

Publizierbarer Endbericht
ADC-LABS

Name	E-Mail
Felix Lehfuss	Felix.lehfuss@ait.ac.at
Uwe Schichler	uwe.schichler@tugraz.at

INHALT

1	Executive Summary.....	4
2	Power-Hardware-in-the-Loop Grundlagen	5
2.1	PHIL Grundlagen für LV und MV (DC) Applikationen.....	5
2.1.1	Design und Topologien von Untersuchungsmethoden.....	6
2.1.2	Controller Hardware-in-the-Loop (CHIL) Simulation.....	6
2.1.3	Power Hardware-in-the-Loop (CHIL) Simulation	7
2.1.4	Modellierung von PHIL Simulationssystemen	9
2.1.5	Stabilitätsanalyse von PHIL Systemen	11
2.2	PHIL Grundlagen für HVDC.....	14
3	Konzepte und Applikationen.....	16
3.1	Low Voltage und Medium Voltage Applikationen	16
3.1.1	Applikation - Home Energy Management System	16
3.1.2	Applikation - DC Ladung von Elektrofahrzeugen.....	19
3.2	Grundlagen für PHIL Applikationen in HVDC Netzen	23
3.2.1	Allgemeine technische Anforderungen an Applikationsmodelle und Netze:	26
3.2.2	DC Applikation: Ladenetzwerk für E.Busse.....	28
3.2.3	MVDC Ringkabelnetz mit DAB Konvertern (Dual Active Bridge)	30
4	Proof of Concept.....	37
4.1	Proof of Concept Anwendungsfall DC/DC Wandler	37
4.2	Proof of Concept: Versuchsaufbau „Back to Back Tests EV-Ladeinfrastruktur	41

1 Executive Summary

Durch die stetige Zunahme von leistungselektronischen Komponenten und Systemen in den verschiedenen Ebenen des elektrischen Netzes (LV-Niederspannung, MV-Mittelspannung und HV-Hochspannung) werden von Forschung und Industrie vermehrt DC-Netze diskutiert. Neben konkreten existierenden Anwendungen wie HVDC für Übertragungsnetze gibt es auch Bestrebungen in den niedrigeren Spannungsebenen diese Technologien zu verwenden. Dadurch steigt aber auch der Bedarf an neuartigen Testmethoden für diese Systeme.

Da die Methode Power-Hardware-in-the-Loop (P-HIL) im AC-Niederspannungsnetz für Systemtests unter anderem auch durch bereits am AIT durchgeführte Projekte (DG-EV-HIL) einen hohen Reifegrad erreicht hat und auch bereits einfache Netzschnittstellen implementiert wurden bietet sich eine Betrachtung von DC-Netzen mit höherer Komplexität an. Im Rahmen dieses Projektes sollen die Grundlagen für die Entwicklung von Systemtests für komplexe Netzstrukturen mit einer höheren Anzahl an Schnittstellen und Applikationen (real und simuliert) im Niederspannungsnetz geschaffen werden.

Zudem sollen die Erkenntnisse basierend auf LV-Systemtests genutzt werden, um diese Methode in höhere Spannungsebenen (MV und HV) zu transformieren. Der Bedarf dafür ergibt sich aus dem konkreten Forschungsthema, dass vermehrt Technologien betrachtet werden, die verschiedene Spannungsebenen (MVLV: Solid State Transformer – SST mit DC-Zwischenkreis), Netzabzweige durch Entkopplung der Frequenz oder reine DC-Netze höherer Spannungsebenen (HVMV: HVDCDC Konverter) auf Basis von Leistungshalbleitern miteinander verbinden sollen. Aufgrund der zusätzlich zu betrachtenden Elementen in den Schnittstellen (z.B. Übertragungsfunktionen der Transformatoren und Gleichrichter) im Fall höherer Spannungsebenen stellt dies eine hohe Anforderung an die Überarbeitung der Grundlagen dieser Methode dar.

Im vorliegenden publizierbaren Endbericht werden nachfolgend die Grundlagen für PHIL aufgeführt. Dies geschieht mit einem projektnativen Fokus auf DC Applikationen in Mittel- und Hochspannung. Dem folgt eine Aufstellung einzelner Konzepte und Applikationen für DC Methoden und Technologien wo eine PHIL Anwendung aus Sicht des Projektkonsortiums besonders sinnvoll ist. Abschließend sind Proof of Concept Analysen und Testaufbauten dargestellt.

2 Power-Hardware-in-the-Loop Grundlagen

2.1 PHIL Grundlagen für LV und MV (DC) Applikationen

Die Untersuchungen elektrischer Gleichstrom -Netzwerke stehen im zentralen Fokus dieses Projektes. Wie üblich werden diese mit dem folgenden Akronym DC "direct current" abgekürzt, welches in der Folge in zentralen Begriffen wie DC Netzwerken oder DC Systemen verwendet wird. Im Gegensatz dazu wird das Akronym AC "alternating current" für Wechselstromnetze oder Systeme mit Wechselspannung als Systemspannung verwendet, welche als sogenannte AC Netzwerke oder AC Systeme bezeichnet werden. DC Systeme verstehen sich hierbei in allgemeinsten Form als Zusammensetzungen von elektrischen Komponenten wie Generatoren, Kabelstrecken oder Lastkomponenten im Verbund eines elektrischen Netzwerkes. Die zu untersuchenden Systemspannungen, welche in diesen Netzwerken vorkommen, sind definitionsgemäß ausschließlich Gleichspannungen. Es sei an dieser Stelle vermerkt, dass DC Subsysteme Wechselstromkomponenten und Wechselspannungssysteme enthalten können, jedoch sind die bestimmenden Systemspannungen als DC Spannungen definiert. In diesem Projekt werden folgende Akronyme für Netzwerke mit unterschiedlichen Systemspannungsniveaus verwendet: LV "low voltage" für Niederspannung, MV "medium voltage" für Mittelspannung und HV "high voltage" für Hoch- und Höchstspannung. Zusammen mit dem steigenden Bedarf von elektrischer Energieversorgung und der vermehrten Installation von dezentralen Energieversorgern ist das elektrische Versorgungsnetz als solches vielen technologischen, systematischen, und auch topologischen Herausforderungen ausgesetzt. Unter vielen anderen technologischen Weiterentwicklungen ist der Fortschritt im Bereich der Leistungselektronik als nennenswertestes Beispiel zu erwähnen. Die Entwicklung verbesserter Eigenschaften von Halbleiterbauteilen ermöglicht einen vergrößerten Anwendungsbereich in elektrischen Energienetzen. Dies bedeutet eine effizientere Ausnutzung bezüglich unterschiedlicher Topologien von Energienetzen. Diese Effizienzsteigerung gilt für beide vorherrschenden Topologien (AC und DC) für Energienetze, jedoch ist es in vielen Bereichen die DC Topologie, welche von effizienteren leistungselektronischen Komponenten profitiert. Vorteile ergeben sich vor allem im Anwendungsbereich der einfacheren Integration von dezentralen Komponenten wie elektrische Speicher (Batteriesysteme, Elektromobilität) oder DC Generatoren von erneuerbaren Energiequellen (PV, Windenergie). So können etwa Netzkomponenten mit erhöhten Nennleistungen in das Energienetz integriert werden und der Gesamtwirkungsgrad von Teilkomponenten kann oftmals signifikant erhöht werden. Da die Architektur von LV- und MV-Netzen vielfach auf einer kombinierten Ausnutzung von DC Systemen basiert, kann dieser Teilbereich als Optimierungsgrundlage verwendet werden. Spezifische Komponenten wie netzgekoppelte AC/DC Gleichrichter, DC/AC Wechselrichter oder AC/AC Umrichter werden in AC Netzen standardmäßig verwendet. Für den Einsatz in DC Versorgungsnetzen können diese Elemente angepasst und überarbeitet werden. Andere Elemente wie DC Schutzvorrichtungen müssen jedoch neu konzipiert werden, wobei der entscheidende Fokus dabei auf schnelle Abschaltzeiten dieser Schutzelemente liegt, da der Verlauf des Fehlerstroms eine hohe Dynamik in DC Netzen aufweist.

2.1.1 Design und Topologien von Untersuchungsmethoden

Unabhängig von der vorliegenden Topologie des elektrischen Energienetzes können technische Untersuchungen unterschiedlicher Netzwerke mit verschiedenen Methoden gemacht werden. Hierfür stehen mehrere Ansätze zur Verfügung, wie dies auch in Standardwerken der Elektrotechnik und Regelungstechnik vorzufinden und ausführlich beschrieben ist. Diese erwähnten Ansätze reichen von analytischen Berechnungsmodellen bis hin zu rein numerischen Simulationssystemen. Andere Untersuchungsansätze beschreiben klassische Hardwaretests, wo Einzelkomponenten oder ganze Teilsysteme entweder in einer kontrollierten, reproduzierbaren Laborumgebung oder in experimentellen Feldversuchen integriert werden. In beiden Fällen wird danach getrachtet das Verhalten der Einzelkomponente oder der zu untersuchenden Netzes möglichst genau nachzubilden und Aufschlüsse über das Gesamtverhalten bilden zu können. Jeder dieser beschriebenen Ansätze – sei es ein analytischer, numerischer, oder experimenteller Ansatz – versucht ein elektrisches Netzwerk mitsamt den enthaltenen Einzelkomponenten System möglichst genau zu emulieren.

In Zuge dieses Projektes werden neuartige Methoden zur Anwendung gebracht, welche sich von den klassischen, oben erwähnten, Methoden grundlegend unterscheiden. Es handelt sich um hybride Untersuchungsmethoden, welchen alle die Eigenschaft der Echtzeitsimulation zugrunde gelegt ist und welche Elemente der numerischen Simulation und Ansätze der analytischen Analyse mit physikalischen Labortests kombinieren. Sie können gemäß spezifischer Charakteristika von Architektur, Topologie oder Design wie folgt kategorisiert werden:

- Controller Hardware-in-the-Loop (CHIL) Simulation
- Power Hardware-in-the-Loop (PHIL) Simulation

Diese beiden methodischen Ansätze stellen hochentwickelte Topologien dar und werden in vielen industriellen Anwendungsgebieten sowie im breiten Bereich der angewandten Forschung bereits verwendet. Die grundsätzliche topologische Struktur dieser beiden Methoden ermöglicht es, elektromagnetische Netzwerke in allgemeinsten Form in die Simulationsumgebung einzubinden und Untersuchungen sowohl für DC als auch AC Netze, Generatoren oder Teilsysteme durchzuführen. Sowohl die CHIL Simulation als auch die PHIL Simulation sind hybride Methoden, welche insbesondere für Untersuchungen von elektrischen DC Netzwerken geeignet sind. In der Folge werden systematische Unterschiede und bestehende Gemeinsamkeiten ausgearbeitet, sowie spezielle Charakteristika und Anwendungsbereiche detailliert angeführt [1][2].

2.1.2 Controller Hardware-in-the-Loop (CHIL) Simulation

Die Methode der CHIL Simulation ist dadurch gekennzeichnet, dass eine echtzeitbasierte Simulation eines elektrischen Energiesystems auf einer PC basierten digitalen Echtzeitmaschine läuft, während die eigentliche Hardware, der physische Controller eines Generators oder Regelsystems, auf einer unabhängigen Plattform läuft und dort implementiert ist. Beide Teilsysteme sind über ein Interface, welches sowohl digitale als auch analoge Kanäle und input/output (I/O) Module aufweisen kann, direkt miteinander verbunden, wie in Abbildung 1 dargestellt. Das Interface besteht im Allgemeinen aus einem digitalen Netzwerkinterface, welches typischerweise proprietäre Protokolle verwendet, und ein oder mehreren Modulen an analogen und digitalen Ein- und Ausgängen (I/O), welche als "analog-digital converter" (ADC), "digital-analog converter" (DAC) Module dargestellt werden. Für den Fall der CHIL Simulation ist das Control Board in Hardware existent und repräsentiert das zu integrierende Testobjekt im allgemeinen CHIL Setup.

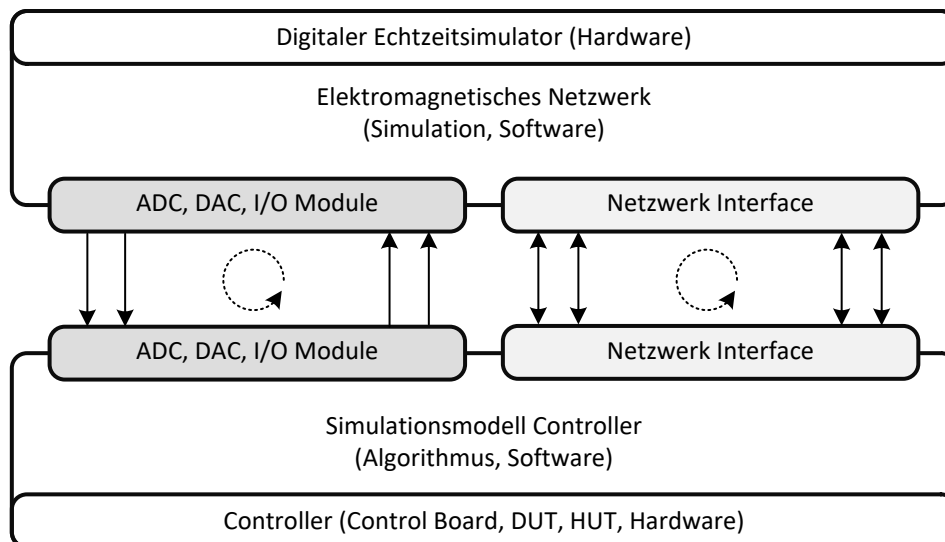


Abbildung 1:Prinzipieller Aufbau eines CHIL Simulationskonzeptes

In der Literatur wird das Testobjekt auch das "device under test" (DUT) oder hardware under test" (HUT) genannt. Es sei an dieser Stelle erwähnt, dass bei CHIL Simulationen nicht nur das Testobjekt DUT, sondern in häufigen Anwendungsfällen auch das berechnete Energienetz als sogenanntes "system under test" (SUT), definiertes Objekt der Untersuchung ist.

Als referenzierendes Beispiel für die CHIL Methode sei ein Control Board eines netzgekoppelten Wechselrichters fungierend als Regelungskomponente eines Generators einer Photovoltaik (PV) DC Energiequelle erwähnt. Das gesamte elektrische Netzwerk, an welches der Generator angeschlossen ist, und auch die gesamte periphere Leistungselektronik des Generators selbst wird – mit Ausnahme der Control Boards – in echtzeitfähigen Simulationsmodellen am DRTS exekutiert. Aus der Sicht des Control Boards ist es nicht unterscheidbar, ob die generierten Signale der Pulsweitenmodulation (PWM) an die Gates der Halbleiterschaltetelemente (z.B.: IGBT, MOSFET) des Hardware Testobjektes gehen, oder an das Echtzeitmodell der peripheren Leistungselektronik, welches im Echtzeitsimulator berechnet wird. Wenn das Echtzeitmodell für den aktuellen Anwendungsbereich hinreichend genau ist, so sind die gemessenen Rückführgrößen des Hardware Testobjektes vergleichbar mit den berechneten Werten der CHIL Simulation. In diesem Falle entsprechen die Ergebnisse der CHIL Simulation denen des in Hardware ausgeführten Laboraufbaus, was ein wichtiges theoretisches Kriterium für Testvalidierungen darstellt und auch in praktischen CHIL Simulation Setups als wichtiges Bewertungskriterium dient.

2.1.3 Power Hardware-in-the-Loop (CHIL) Simulation

Die Methode der PHIL Simulation zeichnet sich dadurch aus, dass wohldefinierte Teil systeme im Vergleich zur CHIL Simulation Methode Komponenten mit realer Leistung ausgeführt werden. Im Allgemeinen besteht eine PHIL Simulation aus mehreren Teilsystemen, welche jeweils miteinander mit Hilfe von interaktiven Signalen verbunden sind. In untenstehender Abbildung 2 ist der prinzipielle Aufbau eines PHIL Simulationssystems abgebildet, wobei lediglich der kausale Signalfluss gezeigt wird und zwischen Signalffluss und Leistungsfluss nicht unterschieden wird. Im Wesentlichen kann ein PHIL System auf drei Teilsysteme reduziert werden, welche folgendermaßen definiert und beschrieben werden:

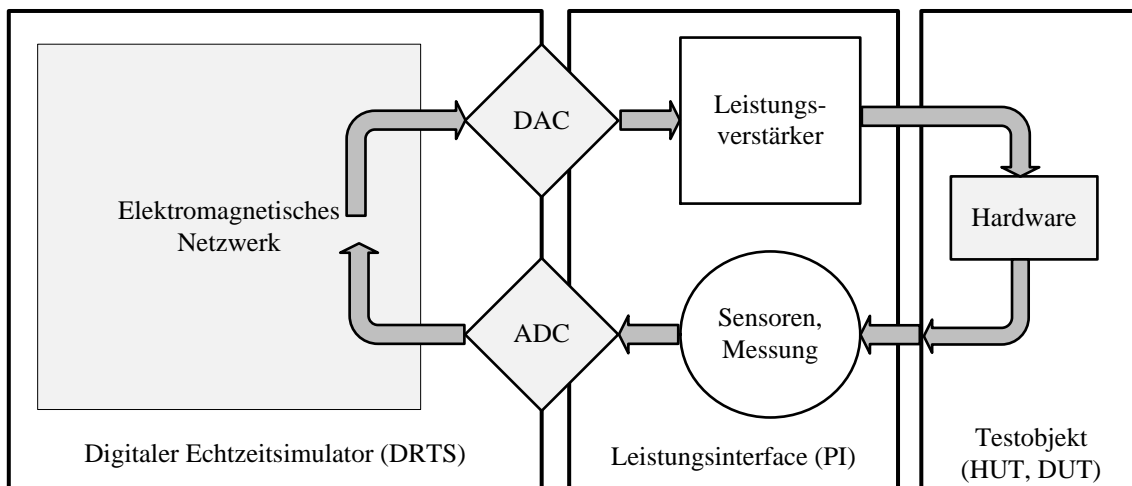


Abbildung 2: Prinzipieller Aufbau eines PHIL Simulationssystems

- **Softwaresystem:** Das Software Teilsystem beinhaltet die Modellierung des gesamten elektrischen Netzwerkes, welches in Echtzeit ausgeführt wird (DRTS). Die wichtigste Aufgabe des Softwaresystems ist, dass die Echtzeitfähigkeit der PHIL Simulation zu jeder Zeit gegeben ist. Dies bedeutet, dass die fixen Schrittzeiten des DRTS stets garantiert werden können. Zusätzliche müssen eingehende Signals und ausgehende Signals rechtzeitig verarbeitet werden können, um die Neuberechnung des darauffolgenden Zustandes innerhalb der vorgegebenen Schrittzeit zu ermöglichen. Die Verbindung zum Leistungsinterface erfolgt über DAC und ADC Ports, welche wie bei der CHIL Simulation als I/O Module fungieren.
- **Leistungsinterface:** Dieses eigenständige Teilsystem zeichnet sich durch die Eigenschaften eines bidirektionalen Portals aus, welches das Softwaresystem mit dem Hardwaresystem verbindet. Es existieren verschiedene Architekturen von Leistungsinterfaces, welche immer in Verbindung mit anwendungsorientierten Interface Algorithmen gebracht werden. Die Kernkomponente besteht aus einem oder mehreren Leistungsverstärkern, welcher durch spezifische Bandbreite, AC und DC Betriebsarten, Latenzzeiten, Totzeiten und Anstiegszeiten charakterisiert ist. Das Leistungsinterface beinhaltet sowohl Stell- als auch Rückführgrößen, Sensoren und oftmals auch Konditionierungssysteme wie Signalfilter.
- **Hardwaresystem:** Dieses System kann aus passiven elektrischen Komponenten oder komplexen Teilsystemen zusammengesetzt sein. Es repräsentiert das eigentliche Testobjekt, welches in physischer Hardware existent sein muss und, im Gegensatz zur CHIL Simulation, mit realer Leistung betrieben wird. Das Hardwaresystem ist direkt angebunden an das bidirektionale Leistungsinterface, welches die Signale des Softwaresystems auf das Hardwaresystem transferiert und vice versa.

Abbildung 3 beschreibt den Anwendungsbereich moderner PHIL Simulationen. Mit der PHIL Methode lassen sich sowohl einfache Untersuchungen mit geringen Schrittzeiten als auch transienten Analysen im kHz Bereich durchführen. Moderne CPU basierte Systeme erlauben Simulationen mit Schrittzeiten von bis hin zu 10 μ s. Unter Ausnützung von FPGA erreichen Echtzeitsysteme im Moment Schrittzeiten von 100 ns oder weniger, was die Analyse von transienten Signalverläufen erlaubt. Da die Implementierungskomplexität von umfangreicheren elektrischen Netzen stark zunimmt und Echtzeitrechner limitierte Rechenkapazität aufweisen, sind momentan PHIL mit Schrittweiten von weniger als 500 ns nicht möglich.

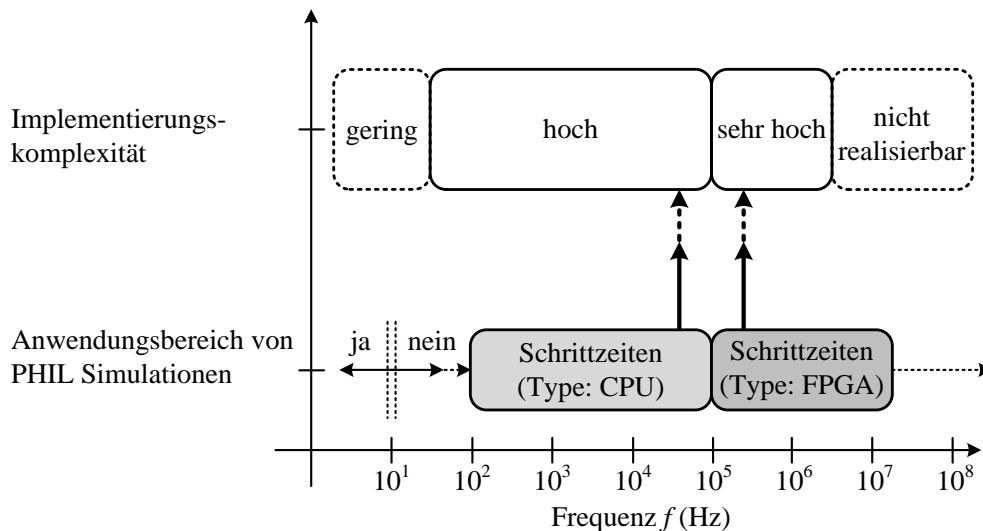


Abbildung 3: Anwendungsbereiche und Komplexität von PHIL Simulationen

Im Vergleich zu CHIL und PHIL Simulationen werden üblicherweise auch andere neuartige Methoden wie die Software-in-the-Loop (SIL) Simulation oder die Co-Simulation zur Untersuchung elektrischer Systeme verwendet. Diese Methoden werden hier der Vollständigkeit halber erwähnt, finden aber keine Anwendung im Zuge dieses Projektes.

