



TECHNISCHE  
UNIVERSITÄT  
WIEN  
Vienna University of Technology

Dissertation zur Erlangung des akademischen Grades  
Doktor der technischen Wissenschaften

## **Zellverbindungen ohne Kleben oder Lötten für kristalline Silizium Photovoltaik Module**

### **Betreuer**

Ao.Univ.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Johann Summhammer  
Atominstut  
Technische Universität Wien

verfasst von

**Dipl.-Ing. Zahra Halavani**

Technische Physik

28. Januar 2021

(...) Oh du, der dein Name aus tiefstem Herzen, an jedem Ort und in jeder Sprache  
im Umlauf ist, der reine Wohlgeruch deines Atems begrünenden und frei, vom Himmel  
herab im Umlauf ist, das Licht deines Gedenkens, jede Nacht wie eine Galaxie voller  
Sterne im Umlauf ist (...)

## Danksagungen

Ich möchte hier allen beteiligten Personen meinen großen Dank aussprechen, die mich bei der Bearbeitung meiner Dissertation behilflich waren.

Mein besonderer Dank gilt meinem Doktorvater Herrn Ao.Univ.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Johann Summhammer für die freundliche Aufnahme in seinen Arbeitskreis, für die vielen anregenden Diskussionen und für die ausgezeichnete und engagierte Unterstützung und Betreuung.

Außerdem möchte ich mich bei Herrn Christopher Gollnhofer BSc. bedanken, welcher mich auf meinem Weg mit Anregungen und Hilfestellungen und mittels Auswertungen in seiner Bachelorarbeit begleitete und unterstützte.

Ich bedanke mich herzlich bei meinem Mentor Herrn Dipl.-Ing. Kamran Farahanchi, für die enormen Unterstützungen meines Studiums.

Meinen Kolleginnen und Kollegen vom Atominstitut der TU Wien und auch Herrn Mag. Waldmann danke ich für die Hilfsbereitschaft sowie freundliche Arbeitsatmosphäre.

Meiner Familie danke ich für die Geduld und ihre stetigen liebevollen Unterstützungen während meines Studiums.

# Inhaltsverzeichnis

<b>1. Kurzfassung</b>	<b>6</b>
<b>2. Abstract</b>	<b>7</b>
<b>I. Theorie</b>	<b>10</b>
<b>3. Photovoltaiksystem</b>	<b>10</b>
<b>4. Solarzelle</b>	<b>10</b>
4.1. Arten von Solarzellen . . . . .	11
4.1.1. Kristalline Solarzellen . . . . .	11
4.1.2. Dünnschichtsolarzellen . . . . .	12
4.1.3. Konzentratorsolarzellen . . . . .	13
4.1.4. Organische Solarzellen . . . . .	13
4.1.5. Erzeugung von Strom . . . . .	13
<b>5. Grundlagen der Solarzellentechnologie</b>	<b>15</b>
5.1. Prinzip der Siliziumsolarzelle mit pn-Übergang . . . . .	15
5.1.1. Strom-Spannung-Kennlinie . . . . .	21
5.2. Verlustmechanismen . . . . .	24
5.2.1. Klassifizierung der Verlustmechanismen . . . . .	24
5.2.2. Optische Verluste: Reflexion, Absorption und Transmission . . . . .	24
5.2.3. Rekombinations- und elektrische Verluste . . . . .	26
<b>6. Photovoltaikmodule</b>	<b>26</b>
6.1. Serienmodule . . . . .	26
6.2. Verluste in Modulen . . . . .	26
<b>7. Elektrische Kontaktverbindungen</b>	<b>27</b>
7.1. Arten elektrischer Kontakte . . . . .	29
7.1.1. Geschlossene Kontaktstellen . . . . .	29
7.1.2. Steckkontakte . . . . .	30
7.2. Aufbau der Kontakte . . . . .	31
7.3. Voraussetzungen für die Werkstoffe der Kontaktstreifen . . . . .	31
7.4. Die Beschichtung der Werkstoffe . . . . .	33
7.4.1. Beschichtungsverfahren . . . . .	35
7.4.2. Edelmetallbeschichtungen . . . . .	36
7.4.3. Beschichtungen mit Unedelmetallen . . . . .	37
7.5. Strombelastbarkeit von Kontakten . . . . .	38
7.6. Verschleißerscheinungen . . . . .	38

<b>II. Herstellung und Untersuchung der Module</b>	<b>40</b>
<b>8. Übersicht</b>	<b>40</b>
8.1. Motivation und Ziel . . . . .	40
<b>9. Minimodule</b>	<b>41</b>
9.1. Einzelzellen . . . . .	41
9.2. Aufbau von PV-Modulen . . . . .	42
9.3. Herstellung der Mini Module . . . . .	42
9.3.1. Minimodul HA1 . . . . .	43
9.3.2. Minimodul HA2 . . . . .	43
9.3.3. Minimodul HA3 . . . . .	46
9.3.4. Minimodul HA4 . . . . .	47
9.3.5. Minimodul HA5 . . . . .	47
9.3.6. Minimodul HA6 . . . . .	48
9.3.7. Minimodul SU1 . . . . .	48
9.3.8. Minimodul SU2 . . . . .	50
9.3.9. Minimodul HA7 . . . . .	51
9.3.10. Minimodul HA8 . . . . .	51
9.3.11. Minimodul HA9 . . . . .	54
9.3.12. Minimodul HA10 . . . . .	54
9.3.13. Minimodul HA11 . . . . .	54
9.3.14. Minimodul Fe2 . . . . .	55
9.4. Mechanische Voruntersuchungen . . . . .	59
9.4.1. Aufbau der Drucktestvorrichtung . . . . .	59
9.4.2. Messvorgang . . . . .	60
9.4.3. Messergebnisse der Voruntersuchung . . . . .	60
9.4.4. Fazit der Voruntersuchungen . . . . .	63
9.5. Rasche Alterung in Temperaturzyklen und Ergebnisse mit den Mini Mo- dulen . . . . .	64
9.6. Diskussion der Ergebnisse der Minimodule . . . . .	72
9.7. Ergebnisse mit Kontaktstreifen mit elastischem Kern . . . . .	78
<b>10. Große Module</b>	<b>84</b>
10.1. Übersicht . . . . .	84
10.2. Aufbau der großen Module . . . . .	84
10.2.1. HAG1 . . . . .	86
10.2.2. HAG2 . . . . .	86
10.2.3. HAG3 . . . . .	88
10.2.4. HAG4 . . . . .	92
10.2.5. HAG5 . . . . .	93
10.2.6. HAG6 . . . . .	96
10.2.7. HAG7 . . . . .	96
10.2.8. HAG8 . . . . .	97

10.2.9. HAG8-B . . . . .	98
10.3. Untersuchungen der großen Module . . . . .	103
10.3.1. Änderung des Serienwiderstands . . . . .	119
10.3.2. Änderung des Füllfaktors . . . . .	124
10.3.3. Änderung des Spannungsverhältnisses . . . . .	124
10.3.4. Änderung der Leistung . . . . .	130
10.3.5. Änderung des Parallelwiderstands . . . . .	138
10.3.6. Änderung des IV-Kurven . . . . .	138

### III. Schlussfolgerungen

144

## 1. Kurzfassung

In dieser Dissertation wird die Fertigung neuartiger Photovoltaik Module aus nicht standardisierten Zellen dargelegt. Zu Beginn wird auf die Theorie von Photovoltaikzellen und Photovoltaikmodule eingegangen. Besonders die elektrischen Kontaktverbindungen und die Verlustmechanismen in solchen Modulen werden beleuchtet.

Um die Leistung von polykristallinen Silizium-PV-Modulen zu maximieren, kamen in dieser Arbeit rechteckige Zellen mit den Abmessungen 39 mm x 156 mm zum Einsatz, die sich in Serie überlappen.

Die geringe Stromdichte an der Zellüberlappung ermöglicht Zellverbindungen, bei denen weder gelötet noch geklebt wird, sondern der Kontakt zwischen den Zellen durch Metallstreifen hergestellt wird, die im Überlappungsbereich eingefügt werden.

Der für den elektrischen Kontakt notwendige Druck wurde durch die Laminierung der Module erzeugt. Dadurch ergibt sich eine leichte Biegung der Solarzellen, welche den für die Zellverbindung notwendigen Druck im eingekapselten Zustand der Zelle dauerhaft aufrechterhält. In dieser Arbeit wird auf die Langzeitstabilität der verschiedenen Kontaktmaterialien und Kontaktquerschnitte eingegangen. Diese Kontaktmaterialien wurden in acht Modulen der 240W-Klasse eingesetzt und über einen Zeitraum von bis zu drei Jahren im Außenbetrieb getestet bzw. überwacht.

Zusätzlich wurden Variationen von kleinen 5-Zell-Modulen raschen Alterungstests mit bis zu 1000 Thermozyklen ausgesetzt. Zudem wurden Zellen mit drei verschiedenen Elektrodenkonstruktionen aus Cu, Ag, SnPbAg und Sn getestet. Mit Augenmerk auf Serienwiderstand, Füllfaktor, dem Spannungsverhältnis von der Spannung am Maximum-Power-Point zu der Leerlaufspannung und Peak Power ist festzustellen, dass die von Ag beschichteten Kontaktstreifen gleich gut funktionieren wie gelötete Zellverbindungen und praktisch auch die gleiche Stabilität aufweisen. Durch eine Einsparung von Kupfer zwischen 70-90% und einer einfacheren Fertigung könnten die Herstellungskosten für PV-Module weiter gesenkt werden.

## 2. Abstract

In this dissertation, the generation of new photovoltaic modules from non- standard cells is proposed. The format of the solar cells is switched from squareness of most of today's commercial cells to rectangular, in which the short side is much smaller than the long side. The first thing that is discussed here is the theory of photovoltaic cells and photovoltaic modules. Topics covered in particular include: the production of the modules, the electrical connection and the loss mechanisms in such modules. In this work, in order to maximize the output power of polycrystalline silicon PV-modules, rectangular cells of 39 x 156 mm were used that overlap along the long sides. At the cell overlap, the low current density allows the new form of interconnections proposed here. This interconnection requires neither soldering nor gluing, but it uses metallic strips implanted among the cells in the overlap region. The contact was created during the lamination by the pressure applied to the module and is maintained by the slightly bent cells in the solidified encapsulation. In addition, the long term stability is determined of distinct contact materials and contact cross-sections applied in eight modules of the 240 W class monitored for up to three years of outdoor operation. The results from a variety of small 5-cell modules, which were exposed to rapid ageing tests with up to 1000 thermal cycles, are explained in detail. Cells were tested with three different electrode designs and Cu, Ag, SnPbAg alloy and Sn were the contact materials. Focussing especially on series resistance, fill factor and peak power, it is found that Ag-coated contact strips have practically the same stability as soldered cell interconnections and perform as well. Owing to 70–90% savings in copper and simpler manufacturing, the cost of PV-modules may be decreased further.

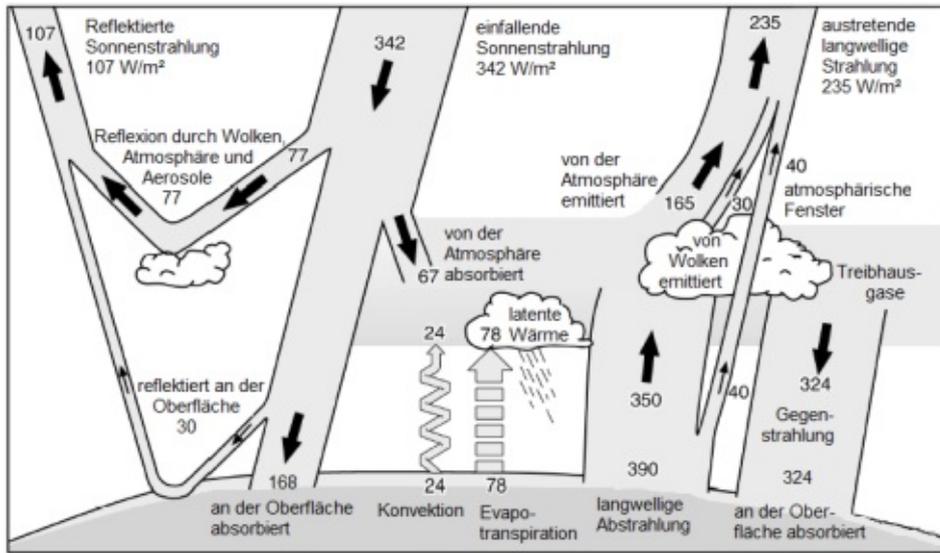


Abbildung 1: Energiehaushalt der Erde  
[1]

## Einleitung

Die Quelle nahezu aller Energie auf der Erde ist die Sonne. Die Sonnenstrahlung ist nicht nur selbst eine Energiequelle, sondern auch der Ursprung der meisten anderen erneuerbaren Energieträger. (s. Abbildung 1)

Das mit Abstand größte Potential bietet die direkte Umwandlung der Sonnenenergie in elektrische Energie mittels Photovoltaik. Der Begriff Photovoltaik setzt sich aus den zwei Worten Photo und Volta zusammen. Hierbei steht Photo für das Licht und Volta für die Einheit der elektrischen Spannung. [2] Photovoltaik bezeichnet die direkte Gewinnung elektrischen Stroms aus Sonnenlicht oder genauer, die Technik der direkten Umwandlung eingestrahelter Lichtenergie in elektrische Energie. [3] Dies beruht auf der Fähigkeit von Halbleitern, die durch Lichteinstrahlung erzeugten Ladungsträger unter bestimmten Bedingungen gerichtet freizusetzen bzw. räumlich zu trennen, was als photovoltaischer Effekt bezeichnet wird.

Der photovoltaische Effekt wurde 1839 von Antoine Henri Becquerel (\* 15. Dezember 1852 in Paris; † 25. August 1908 in Le Croisic) entdeckt und 1954 erstmals von Bell Telephone (USA) als Solarzellenprinzip praktisch angewendet. [4]

Die photovoltaischen Systeme sind von solarthermischen Anlagen zu unterscheiden.

In solarthermischen Anlagen wird in sogenannte (Sonnen-) Kollektoren Sonnenstrahlung zur Erwärmung von Brauchwasser gesammelt. Es wird keine elektrische Energie erzeugt. Es existieren aber sogenannte „Hybridkonzepte“, in denen beide Wirkprinzipien verbunden werden. Während eine photovoltaische Schicht nur bestimmte Wellenlängen des gesamten Sonnenlichtspektrums absorbiert, nutzt ein darunter liegender Kollektor die Wärmestrahlung sowie Abwärme der Solarzellen. [5]

Die grundlegende Motivation für diese Arbeit besteht darin, Solarmodule auf neuartige Weise zu konzipieren und dadurch eine Erhöhung der Wirkungsgrade bzw. Senkung der Kosten zu erreichen.

Anders als bei herkömmlichen PV-Modulen wurden hier die einzelnen Zellen nicht mittels Löten oder Kleben verbunden, sondern wurden hierfür gebräuchliche polykristalline Zellen aus Si der Größe 156 x 156 mm in vier Teile geschnitten. Die 39 x 156 mm Zellteile werden 2mm überlappend aneinander gelegt, und in die Überlappregion wird einer der zu testenden Druckkontakte eingebracht. Für die Druckkontakte wurden sehr dünne unterschiedliche Metallfolien verwendet.

Das besondere bzw. neuartige Merkmal dieser Zellen ist, dass auf die konventionelle Verbindung mittels Bussen verzichtet wurde und die Zellen lediglich mit einem angepressten Kontaktstreifen verbunden wurden. Diese Kontaktstreifen wurden aus verschiedenen Materialien getestet: Ag, SnPbAg, Cu, Sn on Fe. (eine genauere Beschreibung dieser Verbindungen findet sich im Kapitel „Herstellung und Untersuchung der Module“)

Es wurden für die Untersuchungen sowohl sogenannte Mini Module als auch Große Module hergestellt.

Die Mini Module wurden aus 5 Zellen gebaut und in Indoortests in einer Klimakammer auf Bruchfestigkeit und mittels extremer Temperaturzyklen untersucht.

Die Großen Module wurden mit etwa 240 Zellen in einem mehrjährigen Outdoortest an der Fassade des Atominstituts der Technischen Universität Wien auf mehrere Parameter (Serienwiderstand, Füllfaktor, Parallelwiderstand, Leistungsabfall usw.) untersucht, die zum Vergleich zu Standardmodulen dienen und einen Rückschluss auf die Degradation zulassen.

# Teil I.

## Theorie

### 3. Photovoltaiksystem

Bevor man das Vorantreiben einer neuen Technologie wie der Photovoltaik in Betracht zieht, muss man die Frage nach der ökologischen Unbedenklichkeit und Nachhaltigkeit beantworten. Für den Betrieb von PV-Systemen lässt sich eindeutig feststellen, dass sich keine unerwünschten Folgen für Bürger, Gesundheit, Klima u.Ä. ergeben. Dies wurde durch mehrere Lebenszyklusanalysen verschiedener Autoren bestätigt. [6] [7] Außerdem verhindert jede photovoltaisch erzeugte Kilowattstunde gegenüber konventionell erzeugter Energie den Ausstoß von ca. 0,7 kg  $CO_2$ . [8]

Der Zeitraum, in dem sich die zur Herstellung eines Energieerzeugungssystems aufgewendete Energie durch die Energieerzeugung des Systems im Betrieb amortisiert hat, wird als energetische Amortisationszeit bezeichnet. Untersuchungen der energetischen Amortisationszeit von PV-Systemen haben für ein auf polykristallinem Silizium basierendes System eine durchschnittliche Energierückzahlzeit von drei Jahren ergeben. [9] Dem stehen durchschnittliche System-Lebensdauern von 25 bis 30 Jahren gegenüber.

### 4. Solarzelle

Zur Erzeugung elektrischer Energie aus dem Sonnenlicht werden Solarzellen verwendet. Eine Solarzelle besteht prinzipiell aus einer Kombination eines p- und eines n-dotierten Halbleiters. Üblicherweise bestehen Solarzellen aus n- und p-Halbleitern auf Siliziumbasis. Silizium bietet, als nach Sauerstoff zweithäufigst vorkommendes Element in der Erdkruste, den Vorteil in ausreichenden Mengen vorhanden zu sein und eine umweltverträgliche Verarbeitung zu ermöglichen. [2]

Das Siliziumatom verfügt in seiner äußeren Elektronenschale über vier Valenzelektronen. Atome mit dieser Konfiguration werden als vierwertig bezeichnet. Um die, von jedem Atom angestrebte, Edelgaskonfiguration zu erreichen, müssen acht Valenzelektronen in ihrer äußeren Schale vorhanden sein. Aus diesem Grund umgibt sich ein Siliziumatom im Siliziumkristall mit vier weiteren Siliziumatomen, damit eine möglichst stabile Gitterstruktur erlangt wird.

Im Bändermodell ist das Valenzband voll besetzt und das Leitungsband leer, da keine frei beweglichen Elektronen vorhanden sind. Durch den Einfluss von Licht oder Wärme kann ein Elektron aus dem Valenzband in das Leitungsband gehoben werden. Es befinden sich ein freier Ladungsträger und ein positiv geladenes Loch im Kristallgitter. Beim Anlegen einer elektrischen Spannung wandern die frei beweglichen Elektronen zur Anode. Dieser Effekt wird Eigenleitung des Halbleiters genannt. [3] Um diese Eigenleitung zu erhöhen und diesen Effekt technisch nutzbar zu machen, werden die Halbleiter mit bestimmten Fremdatomen dotiert und zu einem pn-Übergang zusammengeführt. Im Kapitel „Prinzip

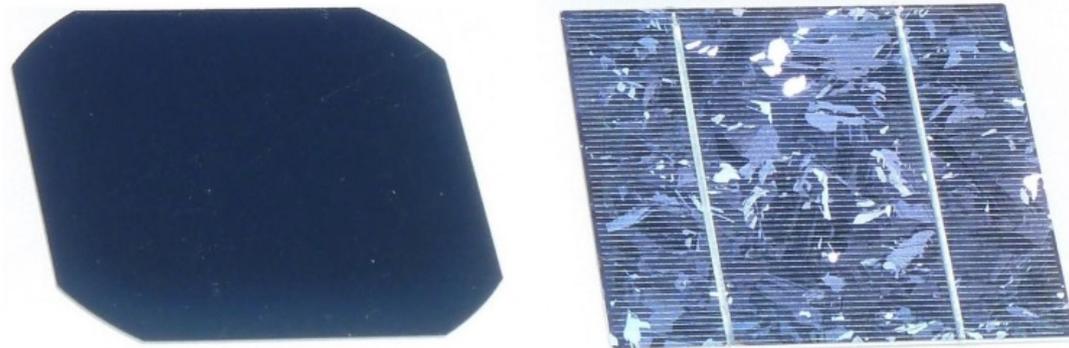


Abbildung 2: links: Monokristalline Solarzelle; rechts: Polykristalline Solarzelle

der Siliziumsolarzelle mit pn-Übergang “ wird darauf genauer eingegangen.

#### 4.1. Arten von Solarzellen

Es gibt verschiedene Arten von Solarzellen, die man nach ihrer Funktionsweise und Herstellung unterscheiden kann. Am weitesten verbreitet, mit etwa 85 % Marktanteil, sind die sogenannten kristallinen Solarzellen, welche aus monokristallinem oder polykristallinem Silizium bestehen (s. Abbildung 2).

Ebenfalls eingesetzt werden Solarzellen aus amorphem Silizium, diese gehören zu den sogenannten Dünnschicht Solarzellen. Jedoch gibt es mittlerweile andere Dünnschicht Solarzellen, die nicht aus Silizium, sondern aus CdTe (Kadmiumtellurid) und CuInSe<sub>2</sub> (Kupferindiumdiselenid, „CIS“) hergestellt werden. Diese werden aufgrund höherer Wirkungsgrade vermehrt eingesetzt. [10][S.16]

##### 4.1.1. Kristalline Solarzellen

Kristalline Solarzellen sind die am häufigsten genutzten Solarzellen. Sie werden bereits seit Jahrzehnten eingesetzt und haben sich über diesen Zeitraum stetig verbessert und bewährt. Insbesondere für kleine Anlagen privater Haushalte werden kristalline Solarzellen bevorzugt verwendet. Bereits acht Quadratmeter kristalliner Solarzellen können genügend elektrischen Strom für ein Einfamilienhaus liefern.

Kristalline Solarzellen werden immer aus gereinigtem Silizium hergestellt. Je nach Herstellungsverfahren entsteht ein einziger großer Kristall (Monokristall) oder aus vielen einzelnen Kristallen bestehender Kristall (Polykristall). Zur Herstellung einer Solarzelle wird entweder monokristallines Silizium oder polykristallines Silizium verwendet. Man unterscheidet, entsprechend dem genutzten Material, monokristalline Solarzellen und polykristalline Solarzellen (auch Multikristalline Solarzellen genannt).

**Monokristalline Solarzellen:** Monokristalline Solarzellen werden aus einem Siliziumstab hergestellt, der in 160 bis 180  $\mu\text{m}$  dicke Scheiben geschnitten wird (diese Scheiben werden auch Wafer genannt). Der Siliziumstab hat einen Durchmesser von bis zu 30 cm und eine Länge von mehreren Metern. Er entsteht dadurch, dass Silizium geschmolzen wird und daraus Einkristallstäbe gezogen werden. Diese Einkristallstäbe entsprechen einem Keim, aus dem der Kristall wächst und letztendlich der fertige Siliziumstab entsteht.

Monokristalline Solarzellen haben eine flache Oberfläche und eine ebenmäßige Struktur. Sie sind meist dunkelblau, schwarz oder anthrazit. Mit bis zu 26,1 Prozent [11] ist der Wirkungsgrad monokristalliner Solarzellen im Vergleich zu anderen Solarzellenarten relativ hoch. Da monokristalline Solarzellen relativ teuer sind, werden sie eher dann verwendet, wenn eine hohe Leistung benötigt wird.

**Polykristalline Solarzellen:** Das geschmolzene Silicium wird einfach in Blöcke gegossen und anschließend, wie das monokristalline Silizium, in dünne Scheiben (Wafer) zersägt. Anstatt einer einheitlichen Struktur, wie beim monokristallinen Silizium, entsteht ein Puzzle vieler kleiner Einkristalle (ein Polykristall). Die Übergänge zwischen diesen Einkristallen führen bei der Solarzelle zu einer geringeren Effizienz.

Diese Solarzellen sind meist blau schimmernd (aufgrund von einer aufgetragenen Antireflexschicht) und ähneln Eiskristallen. Polykristalline Solarzellen haben durch die vielen Kristalle eine uneinheitliche Struktur, sind jedoch durch das einfachere Herstellungsverfahren günstiger als monokristalline Solarzellen.

Mit bis zu 22,1 Prozent [11] ist der Wirkungsgrad polykristalliner Solarzellen geringer als der von monokristallinen Solarzellen.[12]

#### 4.1.2. Dünnschicht solarzellen

Dünnschicht solarzellen sind, im Gegensatz zu kristallinen Solarzellen, eine relativ neue Solarzellenart. Durch moderne Fertigungsverfahren gelingt es Solarzellen herzustellen, die 100-fach dünner sind als herkömmliche, kristalline Solarzellen.

Die überflüssigen Elektronen des n-dotierten Halbleiters werden vom p-dotierten Halbleiter quasi zum „Stopfen der Löcher“ benutzt; es bildet sich also ein schmaler p-n-Übergang (Raumladungszone), bei dem die p-dotierte Seite durch die Elektronen leicht negativ und die n-dotierte Seite durch die Entfernung der Elektronen leicht positiv geladen ist. Es bildet sich ein elektrisches Feld aus.

Trifft nun ein Photon auf ein Elektron im Kristall und übergibt ihm seine Energie, so kann es aus dem Gitterverband austreten und wird von dem elektrischen Feld des p-n-Übergangs in den n-dotierten Bereich geleitet, der sich folglich negativ auflädt. Der p-dotierten Teil bleibt positiv geladen zurück; man spricht daher von Ladungstrennung. Erst jetzt liegt eine, durch die getrennten Ladungsträger verursachte Spannung vor, die von der Solarzelle abgegriffen werden kann. Ein Ladungsaustausch in der Solarzelle selbst wird durch das elektrische Feld des p-n-Übergangs verhindert. Für den physikalisch interessierten Leser bietet sich eine Betrachtung im Bändermodell an. [13]

### 4.1.3. Konzentratorsolarzellen

Solarzellen sind im Allgemeinen noch immer sehr teuer in ihrer Herstellung. Konzentratorsolarzellen verfolgen das Ziel, auf eine kleine Solarzellenfläche zusätzliche Sonnenstrahlen zu lenken und somit die Effizienz der Solarzelle zu steigern. Oft wird dieses Konzept mittels sogenannten Multi-Junction-Zellen realisiert, welche aus verschiedenen Materialien (z.B. a-Si:H und a-SiGe:H) in Sandwichbauweise zusammengefügt werden. Dabei wichtig ist, dass man Materialien mit verschiedenen Bandlücken verwendet, so dass die Energie verschiedener Photonen ausgenutzt werden kann. Diese Art von Zellen ist zwar relativ teuer, jedoch benötigt man aufgrund des hohen Wirkungsgrades von maximal 46,0 % [11] nur kleine Zellen. [14] [10][S.15]

### 4.1.4. Organische Solarzellen

Im Unterschied zu allen anderen Solarzellenarten bestehen organische Solarzellen aus Materialien der organischen Chemie. Die verwendeten organischen Stoffe sind halbleitende Kohlenwasserstoffverbindungen, also Kunststoffe. Ähnlich wie bei der Dünnschicht Solarzelle wird (anstelle des Siliziums) das organische Material in sehr dünnen Schichten auf ein Trägermaterial aufgedampft. [15]

### 4.1.5. Erzeugung von Strom

Soll elektrischer Strom erzeugt werden, gibt es viele Gründe hierfür Solarzellen zu verwenden. Solarzellen sind flexibel einsetzbar. Sie arbeiten schadstofffrei und sind daher im Betrieb sehr umweltfreundlich. Es gibt keine andere Technologie mit der Sonnenenergie auf direktem Weg in elektrische Energie umgewandelt werden kann. Solarzellen haben jedoch auch Nachteile. Die Herstellung von Solarzellen ist meist sehr teuer und energieaufwendig, außerdem haben Solarzellen einen geringen Wirkungsgrad. Das bedeutet, sie können nur einen kleinen Teil der auf die Erde treffenden Sonnenenergie in elektrische Energie umwandeln. Wegen den hohen Kosten und dem geringen Wirkungsgrad von Solarzellen, wird in diesem Bereich sehr viel geforscht und weiterentwickelt. Ziel ist es, neue Arten von Solarzellen zu entwickeln, die kostengünstiger und effizienter sind. Neue Solarzellenarten, wie organische Solarzellen und Farbstoff-Solarzellen, sind günstiger in ihrer Herstellung als herkömmliche Solarzellen. Konzentrierende Solarzellen und Multijunction-Zellen nutzen die Sonnenstrahlung effizienter.[15] [13] [12]

In weiteren Arbeiten werden neue Materialien, Herstellungsprozesse und Charakterisierungsmethoden für diese Solarzellen den Photovoltaikmodulen der neuen Generation entwickelt. Mit durchschnittlichen jährlichen Wachstumsraten von rund 40% spielt die Photovoltaik seit Jahren eine zentrale Rolle unter den nachhaltigen Technologien zur Stromgewinnung. [16]

Der überwiegende Teil der photovoltaischen Module, die in den Installationen zum Einsatz kommen, wird bislang aus kristallinen Solarzellen aufgebaut. Für die ökonomische Herstellung von Solarzellen im industriellen Maßstab, müssen diese kostengünstig mit hohem Anlagendurchsatz produziert werden können. Neben der Minimierung der Kosten

Solarzellenart	Herstellungskosten	maximaler Wirkungsgrad
Monokristalline Solarzelle	relativ hoch	26,1%
Polykristalline Solarzelle	dazwischen	22,3%
Amorphes Silizium	relativ gering	14,0%
Kadmium-Tellurid(CdTe)	relativ gering	22,1%
Kupfer-Indium-Gallium-Di-Selenid(CIGS)	relativ gering	22,9%

Tabelle 1: Vergleich von Solarzellenarten [11]

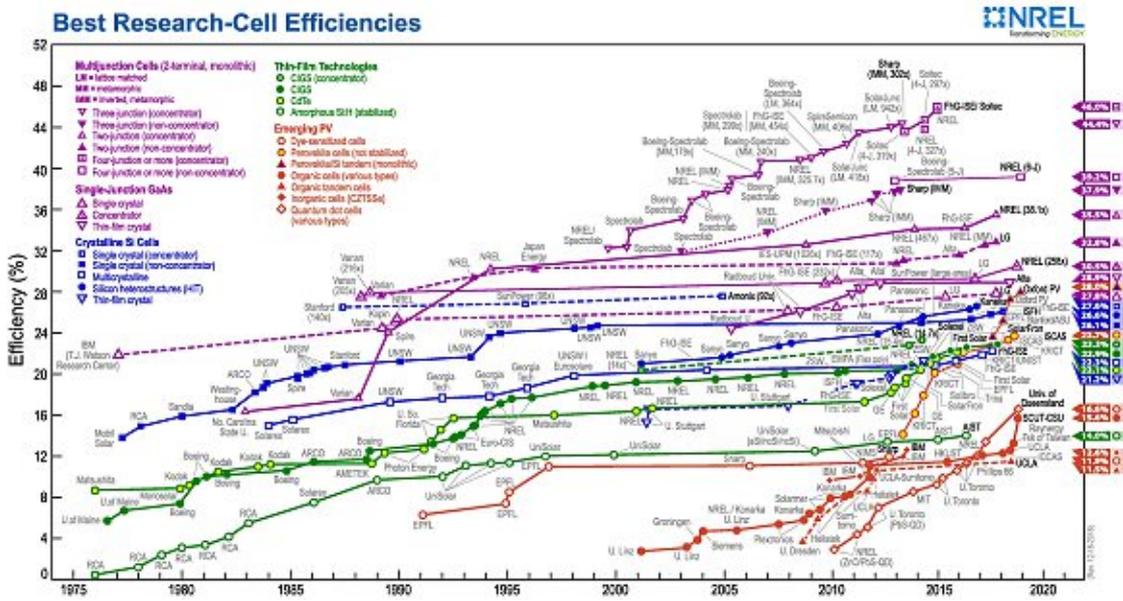


Abbildung 3: Entwicklung der Wirkungsgrade nach Technologie [11]

für die Solarzellenherstellung muss auf der anderen Seite die Maximierung des Solarzellenwirkungsgrades erfolgen. Heutige Fabriken erreichen für Polykristallines-Silizium einen typischen Wirkungsgrad von 18%, bei Monokristallines-Silizium von etwa 20% .

In Produktion und Forschung erfolgt eine ständige Verbesserung der verwendeten Materialien, Prozesstechnik und der implementierten Solarzellenstrukturen, um diese Ziele zu erreichen. Seitens der Anlagentechnik werden hohe Ansprüche an die Robustheit der Technologien, die bei hohem Automatisierungsgrad sehr reproduzierbar das angestrebte Prozessergebnis gewährleisten müssen, gestellt. Bezüglich der Solarzellenstrukturen besteht die Zielsetzung, Strukturen umzusetzen, die bei minimalen Kosten einen höchst möglichen Wirkungsgrad erlauben. Bei dieser Entwicklung geht die Technologiebereitstellung mit den Konzeptionen der hergestellten Solarzellen einher.

## 5. Grundlagen der Solarzellentechnologie

In diesem Kapitel werden zunächst die allgemeinen Parameter, mit denen eine Solarzelle bereits weitgehend charakterisiert ist, anhand des Zwei-Dioden-Modells eingeführt. Die allgemein bei Solarzellen auftretenden Verlustmechanismen, die sich in optische und elektrische Verluste durch Rekombination gliedern lassen, werden rekapituliert. Ein Solarzellentyp, welcher bereits einige dieser Verlustmechanismen unterdrückt und in industriellem Maßstab hergestellt wird, ist die Siebdruck-back-surface-field-Solarzelle. Dieser Typ Solarzelle, in polykristalliner Ausführung, wurde in den experimentellen Untersuchungen dieser Arbeit verwendet und ein industrieller Herstellungsprozess dafür beschrieben. Das Kapitel schließt mit der Beschreibung weiterer Solarzellenkonzepte, deren Relevanz für eine industrielle Herstellung bereits gezeigt wurden oder noch in der Bewertungsphase sind.

### 5.1. Prinzip der Siliziumsolarzelle mit pn-Übergang

Die einfachste Ausführung einer Solarzelle vom Typ n+p ist in Abbildung 4 schematisch dargestellt. Sie ist im Wesentlichen eine großflächige Diode mit einem üblicherweise etwa 0,2 bis 2  $\mu\text{m}$  tiefen n-leitendem Emitter und einer p-leitenden Basis mit typischer Dicke von 180  $\mu\text{m}$  und einer maximalen Dicke von 250  $\mu\text{m}$ . Der Emitter ist an der dem Licht zugewandten Seite angeordnet und wird, um Abschattungsverluste zu minimieren, über schmale Kontaktfinger kontaktiert. Auf der Rückseite kann ein ganzflächiger Kontakt erfolgen. Treffen Photonen auf den Halbleiter, können beim Absorptionsprozess Ladungsträgerpaare generiert werden. Wenn die Minoritätsladungsträger durch die Raumladungszone in den jeweils gegenüberliegenden Bereich hinübertreten, sinkt ihre Rekombinationswahrscheinlichkeit um mehrere Größenordnungen und sie können zum Ladungsträgerstrom beitragen.

Rohstoff für Solarzellen ist in der Regel der Halbleiter Silizium. Es ist das zweithäufigste Element auf der Erde und somit zum einen in ausreichendem Maße verfügbar und zum anderen billig. Silizium, wie es in der Natur vorkommt, ist allerdings nicht direkt zum Bau von Solarzellen geeignet; es muss vorher zwei Arbeitsschritte durchlaufen. Es muss

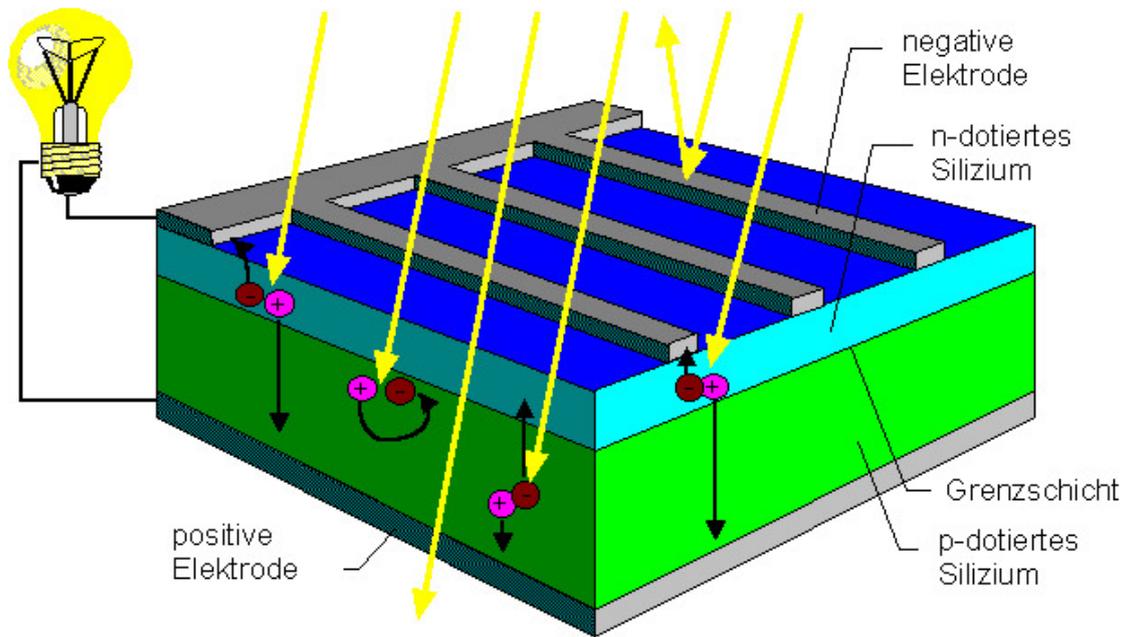


Abbildung 4: Schematische Darstellung einer Solarzelle mit pn-Übergang. Durch die Raumladungszone hinweg erfolgt die Trennung der erzeugten Ladungsträger. In diesem Beispiel ist die Basis p- und der Emitter n-dotiert.

