigkeits-Grundnorm für Gegentakt-Störungen in diesem bisher nur unzureichend geregelten Frequenzbereich. Neben der Forderung einer ausreichenden Störfestigkeit von elektrischen Betriebsmitteln müssen auch die Störaussendungen in dem Frequenzbereich von 2 kHz bis 150 kHz reguliert werden, da nur dann in den realen Installationen ein ausreichender Sicherheitsabstand zwischen Störfestigkeitsanforderungen einerseits und vorhandenem Störpegel andererseits gewährleistet ist. Neben Elektrizitätszählern wird der Frequenzbereich 2 kHz bis 150 kHz in Smart Grids auch für Kommunikation eine wichtige Rolle spielen, da sowohl Smartmeter hierüber ohne zusätzlichen Installationsaufwand mit dem Netzbetreiber kommunizieren können, als auch Last- und Erzeugersteuerung mit Hilfe von Powerline-Kommunikation in dem genannten Frequenzbereich erfolgen kann. Netzgekoppelte Stromrichter (Wechselrichter, Schaltnetzteile, Vorschaltgeräte für LED- und Energiesparlampen, Active Power Factor Correction, etc.) werden zur Erzielung eines hohen Wirkungsgrades in Form getakteter Leistungselektronik aufgebaut. Neben dem gewünschten 50-Hz-Strom entsteht durch die Taktfrequenz und deren Harmonische eine Vielzahl von teilweise starken Störsignalen im bisher nicht regulierten Frequenzbereich von 2 kHz bis 150 kHz. Diese Störungen beeinträchtigen die Nutzung dieses Frequenzbandes für Kommunikation und führen unter bestimmten Bedingungen auch zu den genannten Störbeeinflussungen von Elektrizitätszählern. Untersuchungen haben gezeigt, dass das Störpotenzial in niederohmigen Netzen je nach Stromrichter-Topologie besonders hoch ist, da dann taktfrequente Störströme mit hohen Amplituden vom Stromrichter in diese Netze eingespeist werden können. Andererseits können die gleichen Stromrichter an den bisher in der EMV-Normung üblichen hochohmigen Netznachbildungen die bereits definierten Störspannungsgrenzwerte der CISPR 11 / IEC55011 im Frequenzbereich von

9 kHz bis 150 kHz einhalten und dennoch im realen Netz Störströme mit hohem Störpotenzial einspeisen. Das Fraunhofer IWES hat daher eine Modifikation bisheriger EMV-Netznachbildungen vorgeschlagen (siehe Abbildung 8), die aus der Erweiterung der klassischen CISPR16 Netznachbildung um ein parallelgeschaltetes R-L-C-Netzwerk besteht. Mit Hilfe dieses Netzwerks kann die Gegentakt-Impedanz bei z. B. 10 kHz von 10 Ohm auf einen Wert von 0,2 Ohm reduziert werden (siehe Abbildung 93). In realen Netzen mit hohem Anteil an Schaltnetzteilen kommt es aufgrund der darin verbauten EMV-X-Kondensatoren zu einer relativ großen verteilten Kapazität, die die oben genannten taktfrequenten Gegentakt-Störströme begünstigt.

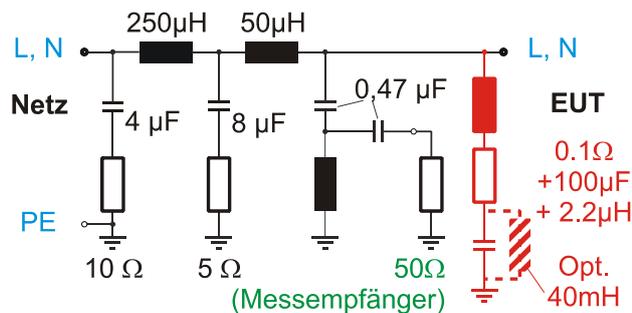


Abbildung 8: IWES Vorschlag für eine modifizierte CISPR Netznachbildung.

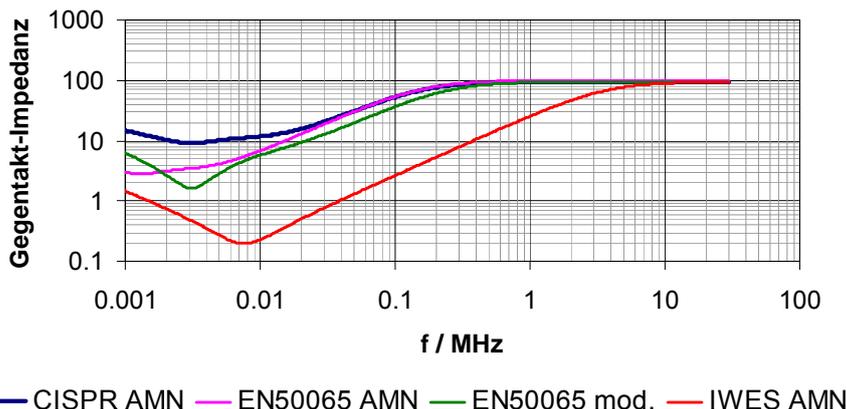


Abbildung 9: Gegentakt-Netzimpedanz an verschiedenen EMV-Netznachbildungen. Bisher üblich ist die CISPR16-Netznachbildung.

Die in Abbildung 8 schraffiert dargestellte Induktivität von 40 mH ist für die Funktion des Netzwerks nicht unbedingt erforderlich, jedoch bildet diese Spule zusammen mit dem Kondensator von 200 µF einen Parallelschwingkreis, der auf etwa 55 Hz abgestimmt ist. Die Parallelresonanz bewirkt, dass das Netzwerk bei 50 Hz oder 60 Hz deutlich weniger kapazitiven Blindstrom aufnimmt, als ohne diese Spule. Es handelt sich also praktisch um eine Kompensationsspule. Diese Spule stellt jedoch einen relativ hohen Kostenfaktor dar, da sie für die anfallende Blindleistung und eine Güte von etwa 10 bei 50 Hz dimensioniert sein muss.

Eine Kapazität von 200 µF wird durch Parallelschaltung einer größeren Anzahl von Polypropylenkondensatoren kleinerer Kapazität verwirklicht wird. Hierdurch sollen Verluste und Eigeninduktivität eines großen Wickelkondensators (wie z. B. bei ölgetränkten Leistungskondensatoren) vermieden werden.

Die Platinen zusammen mit den impedanzbestimmenden Bauelementen werden in ein Stahlblechgehäuse eingebaut, welches auf kürzestem Wege mit der CISPR konformen Netznachbildung verbunden wird. Für die Kompensationsspulen ist aufgrund von Größe und Gewicht (25 kg pro Spule) ein eigenes rollbares Gehäuse erforderlich, welches über Hochstrom-Steckverbinder mit dem Stahlblechgehäuse verbunden wird.

5.2

Schnelle Leistungsregelung netzgekoppelter PV-Stromrichter

5.2.1

Untersuchung lokaler Regelungsverfahren

Der starke Zubau von erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen, insbesondere von PV-Anlagen, hat in den letzten Jahren zu neuen Herausforderungen bei der Netzbetriebsführung geführt. Selbst im ungestörten Netzbetrieb können unzulässige hohe Spannungsanhebungen sowie Spannungsbandverletzungen durch die lokale PV-Einspeisung hervorgerufen werden. Da rund 80 % [3] der PV-Leistung in Deutschland in der Mittel- und Niederspannungsebene installiert sind, sind insbesondere die Verteilnetzbetreiber von Herausforderungen bei der Spannungshaltung betroffen. Verteilnetzbetreiber, Anlagenhersteller und Anlagenbetreiber suchen gemeinsam innovative Regelungskonzepte für PV-Wechselrichter, welche einen wirksamen und aktiven Beitrag zur Spannungshaltung im Verteilnetz leisten können.

In diesem Arbeitspaket werden zwei lokale Regelungsverfahren für PV-Wechselrichter, die Q(U)/P(U)-Regelung und die Automatische Spannungsbegrenzung (ASB), anhand von Simulationen analysiert und anschließend in einen realen Wechselrichter (PM5F30C und PM5F30R vom Triphase) implementiert. Die Funktionsweise, Stabilität und das Netzstützungspotential der zwei Regelungsverfahren werden im Labor durch Tests im Einzel- und Parallelbetrieb der Wechselrichter untersucht.

Das Ziel der lokalen Regelungsverfahren zur Spannungshaltung ist die Einhaltung der Spannungsqualität gemäß DIN EN 50160. In parallelen Studien wurden bereits unterschiedliche Methoden, z. B. $\cos\phi(P)$, Q(U), Q(U)/P(U) und automatische Spannungsbegrenzung (ASB) [4] vorgestellt. Solche lokale Regelungsverfahren wurden bisher hauptsächlich mit Effektivwertsimulationen untersucht und analysiert. Die erste praktische Erfahrung aus Labor über den Einzelbetrieb der Regelungsmethode Q(U) wurde in [5] vorgestellt. Im Rahmen des Projekts "PV-Symphonie" werden die Q(U)/P(U)-Regelung und zusätzlich auch die automatische Spannungsbegrenzung im realen PV-Wechselrichter umgesetzt und sowohl im Einzel als auch im Parallelbetrieb untersucht.

Das Ziel der Untersuchung ist es, den Wechselrichter mit diesen beiden Verfahren zu betreiben und das transiente Verhalten, Stabilität sowie Wechselwirkung der Regelung zu analysieren. Es ist insbesondere die Fragestellung von Bedeutung, ob ein stabiler Netzbetrieb im Einzelbetrieb der Wechselrichter und auch im Parallelbetrieb mehrerer Wechselrichter mit den beiden Regelungsverfahren sichergestellt werden kann und wie stark die Netzimpedanz am Anschlusspunkt, die Zeitkonstante des Regelungsblocks und zusätzliche Systemtotzeiten die Funktionalität sowie Stabilität der Regelung beeinflussen können. Dadurch kann die wichtige praktische Erfahrung in der Laborumgebung gesammelt werden, welche eben eine Basis für die weitere Implementierung solcher Regelungsverfahren in realem Verteilnetz ist. Die Implementierung des Regelungsverfahrens im realen Wechselrichter wird mit einer Rapid Control Prototyping Plattform der Firma Triphase durchgeführt.

Triphase Entwicklungsumgebung

Bei der eingesetzten Entwicklungsumgebung handelt es sich um eine Rapid Control Prototyping Plattform des belgischen Unternehmens Triphase. Die Umgebung ermöglicht die Entwicklung und Implementierung von Regelungsalgorithmen von Stromrichtern. Sie deckt die Entwicklungsschritte Systemsimulation und Software-in-the-Loop ab. In Abbildung 10 ist der Aufbau schematisch dargestellt. Die Plattform besteht aus ei-

Engineering PC mit MATLAB/Simulink, einer Echtzeit-Plattform (Real-Time Target) als Schnittstelle und der Stromrichter-Hardware.



Abbildung 10:
Triphase Entwicklungsumgebung

Der Stromrichter mit einer Nennscheinleistung von 5 kVA besteht im Wesentlichen aus drei Komponenten:

- Aus einem DC-Zwischenkreis, an welchen eine externe DC-Quelle angeschlossen werden kann (DC+, DC-)
- Einer B6C-Brücke (B6C), welche die Wandlung in 3-phasige Wechselspannung vornimmt.
- LCL-Filter in jedem Außenleiter zwischen Netzanschluss und Wechselrichterausgang. Dieser dient zur Glättung des Ausgangsstrom- und Ausgangsspannungsripple und reduziert dadurch den Oberschwingungsgehalt.

Der Triphase Stromrichter kann in allen vier Leistungsquadranten betrieben werden. Es ist daher ein Einsatz als Wechselrichter und als Gleichrichter möglich. Beim Betrieb als Wechselrichter ist die Hardware nicht auf die Anwendung mit einer bestimmten Gleichspannungsquelle beschränkt. Die Einschränkung erfolgt nur durch das Spannungsfenster des Zwischenkreises von mindestens 200 V bis maximal 700 V.

Mit der Hardware wird außerdem ein Softwaremodul mitgeliefert, welches neben den erforderlichen Modell-Bibliotheken eine Standard-Regelung für einen netzstrom-geregelten Wechselrichter enthält. Das Regelungsmodell enthält einen kaskadierten Regelkreis bestehend aus Zwischenkreisspannungsregler, Netzstromregler und Phasen-regelschleife.

5.2.1.1

Entwicklung und Implementierung der lokalen Spannungsregelungen

Es werden in diesem Arbeitspaket die folgenden zwei lokalen Regelungsverfahren vorgestellt, die sich aktuell im Forschungs- und Entwicklungsstadium befinden.

- Die kennlinienbasierte Q(U)/P(U)-Regelung
- Das Verfahren der automatischen Spannungsbegrenzung

Q(U)/P(U) Regelung

Die Q(U)/P(U)-Regelung besteht aus einer Q(U)-Kennlinie und einer P(U)-Kennlinie. Es handelt sich um eine Erweiterung der herkömmlichen Q(U)-Regelung. Bei diesem Verfahren wird neben einer kennlinienbasierten Blindleistungsbereitstellung auch die Wirkleistungsabgabe bei Überspannung mittels Kennlinie reduziert. In nachfolgender Abbildung ist exemplarisch der Verlauf einer solchen Kennlinie dargestellt.

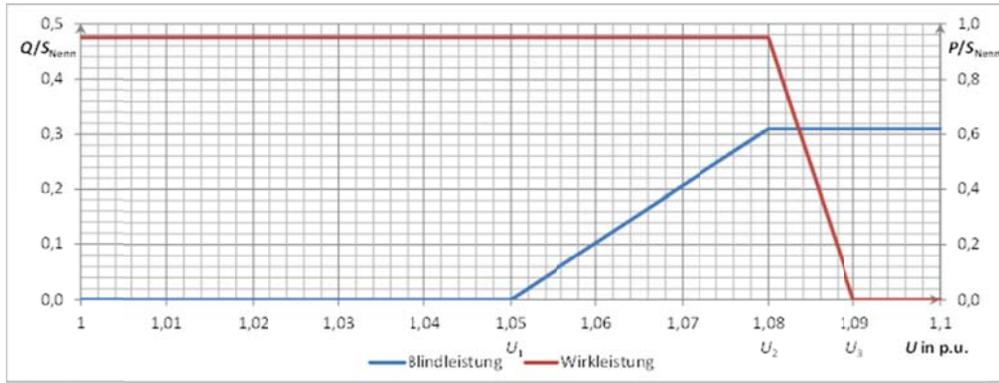


Abbildung 11:
Exemplarische Darstellung
einer Q(U)/P(U)-Kennlinie
(P: positive → Einspeisung
Q: positive → ind. Q-Bezug)

Wie in Abbildung 11 dargestellt, fängt der Wechselrichter zuerst mit der Blindleistungsbereitstellung an, um die Spannungserhöhung am NVKP zu reduzieren. Bis zum Grenzwert der Spannung von $U_2 = 1,08$ p. u. wird der induktive Blindleistungsbezug des Wechselrichters linear gesteigert, um einer weiteren Erhöhung der Spannung entgegenzuwirken. Ab einer Spannung von $U_2 = 1,08$ p. u. wird weiterhin auch die Wirkleistung über eine Statik begrenzt. Erreicht die Spannung am Verknüpfungspunkt $U_3 = 1,09$ p. u. darf die PV-Anlage keine Wirkleistung mehr in das Netz einspeisen. Das Verfahren befindet sich aktuell noch im Forschungs- und Entwicklungsstadium und ist daher weder in der BDEW-Mittelspannungsrichtlinie [1] noch in der VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4105 [2] berücksichtigt.

Die Q(U)-Regelung setzt sich aus einem Tiefpassfilter für die gemessene Spannung am NVKP U_{VP} , der normierten Q(U)-Kennlinie und einer Gradientenbegrenzung der Blindleistungsbereitstellung zusammen (s. Abbildung 12). Um das Ausgangssignal der Regelung zu glätten wird ein PT1-Glied mit der Zeitkonstanten $T = 5$ s [5] empfohlen. Ohne die Filterung würde sich jede Änderung der Netzspannung und das Messrauschen auf die Blindleistung auswirken.

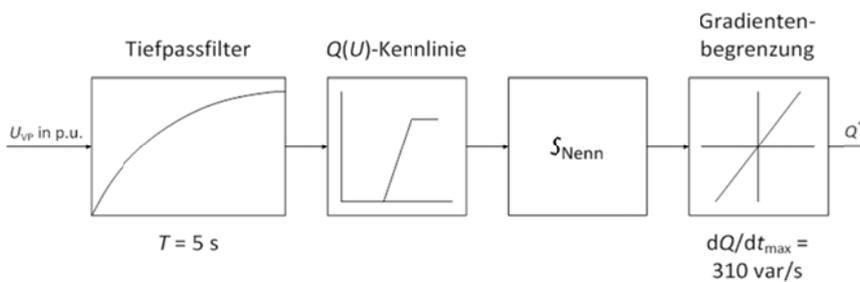


Abbildung 12:
Blockschaltbild der Q(U)-
Regelung

Die P(U)-Regelung ist vergleichbar aufgebaut und nutzt ebenfalls das gefilterte Spannungssignal als Eingangsgröße. Abweichend zur Q(U)-Regelung stellt der Ausgangswert P^* eine obere Schranke für die maximale Wirkleistungsabgabe dar. Daher ist eine Begrenzung der momentanen MPP-Leistung P_{MPP} auf P_{max} erforderlich.

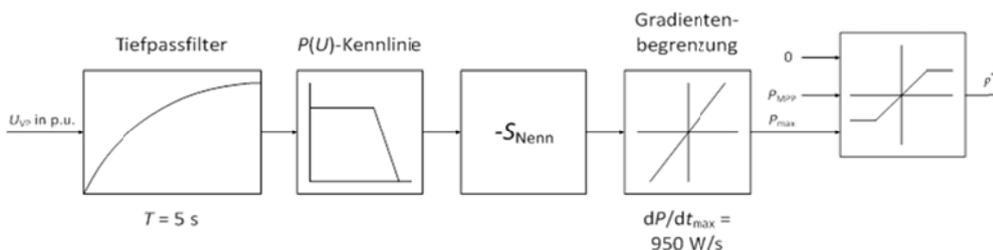


Abbildung 13:
Blockschaltbild der P(U)-
Regelung

Automatische Spannungsbegrenzung: Die automatische Spannungsbegrenzung (ASB) ist im Unterschied zu den oben vorgestellten Verfahren keine Statik, sondern bei Aktivierung eine Regelung auf einen Spannungssollwert am Netzverknüpfungspunkt (NVKP). Die ASB unterscheidet bei der Regelung zwischen unterschiedlichen Betriebsmodi:

Normalbetrieb (Modus 1): Die Spannung am VKP des PV-Wechselrichters befindet sich unterhalb einer definierten Grenze (z. B. $U_{VVP} < 1,09 \text{ p.u.}$). In diesem Fall kann der PV-Wechselrichter die maximal verfügbare Wirkleistung einspeisen und die Blindleistungsregelung ist nicht aktiv.

Blindleistungsbetrieb (Modus 2): Sobald die maximal zulässige Spannung am VKP des PV-Wechselrichters erreicht ist, wird der Blindleistungsregler aktiviert. Der Bezug induktiver Blindleistung regelt die Spannung am VKP auf einen Sollwert (z. B. $U_{Soll} = 1,09 \text{ p.u.}$). Bei dem Regler handelt es sich um einen PI-Regler.

Wirkleistungsabregelung (Modus 3): Der Blindleistungsregler besitzt eine obere Schranke für den maximalen induktiven Blindleistungsbezug. Wenn dieser Wert erreicht ist und die Spannung trotz Blindleistungsbereitstellung nicht innerhalb der zulässigen Grenzen gehalten werden kann, dann wird die eingespeiste Wirkleistung der PV-Anlage über einen weiteren PI-Regler reduziert. Die Blindleistung wird dabei auf den Maximalwert Q_{max} festgelegt.

Das Regelungsverfahren der automatischen Spannungsbegrenzung setzt sich aus der Zustandsabfrage und den jeweiligen Reglern für Blind- und Wirkleistung zusammen. In Abbildung 14 ist die Funktionsweise in Form eines Zustandsdiagramms dargestellt. Die geforderte Änderung der Blindleistung wird mit dQ und die erforderliche Wirkleistungsreduktion mit dP bezeichnet. Bei Eintreten aller Übergangsbedingungen erfolgt ein Wechsel von einem Modus in den anderen.

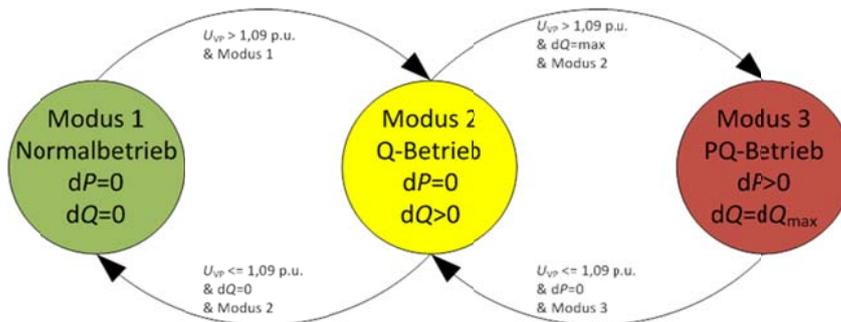


Abbildung 14:
Zustandsdiagramm der
automatischen Spannungs-
begrenzung

Die Information über den aktuellen Modus wird an den Blind- und Wirkleistungsregler weitergegeben. Abhängig vom jeweiligen Modus unterscheidet sich die Funktionsweise der Regler (s. Abbildung 15).

Im Modus 1 wird der Blindleistungsregler überbrückt ($dQ=0$), im Modus 2 ist der PI-Regler aktiv und im Modus 3 wird die Änderung der Wirkleistung dQ_{max} auf einen Wert begrenzt, der einem $\cos\phi$ von 0.95 entspricht.

Der Wirkleistungsregler wird im Modus 1 und 2 überbrückt ($dP=0$) und ist nur im Modus 3 aktiv. Der Sollwert der Wirkleistung kann sich nur zwischen P_{MPP} und $P=0$ bewegen. Daher erfolgt eine Begrenzung auf diese Schranken.

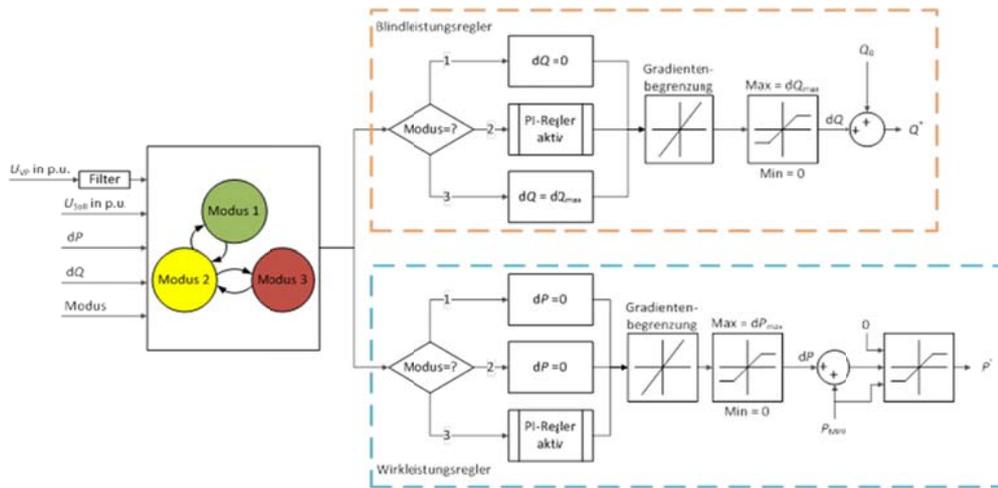


Abbildung 15:
Regelungsstruktur der automatischen Spannungsbegrenzung

5.2.1.2 Analyse der Funktionsweise durch den Einzelbetrieb

In diesem Kapitel wird das Verhalten der Regelungen bei Betrieb eines einzelnen Wechselrichters untersucht. Dazu kommen unterschiedliche Testsignale und Testfälle zum Einsatz. Der Abschnitt gliedert sich in die erforderliche Nachbildung eines Netzmodells, die Vorstellung der Testsignale und die Untersuchung der Regelungen mit diesen Testsignalen. Abschließend erfolgt eine Bewertung der Verfahren bezüglich der Stabilität im Einzelbetrieb und des Spannungsverlaufes am Verknüpfungspunkt (VKP) des Wechselrichters.

Nachbildung der Netzimpedanz

Die Spannung am Anschlusspunkt des Wechselrichters im Labor wird durch Wirkleistungseinspeisung nur um wenige Volt beeinflusst. Die Untersuchung der Funktionsweise der lokalen Spannungsregelungen erfordert daher eine höhere Netzimpedanz, sodass Spannungsänderungen bis 1,1 p. u. am VKP auftreten. Diese zusätzliche Netzimpedanz wurde durch ein Modell abgebildet.

Als Modell der Netzimpedanz dient eine Reihenschaltung aus ohmschem Widerstand und Induktivität. Aus dem gemessenen Netzstrom berechnet sich der Spannungsfall Δu_{Netz} an der Netzimpedanz wie folgt:

$$\Delta u_{Netz} = R_{Netz} \cdot i_{Netz} + L_{Netz} \cdot \frac{\Delta i_{Netz}}{\Delta t}$$

Diese Spannungsänderung wird auf die gemessene Netzspannung addiert. Daraus ergibt sich die Sternspannung am VKP des Wechselrichters $u_{PV,abc}$. Dieses simulierte Spannungssignal entspricht einer Spannungsänderung, wie sie bei der Einspeisung über eine reale Netzimpedanz auftreten würde. Der Wechselrichter ermittelt dann die verketteten Spannungen im dq-System $u_{PV,dq}$ durch die in der Abbildung 16 dargestellte dq-abc-Transformation. Die Spannung $u_{PV,dq}$ dient als Eingangsgröße für die lokalen Spannungsregelungen und das Wirk-/Blindleistungsstellglied (PQ-Stellglied). An den Netzstromregler wird das unveränderte Spannungssignal angelegt, da es für die korrekte Funktionsweise des Wechselrichters erforderlich ist.

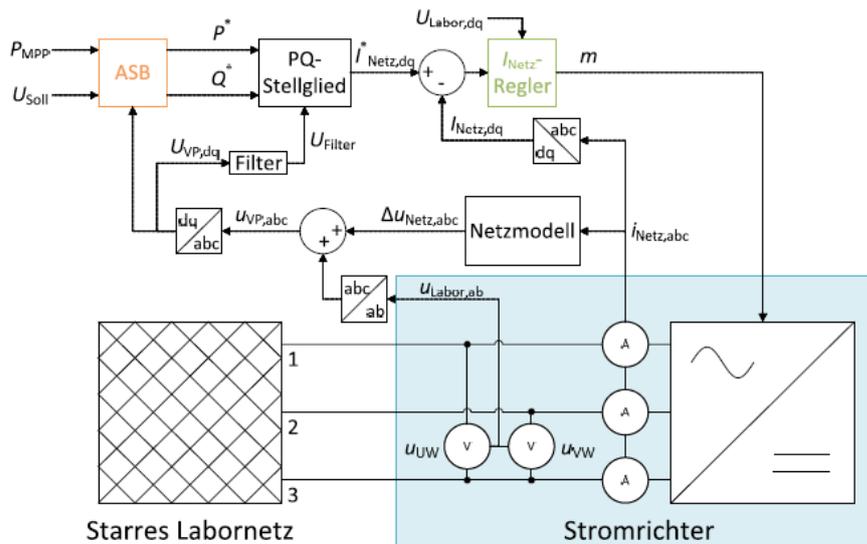


Abbildung 16:
Blockschaltbild des Ver-
suchsaufbaus mit simulierter
Netzimpedanz

Testsignale

Zur Untersuchung der Funktionsweise der Regelungsverfahren werden drei unterschiedliche Testsignale verwendet:

- Eine Spannungsrampe mit einem Gradienten von 0,2 V/s, die eine langsame Spannungsänderung durch z. B. eine Laständerung darstellt.
- Eine Folge aus Spannungssprüngen unterschiedlicher Höhe, welche eine schnelle Spannungsänderung z. B. auf Grund von Transformatorstufungen entspricht.
- Ein exemplarisches Einspeiseprofil über zehn Minuten, welches typische Leistungsschwankungen einer PV-Anlage darstellt.

Untersuchungen

In der folgenden Tabelle sind die durchgeführten Untersuchungen dargestellt. Die Regelungen wurden jeweils ohne und mit dem Tiefpassfilter (PT1-Glied) für das Spannungssignal und mit den drei Testsignalen untersucht.

Testsignal / Regelung	Q(U)/P(U)		ASB	
	Ohne TP-Filter	Mit TP-Filter (5s)	Ohne TP-Filter	Mit TP-Filter (5s)
Spannungsrampe	✓	✓	✓	✓
Spannungssprünge	✓	✓	✓	✓
PV-Profil	Nicht untersucht	✓	Nicht untersucht	✓

Tabelle 3:
Liste der Untersuchungssze-
narien für Einzelbetrieb

Anhand des Testsignals Spannungsrampe wurden zunächst die Kennlinien der Q(U)/P(U)-Regelung und die Funktionsweise der ASB verifiziert. Die Ergebnisse davon werden in der Abbildung 17 und Abbildung 18 dargestellt. Die beiden Regelungen zeigen in der umgesetzten Form die erwartete Funktionsweise. Und der Wechselrichter bildet die Kennlinien der Q(U)/P(U)-Regelung mit hinreichender Genauigkeit ab. Die ASB wechselt bei langsam steigender Spannung am VKP von Modus 1 über Modus 2 in Modus 3 und führt die Blindleistungsbereitstellung bzw. Wirkleistungsbegrenzung korrekt aus.

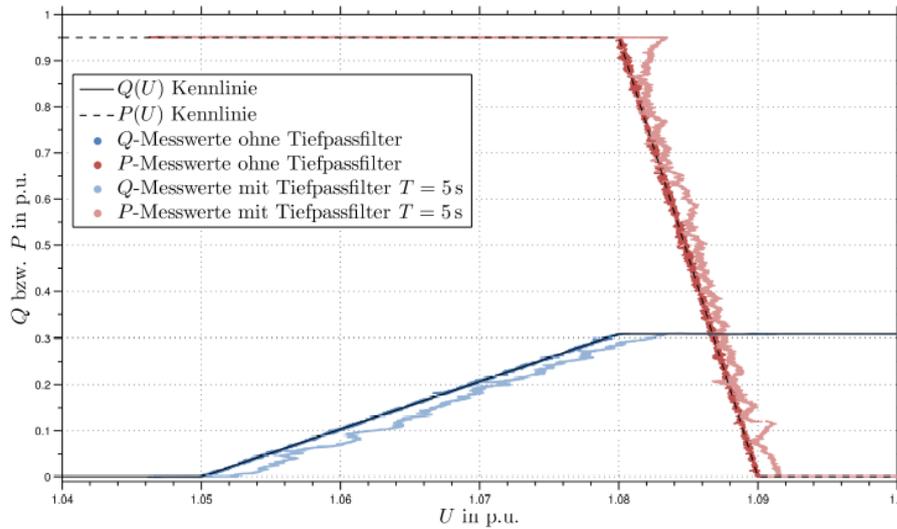


Abbildung 17:
Einhaltung der Kennlinie mit
Q(U)/P(U)-Regelung (Rampe)

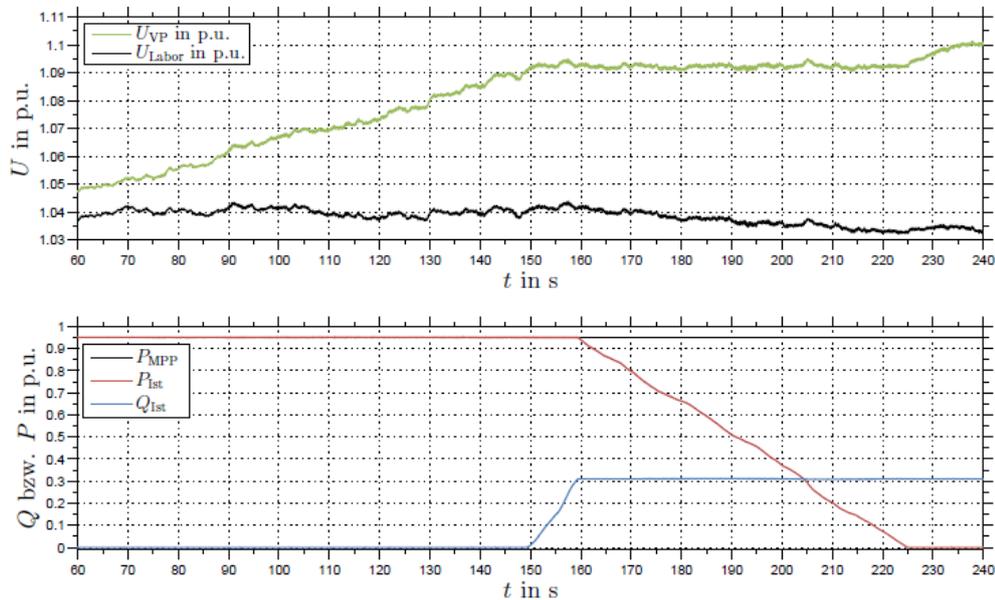


Abbildung 18:
Zeitlicher Verlauf ASB ohne
Spannungsfiler (Rampe)

Bei Spannungssprüngen verhalten sich die beiden untersuchten Regelungsverfahren unterschiedlich. Der dynamische Verlauf der Blindleistungsbereitstellung wird bei beiden Verfahren bestimmt durch die Filter bzw. Reglerauslegung des PT1-Glieds. Der Anstieg der Wirkleistungsbegrenzung wird bei der Q(U)/P(U)-Regelung durch die Gradientenbegrenzung bestimmt und zeigt eine kurzzeitige Verzögerung (s. Abbildung 19), während der Verlauf bei der ASB ebenfalls als PT1-Verhalten angenähert werden kann (s. Abbildung 20).

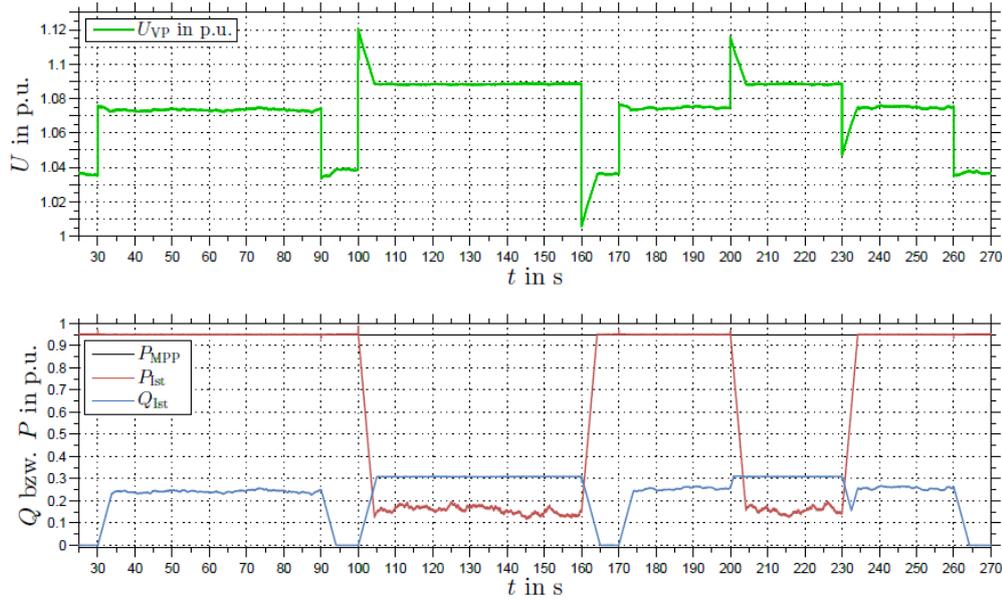


Abbildung 19:
Zeitlicher Verlauf Q(U)/P(U)
ohne Spannungsfilter
(Sprung)

Durch die schnelle Änderung der Wirkleistung zeigt sich bei der Q(U)/P(U)-Regelung nach einem Spannungssprung ein größerer Spannungsgradient. Weiterhin fällt beim Verlauf der Spannung am VKP auf, dass sich bei der Q(U)/P(U)-Regelung abhängig von der Betriebsart (Blindleistungsbereitstellung oder Wirkleistungsabregelung) unterschiedliche Spannungen einstellen, während sich bei der ASB im Modus 2 und 3 immer die Sollspannung (1,09 p. u.) als stabiler Arbeitspunkt einstellt.

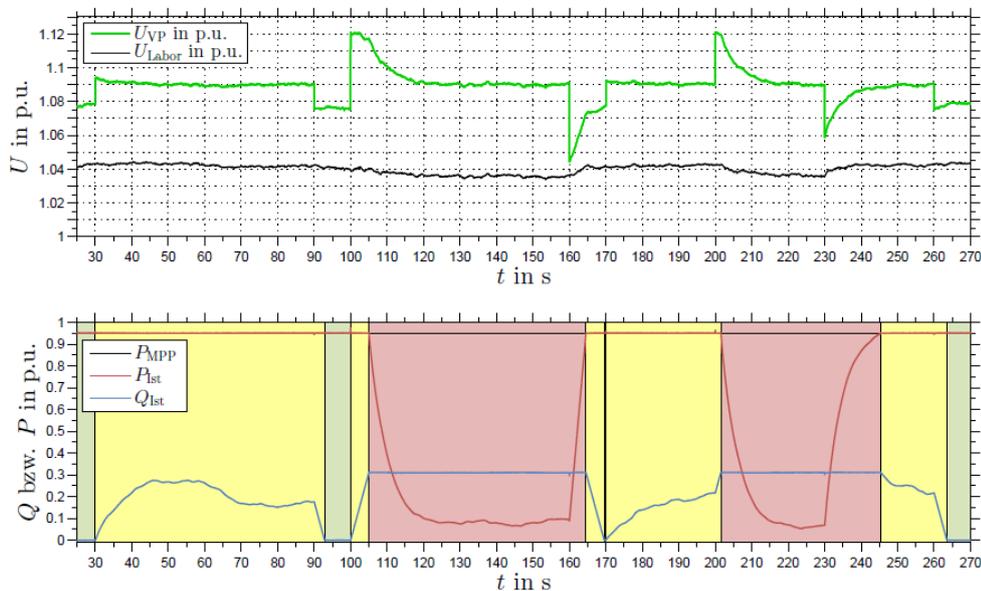


Abbildung 20:
Zeitlicher Verlauf ASB ohne
Spannungsfilter (Sprung)

Vergleicht man das Verhalten der Regelungen bei einem wechselhaften PV-Profil, dann ist der Verlauf der reduzierten Wirkleistung bei der Q(U)/P(U)-Regelung gleichmäßiger als bei der ASB mit geringer Dynamik (s. Abbildung 21 und Abbildung 22).

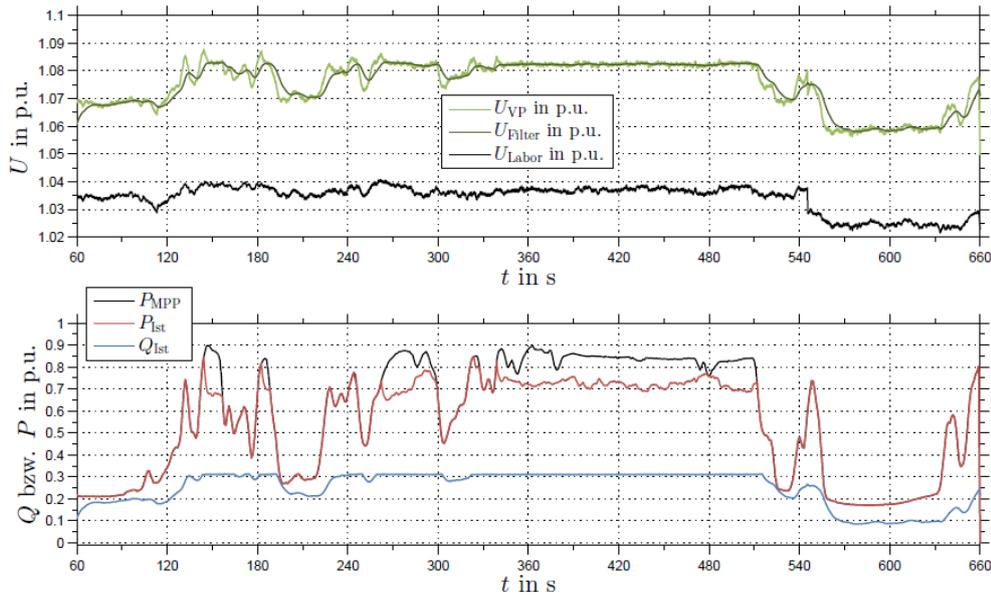


Abbildung 21:
Zeitlicher Verlauf $Q(U)/P(U)$
mit Spannungsfiler (PV-
Profil)

Hier folgt die reduzierte Wirkleistung dem Profil der MPP-Leistung. Daraus ergibt sich bei der ASB mit geringer Dynamik eine höhere Regelabweichung bei der Spannung am VKP. Höhere zeitliche Dynamiken der ASB verringert die Regelabweichung.

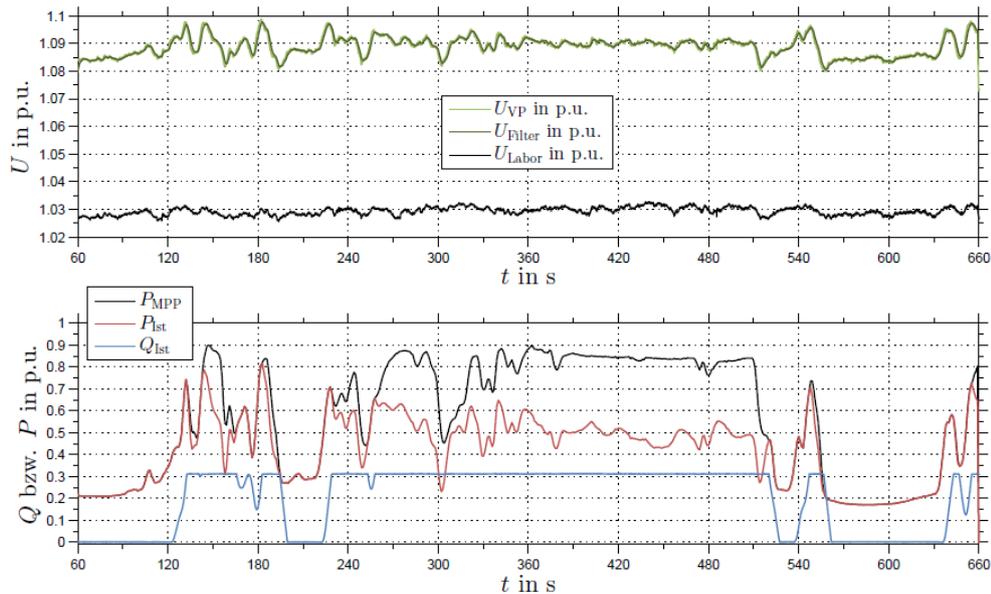


Abbildung 22:
Zeitlicher Verlauf ASB mit
Spannungsfiler (PV-Profil)

Die $Q(U)/P(U)$ -Regelung hat sich im Rahmen der Untersuchungen als praxistauglicher erwiesen, da sie auf das erprobte Verfahren der $Q(U)$ -Statik zurückgreift und die Dynamik über den Tiefpassfilter gezielter eingestellt werden kann. Die ASB erfordert eine analytische oder heuristische Auslegung der PI-Regler, um die Dynamik der Regelung anzupassen. Da die ASB ebenfalls sehr gute Eigenschaften bezüglich der Spannungshaltung besitzt, sollte das Verfahren parallel zur $Q(U)/P(U)$ -Regelung dennoch weiterhin erprobt werden.

Anhand von drei unterschiedlichen Testsignalen wurde gezeigt, dass sich beide Regelalgorithmen im Einzelbetrieb stabil verhalten und zur Spannungshaltung deutlich beitragen können.

5.2.1.3

Stabilitätsuntersuchung der Q(U)/P(U)-Regelung mit zusätzlicher Totzeit

Da in der Realität z. B. durch die Signalverarbeitung oder durch Kommunikationssysteme eine Totzeit bei der Regelung auftreten kann, wird für die Q(U)/P(U)-Regelung getestet, inwieweit die Totzeit einen Einfluss auf die Stabilität der Regelung besitzt. Für die Totzeit wird bei den Untersuchungen 0 s (keine Totzeit), 2 s und 5 s vorgegeben. Die Zeitkonstante des Spannungstiefpassfilters (PT1-Glied) ändert sich zwischen 1 s, 5 s und 10 s.

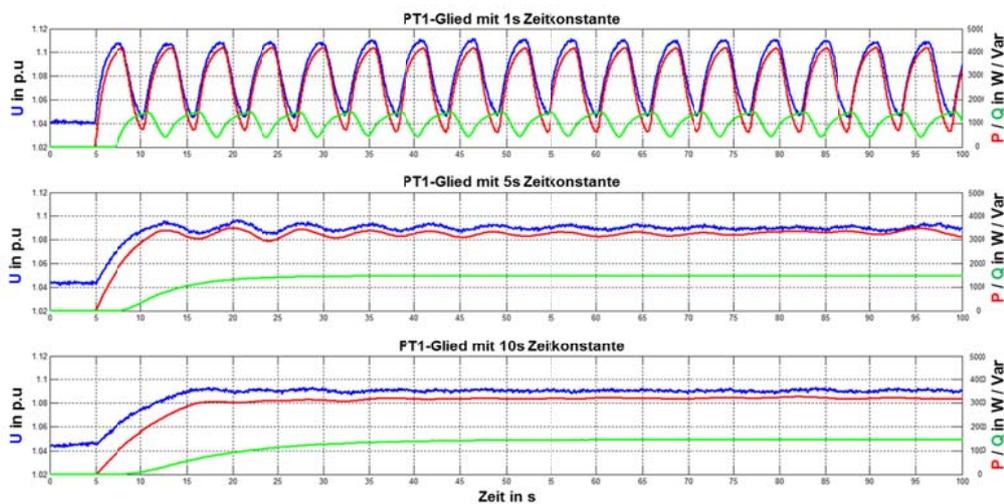


Abbildung 23:
Stabilitätsuntersuchung der
Q(U)/P(U)-Regelung 2s Tot-
zeit.

Falls das System keine Totzeit (0 s) hat, bekommt der Regler immer den aktuellen Spannungswert als Eingangsgröße. Aus diesem Grund funktioniert der Regler so gut wie in der vorherigen Untersuchung und zeigt kein instabiles Verhalten, egal ob der Spannungstiefpassfilter deaktiviert (0 s) ist, oder eine Zeitkonstante von 5 s/10 s hat. Wird 2 s als zusätzliche Totzeit vorgegeben, ist bei einer Zeitkonstante von 1 s ein grenzstabiles Verhalten der Regelung wie in Abbildung 23 (oben) festzustellen. Mit 1 s PT1-Zeitkonstante schwingen die Wirkleistung, Blindleistung sowie die Spannung am Netzanschlusspunkt dauerhaft und ohne ausreichende Dämpfung, da die Zeitkonstante des Reglers selbst kleiner als die Systemtotzeit ist. Durch eine Vergrößerung der Zeitkonstante auf 5 s wird die Schwingungsneigung der Regelung deutlich reduziert und die Regelung erreicht nach ca. 60 s seinen eingeschwungenen Zustand. Bei 10 s Zeitkonstante ist aufgrund der starken Dämpfung kaum eine Schwingungsneigung der Regelung festzustellen. Vergrößert man die zusätzliche Totzeit weiter auf 10 s, kann der Regler seinen stabilen Zustand mit nur 10 s Zeitkonstante erreichen. Aus diesem Grund muss die Q(U)/P(U)-Regelung eine Zeitkonstante besitzen, die deutlich größer als die Systemtotzeit ist, damit genügende Dämpfung in dem Regelungsblock garantiert wird und die Regelung trotz verzögertem Eingangssignal stabil funktionieren kann. Die minimale Anforderung an die PT1-Zeitkonstante für ein stabiles Regelungsverhalten der Q(U)-Regelung wurde in [11] im Detail diskutiert.

5.2.1.4

Analyse der Wechselwirkung durch den Parallelbetrieb zweier geregelter PV-Wechselrichter

In diesem Abschnitt wird das Verhalten der Regelungen im Parallelbetrieb zweier Wechselrichter untersucht. Dazu kommen unterschiedliche Testsignale und Testfälle zum Einsatz. Dieser Abschnitt untersucht die gegenseitige Beeinflussung zweier Wechselrichter in einem Niederspannungsnetzabschnitt. Ziel dieser Untersuchungen ist ein

Vergleich der Verfahren Q(U)/P(U)-Regelung und automatische Spannungsbegrenzung bezüglich der gegenseitigen Diskriminierung der Wechselrichter und unterschiedlicher Wirkleistungsabregelung der Wechselrichter (WR).

Im Vergleich zu der verwendeten Kennlinie im Einzelbetrieb greift die Abregelung der Wirkleistung der Q(U)/P(U)-Regelung während dieser Untersuchung ab einer Spannung von 108,5 % UN, somit ist ein Totband von 0,5 % UN zur Blindleistungsbereitstellung enthalten. Dieses Totband entkoppelt die beiden Kennlinien voneinander. Bei weiterhin steigender Spannung, wird die Wirkleistung linear bis auf 0 W bei einer Netzspannung von 110,5 %, reduziert. Die Aktivierungsspannung der automatischen Spannungsbegrenzung bleibt 1,09 p. u.. Die Ergebnisse dieser Untersuchung sind in [12] veröffentlicht.

Versuchsaufbau des Paralleltests im Labor

In Abbildung 24 wird der Versuchsaufbau für den Test des Parallelbetriebs gezeigt. Der Test-Aufbau besteht im Wesentlichen aus den folgenden Hauptkomponenten:

- 2 x Gleichspannungsquellen MSD 800-10 von Magna Power Electronics
- 2 x Stromrichter von Triphase mit 5 kVA Nennleistung (1 x PM5F30C und 1 x PM5F30R)
- Oszilloskop von Tektronix (TDS 3014)
- DEWETRON Messsystem incl. Strommesszangen
- Engineering und Target PC

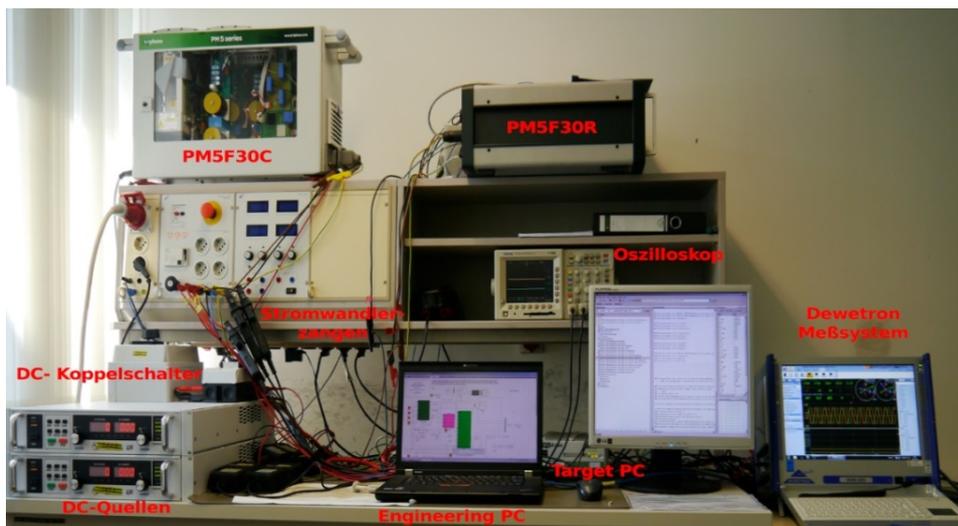


Abbildung 24:
Versuchsaufbau des Parallel-
tests im Stromrichterlabor.

Die lokalen Regelungsverfahren Q(U)/P(U) und ASB wurden zunächst im Engineering PC entwickelt und anschließend mittels des Target PC in den beiden Stromrichtern umgesetzt. Da das Ziel dieser Untersuchung der Parallelbetrieb von zwei Stromrichtern ist, sind beide zusätzlich durch einen Lichtwellenleiter miteinander verbunden. Somit wird eine eindeutige Identifikation der Wechselrichter sichergestellt und die beiden Stromrichter können unabhängig voneinander parallel betrieben werden. Das Oszilloskop wird zur Kontrolle der Ausgangsspannung der DC-Quellen und der Eingangsspannung des Stromrichters verwendet, damit eine sichere Kopplung zwischen den Quellen und Stromrichtern hergestellt werden kann. Alle relevanten Messgrößen der Untersuchung wie zum Beispiel die Wirkleistung, Blindleistung und Netzspannung werden durch das DEWETRON-Messsystem aufgenommen und später ausgewertet und analysiert.

Parallelbetrieb der Stromrichter mit identischer Parametrisierung

Zunächst wird der Parallelbetrieb von zwei Stromrichtern mit identischen Netzbedingungen (Netzimpedanz) und derselben PT1-Zeitkonstante untersucht. Dadurch sollen die Funktionalität, Stabilität sowie die Wechselwirkung der lokalen Regelungen in einem relativ kritischen Fall getestet werden, in dem die beiden Stromrichter dasselbe Spannungssignal am Netzanschlusspunkt erhalten und gleichzeitig geregelt werden. Die in dieser Untersuchung durchgeführten Szenarien werden in der Tabelle 4 aufgelistet.

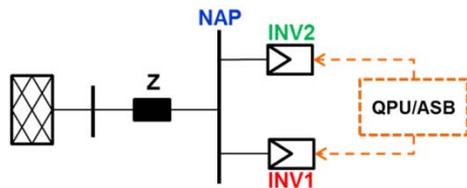


Abbildung 25:
Parallelbetrieb unter identischen Bedingungen

Liste der Szenarien	Art der Regelung	Impedanz am NAP	Zeitkonstante
Szenario 1	Q(U)/P(U)	$Z=0.308 + j0.154 \text{ } (\Omega)$	5 ms
Szenario 2	Q(U)/P(U)	$Z=0.308 + j0.154 \text{ } (\Omega)$	5 s
Szenario 3	ASB	$Z=0.308 + j0.154 \text{ } (\Omega)$	1 s
Szenario 4	ASB	$Z=0.308 + j0.154 \text{ } (\Omega)$	5 s

Tabelle 4:
Liste der Untersuchungsszenarien unter identischen Bedingungen.

Als Beispiel werden die Ergebnisse des Parallelbetriebs von zwei Stromrichtern mit Q(U)/P(U)-Regelung unter identischen Bedingungen in Abbildung 26 gezeigt (Szenario 1). Beide Stromrichter werden in diesem Fall mit demselben Netzanschlusspunkt verbunden und der Spannungstiefpassfilter im Regelungsblock wird mit einer Zeitkonstante von nur 5 ms quasi deaktiviert. Um die beiden Regelungsteile Q(U)- und P(U) sowie den Wechselvorgang zwischen den beiden Regelungen vollständig zu untersuchen, werden bei jeder Untersuchung entsprechende Spannungssprünge und Spannungsabkungen in den beiden Regelungsbereichen Q(U) und P(U) vorgegeben.

Das resultierende Spannungssignal am Netzanschlusspunkt ist im oberen Diagramm aufgeführt. Weiterhin werden auch die Wirkleistungs- und Blindleistungsausgabe des Stromrichters im mittleren und unteren Diagramm aufgezeichnet. Es ist deutlich zu erkennen, dass nach dem ersten Spannungssprung bei 50 s die Blindleistungsregelung unmittelbar ausgelöst wird und die Spannung am NAP dadurch auf 1.08 p. u. gehalten wird. Springt die Spannung in den P(U)-Bereich bei ca. 80 s, wird die Wirkleistungsregelung aktiviert und somit die Einspeisung des Stromrichters unmittelbar reduziert. Während der Untersuchung sind nur einige Spannungsspitzen wegen verzögerter Regelung zu erkennen. Ansonsten kann die Spannung am NAP immer durch die Q(U)/P(U)-Regelung unter 1.1 p. u. gehalten werden. Eine Instabilität der Regelung ist weder in den Q(U)/P(U)-Regelungszonen noch beim schnellen Wechsel der Regelungsbereiche bemerkt worden. Die beiden Stromrichter verhalten sich nahezu identisch.

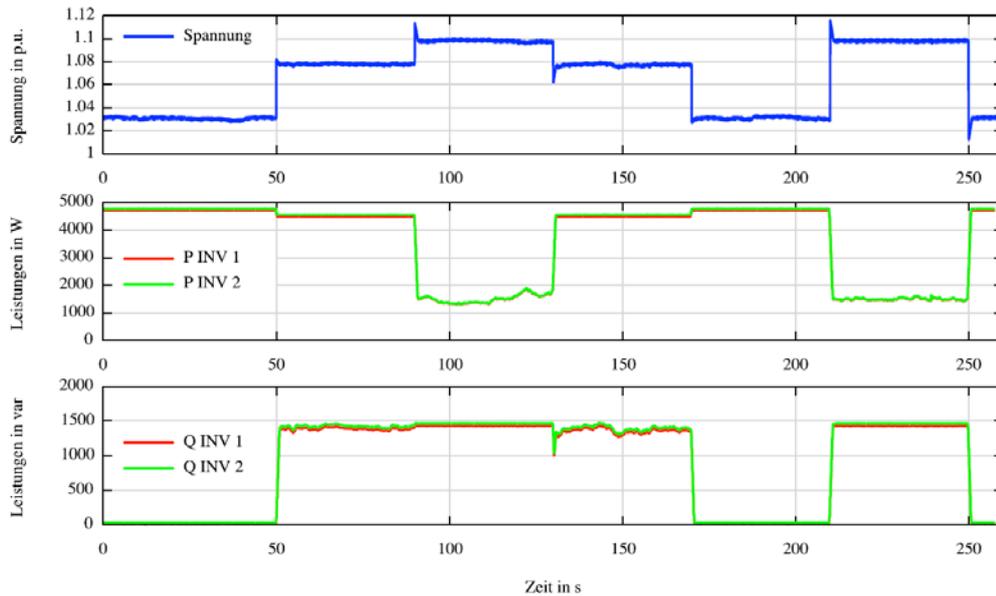


Abbildung 26:
Ergebnis des Parallelbetriebs
der Q(U)/P(U)-Regelung
unter identischer Bedingung
(Szenario 1).

Bei den weiteren drei Szenarien sind keine negativen Wechselwirkungen oder Instabilitäten bemerkt worden. Die beiden Stromrichter mit den lokalen Regelungen Q(U)/P(U) und ASB haben immer nahezu identisches Verhalten unter denselben Bedingungen gezeigt.