2.1.4 Modellierung von PHIL Simulationssystemen

Die geeignete Modellierung von PHIL Simulationssystemen ist von entscheidender Wichtigkeit, um fundierte Aussagen über die Systemstabilität, die erreichbare Systembandbreite oder detaillierte Genauigkeitsanalysen zu treffen. Für die Abschätzung der Systemeigenschaften wird eine simulierte PHIL Simulation modelliert, in welcher alle Teilsysteme - sogar das Hardwaresystem - modelliert werden. Das Verhalten des simulierten Gesamtsystems wird in der Folge mit Hilfe einer offline Simulation analysiert, wobei der Genauigkeitsgrad der Modellierung aller Teilsysteme für die Aussagen des Systemverhaltens entscheidend ist. Wie in der Literatur hinreichend gezeigt wurde, kann die Modellierung von PHIL Systemen mittels quasikontinuierlicher Zeitbereichsanalyse gemacht werden, wobei das diskrete Verhalten des Echtzeitsimulators (DRTS) als adäquates Verzögerungsglied modelliert werden kann. Die stückweise Linearität für die einzelnen Teilkomponenten eines PHIL Simulationssystems wird dabei vorausgesetzt, um die Regeln der linearen Regelungstechnik zur Anwendung bringen zu können. In der Folge werden die einzelnen Teilsysteme, Systemimpedanzen, Übertragungsfunktionen und Signalgrößen für ein PHIL System näher erklärt und somit die Grundlage für die modellbasierte Analyse von Stabilität, Bandbreite oder Signalgenauigkeit für PHIL Simulationen erarbeitet.

In Abbildung 4 oben zeigt ein elektrisches Netzwerk bestehend aus einer Spannungsquelle U_0 und zwei seriell geschalteten Netzimpedanzen $Z_1(s)$ und $Z_2(s)$. Das untenstehende Bild zeigt den prinzipiellen Aufbau einer korrespondierenden PHIL Simulation. Es sind folgende modellierten Teilsysteme eines allgemein gültigen "single-input single-output" (SISO) PHIL Simulationssystems dargestellt: das System S_1 ist das Softwaresystem, das System S_2 ist das Hardwaresystem und das Leistungsinterface. In System S_1 wird die Kombination aus U_0 und $Z_1(s)$ gezeigt. Dies wird für alle Modellierungen von PHIL Systemen als Thévenin-Äquivalent von System S_1 betrachtet. Gleichermäßen gilt das Thévenin-Theorem für das Hardwaresystem, wo $Z_2(s)$ das äquivalente Netzwerk von System S_2 darstellt.

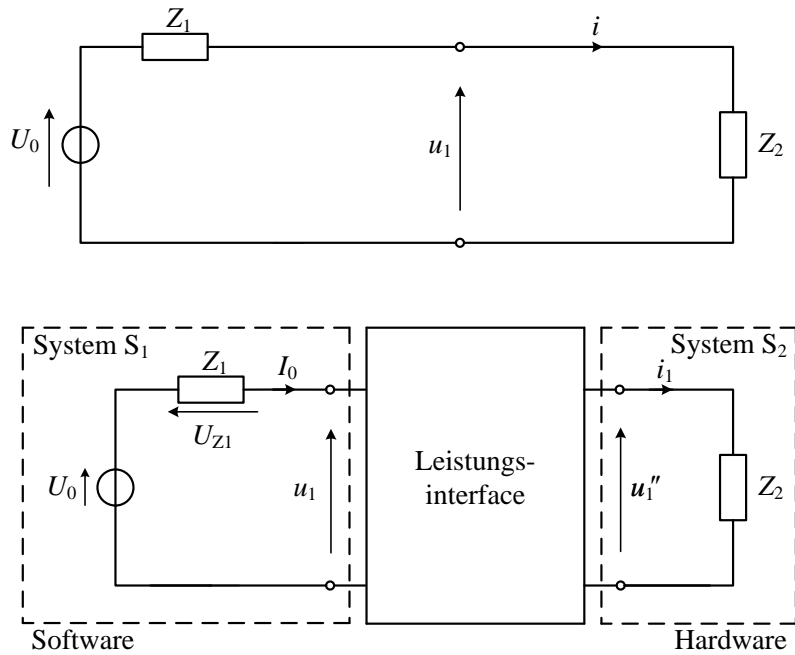


Abbildung 4: Prinzipielle Architektur der PHIL Methode; Oben: elektrisches Originalnetzwerk; Unten: Fundamentaler Aufbau eines PHIL Simulationssystems

In weiterer Folge werden die Impedanzen der äquivalenten Netzwerke gemäß Thévenin-Theorem auch Systemimpedanzen genannt. Für ein PHIL System gilt demnach: der Zustand eines Teilsystems kann für jeden diskreten Zeitpunkt einer PHIL Simulation als Thévenin-Äquivalent beschrieben werden. Die theoretischen Abhandlungen und praktische Anwendungen des Thévenin-Äquivalentes oder dem dualen Norton-Äquivalenten für DC und AC Netze sind in der Literatur nachzulesen. [3]

Abbildung 5 zeigt neben den Soft- und Hardwaresystemen S_1 und S_2 die detaillierte Modellierung des Leistungsinterfaces, welches durch die Zusammensetzung der Teilsysteme des Vorwärtspfades und des Feedbackpfades repräsentiert wird. Das Leistungsinterface weist eine spannungsabhängige Topologie mit dem "ideal transformer model" (ITM) Interface Design auf, welche eine der gebräuchlichsten Standardarchitekturen von Leistungsinterfaces darstellt, wie in der Folge näher für Topologien für PHIL Interfaces erklärt wird.

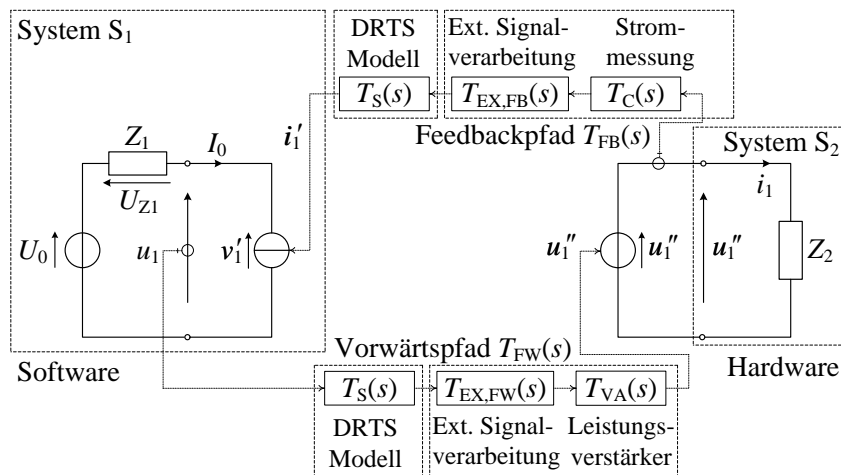


Abbildung 5: Modellierung eines PHIL Simulationssystems mit Leistungsinterface

Die dynamische Modellierung des diskreten Zeitschrittes des Echtzeitsimulators mit der Schrittzeit t_s wird mit der Übertragungsfunktion $T_S(s)$ beschrieben, welche folgendermaßen definiert ist

$$T_S(s) = e^{-st_s} \quad (1)$$

Da in einer Echtzeitsimulation die Zeitschritte konstant und stets gleiche Zeitdauer aufweisen müssen, geht die Zeitverzögerung sowohl im Vorwärts- als auch im Feedbackpfad ein, wie in Abbildung 5 ersichtlich ist. Sowohl der Vorwärts- als auch der Feedbackpfad bestehen optional aus einer externen Signalverarbeitung, wobei hier verwendete digital/analog Konverter (DAC), analog/digital Konverter (ADC) und zusätzliche Signalfilter erfasst werden. Filterblöcke werden bewusst verwendet, um einerseits die Bandbreite der Signale zu limitieren und somit Einfluss auf die Systembandbreite zu erreichen. Andererseits werden diese eingesetzt, um eine effektive Rauschunterdrückung der Leistungsinterfacesignale zu bewirken. Die Modellierung erfolgt mit den Übertragungsfunktionen $T_{EX,FW}(s)$ und $T_{EX,FB}(s)$, welche jeweils für den die beiden Pfade, wie in Abbildung 5 dargestellt, gelten. Der Vorwärtspfad enthält das dynamische Modell des Leistungsverstärkers, welches mit der Übertragungsfunktion $T_{VA}(s)$ angegeben ist. Im Feedbackpfad ist das dynamische Verhalten der Signalmessung mit der Übertragungsfunktion $T_C(s)$ gegeben. Detaillierte Angaben über das dynamische Verhalten von AC und DC Leistungsverstärkern, sowie Strom und Spannungsmessungen sind in Datenblätter oder in einschlägiger Fachliteratur zu finden. [4]

2.1.5 Stabilitätsanalyse von PHIL Systemen

Die Stabilität des geschlossenen Regelkreises von PHIL Simulationssystemen kann gemäß Nyquist Kriterium für lineare, zeitinvariante (LTI) Systeme mithilfe der Übertragungsfunktion des offenen Regelkreises $F_O(s)$ bestimmt werden. Die Übertragungsfunktion des geschlossenen Regelkreises $F_{CL}(s)$ ist folgendermaßen definiert

$$F_{CL}(s = j\omega) = \frac{F_O(s = j\omega)}{1 + F_O(s = j\omega)} \quad . \quad (2)$$

Die charakteristische Gleichung oder charakteristisches Polynom $W(s)$ wird vom Nenner obiger Gleichung abgeleitet und auf Nullstellen und Pole untersucht.

$$W(s) = 1 + F_O(s) = 0 \quad . \quad (3)$$

In Abbildung 6 wird das Blockdiagramm des PHIL Simulationsmodell von Abbildung 5 gezeigt. Für das vorliegende System kann die Übertragungsfunktion des offenen Regelkreises bestimmt werden zu

$$F_O(s) = \frac{U_{Z1}(s)}{U_D(s)} = -T_{VA}(s) T_C(s) \frac{Z_1(s)}{Z_2(s)} e^{-st_s} \quad . \quad (4)$$

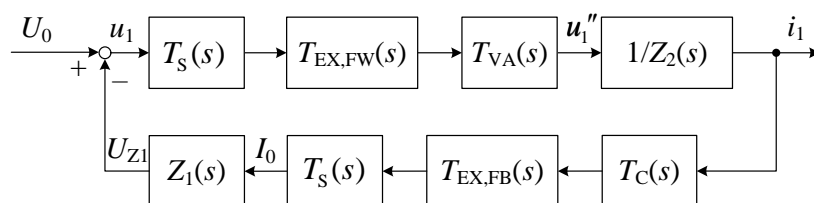


Abbildung 6: Block Diagramm eines PHIL Simulationssystems

Topologien für PHIL Interface

Bedingt durch die Vielfalt an DC und AC Topologien von elektrischen Energienetzen, welche in einer PHIL Simulation im Softwaresystem S_1 simuliert werden und die Diversität von Komponenten und Teilsysteme, welche im Hardwaresystem S_2 physisch gegeben sind, ergeben sich unterschiedliche Topologien für das Design von Leistungsinterfaces. Die Anwendbarkeit und Eigenschaften jeder einzelnen Topologie sind abhängig von der Charakteristik der Systemimpedanzen der gegebenen Systeme S_1 und S_2 , sowie der angestrebten Genauigkeit der PHIL Simulation. [5]

Tabelle 1 zeigt die wichtigsten Topologien von Leistungsinterfaces für PHIL Simulationen. Neben dem in Abbildung 6 dargestellten "ideal transformer model" (ITM) Interface, werden in Tabelle 1 auch noch weitere Topologien mit dem "partial circuit duplication" (PCD) und dem "damping impedance method"

(DIM) Leistungsinterface dargestellt. Analog zu der Herleitung der Übertragungsfunktion des offenen Regelkreises für das System in Abbildung 6, kann $F_0(s)$ jeweils für das PCD zu $F_{0,PCD}(s)$ und das DIM zu $F_{0,DIM}(s)$ Leistungsinterface bestimmt werden zu

$$F_{0,PCD}(s) = T_{VA}(s) T_V(s) \frac{Z_1(s) Z_2(s)}{(Z_1(s) + Z_{12}(s))(Z_2(s) + Z_{12}(s))} e^{-st_s} \quad (5)$$

$$F_{0,DIM}(s) = T_{VA}(s) \frac{Z_1(s) (Z_2(s) - Z_{DP}(s))}{(Z_1(s) + Z_{DP}(s) + Z_{12}(s))(Z_2(s) + Z_{12}(s))} e^{-st_s} \quad (6)$$

mit $Z_{DP}(s)$ als dämpfende Hardwareimpedanz und $Z_{12}(s)$ als duplizierte Impedanz.

Weitere topologische Analysen für die Stabilisierung von PHIL Simulationssysteme, wie die "transmission line model" (TLM) Methode oder die "feedback current filtering" (FCF) Methode für Leistungsinterfaces, sind zu ausführlich in der Literatur beschrieben [6][7]. Alle diese Topologien können für die Integration von DC Netzwerken in eine PHIL Simulation angewendet werden, was im Zuge dieses Projektes mittels experimentellen Versuchs angedacht ist. Die Vor- und Nachteile der Anwendung der angeführten Topologien für Leistungsinterfaces müssen - basierend auf Erkenntnissen von Simulationen von AC Netzwerken - für DC Systeme grundlegend untersucht werden. Spezifische Anforderungen und Eigenschaften von DC Netzen können die Modifizierung von gegebenen Topologien der Leistungsinterfaces nach sich ziehen, was es gilt im Zuge des weiteren Projektes zu identifizieren und wissenschaftlich zu evaluieren.

Tabelle 1: Topologien von Leistungsinterfaces für PHIL Simulationssysteme

Methode	Interface Topologien
Ideal Transformer Model (ITM)	
Partial Circuit Duplication (PCD)	
Damping Impedance Method (DIM)	

Quellen:

- [1] M. Steurer, F. Bogdan, W. Ren, M. Sloderbeck, S. Woodruff, "Controller and power hardware-in-loop methods for accelerating renewable energy integration", *Proc. of Power Engineering Society General Meeting 2007*, Tampa, USA, Jun. 24-28, 2007.
- [2] A.J. Roscoe, A Mackay, G.M. Burt, J.R. McDonald, "Architecture of a Network-in-the-Loop Environment for Characterizing AC Power-System Behavior," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 57, no. 4, pp. 1245-1253, Apr. 2010.
- [3] C. Dorf, J. A. Svoboda, "Introduction to Electric Circuits (8th ed.)", *John Wiley & Sons*, ISBN: 978-0-470-52157-1, 2010.
- [4] G. Lauss, F. Lehfuss, "Comparison of multiple Power Amplification types for Power Hardware-in-the-Loop Applications", *Proc. of Complexity in Engineering COMPENG 2012*, Aachen, June 11-13, 2012.
- [5] W. Ren, "Accuracy Evaluation of Power Hardware-in-the-Loop (PHIL Simulation)". PhD thesis, The Florida State University, Jul. 2007.
- [6] W. Ren, M. Sloderbeck, M. Steurer, V. Dinavahi, T. Noda, S. Filizadeh, A. R. Chevretils, M. Matar, R. Iravani, C. Dufour, J. Belanger, M. O. Faruque, K. Strunz, and J. A. Martinez, "Interfacing issues in real-time digital simulators", *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 26, no. 2, pp. 1221–1230, Mar. 2011.
- [7] G. Lauss, F. Lehfuss, A. Viehweider, and T. Strasser, "Power hardware in the loop simulation with feedback current filtering for electric systems", *Proc. of IEEE IES IECON 2011*, Nov. 7-10, 2011

2.2 PHIL Grundlagen für HVDC

Für HV PHIL Anwendungen wurden die nachfolgenden Teilaspekte genauer analysiert:

- HGÜ-Ventil
- DC-Leistungsschalter
- (HV) DC/DC Wandler
- Digital Real-Time Simulator (DRTS) und P/CHIL

Für den Modellaufbau HVDC wurde um eine steuerbare Quelle bereitzustellen eine B6 Gleichrichterbrücke verwendet. Die nachfolgende Abbildung zeigt das Konzept.

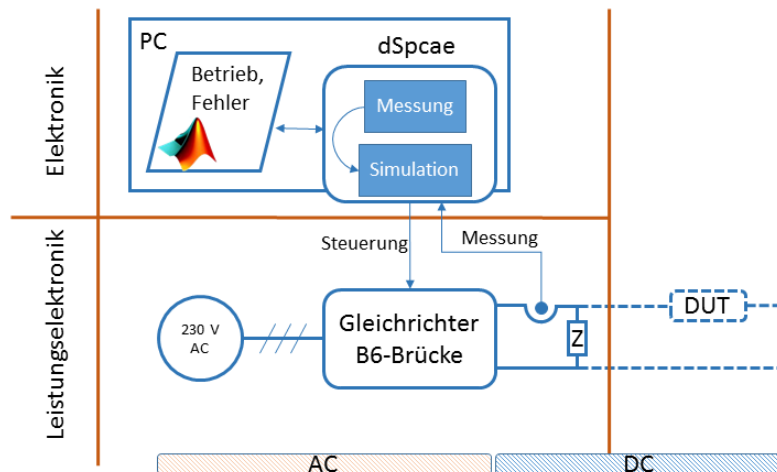


Abbildung 7: Blockdiagramm des Konzepts für HV PHIL

Für die Leistungsverstärkung und die damit verbundene Nutzung eines Leistungsverstärkers wurden die bestehenden Verstärkertopologien auf Modularität und Dynamik untersucht. Die Ergebnisse sind in der nachfolgenden Tabelle zusammengefasst:

Multilevel Topologie	Modularität	Dynamik
Hybrid Inverter	Sehr gut	Hoch
Neutral-Point Clamped (NPC)	Mittel	Mittel
Flying Capacitor Converter	Mittel	Mittel
Sequentiell schaltender Multiphasen-umrichter (SSMU)	Sehr gut	Mittel
Versetzt verankerter Multiphasen-Umrichter	Mittel	Mittel
Versetzt getakteter Multiphasen-Umrichter (flusskompensiert)	Mittel	Mittel

Im Rahmen des Arbeitspakets 2.2 des „ADC-Labs“ Projekts wurden drei wesentliche Tasks definiert und bearbeitet. Diese umfassen Literaturrecherchen zu möglichen Testobjekten für einen HVDC-PHIL-Teststand, die Konzeptionierung, Simulation und Aufbau eines PHIL-Demonstrators im Labormaßstab sowie die Konzeptionierung zweier Leistungsverstärker für eine Ausgangsleistung von bis zu 10 MVA. Im Rahmen der Literaturrecherchen wurden als mögliche Prüfobjekte ein HGÜ-Ventil, DC/DC-Wandler und DC-Leistungsschalter ausgewählt und deren Rahmenanforderungen recherchiert. Ein PHIL-Demonstrator im Labormaßstab befindet sich im Aufbau. Außerdem wurden zwei Leistungsverstärker, basierend auf den Ausgangsgrößen von Strom und Spannung dimensioniert und Grundlagen zur (schaltenden) Leistungsverstärkung recherchiert.

Vor dem Jahr 2000 wurde ausschließlich Thyristor-Technik bei der HGÜ zur kommerziellen Übertragung eingesetzt. Seit dem Jahr wird vermehrt die IGBT-Technik eingesetzt. Die Thyristor-Technik wird weiterhin verwendet und teilweise erweitert. Vor allem dort wo die Übertragung großer Leistung im Mittelpunkt steht, wird die Thyristor basierte Technik weiterhin verwendet [1] [2]. Eine Liste mit realisierten Projekten bis einschließlich 2008 findet sich in [2]. Eine größere Liste mit aktuelleren Projekten findet man in [Wik17].