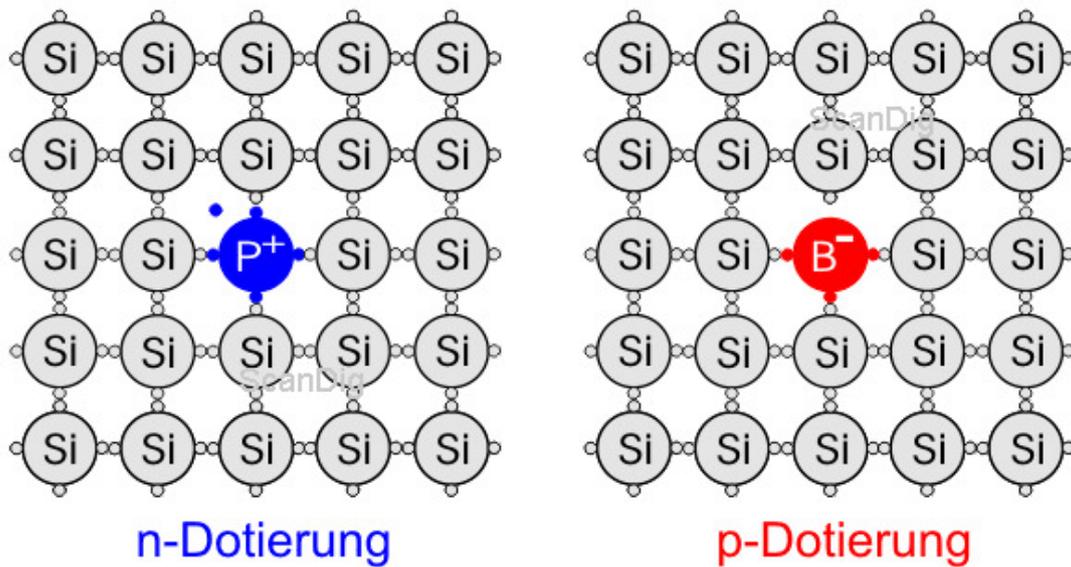


Abbildung 5: n- und einen p-dotierte Halbleiter

dotiert und in eine möglichst homogene Kristallstruktur gebracht werden. Der zweite Arbeitsschritt ist entscheidend für den Preis und die Qualität des Endproduktes. Zunächst die Dotierung: Silizium ist ein Element der vierten Hauptgruppe. Es bildet eine Kristallstruktur aus, in der alle Elektronen in den Gitterverband eingebunden sind und somit unter normalen Bedingungen nicht zur Leitung elektrischer Energie bereitstehen. Leitend wird ein Halbleiter erst, wenn ihm Wärme zugefügt wird und somit Elektronen aus dem Verbund herausgerissen werden; diese Eigenschaft hat allerdings für die Betrachtung der Solarzelle erst einmal keine Bedeutung. Man verunreinigt (dotiert) das Silizium nun mit Elementen der fünften oder der dritten Hauptgruppe. Im ersten Fall, bei der Verunreinigung bzw. Dotierung mit einem Element aus der fünften Hauptgruppe, typischerweise Phosphor (P), ist ein überflüssiges Elektron im Gitterverbund vorhanden (n-Dotierung). Im zweiten Fall stehen dagegen zu wenig Elektronen für ein ideales Gitter zur Verfügung (p-Dotierung), man kann hier von „Löchern“, also positiven Ladungsträgern, sprechen. Für diese Art der Dotierung wird üblicherweise Bor(B) verwendet. Abbildung 5 verdeutlicht dies.

Werden nun wie bei einer Diode ein n-dotierter und ein p-dotierter Halbleiter zusammengebracht, entsteht eine Raumladungszone. (s. Abbildung 6)

Eine p-dotierte Schicht grenzt an eine n-dotierte Schicht. Da sich in der n-Schicht viele Elektronen im Leitungsband befinden, aber in der p-Schicht wenige Elektronen im Leitungsband, diffundieren Elektronen von der n-Schicht zur p-Schicht. Dieser Effekt hält solange an, bis die p-Schicht so stark negativ und die n-Schicht so stark positiv geladen ist, dass Elektronen durch das entstehende Feld wieder zur n-Schicht zurückgeworfen

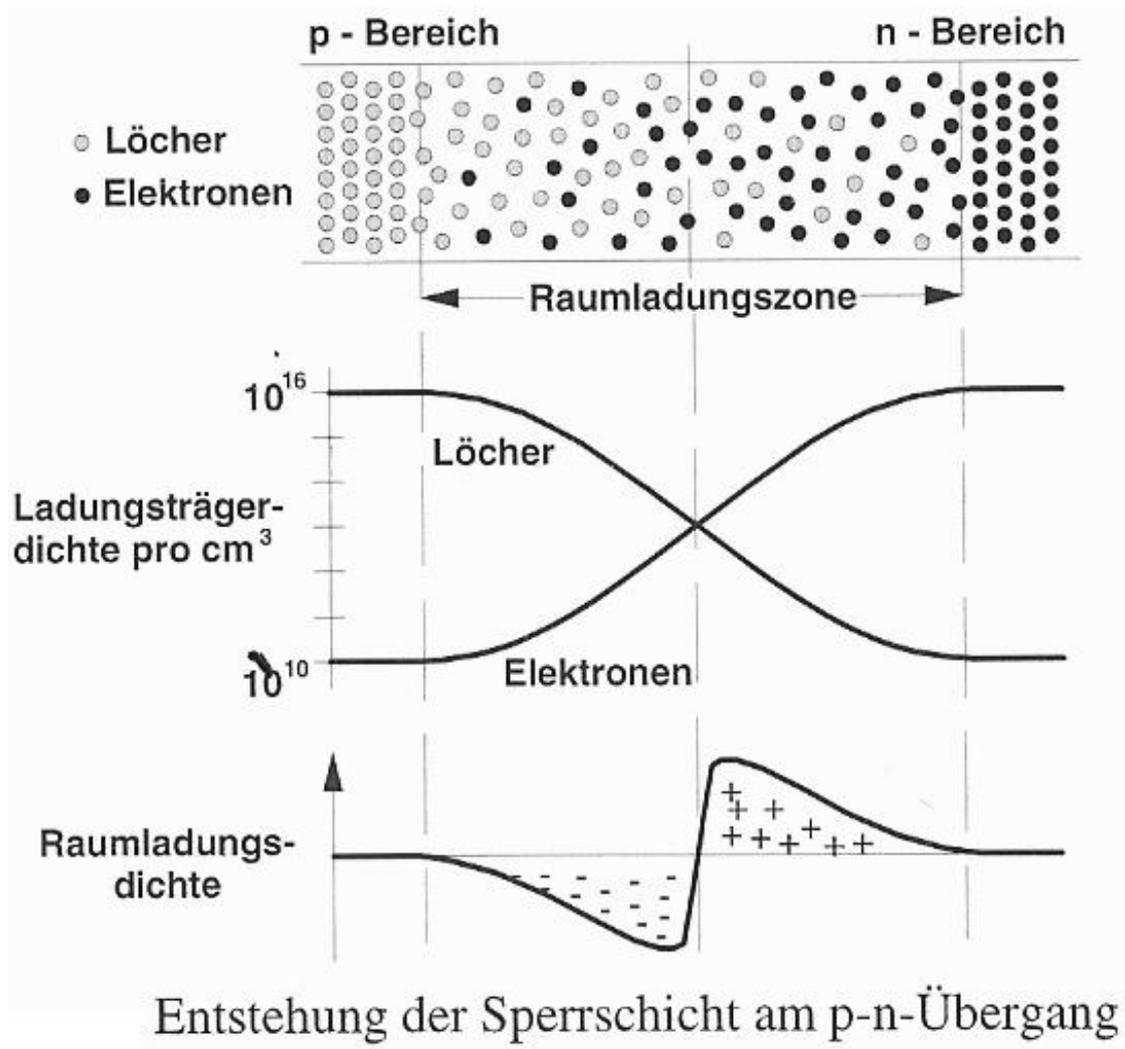


Abbildung 6: Raumladungszone in einer Solarzelle  
[10]

werden. Umgekehrtes geschieht mit den vielen Löchern im Valenzband der p-Schicht, welche ins Valenzband der n-Schicht diffundieren. Dadurch entsteht eine Raumladungszone um die Grenze.

In der n-Schicht sind dies die festsitzenden positiv geladenen Donatoren (z.B. Phosphor), in der p-Schicht die festsitzenden negativ geladenen Akzeptoren (z.B. Bor). Es bildet sich also ein elektrisches Feld aus. Im Weiteren werden die drei möglichen Einfallsbereiche der Zelle diskutiert.

- **Photon trifft auf Raumladungszone:** Wenn ein Photon in Raumladungszone (RLZ) fällt, wird ein Elektron vom Valenzband ins Leitungsband gehoben und so ein Elektron-Loch-Paar erzeugt. Das Elektron wird sofort vom inneren Feld auf die n-Seite und das Loch auf die p-Seite befördert.
- **Photon trifft auf n-dotierte Schicht:** Wenn ein Elektron-Loch-Paar in der n-Schicht, jedoch außerhalb der RLZ, erzeugt wird diffundiert das Elektron frei, bleibt aber in der n-Schicht. Dieses Verhalten lässt sich mit einer Reflektion des Elektrons an der RLZ erklären. Das Loch diffundiert ebenfalls frei. Kommt es jedoch vor einer Rekombination in die RLZ, wird es zur p-Seite geschleudert.
- **Photon trifft auf p-dotierte Schicht:** Trifft das Photon auf die p-dotierte Schicht, diffundiert das Elektron frei und kann zufällig in die RLZ gelangen, es sei denn eine Rekombination mit einem Loch hindert es daran. In der RLZ wird das Elektron auf die n-Seite geschleudert. Das Loch bleibt aber auf der p-Seite, denn wenn es zur RLZ diffundiert, wird es zurückgeworfen.

Im Endeffekt sammeln sich nach den beschriebenen Mechanismen die Elektronen an der n-dotierten und die Löcher an der p-dotierten Seite. Diese Ladungstrennung erzeugt eine Spannung, welche von Außen abgegriffen werden kann. Ein Ladungsaustausch in der Solarzelle selbst wird durch das elektrische Feld des p-n-Übergangs verhindert. Für den physikalisch interessierten Leser bietet sich eine Betrachtung im Bändermodell an. (s. Abb. 7)

Ein Photon trifft auf ein Elektron im Halbleiter und hebt es aus dem Valenz- in das Leitungsband, also aus dem gebundenen in den freien Zustand. Dazu muss das Photon eine Mindestenergie  $E=h\nu$  (h... Plank'sches Wirkungsquantum,  $\nu$ ...Frequenz des Lichts) mitbringen, die größer als die Bandlücke zwischen dem Valenz- und dem Leitungsband ( $E_{gap}$ ) ist. Diese Bandlücke ist vom Material abhängig (Silizium bspw. hat ein  $E_{gap} = 1.1eV$ , was einem Photon im infraroten Bereich entspricht). Das Elektron kann nun im Leitungsband diffundieren und zum p-n-Übergang bzw. der Raumladungszone gelangen. Das elektrische Feld schiebt nun das Elektron auf die n-Seite, die negativ aufgeladen wird, während die p-Seite positiv geladen zurückbleibt. Aus dieser Betrachtung werden einige Verlustmechanismen deutlich. Zuerst einmal bringt nicht jedes Photon genügend Energie mit sich, um ein Elektron in das Leitungsband zu befördern. Das Licht braucht also eine Mindestfrequenz, um Ladungsträger trennen zu können. Hat ein Photon andererseits zu viel Energie, so geht die Differenz zwischen der Energie des Photons und der Energie, die nötig ist, um das Leitungsband zu erreichen, verloren.

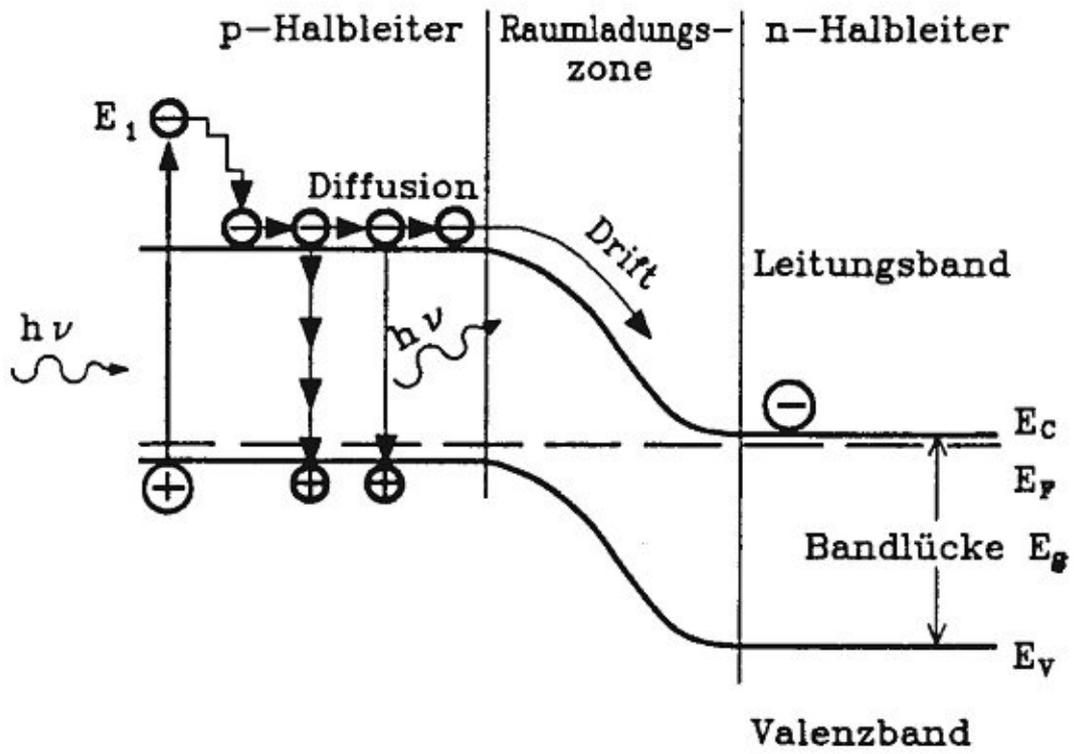


Abbildung 7: Prozesse in einer Solarzelle im Bändermodell

Die überflüssige Energie wird in Form von Wärme an das Gitter abgegeben. Als weitere Verlustmechanismen kann man sich vorstellen, dass ein Elektron wieder mit einem Loch der p-Seite rekombiniert und dabei Wärme oder ein Lichtquant abgibt. Diese Rekombination kann nur durch beste Kristallqualität und höchste Reinheit minimiert werden; hier wird die Produktion der Zellen kostspielig. Es ergibt sich nun das Problem, ein Material zu finden, das aufgrund seiner Bandlücke die einfallende Sonnenenergie am besten umsetzen kann. Auf der einen Seite darf diese nicht zu groß sein, da sonst zu wenig Photonen (nur die energiereichen) für die Ladungstrennung zur Verfügung stehen, auf der anderen Seite darf die Bandlücke nicht zu klein sein, da sonst zu viel Energie verloren ginge. Als ideal hat sich aus theoretischen Abschätzungen eine Bandlücke von etwa 1,5 eV herausgestellt. Für eine billige Produktion ist derzeit Silizium der beste Rohstoff. In der Abbildung 8 sind die Wirkungsgrade für Materialien mit verschiedenen Bandlücken aufgetragen.

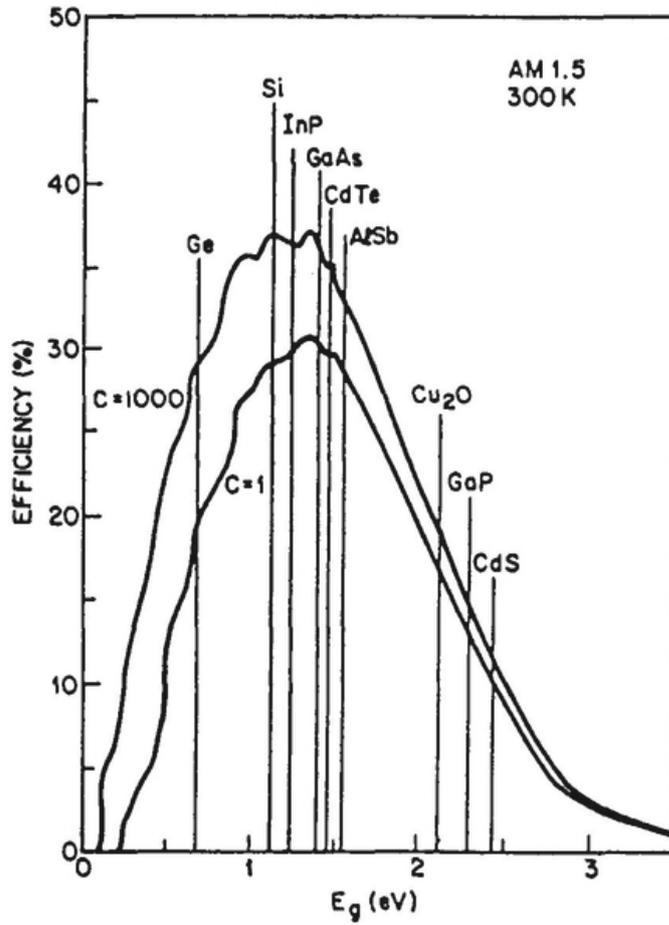
### 5.1.1. Strom-Spannung-Kennlinie

Alle grundlegenden Parameter einer Solarzelle können aus ihrer Strom-Spannungskennlinie, die im beleuchteten (Hellkennlinie) und unbeleuchteten Zustand (Dunkelkennlinie) gemessen werden kann, entnommen werden. Basierend auf den folgenden Annahmen [18] kann aus den Transportgleichungen der Halbleiterphysik das sogenannte Ein-Dioden-Modell (s. Gleichung 1) abgeleitet werden:

- Der relativ große Abstand der Fermienergie von Valenz- und Leitungsband erlaubt die Fermi-Dirac-Statistik durch Boltzmann-Statistik anzunähern, um die Besetzungsdichte der entsprechenden Bänder zu beschreiben.
- Der Halbleiter kann in eine Raumladungszone und quasi neutrale Bereiche unterteilt werden.
- In der Raumladungszone ist bei der Betrachtung der elektrischen Feldverteilungen nur der Betrag der ionisierten ortsfesten Dotieratome von Bedeutung. Im quasi neutralen Bereich herrscht keine Raumladung.
- In der Raumladungszone ist der aus der Differenz von Diffusionsstrom und Driftstrom resultierende Ladungsstrom klein gegenüber diesen Strömen.
- In allen Bereichen wird angenommen, dass die Minoritätsladungsträgerdichte klein gegenüber der Dichte der Majoritäten ist.

$$j(V) = j_0 \cdot \left( e^{\frac{V}{V_{th}}} - 1 \right) - j_L \quad (1)$$

wobei  $j_L$  die durch die Beleuchtung erzeugte Photostromdichte und  $j_0$  die Sättigungsstromdichte der Solarzelle ist.  $V_{th}$  wird aus der Boltzmannkonstante  $k_B$  und der Temperatur  $T$  der Solarzelle berechnet und wird als thermische Spannung bezeichnet. (s. Gleichung 2)



**Figure 8.17** Maximum solar cell efficiency for radiation of 1 sun/1000 suns (300 K) versus energy gap

Abbildung 8: Wirkungsgrade bei verschiedenen Materialien [17]

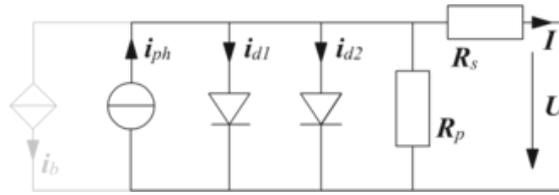


Abbildung 9: Ersatzschaltbild für eine Solarzelle nach dem Zwei-Dioden-Modell

$$V_{th} = \frac{k_b \cdot T}{q} \quad (2)$$

Dieses Modell ist allerdings noch zu erweitern, um eine reale Solarzelle befriedigend beschreiben zu können. Die Abweichungen von dem nicht-idealen Verhalten können im wesentlichen mit fünf zusätzlichen Parametern erfasst werden.

- Serien- und Parallelwiderstand  $R_s$  beziehungsweise  $R_p$  der Solarzelle.
- Störstellenrekombination in der Raumladungszone. Diese wird erfasst, indem in der Beschreibung der Solarzelle eine zusätzliche Diode mit einer Sättigungsstromdichte  $j_{02}$  und einem Idealitätsfaktor  $n_2$  parallelgeschaltet wird.
- Nicht ideales Verhalten in den quasi neutralen Bereichen kann über einen Idealitätsfaktor  $n_1$ , der in den Exponentialterm der ursprünglichen Diode integriert wird, berücksichtigt werden. In der Praxis ist dies allerdings meist nicht notwendig und es gilt  $n_1 = 1$ .

Die Beträge der Verlustmechanismen werden im Ersatzschaltbild für die Solarzelle verdeutlicht (Abb.9).

Gemäß der Ersatzschaltung in Abbildung 9 ergibt sich für die Kennlinie der Solarzelle nach dem Zwei-Dioden-Modell folgender Ausdruck [17]:

$$j(V) = j_{01} \cdot \left( e^{\frac{V-j \cdot R_s}{n_1 \cdot V_{th}}} - 1 \right) + j_{02} \cdot \left( e^{\frac{V-j \cdot R_s}{n_2 \cdot V_{th}}} - 1 \right) + \frac{V - j \cdot R_s}{R_p} - j_L \quad (3)$$

Numerische Anpassungen gemessener Kennlinien an dieses Modell sind von größter Bedeutung bei der Charakterisierung von Solarzellen.

Der letztendlich bedeutsamste Parameter einer Solarzelle ist ihr Wirkungsgrad  $\eta$ . Dieser wird aus der Strom-Spannungs-Kennlinie der Solarzelle im beleuchteten Fall am Punkt maximaler Leistung ermittelt. Er ist durch den Quotienten der maximal entnehmbaren Leistung  $P_{MPP}$  und der eingestrahelten Leistung  $P_{STC}$  definiert (s. Gleichung 4). Gemäß den vereinheitlichten Bestimmungsbedingungen wird  $P_{STC}$  für terrestrische Anwendungen mittels einer dem Normspektrum AM1.5g (Einfallswinkel  $48^\circ$  bezogen auf Senkrechte, eine genaue Definition findet sich unter [19]) weitgehend entsprechenden Lichtquelle erzeugt. Abweichungen von diesem Spektrum werden durch Anpassungen

der Intensität mittels einer kalibrierten Eichsolarzelle in ihren Auswirkungen auf die Messung reduziert. Für den Wirkungsgrad  $\eta$  gilt:

$$\eta = \frac{P_{MPP}}{P_{STC}} = \frac{I_{MPP} \cdot V_{MPP}}{P_{STC}} = \frac{I_{SC} \cdot V_{OC} \cdot FF}{P_{STC}} \quad (4)$$

wobei  $I_{MPP}$  und  $V_{MPP}$  Strom und Spannung am Punkt maximaler Leistung der Solarzelle mit der Fläche  $A$  sind (MPP steht für maximum power point). Sehr wichtige Parameter sind weiter der Kurzschlussstrom  $I_{SC}$  (short circuit) beziehungsweise die auf die Fläche  $A$  der Solarzelle bezogene Kurzschlussstromdichte  $j_{SC}$ , die Leerlaufspannung  $V_{OC}$  (open circuit) sowie der Füllfaktor  $FF$  der Solarzelle mit

$$FF = \frac{I_{MPP} \cdot V_{MPP}}{I_{SC} \cdot V_{OC}} \quad (5)$$

## 5.2. Verlustmechanismen

### 5.2.1. Klassifizierung der Verlustmechanismen

Die Verlustmechanismen, die den Wirkungsgrad einer Solarzelle begrenzen, gliedern sich in optische und elektrische Verluste. Die optischen Verluste lassen sich in Verluste durch Reflexion des einfallenden Lichts, Verluste durch Transmission und durch Absorption in Schichten, in denen keine Ladungsträger generiert werden, zerlegen. Die elektrischen Verluste gliedern sich in Widerstands- und Rekombinationsverluste.

### 5.2.2. Optische Verluste: Reflexion, Absorption und Transmission

Für die Effizienz der Solarzelle ist es von großer Bedeutung, dass das einfallende Licht zu einem möglichst großen Anteil in Ladungsträgerpaare umgewandelt wird. Es werden sogenannte Antireflexschichten auf das Silizium aufgebracht, um die Reflexionsverluste zu minimieren. Ohne solche Schichten, würde aufgrund des hohen Brechungsindizes von Silizium (etwa  $n=4$ ) ungefähr ein Drittel der Strahlungsleistung verloren gehen. Diese Schichten bestanden bei industriellen Anwendungen bis in die 1990er Jahre aus Titandioxid. Seit 20 Jahren hat sich Siliziumnitrid als Multifunktionsschicht weitgehend durchgesetzt, da es neben der Antireflexwirkung auch sehr gute Passivierungseigenschaften für das Volumen wie auch für die Oberfläche des Siliziums aufweist. Die Passivierung einer Zelle entspricht der Absättigung der sogenannten „dangling bonds“ an der Oberfläche der Solarzelle, welche als Rekombinationszentren von Elektronen und Löchern wirken und somit diese inaktiv bzw. passiv machen.[20] [21] [22] [23] Eine ausführliche Optimierung für Siliziumnitridschichtdicken und Brechungsindices findet sich in der Dissertation von Doshi. [24]

Ist das Licht in den Halbleiter eingedrungen, ist die Wahrscheinlichkeit der Absorption für die Generation der Ladungsträgerpaare entscheidend für die Funktionserfüllung. In Abbildung 10 sind der Absorptionskoeffizient und der Kehrwert hiervon, die Eindringtiefe von Licht in Silizium wellenlängenabhängig nach [25] dargestellt. Betrachtet man Abbildung 10, wird zunächst deutlich, dass Silizium für Energien über 3,4 eV (entspricht

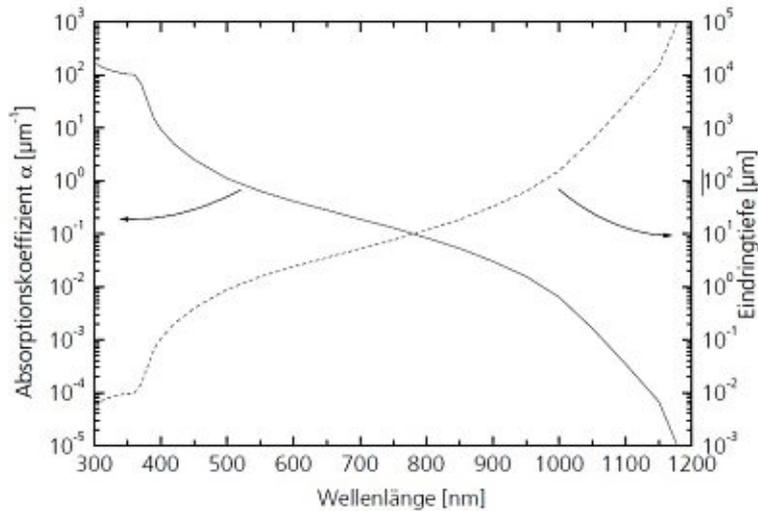


Abbildung 10: Absorptionskoeffizient und Eindringtiefe für Silizium bei 300K

einer Wellenlänge von etwa 380 nm) sehr gut absorbiert. Bei dieser Energie ist auch der erste direkte Bandübergang von Silizium zu finden. Unterhalb dieser Energie sinkt die Absorptionswahrscheinlichkeit schnell ab.

In diesem Energiebereich wird das Licht über den indirekten Bandübergang bei 1,12 eV unter Zuhilfenahme von Phononen absorbiert. In diesem Kontext bedeutet „indirekt“, dass bei diesen niedrigen Energien der Photonen bei der Absorption eine Gitterschwingung benötigt wird (Phonon), damit die Impulserhaltung des Absorptionsprozesses garantiert ist. Auch hier werden also Ladungsträgerpaare generiert, die potentiell von der Solarzelle genutzt werden können.

Unterhalb dieser Energieschwelle werden Photonen im wesentlichen durch freie Ladungsträger absorbiert. Da dieser Absorptionsprozess keine Ladungsträgerpaare erzeugt, ist er auch für die Solarzelle nicht gewinnbringend. Er kann allerdings für Charakterisierungszwecke vielseitig verwendet werden, da über die Absorption an freien Ladungsträgern Rückschlüsse auf die Ladungsträgerdichte gezogen werden können, ohne diese selbst zu beeinflussen. [26] [27]

Um die Reflexionsverluste an den Oberflächen reduzieren zu können, werden an diesen sogenannte Texturierungen angebracht, die entweder nass- oder plasmatechnisch realisierbar sind (s. beispielsweise: [28] [29]). Werden diese nasschemisch hergestellt, bestehen sie häufig aus sogenannten „random-pyramids“, wenige Mikrometer kleinen zufällig verteilten aufrechten Pyramiden. Ihre Herstellung basiert auf der Eigenschaft alkalischer Ätzlösungen wie KOH oder NaOH, das Silizium anisotrop zu ätzen.

Diese Pyramidenstrukturen reduzieren die Reflexion der Scheiben beträchtlich, da einfallendes Licht an den Pyramiden einige mal reflektiert werden kann und so mehr Licht in den Halbleiter eindringt. Des weiteren wird auch Licht, welches von der Rückseite der

Solarzellen reflektiert wird, mit größerer Wahrscheinlichkeit intern reflektiert, so dass auch eine Verlängerung der optischen Weglänge erreichbar ist.

### 5.2.3. Rekombinations- und elektrische Verluste

Nach dem Beer'schen Absorptionsgesetz dringt kurzwelliges Licht nicht sehr tief in die Solarzelle ein. Im oberen Bereich befindet sich jedoch die hochdotierte n-Schicht, in welcher es zu starken Rekombinationen eines Elektron-Loch-Paar kommt. Daher gibt es kaum einen Beitrag von solchem Licht. Etwaige Störstellen durch Fremdatome resultieren in erhöhten Rekombinationsverlusten. Besonders auf der Front- und auf der Rückseite der Solarzelle befinden sich große Rekombinationsflächen, da an diesen Grenzflächen abrupte Störungen des Kristalls auftreten. Die offenen Bindungen fangen Elektronen bzw. Löcher ein und ermöglichen so eine leichtere Rekombination. Zudem müssen noch Widerstandsverluste beim Stromfluss im Halbleiter berücksichtigt werden. Natürlich treten auch in den metallischen Abnehmerkontakten Widerstandsverluste auf.

## 6. Photovoltaikmodule

Da Solarzellen üblicherweise nur eine kleine Fläche aufweisen und somit nur eine kleine Leistung bereitstellen können, werden einzelne Zellen zu sogenannten Modulen zusammengefügt. Je nach Einsatzzweck der Module werden verschiedene Techniken angewandt, an dieser Stelle werden jedoch lediglich die seriell aufgebauten Module vorgestellt.

### 6.1. Serienmodule

Wie der Name schon impliziert, werden die Zellen seriell verbunden. Somit addieren sich ihre Spannungen, der maximale Strom ist jedoch durch die schwächste Zelle limitiert. In dem Fall einer vollständigen Abdeckung einer Zelle würde somit der Strom auf Null absinken. Da die übrigen, nicht abgedeckten, Zellen des Moduls jedoch weiterhin Strom bereitstellen wollen, kann eine solche Abdeckung zur Zerstörung einer Zelle bzw. des gesamten Moduls führen. Um diesen Effekt zu vermeiden, wird für je 20-24 Zellen eine Schutzdiode parallel geschaltet, durch die der Strom des Moduls auch bei einer Fehlfunktion einer oder mehrerer Zellen aufrecht erhalten werden kann.

### 6.2. Verluste in Modulen

Bei solchen Serienmodulen treten, im Vergleich zur isolierten Solarzelle, weitere Verluste auf. Sogenannte Mismatch Verluste sind ein ernstes Problem in PV Modulen. Solche Verluste treten durch die Verbindung mehrerer Zellen, welche nicht die exakt gleichen Eigenschaften aufweisen bzw. Zellen, die unterschiedlichen Bedingungen ausgesetzt werden, auf. Mögliche Gründe für solche Verluste ist eine Abschattung von einzelnen Zellen oder eine signifikante Abweichung elektrischer Parameter einer Zelle von den Restlichen.

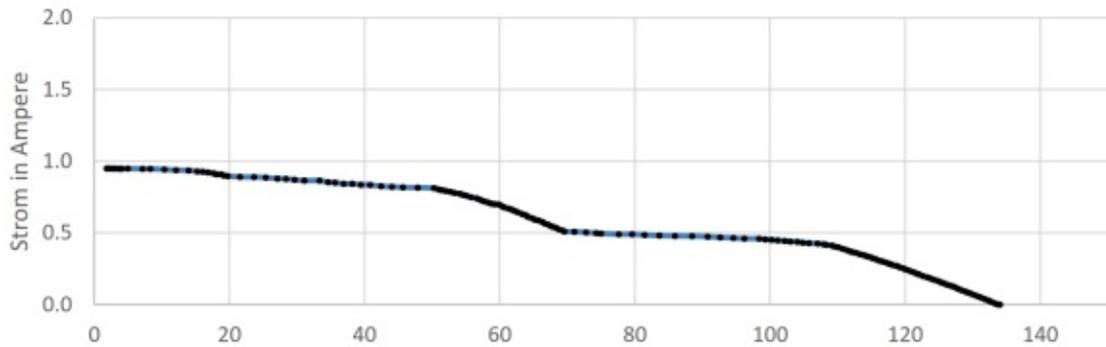


Abbildung 11: Abschattung Modul 1 am 25.07.2014 um 16:52

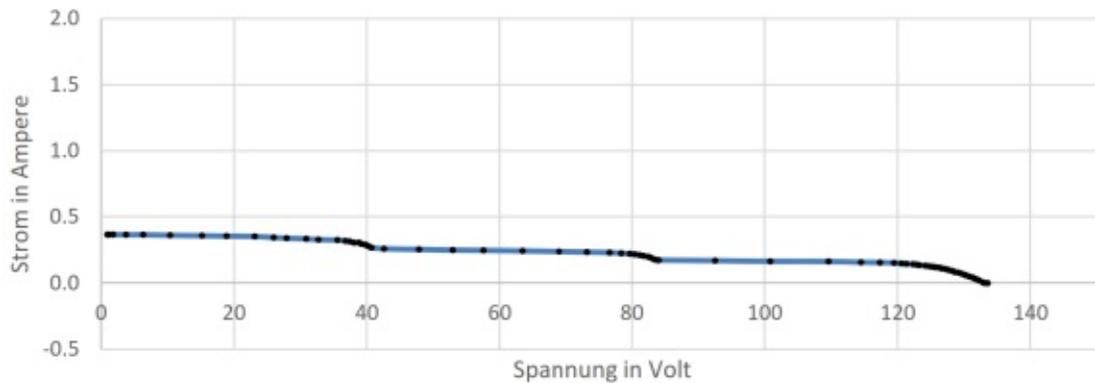


Abbildung 12: Abschattung Modul 2 am 12.01.2014 um 15:21

Die Quantität solcher Verluste ist abhängig von dem derzeitigen Arbeitspunkt des Moduls, die Konfiguration des Stromkreises und den Parametern, welche von den restlichen Zellen abweichen.

Solche Abschattungen sind an Strom-Spannungs-Kurven der Module erkennbar. Die Abbildungen 11 bis 14 stellen beispielhaft solche IV-Kurven mit Abschattungen dar. Die genaue Beschreibung der Module mit denen diese Kurven aufgenommen wurden befindet sich im Kap. 10 auf Seite 84.

