

MS-LeiKra

Leistungselektronik für die nächste Generation von Mittelspannungs-PV-Kraftwerken

Schlussbericht

Förderkennzeichen: 03EI4014B

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt beim Autor

Schlussbericht**MS-Leikra****(Leistungselektronik von Mittelspannungs-PV-Kraftwerken)****Stand: 31.12.2023**

Zuwendungsempfänger:	Förderkennzeichen:
SIEMENS AG	03EI4014B
Ausführende Stelle:	
T PEL PEA-DE (ehemals: T REE SDI POE-DE)	
<hr/>	
Vorhabensbezeichnung:	
Leistungselektronik für die nächste Generation von Mittelspannungs-PV-Kraftwerken (MS-Leikra)	
<hr/>	
Teilvorhaben:	
SIEMENS AG	
<hr/>	
Laufzeit des Vorhabens:	
01.04.2020 – 30.09.2023 (ursprünglich: 01.04.2020 – 31.03.2023)	
<hr/>	
Berichtszeitraum:	
01.04.2020 – 30.09.2023	

Danksagung

Das Forschungsprojekt MS-LeiKra wurde in der Zeit vom 01.04.2020 bis zum 30.09.2023 durch den Projektträger Jülich (PtJ) unter dem Förderkennzeichen 03EI4014B betreut. Die Finanzierung erfolgte aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, wofür wir uns herzlich bedanken.

Das Vorhaben wurde als Verbundprojekt vom Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg, der Siemens AG, München und der SUMIDA Components & Modules GmbH, Obernzell gemeinsam durchgeführt. Dieser Bericht beinhaltet eine Beschreibung der Arbeiten und Ergebnisse des Verbundpartners Siemens AG. Für die Arbeiten in den angeschlossenen Teilprojekten wird ein separater Abschlussbericht von Seiten der Verbundpartner eingereicht.

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Versionen				
Version	Datum	Autor	Änderungen in Kapitel	
1.0	31.12.2023	Dr. Martin Schulz		Ersterstellung

Inhalt

1	Zusammenfassung zu den Inhalten des Projektes.....	6
1.1	Aufgabenstellung	6
1.2	Voraussetzung.....	6
1.2.1	Allgemein	6
1.2.2	Kooperations-Voraussetzungen.....	7
1.2.3	Partnerspezifische Voraussetzungen:.....	7
1.3	Planung und Ablauf des Vorhabens	8
1.4	Wissenschaftlicher und technischer Stand	11
1.5	Zusammenarbeit mit anderen Stellen.....	11
2	Wissenschaftlich-technische Ergebnisse und andere wesentliche Ergebnisse.....	12
2.1	Wesentliche Ergebnisse	12
2.1.1	Zusammenfassung	12
2.1.2	AP10 - Anforderungserstellung und Analyse	13
2.1.3	AP11 - Entwicklung Systemkonzept.....	18
2.1.4	AP12 - Untersuchungen zu Schutzkonzepten / Normative Begleitung.....	18
2.1.5	AP20 - Test & Charakterisierung Bauelemente	20
2.1.6	AP23 - Entwicklung des DC-DC-Stellers mit modularem Konzept	23
2.1.7	AP30: Übergeordnete Regelung / interne Kommunikation.....	40
2.1.8	AP31: Externe Schnittstellen / Kommunikation nach außen	41
2.1.9	AP32: Systemevaluierung und Demonstration.....	42
2.2	Zahlenmäßiger Nachweis	46
2.3	Notwendigkeit und Angemessenheit der geleitsteten Arbeit.....	47
2.4	Verwertungsplan (Verwertbarkeit des Ergebnisses und der Erfahrungen)	48
2.5	Relevante Ergebnisse von dritter Seite	49
2.6	Erfolgte oder geplante Veröffentlichungen	49
3	Anlagen	49
3.1	Erfolgskontrollbericht.....	49
3.2	Berichtsblatt	49
4	Anhang: Bewertete Normen (Stand 21.10.2020)	49

1 Zusammenfassung zu den Inhalten des Projektes

1.1 Aufgabenstellung

Der enorme Kostendruck auf PV-Wechselrichter führt zu einer stetigen Erhöhung der Leistung von Stringwechselrichtern. Damit ging in der Vergangenheit auch eine Erhöhung der AC-Ausgangsspannung einher die sich von anfänglich 300 VAC auf heute 800 VAC auch die Leistung pro Gerät steigerte. Eine weitere Entwicklung in diese Richtung bei gleichzeitiger Steigerung der Leistungsdichte bringt Kostenvorteile sowohl auf der Komponentenebene durch den Einsatz von weniger Kupfer und reduzierten Materialeinsatz bei den passiven Bauelementen als auch bei den Installationskosten durch die Reduktion der Kabelquerschnitte. Im Rahmen dieses Vorhabens soll ein neues Systemkonzept für die nächste Generation von Groß-PV-Kraftwerken entwickelt und im Labormaßstab validiert werden, bei dem eine Anhebung der Spannung in den Mittelspannungsbereich auf $U_{AC} \geq 1500$ V umgesetzt werden soll. Mit diesem Ziel werden die für bisherige PV-Anlagenkonzepte geltenden normativen Bedingungen der VDE0100 verlassen, die für elektrische Anlagen bis 1500 V_{DC} und 1000 V_{AC} gilt. Die im geplanten Konzept zur Geltung kommende Norm VDE0101 für elektrische Anlagen mit AC-Spannungen größer als 1000 V_{AC} deckt im bisherigen Umfang noch bei weitem nicht die für den Einsatz in PV-Anlagen nötigen Anwendungsgebiete ab. Daher besteht ein Teil des Vorhabens auch aus normativen Arbeiten, die sich durch die Anhebung der Spannung ergeben. Bisherige Projekte und Entwicklungen (z. B. PV-Kraftwerk2025) loten die Grenzen des bestehenden Normenwerkes der VDE0100 aus und bleiben damit mit der Systemspannung im Niederspannungsbereich (< 1000 VAC / <±1500 VDC). Das skizzierte Vorhaben geht deutlich darüber hinaus und macht den großen Schritt in die Mittelspannungsebene.

1.2 Voraussetzung

1.2.1 Allgemein

Durch den großen Bedarf an Zubau von Photovoltaikanlagen in Folge der Energiewende wird auch die Anzahl von PV-Großanlagen stark ansteigen. Aufgrund von Kostenvorteilen und einer höheren Redundanz werden PV-Kraftwerke zunehmend mit Niederspannungsstringwechselrichtern in der Leistungsklasse von bis zu 125 kVA aufgebaut. Durch die höheren Stückzahlen können hier bei den Umrichtern teilweise ähnliche spezifische Kosten pro Watt erreicht werden als beim Ansatz mit Zentralwechselrichtern. Die Stringwechselrichter werden verteilt im Feld montiert und parallelgeschaltet und speisen über zentrale Transformatoren in das Mittelspannungsnetz ein. Auf Grund der hohen Anzahl von parallelen Wechselrichtern besteht bei diesem Konzept ein hohes Risiko, dass die Wechselrichter im Verbund zu Resonanzen angeregt werden.

Beim Zentralwechselrichterkonzept werden PV-Stränge (UDC < 1500 V) über sog. Combiner- oder Koppelboxen zusammen an einen zentralen Niederspannungswechselrichter geführt. Die AC-Ausgangsspannung liegt aktuell bei 400 - 690 V. Die Leistung dieser Stationen liegt meist im Bereich 3 – 10 MVA, die der Leistungsteile im Bereich 1 bis 1,5 MVA. Jedes Unterwerk verfügt über einen eigenen Transformator und eine Schaltanlage, um die erzeugte Energie ins Mittelspannungsnetz einzuspeisen. Bei bei-den Konzepten besteht ein hoher Aufwand für die Verkabelung, da der Großteil der Energiesammlung

auf Niederspannungsebene erfolgt. Auch die nötigen Koppelboxen sind kostentechnisch beim Anlagenbau sehr relevant.

1.2.2 Kooperations-Voraussetzungen

Die **Siemens AG** zählt zu den weltweit größten Firmen der Elektrotechnik und Elektronik. Im Geschäftsjahr 2016/17 erwirtschaftete das Unternehmen mit ca. 372.000 Mitarbeitern 83 Mrd. € Umsatz. Hohe Aufwendungen für Forschung und Entwicklung und die führende Position in der Patentstatistik belegen die hohe Innovationskraft des Unternehmens. Im Projekt wurde die Siemens AG durch das Geschäftsbereich Energy Management und die zentrale Unternehmensforschung vertreten.

Siemens als Industriepartner im Konsortium hat in das Projekt die Erfahrungen im Lösungsgeschäft von der vom Aufbau von PV-Großkraftanlagen mit Zentralwechselrichtern eingebracht. Das damit verbundenen Erfahrungen und auch das Fachwissen über die normativen Voraussetzungen wurde intensiv vom Konsortium genutzt. Weiterhin ist Siemens bestrebt zukünftig innovative Lösungen zum Erreichen der Energiewende anzubieten, wofür ein tiefergehendes Verständnis der Problemstellungen und eine Bewertung von möglichen Lösungsansetzen erfolgen muss. Da nicht alle Themenstellen aktuelle durch eigene Expertise abgedeckt werden konnte, wurde ein Konsortium gewählt, welches kritische Punkte im Kontext des Gesamtsystems bewerten und analysieren kann.

1.2.3 Partnerspezifische Voraussetzungen:

Durch den Zusammenschluss mit den Projektpartnern Sumida und des Fraunhofer ISE wurde ein hochqualifiziertes Konsortium gebildet. Durch die verschiedenen Kernkompetenzen der einzelnen Partner stand ein breites sowie detailliertes Fachwissen zur Verfügung. Synergien konnten auf diese Weise sehr gut genutzt werden.

Die Firma **SUMIDA Components & Modules GmbH** ist ein führender deutscher Hersteller von induktiven Bauelementen und Funktionsmodulen und blickt unter der Marke VOGT auf eine mittlerweile ca. 85 jährige Tradition und Erfahrung zurück. Kernkompetenzen sind die Entwicklung, Fertigung und der Vertrieb von induktiven Bauelementen und Modulen. Der Bereich Vorentwicklung differenziert sich im gesamten Kontext des Entwicklungsbereichs „R&D“ durch ein eigenständiges Entwicklungslabor für anspruchsvolle induktive Bauelemente und gliedert sich dennoch in die Produktentwicklung durch einen Support für Serienprojekte ein.

Das **Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE** setzt sich für ein nachhaltiges, wirtschaftliches, sicheres und sozial gerechtes Energieversorgungssystem ein. Hierzu entwickelt das Institut Materialien, Komponenten, Systeme und Verfahren in insgesamt acht Geschäftsfeldern. Über die Grundlagenforschung hinaus beschäftigt sich das Institut mit der Entwicklung von Produktionstechniken und Prototypen sowie der Ausführung von Demonstrationsanlagen und dem Betrieb von Testzentren. Seit März 2001 ist das Fraunhofer ISE nach DIN EN ISO 9001:2008 zertifiziert.

Die Abteilung Leistungselektronik als Teil des ISE hat seit mehr als 15 Jahren Erfahrung auf dem Gebiet hocheffizienter und innovativer Schaltungsentwicklung für die PV-Systemtechnik. Mit dem neuen Multi-Megawatt-Labor steht eine perfekte Laborumgebung für die geplante Entwicklung zur Verfügung.

1.3 Planung und Ablauf des Vorhabens

Die zur Erreichung der Projektziele notwendigen Forschungsarbeiten wurden von Siemens in insgesamt neun Arbeitspaketen erbracht. Das Spektrum deckt dabei die Anforderungserstellung, Konzeptentwicklung, Komponentendesign und Aufbau, sowie deren Test ab. Abschließen erfolgte Zudem der Funktionsnachweis des Gesamtsystems in einem prototypischen Umfeld. Tabelle 1 listet alle Arbeitspakete inklusive einer Kurzbeschreibung auf in denen die Siemens AG im Fördervorhaben MS-LeiKra beteiligt war. Die anschließende Abbildung 1 zeigt den dazugehörigen GANT-Chart, der diese Arbeitspakete zeitlich in das Projekt einordnet. Innerhalb der Projektlaufzeit gab es einen Antrag auf kostenneutrale Verlängerung des Gesamtvorhabens, da es Aufgrund von Corona zu Erheblichen Lieferengpässen der benötigten Bauteile und Komponenten gekommen ist. Die Anträge zur Projektverlängerung wurden mit dem Projektkonsortium abgestimmt und durch die Projektpartner unterstützt. Teilweise erfolgte ebenfalls eine Verlängerung durch die Projektpartner, da es zu kleineren zeitlichen Verschiebungen innerhalb des Projektes kam. In Summe konnten alle Meilensteine im Projekt erreicht werden.

Tabelle 1: Übersicht und Kurzbeschreibung aller Arbeitspakete mit Beteiligung von Siemens

AP	Titel	Kurzbeschreibung
AP 0	Projektmanagement	<ul style="list-style-type: none">• Koordination der Arbeitspakete für alle involvierten Siemens Abteilungen.• Schnittstellen, Synergien und Abhängigkeiten mit Arbeitspaketen der anderen Projektpartner wurden definiert, genutzt und bedient.
AP 10	Anforderungserstellung und Analyse	<ul style="list-style-type: none">• Analyse und Anforderungserstellung für das Ziel-Gesamtsystem. Analyse von Referenznetzarchitekturen (Stand der Technik).
AP 11	Entwicklung Systemkonzept	<ul style="list-style-type: none">• Topologiestudie für das gesamte Mittelspannungskonzept.• Festlegung der optimalen Spannung für das in MS-LeiKra betrachtete Gesamtsystem.• Festlegung und Validierung der Anforderungen an das System.
AP 12	Untersuchungen zu Schutzkonzepten / Normative Begleitung	<ul style="list-style-type: none">• Recherche & Evaluierung der aktuellen Normenlage zu PV-Mittelspannungsanlagen und der dazugehörigen Schutztechnik.• detaillierte Bearbeitung von Spezifikationen und Normungslücken im Hinblick auf das geplante Systemkonzept

		<ul style="list-style-type: none"> • Konzepterarbeitung eines passendes Schutzkonzept; dabei werden die Vorschläge zur Erweiterung der Mittelspannungsnorm VDE 101 um PV-spezifische Anforderungen untersucht.
AP 20	Test & Charakterisierung Bauelemente	<ul style="list-style-type: none"> • Untersuchung von Halbleiterbauelementen in Bezug auf ihre elektrischen und thermischen Eigenschaften hin untersucht. Dabei werden die Kennlinien der einzelnen Bauteile vermessen, sowie Doppelpuls Messungen durchgeführt • Charakterisierung der thermischen Eigenschaften der Bauelemente sowie der Kühlkörper • Teilentladungsmessungen (TE) bei galvanischen isolierten Bauelementen, wie beispielsweise Transformatoren, durchgeführt.
AP 23	Entwicklung des DC-DC-Stellers mit modularem Konzept	<ul style="list-style-type: none"> • Topologiestudie von unterschiedlichen modularen DC/DC Steller • Entwurf und den Aufbau des Konverters inklusive seiner Treiberschaltungen und der zugehörigen Sensorik. • Analyse und der Entwurf der Mess-, Steuerungs- und Regelungstechnik
AP 30	Übergeordnete Regelung / interne Kommunikation	<ul style="list-style-type: none"> • Definition der Schnittstelle zum Wechselrichter für die übergeordnete Regelung und Kommunikation. • Beschreibung des Betriebsverhalten des DC/DC-Wandlers
AP 31	Externe Schnittstellen / Kommunikation nach außen	<ul style="list-style-type: none"> • Aufstellung einer Anforderungsanalyse für die externen Schnittstellen und die Kommunikation.
AP 32	Systemevaluierung und Demonstration	<ul style="list-style-type: none"> • Inbetriebnahme der Module und des DC/DC Konverters mit reduzierten Betriebsspannungen und Leistungen in München bei Siemens. • Inbetriebnahme des DC/DC-Konverters bei voller Leistung/Spannung inkl. anschließend mit der späteren Inbetriebnahme des Gesamtsystem beim FhG ISE.

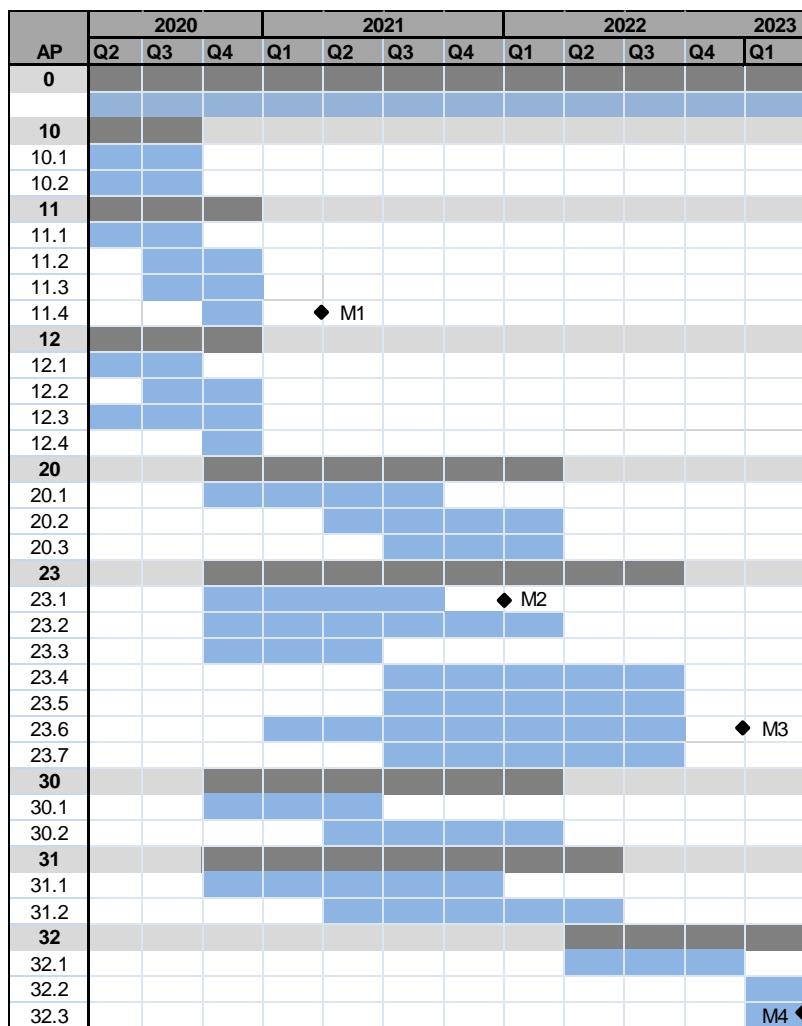


Abbildung 1: Die Arbeitspakete der Siemens AG im Gant Chart

Tabelle 3 zeigt die Meilensteine innerhalb des Fördervorhabens auf. Es folgt eine kurze Beschreibung ob diese Meilensteine erreicht wurden.

Table 1: Übersicht der Meilensteine im Projekt

Meilenstein	Ziel	Termin
M1	Übergeordnetes Systemkonzept wurde entwickelt	nach Q1/21
M2	Planung und Entwicklung der Einzelkomponenten ist abgeschlossen. Ergebnisse stehen für Aufbau der Komponenten zur Verfügung.	nach Q4/21
M3	Erprobung der Einzelkomponenten im geregelten Betrieb wurde nachgewiesen	nach Q4/22 → Q2/23

Abbruchmeilenstein M1

Der Meilenstein M1 wurde erfüllt, da die Abschätzung der Machbarkeit des Systems ergeben hat, dass das neue Konzept eine Reihe von Vorteilen zum Stand der Technik aufweist. Die Kosten müssen noch reduziert werden. Die benötigten Komponenten (z.B. Kabel) werden derzeit noch nicht in einer Menge gefertigt werden, um kostentechnisch mit Niederspannungskomponenten preislich zu konkurrieren. Dies kann sich allerdings ändern, wenn zukünftig vermehrt PV-Großkraftwerke und andere Anlagen wie Schnellladeparks mit Mittelspannungstechnik aufgebaut werden.

Abbruchmeilenstein M2:

Der Meilenstein wurde erfolgreich erreicht.

Meilenstein M3:

Der Meilenstein wurde, bedingt durch die Coronabedingte Projektverlängerung, sechs Monate später erfolgreich erfüllt.