Weiterführende Informationen zu den Grundlagen der Grundlagen HVDC Technik und Leistungselektronik finden sich u.a. in der folgenden Literatur: [3][4][5][6][7][8][9][10][11]

Quellen:

- [1] Wikipedia: List of HVDC projects. URL <https://en.wikipedia.org/w/index.php?oldid=782297059>. – Aktualisierungsdatum: 2017-05-26 – Überprüfungsdatum 2017-06-06
- [2] Cigré: Compendium of all HVDC projects. URL <http://b4.cigre.org/Publications/Other-Documents/Compendium-of-all-HVDC-projects>. – Aktualisierungsdatum: 2009 – Überprüfungsdatum 2017-06-06
- [3] BERNET, Steffen ; BRÜCKNER, Thomas: Selbstgeführte Stromrichter am Gleichspannungszwischenkreis : Funktion, Modulation und Regelung. Berlin : Springer Vieweg, 2012
- [4] RUDERVALL, Roberto ; CHARPENTIER, J. p. ; SHARMA, Raghuvver: High Voltage Direct Current (HVDC) Transmission Systems Technology Review Paper (2000). URL <http://large.stanford.edu/courses/2010/ph240/hamerly1/docs/energyweek00.pdf> – Überprüfungsdatum 2017-05-29
- [5] SATTAR, Adbus: Insulated Gate Bipolar Transistor (IGBT) Basics (2017). URL http://www.ixys.com/Documents/AppNotes/IXYS_IGBT_Basic_I.pdf – Überprüfungsdatum 2017-06-06
- [6] Siemens AG: High Voltage Direct Current Transmission : Proven Technology for Power Exchange. 2001
- [7] SPECOVIUS, Joachim: Grundkurs Leistungselektronik : Bauelemente, Schaltungen und Systeme. 7., aktualisierte u. überarb. Aufl. 2015. Wiesbaden : Springer Fachmedien Wiesbaden, 2015
- [8] ZACH, Franz: Leistungselektronik : Ein Handbuch Band 1 / Band 2. 5., überarb. u. erw. Aufl. 2015, 2015
- [9] Cigré: VSC Transmission : Working Group B4.37. 2005
- [10] Cigré: HVDC and FACTS for Distribution Systems : Working Group B4.33. 2005
- [11] Cigré: Voltage Source Converter (VSC) HVDC for Power Transmission – Economic, Aspects and Comparison with other AC and DC Technologies : Working Group B4.46. 2012

3 Konzepte und Applikationen

3.1 Low Voltage und Medium Voltage Applikationen

3.1.1 Applikation - Home Energy Management System

Ein Haushalt mit Photovoltaik (PV) Energieerzeugung, einem Batterieenergiespeichersystem (BESS) und einem Batteriebetriebenen Elektroauto (BEV) stellt einen komplexen Anwendungsfall für ein DC Niederspannungsnetz dar. Die mittels PV erzeugte elektrische Energie kann direkt über ein lokales DC Teilnetz ohne Transformationsverluste in dem BESS gespeichert werden. Ein ähnliches Konzept wurde von Elfeq et al vorgestellt, wobei dort das DC Microgrid nur von einer PV Anlage mit dazugehörigem Speicher dargestellt wird [1].

Der Ladevorgang des BEV stellt ebenfalls einen flexiblen Verbraucher dar, der innerhalb des DC Microgrid variabel betrieben werden kann. Dieses Setup ist in Abbildung 8 dargestellt. PHIL Simulationen sind ein vielversprechender Weg, Microgrids, deren Komponenten und eingesetzte Kontrollalgorithmen ausführlich zu testen [2]. Um flexible Teile eines jeglichen Energiesystems im Labor zu testen, ist es vorteilhaft jede Komponente einzeln betrachten zu können, während das Verhalten des restlichen Systems simuliert wird. Mit diesem Ansatz können die Kosten und die Entwicklungszeit für Komponenten reduziert werden, da man weniger Komponenten als Labor-Hardware zur Verfügung stellen muss [3]. So kann zum Beispiel das Verhalten des lokalen Niederspannungsverteilstromnetzes simuliert werden, um spezielle Umstände im Zusammenspiel mit dem teils entkoppelten Microgrid zu untersuchen. Um Kontrollstrategien für die einzelnen Komponenten die im DC Teilnetz integriert sind zu entwickeln, kann die Methode der PHIL Simulation den Vorteil von stark reduzierter Entwicklungszeit und Entwicklungskosten bieten [4].

Während solche DC Microgrids einige Vorteile mit sich bringen, müssen auch die Herausforderungen berücksichtigt werden. Optimale Kontrollstrategien können verwendet werden um Einbrüche in der Versorgungsspannung im AC Netz lokal auszugleichen und sorgen dafür, dass ein Inselbetrieb eines solchen Microgrids möglich ist, wie in folgender Arbeit gezeigt wird [5].

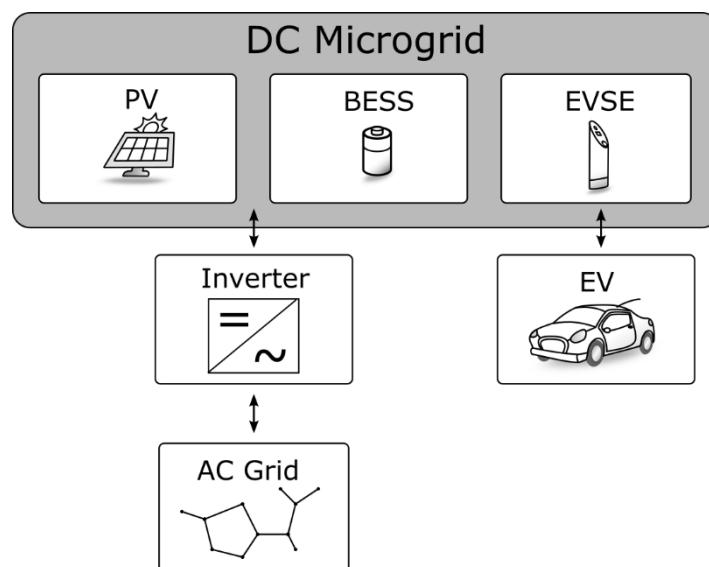


Abbildung 8: Exemplarische Darstellung eines DC Microgrids

Die erhöhte Verbreitung dezentraler erneuerbarer Energieerzeugung hat zur Folge, dass variable dezentrale Speicher- und Verbrauchsmöglichkeiten benötigt werden um die aktuelle Qualität der Stromversorgung aufrecht zu erhalten. Die Rolle der variablen Last kann potentiell von unterschiedlichen Anwendungen übernommen werden. Um die Effektivität dieser Anwendungen als dezentraler Energiezwischenspeicher zu evaluieren, muss man die Komponenten in der Einsatzumgebung untersuchen, und die sich bietenden Steuerungsmöglichkeiten analysieren. Solche Evaluierung können in effektiver Weise mittels PHIL Simulationen durchgeführt werden. Heim Energie Systeme (HES) sind aus mehreren Gründen für die aktuelle Forschungsgebiete interessant. Zum einen wird dort in der Zukunft ein großer Teil der elektrischen Energieproduktion stattfinden. Außerdem sind komplexe Steuerungen nötig, um die produzierte Energie lokal zu verbrauchen und somit Übertragungsverluste und negative Effekte auf die Übertragungsnetze zu verhindern. Des Weiteren bietet der Heimbereich erhebliches Potential zur Erhöhung der Effizienz, und Kombinationsmöglichkeiten von verschiedenen Bereichen mit hohem Energieverbrauch (Elektrizität, Wärme, Mobilität). Versuche anhand von HES wurden zum Beispiel bereits von Molitor et. al. mit HIL Simulationen durchgeführt, wobei gezeigt wurde, dass dieser Zugang ein HES sehr gut abbilden kann [6].

Die unterschiedlichen Kommunikationsinterfaces im digitalisierten Haushalt liefern ein komplexes System, das den Aufbau und Betrieb eines Testsystems erschwert. Aus diesem Grund ist der Einsatz eines einheitlichen Interfaces, welches die unterschiedlichen Kommunikationsinterfaces der Komponenten kapselt, eine sinnvolle Herangehensweise. Ein solches Interface erleichtert die Implementierung eines zentralen Controllers für die Komponenten des Microgrids, und stellt sicher, dass jede Komponente sowohl als simulierte als auch als echte Laborhardware eingesetzt werden kann. Diese Austauschbarkeit zwischen Simulationen und realer Hardware ist dafür verantwortlich, dass das System volle PHIL Tauglichkeit zur Verfügung stellen kann. Der Aufbau eines solchen Microgrid ist in Abbildung 9 dargestellt. Von Rodriguez-Diaz et al wurde gezeigt, dass ein DC Teilnetz im Heimbereich die Effizienz des Haushalts als Energiesystem, das sowohl Energie erzeugt als auch speichert, erheblich steigert [7]. Dieses Ergebnis zeigt sowohl, dass die Untersuchung solcher Netze Sinn macht, als auch, dass solche Netze einen großen Anwendungsbereich in der Zukunft haben können.

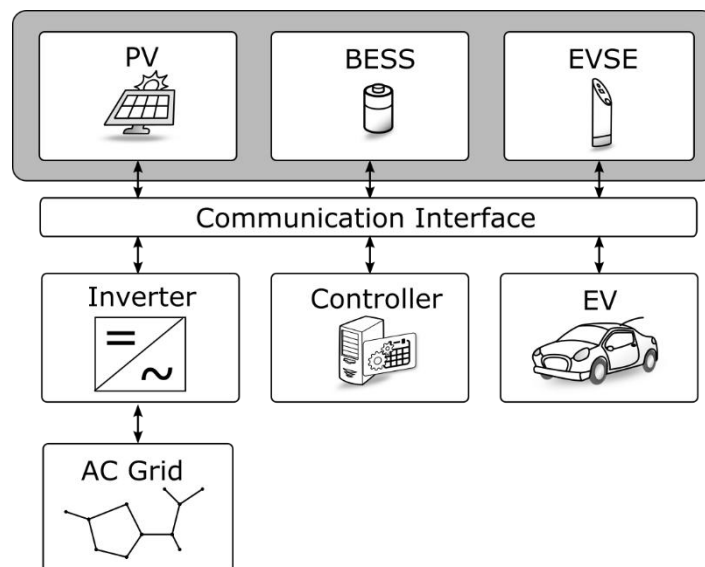


Abbildung 9: Einheitliches Kommunikationsinterface zwischen Komponenten

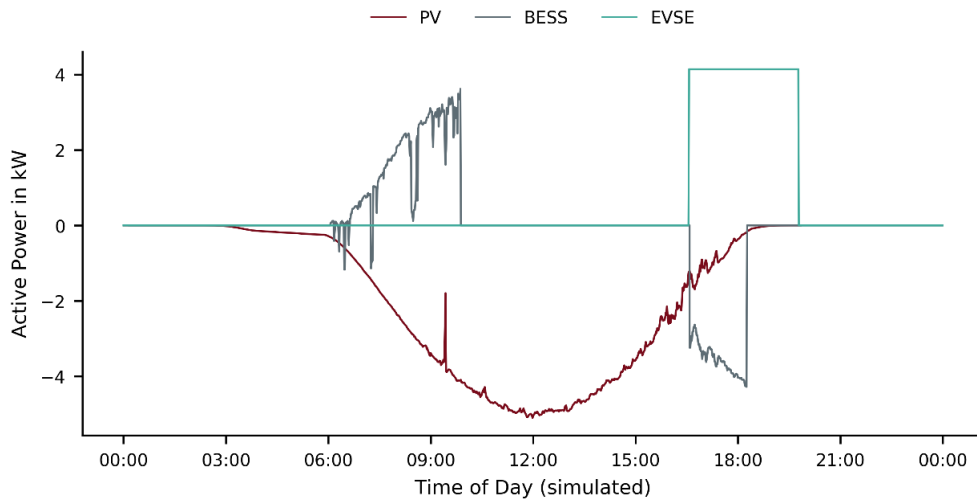


Abbildung 10: Simulation der Funktion eines DC Microgrids im Einzelheimbereich

Um Anwendungen für sogenannte Microgrids abbilden zu können, wurde am AIT eine flexible Test- und Co-Simulationsumgebung entwickelt. Mit dieser Umgebung lassen sich die einzelnen Komponenten potenzieller (DC) Microgrids simulieren und in ihrer Funktion in Kombination mit anderen Simulatoren evaluieren. Das Kommunikationssystem "LabLink", welches für die Datenübertragung zwischen den Komponenten verwendet wird, stellt einheitliche Kommunikationsinterfaces zur Verfügung, um den Einsatz für PHIL und CHIL Anwendungen zu ermöglichen. Eine Simulation eines solchen DC Microgrids mit der Co-Simulationsumgebung ist in Abbildung 3 dargestellt. Jede der simulierten Komponenten lässt sich zum Zwecke von HIL Simulationen durch reale Hardware ersetzen. Erste Ergebnisse zeigen die Vorteile einer umwandlungsverlustfreien Verbindung von DC Applikationen in einem Teilnetz des HES auf.

Mit unterschiedlichen Regelalgorithmen für das simulierte DC Microgrid lassen sich unterschiedliche Anwendungsfälle abbilden. Während die Resultate aus Abbildung 10 das Szenario der Eigenverbrauchsoptimierung der lokal produzierten elektrischen Energie darstellen, repräsentiert Abbildung 11 einen Haushalt, wo die Kontrolle des BESS so vorgenommen ist, dass versucht wird die maximale Last für und Einspeisung ins Elektrizitätsverteilstromnetz und die damit einhergehenden Schwierigkeiten zu limitieren.

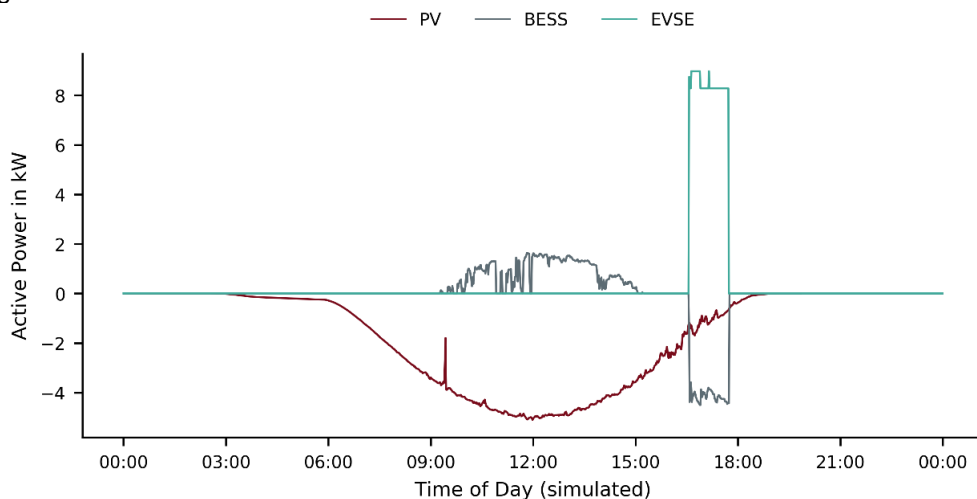


Abbildung 11: Regelung zur Reduzierung von Last- und Einspeisespitzen

3.1.2 Applikation - DC Ladung von Elektrofahrzeugen

Einerseits ermöglicht die wachsende Zahl von innovativen Lösungen in der Elektromobilität eine Reduktion der Treibhausgasemissionen. Andererseits bedeutet die Einbringung von neuer Technologie, dass die Heterogenität des bestehenden Systems zunimmt. Dies hat zur Folge, dass aufgrund inkompatibler Subsysteme mehr Fehler im Gesamtsystem auftreten können. Die zunehmende Anzahl an Elektroautos erfordert gleichermaßen mehr Ladeinfrastruktur und damit eine Erhöhung der Flexibilität des elektrischen Energienetzes.

Ladestationen werden mit größerer Leistung gebaut und sind, idealerweise, gleichmäßig an den Verkehrswegen und Städten verteilt. Um diesen beiden Ansprüchen gerecht zu werden, braucht das Energienetz mehr und leistungsfähigere dezentrale Knoten auf der Nieder- und Mittelspannungsebene. Zusätzlich erlauben neuartige Ladesäulen und Elektroautos, dass die Batterien in den Fahrzeugen als kurzfristige Energiespeicher das Stromnetz stützen können. Damit wachsen die Autos aus der bisherigen Rolle als reine Energiekonsumenten und können nun auch Energie in das Netz liefern. Damit widersprechen sie dem bisherigen, klar getrennten Rollenbild von Angebot und Nachfrage im Bereich der elektrischen Energiewirtschaft. Um diese Möglichkeit als Vorteil für die Wirtschaftlichkeit und Stabilität nutzen zu können, ist eine zusätzliche Ebene für den Informationsaustausch notwendig. Auf dieser Ebene soll die Kommunikation zwischen Anbietern, Konsumenten, und Netzbetreibern stattfinden, um den zukünftigen Energiebedarf zu decken. Dies erfordert die Entwicklung von neuen Protokollen um den technologischen Aspekten als auch der Sicherheit von privaten Daten gerecht zu werden.

Die steigende Ladeleistung als auch die Kommunikation sind kritische Faktoren für die erfolgreiche Integration innovativer Mobilitätslösungen in das existierende elektrische Energiesystem. Um die Kompatibilität von neuen Ladesäulen und Elektroautos bewerten zu können, sind umfassende Tests notwendig. Die Ergebnisse dieser Tests sind Schlüsselfaktoren für die Entwicklung und Verbesserung der Elektroautos, der Ladeinfrastruktur, und des Stromnetzes.

Ladestationen können beim Zu- und Wegschalten von Elektroautos massive Rückkopplungen auf das lokale Stromnetz verursachen und dieses damit empfindlich stören. Dies wird wegen der steigenden Ladeleistung und Anzahl an Elektroautos zu einem zunehmenden Problem. Im „Flexible Electric Vehicle Equipment Laboratory“ (FlexEVELab) des AIT können verschiedenste Lade-Szenarien nachgebaut und somit elektrische Fahrzeuge (EV) und Ladesäulen (EVSE) getestet und vermessen werden.

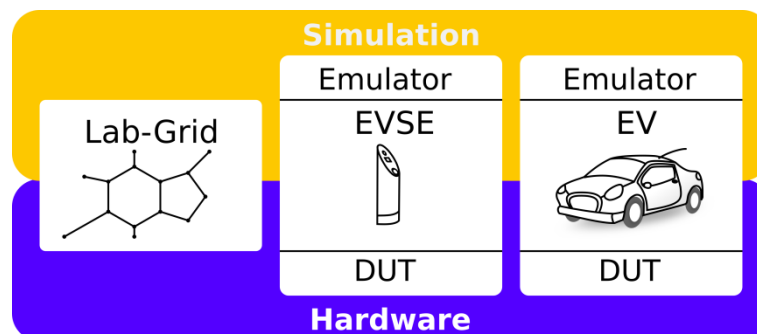


Abbildung 12: Grundlegende Konfiguration des FlexEVELab

Abbildung 12 zeigt schematisch die drei Subsysteme solcher Tests im FlexEVELab und in welcher Form sie in einem Test realisiert werden können. Alle Teile können entweder Testobjekt (DUT) oder Teil des Testsystems sein. Das FlexEVELab ist ein Teil des SmartEST Laboratory des AIT. Die Hardware des Labors besteht aus spezifisch für diesen Zweck gebauten Emulatoren. In Kombination mit der eigens entwickelten Software können damit die Eigenschaften von EV und EVSE auf den Ebenen der Kommunikation und elektrischer Energie imitiert und für maßgeschneiderte Tests verwendet werden. Zum Beispiel kann damit geprüft werden, ob Elektroautos und Ladesäulen entsprechend der IEC 61851 und ISO 15118 funktionieren.

Diese Normen definieren zwei grundsätzliche Betriebsmodi: Grid to Vehicle (G2V) und Vehicle to Grid (V2G). G2V stellt den typischen Fall dar, bei dem ein Elektroauto von einer ans Stromnetz angeschlossenen Ladesäule geladen wird. V2G ist für den entgegengesetzten Energiefluss notwendig und für die innovative Integration von Elektroautos in ein Smart Grid erforderlich. Damit können EV als aktive Energiespeicher vom Netz genutzt und Energie aus den Batterien bei Bedarf ins Netz eingespeist werden. Mittels G2V und V2G kann Energie zwischen Netz und Auto bei Bedarf in beide Richtungen fließen, woraus ein Mehrwert der Elektroautos für das Stromnetz entsteht.

Bei Kompatibilitätstests dieser beiden Modi kann das DUT entweder ein EV oder ein EVSE oder beides sein. Mit dem jeweilig komplementären Emulator wird der Testaufbau von Energiequelle bis Senke vervollständigt. Die Emulatoren des FlexEVELab ermöglichen Ladevorgänge im AC-Betrieb bis zu 36 kW und im DC-Betrieb mit V2G/G2V bis zu 200 kW mit G2V bis zu 1.5 MW.

Das Stromnetz kann im FlexEVELab ebenfalls auf verschiedene Arten, angepasst an die jeweiligen Testerfordernisse, zur Verfügung gestellt werden. Für Versuche mit stark variierenden DC-Spannungen und Strömen wird ein regelbarer Gleichrichter verwendet. Dessen Spannungs- und Stromlimit kann auf bis zu 1.5 kV/780 A und 960 V/1.5 kA konfiguriert werden. Für den Betrieb mit darüberhinausgehenden Leistungen kann das FlexEVELab vom Hochleistungsgleichrichter des benachbarten Leistungsversuchsfelds versorgt werden.

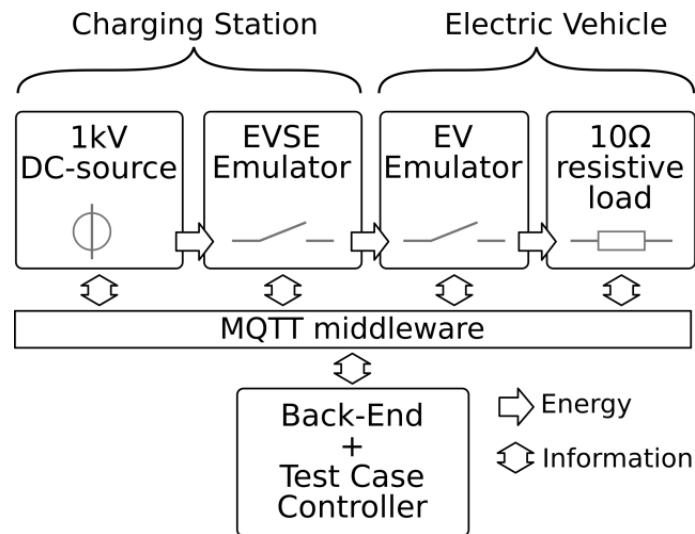


Abbildung 13: Schema des Aufbaus zum Test der Schaltfähigkeit der Emulatoren

Komplementär zu den elektrischen Verbindungen der Laborausrüstung existiert die spezifisch entwickelte, laborweite Kommunikationsebene Lablink. Lablink ist eine MQTT-basierte Middleware und seine Anwendung ermöglicht den automatisierten Betrieb aller am Versuchsaufbau beteiligten Komponenten. Mit Hilfe des flexiblen Designs der Schnittstellenumgebung von Lablink können verschiedenste Geräte in das Labor integriert werden. In Abbildung 13 ist der schematische Aufbau eines grundlegenden Tests angeführt, der für die Funktionsprüfung der EVSE- und EV-Emulatoren verwendet wurde. Die variable DC-Quelle wird in Kombination mit dem EVSE-Emulator als Ladesäule verwendet und über ein DC-Ladekabel mit dem EV-Emulator verbunden. Dieser ist an eine ohmsche Last von $10\ \Omega$ angeschlossen und repräsentiert somit ein Elektroauto mit konstanter Last.