Parallelbetrieb der Stromrichter mit verschiedenen Parametrisierungen

Weiterhin wird der Parallelbetrieb von zwei Stromrichtern unter verschiedenen Bedingungen untersucht. Dadurch sollte die Beeinflussung der Netzimpedanzen und Zeitkonstante des Regelungsblocks auf die Funktionalität und Stabilität der Regelungsverfahren sowohl qualitativ als auch quantitativ analysiert werden. Da solche Szenarien eher die realen Fälle repräsentieren, wird die Einsatzmöglichkeit der beiden Regelungen eben dadurch geprüft. Die in dieser Untersuchung durchgeführten Szenarien werden in der Tabelle 5 aufgelistet.

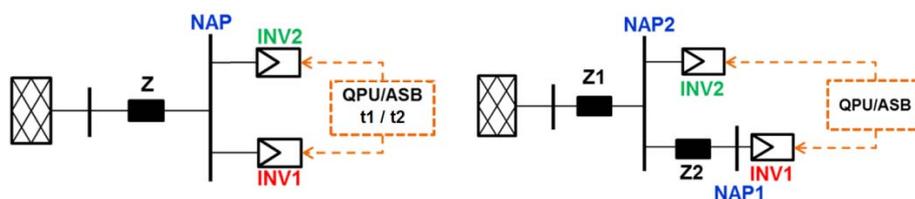


Abbildung 27:
Parallelbetrieb unter ver-
schiedenen Bedingungen

Liste der Szenarien	Art der Regelung	Impedanz am NAP	Zeitkonstante
Szenario 5	Q(U)/P(U)	$Z_1 = 0.308 + j0.154 \text{ (}\Omega\text{)}$	5 s
		$Z_1 + Z_2 = 0.616 + j0.308 \text{ (}\Omega\text{)}$	
Szenario 6	ASB	$Z_1 = 0.308 + j0.154 \text{ (}\Omega\text{)}$	5 s
		$Z_1 + Z_2^1 = 0.449 + j0.229 \text{ (}\Omega\text{)}$	
Szenario 7	Q(U)/P(U)	$Z = 0.308 + j0.154 \text{ (}\Omega\text{)}$	5 s
			5 ms
Szenario 8	Q(U)/P(U)	$Z = 0.308 + j0.154 \text{ (}\Omega\text{)}$	10 s
			5 s
Szenario 9	ASB	$Z = 0.308 + j0.154 \text{ (}\Omega\text{)}$	5 s
			1 s
Szenario 10	ASB	$Z = 0.308 + j0.154 \text{ (}\Omega\text{)}$	10 s
			5 s

Tabelle 5:
Liste der Untersuchungsze-
narien unter verschiedenen
Bedingungen.

Als Beispiel werden die Ergebnisse des Parallelbetriebs der Q(U)/P(U)-Regelung mit verschiedenen Netzimpedanzen in Abbildung 28 dargestellt. Nachgebildet wird durch dieses Szenario ein realer Fall, in dem sich die Stromrichter an unterschiedlichen Netzanschlusspunkten befinden. Dadurch sollte festgestellt werden, ob die Regelungen auch in einem realen Netz einsetzbar sind. Vorgegeben werden die vorher verwendeten Spannungssprünge, damit die Regelungen selbst in unterschiedlichen Bereichen getestet werden können.

Da für die beiden Stromrichter in diesem Szenario dieselbe Zeitkonstante mit 5 s vorgegeben ist, reagieren die Stromrichter gleichzeitig auf die Spannungssprünge. Es ist auch deutlich zu sehen, dass wegen der verschiedenen Netzanschlusspunkte die Stromrichter unterschiedliche Spannungssignale als Eingangsgröße haben, somit weicht ihre Leistungsausgabe leicht voneinander ab. Der Stromrichter, der eine größere Netzimpedanz hat, muss mehr Blindleistung bereitstellen und ggf. die Wirkleistungseinspeisung begrenzen. Bei der Untersuchung mit automatischer Spannungsbegrenzung ist dieser Effekt noch deutlicher (s. Abbildung 29). Da der Anlagenbetreiber, welcher seine PV-Anlagen in einem ungünstigen Netzanschlusspunkt betreibt, durch diesen Effekt teilweise benachteiligt werden könnte, sollte diese Wechselwirkung bei der Umsetzung der Regelungsverfahren berücksichtigt werden.

¹ Um die Auswirkung der automatischen Spannungsbegrenzung deutlich zu zeigen, wird der Betrag der Impedanz Z₂ beim Szenario 6 entsprechend angepasst.

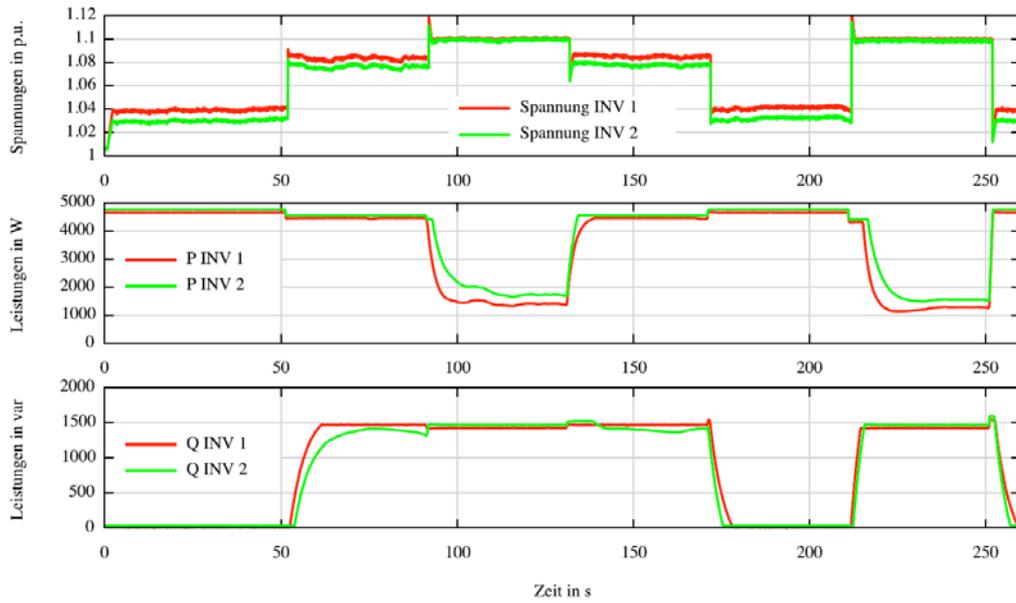


Abbildung 28:
Ergebnis des Parallelbetriebs
der Q(U)/P(U)-Regelung mit
verschiedenen Netzimpedanzen
(Szenario 5).

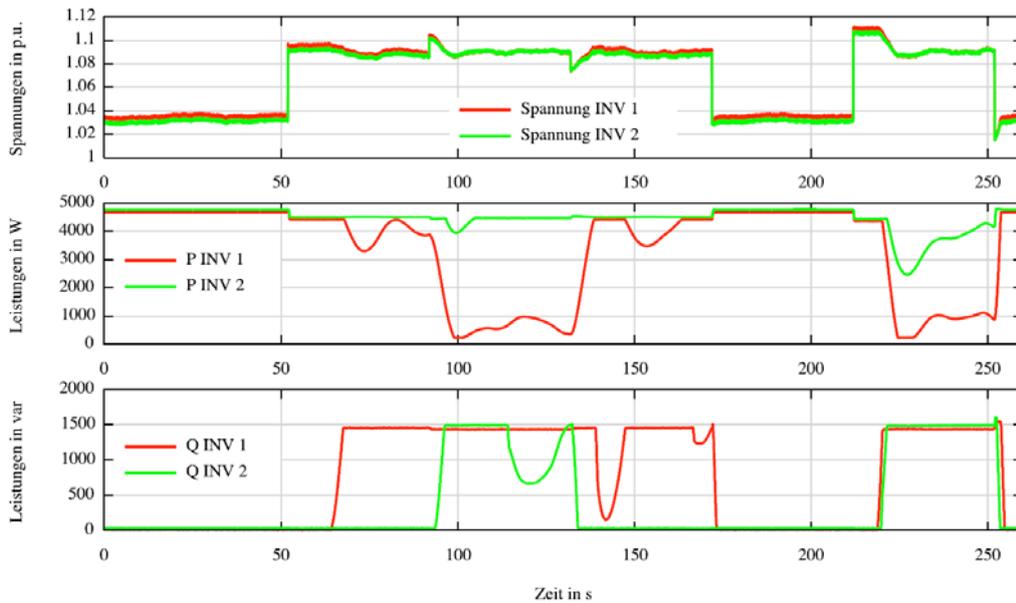


Abbildung 29:
Ergebnis des Parallelbetriebs
der Automatischen Spannungsbegrenzung mit
verschiedenen Netzimpedanzen
(Szenario 6).

Durch die Szenarien 7-10 wird die Beeinflussung von der Zeitkonstante des Spannungstiefpassfilters im Regelungsblock auf den Parallelbetrieb und Stabilität der Regelung untersucht. Die Stromrichter werden in dieser Untersuchung mit demselben Netzanschlusspunkt verbunden, damit man ausschließlich die Zeitkonstante als Beeinflussungsfaktor hat. Die Stromrichter mit der Q(U)/P(U)-Regelung reagieren zwar wie erwartet nicht gleichzeitig auf die Spannungssprünge, haben aber nach gewisser Regelzeit dieselbe Blind- und Wirkleistungsabgabe, somit ist bei der Q(U)/P(U)-Regelung keine Diskriminierung eines Stromrichters zu bemerken (s. Abbildung 30). Während der Untersuchung mit automatischer Spannungsbegrenzung wird eine solche Diskriminierung jedoch weiter verschärft (s. Abbildung 31). Da der Stromrichter, welcher eine kleine Zeitkonstante hat, immer wesentlich schneller als der andere geregelt wird, übernimmt er selbst die Regelungsaufgabe mit fast voller Blindleistungsunterstützung und ggf. Wirkleistungsabgrenzung. Somit könnte der Anlagenbetreiber massiv benachteiligt werden. Instabilitäten der Regelung wurden jedoch in den oben genannten Untersuchungen nicht bemerkt.

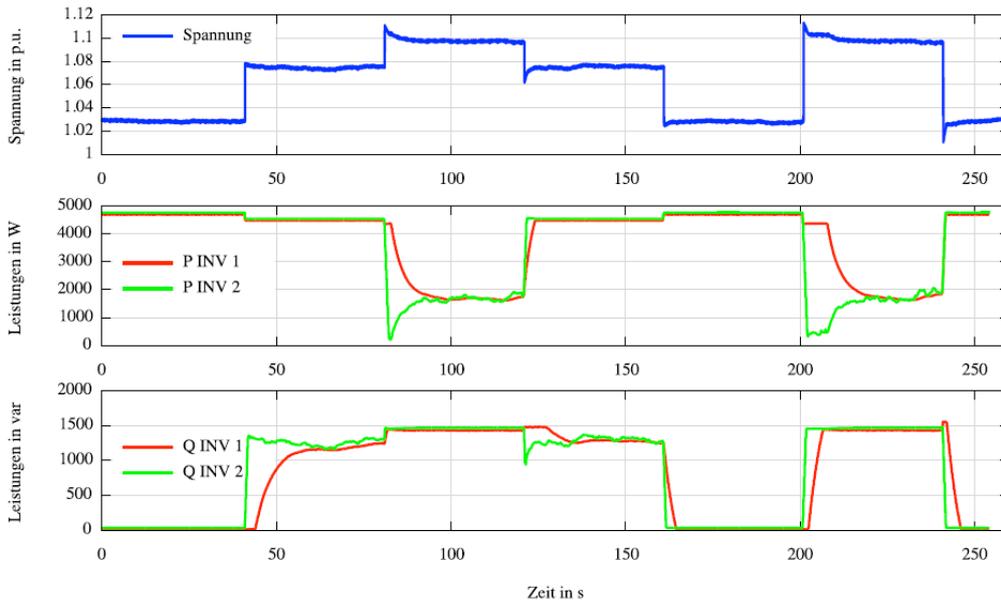


Abbildung 30:
Ergebnis des Parallelbetriebs
der Q(U)/P(U) mit verschie-
denen Zeitkonstanten (Sze-
nario 7).

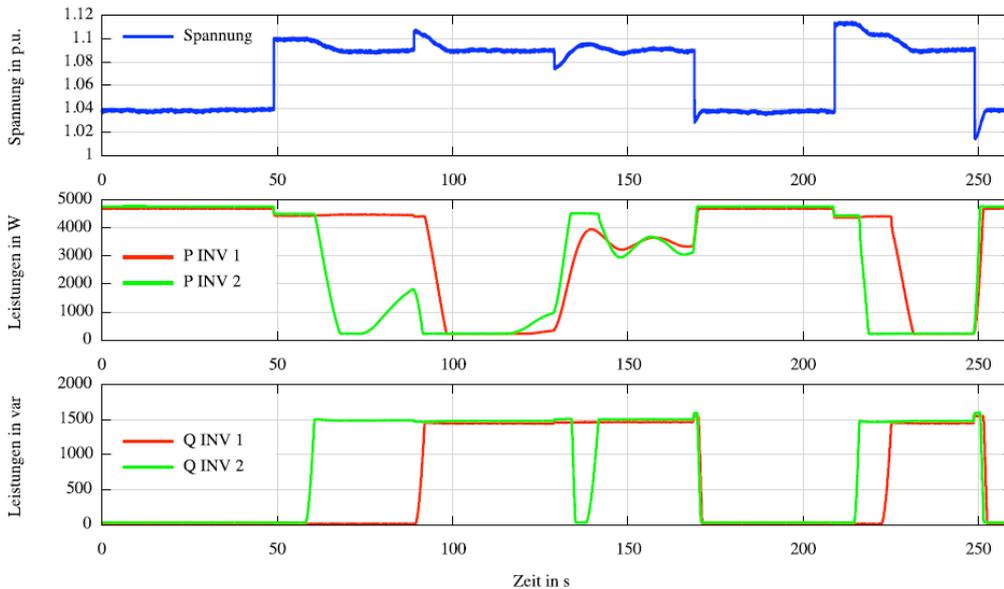


Abbildung 31:
Ergebnis des Parallelbetriebs
der automatischen Span-
nungsbegrenzung mit ver-
schiedenen Zeitkonstanten
(Szenario 10).

5.2.1.5 Zusammenfassung der lokalen Regelungsverfahren

In diesem Abschnitt wurden die Verfahren Q(U)/P(U)-Regelung und ASB im Einzelbetrieb und im Parallelbetrieb untersucht. Bei beiden Verfahren wurden für die unterschiedlichen Testfälle im Einzel- und Parallelbetrieb keine Auffälligkeiten bezüglich der Stabilität festgestellt. Die Q(U)/P(U)-Regelung zeigt im Einzelbetrieb das erwartete Verhalten der Systemsimulation und die Dynamik der Regelung kann über die Zeitkonstante des Tiefpassfilters gezielt eingestellt werden. Beide lokale Regelungen zeigen ein hohes Netzstützungspotential bezüglich der Spannungshaltung, welches allerdings von der jeweiligen Netzimpedanz abhängig ist. Eine zusätzliche Systemtotzeit wegen der Messung oder Signalverarbeitung kann ein grenzstabiles Verhalten der Regelung hervorrufen, welche aber durch Auswahl einer geeigneten PT1-Zeitkonstante des Regelungsblocks vermieden werden kann.

Im Parallelbetrieb verhalten die Stromrichter sich mit den lokalen Regelungen $Q(U)/P(U)$ und ASB stabil und zeigen nahezu das gleiche Verhalten unter identischen Bedingungen. Werden verschiedene Netzimpedanzen in der Untersuchung vorgegeben, reagieren die Stromrichter mit $Q(U)/P(U)$ -Regelung zwar gleichzeitig auf Spannungssprünge, erreichen allerdings unterschiedliche Endwerte bei der Q- und P-Ausgabe. Und mit verschiedenen Zeitkonstanten reagieren die Stromrichter mit $Q(U)/P(U)$ -Regelung zwar nicht gleichzeitig, erreichen bei der Q- und P-Ausgaben allerdings dieselben Endwerte.

Im Parallelbetrieb der Automatischen Spannungsbegrenzung sind die Netzimpedanzen und Zeitkonstanten allerdings relevante Beeinflussungsfaktoren für die Aufteilung der Regelungsaufgabe. Der Wechselrichter mit geringerer Netzimpedanz und höherer Kurzschlussleistung beteiligt sich in geringerem Maß an der Spannungshaltung durch Blindleistungsbereitstellung und speist gleichzeitig mehr Wirkleistung ein, als der Wechselrichter am spannungskritischen Netzausläufer. Dadurch können einzelne Anlagen benachteiligt werden.

Unter Berücksichtigung der Ergebnisse aus Einzel- und Parallelbetrieb erweist sich die $Q(U)/P(U)$ -Regelung als praxistauglicher. Aufgrund des hohen Potentials der ASB bezüglich der Spannungshaltung wird diese Methode als mögliche Option für Wechselrichter an kritischen Verknüpfungspunkten gesehen. Für diese einzelnen Wechselrichter kann eine Detailoptimierung der Regelung vorgenommen werden.

5.2.2 Untersuchung zentraler Regelungsverfahren

Die Implementierung der lokalen $Q(U)/P(U)$ -Regelung in den PV-Anlagen im Niederspannungsnetz zeigt zwar ein hohes Spannungsstützungspotenzial, kann aber zu einem Anstieg des Blindleistungsflusses im Niederspannungsnetz und den übergeordneten Netzebenen führen. Der Verteilnetzbetreiber hat wiederum die Aufgabenstellung, den Blindleistungsaustausch mit den übergeordneten Übertragungsnetzbetreiber innerhalb definierter Grenzwerte zu halten.

In diesem Abschnitt wird zusätzlich ein zentrales Regelungsverfahren entwickelt, welches dem Verteilnetzbetreiber ermöglicht, den Blindleistungsaustausch am Netzübergabepunkt HS/MS trotz erhöhten Q-Bezug der PV-Wechselrichter im Niederspannungsnetz zu minimieren. In diesem Regelungsverfahren wurden die blindleistungsfähigen PV-Wechselrichter im Mittelspannungsnetz und der Stufensteller des UW-Transformators zusammen angesteuert. Ein vereinfachter Programmablaufplan der entwickelten Regelung ist in Abbildung 32 dargestellt.

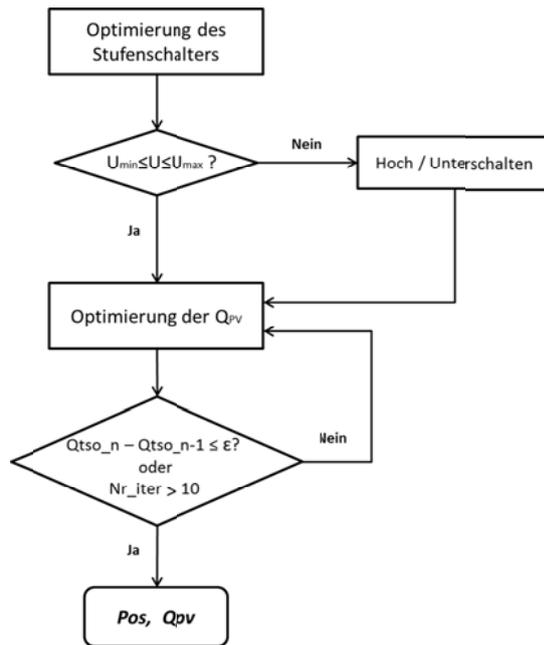


Abbildung 32:
Programmablaufplan der zentralen
Regelung zur Minimierung des
Blindleistungsaustauschs am
HS/MS-Netzverknüpfungspunkt

Das zentrale Regelungsverfahren besteht hauptsächlich aus zwei Optimierungsschritten. Im ersten Schritt wird die Stufensteller-Position des UW-Transformators zum Zweck Minimierung des Blindleistungsaustausches eingestellt. Randbedingung für die Optimierung ist eine absolute Einhaltung der vorgegebenen Spannungsgrenze im MS-Netz. Nach dem der Stufensteller auf seine optimale Position gestuft wurde, erfolgt dann der zweite Optimierungsschritt. Der Blindleistungsbezug der MS PV-Anlagen wird nach der Stufenstellung so berechnet, dass der Q-Austausch am Netzübergabepunkt HS/MS möglichst auf 0 kompensiert werden kann. Die Spannungshaltung ist in diesem Optimierungsschritt ebenfalls als wichtige Randbedingung berücksichtigt. Ergebnisse des zentralen Optimierers sind dann eine optimale Stufenposition des UW-Trafo's und die Sollwerte der Q-Bereitstellung aller MS PV-Anlagen.

Der verwendete Optimierungsalgorithmus:

Das in Abbildung 32 gezeigte Optimierungsverfahren wird in der Mathematik als "Solve constrained linear least-squares problems" betrachtet und durch die folgende Zielfunktion realisiert:

$$\min \frac{1}{2} \|C \cdot x - d\|^2 \text{ und } \begin{cases} A \cdot x \leq b \\ lb \leq x \leq ub \end{cases}$$

Mit: $x = Q_{PV}$, $C = \frac{dQ_{UW}}{dQ_{PV}}$, $d = Q_{UW,soll} - Q_{UW,ist}$, $Q_{UW,soll} = 0$

$$A = \frac{dU_{Netz}}{dQ_{PV}}, \quad b = U_{max}, \quad ub = Q_{PV,max}, \quad lb = Q_{PV,min}$$

Q_{PV} : Blindleistungsbezug der PV-Anlagen im Mittelspannungsnetz

Q_{UW} : Blindleistungsaustausch am Netzübergabepunkt HS/MS (NÜP)

$Q_{UW,soll}$, $Q_{UW,ist}$: Sollwert und Istwert des Blindleistungsaustausches am NÜP

$Q_{PV,max}$, $Q_{PV,min}$: Maximaler und minimaler Blindleistungsbezug der MS PV- Anlagen (Optimierungsbeschränkung)

U_{Netz} : Knotenspannung im Mittelspannungsnetz

U_{max} : Spannungsgrenze im MS-Netz (Optimierungsbeschränkung)

Da der Zusammenhang zwischen Q_{UW} und Q_{PV} nur quasilinear ist, wird die Optimierung iterativ durchgeführt. Die folgenden Beschränkungen werden in jeder Iteration berücksichtigt:

- Spannungsgrenze in MS-Netz (0.96 p.u ---- 1.06 p.u)
- Maximaler und minimaler $\cos\phi$ der PV-Anlagen in MV-Netz (-0.9 ---- +0.9)
- Maximale Q-Änderung in jeder Iteration $Q_{PV_max_iteration}$

Der Optimierungsalgorithmus des Blindleistungsbezuges der MS PV-Anlagen kann entsprechend wie unten beschrieben werden:

$$\min \frac{1}{2} \left\| \frac{dQ_{UW}}{dQ_{PV}} \cdot Q_{PV} + Q_{UW_ist} \right\|^2 \text{ und } \begin{cases} \frac{dU_{Netz}}{dQ_{PV}} \cdot Q_{PV} \leq 1.06 \\ -\frac{dU_{Netz}}{dQ_{PV}} \cdot Q_{PV} \leq -0.96 \\ Q_{PV} \leq Q_{PV_max_iteration} \\ -Q_{PV} \leq Q_{PV_max_iteration} \\ Q_{PV_min} \leq Q_{PV} \leq Q_{PV_max} \end{cases}$$

Mit dem Abbruchkriterium: ($Q_{UW}^n - Q_{UW}^{n-1} \leq 1kVar$) oder (Anzahl der Iteration > 10)

Die ähnliche Optimierungsgleichung wird vor der Optimierung des Blindleistungsbezuges der PV-Anlagen zunächst einmal für die Einstellung des UW-Stufenschalters verwendet. Durch dieses Zusammenspiel der MS PV-Anlagen und des UW-Transformators weist die zentrale Regelung zwar ein hohes Optimierungspotenzial auf, erfordert allerdings eine relative hohe Informationsdichte, da die folgenden Messungen für die Ausführung der Optimierung in der Leitwarte nötig sind:

- Aktueller Blindleistungsaustausch am Umspannwerk HS/MS
- Aktuelle Position des Stufenstellers des UW-Transformators
- Aktuelle Wirk- und Blindleistungseinspeisung aller MS PV-Anlagen
- Aktuelle Spannungen des ganzen MS-Netzes

Um das Optimierungspotenzial der vorgestellten zentralen Regelung quantitativ zu bestimmen, wird diese Methode in einem deutschen MS-Netz implementiert und anschließend in der Simulationsumgebung untersucht. In der MS-Ebene des Netzes stehen 5 Anlagen mit insgesamt 6,7 MVA installierter Leistung für die Optimierung zur Verfügung. Da nur aggregierte Netzmodelle für die 155 NS-Netze vorhanden sind, wird nur die lokale Regelung "Fixed $\cos\phi$ " in der NS-Ebene eingesetzt. Die folgenden Annahmen wurden während der Simulation für die beiden Regelungsverfahren verwendet.

Zentrale Regelung im MS-Netz:

- $U_{max} = 1.06$ p. u. (Die vorgegebene Spannungsgrenze im MS-Netz)
- $\cos\phi_{min} = 0.9$ (Minimaler Leistungsfaktor der PV-Anlagen im MS-Netz)
- $Q_{UW_sol} = 0$ (Minimierung des Blindleistungsaustausch am Netzübergabepunkt)

Lokale Regelung im NS-Netz:

- $\cos\phi = 1.0$ --- 0.95 induktiv (Fixed Leistungsfaktor für alle NSPV-Anlagen)

Abbildung 33 zeigt die Beeinflussung der lokalen Regelung "Fixed $\cos\phi$ " auf den Blindleistungsaustausch am Netzübergabepunkt HS/MS sowie das Optimierungspotenzial durch den Einsatz der zentralen Regelung.

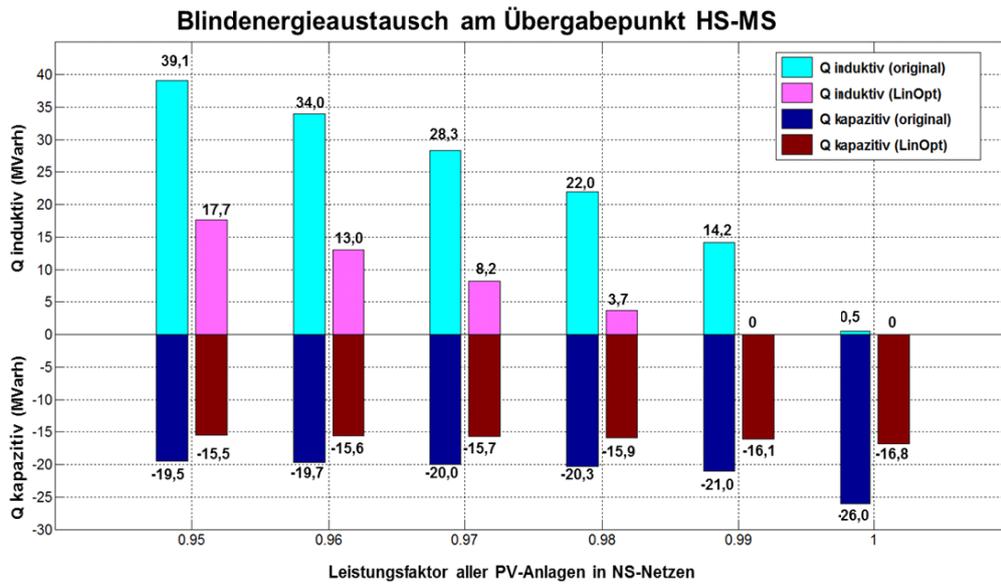


Abbildung 33: Blindenergieaustausch am Übergabepunkt HS/MS für einen klaren Sommertag bei verschiedenen Leistungsfaktoren der PV-Anlagen im Niederspannungsnetz.

Der induktive Blindenergiebezug des Verteilnetzes (hellblaue Balken) steigt bei abnehmendem Leistungsfaktor der PV-Anlagen im Niederspannungsnetz an. Durch die Nutzung der zentralen Regelung (rosa Balken) kann der induktive Blindenergiebezug des Netzes überwiegend durch den kapazitiven Blindleistungsbezug der PV-Anlagen im Mittelspannungsnetz kompensiert werden. Die kapazitive Blindenergieaufnahme des Netzes (dunkelblaue Balken) erfolgt vor allem bei geringer Netzauslastung in der Nacht. Die PV-Anlagen im Mittelspannungsnetz können aufgrund der Leistungsfaktorbegrenzung in der Nacht nicht zur Blindleistungskompensation eingesetzt werden, welches aber in der Zukunft durch den Einsatz der Wechselrichter mit "Q@Night" Fähigkeit ermöglicht werden könnte. Die Minimierung der kapazitiven Blindenergieaufnahme des Netzes erfolgt bei der zentralen Regelung (rote Balken) hauptsächlich durch die Optimierung der Stufenschaltung des HS/MS-Transformators.

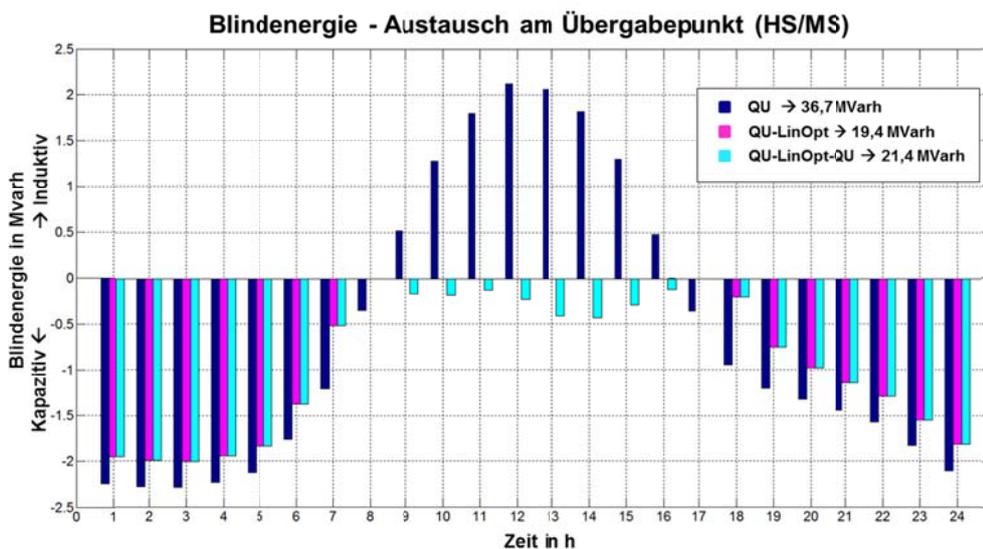


Abbildung 34: Wechselwirkung zwischen zentraler und lokaler Q(U)-Regelung.

Abbildung 34 zeigt die Wechselwirkung zwischen zentraler und lokaler Q(U)-Regelung. Der Blindenergieaustausch am HS/MS-Verknüpfungspunkt wird nach Stunden und Regelungsreihenfolge sortiert. In der Legende sind zusätzlich die Tagessummen des

Blindleistungsaustausches dargestellt. Wird nur die lokale Q(U)-Regelung im NS-Netz eingesetzt, beträgt der Blindenergieaustausch ca. 36,7 MVarh an einem sonnigen Tag. Optimiert man das Netz weiterhin mit der zentralen Regelung, wird er Q-Austausch im idealen Fall auf 19,4 MVarh reduziert. Weil die Q(U) Regelung selbst eine autonome Regelungsmethode ist, reagiert diese wiederum auf die hervorgerufenen Spannungsänderungen der zentralen Regelung im MS-Netz. Die Regelungsgenauigkeit der zentralen Regelung wird bei aktiver Q(U)-Regelung in der NS-Ebene somit verringert, so dass im Endeffekt ca. 2 MVarh mehr Blindenergieaustausch am HS/MS-Verknüpfungspunkt auftreten.

Fazit:

- Durch die Nutzung eines zentralen Regelungsverfahrens kann der Blindleistungsaustausch am Netzübergabepunkt HS/MS deutlich reduziert bzw. optimiert werden.
- Das Optimierungspotenzial der zentralen Regelung wird durch den Einsatz der Q(U)-Regelung im NS-Netz leicht beeinträchtigt.

Mögliche Fragestellungen für die zukünftige Untersuchung:

- Wie kann die zentrale Regelung weiter entwickelt werden, damit sie weniger Kommunikation und Sensorik erfordert?
- Wie kann die Wechselwirkung zwischen der zentralen Regelung und lokaler Q(U)-Regelung antizipiert werden.

5.2.3

Wechselwirkung zwischen Traforegelung und lokaler PV-Regelung

Die Blindleistungsregelung von PV-Anlagen kann die Spannungshaltung in einem Netzgebiet unterstützen und folglich die PV-Aufnahmefähigkeit des Netzgebietes erhöhen. Im Rahmen des Projekts PV-Symphonie wurde der Fragestellung nachgegangen, ob die Blindleistungsregelung fluktuierender Erzeuger wie PV-Anlagen eine Auswirkung auf die Regelung von Verteilnetztransformatoren aufweist. Vorarbeiten zu der Untersuchung wurden im Rahmen des Projektes PV-Integrated (FKZ 0325224) durchgeführt. Anhand detaillierter Simulationen eines realen MS-Netzes wird der Parallelbetrieb zweier praxisrelevanter Regelungsverfahren des Umspannwerks-Transformators (UW-Transformator) und die nach BDEW-Mittelspannungsrichtlinie vorgesehenen lokalen Blindleistungsregelungsverfahren der PV-Anlagen im Mittelspannungsnetz untersucht. Die Abbildung 35 gibt eine Übersicht der untersuchten Regelungsverfahren im Parallelbetrieb.

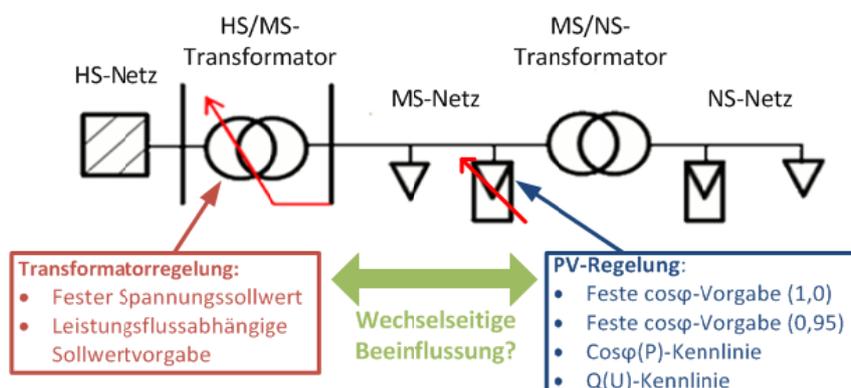


Abbildung 35:
Übersicht der untersuchten
lokalen Regelungsverfahren
im Parallelbetrieb [Staffel-
stein 2014]

Die Untersuchungen zeigen, dass die Blindleistungsregelung von PV-Anlagen, insbesondere an Tagen mit wechselhafter Solareinstrahlung (Wolkenzug), zu einer deutlichen Zunahme der Blindleistungsfluktuationen über den UW-Transformator führen kann. Der Blindleistungsfluss über den UW-Transformator hat wiederum Auswirkungen auf die Häufigkeit und den Zeitpunkt von Schalthandlungen des UW-Stufenstellers. Der Parallelbetrieb von PV-Anlagen- und Transformatorregelung wird in den Untersuchungen anhand der Kriterien Anzahl der Stufenschaltungen des Transformators und Wirksamkeit bei der Spannungshaltung bewertet. Weiterführend werden Verbesserungspotenziale der Transformatorregelung im Parallelbetrieb mit der PV-Anlagenregelung aufgezeigt und diskutiert. Ausführliche Ergebnisse der Untersuchung sind in [13] veröffentlicht.

Fazit:

- Die Auswirkung der PV-Anlagenregelung auf die Transformatorregelung unterscheiden sich zum Teil deutlich zwischen den untersuchten Regelungsverfahren
- HS/MS-Transformatorregelung auf festen Spannungssollwert:
 - Die Blindleistungsregelung von PV-Anlagen kann zu einer Erhöhung der Anzahl der Transformatorstufungen führen
 - Die Spannungsabhängigkeit der $Q(U)$ – Regelung wirkt zusätzlichen Transformatorstufungen entgegen und es werden im Vergleich zu den Szenarien mit fester $\cos\phi$ -Vorgabe und $\cos\phi(P)$ -Regelung der PV-Anlagen weniger Transformatorstufungen ermittelt
- HS/MS-Transformatorregelung mit leistungsflussabhängigem Sollwert:
 - Die leistungsflussabhängige Transformatorregelung verbessert die Spannungshaltung im Netzgebiet, führt allerdings auch zu einer Erhöhung der Anzahl der Transformatorstufungen
 - Die Blindleistungsregelung von PV-Anlagen führt z.T. zur Reduktion der Anzahl der Transformatorstufungen
- Durch eine Anpassung der Parametrierung der lokalen Regelung (z. B. Verzögerungskennlinie, zulässige Regelabweichung des Transformatorstufenstellers) kann der Parallelbetrieb von PV-Anlagenregelung und Transformatorregelung in Bezug auf Spannungshaltung und Minimierung der Schalthandlungen weiter verbessert werden

Die folgenden Publikationen zum Thema "Schnelle Leistungsregelung netzgekoppelter PV-Stromrichter" wurden im Rahmen des Projektes veröffentlicht:

- T. Stetz, "Autonomous Voltage Control Strategies in Distribution Grids with photovoltaic System – Technical and Economical Assessment", Dissertation, Universität Kassel, Fachgebiet Energiemanagement und Betrieb elektrischer Netze, Kassel, 2013.
- T. Stetz, M. Kraiczy, K. Diwold, E. Kämpf, J.-C. Töbermann, D. Geibel, M. Braun, "Netzparallelbetrieb von Photovoltaikanlagen und regelbaren Transformatoren", ETG-Kongress, Berlin, 2013.
- M. Kraiczy, T. Stetz, S. Schmidt, M. Braun, G. Wirth, J. Brantl, "Rückwirkung der Blindleistungsbereitstellung von PV-Anlagen auf die Regelung von Verteilnetztransformatoren" 29. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2014.
- H. Wang, T. Stetz, M. Kraiczy, A. Birk, J.-C. Töbermann, M. Braun, "Parallel Operation of Photovoltaic Inverters with Autonomous Voltage control Strategies

Comparison of Q(V)/P(V) and Automatic Voltage Limitation“, 29. European PV Solar Energy Conference and Exhibition (EU PVSEC), Amsterdam, 2014.

- T. Kral, „Implementierung und Analyse von Regelungsalgorithmen zur Spannungshaltung durch Photovoltaik-Wechselrichter mittels Rapid Control Prototyping“, Masterarbeit, Fraunhofer IWES, Kassel 2013.
- A. Birk, „Untersuchung des dynamischen Verhaltens verschiedener spannungsabhängiger Wirk- und Blindleistungsregelungsverfahren dezentraler Energieerzeugungsanlagen“, Masterarbeit, Fraunhofer IWES, Kassel, 2014.

5.3

Verbesserung der Netzstabilität bei Spannungs- und Frequenzstörungen

5.3.1

Hintergrund

Abbildung 36 zeigt eine Auswertung der EEG-Stammdaten (Stand 2014/11) hinsichtlich der Durchdringung von PV. Aktuell sind danach etwa 60 % der installierten PV-Leistung im Niederspannungsnetz angeschlossen. Betrachtet man Netzebenen <110 kV, d.h. Nieder- und Mittelspannungsebene, sind über 90 % der PV-Erzeugungslleistung dort installiert bei einer Gesamtleistung von etwa 37 GW.

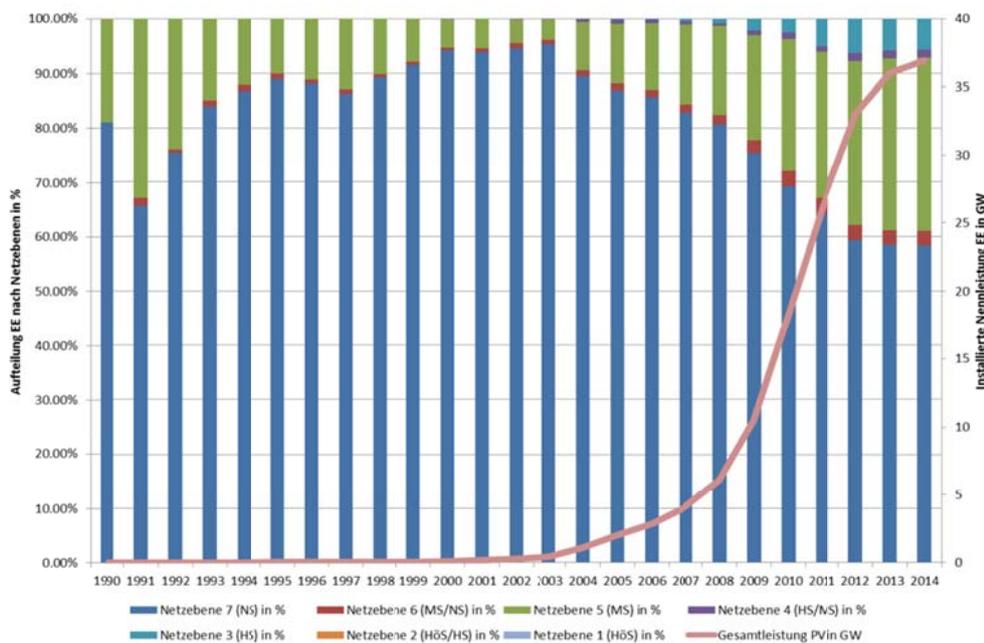


Abbildung 36: Installierte Photovoltaik-Leistung in Deutschland aufgeteilt nach Netzebenen. Eigene Auswertung, Datenbasis: <http://www.energymap.info>

Aufgrund der insgesamt sehr großen installierten Erzeugungskapazität muss auch das Verhalten im Fehlerfall betrachtet werden. Beispielsweise können Spannungseinbrüche unterschiedlicher Tiefe, z. B. resultierend aus Netzfehlern zu einem Abschalten der Erzeugungseinheiten aufgrund einer Unterspannung führen. Durch den zusätzlichen Verlust von Erzeugungskapazität nach Wiederkehr der Spannung in den normalen Betriebsbereich würde das Netz zusätzlich geschwächt werden. Dies bringt einen Einfluss auf das Verhalten der Netzfrequenz mit sich. Dieses Arbeitspaket untersucht deshalb Möglichkeiten von Erzeugungseinheiten im Niederspannungsnetz zur Netzstützung bei Spannungs- und Frequenzabweichungen. Hierbei werden folgende zwei Schwerpunkte gesetzt:

Untersuchung der Spannungsstützung im Niederspannungsnetz durch dynamische Netzstützung mit Blindstromeinspeisung:

Für im Niederspannungsnetz installierte PV-Systeme bestehen in Deutschland derzeit keine Anforderungen zum Durchfahren von Spannungseinbrüchen. In diesem Arbeitspaket soll ein Beitrag zur Frage geleistet werden, ob PV-Systeme mit Anschluss im Niederspannungsnetz Systemdienstleistungen im Spannungsfehlerfall erbringen sollen. Hierbei wird insbesondere die Blindstromeinspeisung betrachtet. Abbildung 37 zeigt

die bestehende Anforderung für die Spannungsstützung durch Blindstrom im Spannungsfehlerfall aus dem Transmission Code 2007. Die BDEW Mittelspannungsrichtlinie [1] verweist auf diese Grafik, daher gilt diese Anforderung gleichermaßen für Einspeiser mit Anschluss an das Übertragungs- oder Mittelspannungsnetz. Dies wird in den hier durchgeführten Untersuchungen auch für die Erzeuger im NS-Netz verwendet und der Einfluss auf das Netzverhalten untersucht.

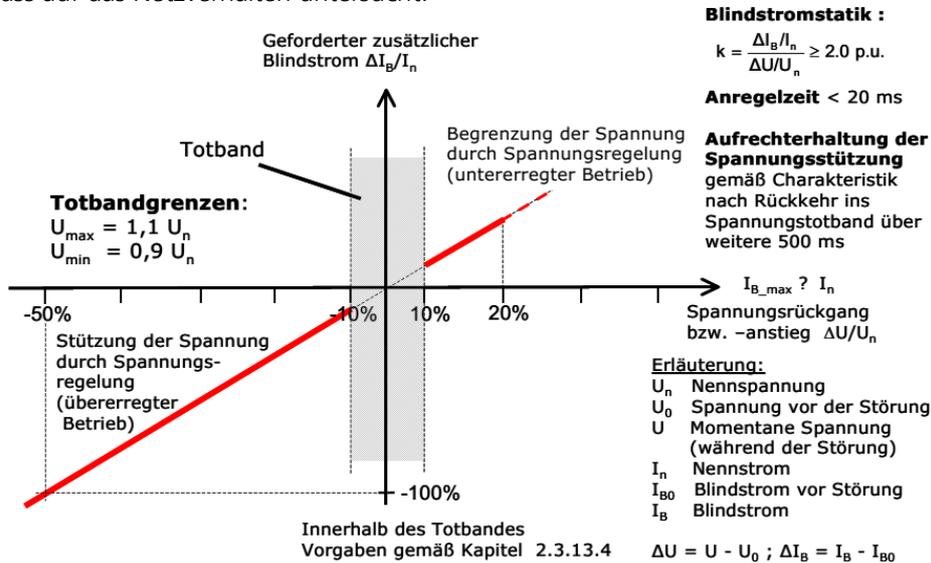
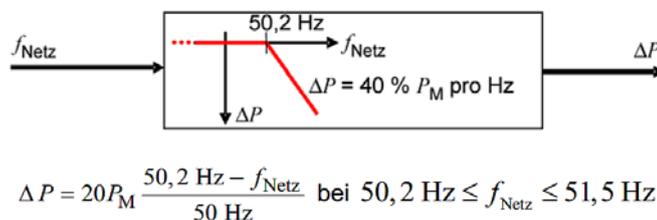


Abbildung 37: Blindstromstatik für den Spannungsfehlerfall aus dem BDEW TransmissionCode 2007 [14].

Verhalten von PV-Stromrichtern bei Frequenzabweichungen:

Aufgrund der stärkeren Durchdringung stromrichtergekoppelter Erzeuger wird erwartet, dass sich das Frequenzverhalten ändern wird. Daher sollen mögliche Einflüsse der Stromrichter auf das Frequenzverhalten aufgezeigt werden, sowie heutige und zukünftige Anforderungen an PV-Stromrichter zur Stützung der Frequenz bewertet werden. Für PV- Systeme im deutschen Stromnetz wurde im September 2011 das sogenannte »50,2 Hz Problem« beschrieben [1], [15]. Als Resultat sind seit 2012 technische Nachrüstungen an bestehenden PV-Anlagen erfolgt. Analog dazu sind Anforderungen für PV- Systeme mit Anschluss in 400 V Niederspannungsnetzen bezüglich des Verhaltens bei Überfrequenz in der Anwendungsregel VDE-AR-N 4105 neu formuliert worden [2] (siehe Abbildung 38). Diese Anforderungen werden mit internationalen Anforderungen verglichen. Weiter wird die technische Machbarkeit eines Beitrags von PV-Batterie-Systemen zu einer erweiterten Frequenzstützung untersucht.



P_M momentan erzeugte Leistung bei Überschreitung von 50,2 Hz

P Leistungsreduktion

f_{Netz} Netzfrequenz

Im Bereich $47,5 \text{ Hz} \leq f_{\text{Netz}} \leq 50,2 \text{ Hz}$ keine Einschränkung.

Bei $f_{\text{Netz}} \leq 47,5 \text{ Hz}$ und $f_{\text{Netz}} \geq 51,5 \text{ Hz}$ Trennung vom Netz.

Abbildung 38: Anforderung zu Wirkleistungsabsenkung bei Überfrequenz aus VDE-AR-N 4105 [2].

5.3.2

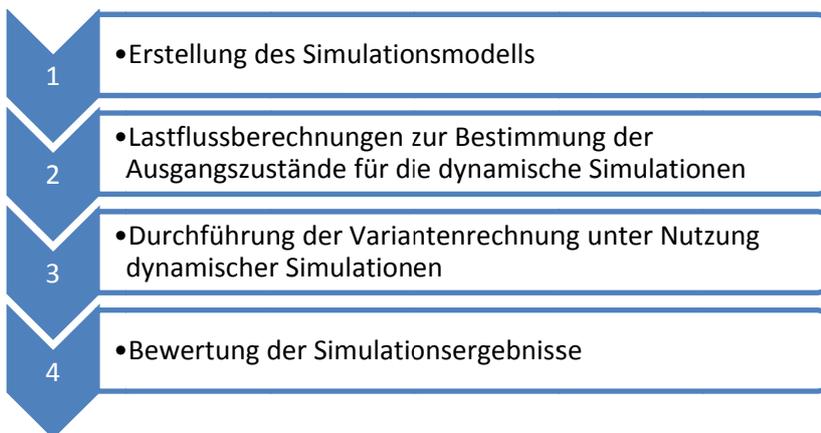
Spannungsstützung im Niederspannungsnetz durch dynamische Netzstützung mit Blindstromspeisung

Nachfolgend werden die wesentlichen Arbeiten und Ergebnisse zusammenfassend beschrieben. Eine detaillierte Beschreibung der Arbeiten ist im Anhang in Kapitel **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** zu finden.

5.3.2.1

Methodik

Die angewendete Methodik ist nachfolgend dargestellt. In einem ersten Schritt wird das Simulationsmodell erstellt. Dazu werden relevante Elemente identifiziert, die sowohl statisch als auch dynamisch nachgebildet werden müssen. Falls Modellvorschläge in der Literatur schon bekannt und verfügbar sind, werden geeignete Ansätze ausgewählt und parametrisiert. Nicht verfügbare Modelle werden selbst entwickelt. In einem zweiten Schritt werden Lastflussberechnungen des betrachteten Netzes durchgeführt, um den Ausgangszustand für die dynamischen Untersuchungen ermitteln zu können. Dabei wird insbesondere darauf geachtet, dass der Ausgangszustand ein Extrem-Szenario darstellt, um die maximalen Auswirkungen ermitteln zu können. Im dritten Schritt werden Variantenrechnungen unter Nutzung dynamischer Simulation durchgeführt. Hierbei werden sowohl verschiedene Fehlerimpedanzen als auch verschiedene Spannungseinbruchtiefen betrachtet. Abschließend werden die Simulationsergebnisse bewertet.



5.3.2.2

Erstellung des Simulationsmodells

Für die Simulationsrechnungen wird die Nieder- und Mittelspannungsebene detailliert unter Nutzung von dynamischen Modellen nachgebildet, während die höheren Netzebenen durch ein Ersatznetz zusammengefasst werden. Die detaillierte Beschreibung ist in Kapitel 7.1 gegeben, nachfolgend werden die wesentlichen Punkte zusammengefasst dargestellt:

1. Parametrierung eines statischen und dynamischen externen Netzes, das das aggregierte, übergelagerte Transportnetz mit den daran angeschlossenen Kraftwerken nachbildet.

2. Auswahl und Anpassung von vorhandenen Beispielnetzen der Nieder- und Mittelspannungsebene für die Untersuchungen. Aufgrund der Größe und Komplexität des Beispielnetzes wurden umfangreiche Skriptlösungen zu automatisierten Netzmodifikation und -berechnung in PowerFactory sowie zur Datenauswertung in Matlab implementiert.
3. Auswahl und Parametrierung eines vorhandenen Lastmodells. Für die Parametrierung wurde eine umfangreiche Literaturrecherche betrieben und eine entsprechend begründete Parameterauswahl vorgenommen.
4. Entwicklung, Implementierung und Verifizierung eines dynamischen PV-Anlagen Modells, bestehend aus PV-Panel und Stromrichter. Die detaillierte Modellbeschreibung ist in Kapitel 7.1.3 zu finden. Bei diesem Modell wurde besonderer Wert auf die Modellierung des Verhaltens der PV-Panels, Abbildung des DC-Zwischenkreises und Grid-Code konformes Verhalten bei Netzfehlern gelegt (siehe Abbildung 39, Abbildung 40 und Abbildung 41). Insbesondere die Nachbildung des DC-Zwischenkreises stellt eine Weiterentwicklung herkömmlicher Modelle, die für die Zertifizierung genutzt werden, dar. Die Ergebnisse des dynamischen PV-System Modells wurde mit Messungen eines realen PV-Systems verglichen und zeigen eine gute Übereinstimmung. Beispielhaft ist in Abbildung 42 der Vergleich zwischen Messung und Simulation bei einem Einbruch auf 30 % verbleibende Spannung und einer Blindstromstatik von $k=2$ gezeigt.

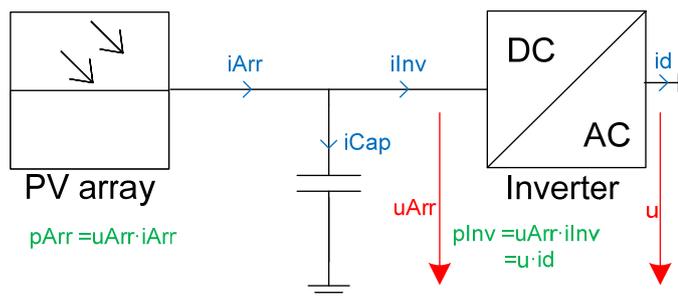


Abbildung 39: Blockschaltbild mit AC- und DC-seitige Variablen.

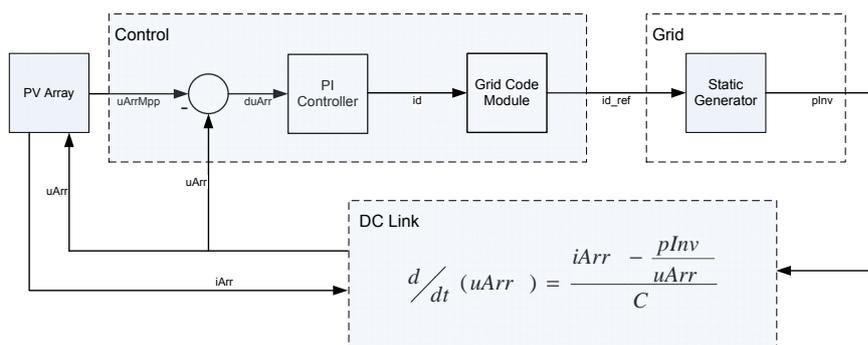


Abbildung 40: Schematische Darstellung der geschlossenen Wirkleistungsregelungskette des entwickelten PV-Modells.

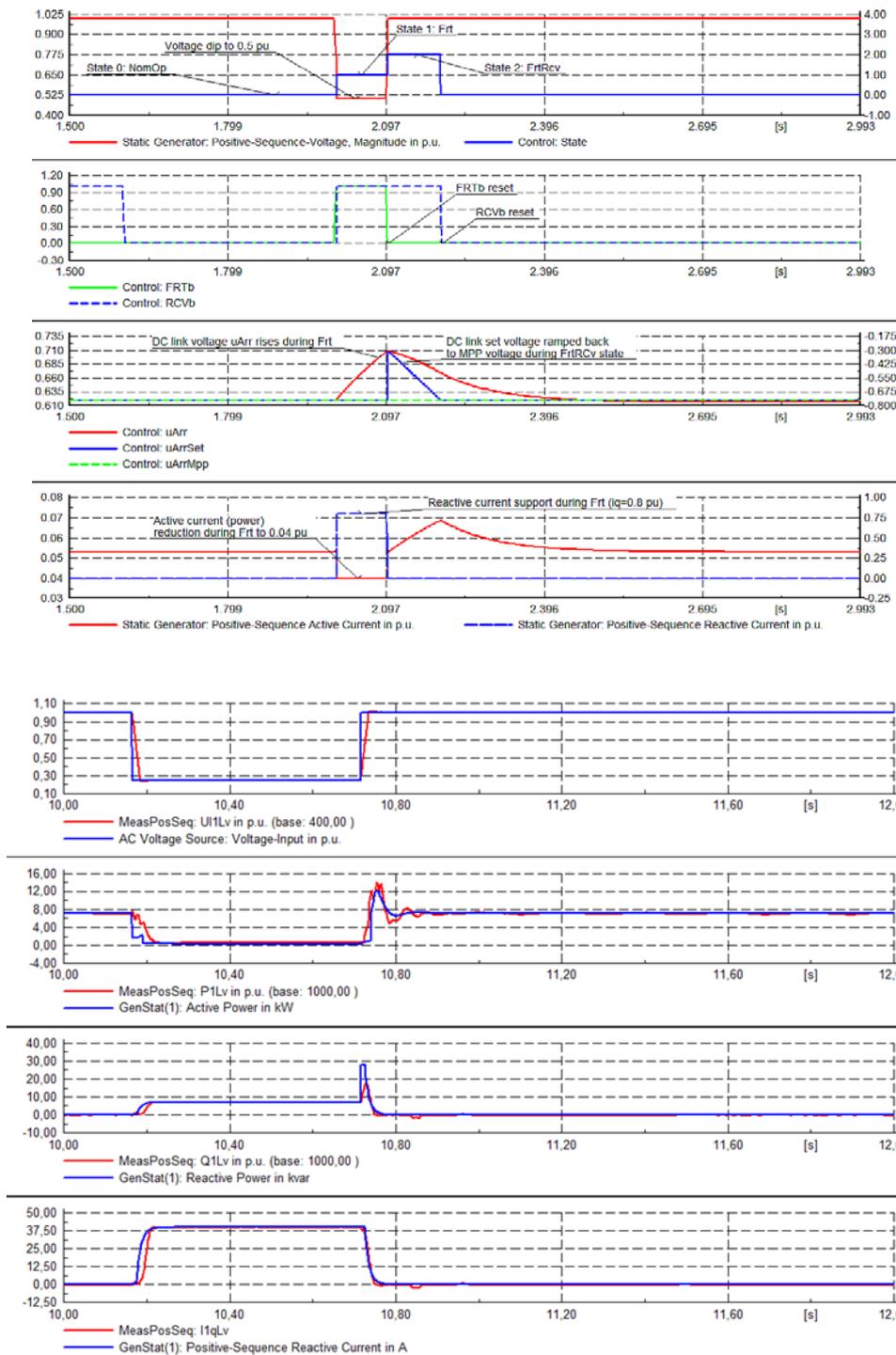


Abbildung 41: Reaktion des PV-Systemmodelles mit internen Signalen bei einem Spannungseinbruch.

Abbildung 42: Gemessene (rot) und simulierte (blau) Werte für einen Spannungseinbruch auf 30 % verbleibende Spannung und Blindstromstatik $k=2$.

5.3.2.3 Lastflussberechnungen

Zur Bestimmung eines Ausgangszustands für die dynamische Simulation wurden Lastflussberechnungen durchgeführt. Dies erfolgte vor allem vor dem Hintergrund, dass die Betriebsgrenzen des betrachteten Netzes unter Verwendung aktueller Normen und Vorschriften sowie unter dem Einfluss von variabler Netzkurzschlussleistung oder Anzahl von PV-Systemen ermittelt werden konnten. Auf Grundlage dieser Erkenntnisse

wurde eine Eingrenzung der Szenarien für die dynamischen Simulationen getroffen. Die detaillierten Arbeiten sind in Kapitel 7.2 beschrieben.