1.4 Wissenschaftlicher und technischer Stand

Mit dem genannten Ziel des Vorhabens werden die für bisherige PV-Anlagenkonzepte geltenden normativen Bedingungen der VDE0100 verlassen, die für elektrische Anlagen bis 1500 V_{DC} und 1000 V_{AC} gilt. Die im geplanten Konzept zur Geltung kommende Norm VDE0101 für elektrische Anlagen mit AC-Spannungen größer als 1000 V_{AC} deckt im bisherigen Umfang noch bei weitem nicht die für den Einsatz in PV-Anlagen nötigen Anwendungsgebiete ab.

Daher besteht ein Teil des Vorhabens auch aus normativen Arbeiten, die sich durch die Anhebung der Spannung ergeben. Bisherige Projekte und Entwicklungen (z. B. PV-Kraftwerk2025) loten die Grenzen des bestehenden Normenwerkes der VDE0100 aus und bleiben damit mit der Systemspannung im Niederspannungsbereich (< 1000 VAC / <±1500 VDC). Das skizzierte Vorhaben geht deutlich darüber hinaus und macht den großen Schritt in die Mittelspannungsebene.

Die Komponente DC//DC-Wandler ist für die Mittelspannung bisher sowohl akademisch als auch wirtschaftlich wenig untersucht, da bisher wenige Applikationen existieren wohl deren Verwendung Sinn ergibt. Diese Tatsache hat sich während der Projektlaufzeit ein Stück weit verändert, da einige neue Anwendungsgebiete an Bedeutung gewonnen haben in denen ein Mittelspannungs-DC//DC-Wandler benötigt wird oder als sinnvoll erscheint. Hierzu zählen Schnelllade-Depots und maritime Anwendungen wie elektrisch angetriebene Fähren und die Bordnetzversorgung von Kreuzfahrtschiffen.

1.5 Zusammenarbeit mit anderen Stellen

Im Rahmen des Projektes wurde sehr gut und intensiv mit den Verbundpartnern zusammengearbeitet. Während dieses Teilverhabens wurde darüber hinaus keine Unterbeauftragung von Siemens an Dritte vergeben. Auch aufgrund der mittelfristigen Verwertung von Teilen der Ergebnisse restriktive Informationspolitik gegenüber Dritten ohne Kooperationsvertrag eingehalten werden.

2 Wissenschaftlich-technische Ergebnisse und andere wesentliche Ergebnisse

2.1 Wesentliche Ergebnisse

2.1.1 Zusammenfassung

Kurze Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse -nach Arbeitspaketen

AP10 - Anforderungserstellung und Analyse:

- Es wurde ein Niederspannungs-Referenzsystem zum Vergleich erstellt/ausgelegt
- Die benötigten Kabelquerschnitte wurden für unterschiedliche AC-Verteilspannungen ermittelt und bewertet. Der Vergleich der Kabelpreise gestaltet sich dabei sehr schwierig, da die verfügbaren MS-Aluminiumkabel:
 - Einen teuren Schirm aus Kupfer aufweisen, der in der Applikation so wahrscheinlich nicht benötigt wird
 - MS-Kabel noch in wenigen Applikationen eingesetzt werden und somit die Produktionskosten viel höher als bei NS-Kabel ausfallen

AP11 - Entwicklung Systemkonzept:

- Es wurde ein Systemkonzept erstellt und daraus die Anforderungen an die Einzelkomponenten abgeleitet
- Die gewählte AC-Systemspannung beträgt 1500Vrms
- Die gewählte DC-Spannung zwischen DC-DC-Wandler und Wechselrichter wurde zu 2400V definiert.

AP12 - Untersuchungen zu Schutzkonzepten / Normative Begleitung:

- Wird ein galvanisch getrennter DC-DC-Wandler zwischen dem 1500V-NS-PV-Generator und dem Mittelspannungswechselrichter eingesetzt kann dieses System nach aktuellem Stand der Technik normungsgerecht dargestellt werden. Die galv. Trennung muss dabei den Anforderungen einer Verstärkten Isolation entsprechen. Dieser Ansatz wird von der Siemens AG verfolgt.
- Aus Effizienz- und Kostengründen erscheint die Vermeidung dieser Trennung zukünftig allerdings als nachteilig. Nach aktuellem Stand der Normen muss bei einem solchen System allerdings die PV-Seite allen normativen Regeln aus der Mittelspannung entsprechen.
- Für das Schutzkonzept des Systems ist es ausreichend einzelne Wechselrichter mit Sicherungen abzusichern. Mehrere Umrichter können gruppiert und mit einer gemeinsamen Schalteinrichtung versehen werden.

AP20 - Test & Charakterisierung Bauelemente

- Über Doppelpulsmessungen wurden die eingesetzten SiC-Halbleiter mit und ohne Snubberkondensatoren getestet. Die Halbleiter und das Design sind gut genug um auf diese verzichten zu können.
- Die Anforderung der verstärkten Trennung an den Haupt- und Hilfsspannungstransformator wurde durch zahlreiche Teilentladungsmessung nachgewiesen

AP23 - Entwicklung des DC-DC-Stellers mit modularem Konzept

- Es wurde der PSFB-Wandler als ideale Basistopologie für den modularen und galvanisch getrennten DC-DC-Wandler für das Vorhaben identifiziert. Die Auswahl erfolgte über eine extensive Mehrgrößenoptimierung hinsichtlich Effizienz und Kosten
- Insgesamt sechs PSFB-Wandler wurden aufgebaut und in einem Gesamtsystem verschaltet
- Extensive Untersuchungen zur Realisierung einer sicheren elektrischen Trennung über den Transformator → Erreichung des Ziels mit einem Teilverguss (Wicklung wird ohne Kern vergossen)
- Realisierung der Hilfsspannungsversorgung der Sekundärseiten aus der Primärseite über eine entwickelten PCB-basierten Transformator

AP30: Übergeordnete Regelung / interne Kommunikation

- In Zusammenarbeit mit dem FhG ISE wurde eine Regelungs- und Kommunikationsstrategie erarbeitet und implementiert

AP31: Externe Schnittstellen / Kommunikation nach außen

- Es wurde eine serielle Standardschnittstelle zur Steuerung implementiert
- Eine extern Steuerungseinheit zur Sollwertvorgabe und Überwachung, inkl. Benutzeroberfläche wurde implementiert.

AP32: Systemevaluierung und Demonstration

- Erfolgreiche Test aller Einzelkomponenten des DC//DC-Wandlers
- Der DC-DC-Wandler wurde erfolgreich bei Nenn-Spannung und Nenn-Leistung im Verbund mit dem vom FhG ISE entwickelten Wechselrichter getestet.

2.1.2 AP10 - Anforderungserstellung und Analyse

2.1.2.1 Erstellung eines NS-Referenzsystem (680Vac)

Für das Projekt wurde mit der von Siemens entwickelten Software *PV Planet* ein Referenzsystem eines PV-Großkraftwerks mit Strangwechselrichtern ausgelegt. Das Referenzsystem gilt als Benchmark für das zu entwickelnde Mittelspannungskonzept in MS-Leikra.

Für das Referenzsystem wurde folgende Parameter/Randbedingungen gesetzt:

- Gesamtanlage für 4.8MVA (9.6MVA bei "gespiegelten" Aufbau)
- Generischer 200kVA Strang-Wechselrichter, welche direkt am Modultisch platziert, sind
 - Nennspannung (Ph. – Ph.): 680 Vrms
 - Nennstrom: 3 x 169,8A
- 1500V PV-Module JAM72S20-450/MR
 - Nennleistung: 450W
 - Nennspannung: 41,52V

T PEL PEA-DE

- Nennstrom: 10,84A
- Leerlaufspannung: 49,7V
- Kurzschlussstrom: 11,36A
- Wirkungsgrad: 20,2%
- Ebene Fläche in Deutschland, gleicher Reihenabstand über die Gesamtanlage
- Auslegungsparameter für Querschnittsbestimmung der AC-Kabel
 - Bodentemperatur: 25 °C
 - Erdbodenwärmewiderstand: 2,5 Km/W
 - Belastungsgrad: 0,7
 - Verlegeart: gebündelt
 - Kabelabstand: '7cm
- Aus den Parametern ergeben sich folgende Anlageparameter
 - Tischanzahl: 72
 - Wechselrichteranzahl: 24
 - ges. Generatorleistung 4,86 MWp
 - ges. Wechselrichterleistung: 4,80 MWp

Abbildung 2 zeigt den prinzipiellen Aufbau des Referenzsystems für 4,8 MVA. Die Leistung des Systems kann einfach verdoppelt werden, wenn dieses „nach unten gespiegelt“ wird.

Für die AC-Kabel ergeben sich folgende benötigte Kabel:

- NYY-J mit 240mm² Nennquerschnitt (Kupferkabel)
- NAYY-J mit 400mm² Nennquerschnitt (Aluminiumkabel)

Überlicherweise werden in PV-Großkraftanlagen mit Strangwechselrichtern pro Umrichter vier Kabel/Adern verlegt (3xPhase+PEN-Leiter). Dadurch ergibt sich eine Gesamtkabelbedarf für die 4,8MVA-Anlage von insgesamt 8800m (entsprechend das doppelte bei einer 9,8MVA-Anlage) an Kabeln (Annahme: Jede Ader ein Kabel).

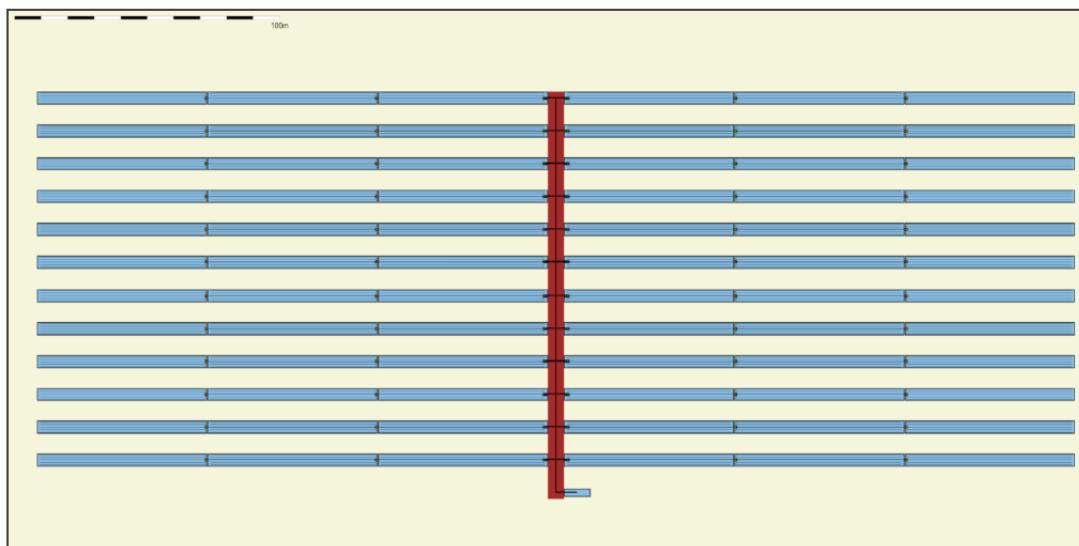


Abbildung 2: Prinzipieller Aufbau des Referenzsystems für 4.8MVA

2.1.2.2 Abschätzung des Einsparungspotential bei den AC-Kabeln

Ein großer Vorteil bei einem Mittelspannungs-Verteilnetz ist, dass im Vergleich zu einem Niederspannungsnetz der Materialaufwand an AC-Kabeln gesenkt werden kann. Gerade bei größeren Kabelquerschnitten entfällt ein sehr hoher Kostenanteil der Kabel auf das leitende Material (Beispiel 95% des Preises eines 240mm² NYY-Kabels entfällt auf das Kupfer). Die Verwendung eines Mittelspannungs-Verteilnetz in einer PV Großkraftanlage sollte somit zu einer signifikanten Absenkung der Kabelkosten führen.

Die Referenzauslegung geht bei den AC-Kabeln von einer maximal zulässigen Verlustleistung von ca. 2.3W pro Meter Kabel aus (für diese Anlage entspricht dies ca. 0.11% Verluste in den AC-Kabeln). Auf dieser Grundlage werden die benötigten Kabelquerschnitte bei höheren Systemspannungen berechnet. Es wird dabei von den Standard-Nennquerschnitten ausgegangen. Die Ergebnisse dieser Berechnung für die AC-Kabel eines 200KVA Wechselrichters sind im linken Plot von Abbildung 3 illustriert. Der rechte Plot von Abbildung 3 zeigt die relative Preiseentwicklung der AC-Kabel getrennt für Kupfer- und Aluminiumkabel (100% sind dabei die Preise der AC-Kabel des Referenzsystems.). Es ist sehr gut zu erkennen, dass eine Erhöhung der Systemspannung zu einer starken Reduktion der AC-Kabelkosten führen kann.

Im Plot wird einmal die Reduktion der Materialkosten aufgezeigt (roter und blauer Graph) und zum anderen reale Kabelpreise. Bei diesen Preisen ist folgendes zu beachten:

- Es handelt sich um 6/10kV Kabel, da diese der Standard für Mittelspannungskabel sind und daher günstig ausfallen. Die Isolation ist somit überdimensioniert und könnte reduziert werden. Bei entsprechend hoher Abnahme könnten diese Sonderanfertigungen preislich attraktiv werden und den Meterpreis senken
- Die Mittelspannungskabel weisen einen Schirm aus Kupfer aus. Dieser trägt merklich zum Kabelpreise zu. Dies wir vor allem bei den deutlich günstigeren Aluminiumkabeln deutlich (Beispiel: bei einem

120mm² Aluminiumkabel trägt das Kupfer des Schirms ca. 30% zum Preis bei.). Zum jetzigen Zeitpunkt kann nicht festgelegt werden, ob dieser Schirm benötigt wird. Hierzu sind genauere Untersuchungen zum Kompromiss hinsichtlich Störsicherheit und Kabelkosten notwendig. (Anmerkung: Niederspannungskabel in aktuellen PV-Großkraftanlagen werden i.d.R. ohne Schirm verwendet.)

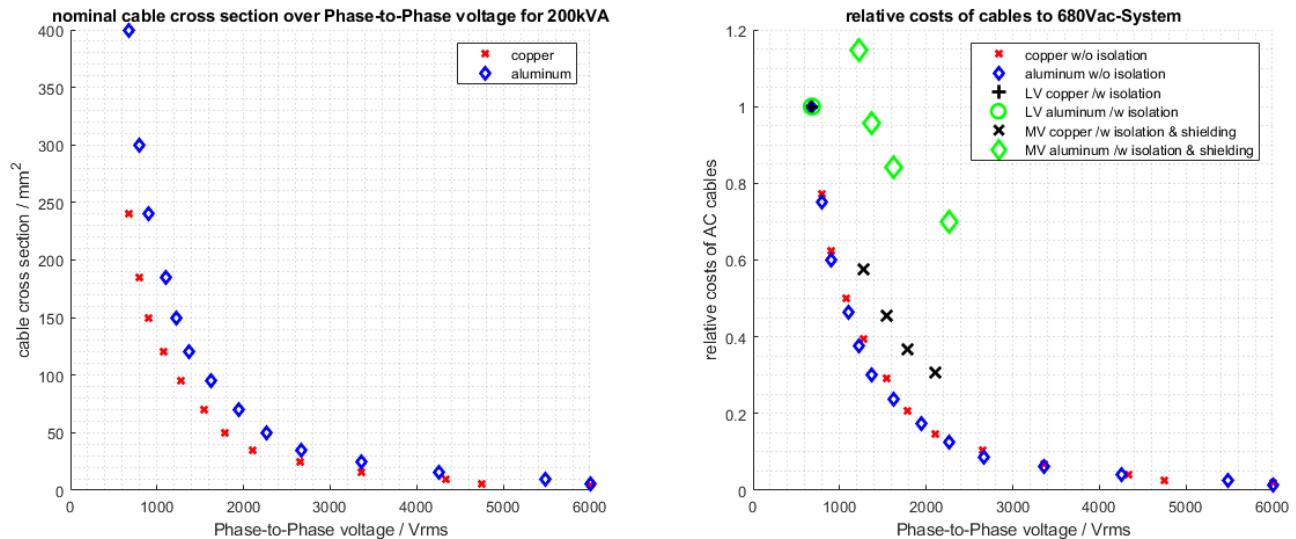


Abbildung 3: Benötigte Kabelquerschnitte bei höheren Systemspannungen und relative Kabelkosten (Stand Feb. 2021)

Betrachtetet man die Absolut-Kosten pro lfm (Abbildung 4) wird deutlich, dass aufgrund der Kupfer- und Aluminiumpreise zum aktuellen Zeitpunkt (Feb. 2021) die Verwendung von Aluminiumkabel stark bevorzugt wird. Die gilt auch trotz der Nachteile von Aluminiumkabel:

- Höhere Querschnitte → schlechtere Handbarkeit
- Aufwendigere Kontaktierung
- Höherer Wartungsaufwand

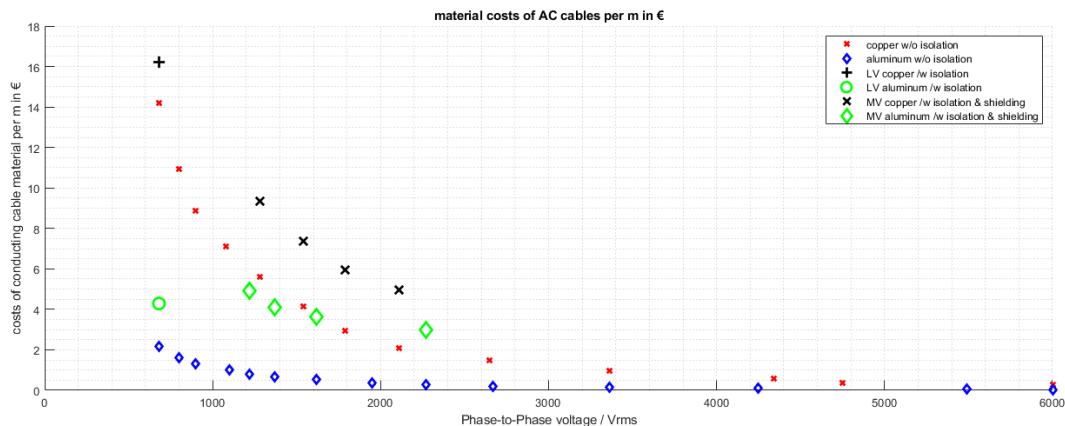


Abbildung 4: Kabelkosten pro Meter für 200kW Strangwechselrichter (Stand Feb. 2021)

Im Rahmen des Projekts hat sich Siemens und das Fraunhofer ISE auf eine AC-Spannung von 1500Vrms für den Demonstrator geeinigt, da diese Spannung relativ gut mit den aktuell verfügbaren Halbleiterbauelementen darstellbar ist.

Tabelle 2 zeigt die Kabelkosten eines Mittelspannungssystem mit ca. 1500Vrms im Vergleich zu dem 680Vrms-Niederspannungssystem. Bei der Verwendung von Aluminiumkabel (6/10kV-Kabel mit Schirm!) können die Kabelkosten von 38,4k€ auf 36,6k€ (4,5%) gesenkt werden. Ein alternativer Ansatz ist die übertragene Leistung zu erhöhen: Bei Aluminiumkabel könnte es vorteilhaft sein immer zwei 200kVA Wechselrichter direkt parallel zu schalten und über gemeinsame Kabel die Leistung zum AC-Skid zu übertragen. Der benötigte Kabelquerschnitt ist mit 400mm² identisch zum 680Vrms-Referenzsystem, aber die benötigte Kabellänge wird halbiert. In diesem Fall können die Kabelkosten von 38,4k€ auf 29,5k€ (ca. 23%) gesenkt werden. Wie bereits geschrieben können die Kabelkosten im Mittelspannungssystem um weitere ca. 30% gesenkt werden, wenn auf den Kupferschirm in den Kabeln verzichtet werden kann.

