



Institut für  
Antriebssysteme und  
Leistungselektronik



Leibniz  
Universität  
Hannover

LEIBNIZ UNIVERSITÄT HANNOVER

INSTITUT FÜR ANTRIEBSSYSTEME UND  
LEISTUNGSELEKTRONIK

FACHGEBIET LEISTUNGSELEKTRONIK UND  
ANTRIEBSREGELUNG

## **ASMokos – AC Solar-Modul für kostengünstige und standortunabhängige Installation**

Abschlussbericht

Förderung des Vorhabens durch die  
Deutsche Bundesstiftung Umwelt (DBU) - Az 37365/01

M.Sc. Tobias Scholl, Dr.-Ing. Robert Meyer, Prof. Dr.-Ing. Jens Friebe

Hannover, März 2024

gefördert durch



Deutsche  
Bundesstiftung Umwelt

[www.dbu.de](http://www.dbu.de)



# Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis .....	1
Abbildungsverzeichnis .....	3
Tabellenverzeichnis .....	5
Formelzeichenverzeichnis .....	6
1 Zusammenfassung .....	1
2 Einleitung .....	3
3 Ausarbeitung der Funktionsmusteranforderungen .....	4
3.1 Systemausgestaltung .....	4
3.2 Erstellung Sicherheitskonzept inkl. ISOKO .....	7
3.3 Ausarbeitung interne Kommunikation und Regelung .....	7
4 Simulation der elektronischen Hauptfunktionen .....	9
4.1 Pufferkapazität .....	9
4.2 Ableitströme .....	11
5 Funktionsmusterentwicklung und -aufbau .....	12
5.1 Entwicklung ControlUnit (CU) .....	13
5.2 Entwicklung PowerUnit (PU) .....	14
5.3 Aufbau Mustermodule .....	17
6 Subsystem-Labortest der Elektronik .....	19
6.1 AC-Effizienzmessung .....	19
6.2 Kommunikation .....	21
7 Prüfung der Verschattungstoleranz .....	23
7.1 Beschreibung des Prüfaufbaus zur Durchführung der Verschattungstests .....	24
7.2 Auswahl und Beschreibung der Verschattungstests .....	26
7.3 Auswertung der Verschattungstests .....	29
8 Fazit .....	33

9 References ..... 35

# Abbildungsverzeichnis

<b>Abbildung 1.1:</b> Foto des ersten Modells des AC Solar-Moduls für kostengünstige und standortunabhängige Installation .....	2
<b>Abbildung 3.1:</b> Vorgeschlagene Systemtopologie (links) und mögliches Layout (rechts); Bild rechts basierend auf [1] .....	4
<b>Abbildung 3.2:</b> Diskutierte Layoutoptionen für den Aufbau des AC-Moduls (basierend auf [1]) .....	6
<b>Abbildung 3.3:</b> Layout des ASMokos-Moduls mit Anordnung der PowerUnit-Elektronikbaugruppen .....	6
<b>Abbildung 3.4:</b> Auszug aus dem Sicherheitskonzept (links) und ISOKO (rechts).....	7
<b>Abbildung 3.5:</b> Schematische Darstellung des Regelaufbaus für das AC-Modul .....	8
<b>Abbildung 4.1:</b> Nachbildung der elektrischen Betriebseigenschaften der Solarteilzellen im Simulationsmodell.....	9
<b>Abbildung 4.2:</b> MPP-Wirkungsgrad in Abhängigkeit der DC-Kapazität und der Einstrahlung bei simulierten Systemen mit 3 und 4 PowerUnits .....	10
<b>Abbildung 4.3:</b> Übersicht zur Untersuchung der Ableitströme: Modulationsverfahren, Filteraufbau, AC-Strom, Ableitstrom (v. l. n. r.).....	11
<b>Abbildung 5.1:</b> Funktionsblockschaltbild des AC-Moduls mit Controllerboards und Steuerungskomponenten .....	12
<b>Abbildung 5.2:</b> Aufbau der ControlUnit (1) mit Funkeinheit (2) und Empfängereinheit (3). 13	
<b>Abbildung 5.3:</b> 3D-Darstellung der PowerUnit-Leiterplatte bei der Layouterstellung (Rückseite, perspektivisch) .....	14
<b>Abbildung 5.4:</b> 3D-Draufsicht der Unterseiten der linken PowerUnit ohne THT-Bauteile (links) und pinker Markierung der notwendigen Fläche bzw. Funktionseinheiten vor der leeren Leiterplatte (rechts) .....	15
<b>Abbildung 5.5:</b> Foto von der Prüfung des Flexleiterplattenansatzes .....	16
<b>Abbildung 5.6:</b> Foto vom Test des ersten ASMokos-Mustermodulstrings am IAL.....	17
<b>Abbildung 5.7:</b> Aufbau des ersten Funktionsmustermoduls am ISFH in Hameln .....	18
<b>Abbildung 6.1:</b> Foto von der AC-Effizienzmessung der PowerUnit am IAL .....	19
<b>Abbildung 6.2:</b> Ergebnisse der DC2AC-Effizienz der PowerUnits.....	20
<b>Abbildung 6.3:</b> Thermografiebild der PowerUnit während der AC-Effizienzmessung bei $P_{MPP}$ .....	21

---

<b>Abbildung 7.1:</b> Perturb-and-Observe- (P&O) MPPT-Algorithmus zur Realisierung eines echten MPPT für jede Stufe im ASMokos-Modul.....	23
<b>Abbildung 7.2:</b> Anordnung der Lichtquellen und PV-Modul für die Verschattungstoleranzprüfung.....	24
<b>Abbildung 7.3:</b> Foto vom Versuchsaufbau des Verschattungstest mit Beleuchtung und Elektronik.....	25
<b>Abbildung 7.4:</b> Darstellung des Testausschnitts (die ersten vier Stufen von rechts) für die Verschattungstests (links) und die gemessenen Einstrahlungswerte bei maximaler Bestrahlung des Bereichs in $W/m^2$ (rechts); Bild basierend auf [1].....	26
<b>Abbildung 7.5:</b> Übersicht der durchgeführten Verschattungstests (VT1 bis VT12) ; Bild basierend auf [1].....	27
<b>Abbildung 7.6:</b> Messergebnisse von VT1 (2cm breite Verschattung, $120^\circ$ ) - Verlauf von Gesamtspannung, Leistung und Strom (links) und Stringspannungen (rechts).....	29
<b>Abbildung 7.7:</b> Messergebnisse von VT8 (wachsende Verschattungsfläche, $45^\circ$ ) - Mittelwerte von Gesamtspannung, Leistung und Strom (links) und Stringspannungen (rechts) in Abhängigkeit der Verschattungsstufen .....	31
<b>Abbildung 7.8:</b> Messergebnisse von VT9 (wachsende Verschattungsfläche, vertikal von rechts) - Mittelwerte von Gesamtspannung, Leistung und Strom (links) und Stringspannungen (rechts) in Abhängigkeit der Verschattungsbreite.....	31
<b>Abbildung 7.9:</b> Messergebnisse von VT10 (wachsende Verschattungsfläche, horizontal von oben) - Mittelwerte von Gesamtspannung, Leistung und Strom (links) und Stringspannungen (rechts) in Abhängigkeit der Verschattungsbreite.....	32

# Tabellenverzeichnis

<b>Tabelle 3.1:</b> Mögliche MPP-Modulgesamtspannungen in Abhängigkeit der Stufen- und Zellenanzahl .....	5
<b>Tabelle 7.1:</b> Angabe der Abkürzungen der verschiedenen Verschattungstests.....	28
<b>Tabelle 7.2:</b> Vergleich der Verschattungsflächen und -anteile (VT8, VT9 und VT10).....	32

## Formelzeichenverzeichnis

PV	Photovoltaik
ISOKO	Isolationskoordination
MPP	Maximum Power Point
MPPT	Maximum Power Point Tracker
CU	ControlUnit
PU	PowerUnit
ComU	Kommunikationseinheit (ComUnit)
AUX	AUX-Versorgung (Hilfsversorgung, engl.: auxiliary supply)
ENS	Einrichtung zur Netzüberwachung mit zugeordneten Schaltorganen
$\mu$ C	Mikrocontroller
VT	Verschattungstest
OCV	Open-Circuit Voltage, Leerlaufspannung



# 1 Zusammenfassung

Im ASMokos-Projekt wurde systematisch ein AC-PV-Modul entwickelt und untersucht, dass die Wechselrichterfunktion auf Basis einer einphasigen kaskadierten H-Brücken-Leistungselektroniktopologie (engl.: Cascaded H-Bridge Converter -CHB) direkt in das PV-Modul integriert. Basis des Ansatzes sind zerschnittene Solarzellen (Teilzellen), die aufgrund ihrer innewohnenden physikalischen Beschaffenheit nach dem Teilen zwar einen reduzierten Strom (entsprechend der geringeren Fläche, jedoch eine identische Spannung aufweisen. Ziele dieser Verschmelzung von PV-Modul und -Wechselrichter sind Effizienzgewinne, Ressourceneinsparungen (insb. Kupfer durch geringe Ströme im System) sowie ein verschattungstoleranterer Betrieb und damit die Erweiterung von PV-Anwendungen auf schwierigere Oberflächen wie Fassaden, Zäune oder mobile Anwendungen bei denen Teilverschattungen eine große Rolle spielen können.

Es konnten eine passende Konfiguration, Layout und Aufbautechnik mit aktuell verfügbaren Fertigungsprozessen bzw. -anlagen gefunden werden. Durch den Projektpartner Institut für Solarenergieforschung GmbH (ISFH) und den Projektunterstützer durch Fertigung und Lieferung der Substrings Applied Materials Inc. (AMAT) konnte die Konfiguration aus 14 Stufen mit je  $2 \times 25 \times 1/6$ -Zellen in U-Anordnung realisiert werden. Die Elektronik für das ASMokos-Modul wurde entwickelt und in verschiedenen Tests von der AC-Unit-Effizienz bis zur Prüfung der Verschattungstoleranz getestet.

Kritische Punkte zur erfolgreichen Umsetzung des Ansatzes wie die nötige Pufferkapazität und die Ableitströme wurden betrachtet. Hier zeigt sich, dass bei der Pufferkapazität eine geeignete Auslegung zwischen Kapazitätsgröße/Kosten/Platz und der MPP-/System-Effizienz gewählt werden kann. Dies gilt insbesondere positiv für das AC-Modul bei (teil-) verschatteten Bedingungen mit geringen Einstrahlungsintensitäten oder dem aktuellen Trend zu maximaler Energieausbeute im Winter bei gleichzeitig reduziertem Energiebedarf im Sommer gegenüber bisherigen Anlagen. Bei den Ableitströmen wurden Simulationen durchgeführt und eine optimierte verteilte Filtertopologie realisiert. Diese konnte in voller Ausbaustufe während der Projektlaufzeit in Hardware nicht mehr getestet werden. Genauso konnte wegen des Wetters (Winter) und den verfügbaren Softwareentwicklungskapazitäten eine Prüfung der Verschattungstoleranz im AC-Netz-Betrieb nicht durchgeführt werden.

Für ein weiteres Vorgehen würde sich die (Software-) Funktionsweiterentwicklung inkl. Test empfehlen. Genauso könnte ein Folgeprojekt zur Integration der PowerUnit-Funktionen in einen individuellen ASIC (Application-Specific Integrated Circuit) die Industrialisierbarkeit des Ansatzes verbessern.



**Abbildung 1.1:** Foto des ersten Modells des AC Solar-Moduls für kostengünstige und standortunabhängige Installation

## 2 Einleitung

Die stetige Entwicklung erneuerbarer Energien hat in den letzten Jahren zu weitreichenden Fortschritten in der Photovoltaik (PV) geführt. So konnten die Wirkungsgrade der Solarzellen und Wechselrichter deutlich erhöht, die Lebensdauern der Komponenten verlängert und die Kosten drastisch reduziert werden.

Aufgrund des starken Branchenwachstums haben sich die Bereiche *PV-Modul* und *PV-Elektronik* in zwei starke, eher eigenständige, Branchenzweige entwickelt. Durch diese fachliche Trennung haben sich an den technischen Spezifikationen der Schnittstelle zwischen PV-Modulen und PV-Wechselrichtern nur wenige oder geringe Änderungen in den letzten Jahren ergeben. Diese Standardisierung ist wichtig für den raschen Auf- und Zubau der erneuerbaren Energien, aber sorgt auch für eine Hemmung von Innovation oder Effizienzsteigerung über diese Schnittstelle heraus.

An diesem Punkt setzt das ASMokos-AC-Modul an. Durch das Zerschneiden von PV-Zellen verringert sich die aktive Fläche und der Strom der Zelle nimmt proportional zu dieser ab. Die Spannung der zerschnittenen Teilzelle bleibt hingegen bestehen. Entgegen der üblichen Auslegung von PV-Modulen im Bereich von ca. 48 V wird im ASMokos-AC-Modul eine Gesamtspannung von über 400 V gewählt, um ohne eine hochsetzende Elektronikgruppe direkt in das Niederspannungsnetz einspeisen zu können. Der Wechselrichter wird auf Zell- bzw. *Substring*-Ebene direkt in das Modul integriert. Dadurch soll die Gesamteffizienz gesteigert und die Kosten bzw. der Ressourceneinsatz durch weniger Kupfer (kleinere Ströme im System) verringert werden.