5.3.2.4 Durchführung der Variantenrechnungen

Für die Tiefe und Dauer des Spannungseinbruches werden Werte entsprechend der Forderung der BDEW Mittelspannungsrichtlinie aus Abbildung 135 gewählt.

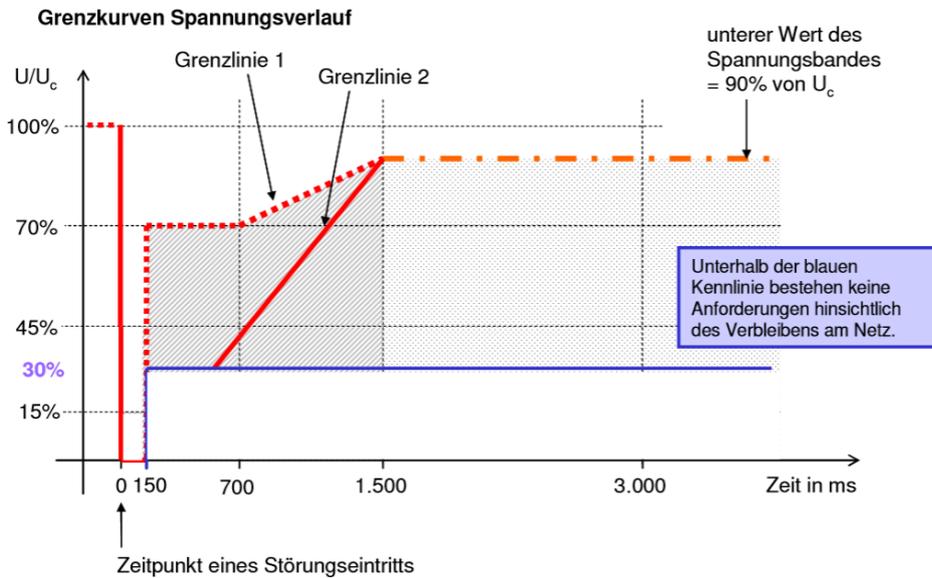


Abbildung 43: Die Grenzlinie 2 zeigt Anforderungen an Typ 2 Anlagen (=kein direkt gekoppelter Synchrongenerator) bezüglich des Durchfahrens von Spannungsfehlern [1].

Die Grenzlinie 2 wird dabei als reine Darstellung von Wertepaaren verstanden und nicht als Gesamtprofil. Das heißt, der Spannungsfehler kann durch eine Fehlerquerimpedanz simuliert werden, welche für die Dauer des Kurzschlusses zugeschaltet wird (on/off Fall). Für den ohmschen Anteil der Fehlerquerimpedanz wird gemäß [16] ein Verhältnis $R/X=0.1$ angenommen. Weitere variable Simulationsparameter waren die Statik der Blindstromeinspeisung und die verwendete Fehlerimpedanz. Die detaillierten Simulationsverläufe sind in Kapitel 7.3 beschrieben.

5.3.2.5 Bewertung der Ergebnisse

Die Simulationsrechnungen zeigen (Zusammenfassung siehe Tabelle 6), dass der Effekt der Spannungsstützung im Spannungsfehlerfall durch Blindstromeinspeisung der PV-Systeme ersichtlich, jedoch nur sehr marginal ausgeprägt ist.

Fehlerimpedanz am externen Netz	Spannung am externen Netz für LVRT off [pu]	Spannung am externen Netz für $k=0$ [pu]	Spannung am externen Netz für $k=2$ [pu]
$(0,05+j\cdot0,5) \Omega$	0.101	0.101	0.103
$(0,2+j\cdot2) \Omega$	0.309	0.309	0.316
$(1+j\cdot10) \Omega$	0.691	0.691	0.697

Tabelle 6: Zusammenfassung der Ergebnisse der dynamischen Simulation bezüglich Spannungsstützung durch Blindstrom.

Begründen lässt sich der gering ausgeprägte Effekt der Spannungsstützung mit dem geringen SCR-Verhältnis bzw. hohem R/X Wert am Anschlusspunkt der jeweiligen PV-Systeme.

Gemäß den Untersuchungen in diesem Bericht erscheint eine Forderung an PV-Systeme im Niederspannungsnetz die Spannung durch Blindstrom im Spannungsfehlerfall zu stützen als nicht sinnvoll in naher Zukunft.

Die Untersuchungsszenarien in diesem Bericht wurden gezielt mit Fokus auf die Verhältnisse im Niederspannungsnetz gewählt, somit sind die Ergebnisse nicht übertragbar auf andere Netzebenen.

5.3.3 Verhalten von PV-Stromrichtern bei Frequenzabweichungen

In Abbildung 38 ist beschrieben, wie sich PV-Stromrichter mit Anschluss im Niederspannungsnetz bei Frequenzabweichungen verhalten zu haben. Hierbei wird nur eine Wirkleistungsreduktion ab einer Frequenz von 50,2 Hz gefordert. Bei geringeren Frequenzen kann der PV-Stromrichter die maximal zur Verfügung stehende Leistung einspeisen. Zum Vergleich mit zukünftigen europäischen Anforderungen wurde der *Network Code on Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators (RfG)* [17] der ENTSO-E untersucht (Stand 2013). Es ist anzumerken, dass hier die Anforderungen hinsichtlich Inertia, die im ENTSO-E Grid Code genannt werden, nicht betrachtet werden.

5.3.3.1 Anforderungen zur Frequenzstützung im ENTSO-E Network Code

Die Anforderungen werden für verschiedene Kategorien von Kraftwerksgrößen (Power Generation Modules PGM), die anhand Kraftwerksleistung und Spannungsebene kategorisiert werden, unterschiedlich gestaltet. Tabelle 7 gibt einen Überblick der Einteilung der PGM nach Typ A bis Typ D. Ferner kann ein PGM entweder aus Synchrongeneratoren bestehen, oder ein Power-Park-Modul (PPM) sein. PV-Systeme sind der Kategorie PPM zugeordnet.

Tabelle 7: Spannungs- und Leistungslimits für «Continental Europe» nach [17]

<i>PGM</i>	<i>Spannung am Netzanschlusspunkte in kV</i>	<i>Minimale Leistung in kW</i>
Type A	< 110	≥ 0,8
Type B	< 110	≥ 1000
Type C	< 110	≥ 50000
Type D	≥ 110	≥ 75000

Der Betriebsbereich der Frequenz ist in [17] in drei Abschnitte (Unterfrequenz, Normalbetrieb und Überfrequenz) aufgeteilt. Nachfolgend sind die vorgeschlagenen Funktionen zur Frequenzstützung nach [17] dargestellt. Die genaue Beschreibung der Funktionalität kann dem Network Code entnommen werden.

<p>LFSM-U: Limited Frequency Sensitive Mode Under-frequency</p> <p>Die Wirkleistungssteigerung soll ab einer Frequenz zwischen 49,5 Hz und 49,8 Hz beginnen und mit einer Steigung von 2 % bis 12 % erfolgen. Die genauen Werte legt der jeweilige Übertragungsnetzbetreiber fest.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Synchronous Power Generating Modules: P_{ref} is the Maximum Capacity • Power Park Modules: P_{ref} is the actual Active Power output at the moment the LFSM-O threshold is reached or the Maximum Capacity, as defined by the Relevant TSO, while respecting the provisions of Article 4(3)
<p>FSM: Frequency Sensitive Mode</p> <p>Der Wirkleistungshub soll zwischen 1,5 % und 10 % der maximalen Leistung P_{max} liegen und mit einer Steigung von 2 % bis 12 % erfolgen können. Die genauen Werte legt der jeweilige Übertragungsnetzbetreiber fest.</p>	
<p>LFSM-O: Limited Frequency Sensitive Mode Over-frequency</p> <p>Die Wirkleistungsabsenkung soll ab einer Frequenz zwischen 50,2 Hz und 50,5 Hz beginnen und mit einer Steigung von 2 % bis 12 % erfolgen. Die genauen Werte legt der jeweilige Übertragungsnetzbetreiber fest.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Synchronous Power Generating Modules: P_{ref} is the Maximum Capacity • Power Park Modules: P_{ref} is the actual Active Power output at the moment the LFSM-O threshold is reached or the Maximum Capacity, as defined by the Relevant TSO, while respecting the provisions of Article 4(3)

Tabelle 8 zeigt die Frequenz-Modi, die von jedem PGM erfüllt werden. Es ist ersichtlich, dass nicht alle PGM alle Frequenz-Modi unterstützen müssen.

Tabelle 8: Anforderungen hinsichtlich Frequenz an die verschiedenen Typen der PGM nach [17]

<i>PGM</i>	<i>LFSM-U</i>	<i>FSM</i>	<i>LFSM-O</i>
Type A	no	no	yes
Type B	no	no	yes
Type C	yes	yes	yes
Type D	yes	yes	yes

5.3.3.2 Übertragung der Anforderungen auf PV-Stromrichter

Für die folgenden Betrachtungen ist zu berücksichtigen, dass hier nur auf technische Aspekte eingegangen wird. Aspekte wie beispielsweise wirtschaftliche Belange (z. B. Auswirkungen auf Einspeiseverluste durch Abregelung) oder Präqualifikations- bzw. Zertifizierungsaspekte werden nicht berücksichtigt.

Die Frequenz wird durch die Regelung der Wirkleistung beeinflusst. Daher ist es notwendig, dass der PV-Wechselrichter über eine positive wie negative Wirkleistungsreserve verfügt. Hierbei müssen folgende Punkte berücksichtigt werden:

- Die vereinbarte Wirkleistungsreserve des Stromrichters zur Frequenzstützung muss jederzeit vorhanden sein, damit die Wirkleistungseinspeisung, falls notwendig, erhöht werden kann.
- Der Energieinhalt des Speichers muss ausreichend groß dimensioniert sein, um den vereinbarten Beitrag liefern zu können.

Heutige PV-Wechselrichter können im generellen nur die Wirkleistung reduzieren, da sie standardmäßig im Punkt maximaler Leistung, auch MPP genannt, betrieben werden. Eine Erhöhung der Wirkleistung kann folgendermaßen erreicht werden:

- Dauerhaften Betrieb des PV-Wechselrichters im abgeregelten Modus, d. h. nicht im MPP. Dies hat entsprechend Auswirkung auf den Betriebsbereich und die minimal verfügbare PV-Leistung.
- Integration eines physikalischen Speichers

Für die weiteren Arbeiten wird angenommen, dass ein physikalischer Speicher in das System integriert ist. Somit entsteht ein PV-Batterie Wechselrichter. Regelungstechnisch ergeben sich gegenüber der Variante mit einem abgeregelten Betrieb für die Regelalgorithmen zur Netzanbindung für die AC-Seite keine wesentlichen Änderungen. Vor allem unterscheiden sich die Algorithmen auf der DC-Seite.

Um die technische Machbarkeit einer kompletten Frequenzstützung durch PV-Batterie Systeme zu zeigen, wird auf die Arbeiten des BMU Projekts »Multi-PV -Multifunktionale Photovoltaik-Stromrichter - Optimierung von Industrienetzen und öffentlichen Netzen«, FKZ 0329943, aufgebaut. Insbesondere werden die vorhandenen Modelle für die Regelungsentwicklung eingesetzt. Eine Übersicht der Wirkungsweise ist in Abbildung 44 gezeigt. Im Vergleich zum ENTSO-E Grid Code wird ein leicht abgeändertes Verhalten im Unterfrequenzbereich implementiert.

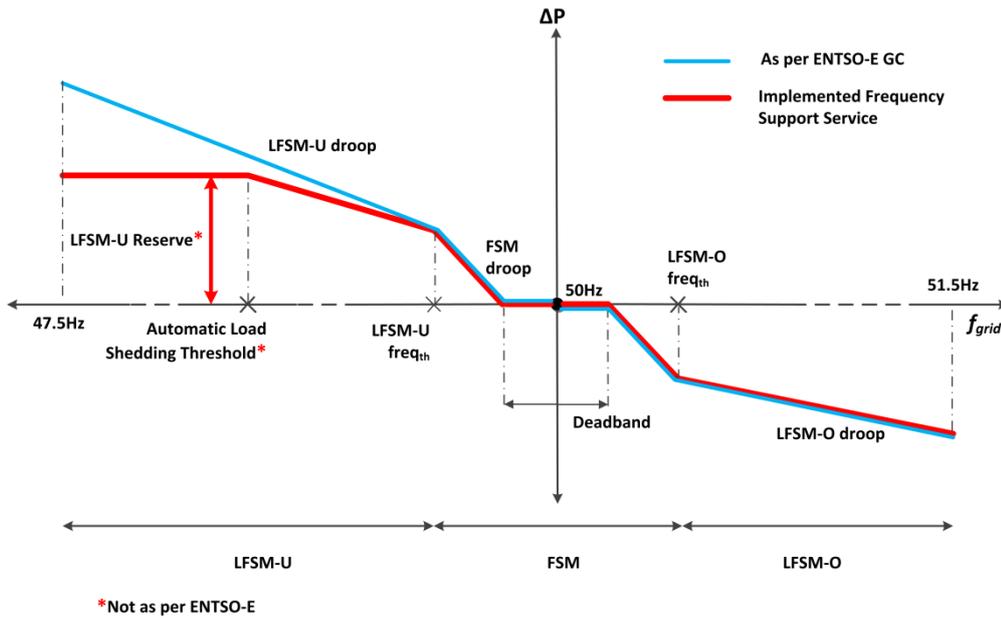


Abbildung 44: Übersicht des implementierten Verhaltens des PV-Stromrichters bei Frequenzänderungen.

Abbildung 45 zeigt Simulationsergebnisse für verschiedene Einstellungen der Statiken. Die Simulation wurde mit einer Schrittweite der Taktfrequenz des PV-Batterie Stromrichters durchgeführt. Daher kann mit hoher Gewissheit davon ausgegangen werden, dass ein vergleichbares Verhalten auch in der Realität auftritt.

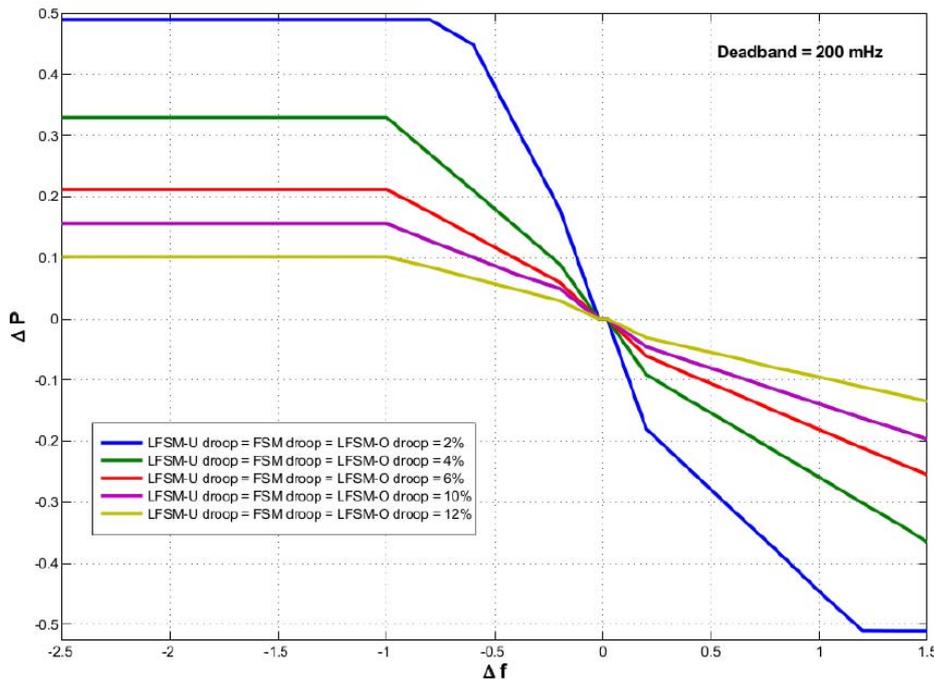


Abbildung 45: Simulationsergebnisse für verschiedene Einstellungen der Droop-Faktoren.

Um den Einfluss der implementierten Regelungsstruktur im Netzverbund aufzeigen zu können, wurde der Simulationsansatz in Abbildung 46 angewendet. Es wird ein vereinfachtes Bilanzmodell zur Simulation der Netzfrequenz angenommen. Die zuvor entwickelte Regelung läuft in Echtzeit in dem Block »Photovoltaic Contribution«. Somit wird

das Bilanzmodell erweitert und ist nun echtzeitfähig. Als Plattform für die Echtzeitberechnungen wurde OPAL RT eingesetzt.

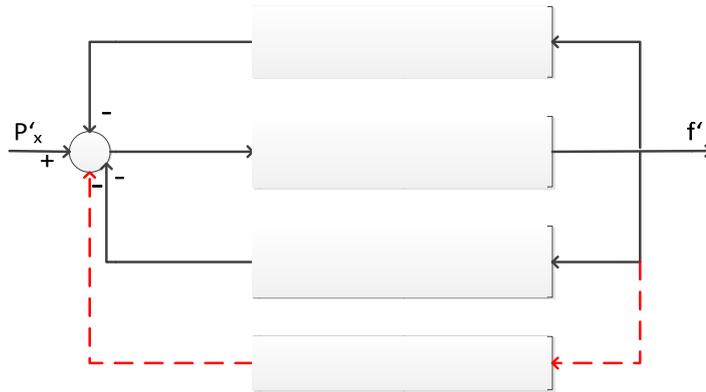


Abbildung 46: Modellansatz zur Untersuchung des Beitrags von PV-Stromrichtern zur Frequenzstabilität.

Parameter	Wert
Last im Netz in GW	80
Zeitkonstante Massenträgheit in Sekunden [T_N]	5
Selbstregelungseffekt in p. u. [k'_L]	0,5
Primärregelung Zeitkonstante in Sekunden [T_P]	20
Primärregelkonstante in p. u. [k'_p]	2,8

Tabelle 9: Parameter des Simulationsmodells aus Abbildung 46.

In Abbildung 47 ist ein exemplarisches Simulationsergebnis gezeigt. Es wird der Frequenzverlauf mit und ohne Beitrag von PV-Batterie Stromrichtern zur Frequenzstützung simuliert. Dabei werden folgende Annahmen getroffen:

- 8000 PV-Batterie Einheiten mit 100 kW Leistung
- Erzeugungsausfall von 1,6 GW

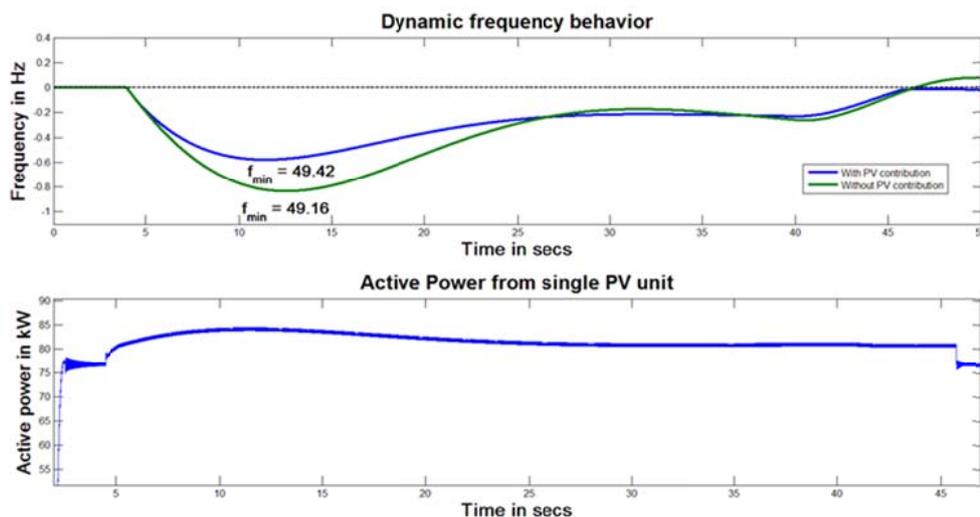


Abbildung 47: Frequenzverlauf bei einem Lastsprung mit und ohne Frequenzstützung durch PV-Batterie Stromrichter.

Bei Abweichung von der Nennfrequenz ändert der PV-Batterie Stromrichter dynamisch seine eingespeiste Leistung. Die Ergebnisse bestätigen, dass PV-Batterie Stromrichter technisch zur Frequenzstützung beitragen können. Dies bestätigen auch aktuelle Entwicklungen von kommerziellen Herstellern im PV-Bereich.

Wissenschaftliche und technische
Projektergebnisse

5.4 Oberschwingungen

5.4.1 Untersuchungen zu Oberschwingungen in Netzen und Erzeugungsanlagen

Ansatz

Im Rahmen des Projekts wurde das Oberschwingungsverhalten eines PV-Parks mit mehreren Wechselrichtern im Vergleich zum Oberschwingungsverhalten eines einzelnen Wechselrichters untersucht.

Diese Untersuchung wurde mit Hilfe des Netzberechnungsprogramm PowerFactory der Firma DlgSILENT durchgeführt. Für die Netzsimulation wurden den verwendeten Wechselrichteräquivalenten des Programms die Oberschwingungskennndaten eines nach FGW TR3 vermessenen Wechselrichters hinterlegt.

PowerFactory führt die Oberschwingungsanalyse nach Vorgaben der IEC 61000-3-6 aus.

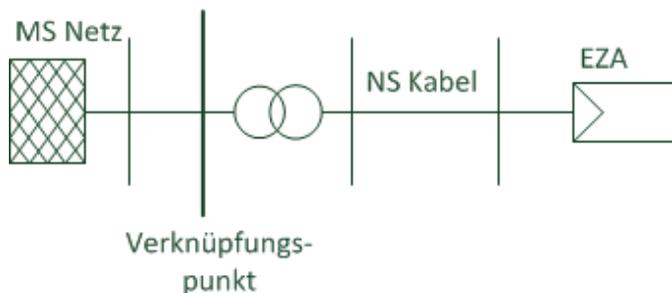


Abbildung 48: Netz zur Simulation einer EZA an einem Netz.

Die Erzeugungsanlage (EZA) besteht für diese Untersuchung aus 11 Wechselrichtern (WR) bzw. Erzeugungseinheiten (EZE) mit jeweils einer maximalen Wirkleistungseinspeisung von 15 kW. Es werden dazu Szenarien untersucht, in denen 1, 6 bzw. 11 WR aktiv sind. Zum Vergleich dazu wird zusätzlich die EZA durch ein einzelnes Wechselrichteräquivalent mit einer Leistung von 165 kW dargestellt.

Die Untersuchung berücksichtigt die harmonischen sowie die zwischenharmonischen Oberschwingungen beginnend mit der Grundschiwingung (50Hz) bis zur 50. Oberschwingung (2500Hz) und soll die Ströme am Verknüpfungspunkt ermitteln. Damit soll das Oberschwingungsverhalten mehrerer Wechselrichter an einem Verknüpfungspunkt dem Oberschwingungsverhalten eines einzelnen Wechselrichters vergleichend gegenübergestellt werden, um besser abschätzen zu können, wie Oberschwingungen mehrerer WR an einem Verknüpfungspunkt zu berücksichtigen sind.

Ergebnisse

Aufbauend auf den vorangegangenen Arbeiten wurde überprüft, ob die in vielen Simulationsumgebungen bereits implementierten Vorgaben in Bezug auf die Überlagerung von Oberschwingungen an einem Verknüpfungspunkt zulässig sind. Im Fraunhofer IWES wurde dazu das Netzberechnungstool Powerfactory von der Firma DlgSILENT verwendet, bei dem bezüglich der Oberschwingungsüberlagerung die Vorgaben der Norm IEC 61000-3-6 mit dem nachfolgenden Summationsgesetz hinterlegt sind:

$$U_h = \alpha \sqrt{\sum_{m=0}^N U_{h,m}^\alpha}$$

Dieses Summationsgesetz lässt für die Beurteilung der OS-Überlagerung gemäß unterschiedlicher Normen und technischen Richtlinien abweichende Vorgaben zu, die in diesem Berechnungstool eingestellt werden können. Dazu muss der Wert des Überlagerungsexponenten α entsprechend der Ordnungszahl unterschiedlich gewählt werden.

In der folgenden Tabelle sind die Vorgabenwerte für den Überlagerungsexponenten gemäß verschiedener Richtlinien aufgeführt

IEC 61000-3-6		VDE-AR-N 4105	
Ordnungszahl	α	Ordnungszahl	α
v bis 4	1	v bis 13	1
v 5 bis 10	1,4	v > 13*	2
v > 10	2	μ	2
μ	2		

Tabelle 10: Berechnungsvorgaben verschiedener Richtlinien

Gemäß der deutschen Mittelspannungsrichtlinie, die zurzeit überarbeitet wird, ist das Verhalten der gesamten Erzeugungsanlage am Netzverknüpfungspunkt zu betrachten, die Eigenschaften einzelner Wechselrichter interessieren hingegen nicht. Werden mehrere Erzeugungsanlagen an einem Verknüpfungspunkt installiert, berechnen sich die Oberschwingungsströme gemäß BDEW-Mittelspannungsrichtlinie wie folgt:

$$I_{vAzul} = i_{vzul} \cdot S_{kV} \cdot \sqrt{\frac{S_A}{S_{Gesamt}}}$$

Dabei steht S_A für die Anschlussleistung der zu beurteilenden EZA, S_{Gesamt} für die insgesamt geplante Einspeiseleistung am betrachteten Verknüpfungspunkt und S_{kV} für die Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt.

Welche dieser Berechnungsvorgaben der Realität am nächsten kommen, sollte durch exemplarische Messungen nachgewiesen werden.

Zusätzlich können sich auch frequenzabhängige Resonanzstellen der Netzimpedanz auf die Amplituden von Oberschwingungsspannungen auswirken. In Berechnungstools werden oft Modelle verwendet, in denen lediglich bei der Reaktanz der Netzimpedanz eine Frequenzabhängigkeit berücksichtigt wird. Oft lassen die Tools eine komplexere Berücksichtigung zu, wenn entsprechende Daten zur Lage und Ausprägung möglicher Resonanzstellen angegeben werden können.

Bislang werden bei PV-Wechselrichtern nur die Amplituden der Oberschwingungsströme ermittelt, es wird jedoch nicht berücksichtigt, ob diese sich aber auch in der Phasenlage unterscheiden. Unterschiedliche Phasenlagen könnten ebenfalls Einfluss auf die Summation der Oberschwingungsanteile haben. Die Vorgabe der Anteile mit Betrag und Phase ist im verwendeten Tool möglich. Für die bisherigen Arbeiten wurden jedoch lediglich die Amplituden der Oberschwingungsströme auf Basis durchgeführter Wechselrichter-Labormessungen verwendet.

Aus den bisherigen Untersuchungen ergab sich unter den genannten Voraussetzungen somit ein Faktor x für die Summen der Oberschwingungsströme, der sich für alle betrachteten Ordnungszahlen v wie folgt darstellt:

$$x_v = N^{\frac{1}{\alpha}}$$

wobei N die Anzahl der Wechselrichter bezeichnet. Damit kann die Summe der Oberschwingungsströme $I_{v,ges}$ von N gleichartigen Wechselrichtern mit

$$I_{v,ges} = x_v \cdot I_{v,E}$$

angegeben werden, wobei $I_{v,E}$ der Oberschwingungsstrom des Einzelgeräts ist.

Messung und Berechnung der Oberschwingungsströme von PV-Wechselrichtern

Die zulässigen Oberschwingungsströme an einem Netzverknüpfungspunkt ergeben sich aus den (auf den Nennstrom) bezogenen Oberschwingungsströmen $i_{v,zul}$ multipliziert mit der Kurzschlussleistung S_{kV} am betrachteten Netzverknüpfungspunkt V . Gemäß der Richtlinie für den Netzanschluss von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz [2] sollen die zulässigen Oberschwingungsströme für Erzeugungsanlagen mit Bemessungsströmen > 16 A in gleicher Weise ermittelt werden.

In Abbildung 49 und Abbildung 50 sind die gemessenen und zulässigen Oberschwingungsströme eines PV-Wechselrichters mit einer Bemessungsleistung von 17 kVA dargestellt, der an einem NS-Netz mit einer Kurzschlussleistung von 0,6 MVA betrieben wurde.

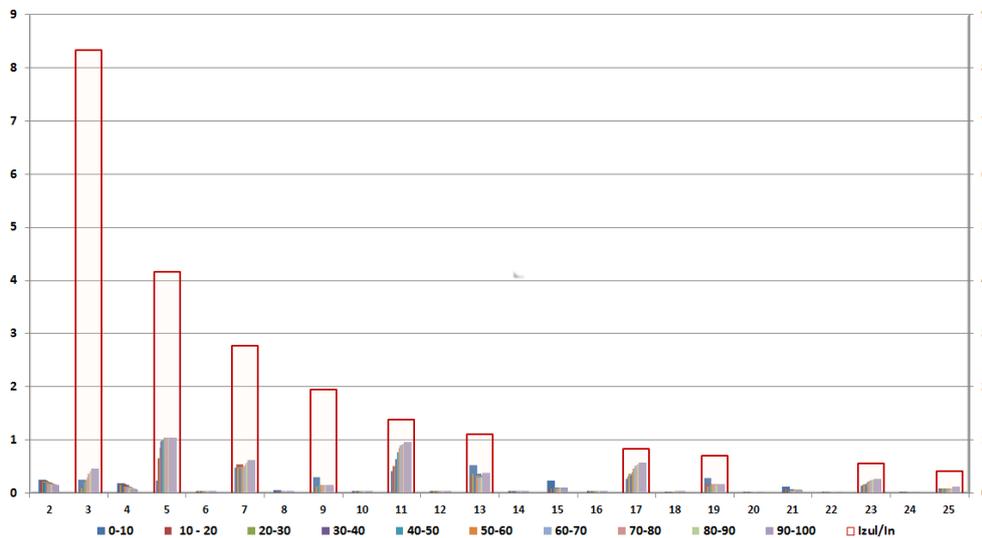


Abbildung 49: Das gemessene Spektrum des Wechselrichters für die Oberschwingungen bis 25. Ordnung.

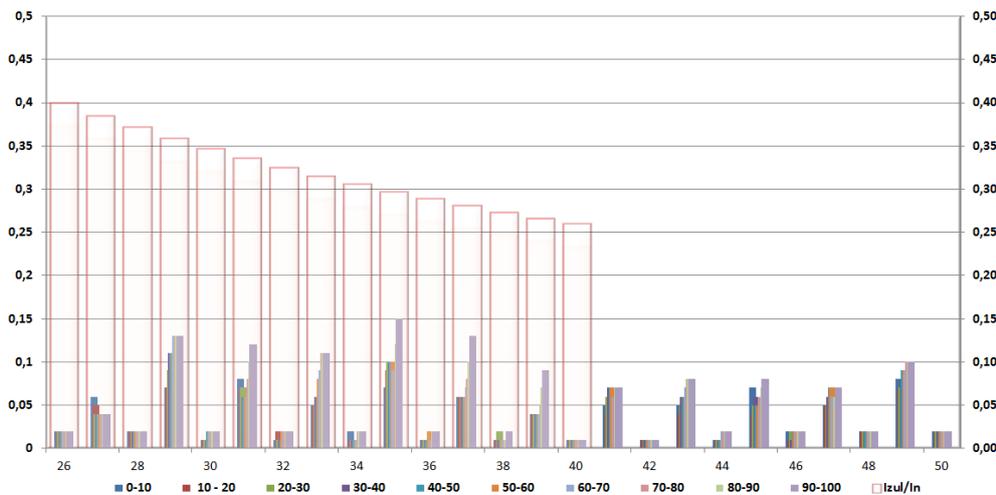


Abbildung 50: Das gemessene Spektrum des Wechselrichters für die Oberschwingungen bis 40. Ordnung.

Aus den Grafiken ist ersichtlich, dass alle gemessenen Oberschwingungsströme deutlich unter den zulässigen Grenzwerten liegen.

5.4.2 Oberschwingungskompensation

5.4.2.1 Konventionelle Oberschwingungskompensation

In diesem Arbeitspaket werden Verfahren zur Oberschwingungskompensation untersucht. Zunächst wird eine Übersicht der in der Literatur verfügbaren Methoden erarbeitet. Ausgewählte Verfahren werden mit Hilfe von Simulationen und der Prüfinfrastruktur im Kapitel 5.1.2 bewertet. Die Zusammenfassung von Kompensationsverfahren führt bei der Auswertung zu einer Methode, die am Ende im Laborversuch implementiert wird.

Mit der Verbreitung von leistungselektronischen Geräten (Antriebsstromrichter, Vorschaltgeräte für die Elektronik und Informatik, Elektrolichtbogenofen etc.) gewann im industriellen Bereich die Kompensation von Oberschwingungen immer mehr an Bedeutung. Die klassischen Aufgaben von passiven und aktiven Filtern liegen darin, die Emissionen von bekannten Geräten vor dem Netzanschlusspunkt zu verringern. Passive Filter (Abbildung 51) bestehen aus einem oder mehreren L-C Schwingkreisen, die auf die zu unterdrückende harmonische Frequenz gestimmt sind. So werden die Oberschwingungsströme gefiltert und Verzerrung der Netzspannung am Netzanschlusspunkt begrenzt. Ein Vorteil dieser Methode ist, dass sie leicht zu implementieren ist. Nachteilig ist jedoch, dass die Filterkreise lediglich für eine einzelne Frequenz abgestimmt sind und dass sie mit den Parallelresonanzen angeregt werden können.

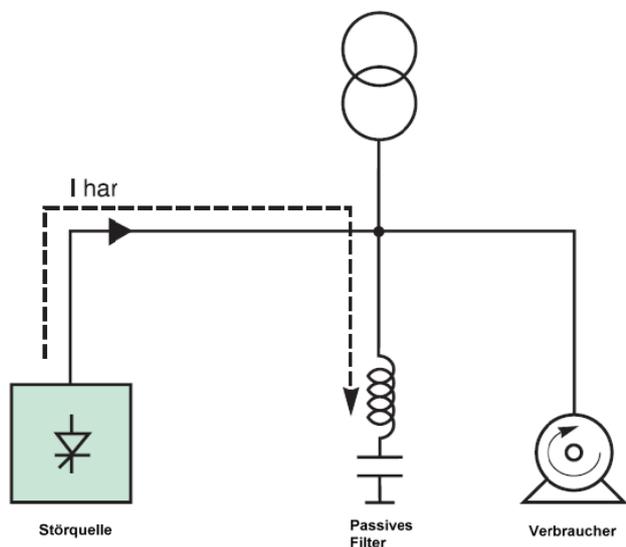


Abbildung 51: Funktionsweise des Passiven Filters

Aktive Filter sind leistungselektronische Geräte, die parallel oder in Serie mit der Nicht-Linearen Last geschaltet werden, um deren Strom zu kompensieren. Dafür muss vom Filter der Strom erfasst werden, der durch die Nicht-Lineare Last fließt (Roter Signalpfad in Abbildung 52) oder der Strom am gemeinsamen Netzanschlusspunkt.

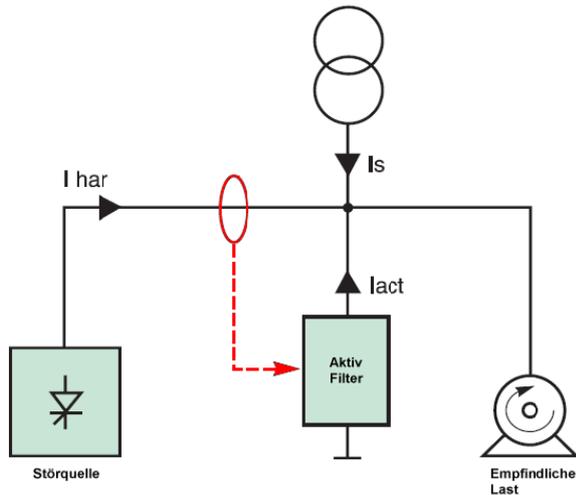


Abbildung 52: Prinzip der aktiven Filterung

Der einfachste Weg Oberschwingungsströme zu kompensieren, ist den gesamten Oberschwingungsgehalt eines Signals durch Subtraktion des Grundschwingungsgehalt zu ermitteln und den Oberschwingungsgehalt invertiert mit einer Leistungselektronik (aktiver Filter) wieder einzuspeisen, wie in Abbildung 53 dargestellt.

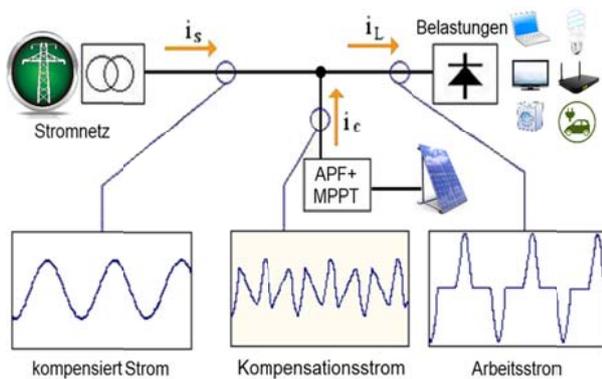


Abbildung 53: Oberschwingungskompensation mit Aktivfilter

Störströme, die zum Beispiel durch Phasenanschnitt-Steuerungen erzeugt werden, weisen einen hochfrequenten Oberschwingungsgehalt auf. Stromrichter mit einem LC oder LCL Filter, der sich bei hohen Frequenzen ähnlich wie ein Tiefpassfilter verhält, können solche hochfrequenten Ströme kaum kompensieren. In der Praxis muss man allerdings nicht zwangsläufig den kompletten Oberschwingungsgehalt des Stroms einer Störquelle kompensieren. Die Kompensation beschränkt sich auf die unteren Harmonischen, welche die größte Amplitude besitzen. Hier ist ein selektives Verfahren besser geeignet. Bei selektiven Verfahren werden die Grundschwingung und die jeweiligen Oberschwingungen einzeln geregelt. Oberschwingungen höherer Ordnung sind im Netz durch die Eigendämpfung nur gering vorhanden.

Die Hauptaufgabe von PV-Wechselrichtern ist es, Wirkleistung ins Netz einzuspeisen. Auf Grund von verzerrten Netzen können Oberschwingungsströme von PV-Wechselrichtern erzeugt werden [8] [18] [19]. Durch geeignete Regelalgorithmen kann trotzdem ein sinusförmiger Strom eingespeist werden, der zur Netzqualität beiträgt. Ein wichtiger Punkt hierbei ist, dass die benötigten Stromsensoren bereits im Umrichter integriert sind. Eine Umsetzung mit PV-Wechselrichtern ist somit auf den ersten Blick möglich. Technisch kann ein PV-Wechselrichter auch Oberschwingungen anderer Netz-

teilnehmer kompensieren. Dazu ist allerdings eine abgesetzte Strommessung am Netzanschlusspunkt notwendig [20].

Verglichen werden folgende sieben Kompensationsverfahren, die Stand der Technik sind und als aktive Filter funktionieren. Die Kompensationsverfahren werden in die Stromregelung implementiert.

1. Direkt-kompensierter Oberschwingungsanteil im dq-Koordinatensystem

Mit dieser Methode wird zunächst der Netzstrom erfasst und die Grundwelle Park transformiert (dq-Koordinatensystem). Ein Hochpassfilter filtert den Oberschwingungsanteil heraus. Dieser wird mit einem P-Regler skaliert und zur Soll-Ausgangsspannung addiert [21].

2. Multiple Rotating Integrators (MRI) in dq-Koordinatensystem

Der gemessene Netzstrom wird nicht nur ins dq-Koordinatensystem der Grundschwingung transformiert, sondern auch die relevanten Oberschwingungsfrequenzen werden transformiert. Folglich ist für jede zu kompensierende Oberschwingung eine Park Transformation notwendig. Weiter hat jeder Frequenzanteil einen separaten PI-Regler [22].

3. Proportional-Resonanz-Regler (PR) im abc-Koordinatensystem

Der PR-Regler beinhaltet einen P-Regler und mehrere R-Regler für die Grundschwingung der jeweiligen Oberschwingungsfrequenzen. Der PR-Regler verhält sich als Bandpassfilter mit Integrator. Dieser Regler lässt sich im abc-Koordinatensystem oder im $\alpha\beta$ -Koordinatensystem implementieren [23].

4. Proportional-Sinus-Integrator (PSI)

Der Resonanz-Regler wird auch Sinus-Integrator genannt. Der Unterschied zwischen der oberen und dieser Methode ist, dass der Netzstrom bei der PSI-Methode zunächst ins dq-Koordinatensystem der Grundschwingung transformiert wird. Die dq-Transformation entspricht einer Frequenzverschiebung. Die Grundschwingung wird zu 0 Hz verschoben und die Oberschwingungen zu $n \cdot 50$ Hz. Die Oberschwingungen mit den höchsten Amplituden sind 5te, 7te, 11te, 13te, 17te und 19te entsprechend $k = 6n \pm 1$ wobei $n=1,2,\dots$ [24].

5. Vektor-Proportional-Integrale (VPI) Regler

Der Regler in dieser Methode wird im komplexen Bereich gerechnet. Die Stabilität des Systems kann hierdurch verbessert werden. Auf Grund der verwendeten Pol-Nullstellen-Kompensation wird die Methode VPI-Regler genannt. Der Regler kann für positive und negative Sequenzen gemeinsam verwendet werden. D. h. die Anzahl der Regler ist genauso hoch wie in Methode 4, allerdings nur die Hälfte von der Methode 3 [24].

6. Prädiktive Regelung in $\alpha\beta$ -Koordinatensystem

Bei dieser Methode wird der Soll-Ausgangsstrom mit Hilfe einer prädiktiven Netzspannung erzeugt. Die prädiktive Netzspannung wird aus der aktuellen und letzten Messung hergeleitet. Hier werden alle Signale im $\alpha\beta$ -Koordinatensystem verarbeitet [25].

7. Repetitive Regler

Die Grundschiwingung beträgt nicht immer genau 50 Hz und kann je nach Netzstabilität mehrere 0,1 Hz abweichen. Dadurch verschlechtern sich Verfahren zur Oberschwingungskompensation, die sich auf ein vielfaches von 50 Hz beschränken. Ein repetitiver Regler statt eines FIR Filters kann dieses Verhalten kompensieren, da er die genaue Grundschiwingung ausgibt und vielfache davon leicht gebildet werden können [26].

In den oben genannten Verfahren stellen die PV-Wechselrichter eine Stromquelle dar, die zusätzliche Strommessungen benötigt. Arbeiten die Stromrichter als Netzbildner (Inselnetzregelung) mit Hilfe von Droop Statiken, dann stellen sie eine Spannungsquelle dar. Dazu wurden drei weitere Kompensationsverfahren recherchiert, bei denen die PV-Wechselrichter als Spannungsquelle arbeiten.

1. Multi-Proportional-Resonanz-Regler (Multi-PR)

Hier liefert der Wechselrichter seinen Beitrag am Leistungsfluss mittels einer sogenannten Droop-Statik. Die Oberschwingungskompensation befindet sich nicht nur in der Stromregelung, sondern auch in der Spannungsregelung. Mit Hilfe von Multi-PR-Reglern können mehrere Frequenzanteile kompensiert werden [27].

2. Selektive Oberschwingungskompensation

Bei diesem Verfahren wird die jeweilige Oberschwingungsleistung berechnet. Auf Grund des rechenintensiven Verfahrens werden nur die Oberschwingungen zur Kompensation ausgewählt, die am häufigsten im Netz vorhanden sind. Durch eine Gewichtung ergibt sich der Kompensationsstrom [28], [29].

3. Virtueller Kondensator

Die dritte Methode erzielt eine Oberschwingungskompensation mit Hilfe des sogenannten virtuellen Kondensators. Der Ausgangsstrom wird dem virtuellen Kondensator zugeführt um eine Kondensatorspannung zu berechnen. Diese Spannung wird für die Kompensation des Spannungssollwerts verwendet. Der virtuelle Kondensator wirkt als Filter, der jede einzelne Oberwelle dämpft [30].

Die recherchierten Kompensationsverfahren werden in dem Abschnitt 5.4.2.2 bewertet, verglichen und zusammengefasst.

5.4.2.2

Leistungsvergleich von Kompensationsmethoden mit aktiven Filtern

Verschiedene Methoden zur Oberschwingungskompensation aus dem Stand der Technik werden hier verglichen, in ihrer Selektivität, ihrem dynamischen Verhalten, Rechenaufwand und Umsetzbarkeit.

Die ausgewählten Kompensationsverfahren mit aktiven Filtern sind hier noch einmal gelistet:

1. Direkte-kompensierter Oberschwingungsanteil in dq-Koordinatensystem
2. Prädiktive Regelung in $\alpha\beta$ -Koordinatensystem
3. Multiple Rotating Integrators (MRI) in dq-Koordinatensystem

4. Proportional-Resonanz-Regler (PR) in abc-Koordinatensystem
5. Proportional-Sinus-Integrator (PSI)
6. Vektor-Proportional-Integrale (VPI) Regler
7. Repetitive Regler

Tabelle 11 Vergleich von Verfahren zur Oberschwingungskompensation

Parameter	Verfahren						
	1)	2)	3)	4)	5)	6)	7)
Rechenaufwand	niedrig	niedrig	hoch	hoch	normal	normal	normal
Anzahl der Sensoren	normal						
Hardwaretopologies	normal						
Eliminierung von Oberschwingungskomponenten	Bis zu 13er	Bis zu 13er	Bis zu 19er	Bis zu 19er	Bis zu 19er	Bis zu 37er	Bis zu 19er
Lastabhängigkeit	niedrig	niedrig	niedrig	niedrig	hoch	normal	hoch

In Tabelle 11 ist erkenntlich, dass die Verfahren 1) und 6) auf normaler Hardwaretopologie implementiert werden können und keinen zusätzlichen Messwandler benötigen. Dagegen benötigt das Verfahren 1) weniger Rechenaufwand und ist robust gegenüber Laständerungen. Die Kompensationsfähigkeit des Verfahrens 6) bis zur 37. Ordnung ist hinsichtlich der Netzqualität sehr attraktiv.

Die Methode 1) wurde in MATLAB/Simulink® modelliert und simuliert. Die Oberschwingungen wurden von einer dreiphasigen nichtlinearen Last erzeugt und von dem Wechselrichter kompensiert.

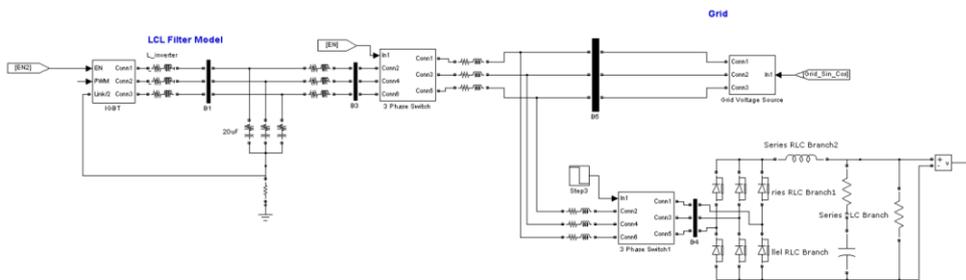


Abbildung 54: Modellierung von WR, Netze und nichtlinearer Last

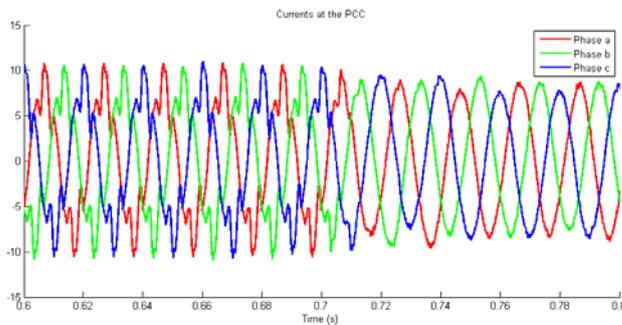


Abbildung 55: Stromkurvenform am Gemeinsamen Anschlusspunkt

Abbildung 55 zeigt den Netzstrom am Anschlusspunkt. Bei $t=0,7$ s greift die Oberschwingungskompensation ein und die Oberschwingungen der Last werden kompensiert.

5.4.2.3 Oberschwingungskompensation bei Stromrichtern im Parallelbetrieb

Dieser Abschnitt enthält drei Arbeitspakete. Im Ersten sind die Leistungsvergleich- und Simulationsergebnisse der Methoden zur Kompensation von Oberschwingungen in Netzen im Sinne von aktiven Filtern beschrieben. Der Zweite beinhaltet ebenfalls Simulationsergebnisse von Oberschwingungskompensationsmethoden, aber im Zusammenhang von gleichberechtigten Spannungsquellen (Parallelbetrieb von Wechselrichter). Das dritte Arbeitspaket enthält einen Reglerentwurf für Wechselrichter, mit dessen Hilfe mehrere Wechselrichter gleichberechtigt ein elektrisches Netz aufbauen können. Zum Abschluss werden der Versuchsaufbau und die Versuchsergebnisse im Labor präsentiert.

5.4.2.3.1 Kompensationsmethoden im Sinne von Spannungsquellen

Im letzten Abschnitt wurde ein aktives Filter zur Kompensation von Oberschwingungen gewählt. Das Verfahren erzielt gute Ergebnisse, jedoch ist ein zusätzlicher Stromsensor notwendig, der u. a. den Preis des WR erhöht. Zweitens sollte der Wechselrichter in der Nähe des Oberschwingungserzeugers aufgestellt werden, damit dieser ortsnah kompensiert wird. Auf Grund der Nachteile dieses Verfahrens werden weitere Untersuchungen nicht verfolgt.

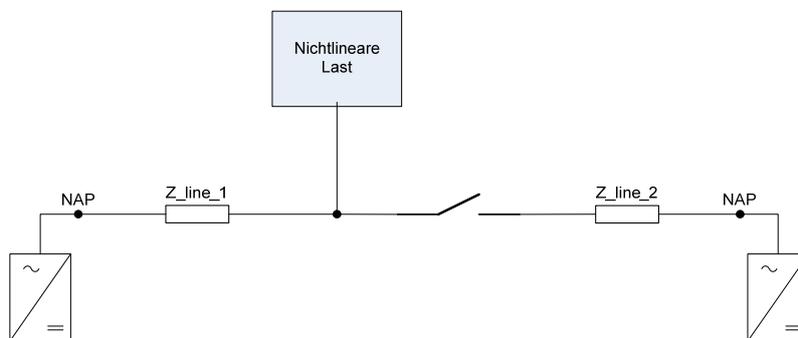


Abbildung 56 Aufbau eines Inselnetzes

Die Netzoberschwingungen in der Netzspannung sind abhängig von den nichtlinearen Lasten und der Stabilität des Netzes. Schwache Netze können z. B. auch Inselnetze sein, in denen zumindest ein Erzeuger vorhanden ist. In größeren Inselnetzen werden oft Batteriewechselrichter zur Unterstützung von anderen Erzeugern wie Dieselaggregaten oder PV-Anlagen eingesetzt. Durch spezielle Regelverfahren helfen diese das Netz zu stabilisieren. Zusätzlich sind sie in der Lage, Oberschwingungen der Netzspannung zu messen und einen Teil davon zu kompensieren. Das Inselnetz wird wie in Abbildung 56 aufgebaut. Damit ein elektrisches Netz stabil bleibt, müssen Erzeugung und Verbrauch von Energie ausgeglichen sein. Die Inselnetzregelung von Batteriewechselrichtern ist darauf ausgelegt. Neben der Wirkleistungsregelung zur Frequenzstützung ist auch eine Regelung zur Spannungshaltung vorhanden. Zusätzlich können unterlagerte Oberschwingungskompensationen die Netzqualität verbessern.

Das Konzept des Parallelbetriebes gleichberechtigter Spannungsquellen basiert auf dem Einsatz von Frequenz- und Spannungsstatiken. Mit diesem Verfahren kann ein redundantes Energienetz aus mehreren kleineren Spannungsquellen aufgebaut werden. Die Synchronisation erfolgt über die Netzgrößen Frequenz und Amplitude. Konventionell werden P(f)- und Q(U)-Statiken verwendet. Diese setzen voraus, dass eine induktive Kopplung der Inverter untereinander bzw. mit dem Netz vorliegt. Obwohl der ohmsche Anteil der Leitungsimpedanz im Niederspannungsnetz überwiegt, wird trotzdem die konventionellen Statiken empfohlen, um eine Kopplung mit dem Mittel- und Hochspannungsnetz nicht zu gefährden [31]. Durch zusätzliche Ausgangsfilterdrosseln lässt sich der ohmsche Anteil vernachlässigen. Das Einschwingverhalten und die Leistungsaufteilung kann über die Steigung der Statiken eingestellt werden. Dabei ist zu beachten, dass der Wechselrichter bei den zulässigen Toleranzen von Amplitude und Frequenz nicht aus seinem Leistungsbereich läuft. Durch eine Phasenvorsteuerung erhält man einen zusätzlichen Freiheitsgrad, anhand dessen man das Regelverhalten der Statiken verbessern kann. Da die Leistung wesentlich einfacher und präzisere gemessen werden kann als die Frequenz, wurde die Abhängigkeit der Statiken zu $f(P)$ bzw. $U(Q)$ getauscht.

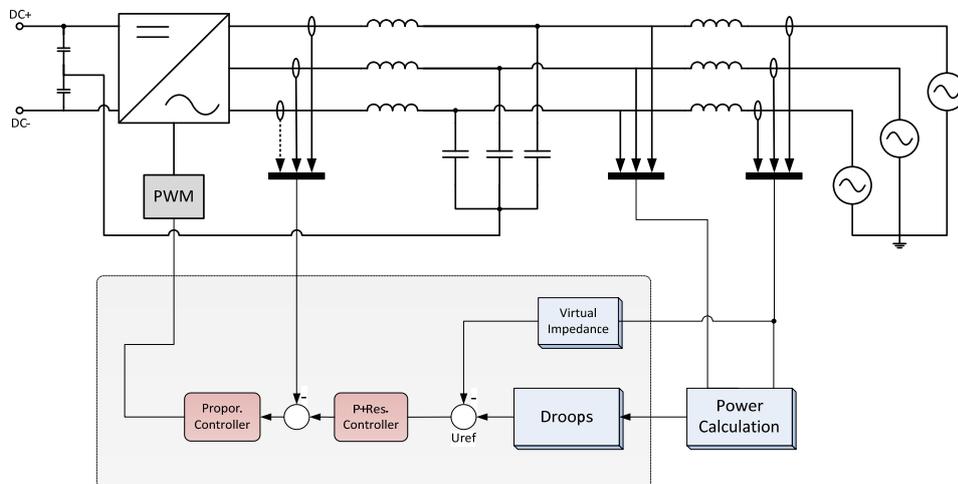


Abbildung 57: Beispielhafte Übersicht der Regelstruktur

Eine Übersicht der gesamten Regelstruktur ist in Abbildung 57 dargestellt. Aus den Ausgangsgrößen Strom und Spannung wird die Blind- und Wirkleistung jeder einzelnen Phase berechnet. Für diese schnelle Leistungsberechnung wird der sogenannte Verallgemeinerte Integrator (VI) verwendet. Der VI ist speziell für den einphasigen Fall entwickelt worden, um so orthogonale Komponenten zur Leistungsberechnung zu generieren. Weitere vorteilhafte Eigenschaften sind die Filterwirkung, sodass nur die Grundschwingung als Ausgangsgröße vorliegt und aufgrund der Gegenkopplung driften die Integratoren nicht. Aus diesen Gründen bietet sich die Verwendung dieses Verfahrens auch bei dreiphasigen Systemen an.

Aufgrund der Filterwirkung enthalten die berechneten Leistungen somit auch nur die Grundschwingungsleistung. Die ermittelten Leistungswerte werden noch über den drei Phasen gemittelt und anschließend den Statiken zugeführt.

Anhand der Statiken wird die Sollspannung am Ausgang des Inverters vorgeben. Dort gehen die gemittelten Leistungswerte ein und bestimmen die Referenzspannung. Für ein gutes Übertragungsverhalten und guter Störunterdrückung wird nachfolgend eine kaskadierte Regelstruktur verwendet. Als Spannungsregler kommt der sogenannte P+Resonanzregler zum Einsatz. Dieser Regler leitet sich aus einem PI-Regler mit rotierendem Koordinatensystem ab, wie es bei der feldorientierten Regelung der Fall ist. Er erbt somit die Fähigkeit, Amplitude und Phase stationär genau regeln zu können. Der

P+Resonanzregler wirkt wie ein Bandpass mit hoher Verstärkung bei der eingestellten Grundfrequenz. Als Unterlagerung wird ein P-Regler verwendet. Dieser soll schnell auf Störgrößenänderungen reagieren, bevor sie sich in der Ausgangsspannung auswirken. Dazu kann entweder der Kapazitätsstrom oder der Spulenstrom zur Verwendung kommen. Im Führungsübertragungsverhalten unterscheiden sich beide Versionen nicht. In Bezug auf das Störübertragungsverhalten bietet sich die Verwendung des Kapazitätsstroms an, da dadurch eine stärkere Dämpfung der Störung erreicht wird. Ein Störgrößenprung wird somit praktisch ohne Regelabweichung ausgeregelt. Da diese Messgröße nicht direkt vorliegt, wurde jedoch der Spulenstrom mit zusätzlicher Störgrößenaufschaltung verwendet. Aus dem Frequenzgang dieser Störübertragungsfunktion ist ersichtlich, dass sich bei diesem Fall eine geringe Dämpfung für Oberschwingungen ergibt.

Ein Inselnetz wurde für die Untersuchung der Oberschwingungskompensation aufgebaut (Kapitel 5.1.2). Vom Stand der Technik wurden drei Verfahren implementiert und deren Performance verglichen:

1. Multi-Proportional-Resonanz-Regler (Multi-PR)
2. Selektive Oberschwingungskompensation
3. Virtueller Kondensator

Die Abbildung 58 zeigt die gestörte Netzspannung, die beim Betrieb einer nichtlinearen Last erzeugt wird. Solange keine Oberschwingungskompensation implementiert ist, beträgt die gesamte harmonische Verzerrung (engl. = Total Harmonic Distortion, THD) der Spannung ca. den Wert von 8-10 %, siehe Abbildung 59. Mit der gleichen nichtlinearen Last wurde der Test für verschiedene Kompensationsverfahren durchgeführt.

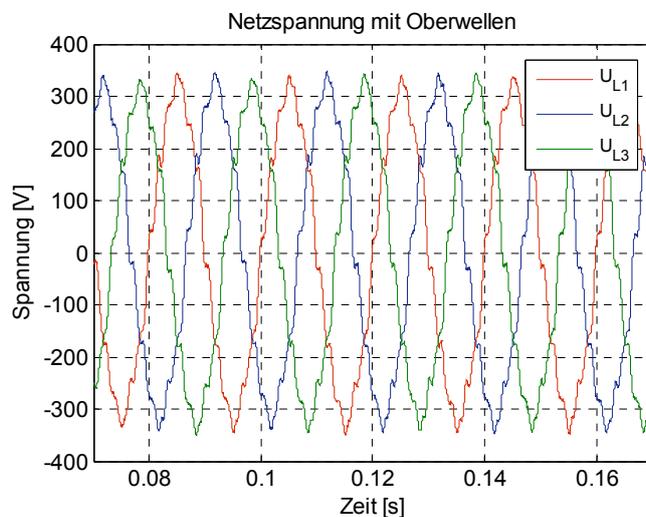


Abbildung 58: Störung auf dem Inselnetz wegen nichtlinearen Lasten.