3.1.2.1 Laborversuche mit der dargestellten Umgebung

Dieser Versuch wurde durchgeführt, um die Schaltfähigkeit der DC-Schütze in den Emulatoren unter Last zu prüfen. Abbildung 13 zeigt einen der mehrmals durchgeführten Schaltvorgänge, bei dem das EV den $10\ \Omega$ Widerstand auf die vom EVSE bereitgestellten $960\ \text{V}$ schaltet. Zum definierten Zeitpunkt von $63\ \text{ms}$, nachdem das Steuersignal für den Schütz aktiviert wird, schaltet dieser durch und die Spannung am Widerstand steigt schlagartig auf die Quellspannung an. Dies hat zur Folge, dass auch der Strom sehr rasch auf $96\ \text{A}$ ansteigt. Aufgrund des endlichen Innenwiderstandes und des Regelalgorithmus der DC-Quelle kann der plötzliche Anstieg der Ausgangsleistung von $0\ \text{kW}$ auf $92.16\ \text{kW}$ nicht gehalten werden und die Spannung bricht binnen $5\ \text{ms}$ auf $460\ \text{V}$ ein. Die dadurch entstehende Regelabweichung wird von der Endstufe der DC-Quelle innerhalb von $250\ \text{ms}$ korrigiert und die Spannung erreicht wieder den gegebenen Sollwert von $960\ \text{V}$.

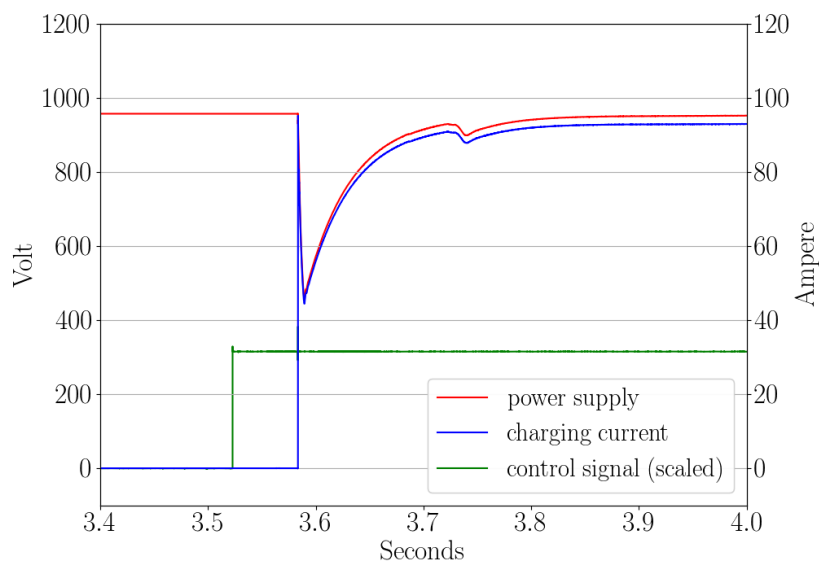


Abbildung 14: Messdaten beim Einschalten des EV-Emulators auf die Versorgungsspannung

Dieses Verhalten beim Zuschalten der Last ist ein einfaches doch schwerwiegendes Beispiel für eine Netzurückwirkung, die durch ein ungepuffertes System passieren konnte. Naheliegende Lösungen für dieses Problem sind ein Soft-Start auf der Lastseite, dem EV und eine Strombegrenzung auf der Seite Quellenseite, dem EVSE. Eine fortgeschrittene Lösung für dieses Problem stellt die Implementierung der ISO 15118 dar. Diese verlangt, dass EVSE und EV vor dem Start des Ladevorganges die angestrebten Werte der Ladespannung und des Ladestromes kommunizieren. Die Ladesäule stellt dann die Spannung so ein, dass beim Zuschalten anfangs kein Strom fließt und erst in der Folge sukzessive der Strom erhöht wird.

Beim Abschaltvorgang, Abbildung 15, trennt der EV-Schütz wieder die Verbindung zur Quelle. 84 ms nachdem das Steuersignal für den Schütz ausschaltet, fällt der Strom abrupt von 90.5 A auf 0 A und die Spannung steigt binnen 18 ms auf 1140 V. Dies ist auf den Regler der DC-Spannungsquelle zurückzuführen, der in dieser Phase des Tests bei plötzlichem Wegfallen der Last und somit des Stromes über den eingestellten Sollwert übersteuert. Zum Zeitpunkt von 315 ms nach dem Ausschaltensignal fällt auch die Spannung rapide ab. Das folgende exponentielle Verhalten ist durch Kapazitäten im Versuchsaufbau verursacht. Beide Tests zeigen, dass das Ein- und Ausschalten mit den verwendeten DC-Schützen sicher und schnell erfolgt. In einem weiteren Testbeispiel, das in Abbildung 16 dargestellt ist, wird das EVSE vom Leistungsversuchsfeld mit elektrischer Energie versorgt.

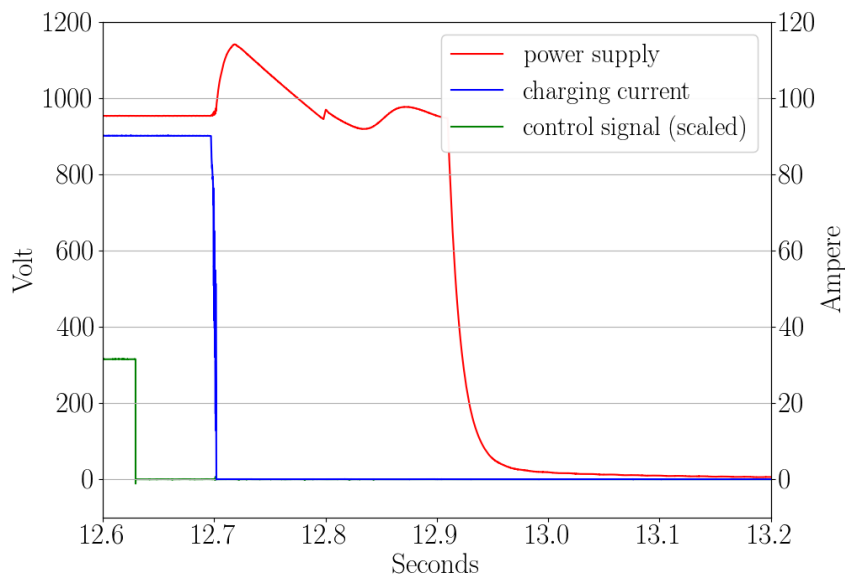


Abbildung 15: Messdaten beim Wgschalten des EV-Emulators vom EVSE-Emulator

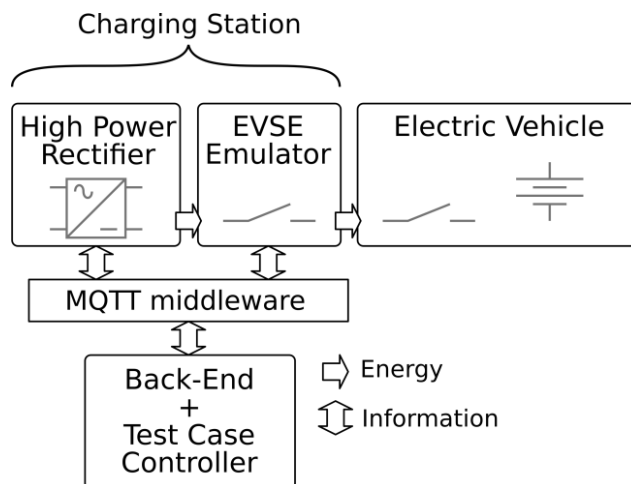


Abbildung 16: Testfall, bei dem ein Elektroauto an den EVSE-Emulator mit 1.5MW Ladeleistung angeschlossen wird

Referenzen

- [1] H. Elfeqy, A. S.-R. (2017). Design of a low voltage DC grid interfacing PV and energy storage systems. *2017 IEEE Symposium on Computer Applications & Industrial Electronics (ISCAIE)*, (S. 54-59). Langkawi. doi:10.1109/ISCAIE.2017.8074949
- [2] A. S. Vijay, S. D. (18. April 2017). Real-Time Testing Approaches for Microgrids. (IEEE, Hrsg.) *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, 5(3), S. 1356-1376. doi:10.1109/JESTPE.2017.2695486
- [3] Chris S. Edrington, M. S.-M. (Dezember 2015). Role of Power Hardware in the Loop in Modeling and Simulation for Experimentation in Power and Energy Systems. (IEEE, Hrsg.) *Proceedings of the IEEE, Volume 103*(Issue 12), S. 2401-2409. doi:10.1109/JPROC.2015.2460676
- [4] Wayne W. Weaver, G. G. (2014). Real-time Hardware-in-the-Loop simulation for optimal DC microgrid control development. *Control and Modeling for Power Electronics (COMPEL), 2014 IEEE 15th Workshop on* (S. pp. 1-6). Santander, Spanien: IEEE. doi:10.1109/COMPEL.2014.6877189
- [5] Lie Xu, D. C. (11. Juli 2011). Control and Operation of a DC Microgrid with Variable Generation and Energy Storage. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 26(4), S. 2513-2522. doi:10.1109/TPWRD.2011.2158456
- [6] Christoph Molitor, A. B. (7. March 2012). Multiphysics Test Bed for Renewable Energy Systems in Smart Homes. (IEEE, Hrsg.) *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 60(3), S. 1235-1248. doi: 10.1109/TIE.2012.2190254
- [7] Enrique Rodriguez-Diaz, J. C. (2017). Potential Energy Savings by Using Direct Current for Residential Applications: A Danish Household Study Case. *2017 IEEE Second International Conference on DC Microgrids (ICDCM)*. Nuremberg, Germany: IEEE. doi:10.1109/ICDCM.2017.8001100

3.2 Grundlagen für PHIL Applikationen in HVDC Netzen

Zur Verwendung in Hardware-in-the-Loop (HIL) Versuchen, muss zum einen eine simulierte Umgebung des zu testenden Objekts und das Testobjekt selbst zur Verfügung stehen (PHIL) bzw. ein Computermodell des zu testen Objekts. Der Zweck von einem HIL-Test ist es das Zusammenwirken verschiedener Komponenten und Systeme zu untersuchen. Dafür sind hinreichend präzise und genaue Modelle der Systeme und Komponenten erforderlich.

In diesem Bericht wird nicht auf die Methodik der Modellierung von Systemen und Komponenten eingegangen. Dazu existiert eine Vielzahl von Publikationen, die die Präzision und Genauigkeit einzelner Modelle beschreiben. An dieser Stelle sollen übergeordnete Anforderungen, die das Zusammenwirken der einzelnen Modelle betrifft, beschrieben werden. Hierbei ist entscheidend in welchem Frequenz-/Zeitbereich die zu untersuchenden Phänomene liegen.

Zudem wird im Rahmen der Cigré Workinggroup B4.74 im Oktober 2018 eine Anleitung zur Erstellung von Echtzeitsimulationsmodellen veröffentlicht [1]. Unter dem Begriff Gleichspannungsnetz/HVDC-Netz können verschiedene Topologien zusammengefasst werden [2]. Abbildung 2 zeigt die verschiedenen Topologien. In (a) ist ein DC-Netz wird mehreren Anknüpfungspunkten dargestellt. In (b) sind mehrere Punkt-zu-Punkt Verbindungen gezeigt mit mehreren Konvertern pro Knoten. In (c) ist ein vermaschtes DC-Netz zu sehen. Im Weiteren ist mit DC-Netz die Topologie aus (c) gemeint. Zum Aufbau eines solchen Netzes eignet sich die Voltage-Source-Converter (VSC) Technologie besser als die Line-Commutated-Converter (LCC) Technologie, weil zum einen kein Polaritätswechsel vollzogen werden muss um die Richtung des Leistungsflusses zu ändern und weil die Abhängigkeit vom Wechselspannungsnetz geringer ist (z. B. Kommutierungsfehler bei der LCC-Technik). Die Komponenten zum Aufbau eines DC-Netz stehen zur Verfügung, jedoch ist noch weitere Arbeit im Bereich der Regelung eines solchen Netzes nötig. Hierzu gibt es verschiedenen Konzepte [3].

Die größte Herausforderung bei der Untersuchung von komplexen Gleichspannungsnetzen ist die Simulation der Regelung inklusive der Leistungskomponenten. Mit der Anzahl an leistungselektronischen Komponenten steigt der Bedarf an Rechenleistung. Daher werden meist mehrere unterschiedliche Simulationen mit verschiedenen Schwerpunkten durchgeführt. Zur Untersuchung von transienten Vorgängen werden elektromagnetische transiente Programme (EMTP) verwendet. Diese können zwar die Schaltvorgänge und transiente Phänomene sehr realitätsnah abbilden, sind aber auf Grund der verfügbaren Rechenleistung auf wenige Knoten begrenzt. Programme zur Simulation der elektromagnetischen Stabilität erlauben komplexere System zu

simulieren, vernachlässigen aber transiente Vorgänge. Diese Programme arbeiten mit Phasoren. Zur Untersuchung von Lastflüssen arbeiten Programme lediglich mit stationären Modellen, wodurch komplexere Systeme simuliert werden können. Damit kann das prinzipielle Verhalten untersucht werden, jedoch ohne den Einfluss von transienten Vorgängen zu berücksichtigen. Der Schlüssel zur effizienten Ausnutzung der Rechenleistung ist die Vereinfachung des Netzes und der schaltenden Elemente unter Berücksichtigung der Präzision und Genauigkeit der Ergebnisse. Es gibt Bemühungen die Vorteile der einzelnen Simulationen miteinander zu verknüpfen, indem eine Datenverbindung zwischen den einzelnen Simulationsprogrammen hergestellt wird [4]. Von Interesse ist auch die Interaktion von Wechselspannungs- und Gleichspannungsnetz während unterschiedlichen Betriebsfällen und Fehlerszenarien.

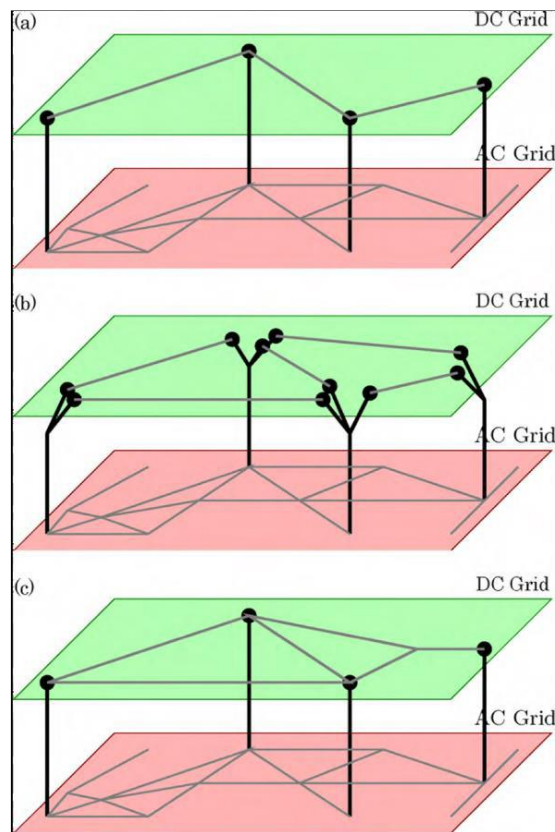


Abbildung 17: Verschiedene DC Übertragungsnetz-Topologien (a) Multiterminalnetz mit verschiedenen Knoten (b) Netz mit unabhängigen Konverter/Verbindungen (c) Vermaschtes Netz

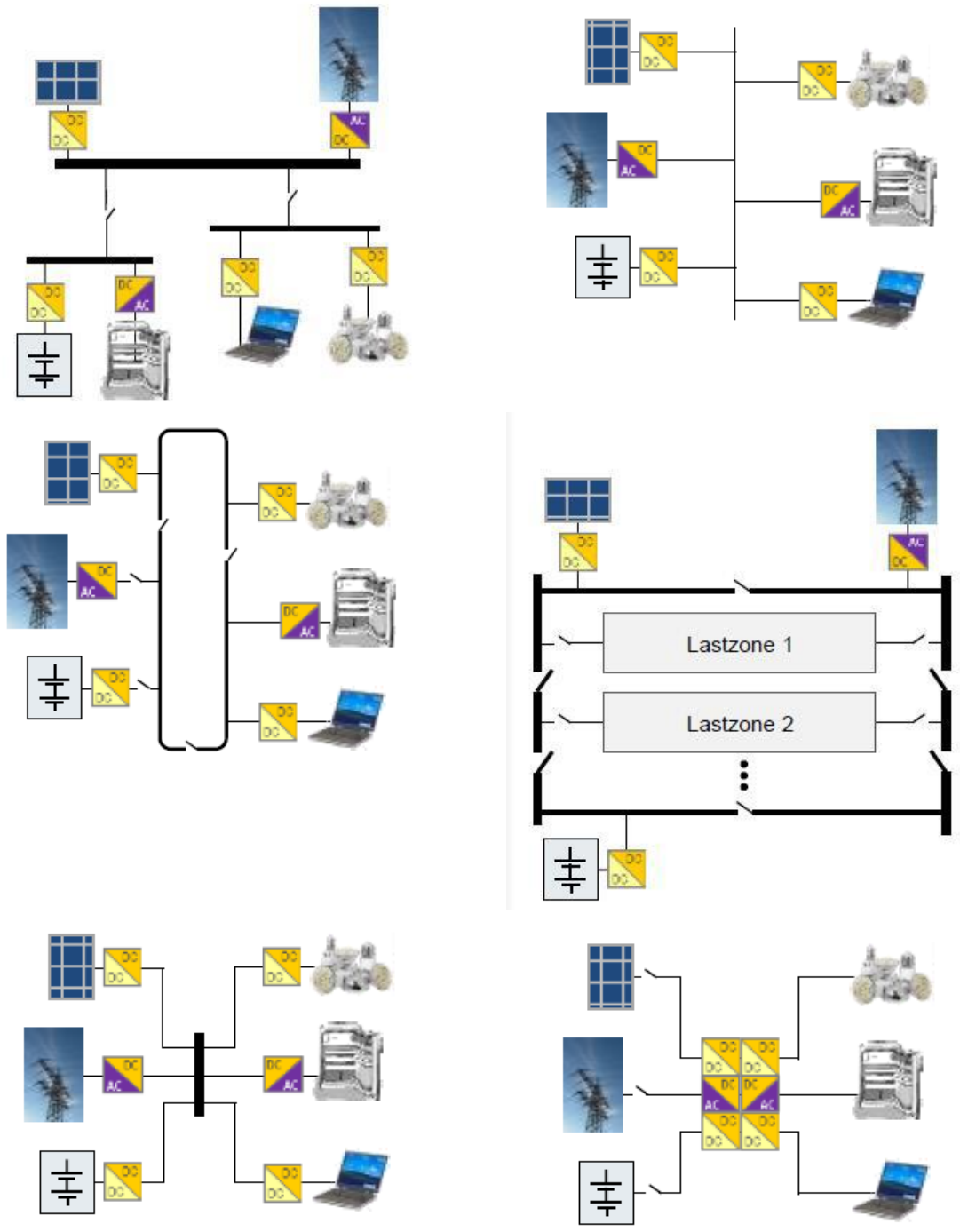


Abbildung 18: Darstellung verschiedener Netztopologien für das Verteil- und Ortsnetz

Die obige Abbildung zeigt verschiedene Netztopologien für das Verteil- und Ortsnetz. Die Stern-Topologie ist typischerweise in Wohnhäusern zu finden oder bei Inselnetzen. Die Baumstruktur erinnert an die hierarchische Verteilnetzstruktur. Die Ring-Topologien können eine hohe Ausfallsicherheit garantieren und werden daher in Bereichen, wo eine hohe Verfügbarkeit gewährleistet werden muss anzutreffen sein.

Aufgrund der wachsenden Anzahl an DC-Komponenten im elektrischen Energienetz wird davon ausgegangen, dass sich in Zukunft große, vermaschte Gleichspannungsnetze bilden werden. Um verschiedene Gleichspannungsebenen miteinander verbinden zu können, ist die Einbringung von leistungsstarken DC/DC-Konvertern in das Netz unabdinglich.

Sie stellen das Äquivalent zum Transformator im Wechselspannungsnetz dar und erfüllen neben der Spannungstransformation auch andere Aufgaben, wie die Regelung des Leistungsflusses oder die

Abkopplung fehlerhafter Bereiche. Die nachfolgende Abbildung zeigt wie DC/DC-Wandler zur Kopplung der geplanten HGÜ-Verbindungen in Deutschland eingesetzt werden könnten:

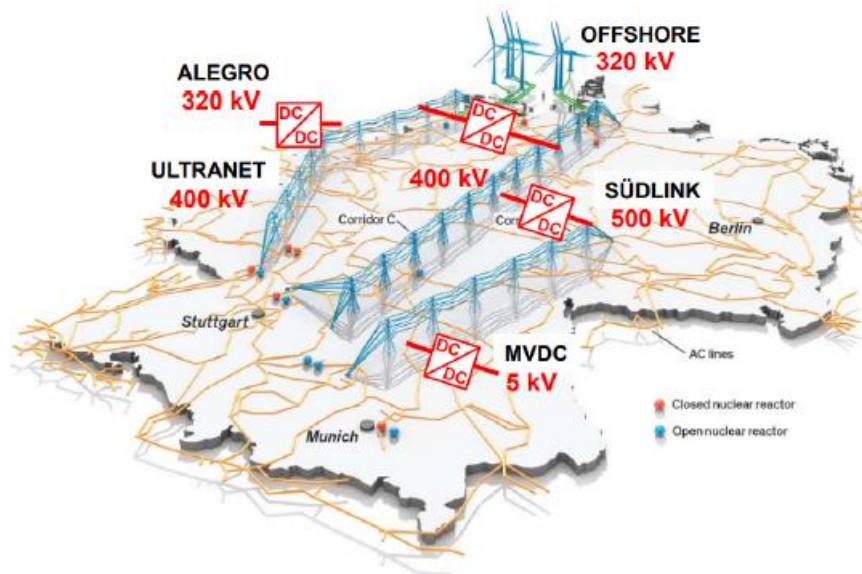


Abbildung 19: Entwurf für ein deutsches Gleichspannungsnetz im Jahr 2030

Es ist davon auszugehen, dass es in Zukunft auch in der Mittelspannungsebene zum Einsatz von Gleichspannung kommen wird, um beispielsweise Windfarmen oder Solarparks direkt an leistungsstarke Übertragungsnetzpunkte anzuschließen. Diese Anwendung würde nach DC/DC-Wandlern mit einem sehr hohen Übersetzungsverhältnis bei mittleren Leistungen verlangen, während die Kopplung von HGÜ-Anlagen Konverter mit sehr hoher Leistung, aber nur geringem Übersetzungsverhältnis benötigt.