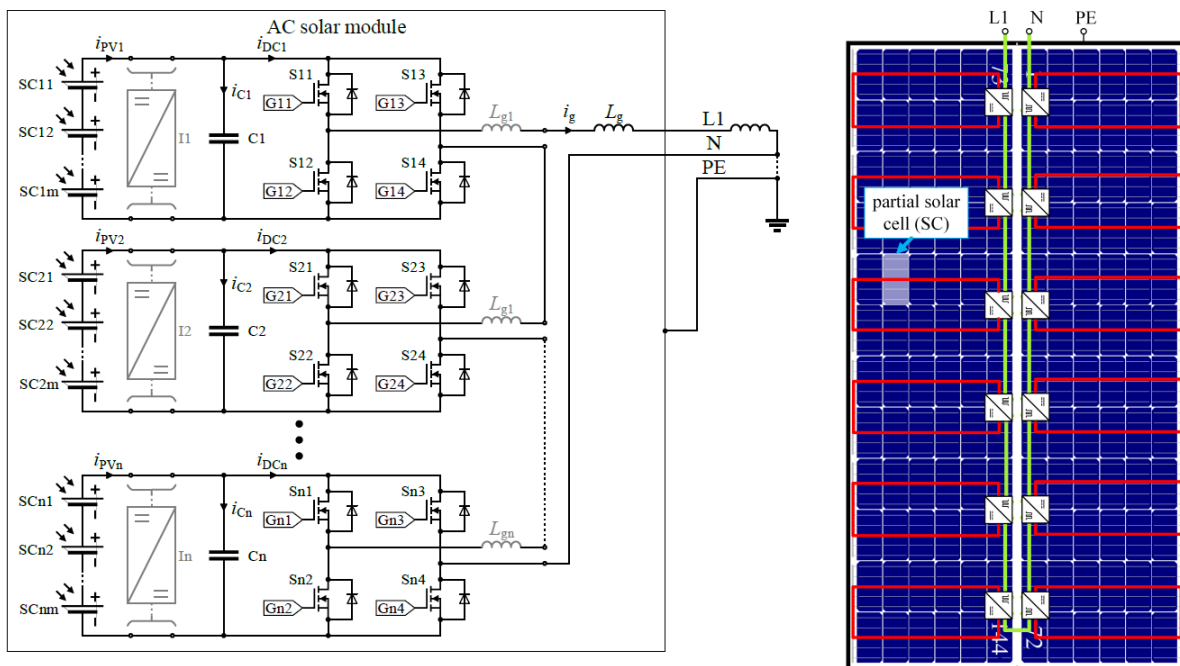
Zusätzlich können die einzelnen Substrings des ASMokos-AC-Moduls einzeln angesteuert und optimiert werden, um eine verbesserte Verschattungstoleranz zu erreichen. Dies kann den Ausbau von PV auf bisher ungenutzte Oberflächen wie Fassaden, Zäune oder sogar mobile Anwendungen erweitern oder effektiver gestalten.

### 3 Ausarbeitung der Funktionsmusteranforderungen

Um eine gute Vergleichbarkeit zwischen den zu entwickelnden Funktionsmustern und dem Stand der Technik zu erreichen, wurde versucht möglichst viele Anforderungen aus den Bereichen der PV-Module und PV-Wechselrichtern inkl. deren Fertigung zu berücksichtigen.

#### 3.1 Systemausgestaltung

In Abbildung 3.1 ist die vorgeschlagene Systemtopologie und ein erster Entwurf des Systemlayouts dargestellt. Die Topologiedarstellung zeigt, dass die einzelnen Solarzellen (SC) in  $n$  Substrings mit je  $m$  Einzelzellen aufgeteilt werden. Diese Substrings sind je mit einer Leistungselektronik (H-Brücke) ausgestattet. Diese leistungselektronischen Stufen aus Solarzellen-substring und H-Brücke werden in Reihe geschaltet, um die gewünschte Ausgangsspannung bereitstellen zu können. Im Aufbau bzw. Layout des Moduls bedeutet dies, dass diese Stufen - respektive deren Flächen - später bezüglich der Verschattung und Einstrahlung einzeln optimiert werden können.



**Abbildung 3.1:** Vorgeschlagene Systemtopologie (links) und mögliches Layout (rechts); Bild rechts basierend auf [1]

In der Topologiedarstellung sind DC/DC-Wandler ( $I_n$ ) mit einer möglichen Boostfunktion zum Hochsetzen der PV-Spannungen als Option angedeutet. Diese Funktionseinheiten wurden als

Option im Projekt vorgesehen, aber aus Kosten-, Effizienz und Lebensdauergründen nicht umgesetzt.

Die Topologie aus kaskadierten H-Brücken ist nur in der Lage Ausgangsspannungen bereitzustellen, deren Betrag kleiner oder gleich groß wie die Summe der Spannung der in Reihe geschalteten Stufen ist. Um mit dieser Topologie das Ziel zu erreichen, direkt in das einphasige Niederspannungsnetz einspeisen zu können, muss die Summe aller Solarzellspannungen im MPP die nach VDE-AR-N4105 maximal zulässige Netzspannung von 357,8 V ( $230 \text{ V} \cdot \sqrt{2} \cdot 1,1$ ) übersteigen [2]. Bei einer MPP-Spannung von 0,6 V/Zelle folgt eine Mindestanzahl von 597 Solar- (teil-) zellen für ein ASMokos-AC-Solar-Modul.

In Tabelle 3.1 sind die MPP-Modulgesamtspannungen in Abhängigkeit der Stufen- und Zellenanzahl für den Bereich von 11 bis 14 Stufen und 40 bis 55 Zellen pro Stufe aufgetragen. Die Spannungen, die die Anforderung zur Einspeisung in das Niederspannungsnetz erfüllen, sind grün hinterlegt. Es ist zu erkennen, dass ein mögliches Modul aus 12 Stufen à 50 Zellen die Spannungsanforderung gradeso erfüllen würde. Um mit dem System auf Verschattungen ausreichend reagieren zu können, wurde eine Systemkonfiguration von 14 Stufen à 50 Zellen gewählt.

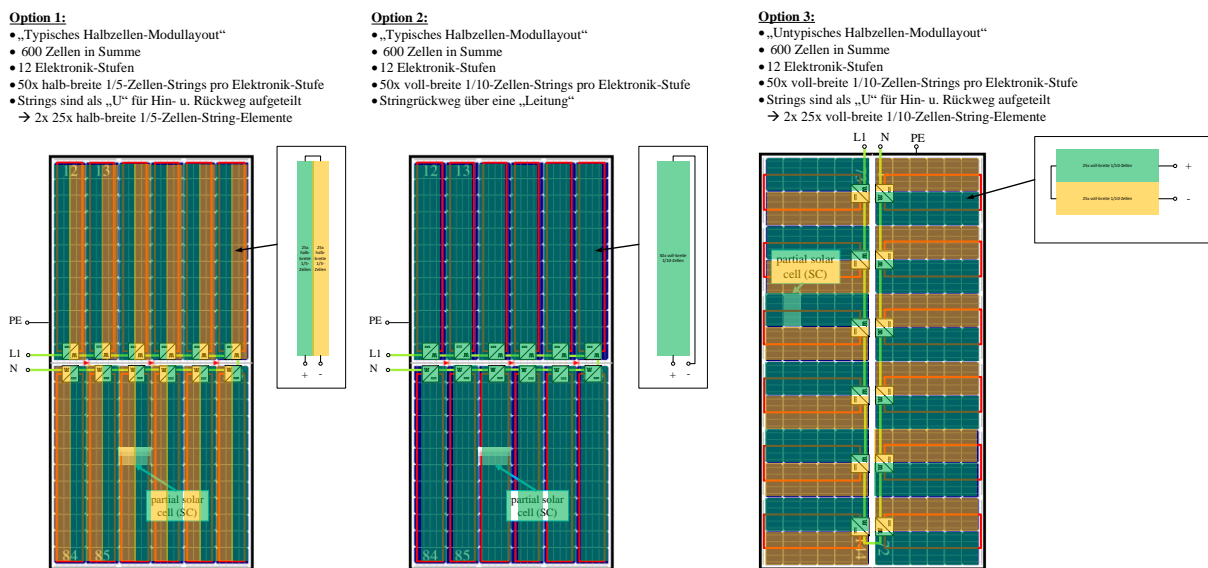
**Tabelle 3.1:** Mögliche MPP-Modulgesamtspannungen in Abhängigkeit der Stufen- und Zellenanzahl

Systemspannung in V (bei aktueller, bestätigter MPP-Zellspannung von 0,59878 V_DC)					
		Anzahl Stufen			
		(12 - 1)		(14 - 1)	
		11	12	13	14
Anzahl Zellen pro Substring	40	263,5	287,4	311,4	335,3
	41	270,0	294,6	319,1	343,7
	42	276,6	301,8	326,9	352,1
	43	283,2	309,0	334,7	360,5
	44	289,8	316,2	342,5	368,8
	45	296,4	323,3	350,3	377,2
	46	303,0	330,5	358,1	385,6
	47	309,6	337,7	365,9	394,0
	48	316,2	344,9	373,6	402,4
	49	322,7	352,1	381,4	410,8
	50	329,3	359,3	389,2	419,1
	51	335,9	366,5	397,0	427,5
	52	342,5	373,6	404,8	435,9
	53	349,1	380,8	412,6	444,3
	54	355,7	388,0	420,3	452,7
	55	362,3	395,2	428,1	461,1

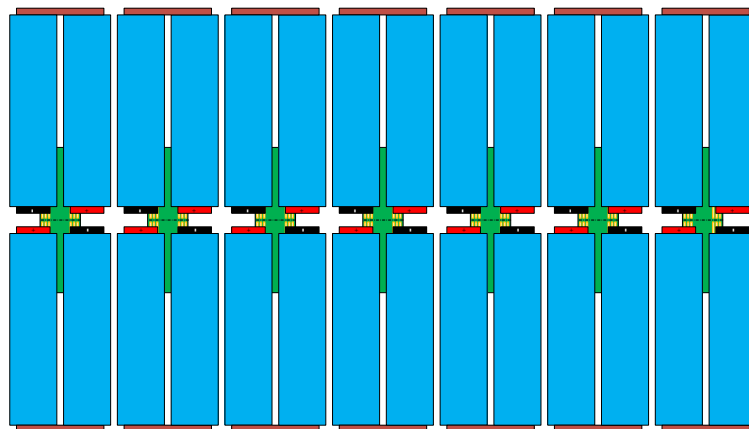
Die Anzahl von 50 Zellen pro Stufe resultieren auch aus der Fertigbarkeit der Substrings, wie im Folgenden beschreiben wird. Bei der Anzahl der Stufen wären auch 13 möglich gewesen, aber dann wäre ein symmetrischer Aufbau des Moduls nicht zu realisieren gewesen.

Abbildung 3.2 zeigt drei diskutierte Layoutoptionen für das AC-Modul. Um die Modulgröße vergleichsweise kompakt zu halten, war ein erster Wunsch die Verwendung von 1/10-Zellen. Aufgrund der höheren Fertigungsaufwände und der Möglichkeit des ISFHs größere Module fertigen zu können, wurde sich im Projektverlauf auf die Verwendung von 1/6-Zellen geeinigt. Diese Zellteilung bringen einige Stand der Technik-Zellen mit, sodass hier kein zusätzlicher Aufwand entstand.

Insgesamt wurden für die ASMokos-Funktionsmuster die Aufbauvariante 3 mit 14 Stufen bestehend aus 2x 25x 1/6-Zellen in U-Anordnung gewählt. Diese Konfiguration mit in Abbildung 3.3 zusammen mit der Anordnung der PowerUnit-Elektronikbaugruppen dargestellt.



**Abbildung 3.2:** Diskutierte Layoutoptionen für den Aufbau des AC-Moduls (basierend auf [1])



**Abbildung 3.3:** Layout des ASMokos-Moduls mit Anordnung der PowerUnit-Elektronikbaugruppen

### 3.2 Erstellung Sicherheitskonzept inkl. ISOKO

Um die elektrische Sicherheit zu gewährleisten, wurde basierend auf den Normen DIN EN 62109-1, DIN EN 62109-2 und VDE-AR-N 4105 ein Sicherheitskonzept erstellt [3], [4], [2]. Ein Auszug dieser ist in Abbildung 3.4 dargestellt. Darüber hinaus sind relevante Sicherheitsfunktionen auch in Abbildung 5.1 wiederzufinden.

The image shows two side-by-side tables. The left table is a safety concept table with columns for 'Thema/Funktion', 'Maßnahmen', 'Priorität', 'Werte', and 'Abschließ. Pr.'. It is organized into phases: 'Konzeptarbeit Teil 2: „jetzt anfangen u. Feedback“', 'HV- u. SV- Entwicklungsphase', and 'Test 1'. The right table is an ISOKO table with columns for 'A', 'E', 'C', 'D', 'E', 'F'. It lists various electrical parameters and their values, such as 'Netztrennung', 'Überspannung', 'Isolation', and 'Schutzmaß'. It includes references to standards like 'DIN EN 62109-1' and 'DIN EN 62109-2'.

Abbildung 3.4: Auszug aus dem Sicherheitskonzept (links) und ISOKO (rechts)

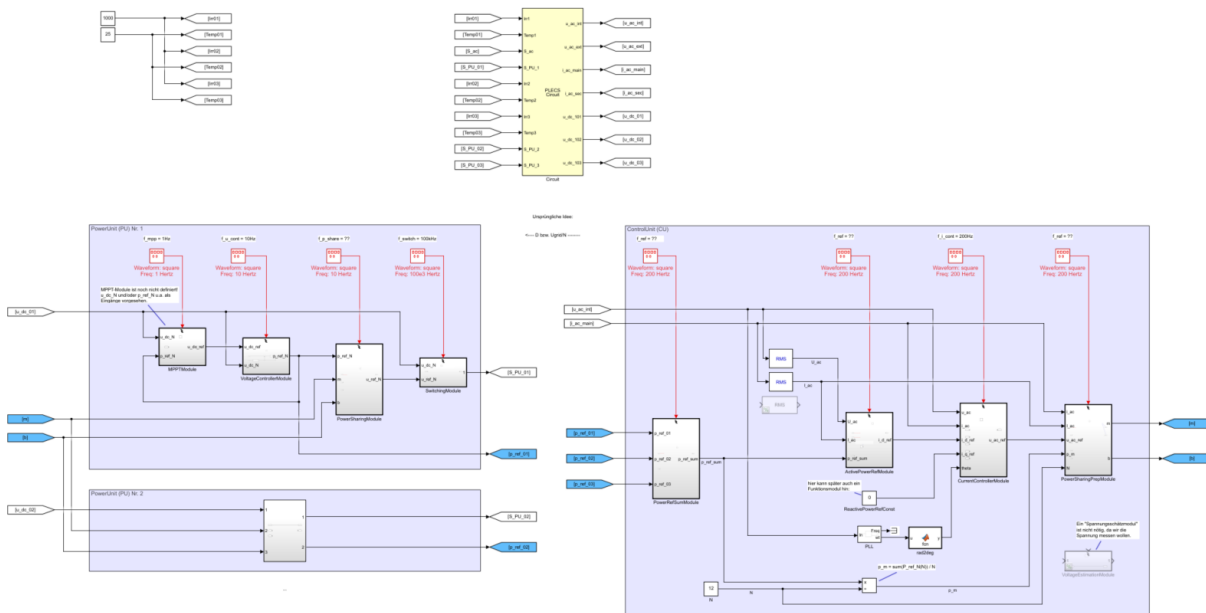
Die Isolationskoordination (ISOKO) ist neben der Erreichung der elektrischen Sicherheit auch relevant für die allgemeine Funktionsfähigkeit des Systems. Es darf zu keinem Zeitpunkt zu einem Überschlag zwischen den Leistungsstufen oder der ControlUnit kommen. Diese Einheiten müssen aber für einen reibungsfreien Betrieb kontinuierlich miteinander kommunizieren.