Tabelle 2: Übersicht der AC-Kabel: Vergleich von Nieder- und Mittelspannung

Anzahl paralleler WR	AC Spannung (Vrms)	Benötigter Querschnitt		Kabeltyp		Kabelkosten für 4.8MVA	
		Kupfer	Aluminium	Kupfer	Aluminium	Kupfer	Aluminium (Anteil vom Cu-Schirm)
1	680	240	400	NYY-J 01X240	NAYY-J 01X400	146 k€	38,4 k€ (0%)
1	1300-1550	70	120	N2XSY 01X70/16 6/10 kV	NA2XS(F)2Y 01X120/16 06/10 kV	66 k€	36,6 k€ (29,7%)
2	1500-1550	240	400	N2XSY 01X240/25 6/10 kV	NA2XS(F)2Y 01X400/35 6/10 kV	90,4 k€	29,5 k€ (32,3%)
1	2100-2300	35	50	N2XSY 01X35/16 6/10 kV	NA2XS(F)2Y 01X50/16 06/10 kV	44,6 k€	26.8 k€ (40.7%)

2.1.3 AP11 - Entwicklung Systemkonzept

2.1.3.1 Aufbau der Anlage

Abbildung 5 zeigt den finalen Entwurf eines PV-Großkraftwerks mit Strangwechselrichtern und Mittelspannungsverteilnetz. Mehrere PV-Stränge werden in einem DC-Combiner parallelgeschaltet und mit einem DC/DC-Wandler, der nahe dem PV-Feld platziert ist, auf Mittelspannungsniveau gesetzt. Ein nachgeschalteter Strangwechselrichter erzeugt eine AC-Mittelspannung, mit der die Leistung zum AC-Skid geleitet wird. Am AC-Skid werden alle Stränge gesammelt und über einen Mittelspannungstransformator auf 20/24kV oder 30/36kV transformiert. Als Leistung einer DC/DC-Wechselrichtereinheit werden 250kVA definiert. Die zu entwickelten Komponenten werden für eine AC-Spannung von 1500Vrms ausgelegt, da in diesem Spannungsbereich die Verfügbarkeit der benötigten Halbleiter gegeben ist.

Im gezeigten Konzept bewusst die Anzahl an benötigten Schalter niedrig gehalten, um Kosten niedrig zu halten. Die Betriebssicherheit der Anlage wird mit einem optimierten Aufbau und Sicherungen sichergestellt. Dieses Schutzkonzept wurde normativ validiert und könnte somit in einer größeren Anlage umgesetzt werden.

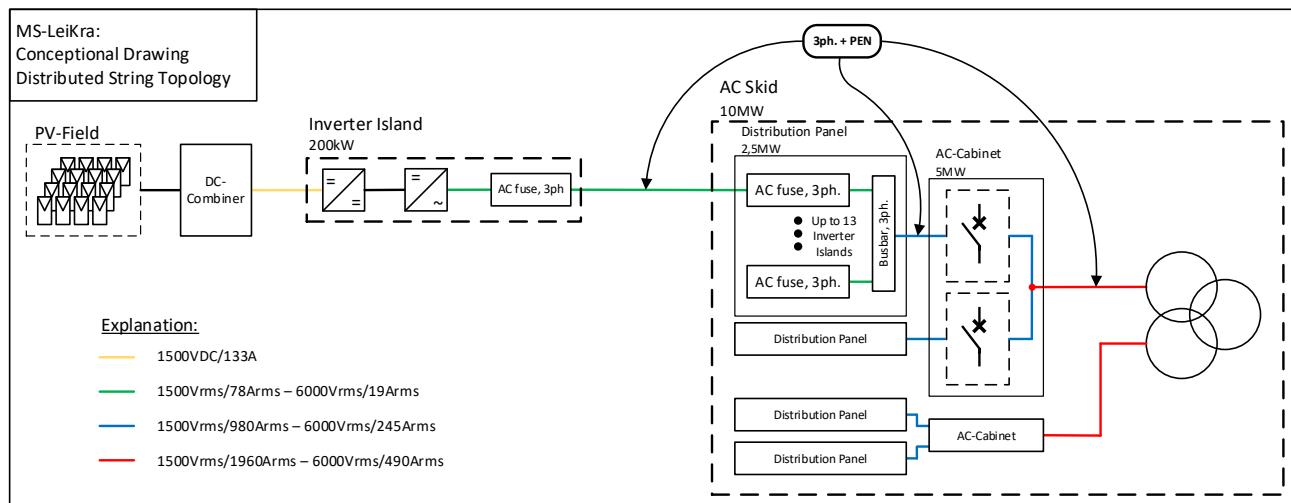


Abbildung 5: Konzept eines PV-Kraftwerks mit Strangwechselrichtern und Mittelspannungsverteilnetz

Das Konzept eignet sich sowohl für den galvanisch getrennten DC-DC-Wandler als auch dem nicht galv. nicht getrennten DC-DC-Wandler, der vom Fraunhofer Institut ISE entwickelt wurde (siehe Kapitel 2.1.4).

2.1.4 AP12 - Untersuchungen zu Schutzkonzepten / Normative Begleitung

Mit dem Ziel von MS-Leikra die AC-Spannung im Verteilnetz in die Mittelspannung zu heben, werden die für bisherige PV-Anlagenkonzepte geltenden normativen Bedingungen der VDE0100 verlassen, die für elektrische Anlagen bis 1500 VDC und 1000 VAC gilt.

Vom PV- Feld über die DC Combiner, bis hin zum Eingang des DC/DC Stellers des Inverter Island, bleibt das Konzept im normativen Niederspannungsbereich für Gleichstrom, d.h. bis zu einer Grenze von 1500 V DC.

T PEL PEA-DE

Um hier nicht die Hochspannungsnormen bei DC berücksichtigen zu müssen, ist eine galvanische Entkopplung im DC/DC Steller zwingend nötig.

Die im Konzept zur Geltung kommende Norm VDE0101 für elektrische Anlagen mit AC-Spannungen größer als 1000 VAC deckt im bisherigen Umfang die für den Einsatz in PV-Anlagen nötigen Anwendungsgebiete u.U. lediglich begrenzt ab.

Im Arbeitspaket AP12 wurden folgende Themen bearbeitet:

- Recherche und Evaluierung der aktuellen Normenlage
- Darstellung der aktuellen Normungslage. Hier wurden auch Normen betrachtet, die sich auf die Gesamtlösung beziehen. Die Auswahl wurde mit Unterstützung weiterer Spezialisten nach bestem Wissen getroffen, kann jedoch nicht den Anspruch auf Vollständigkeit erheben.
- Bewertung der Relevanz für das Wechselrichterkonzept
- Untersuchung dieser Normen auf Normierungslücken. Zunächst wird davon ausgegangen, dass eine galvanische Trennung zwischen dem Eingang des DC/DC Wandlers besteht, so dass der PV- Generator in Gänze im DC- Niederspannungsbereich bis 1500 V DC betrieben wird. Richtung Wechselrichter sind im Zwischenkreis Spannungen höher als 1500 V DC realisierbar. In dem gemeinsamen Gehäuse von DC/DC Steller und Wechselrichter wird davon ausgegangen, dass die Komponenten für den Zwischenkreis keinen zusätzlichen Normierungsaufwand erfordern.
- Detaillierte Spezifikation der Normungslücken im Hinblick auf das geplante Systemkonzept

Ergebnisse

Es liegt ein Bericht über die Untersuchungen der Normungslage vor, der bei Bedarf eingereicht werden kann. Im Folgenden die Zusammenfassung der Ergebnisse:

- Die Installationsnormen für die Nieder- und Mittelspannungsebenen weisen keine Normierungslücken auf. Hierzu gehören:

VDE 0100; VDE 0101

- Normen, die den erweiterten Spannungsbereich abdecken, werden aufgeführt, wurden jedoch nicht weiter untersucht. Hierbei ist zu beachten, dass die EN 50187 auf mehrere harmonisierte Dokumente verweist, die zurückgezogen wurden. Die Norm IEC 62477-1 soll Nachfolgerin werden, ist jedoch international nicht anerkannt. (Es gibt z.B. in den USA kein Pendant) Für den erweiterten Spannungsbereich musste die IEC 62477-2 zusätzlich erstellt werden.

IEC 60204-11, EN 50187, 62477-2

- Die spezifischen Normen für die Photovoltaik dagegen sind meist nur bis 1500 V DC und 1000 V AC gültig. Zu nennen sind hier:

IEC 61727, IEC 62093, IEC 62109-1-2, IEC 62548

Hier besteht ein noch näher zu spezifizierender Normungsbedarf, der dann akut wird, wenn keine allgemeinen Produkt- Prüf- und Sicherheitsstandards existieren, die das Konzept normativ abbilden können, oder keine Anpassungen der Spannungsebenen über Wandler/Transformatoren erlauben.

- Normen, die speziell für Antriebsumrichter gelten, haben nicht im Fokus, dass DC in den Zwischenkreis eingespeist wird. Es fehlen Angaben über die Spannungswerte, da es sich um geschlossene Einheiten handelt. Hier handelt es sich um Normierungslücke in Bezug auf PV- Umrichter. Diese Lücken sind dann den PV- Umrichternormen entsprechend bis 1500 V DC anzupassen.

IEC 61800

Aus Sicht des Projekts ist somit die Entwicklung/Realisierung des Projekts unter Einhaltung der Normen möglich, wenn ein galvanisch getrennter DC//DC-Wandler eingesetzt wird. Dieser Ansatz wird daher von der Siemens AG verfolgt

Aus Effizienz- und Kostengründen erscheint die Vermeidung dieser Trennung zukünftig allerdings als nachteilig. Nach aktuellem Stand der Normen muss bei einem solchen System allerdings die PV-Seite allen normativen Regeln aus der Mittelspannung entsprechen.

- Für das Schutzkonzept des Systems ist es ausreichend einzelne Wechselrichter mit Sicherungen abzusichern. Mehrere Umrichter können gruppiert und mit einer gemeinsamen Schalteinrichtung versehen werden.

Im Anhang: Bewertete Normen (Stand 21.10.2020) sind die untersuchten Normen und deren Projektrelevanz dargestellt.

2.1.5 AP20 - Test & Charakterisierung Bauelemente

2.1.5.1 Test der Halbleitermodule mittels Doppelpulstest

Zum Test der Leistungselektronik wurden Doppelpulsmessungen durchgeführt. Dabei wurden die benötigten Strom- und Spannungswerte erreicht. Die Messungen wurden je am High-Side-Schalter durchgeführt; der Low-Side-Schalter wurde mit einer Totzeit von 400ns mit getaktet.

Das Leistungsteil bietet optional die Möglichkeit Keramikkondensatoren als Snubber über die Halbbrücken aufzulöten um die Überspannung an den Halleitern zu Reduzieren.

T PEL PEA-DE

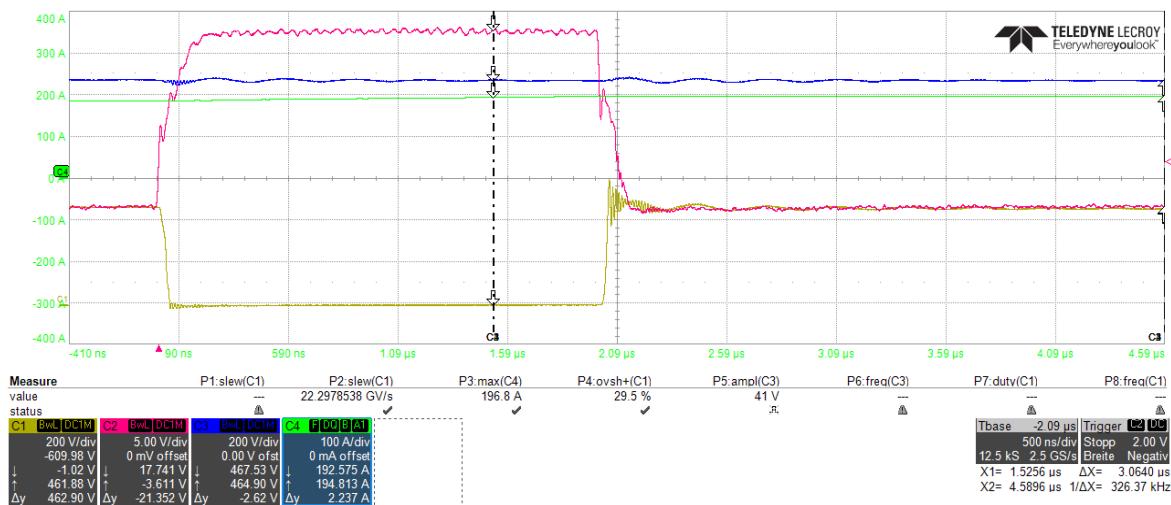


Abbildung 6: Doppelpulstest mit Snubberkondensatoren

Abbildung 6 zeigt einen Doppelpulstest mit Snubberkondensatoren und die Abbildung 8 und Abbildung 7 zeigen diesen Test ohne Snubberkondensatoren. Beide Varianten funktionieren in den gezeigten Arbeitspunkten ($V_{dc}=500V$ & $750V$, $Id = 200A$). Selbst bei maximaler Spannung ($DC=750V$) und einem Nennstrom von $200A$ (dieser Arbeitspunkt ist an einer realen $1500V$ -PV-Anlage nicht möglich) beträgt Abschaltspannung ohne Snubber $925V$, womit eine ausreichend große Spannungsreserve für das $1200V$ -Bauteil vorliegt. Im Nennarbeitspunkt ($V_{dc} = 500V$, $Id=200A$) beträgt die Abschaltspannung ohne Snubber $612V$ und mit Snubber $541V$, was die Wirkung der Snubberkondensatoren anschaulich demonstriert. Die zusätzlichen Kondensatoren sorgen neben höheren Kosten aber zugleich auch für eine niederfrequente Schwingung (hervorgerufen durch den Schwingkreis aus Snubber, DC-Kondensator und parasitären Induktivitäten).

Die Schaltgeschwindigkeiten sind mit $22-23 \text{ kV}/\mu\text{s}$ für SiC-MOSFET-Leistungsmodulen ausreichend hoch um effizient zu schalten ohne den Aufwand an EMV-Entstörfiltern drastisch zu erhöhen. Da die Schaltmessungen auch ohne Snubberkondensatoren als sehr gut bewertet werden, wurden diese final nicht bestückt um Kosten zu sparen.

T PEL PEA-DE

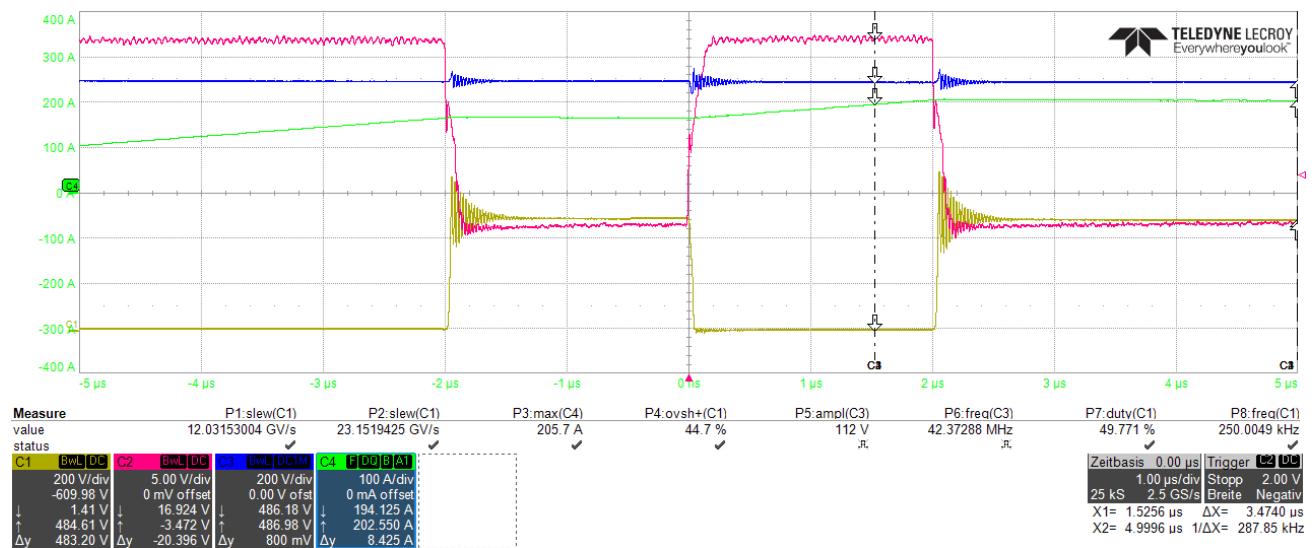


Abbildung 7:Doppelpulstest ohne Snubberkondensatoren (VDC = 500V)

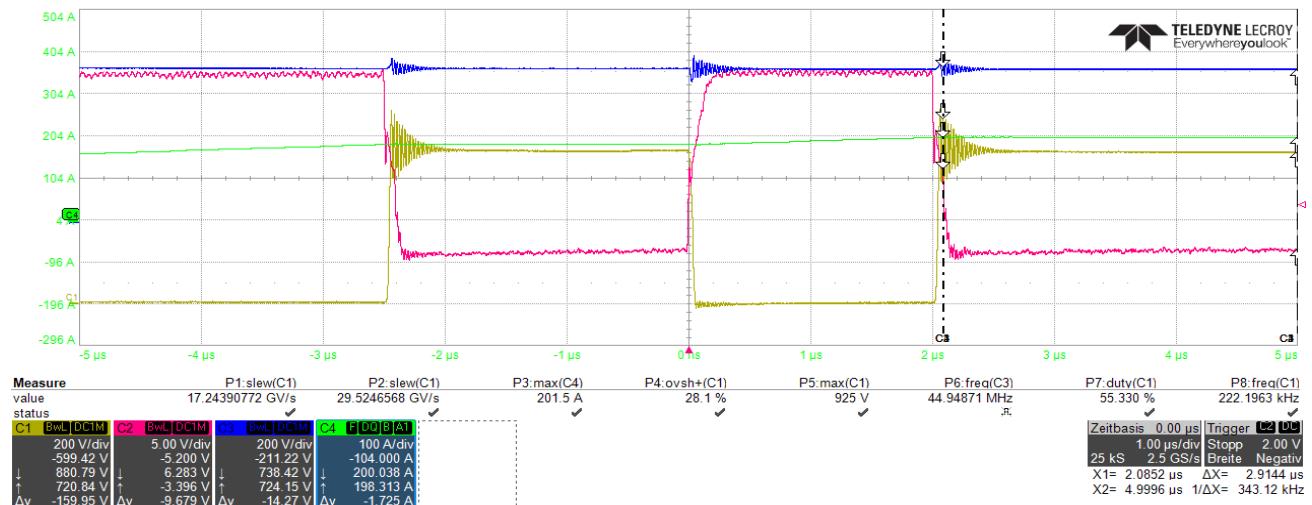


Abbildung 8: Doppelpulstest ohne Snubberkondensatoren (VDC = 750V)

2.1.5.2 Teilentladungstest zum Isolationsnachweis der Transformatoren

Für den Nachweis der sicheren elektrischen Trennungen wurden im Zuge des Transformator-Designs (siehe Kapitel 2.1.6.7) umfangreiche Teilentladungsmessungen durchgeführt. Neben dem Haupt- und Hilfsspannungstransformator wurden auch Litzen, Vergüsse und Abstands-Isoaltionsmaterialen getestet. Eine Auswahl der TE-Tests

- Test von sieben Litzen mit verschiedenen Bandagen und Umspinnungen in allen Kombinationen mit drei verschiedenen Vergüssen

- Zwei Litzen gleichen Typs verdrillt mit Kontakt im Probebehälter (Auszüge in Abbildung 9)
- Zwei Litzen gleichen Typs mit verschiedenen abständen und Materialien



Abbildung 9: Versuchsaufbauten mit verschiedenen verdrillten Litzen und Vergüssen

2.1.6 AP23 - Entwicklung des DC-DC-Stellers mit modularem Konzept

2.1.6.1 Topologiestudie über modulare DC-DC-Steller für MV-PV-Großkraftwerke

Nichtisolierende Wandler

Im Rahmen des Projekts erfolgte eine erste Evaluierung und Grobauslegung verschiedener Topologien über galvanisch nicht isolierende DC/DC-Wandler mit modularem Charakter. Dabei wurden folgende Topologien betrachtet:

- Symmetrisch “gestackte” Boost-Converter
- Verschiedene Kombinationen von Boost-Converters mit Cockcroft-Walton Spannungsvervielfacher
- Verschiedene Kombinationen von Boost-Converters mit Dickson Spannungsvervielfacher
- Multi-Level-Flying Capacitor

Als vielversprechendste Lösung stellt sich hierbei der Multi-Level-Flying Capacitor DC/DC-Wandler heraus. Im laufenden Projekt wurde aufgrund der Normungslage (siehe Kapitel 2.1.4) im Konsortium beschlossen, dass Siemens einen galvanisch getrennten DC//DC-Wandler aufbaut, da dieser ohne Anpassung der Normen eingesetzt werden kann. Der nicht isolierende Multi-Level-Flying Capacitor DC/DC-Wandler wurde im Rahmen von studentischen Abschlussarbeiten weiter untersucht und seine Eignung wurde dort nachgewiesen,

Isolierende Wandler

Als galvanische Isolierte DC//DC-Wandler werden in der Regel der LLC, der Phase-Shift (PS) Wandler und die Dual-active Bridge betrachtet. Da im Projekt nur ein unidirektonaler Leistungsfluss benötigt wird lag der Fokus auf den LLC und den Phase-Shift Wandler.