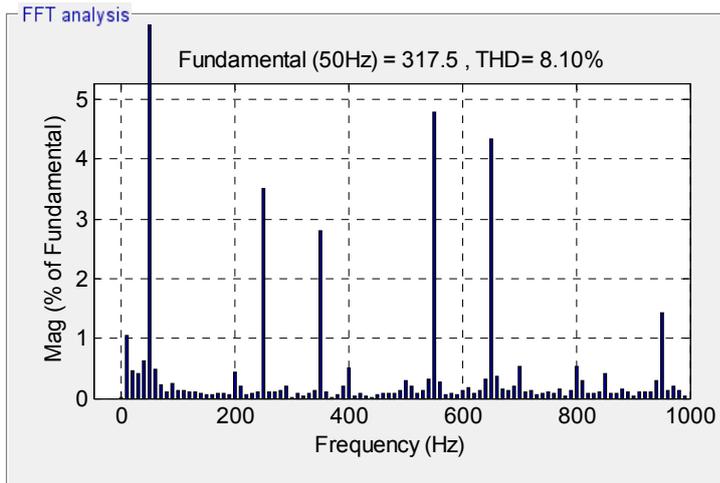


Abbildung 59: Frequenzspektrum des gestörten Inselnetzes.

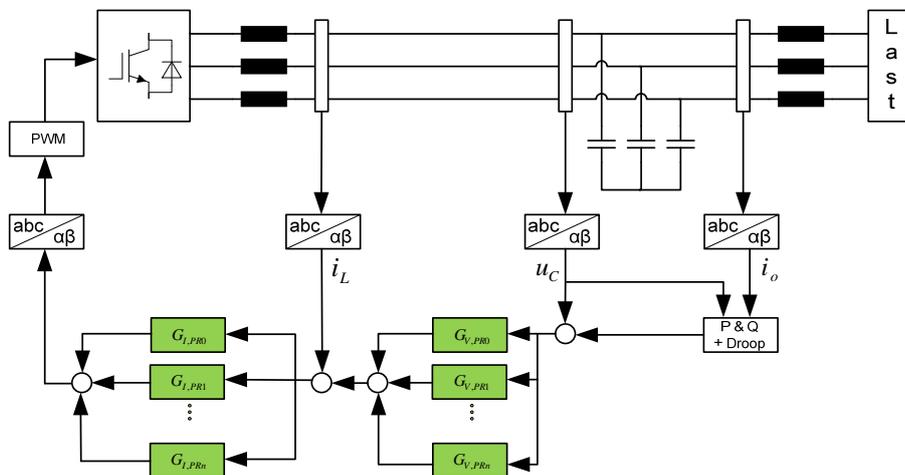


Abbildung 60: Struktur des multi-PR-Reglers.

Multi-Proportionale und resonante (PR)-Regler:

Das erste Verfahren verwendet sogenannte multi-proportionale und resonante (PR)-Regler. Der Wechselrichter regelt seinen Beitrag des Leistungsflusses mittels Droop-Statik und liefert den Sollwert für die Ausgangsspannung. Die Spannungs- und Stromregler (G_v und G_i) sind im allgemeinen kaskadiert geschaltet. Der optimalste Regler für den sinusförmigen Sollwert ist hier der PR-Regler. Die Resonanzfrequenzen für jeden Regler werden in Abhängigkeit von Grundfrequenz und Oberschwingungen angepasst, wie in der Abbildung 60 gezeigt. Das Ergebnis dieses Verfahrens ist in Abbildung 61 und Abbildung 62 gezeigt. Dieses Verfahren liefert eine Netzspannungsqualität mit einem THD von ca. 0.21 %.

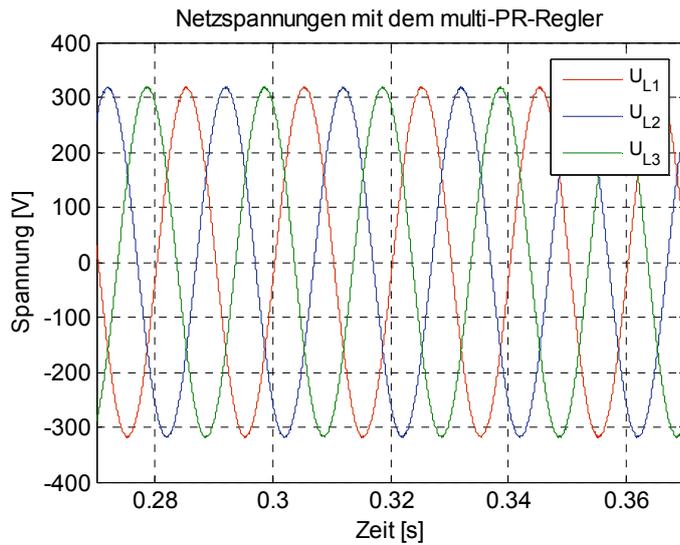


Abbildung 61: Spannungen des Inselnetzes mit dem multi-PR-Regler.

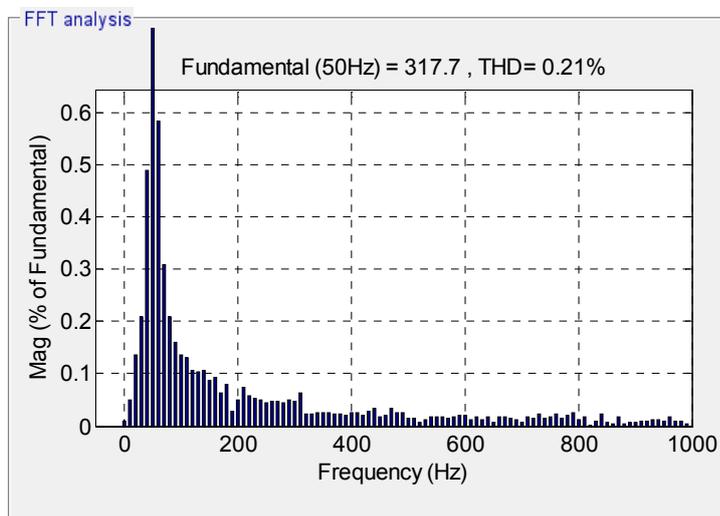


Abbildung 62: Frequenzspektrum der Netzspannungen mit dem multi-PR-Regler..

Selektive Oberschwingungskompensation:

Das zweite Verfahren ist die selektive Oberschwingungskompensation (engl. Selective harmonic compensation (SHC)). Die Oberschwingungsleistung wird aus der Ausgangsspannung und dem Ausgangsstrom berechnet. Durch eine Gewichtung ergibt sich ein Kompensationsstrom. Dieser Strom wird zu dem Stromsollwert addiert. Die Struktur des Verfahrens ist in der Abbildung 63 angezeigt. Dieses Verfahren liefert eine Netzspannungsqualität mit THD von ca. 1.41 %, siehe Abbildung 64 und Abbildung 65.

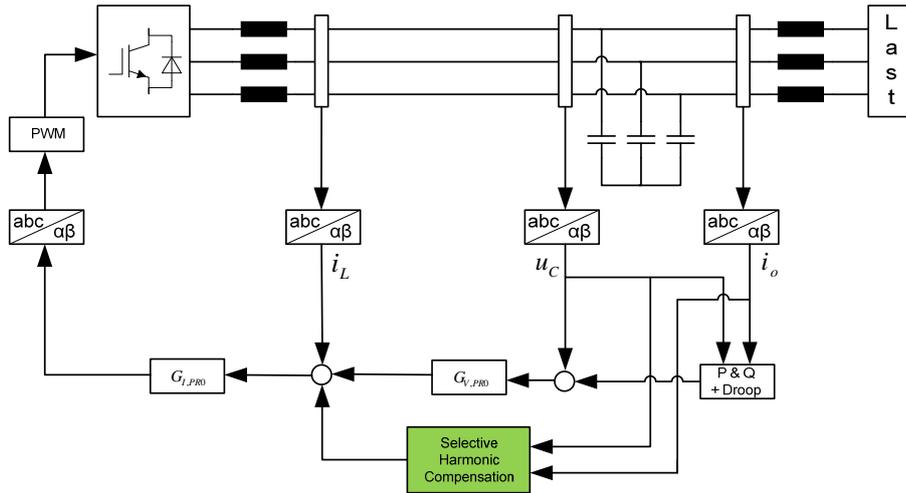


Abbildung 63: Struktur des
Verfahrens SHC.

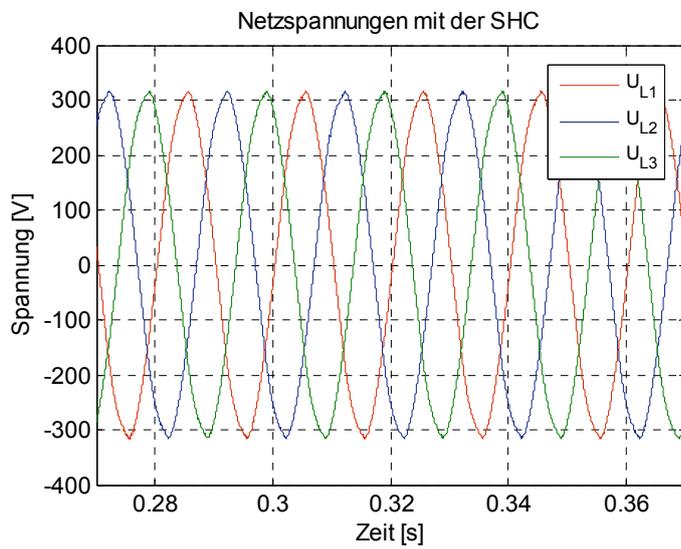


Abbildung 64: Spannungen
des Inselnetzes mit
SHC.

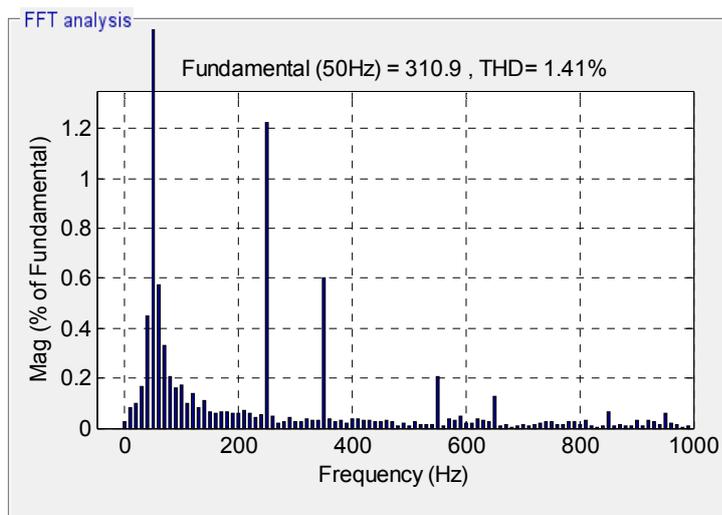


Abbildung 65: Frequenz-
spektrum der Netzspan-
nungen mit SHC.

Virtueller Kondensator:

Das dritte Verfahren erzielt eine Oberschwingungskompensation mit Hilfe eines virtuellen Kondensators. Die Abbildung 66 zeigt die Struktur des Verfahrens. Der Ausgangsstrom wird dem virtuellen Kondensator zugeführt um eine »Kondensatorspannung« zu berechnen. Diese Spannung wird für die Kompensation des Spannungswertes verwendet. Der virtuelle Kondensator wirkt als Filter, der jede einzelne Oberwelle dämpft. Das Ergebnis des Verfahrens ist in der Abbildung 67 gezeigt. Mit dem Verfahren erhält man eine Netzspannungsqualität mit einem THD von ca. 0.53 %, siehe Abbildung 68.

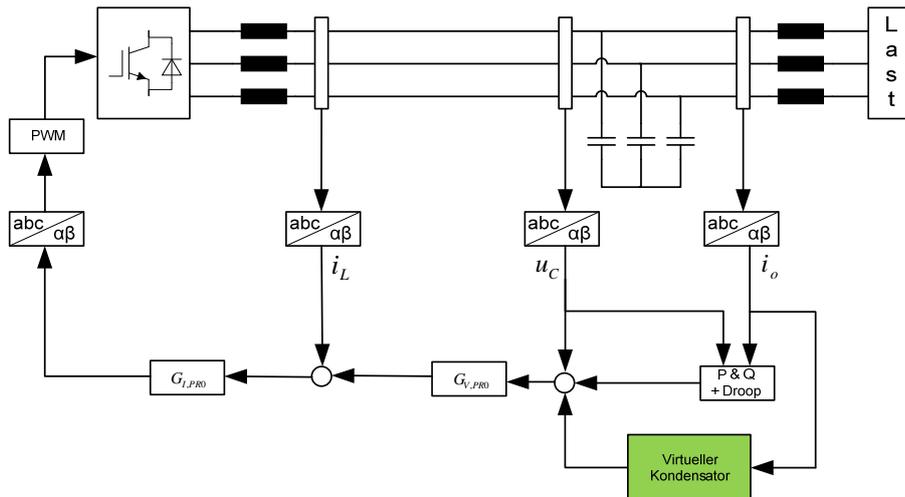


Abbildung 66: Kompensationsstruktur mit virtuellen Kondensatoren.

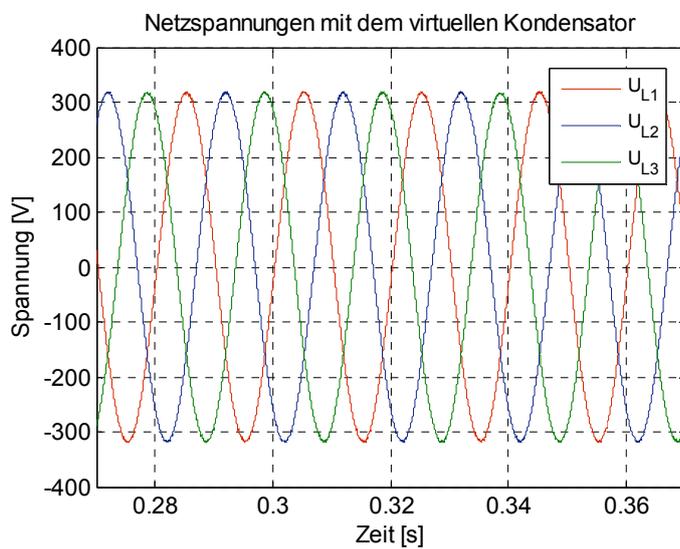


Abbildung 67: Spannungen des Inselnetzes mit virtuellen Kondensatoren.

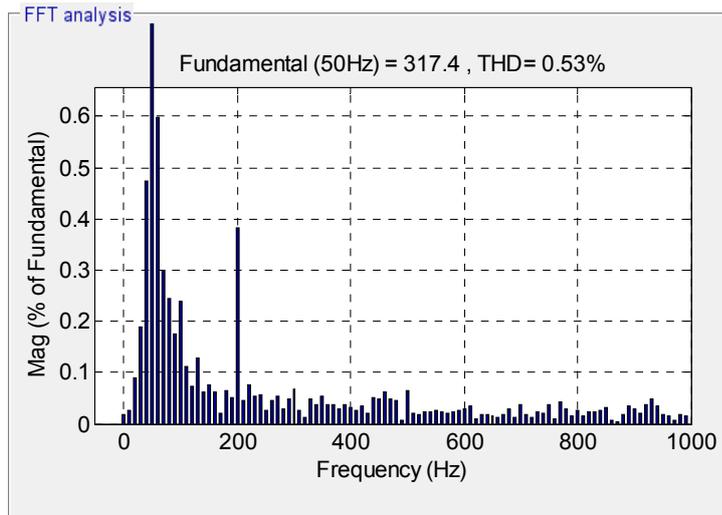


Abbildung 68: Frequenzspektrum der Netzspannungen mit virtuellen Kondensatoren.

Tabelle 12 Leistungsvergleich von Kompensationsverfahren

Kompensationsverfahren	THD[%]
Ohne Kompensation	8.10
mit Multi-PR-Regler	0.21
mit Selektive Oberschwingungskompensation	1.14
mit Virtueller Kondensator	0.53

Wie in der Tabelle 12 gezeigt, liefern die Kompensationsverfahren mit multi-PR-Reglern den besten THD-Wert. Außerdem hat dieses Verfahren den Vorteil bei der Implementierung, dass die Komplexität des Algorithmus gering ist. Von daher kann zusammengefasst werden, dass der Multi-PR-Regler am geeignetsten für die Kompensation von Netzoberschwingungen ist.

5.4.2.4 Netzregelung von gleichberechtigten Wechselrichtern

Verteilte Energienetze lassen sich durch mehrere unterbrechungsfreie Stromversorgungseinheiten (USV) aufbauen. Durch den gleichberechtigten Parallelbetrieb solcher Inverter kann ein hohes Maß an Redundanz und Versorgungssicherheit erreicht werden, da die Netzbildung auf mehrere unterbrechungsfreie Stromversorgungseinheiten verteilt wird. Die Realisierung gleichberechtigter Netzbildner im Parallelbetrieb erfolgt anhand von Frequenz- und Spannungsstatiken $f(P)$ bzw. $U(Q)$, wie sie in der konventionellen Kraftwerksleittechnik im Rahmen der Primärregelung Verwendung finden. Damit kann das Energienetz ohne zusätzliche Kommunikationseinrichtung aufgebaut werden. Die Verständigung der jeweiligen Netzbildner erfolgt dann über die Netzgrößen f und U , sodass die Lastaufteilung untereinander und Synchronisation zueinander gegeben ist.

Um die Stabilität und Dynamik solcher Netzbildner im Verbund zueinander bzw. zu anderen Spannungsquellen zu beurteilen, wird gewöhnlich das quasistatische Modell zur Beschreibung der Leistungsflüsse angenommen (Frequenzbereich). Dieser Ansatz ist nicht geeignet, um das transiente Verhalten abzubilden (Zeitbereich). Es wird erst nach einigen hundert Millisekunden eine genaue Übereinstimmung erzielt. Das transiente Verhalten findet bei der Auslegung und Beurteilung der Regelparameter keine Berücksichtigung. Dagegen wird anhand des hier vorgeschlagenen »Dynamic Phasor Modells« [32] eine gute Nachbildung des Einschwingvorgangs erreicht (Mischung Frequenz- und Zeitbereich). Mit dieser Modellierung der Leistungsflüsse als vorliegende Regelstrecke kann nun eine genaue Auslegung des Leistungsreglers durchgeführt werden. Als Leistungsregler stehen die Statikkennlinien $f(P)$ bzw. $U(Q)$ als Vorgabe der Sollspannung in Frequenz und Amplitude zur Verfügung. Zusätzlich wird noch eine Phasenvorsteuerung in den Wirkleistungsregelkreis eingefügt. Diese Vorrichtung wurde zum ersten Mal in einer Patentveröffentlichung des ISET (jetzt Fraunhofer IWES) eingeführt und dient zur Verbesserung der Dynamik und Stabilität des Leistungsreglers.

Das »Dynamic Phasor Model« lässt sich aus dem Zeigerbild von Strom und Spannung an einer Spule wie folgt anschaulich beschreiben (siehe Abbildung 69). Im eingeschwungenen Zustand wird der Strom der Spannung um 90° nacheilen. Erfährt nun der Spulenstrom eine Änderung in der Amplitude oder dem Phasenwinkel, so wird sich abhängig von der Induktivität auch die Spannung in der Amplitude bzw. Phasenlage verändern und von den 90° -Phasenverschiebung abweichen. Das Anwenden der Differentialgleichung auf die Phasordarstellung liefert eine mathematische Beschreibung, die das dynamische Verhalten gut beschreibt. Bei der quasistatischen Betrachtungsweise wird dagegen dieser dynamische Sachverhalt ignoriert: die orthogonale Position der Zeiger bleibt bestehen und die Amplitude wird lediglich entsprechend des geänderten Istwerts um den Widerstandsfaktor korrigiert.

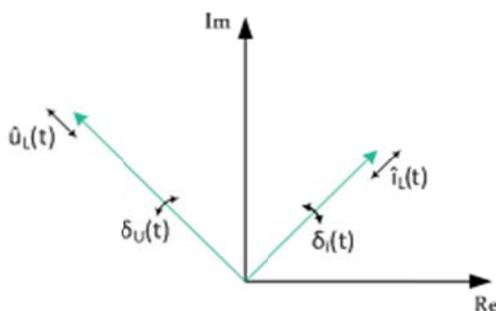


Abbildung 69: Dynamisches Zeigerbild von Strom und Spannung an einer Spule

Die oben genannte Beziehung zwischen Strom und Spannung an der Spule wird folglich zur Beschreibung der Leistungsflüsse zwischen zwei Spannungsquellen gemäß Abbildung 70 angewendet. Abhängig vom X/R -Verhältnis der Koppelimpedanz lassen sich zwei Gleichung für P und Q als Funktion der Amplituden- und Phasendifferenz zwischen den gekoppelten Spannungsquellen aufstellen. Die Amplitude und die Phase (Integration der Frequenz) stellen daher die Stellgrößen zur Regelung der eingespeisten Leistung dar.

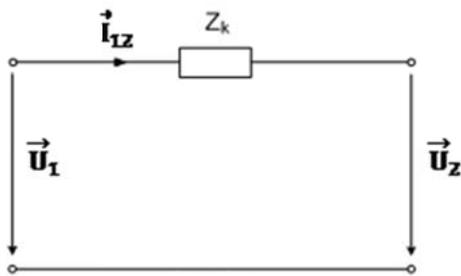


Abbildung 70: Schaltbild zur Energieübertragung zwischen zwei Spannungsquellen

Bei dem Betrieb von gleichberechtigten Wechselrichtern (oder Parallelbetrieb von Wechselrichtern) wurde die Hilfe der Droop-Statik verwendet. Die Droop-Statik arbeitet als ein Regler (P-Regler) für ein Netz. Der Einfluss des Reglers auf die Netzstabilität hängt stark von der Anzahl und der Energiebeteiligung von Spannungsquellen, in diesem Fall sind es die Wechselrichter, ab. Die Abbildung 72 zeigt die Regelstruktur des netzverantwortlichen Wechselrichters entsprechend dessen Ersatzschaltbild in der Abbildung 71.

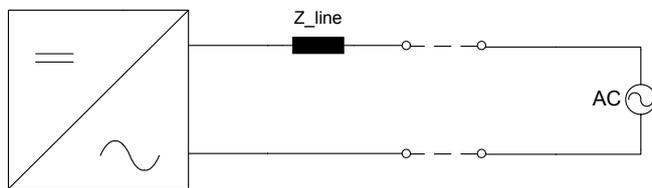


Abbildung 71 Ersatzschaltbild eines netzverantwortlichen Wechselrichters verbindend mit einem Netz

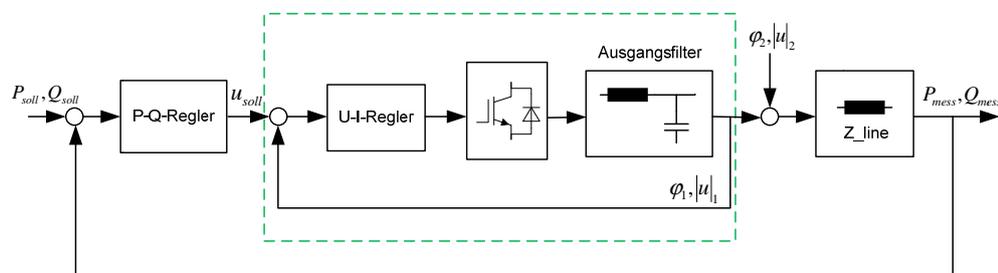


Abbildung 72 Regelstruktur eines netzverantwortlichen Wechselrichters

In diesem System stellt die Netz-Impedanz die Strecke dar. Der Phasen- bzw. Amplitudenunterschied der Spannung an der Impedanz ruft den Leistungsfluss hervor. Die Gleichung der Droop-Regelung zeigt, dass die Sollleistungen, P_0 und Q_0 , gleich Null sind. Wobei k_p , und k_q die Steilheit der Statiken für die P- bzw. Q-Regelung beeinflusse und k_d die Phasenvorsteuerung für die Frequenzregelung darstellt.

$$f = f_0 - k_p \cdot (P - P_0) \quad (1)$$

$$\varphi = \varphi_0 - k_d \cdot (P - P_0) \quad (2)$$

$$U = U_0 - k_q \cdot (Q - Q_0) \quad (3)$$

Das heißt P und Q können getrennt voneinander durch die Stellgrößen Frequenz (Winkel) respektive Amplitude geregelt werden. Daneben wird die bereits erwähnte Phasen-

vorsteuerung eingefügt. Abbildung 73 veranschaulicht die vorgeschlagene Regelungsstruktur. Aus den ermittelten Leistungswerten wird die Referenzspannung in Frequenz, Phase und Amplitude entsprechend der Leistungskennlinien vorgegeben. Angelehnt an die Synchronmaschine werden zusätzlich Verzögerungsglieder nach der Leistungsbestimmung eingebracht. Sie dienen zur Entkopplung und Glättung des Systemverhaltens.

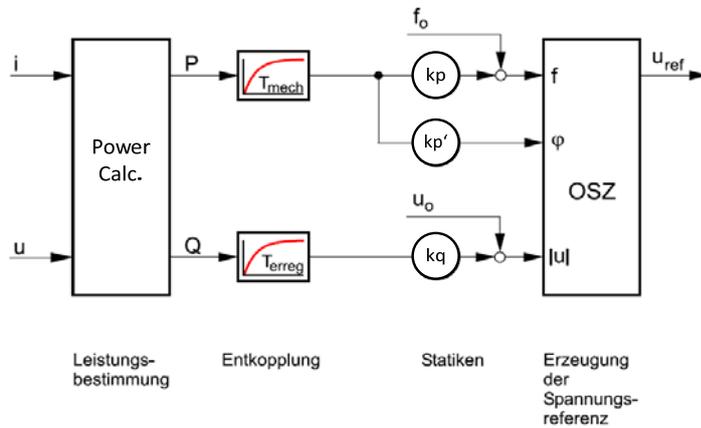


Abbildung 73: Selfsync™ Regelalgorithmus

Aus der vorgeschlagenen Regelungsstruktur und der modellierten Regelstrecke anhand des »Dynamic Phasor Models« lassen sich etwaige Stabilitätsbetrachtungen sowie eine Auswahl der freien Parameter durchführen. Daraus wurde deutlich, dass der Nutzen der Phasenvorsteuerung vor allem in der Stabilisierung von Anlagen in unteren Leistungsklassen liegt.

Für die genaue mathematische Beschreibung der Strecke wurde die Netz-Impedanz mit dem »Dynamic-Phasor-Model« modelliert [32]. Die Übertragungsfunktion der Strecke kann wie folgt beschrieben werden.

$$dP = \frac{\partial P}{\partial \varphi} d\varphi = 3 \frac{\omega L U^2}{(Ls + R)^2 + (\omega L)^2} d\varphi \quad (4)$$

$$dQ = \frac{\partial Q}{\partial U} dU = 3 \frac{\omega L U}{(Ls + R)^2 + (\omega L)^2} dU \quad (5)$$

In dem grünen Kästchen (Abbildung 72) ist die untergeordnete Regelung verantwortlich für die Spannungs- und Stromregelung. Ihre Dynamik kann als PT1-Glied mit der Zeitkonstante τ_{WR} beschrieben werden. Die Zeitkonstante τ_m ist der Trägheit einer Synchronmaschine nachempfunden, sodass sich die Leistungen nicht sprunghaft ändern können. Im Modell wird sie durch ein einfaches PT1-Glied abgebildet. Die Wechselrichtermodelle mit deren Regelung sind in Abbildung 74 und Abbildung 75 dargestellt.

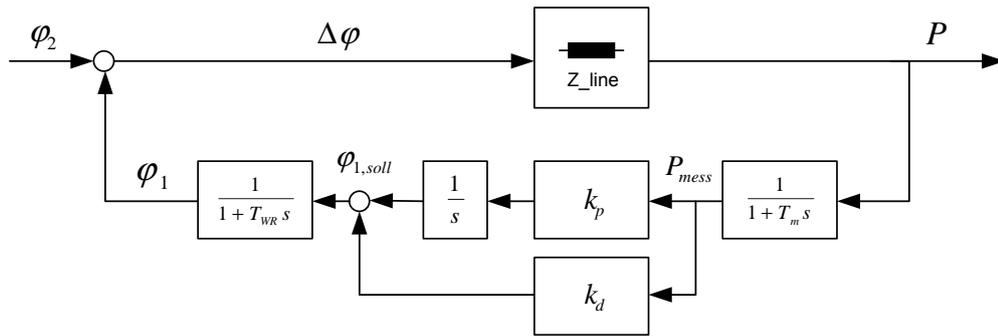


Abbildung 74 Regelstruktur der Wirkleistung

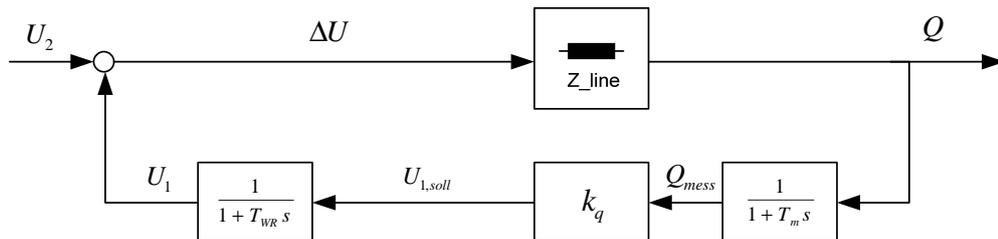


Abbildung 75 Regelstruktur der Blindleistung

Zusätzliche Zeitkonstante kann zu dem Wechselrichterzeitkonstante addiert werden, so genannten Virtuell Dynamik, um die Kopplung von Wirk- und Blindleistung zu entkoppeln. Diese Zeitkonstante spielt eine große Rolle auf die Stabilität des Netzes. Die Systemdynamik kann wie folgt beschrieben werden.

$$\frac{dP}{d\varphi} = \frac{\left(3 \frac{\omega L U^2}{(Ls + R)^2 + (\omega L)^2}\right)}{\left(\left(3 \frac{\omega L U^2}{(Ls + R)^2 + (\omega L)^2}\right) \left(\frac{1}{1 + T_{WR} s}\right) \left(\frac{2\pi k_p}{s} + k_d\right) \left(\frac{1}{1 + T_m s}\right) + 1\right)} \quad (6)$$

$$\frac{dQ}{dU} = \frac{\left(3 \frac{\omega L U}{(Ls + R)^2 + (\omega L)^2}\right)}{\left(\left(3 \frac{\omega L U}{(Ls + R)^2 + (\omega L)^2}\right) \left(\frac{1}{1 + T_{WR} s}\right) (k_q) \left(\frac{1}{1 + T_m s}\right) + 1\right)} \quad (7)$$

Folgende Simulationsergebnisse wurden verwendet um die Stabilität des Systems zu untersuchen. Die Anfangswerte für die folgende Simulationen sind in der Tabelle 13 aufgelistet.

Tabelle 13 Anfangswerte für die Simulation des netzbildenden Wechselrichters

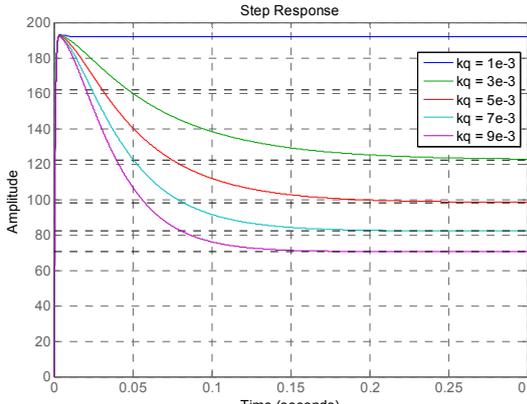
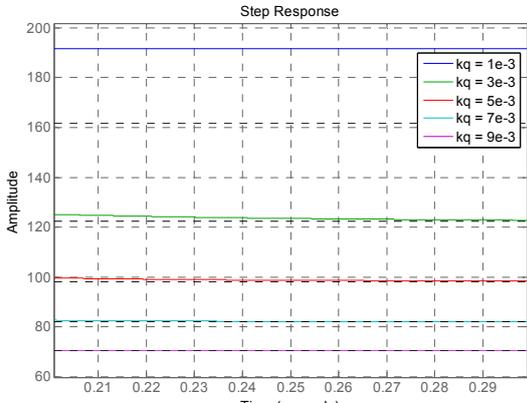
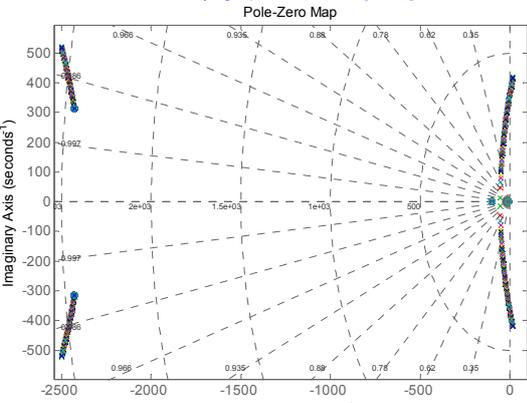
Variabel	Wert [Einheit]
Leitungswiderstand R	0,642 [Ω/km]
Leitungsreaktanz X	0,083 [Ω/km]
Kreisfrequenz ω	$2\pi f = 314$ [Rad/s]
Leitungsinduktivität $L = X/\omega$	0,264 [mH]

Zeitkonstanz des Wechselrichters τ_{WR}	100 [ms]
Zeitkonstanz der Leistungsmessung τ_m	10 [ms]
Wirkleistungsregler k_p	$1e-4=0,5/5000$ [Hz/W]
Phasenvorsteuerung k_d	0,0003 [Rad/W]
Blindleistungsregler k_q	$2e-3=10/5000$ [V/Var]

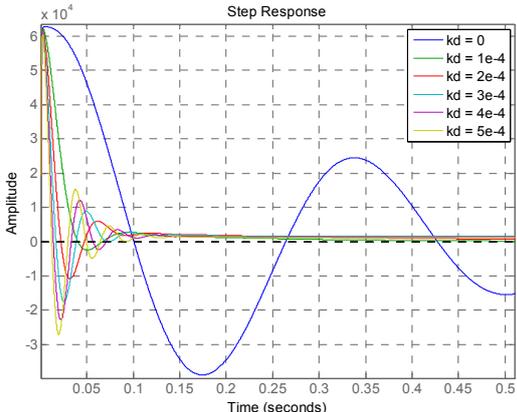
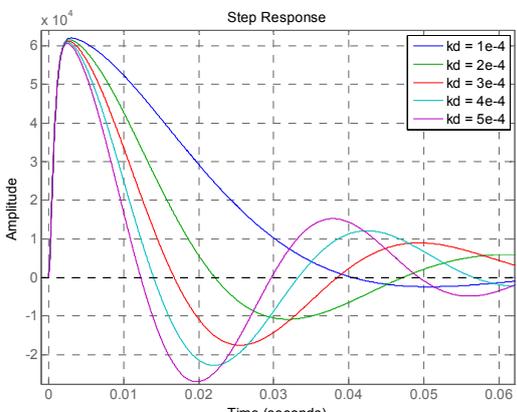
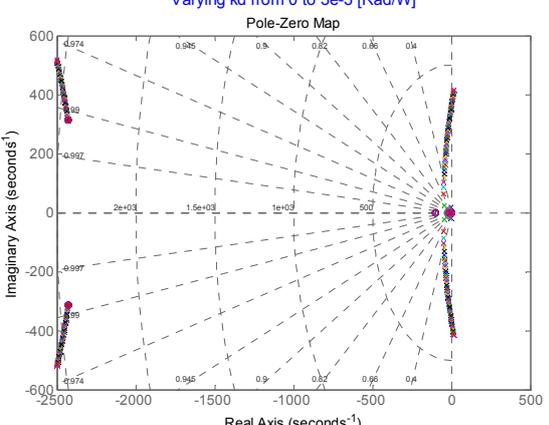
Wissenschaftliche und technische
Projektergebnisse

Die Beobachtung für jede Variabel ist wie folgt zusammengefasst.

Systemeigenschaften mit k_p	Beobachtung
	<p>Die Variation von k_p beeinflusst die Einschwingdauer nicht. Auch auf die Amplitude hat es kaum Einfluss.</p>
	<p>Je größer k_p desto geringer ist die Wirkleistungsbeteiligung bei Änderung der Frequenz.</p>

Systemeigenschaften mit k_q	Beobachtung
	<p>Die Variation von k_q ändert die Überschwingweite nur nicht.</p>
	<p>Je größer k_q desto weniger Blindleistungsverteilung.</p>
<p>Varying k_q from 1e-3 to 1 [V/Var]</p> 	<p>Das System fängt zu instabil an, wenn k_q zu groß gewählt wird (hier 0,73 V/Var).</p>

Wissenschaftliche und technische Projektergebnisse

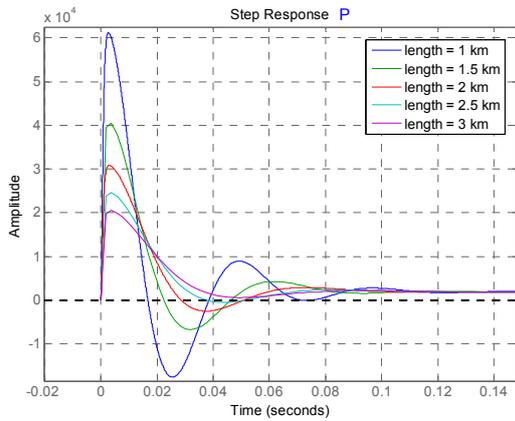
Systemeigenschaften mit k_d	Beobachtung
	<p>Der Parameter k_d erhöht die Dämpfung des Systems und verringert die Einschwingzeit.</p>
	<p>Obige Abbildung vergrößert. Für die Einschwingzeit und die Dämpfung kann ein Optimum für das System gefunden werden.</p>
	<p>Der Parameter k_d darf nicht zu groß gewählt werden. Ansonsten wird das System instabil (hier $k_d > 2,3e-3$ Rad/W)</p>

Wissenschaftliche und technische Projektergebnisse

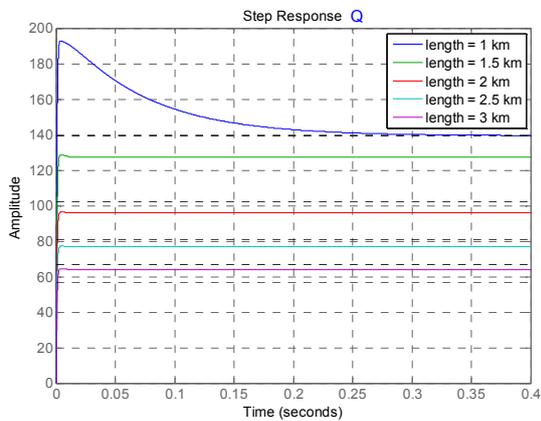
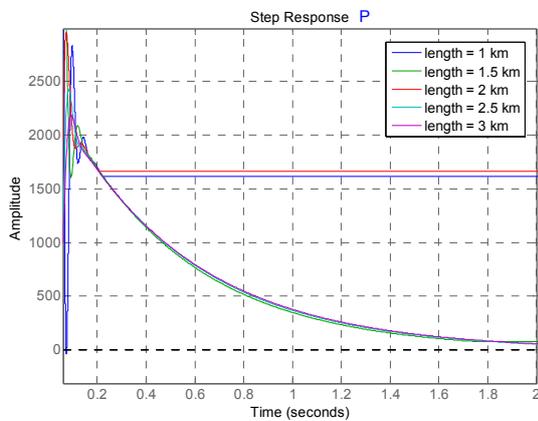
Systemeigenschaften mit Netzleitungen

Beobachtung

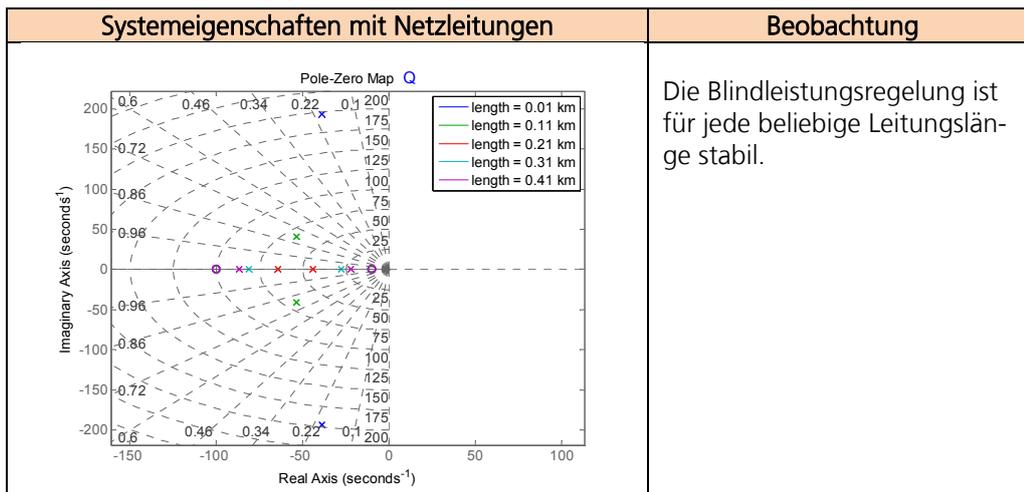
Wissenschaftliche und technische
Projektergebnisse



Je länger die Leitung desto besser ist Dämpfung für das System (Entkopplung).



Eine längere Leitung reduziert ebenfalls die Blindleistungsverteilung (Entkopplung).



Wissenschaftliche und technische Projektergebnisse

5.4.2.5 Verfahren der virtuellen Impedanz mit einem Versuchsaufbau

Um weiterhin diese konventionelle Regelungsstruktur auch für Systeme im Mittel- oder Niederspannungsnetz verwenden zu können, in denen das X/R-Verhältnis klein ausfällt, müssen zusätzliche Vorkehrungen getroffen werden, damit der Einfluss der Querkopplung gemindert bleibt. Die offensichtlichste Lösung besteht darin, zusätzliche Entkopplungsdrosseln am Ausgang des Inverters anzubringen. Dagegen sprechen die zusätzlichen Kosten und die höheren Verluste des Gesamtsystems. Es wurde deshalb der Ansatz der virtuellen Impedanz verfolgt. Diese Verfahren beinhaltet, dass die Wirkung einer zusätzlichen Induktivität am Ausgang virtuell erzeugt wird, indem abhängig vom Ausgangsstrom ein gewisser Spannungswert von der Referenzspannung subtrahiert wird. Zur Umsetzung sind verschiedene Methoden geeignet. Es sollte aber grundsätzlich darauf geachtet werden, dass auf die direkte Differentiation des Ausgangsstroms verzichtet wird.

Der Ansatz der virtuellen Impedanz ist jedoch nicht unkritisch, denn nach der Korrektur der Referenzspannung muss sie den internen Spannungsregler durchlaufen, um am Ausgang die gewünschte Wirkung zu erzielen. Im eingeschwungenen Zustand - um die Grundfrequenz herum - entspricht die Übertragungsfunktion des Führungsverhaltens gleich eins und es ist keine Beeinträchtigung zu erwarten. Im transienten Fall ergeben sich dagegen Einschwingverzögerungen und diese können das Verhalten stören. Es lässt sich auch nicht jede beliebige Ausgangsinduktivität erzeugen. Für die Praxis muss aus Stabilitätsgründen ein Kompromiss zwischen realer und virtueller Induktivität getroffen werden.

Abbildung 76 zeigt das simulierte Verhalten eines räumlich verteilten Inselnetzes. Drei gleiche spannungsgeregelte Inverter wurden in einem Niederspannungsnetz mit einem X/R-Verhältnis von 0,129 in 10 m, 100 m bzw. 250 m Abstand zur Last positioniert. In den ersten 20 ms speist nur der erste Inverter die Last, danach kommt der zweite hinzu und nach 100 ms nimmt der dritte ebenfalls an der Versorgung teil. Nach etwa 200 ms hat sich das Gesamtsystem eingeschwungen und die Last teilt sich auf die Energieerzeuger gleichmäßig auf.

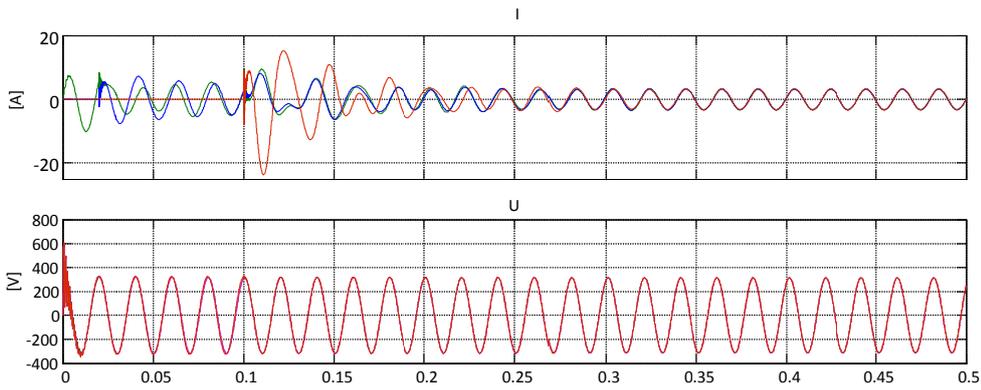


Abbildung 76: Simulative Strom- und Spannungsverläufe im Inselnetz mit drei Erzeugungsanlagen

In diesem Szenario wurde jeweils eine virtuelle Impedanz von 2mH angesetzt. Die Leitungsimpedanzen werden entsprechend den nominellen Leitungsbelägen und den Abständen festgelegt. In Abbildung 77 sind die dazugehörigen Leistungskurven dargestellt, in denen der Synchronisationsvorgang gut zu sehen ist.

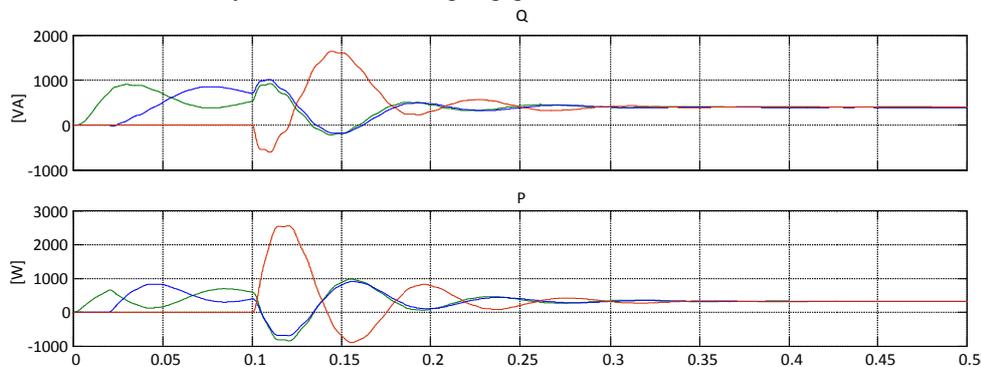


Abbildung 77: Simulative Leistungskurven im Inselnetz mit drei Erzeugungsanlagen

Versuchsaufbau:

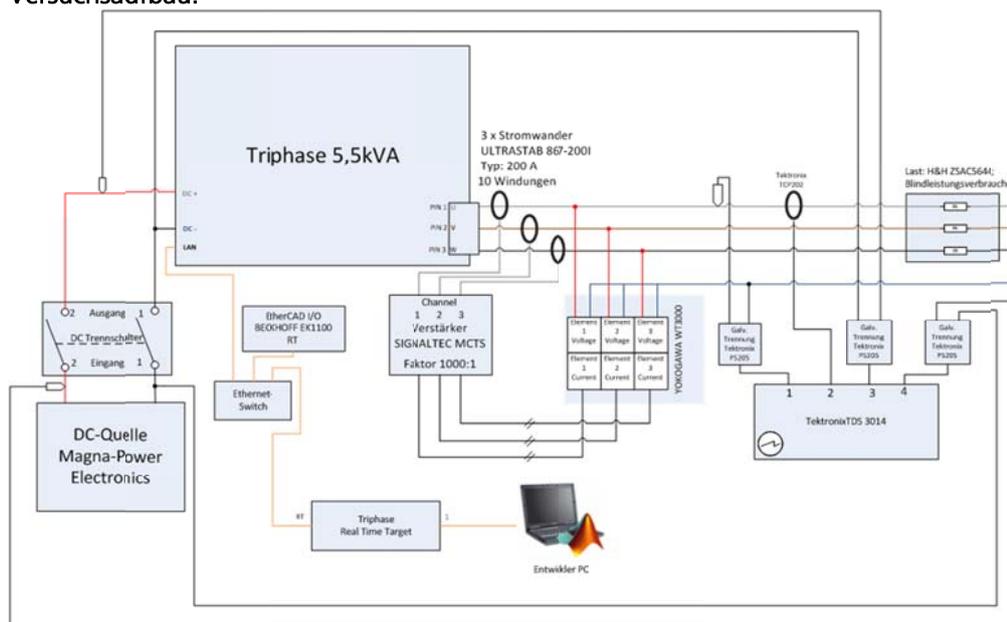


Abbildung 78: Messaufbau zur Untersuchung der Oberschwingungskompensation und des netzbildenden Wechselrichters

Zur Verifikation der Methode wurde ein Versuch mit einem Rapid-Prototyping Wechselrichter von der Firma Triphase™ aufgebaut. Der Versuch beinhaltet folgende Komponenten, wie in Abbildung 78 und Abbildung 79 angezeigt:

- Ein 5 kVA programmierbare Wechselrichter Triphase™ PM5 series
- Real-Time Target-PC
- Engineering PC with mit der Bibliothek für die Programmierung mit MATLAB/Simulink® 2012b 32bit
- Mess-, Regelungs- und elektrische Schutzkarte
- EtherCAT und Beckhoff-Datenkarte
- Programmierbare DC-Quelle (Magna-Power Electronics XRC 8 kW)
- Oscilloscope (Tektronix TDS3014 mit P5205 HW Differential Probes)
- Power Harmonic Analyser (Yokogawa WT3000)



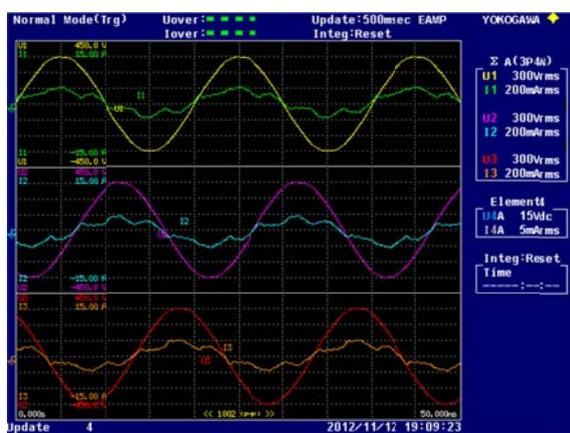
Abbildung 79: Versuchsaufbau im Labor

Zunächst wird im Labor das Oberschwingungskompensationsverfahren mit dem Multi-PR-Regler implementiert und untersucht. Bei der Einstellung der Wirkleistung von 1.5 kW und deaktivierter Kompensation, beträgt der THD-Wert zwischen 24-25 %, wie in der Abbildung 80 angezeigt. Wenn die Kompensation aktiviert ist, wird der THD-Wert auf 7-11 % verbessert (Abbildung 81).



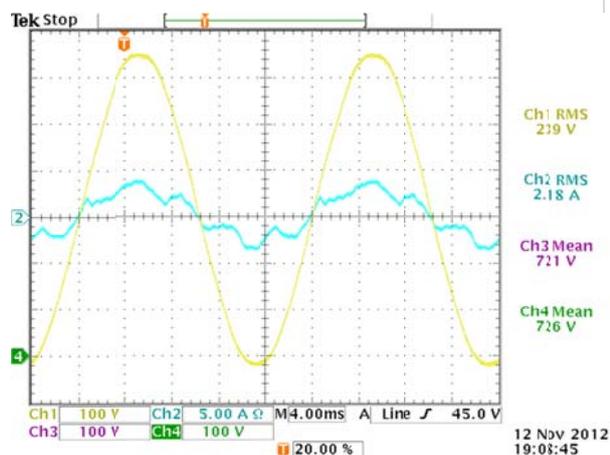
(a)

a) Numerische Anzeige
des Leistungs-
Analyseurs



(b)

b) Graphische Anzeige
oben - L1, mitte - L2,
unten - L3



(c)

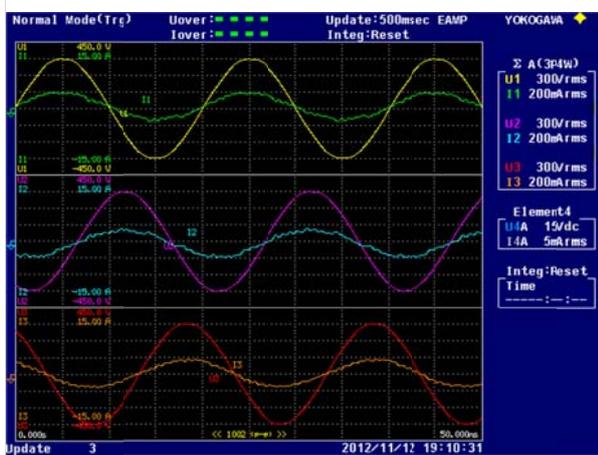
c) Oszilloskop
- L1-Spannung (Gelb)
- L1-Strom (Blau)
- Zwischenkreisspannung (Magenta)
- Spannung der DC-Quelle (Grün)

Abbildung 80 Einstellung von 1.5 kW Wirkleistung ohne Oberschwingungskompensation



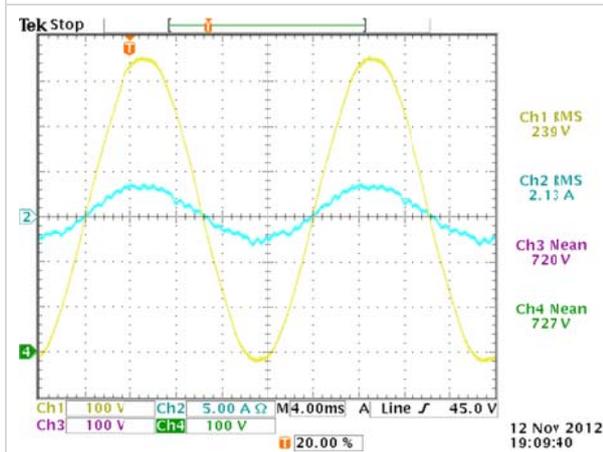
(a)

a) Numerische Anzeige der Leistung



(b)

b) Graphische Übersicht oben - L1, mitte - L2, unten - L3



(c)

c) Oszilloskop
 - L1-Spannung (Gelb)
 - L1-Strom (Cyan)
 - Zwischenkreisspannung (Magenta)
 - Spannung der DC-Quelle (Grün)

Abbildung 81 Einstellung von 1.5 kW Wirkleistung mit Oberschwingungskompensation

Tabelle 14 zeigt die Ergebnisse von dem Kompensationsverfahren mit verschiedenen eingestellten Leistungen. Bei der Leistung von 1,5 kW wird der THD von 25.15 % auf 9.62 % reduziert. Bei einer Leistung von 4,5 kW wird der THD von 5.92 % zu 5.18 % verbessert. Je höher die Grundschwingungsleistung ist, desto gerin-

ger ist der THD, da die Grundwelle im Nenner des Quotienten für die Berechnung der THD maßgeblich ist. Das gilt andersherum auch für geringe Ausgangsleistungen. Bei einer Ausgangsleistung von 0W läuft der THD gegen unendlich.

Tabelle 14 Messergebnisse der THD bei verschiedenen Leistungen

Ausgangsleistung	Ohne Kompensation Mittelwert der THD von L1, L2, L3 [%]	Mit Kompensation Mittelwert der THD von L1, L2, L3 [%]
0 kW	99.757 %	-
1,5 kW	25.149 %	9.621 %
4,5 kW	5.915 %	5.175 %

In Abbildung 82 sind exemplarisch die dreiphasigen Verläufe des Netzstroms bei einer ohmsch-kapazitiven Last wiedergegeben. Tabelle 15 zeigt dazugehörig die aufgezeichneten Kennwerte. Darin wird die Funktionsweise der Statikregelung ersichtlich. Aufgrund der gelieferten Wirk- und Blindleistung wird die Spannung angehoben und die Frequenz verringert.

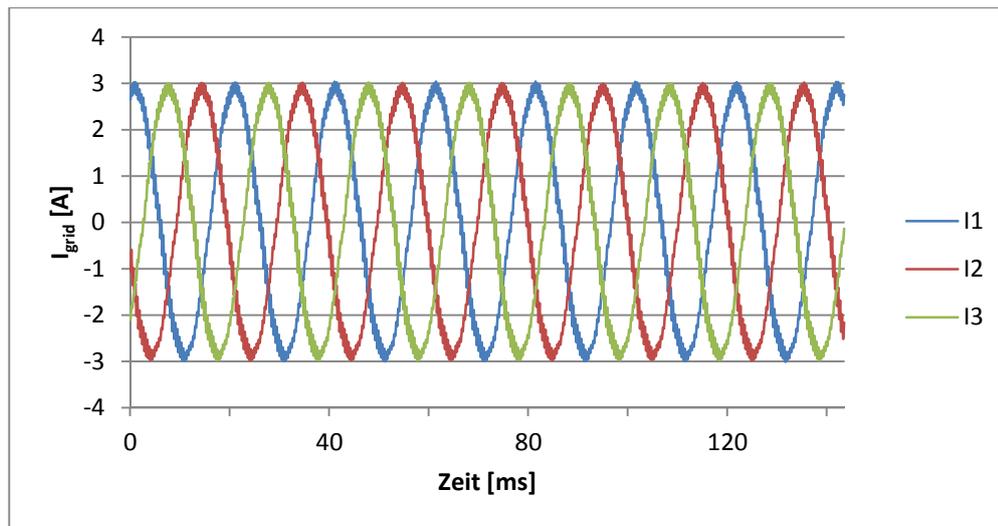


Abbildung 82: Verläufe des Netzstroms bei einer ohmsch-kapazitiven Belastung

Messgröße	Messwert	Messgröße	Messwert
U_{C1}	238,417V	I_{grid1}	2,0404A
U_{C2}	237,48V	I_{grid2}	2,0285A
U_{C3}	237,037V	I_{grid3}	2,0349A
P_{ges}	619,49W	$f_{U_{C1}}$	49,815Hz
Q_{ges}	-1311,59VA	S_{ges}	1450,55VA

Tabelle 15: Messgrößen zum ohmsch-kapazitiven Belastungsfall

5.5 Elektromagnetische Verträglichkeit

5.5.1 EMV Eigenschaften von Netzen und Betriebsmitteln

5.5.1.1 Elektrizitätszähler

Elektronische Elektrizitätszähler können durch angeschlossene Stromrichter in ihrer Funktion signifikant beeinflusst werden. Vorort wurden beispielsweise Messfehler der Elektrizitätszähler von bis zu 17 % festgestellt, obwohl der Elektrizitätszähler alle gültigen Normen erfüllt und auch der angeschlossene Stromrichter die für ihn geltenden Störaussendungs-Grenzwerte einhält. Die beobachtete Störung findet in dem bisher nicht regulierten Frequenzbereich zwischen 2 kHz und 150 kHz statt, und zwar speziell in Netzen, die durch Anhäufung von Verbrauchern mit Schaltnetzteilen, Active Power Factor Correction (PFC) und den hierdurch erforderlichen EMV-Filtern mit großen X-Kondensatoren eine niedrige Netzimpedanz bei den genannten Frequenzen erzeugen. Das Fraunhofer IWES hat aus diesem Grund ein Störfestigkeits-Prüfverfahren für Elektrizitätszähler entwickelt, bei dem zwischen 9 kHz und 1 MHz synthetische Rippelströme in den Stromzweig des Elektrizitätszählers eingekoppelt werden, während der Zähler die an eine Widerstandslast abgegebene Wirkleistung erfasst.