### 3.3 Ausarbeitung interne Kommunikation und Regelung

Es wurde eine Recherche zu bestehenden Regelungsansätzen von Topologien mit kaskadierten PV-System durchgeführt. Hier sind insbesondere folgende Quellen zu nennen: [5–16]. Die meisten dieser Arbeiten befassen sich mit Regelungen für große PV-Systeme, bei denen jeweils mehrere PV-Module zu einem Substring mit einer leistungselektronischen H-Brücke

zusammengeschaltet werden. [7] sei für seinen Ansatz mit der Regelung von autonomen Einheiten und verteilten Ausgangsfiltern hervorgehoben. Ferner wird in [14] ein sehr interessanter Regelungs-Algorithmus vorgestellt, der auf den DC-Seiten (PV-Module) keine Messungen benötigt.

Für die Entwicklung der Software wurde ein modellbasierter Ansatz gewählt. Zur Umsetzung wird die Software Matlab/Simulink verwendet. In Abbildung 3.5 ist der Aufbau für die Regelung des AC-Moduls schematisch dargestellt. Auf der linken Seite sind die PowerUnits angeordnet (linke, lila Bereiche). Dabei werden die einzelnen Funktionsblöcke nur für die erste PowerUnit aufgelöst. Auf der rechten Seite wird die ControlUnit mit den nötigen Funktionseinheiten dargestellt (rechter, lila Bereich). Die kommunikativen Verbindungen zwischen PowerUnits und ControlUnit sind mit blauen Markern hervorgehoben. Diese umfassen die (Spannungs-) Messwerte der PowerUnits, die an die ControlUnit und die Regelungsgrößen  $m$  und  $b$ , die abgewandelt nach [14] von der ControlUnit an alle PowerUnits übertragen werden. Der gelbe Block in der Mitte beinhaltet die hardwareseitige Nachbildung der Elektronik.



**Abbildung 3.5:** Schematische Darstellung des Regelaufbaus für das AC-Modul

Für die interne Kommunikation wurde ein I2C-Bus gewählt, da dieser nur zwei Leitungen benötigt (geringe Komplexität, geringer Platzbedarf, geringe Kosten), eine ausreichende Geschwindigkeit besitzt und der Anforderung an die Anzahl an Teilnehmern genügt. Verglichen wurden Lösungen mit CAN, SPI, I2C und einer PWM-Übertragung.

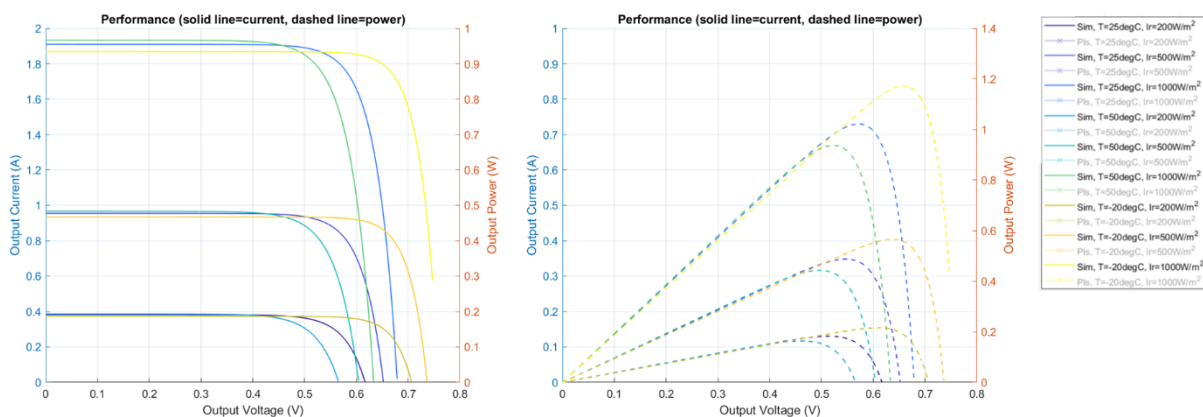


## 4 Simulation der elektronischen Hauptfunktionen

Wie jede technische Lösung, verfügt auch der verfolgte Ansatz über Vor- und Nachteile. Als kritische Punkte wurden sehr früh die Pufferkapazität und das mögliche, schlechte Verhalten von Ableitströmen für die ASMokos-Topologie genannt. In den folgenden Abschnitten werden die simulativen Betrachtungen beschrieben, deren Ziel es war, dem Scheitern des Ansatzes in einem frühen Stadium zu begegnen und durch geeignete Maßnahmen die Realisierbarkeit zu ermöglichen.

### 4.1 Pufferkapazität

Für die simulative Betrachtung der Pufferkapazitäten jeder Stufe der kaskadierten Leistungselektronik (vgl. Abbildung 3.1) ist das elektrische Verhalten der Solarzellen relevant. Für diese PV-String-Simulation wurde ein geeignetes Modell aus Matlab/Simulink Simscape Electrical verwendet und mit Parametern einer Zielzelle für das Modul aufbereitet. Die charakteristischen Kennlinien einer einzelnen, auf diesem Weg nachgebildeten Solarzelle ist in Abbildung 4.1 dargestellt. Sowohl die Änderungen in Abhängigkeit der Temperatur, als auch der Einstrahlung werden für die Simulation des Gesamtsystems ausreichend genau nachgebildet.

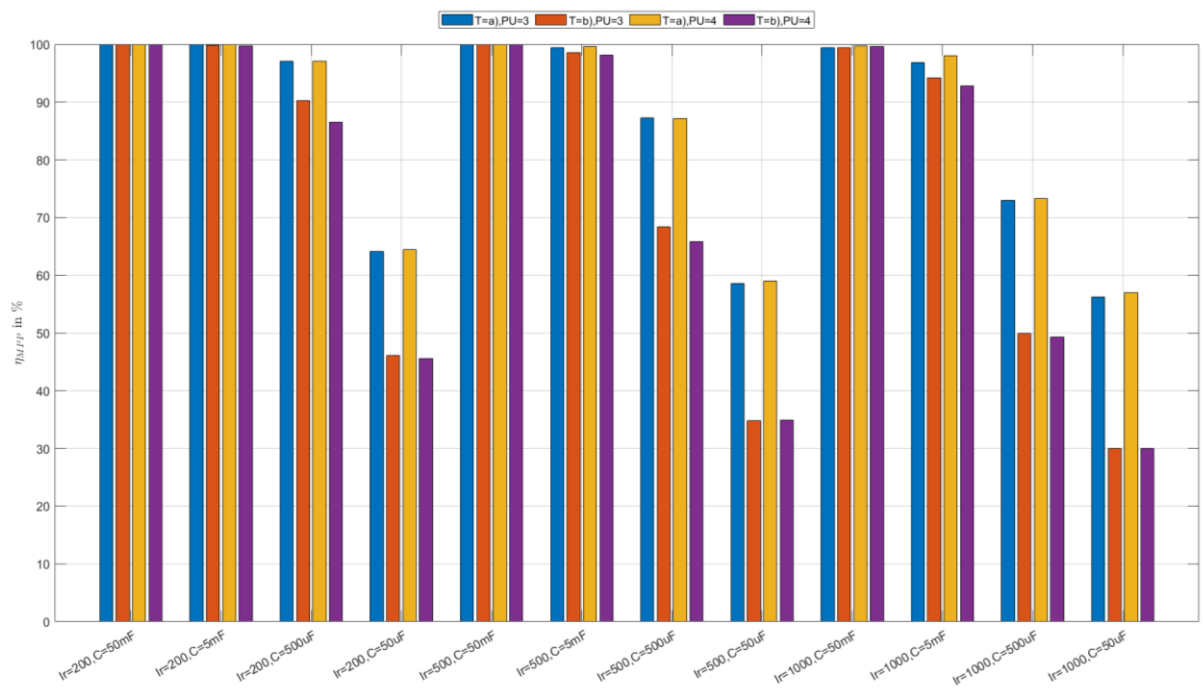


**Abbildung 4.1:** Nachbildung der elektrischen Betriebseigenschaften der Solarteilzellen im Simulationsmodell

In Abbildung 4.2 werden die Simulationsergebnisse anhand der erzielten MPP-Wirkungsgrade zusammengefasst. Basis sind vier simulierte Systeme. Die ersten beiden Systeme bestehen aus drei Stufen ( $PU = 3$ ). Sie unterscheiden sich in den untersuchten Betriebsarten *unabhängiger Betrieb* jeder Stufe ( $T = a$ ) und der Modulation der *ausgewählten Stufe* ( $T = b$ ). In Abbildung 4.3 sind links die modulierten Spannungen schematisch dargestellt. Als Referenz und zur

Prüfung des Skalierungsverhaltens wurden die Simulationen auch mit System bestehend aus vier Stufen (PU = 4) durchgeführt.

Für die ausgewählten Einstrahlungswerte von 200, 500 und 1000 W/m<sup>2</sup> ( $I_r = 200, 500$  und 1000) wurden die Pufferkapazitäten aller Stufen der vier Systeme variiert. Für die Betrachtung wurden die Werte 50 mF, 5 mF, 500  $\mu$ F und 50  $\mu$ F ausgewählt.



**Abbildung 4.2:** MPP-Wirkungsgrad in Abhängigkeit der DC-Kapazität und der Einstrahlung bei simulierten Systemen mit 3 und 4 PowerUnits

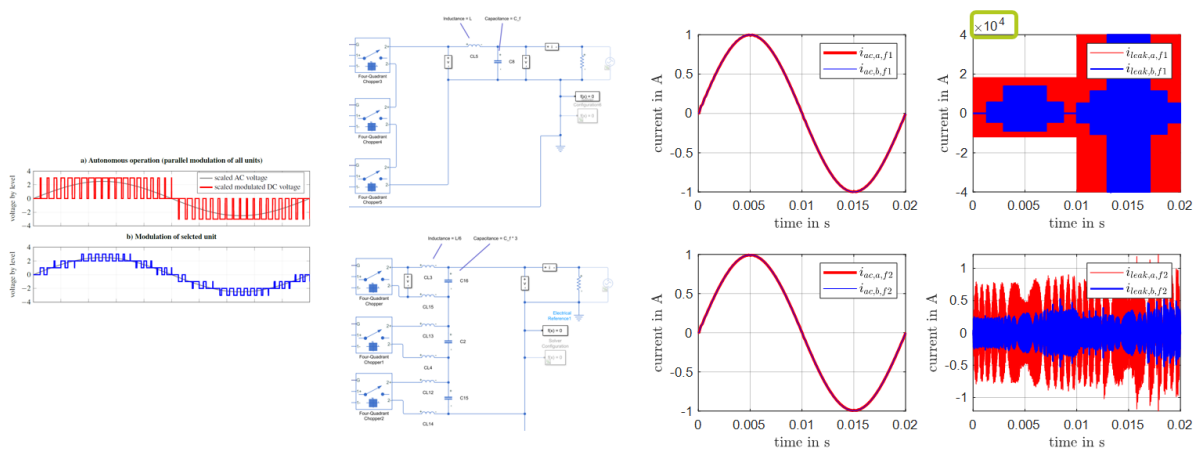
Die Ergebnisse zeigen, dass die MPP-Wirkungsgrade bei größeren Pufferkapazitäten grundsätzlich größer sind als bei kleineren Kapazitäten. Ferner ist zu erkennen, dass die Wirkungsgrade (auch bei kleineren Kapazitäten) bei niedrigeren Einstrahlungswerten größer sind. Dies hängt mit den kleineren Strömen bzw. Energien zusammen, die in den Kondensatoren zwischengespeichert werden müssen.

Den Simulationsergebnissen sollen zwei Erkenntnisse entnommen werden: Zum einen bleiben die MPP-Wirkungsgrade auch bei mittleren/kleineren Pufferkapazitäten bei geringeren Einstrahlungen (Stichwort: standortunabhängig) bei vertretbar hohen Werten von z.B. 70%, was in der aktuellen Auslegung von PV-Anlagen entweder eh einem derzeitigen Auslegungskriterium (70% Abregelung der installierten Spitzenleistung) oder in den Wintermonaten keinem

relevanten Betriebszustand entspricht. Zum anderen sind mit Pufferkapazitäten zwischen 5 mF und 500  $\mu\text{F}$  mit sehr moderaten Kosten und Platzbedarfen zu rechnen.

## 4.2 Ableitströme

Die zweite simulative Betrachtung befasst sich mit den Ableitströmen der Topologie. Hierfür wurden die untersuchten Betriebsarten *unabhängiger Betrieb* jeder Stufe (a) und der Modulation der *ausgewählten Stufe* (b) jeweils betrachtet. Diese sind in Abbildung 4.3 links schematisch dargestellt. Als zweite Variation wurde eine Schaltung mit zentraler Filterung gegenüber einer verteilten Filterung betrachtet.



**Abbildung 4.3:** Übersicht zur Untersuchung der Ableitströme: Modulationsverfahren, Filteraufbau, AC-Strom, Ableitstrom (v. l. n. r.)

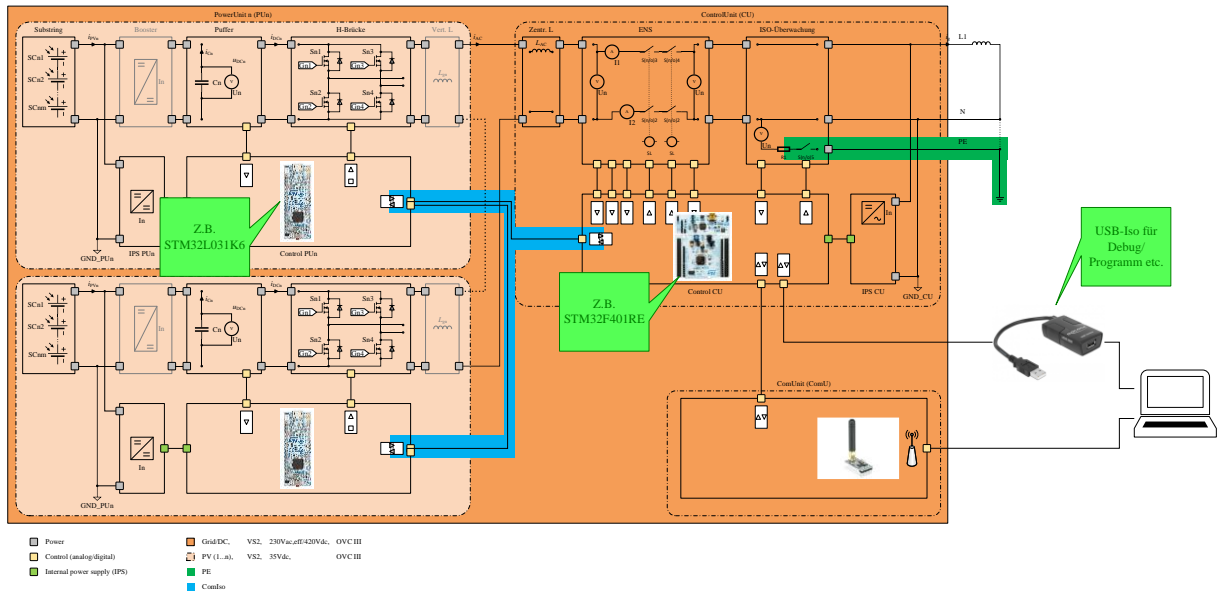
Der verteilte Filteransatz zeigt in Bezug auf die Ableitströme ein deutlich verbessertes Verhalten mit deutlich kleineren verursachten Strömen.