Die galvanische Trennung der Wandler erlauben einen sehr modularen Aufbau, indem mehrere Wandler kleinerer Leistung in Serie und Parallel geschaltet. Abbildung 10 illustriert einen Beispielaufbau mit vier

DC//DC-Wandlern (im folgenden auch Submodule genannt) deren Sekundärseiten in Serie verschaltet sind. Primärseitig werden je zwei Submodule in Serie geschaltet und beide Serienschaltungen parallel betrieben. Es wird deutlich, dass dieses Konzept sehr flexibel hinsichtlich der Skalierung von Leistung und Spannung ist.

Aufgrund der Vielzahl an sich ergebenden Freiheitsgraden werden im Rahmen des Projekts generische Auslegungsskripte erstellt und/oder weiterentwickelt. Diese Skripte erlauben eine automatische Grobauslegung der Systeme inklusive der benötigten magnetischen Bauelemente.

Für diese Auslegungen werden folgende Randbedingungen variiert:

- **Allgemein**
 - Leistung eines Submoduls
 - Verschiedene Parallel- und Serienschaltzahlen
 - Eingesetzte Halbleitermodule (Standard 650V oder 1200V Si und SiC-Bauelemente)
 - Übersetzungsverhältnis des Transformators
- **LLC**
 - Verschiedene Kombinationen der eingesetzten Komponenten des Resonanzkreises
 - Zulässige Bereich der Schaltfrequenz
- **Phase-Shift-Wandler**
 - Schaltfrequenz
 - Zulässiger Stromrippel in Ausgangsdrossel
 - Größe der Serieninduktivität im Primärkreis
- **Auslegung der magnetischen Bauteile**
 - Verschiedener Ferrite (z.B. N87, N95, N97)
 - Kernformen (EE, UI, UU, 2UU,...), Kerngrößen und Anzahl von parallelen Kernen
 - Wicklungsarten (Volleiter, HF-Litze, Folie)

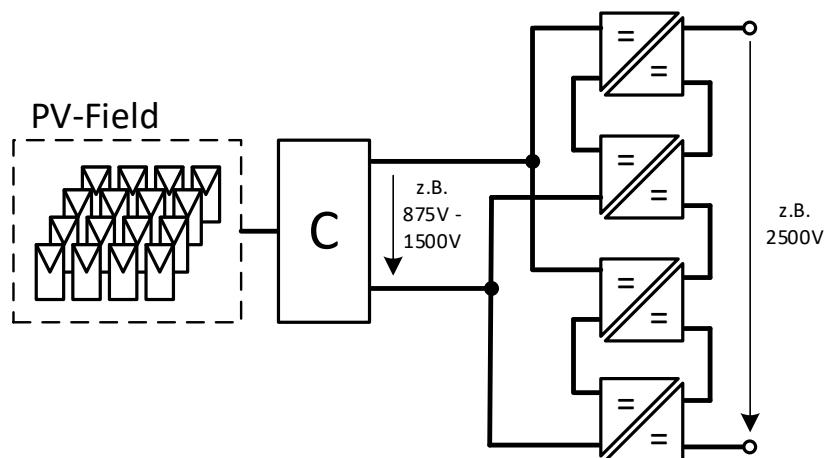


Abbildung 10: Beispiel einer Verschaltungsart von mehreren galvanisch getrennten DC/DC-Wandler

Laut dem gemeinsam mit dem Projektpartnern erstellten Spezifikationsdokuments muss der DC/DC-Wandler folgende elektrischen Parameter aufweisen.

- Ausgangsspannung: $V_{out} = 2400V$ (konstant)
- PV-/Eingangsspannung:
 - Leerlauffest bis 1500V
 - MPPT-Bereich: 850-1200V
- Nennleistung: 250kW

Aufgrund der Vielzahl an sich ergebenden Freiheitsgraden wurden generische Auslegungsskripte erstellt und/oder weiterentwickelt. Diese Skripte erlauben eine automatische Grobauslegung der Systeme inklusive der benötigten magnetischen Bauelemente. Es wurden mehrere „Vor-Optimierung“ durchgeführt um die Anzahl der untersuchten Komponenten und günstige Randbedingungen vorzu sortieren. Ein wichtiger Faktor bei der Optimierung ist die Systemkonfiguration. Tabelle 3 zeigt die sinnvollsten Konfigurationen; Abbildung 10 skizziert in einem Blockschaltbild Konfiguration 1 mit vier Submodulen. Alle Konfigurationen haben gemein, das PV-seitig mindestens zwei Submodule in Serie geschaltet werden. Dies liegt darin begründet das Standardhalbleiter mit Sperrspannungen $\leq 1200V$ zum Einsatz kommen sollen und der Wandler eingesseitig bis 1500 stellen müssen. Die Studie zeigt, dass in der vorliegenden Anwendung 1200V-Halbleiter viel besser abschneiden als Halbleiter der 650V-Klasse. Es werden daher im Folgenden nur noch 1200V Halbleiter betrachtet.

Tabelle 3: Übersicht über die untersuchten Konfigurationen

	Primärseite SM in Serie	Primärseite SM parallel	Sekundärseite SM in Serie	Sekundärseite SM parallel	Leistung SM/ kW
1	2	2	4	1	62.5
2	2	3	6	1	41.6
3	3	2	6	1	41.6
4	2	4	4	2	31.25
5	2	5	5	2	25

Die abschließende Optimierung wurde mit folgenden Randbedingungen/Komponenten durchgeführt:

- **Allgemein**
 - Konfiguration (Verschiedene Parallel- und Serienschaltzahlen, vgl. Tabelle 3)
 - 4 Submodule
 - 6 Submodule
 - 8 Submodule
 - 10 Submodule

- Eingesetzte Halbleitermodule Primärseite:
 - FF6MR12W2M1_B11
 - FF6MR12W2M1_B70
 - FF8MR12W2M1_B11
 - FF11MR12W1M1_B11
 - FF11MR12W1M1_B70
 - FF23MR12W1M1_B11
 - SK200MB120CR03TE2
 - SK250MB120CR03TE2V1
 - SK150MB120CR03TE2
 - FF2MR12KM1P
 - FF6MR12KM1
 - FF3MR12KM1P
- Eingesetzte Halbleitermodule Sekundärseite:
 - GB2X100MPS12-227
 - 10-PZ12ORA100RO-LH00J88Y (2 parallel)
 - GB2X50MPS12-227 (2 parallel)
 - DDB2U60N12W1RF_B11 (2 parallel)
 - GC50MPS12-247 (2 parallel)
- Übersetzungsverhältnis des Transformators (Abhängig von der Konfiguration)
- **LLC**
 - Verschiedene Kombinationen der eingesetzten Komponenten des Resonanzkreises
 - Resonanzkondensator: 5nF – 10 μ F (35nF Schritte)
 - Parallelinduktivität: min. 1 μ H
 - Serieninduktivität ergibt sich aus Berechnungsalgorithmus
 - Schaltfrequenz im Nennpunkt (entspricht kleinster auftretenden Schaltfrequenz): sieben Schaltfrequenzen im Bereich: 40-150kHz
 - Phasenreserve im Nennpunkt: 10°
- **Phase-Shift-Wandler**
 - Schaltfrequenz: acht Schaltfrequenzen im Bereich: 8-80kHz
 - Zulässiger Stromrippel in Ausgangsdrossel: 10%, 20%, 30%, 40%
- **Auslegung der magnetischen Bauteile**
 - Verschiedener Ferrite (z.B. N87, N95, N97)
 - Kernformen (EE, UU, 2UU), Kerngrößen und Anzahl von parallelen Kernen
 - Wicklungsarten (Volleiter, HF-Litze, Folie)

Für die Kostenberechnung der Topologien wurden Erfahrungswerte für folgende Komponenten berücksichtigt

- Leistungshalbleiterhalbleiter
- Kerne und Litzen von Transformatoren und Induktivitäten im Leistungsteil
- Ausgangskondensatoren

T PEL PEA-DE

- LLC: Resonanzkondensator
- Treiber
- Regelungs- und Steuerungseinheit
- Messelektronik
- Kühlkörper (grobe Schätzung)

Für die Studie wurden alle Kombinationen der oben genannten Parameter durchgeführt. Jede daraus erhaltene Auslegungen würde auf Gültigkeit geprüft (Einhaltung von Grenzwerten, z.B. Sperrsichttemperaturen) und für diese die Materialkosten und der europäische Wirkungsgrad berechnet. Für den LLC-Converter wurden so ca. 50.000 gültige Auslegungen und für den Phase-Shift-Wandler ca. 15.000 Auslegungen gefunden. Aufgrund der enormen Datenmenge wurde für jede Topologie und für jede Systemkonfiguration die jeweils 100 effizientesten und 100 günstigsten Auslegungen ausgewählt. Abbildung 11 zeigt die übrig gebliebenen ca. 2.000 Auslegungen in einem Diagramm (Kosten über europäischen Wirkungsgrad). Als rote Linie ist die so genannten Paretofront eingezeichnet: Auslegungen die auf dieser Linie liegen können:

- Nur durch höhere Kosten effizienter ODER
- Nur durch eine geringere Effizienz günstiger werden.

Es ist gut zu erkennen, dass die Kosten sehr stark mit der Anzahl der verwendeten Submodule abhängt: Konfigurationen mit wenigen Submodulen sind vorrangig aufgrund der niedrigeren Offsetkosten für Treiber, Control, etc. günstiger als Auslegungen mit mehreren Submodulen. Besonders effizient werden die Auslegungen, wenn mehr Submodule mit insgesamt größerer Halbleiterchipfläche verwendet werden.

Weiterhin ist auffällig, dass die Phase-Shift-Wandler (PSFB) besser performen als die LLC-Converter. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass die Wirkungsgrade derart eng beisammen liegen, dass diese wahrscheinlich schon außerhalb des Vertrauensintervalls der Lösungen zwischen zwei verschiedeneren Topologien liegen. Soll heißen: Der relative Vergleich zweier Auslegungen der gleichen Topologie ist als besser anzusehen als der relative Vergleich zwei Auslegungen mit verschiedenen Topologien (verschiedene Skripte mit verschiedenen Vereinfachungen und verschiedenen Komponenten).

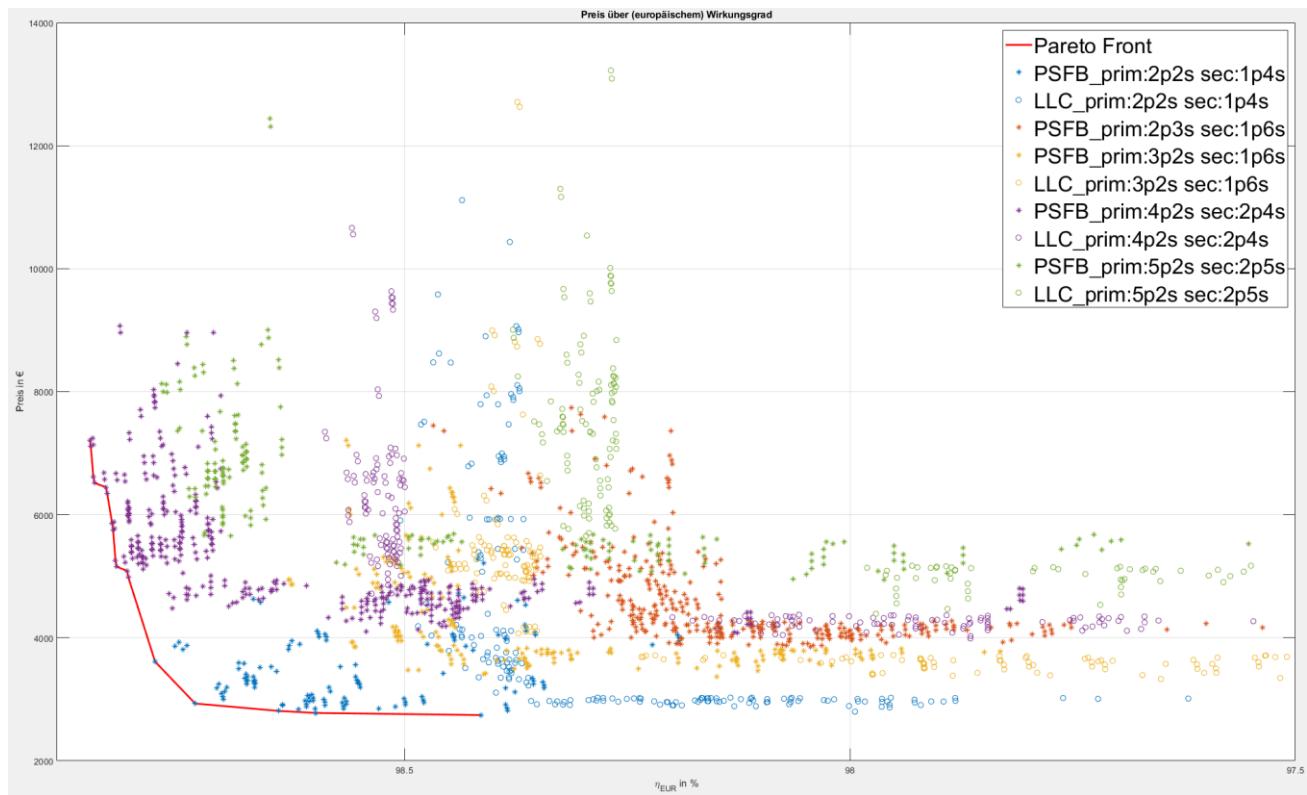


Abbildung 11: Berechnete Auslegungen: Materialkosten vs. europäischen Wirkungsgrad

Betrachtet man Auslegungen nahe der Paretofront genauer (Abbildung 12 - Abbildung 14) fällt auf, dass das nahezu alle dieser Auslegungen die folgenden Leistungshalbleiter verwenden (sowohl für Auslegungen mit 4 als auch 6 Submodulen):

- Primäreiteig: 1200V Infineon SiC-MOSFET-Halbbrückenmodul FF6MR12W2M1_B70
- Sekundärseitig: 1200V Infineon SiC-DIODEN-Halbbrückenmodul DDB2U60N12W1RF_B11

Dies spricht für ein gutes Preis/Leistungs-verhältnis dieser Module (Anmerkung: Es ist anzunehmen, dass Siemens bei Infineon besonders gute Konditionen erhält).

Diese Halbleitermodule kommen sowohl im LLC als auch im PSFB zum Einsatz. Es war somit möglich, die Entscheidung, welche Topologie im finalen Muster zum Einsatz kommt zu verschieben und für beide Topologien eine Validierung der Berechnungsergebnisse mit dem gleichen primären Leistungsteil durchzuführen. Weiterhin fiel bei den Auslegungen mit vier Submodulen auf, dass sehr viel Kernmaterial für die Magnetics aufgewendet werden muss, was zu einem hohen Gewicht der Wandler führt.

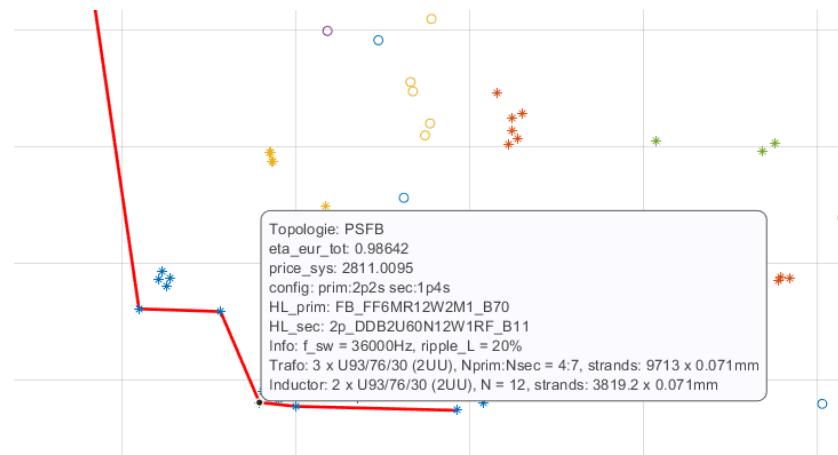


Abbildung 12: PSFB-Auslegung mit 4 Submodulen (reduzierte Anzahl an Auslegungen im Gesamtplot)

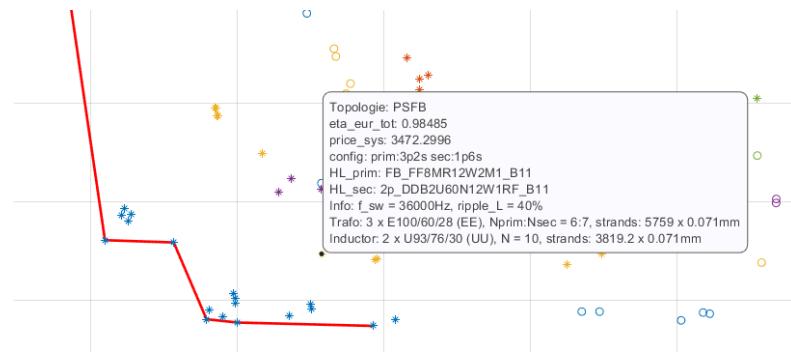


Abbildung 13: PSFB-Auslegung mit 6 Submodulen (reduzierte Anzahl an Auslegungen im Gesamtplot)

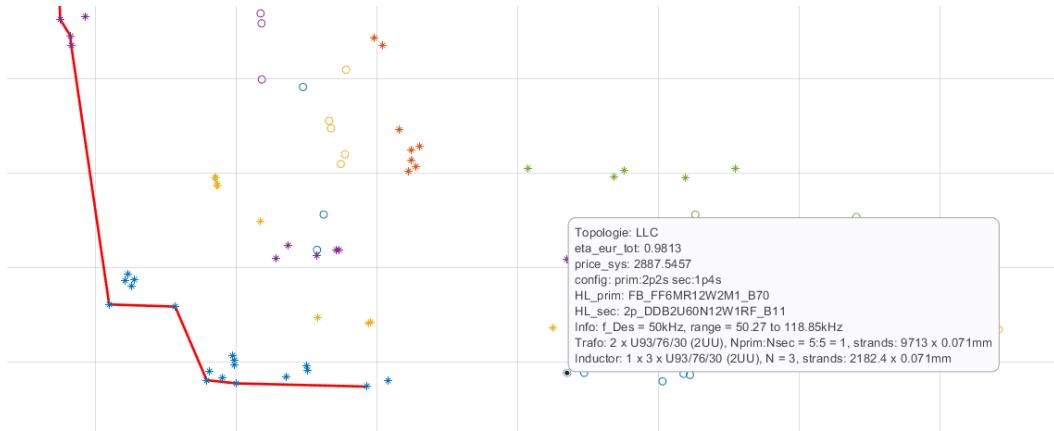


Abbildung 14: LLC-Auslegung mit 4 Submodulen (reduzierte Anzahl an Auslegungen im Gesamtplot)

2.1.6.2 Realisierung der Primärseite

Wie im vorrangegangenen Kapitel beschrieben, kann ein Leistungsteil aufgabt werden, das sowohl optimierte LLC- als auch PSFB-Auslegungen eingesetzt werden kann. Es wurde eine Primärseite mit folgenden Parametern designt und aufgebaut (siehe Abbildung 15 und Abbildung 16).