## 7. Elektrische Kontaktverbindungen

In diesem Kapitel wird näher auf die Theorie von elektrischen Kontaktverbindungen eingegangen und begründet, wieso in dieser Arbeit größtenteils Silber als Kontaktstreifen eingesetzt wurde. [30]

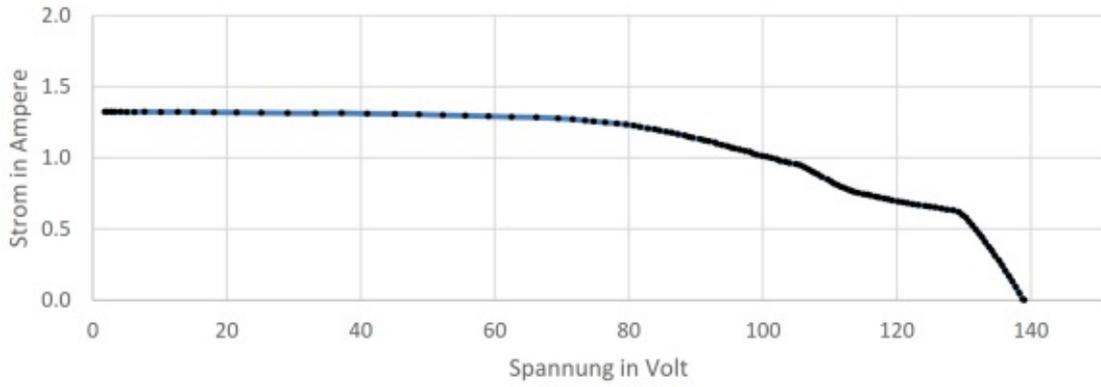


Abbildung 13: Abschattung Modul 3 am 23.05.2014 um 16:50

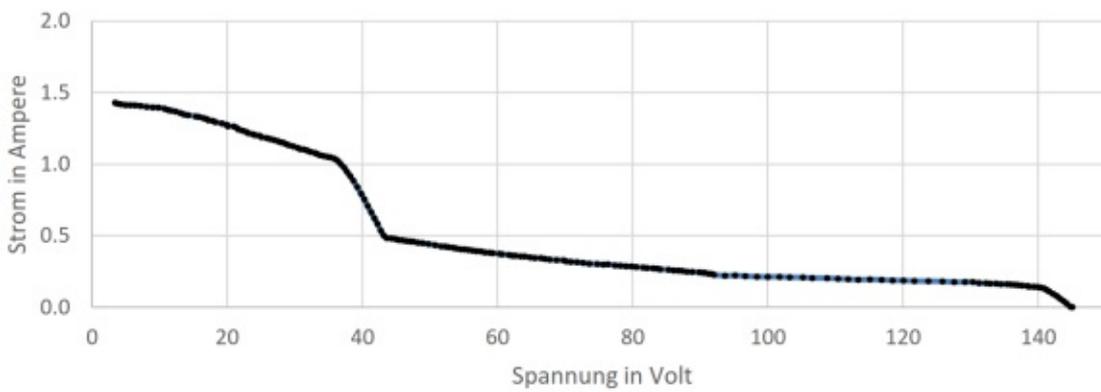


Abbildung 14: Abschattung Modul 7 am 01.11.2015 um 12:44

## 7.1. Arten elektrischer Kontakte

Da die Übertragung des elektrischen Stromes von den QuarterCells über die Kontaktstreifen stattfindet, ist es auch notwendig, die metallischen Kontakte näher zu erörtern. Die Besonderheit der elektrischen Kontakte der QuarterCells liegt darin, dass sie sowohl geschlossen sind als auch in einem Ausmaß beweglich sein müssen, damit die thermische Expansion ausgeglichen werden kann. Mit Blick auf die Funktion, unterteilen sich elektrische Kontakte in folgende Gruppen:

- Geschlossene Kontaktstellen;
- Steckkontakte;
- Gleitkontakte;
- Schaltende Kontakte;

Die Kontakte zwischen QuarterCells-Kontaktstreifen-QuarterCells sind einerseits geschlossene Kontakte, d.h. es sind Dauerverbindungen, bei denen ein Öffnen der Kontakte nicht vorgesehen ist. Die für den elektrischen Kontakt notwendige Andruckkraft (Kontaktnormalkraft) wird durch jenen Druck erzeugt, der durch das Laminieren entsteht. Andererseits sind diese Kontakte auch mit Steckkontakten zu vergleichen. Steckkontakte sind zwar, im Unterschied zu den QuarterCells, von einander lösbar, d.h. mechanisch von einander trennbar, doch wird bei den meisten Steckkontakten die Kontaktnormalkraft nur durch einen Anpressdruck erzeugt. Eine weitere Ähnlichkeit besteht darin, dass die Kontakte durch die thermische Expansion, ähnlich den Steckkontakten, einer ständigen physikalischen Bewegung ausgesetzt sind. Die Kontakte sind also sowohl dauerhafte Verbindungen als auch Verbindungen, die wie Steckverbindungen einer ständigen Bewegung unterliegen.

### 7.1.1. Geschlossene Kontaktstellen

Geschlossene Kontaktstellen bzw. Dauerverbindungen findet man in verschiedenen Formen:

- lösbare Schraubverbindungen;
- nicht lösbare Löt- und Schweißverbindungen;
- nicht lösbare Bondverbindungen;
- nicht lösbare, mechanisch erzeugte Pressverbindungen
- Wickelverbindung (wire wrap);
- Quetschverbindung (Crimpverbindung);
- Schneidklemmverbindung;

- Nicht lösbare Einpressverbindung.

Die, durch das Laminieren entstandenen, Kontaktstellen der QuarterCells sind am ehesten in die Kategorie der „nicht lösbaren Einpressverbindungen“ einzuordnen. Die bei den QuarterCells verwendeten Kontakte haben jedoch zusätzlich Eigenschaften der Steckverbindungen, deshalb würden sie eine neue Kategorie der geschlossenen Kontaktstellen darstellen.

### 7.1.2. Steckkontakte

Steckkontakte bzw. Steckverbinder werden in der Elektrotechnik und Elektronik eingesetzt, um Bauteile oder Baugruppen elektrisch und mechanisch voneinander trennen zu können bzw. diese zu Funktionseinheiten zusammenzufügen und um periphere Komponenten anzuschließen. Entsprechend den verschiedenen Anwendungsgebieten, z. B. Kommunikationstechnik, Industrieelektronik, Unterhaltungselektronik, Automobiltechnik, Hausgerätetechnik, Installationstechnik, Energieversorgung usw., werden Steckverbinder als elektrische Verbindungselemente unter den unterschiedlichsten elektrischen Betriebsbedingungen bei verschiedenen Umgebungseinflüssen eingesetzt. Abhängig vom den jeweiligen Anwendungsfällen, die sich sowohl in der Energieversorgung als auch in der Informationsübertragung hinsichtlich Strom, Spannung und Frequenz unterscheiden dienen die einzelnen Kontaktelemente des Steckverbinders dem Verbinden von elektrischen Leitern in Systemen. Die Steckverbinder sind grob in drei Gruppen einteilbar:

- Steckverbinder für den Niederspannungs und Niederfrequenzbereich;
- Steckverbinder für die Hoch und Höchsthochfrequenztechnik;
- Steckverbinder für die Energietechnik;

Es ist zu erwähnen, dass zur Informationsübertragung zunehmend Lichtwellenleiter (LWL) benutzt werden, die ebenfalls mechanisch steck- und lösbare Verbindungselemente enthalten. [30] Da dies jedoch außerhalb des Rahmens unserer Untersuchung steht, gehen wir auf diese Art von Steckverbindungen nicht ein. Ein Steckverbinder besteht prinzipiell aus zwei Steckverbinderhälften, die beim Steckvorgang zusammengefügt werden. Eine Steckverbinderhälfte enthält die sog. „weiblichen“ Kontaktelemente (Buchsenelement), die andere gegenüberstehende Hälfte die „männlichen“ Kontaktelemente (Messer oder Stiftelement), wobei die Kontaktelemente im jeweiligen Kontaktträger bzw. Steckverbindergehäuse elektrisch isoliert voneinander angeordnet sind und dabei in einem bestimmten geometrischen Raster zueinander stehen. Hier finden wir folgende Ausführungsformen:

- Leiterplattensteckverbinder;
- Flach- und Rundsteckverbinder;
- Sockel und Fassungen;

- Nullkraftsteckverbinder;[30]

Hier ist zu erwähnen, dass die Steckverbindungen sehr stark den Kontakten der QuarterCells und den Kontaktstreifen ähneln. Bei einigen dieser Steckverbindungen findet die Herstellung des Kontaktes, wie bei den QuarterCells, nur durch den Anpressdruck bzw. die Kontaktnormalkraft statt. "Leistungsfähigkeit und Zuverlässigkeit der Kontakte hängen dabei entscheidend vom Eigenschaftsprofil des Kontaktträgerwerkstoffes und der Kontaktbeschichtung ab sowie daneben von konstruktiven Faktoren, z. B. der Querschnitt des Trägerwerkstoffes und der Kontaktnormalkraft." [30]

## 7.2. Aufbau der Kontakte

Der Kontakt bei den QuarterCells besteht jeweils aus drei Elementen, dem Kontaktstreifen, dem Bus der darunter liegenden Solarzelle und dem Bus der darüber liegenden Solarzelle. Diese werden zu Modulen zusammengesetzt und dann in mehreren Stufen ein laminiert. Durch das Laminieren wird der für den Stromfluss notwendige Anpressdruck (Kontaktnormalkraft) erzeugt.

In Atominstytut der TU-Wien wurden Module, ohne angelöteten Kontaktstreifen aufgebaut. Die Kontaktstreifen werden nur angepresst (Abb. 16 und 17, jedoch mit 800mbar), wodurch der Strom über die Berührungsfläche fließt. Die Solarzellen überlappen sich um 2mm (Abb.15) und biegen sich um die Kontaktstreifen (Abb.16). Somit wird ein höherer Anpressdruck aufgebaut. Damit die Solarzellen nicht zu große Ströme aufweisen, sind sie als Viertelzellen ausgeführt ( $L \times B \times H = 156 \times 39 \times 0,2 \text{ mm}$ ) und liegen nun wegen den Überlappungen leicht schräg im Einbettungsmaterial. Einen Aufbau mit reinen Druckkontakten wurde auch für Untersuchungen erstellt.

## 7.3. Voraussetzungen für die Werkstoffe der Kontaktstreifen

Als grundlegende Einflussgröße bei den elektrischen Kontakten ist die Kontaktnormalkraft zu bezeichnen ohne welche die Übertragung des elektrischen Stromes nicht möglich wäre. Durch den Anpressdruck erhöht sich die Kontaktfläche zwischen den Elementen und auch jene nichtleitende Deckschicht, die sich auf jeder Metalloberfläche bildet, wird dadurch durchbrochen. Die Übertragung des elektrischen Stromes legt dabei eine möglichst hohe Kontaktnormalkraft nahe, doch bei den QuarterCells ist darauf zu achten, dass der Druck nicht zu groß ist, denn dadurch könnten die Solarzellen beschädigt werden oder sogar brechen, was wiederum den Stromfluss unterbrechen würde (Eine genaue Untersuchung der Bruchfestigkeit ist im Kapitel Minimodule/Mechanische Voruntersuchungen zu finden). Darüber hinaus ist eine Begrenzung des Kontaktnormaldrucks auch aus Gründen der Vorbeugung vor einem zu hohen Verschleiß erwünscht, der sich aus der ständigen Reibung der thermischen Expansion ergibt. Errechnet man die Summe der Kontaktwiderstände in den Kontaktzonen sowie im Anschlussbereich und den Bahnwiderständen des Kontaktkörpers ergibt sich der Gesamtdurchgangswiderstand. Dabei soll der Gesamtdurchgangswiderstand möglichst niedrig und auf Langzeit gesehen stabil sein. Der Bahnwiderstand ergibt sich sowohl aus dem Querschnitt als auch

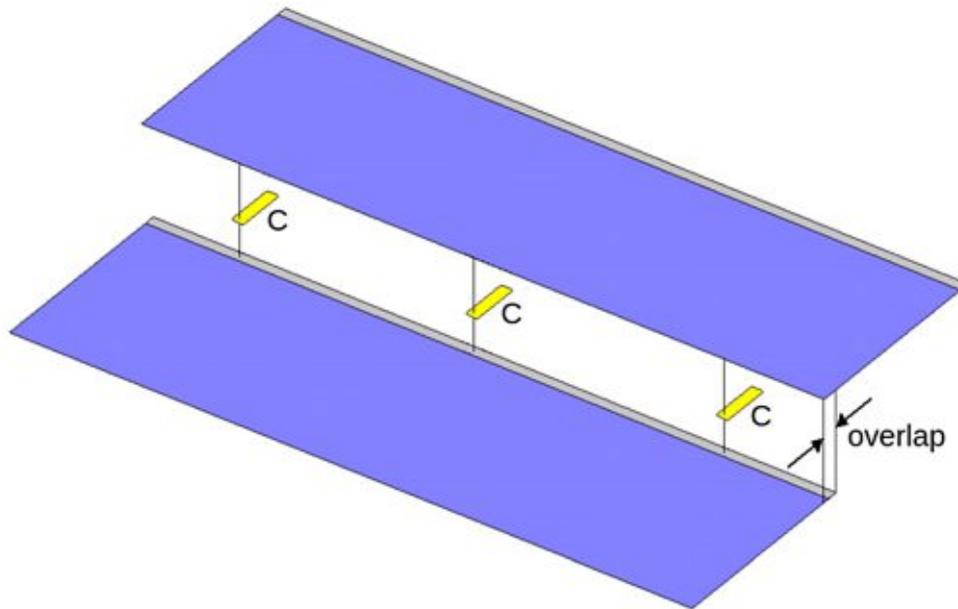


Abbildung 15: Prinzip der Überlappung bei eingepressten Kontaktstreifen[31]

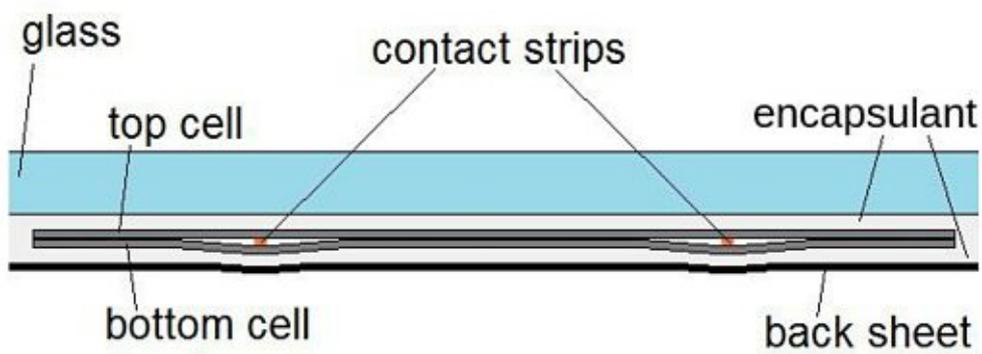


Abbildung 16: Modulaufbau bei Überlappung der Solarzellen und eingepresster Kontaktstreifen [32]

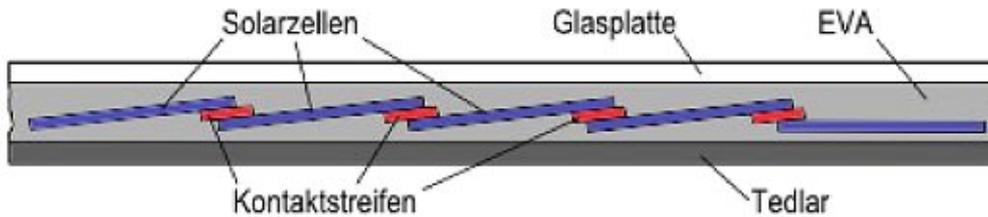


Abbildung 17: Modulaufbau mit eingepressten Kontaktstreifen (Seitenansicht mit Schnitt) [33]

der elektrischen Leitfähigkeit des Trägerwerkstoffes. Kupfer und seine Legierungen sind hochleitfähig und kommen deshalb bevorzugt zum Einsatz. Ein weiterer Faktor, der von den Kontaktkörpern verlangt wird, ist eine gute Wärmeleitfähigkeit, die notwendig ist, jene Wärme, die an den Querschnittsverengungen auftreten, abzuführen. Der Kontaktwiderstand ist zusammengesetzt aus Eigen- und Fremdschichtwiderstand. Er ist abhängig von Kontaktnormalkraft, Kontaktform, Werkstoff und Zustand der Kontaktoberfläche. Eine Beschichtung der Oberflächen der Kontaktzone bewirkt, dass der Fremdschichtwiderstand möglichst gering gehalten wird. Bei Konstruktionen oder Werkstoffen eines Steckverbinders, kann die Erhöhung des Kontaktwiderstandes und die Zunahme der Stromerwärmung auf folgende Hauptursachen zurückgeführt werden:

- Bildung von Deckschichten, die aufgrund von Korrosion entstehen;
- Verlust der Kontaktnormalkraft, die sich aufgrund von Spannungsrelaxation ergibt;
- Verschleiß der Kontaktbeschichtung, die zu einem Schichtabtrag sowie zur Entstehung von Schichtdefekten in der Kontaktbeschichtung führt.

Funktionsstörungen bei Steckverbindern werden vorherrschend von den Kontaktelementen verursacht und sind großteils auf die folgenden Fehlermechanismen zurückzuführen:

- Korrosion;
- Spannungsrelaxation;
- Schichtverschleiß.

Diese möglichen Störungen müssen bei der Wahl der Werkstoffe als auch bei der konstruktiven Gestaltung des Steckverbinders besonders berücksichtigt werden.

#### 7.4. Die Beschichtung der Werkstoffe

Bei der Leistungsfähigkeit und Zuverlässigkeit der Steckverbindungen sind verschiedene Faktoren ausschlaggebend. Diese sind das Eigenschaftsprofil des Kontaktträgerwerkstoffes

sowie die Kontaktbeschichtung. Aber auch konstruktive Faktoren wie z. B. der Querschnitt des Trägerwerkstoffes und die Kontaktnormalkraft spielen eine große Rolle. Beim Grundwerkstoff werden sowohl auf die physikalischen, mechanischen als auch auf die technologischen Eigenschaften besondere Anforderungen gestellt. Hier ist die Kombination von Festigkeit und Leitfähigkeit ausschlaggebend. Auch die Verformbarkeit der Grundwerkstoffe spielt eine bedeutende Rolle. Ein weiterer Faktor stellt die Kombination aus elektrischer und thermischer Leitfähigkeit dar, denn dadurch kann die Stromerwärmung, welche die Strombelastbarkeit begrenzt, möglichst niedrig gehalten werden. Auch hier kommen vor allem Trägerwerkstoffe, wie Kupfer und seine Legierungen, vorrangig zum Einsatz. Da, anders als bei Steckverbindungen, bei den QuarterCell-Kontaktstreifen-QuarterCell-Kontakte die Kontaktnormalkraft durch die relativ schwache Elastizität des Einbettungsmaterials EVA erzeugt wird, ist es auch nicht notwendig, dass die Kupferlegierung jene hohe Festigkeit aufweisen muss, wie dies besonders bei den Federteilen der Steckverbindungen erforderlich wäre. Auch die wirtschaftliche Herstellung der Kontaktteile bzw. der Kontaktstreifen ist ein wesentlicher Faktor. Um dies zu gewährleisten, ist aus technologischer Sicht auch eine gute Biegsamkeit erforderlich. Dies damit die Kontaktteile aus werksvergütetem Bandmaterial wie z. B. CuBe2 als Stanz-Biege-Teile wirtschaftlich und gleichzeitig mit hoher Präzision hergestellt werden können. In dieser Arbeit sind die Kontakte der QuarterCells in EVA eingebettet. So wird vermieden, dass die Kontakte der umgebenden Luft ausgesetzt sind. „Diese bringt aber zwei Nachteile mit sich: Sie lässt Feuchtigkeit ins Modul. Die Folge können chemische Prozesse im Modul sein, die selbiges schädigen.“ [34]

Bei Kontaktstreifen aus Kupfer ist ein relativ hoher Leistungsabfall nach relativ wenigen Zyklen festzustellen, der wahrscheinlich mit der Oxidation zusammenhängt. Dies kann daraus resultieren, dass innerhalb des EVA-Einbettungsmaterials eine Zersetzung stattfindet, durch welche sich Essigsäure bildet, die wiederum die Oxidation des Kupfers zur Folge hat.

„Bei in Betrieb stehenden PV-Systemen sind die stromerzeugenden und leitenden Komponenten anfällig für Korrosion, wenn reaktive Spezies (z. B. Sauerstoff, Säuren, ...) nahe der Grenzflächen zwischen der polymeren Einbettung und den Metallen/Halbleitern vorhanden sind.

Mit EVA als Einkapselungsmaterial kann zusätzlich zu den atmosphärischen Bestandteilen, die von außen in das Modul eindringen, Essigsäure direkt im Modul bei einer Zersetzungsreaktion von EVA gebildet werden. Wenn das Modul mit einer Glasabdeckung versehen ist, spielen das polymere Backsheet und seine Permeationseigenschaften die entscheidende Rolle bei der Einstellung des Wasser-, Sauerstoff- und Essigsäurekonzentrationen innerhalb des PV-Moduls.“ [35]

Auf der Abbildung 18 ist die chemische Bildung von Essigsäure aus EVA dargestellt.

Kontaktstreifen mit einer Silberbeschichtung sind auch gegen die durch die Zersetzung des EVA-Einbettungsmaterials entstehende Essigsäure resistenter als z. B. Kupfer und deshalb zum Einsatz bei Phtovolaik-Solarzellen sehr gut geeignet.

Die wiederholten Temperaturschwankungen führen an der Kontaktfläche zu Korrosionsvorgängen und zur Bildung von Deck- bzw. Fremdschichten, was eine Erhöhung

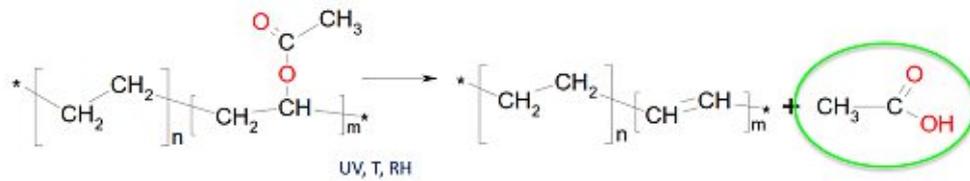


Abbildung 18: Bildung von Essigsäure aus EVA [35]

des Kontaktwiderstandes zur Folge hat. Um dem vorzubeugen, kommt die Beschichtung der Kontaktstreifen zum Einsatz. Durch die Beschichtung ist auch die Reduzierung der Kontaktnormalkraft möglich, da im Gegensatz zum Grundmaterial kein Durchbrechen der Deckschichten notwendig ist. An die Beschichtung werden folgende Anforderungen gestellt:

- niedrige Korrosionsneigung
- niedrige Neigung zur Kontaktkorrosion in Verbindung mit kupferhaltigen Trägerwerkstoffen
- Durchbruchmöglichkeit eventuell gebildeter Deckschichten bei möglichst niedrigem Kontaktdruck
- Wirkung als Diffusionsbarriere für den Trägerwerkstoff, um einen zuverlässigen Stromfluss bei höheren Temperaturen zu gewährleisten
- Gewährleistung einer hohen Verschleißbeständigkeit
- Gewährleistung eines niedrigen Reibwerts

#### 7.4.1. Beschichtungsverfahren

Bei der Kontaktbeschichtung kommen verschiedene Verfahren zum Einsatz. Die Kontaktbeschichtung bei Zinnoberflächen des Trägerwerkstoffes geschieht durch das Schmelztauchverfahren, die s. g. Feuerverzinnung, oder über die galvanische Abscheidung. Die Kontaktbeschichtung mit Edelmetallen findet fast ausschließlich durch die galvanische Abscheidung statt. Zudem kommt bei Gold und Palladium fast ausschließlich eine Selektivbeschichtung zur Anwendung, um die Kosten dadurch zu begrenzen, dass nur die technisch notwendigen Stellen beschichtet werden. Die Walzplattierung kommt heutzutage nur noch auf spezielle Edelmetalllegierungen mit höheren Legierungsanteilen zur Anwendung. Durch das Schmelztauchverfahrens können bei Zinnbeschichtungen auch Legierungsschichten aufgetragen werden.

## 7.4.2. Edelmetallbeschichtungen

Bei hohen Anforderungen bezüglich Korrosion und Deckschichtbildung oder Beständigkeit gegen Vibration, können nur Edelmetallbeschichtungen, wie Gold, Palladium oder Silber, zum Einsatz kommen. Diese drei Werkstoffe werden im Folgenden genauer erläutert.

**Gold** Bei Goldbeschichtungen werden hochkarätige Hartgoldschichten aufgetragen. Dabei wird bei der galvanischen abgeschiedenen Schicht Nickel oder Kobalt ( 0,3 Massen%) zugesetzt um sowohl die Härte als auch die Verschleißfestigkeit zu erhöhen. Man versucht heutzutage auch, Nickel und Kobalt durch Eisen zu ersetzen. Um ein Überkriechen von Korrosionsprodukten besonders des Kupfers auf die Goldoberfläche zu verhindern, wird zwischen dem kupferhaltigen Trägerwerkstoff und der Goldschicht eine Nickelschicht ( $1\mu m$ ) aufgetragen. Dabei ist auf defektfreie Schichten zu achten. Es sollte also die Bildung von Poren, Rissen, Kratzern oder Verschleißmarken verhindert oder möglichst gering gehalten werden, denn diese könnten zum Mechanismus der elektronischen Kontaktkorrosion führen, aufgrund der der Grundwerkstoff die Goldoberfläche überwandert, was wiederum die Erhöhung des Kontaktwiderstandes zur Folge hätte. Solche Goldschichten sind durch Elektrolyten und optimierte Beschichtungsverfahren bereits ab Schichtdicken zwischen  $0,6$  bis  $0,8\ \mu m$  herstellbar.

Während des Reibvorganges, der durch die, aus der thermischen Expansion resultierenden fortwährenden Reibung der Module, entsteht, unterliegen die Kontaktoberflächen einer Verschleißbeanspruchung. Es kommt zu einer Schichtabtragung, in welcher sich in einer Umgebung mit schadstoffhaltiger Atmosphäre Korrosionsprodukte bilden können, die wiederum die Erhöhung des Kontaktwiderstandes zur Folge hätten. Der Vorteil der Goldbeschichtung liegt darin, dass sie einerseits eine sehr gute Korrosions- und Temperaturbeständigkeit hat und sich nur extrem dünne Adsorptionsschichten bilden, die schon bei geringen Normalkräften durchbrochen wird. Goldschichten sollten dann zum Einsatz kommen, wenn extreme elektrische Bedingungen sowie extreme Umgebungsbedingungen, wie hohe Schadstoffkonzentration, Feuchtigkeit, hohe Temperaturen oder Schwingungsbeanspruchung vorherrschen oder hohe Zuverlässigkeit gefragt ist. Auch dann, wenn eine lange Lebensdauer und eine niedrige Fehlerrate gefragt ist, soll eine Goldbeschichtung zum Einsatz kommen. Der Dickenbereich von Goldschichten liegt zwischen  $0,2$  bis  $2\ \mu m$ . Wegen des hohen Preises von Gold wird eine möglichst geringe Schichtdicke angestrebt. Es kommen auch Nanopartikeln oder Legierungen mit Nickel und Eisen zum Einsatz.

**Palladium** Palladium kommt entweder allein oder in Form von PalladiumNickel mit 10 bis 30 Massen-% Nickel zum Einsatz. Diese sind als Schichtwerkstoffe für Steckverbindungen erprobt. Bei einer Dicke von  $0,5$  bis  $2\ \mu m$  werden die Schichten unternickelt und mit einer Hauchgoldschicht ( $0,1\ \mu m$ ) überzogen, welche Reibung und Verschleiß vermindert. Dieser Schichtverbund weist eine hohe Härte und Verschleißfähigkeit auf.

**Silber** Silber ist ein Universalkontaktbauteil, der als Beschichtungswerkstoff sehr universell einsetzbar ist. Er ist jedoch gegenüber schwefelhaltiger Umgebungsatmosphäre

sehr empfindlich, wodurch es zur Bildung von sulfidischen Deckschichten kommen kann. Diese sind jedoch bei relativ niedriger Normalkraft mechanisch leicht zu durchbrechen, sodass Kontaktwiderstandswerte von  $5 \text{ m}\Omega \cdot \text{cm}^2$  erreicht werden können. Silber wird sowohl aufgrund des hohen Goldpreises als auch der der höheren Leitfähigkeit vermehrt eingesetzt. Silber neigt aufgrund der Reibung zum Kaltverschweißen, was einen Anstieg der Reibwerte und des Verschleißes zur Folge hat. Um das zu verhindern, müssen Silberoberflächen mit Passivierungsmitteln (z.B. auf Thiolbasis) behandelt werden. Silber weist einen sehr hohen Schmelzpunkt ( $961 \text{ }^\circ\text{C}$ ), eine hohe thermische als auch eine ausgezeichnete elektrische Leitfähigkeit auf. Es ist also bei einer hohen Strombelastbarkeit oder hohen Temperaturen besonders geeignet. Die Dicken der Silberschichten liegen meist in den Bereichen  $1 \text{ }\mu\text{m}$ . Sollte ein Einsatz bei Temperaturen oberhalb von  $140^\circ\text{C}$  gefordert sein, wäre das Auftragen einer Nickel-Zwischenschicht empfehlenswert. Dadurch kann die Diffusion von Kupfer in die Silberschicht vermieden werden.

#### 7.4.3. Beschichtungen mit Unedelmetallen

Unedelmetalle sind zwar als Kontaktwerkstoff geeignet aber nur dann, wenn sich an deren Oberfläche eine Deckschicht ausbildet, die passivierend als Schutzschicht für das Metall wirkt, das darunter liegt. Das findet man bei Schichten aus Zinn, Nickel, Chrom, Titan und Edelstahl.

**Zinn** Bei Zinn bildet sich eine harte, oxidische Deckschicht, doch ist das darunter liegende metallische Zinn sehr weich. So kommt es bei relativ geringem Kontaktdruck zu einer plastischen Verformung, wodurch die isolierende Deckschicht durchbrochen wird und es zu einer direkten metallischen Berührung der beiden Kontaktstücke kommt und letztendlich ein Metall-Metall-Kontakt entsteht. Dadurch kommt es zu einer innigen Verbindung der Kontaktpartner in der Kontaktzone, was wiederum vor ungehinderten Kontakt mit Luftsauerstoff schützt und die Bildung einer erneuten Deckschicht verhindert. Es ist aber ein Mindestwert an Kontaktnormalkraft bei einer vorgegebenen Kontaktgeometrie notwendig, damit es zur plastischen Deformation der Zinnschicht kommt. Dieser Mindestwert entspricht etwa der Fließspannung des Zinns. Die Deckschicht bei Zinn führt zu einem hohen Widerstandswert bei kleinen Normalkräften. Die für die Zerstörung der Deckschicht notwendige plastische Deformation setzt erst bei höheren Normalkräften ein. Das Ergebnis ist ein steiler Widerstandsabfall. Aus diesem Grund muss die minimale Kontaktnormalkraft knapp über dem Durchbruchbereich der Deckschicht liegen. Die plastische Verformung hat jedoch den Nachteil, dass es zu hohen Reibwerten als auch hohem Schichtverschleiß kommt, was sich wiederum bei häufigen thermischen Expansionen negativ auswirkt. Verzinnete Oberflächen weisen auch ein Korrosionsverhalten auf, das durch die Eigenkorrosion des Zinns selbst bestimmt wird und nicht durch Kontaktkorrosion, wie das z.B. bei Gold der Fall ist. Es kommt bei verzinneten Oberflächen auch zu einer speziellen Reiboxidation, dem s. g. Fretting. Diese wird durch die Kontaktnormalkraft als auch die Schwingweite/Amplitude beeinflusst. Zur Verhinderung von Fretting sind bestimmte konstruktive Maßnahmen erforderlich.

Heutzutage werden für den Kontaktbereich vorrangig Reinzinnschichten benutzt. Diese sind galvanisch abscheidbar. Bei Zinn-Reflow-Schichten führt nach der galvanischen Zinnabscheidung eine definierte Wärmebehandlung zu einem kurzfristigen Aufschmelzen der Zinnschicht. Dadurch bildet sich eine intermetallische Phase zum kupferhaltigen Grundwerkstoff, was wiederum einen starken Einfluss auf die Zinnschicht hat, denn je höher der intermetallische Anteil der Phasen an der Gesamtschichtdicke ist, desto mehr kann die Reibkraft vermindert werden. Durch die galvanische Abscheidung ist möglich, unterschiedliche Schichten zwischen Zinnschicht und Grundwerkstoff in einer Beschichtungsfolge abzuscheiden. Hier kommt unter anderem Nickel zum Einsatz. Es hat den Vorteil, eine zuverlässige Diffusionssperre zu schaffen, wodurch das Risiko zur Bildung von Whiskern verringert werden kann. Es können sich jedoch intermetallische Phasen aus Nickel-Zinn bilden, doch diese wachsen um ein Viertel langsamer als innermetallische Phasen aus Kupfer-Zinn. Bei der Beschichtung durch die Schmelztauchverzinnung kommt eine Reinzinnbeschichtung als auch eine Zinn-Silber-Legierung-Beschichtung zum Einsatz. Die Legierung mit Silber hat positive Auswirkungen auf Schichthärte und Kontaktwiderstand. Das ermöglicht den Einsatz bei Temperaturen bis zu 160°C als auch bei niedrigeren Kontaktnormalkräften. Darüber hinaus wird auch eine höhere Verschleißbeständigkeit erreicht. Bei der Feuerverzinnung bildet sich zwischen kupferhaltigem Trägerwerkstoff und der Zinnschicht eine harte, intermetallische Zwischenschicht, mit einer Dicke von 0,3 bis 0,5  $\mu\text{m}$ , welche vorteilhafte Auswirkungen auf Reib- und Verschleißbeständigkeit hat. Folgt der Feuerverzinnung eine Wärmebehandlung der Zinnschicht, wird die intermetallische Phase in eine 100%-ige überführt.

## 7.5. Strombelastbarkeit von Kontakten

Durch den Stromfluss kommt es im Kontaktbereich durch die Entstehung Joule'scher Wärme zu einem Temperaturanstieg. Durch das Fließen eines konstanten Stromes kommt es zu einem stationären Zustand mit einem gleichbleibenden Temperaturfeld mit einem thermischen Gleichgewicht, bei dem die abgegebene Wärmemenge der im Kontakt erzeugten Wärmemenge entspricht. Bei QuarterCells wird diese Wärme durch das Laminiermaterial an die Umgebung abgeführt.

Bei einem Kontaktelement ist nun die Temperaturerhöhung in Abhängigkeit vom Strom wesentlich.

Daraus ergibt sich letztendlich der maximal zulässige Strom in Abhängigkeit von der Umgebungstemperatur. Das nennt man die Derating-Kurve. Um die Temperaturerhöhung möglichst gering zu halten, sollte Werkstoffe mit einer hohen elektrischen Leitfähigkeit zum Einsatz kommen.

## 7.6. Verschleißerscheinungen

An den Berührungsstellen kommt es zur Umsetzung einer Verlustleistung, welche zum Auftreten einer Übertemperatur führt. Diese darf festgelegte Grenzwerte nicht überschreiten. Alterungsvorgänge führen mit zunehmender Betriebsdauer zu einem Anstieg des Kontaktwiderstandes. Die Alterungsgeschwindigkeit erhöht sich gegen Ende der Lebensdauer.

er und führt zu einem steilen Anstieg des Kontaktwiderstandes, was letztendlich die Zerstörung der Verbindung durch Übertemperatur zum Ergebnis hat. Dieses Verhalten tritt bei unedlen Werkstoffen auf. Durch ein s.g. Fetten und die Erhöhung der Kontaktkräfte kann der Alterungsprozess zwar verzögert aber nicht verhindert werden. Bei Werkstoffen aus Kupfer mit einer Silberbeschichtung ist auch nach Jahren kein signifikanter Widerstandsanstieg durch Alterung festzustellen. Die Dicke der Silberschicht ist von der mechanischen Beanspruchung abhängig und liegt üblicherweise zwischen 10 und 25  $\mu\text{m}$ .

Aus den obenstehenden Erklärungen wird klar, dass Silber optimale Eigenschaften für einen Einsatz als Kontaktstreifen aufweist.