Ferner hat der verteilte Ansatz im ASMokos-System den Vorteil, dass mit kleinen SMD-Komponenten gearbeitet werden kann, um Platz zu sparen und die mögliche Fertigbarkeit des Systems zu verbessern.

Nach diesen Erkenntnissen wurde ein verteiltes AC-Niederspannungs-Filterssystem für das ASMokos-Modul ausgelegt und in die PowerUnits integriert.

## 5 Funktionsmusterentwicklung und -aufbau

Das Funktionsblattschaltbild des AC-Moduls mit Darstellung der Controllerboards und Steuerungskomponenten (Abbildung 5.1) fasst die Entwicklung des Funktionsmusters auf einer funktionalen Ebene zusammen.



**Abbildung 5.1:** Funktionsblattschaltbild des AC-Moduls mit Controllerboards und Steuerungskomponenten

Auf der linken Seite sind zwei PowerUnits (PU1 und PUn) mit ihren Funktionseinheiten dargestellt (helles orange). Jede PowerUnit umfasst folgende Funktionseinheiten:

- Substring
- (optional: Booster)
- Puffer
- H-Brücke
- verteilte Induktivität/Filter (nicht optional, da bessere Eigenschaften)
- AUX-Versorgung
- Steuerungscontrollereinheit (ST Nucleo-Board)

Auf der rechten, oberen Seite der Abbildung 5.1 ist die ControlUnit dargestellt. Diese besteht aus folgenden Funktionseinheiten:

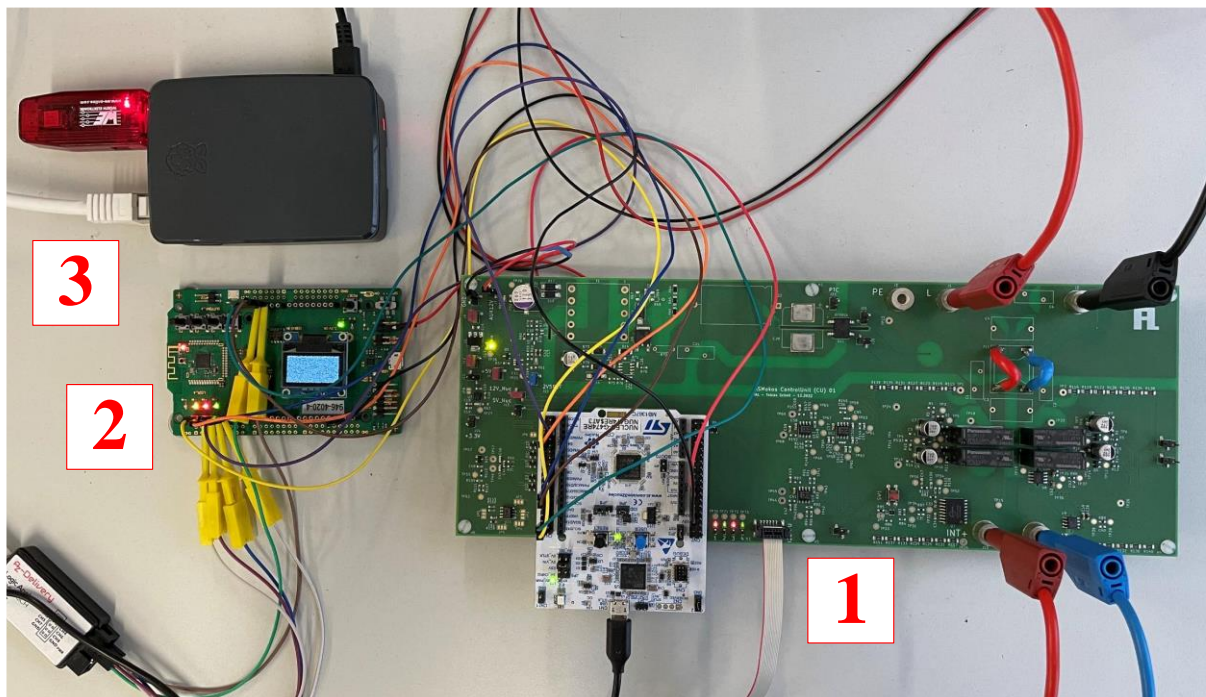
- (alternativ: zentrale Induktivität/Filter)

- ENS (Einrichtung zur Netzüberwachung mit zugeordneten Schaltorganen)
- Isolationsüberwachung
- AUX-Versorgung
- Steuerungscontrollereinheit (ST Nucleo-Board)

Zusätzlich kommen noch eine Kommunikationseinheit (ComUnit) und ein Steuerungs- und Überwachungscomputer hinzu. Diese Einheiten dienen zur Inbetriebnahme, der Steuerung sowie der Überwachung mit Messdaten des Systems.

## 5.1 Entwicklung ControlUnit (CU)

In Abbildung 5.2 sind die ControlUnit (1) nach erfolgreicher Inbetriebnahme zusammen mit der Kommunikationseinheit (2) und der Funk-Empfangseinheit (3) zu sehen. Auf der rechten Seite der ControlUnit ist der Leistungspfad mit Filteroptionen, der Trennung (4x Relais), den Spannungs- und Strommessungen zu sehen. Die oberen Leistungsterminals ergeben den Leistungsanschluss bzw. Netzanschluss des ASMOkos-Moduls. Diese sind mit L, N und PE gekennzeichnet. In der Mitte der ControlUnit befindet sich die Messwertaufbereitung sowie das steckbare ST Nucleo Controlboard. Auf der linken Seite befinden sich die AUX-Versorgungen der Baugruppe.

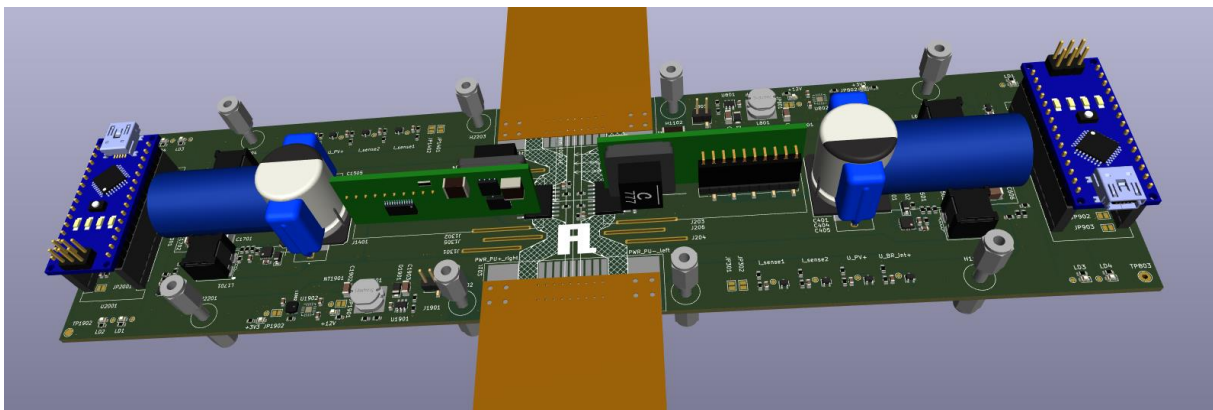


**Abbildung 5.2:** Aufbau der ControlUnit (1) mit Funkeinheit (2) und Empfangereinheit (3)

Im unteren, mittleren Bereich der ControlUnit ist die graue, kleine Flachbandleitung für die interne I2C-Kommunikation zu den PowerUnits zu sehen. Auf der unteren, rechten Seite sind die systeminternen Leistungsterminals mit angeschlossener roter und blauer Laborleitung zur Reihenschaltung der PowerUnits zu sehen.

## 5.2 Entwicklung PowerUnit (PU)

Ziel der Entwicklung der PowerUnit war die möglichst direkte Anbindung der Elektronikbaugruppe an die Substrings bzw. das PV-Modul selbst. Wie in Abbildung 3.2 und Abbildung 3.3 zu sehen, ergeben sowohl die Substrings ein U als auch die Reihenschaltung der Elektronikstufen. Aus diesem Grund ist es vorteilhaft jeweils zwei PowerUnits rotationssymmetrisch auf einer PowerUnit-Leiterplatte zu platzieren (die Anzahl an Baugruppen und mechanischen sowie elektrischen Verbindungselementen verringert sich signifikant um fast die Hälfte). In Abbildung 5.3 ist das 3D-Modell der PowerUnit-Leiterplatte aus der Layouterstellung dargestellt. In der Mitte sind in orange die flexiblen Leiterplatten angedeutet, die sowohl die Kommunikations-, als auch die Leistungsanbindung ermöglichen. Auf die Ausgestaltung der flexiblen Leiterplatten als Verbindungselemente wird nachfolgend noch eingegangen. In der Mitte der Leiterplatte befindet sich der isolierte Bereich der kommunikativen Anbindung zwischen den PowerUnits und der ControlUnit (insb. I2C-Bus). Der Isolationsbereich ist durch die weiß schraffierte Fläche gekennzeichnet. Auf den Außenseiten der flexiblen Leiterplatte befindet sich jeweils ein Leiter für die Leistungsübertragung von den Solarzellen ins Netz.

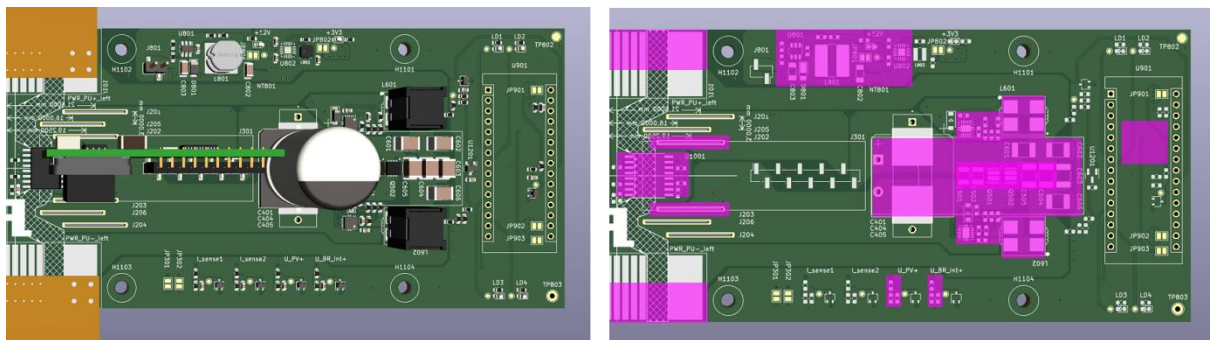


**Abbildung 5.3:** 3D-Darstellung der PowerUnit-Leiterplatte bei der Layouterstellung (Rückseite, perspektivisch)

Da Abbildung 5.3 die Rückseite der PowerUnit-Leiterplatte zeigt, ist die linke PowerUnit auf der rechten Seite zu sehen und umgekehrt. Im mittleren Bereich der Leiterplatte, oberhalb der

unteren, flexiblen Leiterplatte, befinden sich die Verbindungsstellen für die Anbindung der Substrings an die Elektronik. Um Toleranzen in der Fertigung zu berücksichtigen, wurden pro Anschlussterminal drei der Kontaktierungsstellen vorgesehen. So sind in Abbildung 5.3 rechts neben dem IAL-Logo die drei Anschluss terminals für das negative Potential des PV-Strings der linken PowerUnit zu sehen. Links vom IAL-Logo befinden sich die Anschlussstellen für das positive Potential des PV-Strings für die rechte PowerUnit.

Als Option wurde auch in der Hardware über einen Pinheader die Anbindung eines kleinen Booster-Boards vorgesehen. Neben dem Platz für den Booster sind verschiedene Bauformen für Pufferkondensatoren vorgesehen worden. Unterhalb des liegenden Elkos befindet sich die H-Brücke in Form von zwei Halbbrückenmosfet-ICs. An den Außenseiten sind die Controllerboards austauschbar via Steckverbinder angeordnet.



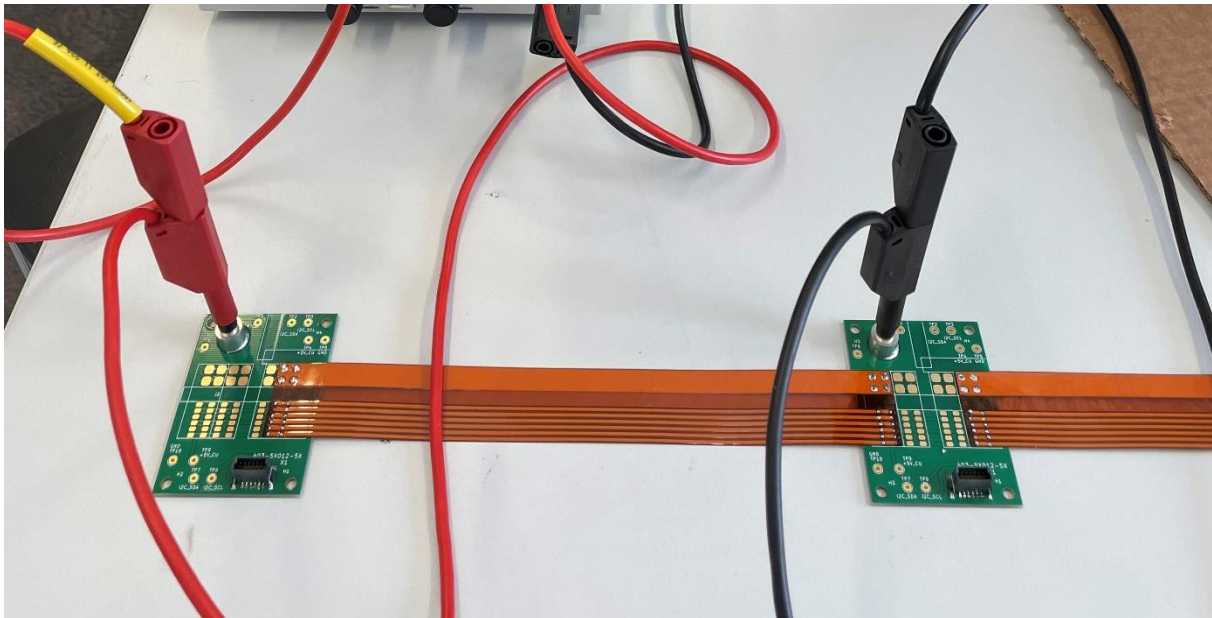
**Abbildung 5.4:** 3D-Draufsicht der Unterseiten der linken PowerUnit ohne THT-Bauteile (links) und pinker Markierung der notwendigen Fläche bzw. Funktionseinheiten vor der leeren Leiterplatte (rechts)

In Abbildung 5.4 ist die linke PowerUnit einmal ohne die THT-Bauteile und einmal ohne alle Bauteile dargestellt. In der Darstellung ohne die THT-Bauteile sind die vergleichsweise sehr kleinen Halbbrückenmosfet-ICs rechts neben der SMD-Pufferkondensatorvariante zu erkennen. In der Darstellung ohne Bauteile wurden die Funktionseinheiten bzw. Flächen in Pink markiert, die für eine mögliche Serienfertigung nur noch benötigt werden würden. Mit der Markierung ist ersichtlich, dass sich der Platzbedarf und die Kosten deutlich reduzieren lassen.