Inzwischen wurde auf IEC-Basis ein Normentwurf (61000-4-19) erarbeitet [33], in dem ein vergleichbares Verfahren angewendet wird. Allerdings weist der Normentwurf Unterschiede zum Fraunhofer IWES-Verfahren auf, die u. a. darin bestehen, dass der konventionelle Zähler-Kalibrierplatz mit getrennten Spannungs- und Stromquellen um eine Störstromquelle erweitert wurde. Dieses Prüfverfahren erfordert beim Elektrizitätszähler die Unterbrechung von Strom- und Spannungspfad, wodurch unter Umständen ein abweichendes Störverhalten gegenüber dem realen Störmechanismus auftritt. Das Fraunhofer IWES erweitert zurzeit den vorhandenen Prüfplatz, um Vergleichsmessungen zwischen beiden Testaufbauten durchzuführen. Des Weiteren ist eine umfangreiche Automatisierung des Testaufbaus geplant. Hierbei sollen auch gezielt bei einzelnen Störfrequenzen die Störpegel variiert werden können, um festzustellen, ab welchem Störpegel eine signifikante Störung des Elektrizitätszählers auftritt. Zusätzlich wird der IWES-Prüfaufbau mit Hilfe eines verbesserten Koppelnetzwerks derart erweitert, dass die Prüfung bereits bei 2 kHz beginnen kann. Von der Firma TESEQ wurde ein Koppelnetzwerk gemäß des aktuellen IEC Entwurfs zur Verfügung gestellt. Die Ergebnisse zeigen jedoch, dass das in dem Koppelnetzwerk verwendete Übersetzungsverhältnis von 1:1 für die geplante Anwendung ungünstig ist.

Neben dem neuen Koppelnetzwerk sind zusätzlich eine Signalquelle sowie ein Leistungsverstärker notwendig, um auch unterhalb von 9 kHz den gewünschten Stör- bzw. Rippelstrom zu erzeugen. Der Selbstbau eines Verstärkers im Rahmen einer studentischen Hilfskrafttätigkeit erfüllte nicht die Erwartungen. Daher ist hier ein neuer Lösungsansatz notwendig.

Zur besseren Identifikation der EMV-Störaussendungen an niederohmigen Netzen wird vom Fraunhofer IWES eine geänderte AC-Netznachbildung aufgebaut. In Anlehnung an die Power-Line Norm EN 50065 wird die CISPR-Netznachbildung durch ein parallel geschaltetes RLC-Netzwerk ergänzt, welches im Bereich von 2 kHz bis ca. 500 kHz eine deutlich reduzierte Impedanz zur Verfügung stellt.

Aktuelle Vorort-Untersuchungen haben ergeben, dass bei elektronischen Elektrizitätszählern neben der direkten Empfindlichkeit gegen Gegentakt-Störströme noch weitere Störeffekte bestehen können. Bei einer untersuchten Anlage wurde eine fehlerhafte Energiemessung am Zweirichtungszähler eines Wohngebäudes mit Photovoltaik-Anlage festgestellt (siehe Tabelle 16), obwohl der Zähler vorher den Immunitätstest gegen takt-

frequente Gegentakt-Störströme bestanden hatte. Charakteristisch für den untersuchten Haushalt sind häufige Lastwechsel und der damit verbundene Wechsel zwischen Bezug und Lieferung (siehe Abbildung 83 und Abbildung 84).

Tabelle 16. Übersicht über die ermittelten Messdaten

	Zweirichtungszähler		PV-Zähler
	Register 1.8.0 Bezug / kWh:	Register 2.8.0 Lieferung / kWh	W / kWh
11.09.1012	5873	8676	9069
12.09.2012	5881	8691	9094
Differenz	8	15	25
IWES-Messung	6,294	20,865	
Differenz	+1,706	-5,865	

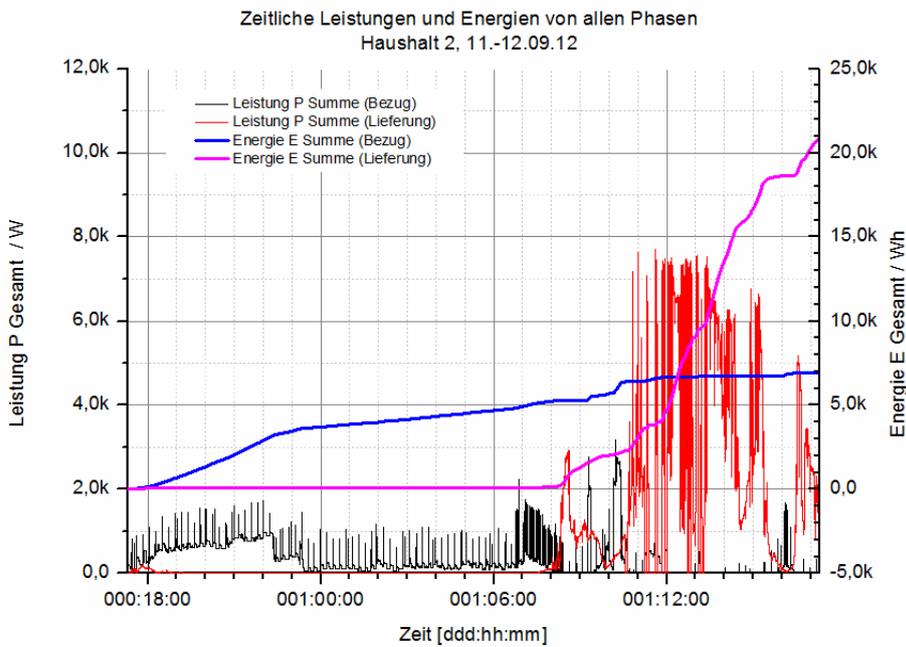


Abbildung 83: Augenblicksleistungen und Energie als Funktion der Zeit über 24 Stunden gemessen.

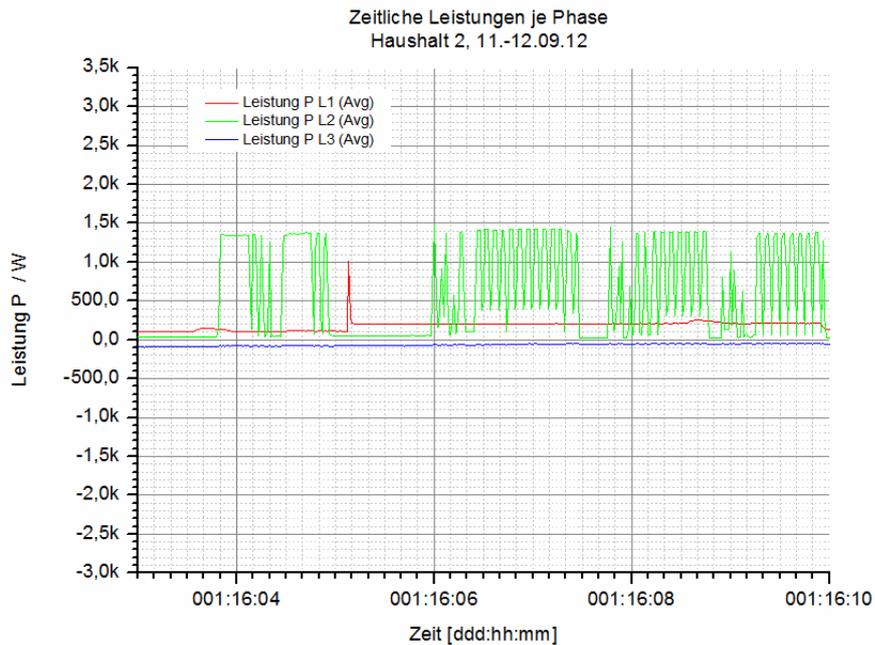


Abbildung 84: Augenblicksleistungen als Funktion der Zeit über 7 Minuten dargestellt.

Es ist daher erforderlich, ein Testverfahren für Lastrichtungswechsel in Verbindung mit hochfrequenten Gegentakt-Störgrößen zu entwickeln, um den betroffenen Zähler unter Laborbedingungen auf diesen Betriebsfall hin untersuchen zu können. Das Fraunhofer IWES wird hierzu weitere Untersuchungen durchführen.

5.5.1.2 Störaussendungen im normativ nicht regulierten Frequenzbereich

Elektrische Betriebsmittel müssen die für das jeweilige Produkt gültigen EMV-Normen einhalten. Bei den leitungsgebundenen Emissionen gelten für nahezu alle Produkte EMV-Störaussendungs-Grenzwerte und Störfestigkeits-Anforderungen in den Frequenzbereichen 0 kHz – 2 kHz und 150 kHz bis 30 MHz. Es gibt jedoch in dem Frequenzbereich zwischen 2 kHz und 150 kHz nur wenige anwendbare Störaussendungs- und Störfestigkeitsnormen. Bezüglich der Störaussendung existieren in der bisherigen EN 55011 / CISPR 11 Grenzwerte, welche speziell für Induktionskochfelder geschaffen wurden, da diese elektrischen Betriebsmittel eine hohe Anschlussleistung zwischen 1 kW und 5 kW besitzen und im Bereich oberhalb von 15 kHz takten. Inzwischen verfügen viele elektrische Betriebsmittel am Haushalts- oder Industrienetz über diese Eigenschaft. Ein wichtiges Beispiel hierfür sind Wechselrichter. Seitens der Wechselrichter-Industrie hat sich die Ansicht verfestigt, dass die oben genannten Grenzwerte für Wechselrichter nicht anwendbar seien, da einerseits Wechselrichter keine Küchengeräte sind und andererseits ein hoher und kostspieliger Filteraufwand gefürchtet wird, der die Produkte unverträglich verteuern würde.

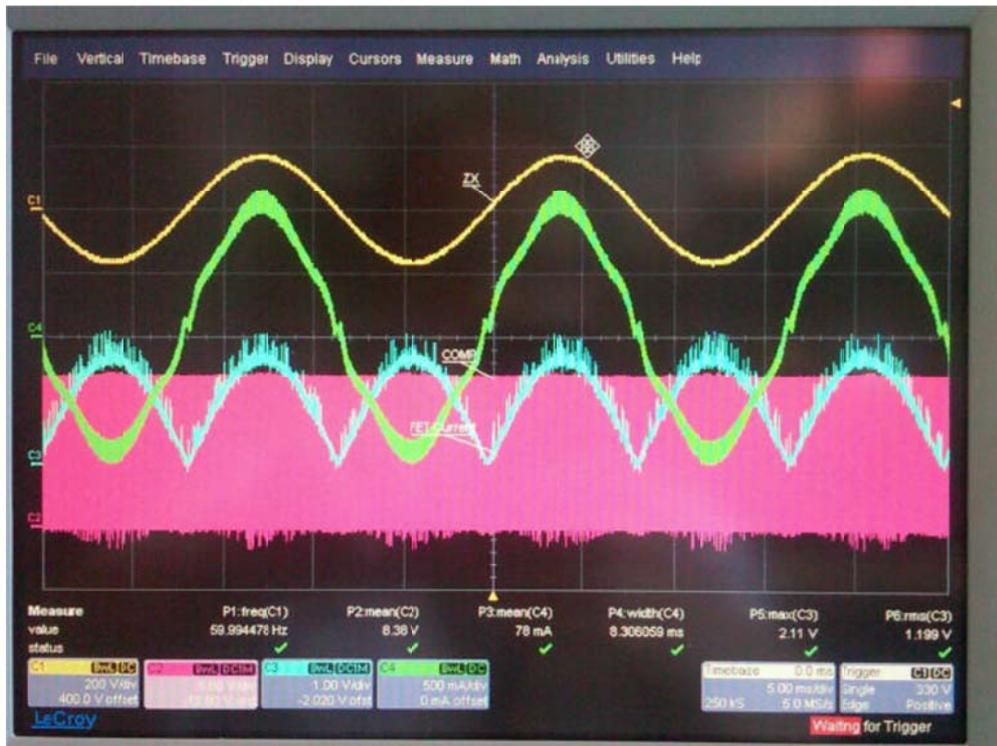


Abbildung 85 Oszillogramm von Netzspannung (gelb), Netzstrom (grün), Modulatoringang (cyan) und Gate-spannung (magenta) an einem 80-Watt-PFC-Regler. Bildquelle: International Rectifier.

Seit 2009 ist jedoch bekannt, dass die oben genannten Störemissionen von Wechselrichtern im normativ unzureichend regulierten Frequenzbereich zwischen 2 kHz und 150 kHz tatsächlich nennenswerte Funktionsstörungen an Elektrizitätszählern verursachen können [10]. Weitere elektrische Betriebsmittel mit vergleichbarem Störpotenzial sind elektrische Heizungspumpen mit drehzahlvariablem Antrieb sowie elektrische Betriebsmittel mit Active Powerfactor Correction am Netzeingang. Bei diesen Komponenten wird der niederfrequente Oberschwingungsgehalt des aufgenommenen Netzstroms mit Hilfe eines DC-DC-Wandlers mit sehr kleiner Zwischenkreiskapazität und einer Betragssinus Modulation der PWM (Pulsweitenmodulation) verwirklicht. Da der getaktete Strom wegen der sehr kleinen Zwischenkreiskapazität fast ausschließlich aus dem Netz aufgenommen wird, besitzen Active PFC Stromrichter ein sehr hohes Störpotenzial im Bereich ihrer Taktfrequenz und deren Oberschwingungen.

Abbildung 85 zeigt bei der grünen Kurve (Netzstrom), insbesondere bei den Extremwerten der Sinusschwingung, eine starke Verbreiterung der Kurve, welche durch den hochfrequenten Rippel des PFC-Schaltkreises hervorgerufen wird. Die Sinusschwingung weist eine Amplitude von 2 Kästchen auf, während diese hochfrequente Überlagerung einen Spitze-Spitze-Wert von etwa einem halben Kästchen zeigt. Dies entspricht einem Rippelanteil von etwa 12 % [34]. Bei einem Nennstrom von einem Ampere würden also 120 mA Rippelstrom ins Netz fließen und könnten dort Störungen an anderen elektrischen Betriebsmitteln hervorrufen.

Für elektrische Beleuchtungseinrichtungen existieren in der EN 55015 strenge Störaussendungsgrenzwerte im Frequenzbereich von 9 kHz bis 30 MHz. Auch die Messung der feldgebundenen Abstrahlung ist in diesem Frequenzbereich normativ vorgeschrieben. Jedoch galten bis zur Ausgabe der Berichtigung 1 vom Mai 2013 die strengen Grenzwerte der EN55015 ausschließlich für Beleuchtungseinrichtungen mit Gas-Entladungslampen. LED-Beleuchtungseinrichtungen wurden nicht durch diese Norm abgedeckt. Daher ist zu erwarten, dass auf dem Markt weiterhin LED-Lampen verfügbar sind, welche über unzureichende EMV-Entstörung verfügen.

Vorort-Untersuchungen des Fraunhofer IWES sowie Untersuchungen durch die TH-Ost Westfalen Lippe legen nahe, dass die Netzimpedanz oberhalb von 2 kHz in modernen elektrischen Niederspannungsnetzen niedrigere Werte aufweist [35], als in der EMV-

Normung bisher angenommen wurde. Diese Änderung kann darauf zurückgeführt werden, dass in modernen Niederspannungsnetzen elektrische Verbraucher im Allgemeinen mit Schaltnetzteilen ausgestattet sind. Diese Schaltnetzteile weisen im Allgemeinen relativ große X-Kondensatoren innerhalb ihrer netzseitigen EMV-Filter auf. Die Schaltnetzteile haben aus Gewichts- und Kostengründen die bisher üblichen Netzteile mit 50-Hz-Trafo nahezu vollständig verdrängt. Bei diesen bestand im Allgemeinen wesentlich geringerer Entstörbedarf, da einerseits der Netztrafo selbst als Filter wirkte und andererseits das Schaltnetzteil selbst eine beträchtliche Störquelle darstellt, die bei Geräten mit Netztransformator nicht vorhanden ist.

Aus der niedrigen Netzimpedanz in realen Niederspannungsnetzen lässt sich ableiten, dass die EMV-Messbedingungen im Bereich zwischen 9 kHz und 150 kHz mit ihrer Gegentakimpedanz (zwischen Phase und Neutralleiter) von 10 Ohm bei 9 kHz nicht mehr die in der Realität anzutreffenden Betriebsbedingungen widerspiegelt. Gerade der Entstöraufwand im Bereich der Taktfrequenz eines Stromrichters sinkt deutlich, wenn die Netzimpedanz niederohmiger ist, da bereits kleine Längsinduktivitäten zwischen dem X-Kondensator des Stromrichters und der Netzimpedanz eine wirksame Unterdrückung der stark störenden Rippelströme im Netz ermöglicht.

5.5.1.3

Alterungstests von Kunststofffolienkondensatoren mit dem Dielektrikum Polypropylen

Ausgangssituation

Das Thema wurde durch Industriepartner an uns herangetragen, da sie bei bestehenden Photovoltaikanlagen auf einen unerwarteten Kapazitätsverlust bei Entstörkondensatoren in PV-Wechselrichtern im Outdoorbereich gestoßen sind. Diese Alterungerscheinungen der Kondensatoren waren oft schon nach einer kurzen Betriebszeit zu verzeichnen, weshalb eine Überprüfung der Tests in der entsprechenden DIN-Norm sinnvoll ist.

In der aktuellen Norm DIN EN 60384-14 für Funkentstörkondensatoren wird nicht speziell auf die klimatischen Bedingungen beim Einsatz in PV-Wechselrichtern im Outdoorbereich eingegangen, sondern nur eine allgemeine Prüfung der Funkentstörkondensatoren gefordert. Im Anhang der Norm wird nochmals speziell auf die Folienkondensatoren eingegangen, diese sollen im Klimaschrank zusätzlich mit einer Gleichspannung beansprucht werden. In der Norm wird nur unzureichend auf die Auswirkungen Feuchte und Wärme auf die Kondensatoren eingegangen. Das Altern von Funkentstörkondensatoren beeinflusst nicht nur das Netz negativ und führt nach gewisser Zeit zu einer unzulässigen Störemission des ursprünglich EMV-konformen Gerätes, sondern kann auch die Schutzfunktion des Entstörkondensators beeinflussen. Insbesondere Y-Kondensatoren sind so konstruiert, dass der Kondensator bei Zerstörung niemals eine galvanische Verbindung zwischen seinen Anschlüssen aufweist, sondern immer eine galvanische Trennung seiner Beläge beibehält. Durch Einfluss von Feuchte und Wärme kann dagegen ein Verlust an Isolationsfähigkeit eintreten, der im Fehlerfall lebensgefährliche Leckströme hervorrufen könnte.

Ein Alterungstest in der Klimakammer soll beweisen, dass die Witterungsverhältnisse für die Kunststofffolienkondensatoren nicht unterschätzt werden sollten.

Messaufbau

Für den Alterungstest wurden 10 handelsübliche Polypropylen (PP) Kunststofffolienkondensatoren verwendet (6 X2-Kondensatoren, 1 Y2-Kondensator und 3 normale Kondensatoren¹). In Tabelle 17 sind die verwendeten Kondensatoren mit ihren Kenndaten aufgelistet.

Jeweils 10 Kondensatoren wurden auf eine Platine gelötet. In der Klimakammer befinden sich 3 Platinen für den Alterungstest, wobei eine mit 300 V DC, eine mit 230 V AC und eine Platine ohne Spannungsversorgung geprüft werden. Die Klimakammer wird bei 85 °C und 85 % relative Luftfeuchte über 1000 Stunden betrieben. Dabei werden alle 5 Minuten die Spannungsabfälle über den in Reihe zu jedem Kondensator befindlichen Shuntwiderständen, sowie die Temperatur und die relative Luftfeuchte gemessen. Zusätzlich wird 3-mal pro Woche die Klimakammer ausgeschaltet, dabei wird die Kapazität, Impedanz, Winkel, Widerstand und Güte der Kondensatoren gemessen und dokumentiert. In Bild 5-1 ist eine Platine abgebildet, wie sie in der Klimakammer verwendet wird.

Hersteller	Bezeichnung	Dielektrikum	Kapazität	AC Spg.	DC Spg.	Kondensatortyp
A	A1	PP	330 nF	275 V	-	X2
	B1	PP	1 µF	300 V	630 V	X2
B	B2	PP	0,22 µF	275 V	760 V	X2
	B3	PP	10 nF	200 V	400 V	-
C	C1	PP	15 nF	200 V	400 V	-
D	D1	PP	1000 pF	310 V	630 V	X2
	D2	PP	220 nF	310 V	630 V	X2
	E1	PP	470 nF	310 V	630 V	X2
E	E2	PP	0,47 µF	300 V	1500 V	Y2
	E3	PP	10 nF	200 V	400 V	-

Tabelle 17: Auflistung der verwendeten Kondensatoren.

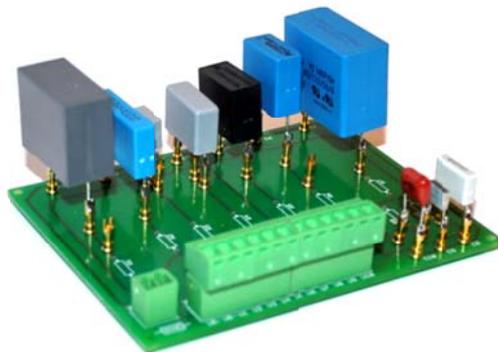


Bild 5-1: Bestückte Platine für den Alterungstest.

¹ Funkentstörkondensatoren sind in die zwei Klassen X und Y aufgeteilt, wobei X-kondensatoren nur zwischen den Leitern des Netzes angeordnet sind. Y-Kondensatoren befinden sich dagegen zwischen Leiter und Schutzleiter. Falls der Schutzleiter unterbrochen ist, darf von dem Y-Kondensator keine Personengefährdung ausgehen.

Erste Messergebnisse

In Bild 5-2 ist der Verlauf der Kapazitätsdegradation nach ca. 2 Wochen des Alterungstests zu sehen. Die Anfangskapazität des Kondensators liegt bei 190 nF. Die Differenz zu dem Nennwert von 220 nF kommt von der Fertigungstoleranz, die mit 20 % angegeben ist. Es ist zu erkennen, dass der Kondensator bei einer Wechselspannungsbelastung in der Klimakammer frühzeitig zu altern beginnt und schon in den ersten hundert Stunden 35 % seiner Kapazität verloren hat.

In Bild 5-3 ist ein Kondensator zu sehen, bei dem der Hersteller A in der Produktbeschreibung angegeben hat, dass dieser Kondensator keine Feuchtigkeit eindringen lässt. Während des bisherigen Prüfzeitraums in der Klimakammer kann dies bislang bestätigt werden, denn der Kondensator weist noch keine Alterungsspuren auf. Die geringen Schwankungen der Kapazität sind auf die Messunsicherheit des Messgerätes zurück zu führen.

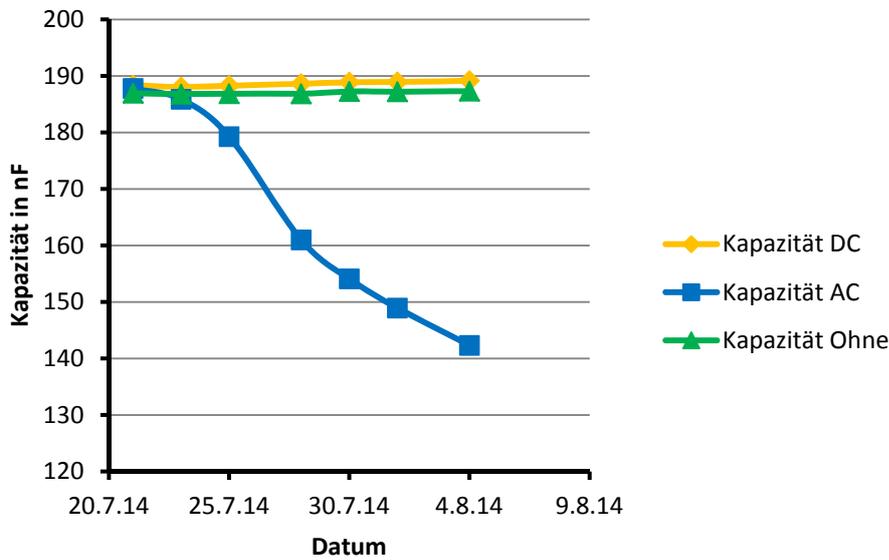


Bild 5-2: Verlauf der Kapazitätsdegradation von D2 mit 220 nF.

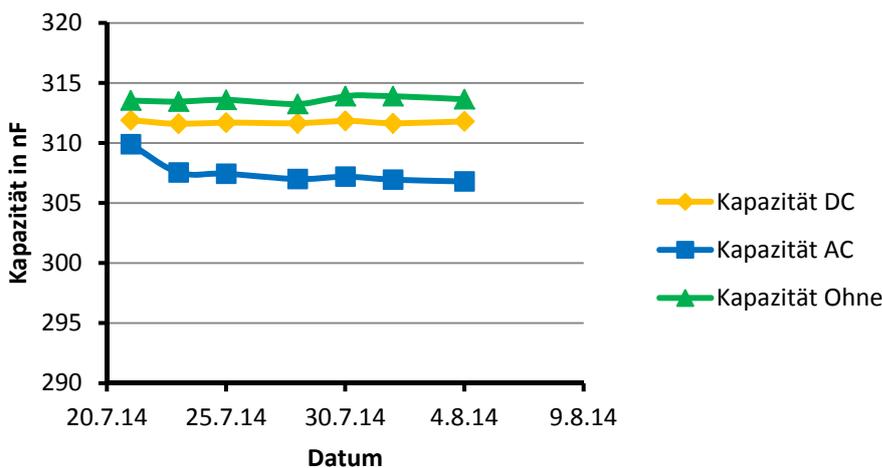


Bild 5-3: Verlauf der Kapazitätsdegradation von A1 mit 330 nF.

Ausblick

In Folgeprojekten sollen die gleichen Kondensatoren, d. h. vom gleichen Typ im Neuzustand, zum Zwecke statistisch gesicherter Aussagen nochmals demselben Alterungstest unterzogen werden. Dies dient unter anderem dazu, eventuell defekte Kondensatoren ausschließen zu können.

Derzeit sind weiterführende Versuche mit neuen Kondensatoren geplant, die unter Stoßspannungsbelastung verschiedenen Temperaturniveaus ausgesetzt werden, um hierdurch eine weitere Aussage zu der Lebensdauer von Kunststofffolienkondensatoren unter feuchter Wärme treffen zu können.

5.5.2

Entwicklung von Prüfverfahren und Prüfgeräten zur Sicherstellung der EMV

Die tatsächlich vorhandenen Eigenschaften elektrischer Betriebsmittel und elektrischer Niederspannungsnetze zeigen, dass die bisherige EMV-Netznachbildung mit ihrer hohen Gegentakt-Impedanz (10 Ohm bei 9 kHz, 100 Ohm ab 150 kHz) nicht mehr die in modernen Niederspannungsnetzen vorgefundenen Bedingungen widerspiegelt. Aus diesem Grund hat das Fraunhofer IWES eine neuartige niederohmige Netznachbildung für den Frequenzbereich von 9 kHz bis 150 kHz entwickelt (siehe auch Kapitel 5.1.3). Diese neue Netznachbildung basiert auf einem Ansatz der EN 50065, wendet aber ein anders niederohmiges Parallel-Netzwerk auf. In Abbildung 86 ist das Gehäuse des Parallelnetzwerks mit zwei der vier Impedanz-Platinen zu sehen. Die Platinen beinhalten eine verlustarme Kapazität von 200 μF je Phase sowie einen Widerstand und eine Induktivität. Diese Netzwerke werden zwischen jeweils eine Phase und dem Schutzleiter einer herkömmlichen Netznachbildung geschaltet. Damit der vom Netzwerk aufgenommene kapazitive Blindstrom reduziert wird, erfolgt eine Erweiterung des Netzwerks zu einem auf 55 Hz abgestimmten Parallel-Schwingkreis. Hierdurch bietet das Netzwerk sowohl bei 50 Hz als auch bei 60 Hz Netzfrequenz eine etwa 10-mal höhere Impedanz, als ohne diese Kompensation.

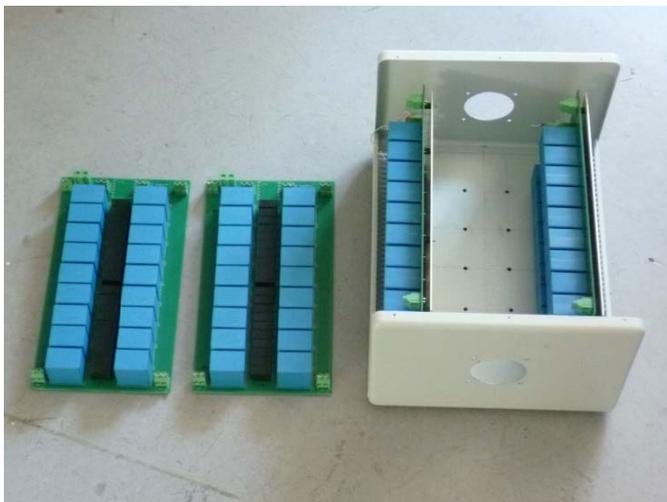


Abbildung 86: Aufbau des Labormusters einer neuartigen AC-Netznachbildung mit niedriger Gegentakt-Impedanz

5.6 Gremienarbeit

Die im Rahmen des Vorhabens erzielten Ergebnisse wurden verschiedenen Normungsgremien zur Verfügung gestellt, um eine wissenschaftliche Basis sowohl für neue, als auch für bestehende Normen zu haben, die überarbeitet und aktualisiert werden müssen.

Die Mitarbeit erfolgte dabei in nationalen und internationalen Normungsgremien. Auf internationaler Ebene ist eine Mitarbeit sinnvoll, da in der Regel internationale Normen auch in das deutsche Normenwerk übernommen werden. Nur durch eine enge Zusammenarbeit können hier sinnvolle Anforderungen gestaltet und fehlerhaften Entwicklungen innerhalb der internationalen Normung entgegen gewirkt werden.

Die Gestaltung von Normen geschieht hauptsächlich über Treffen der entsprechenden Arbeitskreise.

In folgenden Gremien wurde während der Projektlaufzeit mitgearbeitet:

- **IEC TC 77 / SC 77A** »EMC - Low frequency phenomena«
- **DKE/GAK 767.3.1** »Gegentakt-Störfestigkeitsprüfverfahren«
- **Cenelec TC-8x/WG3** »Requirements for the connection of generators above 16 A per phase to the LV distribution system or to the MV distribution system«
- **DKE AK 767.11.13** »EMV von DC/AC-Wechselrichtern zur Einspeisung von Energie aus Photovoltaik (PV) Generatoren und Brennstoffzellen in das Niederspannungsnetz«
- **DKE UK 767.1** »Niederfrequente leitungsgeführte Störgrößen«
- **DKE 373.0.3** »PV Systemtechnik«
- **FGW Arbeitsgruppe** »Oberschwingungen«

Bei der EMV lag der Schwerpunkt auf Prüfmethode zur Störfestigkeit gegen leitungsgeführte Störungen im Frequenzbereich 2 kHz bis 150 kHz. Photovoltaik Wechselrichter können in diesem Frequenzbereich Störsignale emittieren, die zu Beeinträchtigungen von elektronischen Energiezählern führen können. Hierzu existiert ein Normentwurf (Committee Draft) der IEC, der unter Mitwirkung des Fraunhofer IWES im Rahmen nationaler und internationaler Zusammenarbeit bearbeitet wird¹. Die Thematik der niederfrequenten EMV-Phänomene ist in dem Komitee IEC TC 77A angesiedelt. Das deutsche Spiegelgremium zu dieser Arbeitsgruppe ist im DKE/GAK 767.3.1 angesiedelt. Die nationalen Treffen des GAK 767.3.1 in 2012 und 2013 dienten vor allem zur Erarbeitung von nationalen Kommentaren zum zweiten CD der Norm. Bei dem IEC TC77A Working Group 6 Treffen in Berlin (Januar 2013) wurden kontroverse Diskussionen um den Verbleib der Elektrizitätszähler-spezifischen Anforderungen in der Grundnorm geführt. Es konnten jedoch die Kritiker überzeugt werden, dass der Normungsbedarf aufgrund der Zähler-Störempfindlichkeit die Haupt-Triebfeder bei der raschen Bearbeitung des Normungsprojekts ist. Weiterhin wurden Kompromisse ausgehandelt, um den zeitlichen Prüfaufwand bei den Störfestigkeitstests in einem vertretbaren Rahmen zu belassen.

In den Treffen des AK 767.11.13 zur Normung von EMV-Störaussendungsprüfungen an PV-Wechselrichtern wurden vor allem Zuarbeiten für das internationale Maintenance Team besprochen. Es geht einerseits um die Herleitung der Grenzwerte, andererseits

¹ IEC Dokument 77A/783A/CD: IEC 61000-4-19 Ed1, "Electromagnetic Compatibility (EMC) Part 4-19 - Testing and measurement techniques - Test for immunity to conducted, differential mode disturbances in the frequency range from 2 kHz to 150 kHz, at a.c. ports"

muss geklärt werden, wie die Messergebnisse von V-Netznachbildungen und Delta-Netznachbildungen korrelieren.

Innerhalb des DKE/UK 767.1 »Niederfrequente leitungsgeführte Störgrößen« vom 2013-05-16 bis 2013-05-17 wurde unter anderem über die Oberschwingungsproblematik bei gleichzeitigem Zuschalten mehrerer Kleinerzeuger diskutiert. Offen sind weiterhin die Prüfbedingungen für dezentrale EZA.

Die Systemaspekte der elektrischen Energieversorgung werden auf europäischer Ebene im Cenelec Komitee TC-8x bearbeitet. Eine Mitarbeit des Fraunhofer IWES erfolgt hier in der Arbeitsgruppe WG3, die sich mit den Anforderungen an Generatoren zum Anschluss an Verteilungsnetze befasst. Eine zentrale Fragestellung dabei ist, in wieweit und ggf. mit welchen Einschränkungen sich die unterschiedlichen Anforderungen für PV-Wechselrichter umsetzen lassen.

Weiterhin besteht eine Mitarbeit in der FGW Arbeitsgruppe »Oberschwingungen« Innerhalb der Arbeitsgruppe werden verschiedene Aspekte im Hinblick auf die Vermessung und Beurteilung der Oberschwingungen von Erzeugungsanlagen an den verschiedenen Spannungsebenen in Deutschland diskutiert:

- Erweiterung der TR3-Anforderungen für die Nachvermessung von EZA
- Messverfahren für die Nachvermessung von EZA in HS- und HÖS-Netzen
- Bewertung von Oberschwingungsströmen in HS- und HÖS-Netzen
- TR3-Anhang C: Verfahren zum Umgang mit Netzvorbelastung
- Erzielbare Messgenauigkeit von ÖS-Strömen
- Anforderungen an die Netzimpedanz bei EZE-Vermessungen

6.1

Wirtschaftliche Verwertbarkeit

Im Rahmen des Projekts PV-Symphonie wurde eine Laborinfrastruktur zur Durchführung von Messungen an PV-Stromrichtern spezifiziert und errichtet, die vor allem auf die Beurteilung der Eigenschaften im Systemverbund ausgerichtet ist. Dabei stehen folgende Aspekte im Vordergrund

- Entwicklungsumgebung für Regelungsstrategien von PV-Wechselrichtern
- Beurteilung von Verfahren zur Betriebsführung und Regelung von Stromrichtern.
- Wechselwirkungen der Regelungsverfahren untereinander
- Netzverbessernde Betriebseigenschaften von PV-Wechselrichtern
- Elektromagnetische Verträglichkeit

Diese Infrastruktur wird für weiterführende anwendungsorientierte Forschungs- und Entwicklungsarbeiten am Fraunhofer IWES im Bereich Qualifizierung und Netzintegration von Stromrichtern genutzt. Die im Projekt PV-Symphonie erzielten Ergebnisse bilden dabei die Basis für weitergehende Untersuchungen. Somit kann die Erforschung und Entwicklung neuer Komponenten unterstützt werden. Mit den im Projekt entwickelten Verfahren kann die Funktionalität von Stromrichtern sowie deren Beitrag zum Netzbetrieb weiter erhöht werden. Mit den Prüfverfahren zur elektromagnetischen Verträglichkeit wird dem Störpotential Rechnung getragen, so dass im Entwicklungsprozess entsprechende Maßnahmen ergriffen werden können.

Die erarbeiteten Lösungsansätze tragen dazu bei, die technischen Voraussetzungen für eine weiter zunehmende Integration von PV-Wechselrichtern in Verteilungsnetze zu schaffen. Dies ist von Interesse sowohl für Hersteller von Stromrichtern als auch für Netzbetreiber.

6.2

Wissenschaftliche und/oder technische Verwertbarkeit

Mit den im Projekt gewonnenen Ergebnissen wurde eine sehr gute Basis für eine weitere wissenschaftliche oder technische Verwertbarkeit geschaffen. Bereits während der Projektlaufzeit wurden die Ergebnisse auf wissenschaftlichen Konferenzen präsentiert, sowie zum Teil für die Normungsarbeit zu Verfügung gestellt. Mit den jetzt verfügbaren Testmöglichkeiten zu wissenschaftlich-technischen Untersuchungen hinsichtlich des Betriebsverhaltens von PV-Wechselrichtern im Systemverbund mit dem Netz und weiteren Erzeugungseinheiten und Lasten können die Projektergebnisse sowohl im Rahmen anwendungsorientierter F+E Arbeiten, als auch für Untersuchungen in zukünftigen Forschungsvorhaben Verwendung finden.

6.3

Wissenschaftliche und wirtschaftliche Anschlussfähigkeit

Mit der aufgebauten Prüfinfrastruktur und den erarbeiteten Verfahren zur Betriebsführung und Regelung von PV-Wechselrichtern, wurde eine gute Basis für eine Anschlussforschung in künftigen Projekten geschaffen. Hier sind vor allem die Projekte »Netz-

kraft« und »Blindleistungsmanagement in Verteilnetzen zur Erhöhung des Anteils dezentraler Energielieferanten (RPC)« zu nennen, die weiterführende Fragestellungen untersuchen.

Weitere mögliche Anschlussvorhaben werden den Schwerpunkt stärker auf die Vernetzung unterschiedlicher Erzeugungseinheiten und Lasten in intelligenten Niederspannungsnetzen (Smart Grids) legen. Forschungsziele dabei sind die Verifikation von Anwendungsszenarien für unterschiedliche Komponenten (z. B. Erzeugungsanlagen, Elektromobile, Wärmepumpen), deren Wechselwirkungen untereinander sowie Auswirkungen auf den Netzbetrieb. Zu diesem Zweck kann das bisher aufgebaute Niederspannungstestnetz als »Smart Grid Feeder« erweitert werden, um die verschiedenen Komponenten mit ihren unterschiedlichen Anforderungen im realen Betrieb zusammenzuführen.

Verwertbarkeit der
Projektergebnisse

7

Anhang: Untersuchung der dynamische Netzstützung mit Blindstromeinspeisung in Niederspannungsnetzen

Für die Bearbeitung des Arbeitspaketes werden im Folgenden geeignete Modelle erstellt und parametrisiert. Anschließend werden Netzberechnungen und dynamische Simulationen durchgeführt. Die Ergebnisse werden bewertet und mögliche weiterführende Arbeiten dargestellt.

7.1

Simulationsmodelle

7.1.1

Externes Netz

Allgemein

Das Netzeinspeisungsmodell oder Ersatznetzmodell wird in PowerFactory »Externes Netz« genannt und modelliert in diesem Bericht das aggregierte, überlagerte Transportnetz mit den daran angeschlossenen Kraftwerken.

Statisches Modell

Für Lastflussberechnungen wird die Netzkurzschlussimpedanz zusammen mit dem PowerFactory External Grid Objekt gemäß Abbildung 87 verwendet. Das External Grid Objekt ist im Lastflussfall ein reiner Slack-Knoten, ohne die Möglichkeit der Eingabe einer internen Impedanz. Diese Implementierung eines Netzeinspeisungsmodells ist abweichend von dem oft verwendeten Modell eines Slack-Knotens mit nachgelagerter Netzimpedanz als Längsimpedanz. Die Begründung für diese spezielle Implementierung ist gemäß DigSilent Support:

»Die Werte können deshalb nicht auf der Lastflussseite eingegeben werden, weil das externe Netz »immer vorne« regelt. D.h. egal ob Slack, PV- oder PQ Knoten, die Gleichungen werden immer am Anschluss aufgestellt und gelöst (z. B. PV: $P_{\text{gemessen}} - P_{\text{Soll}} = 0$ und $U_{\text{gemessen}} - U_{\text{Soll}} = 0$). Dadurch werden die inneren Impedanzen nicht benötigt und brauchen somit nicht eingegeben werden. Die Spannungsquelle dagegen regelt ihre innere Spannung und die Knotenspannung ergibt sich dann mit dem Spannungsabfall am Innenwiderstand.«

Für die Berechnung von Spannungsanhebungen mit Lastflussrechnungen ist es jedoch erforderlich die Netzimpedanz auch im Lastflussfall zu berücksichtigen. Aus diesem Grund wird die Netzimpedanz in Abbildung 87 mithilfe eines dem External Grid Object nachgelagerten Series Reactor Objekt dargestellt.

Die Netzimpedanz berechnet sich aus der Netzkurzschlussleistung gemäß den Formeln für die Netzeinspeisung in [16]. Gemäß [16] wird das R/X Verhältnis konstant zu 0,1 angenommen. Für eine Versorgung des Mittelspannungsnetzes aus einem überlagerten 110 kV Freileitungsnetz wird dieser R/X Wert als repräsentativ angesehen.

Da im Folgenden mit variablen Netzkurzschlussleistungen gerechnet wird und keine klassische Kurzschlussberechnungen durchgeführt werden, kommt dem Spannungsfaktor c nur noch eine untergeordnete Bedeutung zu und wird konstant zu 1 angenommen.

Die Netzkurzschlussleistung im deutschen Mittelspannungsnetz wird in [1] im typischen Bereich von 50-200 MVA angegeben, in [36] wird als minimaler Wert 15 MVA genannt.

Auf Grundlage dieser Angaben wird im Folgenden der Netzkurzschlussleistungsbereich von 15-200 MVA betrachtet.

Anhang: Untersuchung der dynamische Netzstützung mit Blindstromeinspeisung in Niederspannungsnetzen

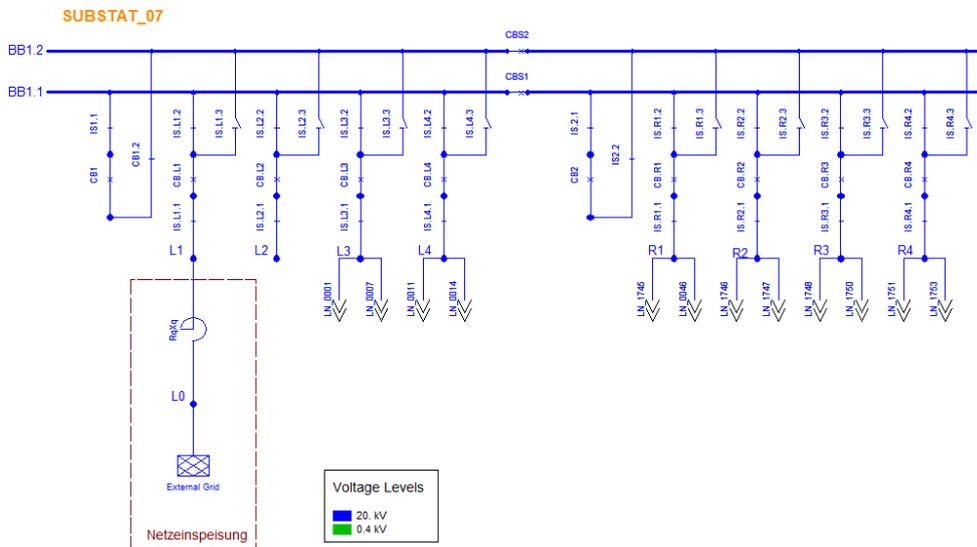


Abbildung 87: Detaillierte Ansicht der Schaltanlage SUBSTAT_07.

Dynamisches Modell

Für dynamische Simulationen wird das Series Reactor Objekt in Abbildung 87 nicht verwendet.

In einer dynamischen RMS Simulation modelliert PowerFactory mit dem External Grid Object eine Netzeinspeisung als eine vereinfachte Synchronmaschine mit einer konstant angenommen, typischen Impedanz von $x_{d''} = 0.2$ pu.

Die interne Bemessungsleistung berechnet sich dabei zu:

$$S_n = 0.2 \cdot \sqrt{1 + \left(\frac{R}{X}\right)^2} \cdot \frac{S_k''}{c}$$

Die Werte für R/X , c -Faktor und S_k'' sind entweder die minimalen oder maximalen Werte, welche im External Grid Object angegeben wurden. Der Wert für R_{str} der vereinfachten Synchronmaschine berechnet sich mithilfe des verwendeten R/X Wertes.

Die Drehzahländerung der vereinfachten Synchronmaschine wird gemäß der Bewegungsgleichung berechnet:

$$T_a \cdot \frac{dn}{dt} = t_m + t_e$$

Mit der Anlaufzeitkonstante T_a , Drehzahl n , und mechanischen bzw. elektrischem Drehmoment t_m bzw. t_e .

»Dabei ist das mechanische Moment konstant und entspricht dem elektrischen Moment zum Zeitpunkt der Initialisierung. Die benötigten dq0 Ströme und Flüsse lassen

sich mithilfe der Synchronmaschinengleichungen berechnen (unter der Annahme das alle $x_d, x_q = 0,2$ p. u. sind).« [DigSilent Support]

7.1.2

Nieder- und Mittelspannungsnetz

Das simulierte Nieder- und Mittelspannungsnetz ist eine leicht modifizierte Variante des in PowerFactory enthaltenen Beispielnetzes »LV Distribution Network«. Laut Auskunft des DigSilent-Supports existiert dieses Beispielnetz real und wurde direkt aus den Daten eines Geoinformationsprogrammes in PowerFactory importiert. Die folgenden Modifikationen wurden vorgenommen:

- 33 kV Spannungsebene ohne Grafik gelöscht.
- 10 kV Spannungsebene wurde durch Anpassung der Transformator- und Kabeltypen auf 20 kV umgebaut.
- Anpassung der grafischen Leitungsverläufe in den 20 kV Netzen an die Positionen der Transformatorstationen in den 0,4 kV Netzen.
- Gezielte Leitungsverstärkungen um Kabelüberlastungen während eines Tagesganges ohne PV-Anlagen im Netz zu vermeiden.

Einige Kenndaten des resultierenden Netzes sind wie folgt:

- Die Topologie des 0,4 kV und 20 kV Netzes ist vermascht in Radialkonfiguration mit normal offenen Maschen
- Insgesamt gibt es 53 Transformator Ortsnetzstationen in den Netzen. Jede Ortsnetzstation ist mit mindestens einem, 630 kVA, 0.4/20 kV Transformator ausgestattet.
- Insgesamt sind 27 km Kabel vom Typ NAYCWY in den 0,4 kV Netzen verlegt. In den 20 kV Netzen sind insgesamt 29,68 km Kabel und Freileitungen vorhanden.

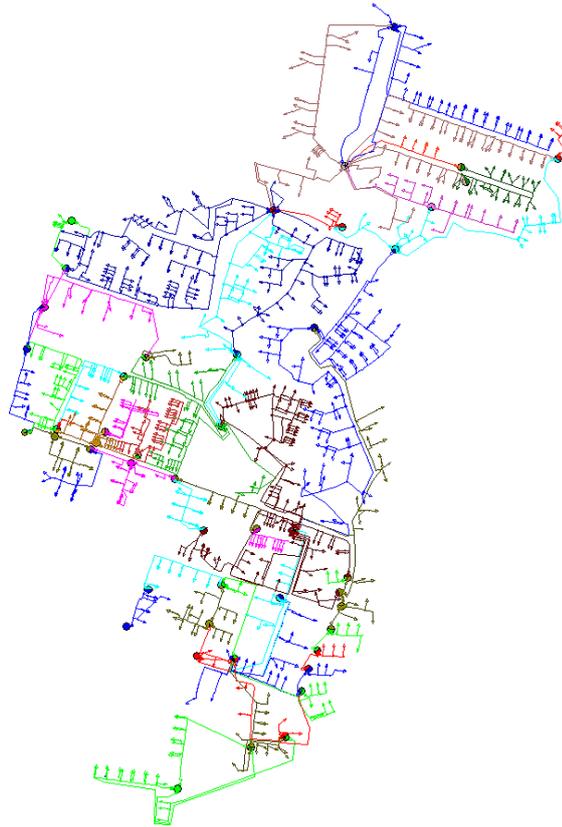


Abbildung 88: Simuliertes 400 V Niederspannungsnetz. Der Versorgungsbereich jeder Transformator-Ortsnetzstation ist farblich hervorgehoben.

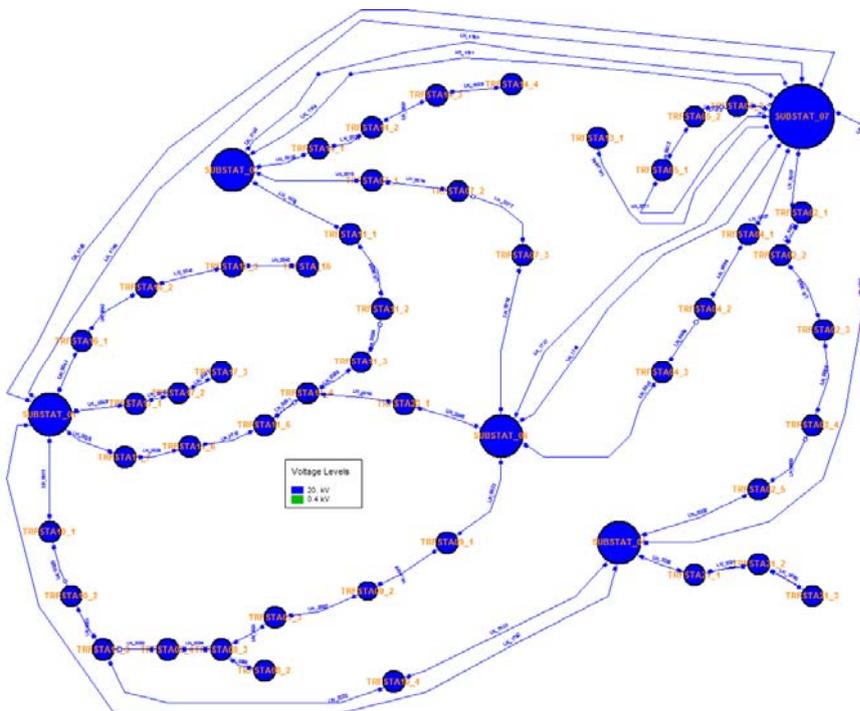


Abbildung 89: Simuliertes 20 kV Netz. Der Übergang zu 110 kV findet in der Station SUBSTAT_07 statt.

7.1.3 PV-System

Allgemein

Im Gegensatz zu den konventionellen Stromerzeugern wie Synchrongeneratoren und deren Regelung gibt es insbesondere für PV-Systeme derzeit noch keine standardisierten Modelle für die dynamische Simulation. Daher wurde ein PV-Anlagen Simulationsmodell in PowerFactory implementiert und mit Messdaten eines vermessenen PV-Stromrichters validiert.

Als Ausgangspunkt für die Modellierung von PV-Systemen wird eine typische Hausdachinstallation in einem Wohngebiet entsprechend Abbildung 90 angenommen [37]. Die angenommene Nennleistung für alle PV-Systeme in diesem Bericht ist 10 kW pro PV-System und liegt damit auch gemäß Abbildung 91 im repräsentativen Bereich.



Abbildung 90: PV-System mit 40 PV-Panels vom Typ Trina 250 Wp [37].

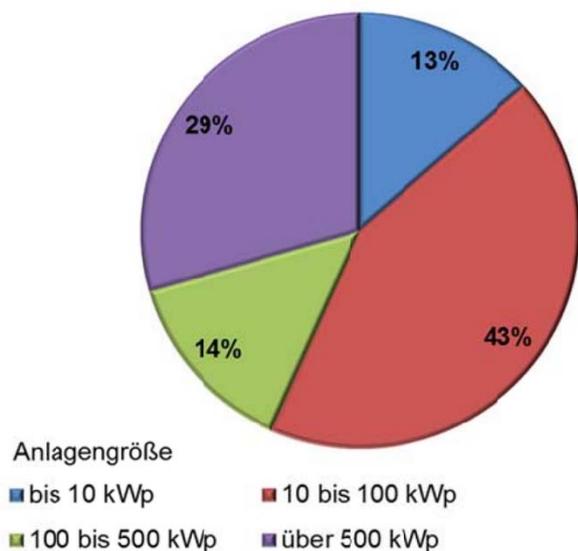


Abbildung 91: Verteilung der installierten PV-Leistung nach Anlagengröße [38].

Statisches Modell

In der statischen Lastflusssimulation wird ein PV-System als PQ-Knoten dargestellt. Je nach betrachteter Tageszeit wird für die Wirkleistung die Nennleistung von 10 kW mit dem einstrahlungsabhängigen Leistungsprofil aus Abbildung 92 entsprechend skaliert. Das Leistungsprofil selbst ist ein Standardprofil, welches der Bibliothek von PowerFactory entnommen ist [39].

Die eingespeiste Blindleistung pro PV-System ist für die statischen Simulationen konstant auf 0 kVAR gesetzt.

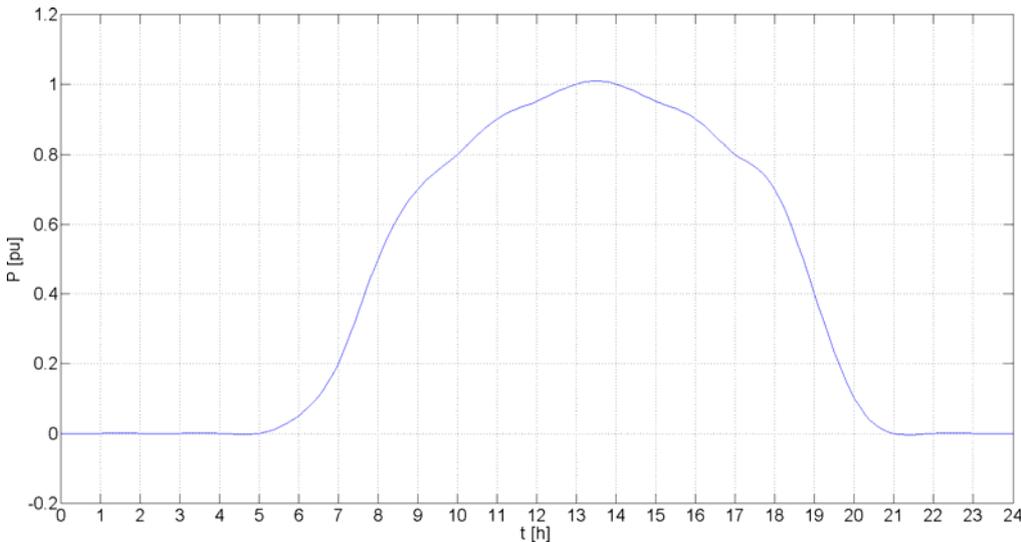


Abbildung 92: Verwendetes Wirkleistungsprofil für die Einspeisung eines PV-Systems über die Zeitdauer eines Tages.

Dynamisches Modell

Das dynamische Simulationsmodell für RMS-Simulationen wurde in der DigSilent Simulation Language (DSL) implementiert. Abbildung 93 zeigt die oberste Ebene des PV-Systems Modelles. Die Funktion der abgebildeten Blöcke wird im Folgenden kurz einzeln erläutert.

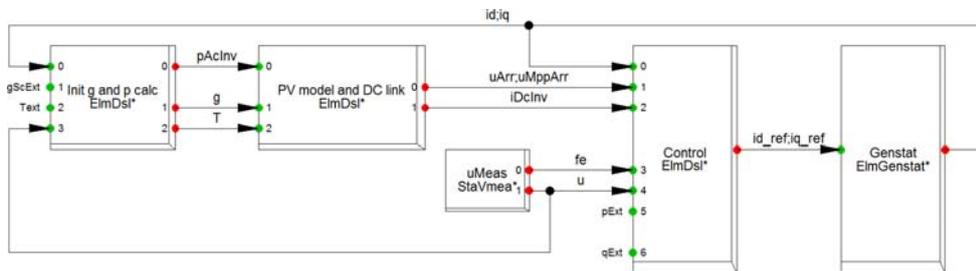


Abbildung 93: Oberste Ebene des PowerFactory PV-System Modells.

Init and P calc: Dieser Block beinhaltet look-up table basierte Initialisierungsfunktionen, welche die Einstrahlungsstärke und Temperatur passend zur Wirkleistung ausrechnen. Die Wirkleistung des Modelles zu Simulationsbeginn wird vom Benutzer gewählt. Unter Annahme eines Betriebs am Maximal Power Point (MPP) wird im Initialisierungsprozess die hierfür erforderliche MPP-Spannung bestimmt.

PV Model and DC link: Dieser Block modelliert das Verhalten des DC-Kreis unter Verwendung der Kapazität des Zwischenkreiskondensators. Aus Gründen der Kompaktheit des Gesamtmodells wurden im selben Block ebenfalls noch einige Rechnungen zum Verhalten der PV-Panels in Serien- oder Parallelschaltung implementiert.