# Teil II.

## Herstellung und Untersuchung der Module

### 8. Übersicht

#### 8.1. Motivation und Ziel

Die grundlegende Motivation für diese Arbeit besteht darin, Solarmodule auf neuartige Weise zu konzipieren, wobei die Zelltechnologie konventionellen Mustern folgt. Konventionell bedeutet in diesem Kontext, dass die Zellen eine einfache P-N Struktur aufweisen und die Front- und Rückseite mit gegenteiligen Polaritäten metallisiert sind. In dieser Arbeit wurde mit normalen N-dotierten Wafer gearbeitet, deren Frontseite einen negativen und die Rückseite eine positiven Pol aufweisen. Da es sinnvoll ist, Module in Einheitsgrößen herzustellen ist das Ziel dieser Arbeit die Effizienz eines Moduls bei gleichbleibender Fläche zu erhöhen. Die Maximierung der Einstrahlfläche wird durch das Verzicht auf Bus-Verbindungen, welche auf der Oberfläche der Zellen verlaufen und so potenzielle Einstrahlfläche abdecken, erreicht. Als weitere Versuch den Wirkungsgrad zu steigern, wird versucht den Serienwiderstand der Module möglichst zu minimieren. Dafür verwenden wir rechteckige (jedoch nicht quadratische) und kleinere Solarzellen, welche durch das Vierteln von einer Standardzelle gefertigt werden. Die Überlappung, welche statt den Bus als Verbindung dient, ermöglicht so einen geringeren Serienwiderstand. Die Entscheidung rechteckige Viertelzellen zu verwenden, beruht auf der Annahme, dass bei quadratischen Zellen der darüber abfließende Strom über die gesamte Länge der Zelle abgeschwächt wird. Somit weisen unsere nicht quadratischen Zellen einen geringeren Serienwiderstand auf. Durch die Überlappungsbereiche werden auch die Spalte zwischen den einzelnen Zellen vermieden, welche bei konventioneller Herstellung mit quadratischen Zellen und Bus Verbindung auftreten. Ein üblicherweise 2 mm großer Spalt zwischen den Zellen, führt zu einer um 1,3% verringerten photoaktiven Fläche. Die Leistung eines Moduls ist proportional zu dem Quadrat der Stromstärke bzw. zum Serienwiderstand. (s. Formel 6) Würde man also die Fläche einer Zelle, bei gleichbleibenden spezifischen Widerstand, verdoppeln, fließt ein vierfacher Strom. D.h. im Vergleich mit einer industriellen Standardzelle könnten wir so theoretisch die Verlustleistung auf ein Viertel reduzieren.

$$P = I^2 \cdot R_{ser} \quad (6)$$

Die Maßnahmen zusammengefasst:

- Zellen werden als rechteckige Streifen ausgeführt, die an den langen Seiten verbunden sind  $\Rightarrow$  verringerter Serienwiderstand

- Verzicht auf Bus Leitungen und Elimination des interzellularen Abstands , d.h. Größere Einstrahlfläche

Um eine höhere Leistung pro Fläche von PV-Modulen aus polykristallinem Silizium zu gewinnen, können Einzelne 39 mm x 156 mm Zellen an ihren langen Enden überlappt werden und mittels Druckkontakten verbunden werden. Mit verschiedenen Materialien wurde das bereits getestet. Zusätzlich werden hier jedoch Kontakte mit flexiblem Kern aus Silikon verwendet. Der flexible Kern soll Bruchstellen in den Zellen bei der Produktion vermeiden, und ein besseres anpassen der Zelle an die Kontakte ermöglichen. Getestet wurden drei verschiedene Materialien: Cu beschichtet mit Ag, Cu beschichtet mit Lötzinn (SnPbAg) aber ohne Lötung, Cu mit glatter Außenseite, und Cu mit mikroskopisch strukturierter Außenseite.

## 9. Minimodule

In diesem Kapitel wird der grundsätzliche Aufbau unserer handgefertigten PV-Module erklärt. Bei in der Industrie üblichen PV-Module werden die Verbindungen zwischen den Zellen durch Verlöten jener erreicht. In dieser Arbeit wurden gebräuchliche polykristalline Silizium Zellen der Größe 156 mm x 156 mm mit einem Laser in vier Teile geschnitten. Diese Schnitte erfolgten normal auf die Buslinien (die Zellen haben zwei Busse und wurden von Falconcell produziert). Fünf der nun 39 mm x 156 mm Zellteile werden zu einem Modul zusammengefügt. Die 39 mm x 156 mm Zellteile werden 2 mm überlappend aneinander gelegt, und in die Überlappregion wird einer der zu testenden Druckkontakte eingebracht. Damit immer die Unterseite der einen Zelle mit der Oberseite der nächsten Zelle verbunden ist, sind Kontaktstreifen notwendig. In handelsüblichen Photovoltaikmodulen sind die Kontaktstreifen angelötet, aber in dieser Arbeit wurden Module mit Löt- und klebefreier Verbindungstechnik untersucht. Die fertigen Module aus jeweils fünf Zellteilen werden daraufhin laminiert, um guten Kontakt und Zusammenhalt sicherzustellen.

### 9.1. Einzelzellen

Die Zellen der Größe 156 mm x 156 mm beschreiben einen Industriestandard für Solarzellen. Die Zellen wurden in vier gleich große Teile mit Laser geschnitten. Während dem Schneiden der Zellen muss auf die korrekte Einstellung des Lasers geachtet werden, da bei zu hohem Strom zu hohe Temperaturen erreicht werden, die in der Lage sind, den pn-Übergang am Rande der Einzelzellen zu verschmelzen und somit Kurzschlüsse einzubringen. Dies verschlechtert die Qualität der Einzelzellen erheblich und sollte vermieden werden. Um sicher zu gehen, dass keine der verwendeten Zellen solche Kurzschlüsse beinhalten, wurden die Einzelzellen vor dem Bau der Module nochmals auf ihre Qualität getestet und in verschiedenen Stromklassen eingeteilt. Tabelle 2 zeigt beispielhaft die Kurzschlussströme ( $I_{sc}$ ) unter Standard Testbedingungen der fünf Zellen für zwei verschiedene Minimodule (HA1, HA2).

Modul HA1		Modul HA2	
Zelle	Isc[A]	Zelle	Isc[A]
14	2,1567	2	2,0861
34	2,1692	3	2,0944
35	2,1734	6	2,0861
38	2,1692	26	2,0944
39	2,1609	27	2,0903

Tabelle 2: HA1 und HA2, gemessen am Institutsmessstand, +22°C

## 9.2. Aufbau von PV-Modulen

Die Standard Solarmodule haben einen schichten förmigen Aufbau, werden mit einem Druck von 600 mbar angepresst und sind wie folgt strukturiert:

**Glasplatte** Für flaches Fensterglas wird als praktischer Standard Kalk-Natron-Glas eingesetzt. Die Anforderungen an die Glasplatte eines PV-Modules sind jedoch vielseitig: Sie muss anti reflektierend und hoch transmissiv sein, damit möglichst mehr Licht durchscheint. Weiteres muss sie auch mechanischen Schutz gewähren, sodass die innen liegenden Teile nicht in ihrer Funktion beeinträchtigt oder gar zerstört werden; z. B. durch Staub, Schmutz, Niederschlag (wie z. B. Regen, Schnee, Hagel). Außerdem muss sie langlebig gegen Säuren, Nebelbeschlag, starke Temperaturwechsel und Abnutzung sein.

**Einbettungsmaterial** Weil sich diese Schicht auch noch vor den Solarzellen befindet, muss die genauso anti reflektierend und hoch transmissiv sein, aber natürlich stabil gegenüber UV-Licht. Da sie aus weichen Kunststofffolien ist (EVA: Ethylen-Venylacetat, aber auch Materialien auf Silikonbasis), fungiert sie als federnde Stossdämpfung und als elektrische Isolierung für die darunter liegenden Solarzellen (deswegen ist hohe mechanische Festigkeit gefordert). Sie wird bei ca. 150°C auf laminiert und dient als Flüssigkeit- und Feuchtigkeitssperre, sowie als Korrosionsschutz.[36][37] Bei Wärmeeinwirkung kann ein Schrumpfprozess einsetzen, bei welchem die Fläche der Einbettungsfolie kleiner wird. Da sich hierbei die Molekülketten umorientieren, können Mikrorisse in den Solarzellen, Lunker (Hohlräume) oder andere Fehlstellen im Material entstehen. Dies führt zu Qualitätseinbußen, sowie zu Verminderungen des Wirkungsgrades und der Lebensdauer. Das Einbettungsmaterial soll somit eine geringe Neigung zum Schrumpfen haben.[37] Die genannten Eigenschaften sollten homogen verteilt sein, um die Funktion über das gesamte Modul zu gewährleisten.[37]

## 9.3. Herstellung der Mini Module

In einem ersten Durchgang der sich über ca. 2 Jahre erstreckte, wurden insgesamt 15 Minimodule hergestellt und auf rasche Alterungseffekte durch Temperaturzyklen untersucht. Die wichtigen Ergebnisse wurden bereits in einem Paper publiziert [31], und dort

andere Namen für die Module verwendet wurden als hier. In Abb. 19 werden die hier verwendeten Namen jenen im Paper gegenübergestellt. Außerdem ist der Typ der jeweiligen Solarzellen angegeben. Dazu ist folgendes zu sagen: Die Solarzellen waren zwar durchgehend aus multikristallinem Silizium mit derselben pn-Struktur, und wurden alle von der ehemaligen Firma Falconcell hergestellt ( diese Firma im nördlichen Niederösterreich stellte ihren Betrieb ca. 2015 ein), jedoch war die Formgebung der metallischen Kontaktstruktur auf der Vorder- und Rückseite unterschiedlich. Während die mit „Standard“ bezeichneten Zellen aus üblichen quadratischen Zellen (156mm x 156mm) geschnitten waren und daher die Kontakt-Metallisierung aus zwei Bussen vorne und hinten bestand (s. Abbildung 20), hatten die Typen „Quartercell K“ und „Quartercell P“ bereits Kontaktstrukturen die optimiert waren für schindelartiges aneinanderreihen (s. Abbildung 20). Die Busse zur Kontaktierung waren hier schon vorne und hinten nahe den langen Kanten. Die Vorderseite war für beide Typen gleich, aber auf der Rückseite bestand bei „Quartercells K“ der Bus aus sechs kurzen Streifen, während der bei „Quartercells P“ aus einem einzigen langen Streifen bestand (s. Abbildung 20). Die ersten Minimodule, HA1 und HA2, wurde jeweils aus fünf Solarzellen gefertigt, welche lediglich ein Viertel der Abmessungen einer standardisierten Solarzelle mit Dimension 156 mm x 156 mm hat. Hierfür wurden Industriezellen von Falconcell normal auf den Buslinien per Laser geschnitten (s. Celltype „Standard“ in Abbildung 20. Anschließend wurden die Zellen mit 0,5 mm dickem EVA laminiert und mit einem sehr dickem Tedlar Backsheet versehen.

### 9.3.1. Minimodul HA1

Die Zellen für dieses Modul wurden mithilfe von einem Löt Band mit der Querschnittsfläche 2,5 mm x 0,15 mm verbunden. Das verwendete Lötband ist ein Kupferband mit einer ca. 15 $\mu$ m dicken Ummantelung aus Lötzinn, bestehend aus 63% Sn, 36% Pb, 1% Ag. Im nächsten Schritt wurden die Bänder auf die überlappenden Zellen gelegt und auf der Rückseite, längs der Lötbahnen, mit Klebeband befestigt (PPI 1040, 50 $\mu$ m, 10 mm breit). Lediglich an der ersten Zelle der Frontseite und auf der letzten Zelle der Rückseite wurden die Bändchen gelötet.

### 9.3.2. Minimodul HA2

Die Einzelzellen für das Modul HA2 wurden mittels einer älteren Aluminium Paste gefertigt, weswegen sie nicht so einen hohen Füllfaktor wie jene des Moduls HA1 aufweisen. Die Verbindung der Zellen erfolgte wieder mit Hilfe eines Lötbands mit der Querschnittsmaßen 2,0 mm x 0,1 mm, welches aber gefaltet wurde. Der effektive Querschnitt beträgt dadurch 2,0 mm x 0,2 mm. Ansonsten wurde dieses Modul auf gleiche Weise wie HA1 hergestellt.

Bei den beiden Modulen HA1 und HA2 ist die Annahme, dass der Kontakt nur durch den Druck zustande kommt, welcher bei der Lamination der Zellen ausgeübt wird. Außerdem biegen sich die Zellen an den Stellen der Lötbänder um diese herum.

Wenige Tage nach der Laminierung der Minimodule HA1 und HA2 wurden IV-Kurven am Institutsmessstand aufgenommen. Da der Messstand nicht homogen ausgeleuchtet

Liste der Mini-Module mit Originalnamen und Namen im Paper

<b>Originalname</b>	<b>Name im Paper</b>	<b>Typ</b>
HA1	S1	Standard
HA2	S2	Standard
HA5	S3	Standard
HA8	S4	Standard
HA3	K1	QuarterCell K
HA4	K2	QuarterCell K
HA11	K3	QuarterCell K
HA9	K4	QuarterCell K
SU2	K5	QuarterCell K
MeSn1	P1	QuarterCell P
MeSn2	P2	QuarterCell P
MeAg1	P3	QuarterCell P
MeAg2	P4	QuarterCell P
HA6	P5	QuarterCell P
Fe2	P6	QuarterCell P

Abbildung 19: Zuordnung der Modulnamen zwischen Paper und dieser Arbeit

Cell type	Module name	Contact strips			$R_{s,in}$ [m $\Omega$ ]	Number of temperature cycles	
		Coating $d$ [ $\mu\text{m}$ ]	$T \times W$ [mm]	$N$			
 Standard	S1	SnPbAg	15	$0.15 \times 2.5$	2	193	760
	S2	SnPbAg	15	$0.20 \times 2.0$	2	80	760
	S3	Cu		$0.20 \times 2.5$	2	165	796
	S4	Ag	$\sim 1$	$0.30 \times 2.2$	2	95	546
 QuarterCell K	K1	Ag	6.5	$0.19 \times 5.0$	4	114	1006
	K2	Ag	6.5	$0.19 \times 5.0$	4	92	1006
	K3	Ag	6.5	$0.25 \times 5.0$	3	113	493
	K4	Ag	$\sim 1$	$0.30 \times 2.2$	3	296	546
	K5	Cu		$0.20 \times 5.0$	3	226	796
 QuarterCell P	P1	SnPbAg	6.5	$0.05 \times 3.5$	7	65	685
	P2	SnPbAg	6.5	$0.05 \times 3.5$	7	66	685
	P3	Ag	6.5	$0.05 \times 5.0$	7	44	685
	P4	Ag	6.5	$0.05 \times 5.0$	7	54	685
	P5	Ag	6.5	$0.19 \times 2.5$	3	36	796
	P6	Sn on Fe*	$< 1$	$0.20 \times 2.0$	3	129	350

Abbildung 20: Zell- und Kontakttypen der Mini Module mit Serienwiderstand und Anzahl an Temperaturzyklen. Es sind jeweils Vorder- und Rückseite der QuarterCells gezeigt. Die Namen im Bild sind zu den Namen der Module in dieser Arbeit abweichend, die Zuordnungen zu den Namen sind anhand Abbildung 19 ersichtlich

Weitere Erklärungen:

- „Coating“: Material des Kontakts Zelle-Kontaktstreifen
- „TxW“: Dicke x Breite des Kontaktstreifens
- „N“: Anzahl der Kontaktstreifen zwischen den zwei Zellen
- „ $R_{s,in}$ “: ursprünglicher Serienwiderstand des Moduls, ermittelt durch Fit des 1-Diodenmodells an die IV-Kurven des neu hergestellten Moduls.
- „Number of temperatur cycles“: Anzahl der Temperaturzyklen zwischen etwa  $-26$  und  $+89^\circ\text{C}$ , denen das Modul unterworfen wurde.

	<b>Rser vorher [mOhm]</b>	<b>Rser nachher [mOhm]</b>
<b>HA1</b>	200	205
	195	175
	75	87
<b>HA2</b>	75	82
	77	nicht verfügbar

Tabelle 3: Vergleich des Serienwiderstands vor und nach 40 Temperaturzyklen

ist, fällt der Kurzschlussstrom merklich geringer als jener der Einzelzellen aus.

Anfang April 2013 wurden die zwei Minimodule HA1 und HA2 40 Temperaturzyklen zwischen  $-26^{\circ}\text{C}$  und  $+85^{\circ}\text{C}$  ausgesetzt (gemeinsam mit einigen anderen Modulen, die Herr Mandler im Rahmen seiner Projektarbeit untersucht). Am 10. April 2013 wurden dann die IV-Kennlinien der beiden Module nochmals gemessen, um die Kennlinien vor und nach den 40 Temperaturzyklen vergleichen zu können. (für Vergleich von  $R_s$  siehe Tabelle 3)

Danach wurden die Module noch hunderten weiteren Temperaturzyklen ausgesetzt, wie weiter unten noch besprochen wird und wie in der Spalte „Number of temperature cycles“ in Abbildung 20 ersichtlich ist.

### 9.3.3. Minimodul HA3

Dieses Minimodul wurde aus Quartercells im KIOTO-Format gefertigt („QuarterCell K“ in Abbildung 20). Es wurden jeweils fünf Zellen der Stromklasse zwölf zu einem Modul zusammengefügt. Die Verbindungstücke bestehen aus versilberten Kupferband der Firma Schlenk. Der Querschnitt beträgt  $0,05 \times 5,00 \text{ mm}^2$ , die Dicke des Kupferkerns  $37 \mu\text{m}$  und die Silberauflage auf beiden Seiten  $6,5 \mu\text{m}$ . Aus diesem Band wurden Stücke von etwa 50 mm Länge geschnitten, welche nach zweifacher Faltung eine Dicke von ca. 0,2 mm, eine Länge von ca. 5 mm und eine Breite von ca. 1 mm aufweisen. (s. Abbildung 21)

Diese Verbindungsstücke wurden dann auch im großen Modul HAG5 verwendet, welches ebenfalls aus KIOTO-Quartercells gefertigt wurde. Es wurden immer vier Verbindungsstücke zwischen je zwei Zellen verwendet. Diese wurden dann jeweils so zwischen obere und untere Zelle gelegt, dass die dicke Stelle, mit der Verdickung in der Mulde des rückseitigen Kontaktpads der Zellen lag. (s. Skizze in der Beschreibung des großen Moduls HAG5) Die Überlappung dieser Zellen beträgt 5 mm, damit die rückseitigen Pads der oberen Zelle genau auf frontseitigem Bus der unteren Zelle zu liegen kommen. Die Endkontakte an der ersten und der letzten Zelle wurden aber gelötet.

Anschließend wurden die Module bei 820 mbar laminiert und in EVA eingebettet. Das Glas auf der Frontseite ist 2 mm dick, das Backsheet wurde wie bei den Modulen HA1



Abbildung 21: HA3 Kontaktstreifen: Rechts ist der fertige Kontaktstreifen, dessen oberes Ende wegen der doppelten Faltung eine Dicke von 0,2mm hatte. Dieser etwa 1mm breite Bereich stellt den eigentlichen Kontakt zwischen den Zellen her. Die restlichen etwa 10mm Länge des Streifens dienen nur dem einfachen Auflegen bei der Herstellung.

und HA2 gefertigt.

#### **9.3.4. Minimodul HA4**

Das Minimodul HA4 wurde exakt gleich wie HA3 hergestellt.

#### **9.3.5. Minimodul HA5**

Das Modul HA5 besteht aus normalen Zellen mit zwei Bussen von Falconcell, welche wiederum geviertelt wurden (Cell type „Standard“ in Abbildung 20). Jedoch wurden nur Randzellen verwendet. Randzellen sind die zwei Zellen die aus dem oberen und unteren Viertel entstehen, welche man durch Viertelung der ursprünglichen quadratischen Zelle erhält. Fünf solcher geviertelten Randzellen mit den Abmessungen 156 mm x 39 mm wurden im Modul in Serie geschaltet. Die Verbindungsstücke sind blanke Cu-Streifen der Dimension 0,2 mm x 2,5 mm x 20 mm. (Diese wurden aus Cu-Blech geschnitten, und vor Verarbeitung mit feinem Schmirgelpapier abgeschliffen, damit die Oxidschicht abgelöst wird)

Die Randzellen wurden verwendet, damit die Berührung auf dem frontseitigen Bus klein ist, denn der frontseitige Bus geht nicht bis zum Rand der Zelle. Im Klimatest soll geprüft werden, ob diese kleine Überlappung von lediglich 2 mm für einen einwandfreien Betrieb genügt. In Abbildung 22 ist die Front- und Rückseite des Moduls zu sehen.

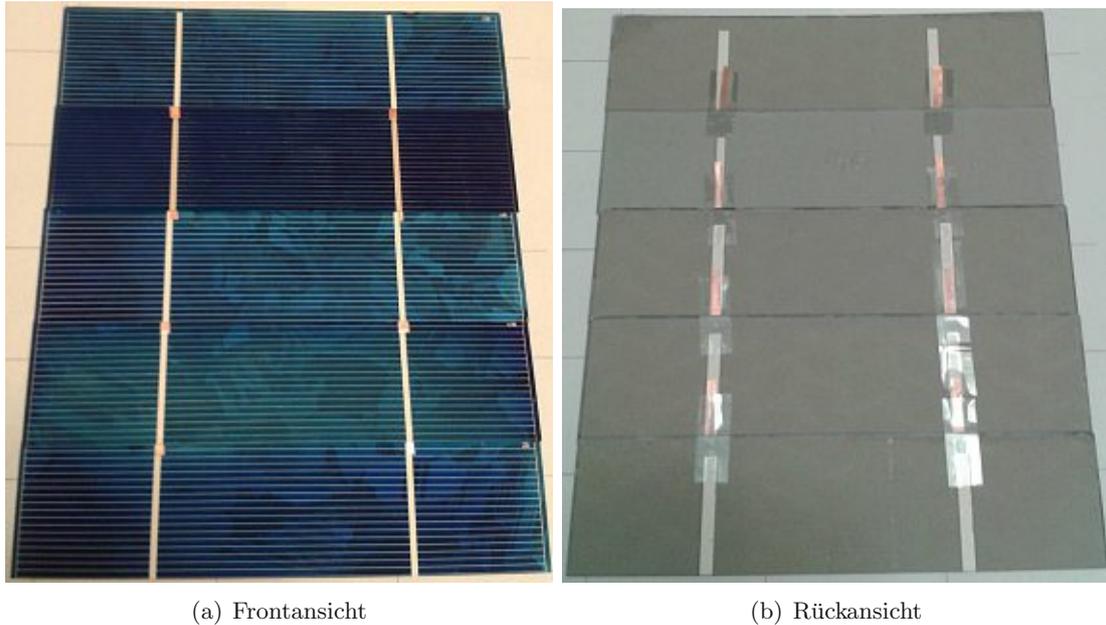


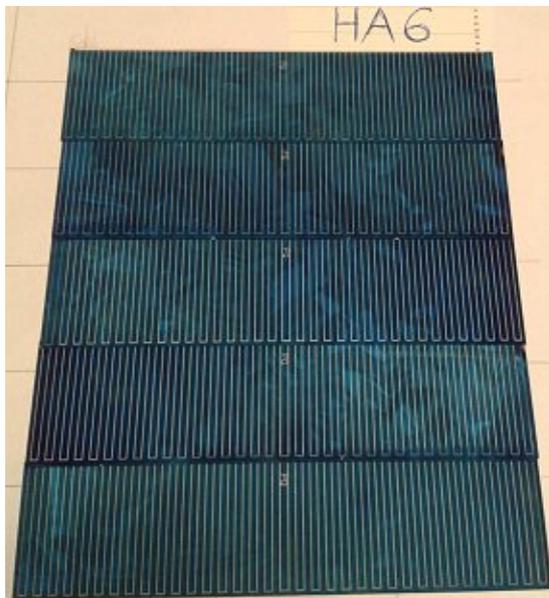
Abbildung 22: HA5 Front und Rückansicht

### 9.3.6. Minimodul HA6

Dieses Modul wurde aus fünf Quartercells von Powerquant gefertigt (Cell type „QuarterCell P“ in Abbildung 20), welche jeweils 2 mm überlappen. Die Verbindung wird mit versilberten Cu-Streifen von Schlenk hergestellt. Ausgehend von einem Streifen mit  $50\mu\text{m}$  Dicke, 5 mm Breite und 30 mm Länge wird dieser vier mal gefaltet, um ein Verbindungsstück der Dimension  $0,2\text{ mm} \times 2,5\text{ mm} \times 15\text{ mm}$  zu erhalten. Genau genommen ist die Dicke nur etwa  $0,18\text{--}0,19\text{ mm}$ , weil durch das abschließende Pressen die Kontaktstreifen dünner werden. Zwischen zwei Zellen wurden jeweils drei Kontaktstreifen verwendet, so dass jeder genau ein Drittel des Stromes einer Zelle weiterleitet. Das fertige Modul ist auf Abbildung 23 zu sehen.

### 9.3.7. Minimodul SU1

Für die Herstellung dieses Moduls wurden normal große Zellen von Falconcell ( $156\text{ mm} \times 156\text{ mm}$ ) mit zwei Bussen als Ausgangsmaterial verwendet. Diese Zellen wurden per Schnitt entlang der Mitte der Busse, und mit Schnitt entlang der Mitte der Zellen ungefähr geviertelt (Das heißt, die Schnitte waren normal zu der Richtung, welche für die Herstellung der QuarterCells „Standard“ in Abbildung 20 verwendet wurden). Anschließend wurden fünf Randzellen mit Dimension  $156\text{ mm} \times 40,5\text{ mm}$  jeweils 5 mm überlappend verbunden. (Bei dieser Bauart wurde der Abstand zwischen den einzelnen Zellen auf  $35,5\text{ mm}$  festgelegt. Dieser Abstand ist notwendig, da die Busse Mitte-Mitte einen Abstand von  $75\text{ mm}$  haben, also die inneren Viertel lediglich  $37,5\text{ mm}$  breit sind.



(a) Frontansicht



(b) Rückansicht

Abbildung 23: HA6 Front und Rückansicht

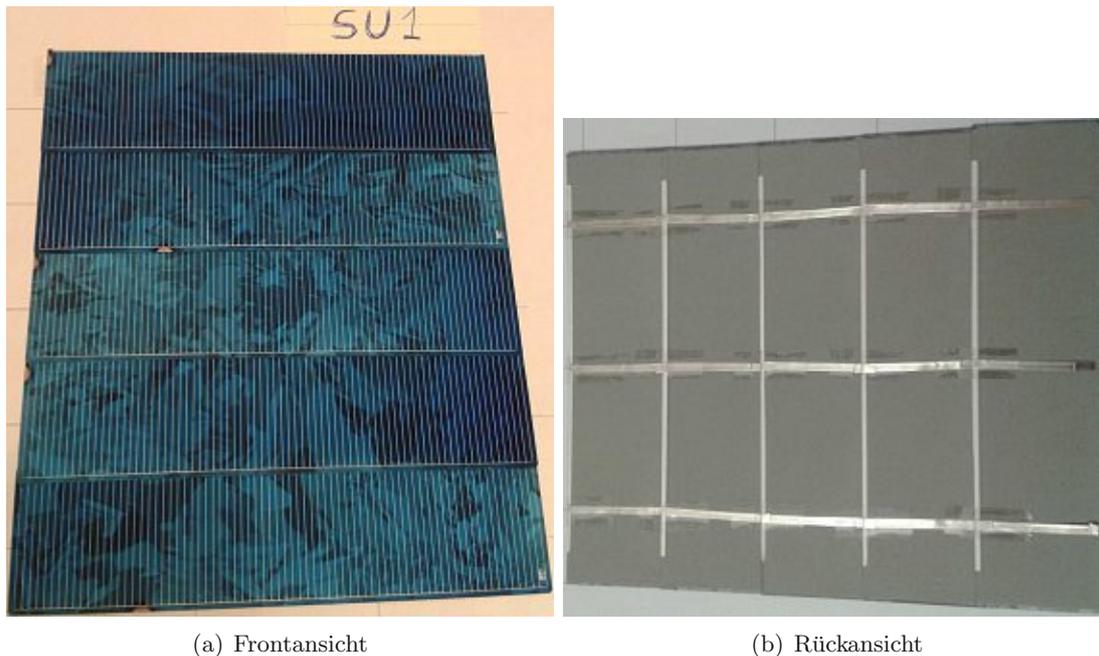


Abbildung 24: SU1 Front und Rückansicht

Daher haben die Zellen bei einer Überlappung von 2mm einen effektiven Abstand von 35,5 mm. Wollte man aber ein Modul machen das sowohl Randzellen als auch innere Zellen beinhaltet, dürfen alle Viertelzellen, obwohl entweder 37,5mm lang oder 40,5mm lang, nur dieselbe Längsdimension haben, sonst hätten sie unterschiedliche Fläche und damit unterschiedlichen Strom.

Die Verbindung wurde mit  $50\mu\text{m} \times 5\text{ mm}$  versilberten Kupferband der Firma Schlenk hergestellt. Die etwa 42 mm langen Streifen wurden längs gefaltet, anschließend an beiden Enden nochmals je etwa 2 mm umgeschlagen, so dass die Enden ca. 0.19mm dick waren.

### 9.3.8. Minimodul SU2

Für dieses Modul wurden fünf Quartercells im KIOTO-Format verwendet („Quarter-Cells K“), welche 2 mm überlappen. Mit dieser Überlappung kommt aber das Problem auf, dass der frontseitige Bus der einen Zelle und der rückseitige Bus der anderen Zelle nicht übereinander liegen. Um trotzdem einen Kontakt herzustellen wurden reine Kupfer Kontaktstreifen aus  $0,2\text{ mm} \times 5,0\text{ mm}$  Cu-Band (Originalbänder von Outu-Kompu) hergestellt und mit einer Biegung versehen, sodass sie den frontseitigen Bus der einen Zelle berühren und zusätzlich mithilfe des Knicks auch gut in der „Mulde“ der Silberstreifen der rückseitigen Busse der „QuarterCells K“-Zellen liegen. Die verwendeten Kontaktstreifen sind in Abbildung 25 zu sehen. In Abbildung 26 ist das Kontaktschema dieses Moduls skizziert.

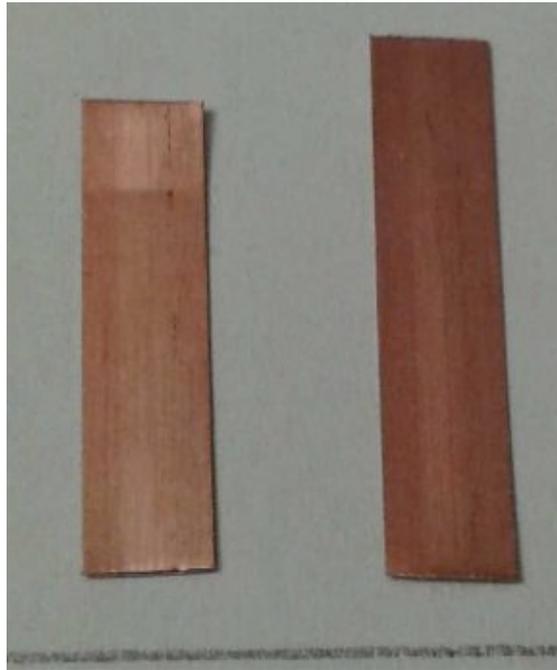


Abbildung 25: Verwendete Cu-Kontaktstreifen für Minimodul SU2. 5 mm breit, 0,2 mm dick. Links: schon mit dem richtigen Knick Rechts: noch ungebogen (und etwas länger als die meisten)

Dies dient der Studie, ob man „QuarterCells K“-Zellen auf diese Art verbinden kann.

### 9.3.9. Minimodul HA7

Die Bezeichnung HA7 wurde unabsichtlich an kein Modul vergeben und übersprungen.

### 9.3.10. Minimodul HA8

Standard Zellen mit zwei Bussen von Falconcell wurden für das Modul HA8 geviertelt (wie etwa auch für die Minimodule HA1 und HA2). Fünf solcher Viertel-Zellen der Klasse sechs wurden verwendet. Die inneren drei waren Mittelstücke der ursprünglichen Zellen, damit es bei der Überlappung keine Kontaktprobleme mit den doch eher harten Verbindungsstücken gibt. Als Verbindungsstücke diente ein Kupfer-Band mit Querschnitt 0,3 mm x 2,2 mm x 15 mm und sehr dünnem Ag-Überzug von Ulbrich of Austria. Diese wurden nach dem Schneiden mit einer Elektrikerzange nur flachgedrückt, damit keine Biegung oder kleine Grate vom Schneiden zurückbleiben. Die Lamination mit Tectosil (im Gegensatz zu EVA wie bei den meisten anderen Minimodulen) fand bei einem Maximaldruck von 820 mBar statt. Jedoch ist auf dem Glas das Tectosil nicht gut verronnen. (s. Abbildung 28)

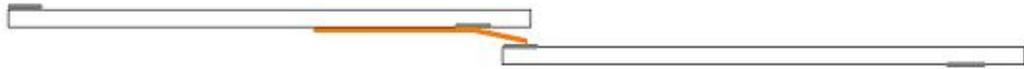
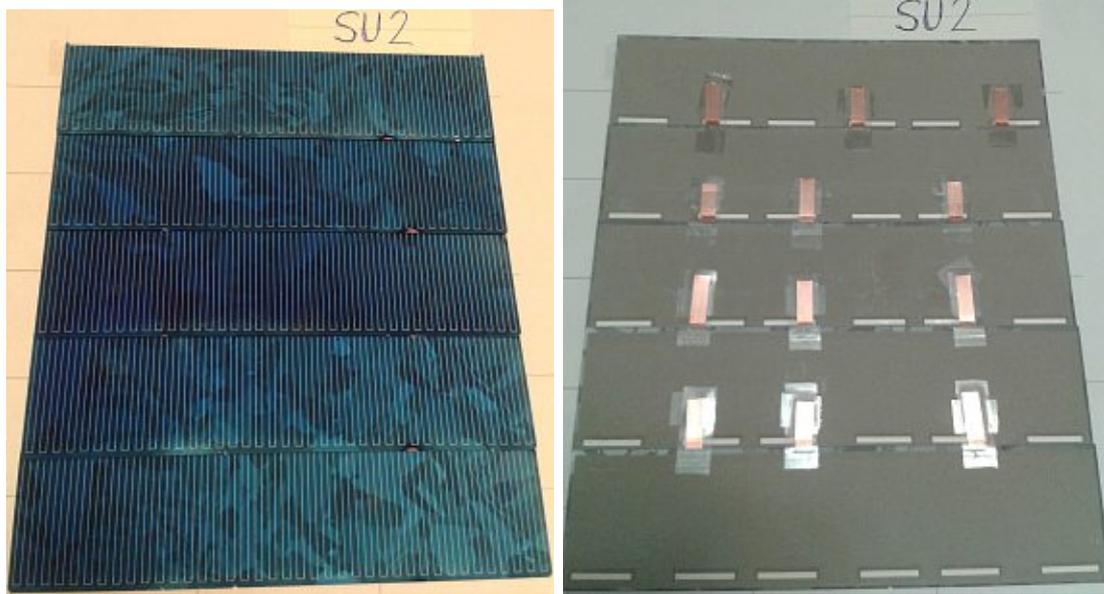


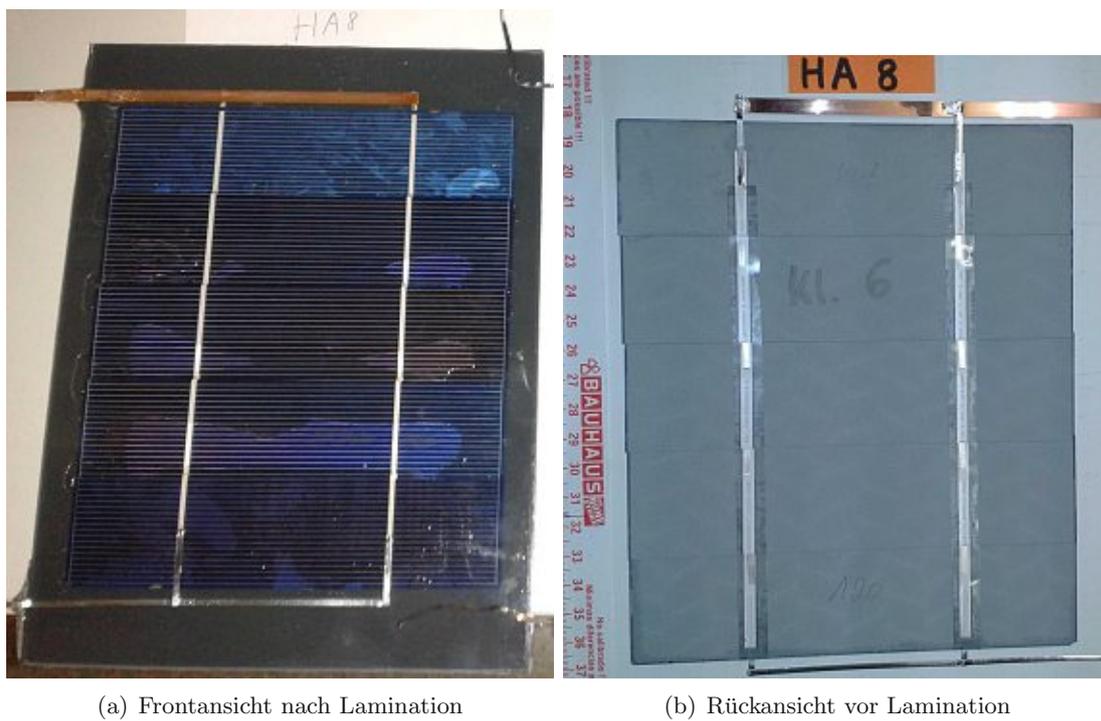
Abbildung 26: Kontaktschema zwischen rückseitigem Bus der oberen Zelle und frontseitigem Bus der unteren Zelle des Kioto-Typs im Minimodul SU2. Der Knick des Cu-Streifens liegt genau im rückseitigen Bus.