Aufgrund der Größe der PV-Module (Maße der Oberfläche) muss zwischen den PowerUnits sowie der ControlUnit die kommunikative und leistungstechnische Verbindung mithilfe von Leitungen bzw. Verbindern hergestellt werden. Neben diesen Anforderungen an die Länge müssen auch mögliche Toleranzen in den Abständen und einer möglichst geringen Aufbauhöhe beachtet werden. Im Projektverlauf kam die Idee zur Lösung dieser Teilaufgabe mit einer

flexiblen Leiterplatte. Diese Leiterplatte soll derart gestaltet sein, dass sie sowohl die Kommunikation, als auch die Leistung des PV-Moduls übertragen kann und dennoch die Isolation zwischen diesen Funktionsteilen gewährleistet ist.

Zur Verifikation des Ansatzes wurde eine erste Version der flexiblen Leiterplatte erarbeitet. Diese hat, wie in Abbildung 5.5 zu sehen, im oberen Bereich einen breiten Leiter für die verlustarme Übertragung der PV-Modulleistung. Im unteren Bereich befinden sich die dünneren Adern für die Kommunikation inklusive spezieller Groundadern zur möglichen Minderung von Störungseinkopplungen. Getrennt werden die beiden Bereiche durch einen konstanten Isolationsabstand. Wie in Abbildung 5.5 zu sehen, wurde eine passende kleine Testplatine für die Funktionsprüfung erstellt.



**Abbildung 5.5:** Foto von der Prüfung des Flexleiterplattenansatzes

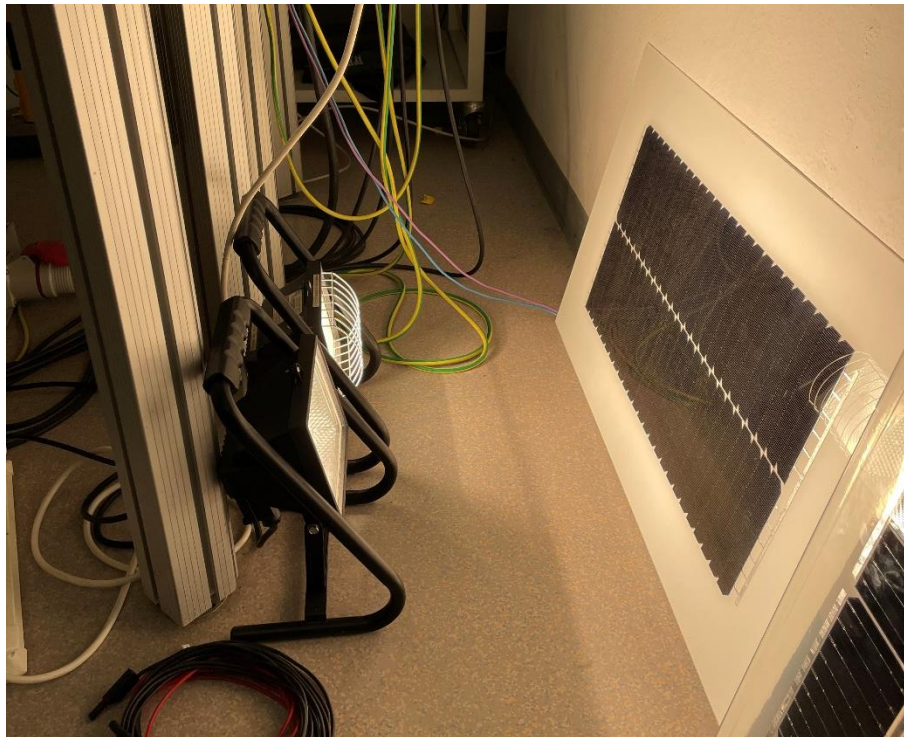
Der Vorversuch mit der flexiblen Leiterplatte und den Testplatinen war durchweg positiv zu bewerten. Die flexiblen Leiterplatten sind geeignet dauerhaft gebogen zu werden, lassen sich sehr gut an die Testplatinen anlöten und die Leitungsverluste auf der Leitungsseite sind mit ca. 17 mOhm von Test- zu Testplatine sehr verlustarm. Bei der Kommunikationsübertragung waren auch keine Störungen zu beobachten.

Wie auf den verschiedenen Abbildungen und Fotos mit der späteren PowerUnit zu erkennen (z.B. Abbildung 5.3 und Abbildung 7.3), wurde die flexible Leiterplatte nach dem ersten Test noch um den Leistungsrückleiter auf der anderen Seite erweitert.



### 5.3 Aufbau Mustermodule

Durch das Kontaktnetzwerk des Projektpartners Institut für Solarenergieforschung GmbH (ISFH) konnte Applied Materials Inc. (AMAT) in Italien als Lieferant für die geschindelten Substrings von je 25x 1/6-M2-Zellen gewonnen werden. Zum Test des Handlings beim Modulaufbau und der Bestimmung der elektrischen Kenndaten der ASMokos-Substrings (OVC, MPP-Werte, etc.) wurde vom ISFH ein Mustermodul bestehend aus einem ASMokos-Substring gefertigt. Dieses Modul ist in Abbildung 5.6 bei einem Labortest am IAL zu sehen.



**Abbildung 5.6:** Foto vom Test des ersten ASMokos-Mustermodulstrings am IAL

Einige Zeit später, nach Klärung des gesamten Modulaufbaus inkl. der Elektronik, wurden am ISFH die zwei ASMokos-Funktionsmustermodule aufgebaut. In Abbildung 5.7 ist das erste Funktionsmustermodul nach dem Auflegen und Ausrichten der Substrings auf das Deckglas und die obere Laminierfolie zu sehen. Auf der vorderen Ecke des Arbeitstisches liegt eine Leiterplatte der PowerUnit. Dies zeigt deutlich den Größenunterschied zwischen den Solarzellen und der Elektronik.



**Abbildung 5.7:** Aufbau des ersten Funktionsmustermoduls am ISFH in Hameln

## 6 Subsystem-Labortest der Elektronik

Um die Verbindung aus Substrings und Elektronik vorzubereiten, wurden einige Tests der Elektronikbaugruppen im Labor durchgeführt. Dies diente insbesondere für die Sicherstellung der ordnungsgemäßen Funktion der Bauteile, Schaltungen und Baugruppen sowie der Entwicklung und Prüfung der Software zur Steuerung des Systems.

In den folgenden zwei Abschnitten werden ausgewählte Tests zur AC-Effizienz der PowerUnits und der Kommunikation im System beschrieben.

### 6.1 AC-Effizienzmessung

Eine wichtige Kenngröße für ein PV-System ist der Wirkungsgrad. Um für die PowerUnits nach erfolgreicher Inbetriebnahme Referenzwerte zu haben, wurde eine AC-Effizienzmessung von einzelnen PowerUnits durchgeführt. Für diesen Test wurde softwareseitig ein AC-Inselnetzbetrieb implementiert, sodass die PowerUnit aus der DC-Eingangsspannung eine AC-Spannung mit einer Frequenz von 50 Hz stellt.

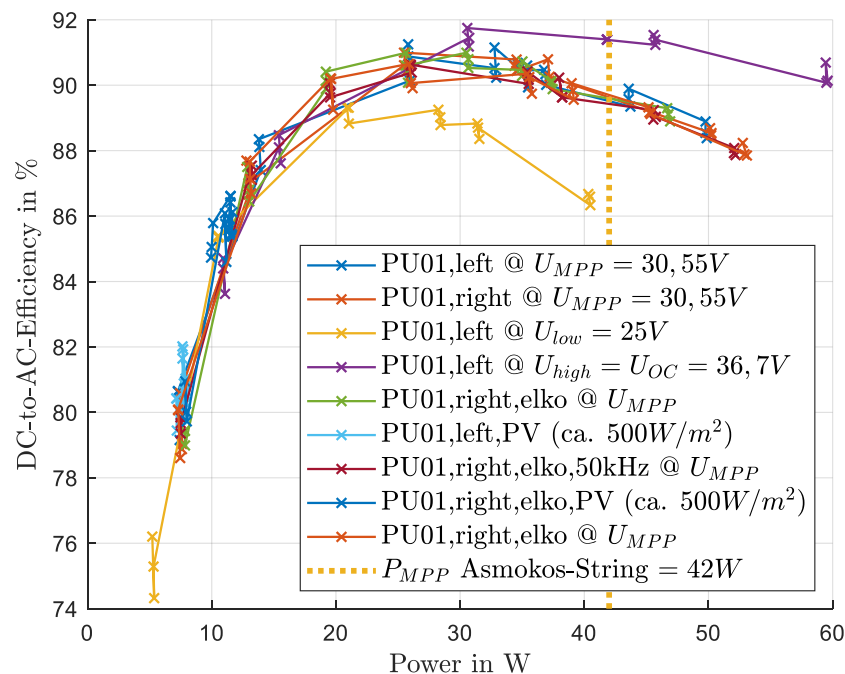
Der Versuchsaufbau ist in Abbildung 6.1 dargestellt. In der Mitte der Abbildung ist die PowerUnit-Leiterplatte zu sehen. In dem fotografierten Zustand ist die rechte PowerUnit mit bestücktem, liegenden THT-Pufferkondensator (blau) in der Messung aktiv. Versorgt wurden die PowerUnits durch eine DC-Laborquelle (nicht auf dem Foto zu sehen) sowie in zwei Tests von dem ASMokos-Mustermodulestring, bestrahlt von zwei Halogenstrahlern (vgl. Abbildung 5.6).



**Abbildung 6.1:** Foto von der AC-Effizienzmessung der PowerUnit am IAL

Auf der Ausgangsseite der aktiven PowerUnit wurde ein regelbarer Leistungswiderstand (links von der PowerUnit-Leiterplatte) angeschlossen. Die Ein- und Ausgangsseite der aktiven PowerUnit wurde mit einem ZES Zimmer LMG671 Leistungsmessgerät gemessen (Abbildung 6.1, rechts).

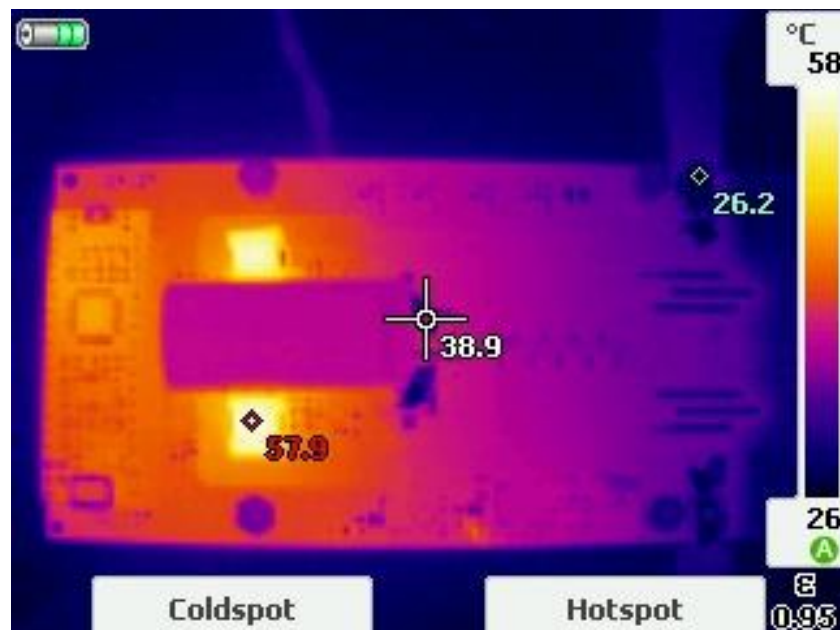
In Abbildung 6.2 sind die DC-zu-AC-Wirkungsgrade der PowerUnits in Abhängigkeit der Leistung für unterschiedliche Konfigurationen dargestellt. Je Arbeitspunkt wurden drei Singleshots erfasst, die in der Grafik mit einem X gekennzeichnet sind. Es ist zu erkennen, dass die Messpunkte bei kleineren Leistungen stärker streuen als bei höheren Leistungen. Dies lässt sich zum einen auf die veränderlichen AUX-Bedarfe der Elektronik sowie der Messgenauigkeit des Messgeräts zurückführen.



**Abbildung 6.2:** Ergebnisse der DC2AC-Effizienz der PowerUnits

Die Messergebnisse zeigen, dass die Variation der Testparameter bei kleinen Leistungen wenig Einfluss auf den Wirkungsgrad hat. Insbesondere die Höhe der Eingangsspannung hat bei hohen Leistungen einen größeren Einfluss auf den Wirkungsgrad. Hervorzuheben ist, dass der mittlere Leistungsbereich (Teillast) der für den Betrieb des AC-Moduls von besonderer Bedeutung ist, ein gleichbleibend hohes Wirkungsgradniveau zeigt. Dies gilt insbesondere auch für die zwei Testkonfigurationen mit dem ASMokos-Mustermodulestring bei der vergleichsweise geringen Einstrahlungsleistung von ca.  $500 W/m^2$  („PU01,left,PV“ und „PU01,right,elko,PV“).