Anhang: Untersuchung der dynamische Netzstützung mit Blindstromspeisung in Niederspannungsnetzen

Control: In diesem Block findet die Wirkleistungsregelung und Blindleistungsteuerung statt. Im Normalbetrieb wird die Wirkleistung über die Zwischenkreisspannung im DC-Link auf den errechneten Maximal Power Point geregelt. Weiterhin besitzt das Model die Fähigkeit, flexibel auf Netzfehler zu reagieren. In diesem Block ist ein Zustandsautomat implementiert, welcher im Netzfehlerfall die Stromsollwerte entsprechend den jeweiligen Grid Code Verfahrensweisen modifiziert. Die Verwendung eines Zustandsautomaten entspricht der tatsächlichen Implementierung von Netzanschlussbedingungen z. B. in der Steuerungssoftware von Windenergieanlagen.

7.1.3.1 Tests und Validierung des dynamischen Modelles

Initialisierung

Die Initialisierung des dynamischen PV-Systemmodelles wird mit einem »No-event« Test bei Teil- und Vollast überprüft. Bei korrekter Initialisierung dürfen sich nur sehr geringe Schwingungen in wesentlichen Modellsignalen ergeben. Abbildung 94 und Abbildung 95 zeigt die Leistung des PV-Systems an den Anschlussklemmen und die internen Rechengrößen DC-Spannung mit der Maximal-Power-Point Spannung. In beiden Abbildungen sind die Amplituden der Schwingung sehr gering (unter 1 ‰) und die Initialisierung erfolgte damit korrekt.

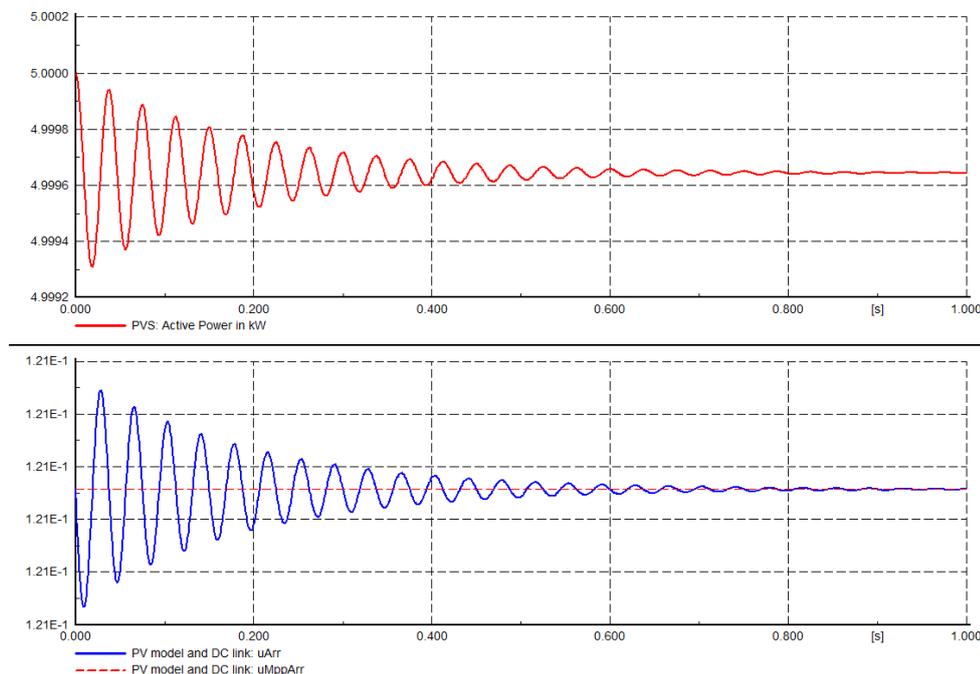


Abbildung 94: No-event Test für den Teillastbereich

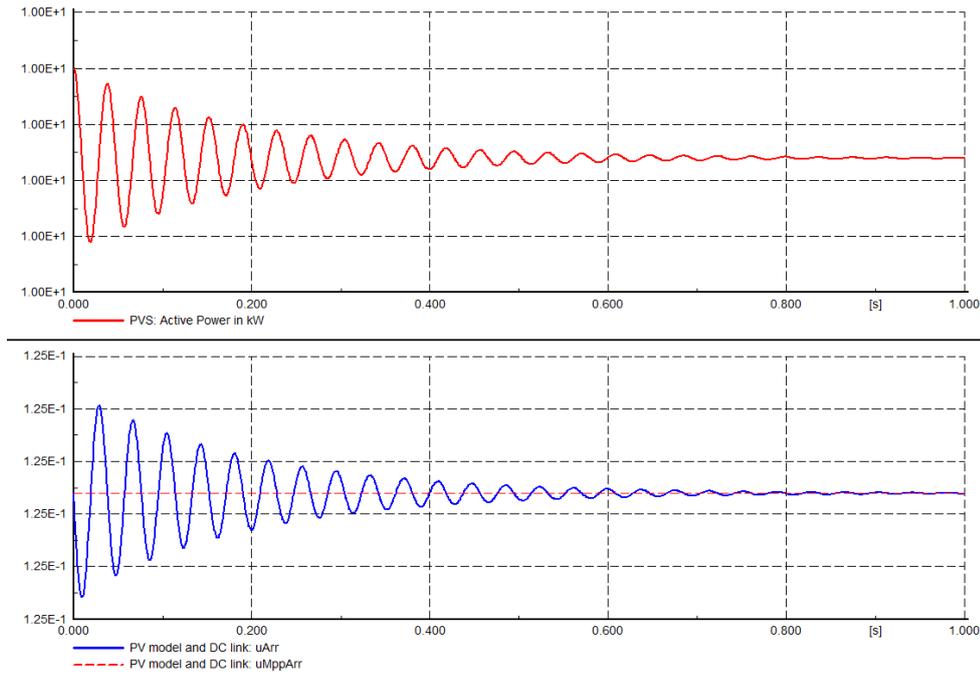


Abbildung 95: No-event Test für den Volllastbereich ($P_{rt}=10$ kW)

Fault Ride Through bei Spannungseinbruch

Abbildung 96 zeigt die generelle Reaktion des PV-Systemmodelles auf einen Spannungseinbruch im Netz.

In Abbildung 97 bis Abbildung 98 werden die Werte der Simulation mit gemessenen Werten eines realen PV-Wechselrichters, welcher am Fraunhofer IWES vermessen wurde, verglichen. Die Übereinstimmung von simulierten und gemessenen Werten wird für eine RMS-Simulation als gut angesehen.

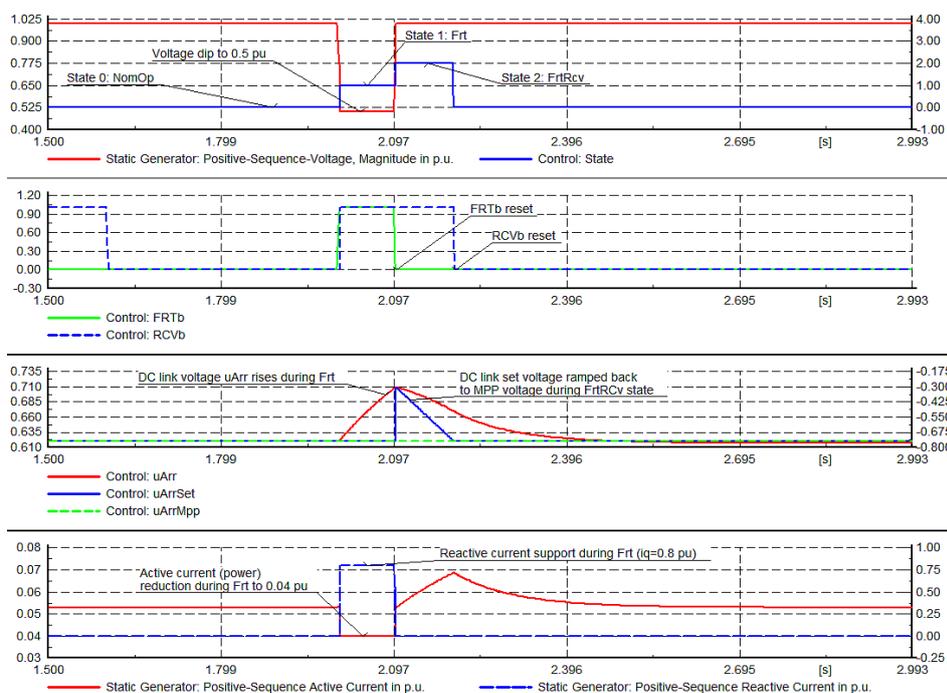


Abbildung 96: FRT Reaktion des PV-Systemmodelles mit internen Signalen.

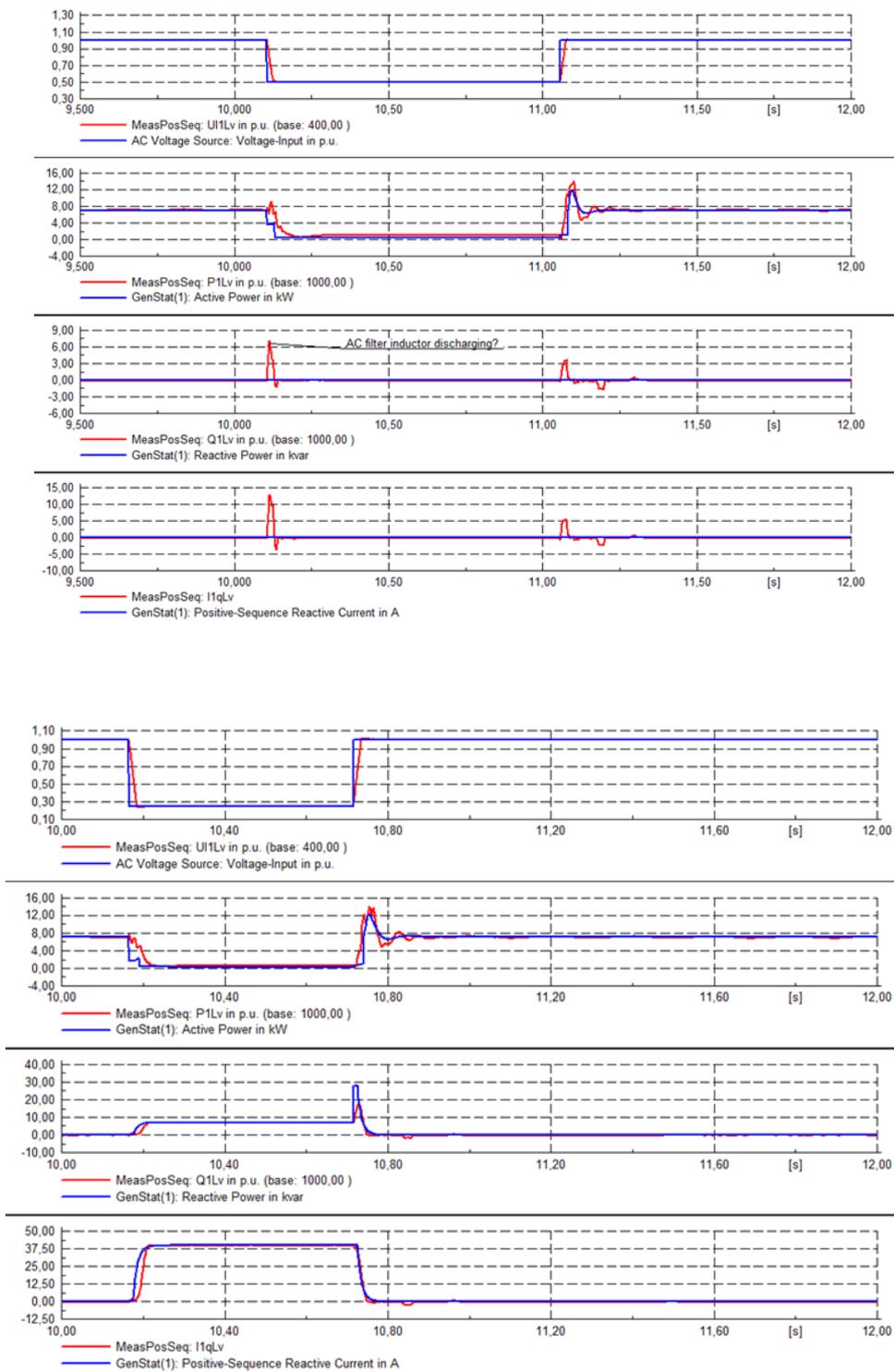
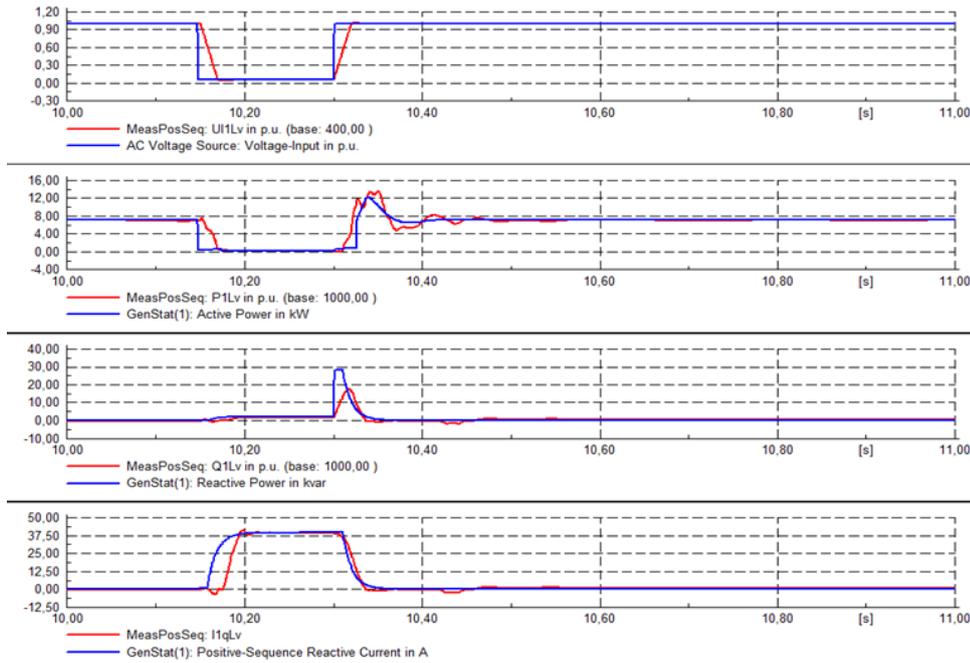


Abbildung 97: Gemessene (rot) und simulierte (blau) Werte für einen Spannungseinbruch auf 50 % verbleibende Spannung und Blindstromstatik $k=0$.

Abbildung 98: Gemessene (rot) und simulierte (blau) Werte für einen Spannungseinbruch auf 30 % verbleibende Spannung und Blindstromstatik $k=2$.



Anhang: Untersuchung der dynamische Netzstützung mit Blindstromspeisung in Niederspannungsnetzen

Abbildung 99: Gemessene (rot) und simulierte (blau) Werte für einen Spannungseinbruch auf fast 0 % verbleibende Spannung und Blindstromstatik $k=2$.

Wirkleistungsabsenkung bei Überfrequenz

Das Modell ist in der Lage, auf eine Überfrequenz im Netz mit einer Wirkleistungsabsenkung gemäß VDE-AR-N 4105 [2] zu reagieren. Abbildung 38 zeigt die Anforderung aus VDE-AR-N 4105 [2] und Abbildung 100 eine entsprechende Reaktion des Modells.

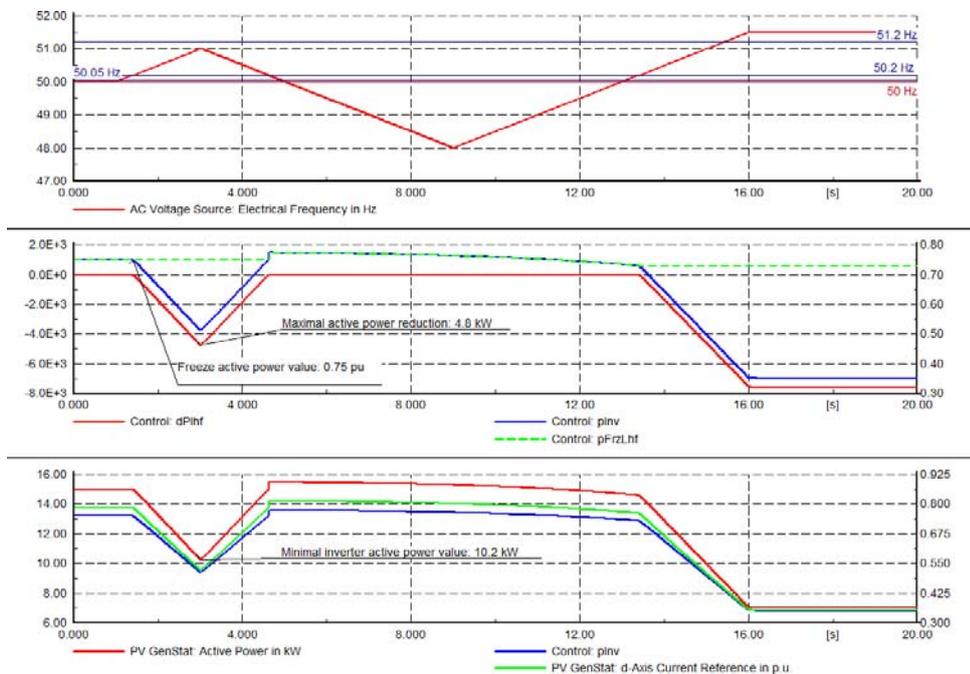


Abbildung 100: Demonstration der Fähigkeit des Modells zur Wirkleistungsabsenkung gemäß VDE-AR-N 4105 [2].

Abschaltung bei Überfrequenz

Entsprechend dem realen System verfügt das Modell über interne Schutzeinrichtungen, welche das System im Auslösefall vom Netz trennen. Abbildung 101 zeigt als Beispiel den Auslösefall mit anschließender Netztrennung für den Unterfrequenzfall.

Anhang: Untersuchung der dynamische Netzstützung mit Blindstrom einspeisung in Niederspannungsnetzen

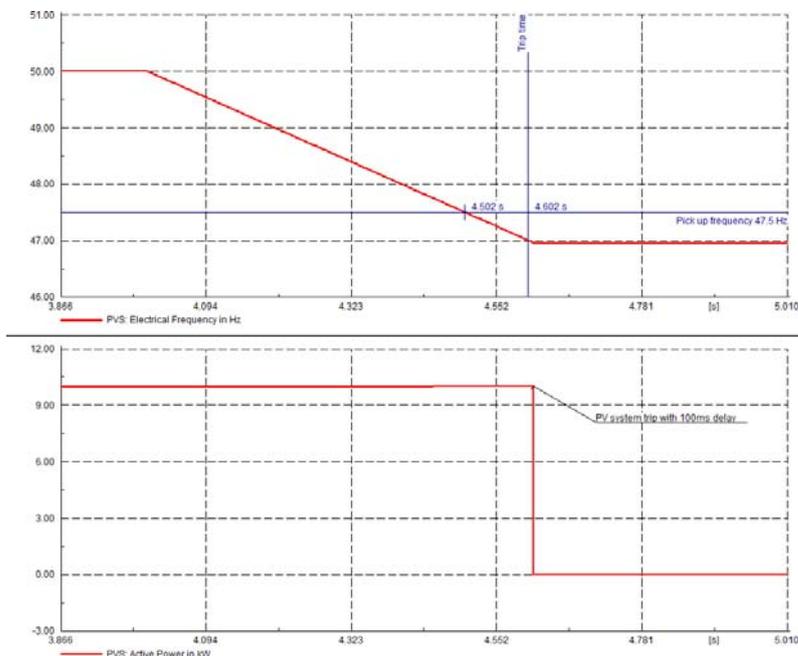


Abbildung 101: Abschaltung des PV-Systemmodells nach Auslösung der Schutzeinrichtung.

Zwischenkreissimulation

Die besonderen Eigenschaften der Zwischenkreissimulation des PV-Systems werden anhand eines Spannungsfehlers bei vollständig fehlendem Primärenergieangebot, d. h. nachts, dargestellt.

Abbildung 102 zeigt interne Rechengrößen des PV-System Modells für einen Spannungseinbruch um 14.00 Uhr und Abbildung 103 dieselben Größen für einen Spannungseinbruch um 03:00 Uhr.

Wie in Abbildung 103 zu erkennen ist, kann das PV-System Modell nicht mit Blindstrom einspeisung auf den Netzfehler reagieren, und die Simulation beendet sich mit einer Fehlermeldung nachdem die DC Spannung nahe 0 V gesunken ist. In der Realität würde der Wechselrichter bereits vorher vom Anlagenschutz abgeschaltet werden.

Handelsübliche PV-Wechselrichter erfordern Hardware- Zusatzkomponenten, um Blindleistung bei fehlendem Primärenergieangebot bereit zu stellen [40]. Die Konfiguration eines Wechselrichters zur reinen Blindleistung einspeisung bei fehlendem Primärenergieangebot entspricht derjenigen eines FACTS-Elements.

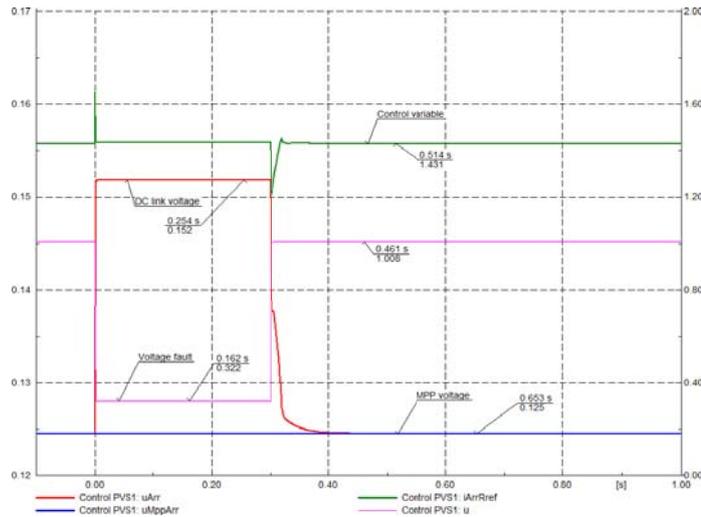


Abbildung 102: Interne Signale des PVS-Modelles bei einem Spannungseinbruch um 14.00 Uhr mit Blindstromspeisung.

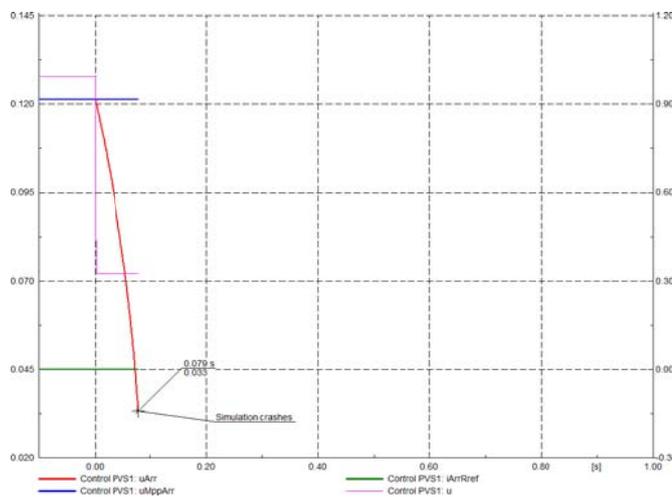
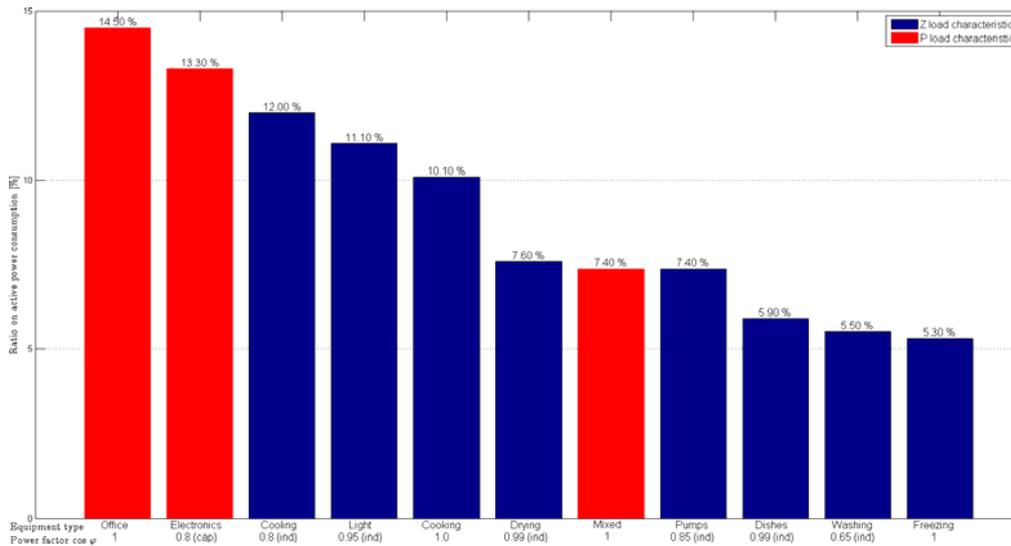


Abbildung 103: Interne Signale des PVS-Modelles bei einem Spannungseinbruch um 03.00 Uhr mit Blindstromspeisung

7.1.4 Lasten

Allgemein ist Lastmodellierung ein komplexes Themenfeld, welches sich analog zu den realen Lasten beständig weiter entwickelt. Insbesondere Haushaltslasten lassen sich in eine Vielzahl von Kategorien aufteilen. Abbildung 104 zeigt als Beispiel die Aufteilung einer Haushaltslast anhand ihrer elektrischen Charakteristika auf Grundlage der Daten aus [41] und [42].



Anhang: Untersuchung der dynamische Netzstützung mit Blindstromspeisung in Niederspannungsnetzen

Abbildung 104: Beispielhafte Verteilung einer Haushaltslast auf ZIP Lasttypen und Leistungsfaktoren.

Weitere aktuelle Entwicklungen zur Lastmodellierung sind z. B. in [43] zusammengefasst. In dieser Studie soll kein spezifischer Betriebszustand des Netzes detailliert untersucht werden, sondern grundsätzliche Effekte für einen angenähert realen Netzzustand beschrieben werden. Mit diesem Ziel wurden folgende Annahmen getroffen:

- Alle Lasten werden als Haushaltslasten interpretiert. Als Lastprofil wird das BDEW Standardlastprofil H0 (Haushalt) für den 1.7.2014 verwendet [44]. Dieser Tag war ein Werktag.
- Der durchschnittliche jährliche Stromverbrauch eines durchschnittlichen deutschen Haushaltes wird in Abbildung 105 zu ca. 3100 kWh abgelesen. Daraus ergibt sich durchschnittlicher täglicher Stromverbrauch von 8,49 kWh.

Aus Abbildung 106 wurde die maximale durchschnittliche Leistung eines Tagesganges aus der Kurve für 150 Haushalte zu ca. 0,6 kW abgelesen. Entsprechend diesem Wert wurde das Standardlastprofil H0 auf eine Maximalleistung von 0,6 kW skaliert. Der Tagesstromverbrauch für Abbildung 107 ergibt sich zu 9,90 kWh und liegt damit im Wertebereich des oben bestimmten Vergleichswertes von 8,49 kWh. Die leichte Erhöhung des für Abbildung 107 bestimmten Wertes wird dem Heizstromverbrauch zugeschlagen, welcher in Abbildung 105 nicht berücksichtigt ist.

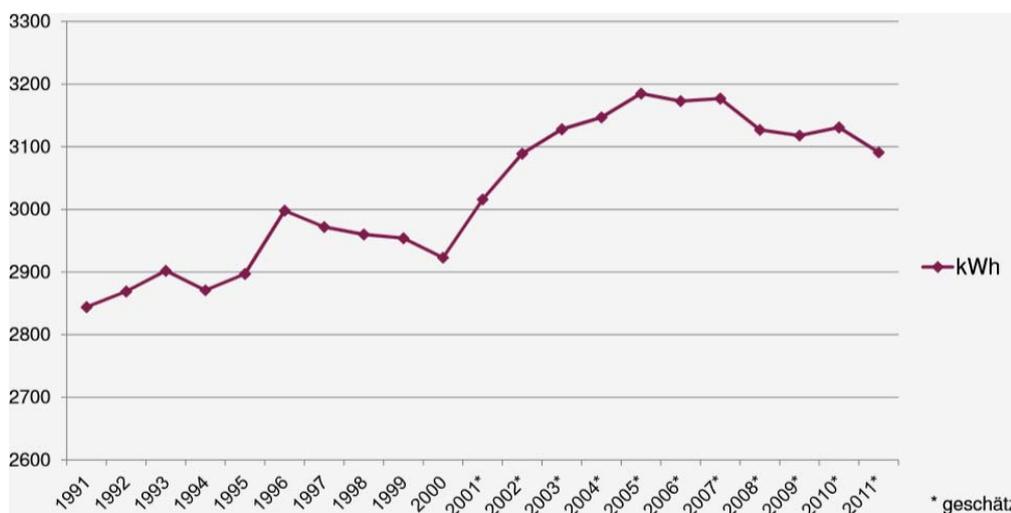


Abbildung 105: Durchschnittlicher Jahres-Stromverbrauch pro Haushalt ohne Heizstromverbrauch. Quellen: Statistisches Bundesamt, BDEW (Stand: Okt. 2012)

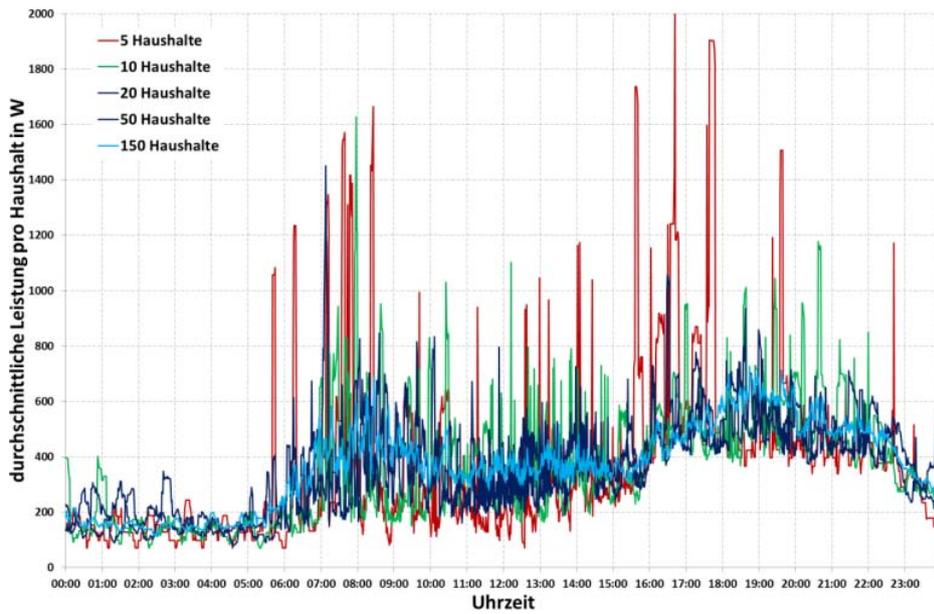


Abbildung 106: Durchschnittliche Leistung je Haushalt für unterschiedliche Anzahl von Haushalten für das probabilistische Lastmodell aus [45].

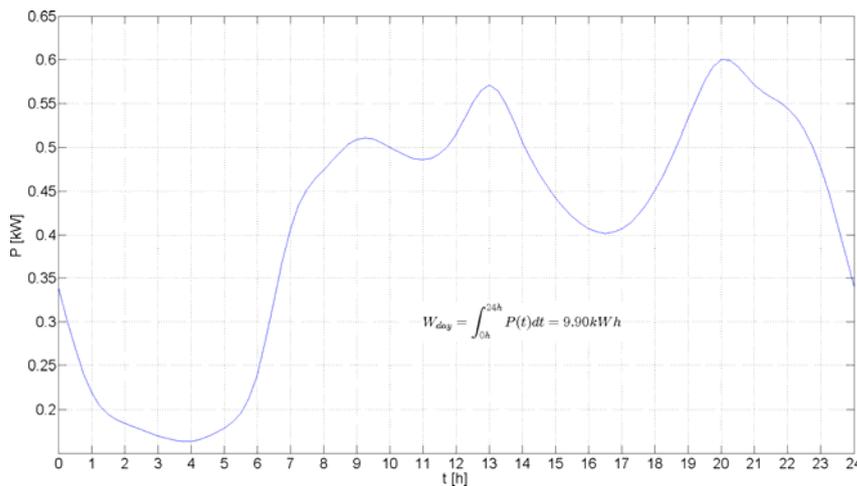


Abbildung 107: In diesem Bericht verwendetes Tagesgangprofil einer Haushaltslast.

Als Lastmodell wird ein exponentielles, frequenzabhängiges Lastmodell mit folgenden Abhängigkeiten gewählt:

$$P = P_0 \left(\frac{U}{U_0} \right)^{k_{PV}} \cdot \left(1 + k_{Pf} (f - f_0) \right)$$

$$Q = Q_0 \left(\frac{U}{U_0} \right)^{k_{QV}} \cdot \left(1 + k_{Qf} (f - f_0) \right)$$

Entsprechend den vorgehenden Überlegungen wird $P_0=0,6$ kW gewählt, mit der zeitlichen Skalierung entsprechend Abbildung 107.

Abbildung 108 zeigt typische Parameter für dieses Lastmodell. Als weitere Parameter für das Lastmodell wurde jeweils der Wert aus der Mitte des Wertebereiches für eine Haushaltslast (Residential) gewählt:

$$\cos\varphi=0.93 \text{ (ind)}, k_{PV}=1.3, k_{QV}=2.75, k_{Pf}=0.85, k_{Qf}=-1.8.$$

Type of load	p.f.	k_{PV}	k_{QV}	k_{PF}	k_{QF}
Residential	0.87 to 0.99	0.9 to 1.7	2.4 to 3.1	0.7 to 1	-1.3 to -2.3
Commercial	0.85 to 0.9	0.5 to 0.8	2.4 to 2.5	1.2 to 1.7	-0.9 to -1.6
Industrial	0.8 to 0.9	0.1 to 1.8	0.6 to 2.2	-0.3 to 2.9	0.6 to 1.8

Anhang: Untersuchung der dynamische Netzstützung mit Blindstromeinspeisung in Niederspannungsnetzen

Abbildung 108: Typische Parameter für das frequenzabhängige, exponentielle Lastmodell. IEEE 1993 [45].

7.1.5 Sonstige Betriebsmittel

Für die sonstigen elektrischen Betriebsmittel wurden PowerFactory Bibliotheksmodelle genutzt.

7.2 Lastflussrechnungen zum Aufbau des Simulationsnetzes

7.2.1 Betriebsgrenzen des Netzes

Für die Betriebsgrenzen des Nieder- und Mittelspannungsnetzes aus Abbildung 88 und Abbildung 89 werden die folgenden Betriebsgrundsätze angenommen:

- Maximal 100 % Auslastung der Bemessungsscheinleistung von Transformatoren und Kabeln.
- Gemäß DIN EN 50160 [46] maximal 10 % Abweichung vom Nennwert der Spannung an den Lasten.

Das vorhergehend beschriebene Lastmodell modelliert das tageszeit-, spannungs- und frequenzabhängige Verhalten einer Haushaltslast bezüglich Wirk- und Blindleistung. Jedes Lastobjekt in Abbildung 88 wird als ein Hausanschluss interpretiert, welcher mehrere Haushalte versorgt. Mit Lastflussrechnungen für ein ideal starres Netz ($S_k'' = \infty$) wurde ab 5 angenommen Haushalten pro Hausanschluss eine Nichteinhaltung der Betriebsgrenzen des gegebenen Netzes während eines Tagesgangs festgestellt. Mit dieser Feststellung wird im Weiteren pro Hausanschluss eine Versorgung von 4 Haushalten angenommen. Damit liegt das Netz innerhalb der oben gegebenen Betriebsgrenzen für einen Tagesgang.

Für den Netzbetrieb ohne PV-Systeme und Einhaltung der Spannungsbandgrenzen an den Lasten wurde eine minimal erforderliche Netzkurzschlussleistung von $S_{k,min}'' = 23$ MVA ermittelt.

7.2.2 Netzbetrieb ohne PV-Systeme

Für einen Tagesgang wurden die Betriebszustände des Netzes ohne PV-Systeme in einem 5 min Raster mit quasistationären Lastflussrechnungen auf Einhaltung der Betriebsgrenzen geprüft. Das Netz wird mit der minimal erforderlichen Netzkurzschlussleistung von $S_{k,min}'' = 23$ MVA betrieben und die sich ergebenden Netzimpedanzen wurden in der Netzimpedanz des Simulationsmodells entsprechend Abbildung 87 eingestellt.

Als Ergebnis zeigt Abbildung 109 jeweils maximale Spannungsabweichungen für alle Lasten sowie Auslastungen von Transformatoren und Leitungen. Das obere Schaubild von Abbildung 109 zeigt Abhängigkeiten entsprechend dem ohmschen Gesetz, bei hohen Spannungen sind die stromabhängigen Auslastungen von Transformatoren und Kabeln niedrig. Alle Werte bewegen sich innerhalb der Betriebsgrenzen und es gibt Überschreitungen der angenommenen Betriebsgrundsätze (Alarmer) im unteren Teil von Abbildung 109.

Als weiteres Ergebnis sind in Abbildung 110 die Leistungs- und Energiebilanzen dargestellt. Die Energiebilanzen wurden dabei aus den Leistungswerten mithilfe numerischer Integration nach der Trapez-Methode berechnet. Im oberen Teil von Abbildung 110 ist die eingespeiste Leistung des externen Netzes, welches das Übertragungsnetz simuliert, die totale Verbrauch aller Lasten und die totale Einspeisung des 0,4 kV Netzes dargestellt. Im unteren Teil von Abbildung 110 sind die Netzverluste gegeben. Entsprechend der quadratischen Abhängigkeit der Netzverluste von der Spannung sind die Verluste im 20 kV Netz wesentlich geringer. Zwischen den beiden Schaubildern von Abbildung 110 gilt der Zusammenhang $W_{Ext} - W_{Loads} = W_{Losses,0.4kV} + W_{Losses,20kV}$.

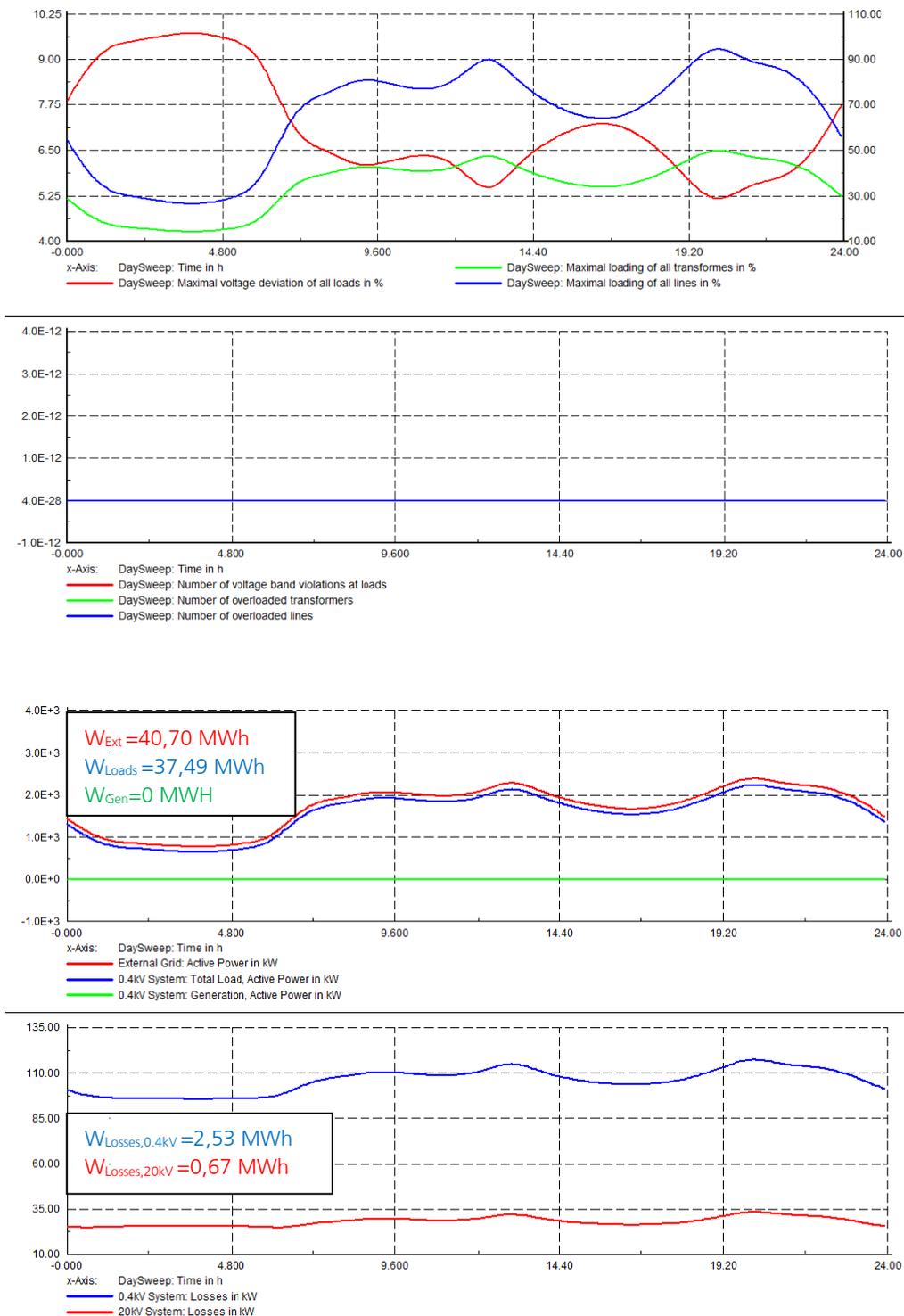


Abbildung 109: Maximale Spannungswerte, Auslastungen von Transformatoren und Kabeln sowie Alarme (unten) während eines Tagesganges in einem Netz ohne PV-Anlagen.

Abbildung 110: Leistungs- und Energiebilanzen für einen Tagesgang in einem Netz ohne PV-Anlagen.

7.2.3 Netzbetrieb mit 250 PV-Systemen

Um die Auswirkung von PV-Systemen im Netzbetrieb zu beobachten, werden mithilfe von gleichverteilten Pseudo-Zufallszahlen 250 PV-Systeme im 0,4 kV Netz installiert. Die

Möglichkeit des Anschluss von mehr als einem PV-System an einem Hausanschluss wird dabei ausgenommen und eine Variation ohne Wiederholung durchgeführt.

In Abbildung 88 gibt es 886 Lasten mit einer Spitzenlast von jeweils $4 \cdot 0,6 \text{ kW} = 2,4 \text{ kW}$. Bei nicht-Berücksichtigung der ohmschen Verluste im Netz ergibt sich damit eine Gesamtspitzenlast von $886 \cdot 2,4 \text{ kW} = 2,13 \text{ MW}$. Der Begriff PVS-Durchdringung (analog PVS-Penetration) wird im Folgenden definiert durch die installierte PV-System Nennleistung bezogen auf die Netz-Gesamtspitzenlastwert von 2,13 MW. Im Falle von 250 installierten PV-Systemen mit einer Nennleistung von jeweils 10 kW ergibt sich ein ganzzahliger Durchdringungswert von 117 %.

Das Netz wird wie im vorhergehenden Versuch mit der minimal erforderlichen Netz-kurzschlussleistung von $S''_{k,min} = 23 \text{ MVA}$ betrieben. Für das Netz mit 250 PV-Systemen ist die Überprüfung der Betriebsgrenzen und die Leistungs- bzw. Energiebilanz in Abbildung 111 und Abbildung 112 dargestellt. Wie in Abbildung 111 ersichtlich ist, wird während der Mittagszeit das zulässige Spannungsband an den Lasten zweimal verlassen und im Alarmschaubild wird gegen 16.00 Uhr der betrieblich schlechteste Fall mit Spannungsbandverletzungen an 33 Hausanschlusssammelschienen erreicht.

Bemerkenswert ist dies insofern, als die maximale erzeugte Leistung der PV-Systeme in Abbildung 112 bereits um ca. 14.00 Uhr auftritt und danach stetig abnimmt. Wie in Abbildung 112 ebenfalls ersichtlich, befindet sich das Nieder- und Mittelspannungsnetz zu diesem Zeitpunkt bereits im Rückspeisezustand, d. h. die Leistung des externen Netzes ist negativ.

Die Erhöhung der aufgenommenen Gesamtenergie der Lasten in Abbildung 112 im Vergleich mit Abbildung 110 lässt sich mit der Spannungsabhängigkeit der Lasten erklären. Die Wirkleistungsverluste im Nieder- und Mittelspannungsnetz sind gegenüber den Ergebnissen aus Abbildung 110 um 5,53 % bzw. 26,87 % verringert.

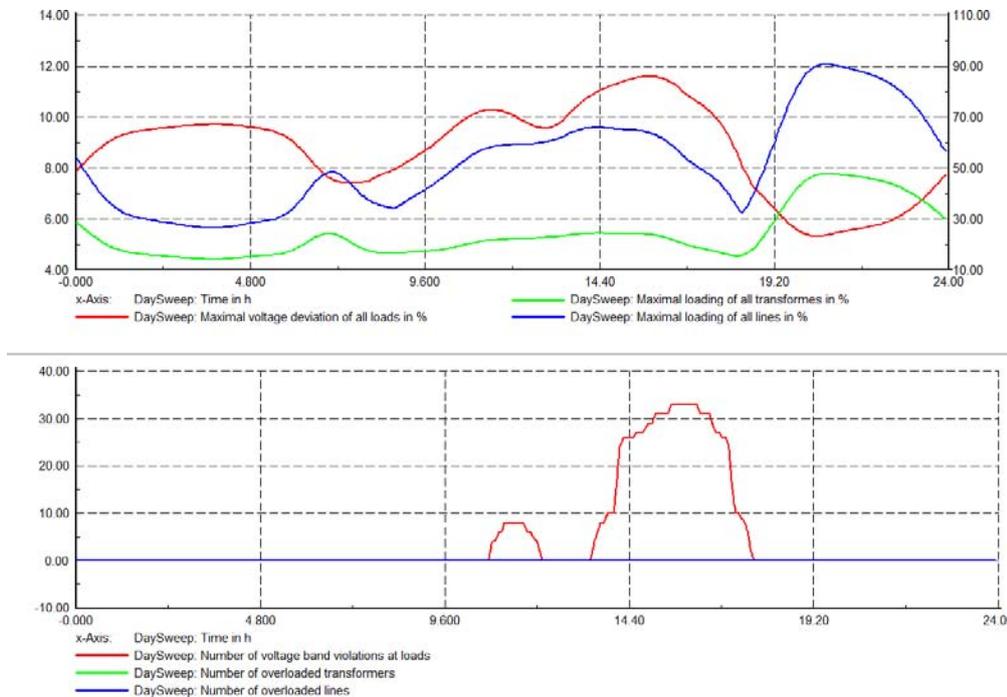
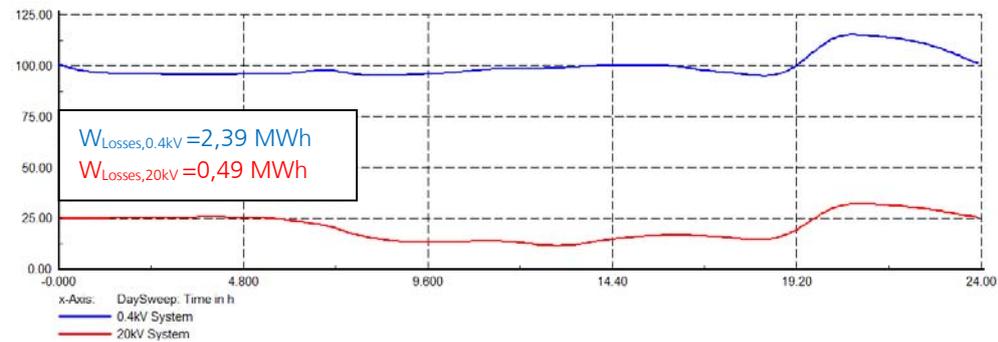
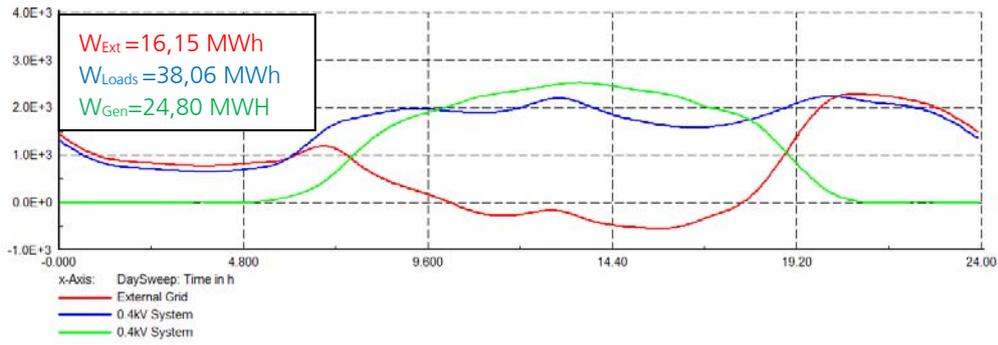


Abbildung 111: Maximale Spannungswerte, Auslastungen von Transformatoren und Kabeln sowie Alarme (unten) während eines Tages in einem Netz mit 250 PV-Systemen.



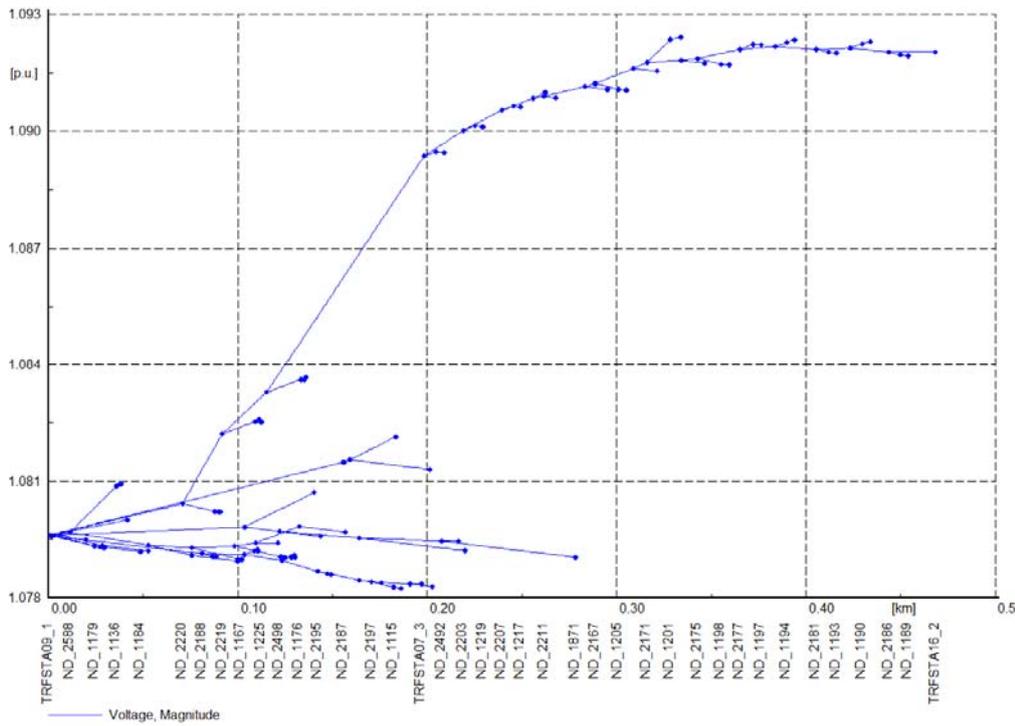
Anhang: Untersuchung der dynamische Netzstützung mit Blindstromspeisung in Niederspannungsnetzen

Abbildung 112: Leistungs- und Energiebilanzen für einen Tagesgang in einem Netz mit 250 PV-Systemen. Die Einheit aller Kurven ist kW und die Legende ist wie in Abbildung 110.

Zur weiteren Illustration des beschriebenen Sachverhaltes zeigt Abbildung 113 den oberen Teil des Netzes aus Abbildung 88 mit einem Teil der 250 PV-Systeme. Die Versorgungsabschnitte von Transformator-Ortsnetzstation sind zu Feedern (Abgängen) zusammengefasst, welche in Abbildung 113 farblich hervorgehoben sind. Abbildung 114 zeigt das Spannungsbandprofil für den blau eingefärbten Feeder FD_094 aus Abbildung 113 für die Lastflussergebnisse der kritischen Tageszeit von 16.00 Uhr. Die Spannung an den Anschlusspunkten der Lasten erreicht für räumlich weit von der Ortsnetzstation entfernte Lasten hohe Werte von über 1.09 pu, ist jedoch insgesamt noch im zulässigen Bereich. Anders ist die Situation des in Abbildung 113 aus Übersichtsgründen nicht gezeigten Feeders FD_158. Abbildung 115 zeigt das Spannungsprofil für diesen Feeder und es ist ersichtlich, dass die zulässige Höchstspannung von 1,1 pu an einigen Anschlusspunkten von Lasten überschritten wird.



Abbildung 113: Ausschnitt des 0,4 kV Netz aus Abbildung 88 mit einem Teil der 250 PV-Systemen an zufällig ausgewählten Anschlusspunkten von Lasten.



Anhang: Untersuchung der dynamische Netzstützung mit Blindstromspeisung in Niederspannungsnetzen

Abbildung 114: Spannungsprofil des Feeders FD_094 um 16.00 Uhr.

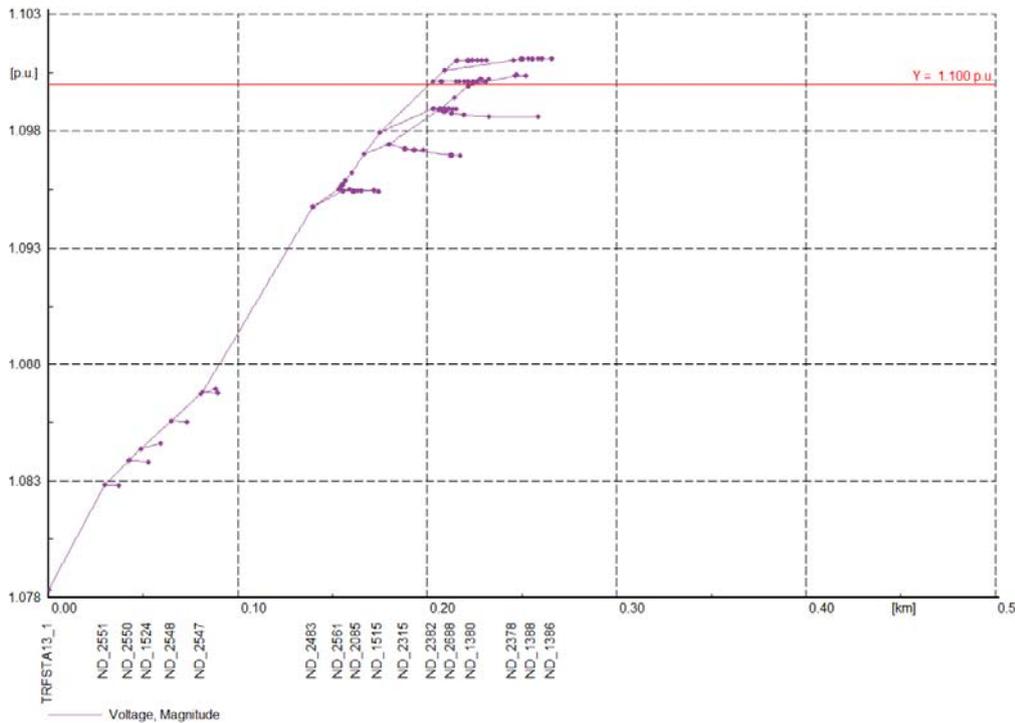


Abbildung 115: Spannungsprofil des Feeders FD_158 um 16.00 Uhr.

7.2.4

Netzbetrieb mit variabler Anzahl von PV-System

Mithilfe von automatisierten Skript-Lösungen werden die Auswirkungen von einer veränderlichen Anzahl von PV-Systemen und veränderlicher Netzkurzschlussleistung überprüft.

Die Netzkurzschlussleistung wird von 20 MVA in 2 MVA Schritten bis 200 MVA gesteigert.

Für PV-Systeme gibt es 886 mögliche Anschlussorte an gleich vielen Lasten im Netz, siehe Abbildung 88. Die Anzahl der PV-Systeme wird von 0 bis 880 in 20 PV-System-Schritten gesteigert.

Für jede der sich ergebenden Kombinationen aus Netzkurzschlussleistung und Anzahl PV-Systeme wird ein Tagesgang für PV-Systeme und Lasten im 1 h Raster per Lastfluss simuliert. Die Anzahl der PV-Systeme wird dabei für einen Wert der Netzkurzschlussleistung kontinuierlich per Pseudo-Zufallsgenerator erweitert.

Die Anzahl der Überschreitungen von Betriebsgrenzen des Netzes (Alarmer) werden für jeden Tagesgang getrennt gezählt und bilden die z-Komponente der Grafiken aus Abbildung 116 bis Abbildung 118. In Abbildung 119 und Abbildung 120 sind zusätzlich noch die Wirkleistungsverluste sowie die Energiebilanz des externen Netzes aus Abbildung 87 für jeweils einen Tagesgang gegeben.

Wie in Abbildung 116 ersichtlich, ist ein Netzbetrieb ohne PV-Systeme und ohne Spannungsbandverletzung an den Lasten erst ab einer Netzkurzschlussleistung von etwa 20 MVA möglich. Der abgelesene Wert der minimal erforderlichen Netzkurzschlussleistung korrespondiert mit dem vorher genauer ermittelten Wert von 23 MVA.

In Abbildung 116 ist die Konturlinie, ab welcher Spannungsbandverletzungen auftreten, rot hervorgehoben. Zusätzlich ist die gelbe Konturlinie, ab der Überlastungen von Leitungen auftreten, aus Abbildung 118 auch in Abbildung 116 eingezeichnet. Wie in Abbildung 117 zu beobachten ist, tritt eine Transformatorüberlastung erst bei sehr vielen installierten PV-Systemen auf. Zusammenfassend definieren die rote und gelbe Konturlinie in Abbildung 116 den Betriebsbereich des Netzes, d. h. den Bereich, in dem es keine Verletzung des Spannungsbandes an Lasten und keine Überlastungen von Leitungen oder Transformatoren gibt.

Bemerkenswert an den eingezeichneten Grenzen in Abbildung 116 ist, dass für das betrachtete Netz ein weiterer Zubau von PV-Systemen bereits bei einer relativ kleinen Netzkurzschlussleistung von den Kabelauslastungen begrenzt wird. Verfahren wie der Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren, welche nur geringen Einfluss auf die Ströme haben oder Blindleistungsregelung durch PV-Systeme, welche die Leitungen mit zusätzlichen Blindströmen belasten, wären damit in ihrer Wirksamkeit eingeschränkt.