(a) Frontansicht

(b) Rückansicht

Abbildung 27: SU2 Front und Rückansicht



(a) Frontansicht nach Lamination

(b) Rückansicht vor Lamination

Abbildung 28: HA8 Front und Rückansicht



Abbildung 29: HA9: Verbindungsstücke aus Cu-Band versilbert, 0,3 x 2,2 x 15,0 mm, mit Prägung

### 9.3.11. Minimodul HA9

Das Minimodul HA9 besteht aus fünf Quartercells im KIOTO-Format („QuarterCells K“ in Abbildung 20), welche wiederum 2mm überlappt wurden. Dadurch liegen die frontseitigen Kontaktflächen, ähnlich wie bei dem Modul SU2, nicht auf den rückseitigen Kontaktflächen. Deshalb mussten die Verbindungsstücke eine spezielle Form erhalten. Die Verbindungsstücke wurden wieder aus dem Kupfer Band von Ulbrich of Austria gemacht (wie bei HA8). Allerdings wurden die etwa 15 mm langen Stücke geprägt, damit die dadurch erzeugte Ausbuchtung guten Kontakt in den Vertiefungen der Kontakt-Pads auf der Rückseite der Zellen hat. (s. Abbildung 29) Die Endkontakte an erster und letzter Zelle wurden gelötet. Schlussendlich wurden mit EVA laminiert.

### 9.3.12. Minimodul HA10

Der Aufbau dieses Moduls erfolgte ähnlich zu dem des Moduls HA8, hier wurde jedoch mit EVA laminiert. Zudem wurde bei der Lamination weder eine rückseitige EVA-Folie verwendet, noch ein Back sheet. Dadurch ist dieses Modul rückseitig offen.

Es dient nicht der Vermessung der IV-Kennlinien, sondern nur zur Bestimmung der Verbiegung der Zellen im Laminat, wenn Verbindungsstücke aus dem dicken Band von Ulbrich of Austria verwendet werden (s. Abbildung 31).

### 9.3.13. Minimodul HA11

Hierfür wurden wiederum Quartercells im KIOTO-Format („QuarterCells K“) mit 2mm Überlappung aneinandergesetzt. Daher sind spezielle Verbindungsstücke von Nöten. Dafür wurden drei Lagen PPI-1040W Klebeband übereinander geklebt. Dann wurden 20 mm

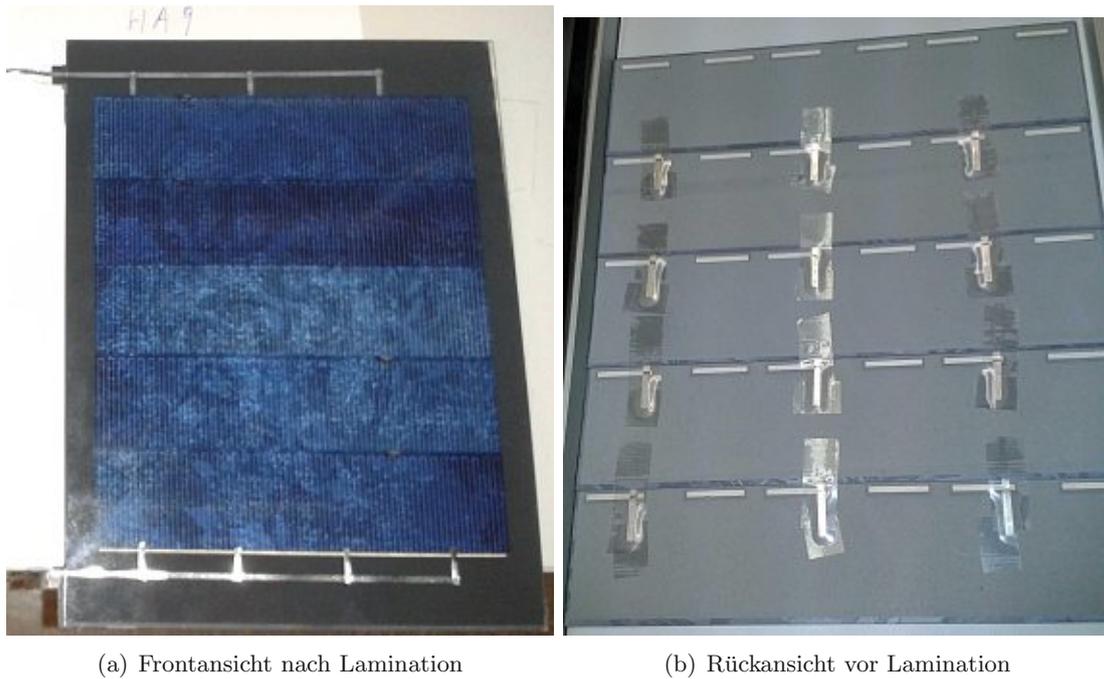


Abbildung 30: HA9 Front und Rückansicht

lange Stücke des Ag-coated Cu-Bandes von Schlenk mit Querschnitt 0,05 mm x 5,00 mm quer dazu aufgeklebt und das abstehende Stück herumgelegt. Man hatte außen also einen leitenden Mantel, innen nur isolierenden Kunststoff. Die Dicke an der Überlappungsstelle ist dann 0,25 bis 0,26 mm (s. Abbildung 32). Anschließend wurde noch eine Prägung auf die Streifen aufgebracht und schlussendlich wurde das Modul mit EVA laminiert. Anzumerken ist noch, dass dieselbe Art von Verbindungstücken auch im großen Modul HAG8-B verwendet wurden, allerdings dort nur zwei Lagen PPI-1040W.

#### 9.3.14. Minimodul Fe2

Für das Modul Fe2 wurden fünf QuarterCells im Powerquant-Format verwendet („QuarterCells P“ in Abbildung 20). Zwei Zellen der Leistungsklasse zehn und drei Zellen der Leistungsklasse neun. Die Verbindung zwischen den Zellen besteht aus 0,2 mm Eisenblech, welches verzinkt wurde. Zwischen je zwei Zellen wurden drei Kontaktstreifen von 2 mm Breite und etwa 15 mm Länge eingefügt. Die Kontaktstreifen wurden von einem größeren Stück Blech herunter geschnitten und dann glatt gepresst, damit die Schnittkanten vom Schneiden keine Beschädigung der Zellen herbeiführen können. Die Überlappung der Zellen betrug 2 mm, an den Enden des Strings wurden Lötbander aufgelötet. Die Lamination wurde mit EVA mit einem Maximaldruck von 820 mbar durchgeführt. Das Modul wurde im Oktober 2014 fertiggestellt.



Abbildung 31: HA10 Rückansicht nach der Lamination. Die Rückseite ist offen, damit ein Höhenprofil der Verbiegung der Zellen aufgenommen werden konnte, die durch die Überlappung und dazwischen gelegte Kontaktstreifen zustande kommt.



(a) Verbindungsstücke



(b) Zellen mit Verbindungsstücken deren Prägung genau in Mulde der rückseitigen Kontaktflächen liegt.

Abbildung 32: HA11 Verbindungen und Prägungen auf Rückseite

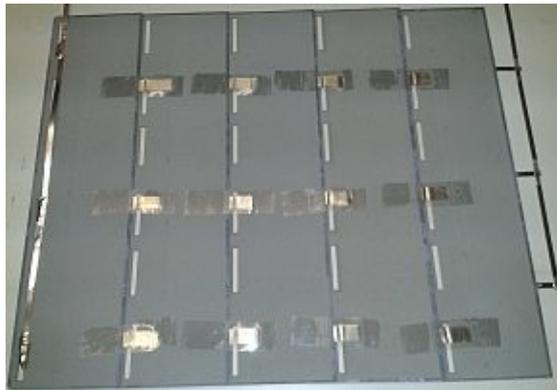


Abbildung 33: HA11 Rückansicht vor Lamination



Abbildung 34: Fe<sub>2</sub> Rückansicht

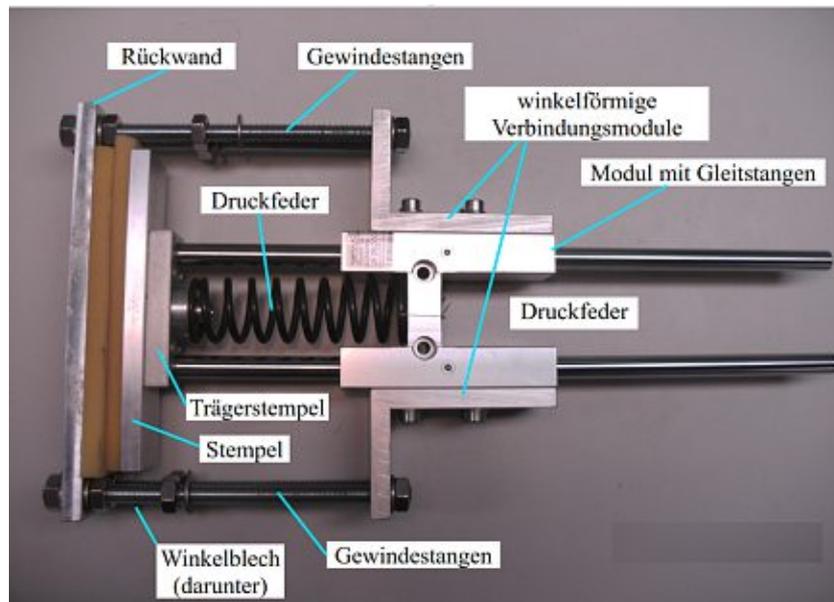


Abbildung 35: Aufbau der Drucktestvorrichtung

## 9.4. Mechanische Voruntersuchungen

Die mechanischen Voruntersuchungen der Minimodule wurde im Rahmen einer Diplomarbeit von Josef Lang [33] untersucht. Die folgenden Ergebnisse sind dieser Arbeit entnommen.

### 9.4.1. Aufbau der Drucktestvorrichtung

In dieser Dissertation wurden Solarzellen mittels angepressten Kontaktstreifen verbunden. Damit der notwendige Kontakt vorhanden ist, kam während der Lamination der Module ein Anpressdruck von 800 mbar zur Anwendung. Weiters musste in diesem Zusammenhang beachtet werden, dass die Solarzellen nur eine Dicke von 0,2mm haben und Silizium sehr spröde und damit bruchanfällig ist. Zusätzlich ist zu beachten, dass die Überlappungen der Kontaktstreifen nicht mehr als 2mm beträgt, damit eine zu starke Krümmung, welche ein Brechen der Solarzellen mit sich führen würde, verhindert wird und diese dem erforderlichen Anpressdruck von 800mbar standhalten können. Um die Druckmessungen durchführen zu können, wurde eine spezielle Vorrichtung konstruiert. Diese bestand aus einer Rückwand, vier Gewindestangen, zwei winkelförmigen Verbindungsmodulen, einem Modul mit Gleitstangen, einer Druckfeder, einem Trägerstempel sowie einem Stempel, durch welchem der Druck auf die Solarzellen übertragen wurde.

Der Aufbau der Drucktestvorrichtung ist in der Abbildung 35 dargestellt.

### 9.4.2. Messvorgang

Bei der Messung des Bruchdrucks wurden, um die Belastungen und deren Auswirkungen besser verstehen zu können, zwei verschiedene Messmodifikationen angewandt. Bei beiden Modifikationen kamen aber je zwei Kontaktstreifen, welche eine Dicke von  $200 - 250\mu m$  sowie eine Breite von 2mm und eine Länge von 7-8mm hatten, zum Einsatz. Die polykristallinen Solarzellen hatten eine Größe von  $L \times B = 156 \times 39\text{mm}$  mit einer leicht variierenden Dicke von etwa 0,2mm.

- **unsymmetrischer Messmodus** Hier kamen die beiden Kontaktstreifen auf die Rückwand der Messeinrichtung und die Solarzelle wurde mit einer Überlappung an den Bussen von 2mm darüber gelegt. Zwischen Solarzelle und Stempel wurde ein Schaumstoffstück mit gleicher Stirnfläche gelegt, damit sich der einwirkende Druck gleichmäßig verteilen und die Einwirkung von ruckartigen Stößen verhindert werden konnte. Beispiele des unsymmetrischen Messvorgangs sind in den Abbildungen 38 und 39 zu sehen.
- **symmetrischer Messmodus** Bei diesem Modus waren die Kontaktstreifen zwischen zwei Solarzellen (um 2mm überlappend) auf der Höhe der Busse eingeschoben und auf jede Solarzelle wurde ein Schaumstoffstück mit gleicher Stirnfläche geklebt. Somit befand sich zwischen Solarzelle und Rückwand als auch zwischen der zweiten Solarzelle und dem Stempel jeweils ein Schaumstoffstück. In Abbildung 36 ist der Aufbau der symmetrischen Messvorrichtung abgebildet.

Bei beiden Messmodifikationen wurde jeweils durch das Festziehen der Schraubenmutter an den Gewindestangen der Druck erhöht, um folgende Druckstufen zu erreichen: 200mbar, 400mbar, 600mbar und 800mbar.

In den Abbildungen 37, 38 und 39 sind ein rückseitiger Bruch, ein Bruch in der Nähe des Kontaktstreifens und ein Bruch auf halber Kontaktbreite zu sehen.

### 9.4.3. Messergebnisse der Voruntersuchung

Für die Berechnungen musste eine Halbwertsbreite HWB errechnet werden, damit die Krümmungen der Zellen mit einander vergleichbar sind. Diese wurde folgendermaßen errechnet (s. Abbildung 40):

- Höhe des Spalts zwischen Solarzelle und Rückwand der Testvorrichtung gebrochen durch zwei ( $=h/2$ )
- Übertragung des errechneten Wertes auf den keilförmigen Spalt

Das Ergebnis der Messungen im unsymmetrischen Messmodus zeigte, dass mit Kontaktstreifen, die eine Dicke von  $250\mu m$  hatten, die Solarzellen jeweils bei einem Druck von weniger als 200mbar brachen. Mit Kontaktstreifen, die eine Dicke von  $200\mu m$  hatten, brachen 42,85% der Solarzellen bei einem Druck von weniger als 200mbar und nur 28,57% der Zellen erreichten einen Druck von 800mbar oder mehr. Da die Ergebnisse

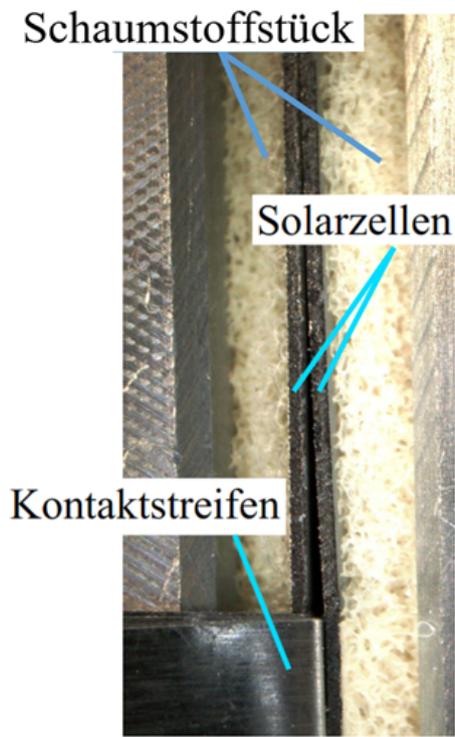


Abbildung 36: Symmetrischer Messmodus



Abbildung 37: Bruch Rückseite

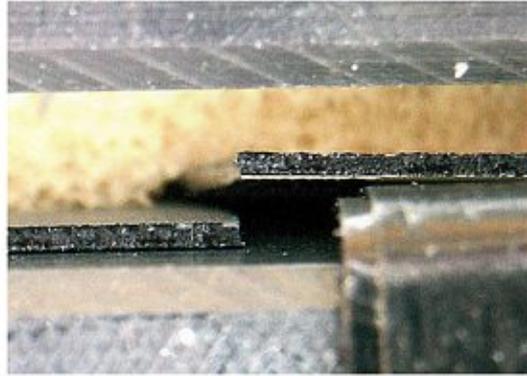


Abbildung 38: Bruch in unmittelbarer Nähe des Kontaktstreifens

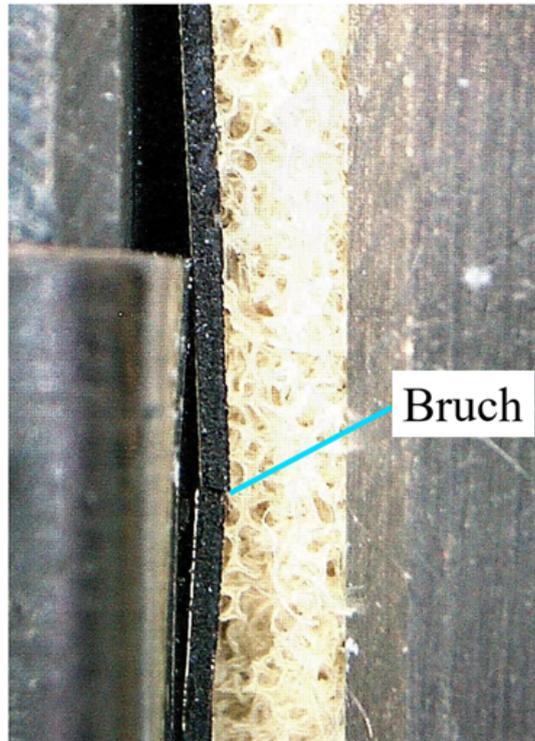


Abbildung 39: Bruch auf halber Kontaktbreite

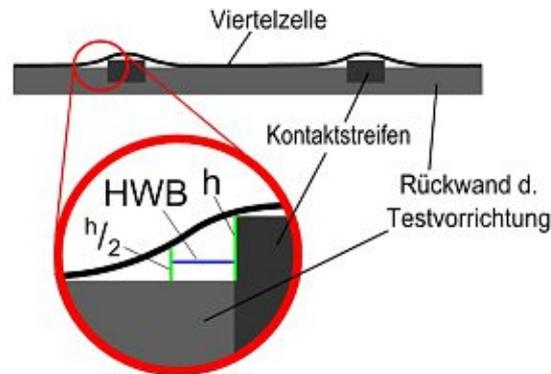


Abbildung 40: Schematische Darstellung der gebogenen Viertelzelle bei der Messung;  $h$  = Höhe des Spalts,  $h/2$  = halbe Höhe des Spalts, HWB = Halbwertsbreite [33]

so schlecht waren, wurde versucht, Bedingungen zu schaffen, die dem Aufbau der QuarterCells ähnlicher waren. Deshalb wurde auf den symmetrischen Messmodus zurück gegriffen, bei dem die beiden Schaumstoffstücke dem Einbettungsmaterial auf der Vorder- als auch der Rückseite der Zellen entsprachen. Diese Untersuchungen zeigten folgendes Ergebnis:

- mit Kontaktstreifen, die eine Dicke von  $250\mu\text{m}$  hatten, brachen rund 33,33% bei einem Druck unter 200mbar während 16,66% bei einem Druck von 800mbar brachen und somit erreichten 50% einen Druck von mehr als 800mbar
- mit Kontaktstreifen, die eine Dicke von  $200\mu\text{m}$  hatten, brachen nur 25% der Solarzellen bei einem Druck von weniger als 200mbar aber rund 62,5% der Solarzellen erreichten einen Druck von mehr als 800mbar.

#### 9.4.4. Fazit der Voruntersuchungen

Man kann grundsätzlich festhalten, dass die Solarzellen dem erforderlichen Druck standhalten. Zwar wirkten nicht die vollen 800 mbar auf die Zellen weil unter den realen Laminierbedingungen zwar der Aussendruck 800 mbar betrug, aber während des Laminierens das Einbettungsmaterial EVA weich wird und daher etwas verfließen kann. Dadurch wird der Druck auf die Solarzellen geringer gewesen sein und also auch nach Abkühlen und Verfestigung des EVA. Ohne genau numerische Modellierung ist es allerdings nicht möglich diese reale Druckverminderung zu quantifizieren.

Dabei ist jedoch zu beachten, dass die Überlappungen der Kontaktstreifen nicht mehr als 2mm betragen dürfen und diese nicht dicker als 0,2mm ( $200\mu\text{m}$ ) sind. Ein weiterer Methode eine zu starke Krümmung der Solarzellen zu verhindern ist die Verwendung von Kontaktstreifen, die nicht dicker als 0,2mm sind.

Messung	Art der Messung	Mittelwert der HWB der jeweiligen Messreihen [mm]	Zelldicke [mm]	Bruchdruck [mbar]
1	symm. 200µm	2,7940	0,2204	946
2	symm. 200µm	2,4965	0,1998	965
3	symm. 200µm	2,8050	0,2169	180
4	symm. 200µm	3,6208	0,2260	600
5	symm. 200µm	2,2010	0,1878	965
6	symm. 200µm	2,5160	0,2125	1145
7	symm. 200µm	2,5475	0,2221	133
8	symm. 200µm	2,6050	0,2602	1117
9	symm. 250µm	2,2650	0,2103	201
10	symm. 250µm	3,5200	0,2237	401
11	symm. 250µm	3,7713	0,2181	398
12	symm. 250µm	2,3781	0,1879	795
13	symm. 250µm	2,9863	0,2159	256
14	symm. 250µm	3,0219	0,2432	681

Abbildung 41: Mittelwerte der Halbwertsbreiten HWB der einzelnen Messreihen über die Druckstufen, symmetrisch

In den Abbildungen 41, 42 und 43 sind die gemittelten Ergebnisse der Bruchuntersuchungen aufgelistet.

## 9.5. Rasche Alterung in Temperaturzyklen und Ergebnisse mit den Mini Modulen

Die jeweiligen PV-Module wurden Alterungstests in einer Klimakammer unterzogen, und nach mehreren Zyklen auf ihren seriellen Widerstand getestet. Die Klimakammer konnte Temperaturzyklen zwischen  $-26^{\circ}\text{C}$  und  $+86^{\circ}\text{C}$  fahren und ein Zyklus dauerte rund acht Stunden. Der typische Verlauf wird in Abbildung 56 gezeigt. Die verschiedenen Minimodule wurden verschiedene Anzahlen solcher Zyklen unterzogen, da laufend neue Minimodule hergestellt wurden. Es waren in jedem Fall allerdings mehrere hundert, und damit genügend Zyklen um verlässliche Aussagen über die Eignung eines Kontaktmaterials zu erhalten. Durch wiederholte Expansion/Kontraktion der Materialien des Moduls kam es auch zu Abreibung der Kontaktstreifen, eventuell auch zu chemischen Reaktionen, sodass vor allem der Serienwiderstand des Moduls immer größer wurde. Damit sinkt auch die nach außen abgebbare Leistung. Nach jeweils ca. 50 Temperaturzyklen wurde jedes Modul mittels einer Strom-Spannungskennlinie vermessen, um durch Fit des 1-Diodenmodells die charakteristischen Parameter zu erhalten. Da ein Teil der Ergebnisse schon veröffentlicht wurde [31][32], werden in den Abbildungen 44 bis 55 die charakteristischen Parameter nur von einigen ausgewählten Modulen gebracht, bzw. von solchen, deren Ergebnisse noch nicht veröffentlicht wurden. Dabei wird jeweils die Strom-Spannungskennlinie zu Beginn und nach Durchführung der Temperaturzyklen gezeigt. Es ist erkennbar, dass meistens die Kurzschlussströme unterschiedlich sind, und dass für einige Module die Leistung nach den Temperaturzyklen höher ist, was scheinbar gegen einen Alterungseffekt spricht. Doch liegt dies daran, dass die Beleuchtungsintensität

Messart	Druckstufen [mbar]			
	200	400	600	800
	Mittelwert der Halbwertsbreiten HWB [mm] bei angegebenen Druckstufen [mbar]			
symm. 200µm	3,5491	2,9497	2,5353	2,2769
symm. 250µm	3,6996	2,6842	2,5883	2,4229

Messart	Mittelwert des Bruchdrucks [mbar]	Mittelwert der HWB bei Bruch [mm]
symm. 200µm Bruch	756,4	1,9469
symm. 250µm Bruch	455,3	2,4229

Abbildung 42: Mittelwerte der HWB der einzelnen Messreihen spezifiziert nach Druckstufen , Bruchdrücke und Mittelwerte der HWB bei Bruch, symmetrisch

Messung	Art der Messung	Mittelwert d. Halbwertsbreiten bei 200mbar	Mittelwert d. Halbwertsbreiten bei 400mbar	Mittelwert d. Halbwertsbreiten bei 600mbar	Mittelwert d. Halbwertsbreiten bei 800mbar	Zelldicke [mm]
1	symm. 200µm	3,9350	3,3275	2,7700	2,4700	0,2240
2	symm. 200µm	3,5625	2,9100	2,3950	2,0975	0,1998
3	symm. 200µm	2,8050	2,8050	2,8050	2,8050	0,2169
4	symm. 200µm	4,7675	3,4075	2,6875	2,6875	0,2260
5	symm. 200µm	3,2050	2,5400	2,1625	1,6350	0,1878
6	symm. 200µm	3,6625	3,0225	2,3775	1,9800	0,2125
7	symm. 200µm	2,5475	2,5475	2,5475	2,5475	0,2221
8	symm. 200µm	3,9075	3,0375	2,5375	1,9925	0,2602
9	symm. 250µm	2,2650	2,2650	2,2650	2,2650	0,2103
10	symm. 250µm	3,8625	3,1775	3,1775	3,1775	0,2237
11	symm. 250µm	4,5875	2,9550	2,9550	2,9550	0,2181
12	symm. 250µm	3,0700	2,5025	2,2950	1,6450	0,1879
13	symm. 250µm	3,5275	2,4450	2,4450	2,4450	0,2159
14	symm. 250µm	4,8850	2,7600	2,3925	2,0500	0,2432

Abbildung 43: Mittelwerte der Halbwertsbreiten HWB der einzelnen Messreihen, spezifiziert nach Druckstufen und Messart

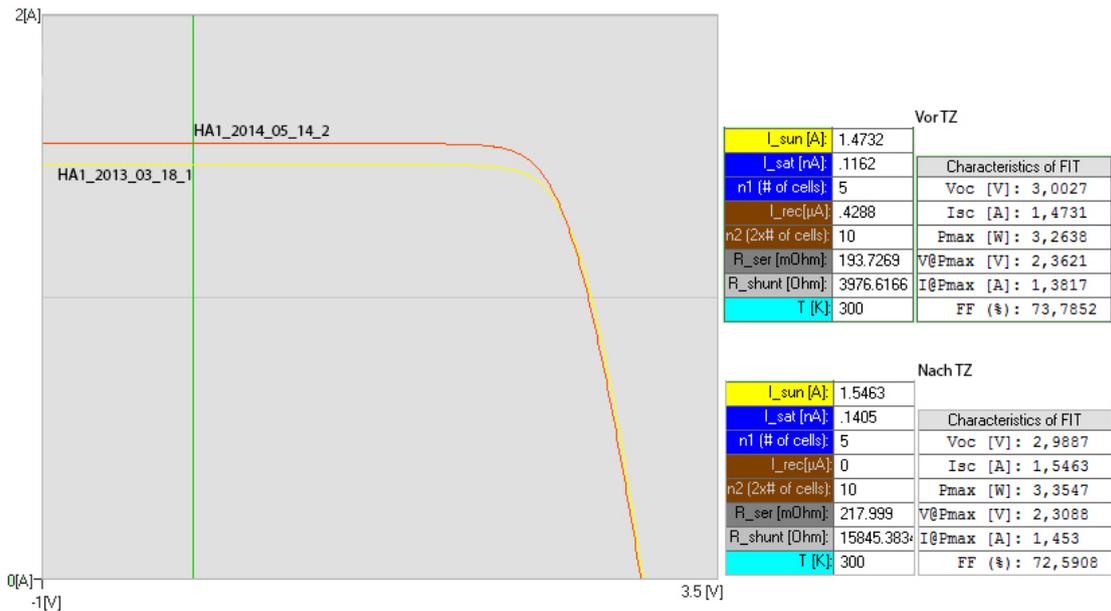


Abbildung 44: Strom-Spannungs-Kennlinie vor und nach Temperaturzyklen HA1 (Bezeichnung im Paper: S1) [31] Kontakt: SnPbAg, TZ:760

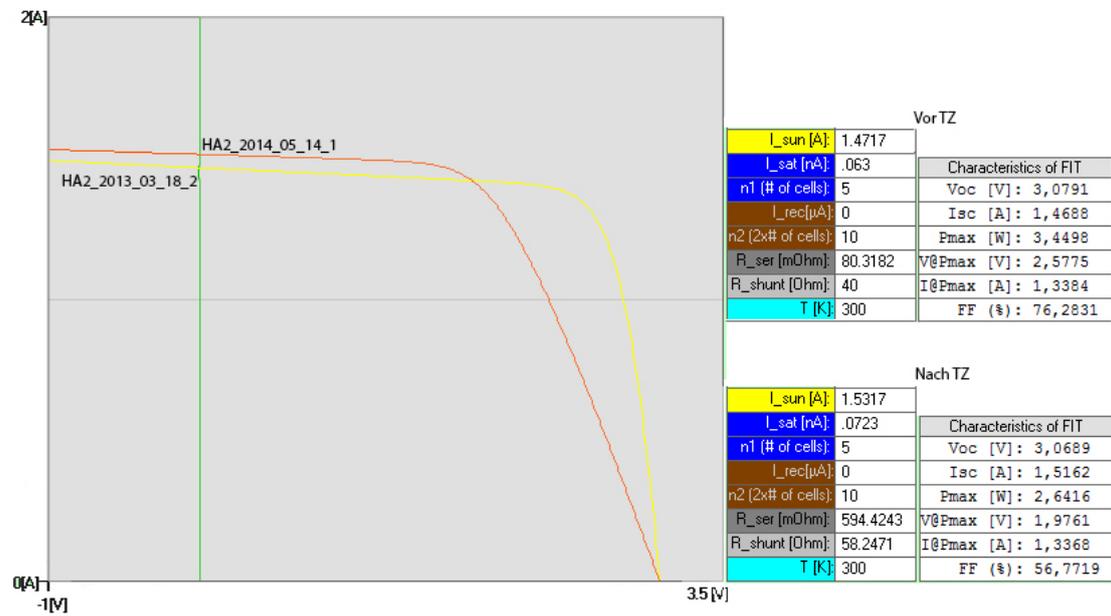


Abbildung 45: Strom-Spannungs-Kennlinie vor und nach Temperaturzyklen HA2 (Bezeichnung im Paper: S2) Kontakt: SnPbAg, TZ: 760

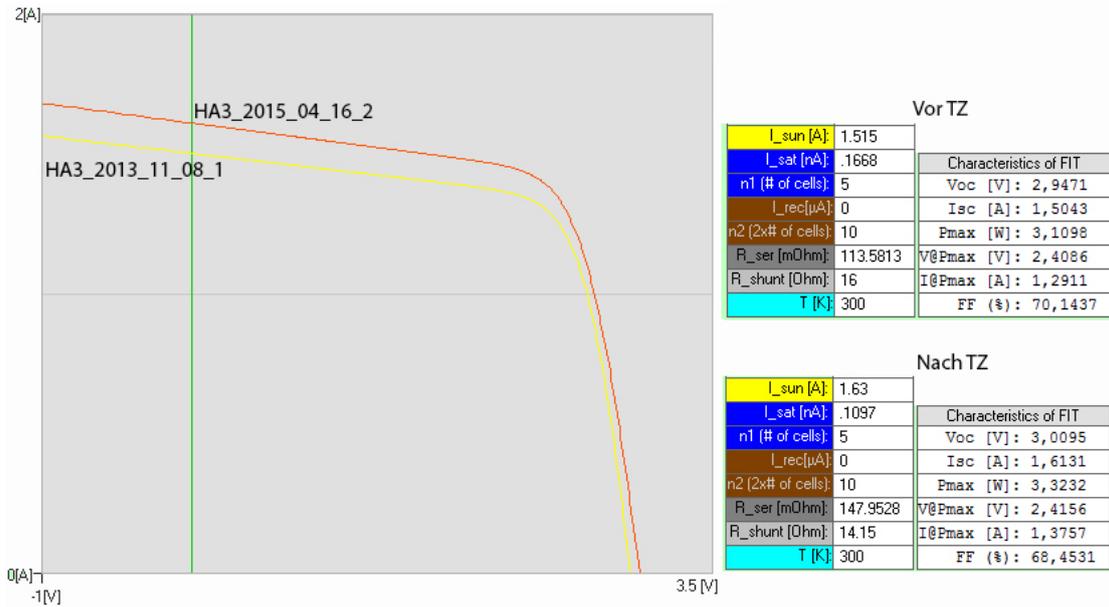


Abbildung 46: Strom-Spannungs-Kennlinie vor und nach Temperaturzyklen HA3 (Bezeichnung im Paper: K1) Kontakt: Ag, TZ: 1006

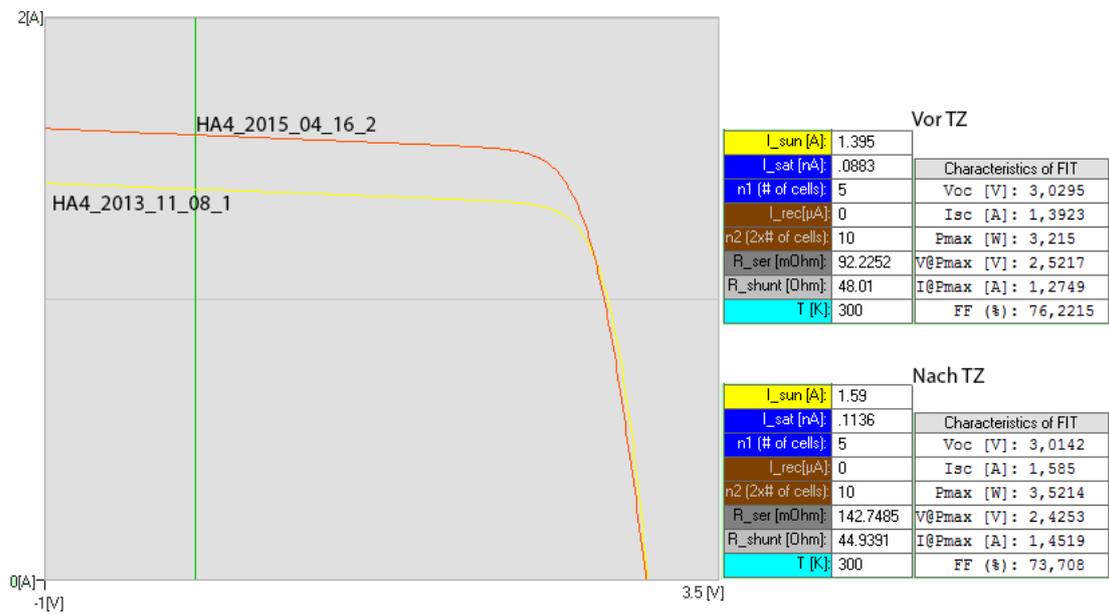


Abbildung 47: Strom-Spannungs-Kennlinie vor und nach Temperaturzyklen HA4 (Bezeichnung im Paper: K2) Kontakt: Ag, TZ: 1006

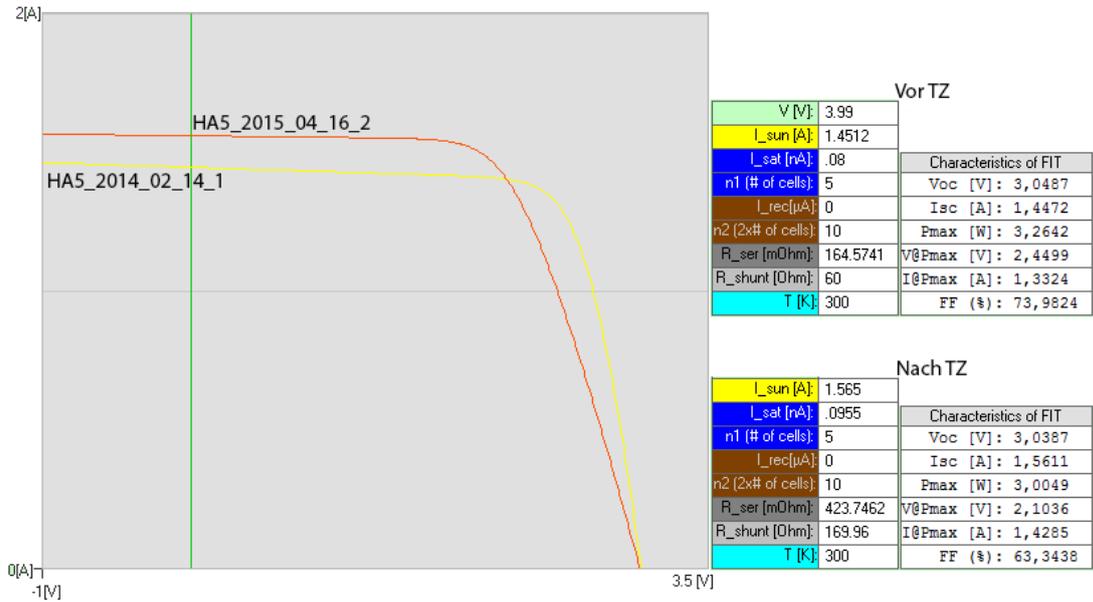


Abbildung 48: Strom-Spannungs-Kennlinie vor und nach Temperaturzyklen HA5 (Bezeichnung im Paper: S3) Kontakt: Cu, TZ: 796