Die Effizienzmessung wurde auch genutzt, um eine Thermografie der Baugruppe durchzuführen, um eventuelle Hotspots bzw. Schwachpunkte identifizieren zu können. Abbildung 6.3 zeigt das Thermografiebild der PowerUnit während der AC-Effizienzmessung bei  $P_{MPP}$  im eingeschwungenen Zustand. Die wärmsten Elemente sind die Ausgangsinduktivitäten ( $57,9^{\circ}\text{C}$  Hotspot-Marker). Ausgehend von einer Umgebungstemperatur von rund  $26^{\circ}\text{C}$  ergeben sich für die Induktivitäten eine Temperaturerhöhung von gerundet 30 K.



**Abbildung 6.3:** Thermografiebild der PowerUnit während der AC-Effizienzmessung bei  $P_{MPP}$

Sowohl die Temperaturerhöhung, als auch die Maximaltemperaturen ergeben im späteren Einsatzbereich erfahrungsgemäß keine Probleme. Der gesamte Leistungspfad zeigt keine Hotspots und scheint daher ausreichend dimensioniert zu sein, aus Effizienzgründen sollte jedoch eine neue Variante der Ausgangsinduktivitäten erarbeitet werden.

## 6.2 Kommunikation

Wie bereits in Abschnitt 5.1 beschreiben und mit Abbildung 5.2 gezeigt wurde, ist neben der systeminternen Kommunikation auch eine externe Kommunikationsschnittstelle für die Steuerung und das Datenlogging aufgebaut worden. Um diese Steuerungs- bzw. Kommunikationswege zu testen würden unterschiedliche Prüfungen durchgeführt.

Zum einen wurde Messwertübertragung in der gesamten Kette von PowerUnit an ControlUnit an ComUnit via Funk und Gateway an den Host-PC und die dortige Software geprüft. Für die

Datenübertragung wurden unterschiedliche Datenpakete definiert. Sogenannte Datenframes. Diese werden je nach Definition bzw. Priorität in unterschiedlichen Übertragungsraten übertragen. Die schnellsten Frames werden auf der Funkstrecke mit 100 ms und die langsamen mit 10 s übertragen.

Über diese Funktionalität ist es möglich u.a. die Spannungen der Substrings, die PowerUnit-Leiterplattentemperatur und den Status der PowerUnits zu beobachten und aufzuzeichnen.

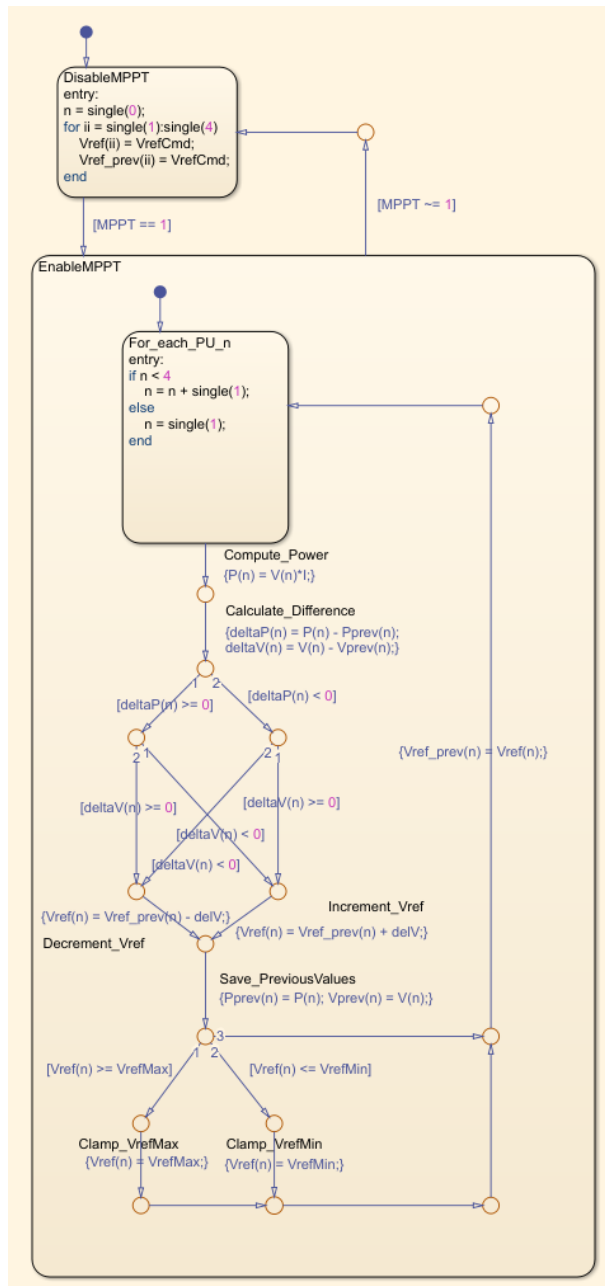
Die umgekehrte, schreibende Richtung der Kommunikation wurde auch implementiert und getestet. So ist es möglich von der Software am Host-PC das AC-Modul zu steuern oder Parameter für den Betrieb zu ändern.

Auf der Seite der internen Kommunikation, dem I2C-Bus, wurden auch verschiedene Datenübertragungen implementiert und getestet. So wurde u.a. eine (Schnell-) Abschaltung und Steuerung der PowerUnits ausgehend von der ControlUnit implementiert. Hier wurde die Funktion des I2C-Protokolls genutzt, dass bei vom Master gesendeten Datenpaketen mit der Adresse 0 alle Slaves diese Nachrichten erhalten und so eine schnelle und synchrone Abschaltung oder Systemsteuerung möglich ist.

Bei der Adressierung der PowerUnits wurde die eindeutige ID (unique identification) der verwendeten STM32-Mikrocontroller ( $\mu$ C) genutzt. Diese Funktion der  $\mu$ C berechnet anhand der individuellen Beschaffenheit der Chipstruktur eine eindeutige und nicht veränderbare ID. Diese IDs wurden von den  $\mu$ Cs im Labor ausgelesen und anschließend mit einer Zuordnung für die Reihenfolge im Modul in die Software der PowerUnits implementiert. Auf diese Weise hat jede PowerUnit durch die feste Zuordnung ihres  $\mu$ C eine eindeutige Zuordnung. Gleichzeitig lässt sich z.B. bei einem Defekt eines  $\mu$ C die Zuordnung mit einer Softwareanpassung der PowerUnits relativ aufwandsarm realisieren.

## 7 Prüfung der Verschattungstoleranz

Leider konnte die „Hochzeit“ aus Elektronik und Modul erst gegen Ende des Sommers erfolgen. Aus diesem Grund war nicht mehr mit ausreichend Tagen mit sehr sonnigen Bedingungen zu rechnen, die wiederholt für die Reproduzierbarkeit der Verschattungstests im Freien nötig gewesen wären. Daher wurde entschieden die Prüfung der Verschattungstoleranz des Moduls im Labor durchzuführen.



**Abbildung 7.1:** Perturb-and-Observe- (P&O) MPPT-Algorithmus zur Realisierung eines echten MPPT für jede Stufe im ASMokos-Modul

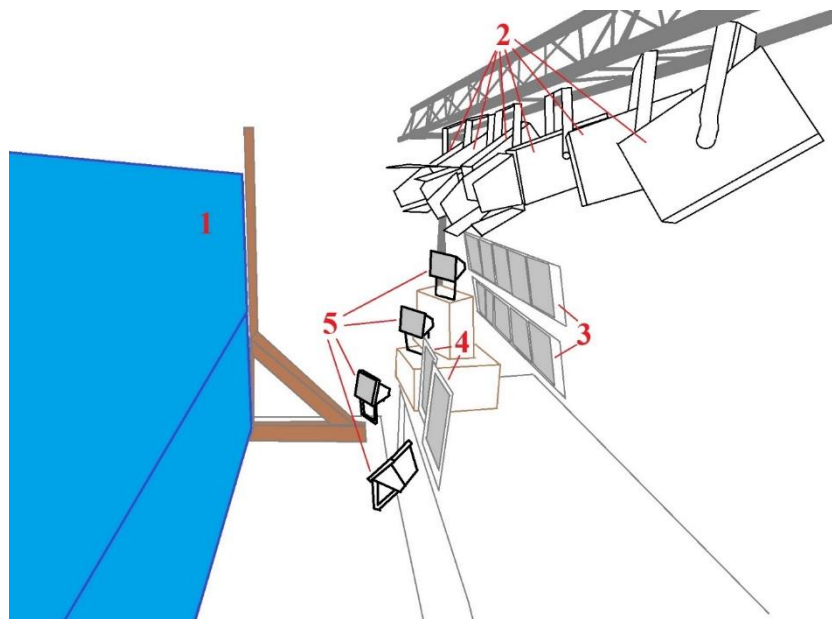
Für die Durchführung der Verschattungstoleranztests wurde eine Reihe von Lichtquellen von verschiedenen Partnern und Unterstützern ausgeliehen. Dennoch wäre eine ausreichende Bestrahlung des gesamten Moduls nicht möglich gewesen. Deshalb wurden die ersten vier Stufen des Moduls als Prüfungsumfang bestimmt.

Um die Verschattungstoleranz mit den vier Stufen optimal zu prüfen, wurde die Steuerung des Moduls leicht angepasst. In Abbildung 7.1 ist die Ablaufsteuerung zur Realisierung eines echten MPPT für jede Stufe im Modul dargestellt. Der Steuerungsalgorithmus wird auf der ControlUnit ausgeführt. Diese sammelt die Strings Spannungen der PowerUnits ein, führt je Softwareumlauf den MPPT-Ablauf für eine Stufe aus und überträgt an die PowerUnits die Tastgrade der Leistungselektronik zum Einstellen der MPP-Spannungen.

Als weitere Eingangsgröße für den MPPT-Algorithmus ist der Strom zur Berechnung der Leistungen nötig. Da die Stufen des Moduls in Reihe geschaltet sind, kann die Strommessung auf der ControlUnit genutzt werden.

## 7.1 Beschreibung des Prüfaufbaus zur Durchführung der Verschattungstests

In Abbildung 7.2 ist eine Skizze des Prüfaufbaus zur Durchführung der Verschattungstoleranzmessungen dargestellt. Das PV-Modul (1) wurde mit einer Hilfskonstruktion senkrecht auf einem Maschinenpodest befestigt. In ca. 1 m Abstand und parallel zum Modul wurden die Lichtquellen aufgebaut und ausgerichtet (2 bis 5), um eine möglichst hohe und gleichmäßige Bestrahlung der ausgewählten, ersten vier Stufen des PV-Moduls zu erreichen.



**Abbildung 7.2:** Anordnung der Lichtquellen und PV-Modul für die Verschattungstoleranzprüfung

Als Lichtquellen wurden 6 Halogenstrahler aus der Veranstaltungstechnik mit je 1 kW elektrischer Anschlussleistung ausrichtbar an einer Traverse verwendet, welche durch eine Leistungselektronik in der Leistung geregelt werden können (2). Unter den Strahlern werden 2 LED-OP-Leuchten mit je 5 20x20 cm großen Leuchtmodulen und 14 W Leistung aufgehängt (3). Auf Höhe des unteren Modulrandes wurden 2 LED-Strahler mit je 90 W aufgestellt (4). Ergänzend an den Seiten und dem unteren Bereich wurden 4 handelsübliche Halogenstrahler mit je 500 W angeordnet (5). Insgesamt ergibt sich eine elektrische Anschlussleistung der Lichtquellen von 8320 W. Bezüglich der Beleuchtungsstärke muss jedoch noch der Wirkungsgrad der unterschiedlichen Lichtquellen beachtet werden. Um eine vergleichbare und quantifizierbare Aussage über die Belichtungsstärke treffen zu können wurde der Aufbau mit einem Solar-Power-



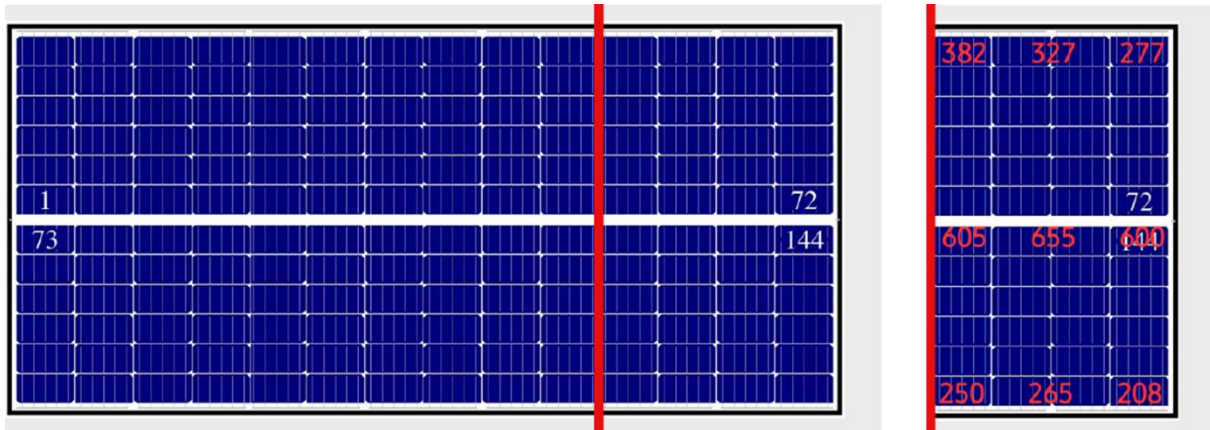
Meter SM206-Solar ausgemessen. Die Ausrichtung und Anordnung wurde mithilfe des Messgeräts mehrfach verbessert, um eine möglichst große und gleichmäßige Bestrahlung zu erreichen. Die Ergebnisse der besten Anordnung, die für die folgenden Test genutzt wurde, ist in Abbildung 7.4 (rechts) festgehalten.

Abbildung 7.3 zeigt ein Foto von der Rückseite des Versuchsaufbaus. Das Foto zeigt die zwei PowerUnit-Leiterplatten zur Anbindung der vier Substrings auf der Modulrückseite. Die Verbindung zwischen den beiden PowerUnit-Leiterplatten ist wie geplant mit der flexiblen Leiterplatte (vgl. Abschnitt 5.2) realisiert. Die Anbindung an die ControlUnit ist für diese Prüfung noch nicht final realisiert. Die Kommunikation wurde mithilfe der Testversionen der flexiblen Leiterplatte gelöst und die Leistungsanbindung über Laborleitungen. Für die leichtere Zugänglichkeit wurde die ControlUnit links vom Modul separat auf einer Ablage positioniert. Im hinteren Bereich des Fotos ist ein Teil der Lichttechnik zu sehen.