- Vollbrückenkonfiguration
- Infineon SiC-MOSFETs (easy2B, RDS(on): 6mΩ): FF6MR12W2M1_B70
- Kühlkörper mit Vapour-Chamber (Coolermaster)
- Treiberdesign bis mind. $f_p = 250\text{kHz}$
- Temperaturmessung an Modul-NTC
- Galv. getrennte DC-Spannungsmessung über DeltaSigma-Wandler

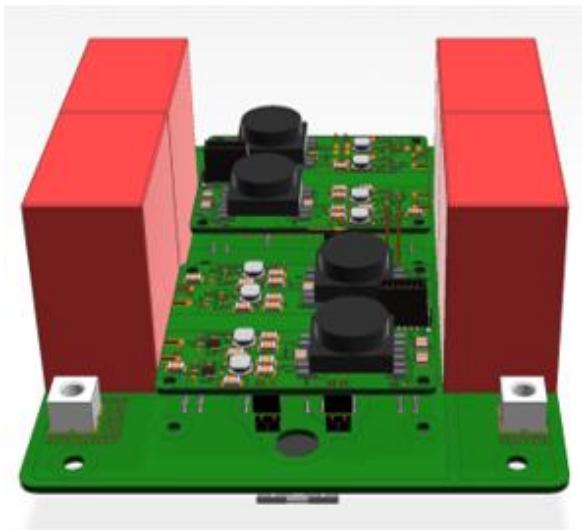


Abbildung 15: 3D-Modell der realisierten Primärseite

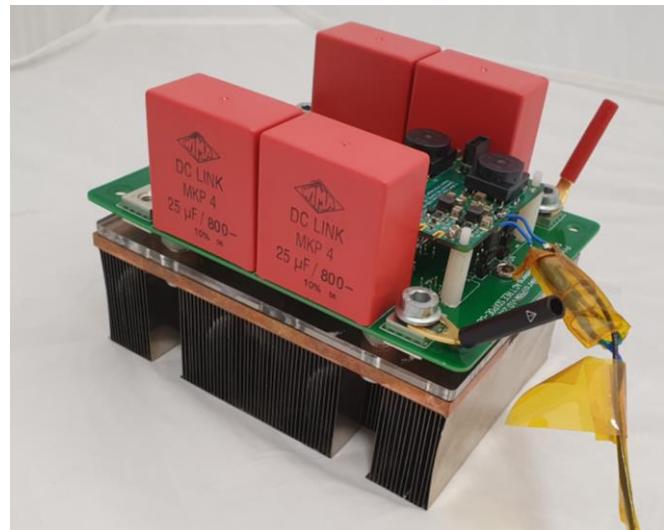


Abbildung 16: Foto der realisierten Primärseite

2.1.6.3 Gewählte Topologie für den galv. Getrennten DC-DC-Wandler

Der PSFB mit sechs Modulen wurde als geeignete Topologie für das Vorhaben identifiziert (siehe Abbildung 18). Im Vergleich zu den Lösungen mit LLC weißt er folgende Vorteile auf:

- Geringeres Gewicht der passiven Komponenten
- Der Transformator weist mehr Platz im Wickelfenster auf, was die Realisierung der verstärkten Isolation vereinfacht.

Der modularer 250kW DC//DC Wandler wurde aus der Reihen- und Parallelschaltung von insgesamt sechs Wählern (=Submodul) mit je 41.6kW realisiert. Auf der Primär-/PV-Seite werden dabei immer zwei Submodule in Serie geschaltet, womit sich die PV-Spannung der 1500V-Module immer hälftig auf zwei Submodule aufteilt. Es ist daher naheliegend zwei Submodule mechanisch und elektrisch in einem so genannten Doppelsubmodul zu realisieren.

Drei der Doppelsubmodule werden PV-seitig parallel verschaltet, während alle sechs Sekundärseiten der Submodule in Serie geschaltet werden (siehe Abbildung 17).

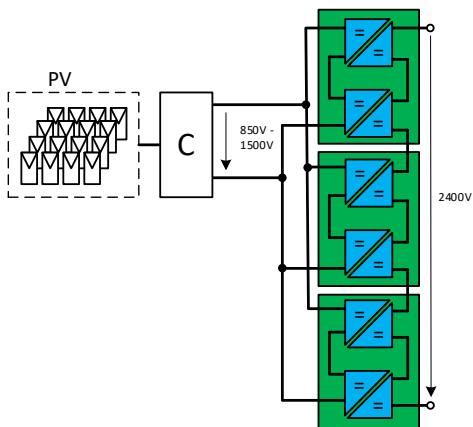


Abbildung 17: Finales Systemkonzept des modularen DC//DC-Wandlers mit 6 Submodulen

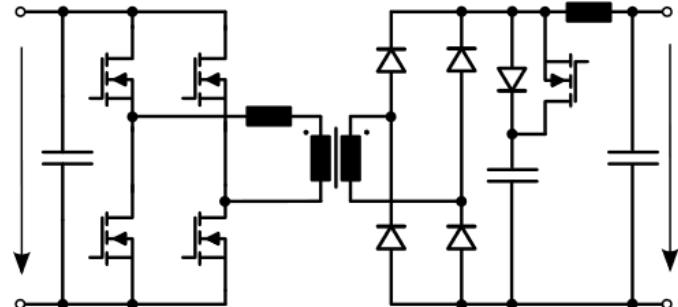


Abbildung 18: Schaltplan eines Submoduls als PSFB DC//DC-Wandler mit aktiver Snubberschaltung

2.1.6.4 mechanischer Aufbau des DC-DC-Wandlers

Zwei Submodule werden mechanisch in einem 19"-Einschubgehäuse zu deinem Doppelsubmodul integriert. Für den gesamten DC//DC-Wandler werden dann drei dieser Doppelsubmodule in einem gemeinsamen Gehäuse verschaltet (siehe Abbildung 19). Die Seitenwände wurden bei Siemens konstruiert um diese speziell auf die Anforderungen des DC//DC Wandlers anzupassen.



Abbildung 19: Gesamtsystem im 19" Schaltschrank

T PEL PEA-DE

Der mechanische Aufbau eines Doppelsubmoduls ist in Abbildung 20 dargestellt. Die Front des Einschubgehäuses ist mit Griffen versehen (links in Abbildung 20). Im Mittelteil des Gehäuses ist die Elektronik beider Submodule untergebracht (Einzeldarstellung in Abbildung 23). Im vorderen und hinteren Teil des Gehäuses werden jeweils die Transformatoren und Ausgangsdrosseln der Submodule untergebracht.

Die Kühlung der Komponenten erfolgt über erzwungene Konvektion. Die dafür benötigte Luftströmung wird von sechs Lüftern erzeugt, die seitlich am Doppelsubmodul angebracht sind. Je ein Pärchen aus Transformator und Ausgangsdrossel wird von einem Lüfter gekühlt. Die verbleibenden vier Lüfter erzeugen den Luftstrom für die Kühlung der Leistungselektronischen Komponenten.

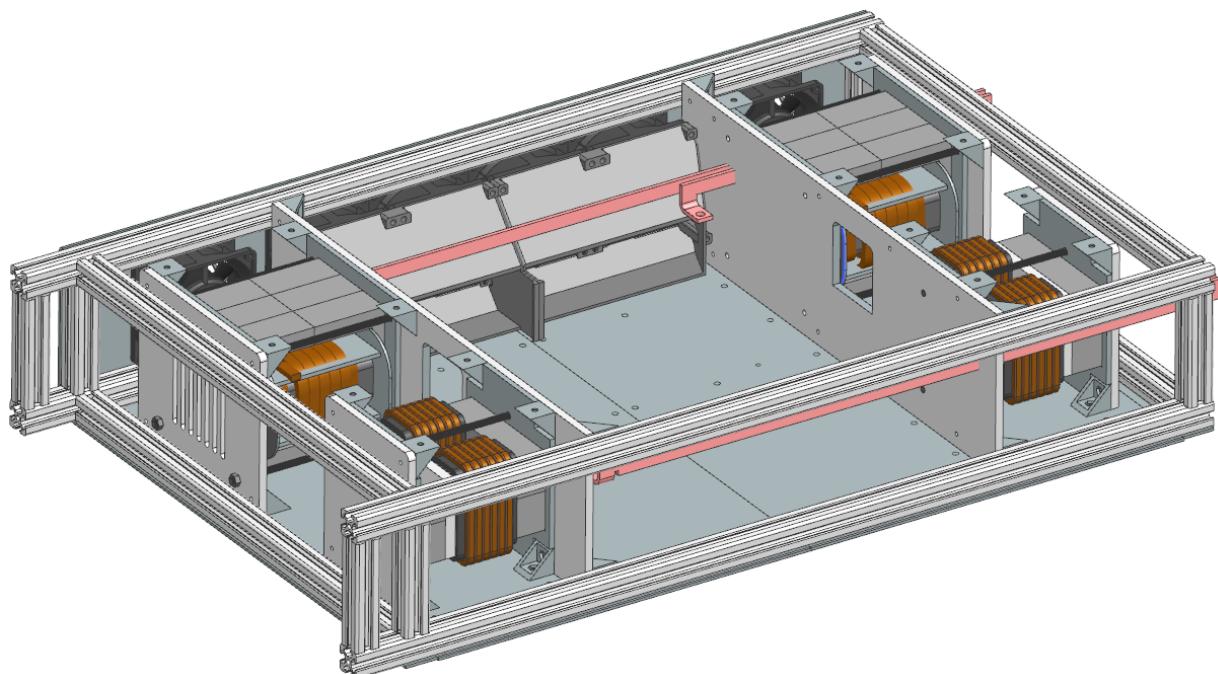
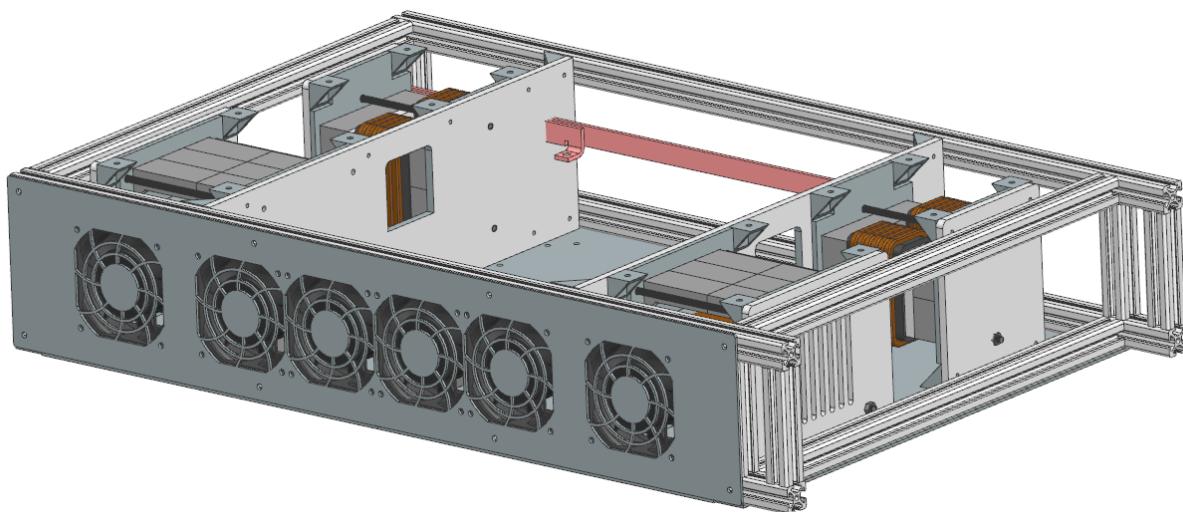


Abbildung 20: Konstruktion eines Doppelsubmoduls ohne Elektronik (Visualisierung der Luftströmungen der Kühlung).
Seitenansicht 1



**Abbildung 21: Konstruktion eines Doppelsubmoduls ohne Elektronik (Visualisierung der Luftströmungen der Kühlung).
Seitenansicht 2**

2.1.6.5 Isolationskoordination und mechanischer Aufbau eines Doppelsubmoduls

Um einen sicheren elektrischen Betrieb dauerhaft zu gewährleisten ist es zwingend notwendig eine Isolationskoordination durchzuführen und diese im Design auch einzuhalten. Für das realisierte kompakte Design des DC//DC-Wandlers muss hierfür ein Raum im Submodulgehäuse geschaffen werden der den Verschmutzungsgrad 2 einhält. Nach den DIN-Norm 60664-4 und 61800-5 wird dieser wie folgt definiert:

„Es tritt nur nicht leitfähige Verschmutzung auf; gelegentlich muss jedoch mit vorübergehender Leitfähigkeit durch Betauung gerechnet werden. Diese Betauung kann während der Ein-Aus-Lastzyklen des Betriebsmittels entstehen.“

Die Luft zur Kühlung der Elektronik kann im Umfeld einer PV-Anlage den Verschmutzungsgrad nicht garantieren. Im Gehäuse eines Doppelsubmoduls wird daher der Bauraum für die empfindliche Elektronik staubdicht vom Kühlungskanal abgedichtet. Davon ausgenommen sind die magnetischen Bauelemente (Transformator und Ausgangsdrossel), die für Verschmutzungsgrad 3 ausgelegt sind und sich somit direkt im Luftstrom befinden können.

Dieses Vorgehen wird sehr gut in Abbildung 20 und Abbildung 21 visualisiert. Im mittleren Teil des Gehäuses wird die Leistungselektronik für beide PSFB-Wandler des Doppelsubmoduls platziert. Dieser Bereich weist einen maximalen Verschmutzungsgrad von 2 auf.

- Die Kabeldurchführungen zwischen den Außenkammern, in denen die Transformatoren und Ausgangsdrosseln verortet sind und dem mittleren Bereich werden luftdicht ausgeführt
- Eine luftdichte Trennschicht zwischen dem sauberen Bereich und der Luftströmung zur Kühlung der Leistungsmodulen. Diese Trennung wird über einen Strömungskanal für die Kühlluft und einer großen Acrylglasplatte erreicht. Diese Acrylglasplatte dichtet die Kühlkörperoberfläche von den Kühlfinnen der Kühlkörper ab.

Die beiden äußeren Bereiche (Abbildung 20 und Abbildung 21) werden für die Platzierung der passiven Komponenten genutzt. Wie geschrieben ist hier ein Verschmutzungsgrad von 3 ausreichend.

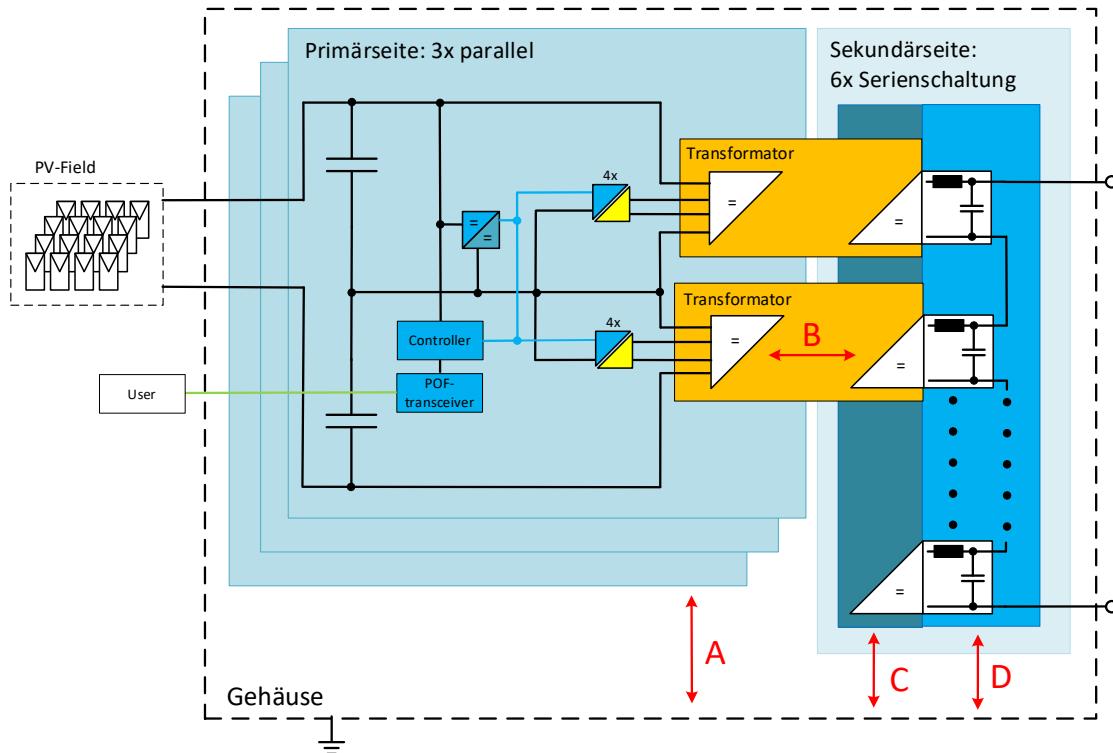


Abbildung 22: Definition Schaltkreise des modularen DC//DC Wandlers

In Abbildung 22 sind die für die sichere elektrische Trennung relevanten Schaltkreise dargestellt. Die Primärseiten der Wandler befinden sich auf dem elektrischen Potential der PV-Module und müssen somit als Niederspannungsschaltkreis ($<=1500\text{Vdc}$) definiert werden. Möglich ist dies aus normungstechnischer Sicht, wenn eine sichere elektrische Trennung zum Mittelspannungsschaltkreis (Sekundärseiten) gewährleistet wird. Diese Trennstelle (Strecke B in Abbildung 22) ist somit elementar für den modularen DC//DC-Wandler. Diese Isolation muss in den Transformatoren der Submodule (siehe Kapitel **Error! Reference source not found.**.) und evtl. in den Hilfsspannungs-versorgungen der Sekundärseite eingehalten werden (siehe Kapitel **Error! Reference source not found.**.)

Auf der Sekundärseite der Submodule ist zu beachten, dass es zwei verschiedene (Hoch-)Spannungslevel existieren: die höchste Spannung tritt dabei direkt an den DC-Klemmen der Diodenbrücke auf, die zweite hohe Spannung aus den Ausgangsklemmen.

Zur Personensicherheit ist das Gehäuse geerdet und alle Schaltkreise halten die Anforderungen an Luft- und Kriechstrecken der sicheren elektrischen Trennung nach DIN EN 61800-5 ein. Benötigten Luft- und Kriechstrecken sind in Tabelle 4 und Tabelle 5 dargestellt.

Tabelle 4: Benötigte Luftstrecken für Strecke C
Tabelle 5: Benötigte Kriechstrecken für Strecke C

	Verschmutzungsgrad	1	2	3
Spannung [kV]	Abstand in mm	Abstand in mm	Abstand in mm	
Nächst kleinerer Wert	3,70	5,50	5,50	5,50
Nächst größerer Wert	4,80	8,00	8,00	8,00
Betriebsisolation	4,50	7,32	7,32	7,32
Nächst kleinerer Wert	12,00	14,00	14,00	14,00
Nächst größerer Wert	20,00	25,00	25,00	25,00
Basisisolat	18,15	22,46	22,46	22,46
Nächst kleinerer Wert	20,00	25,00	25,00	25,00
Nächst größerer Wert	40,00	60,00	60,00	60,00
Verstärkte Isolation	29,05	40,83	40,83	40,83

	Kriechstrecke 1	Kriechstrecke 2	Kriechstrecke 3	Kriechstrecke 4
PD	3	2	3	3
Isolierstoffklasse	2	3	1	3
Spalte in Tabelle 10	10	7	9	11
Spannung	Abstand in mm	Abstand in mm	Abstand in mm	Abstand in mm
Nächst kleinerer Wert	3200	45	32	40
Nächst größerer Wert	4000	56	40	50
Betriebs- bzw. Basisisolat	3200	45,00	32,00	40,00
Verstärkte Isolation:		90,00	64,00	80,00
				100,00

2.1.6.6 Die Leistungselektronik eines Doppelsubmoduls

Die Leistungselektronik eines Doppelsubmoduls ist in Abbildung 23 dargestellt. Links der Abbildung sind die beiden identischen Primärseiten (PCBs mit roten Kondensatoren) zu sehen. Über diesen beiden Leistungsplatten ist eine gemeinsame Steuer- und Regelungselektronik aufgesteckt. Die Steuerung erfolgt somit für beide Submodule über einen einzigen µController und einem FPGA, der auch die Kommunikation zum Benutzer realisiert.

Die ebenfalls identisch aufgebauten Sekundärseiten auf der rechten Seite von Abbildung 23 (PCBs mit grauen Kondensatoren) dargestellt. Die Spannungsversorgung, Sensorauswertungen und die Steuerung der Clamping-Schaltungen wird wiederrum von einer einzigen sekundären Steuerungsplatine realisiert. Die Kommunikation dieser sekundärseitigen Steuerungsplatine mit der Steuerungsplatine der Primärseiten erfolgt über Lichtwellenleiter, wodurch an dieser Stelle die sichere Elektrische Trennung zwischen den Primärseiten auf Niederspannungspotential und den Sekundärseiten (Mittelspannung) erreicht wird.

Abbildung 24 zeigt die Platzierung der Leistungselektronik innerhalb eines Doppelsubmoduls.