3.2.1 Allgemeine technische Anforderungen an Applikationsmodelle und Netze:

Da die (Echtzeit-)Simulation mit diskreten Zeitschritten durchgeführt wird, muss die Schrittweite das Nyquist-Kriterium erfüllen.

$$f_{\text{simulation}} > 2 * f_{\text{signal}}$$

So muss die Simulationsschrittweite z. B. bei min. 1 μ s liegen, wenn Phänomene über 500 kHz untersucht werden sollen. Dabei sind Zeitverzögerungen z. B. durch die Signalübertragung oder Messverzugszeiten nicht berücksichtigt. Diese müssen vor der Versuchsdurchführung bekannt sein und wie folgt bei der Wahl der Simulationsschrittweite berücksichtigt werden. Allgemein sollte die Simulationsschrittweite etwa 1 - 2 % der Pulsweitenmodulation (PWM)-Frequenz betragen, um eine akzeptable Genauigkeit des Ausgangssignals zu gewährleisten und das System in einem sicheren Betriebszustand zu betreiben.

Die Verzugszeit z. B. durch einen Analog-Digital-Wandler liegen im Bereich von Nanosekunden. Die Gesamtverzögerung durch Signalübertragung, Signalverarbeitung und sonstigen Arbeitsschritten kann im Mikrosekundenbereich liegen. Die Gesamtverzugszeit sollte für einen stabilen Betrieb nicht größer als 10 - 20 % der Abtastzeit der Kontrolleinheit betragen [5][6].

Phänomene in elektrischen Energiesystem werden gewöhnlich in drei Kategorien unterteilt [7]:

- Schnelle (elektromagnetische) transiente Vorgänge (100 Hz - MHz)
- elektromagnetische Schwingungen (0,1 - 3 Hz)
- nicht-elektrische dynamische Vorgänge z. B. mechanische oder thermodynamische Vorgänge (bis mehrere zehn Hz)

Mit Hinblick auf HIL-Tests, sind alle diese Bereiche, im Sinne des Frequenzspektrums, abzudecken

Unter dem Gesichtspunkt der (Echtzeit-)Simulation werden Anforderungen an HVDC Netze und Applikationsmodelle maßgeblich durch die Leistungsfähigkeit der Simulationsrechner bestimmt.

Möglichst detaillierte Modelle der Systemkomponenten sind wünschenswert, um das Verhalten des Systems möglichst über ein breites Frequenzspektrum wirklichkeitsgetreu abzubilden, erfordert aber die Verfügbarkeit von Rechenleistung. Je nach zu untersuchenden Aspekten können die Modelle ggf. vereinfacht werden und damit Rechenleistung, auf Kosten der transienten Genauigkeit, eingespart werden.

Bisher ist der Begriff HVDC-Netz nicht eindeutig, im Sinne des Aufbaus und durch diskrete Komponenten definiert. Daher wurde in Kapitel 5.1 die mindestens vorhandenen Komponenten für dieses Projekt definiert. Darüber hinaus können diese Komponenten in unterschiedlichen Topologien zum Einsatz kommen.

Da bisher kaum Standards z. B. für Gleichspannungsnetze vorhanden sind, könnte man sich an bestehende Standards für MVDC-Netze im maritimen Bereich orientieren. Eine Herausforderung ist die Co-Simulation zukünftiger Energienetze, die nicht nur die Komponenten zur Leistungsübertragung, sondern zunehmend auch Informations- und Telekommunikationsinfrastruktur beinhalten. Die Kopplung verschiedener Energieträger führt zu einem zusätzlichen Simulationsaufwand. Daher gilt es die verschiedenen Simulationen effizient zu gestalten und eine einheitliche Schnittstelle zu etablieren, um die Ergebnisse austauschen und koppeln zu können.

Zur Reduzierung der Kosten für (Echtzeit-/transiente) Simulationen könnten Controller Hardware-in-the-Loop herangezogen werden. Dabei könnten die Controller von leistungselektronischen Komponenten als reale Hardware im Rahmen einer HIL-Simulation eingesetzt werden, um den Simulationsaufwand zu reduzieren.

Eine weitere Möglichkeit Leistungsressourcen einzusparen könnten vorab simulierte Ergebnisse bieten. Dazu würde das Modell einer Komponente in Offline-Simulationen mit verschiedenen Parameterkombinationen simuliert werden und das Ergebnis bzw. die Ausgangswerte des Modells abgespeichert werden. Diese Werte könnten dann während einer Echtzeitsimulation eines komplexeren Systems abgerufen werden, ohne dass das Modell selbst während der Laufzeit simuliert werden müsste. Dazu ist ein effizienter Suchalgorithmus notwendig, der das Ergebnis zu der passenden Parameterkombination schnell finden und auslesen kann. Die Datenmenge variiert mit Schrittweite, mit der die einzelnen Eingangsparameter des Modells verändert werden.

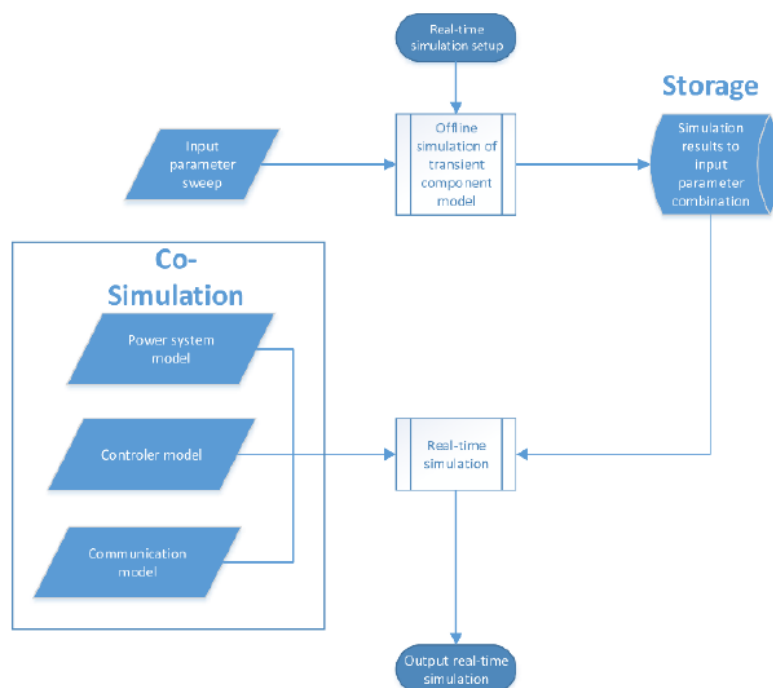


Abbildung 20: Verwendung von vorab simulierten Daten in Echtzeitsimulationen

In obiger Abbildung ist die Verwendung von vorab simulierten Daten in Echtzeitsimulation graphisch dargestellt. Im Konkreten Fall der Simulation von Energiesystemen könnte dies z. B. bei Komponenten eingesetzt werden, die elektrisch weiter vom Betrachtungspunkt entfernt sind. Somit würde sich der Fehler durch die diskreten Simulationsparameter weiter reduzieren und die Genauigkeit der Ergebnisse

am Betrachtungspunkt weniger beeinflussen. In [8] werden vorab simulierte Daten verwendet, um die Echtzeitsimulation von bewegten Kleidungsstücken zu beschleunigen.

3.2.2 DC Applikation: Ladenetzwerk für E.Busse

Im Rahmen des europäischen Forschungsprojekts ASSURED hat das AIT Simulationen durchgeführt, um die Netzauswirkungen verschiedener Elektrobus (Battery Electric Bus - BEB) Ladestrategien mit hoher Leistung in typischen städtischen Umgebungen zu untersuchen. Die drei definierten Lademuster waren Every Station Charging, End Station Charging und Overnight Charging, und es wurden Ladeleistungen zwischen 300 und 600 kW pro BEB analysiert. Für die Simulationen wurde das simulierte EVSE (Electric Vehicle Supply Equipment) mit dem simulierten MV / LV-Wechselstromnetz verbunden. Ein Vergleich zwischen der Niederspannungs- und der Mittelspannungsladung ergab eindeutig, dass bei einer Aufladung von BEBs im Niederspannungsnetz (400-V Phase-Phase) mit einer Leistung von 300 kW und mehr an den betroffenen Abzweigen kritische Leitungsüberlastungen und Spannungsverletzungen auftreten. Bei der Simulation der gleichen Lademuster mit den EVSEs im MV-Netz (20-kV-Phase-Phase Leitung) zeigten sich keine Probleme. Daraus kann man schließen, dass MV-Spannungen bei Hochleistungsladeinfrastruktur für batterieelektrische BEBs zu bevorzugen sind. Die folgenden beiden Abbildungen veranschaulichen diese Ergebnisse.

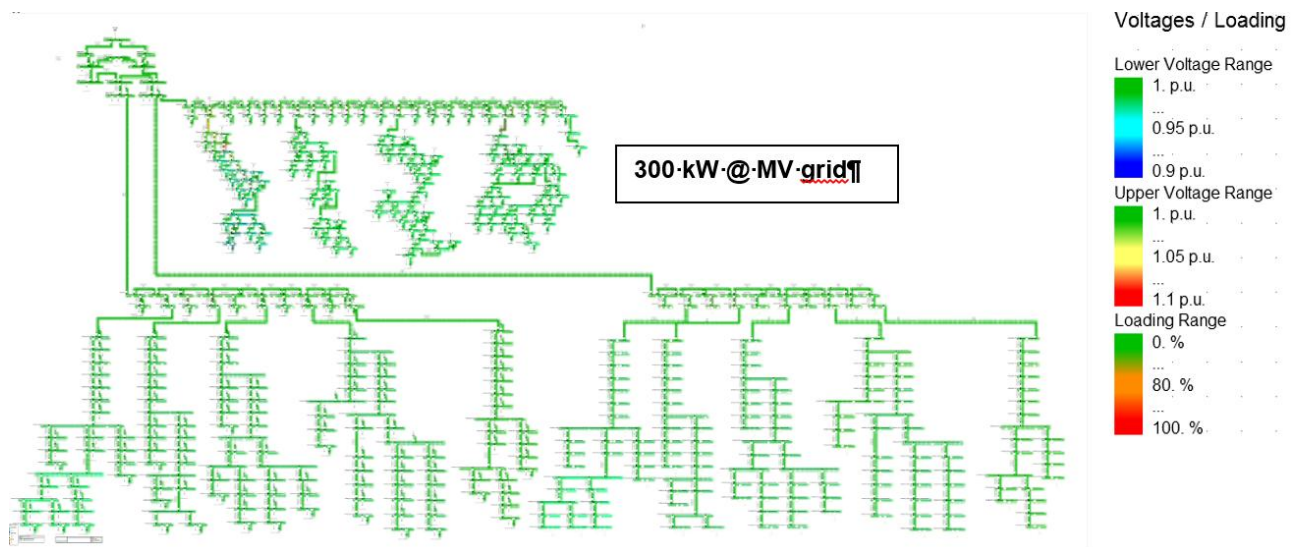


Abbildung 21: Heatmap bei 300kW Ladeleistung in der Mittelspannung bei jeder Station

Im Allgemeinen wird das Schnellladen von Elektrofahrzeugen (EV) mit einem externen Ladegerät durchgeführt, wobei das EVSE die erforderliche DC-Ladespannung direkt an die Batterie des EV anlegt. In diesem Zusammenhang müssen sowohl die Versorgungseinrichtung als auch das Fahrzeug mehreren Ladestandards wie beispielsweise IEC 61851 und ISO 15118 (in Europa) entsprechen. In diesem Zusammenhang beschreibt die Norm ISO 15118 die digitale Kommunikation zwischen EVSE und EV und verpflichtet das EV, die für die Batterie erforderliche DC-Ladespannung laufend während des Ladevorgangs zu übermitteln. Off-Board-Hochleistungsladen von BEBs erfordert daher eine dynamische AC-DC-Umwandlung, die in der Regel als AC-DC-Gleichrichter in Kombination mit einem DC-DC-Wandler in kommerziellen EVSEs implementiert wird.

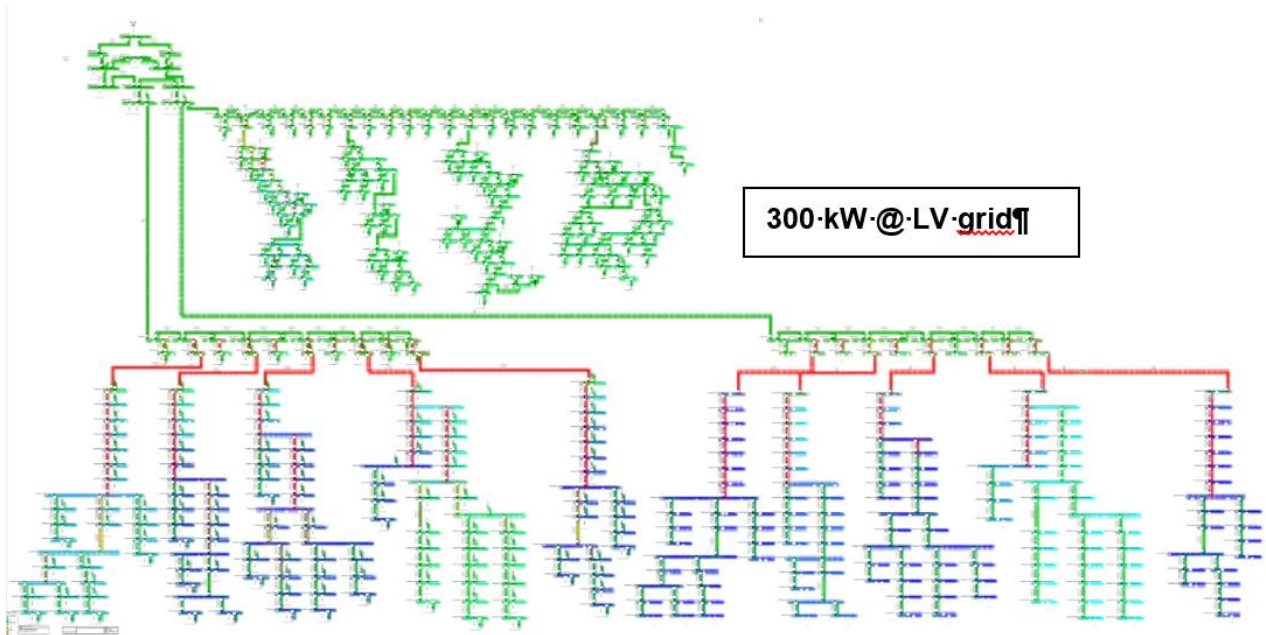


Abbildung 22: Heatmap bei 300kW Ladeleistung in der Niederspannung, Ladung bei jeder Station

.Wenn mehrere EVSEs erforderlich sind, kann ein gemeinsames Gleichstromnetz verwendet werden. Auf diese Weise kann der Umfang der erforderlichen Leistungselektronik in jedem EVSE reduziert werden. Es wird dann lediglich ein AC-DC-Gleichrichter benötigt, um die Gleichspannung für die EVSEs bereitzustellen, die jeweils nur mit einem DC-DC-Wandler ausgestattet sind. Eine solche Implementierung kann die Kosten senken und möglicherweise auch die Umwandlungsverluste verringern, da ein effizienterer Einzelgleichrichter verwendet wird. Die folgende Abbildung zeigt ein einfaches Schema dieses Ansatzes.

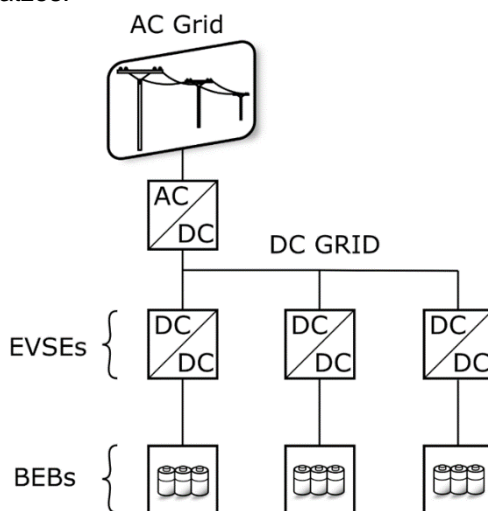


Abbildung 23: Darstellung Konzept für die Verwendung von DC Netzen für das Laden von Battery Electric Busses

Theoretisch können die DC-DC-Wandler auch innerhalb der BEBs implementiert werden, so dass die EVSE nur benötigt wird, um einen Stecker für die elektrische Verbindung zwischen dem Netz und dem BEB bereitzustellen. Wenn man einen Stromabnehmer in Verbindung mit Oberleitungen verwenden würde, welche bereits häufig in städtischen Straßenbahnnetzen verfügbar sind, wären überhaupt keine EVSE erforderlich. Diese Optionen hängen jedoch stark von den Implementierungsdetails ab, die von den BEB-Herstellern festgelegt wurden. Darüber hinaus würde der Ladevorgang nicht mit IEC 61851 und ISO 15118 im Einklang sein, welche ein externes Ladegerät für Hochleistungsladevorgänge erfordern. Generell gibt es jedoch mehrere Möglichkeiten, MV-Netze für die Elektrifizierung von Elektrobussen zu nutzen. Eine gängige Lösung sind Obussysteme, bei denen Busse während der Fahrt Leistung beziehen, indem sie einen Stromabnehmer verwenden, der an ein Oberleitungssystem

angeschlossen ist. Die Stadt Salzburg betreibt beispielsweise Oberleitungsbusse im 600-V-Gleichstromnetz.

3.2.3 MVDC Ringkabelnetz mit DAB Konvertern (Dual Active Bridge)

Gegenwärtig basieren die meisten globalen Verteilungsnetze auf Wechselstromsystemen und verwandten Technologien. In den letzten Jahren erregten Gleichstromnetze jedoch auf allen Spannungsebenen, angefangen von Hochspannung bis zu Niederspannung sowie für Niedrig- und Hochstrom, immer mehr Aufmerksamkeit. Gegenüber Wechselstromnetzen gibt es einige Vorteile, beispielsweise: (i) Zusätzliche Eingangsgleichrichterstufen (Wechselstrom-Gleichstrom-Umwandlungsstufe) können weggelassen werden [9]. (ii) Kein 50/60 Hz Skin-Effekt bei Leitern aufgrund des Gleichstrombetriebs. (iii) keine / reduzierte Blindleistungsübertragung und damit verbesserte Leistungsfähigkeit der Übertragungsnetze. Bei einer höheren Durchdringung erneuerbarer Energiequellen (Photovoltaik, Windkraft usw.) in lokalen Netzen können Gleichstromverteilungsnetze als vorteilhaft angesehen werden, da teure Leistungselektronikhardware im Vergleich zur Integration in Wechselstromnetze vereinfacht oder wie bereits erwähnt sogar weggelassen werden könnte. Darüber hinaus profitieren städtische Gebiete von der Gleichstrominfrastruktur, da eine Vielzahl von Verbrauchern auf Gleichstrom-Teilsystemen wie Elektrofahrzeugen mit erforderlichen Ladestationen, Batteriespeichersysteme, zukünftigen DC-Homes and -Buildings usw. basiert [10-13].

Das vorgeschlagene hybride Verteilungsnetz ist in der nachfolgenden Abbildung dargestellt. Das Konzept kombiniert die Vorteile herkömmlicher MVAC-Ringkabelstrukturen (höhere Zuverlässigkeit im Vergleich zu Radialnetzen [14]) mit einer flexiblen aktiven Netzknotentechnologie auf der Basis von PEBB (Power Electronic Building Blocks). Um PEBBs auf ein MVDC-Ringkabel-Konzept anzuwenden, kann eine übliche dreiphasige DAB (Dual Active Bridge) verwendet werden, wie in [15] beschrieben. Die Kopplung über eine DAB ist bidirektional, die Netztrennung (galv. Isolierung) erfolgt durch einen Hochfrequenztransformator und sie weist einen relativ hohen Wirkungsgrad (> 98%) auf, sofern Soft-Switching-Steuerungskonzepte angewendet werden. Es ist jedoch zu beachten, dass der vorgeschlagene MVDC-Ringkabel-Ansatz nicht nur auf die DAB-Topologie beschränkt ist. Grundsätzlich ist jede vorhandene bidirektionale Konverter-Lösung mit Netztrennung über Leistungselektronik anwendbar. Das vorgeschlagene Konzept ermöglicht den Einsatz neuer hybrider MVDC-Verteilungsnetze für lokale industrielle Netzanwendungen [16] sowie für öffentliche Netze die von Energieversorgungsunternehmen betrieben werden [17]. Darüber hinaus sind MVDC-Leistungsschalter (CBs) oder MVDC-Sicherungen nicht zwingend erforderlich, um dieses Konzept zu ermöglichen, da es von anderen Netzteilen bei Fehlerströmen über die Konverter entkoppelt wird (Schalter blockieren) und die Energie über die wirksamen Fehlerkreise über einen Energieentladungsvorgang abgebaut wird. Um die Zuverlässigkeits- und Sicherheitsanforderungen zu erfüllen, werden geeignete Isolationsüberwachungsgeräte (IMDs) und MVDC-Sensoren mit Fehlererkennung und -ortungsfunktion vorgeschlagen. Bei auftretenden Kurzschlussströmen kann die Fehlerstrombegrenzung vom Umrichter selbst übernommen werden. Ein sehr einfaches Beispiel, das auf einem $\pm 2,5$ -kV-Gleichstromnetz basiert, wird nachstehend ausführlicher erläutert. Höchstwahrscheinlich kostengünstigere externe MVDC-Trennschalter (anstelle von Leistungsschaltern) können für eine solche Art von Hybridnetzanwendung verwendet werden. Diese Trennschalter können ferngesteuert werden, um kurze Unterbrechungszeiten nach dem Ausschalten des Ringkabelabzweigs zu ermöglichen.