Im nun eingegrenzten Betriebsbereich sind bei einer Netzkurzschlussleistung von 60 MVA maximal 260 PV-Systeme installierbar und bei einer Netzkurzschlussleistung von 70 MVA sind maximal 200 PV-Systeme installierbar. Bezogen auf den Netz-Gesamtspitzenlastwert von 2,13 MW ergeben sich damit entsprechende PV-System Durchdringungen von 122 % bzw. 94 %.

In Abbildung 119 sind die aufaddierten Wirkleistungsverluste des Nieder- und Mittelspannungsnetzes für maximal 300 PV-Systeme gegeben. Bemerkenswert ist, dass es ein globales Minimum der Wirkleistungsverluste in Abhängigkeit der installierten PV-Systeme und der Netzkurzschlussleistung gibt.

Abschließend ist in Abbildung 120 die Energiebilanz des externen Netzes für einen Tagesgang gegeben. Ab etwa 170 installierte PV-Anlagen (80 % Durchdringung) wird fast unabhängig von der Netzkurzschlussleistung elektrische Energie an das Netz geliefert, d. h. die Energiebilanz wird positiv. Diese Konturlinie für Energiebezug oder Produktion ist ebenfalls in der Übersichtsgrafik von Abbildung 116 eingezeichnet.

 Anhang: Untersuchung der
 dynamische Netzstützung mit
 Blindstromeinspeisung in
 Niederspannungsnetzen

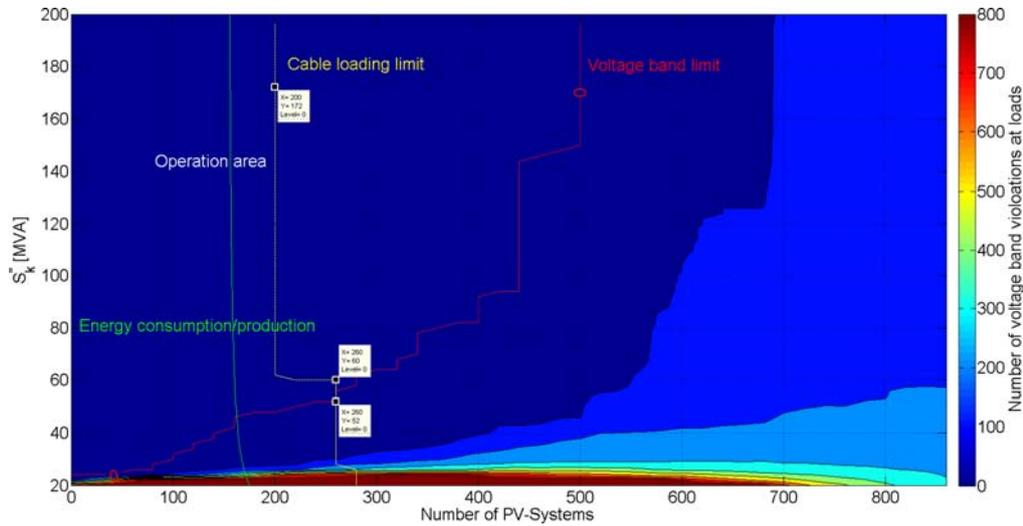


Abbildung 116: Anzahl der Spannungsbandverletzungen an den Lasten. Kabel Grenzen aus nachfolgenden Abbildungen.

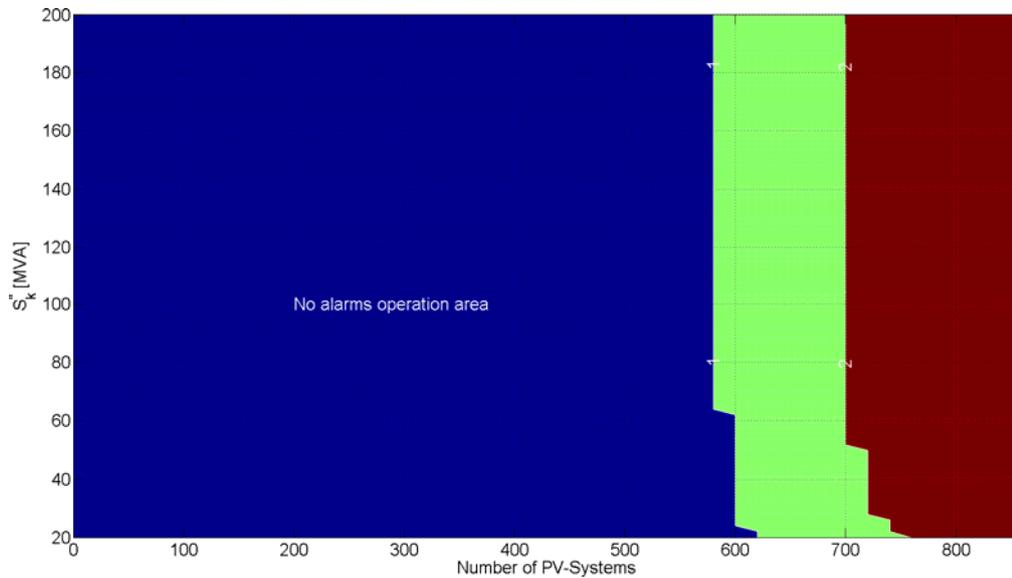
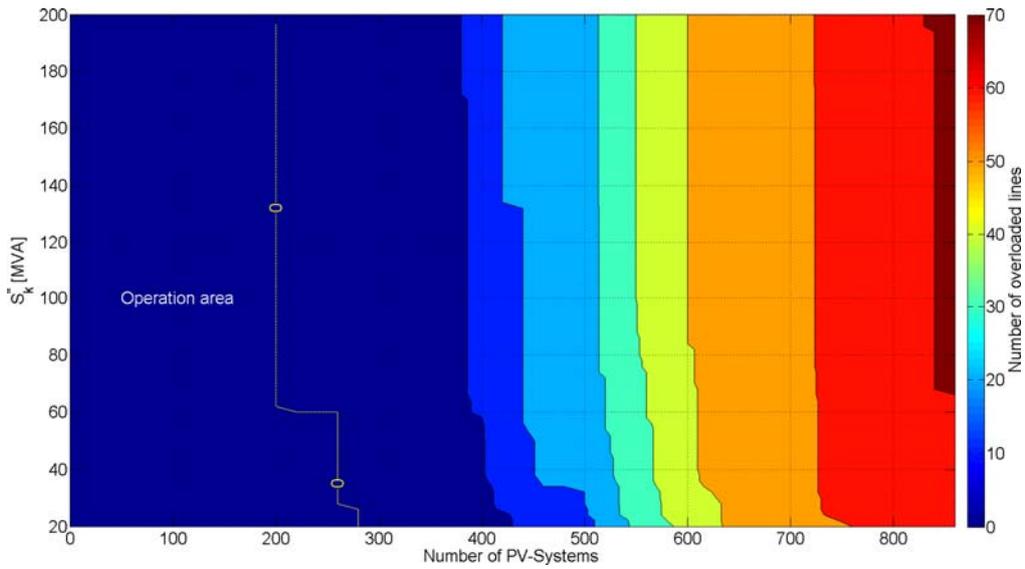


Abbildung 117: Anzahl der überlasteten Transformatoren. Die z-Achse hat nur drei Niveaus, welche direkt an den Konturlinien gegeben sind.



Anhang: Untersuchung der dynamische Netzstützung mit Blindstromspeisung in Niederspannungsnetzen

Abbildung 118: Anzahl der überlasteten Leitungen.

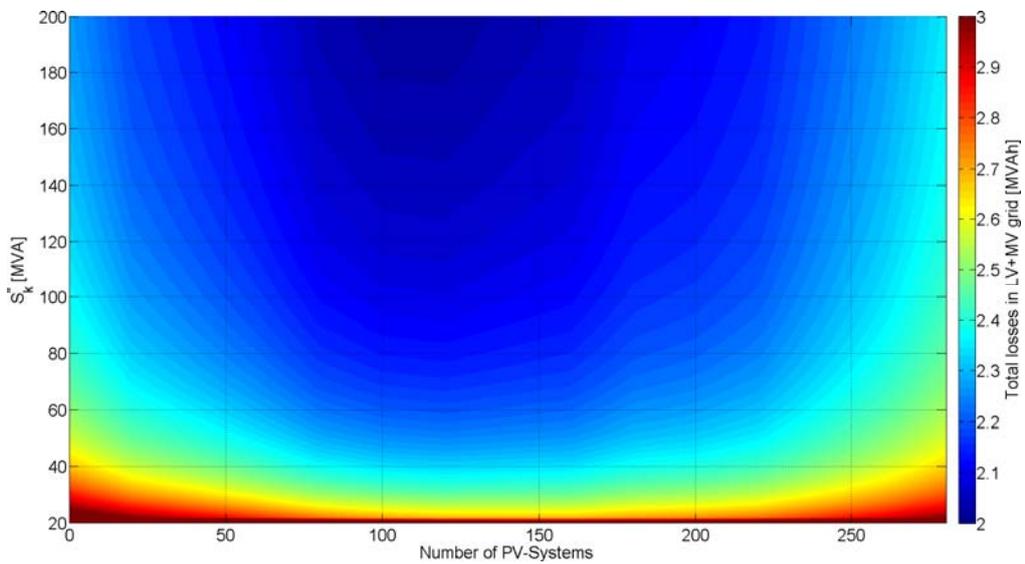


Abbildung 119: Wirkleistungsverluste im gesamten Netz.

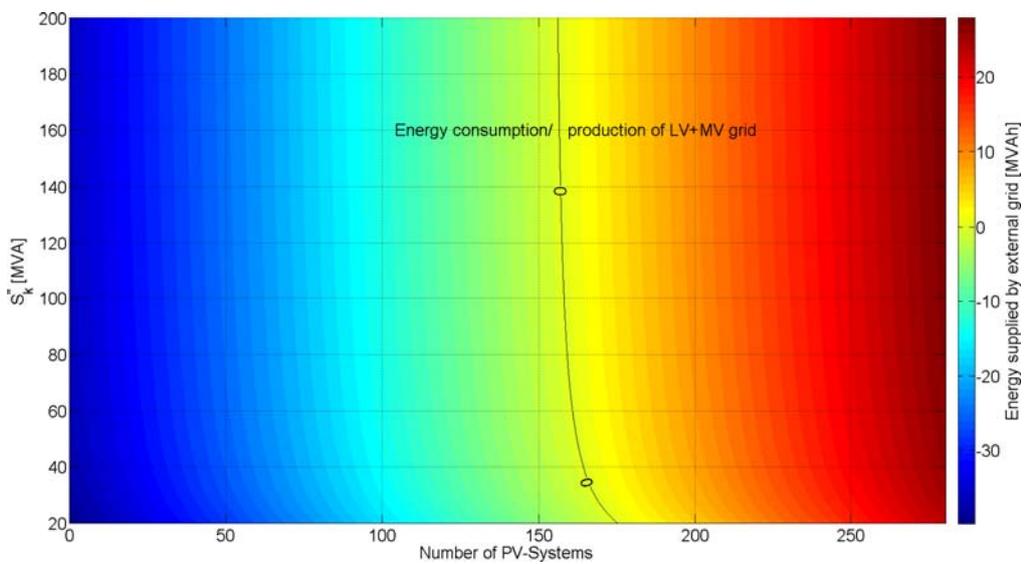


Abbildung 120: Energiebilanzen des externen Netzes. Die Vorzeichen der z-Skala sind erzeugerorientiert.

7.3 Dynamische Simulationen zu Spannungsfehlern

7.3.1 Allgemein

Im vorhergehenden Abschnitt wurde der Betriebsbereich des Netzes unter besonderer Berücksichtigung der maximal installierbaren Anzahl von PV-Systemen für dieses Netz bestimmt.

Im folgenden Abschnitt sollen die Möglichkeiten der dynamischen Spannungsstützung durch Blindstromeinspeisung der PV-Systeme untersucht werden.

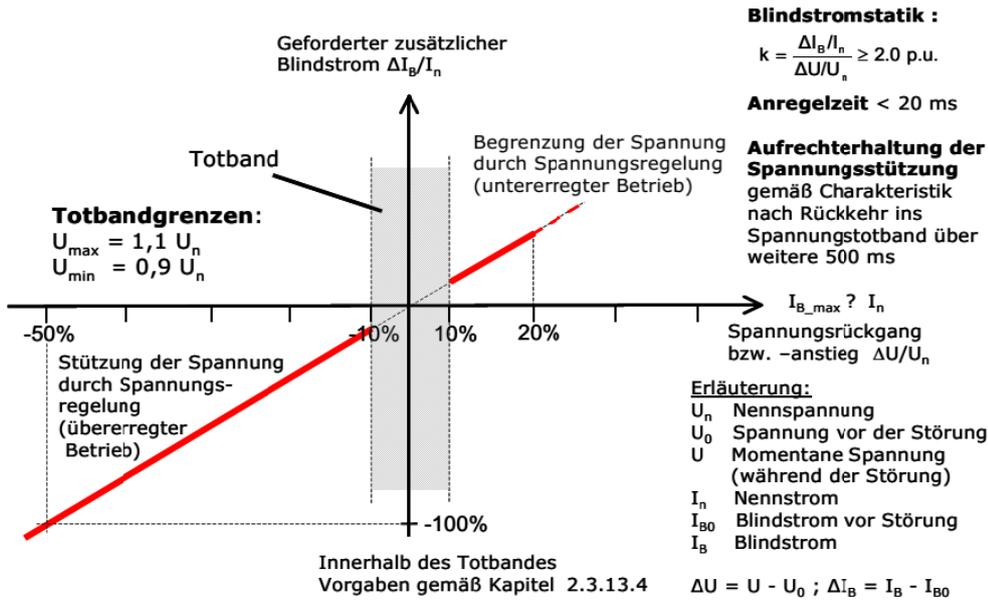
Allgemein muss für dynamische Simulationen ein stationäres Ausgangszenario als Startbedingung angenommen werden. Bereits bei einfachen Fragestellungen ergibt sich dabei eine Vielzahl von Ausgangszuständen, welche in der Praxis nicht vollständig betrachtet werden können. Auf Grundlage der im vorhergehenden Abschnitt ermittelten Betriebsgrenzen des Netzes wird daher im Folgenden eine im Hinblick auf den Untersuchungsgegenstand sinnvolle Eingrenzung der Ausgangszenarien getroffen.

7.3.2 Bestehende Grid Code Anforderungen

Abbildung 121 zeigt die bestehende Anforderung für die Spannungsstützung durch Blindstrom im Spannungsfehlerfall aus dem Transmission Code 2007. Die BDEW Mittelspannungsrichtlinie [1] verweist auf diese Grafik, daher gilt diese Anforderungen gleichermaßen für Einspeiser mit Anschluss an das Übertragung- oder Mittelspannungsnetz.

Abbildung 122 zeigt eine ähnliche, bestehende Anforderung speziell für Windenergieanlagen. Im Unterschied zu Abbildung 121 verläuft die Blindstromstatik in Abbildung 122 nun stetig und weist keine Sprünge auf.

Im Folgenden wird die Blindstromstatik ohne Sprünge gemäß Abbildung 121 in den PV-System Modellen eingestellt. Diese Entscheidung folgt aus der prinzipiellen Überlegung, dass Sprünge jeglicher Art in Stromnetzen, wenn möglich, zu vermeiden sind, und die Entwicklung des im Entwurf befindlichen europäischen ENTSO-E Grid Code ebenfalls in Richtung der stetigen Anforderung aus Abbildung 122 geht [17].



Anhang: Untersuchung der dynamische Netzstützung mit Blindstromeinspeisung in Niederspannungsnetzen

Abbildung 121: Blindstromstatik für den Spannungsfehlerfall aus dem BDEW TransmissionCode 2007 [14].

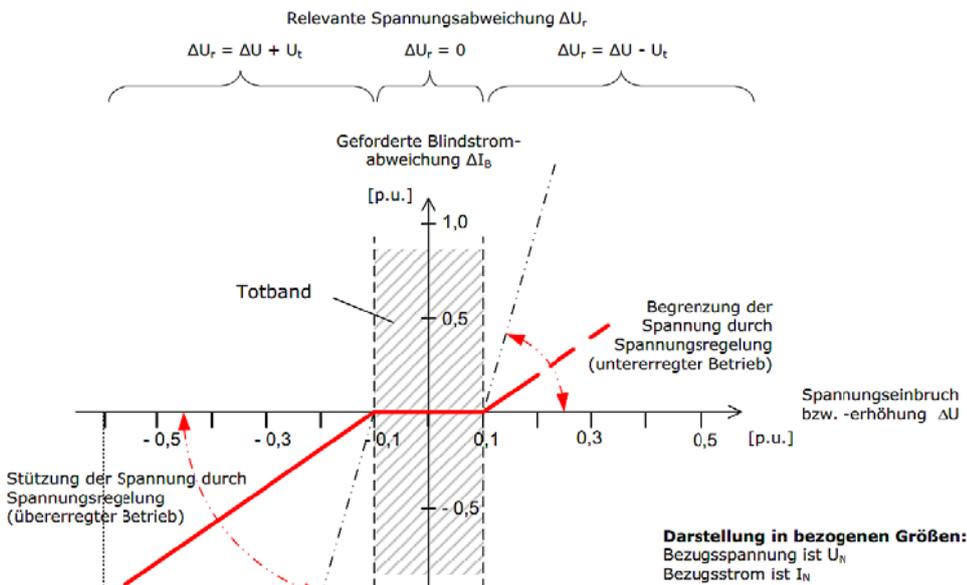


Abbildung 122: Blindstromstatik für den Spannungsfehlerfall aus der SDLwindV [6].

7.3.3 Ausgangszustand des Netzes

Es wird ein dreiphasiger Querfehler innerhalb des überlagerten 110 kV Netzes angenommen. Da die 110 kV Netze nicht ausmodelliert sind, wird die Auswirkung eines solchen Fehler durch unterschiedliche Querfehlerimpedanzen an der Sammelschiene BB 1.2 in Abbildung 87 modelliert.

Es werden nur dreiphasige Fehler simuliert. Die Beschränkung auf dreiphasige Fehler ist eine gängige Praxis in größeren Netzstudien. Diese Beschränkung reduziert zum einen die erforderliche Datengrundlage erheblich (keine Gegen- und Nullsystemwerte der Betriebsmittel erforderlich), zum anderen wird angenommen, dass auf diese Weise das »Worst-case« Szenario untersucht wird [41], [47].

Auf Grundlage der vorhergehenden Ergebnisse in diesem Bericht wird in diesem Zusammenhang ein Netzbetrieb von 200 PV-Systemen mit einem Netzkurzschlussleistung

des übergelagerten Übertragungsnetzes von 100 MVA angenommen. Gemäß Abbildung 116 ist dies die maximale Anzahl von PV-Systemen für einen Netzbetrieb innerhalb der Betriebsgrenzen bei gleichzeitiger Annahme der Netzkurzschlussleistung im typischen Bereich von 50 bis 200 MVA.

7.3.4 Kurzschlussleistungen

Gemäß IEC 60909 ist die Kurzschlussleistung definiert als das Produkt aus Nennspannung und Anfangskurzschlusswechselstrom: $S_k = \sqrt{3} U_n I_k''$. Für stromrichterbasierten Erzeugungseinheiten wird streng nach IEC 60909 [16] der Kurzschlussstrombeitrag vernachlässigt, in der Praxis setzt man meistens den Nennstrom der Anlage an. Dementsprechend wird für die PV-Systeme ein Anfangskurzschlusswechselstrom entsprechend dem Nennstrom und eine Kurzschlussleistung entsprechend der Nennleistung von je 10 kW angenommen.

Das Verhältnis von Netzkurzschlussleistung zu einer installierten Erzeugerleistung wird in der Literatur Short Circuit Ratio, abgekürzt SCR genannt. Im Verbundnetz mit einem hohen Kurzschlussleistungsbeitrag konventioneller Kraftwerke wird die Kurzschlussleistung hauptsächlich durch die Längsimpedanzen der Transformatoren im Übertragungs- und Verteilnetz bestimmt.

Für den beschriebenen Ausgangszustand des Netzes zeigt Abbildung 123 die nach einer Kurzschlussberechnung gemäß IEC 60909 berechneten minimalen und maximalen Werte für Anfangskurzschlusswechselstrom, Netzkurzschlussleistung und SCR jeweils an den Anschlussorten der PV-Systeme. Alle drei Größen sind zueinander proportional und sind in Abbildung 123 durch die jeweiligen y-Achsen gegeben. Auf der x-Achse ist die gesamte Leitungsentfernung des jeweiligen PV-Systems bis zum Externen Netz aus Abbildung 87 aufgetragen. Da sowohl das 0,4 kV Netz, als auch das 20 kV Netz in radialer Konfiguration betrieben werden, gibt es immer nur einen möglichen Weg von einem PV-System zum Externen Netz.

Zusätzlich sind in Abbildung 123 die Werte eingezeichnet für eine Kurzschlussberechnung nach der Verwendung der PowerFactory »Complete Method« ergeben. Diese Rechenmethode ist auch als Überlagerungsverfahren bekannt und verwendet im Unterschied zum Verfahren der IEC 60909 Lastflussresultate, welche in diesem Bericht tageszeitabhängig sind. Im Vergleich zum Verfahren der IEC 60909 ist die »Complete Method« damit genauer, die Ergebnisse sind jedoch an einen Tageszeitpunkt gebunden. Betrachtete Tageszeitpunkte sind jeweils die vollen Stunden eines Tagesganges.

Wie in Abbildung 123 zu beobachten, bilden die Ergebnisse der Berechnung nach IEC 60909 die Hüllpunkte der Ergebnisse der »Complete Method«. Damit liegen die minimalen und maximalen Rechenergebnisse der Berechnung nach IEC 60909 alle bestimmungsgemäß auf der »sicheren Seite«.

Allgemein kann bei der Betrachtung nur einer Spannungsebene mit zunehmender Entfernung vom Netzanschlusspunkt, d. h. zunehmender Kurzschlussimpedanz, ein kontinuierliches Absinken der Netzkurzschlussleistung angenommen werden.

Das Ausbleiben dieses Effektes in Abbildung 123 kann mit der komplexen Netzstruktur gemäß Abbildung 88 und Abbildung 89 erklärt werden. Die Wege von einem betrachteten PV-System zum Externen Netz führen über unterschiedlich lange Leitungslängen im 0,4 und 20 kV Netz mit unterschiedlichen Impedanzwerten pro km Leitung. Durch den variierenden Anteil des Weges im 0,4 und 20 kV Netz verläuft die Entfernungsentwicklung nicht mehr analog der Entwicklung der Impedanzen. Infolgedessen kann

nicht mehr wie in einem einfachen Strahlennetz mit einer Spannungsebene von der reinen Entfernung des PV-Systems auf die Kurzschlussimpedanz geschlossen werden.

Weiterhin kann in Abbildung 123 ein relativ hoher SCR Wert an den Anschlussorten der PV-Systeme von ca. 100 bis 800 abgelesen werden. Für die Gesamtheit der PV-Systeme im Netz ergibt sich ein SCR Wert von $100 \text{ MVA} / (200 \cdot 10 \text{ kW}) = 50$.

Allgemein sind bei hohen SCR Werten die Möglichkeiten zur Spannungsbeeinflussung durch Blindleistung begrenzt. Üblicherweise spricht man in der Literatur ab einem SCR Wert von etwa 10 und größer werdend von einem »starkem Netz« am Anschlusspunkt [48]. Als eine Folge der festgestellten hohen SCR Werte, sind die Möglichkeiten einer Spannungsbeeinflussung durch die PV-Systeme als eingeschränkt anzusehen. Zu beachten ist, dass das vorgelagerte Netz schon maximal geschwächt, d. h. mit minimal realistischer Kurzschlussleistung, angenommen wurde.

Anhang: Untersuchung der dynamische Netzstützung mit Blindstromeinspeisung in Niederspannungsnetzen

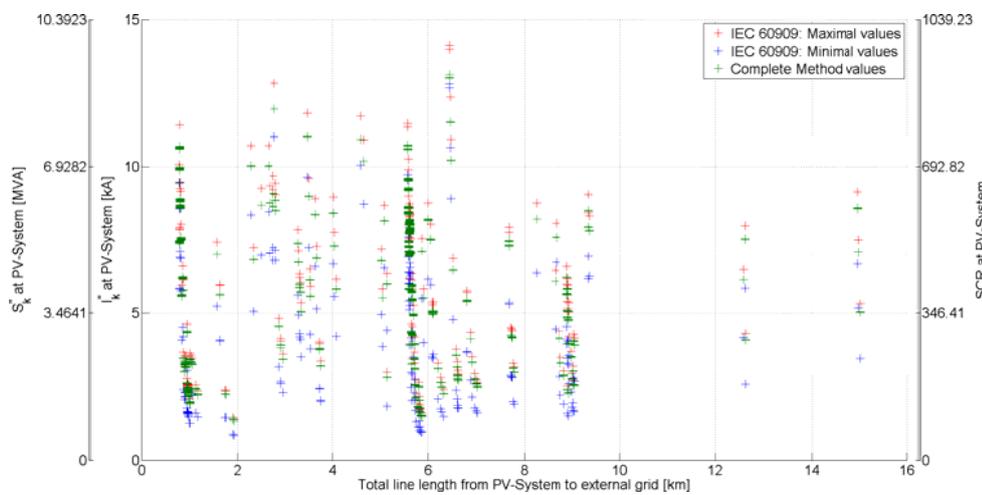


Abbildung 123: Ergebnisse von Kurzschlussstromberechnungen für Anfangskurzschlusswechselstrom, Netzkurzschlussleistung und SCR an den Anschlussorten der PV-Systeme.

7.3.5 R/X Verhältnisse

Abbildung 131 zeigt nach der Methodik der IEC 60909 berechnete R/X Verhältnisse an den Anschlussorten der PV-Systeme für den beschriebenen Ausgangszustand des Netzes. Auffällig ist, dass die maximalen R/X Werte kleiner sind als die minimalen R/X Werte. Diese Eigenschaft kann anhand einer Beispielanordnung gemäß Abbildung 132 erklärt werden. Für diese Beispielanordnung berechnet sich die Kurzschlussimpedanz zu:

Netzeinspeisung:

$Z_q = c \cdot \frac{U_{nq}}{I_k'' \cdot \sqrt{3}}$ mit $I_k'' = \frac{S_k''}{I_k'' \cdot \sqrt{3}}$ und dem Spannungsfaktor c entsprechend dem angenommenen 10 % Spannungsband zu $c_{max}=1,10$ bzw. $c_{min}=0,95$ [16].

Weiter ist $X_q = \frac{Z_q}{\sqrt{1 + \left(\frac{R_q}{X_q}\right)^2}}$ und damit bei bekannten $\frac{R_q}{X_q}$ Verhältnis: $R_q = \frac{R_q}{X_q} \cdot X_q$

Kabelstrecke

$$R_c = R'_c \cdot \text{length} \text{ und } X_c = X'_c \cdot \text{length}$$

Kurzschlussimpedanz

$$R_k = R_q + R_c \text{ und } X_k = X_q + X_c$$

Für die in Abbildung 132 gezeigte Anordnung ergibt sich damit für die Kurzschlussimpedanz ein maximales R/X Verhältnis von 3,73 und ein minimales R/X Verhältnis von 5,83. Minimale und maximale R/X Werte sind wie in Abbildung 131 vertauscht.

Weiterhin wird gemäß IEC 60909 bei der Berechnung der minimalen Kurzschlussströme ein hohes, temperaturabhängiges R von Kabeln angenommen. Als Folge erhöht sich damit das betrachtete R/X Verhältnis.

Zusammenfassend kann das beobachtete Verhalten bezüglich des vertauschten minimalen und maximalen R/X Verhältnisses in Abbildung 131 mit dem Einfluss des Spannungsfaktors c in Kombination mit einer Berücksichtigung von erhöhten Kabelresistenzen erklärt werden.

Gemäß [16] kann für Hochspannungsnetzeinspeisungen mit Nennspannungen über 35 kV, gespeist über Freileitungen, die Resistenz vernachlässigt werden, in anderen kann $R/X=0,1$ angenommen werden.

Im Vergleich dazu sind die in Abbildung 131 beobachteten R/X Werte stark erhöht und bewegen sich im Bereich von 0,25 bis 5, wobei der weitaus größere Teil der Werte ein R/X Verhältnis >1 hat. Zum weiteren Vergleich sind im Anhang R/X Werte individueller Betriebsmittel gegeben. Abbildung 124 bis Abbildung 129 zeigen R/X Werte für verschiedene Betriebsmittel und -typen. Es lässt sich erkennen, dass niedrige R/X Werte, insbesondere für hohe Nennspannungen (>52 kV) und hohe Nennleistungen, erreicht werden. Weiterhin lassen sich die folgenden Aussagen bezüglich der R/X Charakteristika von individuellen Betriebsmitteln ableiten:

- **Kabel:** Vergleichsweise hohe R/X Werte. Die R/X Werte sinken stark mit steigendem Querschnitt und schwach mit steigender Spannungsebene (von 1 kV zu 30 kV hin).
- **Freileitungen:** Im Vergleich zu Kabeln leicht reduzierte R/X Werte. Die R/X Werte sinken stark mit steigendem Querschnitt und schwach mit steigendem Leiterabstand.
- **Ortsnetztransformatoren:** Vergleichsweise geringe R/X Werte, sinken mit steigender Nennleistung zuerst stark ab, dann schwächer.
- **Synchrongeneratoren:** Vergleichsweise geringe R/X Werte, sinken ähnlich der R/X Werte von Ortsnetztransformatoren mit steigender Nennleistung zuerst stark ab, dann schwächer.

Es soll an dieser Stelle betont werden, dass individuelle R/X Werte von einzelnen Betriebsmitteln betrachtet wurden und eine Übertragung dieser auf Netzverhältnisse nicht unmittelbar möglich ist. Als Beispiel verhält sich das R/X Verhältnis zweier in Serie geschalteten Betriebsmittel A und B entsprechend der Dreiecksungleichung

$\frac{R_a+R_b}{X_a+X_b} \leq \frac{R_a}{X_a} + \frac{R_b}{X_b}$. Damit ist das gemeinsame R/X Verhältnis der Betriebsmittel A und B kleiner als deren arithmetische Summe, wenn die beiden R/X Verhältnisse der Betriebsmittel A und B < 1 sind.

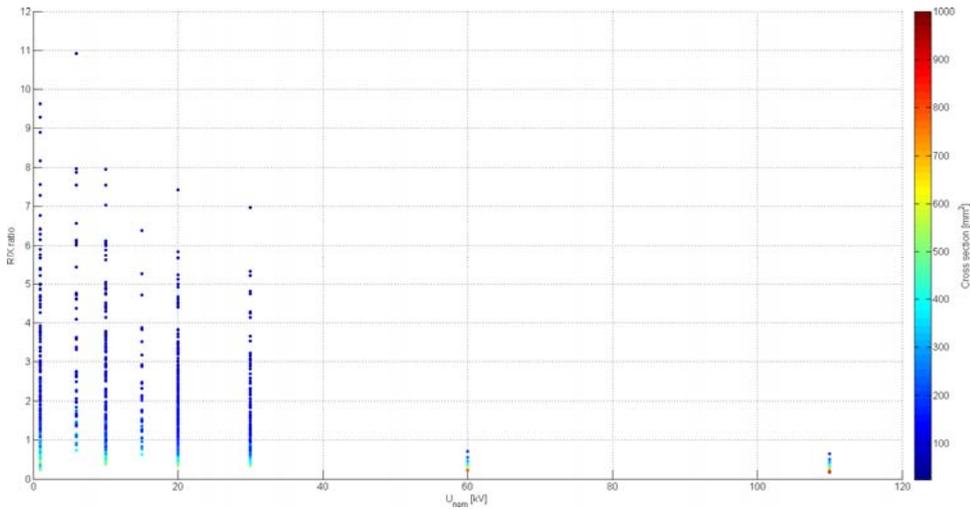


Abbildung 124: R/X Verhältnisse von 1314 Kabeltypen. Daten aus [49].

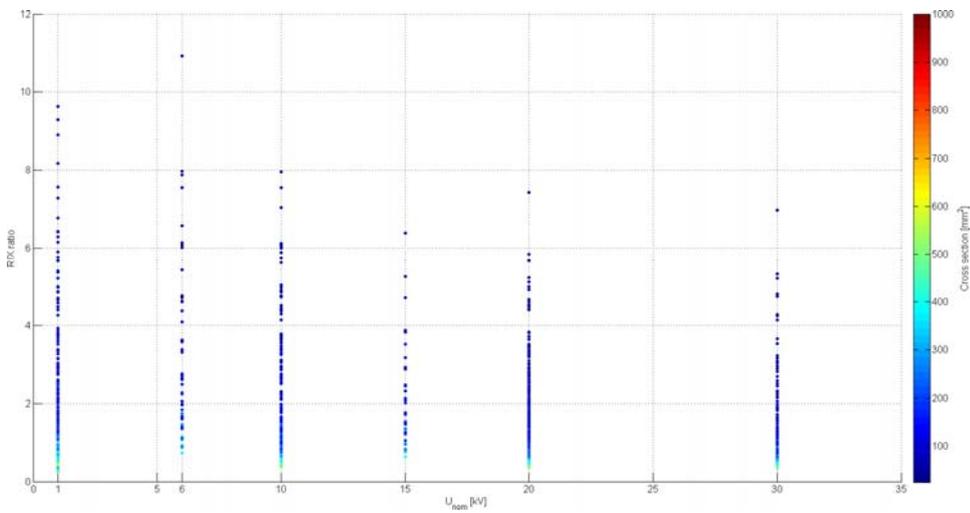


Abbildung 125: R/X Verhältnisse von Niederspannungskabeln, Ausschnitt aus Abbildung 124. Daten aus [49].

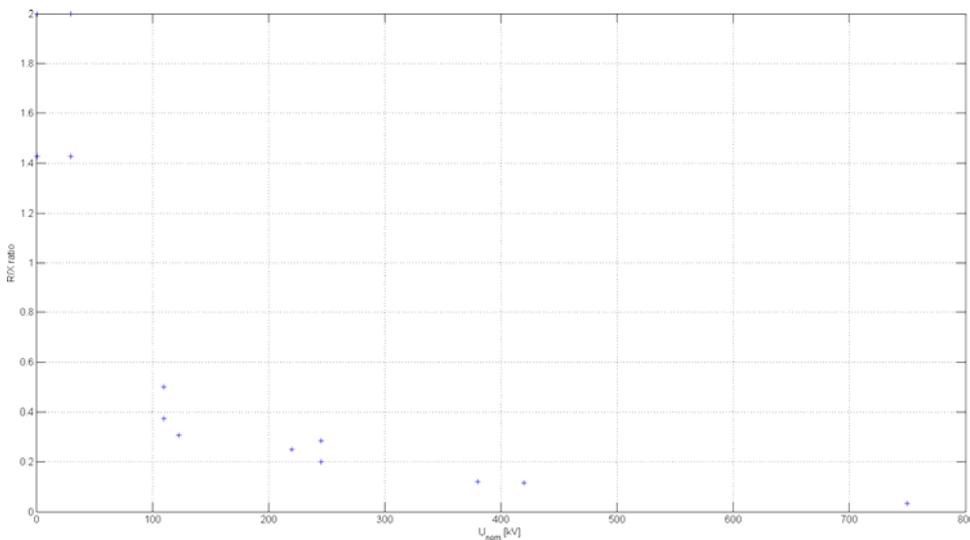
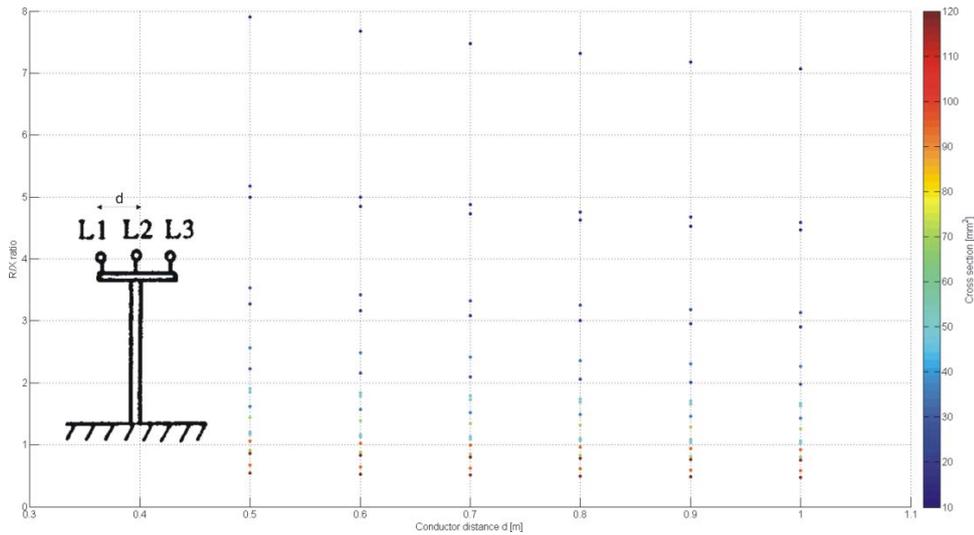


Abbildung 126: R/X Verhältnisse von Freileitungen. Daten aus [50], [51].



Anhang: Untersuchung der dynamische Netzstützung mit Blindstromeinspeisung in Niederspannungsnetzen

Abbildung 127: R/X Verhältnisse von Freileitungen im Niederspannungsbereich. Daten aus [50], [51].

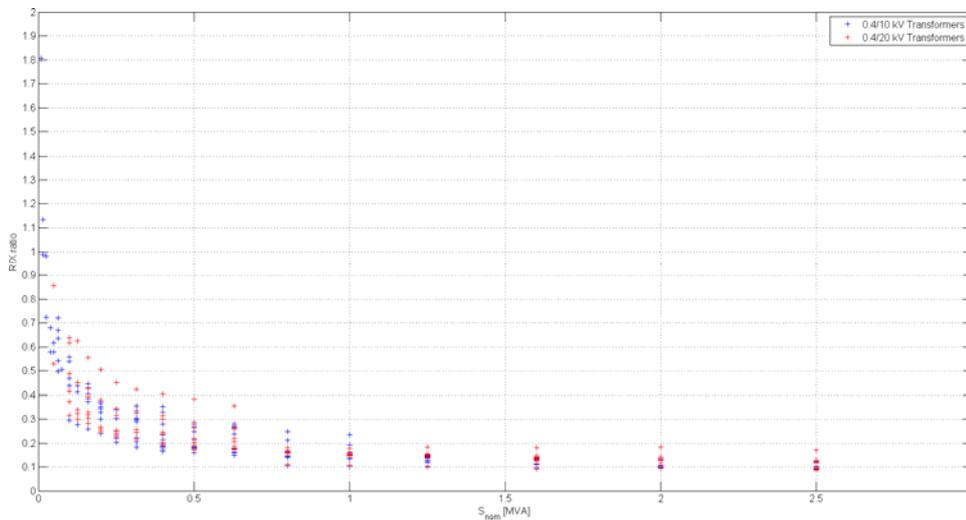


Abbildung 128: R/X Verhältnisse von Ortsnetztransformatoren (465 Typen für Spannungseben 0,4/10 kV und 283 Typen für 0,4/20 kV). Daten aus [49].

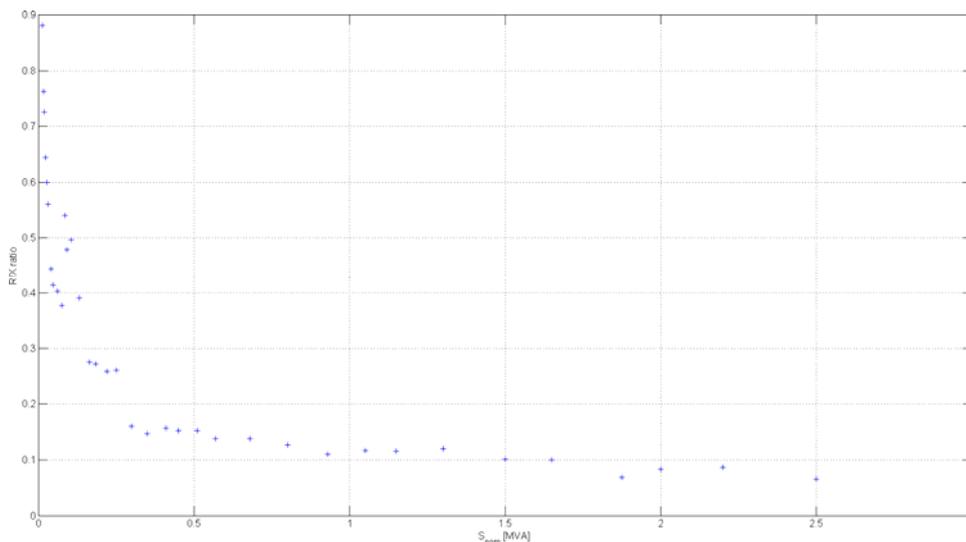


Abbildung 129: R/X Verhältnisse von 4poligen Marelli Synchron-
generatoren. Daten aus [52].

Ein niedriger R/X Wert ist eine der Annahmen für den Einsatz von Statikregelung. Die Blindstromgeraden aus Abbildung 121 und Abbildung 122 sind dabei als Statikregelungen einzustufen. Die Konstellation Spannungsquelle und starres Netz (als Verbrau-

cher) ist das Standardbeispiel in der Energietechnik, um die quasi-Entkopplung zwischen Wirkleistung-Spannungswinkel und Blindleistung-Spannungsamplitude für induktiv verbundene Anordnungen (z. B. Hochspannungsleitungen) herzuleiten [47]. Aus der Anordnung von Abbildung 130 lassen sich die darunter gegebenen Formeln ableiten [47]. Der maximale Wert des Spannungswinkels für die Abschätzungen $\sin\delta \approx \delta$ und $\cos\delta \approx 1$ wird hier zu 45° angenommen, übliche Spannungswinkel für den stabilen Betrieb von Leitungen sind im Bereich von 30° bis 45° [53].

Anhang: Untersuchung der dynamische Netzstützung mit Blindstromspeisung in Niederspannungsnetzen

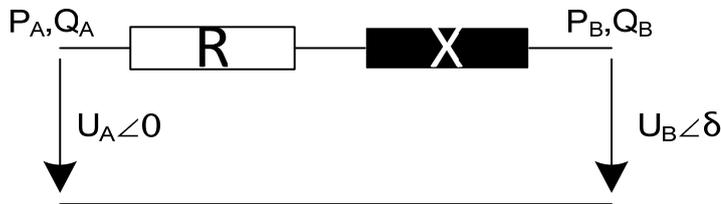


Abbildung 130: Ohmsch-induktive Kopplung zweier Spannungsquellen.

$$P_A = \frac{U_A}{R^2 + X^2} \left[R(U_A - U_A \cos\delta) + XU_B \underbrace{\sin\delta}_{\approx \delta} \right] \xrightarrow[\delta < 45^\circ]{X \gg R} P_A = \frac{U_A U_B}{X} \delta$$

$$Q_A = \frac{U_A}{R^2 + X^2} \left[-RU_B \sin\delta + X \left(U_A - U_B \underbrace{\cos\delta}_{\approx 1} \right) \right] \xrightarrow[\delta < 45^\circ]{X \gg R} Q_A = \frac{U_A (U_A - U_B)}{X}$$

In obigen Gleichungen ist ersichtlich, dass unter den Voraussetzungen $X \gg R$ sowie $\delta < 45^\circ$ die Wirkleistung über den Spannungswinkel δ geregelt werden kann und die Blindleistung über die Differenz der Spannungsamplituden. Wirk- und Blindleistung beeinflussen sich dabei nicht gegenseitig. Diese quasi-Entkopplung ist eine Grundvoraussetzung für die konventionelle Statikregelung von an das Hochspannungsnetz angeschlossenen Kraftwerken. In stärker resistiv geprägten Niederspannungsnetzen ist diese Grundvoraussetzung nur noch bedingt gültig. Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die Effizienz von Blindstrom-Statikregelungen zur Regelung der Spannung durch die nicht gegebene Voraussetzung eines geringen R/X Verhältnisses im betrachteten Netz eingeschränkt sein wird.

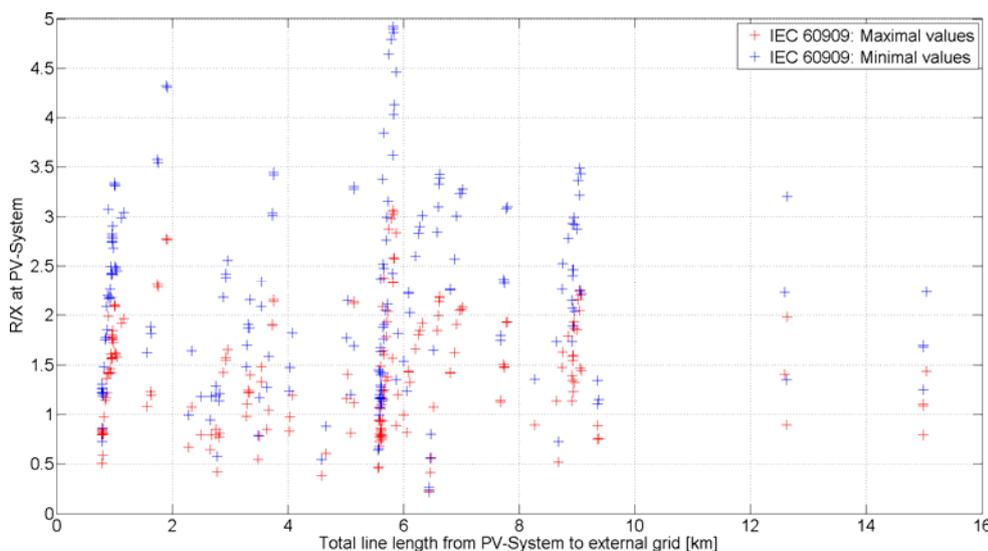


Abbildung 131: Ergebnisse von Kurzschlussstromberechnungen für das R/X Verhältnis an den Anschlussorten der PV-Systeme.

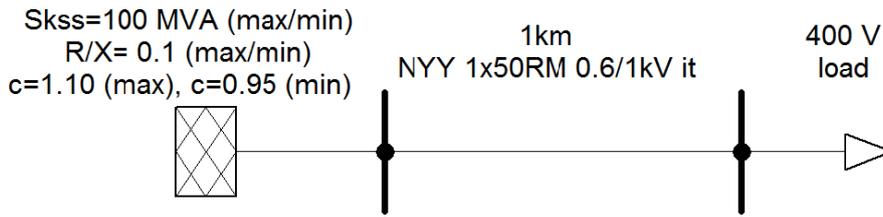


Abbildung 132: Anordnung für die beispielhafte Berechnung des maximalen und minimalen R/X Verhältnisses am Anschlussort der Last.

7.3.6 Variable Simulationsparameter

Variable Parameter der dynamischen Simulation sind der betrachtete Tageszeitpunkt, eingestellte k-Faktor an den PV-System Modellen sowie Tiefe und Dauer des Spannungseinbruches.

Für den betrachteten Tageszeitpunkt ergeben sich die Leistungsflusswerte aus den verwendeten Tagesgangprofilen für Lasten und PV-Systeme. Die Leistungsflusswerte wiederherum bilden die Grundlage für die Initialisierung der dynamischen Modelle bilden. Orientiert an Abbildung 135 wird als betrachtete Tageszeit 16.00 Uhr für den maximalen Rückspeisefall gewählt.

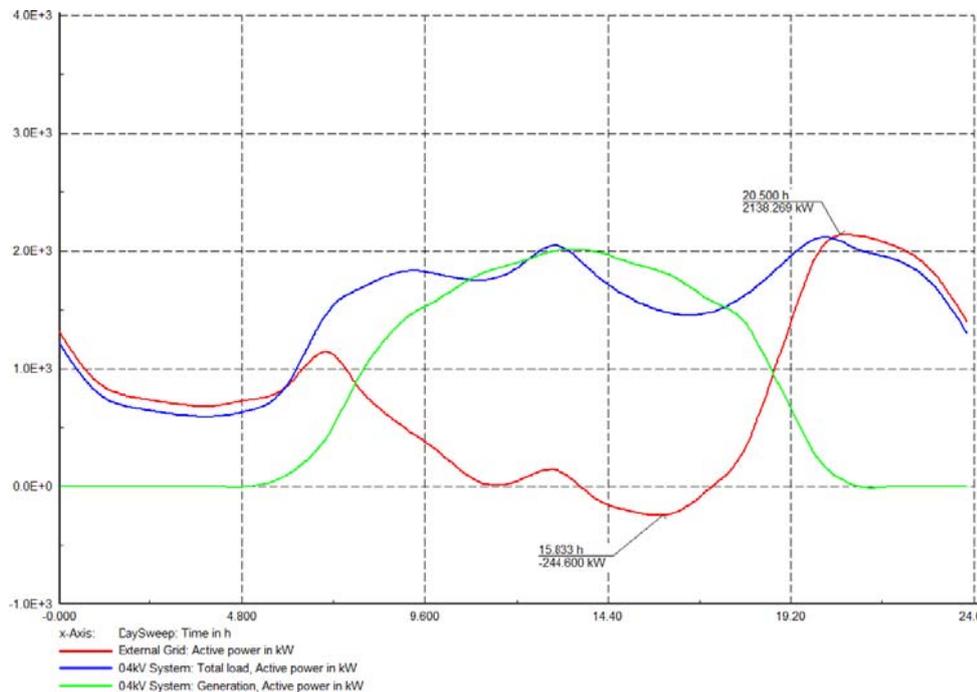
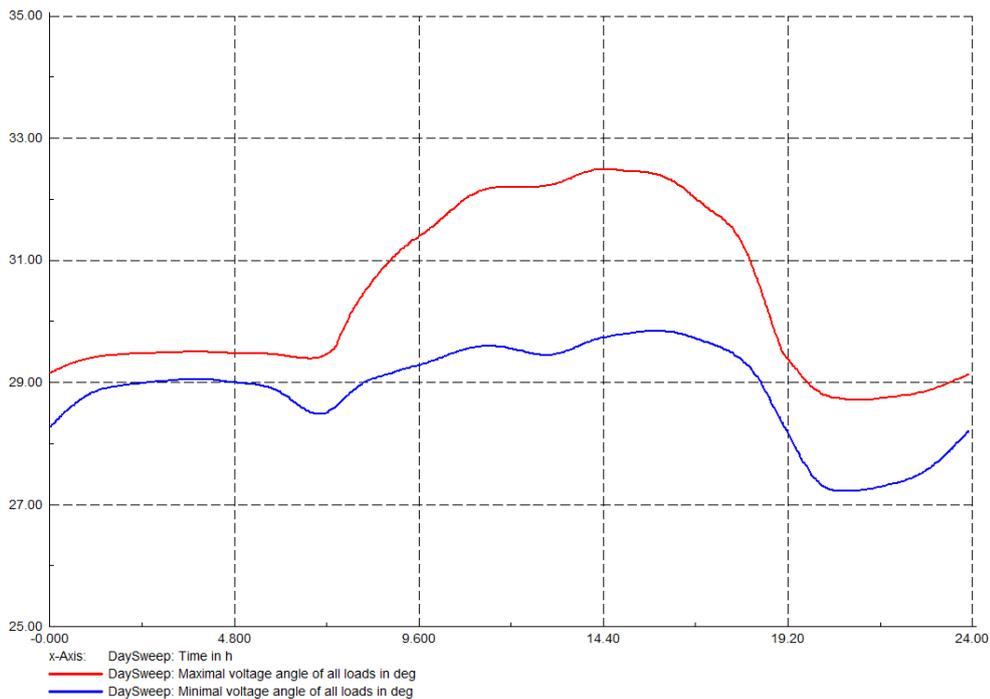


Abbildung 133: Leistungsbilanzen während eines Tagesganges in einem Netz mit 200 PV-Anlagen

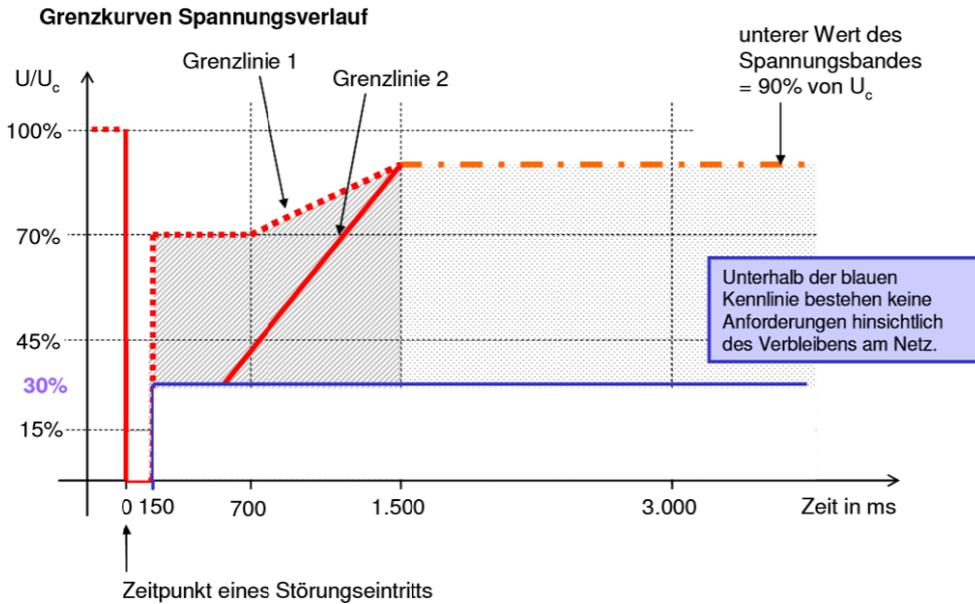


Anhang: Untersuchung der dynamische Netzstützung mit Blindstromeinspeisung in Niederspannungsnetzen

Abbildung 134: Minimale und maximale Spannungswinkel von allen Lasten während eines Tagesganges in einem Netz mit 200 PV-Anlagen

Der sogenannte k-Faktor beschreibt die Steigung der Blindstromstatik. Eine Definition des k-Faktors ist in Abbildung 122 gegeben und wird auf Abbildung 121 sinngemäß angewendet. Es werden jeweils die Fälle LVRT off, d.h. Abschaltung der PV-Systeme im erkannten Spannungsfehlerfall, $k=0$, d.h. keine Blindstromstützung, und $k=2$ betrachtet

Für die Tiefe und Dauer des Spannungseinbruches werden Werte entsprechend der Forderung der BDEW Mittelspannungsrichtlinie aus Abbildung 135 gewählt. Die Grenzlinie 2 wird dabei als reine Darstellung von Wertepaaren verstanden und nicht als Gesamtprofil. Das heißt, der Spannungsfehler kann durch eine Fehlerquerimpedanz simuliert werden, welche für die Dauer des Kurzschlusses zugeschaltet wird (on/off Fall). Für den ohmschen Anteil der Fehlerquerimpedanz wird gemäß [16] ein Verhältnis $R/X=0.1$ angenommen.



Anhang: Untersuchung der dynamische Netzstützung mit Blindstromeinspeisung in Niederspannungsnetzen

Abbildung 135: Die Grenzlinie 2 zeigt Anforderungen an Typ 2 Anlagen (=kein direkt gekoppelter Synchrongenerator) bezüglich des Durchfahrens von Spannungsfehlern [1].

7.3.7 Spannungseinbruch auf 10 % verbleibende Spannung für 150 ms

Für diese Simulationen wurde eine Fehlerquerimpedanz von $R=0,05 \Omega$ und $X=0,5 \Omega$ verwendet.

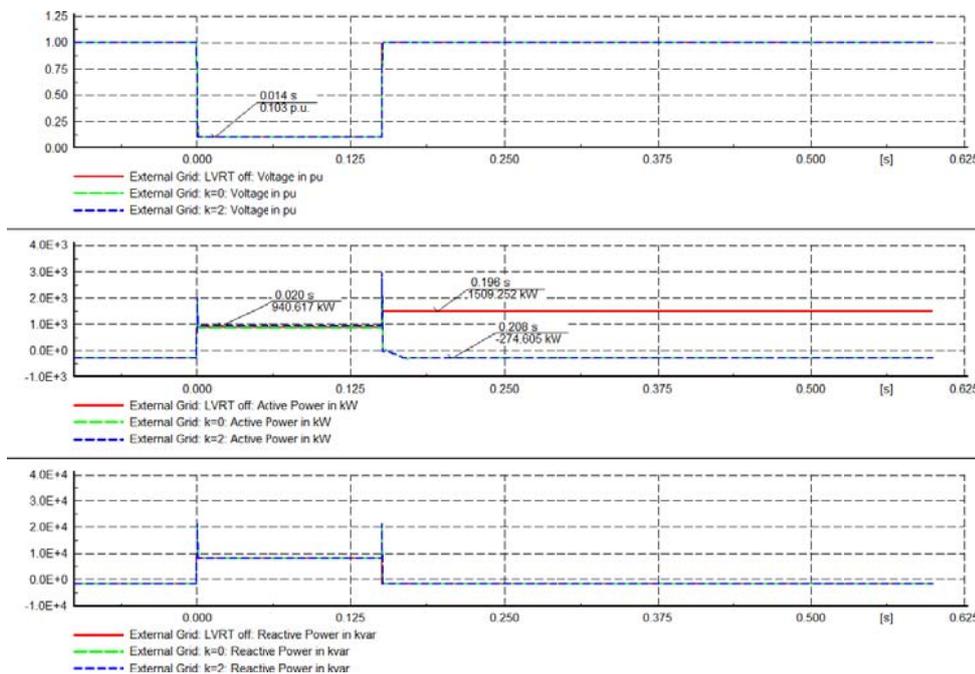


Abbildung 136: Spannungen, Wirk- und Blindleistungen am Anschlusspunkt des externen Netzes für einen Spannungseinbruch auf 10 % verbleibende Spannung um 16.00 Uhr. Auch mit Blindstromeinspeisung durch die PV-Systeme ist keine Änderung der Blindleistung ersichtlich.