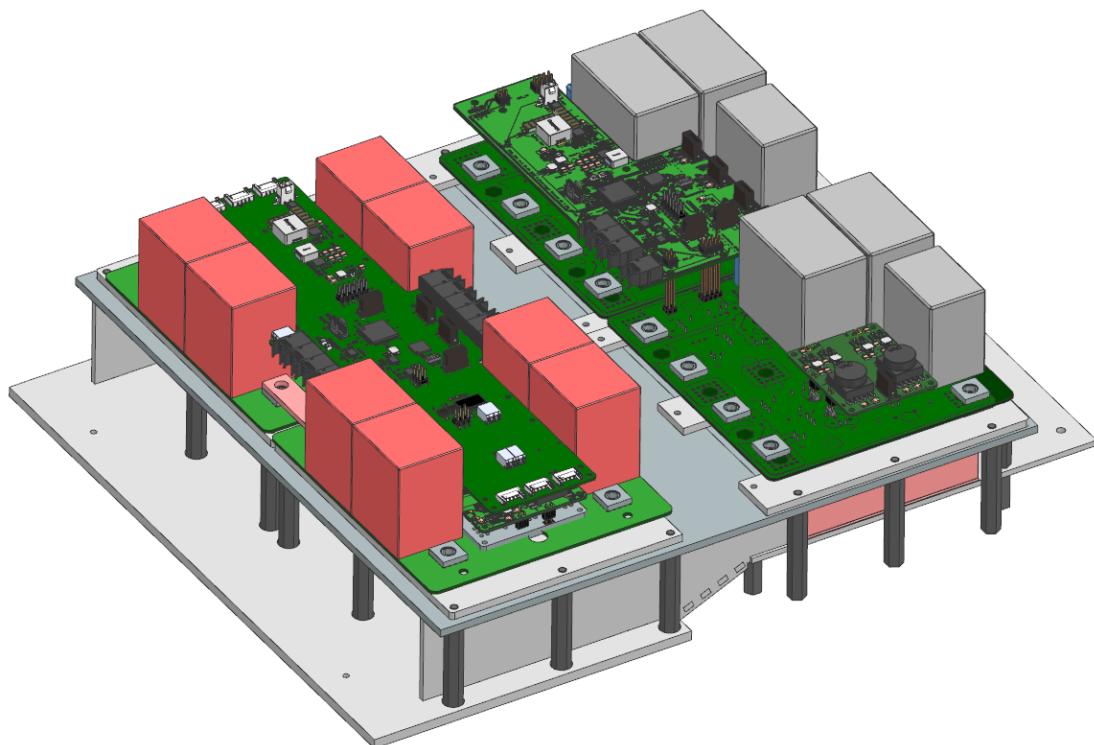


Abbildung 23: Elektronik eines Doppelsubmoduls (Ohne Transformator und Ausgangsdrossel)

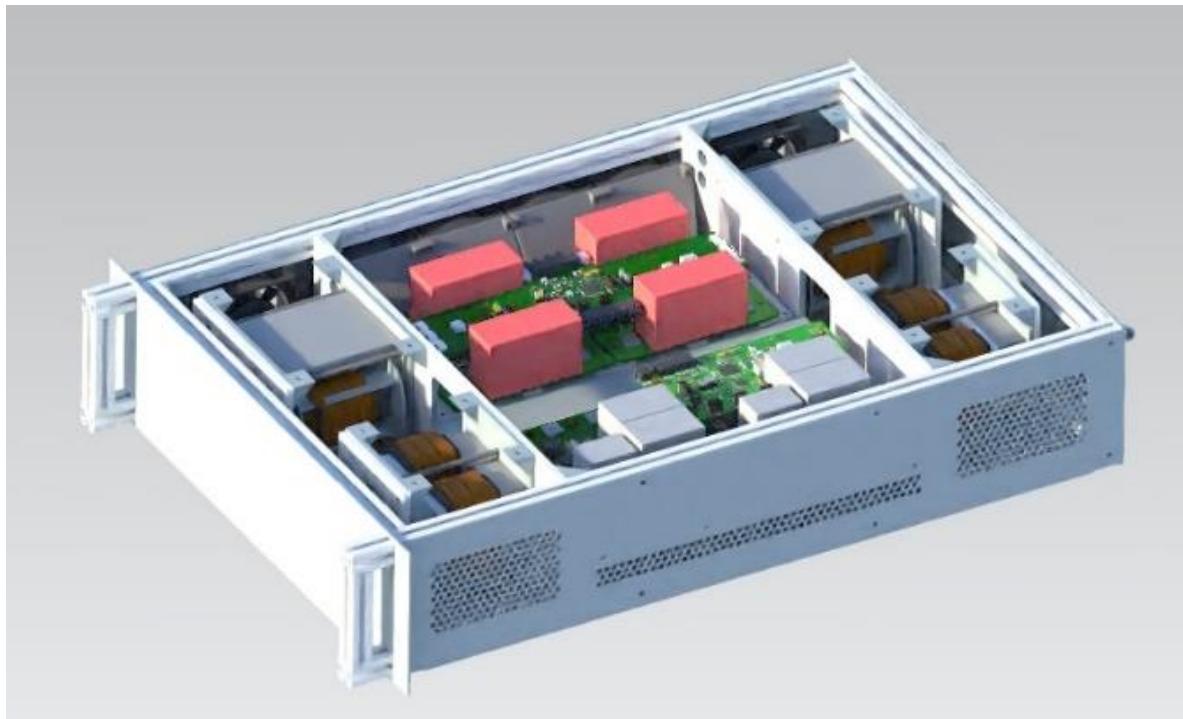


Abbildung 24: Konstruktion eines Doppelsubmoduls

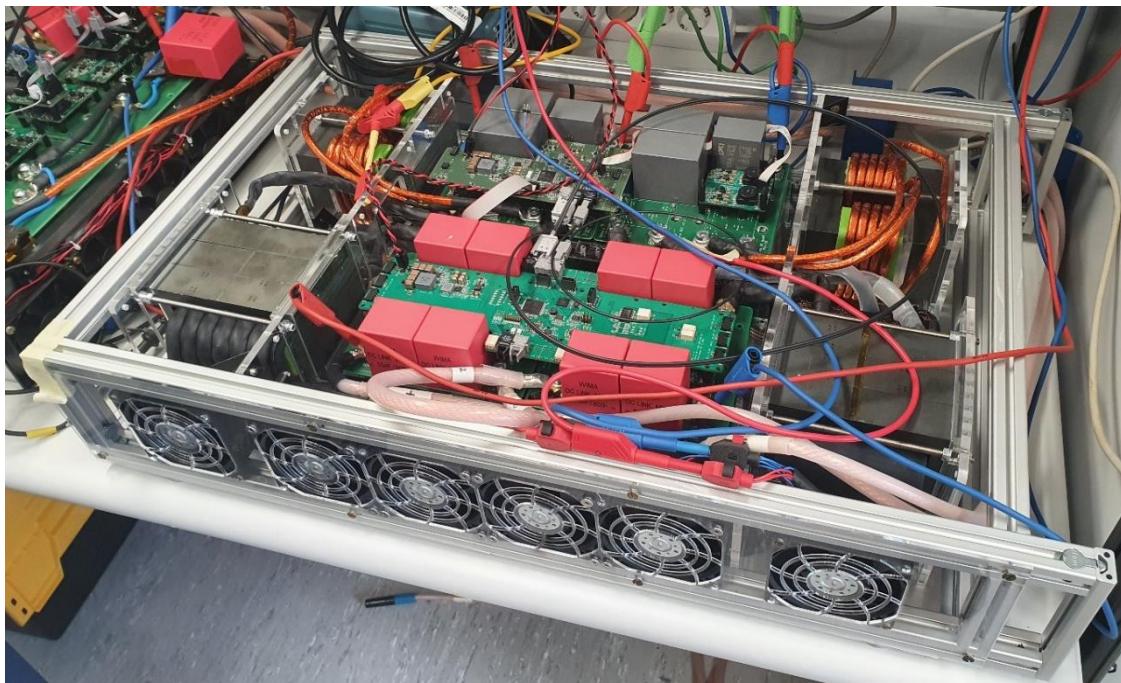


Abbildung 25: Realauflaufbau eines Doppelsubmoduls als 19" Einschubgehäuse

2.1.6.7 Design der magnetischen Komponenten

Das elektromagnetische Design des Transformators und der Ausgangsdrossel wurde aus den automatischen Auslegungsskripten der Mehrgrößenoptimierung entnommen, aufgebaut und getestet. Beide Komponenten haben die elektrischen und thermischen Anforderungen erfüllt:

Transformator:

- E100-Kerne (N97, EE-Konfiguration; 3x parallel)
- Wicklung: 6:6 mit 7000x0.071 Profillitze

PSFB-Drossel:

- U93 Kerne + I-Kerne (N97, zwei parallel) mit
- 13 Windungen (2000x0.1 Profillitze mit 2xKapton)

Besonders kritisch und schwer zu realisieren ist die Isolation des Transformators, die eine sichere elektrische Trennung des Nieder- zum Mittelspannungsnetz gewährleisten muss. Zur Erreichung der hohen benötigten Teilentladungsfestigkeit wurden eine Vielzahl von Untersuchungen durchgeführt:

- Untersuchung verschiedener Litzenumspinnungen
 - Nylon
 - Naturseide
- Untersuchung verschiedener Litzenbandagen
 - Mylar

- Kapton
- Verklebt/unverklebt
- 2- fach vs. 3-fach-Bandierung vs. ohne Bandierung
- Untersuchung verschiedener Vergüsse:
 - Zwei verschiedene Vergussmassen auf Epoxidharz-Basis
 - Einen Polyurethanverguss
- Untersuchung Materialen für Spulenträger (Versuch der Anwendung von 3D-Druckteilen)
- Untersuchungen verschiedener Isolationsmaterialien (Sicherstellung von Isolationsabständen) und die benötigten Isolationsabstände in Abhängigkeit von Verguss und Isolationsmaterial:
 - Polycarbonat
 - GFK

Weiterhin wurden zwei Varianten untersucht, wie der Transformator vergossen werden kann. Beide Varianten weisen ihre eigenen Vor- und Nachteile auf:

1. Kompletter Verguss der Transformatoren (Wicklung + Kerne): Der Kern kann in diesem geerdet werden und direkt mit dem Gehäuse verbunden werden. Problematisch in dieser Variante ist der Verguss an sich, der durch seinen Schrumpf die Kerne beschädigen kann. Weiterhin muss eine gute Vernetzung/Haftung zwischen dem Kern und dem Verguss sichergestellt werden.
2. Verguss der Wicklungen; Kerne werden nicht vergossen (Erste Versuche sind in Abbildung 26 dargestellt). Variante ohne große mechanische Anforderungen an den Verguss. Der Kern wird dabei auf ein PV-seitiges Mittenpotential gelegt. Der Kern muss zum Gehäuse isoliert werden. Die Entwärmung des Transformators ist als vorteilhaft zu bewerten.

Für beide Varianten wurde verschiedene Vergussformen konstruiert und optimiert. Ein Augenmerk liegt hierbei auf der Verwendung von kostengünstigen 3D-gedruckten Protoformen. Es wurden verschiedene 3D-Druck Filamente betrachtet und untersucht.

Für Variante wurden insgesamt fünf Testmuster (Auszug: Abbildung 26) aufgebaut bis die TE-Anforderung (ca. 7kVrms) erfüllt wurde:

- Variation des Epoxidharz-Vergusses (Bestes Resultat: Electrolube ER1448),
- Variation des Vergussform für das Vakuumvergießen
- Variation der Litzenumspinnung/-bandage:
 - 2x Mylar, unverklebt + Nylon
 - Nylon („Gewinner“)

Variante 1 wurden insgesamt sechs Muster aufgebaut. Jedes Muster wurde zu seinem Vorgänger verbessert, so dass bei jedem Muster eine höhere Teilentladungsaussetzspannung erreicht werden konnte; lag dieser noch knapp unter dem erforderlichen Grenzwert. Aufgrund der erfolgreichen Umsetzung von Variante 2 wurde der Ansatz an dieser Stelle abgebrochen. Die Ergebnisse der Untersuchungen werden trotzdem als Erfolg gewertet, da das Ziel nur knapp verfehlt wurde und Probleme wie Risse im Kernmaterial oder

Vergussablösung erfolgreich verhindert werden konnten. Der Ansatz des Komplettvergusses wird außerhalb des Projekts von der Siemens AG fortgeführt.

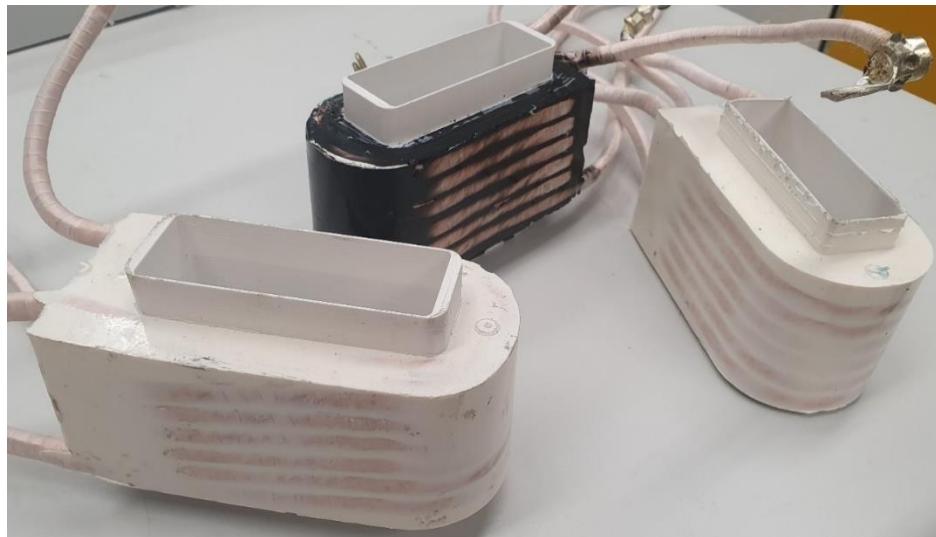


Abbildung 26: Versuche zum Vergießen der Transformatorkwicklungen

2.1.6.8 Hilfsspannungsversorgung der Sekundärseiten

Der Phase-Shift Wandler mit aktiver Snubberschaltung benötigt neben einer Hilfsspannungsversorgung auf der Primärseite auch eine auf der Sekundärseite, da der Halbleiterschalter des Snubbers elektrische Leistung zum Schalten benötigt. Die Hilfsspannungsversorgung kann auf verschiedenen Wegen realisiert werden:

1. Versorgung über einen Transformator aus der Primärseite
2. Versorgung aus der DC-Ausgangsspannung der Sekundärseite.

Variante eins wurde aufgebaut und kommt im DC//DC Wandler zum Einsatz; siehe Abbildung 27. Primärseite und Sekundärseite werden jeweils auf einer PCB realisiert, wobei beide Platinen über eine 2mm starke Polycarbonatplatte voneinander getrennt sind. Die beiden Wicklungen des Transfomators sind dabei direkt in die beiden PCBs integriert. Der Transformator wird von zwei Ferritplatten komplettiert, die außen auf den Platinen aufgebracht werden.

Wie die Untersuchungen des Haupttransformators gezeigt haben, reicht der 2mm Abstand (der über die Polycarbonatplatten sichergestellt wird) als Isolationsstrecke aus.

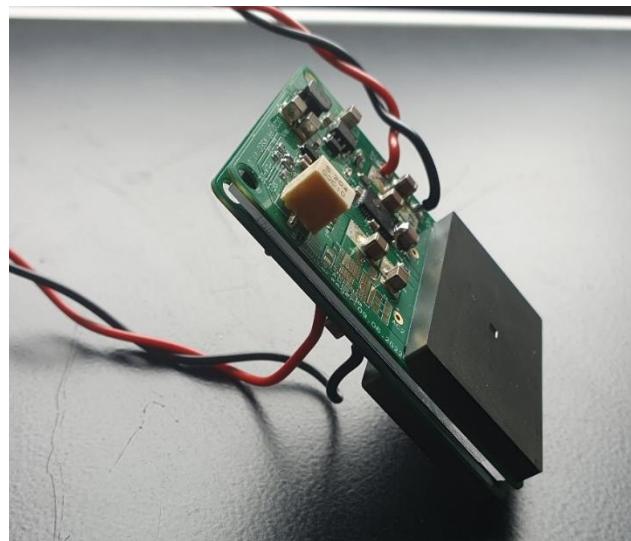


Abbildung 27: Unvergossenes Muster der Sekundärversorgung

2.1.6.9 Regelungsstrategie des modularen DC//DC-Wandlers

Der erste Schritt der Umsetzung der Regelung lag in der Regelung eines Doppelsubmoduls. Hierbei wurden die Regelungsalgorithmen zur Symmetrierung (Serien schaltungen beider Primärseiten und Serienschaltung auf beider Sekundärseiten) implementiert und getestet.

Das Betriebsverhalten und Regelungsverhalten des gesamten modularen DC//DC-Wandlers wurde simulativ mit dem Tool PLECs untersucht. Der Focus liegt hierbei, neben der Umsetzung eines MPPT, in der Symmetrierung des Systems; vor allem bei möglichen Asymmetrien und Parameterschwankungen im System.

Für die Simulationen wurde dabei hardwarenaher C-Code eingebunden, der in dieser Form auch direkt in den verwendeten Mikrokontrollern der Doppelsubmodule zum Einsatz kommt.

2.1.7 AP30 - Übergeordnete Regelung / interne Kommunikation

Im Rahmen des Fördervorhabens wurden verschiedene übergeordnete Regelungsstrategien intern bei Siemens und gemeinsam mit dem Fraunhofer Institut ISE entwickelt und dann mehreren bilateralen Treffen diskutiert und evaluiert. Es wurde festgestellt, dass eine sehr robuste und eigensichere Regelung möglich ist, ohne das DC//DC-Wandler und Wechselrichter miteinander kommunizieren müssen. Dies führt direkt zu einer Kostenersparnis durch den Wegfall einer Kommunikationsschnittstelle.

Diese „kommunikationslose“ Regelungsstrategie unterteilt sich in zwei verschiedene Regelungsmodi:

- **Modus 1: Netzeinspeisung mit maximal verfügbarer PV-Leistung:** In diesem Modus arbeitet der DC//DC-Wandler im MPPT und speist diese Leistung in den Mittelspannungs-DC-Link ein. Die Spannung dieses DC-Links wird über den Wechselrichter eingeregelt, der zeitgleich die maximale PV-Leistung von diesem Zwischenkreis ins AC-Netz einspeist.

- **Modus 2: Leistungsbegrenzte Netzeinspeisung:** In einigen Betriebsfällen darf der Wechselrichter nicht die maximal verfügbare PV-Leistung ins Netz einspeisen. Diese kann zum einen durch eine Vorgabe des Verteilnetzbetreibers der Fall sein. Zum anderen führt beispielsweise ein Temperaturbedingten Derating der Komponenten zu dieser Begrenzung der Einspeiseleistung. In diesem Betriebsmodus muss der DC//DC-Wandler sein MPPT deaktivieren und auf eine Droop-Regelung des DC-Zwischenkreises umschalten.

Es ist bei diesem übergeordneten Regelungsverfahren elementar, dass sich DC//DC-Wandler und Wechselrichter immer im richtigen Modus befinden. Bei der Implementierung wurde sowohl von vom Fraunhofer Institut ISE als auch von Siemens besonders darauf geachtet, dass die Umschaltung von einem Modus in den anderen in allen Arbeitspunkten problemlos funktioniert.

Als Entscheidungskriterium welcher Betriebsmodus benötigt wird die DC-Zwischenkreisspannung über eine Spannungsstatik genutzt. Diese lässt sich am besten am Beispiel erklären:

1. Beide Konverter (DC//DC-Wandler und Wechselrichter) befinden sich im Modus 1. Der DC//DC-Wandler befindet sich im MPPT und der Wechselrichter speist die gewonnene Leistung ein.
2. Nach Vorgabe des Verteilnetzbetreibers muss der Wechselrichter nun seine Einspeiseleistung reduzieren. Da nun nicht mehr die gesamte PV-Leistung eingespeist wird beginnt die Spannung im DC-Zwischenkreis zu steigen. Sobald diese über eine eingestellte Schwellspannung steigt, schalten beide Konverter in Modus 2. Der DC//DC-Wandler deaktiviert den MPPT und der Wechselrichter seine Zwischenkreisspannungsregelung. Die DC-Spannung wird nun vom DC//DC-Wandler über eine Droop-Regelung geregelt indem in diesen nur so viel Energie gespeist wird wie der Wechselrichter in Netz wechselrichten kann.
3. Wird die Leistungsbegrenzung aufgehoben beginnt die Zwischenkreisspannung zügig zu sinken. Sobald diese unter eine eingestellte Schwellspannung steigt, schalten beide Konverter in Modus 1.