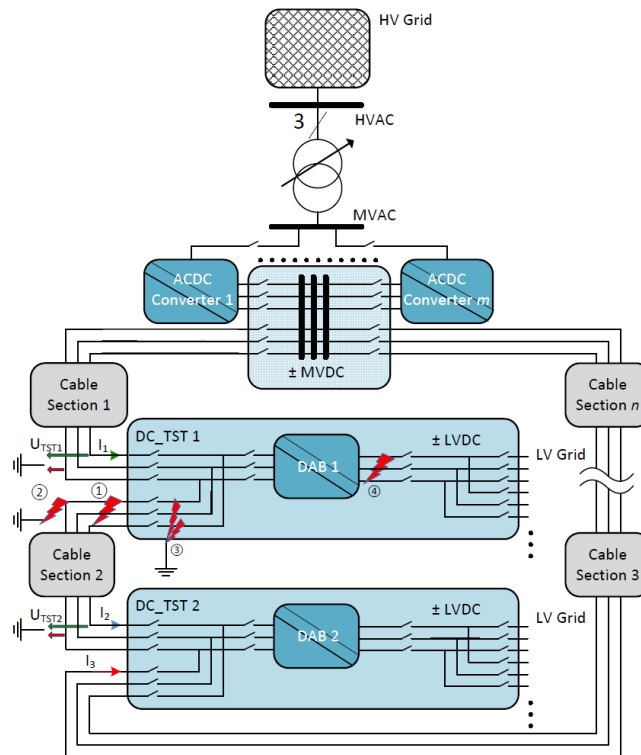


Abbildung 24: MVDC Ringkabelnetz mit DAB Konvertern (Dual Active Bridge)

Eine erste FMEA-Studie des vorgeschlagenen Schemas, das aus einer Halbbrücken-DAB-Konvertertopologie besteht, die in eine MVDC-Ringkabelnetzstruktur eingebettet ist, zeigt, dass das System im Falle eines einzelnen Fehlers gegen Erde im Prinzip in der Lage ist, seinen Betrieb für eine bestimmte Zeit fortzusetzen, wenn das Risiko von Doppelfehlern vernachlässigt wird und die temporären Berührspannungen im Zuge des Fehlers sind höchstwahrscheinlich unkritisch. Auch nach einem Kurzschluss auf der Niederspannungsseite der DAB ist das MVDC-Netz kaum betroffen und die Energieübertragung des verbleibenden Systems kann fortgesetzt werden. Die Kurzschluss- und Doppelerdschlussereignisse auf der Mittelspannungs-Netzseite sind für das MVDC-Netz am schwierigsten zu beherrschen, da sie zu einer hohen thermischen Belastung der DAB-Komponenten führen, insbesondere für die Dioden- und Konverterbeschaltungselemente, die hinsichtlich der Bauteilnennwerte bereits in der Design-Phase berücksichtigt werden müssen. Darüber hinaus treten bei der DAB hohe kurzzeitige Berührspannungen während der Phase der Energieentladung nach dem Fehlereintritt auf, die wie die Skalierbarkeit der Anordnung hinsichtlich ausgedehnter Netze noch weiter untersucht werden müssen. Als Ausblick könnte hier eine Vollbrücken-DAB (erhöhte Anschaffungskosten) mit mehr Fehlerstrom-Managementfunktionen eingeführt werden, um die DC-Fehlerströme vollständig zu blockieren.

3.2.3.1 Echtzeit HIL Aufbau zum Testen und Evaluieren von EV Integration in Microgrids

Eine große Anzahl von Hochleistungs-DC -Ladestationen für Elektrofahrzeuge kann dabei helfen, die Elektromobilitätswende zu beschleunigen [18]. DC-Microgrids ermöglichen dabei die direkte Nutzung von Gleichstrom ohne die verlustbehaftete Umwandlung von Wechselstrom. Um die volle Funktionsfähigkeit und Interoperabilität von Ladesäulen in DC-Microgrid-Umgebungen zu gewährleisten, sind Labortests erforderlich.

Testaufbau

Neben dem stationären Betrieb des Microgrids können dynamische Prozesse im Gleichstromnetz die Stabilität von Hochleistungs-ladevorgängen und umgekehrt beeinflussen. Der am AIT implementierte HIL-Aufbau ermöglicht die detaillierte Untersuchung von Netzstörungen, welche durch Ladevorgänge mit hoher Leistung verursacht werden. Für die Simulation wurde eine spezielle DC-Mikrogrid-Topologie

ausgewählt und implementiert. Einer der simulierten Knoten im Microgrid ist dabei mit der Hardware des Labors verbunden und dient als Versorgung für das Hochleistungs-Gleichstromladesystem. Da die verwendeten EVSE- und EV-Emulatoren die gängigen Ladestandards wie IEC 61851 [19] IEC 62196 [20] und ISO 15118 [21] unterstützen, kann jedes Gegenstück von einem Device-Under-Test (DUT) ausgetauscht werden. Die Emulatoren wurden an digital steuerbare DC-Quellen bzw. -Senken angeschlossen, um die Batteriespannung von etwa 800 V zu emulieren..

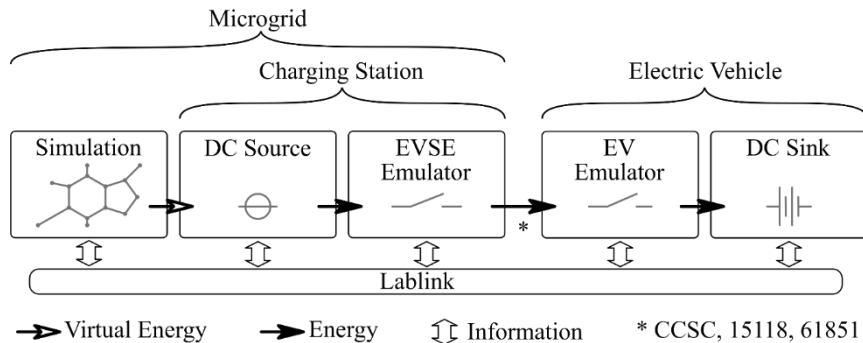


Abbildung 25: Implementierte DC HIL Testumgebung

Während der Simulation werden laufend die aktuelle Knotenspannung des simulierten Netzes an die DC-Quellensteuerung übergeben, das als Input für einen Lade-Algorithmus dient. Da die Nennspannung des simulierten Microgrids 50 kV beträgt, wurde das Signal mit einem virtuellen DC-DC Wandler auf die gewünschte Spannung der Ladeinfrastruktur übersetzt. Der Lade-Algorithmus steuert abhängig von der Knotenspannung die Vorgabeleistung der DC-Quelle. Der dabei entstehende Strom und die Spannung werden als transientes Messsignal an die analogen Eingänge des Real-Time Simulators übergeben und dort für weitere Kalkulationen genutzt. Dabei wurde die gemessene Last stark hochskaliert, um im sehr stabilen Microgrid entsprechende Netzschwankungen zu verursachen. Aufgrund der Eigenschaften des DC-Ladekabels wurde der Ladestrom auf 200 A begrenzt. In diesem Zusammenhang spielt die MQTT-basierte Middleware Lablink [22] eine wichtige Rolle bei der Steuerung und Überwachung der angeschlossenen Laborgeräte. Lablink wird unter anderem verwendet, um Messdaten zu erfassen und Sicherheitsmaßnahmen während der Testausführung bereitzustellen.

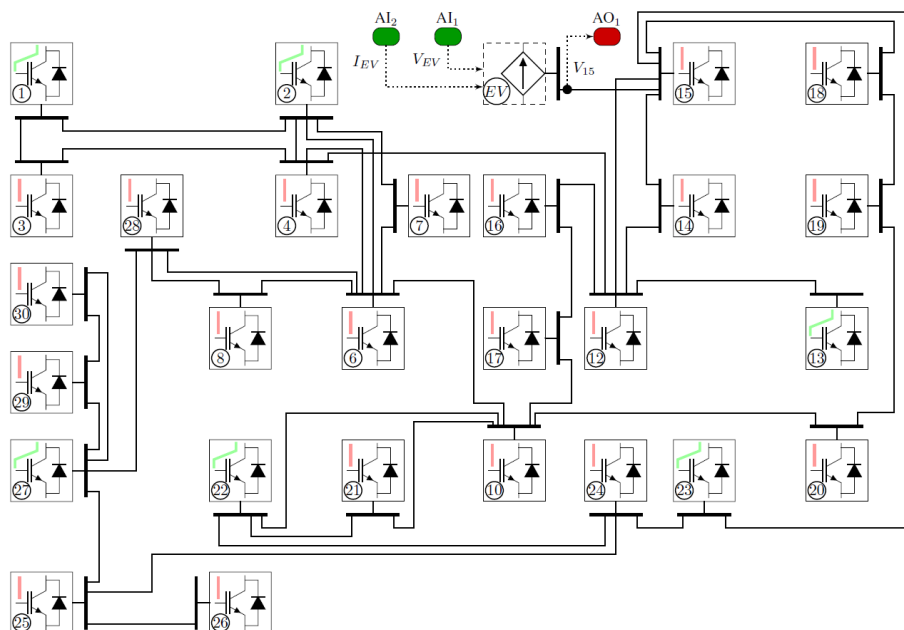


Abbildung 26: Simuliertes DC-Micogrid

Das Hauptelement der Simulation ist ein Echtzeitsimulator, der mit der Laborinfrastruktur verbunden ist. Ein Echtzeitsimulator ist ein Hochleistungsrechner, der komplexe Berechnungen in einem sehr kleinen

Zeitschritt ausführen kann. Schnelle analoge Ein- und Ausgänge ermöglichen den Anschluss dieser Maschinen im geschlossenen Regelkreis. Auf diese Weise können Controller-in-the-Loop-Tests (CIL-Tests) oder, wenn Signalverstärker und Wirkleistung verwendet werden, Power-Hardware-in-the-Loop-Tests (PHIL-Tests und -Validierungen) durchgeführt werden.

In dieser Arbeit wurde das in [23] vorgeschlagene und in obiger Abbildung gezeigte Gleichstromnetz als Grundlage verwendet. Dieses Netzwerk wurde erstellt, indem das in [24] vorgeschlagene 30-Bus-Wechselstromnetzwerk sorgfältig in ein Gleichstromnetzwerk umgeändert wurde. Während dieser Umwandlung wurden Knoten, die nur eine Blindleistungskompensationsfunktion hatten, wie Bus 5 im ursprünglichen Wechselstromnetz, aus dem endgültigen Gleichstromnetz entfernt. Am Ende wurden 27 der ursprünglich 30 Knoten behalten. Die Indizierung und die Umgebung der Knoten, die Impedanz der Leitungen sowie die Nennleistung der Verbraucher und Generatoren blieben ebenfalls identisch mit dem ursprünglichen Netz. Die Grundspannung des Netzes wurde auf 50 kV gesenkt, da in Gleichstromnetzen im Vergleich zu Wechselstromnetzen die gleiche Leistung mit niedrigeren Spannungen übertragen werden kann [25].

ie Generatoren sind in der abgebildeten Netztopologie mit einer grünen Linie, die Lasten mit einer roten Linie gekennzeichnet. Dabei erhöhen/verringern die Generatoren ihre Einspeiseleistung wenn die Spannung des Netzes abnimmt/zunimmt. Wie in der Abbildung zu sehen ist, ist das reale Labornetz an Knoten 15 der Simulation angeschlossen.

Der Hardware-Teil der EVSE besteht aus einer geregelten Gleichstromquelle und dem EVSE Emulator [26]. Der EVSE-Emulator ist eine voll funktionsfähige und fernsteuerbare Ladestation für das AC- und DC- Laden mit Nennleistungen von 22 kW Wechselstrom und 200 kW Gleichstrom, in Übereinstimmung mit ISO 15118 und IEC 61851. Analoge Werte gelten auch für den EV-Emulator. Beide Emulatoren bestehen aus einer Mikrocontroller-Einheit mit einem maßgeschneiderten Motherboard, AC- und DC-Schaltern und Überlastschutzfunktionen. Der Controller Gerät dient zur Steuerung und Messung der elektrischen Signale im Zusammenhang mit Ladevorgängen, insbesondere des Control Pilot (CP), Proximity Pilot (PP) und der Kommunikation mit dem Labor sowie dem angeschlossenen EV / EVSE. Die Emulatoren können frontseitig mit verschiedenen Ladekabeln verbunden werden, je nach AC- oder DC-Betrieb und verfügbarer Ladekapazität. Zusätzlich zur 200kW DC Lade- und Schaltkapazität der Emulator-Einheiten, können externe DC-Schalter, die für bis zu 1 kA bei 1 kV ausgelegt sind angeschlossen werden.

Die Gleichstromquelle des Labors kann maximal 386,4 kW liefern, bei einer maximalen Spannung von 960 V und einem maximalen Strom von 402 A. Die Batterie des EV war emuliert von einem 4-Quadranten-3-Phasen-Netzsimulator, betrieben als eine Gleichspannungssenke mit geregelter Spannung. Um den 3-Phasen-Netzsimulator als DC-Senke zu verwenden, wurden die Phasen L1 und L2 als Gleichspannungsquellen konfiguriert, um den positiven und negativen Pol der Batterie darzustellen. Jede der Phasen kann ein Maximum von 400 V DC erreichen, das zu einer Gesamtspannung der Gleichstromsenke von 800 V zwischen L1 und L2 führt. Der maximale Strom beträgt 320A, das zu einer maximalen Leistung von 256 kW führt. In diesem speziellen Setup sind jedoch die EV- und EVSE-Emulatoren die begrenzenden Faktoren mit max. 200A.

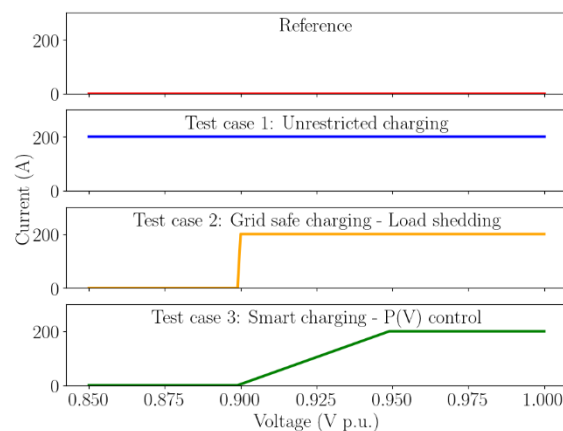


Abbildung 27: Testfälle

Um die Versorgungssicherheit im DC-Mikronetz zu erhöhen, kann ein algorithmischer Ansatz verwendet werden, um die Auswirkungen großer Lasten wie das gleichzeitige Laden einer Elektrofahrzeugflotte zu minimieren. Es wurden vier Tests, nämlich Testfall 1, 2, 3 und Referenzfall, durchgeführt, um die Auswirkungen von Ladevorgängen auf die Stabilität des Microgrids mithilfe des Echtzeit-HIL-Aufbaus

zu bewerten. Die angewandte Steuerungsstrategie für jedes Szenario ist in obiger Abbildung grafisch dargestellt. Alle vier Testszzenarien wurden nacheinander durchgeführt, wobei das Microgrid zu Beginn der Simulation auf die gleichen Einstellungen und die gleiche Last / Versorgung zurückgesetzt wurde. Nach jedem Zurücksetzen und jeder Übergangsphase erreichte die Simulation den stationären Betrieb. Zu diesem Zeitpunkt befand sich die Simulation für jedes Testszzenario im gleichen Zustand und der Ladevorgang wurde manuell gestartet. Anschließend wurde in der Nähe des Knotens 15 der gleiche spezifische Lastverlauf aktiviert.

Referenzszenario: Die resultierende Spannung des Referenzszenarios ohne Aufladung ist in folgender Abbildung durch die rote Kurve gekennzeichnet. Die Abweichungen dieser Kurve von den nominalen 50 kV repräsentieren die Eigenschaften des ausgelösten Lastplans in der Nähe des Knotens 15.

Testfall 1: Uneingeschränktes Laden: Für den ersten Testfall wurde ein uneingeschränktes Ladeverfahren gewählt, um zu sehen, wie das DC-Microgrid auf eine ununterbrochene konstante Last bei maximaler Kapazität der Ladestation reagiert. Der Ladevorgang ist hinsichtlich des maximalen Ladestroms uneingeschränkt. Dies bedeutet, dass die von der Ladestation aus dem Netz bezogene Leistung nicht durch Spannungsschwankungen am Knoten 15 beeinflusst wird.

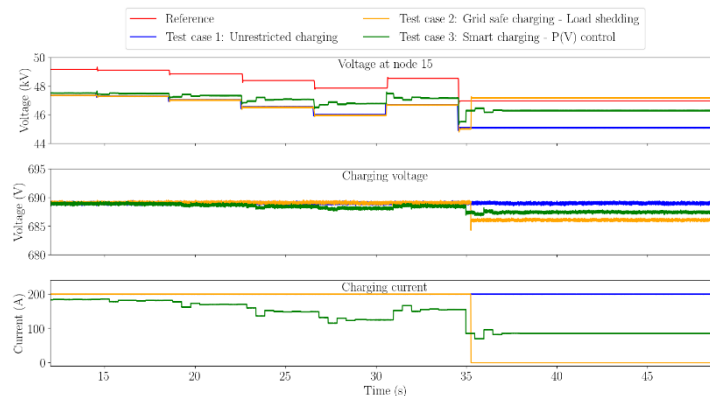


Abbildung 28: Ergebnisse

Testfall 2: Netzsicheres Laden - Lastabwurf: Um einen grundlegenden Netzschutz hinzuzufügen, wurde eine Abschaltspannung implementiert, die den Ladevorgang abschaltet, wenn die Spannung unter einen bestimmten Spannungsgrenzwert abfällt. Für diesen Test wurde eine Spannungsgrenze von 45 kV gewählt, das 90% der nominalen Netzspannung von 50 kV entspricht.

Testfall 3: Intelligentes Laden - P (V) -Regelung: Um das Netz in Zeiten hoher Belastung allmählich zu entlasten, wird ein intelligenter Ladealgorithmus eingesetzt, der die Ladeleistung dynamisch unter 0,95 p.u. reduziert. Der Ladestrom wird proportional vom maximalen Ladestrom auf Null zwischen 0,95 und 0,9 p.u. reduziert, wie in der Abbildung gezeigt.

Die Microgridsimulation und das Labor wurden zusammen betrieben, um das Echtzeitverhalten des Systems für unsere vordefinierten Szenarien mit den Namen Testfälle 1, 2, 3 und Referenz nachzuahmen. Die Hauptparameter des Ladevorgangs während der HIL-Simulation sind die Spannung am Knoten 15 und die Ladespannung und der Ladestrom des EVSE. Die Messergebnisse der durchgeführten Testfälle sind in obiger Abbildung hervorgehoben und die Signale zeigen die unterschiedliche Rückkopplung des Ladevorgangs auf die Knotenspannung des Microgrids in Abhängigkeit von der Regelstrategie der Ladestation. In der Abbildung der Testergebnisse werden alle drei Testfälle mit der ungestörten Referenz verglichen, bei der das Laden ist im Allgemeinen deaktiviert ist und daher dem Knoten 15 kein Strom entnommen wird.

Die Referenzkurve wurde durch Variation der nahegelegenen Lasten und Verbraucher innerhalb der Microgridsimulation erstellt. Diese Lastschwankungen führen zu entsprechenden Spannungsabfällen und -anstiegen im Microgrid.

- Testfall 1: Uneingeschränktes Laden: Für den ersten Testfall wurde ein ungesteuertes Ladeverfahren gewählt, um zu sehen, wie das DC- Microgrid auf eine ununterbrochene konstante Last bei maximaler Kapazität der Ladestation reagiert. Die von der Ladestation aus dem Netz bezogene Leistung wird nicht durch Spannungsschwankungen am Knoten 15 beeinflusst.
- Testfall 2: Netzsicheres Laden - Lastabwurf: Dieser Testfall wurde mit einer Lastabwurfstrategie der Ladestation durchgeführt, die den Ladevorgang abschaltet, nachdem die Knotenspannung die voreingestellte Abschaltspannung von 45 kV unterschreitet. Diese Steuerungsstrategie führt zu einem äquivalenten Verhalten des Systems, bis die Knotenspannung unter den

Schwellenwert zum Herunterfahren abfällt. Die Ladestation reduziert den Strom so schnell wie möglich auf 0A und bleibt bis zu einem Reset im deaktivierten Modus bis ein Reset manuell ausgelöst wird. Unmittelbar nach dem Abschalten steigt die Knotenspannung schlagartig auf 47,3 kV an und bleibt danach konstant auf diesem Wert.

- Testfall 3: Intelligentes Laden - P (V) -Regelung: Beim dritten Testfall wird ein intelligenter Ladealgorithmus verwendet, damit die Ladestation den Ladestrom entsprechend der Knotenspannung anpassen kann. Bei einer Knotenspannung über 0,95 p.u. werden 100 % des Nennstroms entnommen. Ab Spannungen von 0,95 p.u. bis 0,9 p.u. wird der Strom linear um 4 A pro kV reduziert, bis der Stromverbrauch bei unter 0,9 p.u. vollständig abgeschaltet wird. Wenn die Knotenspannung über 0,9 p.u. ansteigt, setzt der Algorithmus den Ladevorgang automatisch fort. Auf die Microgridsimulation angewendet, passt dieser Algorithmus die verbrauchte Leistung vom Knoten 15 schrittweise an, indem er den Ladestrom wie erwartet ändert.. Infolge der reduzierten Last am Knoten 15 fällt die Knotenspannung auf 45,5 kV, was nicht so niedrig ist wie der Abfall auf 45,0 kV bei den Testfällen 1 und 2. Dieser Algorithmus hält die Knotenspannung näher an dem Nennwert von 50 kV und hilft, das Microgrid zu stabilisieren. Die Messdaten für Testfall 3 zeigen auch die Latenz von 0,5 s des intelligenten Ladealgorithmus, welcher im Gegensatz zum Hardwareaufbau nicht echtzeitfähig ist.