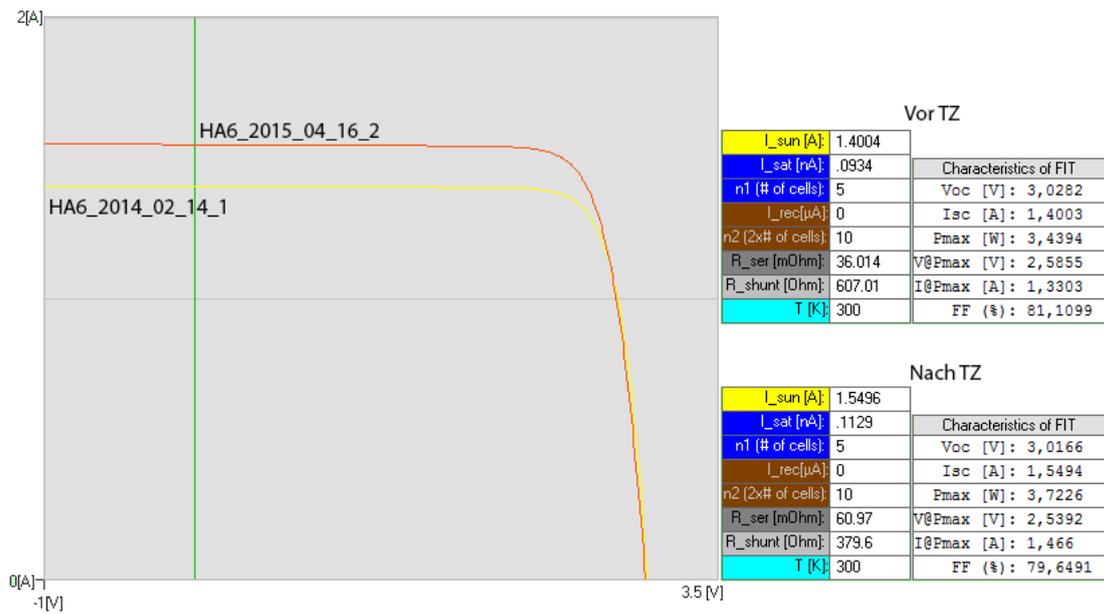


Abbildung 49: Strom-Spannungs-Kennlinie vor und nach Temperaturzyklen HA6 (Bezeichnung im Paper: P5) Kontakt: Ag, TZ: 796

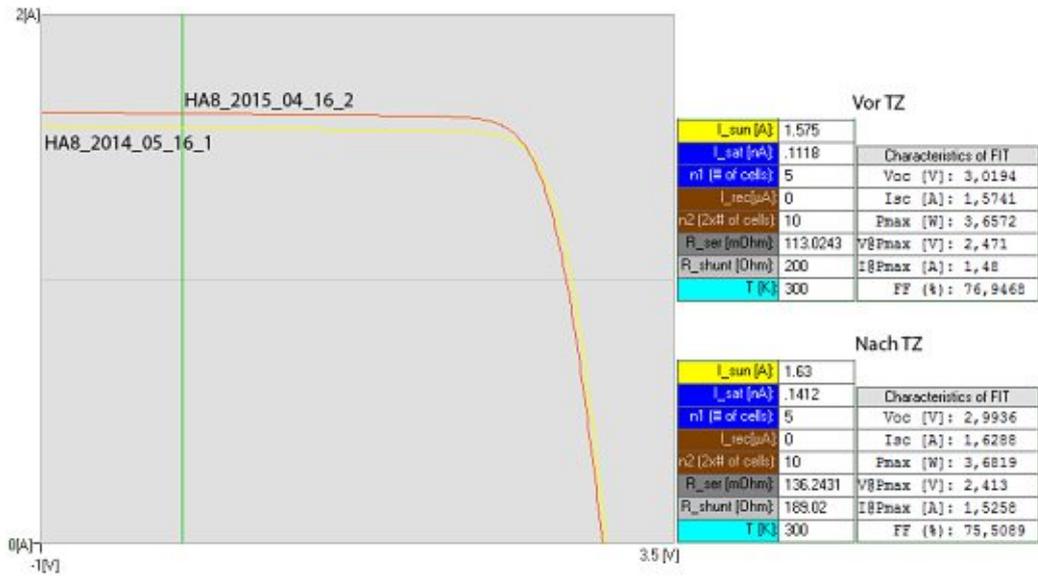


Abbildung 50: Strom-Spannungs-Kennlinie vor und nach Temperaturzyklen HA8 (Bezeichnung im Paper: S4) Kontakt: Ag, TZ: 546

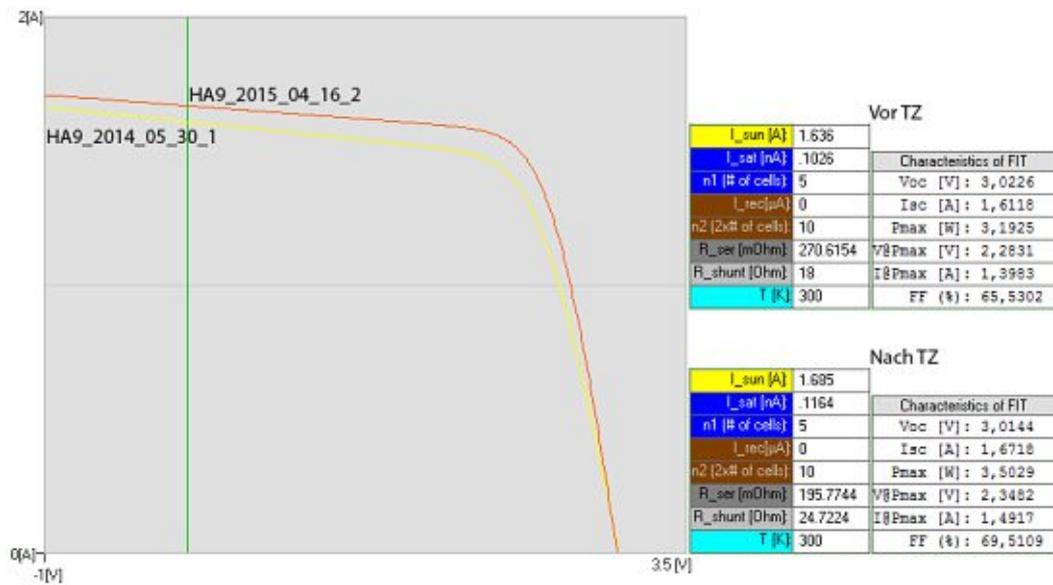


Abbildung 51: Strom-Spannungs-Kennlinie vor und nach Temperaturzyklen HA9 (Bezeichnung im Paper: K4) Kontakt: Ag, TZ: 546. Hier hatte das Modul interessanterweise nach den Temperaturzyklen einen kleineren Serienwiderstand und einen höheren Füllfaktor

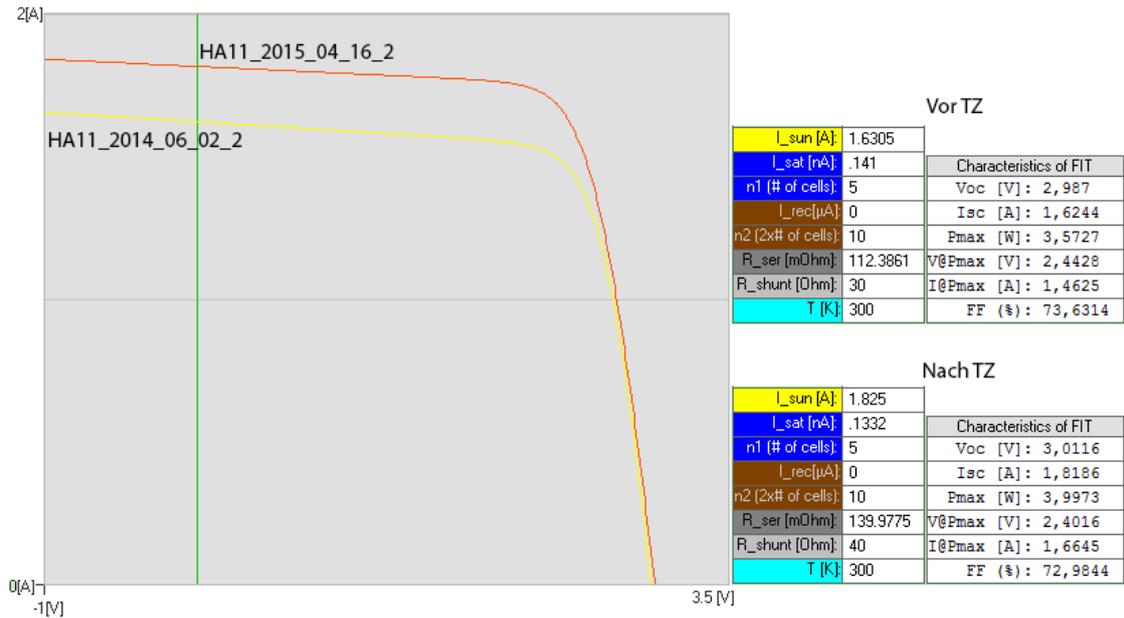


Abbildung 52: Strom-Spannungs-Kennlinie vor und nach Temperaturzyklen HA11 (Bezeichnung im Paper: K3) Kontakt: Ag, TZ: 493

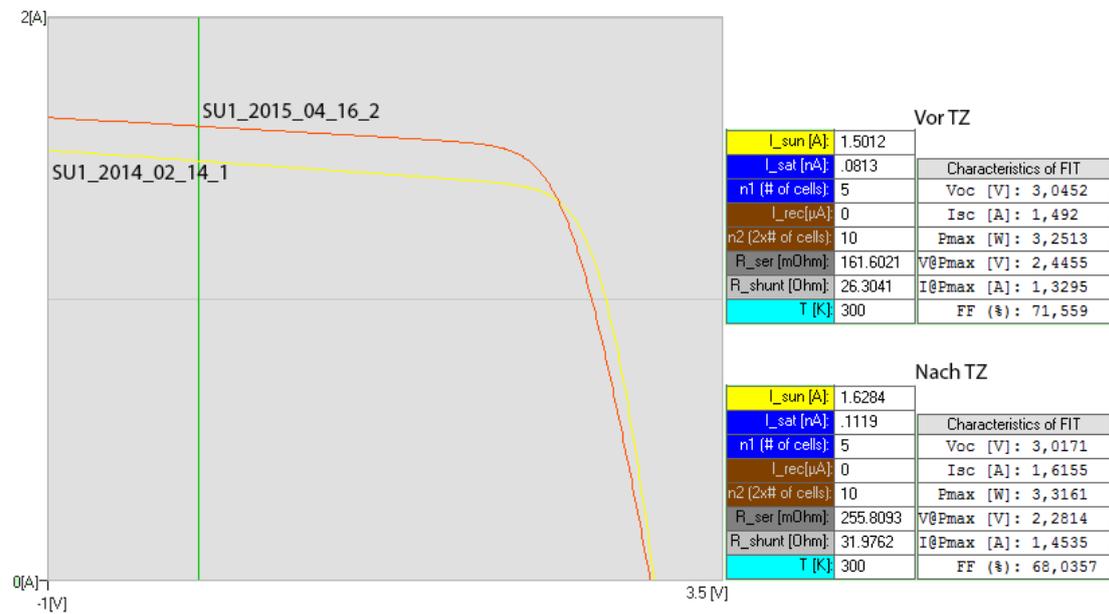


Abbildung 53: Strom-Spannungs-Kennlinie vor und nach Temperaturzyklen SU1. Dieses Minimodul wurde im Paper [32] noch nicht beschrieben. Kontakt: Ag, TZ: 796

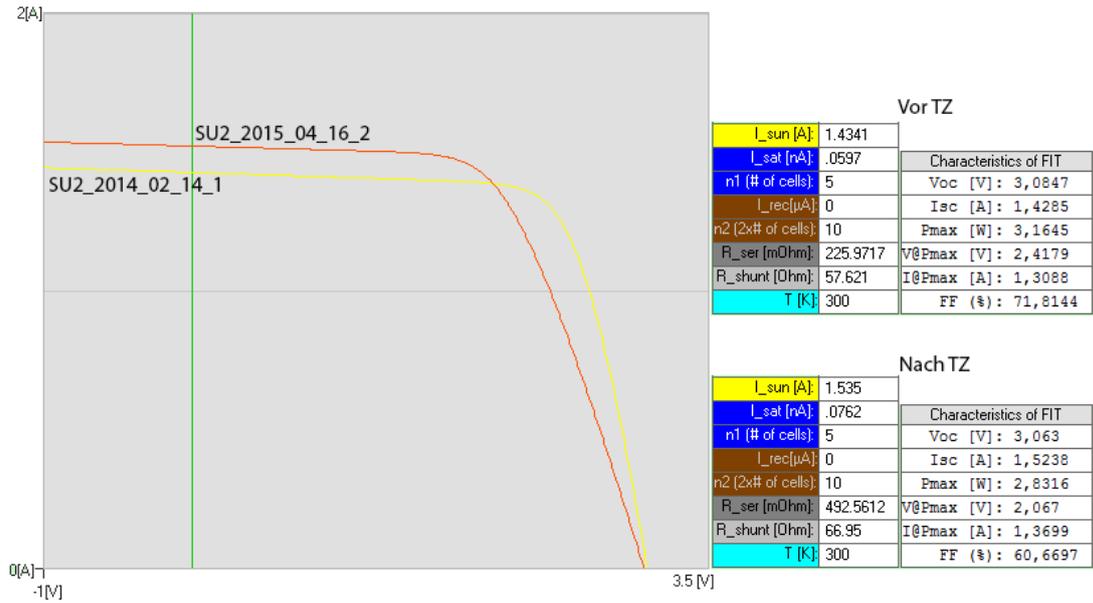


Abbildung 54: Strom-Spannungs-Kennlinie vor und nach Temperaturzyklen SU2 (Bezeichnung im Paper: K5) Kontakt: Cu, TZ: 796

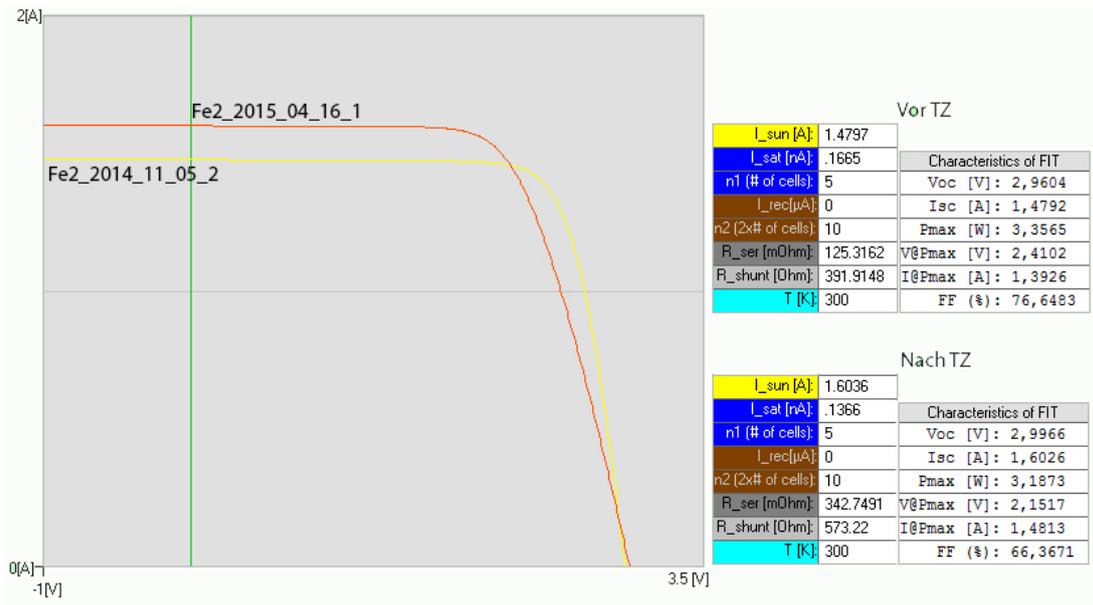


Abbildung 55: Strom-Spannungs-Kennlinie vor und nach Temperaturzyklen Fe2 (Bezeichnung im Paper: P6) Kontakt: Sn, TZ: 350

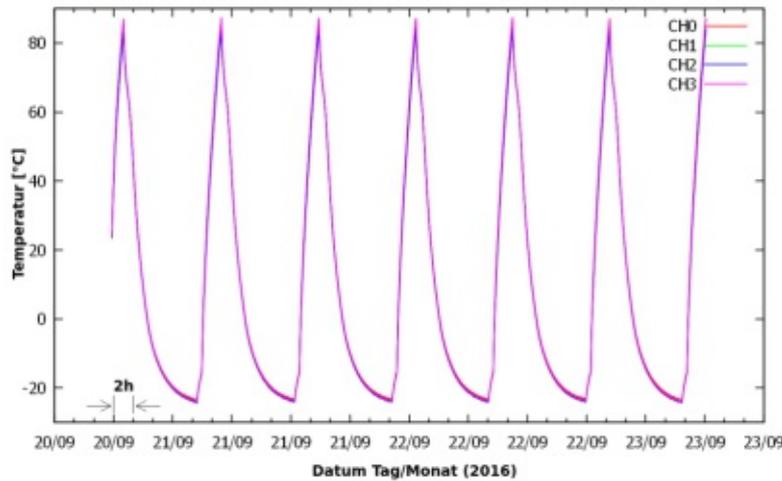


Abbildung 56: Typischer Temperaturverlauf in der Klimakammer. Die Temperatur wurde an vier verschiedenen Orten in der Kammer gemessen. Die Größe der Kammer war ca. 100cmx50cmx35cm. Die Module waren in der Kammer im Dunklen und die elektrischen Anschlüsse waren offen (open circuit condition).

in den späteren Messungen höher war. Deshalb sind die relevanten Informationen im Serienwiderstand und im Füllfaktor enthalten und nicht im Kurzschlussstrom oder der absoluten Leistung.

## 9.6. Diskussion der Ergebnisse der Minimodule

Der hauptsächliche Effekt von Alterung von Photovoltaik-Modulen im realen Einsatz, und auch in den raschen Alterungstests in der Klimakammer, ist die Zunahme des Serienwiderstands und als Folge daraus die Leistungsabnahme bei gegebener Sonneneinstrahlung. Im speziellen Fall der hier untersuchten Druck-basierten Kontakte könnte auch der in der Lamination aufgebrauchte und danach verbleibende Anpressdruck eine Rolle spielen. Die Ergebnisse für Leistungsabnahme und Erhöhung des Serienwiderstandes für die verschiedenen Minimodule sind in den Abbildungen 57-60 gezeigt. Zusätzlich zu den oben vorgestellten Minimodulen sind dort auch Ergebnisse für Minimodule MeSn1, MeSn2, MeAg1, MeAg2 die im Rahmen einer Projektarbeit zu Beginn dieser Doktorarbeit durchgeführt worden war. [38][39]

Grundsätzlich sollte der Kontaktwiderstand zwischen den Kontaktstreifen und den Kontaktbereichen der Zellen mit Druck abnehmen [40]. Ein Verhältnis des Leistungsverlustes mit stärkerer Kontaktkraft ist aber nicht erkennbar, da sich das Modul HA2 tendenziell schneller verschlechterte als das Modul HA1, obwohl es dickere Kontaktstreifen und damit stärker gebogene Zellen hatte, was zu einer höheren Kontaktkraft führte.

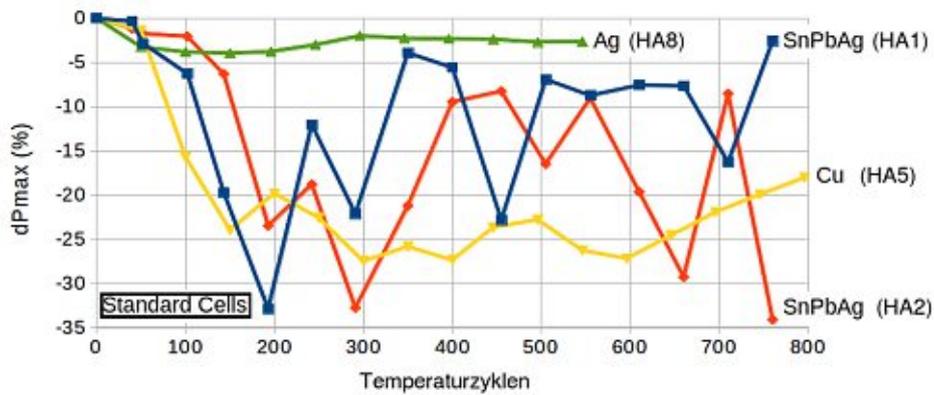


Abbildung 57: Änderung der Leistung bei Standard-Testbedingungen als Funktion der Temperaturzyklen für Minimodule mit QuarterCells des Typs „Standard“. Die Kurven sind mit dem Kontaktmaterial beschriftet. (Namen der Module in Klammern)

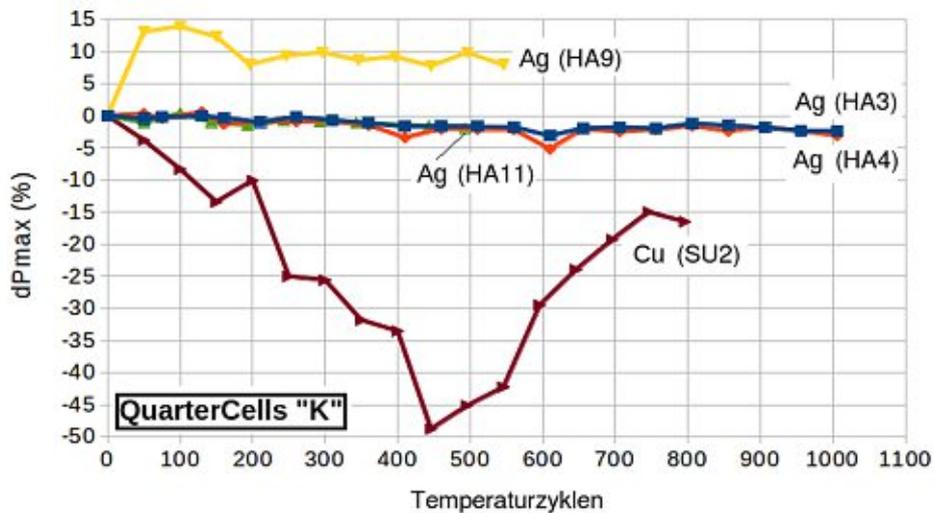


Abbildung 58: Änderung der Leistung bei Standard-Testbedingungen als Funktion der Temperaturzyklen für Minimodule mit QuarterCells des Typs „Kioto“. Die Kurven sind mit dem Kontaktmaterial beschriftet. (Namen der Module in Klammern).

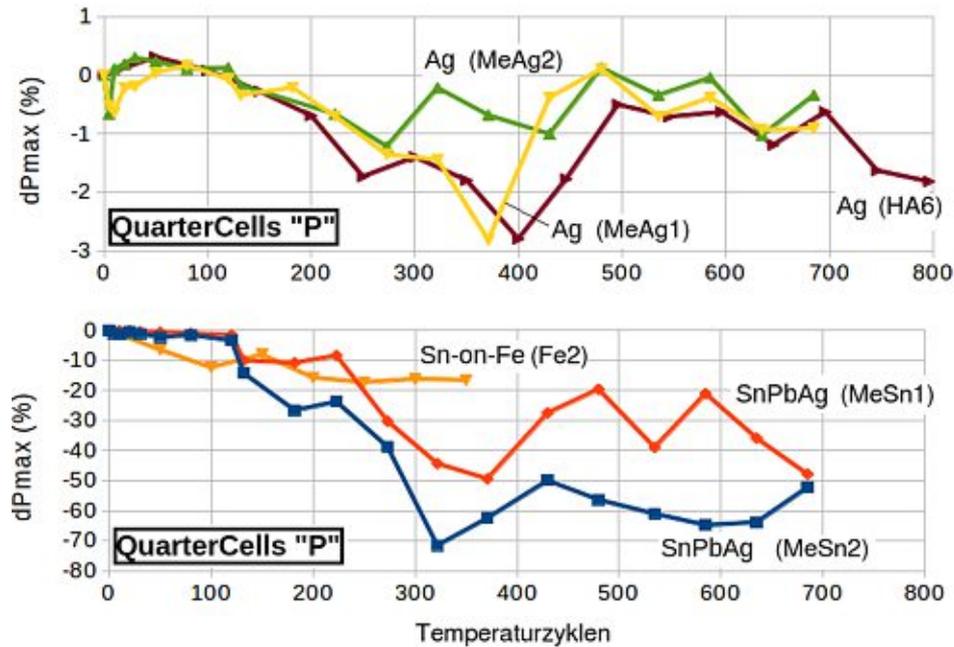


Abbildung 59: Änderung der Leistung bei Standard-Testbedingungen als Funktion der Temperaturzyklen für Minimodule mit QuarterCells des Typs „P“. Die Kurven sind mit dem Kontaktmaterial beschriftet. (Namen der Module in Klammern). Die Darstellung der Ergebnisse der Abbildungen 57 - 59 erforderte die vorhergehende Normierung aller gemessenen Strom-Spannungs-Kennlinien auf denselben Einstrahlungsstandard, weil bei den Messungen die Einstrahlung nicht immer dieselbe war. (Siehe dazu die weiter oben gezeigten Kennlinien). Dazu wurden die aus dem Fit erhaltenen Parameter des 1-Dioden-Modells (Serienwiderstand, Parallelwiderstand, Sättigungsstrom, Kurzschlussstrom) übernommen, der Kurzschlussstrom aber auf den Wert von 2 A gesetzt, da dies ziemlich genau dem Wert entspricht den diese Zellen bei Standard-Testbedingungen erreichen, und die Strom-Spannungskennlinie neu berechnet.

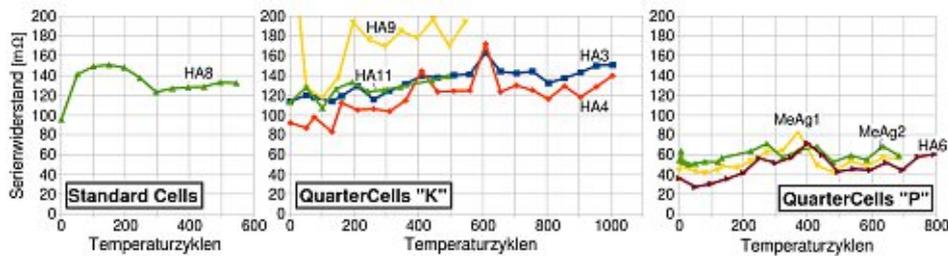


Abbildung 60: Serienwiderstand aller Minimodule mit Silber beschichteten Kontaktstreifen als Funktion über die Anzahl der Temperaturzyklen.

In ähnlicher Weise entwickelte sich das Modul MeSn2 schlechter als das identische Modul MeSn1, obwohl das erste mit 820 mbar und das zweite mit nur 620 mbar laminiert wurde. Hier ist jedoch zu erwähnen, dass der Druck bei der Laminierung nicht so wichtig sein kann, solange er ausreichend hoch ist, um die Zellen um die Kontaktstreifen zu biegen. Von größerer Relevanz kann der hohe Druck sein, den die Zellen durch die Kontraktion und Verhärtung von EVA in den kühlen Perioden der thermischen Zyklen erfahren sollten [20][41]. Wie die Kratzer belegen (auf Abbildung 61 zu sehen) verursacht die raue Oberfläche der Busse permanente Einbuchtungen auf der SnPbAg-Beschichtung, und diese könnten so tief werden, dass sich im entspannten Zustand der EVA bei STC-Temperaturen zwischen den gesinterten Kontaktflächen auf den Solarzellen und der SnPbAg-Beschichtung der Kontaktstreifen nur ein loser Kontakt bildet, wodurch sich die Kontaktfläche zwischen den Zellen verringert.

**Betrachtung des Verhaltens der Module gemäß den unterschiedlichen Kontaktmaterialien** SnPbAg: Diese Kontaktstreifen sind eigentlich Lötbander mit Kupferkern, die mit dem Lötzinn SnPbAg (60:39:1) beschichtet sind, und die in der Photovoltaikindustrie für die Lötverbindungen zwischen den Solarzellen verwendet werden. Wie in den Abbildungen 57 und 59 ersichtlich ist, sinkt die Leistung dieser Module sehr rasch bzw. zeigen sie sehr unzuverlässiges Verhalten. Einer der Gründe dürfte das sehr weiche SnPbAg sein, das richtige Kratzspuren zeigt, wenn man ein solches Modul nach etlichen Temperaturzyklen öffnet und die Kontaktstreifen unter dem Mikroskop betrachtet (Abbildung 61). Dadurch wird im Laufe der Zeit auch viel kontaktlose Fläche zwischen den Bussen der Solarzellen und den Kontaktstreifen entstehen und der Serienwiderstand steigt. Da diese Art von Kontakten in den Publikationen [39][32][31] eingehend diskutiert wurde, wird hier auf sie nicht näher eingegangen.

Kupfer: Reine Kupferkontaktstreifen wurden im Modul HA5 mit geviertelten Standardzellen und im Modul SU2 mit QuarterCells K verwendet. Da Kupfer eine höhere Härte hat als Silber oder SnPbAg (Brinell-Härte 235 - 878 MPa), kann man erwarten, dass sich diese Kontaktstreifen während der Laminierung weniger an die raue Oberfläche der gesinterten Busse anpassen, was zu einer kleineren Kontaktfläche und von Beginn an zu einem höheren Serienwiderstand führt. Im Vergleich zu den Modulen mit SnPbAg

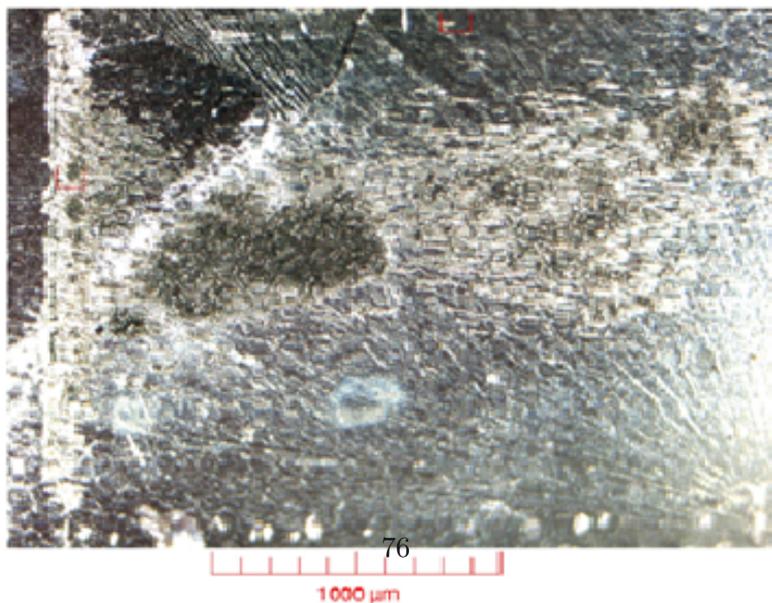
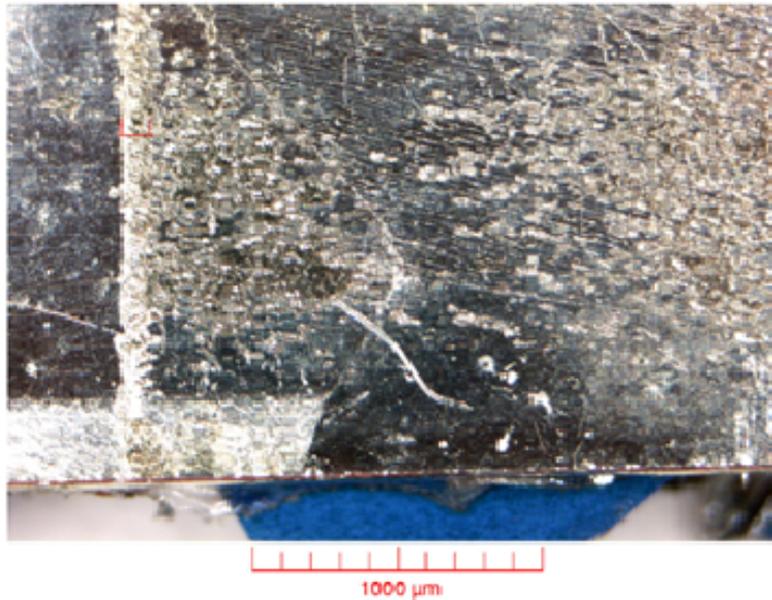
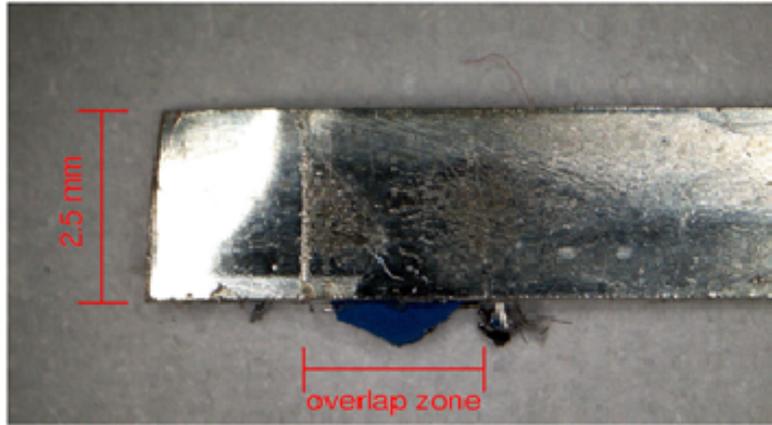


Abbildung 61: Ein Kontaktstreifen aus dem Modul HA2 nach Abschluss der Temperaturzyklen. Die Kratzspuren der gesinterten Silberpaste des Busses der Solarzelle sind in dem weichen Material SnPbAg, mit dem der Kontaktstreifen überzogen war, deutlich zu sehen.

(HA1 und HA2) gilt das für SU2, für HA5 aber nur tendenziell. Dann zeigen die beiden Module in den thermischen Zyklen zwar eine schnelle Leistungsabnahme, sind aber weniger unberechenbar als die Module mit SnPbAg-beschichteten Kontaktstreifen. Eine Ursache können permanente Einbuchtungen sein, welche während der kalten Stadien der thermischen Zyklen entstanden. In diesem Fall entstanden diese Einbuchtungen in den weicheren Silberpartikeln der gesinterten Busse der Solarzellen, die dann zu kontaktlosen Bereichen bei Umgebungstemperatur führten.

Eine andere Ursache kann die Oxidation sein, da Cu mit sauren Nebenprodukten in EVA reagieren kann [42]. Auf jeden Fall ist ein Stromfluss durch Oxidschichten unwahrscheinlich. Sowohl CuO, das sich zuerst bildet, als auch  $Cu_2O$ , das den Großteil der Oxidschicht ausmacht, sind Halbleiter [43], und der spezifische Widerstand von  $Cu_2O$  liegt im Bereich von 120 [44] bis zu mehreren tausend  $\Omega cm$  [45]. Geht man von einer Oxidschicht von bis zu 10 nm und einem Kontaktquerschnitt von  $4mm^2$  aus, ergibt sich an einer Schnittstelle ein Widerstand von  $250m\Omega$ . Dies ist zu hoch, um die beobachtete Erhöhung des Serienwiderstands zu erklären, so dass der direkte Kontakt der Metalle durch Löcher in der Oxidschicht der Weg der Stromleitung sein muss [40]. Bei Modul SU2 könnte die sehr starke Abnahme der Ausgangsleistung um fast 50% nach etwa 450 Zyklen und die Erholung nach 800 Zyklen auf nur 16% Leistungsminderung gegenüber dem Anfangszustand damit zu tun haben, dass es eines der Module ist, bei denen die Kontaktkraft auf der Rückseite der Zellen nur durch die Biegungen im Klebeband und der rückseitigen Deckfolie, sowie einer wahrscheinlich inhomogenen Dickenverteilung des EVA verursacht wurde. Die wiederholte Erweichung und Verhärtung dieser Materialien kann zu einem zusätzlichen Reiben der Cu-Kontaktstreifen an den Buskontaktflächen geführt haben, die die Kontakteigenschaften durch mehr Löcher in den Oxidschichten verbessert haben müssen. Auch in HA5 scheint ein kleiner Effekt der Verbesserung vorhanden zu sein. In beiden Fällen kann also eine Änderung der elastischen Eigenschaften von EVA eine Rolle gespielt haben [46][47].

Sn auf Fe: Es gab nur ein Modul mit Kontaktstreifen aus Eisen, das mit Zinn (Sn) beschichtet war (Fe2). Die Wahl dieses Materials basierte auf der langfristigen Korrosionsbeständigkeit von Sn [48]. Obwohl nur 350 Temperaturzyklen vorliegen, beobachtet man eine langsamere Verschlechterung als bei reinen Cu-Kontaktstreifen oder bei SnPbAg-beschichteten Kontaktstreifen. Auch ist die Verschlechterung weniger unregelmäßig als bei diesen Materialien. Dennoch ist sie stark genug, um diese Art von Kontaktstreifen von weiteren Überlegungen auszuschließen.