2.1.8 AP31 - Externe Schnittstellen / Kommunikation nach außen

Neuartige Schnittstellen der Mittelspannungs-Stringwechselrichter (inkl. DC//DC-Wandler) wurde innerhalb des Projekts MS-LeiKra ausführlich diskutiert und bewertet. Dabei wurden beispielsweise Power-Line-Communication (PLC), WiFi, CAN, EtherCAT mit dem bisherigen RS-232/RS-485 Standards verglichen. Siemens stellte in diesem Arbeitsbereich sein Knowhow über Kommunikationsmedien im industriellen Umfeld zur Verfügung. Diese Informationen wurden vom Fraunhofer ISE gesammelt und die Medien miteinander verglichen.

Eine weitere Herausforderung in Richtung Kommunikation nach außen war die Steuerung und Überwachung des Betriebs des prototypischen DC//DC-Wandlers. Hierzu wurde eine externe Elektronik entwickelt die folgenden Aufgaben erfüllt:

- Schnittstelle zwischen Benutzer und DC//DC-Wandler
- Sichere elektrische Trennung

Für diese Aufgaben kommt ein µController zum Einsatz (Abbildung 28), der dem Benutzer einer graphischen Oberfläche zur Verfügung stellt (Abbildung 28, links). Diese Benutzeroberfläche wurde speziell für das MS-

Leikra-Fördervorhaben entwickelt und in Phyton realisiert. Zur sicheren elektrischen Trennung zum Benutzer ist die Kommunikation zum DC//DC Wandler über Lichtwellenleiter realisiert.

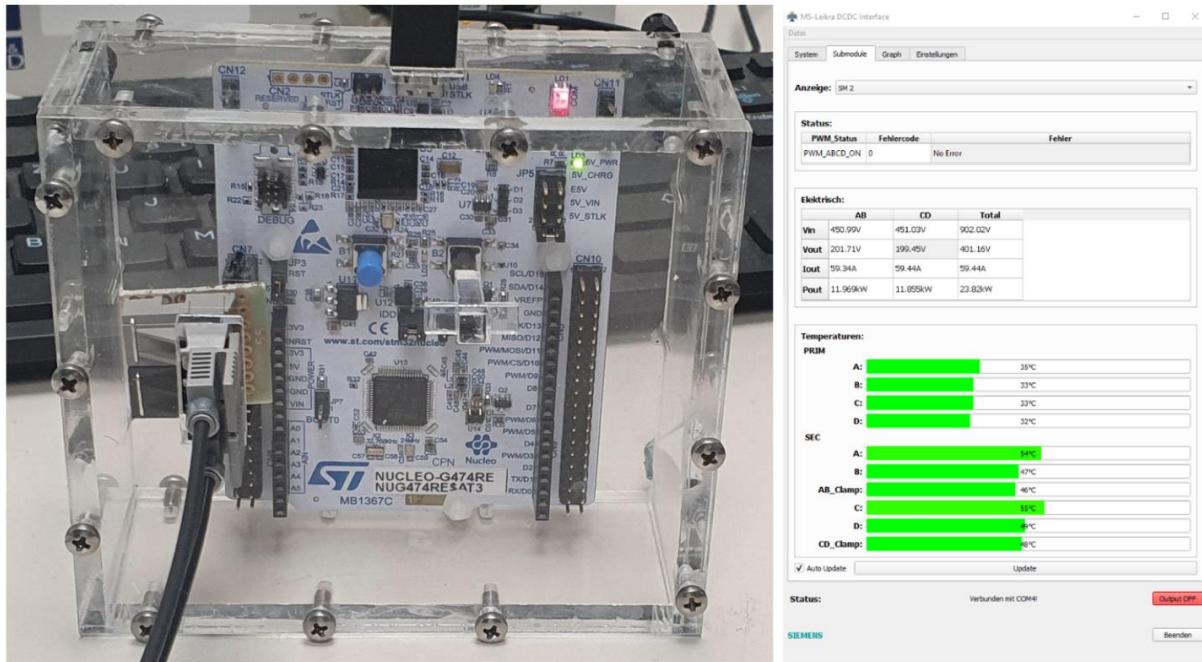


Abbildung 28: Sollwertvorgabe und Messwertüberwachung: links: Hardware; rechts: GUI

2.1.9 AP32 - Systemevaluierung und Demonstration

2.1.9.1 Test eines Doppelsubmoduls

Zum Nachweis der Leistungsfähigkeit der Leistungselektronik wurde jedes einzelne Doppelsubmodul bei voller Leistung und voller Spannung betrieben. Für den Test standen zwei leistungsstarke Labornetzteile zur Verfügung, die jeweils als Quelle oder als Senke betrieben werden können (2-Quadranten-Betrieb). Der prinzipielle Aufbau ist in Abbildung 29 zu sehen.

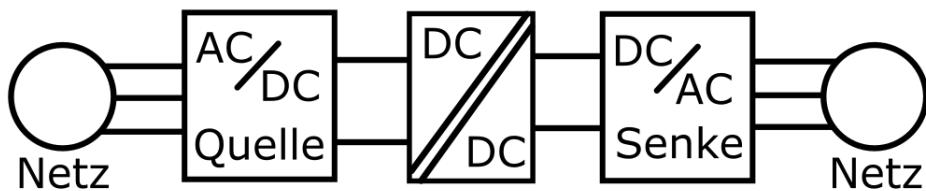


Abbildung 29: Prinzipschaltbild des Testaufbaus in München

T PEL PEA-DE

Die DC-Spannungen der Labornetzteile ist dabei auf 850V bzw. 1200V beschränkt. Dies erlaubt den vollständigen Test eines Doppelsubmoduls; schränkt jedoch den Test des Gesamtsystems in München ein. Die erreichte Effizienz des Doppelsubmoduls lag, wie ausgelegt bei 98,5% (Volllast) bzw. 98,2% (Teillast)

2.1.9.2 Erstinbetriebnahme modularer DC-DC-Wandler bei reduzierter Leistung/Spannung

Analog zum Test der Doppelsubmodule wurde das Gesamtsystem in München getestet (siehe Abbildung 29). Der Testaufbau erfolgte zuerst in einem provisorischen Gehäuse (Abbildung 30), der einen besseren Zugang zu den Modulen erlaubt, bevor ein Gesamt-Systemtest im finalen Gehäuse (Abbildung 31) erfolgte. Aufgrund von Leistungs- und Spannungsbegrenzungen der Laborausstattung ist der Test der Elektronik auf folgende Daten beschränkt.

- Eingangsspannung: 850V (Auslegungswert: 1200V; bei Einzeltest der Doppelsubmodule abgetestet)
- Ausgangsspannung: 1200V (Auslegungswert: 2400V; wird im Gesamttest in Freiburg abgetestet)
- Ausgangsleistung: 89.5kW (Auslegungswert: 250kW; wird im Gesamttest in Freiburg abgetestet)

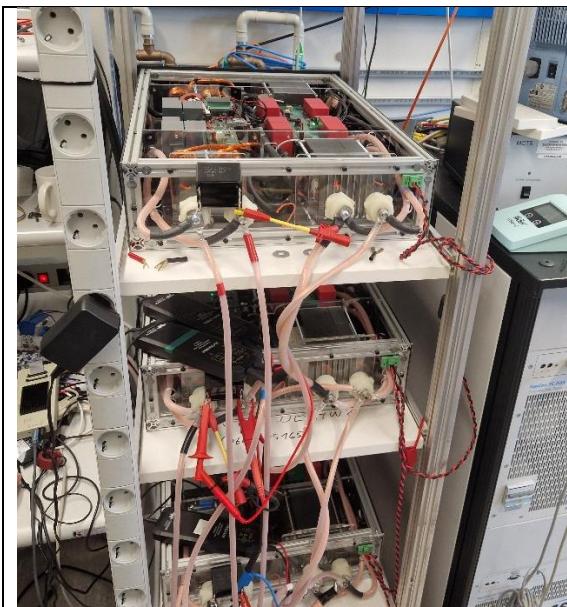


Abbildung 30: Erster Testaufbau des DC//DC Wandlers mit allen drei Doppelsubmodulen



Abbildung 31: Finales Gehäuse des DC//DC Wandlers mit allen drei Doppelsubmodulen

Abbildung 32 zeigt die Kennwerte des erfolgreichen Testlaufs der beiden Labornetzteile (links oben und unten) und der graphischen Oberfläche der Hauptsteuerung (rechts im Bild). Der Testlauf weist die Funktionsfähigkeit

der implementierten Regelung nach. Die insgesamt sechs in Serie geschalteten Ausgangsspannungen wiesen dabei eine maximale Asymmetrie innerhalb eines Prozents auf. Der Projektmeilenstein

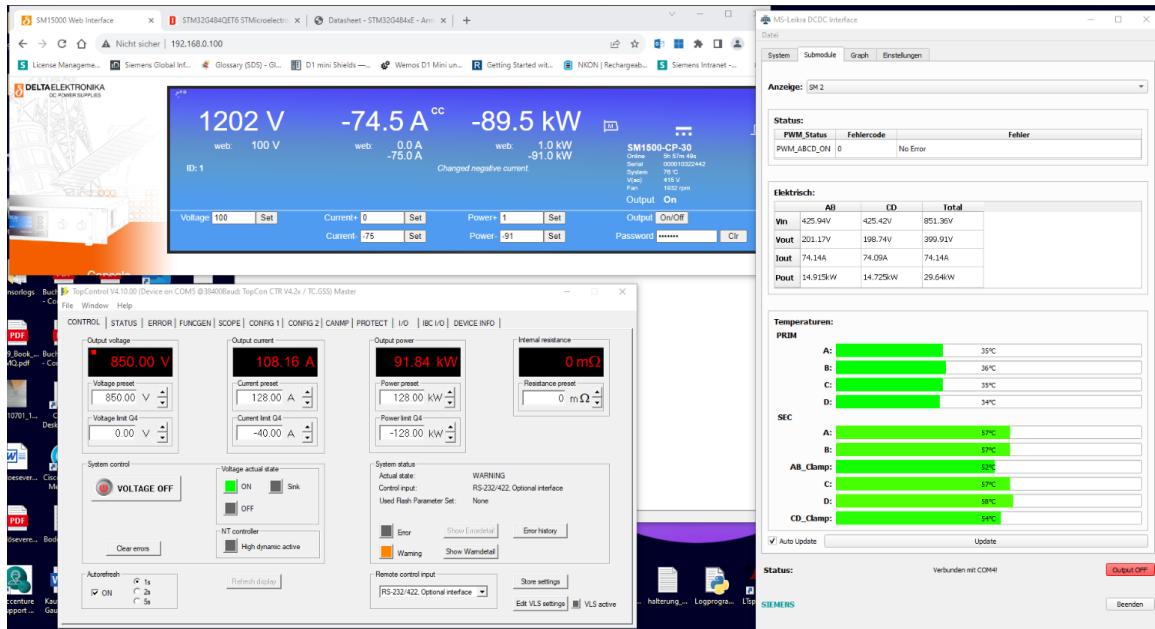


Abbildung 32: Übersicht über finalen Testlauf des Gesamtsystems

2.1.9.3 Inbetriebnahme modularer DC-DC-Wandler bei voller Leistung/Spannung

Der Test wurde im Testfeld des Fraunhofers ISE in Freiburg durchgeführt. Der DC//DC-Wandler wurde „PV-Seitig“ mit einer Hochleistungsquelle versorgt, die so ein PV-String emuliert. Ausgangsseitig wurde ein Widerstand verschaltet. Dieser ermöglichte den Betrieb des DC//Wandlers mit der vollen Ausgangsspannung von 2400V und einer Leistung von ca. 150kW. Diese 150kW stellen dabei die Leistungsgrenze für die Widerstände dar.

Der Betrieb des DC//DC-Wandlers war in dieser Konfiguration problemlos möglich.

2.1.9.4 Betrieb des DC-DC-Wandlers im Verbund mit Wechselrichter

Im zweiten Test im Testfeld des Fraunhofers ISE in Freiburg wurde der Wechselrichter an die Ausgangsklemmen des DC//DC-Wandlers angeschlossen. Während des Testes speiste der Wechselrichter seine MS-Netzspannung auf einen Transformator. Sekundärseitig wurde die Leistung von Widerständen absorbiert (keine Verbindung zum Mittelspannungsnetz). Aufgrund dieser Struktur war die Leistung des Wechselrichters auf ca. 170kW beschränkt. Damit die volle Leistungsfähigkeit des DC//DC-Wandlers trotzdem abgebildet und somit validiert werden sollte, wurde parallel zum Wechselrichter weiterhin der Lastwiderstand geschaltet. Dieser wurde für den Test so konfiguriert, dass er bei 2400Vdc eine Lastaufnahme von ca. 80kW aufweist.

Im Betrieb konnte der DC//DC-Wandler somit mit seiner vollen Ausgangsspannung von 2400V bei seiner Nennleistung von 250kW betrieben werden. Abbildung 33 zeigt auf der linken Seite die Benutzeroberfläche

T PEL PEA-DE

des Netzteils auf der PV-Seite. Es ist gut zu erkennen, dass bei einer Eingangsspannung von 1000V der DC//DC-Wandler eine Leistung von 253kW aufnimmt. Auf der linken Seite von Abbildung 33 sind die Messwerte am DC//DC-Wandler ersichtlich: dieser stellt eine Spannung an dessen Ausgang von 2418V ein.

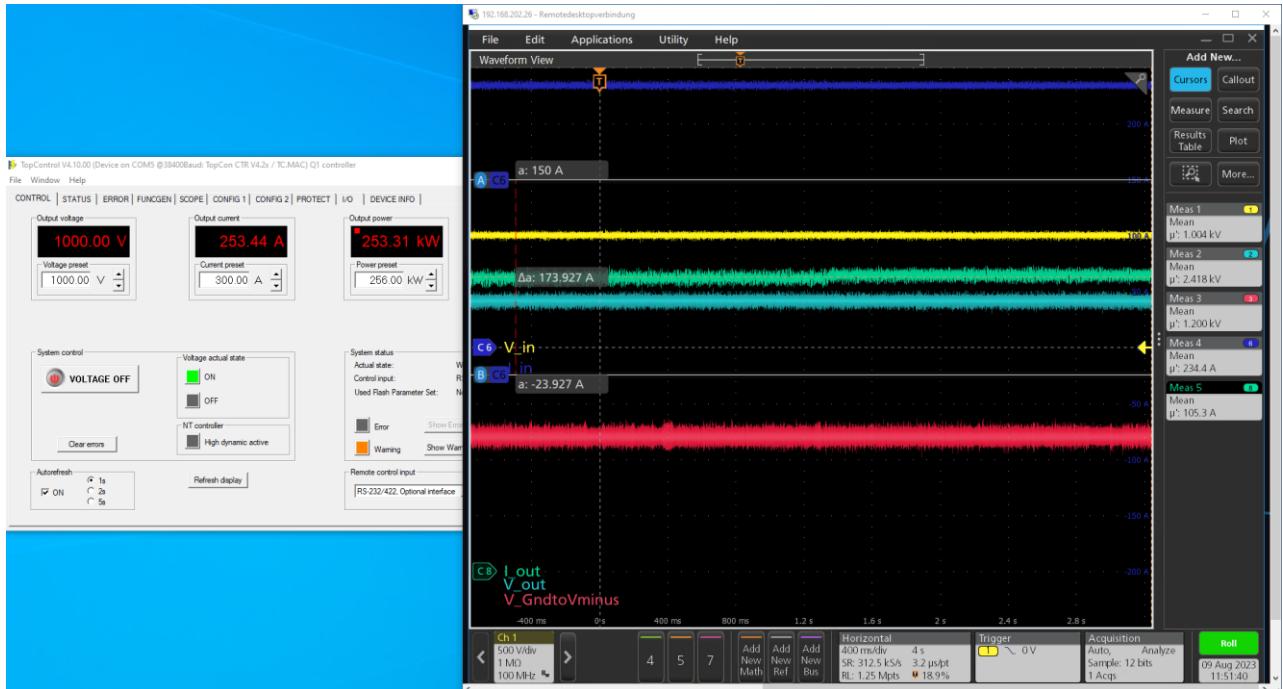


Abbildung 33: Messergebnisse Verbundest: Eingangsquelle und Messwerte am DC//DC-Wandler

Zur Vollständigkeit zeigt Abbildung 34 die Messwerte des Wechselrichters im gezeigten Arbeitspunkt mit einer Eingangsleistung von 168kW. Eine detailliertere Beschreibung findend sich im Schlussbericht des Kooperationspartner FhG ISE.

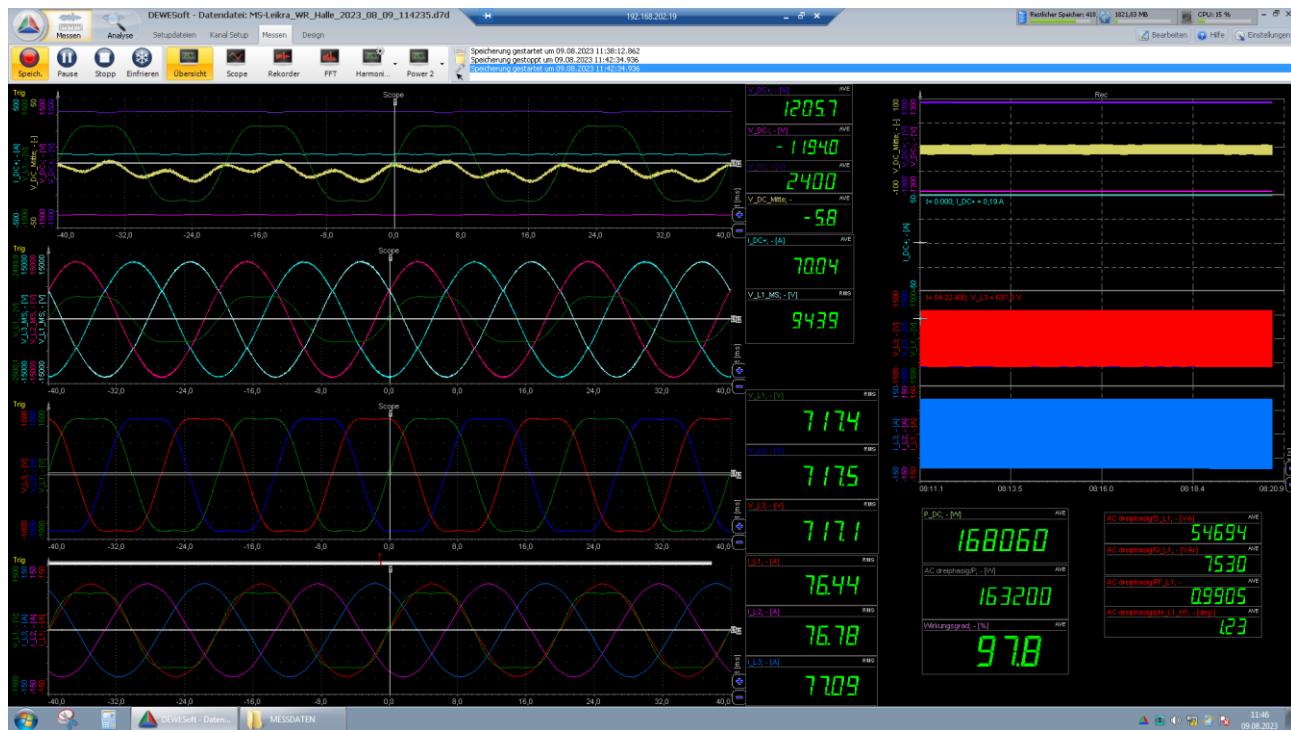


Abbildung 34: Messergebnisse Verbundtest: Messwerte vom Wechselrichter

2.2 Zahlenmäßiger Nachweis

Die im Rahmen des Projektes MS-LeiKra geplanten und vom Fördertrer bewilligten Kosten werden in etwa erreicht. Der genaue zahlenmige Nachweis erfolgt uber unsere Business Administration, der Ansprechpartner hierfür ist Herr Leikard:

Bianca Miene
Siemens AG
Global Business Services
Record-to-Report Services
Commercial Business Services T, CYS
GBS R2R DE CS1 4
Otto-Hahn-Ring 6
81739 München, Deutschland
Tel.: +49 (89) 7805-24527
Mobil: +49 (172) 5104334
<mailto:bianca.miene@siemens.com>

2.3 Notwendigkeit und Angemessenheit der geleitsteten Arbeit

Das Fördervorhaben MS-LeiKra befasste sich mit zukünftigen Mittelspannungs-AC-Verteilnetzen in PV-Großkraftanlagen. Für eine direkte Entwicklung eines solchen System zu Beginn des Projektes zu viele Unbekannte:

- Keine Vergleichbaren Anlagen; auch nicht in anderen Applikationen verfügbar
- Was sind die Normativen Grundlagen? Wie müssen diese zukünftig erweitert und angepasst werden?
- Wie könnte ein entsprechendes System aussehen und welche Anforderungen werden an die Komponenten und Systemsteuerung gestellt?
- Wie muss die Schutztechnik realisiert werden
- Ist eine galv. Trennung im DC/DC-Wandler notwendig? Und wenn ja: lassen sich die benötigten Mittelfrequenztransformatoren für diese hohen Sperrspannungen sinnvoll designen und fertigen.
- Sind die benötigten Mittelspannungs-DC-DC-Wandler technisch sinnvoll und wirtschaftlich realisierbar?