Die in diesem Aufbau getesteten Ladesteuerungsstrategien sind grundlegende Konzepte zur Anpassung der Ladeleistung an die Knotenspannung des Netzanschlusspunkts. Ziel war es jedoch nicht, die Ladealgorithmen zu testen, sondern den vorgestellten Echtzeit-HIL-Aufbau für die EV-Integration im Kontext von DC-Microgrids zu evaluieren.

Ein Nachteil der gewählten Testmethode ist die Verwendung einer geregelten Gleichstromsenke zur Nachahmung der Batterie, das zu einem unterschiedlichen dynamischen Verhalten auf einer Subsekunden-Zeitskala führt. Infolgedessen unterscheiden sich transiente Spannungen und Ströme beim Schalten mit hohen Gradienten von denen der realen EV-Batterie und des BMS. Dies hätte vermieden werden können, indem eine echte EV-Batterie und ein BMS anstelle einer Gleichstromsenke verwendet wurden. Ein Vorteil der Verwendung einer Gleichstromsenke als Last besteht jedoch in der Flexibilität, die Batteriespannung dynamisch ändern zu können und somit verschiedene Zustände der Batterie und verschiedene Batteriemodelle zu emulieren. Ein weiterer Vorteil ist, dass kein echtes Microgrid erforderlich ist, um die vorgeschlagenen EV-Integrationstests durchzuführen. Das simulierte Microgrid-Modell ist sehr anpassungsfähig und kann an jede Testanforderung angepasst werden. Testsequenzen innerhalb des Microgrids können durchgeführt werden, was in der Realität destruktiv wäre. Weiterhin ist der Hauptvorteil der vorgestellten Methode die Reproduzierbarkeit der Tests. Dies wird ermöglicht, indem das Microgrid in Echtzeit simuliert und die steuerbare Gleichstromsenke für das Batteriemodell verwendet wird.

Quellen:

- [1] Q. Guo, "Guide to Develop Real-Time Simulation Models (RTSM) for HVDC Operational Studies," Cigré, 2016. [Online] Available: <http://b4.cigre.org/WG-Area/B4-74-Guide-to-Develop-Real-Time-Simulation-Models-RTSM-for-HVDC-Operational-Studies>. Accessed on: Aug. 30 2018.
- [2] D. van Hertem and M. Ghandhari, "Multi-terminal VSC HVDC for the European supergrid: Obstacles," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, no. 9, pp. 3156–3163, 2010.
- [3] J. Beerten, *Modeling and Control of DC Grids (Modellering en controle van DC netten)* (dut). Available: https://lirias.kuleuven.be/retrieve/227535DModeling_and_Control_of_DC_Grids_Jef_Beerten_FINAL.pdf [freely available].
- [4] A. A. van der Meer et al., "Combined simulation method for improved performance in grid integration studies including multi-terminal VSC-HVDC," in *IET Conference on Renewable Power Generation (RPG 2011)*: 6-8 Sept. 2011, Edinburgh, UK, 2011, p. 113.
- [5] M. Lemaire, G. Pammer, and B. Black, "Smarter drives need smarter development," in *2016 IEEE Transportation Electrification Conference and Expo (ITEC)*.
- [6] P. Kotsampopoulos et al., "A Benchmark System for Hardware-in-the-Loop Testing of Distributed Energy Resources," *IEEE Power Energy Technol. Syst. J.*, p. 1, 2018
- [7] G. Andersson, "Modelling and Analysis of Electric Power Systems: Power Flow Analysis, Fault Analysis, Power Systems Dynamics and Stability," Lecture 227-0526-00, ITET ETH Zürich, ETH Zürich, 2004. [Online] Available: <https://pdfs.semanticscholar.org/bdd9/d4b3b0cc625ad81967594398f2a7119d210f.pdf>. Accessed on: Sep. 10 2018.

- [8] F. Cordier and N. Magnenat-Thalmann, "A data-driven approach for real-time clothes simulation," in Proceedings / 12th Pacific Conference on Computer Graphics and Applications, 2004, PG 2004: 6 - 8 Oct. 2004, [Seoul, Korea], Seoul, Korea, 2004, pp. 257–266.
- [9] D. Kumar, F. Zare, A. Gosh, „DC Microgrid Technology: System Architectures, AC Grid Interfaces, Grounding Schemes, Power Quality, Communication Networks, Applications, and Standardizations Aspects”, IEEE Access, vol. 5, pp. 12230-12256, 2017
- [10] R.K.Chauhan, B.S. Rajpurohit, R.E. Hebner, S.N. Singh, F.M. Gonzales-Longatt, "Voltage Standarization of DC Distribution System for Residential Buildings", Journal of Clean Energy Techn., vol. 4, no. 3, p. 167-172
- [11] L. Mackay, N.H. van der Blij, L. Ramirez-Elizondo, P. Baur. "Toward the Universal DC Distribution System", Electric Power Components and Systems, 45(10), p. 1032-1042, 2017
- [12] Rekola, J. "Factors Affecting Efficiency of LVDC Distribution Network – Power Electronics Perspective", Tampere University of Technology. Publication; Vol. 1340, 2015
- [13] B. Wunder, J. Kaiser, F. Fersterra, L. Ott, Y. Han and M. März, „Energy distribution with DC microgrids in commercial buildings with power electronics", 2015 International Symposium on Smart Electric Distribution Systems and Technologies (EDST), Vienna, 2015, pp. 425 – 430
- [14] J. J. Mesas, L. Monjo, L. Sainz and J. Pedra, "Study of MVDC system benchmark networks," 2015 International Symposium on Smart Electric Distribution Systems and Technologies (EDST), Vienna, 2015, pp. 235-240. doi: 10.1109/SEDST.2015.731521
- [15] J. Voss, B. Bagaber and R.W. De Doncker, "Full soft-switching capability of dual-active bridge By using the auxillary-resonant commutated-pole technique", 2017 IEEE 8th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG), 2017, pp. 1-8. doi 10.1109/PEDG.2017.7972487
- [16] DC-Industrie, „A concept for a DC grid in industrial production“, April 2018, <https://dc-industrie.zvei.org/> (retrieved 14.09.2018)
- [17] P. Nuutinen et Al., "LVDC RULES - Technical Specifications for Public LVDC Distribution Network". In Proc. of CIREN 2017 conference, Glasgow, Scotland
- [18] M. Neaimeh, S. D. Salisbury, G. A. Hill, P. T. Blythe, D. R. Scoffield, and J. E. Francfort, "Analysing the usage and evidencing the importance of fast chargers for the adoption of battery electric vehicles," Energy Policy, vol. 108, pp. 474–486, Sep. 2017.
- [19] International Electrotechnical Commission, Geneva, CH, "IEC 61851-1, Electric Vehicle Conductive Charging System - Part 1: General Requirements," Standard, 2010
- [20] International Organization for Standardization, Geneva, CH, "IEC 62196-1, Charging cables for electric vehicles for rated voltages up to and including 0,6/1 kV - Part 1: General requirements," Standard, 2017.
- [21] "ISO 15118-1, Road vehicles – Vehicle-to-Grid Communication Interface – Part 1: General information and use-case definition," Standard, 2013.
- [22] D. Stahleder, D. Reihls, and F. Lehfuss, "Lablink - a novel co-simulation tool for the evaluation of large scale ev penetration focusing on local energy communities," in CIREN Workshop - Ljubljana, 7-8 June 2018, Ljubljana, Slovenia, June 2018.
- [23] C. Gavriluta, R. Caire, A. Gomez-Exposito, and N. Hadjsaid, "A distributed approach for opf-based secondary control of mtcd systems," IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 9, no. 4, pp. 2843–2851, July 2018.
- [24] R. W. Ferrero, S. M. Shahidehpour, and V. C. Ramesh, "Transaction analysis in deregulated power systems using game theory," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 12, no. 3, pp. 1340–1347, Aug 1997.
- [25] R. W. Ferrero, S. M. Shahidehpour, and V. C. Ramesh, "Transaction analysis in deregulated power systems using game theory," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 12, no. 3, pp. 1340–1347, Aug 1997.
- [26] S. Ledinger, D. Reihls, D. Stahleder, and F. Lehfuss, "Test device for electric vehicle grid integration," in Conference Proceedings 2018 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering, June 2018, accepted for publication.

4 Proof of Concept

4.1 Proof of Concept Anwendungsfall DC/DC Wandler

Für den geplanten Aufbau von dreiphasigen Umrichtern standen am Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement bereits Infineon Intelligent Power Modules (IPM) des Typs IKCM30F60GA zur Verfügung. Es handelt sich hierbei um dreiphasige IGBT Halbbrückenschaltungen mit inkludierten Treiberschaltungen.

Diese Module können ein- oder zweiphasig betrieben und somit auch zur Anfertigung einer Halbbrücke oder eines Tiefsetzstellers herangezogen werden. Es ist jedoch unbedingt notwendig darauf zu achten, dass die nicht verwendeten Pins auf definierten Potentialen liegen, damit es durch elektromagnetische Einkopplungen nicht zu einem gestörten Betriebsverhalten kommen kann (VCO, ITRIP Pins).

Die Dimensionierung der Spule erfolgt gemäß Gleichung (19) mit 3,333 mH. Es muss beachtet werden, dass für den Aufbau des Tiefsetzstellers eine Induktivität benötigt wird, die auch in der Lage ist, Energie im Kern zu speichern. Der Konverter soll in beiden Schaltzuständen einen Ausgangsstrom abgeben, was bei zu geringer Energiespeicherkapazität der Spule zu einer Entladung des Ausgangskondensators führen würde. Gleichsam dürfen hochfrequente Stromanteile (Restwelligkeit) nicht zu starken Kernverlusten führen. In den meisten Fällen kommen für Tiefsetzsteller deshalb sogenannte Speicherdrosseln zum Einsatz. Der Kern wird aus Pulvermaterialien gefertigt, die einen verteilten Luftspalt erzeugen und somit die notwendige Energiespeicherung ermöglichen.

Die Auslegung von Speicherdrosseln über große Strombereiche ist schwierig, da bei ansteigendem Strom Sättigungserscheinungen auftreten und zur Abnahme der Induktivität führen können. Die Einzelanfertigung einer Speicherdrossel in dieser Leistungsklasse erfolgte durch die Firma Sintermetalle Prometheus. Eine genaue Darstellung des Induktivitätsverlaufes bei Variation des Stromes ist nicht erlaubt, weshalb die Speicherdrossel in allen Simulationen und Schaltbildern als eine konstante Induktivität mit 4 mH und einem 0,075 Ω Widerstand in Serie dargestellt wird. Die Ein- und Ausgangskapazitäten werden gegenüber der Dimensionierung in Gleichung (20) vergrößert, um den Einfluss der nicht konstanten Induktivität auf die Restwelligkeit der Spannungen reduzieren zu können. Zur Verminderung der Spannungs- und Strombelastung kommen im Ausgangs- und Eingangsteil des Wandlers je zwei in Serie und parallel

geschaltete Kondensatoren zum Einsatz, sodass sich letztlich jeweils 220 μF ergeben.

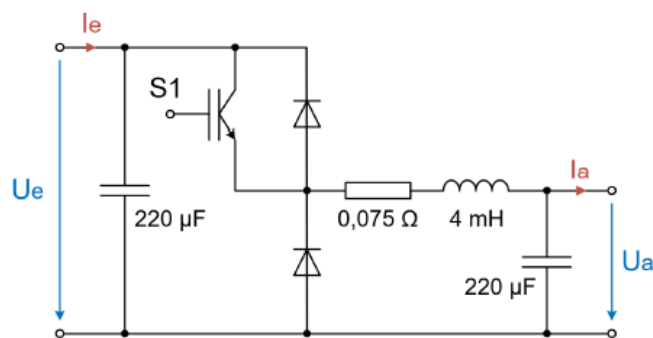


Abbildung 29: Schaltbild Tiefsetzsteller mit Bauteilwerten

Der Prototypenaufbau des DC/DC-Konverters erfolgt nicht auf einer Leiterplatte, sondern verteilt. Die einzelnen Komponenten werden mit Kupferlitzendraht (1,5 mm²) verbunden und die benötigten Platinen händisch verlötet.

Die nachfolgende Abbildung zeigt den Aufbau des DC/DC-Wandlerprototypen ohne Ansteuerungsplatine auf einer Kunststoffplatte.

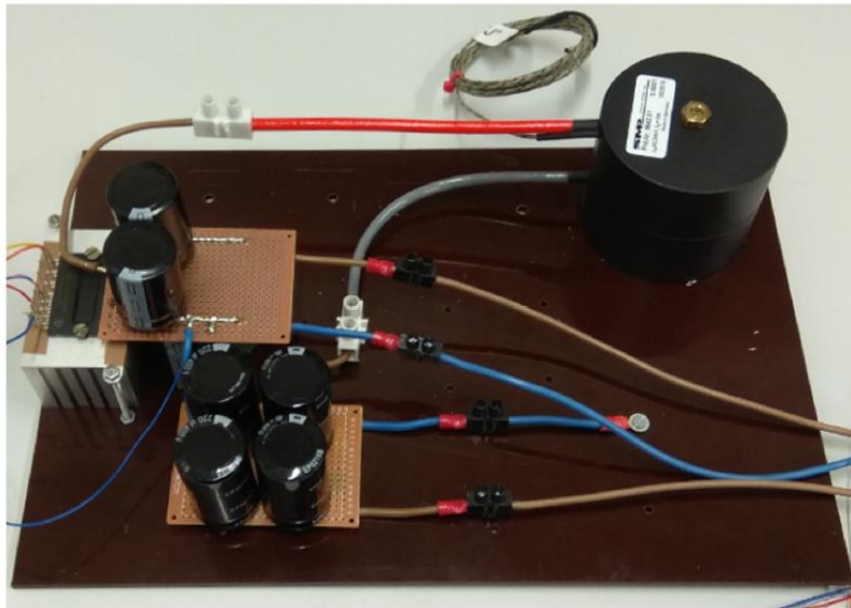


Abbildung 30: Prototyp des DC/DC Wandlers

Der Prototyp des DC/DC-Wandlers wird einem Belastungstest unterzogen, um die Leistungsfähigkeit des Aufbaus zu verifizieren. Eine Gleichspannungsquelle (TET Hercules DC Power-Supply, 0 – 350 V, 0 – 14 A) speist den Konverter. Ein zu 50 Ω verschalteter Hochleistungswiderstand dient als Last. Ein externer Funktionsgenerator (Wave Factory WF1974) generiert die Gatesignale mit Schaltpegeln von 0 und 5 V. Die Schaltfrequenz wird mit 10 kHz gewählt. Das Tastverhältnis kann grundsätzlich beliebig eingestellt werden. Um eine hohe Ausgangsleistung zu erreichen wird es auf 0,8 gesetzt. Die Aufnahme der Spannungsmesssignale erfolgt mit einem Oszilloskop (Yokogawa DLM 2054,1 kV Tastkopf), während die Strommessung mit zwei Multimetern (FLUKE 87V) durchgeführt wird.

U_e	I_e	U_a	I_a	P_a
V	A	V	A	W
72	0,89	55,2	1	55,2
134	1,63	101,7	2	203,4
200	2,46	162,5	3	487,5
266	3,26	209,4	4	837,6
333	4,07	262,5	5	1312,5
350	4,28	276	5,28	1457,3

Abbildung 31: Ergebnisse des Leistungsversuchs

Der beschriebene DC/DC Wandler dient als DUT für die PHIL Versuche . Der gewählte Versuchsaufbau ist in nachfolgender Abbildung dargestellt

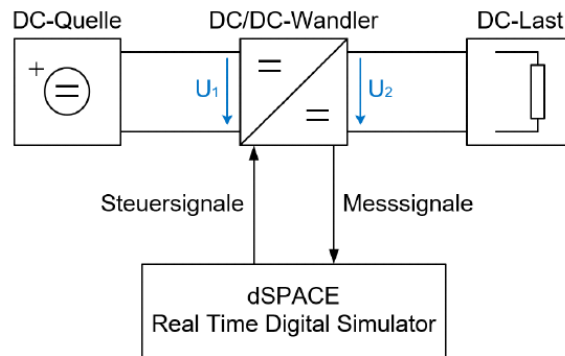


Abbildung 32: Struktur des Hardwareaufbaus

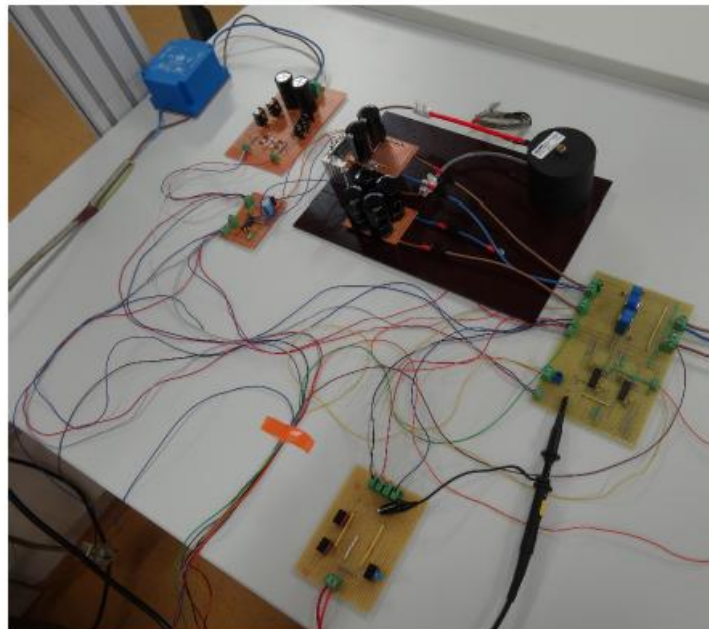


Abbildung 33: DC/DC Wandler mit Ansteuerung und Messtechnik

Die nachfolgende Abbildung illustriert die am Aufbau gemessenen Signalverläufe des USV-Testfalls. Zu Beginn liegt die, durch Echtzeitsimulation vorgegebene, Netzspannung ($U_3 = 70 \text{ V}$) an der Last an.

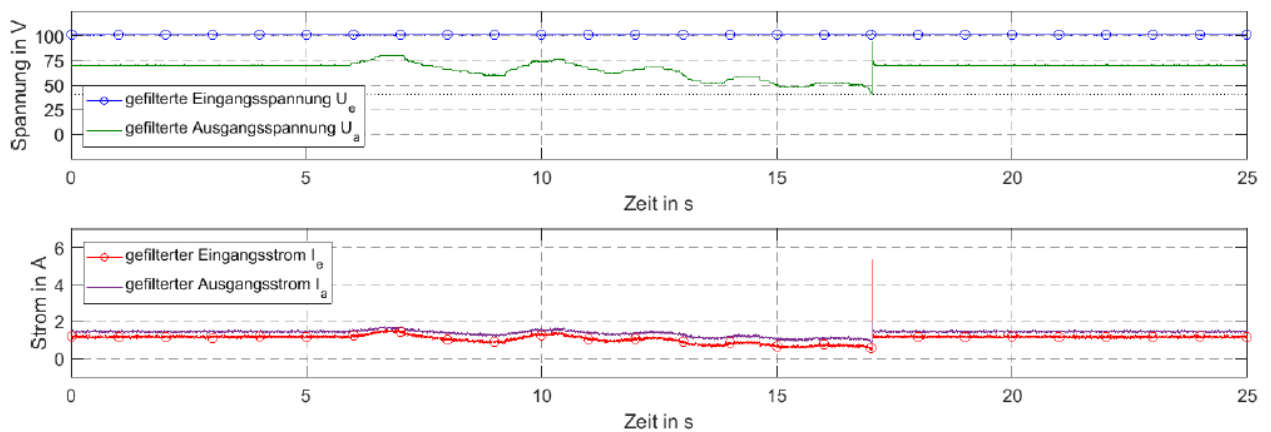


Abbildung 34: Transiente Spannungs- und Stromverläufe bei USV-PHIL Betrieb

Die Eingangsspannung des DC/DC-Wandlers kann in diesem Fall als Batteriespannung am DC/DC-Wandler interpretiert und somit, aufgrund ihrer weitestgehenden Konstanz, in den Betrachtungen vernachlässigt werden. Nach etwa 6 s beginnt die Netzspannung zu schwanken und über längere Zeit abzusinken.

Die Vorgabe dieses Fehlerzustandes erfolgt händisch über den Drehknopf in der dSPACE ControlDesk Oberfläche und hat keinen tieferen physikalischen Hintergrund.

Unterschreitet die DC-Netzspannung den Schwellwert der USV-Anlage (40 V, schwarzpunktierte Linie) kommt es zur Abtrennung des Netzes und der DC/DC-Wandler übernimmt den spannungsgeregelten Betrieb ($U_{a,soll} = 70 \text{ V}$). Die Inbetriebnahme der Spannungsregelung führt zu einem kurzzeitigen Überschwingen auf nahezu 100 V, was bei realem USVBetrieb – je nach Art der zu stützenden Last – für Problemen sorgen könnte. Die Auslegung des Reglers sollte also für den Betrieb als USV-Anlage verändert werden.

Es ist zu hinterfragen, ob ein, als DC/DC-Konverter dimensionierter, Tiefsetzsteller überhaupt in der Lage ist, als Leistungsverstärker in einem PHIL-Test agieren zu können. Um dieser Frage nachgehen zu können, ist es sinnvoll, die berechneten Echtzeitsimulationsergebnisse mit den Messwerten an der realen Last zu vergleichen. Ein idealer Leistungsverstärker wäre in der Lage die Vorgaben der Echtzeitsimulation, ohne jegliche Abweichung, an die Hardware weiterzugeben. Bild 5-8 zeigt den Vergleich zwischen den simulierten und gemessenen Spannungs- und Stromverläufen.