**Abbildung 7.3:** Foto vom Versuchsaufbau des Verschattungstest mit Beleuchtung und Elektronik

Der ausgewählte Testbereich aus den vier Stufen des Moduls ist in schematischer Darstellung in Abbildung 7.4 (links) dargestellt. Diese Darstellung wird in den folgenden Abschnitten für die Beschreibung der Verschattungsprüfungen genutzt.

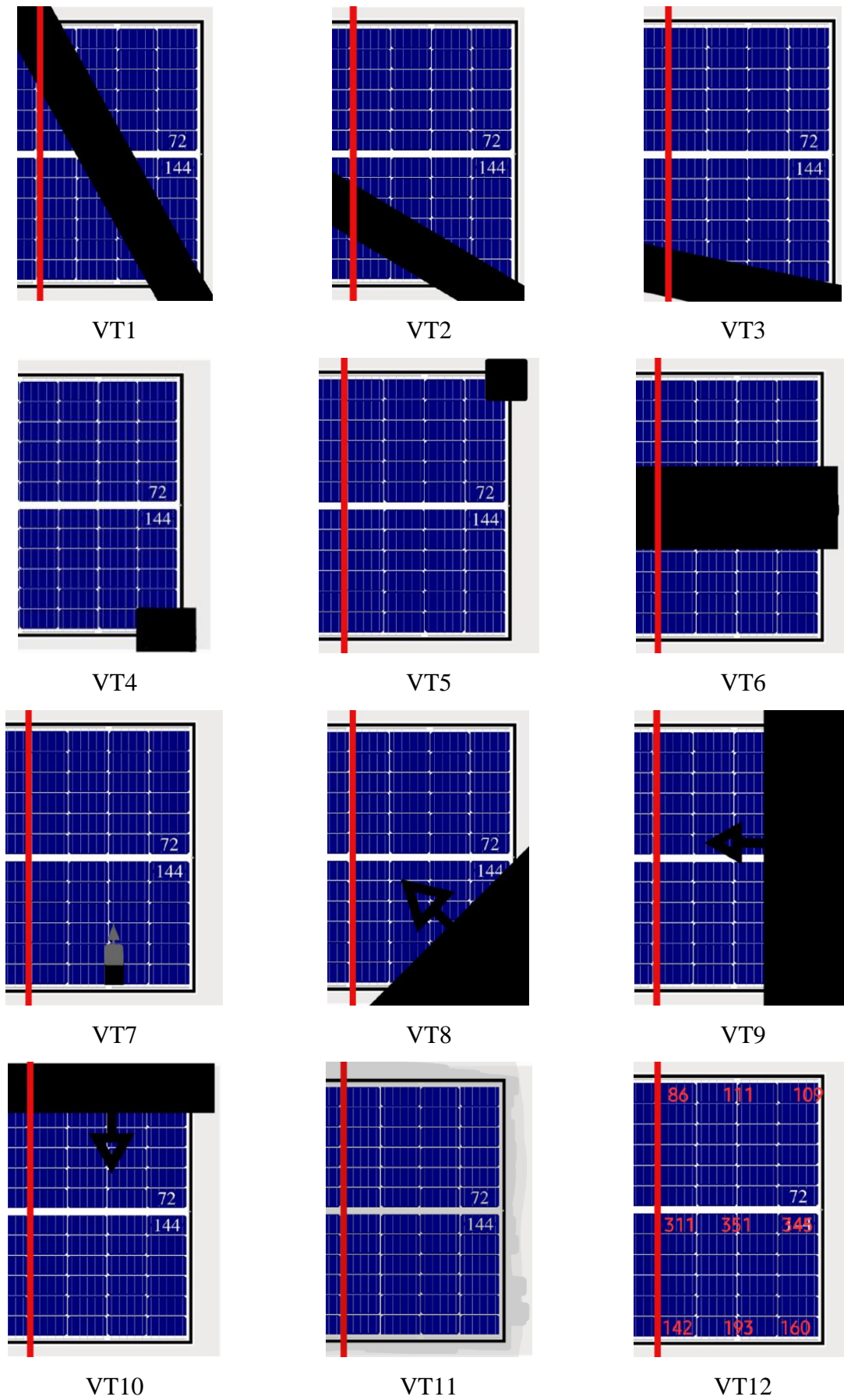


**Abbildung 7.4:** Darstellung des Testausschnitts (die ersten vier Stufen von rechts) für die Verschattungstests (links) und die gemessenen Einstrahlungswerte bei maximaler Bestrahlung des Bereichs in  $\text{W}/\text{m}^2$  (rechts); Bild basierend auf [1]

## 7.2 Auswahl und Beschreibung der Verschattungstests

In diesem Abschnitt werden die verschiedenen, möglichst realistischen Verschattungsszenarien erläutert. Für die Durchführung der Verschattungseffekte wurden verschiedene Materialien je nach definiertem Szenario eingesetzt. Es wurden u.a. lichtundurchlässiges Packpapier, Kartonstücke in verschiedenen Größen und ein Vorhang verwendet. In Abbildung 7.5 sind die gewählten zwölf Verschattungstests (VT1 bis VT12) schematisch dargestellt. In Tabelle 7.1 sind die Definitionen zu den Abkürzungen der Verschattungstests angegeben. Die Auswahl der Verschattungstests wurde u.a. an [17] angelehnt.

Die Verschattungstests VT1, VT2 und VT3 stellen den Schattenwurf beispielsweise einer Antenne oder Hochspannungsleitung dar. Bei der Durchführung dieser Tests wurde ein 2 cm breiter Papierstreifen auf dem Modul fixiert. Es wurden Winkel von  $120^\circ$  (VT1),  $150^\circ$  (VT2) und  $170^\circ$  (VT3) eingestellt, um die Auswirkung der Verschattung zu untersuchen. Gemessen wird der Winkel parallel zur Unterkante des Moduls. Die Verschattung beginnt jeweils in der unteren, rechten Ecke des Moduls. Während dieser Messungen wurde die Einstrahlungsleistung unter den oben genannten Referenzbedingungen konstant gehalten. Zum Test des MPPT wurde der regelbare Leistungswiderstand langsam Stück für Stück verringert, sodass der Leistungs-



**Abbildung 7.5:** Übersicht der durchgeführten Verschattungstests (VT1 bis VT12) ; Bild basierend auf [1]

**Tabelle 7.1:** Angabe der Abkürzungen der verschiedenen Verschattungstests

VT1	120°, 2cm breiter Streifen, dynamische Messung
VT2	150°, 2 cm breiter Streifen, dynamische Messung
VT3	170°, 2 cm breiter Streifen, dynamische Messung
VT4	Ganze Zelle, 2,5 x 15,7 cm, dynamische Messung
VT5	Halbe Zelle 2,5 x 7,5 cm, dynamische Messung
VT6	Vertikale Modulmitte 4 cm Breite, dynamische Messung
VT7	Zufälliger Fleck der Größe 5 x 7,5 cm, statische Messung
VT8	45° am Modulecke Fläche vergrößert, statische Messung
VT9	Von rechts Fläche vergrößert, statische Messung
VT10	Von oben Fläche vergrößert, statische Messung
VT11	Lichtdurchlässiges Material, dynamische Messung
VT12	Verringerung der Lichtintensität, statische Messung

fluss von den Solarzellen in die Last gesteigert wird. Abbruchkriterium ist der Einbruch einer der vier Stringspannungen, sodass die Versorgung der Elektronik nicht mehr gewährleistet ist.

Die Auswirkung der Verschattung einer halben (VT4) und einer ganzen Teilzelle (VT5) auf die Leistung des Solarmoduls werden durch Abkleben der Fläche mit einem Kartonstück getestet. Für die Verschattung der halben Teilzelle wird ein Kartonstück der Größe 2,5 x 7,5 cm verwendet, für die Verschattung einer ganzen Teilzelle ein Kartonstück der Größe 2,5 x 15,7 cm. Diese Tests repräsentieren beispielsweise den Schattenfall eines Laubblatts, das auf einem PV-Modul liegt.

Bei VT6 wird die Verschattung der horizontalen Mitte des Solarmoduls durch einen 4 cm breiten Papierstreifen nachgebildet. Dadurch werden von jedem String Anfang sowie Ende mit der Hälfte der Teilzellenfläche verschattet. Dieser Test ist für den Ertrag eines PV-Moduls besonders nachteilig.

Die Verschattung durch zufällig verteilte Flecken, wie sie durch Vogelexkrementen oder kleine Blätter entstehen kann, wird durch ein Kartonstück der Größe 5 x 7,5 cm nachgebildet. Dieses Kartonstück wird, wie in Abbildung 7.5 (VT7) angedeutet, in Stufen von 7,5 cm vom unteren Modulrand im ersten String dem Mittelpunkt des Moduls genähert, wobei in der letzten Stufe das Kartonstück nur um ca. die Hälfte der Höhe angehoben wird, um in der Fläche des Strings zu bleiben.

Durch VT8 wird die flächige Verschattung durch z.B. ein Gebäude im  $45^\circ$  Winkel nachgebildet. Die Fläche wird im Versuch in Stufen von 2,5 cm, was der Höhe einer Teilzelle entspricht, ab der Ecke des Moduls vergrößert, bis die Spannungsversorgung einbricht.

Als weitere flächige Verschattung werden mit VT9 die Effekte der vertikalen Verschattung betrachtet. Dazu wird von Rand des Moduls über die gesamte Höhe mit lichtundurchlässigem Papier in Stufen von 0,7 cm Breite die Fläche vergrößert, bis die Spannungsversorgung einbricht. Das gleiche Ablauf, nur in horizontaler Ausrichtung, wird in VT10 wiederholt.

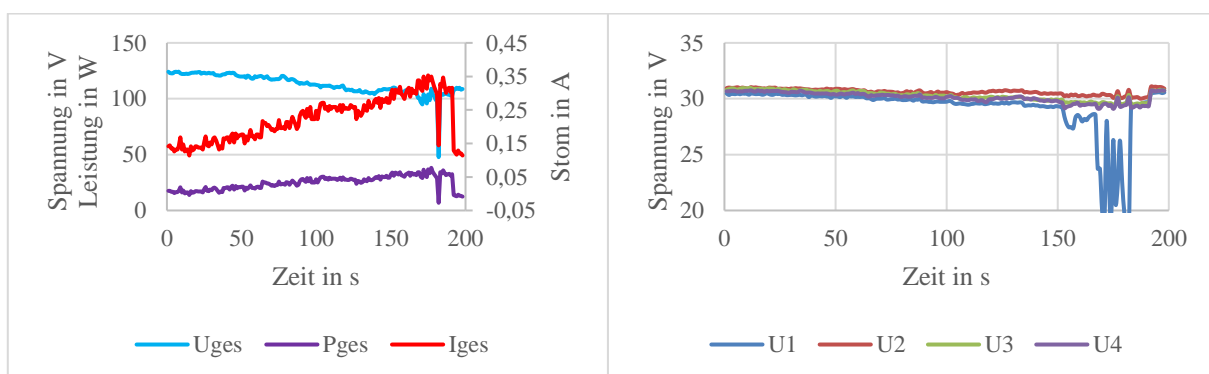
Um Staubablagerung auf einem PV-Modul nachzubilden, wurde eine moskitogitterartige Gardine vor das gesamte Modul gehängt (VT11).

Der Effekt einer variierenden Lichtintensität wird nachgebildet, indem die 6 kW Strahler in sieben Stufen von je ca. 857 W Leistung hochgeregelt wurden (VT12).

### 7.3 Auswertung der Verschattungstests

Im Rahmen dieses Berichts können nicht alle durchgeführten Verschattungstests ausführlich diskutiert werden. Daher wird im Folgenden eine Auswahl der Tests (VT1, VT8 bis VT10) mithilfe der Messergebnisse erläutert.

In Abbildung 7.6 sind die Messergebnisse von VT1 dargestellt. Die Abbildung zeigt zwei Diagramme. Auf der linken Seite die zeitlichen Verläufe von Gesamtspannung, Leistung und Strom des Moduls (Spannung und Strom gemessen von der ControlUnit) und auf der rechten Seite die zeitlichen Verläufe der Stringspannungen (gemessen von den PowerUnits).



**Abbildung 7.6:** Messergebnisse von VT1 (2cm breite Verschattung,  $120^\circ$ ) - Verlauf von Gesamtspannung, Leistung und Strom (links) und Stringspannungen (rechts)

Mit Abbildung 7.6 ist zu erkennen, dass durch die sukzessive Verringerung des Lastwiderstands der Strom und die Leistung zunehmen. Die Spannungen verringern sich. Sind die Spannungen zu Beginn des Tests durch keine bzw. sehr kleine Leistungsaufnahme im Bereich der Leerlaufspannung (Open-Circuit Voltage, OCV) verringern sich die Zellspannungen entlang ihrer Kennlinie (vgl. Abbildung 4.1) in Richtung ihrer MPP-Spannung.

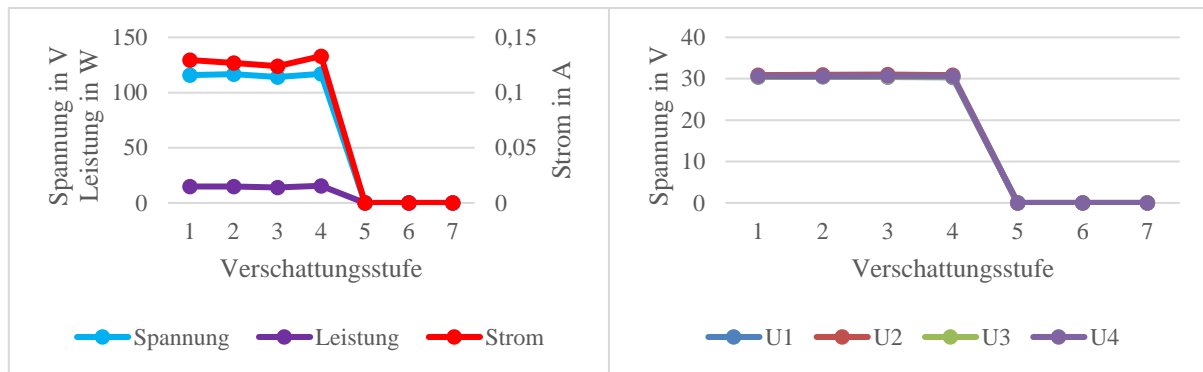
Sobald der Widerstand zu gering bzw. die entnommene Leistung für die verschattete Situation zu hoch wird, bricht die Stringspannung einer oder mehrerer PowerUnits ein. Die PowerUnits verfügen hardwareseitig über eine Schaltungsfunktion, die ab Erreichen von 19 bis 20 V die AUX-Versorgung freischaltet. Diese Funktion soll die Elektronik davor schützen in den Übergangszeiten von insb. Nacht zu Tag (Sonnenaufgang) täglich viele dutzend Male einzuschalten, um nach Start der Versorgung und Elektronik wegen zu geringer Leistungsversorgung aus den Solarzellen sofort wieder einzubrechen und dies ggf. sofort zu wiederholen. Die Freigabeschwelle wurde absichtlich niedrig gewählt, um eine möglichst frühe Auf- und späte Abschaltung des Systems zu ermöglichen. Zum Vergleich, bei einer Einstrahlung von  $200 \text{ W/m}^2$  und  $50^\circ\text{C}$  liegt die MPP-Spannung des Substrings im Bereich von 25 V (vgl. Abbildung 4.1).