Die Liste der Aufzählungen könnte entsprechend fortgesetzt werden, um die Notwendigkeit des Fördervorhaben darzustellen und die Risiken im Projekt aufzuzeigen. Vor Projektstart war nicht abzusehen ob sich die Ergebnisse des Vorhabens direkt verwerten lassen und somit der Forschungsaufwand sich in absehbarer Zeit refinanzieren lässt.

Innerhalb des Projekts konnten viele neue Erkenntnisse gewonnen werden. Hier sind vor allem die erstellten, sehr komplexen Skripte zur Mehrgrößenoptimierung von galvanisch getrennten DC//DC-Wandlern zu nennen. Diese ermöglichen eine optimale Auslegung dieser Wandler für einen speziellen Anwendungsfall. Die Validierung dieser Ergebnisse durch den Aufbau eines Prototyps mit vollen Leistungsumfang war ein wichtiger Meilenstein für die Siemens AG. Dieser Prototyp setzte aber auch einen sehr hohen Entwicklungsaufwand voraus, der durch das Vorhaben erst ermöglicht wurde. Für Siemens waren die vielen gewonnenen Erkenntnisse somit wegweisend zur weiteren Entwicklung von DC//DC-Wandlern, die eine sichere elektrische Trennung aufweisen.

Die Mittelspannung stellt eine großer Herausforderung für galvanisch getrennte DC//DC-Wandler dar. Dies liegt vor allem daran das relative hohe Schaltfrequenzen (30-100kHz) benötigt werden damit die benötigten magnetischen Bauelemente klein und kosteneffizient dargestellt werden können. Aus verschiedenen Gründen (Bauteilverfügbarkeit, EMV durch hohe Spannungssänderungsgeschwindigkeiten, etc.) ist es vorteilhaft diese Wandler mit 1200V Halbleitern zu fertigen. Um diese in der Mittelspannung einzusetzen, müssen modulare Topologien zum Einsatz kommen, die einen erheblichen Mehraufwand hinsichtlich Regelung und Symmetriertung aufweisen. Im Rahmen von MS-LeiKra wurde prototypisch aufgezeigt, dass sich solche Wandler mit vertretbaren Aufwand realisieren lassen.

Die kritischste Komponente des DC//DC-Wandlers dabei ist der benötigte Mittelfrequenztransformator. Während der Projektlaufzeit wurden von Siemens zahlreiche Komponenten und Fertigungstechniken für diese Transformatoren untersucht. Aus Systemsicht wurden wertvolle Erkenntnisse im Bereich der Schutztechnik, Regelung und Auslegung gewonnen.

2.4 Verwertungsplan (Verwertbarkeit des Ergebnisses und der Erfahrungen)

Die Ergebnisse zur Verwertung lassen sich grob in vier Teile untergliedern:

1. Ergebnisse hinsichtlich des Systems einer PV-Großkraftanlage mit einem Mittelspannungs-AC-Verteilnetzes

Die Siemens AG tritt im PV-Bereich sowohl im Lösungsgeschäft mit der Projektierung von PV-Großkraftanlagen als auch als Komponentenfertiger in Form der 100%igen Tochter *KACO New Energy* auf. Die gewonnenen Erkenntnisse in den Richtungen Anforderungen und benötigter Schutztechnik können somit direkt in der Systemprojektierung, als auch bei der Auslegung und Design einer neuen Generation von Komponenten verwertet werden.

2. Skriptbasierte Mehrgrößenoptimierung von galvanisch getrennten DC//DC-Wandlern

Die erstellten Skripte erlauben den direkten Vergleich mehrerer DC//DC-Wandlertopologien hinsichtlich Effizienz und Kosten für eine gegebene Applikationen. Innerhalb kürzester Zeit werden zehntausende verschiedene Designs automatisch erstellt und validiert. Dadurch brauchen Heuristiken von erfahrenen Entwicklern, die normalerweise durch den Zeitdruck in der Projektentwicklung maßgeblich sind, nicht mehr zum Einsatz kommen. Mit diesem Vorgehen werden auch lokale Optimierungsminima vermieden, da auch Designs ausgelegt werden, die auf „den ersten Blick“ keinen Sinn ergeben, weil es „noch nie so gemacht wurde“. Diese Auslegungsskripte sind nicht das Themenfeld von MS-LeiKra beschränkt, sondern können auch in anderen Applikationen zum Einsatz kommen, wo galvanisch getrennte DC-DC-Wandler zum Einsatz kommen. Hier seien vor allem DC-Netze und Ladestationen für Elektroautos zu nennen. In diesen beiden Themenfeldern ist die Siemens AG aktiv und kann die Ergebnisse somit direkt verwerten.

3. Aufbau/Realisierung von DC//DC-Wandlern in Mittelspannung

Im Vorhaben MS-LeiKra wurde nachgewiesen, dass sich ein Mittelspannungs-DC//DC-Wandler sehr gut mit kosteneffizienten 1200V Leistungshalbleitern realisieren lassen. Alle Herausforderungen hinsichtlich Regelung/Symmetrierung und magnetischen Bauteilen (speziell Mittelfrequenztransformator) konnten gelöst werden. Diese Erkenntnisse und Erfahrungen lassen sich sehr gut auf in weiteren Applikationsfeldern verwerten in denen Siemens tätig ist. Hierzu zählen vor allem maritime Anwendungen wie elektrische angetriebene Fähren oder die Bordnetzversorgung von Kreuzfahrtschiffen. Weiterhin könnten die Topologien auch für zukünftige Schnellladestationen sehr interessant sein.

4. Wissensaufbau (siemens-intern) und Wissenstransfer an Studenten

Das Vorhaben MS-LeiKra wurde von der Siemens AG somit exzessiv zum Aufbau von Fachwissen genutzt, das in die Entwicklung neuer Produkte einfließen kann. Weiterhin wurden im Rahmen des Vorhabens wurden drei Abschlussarbeiten und mehrere Werkstudenten betreut.

2.5 Relevante Ergebnisse von dritter Seite

Eine direkte Beeinflussung der Projektausrichtung durch andere bekannt gewordene Forschungsergebnisse hat nicht stattgefunden. Der Fokus des Projektes MS-LeiKra wurde innerhalb der Projektzeit gezielt gehalten, nur einzelne Erkenntnisse habe zu einer Nachsteuerung der Inhalte geführt.

2.6 Erfolgte oder geplante Veröffentlichungen

Von Siemens wurden mehrere Erfindungsmeldungen zu den Themenstellungen PSFB-Converter, Strommessung und Steuerungsalgorithmen erstellt.

Es wurden keine Veröffentlichungen der Arbeitsergebnisse aus MS-LeiKra von der Siemens AG getätigt.

3 Anlagen

3.1 Erfolgskontrollbericht

3.2 Berichtsblatt

4 Anhang: Bewertete Normen (Stand 21.10.2020)

Eine Übersicht der betrachteten Normen ist auf den nächsten Seiten dargestellt. Wenn eine Norm für die AC Mittelspannung gültig ist oder keine Einschränkung in der Spannungsebene enthält, wurde sie nicht, oder nur sehr oberflächlich untersucht. Normen mit einer Spannungsobergrenze von 1000 V AC wurden näher untersucht, ob nicht in einer weiteren Norm der Serie diese Grenze aufgehoben ist. Die Einstufung der Relevanz bezieht sich ausschließlich auf das Umrichterkonzept. Die Aussage bezüglich eventueller Normierungslücken bezieht sich auf die in sich geschlossene Aussage innerhalb des Dokumentes. Wenn bei einem Dokument darüber hinaus Bedarf besteht, das Projekt abzudecken, ist dies kommentiert.

Relevanz	Norm	Datum	Titel oder Inhalt	Recherchen-ergebnis	Normierungsbedarf
Mittel	IEC 60269-1	2015	Niederspannungssicherungen - Teil 1: Allgemeine Anforderungen (IEC 60269-1:2006 + A1:2009 + A2:2014); Deutsche Fassung EN 60269-1:2007 + A1:2009 + A2:2014	Norm nicht untersucht	Keine Normierungslücken
Mittel	IEC 60269-6		Niederspannungssicherungen - Teil 6: Zusätzliche Anforderungen an Sicherungseinsätze für den Schutz von solaren photovoltaischen Energieerzeugungssystemen	Norm nicht untersucht	Keine Normierungslücken

Mittel	IEC 60076-1-8		Power Transformers	Norm nicht untersucht	Keine Normierungslücken
Hoch	IEC 60146-1-1	2011	Halbleiter-Stromrichter - Allgemeine Anforderungen und netzgeführte Stromrichter - Teil 1-1 Festlegung der Grundanforderungen	LV und HV	Keine Normierungslücken
Hoch	IEC 60146-2	2001	Halbleiter-Stromrichter - Teil 2: Selbstgeführte Halbleiter-Stromrichter einschließlich Gleichstrom-Direktumrichter	keine AC Spannungsgrenze	Keine Normierungslücken
Gering / keine	IEC 60364-4-41	2005	Low-voltage electrical installations – Part 4-41: Protection for safety – Protection against electric shock	max 1000 V AC	Keine Normierungslücken
Gering / keine	IEC 60364-5-55	2011	Errichten von Niederspannungsanlagen - Teil 5-55: Auswahl und Errichtung elektrischer Betriebsmittel - Andere Betriebsmittel	max 1000 V AC	Keine Normierungslücken
Mittel	IEC 60364-7-712		Requirements for special installations	max 1000 V AC	Keine Normierungslücken
Gering / keine	IEC 60364-8-2		Low Voltage Electrical Installations	max 1000 V AC	Keine Normierungslücken
Gering / keine	IEC 60439-1		Low voltage and control gear assemblies	max 1000 V AC	Keine Normierungslücken
Hoch	IEC 60479		Wirkungen des elektrischen Stromes auf Menschen und Nutztiere - Teil 1: Allgemeine Aspekte	Wichtig für die Sicherheit gegen el. Schlag	Keine Normierungslücken
Hoch	IEC 60502-1	2004	Powercables 1-3 kV	Norm nicht untersucht	Keine Normierungslücken
Hoch	EN 60529	2014	Schutzarten durch Gehäuse (IP-Code)	LV und HV	Keine Normierungslücken
Gering / keine	IEC 60898-1	2015	Elektrisches Installationsmaterial - Leitungsschutzschalter für	max 440 V AC Phase-Phase	Keine Normierungslücken

			Hausinstallationen und ähnliche Zwecke - Teil 1: Leitungsschutzschalter für Wechselstrom (AC)		
Gering / keine	IEC 60898-2		Elektrisches Installationsmaterial - Leitungsschutzschalter für Hausinstallationen und ähnliche Zwecke - Teil 2: Leitungsschutzschalter für Wechsel- und Gleichstrom (AC und DC)	max. 440 V AC and DC	Keine Normierungslücken
Gering / keine	IEC 60947-2	2016	Niederspannungsschaltgeräte - Teil 2: Leistungsschalter	Norm nicht untersucht	Keine Normierungslücken
Gering / keine	IEC 61439		Niederspannungs Schaltgeräte	max 1000 V AC	Keine Normierungslücken
Gering / keine	IEC 61683	2013	PV Systems- Power conditioners - Procedure for measuring efficiency (EN 50530 is preferred also in IEC)	keine AC Spannungsgrenze	Keine Normierungslücken
Mittel	IEC 61727	2004	Photovoltaische (PV) Energiesysteme - Eigenschaften der Netzschnittstelle	Bis 10 kVA / keine AC Spannungsgrenze jedoch Referenzierung auf max 1000 V AC (7-712)	Keine Normierungslücken
Gering / keine	IEC 61850-7-420 Ed.1		Communication networks and systems for power utility	Norm nicht untersucht	Keine Normierungslücken
Hoch	IEC 61936	2017	Starkstromanlagen mit Nennwechselspannungen über 1 kV – Teil 1: Allgemeine Bestimmungen	6.2.14 Static converters	Keine Normierungslücken
Mittel	IEC 62093	2017	Leistungsumrichter für photovoltaische Systeme - Prüfung der Bauartegnigung (IEC 82/1328/CD:2017) Entwurfstadium	max 1000 V AC	Erweiterung auf AC > 1000 V

T PEL PEA-DE

Hoch	IEC 62109-1	2010	Sicherheit von Wechselrichtern zur Anwendung in photovoltaischen Energiesystemen - Teil 1: Allgemeine Anforderungen	max 1000 V AC	Erweiterung des Teils 1 auf AC > 1000 V
Hoch	IEC 62109-2	2011	Teil 2: Besondere Anforderungen an Wechselrichter	keine AC Spannungsgrenze	Auswirkungen der Änderungen an Teil 1
Hoch	IEC 62116	2014	Test procedure of islanding prevention measures for utility interconnected inverters	keine AC Spannungsgrenze	Keine Normierungslücken
Mittel	IEC 62271-100	2018	Hochspannungs-Schaltgeräte und -Schaltanlagen - Teil 100: Wechselstrom-Leistungsschalter Teil 102: Wechselstrom-Trennschalter und -Erdungsschalter	Norm nicht untersucht	Keine Normierungslücken
Mittel	IEC 62271-102	2019	Hochspannungs-Schaltgeräte und -Schaltanlagen – Teil 102: Wechselstrom- Trenn- und Erdungsschalter	Norm nicht untersucht	Keine Normierungslücken
Mittel	IEC 62271-202		Fabrikfertige Stationen	Norm nicht untersucht	Keine Normierungslücken
Hoch	IEC 62477-1	2017	Sicherheitsanforderungen an Leistungshalbleiter-Umrichtersysteme und -betriebsmittel - Teil 1: Allgemeines	max 1000 V AC, zusammen mit Teil 2 OK	Keine Normierungslücken
Hoch	IEC 62477-2	2019	Sicherheitsanforderungen an leistungselektronische Umrichtersysteme und Betriebsmittel - Teil 2: Leistungselektronische Umrichter von 1 000 V a.c. oder 1 500 V d.c. bis 36 kV a.c. oder 54 kV d.c.	Norm nicht untersucht	Keine Normierungslücken
Hoch	IEC 62891	2020	Overall Efficiency	keine AC Spannungsgrenze	Keine Normierungslücken

Mittel	IEC 62909-1	2017	Bidirectional grid connected power converters- Part 1 General Requirements	max 1000 V AC	Erweiterung auf AC > 1000 V
Hoch	IEC 62910	2010	Photovoltaik-Wechselrichter in Stromversorgungsnetzen - Prüfverfahren für LVRT-Funktionen	keine AC Spannungsgrenze	Keine Normierungslücken
Hoch	IEC 62920	2020	Photovoltaische Stromerzeugungssysteme - EMV-Anforderungen und Prüfverfahren für Leistungsumrichter	keine AC Spannungsgrenze	Keine Normierungslücken
Hoch	IEC 62920 (Entwurf)	2020	Amendment 1 - Photovoltaic power generating systems - EMC requirements and test methods for power conversion equipment	noch nicht in NORIS verfügbar	
Keine	VDE V 0126-1-1	2012	Selbsttätige Schaltstelle zwischen einer netzparallelen Eigenerzeugungsanlage (befristet bis 2016) jetzt in TAR NS/MS	(zurückgezogener Entwurf)	Keine Normierungslücken
Mittel	AR-N-4100		Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Niederspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Niederspannung)	Norm nicht untersucht	Keine Normierungslücken
Mittel	AR-N-4105	2018	TAR NS Niederspannung	Norm nicht untersucht	Keine Normierungslücken
Hoch	AR-N-4110	2018	TAR MS Mittelspannung	Da die Schalt- und Schutzfunktionen durch die nachgeschaltete Schaltanlage erfolgen, kein Handlungsbedarf im Projekt.	Keine Normierungslücken
Mittel	AR-N-4120	2018	TAR MS Hochspannung	Norm nicht untersucht	

Mittel	IEC TS 63106		IEC TS 63106 Projects - AC (-1) and DC (-2) power sources for testing of utility interactive PV inverters	100 V AC bis 1000 V AC, MV, HV über Trafos	Direktanschluss ermöglichen
Hoch	IEC 60204	2019	Sicherheit von Maschinen - Elektrische Ausrüstung von Maschinen - Teil 1: Allgemeine Anforderungen	max 1000 V AC, zusammen mit Teil 11 OK	Keine Normierungslücken
Hoch	IEC 60204-11	2019	Sicherheit von Maschinen - Elektrische Ausrüstung von Maschinen - Teil 11: Anforderungen an Ausrüstung für Spannungen über 1000 V Wechselspannung oder 1500 V Gleichspannung, aber nicht über 36 kV	Norm nicht untersucht	
Mittel	IEC 62548	2016	Photovoltaic (PV) arrays - Design requirements	max 1000 V AC / 1500 V DC	Keine Normierungslücken
Hoch	IEC 62446-1	2018	Photovoltaik (PV) Systeme - Anforderungen an Prüfung, Dokumentation und Instandhaltung - Teil 1: Netzgekoppelte Systeme - Dokumentation, Inbetriebnahmeprüfung und Prüfanforderungen	Referenzierung auf max 1000 V AC	
Hoch	IEC 62441-2	2020	Photovoltaik (PV) Systeme - Anforderungen an Prüfung, Dokumentation und Instandhaltung - Part 2: Grid connected systems – Maintenance of PV systems	keine AC Spannungsgrenze	Keine Normierungslücken
Hoch	IEC 61000 komplette Reihe	2017	Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) – Teil 1-2: Allgemeines – Verfahren zum Erreichen der funktionalen Sicherheit von elektrischen und elektronischen Systemen	keine AC Spannungsgrenze	Keine Normierungslücken

T PEL PEA-DE

			einschließlich Geräten und Einrichtungen im Hinblick auf elektromagnetische Phänomene		
Gering / keine	IEC TS 62378 Ed. 1.0	2018	Ground mounted photovoltaic plants, design guidelines and recommendations	Norm nicht untersucht	Keine Normierungslücken
Mittel	IEC 60071-1	2019	Isolationskoordination - Teil 1: Begriffe, Grundsätze und Anforderungen	keine AC Spannungsgrenze	Keine Normierungslücken
Mittel	IEC 60071-2	2018	Isolationskoordination - Teil 2: Anwendungsrichtlinie	keine AC Spannungsgrenze	Keine Normierungslücken
Mittel	IEC 61378-1	2011	Stromrichtertransformatoren - Teil 1: Transformatoren für industrielle Anwendungen	Norm nicht untersucht	Keine Normierungslücken
Hoch	IEC 61800-1	1997	Drehzahlveränderbare elektrische Antriebe - Teil 1: Allgemeine Anforderungen; Festlegungen für die Bemessung von Niederspannungs-Gleichstrom-Antriebssystemen	max 1000 V AC siehe Kapitel 2.4.3	Keine Normierungslücken
Hoch	IEC 61800-4	2002	Adjustable speed electrical power drive systems – Part 4: General requirements – Rating specifications for a.c. power drive systems above 1 000 V a.c and not exceeding 35 kV	Hinweise in Kapitel 9	Erweiterung auf DC > 1000 V
Mittel	IEC 61800-5-1 Ed.2.1	2017	Adjustable speed electrical power drive systems – Part 5-1: Safety requirements – Electrical, thermal and energy	DC bis 1000V AC bis 35 kV	Erweiterung auf DC > 1000 V
Mittel	DIN EN 50178	1998	Ausrüstung von Starkstromanlagen mit elektronischen Betriebsmitteln	keine AC Spannungsgrenze	Keine Normierungslücken

T PEL PEA-DE

Mittel	EN 50274	2002	Niederspannungs-Schaltgerätekombinationen - Schutz gegen elektrischen Schlag - Schutz gegen unabsichtliches Berühren gefährlicher aktiver Teile	max 1000 V AC	Keine Normierungslücken
Mittel	IEC 60664-1	2020	Isolationskoordination für elektrische Betriebsmittel in Niederspannungsanlagen	max 1000 V AC	