Silber: Die acht Module, bei denen Ag-beschichtete Kontaktstreifen verwendet wurden, weisen den geringsten Leistungsverlust auf und sind für alle drei Zelltypen sehr ähnlich. Mit diesem Kontaktmaterial handelt es sich um die leistungsstärksten Minimodule. In einigen dieser Module (MeAg1, MeAg2, HA6, HA3, HA9) steigt die Leistung in den ersten 100 thermischen Zyklen tatsächlich an und nimmt von da an nur noch leicht ab. Der Serienwiderstand weist eine entsprechende umgekehrte Tendenz auf. Dieses Verhalten kann auf die Anpassung der Ag-Beschichtung der Kontaktstreifen an die Morphologie der mittels Siebdruck und Sinterung hergestellten Busse der Solarzellen zurückzuführen sein und kann während der ersten Zyklen zu einem erhöhten direkten metallischen Kon-

taktbereich geführt haben. Besonders stark ist der Effekt für das Modul HA9, das QuarterCells K verwendete und zu denen gehörte, bei denen der Kontaktdruck auf die hinteren Busse nur durch die Elastizität des Klebebandes, des Einbettungsmaterials EVA und des Backsheet erzeugt wurde (ähnlich wie das oben unter „Kupfer“ diskutierte Modul SU2). Die thermischen Zyklen hätten zu einer zusätzlichen Schrumpfung der EVA führen können [41][47], wodurch die Kontaktkraft erhöht würde. Neben diesen mechanischen Aspekten begünstigen die chemischen Eigenschaften von Silber ebenfalls eine gute Leistung von Modulen mit Ag-beschichteten Kontaktstreifen. Silber reagiert nicht direkt mit  $O_2$ , sondern mit atomarem Sauerstoff, wodurch das Wachstum einer halbwegs leitenden  $Ag_2O$ -Schicht in vier bis fünf Stunden Umgebungsluft auf etwa 1,2 nm verlangsamt wird, während Cu gleichzeitig eine viermal so dicke Schicht  $Cu_2O$  entwickeln würde [49]. Darüber hinaus ist der elektrische Widerstand von  $Ag_2O$  nur im Bereich von  $4,2 \times 10^{-4}$  bis  $5,2 \times 10^{-3} \Omega cm$  [50]. Das ist mindestens ein Faktor von  $10^{-5}$  weniger als der zuvor erwähnte Wert von  $Cu_2O$ . In der Luft reagiert Silber auch mit schwefelhaltigen Molekülen zu einer Schicht von halbleitendem  $Ag_2S$  [51], die bei Raumtemperatur einen spezifischen Widerstand um  $10 \Omega cm$  aufweist der mit zunehmender Filmdicke abnimmt [52]. Dieser spezifische Widerstand ist immer noch ein Faktor von 0,1 bis 0,01 weniger als der von  $Cu_2O$ . Obwohl man davon ausgehen kann, dass auch hier die elektrische Leitung von Kontaktstreifen zu Bussen vor allem durch kleine Löcher in den Oxid- und Sulfidschichten erfolgt, in denen Metall-Metall-Kontakt hergestellt wird [40], ist die gute Leitfähigkeit von  $Ag_2O$  und  $Ag_2S$  sehr vorteilhaft.

Bei der Frage, welche Art von Zellen und welche Art von Verbindung sich am besten bewährt hat, lautet die Antwort eindeutig QuarterCells P mit Kontaktstreifen mit Ag-Beschichtung. Die Anfangswerte des Serienwiderstandes von Modulen mit dieser Art der Verbindung gehören deutlich zu den niedrigsten aller Module, wie in den Abbildungen 57 – 60 deutlich zu sehen ist.

## 9.7. Ergebnisse mit Kontaktstreifen mit elastischem Kern

Nach Abschluss der Messungen an den oben präsentierten Minimodulen wurde im Rahmen einer Projektarbeit (Projektarbeit David Reihls, 2016, unveröffentlicht) doch noch eine weitere Möglichkeit untersucht, bei der es darum ging, das teure Silber als Kontaktmaterial durch kostengünstigeres Kupfer zu ersetzen. Da aber die Ergebnisse mit glatten Kupferbändern als Kontaktstreifen nicht zufriedenstellend waren, wie oben gezeigt wurde, wurde galvanisch abgeschiedene Kupferfolie verwendet. Diese wird zur Beschichtung von Platinen für die Elektronikindustrie hergestellt. Die zur Verfügung stehende Folie war von der Fa. Gould und hat eine Dicke von  $38 \mu m$ . Diese Folie ist auf einer Seite sehr glatt, auf der anderen Seite hat sie aber eine Rauigkeit im Bereich von einigen Mikrometern, und dies könnte gut zur Rauigkeit der gesinterten Busse auf den Solarzellen passen. Zusätzlich hat diese raue Seite einen extrem dünnen Messingüberzug, damit die Oberfläche härter wird. Dies reduziert die Rauigkeit nur unwesentlich. Durch die raue Oberfläche könnte die effektive Kontaktfläche zwischen den Kontaktstreifen und den Bussen der Solarzellen vervielfacht werden, wodurch der Serienwiderstand des Moduls gering ausfallen sollte.

Kontakttyp	Dicke der Metallfolie [mm]	Dicke mit Silikon [mm] (gemittelt)
Ag-beschichtete Cu-Folie	0,1	0,23
Cu-Folie rau	0,038	0,25
Cu-Folie glatt	0,038	0,30

Abbildung 62: Dicken der Kontakte

Für die eigentlichen Kontaktstreifen wurde auf die Erfahrung zurückgegriffen, dass bei harten Kontaktstreifen aus Kupfer der Kontaktwiderstand im Laufe der Temperaturzyklen zunehmen, aber auch wieder etwas abnehmen kann, was auf sich ändernden Anpressdruck schließen lässt (Abb. 57, Kurve „Cu (HA5)“ und Abb. 58, Kurve „Cu (SU2)“). Die Kontaktstreifen wurden daher so hergestellt, dass ein Folienstreifen von ca. 5 mm breite und 50 mm Länge in der Mitte gefaltet wurde, sodass ein Doppelstreifen mit nur 25 mm Länge entstand. Zwischen diese zwei Hälften wurde Fugensilikon zu etwa 0,2 mm Dicke eingefüllt und einige Tage ausgehärtet. Nach Aushärtung wiesen diese Streifen trotzdem bei Druck eine gewisse Elastizität auf. Auf diese Weise wurden drei verschiedene Arten von Kontaktstreifen gemacht. Solche mit der rauhen Seite der Cu-Folie außen, solche mit der glatten Seite der Cu-Folie außen, und zum Vergleich solche mit dünner Ag-beschichteter Cu-Folie, wo jedoch der Ag-Belag rundum glatt war. Dann wurden entsprechend drei Minimodule hergestellt, wobei jenes mit den Ag-Kontakten als Referenz dienen sollte. In Abbildung 62 stehen die typischen Parameter der Kontaktstreifen.

Abbildung 63 zeigt solche Kontaktstreifen unmittelbar nach Herstellung. Zum Gebrauch in den Modulen wurden sie noch auf eine Breite von ca. 2 mm zugeschnitten, auch um das seitlich ausgetretene Silikon zu entfernen. Für die Module wurden Zellen des Typs „Standard“ verwendet, wie etwa auch für die oben besprochenen Minimodule HA1 und HA2. Die Rückseite des Lay-ups des Moduls mit rauhen Cu-Kontaktstreifen vor der Lamination ist in Abbildung 64 zu sehen.

Die drei Module konnten nur 147 Temperaturzyklen unterzogen werden. Es wurden nach jeweils ca 50 Temperaturzyklen Messungen der Hellkennlinie durchgeführt. Die Ergebnisse für den Serienwiderstand sind Abb. 65 zu sehen. Dabei ist zu erkennen, dass die Ag-beschichteten Kontaktstreifen erwartungsgemäß das beste Ergebnis brachten, dass aber auch die Kontaktstreifen „Cu rau“ relativ gut sind, und vor allem eine viel langsamere Alterung zeigen als die Kontaktstreifen „Cu glatt“. Interessant ist auch der Vergleich der Zunahme des Serienwiderstandes im Laufe der 147 Temperaturzyklen. Diese wurde aus der Tangente der Strom-Spannungskennlinie am Punkt der Leerlaufspannung bestimmt. Der inverse Wert hat die Dimension eines Widerstandes und kann sehr gut zur Messung der Veränderung des Serienwiderstandes herangezogen werden. (Der Serienwiderstand selbst ist bei einem Fit nach dem 1-Diodenmodell oder auch dem 2-Diodenmodell mit einem größeren Fehler behaftet, da die einzelnen Parameter des Modells nicht linear unabhängig sind.) Man erhält für das Modul mit „Ag“ einen Wert von  $57,1 \text{ m}\Omega$ , für jenes mit „Cu rau“  $72,8 \text{ m}\Omega$ , und für jenes mit „Cu glatt“  $388,1 \text{ m}\Omega$ . Die Feinstruktur der Oberfläche der Kontaktstreifen ist also eine sehr wichtige Einflussgröße.

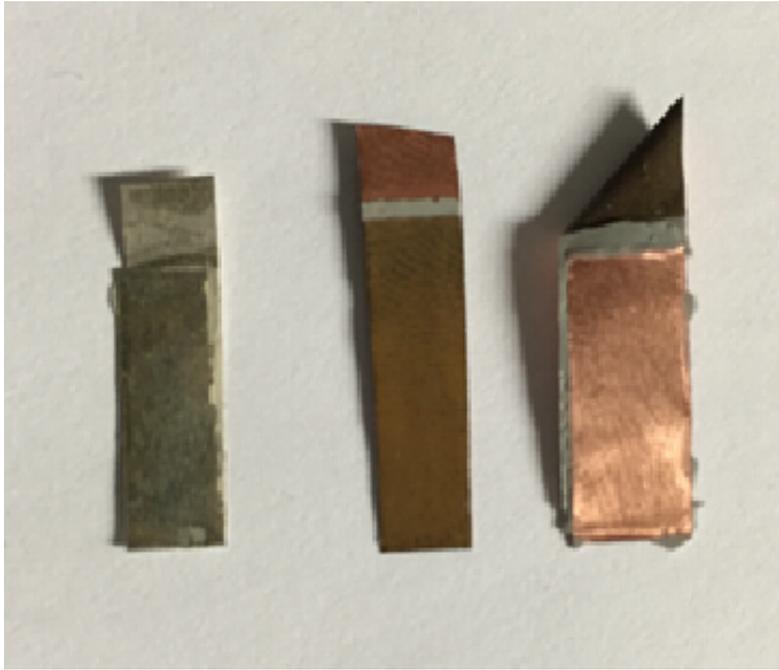


Abbildung 63: Kontaktstreifen aus Ag, Cu, mikrostrukturiert und Cu glatt, mit weichem Kern aus Silikon

Dennoch kann erst eine viel höhere Zahl an Temperaturzyklen zeigen, ob „Cu rau“ eine alternative für „Ag“ sein kann.

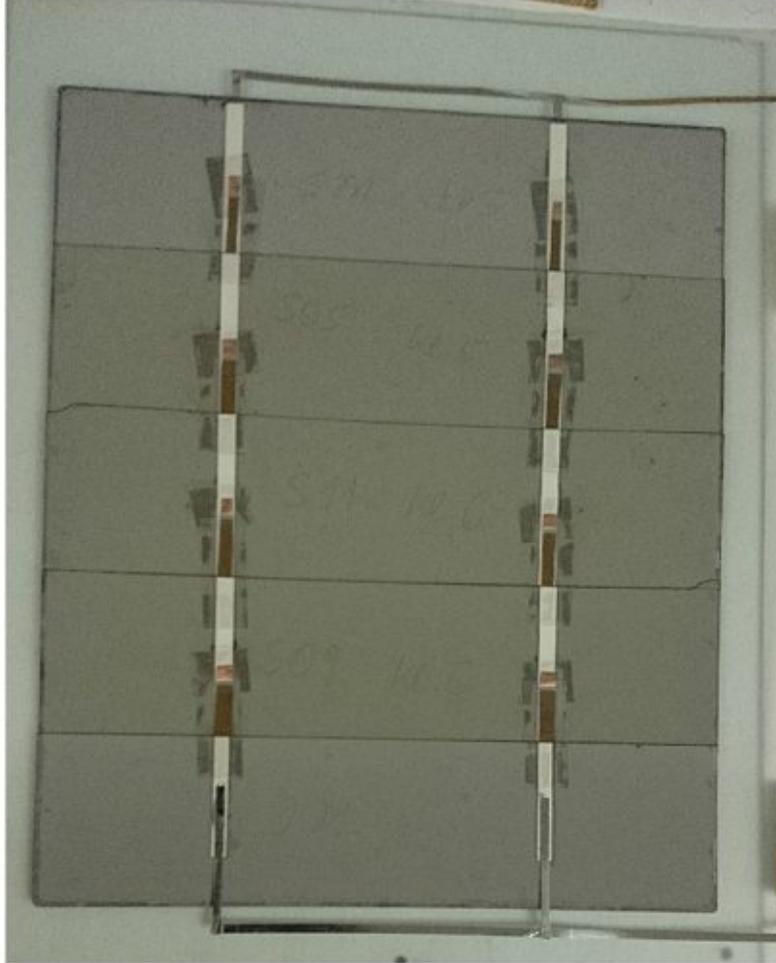


Abbildung 64: Rückseite des Minimoduls mit Cu-Kontaktstreifen mit rauer Oberfläche und Silikonkern (vor der Laminierung).

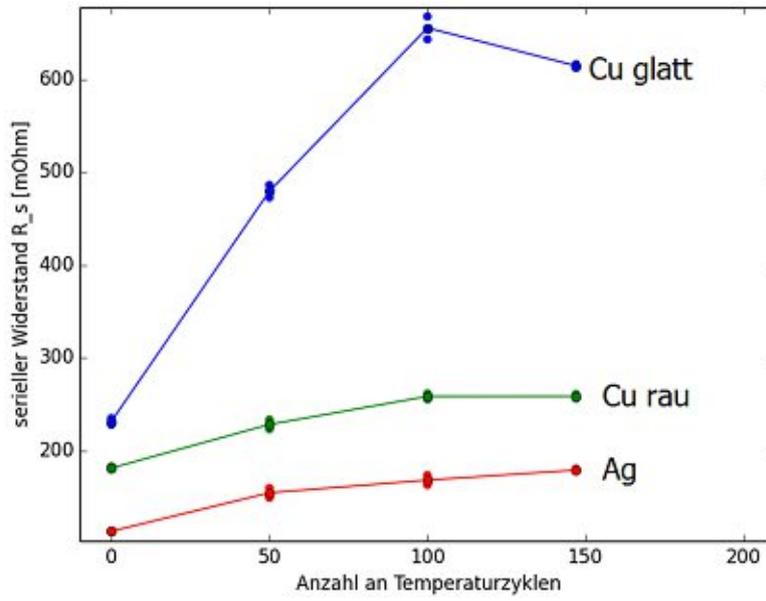


Abbildung 65: Serienwiderstand der drei verschiedenen Minimodule mit Kontaktstreifen mit elastischem Kern.

## 10. Große Module

### 10.1. Übersicht

Im Rahmen dieser Arbeit wurden acht große Module aufgebaut. Diese Module wurden einen mehrjährigen Außentest am Atominstitut der TU Wien untersucht. Ein Modul wurde aus etwa 240 Zellen mit der Dimension 36 mm x 156 mm, also genau ein Viertel einer Industriezelle, bestückt. Somit entspricht die Größe und die Leistung etwa dem Industriestandard. (60 Zellen mit 156 mm x 156 mm)

Auf die interne Verschaltung der Zellen wurde das Hauptaugenmerk dieser Arbeit gelegt. Sie wurden seriell verschaltet, jedoch nicht wie üblich verlötet und verklebt, sondern lediglich durch Druck angepresst. Dieser Druck wird durch die Laminierung aufrecht erhalten. Dafür ist es notwendig, dass zwei benachbarte Zellen einen gewissen Überlappungsbereich aufweisen, der bei den einzelnen Modulen variiert wurde. Auch die eingelegten Kontaktstreifen wurden, wie schon bei den Minimodulen, variiert. Die verwendeten Kontaktmaterialien bestehen aus Cu, Ag, SnPbAg und Sn. Die Auswertung der Module wurde hinsichtlich ihres Serienwiderstands, Füllfaktor und dem Verhältnis  $\frac{U_{MPP}}{U_L}$  in der Bachelorarbeit Gollnhofer untersucht. Der nachfolgende Text ist aus dieser Arbeit entnommen. [53]

”Die zusammengebauten Module wurden nach Montage dauerhaft unter realen Bedingungen getestet. Diese Daten wurden mit einem Analyseprogramm (JPV-Analyzer) auf drei verschiedene Gesichtspunkte hin untersucht, nämlich dem Serienwiderstand, dem Füllfaktor und dem Verhältnis zwischen der Spannung am Maximum Power Point und der Leerlaufspannung. Diese drei Punkte sollen einen Aufschluss darüber geben, wie sich der Wirkungsgrad über einen längeren Zeitraum verändert. Jedes dieser Module ist mit einem Messsystem verbunden, welches alle zwei Minuten eine Strom-Spannungs-Linie misst und abspeichert. Des Weiteren treten auch längere Zeitintervalle über Tage bzw. Wochen auf, in welchen die Module mit Kurzschlussstrom betrieben wurden um die Kontaktstreifen unter maximaler Belastung zu halten. (...) Zudem wurden auch verschiedene Strom- bzw. Leistungsbereiche getestet. Die Versuchsdauer von etwa drei Jahren sind zwar nur ein Bruchteil der zu erwartenden Lebensdauer der Solarmodule, jedoch ist es möglich anhand dieser Daten einen Trend abzulesen. Dank der verschiedenen Bauarten und Materialien der Module lässt sich so ein Vergleich anstellen, dessen Resultate nicht unwichtig für den zukünftigen Bau von Solarmodulen sind. Da die Module nicht gleichzeitig montiert wurden, unterscheiden sich die Laufzeiten der einzelnen Module. In Tabelle 4 sind die relevanten Laufzeiten nach Modulen aufgeschlüsselt. Relevant bedeutet hier, dass Daten aus den jeweiligen Zeiträumen für diese Projektarbeit herangezogen wurden.

### 10.2. Aufbau der großen Module

In diesem Kapitel werden die Herstellungen der einzelnen Module in Detail vorgestellt.

Tabelle 4: relevante Laufzeiten der großen Module

<b>Modul</b>	Modul 1 (=HAG1)	Modul 2 (=HAG2)	Modul 3 (=HAG3)	Modul 4 (=HAG4)
<b>relevante Laufzeit</b>	23.08.13-31.06.16	23.08.13-31.06.2016	13.02.14-29.05.16	12.02.14-29.05.16
<b>Modul</b>	Modul 5 (=HAG5)	Modul 6 (=HAG6)	Modul 7 (=HAG7)	Modul 8 (=HAG8)
<b>relevante Laufzeiten</b>	12.02.14-31.03.16	18.03.14-29.05.16	02.05.14-29.05.16	14.11.14-29.05.16

Nr.	Cell type	Contact strips		
		coating	thickness in mm	#
1	standard	SnPbAg	0.22	2
2	standard	Ag	0.19	2
3	standard	Ag	0.24	2
4 <sup>a</sup>	standard	soldered		2
5 <sup>b</sup>	Qu.Cell K	Ag	0.19	4
6 <sup>c</sup>	standard 3BB	Ag	0.24	3
7	standard	Cu	0.20	2
8 <sup>d</sup>	Qu.Cell K	Ag	0.25	3

a...Used as reference. Cells connected by usual soldering with ribbon, but still with 2 mm overlap

b...Cells overlapped 5 mm, as in small module HA4

c...Cut from standard 156 x 156 mm cells with 3 bus bars

d...Embossed contact strips, as in small module HA11 and shown in Fig.4



(a) Eigenschaften der Module

(b) Module am Atominstitut, TU Wien

Abbildung 66: Beschreibung und Foto der verschiedenen Module

[33, S.4]

### 10.2.1. HAG1

Für das Modul HAG1 wurden geviertelte normale Solarzellen von Falconcell mit zwei Bussen verwendet. Aus je einer Viertelzelle wurden sechs Strings zu je 42 Zellen gefertigt. Wie auch schon bei den kleinen Modulen wurden die Zellen 2 mm überlappend angeordnet. Die Endzellen eines jeden Strings wurden durch Rand-Viertelzellen realisiert, die übrigen Zellen mit Innen-Viertelzellen. Mithilfe der Klebestreifen-Stringing-Maschine von Powerquant wurden die Strings zusammengefügt.

Die Verbindung zwischen den Zellen wurde durch herkömmliches Solarzellenlötband aus Kupfer mit einem Überzug aus Lötzinn (SnPbAg, 63:36:1) hergestellt. Ein 3 cm langes Lötbandstück mit den Querschnitts Dimensionen 2 mm x 0.1 mm und ca. 10-12  $\mu\text{m}$  Überzug wurde in der Mitte gefaltet, sodass ein Streifen von 1.5 cm Länge und einer Dicke von etwa 0.22 mm entstand. Dieses Stück wurde als Verbindungsstück zwischen zwei Zellen genutzt. Es wurde auf die Frontbusse einer Zelle gelegt und bei der anschließenden, überlappenden Zelle, mit den rückseitigen Bussen in Berührung gebracht. Die zwei Klebestreifen der Stringingmaschine (10 mm breit, 50  $\mu\text{m}$  dick, Typ PPI 1040W) wurden so adjustiert, dass sie exakt unter den Bussen verliefen. Somit wurde die Haftung der Zellen eines Strings untereinander und vor allem die der aufgelegten Kontaktstreifen sichergestellt.

Jedoch wird der eigentliche Kontakt zwischen den Zellen erst durch das Laminieren hergestellt, welches bei 600 bis 800 mbar erfolgte. Der Druck wurde erst nach dem Abkühlen unter +80°C reduziert, sodass das EVA schon hinreichend ausgehärtet war. Das brachte den Vorteil, dass im Überlappungsbereich zweier Zellen die vom Frontglas entfernte Zelle durch die Aushärtung des EVAs in einem leicht verbogenen Zustand gehalten wurde und somit für einen permanenten Anpressdruck zwischen den Zellen sorgte. Lediglich am Ende jedes Strings wurden die Verbindungen zu den Querkontakten zum benachbarten String gelötet. (s. Abb. 69)

Die Querverbindung zwischen den Strings und das Laminieren und Einfügung in einen Rahmen wurde bei der Fa. PVT-Austria vollführt. Das Schaltschema des Moduls, das auch für alle anderen Module galt, ist in Abbildung 67 gezeigt.

Die Strings für dieses Modul tragen die Nummern 1-6 und wurden im Zeitraum 20. Juni – 2. Juli 2013 hergestellt. In Tabelle 5 ist die Anzahl der Zellen verschiedener Stromklassen in den Strings, sowie die, wenn bekannte, Länge der Strings angegeben.

### 10.2.2. HAG2

Die Herstellung dieses Moduls erfolgte analog zu der des Moduls HAG1. Jedoch wurden als Verbindungsstücke versilberte Kupferstreifen mit den Dimensionen 5 mm x 0.05 mm mit einem Silberüberzug der Dicke von 2  $\mu\text{m}$  verwendet. (gefertigt von „Schlenk Metallfolien“)

Ein Streifen von ca. 3 cm Länge wurde zunächst um die Quer-Mittellinie gefaltet, und dann nochmals um die Längs-Mittellinie. Anschließend wurden diese gefalteten Streifen per Hand zwischen zwei Aluminiumplatten gepresst. Die resultierenden Verbindungsstücke haben nun die Dimensionen von ca. 15 mm x 2.5 mm und eine Dicke von ca

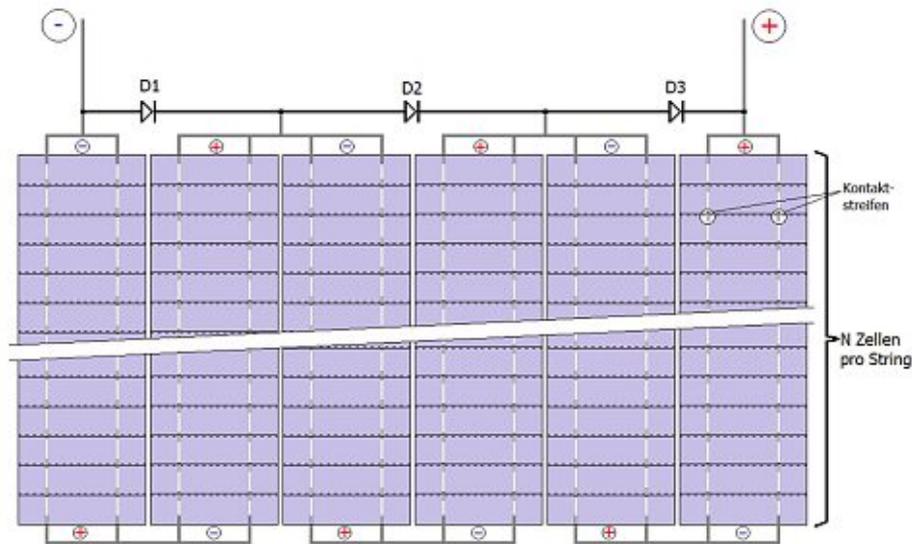


Abbildung 67: Schaltung des großen Moduls HAG1. Die anderen großen Module waren analog aufgebaut, konnten aber auch 3 oder 4 Kontaktstreifen zwischen den Zellen aufweisen. Jedes große Modul bestand aus 6 Strings zu je  $N$  Zellen, die in Serie geschaltet waren. Meist war  $N=42$ , aber bei einigen Modulen auch weniger bzw. mehr (siehe Beschreibung der einzelnen großen Module). Nach jeweils zwei Strings war eine Schutzdiode (Bias-Diode) eingebaut, die diese zwei Strings vor zu hohem Strom der anderen Strings schützte, wenn sie teilweise oder ganz abgeschattet waren. Insgesamt beinhaltete ein Modul daher drei Bias-Dioden. Abschattung konnte bei den weiter unten befindlichen Modulen in den Abendstunden von Herbst bis Frühjahr eintreten (Module HAG1, HAG2, sowie HAG5 und HAG6), weil in einigen Metern Entfernung von den Modulen in südwestlicher Richtung Bäume standen. Typische Strom-Spannungskennlinien bei teilweiser Abschattung sind im einleitenden Teil der Arbeit dargestellt. Die Vermessung der Strom-Spannungskennlinie eines Moduls erfolgte mit der 4-Punkt-Methode. Somit war ein Modul in zwei separate elektrische Kreise eingebunden. Über einen Kreis wurde die Spannung gemessen, und über den zweiten der Strom. Der Kreis zur Strommessung bestand aus einem temperaturstabilen 1-Ohm Widerstand und einem Feldeffekt-Transistor, der in einigen hundert Stufen (10-bit DAC) von hochohmig zu niederohmig geschaltet wurde, und bei jeder Stufe wurde über den 1-Ohm Widerstand der Spannungsabfall gemessen und in den Stromwert umgerechnet. Separat dazu wurde bei jeder Stufe auch die Spannung am Modul gemessen. Die Vermessung einer Kennlinie dauerte etwa 10 Sekunden. Die Kennlinien der 8 Module wurden nacheinander mit derselben Elektronik aufgenommen. Die Umschaltung zwischen den Modulen erfolgte mittels Relais. Alle 8 Kennlinien wurden automatisiert im 2-Minuten-Takt aufgenommen. Zwischen 21 Uhr am Abend und 5 Uhr am Morgen wurden keine Messungen gemacht.

	String 1	String 2	String 3	String 4	String 5	String 6
Klasse 6	22	1	10	15	28	9
Klasse 7	20	21	7	6	13	21
Klasse 8	-	20	25	21	-	12
Stringlänge		155.4	155.3	155.4		155.5

Tabelle 5: Anzahl der Zellen der verschiedenen Stromklassen in den Strings für Modul HAG1. Sowie Stringlänge in cm (wo bekannt). Die Einteilung in Stromklassen wurde nach Höhe des Stroms der Zelle bei Standardbeleuchtung und bei einer Spannung von 0,48 V vorgenommen. Bei Messung am Gerät des Atominstutits galt: Klasse 1 für einen Strom zwischen 1600 und 1650 mA, Klasse 2 für Strom zwischen 1650 und 1700 mA, und so weiter in Intervallen von 50 mA.

	String 7	String 8	String 9	String 10	String 11	String 12
Klasse 5	-	7	40	2	-	21
Klasse 6	42	35	2	40	42	6
Klasse 7	-	-	25	-	-	15
Stringlänge	155.5	155.4		155.5	155.5	155.5

Tabelle 6: Anzahl der Zellen der verschiedenen Stromklassen in den Strings für Modul HAG2. Sowie Stringlänge in cm (wo bekannt)

0.2 mm (an einigen Proben wurde eine Dicke von 0.19 mm gemessen) In Abbildung 68 wurde die Herstellung eines solches Streifens photographisch festgehalten. Die Anzahl der Zellen verschiedener Stromklassen sowie die Stringlängen des Moduls HAG2 sind anhand der Tabelle 6 ersichtlich.

Die Strings für dieses Modul tragen die Nummern 7-12 und wurden im Zeitraum 2. - 5. Juli 2013 hergestellt.

### 10.2.3. HAG3

Die Fertigung des Moduls HAG3 erfolgte analog zu den beiden vorherigen Modulen. Jedoch wurde das ursprüngliche Band auf eine andere Art gefaltet, sodass die Kontaktstreifen eine höhere Dicke aufwiesen. (s. Abb. 71)

Um diese dickeren Kontaktstreifen zu erlangen wurde ein Stück Kupferband mit Silberüberzug des Herstellers Schlenk (Querschnittsdimensionen: 0,05 mm x 5 mm x ca 53 mm) um ein 1 cm breites und 0.5 mm dickes Stahlband gewickelt. Anschließend wurde es vom Stahlband abgezogen und gepresst, sodass fünf Lagen übereinander zum Liegen kamen. (s. Abb. 70)

Nach der Wicklung und leichter Pressung per Hand wurde der Kontaktstreifen der Länge nach durchgeschnitten und anschließend die zwei Teile nochmals zwischen zwei

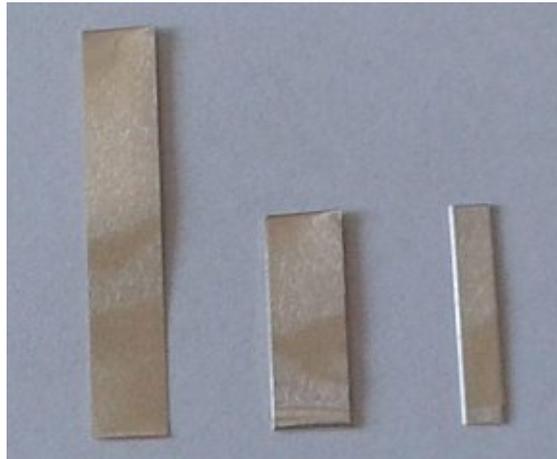


Abbildung 68: Die Herstellung eines Kontakt-Streifens für das Modul HAG2. Links der ursprüngliche Streifen, in der Mitte dieser Streifen der um die Querachse gefaltet ist. Rechts dieser Streifen, nun nochmals gefaltet um die Längsachse und dann mit einem flachen Metallstück mit der Hand gepresst, sodass die vier Lagen dicht übereinander liegen.

	String 25	String 26	String 27	String 28	String 29	String 30
Klasse 6	42 E	-	-	-	-	-
Klasse 7	-	42 M	42 M	38 M	42 E	35 E
Klasse 8	-	-	-	4 M	-	6M, 1 E

Tabelle 7: Anzahl der Zellen der verschiedenen Stromklassen in den Strings für Modul HAG3. Die Stringlängen wurden hier nicht gemessen.

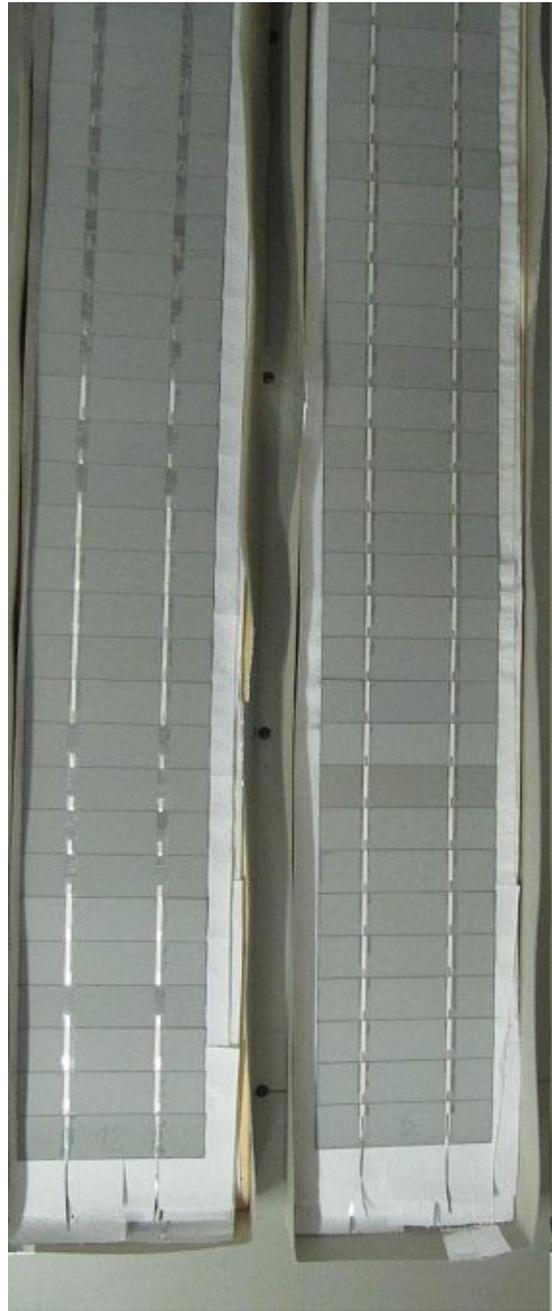
Aluminiumplatten gepresst. So entstanden zwei Kontaktstreifen von ca. 12 mm Länge, 2,5 mm Breite und rund 0,23 – 0,25 mm Dicke (Abb. 71).

Bei diesem Modul war es nicht mehr möglich, in den Strings nur mehr Mittelstücke zu verwenden. Deshalb wird zwischen Endstück (E) und Mittelstück (M) in der Tabelle 7 unterschieden.

Ein mögliches Problem dieser Strings ist, dass die Kontaktstreifen sehr wenig Fläche auf dem Silber der frontseitigen bzw. rückseitigen Busse berührten, da diese nicht ganz an den Rand der ursprünglichen Zellen reichten. Das könnte zu einem höheren effektiven Serienwiderstand des Moduls geführt haben. Die Daten zeigten jedoch (nach Auswertung bis einschließlich August 2015), dass dies nur eine sehr geringe bis gar keine Rolle spielte. Die Strings für dieses Modul tragen die Nummern 25-30 und wurden im Zeitraum 16. - 18. Januar 2014 hergestellt.



(a) Obere Hälfte



(b) Untere Hälfte

Abbildung 69: Die Rückseiten von 2 Strings für die Module HAG1 und HAG2 in den Transportboxen. Man erkennt die Klebestreifen die über den rückseitigen Bussen verlaufen und die Kontaktstreifen zwischen den Zellen. Die Kontaktbänder an den Enden wurden gelötet.



**Wickeln**



**Nach Pressung**

Abbildung 70: Herstellung dieses Kontaktstreifens: Ein Stück Cu-Streifen mit Silberüberzug (Hersteller Schlenk) mit Querschnitt von 0,05 mm x 5 mm x ca. 53 mm wurde um ein 1 cm breiten und 0.5 mm dickes Stahlband gewickelt, und dann abgezogen und gepresst, sodass fünf Lagen übereinander waren.

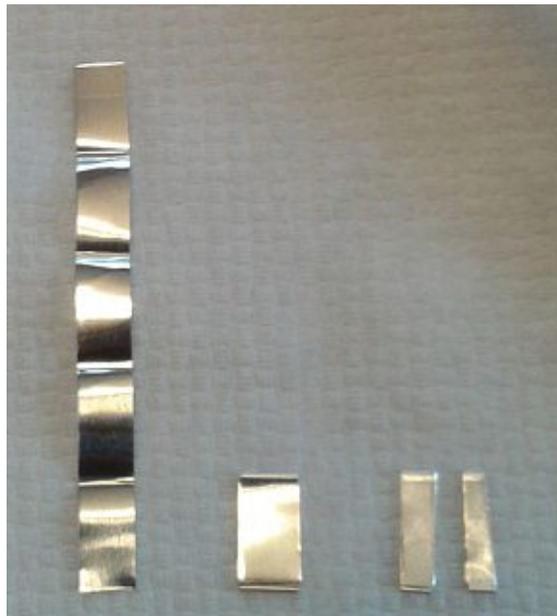


Abbildung 71: Herstellung der Kontaktstreifen für Modul HAG 3

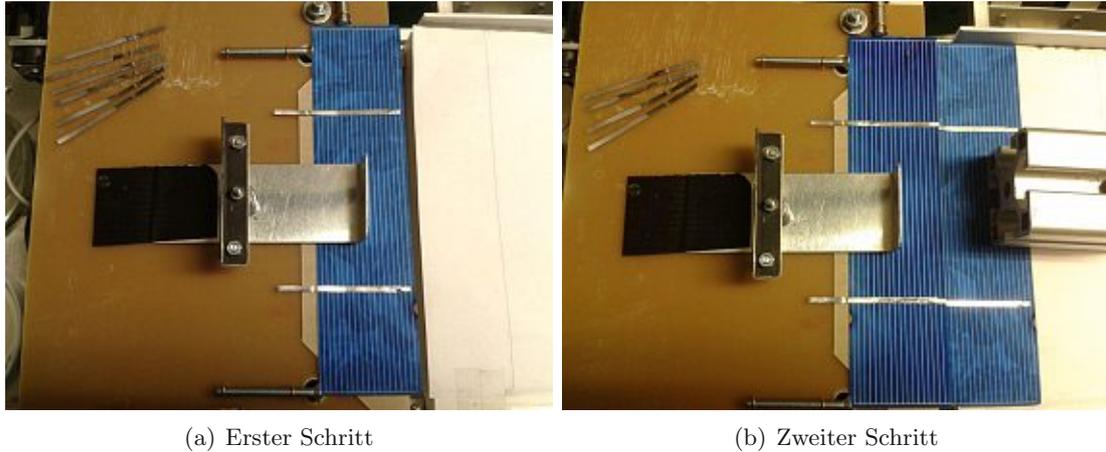


Abbildung 72: Beim Stringen werden Zellen jeweils an der linken Seite hinzugefügt. Man erkennt auch, dass die Lötbander eine U-Prägung nach unten haben, welche immer nahe dem Überlappungs- bereich zweier benachbarter Zellen zu liegen kommt, und zwar im Bild auf der Unterseite der jeweils linken Zelle, und nicht auf dieser Unterseite angelötet wurde. Dies sollte leichte Verschiebungen zwischen den Zellen aufgrund thermischer Expansion und Kontraktion erlauben.