In Abbildung 7.6 (rechts) ist zu erkennen, dass die Spannung der ersten Stufe (U1) ab Sekunde 150 anfängt einzubrechen. Ab Sekunde 170 bricht auch die Versorgung der Stufe für einige Male ein, wodurch die Regelung des gesamten Moduls kurzzeitig einbricht. Nach Erhöhung des Lastwiderstandes stabilisieren sich Spannung und Strom innerhalb von ca. 2 s wieder. Anschließend wurde ab ca. Sekunde 192 das System abgeschaltet.

Die Stringspannung U1 bricht zuerst ein, da dieser String die geringste Belichtungsintensität im Testaufbau erhält (vgl. Abbildung 7.4).

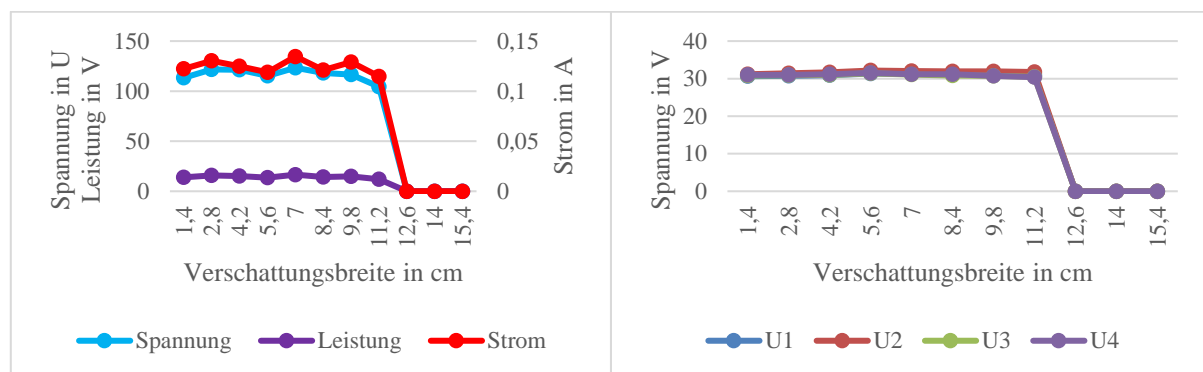
Der MPP wird im eingeschwungenen Zustand durch eine Mittelwertbestimmung auf 31,6 W bestimmt. Somit verringert sich die Leistung im Verschattungstest 1 (VT1) um lediglich 1,57% zur unverschatteten Referenzmessung.

Die folgenden Abbildungen Abbildung 7.7, Abbildung 7.8 und Abbildung 7.9 zeigen die Messergebnisse der Verschattungstests VT8, VT9 und VT10. Bei diesen drei Tests wird die verschattende Fläche jeweils in Stufen vergrößert. Daher sind in diesen Darstellungen auf den Abszissen die Verschattungsstufen bzw. die Verschattungsbreiten aufgetragen. Die Messpunkte für die Spannungen, Ströme und Leistungen wurden durch eine Mittelwertbildung aus den Messdaten im statischen Betriebszustand ermittelt.



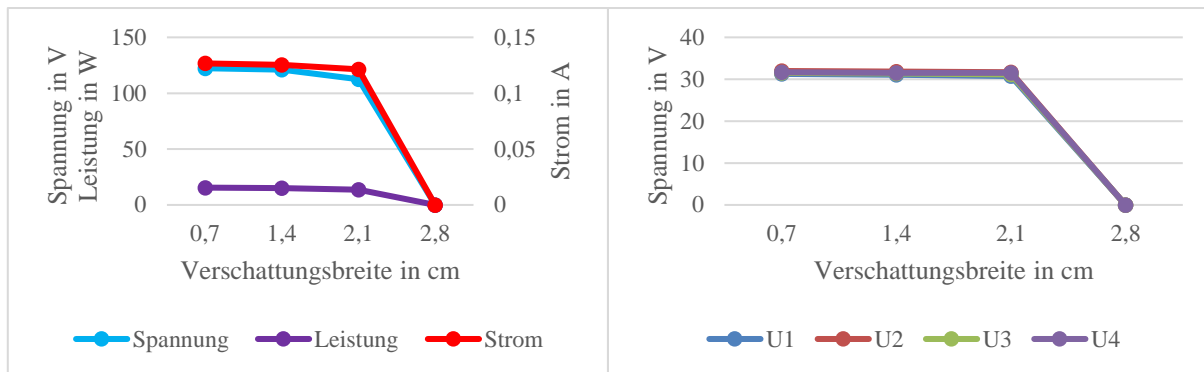
**Abbildung 7.7:** Messergebnisse von VT8 (wachsende Verschattungsfläche, 45°) - Mittelwerte von Gesamtspannung, Leistung und Strom (links) und Stringspannungen (rechts) in Abhängigkeit der Verschattungsstufen

Bei VT8 (Abbildung 7.7) war ab der fünften Verschattungsstufe (5x 2,5 cm Breite mit 45° Ausrichtung) kein Betrieb des PV-Moduls mehr möglich. Die ersten vier Verschattungsstufen zeigen einen gleichbleibenden Verlauf in den Messwerten. In der vierten Stufe ist sogar eine leichte Leistungssteigerung zu beobachten. Dies lässt sich voraussichtlich durch die gleichmäßigere Verschattung einer der verschatteten Zellen zurückführen, denn die Leistungsfähigkeit einer Zelle bzw. eines Strings ist höher, wenn die Verschattungen innerhalb einer Zelle gleichmäßiger ausfallen.



**Abbildung 7.8:** Messergebnisse von VT9 (wachsende Verschattungsfläche, vertikal von rechts) - Mittelwerte von Gesamtspannung, Leistung und Strom (links) und Stringspannungen (rechts) in Abhängigkeit der Verschattungsbreite

Bei der vertikalen Verschattung von rechts (VT9, Abbildung 7.8) zeigt das System die größte Verschattungstoleranz. Erst nach neun Verschattungsstufen und damit 12,6 cm Verschattung aller rechten Zellen steigt die Elektronik aus.



**Abbildung 7.9:** Messergebnisse von VT10 (wachsende Verschattungsfläche, horizontal von oben) - Mittelwerte von Gesamtspannung, Leistung und Strom (links) und Stringspannungen (rechts) in Abhängigkeit der Verschattungsbreite

Im nächsten Verschattungstest (VT10, Abbildung 7.9) wurde die Ausrichtung der Verschattung von der Vertikalen in die Horizontale gewechselt. Bei diesem Test steigt das System bei der vierten Verschattungsstufe aus. Dies ist bezogen auf die Stufen die früheste Abschaltung der Elektronik.

Die hohe Sensitivität bezüglich der horizontalen Verschattungsrichtung lässt sich auf die Ausrichtung der Zellen zurückführen. So sind in diesem Verschattungstest die meisten Solarzellen vollständig verschattet.

In Tabelle 7.2 sind die Verschattungsflächen und -anteile der Tests VT8 bis VT10 gegenübergestellt. Mit dem prozentualen Verschattungsflächenanteil zur aktiven Zellfläche (letzte Spalte), wird insbesondere die erhöhte Verschattungstoleranz bezüglich des Tests VT9 deutlich.

**Tabelle 7.2:** Vergleich der Verschattungsflächen und -anteile (VT8, VT9 und VT10)

VT	Streifenbreite der letzten funktionsfähigen Teststufe	Verschattungsfläche	Verschattungsflächenanteil zur aktiven Zellfläche
VT8	10,0 cm	99,4 cm <sup>2</sup>	1,2%
VT9	11,2 cm	1465,3 cm <sup>2</sup>	17,8%
VT10	2,1 cm	131,9 cm <sup>2</sup>	1,6%



## 8 Fazit

Die Ergebnisse und Prüfungen des Projekts zeigen, dass mit aktuellen Mitteln die Realisierung eines AC-Moduls auf Basis von zerschnittenen Solarzellen und dem integrierten Wechselrichter auf Basis einer kaskadierten H-Brückentopologie möglich ist und insbesondere bei der Verschattungstoleranz gute Ergebnisse erzielt werden können.

Kritische Punkte zur erfolgreichen Umsetzung des Ansatzes wie die nötige Pufferkapazität und die Ableitströme wurden betrachtet. Hier zeigt sich, dass bei der Pufferkapazität eine geeignete Auslegung zwischen Kapazitätsgröße (Kosten und Platzbedarf) und der MPP- bzw. System-Effizienz gewählt werden kann. Dies gilt insbesondere positiv für das AC-Modul bei (teil-)verschatteten Bedingungen mit geringen Einstrahlungsintensitäten. Bei den Ableitströmen wurden Simulationen durchgeführt und eine optimierte verteilte Filtertopologie realisiert. Diese konnte in voller Ausbaustufe während der Projektlaufzeit in Hardware nicht mehr getestet werden. Genauso konnte wegen des Wetters (Winter) und den verfügbaren Softwareentwicklungskapazitäten eine Prüfung der Verschattungstoleranz im AC-Netz-Betrieb nicht durchgeführt werden.

Für ein weiteres Vorgehen würde sich die (Software-) Funktionsweiterentwicklung inkl. Test empfehlen. Der vorgestellte Hardwareaufbau des AC-Moduls ermöglicht viele neue Optimierungen auf Basis von Software-Algorithmen, die für unterschiedliche Situationen und Umgebungen die Effektivität des Moduls steigern können.

Ferner könnte ein Folgeprojekt zur Integration der PowerUnit-Funktionen in einen individuellen ASIC (Application-Specific Integrated Circuit) die Industrialisierbarkeit des Ansatzes verbessern.



## 9 References

- [1] R. Witteck, M. Siebert, S. Blankemeyer, H. Schulte-Huxel, and M. Kontges, “Three Bypass Diodes Architecture at the Limit,” *IEEE J. Photovoltaics*, vol. 10, no. 6, pp. 1828–1838, 2020.
- [2] *VDE-AR-N 4105 Anwendungsregel:2018-11 Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz*, 4105.
- [3] *DIN EN 62109-1 VDE 0126-14-1:2011-04 - Normen*, 2011.
- [4] *DIN EN 62109-2 VDE 0126-14-2:2012-04 - Normen - VDE VERLAG*. [Online] Available: <https://www.vde-verlag.de/normen/0126044/din-en-62109-2-vde-0126-14-2-2012-04.html>. Accessed on: Nov. 05 2021.
- [5] T. Zhao and D. Chen, “A Power Adaptive Control Strategy for Further Extending the Operation Range of Single-Phase Cascaded H-Bridge Multilevel PV Inverter,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 69, no. 2, pp. 1509–1520, 2022.
- [6] S. Yang, X. Zhang, W. Mao, Y. Hu, M. Wang, F. Wang, and R. Cao, “Quantitative Comparison and Analysis of Different Power Routing Methods for Single-Phase Cascaded H-Bridge Photovoltaic Grid-Connected Inverter,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 36, no. 4, pp. 4134–4152, 2021.
- [7] L. Zhang, K. Sun, Y. W. Li, X. Lu, and J. Zhao, “A Distributed Power Control of Series-Connected Module-Integrated Inverters for PV Grid-Tied Applications,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 33, no. 9, pp. 7698–7707, 2018.
- [8] Y. Ko, M. Andresen, K. Wang, and M. Liserre, “Modulation for Cascaded Multilevel Converters in PV Applications With High Input Power Imbalance,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 36, no. 9, pp. 10866–10878, 2021.
- [9] Y. Han, X. Lin, X. Fang, L. Xu, P. Yang, W. Hu, E. A. A. Coelho, and F. Blaabjerg, “Floquet-Theory-Based Small-Signal Stability Analysis of Single-Phase Asymmetric Multilevel Inverters With SRF Voltage Control,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 35, no. 3, pp. 3221–3241, 2020.
- [10] Q. Huang and A. Q. Huang, “Feedforward Proportional Carrier-Based PWM for Cascaded H-Bridge PV Inverter,” *IEEE J. Emerg. Sel. Topics Power Electron.*, vol. 6, no. 4, pp. 2192–2205, 2018.

- [11] Q. Huang, W. Yu, and A. Q. Huang, "Independent DC link voltage control of cascaded multilevel PV inverter," in *2016 IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC)*, Long Beach, CA, USA, 2016, pp. 2727–2734.
- [12] Q. Huang, M. Wang, W. Yu, and A. Q. Huang, "Power-weighting-based multiple input and multiple output control strategy for single-phase PV cascaded H-bridge multilevel grid-connected inverter," in *2015 IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC)*, Charlotte, NC, USA, 2015, pp. 2148–2153.
- [13] A. Kumar and V. Verma, "Performance Enhancement of Single-Phase Grid-Connected PV System Under Partial Shading Using Cascaded Multilevel Converter," *IEEE Trans. on Ind. Applicat.*, vol. 54, no. 3, pp. 2665–2676, 2018.
- [14] G. Farivar, B. Hredzak, and V. G. Agelidis, "A DC-Side Sensorless Cascaded H-Bridge Multilevel Converter-Based Photovoltaic System," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 63, no. 7, pp. 4233–4241, 2016.
- [15] S. Rivera, S. Kouro, B. Wu, J. I. Leon, J. Rodriguez, and L. G. Franquelo, "Cascaded H-bridge multilevel converter multistring topology for large scale photovoltaic systems," in *2011 IEEE International Symposium on Industrial Electronics (ISIE 2011): Gdansk, Poland, 27 - 30 June 2011*, Gdansk, Poland, 2011, pp. 1837–1844.
- [16] J. Chavarria, D. Biel, F. Guinjoan, C. Meza, and J. J. Negroni, "Energy-Balance Control of PV Cascaded Multilevel Grid-Connected Inverters Under Level-Shifted and Phase-Shifted PWMs," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 60, no. 1, pp. 98–111, 2013.
- [17] N. Klasen, D. Weisser, T. Rößler, D. H. Neuhaus, and A. Kraft, "Performance of shingled solar modules under partial shading," (en), *Progress in Photovoltaics*, vol. 30, no. 4, pp. 325–338, <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1002/pip.3486>, 2022.