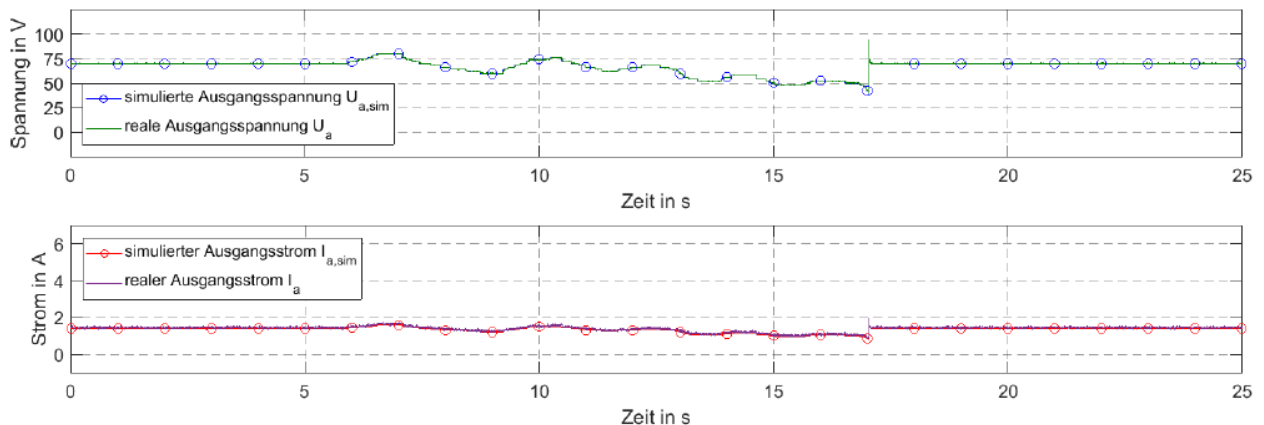


Abbildung 35: Vergleich simulierte und reale Spannungs- und Stromverläufe USV-PHIL-Betrieb

Für den bearbeiteten USV-PHIL-Testfall reicht das Verhalten des Tiefsetzstellers als Leistungsverstärker aus, da es zu keinen nennenswerten Unterschieden zwischen den simulierten und gemessenen Werten kommt.

Die Ausgangskapazität des Wandlers bildet jedoch mit der angeschlossenen Last immer ein RC-Glied, weshalb der Betrieb als Leistungsverstärker nur für langsame, zeitliche Veränderungen und positive Ausgangsspannungen möglich ist.

4.2 Proof of Concept: Versuchsaufbau „Back to Back Tests EV-Ladeinfrastruktur

Ein Vehicle-to-Grid (V2G)-fähiger Ladesäulenaufbau erfordert eine bidirektionale DC-Ladesäule, welche unter anderem die Ladestandards IEC 61851, IEC 62196 und ISO 15118 bzw. DIN 70121 unterstützt. Am Austrian Institute of Technology (AIT) wurde diesbezüglich eine Machbarkeitsstudie durchgeführt, welche zwei intern entwickelte Hardwareprojekte miteinander verbindet. Der leistungselektronische Teil des Aufbaus ist der AIT-Smart-Grid-Converter (ASGC) – ein bidirektionaler Wechselrichter, welcher auch in einem V2G-fähigen Ladesäulendesign genutzt werden kann. Er besitzt eine Nominalleistung von 34,5 kW, eine DC-Nominalspannung von 1000 V und einen DC-Nominalstrom von 60 A. Neben der Funktion als PV-Wechselrichter kann der ASGC auch in einem Batterieladegerät-Modus betrieben werden – wovon in diesem Versuch auch Gebrauch gemacht wird. Der Ladeinfrastruktur-Teil des Aufbaus sind zwei am AIT entwickelte Ladesäulen- und Fahrzeugemulatoren, welche die nötige Hardware und Software besitzen, um die oben genannten Ladenormen der Elektromobilität zu erfüllen. Die Emulatoren besitzen Typ-2 und CCS Buchsen und haben elektrische als auch softwaretechnische Schnittstellen, um beliebige Netze, Batterien oder elektrische Bauteile verbinden und ggf. ansteuern zu können. Herzstück ist dabei ein Signalverarbeitungsboard, welches die benötigte Logik und Kommunikation implementiert und über eine am AIT entwickelte Middleware namens Lablink gesteuert werden kann. An den Ladesäulen (EVSE)-Emulator kann sowohl ein AC- als auch DC Netz angeschlossen werden, je nach Anwendungsfall. Analog gilt dies auch beim Elektrofahrzeug (EV)-Emulator, an den beispielsweise eine Fahrzeugbatterie oder eine einfache AC-Last angeschlossen werden kann.

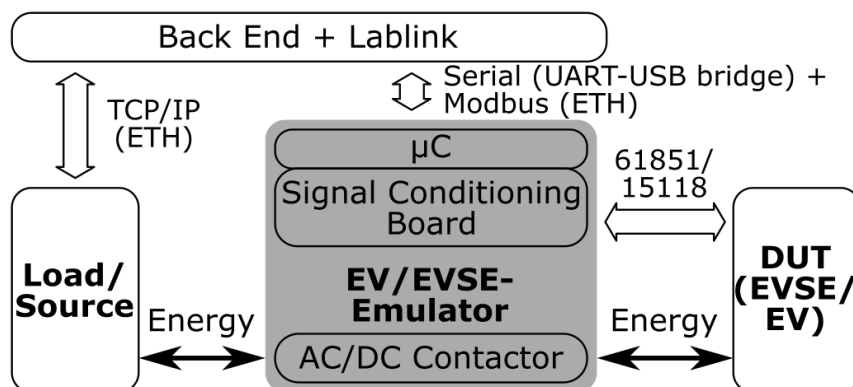


Abbildung 36: Fahrzeug und Ladesäulen Emulatoren

Diese Funktionen können für einen bidirektionalen DC Anwendungsfall genutzt werden, was im vorliegenden Versuch konzeptionell getestet wurde. Dabei wurde an den EVSE-Emulator ein ASGC angeschlossen, welcher als Wechselrichter für den Ladesäulen-Teil dient. Gleichzeitig wurde an den EV-Emulator ein weiterer ASGC angeschlossen, welcher DC-seitig die Batterie emulieren soll. Die AC-Seite beider ASGCs wurde an das reguläre Niederspannungsnetz des Labors angeschlossen. Wenn die beiden Emulatoren dann noch mittels CCS Ladekabel miteinander verbunden werden, entsteht ein vollständiger Aufbau, in dem beide Stromflussrichtungen der ASGCs getestet werden können. Dieser Aufbau kann als Back-to-Back (B2B) Setup bezeichnet werden, bei dem die vom Niederspannungsnetz bezogene Leistung nach Abzug der Verluste direkt wieder zurück eingespeist wird.

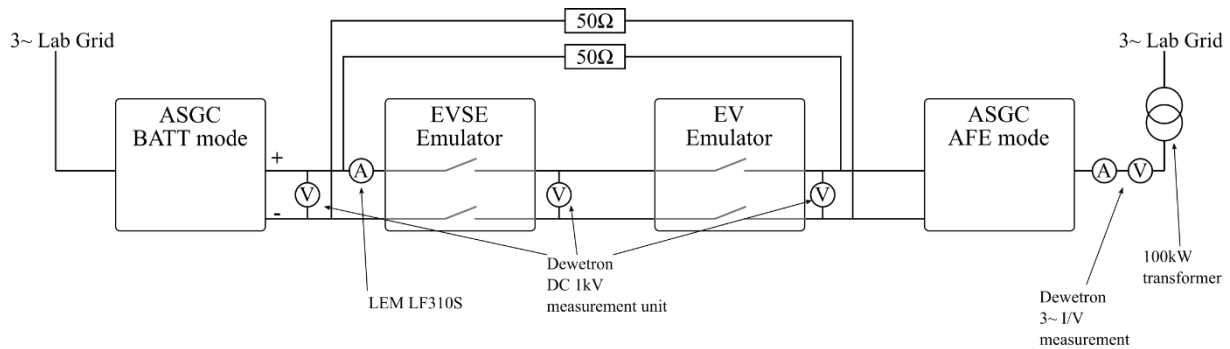


Abbildung 37: Vollständiger B2B Versuchsaufbau

Zusätzlich zu den bereits beschriebenen Komponenten sind in der Grafik weitere Komponenten ersichtlich. Eine davon ist ein 100 kW Transformator mit 1:1 Übersetzung, welcher sicherstellen soll, dass das an beide ASGCs angeschlossene dreiphasige Labor-Niederspannungsnetz galvanisch von der anderen Seite getrennt wird. Außerdem wurden bei beiden DC Leitungen zwei Leistungswiderstände mit je 50 Ohm parallel zu den Emulatoren angeschlossen, um die Sicherheit des Tests zu erhöhen. Diese Schaltung entspricht keinem realen Fahrzeugladevorgang, wurde aber dennoch gewählt, da bei der genutzten Software und Hardware noch kein ausreichender Einschaltstrom-Schutz implementiert ist. Die Widerstände stellen im Testbetrieb sicher, dass die beiden von den ASGCs bereitgestellten DC Netze eine ähnlich hohe Spannung besitzen, auch wenn die Schalter der Emulatoren geöffnet sind.

Weiters wurden Strom, Spannung und Leistung an verschiedenen Punkten des AC- als auch DC-Netzes gemessen. Es ist auch ersichtlich, dass die beiden ASGCs in verschiedenen Betriebsmodi eingesetzt werden. Der BATT Mode wird auf der Ladesäulenseite eingesetzt um beispielsweise Fahrzeugbatterien laden zu können. Der Energiefluss findet in diesem Fall vom AC-Netz in Richtung DC-Netz statt. Der AFE Mode wird hingegen auf der Fahrzeugseite eingesetzt, bei der der Energiefluss von der DC-Seite zur AC-Seite stattfindet. Bidirektional ist dieser Aufbau in dem Sinne, dass beide Energiefluss-Modi der ASGCs getestet werden. Eine Richtungsumkehr des Stromflusses bei gleichbleibendem Testaufbau wurde in dieser ersten Machbarkeitsstudie noch nicht vorgenommen.

Nicht in der Grafik eingezeichnet ist ein steuerbarer PV-Simulator, welcher initial genutzt wurde um das DC Netz aufzubauen – in der derzeitigen Ausführung besitzen die ASGCs nämlich noch keine Selbststartfähigkeit. Dieses initiale DC Netz hat eine etwas geringere Spannung als die genutzte DC Ladespannung und wird benötigt, um die ASGCs mit der nötigen Betriebsleistung zu versorgen und ein Grund-DC-Netz aufzubauen. In zukünftigen Ausbaustufen der ASGCs wird dieses initiale DC Netz nicht mehr notwendig sein.

Versuchsdurchführung:

Während der Versuchsdurchführung waren die DC Schütze der EV- und EVSE-Emulatoren dauerhaft geschlossen, um die B2B-Fähigkeit der ASGCs zu testen und ggf. einige Konfigurationsparameter anzupassen. Um dies zu ermöglichen, wurde auf eine digitale Kommunikation gemäß 15118 zwischen EV und EVSE verzichtet.

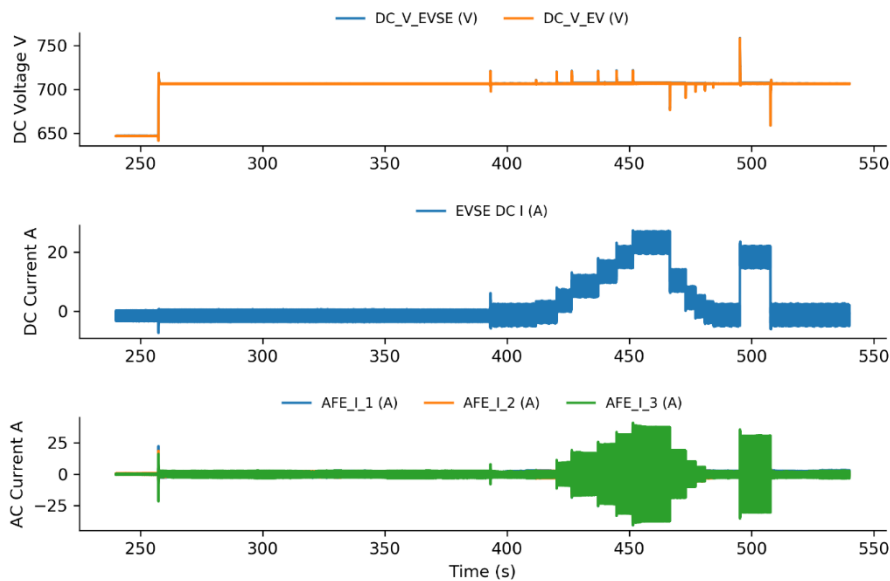


Abbildung 38: Laden bei unterschiedlichen Leistungen

Obige Abbildung zeigt die gemessenen DC Ströme und Spannungen als auch die transiente AC Strommessung der drei Phasen des EV ASGC während des gesamten Versuchs. Dabei ist ersichtlich, dass anfangs die DC Spannung 650 V beträgt. Dies ist der Wert, welcher vom PV Simulator als initiale Hochfahrspannung für die ASGCs bereitgestellt wird. In der dargestellten Abbildung ist ersichtlich, wie nach dem Einschalten des EV ASGC die DC Spannung auf den eingestellten Wert von etwa 700 V steigt. Durch eine im Ausgang des PV Simulators eingebaute Diode wird im Übrigen sichergestellt, dass trotz seiner niedrigeren Spannung kein Strom in den PV Simulator zurückfließen und diesen beschädigen kann.

Bei Sekunde 257.3 wurde der EV ASGC aktiviert, wie man an den schwach einsetzenden AC Strömen in Abbildung 24 sehen kann. Nach etwa 100 ms fängt der ASGC an, die DC Spannung auf seinen Setzwert von 700 V anzuheben, was man an starken Stromsprüngen erkennen kann. Nach etwa 300 ms ist die Spannung wieder stationär. Wie man an den Messergebnissen erkennen kann, hat der gemessene Gleichstrom sowohl im belasteten als auch im unbelasteten Fall einen 50 Hz Wechselstromanteil von mindestens 3 A peak-to-peak. Dieses unerwünschte Verhalten ist auf eine in zukünftigen Versuchen noch näher zu untersuchende Wechselwirkung zwischen dem Regler des PV Simulators und den hochkapazitiven DC-Seiten der ASGCs zurückzuführen.

In der nachfolgenden Abbildung ist die Startsequenz des zweiten ASGCs (EVSE) zu sehen, welche bei Sekunde 393 einsetzt. Betrachtet man die Veränderung des DC Stroms, so kann man erkennen, dass sich eine weitere 50 Hz Schwingung nun phasenverschoben mit der anderen Schwingung überlagert. Der peak-to-peak Strom steigt auf 6 A an. Ab diesem Zeitpunkt sind die Regelalgorithmen beider ASGCs aktiv.

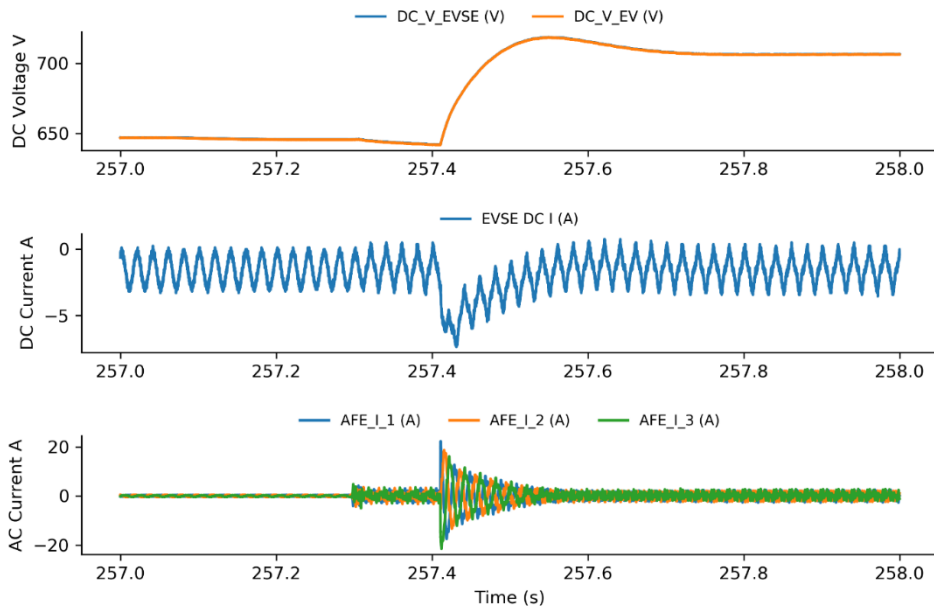


Abbildung 39: Startsequenz des EV-ASGC

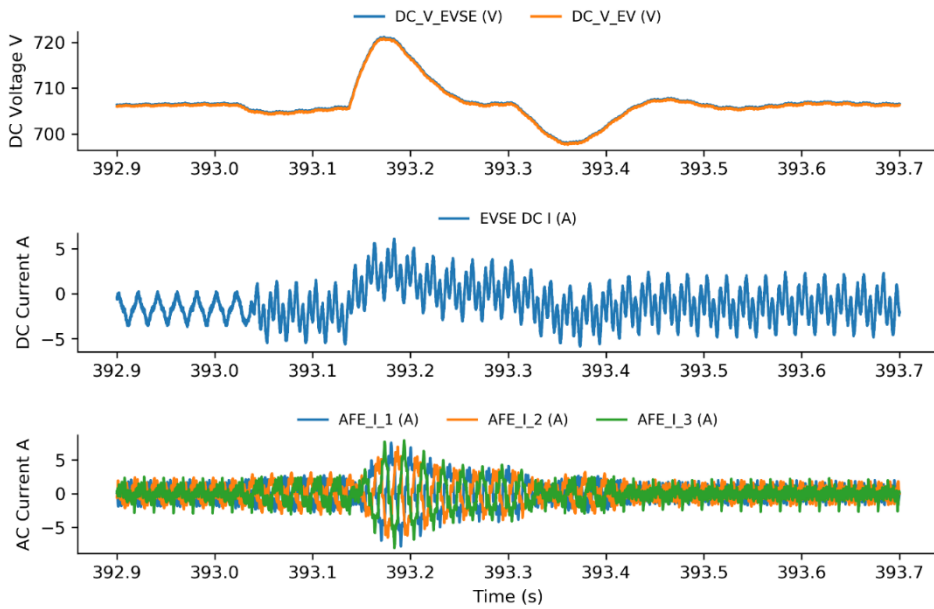


Abbildung 40: Startsequenz EVSE-ASGC (bei EV-ASGC bereits im Betrieb)

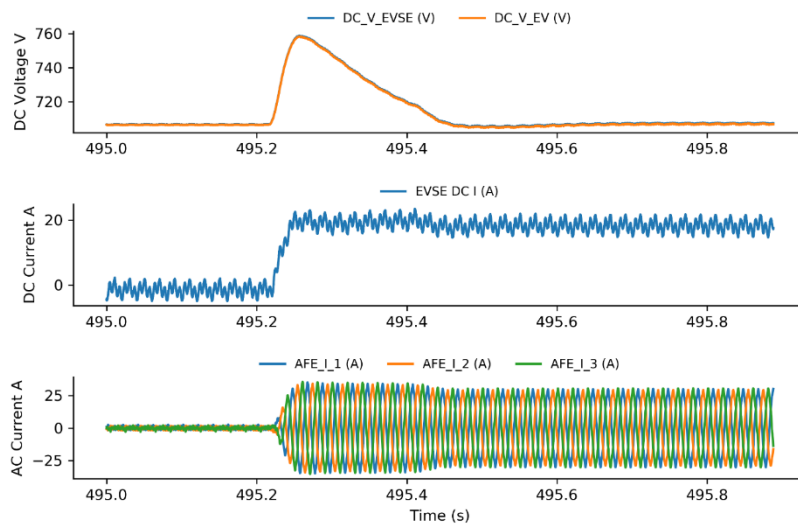


Abbildung 41: Einschalten der Ladeleistung

Durch das Variieren der eingestellten Vorgabeleistung (DC) am EVSE ASGC wird der Ladevorgang gesteuert. Bei diesem Versuchsaufbau wurde das obere Stromlimit auf 25 A festgelegt. Der Grund dafür ist, dass in früheren B2B Tests bei höheren Strömen schädliche Oberschwingungen entstanden sind. Abbildungen 25 und 26 zeigen das Verhalten des Systems beim Erhöhen bzw. Absenken der Ladeleistung. Auffällig ist bei der Erhöhung, dass die DC Spannung sowohl beim EVSE als auch beim EV für kurze Zeit (etwa 200 ms) auf etwa 760 V ansteigt. Ähnlich verhält sich das System auch beim Absenken der Ladeleistung auf 0 A. Die Spannung sinkt für etwa 300 ms auf bis zu 660 V ab und stabilisiert sich daraufhin wieder.

Zusammenfassend kann der Machbarkeitsnachweis des bidirektionalen DC-Ladesäulenkonzepts als erfolgreich eingestuft werden. Durch den gleichzeitigen Betrieb zweier ASGCs als Energiequelle bzw. Energiesenke wurde die Bidirektionalität erfolgreich getestet.

Es ist jedoch festzuhalten, dass noch weitere Eigenschaften entwickelt bzw. getestet werden müssen. Diese sind unter anderem ein funktionierender Inrush-Current-Schutz, um sichere DC-Schaltungen vorzunehmen, eine Selbststartfähigkeit der ASGCs, ein stabilerer Ladestrom und die Möglichkeit, den Leistungsfluss während des Betriebs umzukehren.

KONTAKT

AIT Austrian Institute of Technology
Giefinggasse 4, 1210 Wien

www.ait.ac.at

Felix Lehfuß

Research Engineer
Electric Energy Systems
Center for Energy

AIT Austrian Institute of Technology GmbH
Giefinggasse 2 | 1210 Vienna | Austria
T +43 50550-6686 | M +43 664 6207711 | F +43 50550-6390
felix.lehfuss@ait.ac.at | www.ait.ac.at