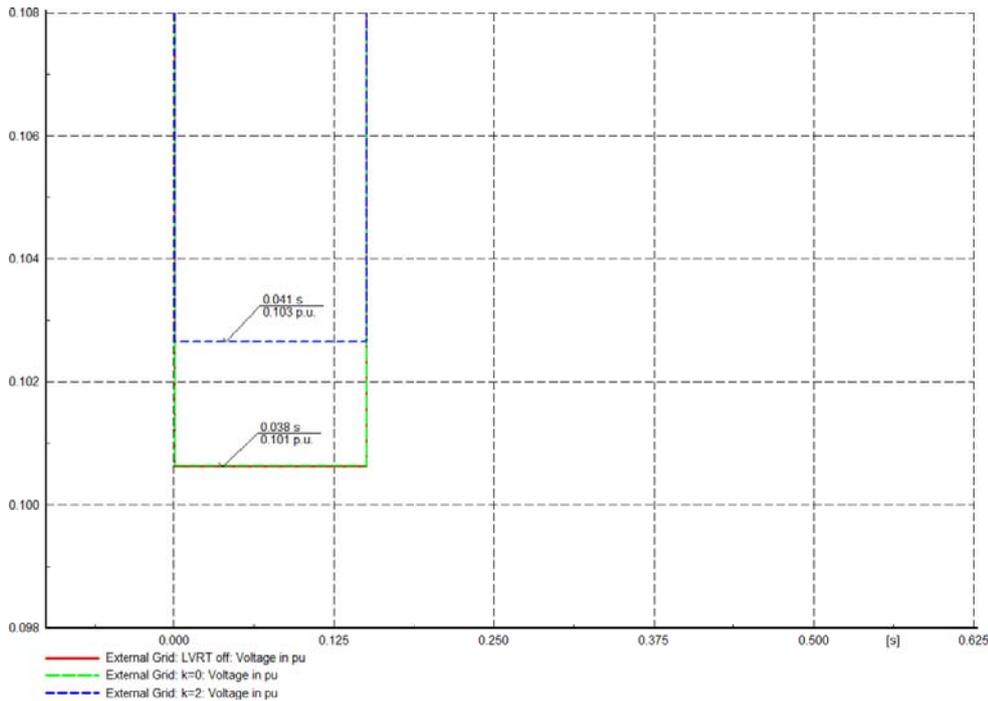


Abbildung 137: Detailansicht der Spannung am externen Netzes für einen Spannungseinbruch auf 10 % verbleibende Spannung um 16.00 Uhr.

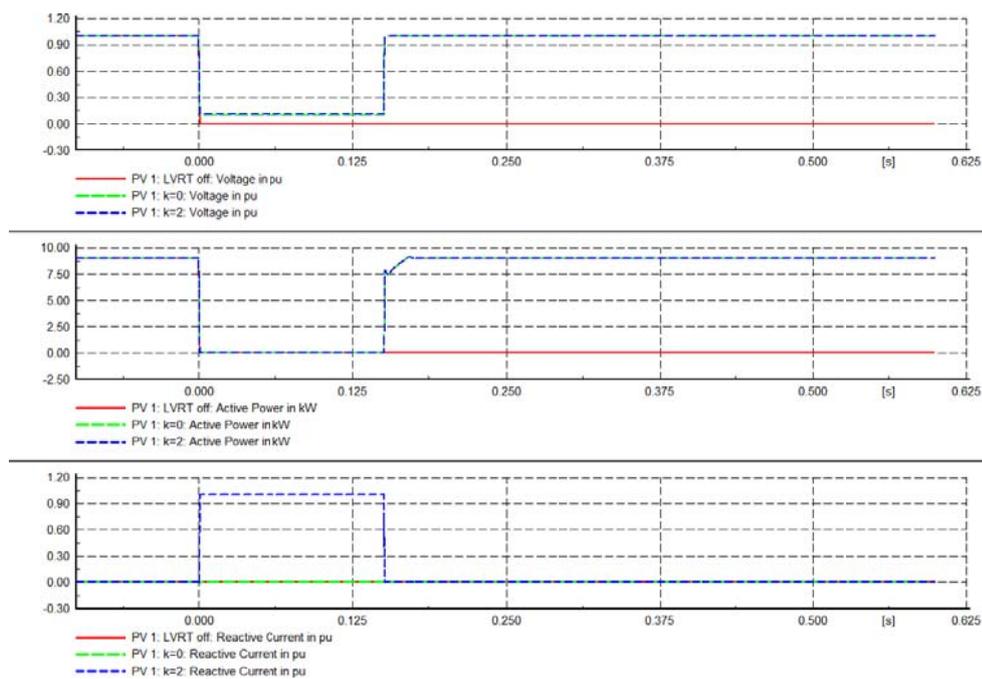


Abbildung 138: Spannungen, Wirk- und Blindleistungen am PV-System Nr. 1 für einen Spannungseinbruch auf 10 % verbleibende Spannung um 16.00 Uhr

7.3.8 Spannungseinbruch auf 30 % verbleibende Spannung für 300 ms

Für diese Simulationen wurde eine Fehlerquerimpedanz von $R=0,2 \Omega$ und $X=2 \Omega$ verwendet.

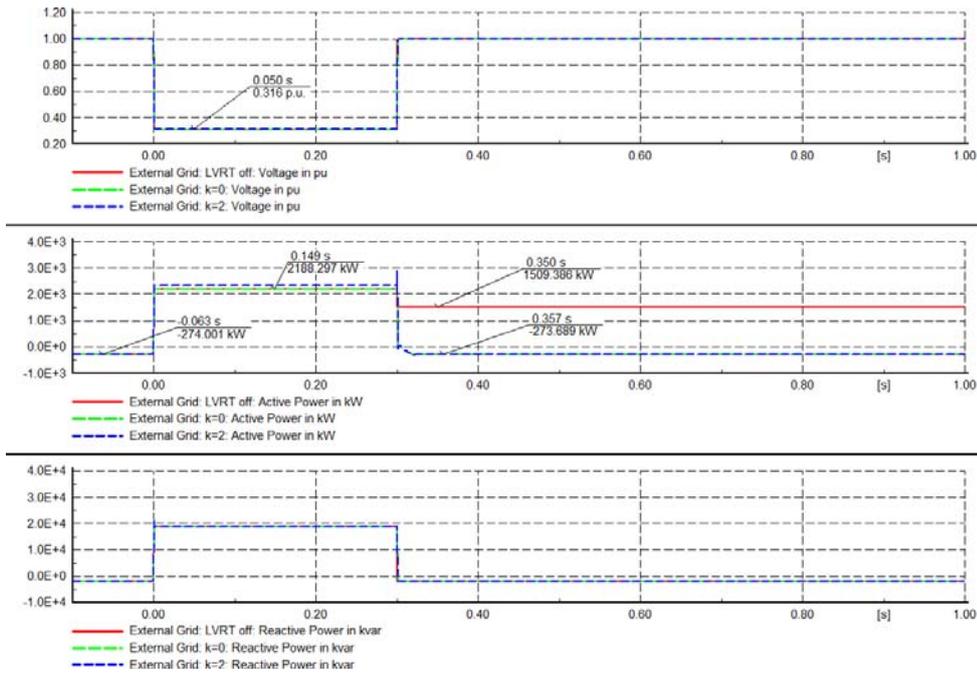


Abbildung 139: Spannungen, Wirk- und Blindleistungen am Anschlusspunkt des externen Netzes für einen Spannungseinbruch auf 30 % verbleibende Spannung um 16.00 Uhr.

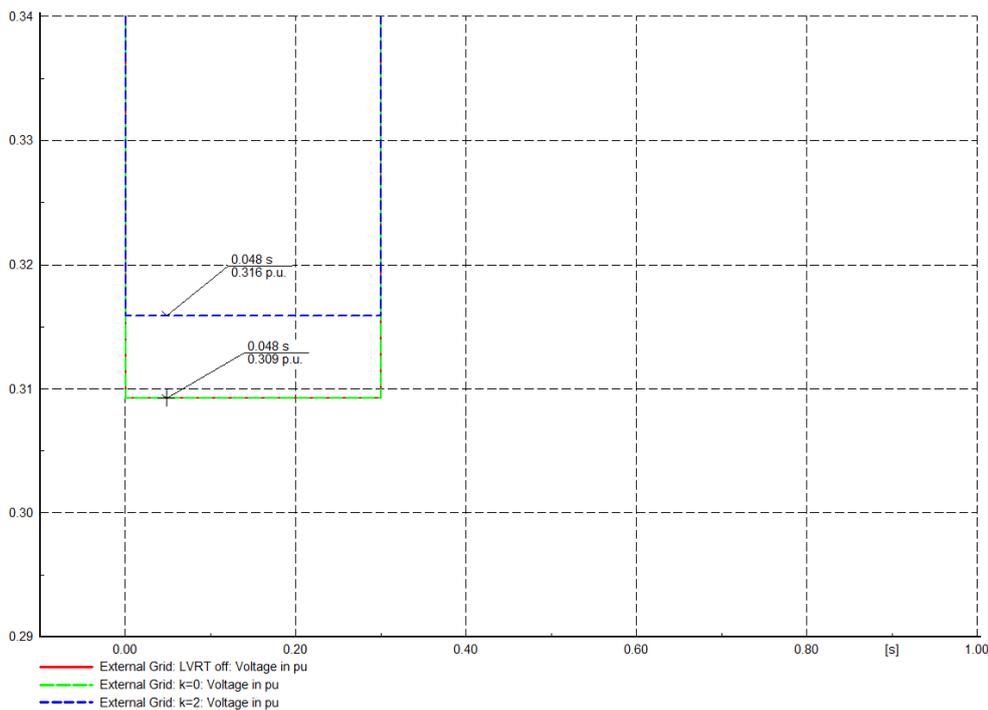


Abbildung 140: Detailsicht der Spannung am externen Netzes für einen Spannungseinbruch auf 30 % verbleibende Spannung um 16.00 Uhr.

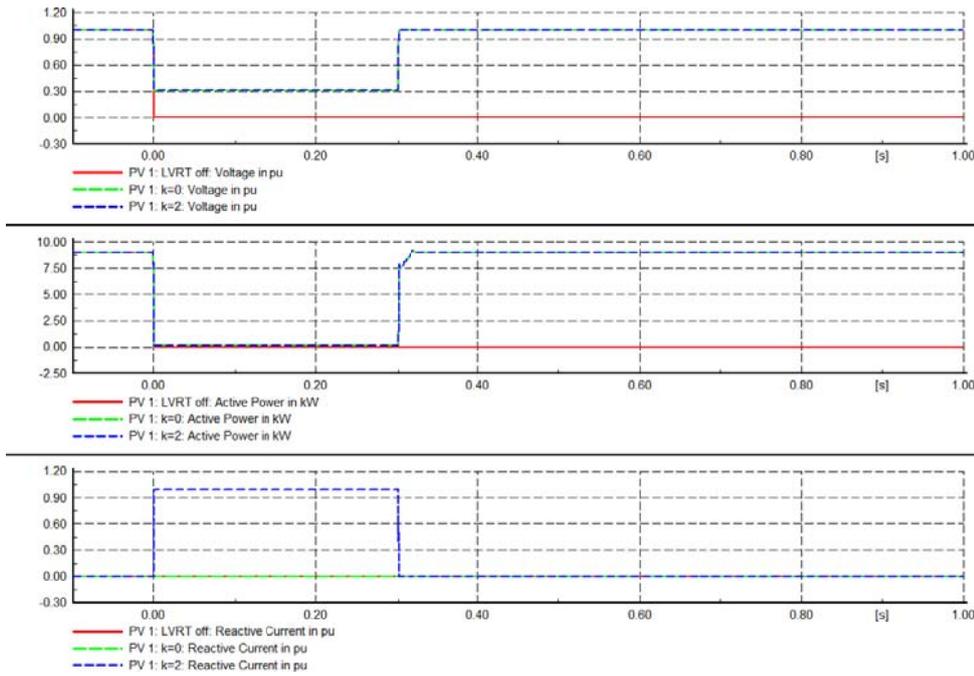


Abbildung 141: Spannungen, Wirk- und Blindleistungen am PV-System Nr. 1 für einen Spannungseinbruch auf 30 % verbleibende Spannung um 16.00 Uhr

7.3.9 Spannungseinbruch auf 70 % verbleibende Spannung für 1 s

Für diese Simulationen wurde eine Fehlerquerimpedanz von $R=1 \Omega$ und $X=10 \Omega$ verwendet.

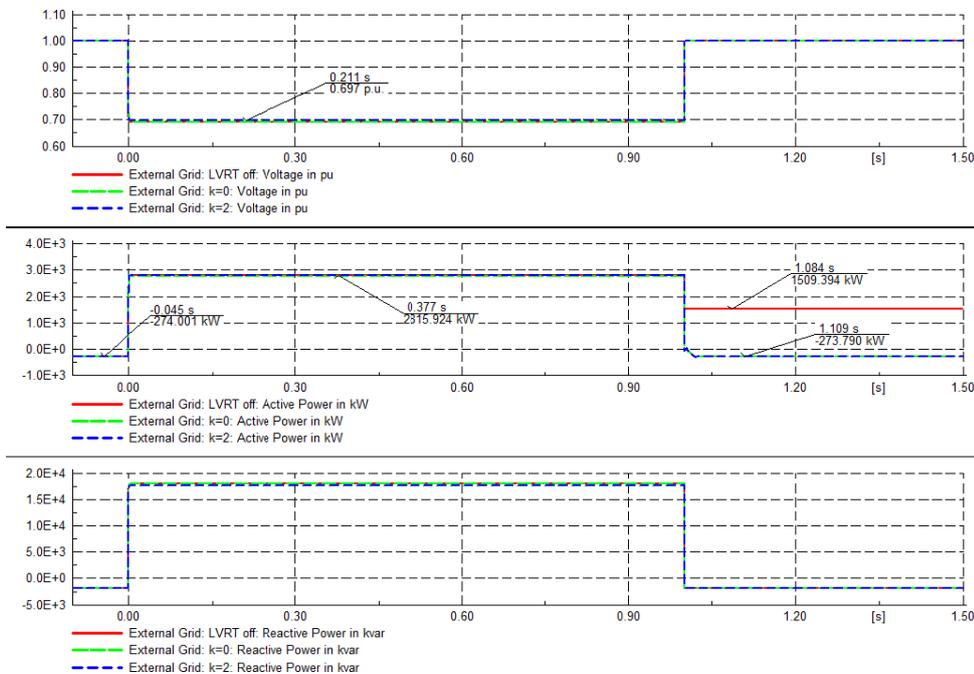
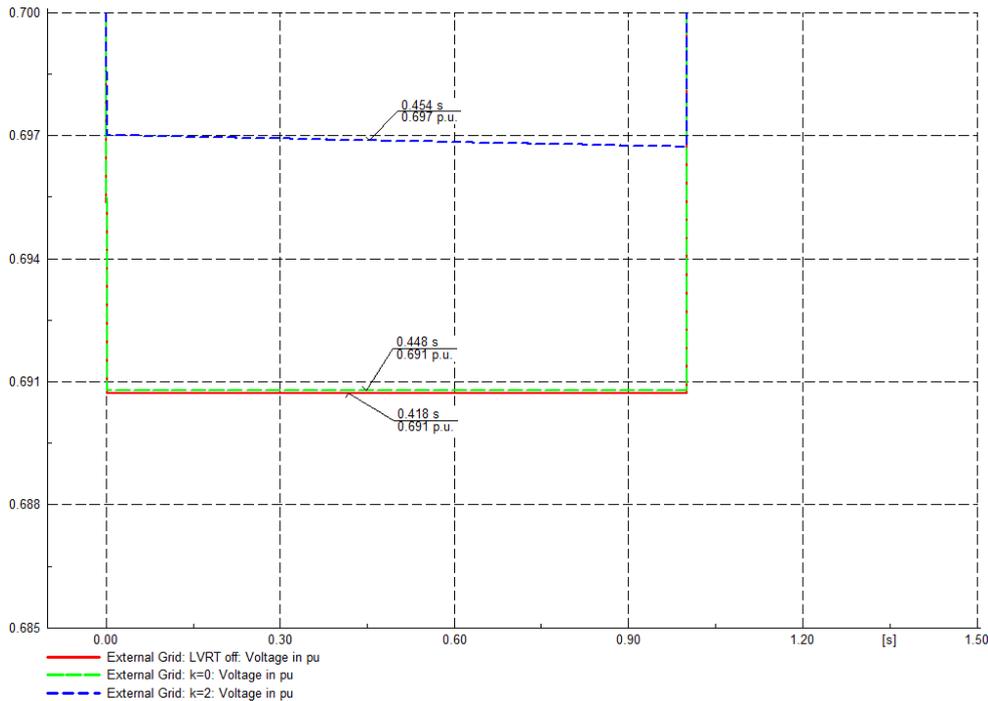


Abbildung 142: Spannungen, Wirk- und Blindleistungen am Anschlusspunkt des externen Netzes für einen Spannungseinbruch auf 70 % verbleibende Spannung um 16.00 Uhr.



Anhang: Untersuchung der dynamische Netzstützung mit Blindstromspeisung in Niederspannungsnetzen

Abbildung 143: Detailansicht der Spannung am externen Netzes für einen Spannungseinbruch auf 70 % verbleibende Spannung um 16.00 Uhr.

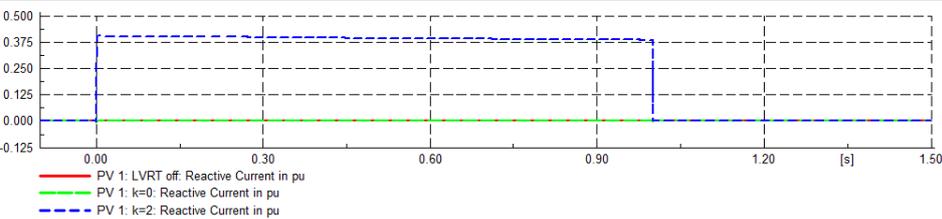
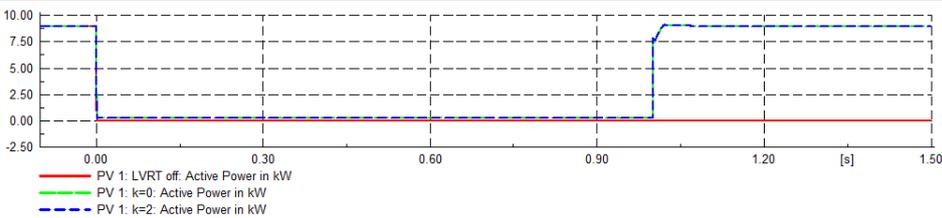
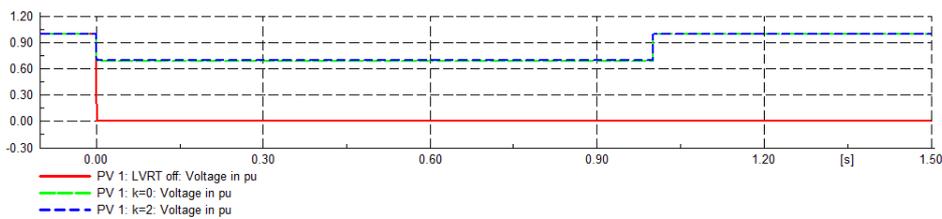


Abbildung 144: Spannungen, Wirk- und Blindleistungen am PV-System Nr. 1 für einen Spannungseinbruch auf 70 % verbleibende Spannung um 16.00 Uhr

7.3.10 Ausblick

Weitere Verfeinerung der Untersuchungsmethodik

Gemäß Abbildung 145 könnte das betrachtete Netz um ein ausmodelliertes Übertragungsnetz mit ebenfalls ausmodellierten konventionellen Kraftwerken erweitert werden.

Aus Übersichtsgründen wurden in diesem Bereich nur 3 Kriterien für die Betriebsgrenzen des betrachteten Netzes verwendet. Zur weiteren Eingrenzung der Betriebsgrenzen des betrachteten Netzes könnte die Forderung der VDE-AR-N 4105 bezüglich der zulässigen Spannungsänderung am Anschlussort des PV-Systems verwendet werden:

»Im ungestörten Betrieb des Netzes darf der Betrag der von allen Erzeugungsanlagen mit Anschlusspunkt in einem Niederspannungsnetz verursachten Spannungsänderung an keinem Verknüpfungspunkt in diesem Netz einen Wert von 3 % gegenüber der Spannung ohne Erzeugungsanlagen überschreiten.« [2].

Vorstellbar wäre es, Spannungsfehler innerhalb des Niederspannungsnetzes zu simulieren.

Bei allen genannten Erweiterungsmöglichkeiten wird jedoch keine wesentliche Änderung des SCR Wertes an den Anschlussorten der PV-Systeme erwartet. Damit werden die Simulationsergebnisse vermutlich den hier vorgestellten ähneln.

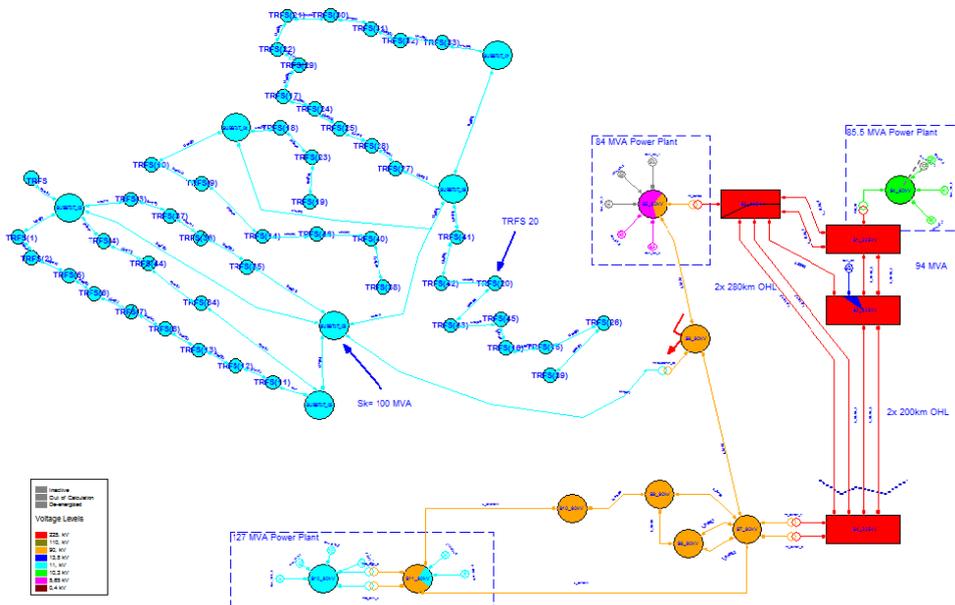


Abbildung 145: Übersichtsbild des erweiterten Netzes mit den Trafostationen des 20 kV Verteilnetzes links oben im Bild und dem angeschlossenen Übertragungsnetz mit Kraftwerken und dargestellten Generatorgruppen.

7.3.10.1.1

Inselnetz

Gemäß VDE-AR-N 4105 [4] muss für Wechselrichter in Niederspannungsnetzen die Inselnetzzerkennung mittels des sogenannten Schwingkreistest praktisch nachgewiesen werden. Bei einem erkannten Inselnetz muss die Anlage vom Netz getrennt werden, wobei in [4] keine Auslösezeiten genannt sind. Hintergrund der Abschaltung im Inselnetzbetrieb ist, dass Netzbetreiber eine Versorgungsqualität gemäß [46] garantieren

müssen, und diese im Inselbetriebsfall derzeit nicht sichergestellt werden kann. Weiterhin bestehen Bedenken hinsichtlich der Personensicherheit, für welche eine sichergestellte Netztrennung von Erzeugungseinheiten im Reparaturfall essentiell ist.

Vorstellbar wäre zu überprüfen, inwiefern eine Inselnetzerkennung der Forderung nach LVRT-Fähigkeit von PV-Systemen widerspricht. Dabei könnten auch die Auswirkungen von im selben Netzweig betriebenen Synchrongeneratoren (z. B. von BHKWs) auf die Inselnetzerkennung mit untersucht werden. Untersuchungen in diesem Kontext werden z. B. in [54], [55] vorgestellt.

Wirtschaftlich interessant könnte es sein, PV-Systeme in bestehende oder zukünftige Notstromkonzepte zu integrieren. Für den längerfristigen Betrieb im Stunden bis Tage Zeitraum sehen typische Notstromkonzepte Stromerzeugungsaggregate mit Dieselmotoren vor. Typische Startzeiten dieser Aggregate liegen bei 10 bis 15 s, mit speziellen Maßnahmen bei 5 bis 10 s und mit einem Hochreißen über ein Schwungrad bei 1 bis 1,2 s [56]. Zur Überbrückung dieser Startzeiten werden häufig Batterien eingesetzt. Vorstellbar wäre es, unter Berücksichtigung von PV-Systemen, Stromerzeugungsaggregaten und Batteriespeichern sowie der Tagesgangprofile eine wirtschaftlich optimale Dimensionierung dieser Betriebsmittel vorzunehmen, die dennoch den technischen Erfordernissen im Ersatzstromfall erfüllen.

Wenn bestehende Pläne zum Netzwiederaufbau von der Strategie »Weiterschalten der Spannung« (Top down) hin zur Strategie »Schwarzstart und Inselbetrieb« (Bottom up) geändert werden [57], könnte eine Integration von PV-Systemen in diese Konzepte geprüft werden. Hierbei ist ein gewollter Inselnetzbetrieb eines Verteilnetzes vorstellbar, welches nach und nach mit anderen Inseln zusammen geschaltet wird.

Netzschutz

Der bestehende Netzschutz in Niederspannungsnetzen verwendet oftmals Niederspannungs-Hochleistungs (NH-) Sicherungen und Hochspannungs-Hochleistungs (HH-) Sicherungen. Die korrekte Auslösung dieser Sicherungen erfordert einen nicht zu kleinen Kurzschlussstrom, wohingegen die gewünschte selektive Auslösung einen nicht zu hohen Kurzschlussstrom erfordert.

Für die Auslegung von Sicherungen ist dementsprechend eine Kenntnis der minimalen und maximalen Kurzschlussströme von Bedeutung. Im nordamerikanischen Raum wird für eine entsprechende Berechnung häufig die Norm ANSI/IEEE C37 verwendet, im europäischen Raum ist die Normenreihe IEC 60909 [16] und die gleichlautende VDE 0102 Standard [51]. Bei der Anwendung der IEC 60909 auf Netze mit einem hohen Anteil von stromrichterbasierten Erzeugungseinheiten ergibt sich das Problem, dass diese Norm für statische Umrichter lediglich Reversierantriebe berücksichtigt und alle anderen Stromrichter vernachlässigt werden. Um dennoch stromrichterbasierten Erzeugungseinheiten in Kurzschlussstromberechnung zu berücksichtigen, wird bei einfachen Netzformen (Strahlennetze) in der Praxis meist der Nennstrom der stromrichterbasierten Erzeugungseinheiten verwendet. Dieses Verfahren kommt bei der rechnergestützten Berechnung vermaschter Netze an seine Grenzen. Hersteller von Netzberechnungsprogrammen haben eigene Verfahren entwickelt, um stromrichterbasierte Erzeugungseinheiten im Kontext der IEC 60909 zu erfassen, diese sind jedoch oftmals schlecht dokumentiert.

Insbesondere kann es bei Kurzschlussstrombeiträgen von Erzeugern im Niederspannungsnetz zu den in Abbildung 146 gezeigten Effekten kommen, welche derzeit nur durch eine modifizierte Kurzschlussstromberechnung erfasst werden können.

Allgemein stellt sich die Frage, bis zu welcher Größenordnung der Kurzschlussstrombeitrag einer überlagerten Netzebene durch Abschaltung großer Synchrongeneratoren verringert werden darf, bis die bestimmungsgemäße Funktion des Schutzsystems im Niederspannungsnetz gefährdet ist. Im Zuge dessen könnten Vorschläge zu einem kostengünstig modifizierten Schutzsystem gemacht werden, damit Kurzschlussstrombeiträge einer überlagerten Netzebene bei Bedarf weiter verringert werden dürfen.

Anhang: Untersuchung der dynamische Netzstützung mit Blindstromspeisung in Niederspannungsnetzen

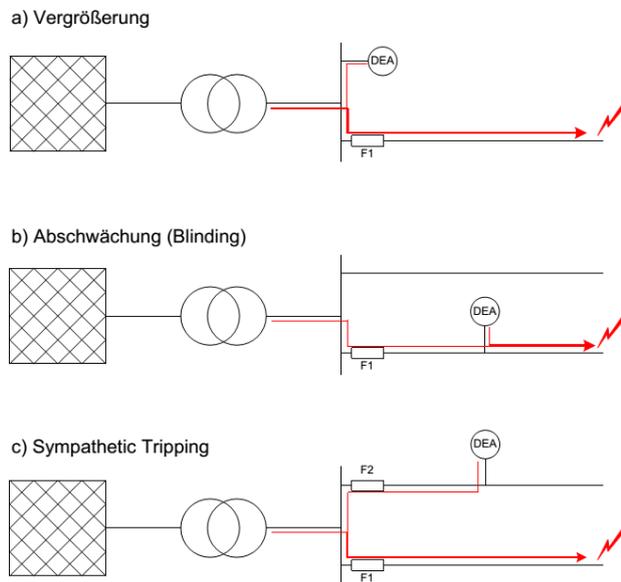


Abbildung 146: Effekte, welche im Kurzschlussfall durch Einspeiser in untergelagerten Netzebenen auftreten können [58].

Ab- und Zuschaltverhalten

In Abbildung 147 sind die Forderungen der VDE-AR-N 4105 [4] an PV-Systeme bezüglich des Netzschutzes dargestellt. Im Spannungsfehlerfall wird ab 80 % verbleibende Spannung eine schnelle Netztrennung innerhalb von 100 ms gefordert. Die entsprechenden Forderungen der VDE-AR-N 4105 für die Zuschaltung von PV-Systemen ist als Zitat unterhalb von Abbildung 147 gegeben.

Gemäß [43], S.50 ist das Abschaltverhalten von Lasten ähnlich. Ab ca. 80 % verbleibende Spannung fangen Lasten an sich abzuschalten, bei ca. 30 % verbleibende Spannung haben sich quasi alle Lasten abgeschaltet. Abbildung 148 gibt dazu einen Überblick. Für das Wiedereinschaltverhalten nach Spannungsfehlern ergeben sich Unterschiede zu PV-Systemen. Die Lasten schalten nach Fehlerklärung nach einigen Sekunden bis mehreren Minuten zu, wobei als typischer Wert 3 min genannt wird.

Dementsprechend kann es in einem Niederspannungsnetz während und nach einem Spannungsfehler durch Ab- und Zuschaltungen von Verbrauchern und Erzeugern zu ausgeprägten Schwankungen in der Wirk- und Blindleistungsbilanz kommen. Vorstellbar wäre es, diesen Effekt möglichst genau zu modellieren und die Auswirkungen auf die überlagerte Netzebene zu simulieren.

Ähnlich dem 50,2 Hz Problem [15] könnten sich dabei die Auswirkungen auf die Netzfrequenz bei großflächigen Spannungsfehlern als kritisch herausstellen.

Schutzfunktion		Schutzrelais-Einstellwerte ¹	
Spannungsrückgangsschutz	$U <$	$0,8 U_n$	$< 100 \text{ ms}$
Spannungssteigerungsschutz	$U >$	$1,1 U_n$ ²	$< 100 \text{ ms}$
Spannungssteigerungsschutz	$U >>$	$1,15 U_n$	$< 100 \text{ ms}$
Frequenzrückgangsschutz	$f <$	47,5 Hz	$< 100 \text{ ms}$
Frequenzsteigerungsschutz	$f >$	50,2 Hz ³	$< 100 \text{ ms}$

Anmerkung 1 Die zeitliche Vorgabe „< 100ms“ für den Schutzrelais-Einstellwert geht von einer maximalen Eigenzeit für den NA-Schutz + Kuppelschalter von ebenfalls 100 ms aus. Damit ergeben sich die maximal 200 ms „Gesamtabschaltzeit“. Ist die Eigenzeit der Komponenten geringer als 100 ms (z. B. 50 ms), so kann entsprechend mehr Zeit für die Messung und Auswertung der Schutzfunktion verwendet werden (z. B. dann bis zu 150 ms). Es würde sich dann also ein höherer Schutzrelais-Einstellwert als „< 100 ms“ ergeben können, nämlich „<150 ms“. Als Einstellwert sind in diesem Fall jedoch auch nur die 100 ms am NA-Schutz zu visualisieren. Die Abschaltzeit von 200 ms darf aber in keinem Fall überschritten werden.

Anmerkung 2 Es muss sichergestellt sein, dass am Netzanschlusspunkt die Spannung $1,1 U_n$ nicht überschritten wird. Wird diese Anforderung durch einen zentralen NA-Schutz sichergestellt, ist es zulässig, den Spannungssteigerungsschutz an der dezentralen Erzeugungseinheit/-anlage auf bis zu $1,15 U_n$ einzustellen. Der Anlagenerrichter sollte in diesem Fall mögliche Auswirkungen auf die Kundeninstallation berücksichtigen. Die Kombination von zentralem NA-Schutz ($U >$: $1,1 U_n$) und integriertem NA-Schutz ($U >$: $1,1 \dots 1,5 U_n$) ist dann zu empfehlen, wenn der Spannungsfall in der Hausinstallation nicht zu vernachlässigen ist. Dies ist typischerweise bei längeren Anschlussleitungen der Fall.

Anmerkung 3 Anstelle der Abschaltfrequenz 50,2 Hz ist für Erzeugungsanlagen mit Wechselrichtern künftig eine Wirkleistungs-/Frequenzstatik zu realisieren.

Anhang: Untersuchung der dynamische Netzstützung mit Blindstromspeisung in Niederspannungsnetzen

Abbildung 147: Forderungen bezüglich des Netz- und Anlagenschutz (NA-Schutz) an Erzeugungsanlagen im Niederspannungsnetz gemäß VDE-AR-N 4105 [4].

Vor der Zuschaltung misst die Erzeugungsanlage, ob sich Netzspannung und Netzfrequenz über eine Dauer von mindestens 30 s innerhalb des Toleranzbereiches befinden. Nach einer Abschaltung erfolgt die erneute Zuschaltung in gleicher Weise.

Bei Auslösung der Entkopplungsschutzeinrichtungen aufgrund einer Kurzunterbrechung (AWE im vorgelagerten Mittelspannungsnetz oder sonstige kurzzeitige Unterbrechungen) darf sich die Erzeugungsanlage schon dann wieder zuschalten, wenn sich Netzspannung und Netzfrequenz 5 Sekunden lang ununterbrochen innerhalb des Toleranzbereiches befunden haben. Eine Kurzunterbrechung ist gekennzeichnet durch eine Überschreitung bzw. Unterschreitung der Grenzwerte von Netzfrequenz und/oder Netzspannung über eine Dauer von maximal 3 Sekunden. [4].

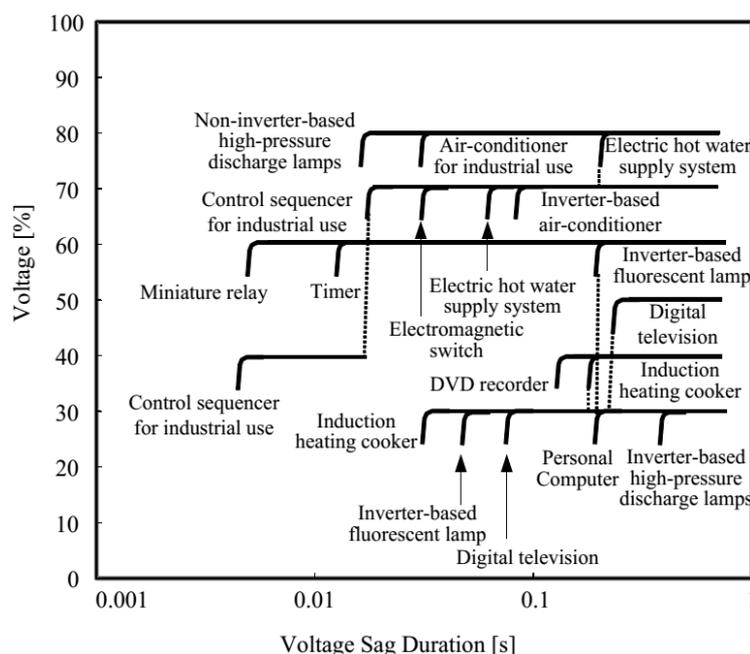


Abbildung 148: Abschaltverhalten von Lasten bei Spannungsfehlern [43].

7.4 Abkürzungen

Anhang: Untersuchung der
dynamische Netzstützung mit
Blindstromeinspeisung in
Niederspannungsnetzen

Abkürzung	Beschreibung
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V
DSL	DigSilent simulation language
FRT	Fault ride through
GCM	Grid Code Module
HVRT	High voltage ride through
LVRT	Low voltage ride through
MPP	Maximal power point
PCC	Point of Common Coupling
PLL	Phase locked loop
PV	Photovoltaik
PVS	Photovoltaik System
ZIP load model	Constant impedance, current or power load model
SCR	Short circuit power ratio

Tabelle 18: Abkürzungen

- [1] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., »Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz,« Juni 2008. [Online]. Available: [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/\\$file/BDEW_RL_EA-am-MS-Netz_Juni_2008_end.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/$file/BDEW_RL_EA-am-MS-Netz_Juni_2008_end.pdf).
- [2] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V., *VDE-AR-N 4105*, Berlin: VDE VERLAG GMBH, 2011.
- [3] M. Braun, T. Stetz, A. von Oehsen und Y. Saint-Drenan, »Vorstudie zur Integration großer Anteile Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung - Ergänzte Fassung,« Fraunhofer IWES, Kassel, 2012.
- [4] T. Stetz, *Autonomous Voltage Control Strategies in Distribution Grids with photovoltaic System – Technical and Economical Assessment*, Kassel: Universität Kassel, Fachgebiet Energiemanagement und Betrieb elektrischer Netze, 2013.
- [5] P. Esslinger und R. Witzmann, »Studie Q(U): Experimentelle Untersuchung der Spannungsabhängigen Blindleistungsregelung Q(U) durch PV-Wechselrichter in Niederspannungsnetzen,« in *28. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2013.
- [6] Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz, »Systemdienstleistungsverordnung »SDLWindV«,« [Online]. Available: <http://www.gesetze-im-internet.de/sdlwindv/>.
- [7] D. Geibel, T. Degner, C. Hardt, M. Antchev und A. Krusteva, »Improvement of Power Quality and Reliability with multifunctional PV-inverters in distributed energy systems,« in *10th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisat*, 2009.
- [8] B. Bletterie, C. Mayr und R. Bründlinger, »Photovoltaic-inverters as active filters to improve power quality in the grid. What can state-of-the-art equipment achieve?,« in *9th International Conference. Electrical power Quality and Utilisation*, Barcelona, 2007.
- [9] R. Teodorescu, M. Liserre und P. Rodriguez, *Grid converters for photovoltaic and wind power systems*, Chichester, West Sussex: Wiley, 2011.
- [10] J. Kirchhof und G. Klein, »EMV-Grenzwertlücke - Wechselrichter stört Zähler,« in *24. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2009.
- [11] F. Andren, B. Bletterie, S. Kadam, P. Kotsampopoulos and C. Bucher, »On the Stability of Local Voltage Control in Distribution Networks with a High Penetration of Inverter-Based Generation,“ *IEEE Transaction on Industrial Electronics*, 2013.
- [12] H. Wang, T. Stetz, M. Kraiczy, A. Birk, C. Töbermann und M. Braun, »Parallel Operation of Photovoltaic Inverters with Autonomous Voltage

- control Strategies-Comparison of Q(V)/P(V) and Automatic Voltage Limitation,« *29. European PV Solar Energy Conference and Exhibition (EU PVSEC)*, 2014.
- [13] M. Kraiczy, T. Stetz, S. Schmidt, M. Braun, G. Wirth und J. Brantl, »Rückwirkung der Blindleistungsbereitstellung von PV-Anlagen auf die Regelung von Verteilnetztransformatoren,« in *29. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein*, Bad Staffelstein, 2014.
- [14] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., »TransmissionCode 2007. Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Version 1.1,« August 2007. [Online]. Available: [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/\\$file/TransmissionCode2007.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/$file/TransmissionCode2007.pdf).
- [15] E. Grebe, »Das 50,2Hz-Problem Systemverhalten bei spontanem Leistungsungleichgewicht,« 19 1 2011. [Online]. Available: http://www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/tab/documents/dr_grebe_50-2-hz-problem.pdf.
- [16] IEC International Electrotechnical Commission, *IEC 60909-0 Short-circuit currents in three-phase a.c. systems*, IEC.
- [17] ENTSO-E European Network of Transmission System Operators for Electricity, »Network Code on Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators (RfG), Version 8,« März 2013. [Online]. Available: <https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-development/requirements-for-generators/Pages/default.aspx>.
- [18] J. Schlabbach, »Harmonic Current Emission of PV-Generation under controlled Voltage conditions,« in *IEEE MELECON 2006*, Benalmádena (Málaga), Spanien, 2006.
- [19] J. Schlabbach, »Harmonic current emission of photovoltaic installations under system conditions,« in *5th International Conference on European Electricity Market, 2008*, Lisboa, 2008.
- [20] S. Schmitt und P. Kremer, »Power Quality of Grid Connected Power Conditioner Sinvert Solar- Operation Results 2005 of the 5MWP PV Power Plant Espenhain-Leipzig,« in *Twentyfirst European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Dresden, 2006.
- [21] A. Bhattacharya, C. Chakraborty und S. Bhattacharya, »Parallel-Connected Shunt Hybrid Active Power Filters Operating at Different Switching Frequencies for Improved Performance,« *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 59, no. 11, pp. 4007-4019, 11 2012.
- [22] I. Lar, M. Radulescu, E. Ritchie und A. A. Pop, »Current control methods for grid-side three-phase PWM voltage-source inverter in distributed generation systems,« in *13th International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment (OPTIM)*, 2012.
- [23] R. I. Bojoi, V. Griva, M. Bostan, M. Guerriero, F. Farina und F. Profumo, »Current Control Strategy for Power Conditioners Using Sinusoidal Signal Integrators in Synchronous Reference Frame,« *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 20, no. 6, pp. 1402-1412, 11 2005.
- [24] C. Lascu, L. Asiminoaei, I. Boldea und F. Blaabjerg, »Frequency Response Analysis of Current Controllers for Selective Harmonic Compensation in

- Active Power Filters,« *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 56, no. 2, pp. 337-347, 2 2009.
- [25] C. Lascu, L. Asiminoaei, I. Boldea and F. Blaabjerg, «High Performance Current Controller for Selective Harmonic Compensation in Active Power Filters,» *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 22, no. 5, pp. 1826-1835, 9 2007.
- [26] D. Chen, J. Zhang und Z. Qian, »An Improved Repetitive Control Scheme for Grid-Connected Inverter With Frequency-Adaptive Capability,« *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 60, no. 2, p. 814–823, 2 2013.
- [27] J. C. Vasquez, J. M. Guerrero, M. Savaghebi und R. Teodorescu, »Modeling, Analysis, and Design of Stationary Reference Frame Droop Controlled Parallel Three-Phase Voltage Source Inverters,« in *8th International Conference on Power Electronics - ECCE Asia*, Jeju, South Korea, 2011.
- [28] T. L. Lee und P. T. Cheng, »Design of a New Cooperative Harmonic Filtering Strategy for Distributed Generation Interface Converters in an Islanding Network,« *IEEE Transaction on Power Electronics*, Vol. 22, no.5, p. 1919–1927, 9 2007.
- [29] E. H. Watanabe, R. M. Stephan und M. Aredes, »New concepts of instantaneous active and reactive powers in electrical systems with generic loads,« *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 8, no. 2, pp. 697-703, 4 1993.
- [30] A. Micallef, M. Apap, C. Spiteri-Staines und J. M. Guerrero, »Selective virtual capacitive impedance loop for harmonic voltage compensation in islanded MicroGrids,« in *Industrial Electronics Society, IECON 2013 - 39th Annual Conference of the IEEE*, Vienna, Austria, 2013.
- [31] A. Engler, Regelung von Batteriestromrichtern in modularen und erweiterbaren Inselnetzen, Berlin: Verlag Dissertation.de, 2002.
- [32] K. De Brabandere, B. Bolsens, J. Van den Keybus, J. Driesen, M. Prodanovic und R. Belmans, »Small-signal stability of grids with distributed low-inertia generators taking into account line phasor dynamics,« in *18th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution*, Turin, Italy, 2005.
- [33] R. Heinrich, J. Kirchhof und B. Jäkel, »Messverfahren und Grenzwerte für Störfestigkeitsprüfungen im Frequenzbereich 2 kHz bis 150 kHz,« in *EMV2014*, Düsseldorf, 2014.
- [34] P. Green, «International Rectifier,» 2011. [Online]. Available: <http://www.irf.com/technical-info/appnotes/an-1173.pdf>. [Accessed 7 8 2013].
- [35] Balzer, Borcherdig und Garbe, »Messung der Netzimpedanz im Frequenzbereich bis 20 kHz und Analyse der Oberschwingungen bis zur 200. Harmonischen in verschiedenen Niederspannungsnetzen,« in *EMV 2010 Internationale Fachmesse und Kongress für Elektromagnetische Verträglichkeit*, Düsseldorf, 2010.
- [36] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., »Regelungen und Übergangsfristen für bestimmte Anforderungen in Ergänzung zur technischen Richtlinie: Erzeugungsanlagen am Mittelspannungs-netz -Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von

- Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz. Gültig ab 1. Januar 2,« [Online]. Available: [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/\\$file/4.%20Erg%C3%A4nzung%20Mittelspannungs%20RL.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/$file/4.%20Erg%C3%A4nzung%20Mittelspannungs%20RL.pdf).
- [37] Elektrotechnik Werner Kuttenreich, »Elektrotechnik Kuttenreich, Referenzprojekte,« Elektrotechnik Werner Kuttenreich, [Online]. Available: <http://www.w-kuttenreich.de/referenzen/pv-bis-10kw/>.
- [38] »Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland,« Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, [Online]. Available: www.pv-fakten.de. [Zugriff am 28.7.2014].
- [39] DlgSILENT GmbH, DIGSILENT PowerFactory 15 User Manual, DlgSILENT GmbH.
- [40] SMA Solar Technology AG, »Technical Information, "Q at Night",« [Online]. Available: <http://files.sma.de/dl/18858/Q-at-Night-TI-en-10.pdf>.
- [41] P. Kundur, Power System Stability and Control, McGraw-Hill, 1994.
- [42] EnergieAgentur.NRW GmbH, »Stromverbrauch und Stromverwendung der privaten Haushalte in Deutschland,« 2012. [Online]. Available: http://www.energieagentur.nrw.de/_database/_data/datainfopool/anteile_verbrauchsgebiete_mit_und_ohne_wwb.jpg.
- [43] CIGRÉ International Council on Large Electric Systems, »WG C4.605 Modelling and aggregation of loads in flexible power networks,« Februar 2014. [Online]. Available: <http://c4.cigre.org/WG-Area/WG-C4.605-Modelling-and-aggregation-of-loads-in-flexible-power-networks>.
- [44] EWE NETZ GmbH, »Lastprofile,« [Online]. Available: <http://www.ewe-netz.de/strom/1988.php>.
- [45] J. Machowski und J. R. Bumby, Power System Dynamics and Stability, John Wiley & Sons, 1997.
- [46] DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik, *DIN EN 50160:2011, Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen*, Berlin: Beuth Verlag GmbH, 2011.
- [47] A. J. Schwab, Elektroenergiesysteme. Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie, Springer Verlag, 2006.
- [48] S. Grunau und F. W. Fuch, »Effect of Wind-Energy Power Injection into Weak Grids,« Christian-Albrechts-University of Kiel, [Online]. Available: http://www.tf.uni-kiel.de/etech/LEA/en/research/Publications/publications2012/grunau_ewea_2012.pdf. [Zugriff am 11.06.2015].
- [49] DlgSILENT GmbH, DIGSILENT PowerFactory 15.1, Global Library, DlgSILENT GmbH.
- [50] B. R. Oswald, Script: Elektrische Energieversorgung 1: Freileitungen, Leibniz Universität Hannover.
- [51] DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik, *DIN EN 60909-0 Beiblatt 4:2009-08, VDE 0102 Beiblatt 4:2009-08 Kurzschlussströme in Drehstromnetzen - Daten elektrischer Betriebsmittel für die Berechnung von Kurzschlussströmen*, Berlin: Beuth Verlag GmbH, 2009.
- [52] Marelli Motori Central Europe GmbH, »MJB series 4 Poles -LV,« Marelli Motori Central Europe GmbH, [Online]. Available:

- http://www.marellimotori.com/default.asp?*p=129&familyId=100071.
[Zugriff am 11.06.2015].
- [53] K. De Brabandere, »Dissertation: Voltage and frequency droop control in low voltage grids by distributed generators with inverter front-end,« 2006. [Online]. Available: http://www.esat.kuleuven.be/electa-projects/publications/fulltexts/pub_1610.pdf. [Zugriff am 11.06.2015].
- [54] S. Laudahn, B. Engel, T. Bülo, H. Knopf, M. Victor, G. Bettenwort, V. Sakschewski und J. Jahn, »Einfluss aktiver Inselnetzserkennung mittels Frequenz-Shift auf den Netzschutz und die Netzstabilität,« in *Internationaler ETG-Kongress 2013 - Energieversorgung auf dem Weg nach 2050*, Berlin, 2013.
- [55] Z. Weitzl und I. Varjasi, »Fault Ride-Through versus Anti-Islanding in Distributed Generation,« in *14th International Power Electronics and Motion Control Conference*, Ohrid, 2010.
- [56] H. Gremmel, ABB Schaltanlagen-Handbuch, Auflage 11, Cornelsen Scriptor.
- [57] Austrian Power Grid AG (APG), »Blackout-Vorsorge, Netzwiederaufbau, Frequenzplan. Definition Großstörung, Blackout,« [Online]. Available: http://arge.ph-noe.ac.at/fileadmin/_migrated/content_uploads/5d_Blackout-Vorsorge__Markovic.pdf. [Zugriff am 11.06.2015].
- [58] J. P. Metje, Diplomarbeit: Untersuchungen zur Selektivität an einem Niederspannungsnetz mit hohem Anteil dezentraler Energieerzeugung, Kassel: Universität Kassel, 2014.
- [59] J. Jahn, *Energiekonditionierung in Niederspannungsnetzen unter besonderer Berücksichtigung der Integration verteilter Energieerzeuger in schwachen Netzausläufern.*, Kassel: Kassel university press GmbH, Kassel, 2007.
- [60] F. Blaabjerg, R. Teodorescu, U. Borup und M. Liserre, »A New Control Structure for Grid-Connected LCL PV Inverters with Zero Steady-State Error and Selective Harmonic Compensation,« IEEE, 2004.
- [61] F. Freijedo, J. Doval-Gandoy, O. Lopez, P. Fernandez-Comesana und C. Martinez-Penalver, »A Signal-Processing Adaptive Algorithm for Selective Current Harmonic Cancellation in Active Power Filters,« IEEE, 2009.
- [62] B. Han, »Single-phase active power filter using FFT with harmonic phase-delay compensation,« IEEE, 2009.
- [63] G. Höck, »»Dirty Power« – Oberschwingungen durch nichtlineare Verbraucher,« in *Energieversorgung und Mobilfunk. Elektromagnetische Verträglichkeit. 5. EMV-Tagung des VDB*, Stuttgart, 2006.
- [64] D.-I. J. Kirchhof, »Beeinflussung von EHZ durch Wechselrichter,« *ep Photovoltaik - Elektropraktiker 1/2-2010*, pp. Seite 55-56, 2010.
- [65] IEEE Standards Coordinating Committee 21, *1547 IEEE Standard*, The Institute of Electrical and Electronics Engineers, inc., 2003.
- [66] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., *61000-3-12 Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) - Teil 3-12: Grenzwerte*, VDE VERLAG GmbH, 10625 Berlin, 2005.
- [67] Fraunhofer IWES, »OPTINOS Schlussbericht - Untersuchungen und Optimierung von Prüf- sowie Testprozeduren zur Qualitätssicherung und

- Normenharmonisierung an Photovoltaik-Stromrichtern,« 2011.
- [68] Schneider Electric, »Détection et filtrage des harmoniques,« Schneider Electric Industries SAS, F - 92505 Rueil-Malmaison Cedex (France), 2008.
- [69] M. Liserre, U. Borup, F. Blaabjerg und R. Teodorescu, »A Signal-Processing Adaptive Algorithm for Selective Current Harmonic Cancellation in Active Power Filters,« IEEE, 2004.
- [70] C. Lascu, L. Asiminoae, I. Boldea und F. Blaabjerg, »High Performance Current Controller for Selective Harmonic Compensation in Active Power Filters,« IEEE, 2007.
- [71] X. Guillaud, P. Degobert und R. Teodorescu, »Use of resonant controller for grid-connected converters in case of large frequency fluctuations,« in *2007 European Conference on Power Electronics and Applications*, 2007.
- [72] DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik, *DIN EN 61000-3-2, Grenzwerte - Grenzwerte für Oberschwingungsströme (Geräte-Eingangstrom ≤ 16 A je Leiter) (IEC 61000-3-2:2005); Deutsche Fassung EN 61000-3-2:2006*, Berlin: VDE Verlag GmbH, 2006.
- [73] DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik, *DIN EN 61000-4-7, Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) - Teil 4-7: Prüf und Messverfahren - Allgemeiner Leitfadens und Geräte zur Messung von Oberschwingungen und Zwischenharmonischen in Stromversorgungsnetzen und angeschlossenen Geräte*, Berlin: VDE VERLAG GmbH, 2009.
- [74] Dr.-Ing Pöller, Markus, DlgSILENT GmbH, »SDL-WindV und Repowering,« [Online]. Available: https://www.clearingstelle-eeg.de/files/Vortrag_Poeller_Ausdruck.pdf.
- [75] Trina Solar Limited, »Trina Solar250w Multi Honey PV panel data sheet,« 2012. [Online]. Available: http://www.trinasolar.com/HtmlData/downloads/ap/products/Honey_PC05_A_Datasheet_40mm_EN.pdf.
- [76] H. L. Willis, *Power Distribution Planning Reference Book*, Dekker, Second Edition.
- [77] T. Degner, G. Arnold, T. Reimann, B. Engel, M. Breede und P. Strauß, *Increasing the Photovoltaic-System Hosting Capacity of Low Voltage Distribution Networks*, 2011.
- [78] IEC International Electrotechnical Commission, *60384 Fixed capacitors for use in electronic equipment - Part 14: Sectional specification - Fixed capacitors for electromagnetic interference suppression and connection to the supply mains*, Geneva: IEC, 2005.
- [79] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., »Stromverbrauch im Haushalt, Stand: Oktober 2013,« 2013. [Online]. Available: [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/6FE5E98B43647E00C1257C0F003314E5/\\$file/708-1_BDEW-Charts%20Stromverbrauch%20im%20Haushalt_2013-10-23.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/6FE5E98B43647E00C1257C0F003314E5/$file/708-1_BDEW-Charts%20Stromverbrauch%20im%20Haushalt_2013-10-23.pdf).
- [80] P. Esslinger und R. Witzmann, »Entwicklung und Verifikation eines stochastischen Verbraucherlastmodells für Haushalte,« in *12. Symposium Energieinnovation*, Graz, Austria, 2012.
- [81] CIGRÉ International Council on Large Electric Systems, *Benchmark Systems*

for Network Integration, C6.04, 2014.

- [82] Ecofys Germany GmbH, »Auswirkungen eines hohen Anteils dezentraler Erzeugungsanlagen auf die Netzstabilität bei Überfrequenz & Entwicklung von Lösungsvorschlägen zu deren Überwindung,« [Online]. Available: http://www.ecofys.com/files/files/ecofys_ifk_50_2_hz_lang-fassung.pdf.
- [83] DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik, *DIN EN 50160:2008, Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen*, Berlin: Beuth Verlag GmbH, 2008.

Berichtsblatt

1. ISBN oder ISSN keine	2. Berichtsart (Schlussbericht oder Veröffentlichung) Schlussbericht
3a. Titel Schlussbericht PV-Symphonie Untersuchungen zu Netzparallelbetrieb und Netzdienstleistungen von Photovoltaik-Wechselrichtern im Kurzzeitbereich	
3b. Titel der Publikation Schlussbericht PV-Symphonie Untersuchungen zu Netzparallelbetrieb und Netzdienstleistungen von Photovoltaik-Wechselrichtern im Kurzzeitbereich	
4a. Autoren des Berichts (Name), Vorname(n) Dr. Gunter Arnold, Dominik Geibel, Dr. Norbert Henze, Jörg Kirchhof, Gerald Klein, Markus Kraiczky,	5. Abschlussdatum des Vorhabens 31. Dezember 2014 6. Veröffentlichungsdatum September 2015, geplant 7. Form der Publikation Gebundener Abschlußbericht
4b Autoren der Publikation (Name, Vorname(n)) Siehe 4a.	9. Ber. Nr. durchführende Institution --
8. Durchführende Institution(en) (Name, Adresse) Fraunhofer IWES Bereich Anlagentechnik und Verteilungsnetze Königstor 59 34119 Kassel Deutschland	10. Förderkennzeichen 0325313 11a. Seitenzahl Bericht 151
13. Fördernde Institution (Name, Adresse) Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 11019 Berlin	11b. Seitenzahl Publikation 151 12. Literaturangaben 83 14. Tabellen 18 15. Abbildungen 148
16. Zusätzliche Angaben keine	
17. Vorgelegt bei (Titel, Ort, Datum) Projektträger Jülich, 52425 Jülich August 2015	
18. Kurzfassung <p>Das Ziel des Vorhabens sind neue technische Verfahren in der Betriebsführung und der Regelung von PV-Stromrichtern sowie neu Prüfspezifikationen und Prüfgeräte, die die tatsächliche Situation in Niederspannungsnetzen wiedergeben. Die Netzqualität soll durch eine aktive Filterung verbessert werden. Eine schnelle Leistungsregelung der Stromrichter soll die Netzstabilität erhöhen und das Netz dynamisch stützen. Prüfspezifikationen und Verfahren zur elektromagnetischen Verträglichkeit wurden erarbeitet, die sich an realen Betriebsbedingungen orientieren. Diese Ergebnisse des Projekts können konkret in neue Geräteentwicklungen einfließen. Weiterhin liefern diese Untersuchungen ein umfassendes Bild über Wechselwirkungen von Netzkomponenten sowie über die Eigenschaften des Niederspannungsnetzes.</p> <p>In der zukünftigen Energieversorgung mit einem großen Anteil von Solarstrom müssen Photovoltaikanlagen Funktionen zur Netzstabilisierung übernehmen, damit kurzzeitige und die Stabilität gefährdende Abweichungen von Netzspannung und Netzfrequenz durch die Regelmöglichkeiten von Photovoltaikwechselrichtern ausgeglichen werden. Die hochdynamischen leistungselektronischen Regelmöglichkeiten bieten dabei sogar die Möglichkeit einer generellen Verbesserung der Versorgungszuverlässigkeit. Deshalb sind hochdynamische Regelungen der Wirk- und Blindleistungsabgabe von Photovoltaikwechselrichter untersucht worden, mit denen neue schnelle Netzdienstleistungen zu Verbesserung der Netzqualität realisiert werden können. Diese neuen Netzdienstleistungen können wichtige Beiträge zur Frequenz- und Spannungsstabilisierung leisten und somit zur Wahrung einer hohen Versorgungszuverlässigkeit in Verteilnetzen beitragen.</p>	
19. Schlagwörter Photovoltaik-Stromrichter, Netzdienstleistungen, Elektromagnetische Verträglichkeit, Oberschwingungen	
20. Verlag keiner	21. Preis --