	String 13	String 14	String 15	String 16	String 17	String 18
Klasse 5	42 E	42 E	16 E	-	-	-
Klasse 6	-	-	26 E	42 E	42 E	42 E

Tabelle 8: Anzahl der Zellen der verschiedenen Stromklassen in den Strings für Modul HAG4. Die Stringlängen wurden hier nicht gemessen.

#### 10.2.4. HAG4

Für diese Modul wurden ebenfalls Viertelzellen aus normal großen Zellen mit zwei Bus- sen verwendet. Die Verbindung zwischen den Zellen erfolgte durch Lötung, um ein Re- ferenzmodul für die übrigen Module zu erlangen. Man kann davon ausgehen, dass die Lötungen sehr stabil sind und somit sich der Serienwiderstand im Laufe der Zeit lediglich geringfügig ändern wird. Es wurden Kupfer Lötbander mit Querschnitt von 2 mm x 0.1 mm und einem SnPbAg-Überzug von ca. 15  $\mu\text{m}$  Dicke verwendet. Die Lötung erfolgte per Hand auf einer auf ca. +120°C gehaltenen Platine an der Oberseite. Die unteren Lötbander wurden dabei automatisch mit gelötet. (Abb. 72)

In diesem Modul wurden nur Endstücke verwendet, da sie ohnehin verlötet wurden. Sie sind dennoch in der Tabelle 8 mit E gekennzeichnet. Die Strings für dieses Modul tragen die Nummern 13-18 und wurden im Zeitraum 14. Nov. - 3. Dez. 2013 hergestellt.

	String 19	String 20	String 21	String 22	String 23	String 24
Klasse 11	-	-	35	46	45	-
Klasse 12	-	-	9	-	1	46
Klasse 13	46	42	2	-	-	-
Klasse 14	-	3	-	-	-	-
Klasse 15	-	1	-	-	-	-

Tabelle 9: Anzahl der Zellen der verschiedenen Stromklassen in den Strings für das Modul HAG5. Die Einteilung in Stromklassen wurde nach Höhe des Stroms der Zelle bei Standardbeleuchtung und bei einer Spannung von 0,48 V vorgenommen. Bei Messung am Gerät der Firma Powerquant galt: Klasse 1 für einen Strom zwischen 1720 und 1760 mA, Klasse 2 für Strom zwischen 1760 und 1800 mA, und so weiter in Intervallen von 40 mA. Die Stringlängen wurden hier nicht gemessen.



Abbildung 73: Front- und Rückseite einer speziellen Quartercell, die Rückseite bereits mit den mittels Klebeband PPI 1040W aufgeklebten Kontaktstreifen. Diese QuarterCell ist Typ „P“, wie schon von den Minimodulen bekannt.

### 10.2.5. HAG5

Für dieses Modul wurden spezielle „Quartercells“ der Größe 156 x 39 mm verwendet. Diese Zellen wurden bereits bei den Minimodulen verwendet und dort als „Quarter-Cells K“ bezeichnet. Sie wurden mittels Laser aus speziell metallisierten polykristallinen Silizium-Solarzellen der Größe 156 mm x 156 mm von der Firma Falconcell ausgeschnitten (ursprünglich für ein Projekt mit der Firma KIOTO Photovoltaics). Die Überlappung dieser Zellen beträgt 5 mm, damit der rückseitige Bus der oberen Zelle genau auf dem frontseitigen Bus der unteren Zelle zu liegen kommt. Damit trotzdem ungefähr dieselbe Stringlänge wie bei den anderen Modulen erhalten wird, besteht jeder String aus 46 Zellen.

Die Anzahl der Zellen der verschiedenen Stromklassen in den Strings für das Modul HAG5 wurde in der Tabelle 9 festgehalten. Die Strings für dieses Modul tragen die Nummern 19-24 und wurden im Zeitraum 9. - 20. Dez. 2013 hergestellt.

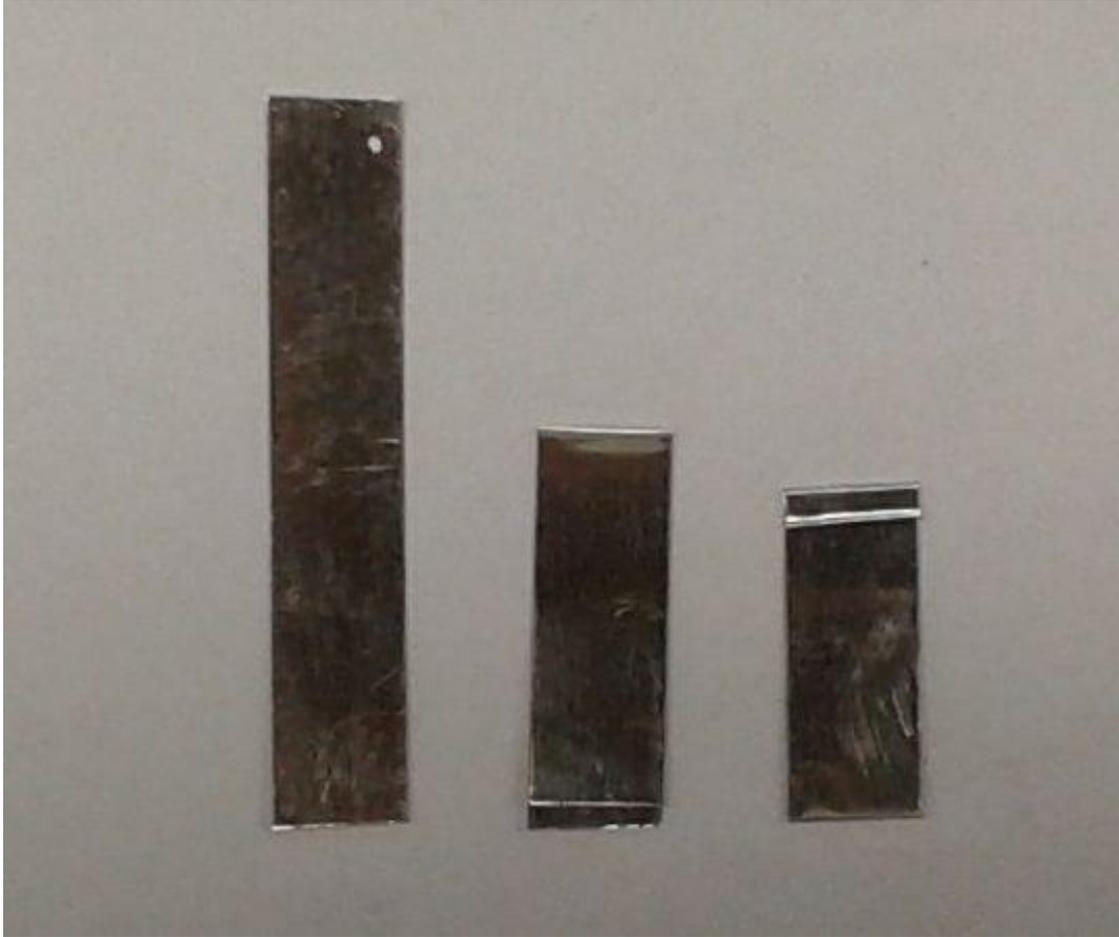


Abbildung 74: Herstellung der Kontaktstreifen für Modul HAG5. Ein versilberter Cu-Streifen von  $5 \times 0.05 \text{ mm}^2$  Querschnitt (wie bei Modulen 2 und 3) wurde zunächst gefaltet, um die Dicke zu verdoppeln. Dann wurde das Ende, das die Biegung enthält, nochmals um 1 - 1.5 mm umgeschlagen, um dort insgesamt die vierfache Dicke zu erhalten. Schließlich wurde dieses Ende noch gepresst, sodass dort die Dicke ca. 0.19 mm betrug. Dieses verdickte Ende kam dann jeweils zwischen front- und rückseitigem Bus zweier Zellen zu liegen.

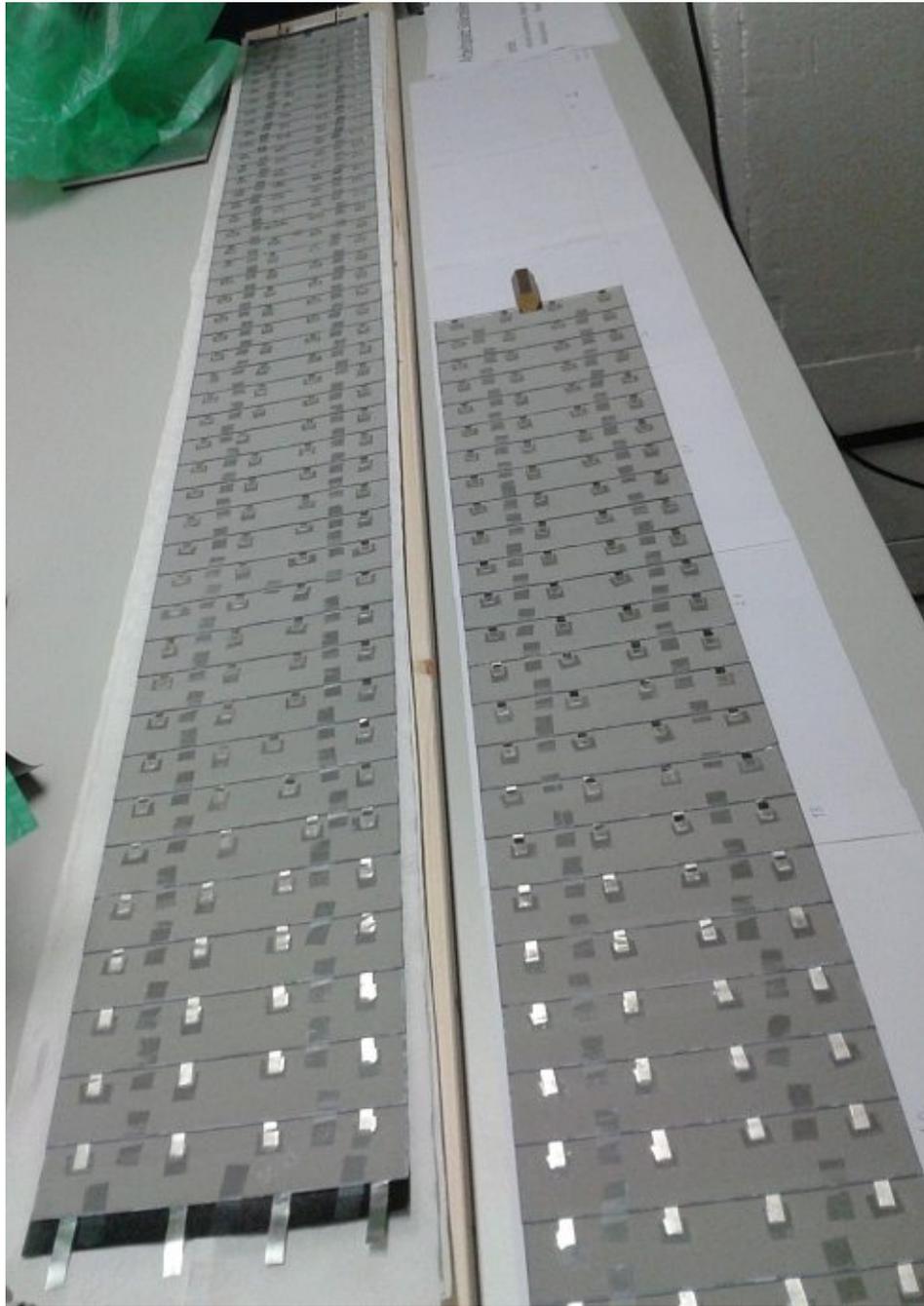


Abbildung 75: Zwei Strings für Modul HAG5. Die Zellen wurden einzeln mit Klebeband PPI 1040 W verbunden. An den Enden der Strings wurden beidseitig je vier Lötstreifen (Querschnitt 7 mm x 0.05 mm) aufgelötet, um die Serienschaltung der Strings zu ermöglichen. Aus ästhetischen Gründen wurde der sichtbare frontseitige Bus der ersten Zelle jedes Strings mit schwarzer Folie abgedeckt.

	String 37	String 38	String 39	String 40	String 41	String 42
Klasse 8	-	-	-	-	13 M	-
Klasse 9	-	20 E	-	16 M	-	31 M
Klasse 10	20 E	22E	3 E	17 M	14 M	11 M
Klasse 11	11 E	-	19 E	7 M	11 M	-
Klasse 12	-	-	17 E	2 M	4 M	-
Klasse 13	3 E	-	3 E	-	-	-

Tabelle 10: Anzahl der Zellen der verschiedenen Stromklassen in den Strings für Modul HAG6 (Die Vermessung erfolgte mit dem Gerät von Powerquant, weshalb die Klassen nicht mit denen der Module HAG1-HAG4 verglichen werden können, aber mit denen von HAG5.) Die Stringlängen wurden hier nicht gemessen.

### 10.2.6. HAG6

Dieses Modul wurde aus polykristallinen Silizium Solarzellen (Firma Sunways aus Konstanz) der Größe 156 mm x 156 mm hergestellt. Jedoch wiesen diese Zellen jeweils drei Busse auf. Die Zellen wurden geviertelt und mit 2 mm Überlappung hintereinander geschaltet. Je String wurden 42 Zellen verbunden. Die Verbindungsstücke waren baugleich wie bei Modul HAG3. Die Endzellen jedes Strings wurden gelötet, die Laminierung mit EVA wurde bei der Firma PVT-Austria durchgeführt. Da die Busse der ursprünglichen großen Zellen nicht bis an den Rand gehen, wird wieder zwischen Mittelstücken (M) und Endstücken (E) unterschieden. (s. Tabelle 10) Die Strings für dieses Modul tragen die Nummern 37-42 und wurden im Zeitraum 14. - 19. Feb. 2014 hergestellt.

Anmerkung: In String 37 ist die erste Zelle (jene, wo die Lötbänder frontseitig aufgelötet sind) ziemlich parallel zu den Bussen in der Mitte zwischen zwei Bussen gebrochen. Das sollte lediglich einen kleinen Effekt haben, da die Stromabnahme der zwei Teile gewährleistet ist. Die Zelle wurde mit Klebestreifen rückseitig geklebt.

### 10.2.7. HAG7

Hier wurden Zellen mit zwei Bussen von Falconcell verwendet (wie bei Modulen HAG1 – HAG4). Als Verbindungsstücke wurden blanke Kupfer-Streifen der Dimension 0.2 mm x 2.5 mm x 20 mm verwendet, und zwar genau so, wie sie im kleinen Modul HA 5 getestet wurden. Diese wurden aus Cu-Blech geschnitten, und vor Verarbeitung mit feinem Schleifpapier abgeschliffen, damit die Oxidschicht abgelöst wird. Siehe Bilder beim kleinen Modul HA5. Da die Cu-Streifen nach dem Schneiden noch gepresst wurden, auch um den Grat des Schnittes zu entfernen, war die reale Dicke am Schluss nur 0.18-0.19 mm. Bei den Zellen wurden auch hier wieder Endstücke und Mittelstücke verwendet. Allerdings waren die ursprünglichen 156 mm x 156 mm Zellen rückseitig mit einem anderen Bus-Muster versehen, und so waren die Busse unterbrochen. Das führte bei einem nicht unerheblichen Teil der geviertelten Zellen – und zwar nur bei solchen die Endstücke waren - dazu, dass beim Überlappen die Kontaktstreifen oft nur einen Bruchteil eines Millimeters Kontakt mit dem Silber der rückseitigen Busse hatten (Abb. 76). Dies könnte

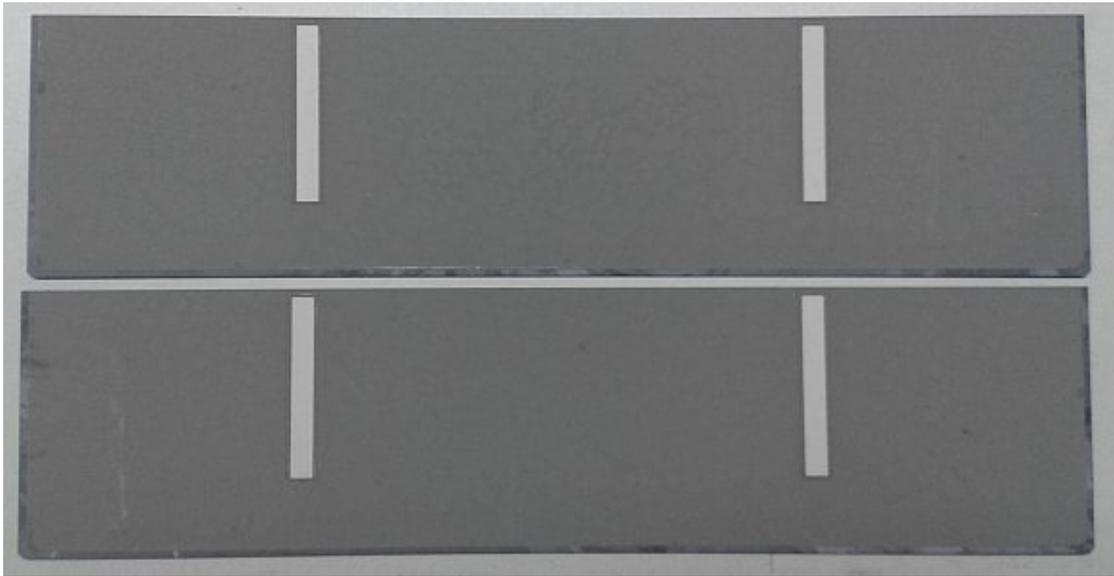


Abbildung 76: Rückseitige Busse der problematischen Endzellen des Moduls HAG7

eine Ursache für einen erhöhten Serienwiderstand des Moduls darstellen. Die fraglichen Endstücke sind mit pE (problematische Endstücke) gekennzeichnet.

Die Strings für dieses Modul tragen die Nummern 31-36 und wurden im Zeitraum 30. Jan. - 12. Feb. 2014 hergestellt. Anzahl der Zellen der verschiedenen Stromklassen in den Strings für Modul HAG7 sind in der Tabelle 11 festgehalten.

### 10.2.8. HAG8

Dies ist das einzige Modul, bei dem als Einbettungsmaterial Tectosil (von Wacker) verwendet wurde. Dieses Material wird bei der Laminierung so dünnflüssig, dass es wohl um etliche Kontakte einen dünnen Film gebildet hat, und somit isolierend wirkte. Dadurch

	String 31	String 32	String 33	String 34	String 35	String 36
Klasse 6	-	16 E	42 E	42 E	42 E	42 E
Klasse 7	1 E, 1 M	16 E	-	-	-	-
Klasse 8	6 E, 12 M	10 E	-	-	-	-
Klasse 9	1 E, 21 M	-	-	-	-	-
davon pE	-	12	-	-	42	42

Tabelle 11: Anzahl der Zellen der verschiedenen Stromklassen in den Strings für Modul HAG7 (Die Vermessung erfolgte mit dem Gerät am Atominstut weshalb die Klassen nur mit denen der Module HAG1-HAG4 verglichen werden können.) Die Stringlängen wurden hier nicht gemessen.



Abbildung 77: HAB8-b: Fertigung der Kontakte Bild 1

funktionieren von den sechs Strings nur zwei. Die anderen vier zeigen zwar eine schwache Spannung bei Beleuchtung, allerdings ist der Serienwiderstand so hoch, dass kein Strom fließt. Sie sind daher unbrauchbar, und somit können wir dieses Modul nicht weiter für Analyse Zwecke verwenden.

#### 10.2.9. HAG8-B

Für das Modul HAG8-B wurden die speziellen „QuarterCells K“ des KIOTO-Projektes verwendet, analog zu HAG5. Die Überlappung beträgt aber nur 2 mm, was dazu führt, dass der frontseitige Bus einer Zelle nicht direkt unter dem rückseitigen Bus der nächsten Zelle zum Liegen kommt. Aus diesem Grund wurden spezielle Verbindungstücke aus 0,05 mm x 5,00 mm Kupferband mit Silberauflage (Firma Schlenk) gefertigt.

Die Verbinder für die zwei Strings auf der linken Seite (Modul von vorne betrachtet, Anschlussbox ist oben) wurden mit Hilfe von Klebeband PPI-1040W realisiert. Dafür wurden zwei Lagen des Bandes freischwebend übereinander geklebt. Dann wurden etwa 18 mm lange Streifen des Kontaktbandes daraufgeklebt (Abb. 77). Diese wurden dann umgeschlagen (Abb. 78). Danach mit Schere herausgeschnitten und flach gepresst (Abb. 79). Zuletzt wurden sie mit einer Prägung versehen, damit sie guten Kontakt zu den vertieften Pads auf der Solarzellenrückseite haben (Abb. 80).

Die übrigen vier Strings des Moduls wurden mit ähnlichen Verbindern gemacht, bei denen allerdings kein PPI-1040W Klebeband als Zwischenmaterial verwendet wurde. Stattdessen wurde ein Streifen des Ag-beschichteten Cu-Bandes von 0,05 mm x 5,00 mm x 17,00 mm verwendet und in der Mitte gefaltet. Daraufhin wurde es am gefalteten Ende nochmals bei ca. 1,5 mm umgeschlagen und gepresst. Anschließend wurde wiederum eine Prägung aufgebracht (Abbildung 83). Der umgeschlagene Teil war 0,19 mm dick und lag zwischen den Zellen. Die Prägung saß wieder auf den rückseitigen Kontaktflächen der darauf gelegten Zelle (Abbildung 81).

Die Strings für dieses Modul tragen die Nummern 49-56 und wurden im Zeitraum (ca.) 10. - 19. Juni 2014 hergestellt. Es wurden pro String nur 41 Zellen verwendet, weshalb

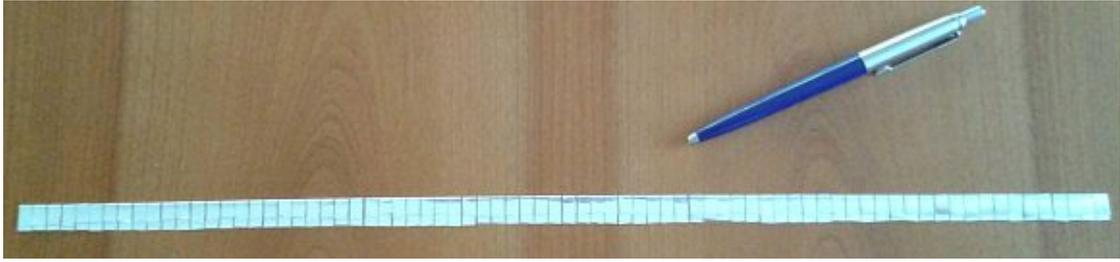


Abbildung 78: HAB8-b: Fertigung der Kontakte Bild 2



Abbildung 79: HAB8-b: Fertigung der Kontakte Bild 3

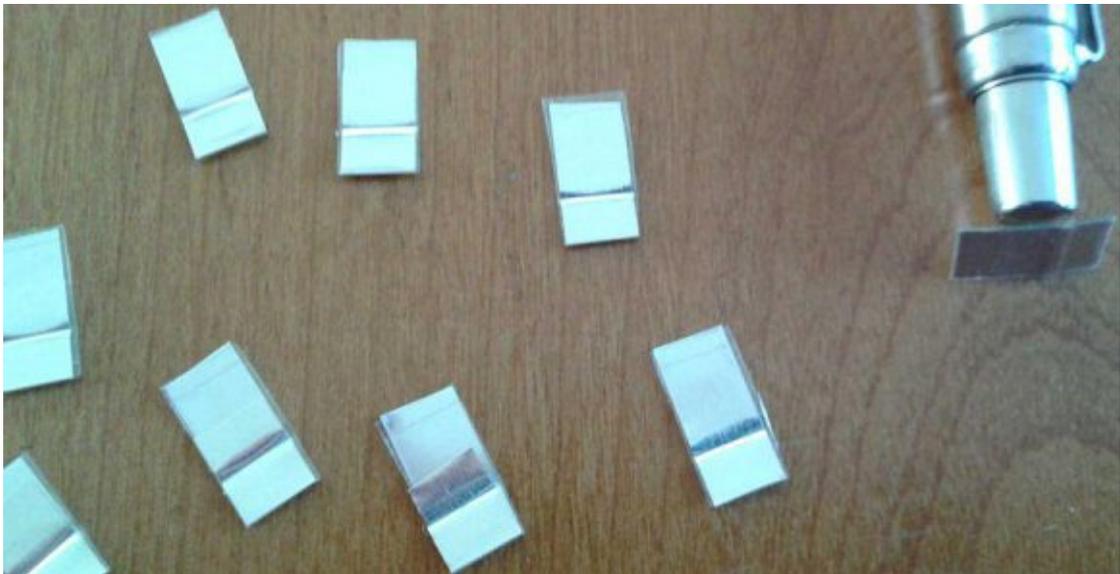


Abbildung 80: HAB8-b: Fertigung der Kontakte Bild 4

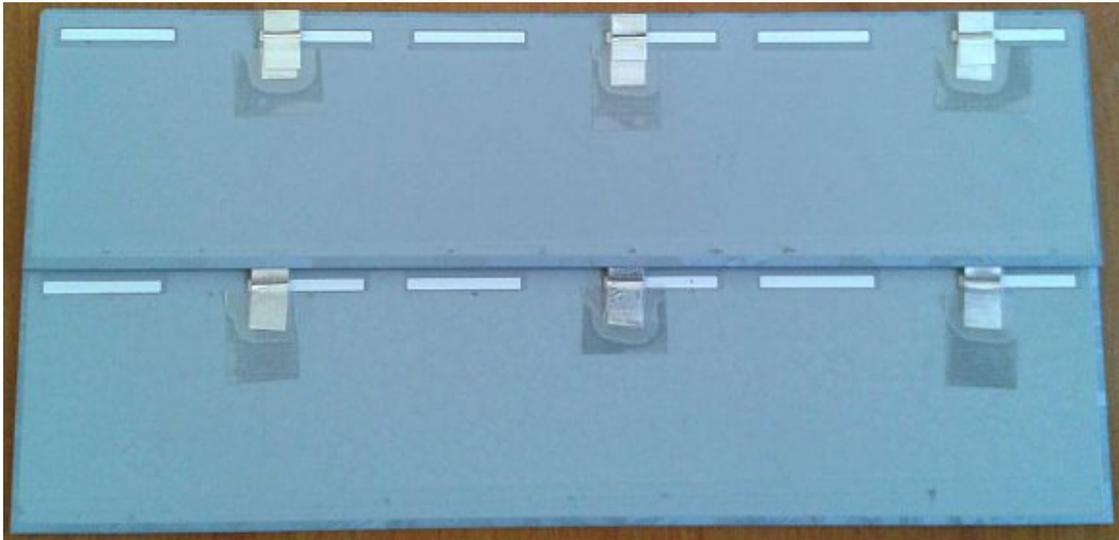
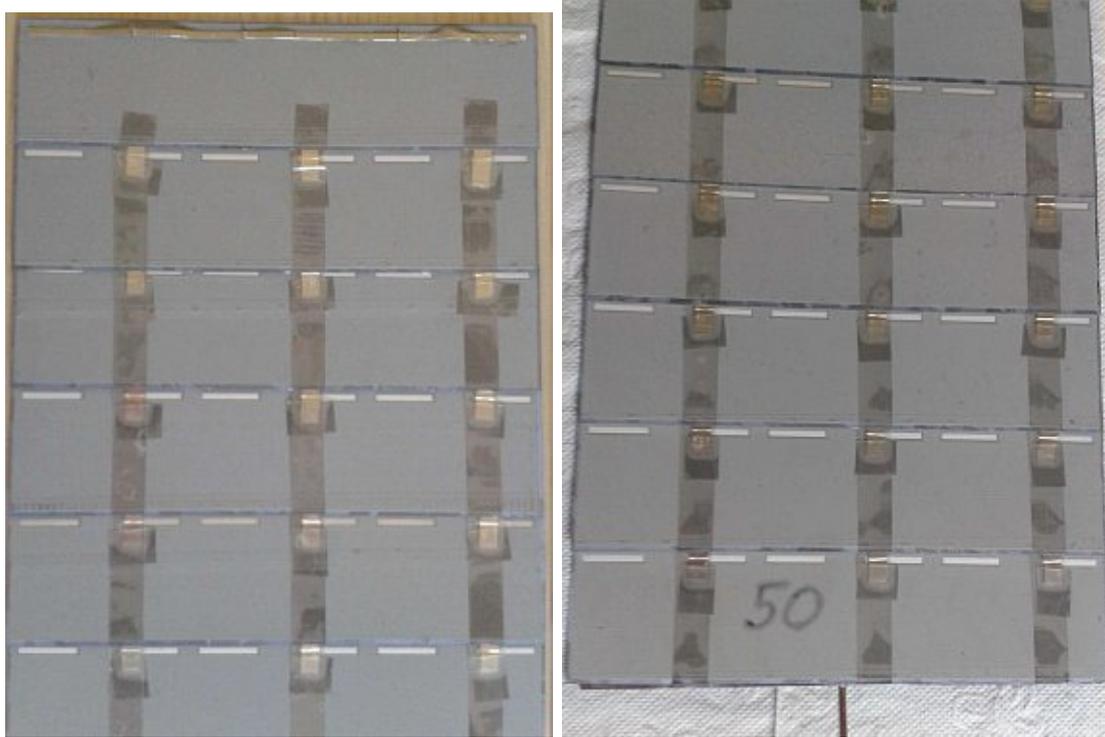


Abbildung 81: HAB8-b: Fertigung der Kontakte Bild 5

dieses Modul um einige cm kleiner ist als die anderen.(s. Tabelle 12)

	String 49	String 50	String 51	String 52	String 53	String 54
Klasse 7	41	35	41	36	-	-
Klasse 8	-	6	-	5	-	-
Klasse 9	-	-	-	-	41	41*

Tabelle 12: Anzahl der Zellen der verschiedenen Stromklassen in den Strings für Modul HAG8B (Die Vermessung erfolgte mit dem Gerät von Powerquant, weshalb die Klassen nur mit denen der Module HAG5 und HAG6 verglichen werden können.) Die Stringlängen wurden hier nicht gemessen. \*In String 54 ist eine Zelle vom Typ „QuarterCell Powerquant“ enthalten, deren rückseitiger Bus eine durchgehende Linie direkt am Rand ist, frontseitig besteht fast kein Unterschied.



(a) Anfang eines Strings

(b) Ende eines Strings

Abbildung 82: HAG8-b: Anfang und Ende eines Strings, bereits mit aufgelöteten Endkontakten. Bild 6 und Bild 7.



Abbildung 83: HAB8-b Kontakte Bild 8.

### 10.3. Untersuchungen der großen Module

Die großen Module, welche bereits vorgestellt wurden, haben einen mehrjährigen Außen-test hinter sich. Die realen Strom-Spannungskurven der Module wurde alle zwei Minuten gespeichert. Diese Daten wurden bei bestimmten Beleuchtungsintensitäten in der Bachelorarbeit Gollnhofer hinsichtlich verschiedener Parameter untersucht.

Die Selektion der Intensitäten wurde anhand von drei Intervallen von Kurzschlussströmen (in Ampere) vorgenommen.

- Intervall I: [0.45, 0.55]
- Intervall II: [0.95,1.05]
- Intervall III: [1.45,1.55]

Die Module 2-8 wurden mit folgenden Anforderungen an die Daten untersucht: Der Füllfaktor muss über 55% und die Spannung am Maximum-Power-Point  $U_{MPP}$  über 85V betragen ( $FF > 55\%$ ;  $U_{MPP} > 85V$ ). Das Modul 1 wurde anhand abgeänderter Kriterien untersucht, und zwar soll hier der Füllfaktor über 45% liegen und  $U_{MPP}$  über 80 Volt. Diese Kriterien wurden gewählt um Strom-Spannungskennlinien mit teilweiser Abschattung zu eliminieren.

Diese Module wurden über einen, mehrere Jahre umfassenden, Zeitraum am Atominsti-tut der TU Wien getestet. Der Testzeitraum bestand aus bestimmten Abschnitten im Regelbetrieb, abgewechselt mit Phasen in dem die Module kurzgeschlossen wurden, um die Kontaktstreifen unter voller Belastung zu halten.

Die Grafiken und Tabellen 84 bis 98 zeigen die tägliche Maximalleistung der Module. An den Tagen ohne Leistung sind die jeweiligen Kurzschlussphasen abzulesen. Zusätzlich sind Tabellen mit den genauen Kurzschlussphasen der einzelnen Module beigefügt.

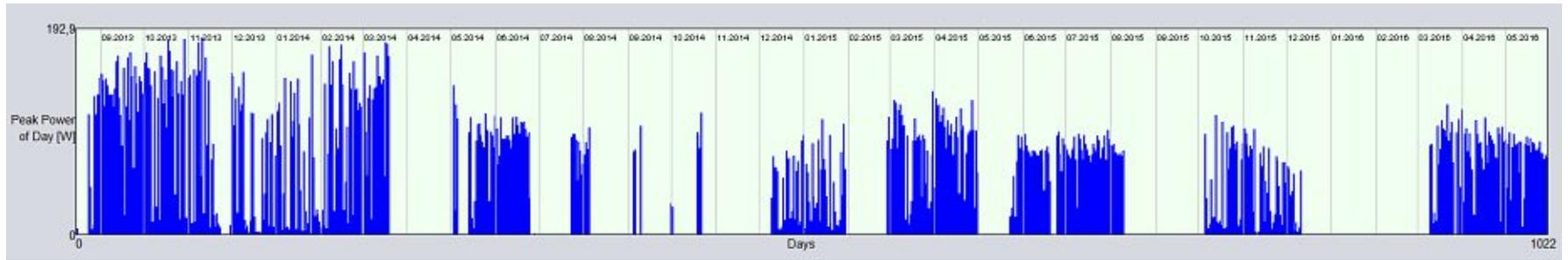


Abbildung 84: Maximale Leistung des ersten Moduls (HAG1) mit SnPbAg coating und 0,22mm Dicke(August 2013-Mai 2016)

Von	Bis
18. 03. 2014	02. 05. 2014
24. 06. 2014	23. 07. 2014
04. 08. 2014	04. 09. 2014
05. 09. 2014	09. 09. 2014
09. 09. 2014	30. 09. 2014
01. 10. 2014	18. 10. 2014
24. 10. 2014	09. 12. 2014
30. 01. 2015	27. 02. 2015
30. 04. 2015	22. 05. 2015
19. 06. 2015	24. 06. 2015
10. 08. 2015	05. 10. 2015
10. 12. 2015	09. 03. 2016

Abbildung 85: Tabelle der Kurzschlussphasen Modul 1 (HAG1)

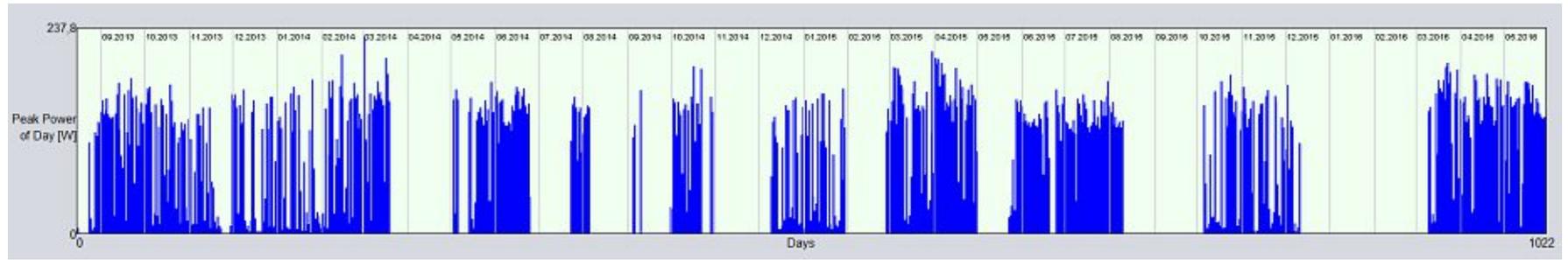


Abbildung 86: Maximale Leistung des zweiten Moduls (HAG2) mit Ag coating und 0,19mm Dicke (August 2013-Mai 2016)

Von	Bis
18.03.2014	02.05.2014
05.05.2014	13.05.2014
24.06.2014	23.07.2014
04.08.2014	04.09.2014
05.09.2014	09.09.2014
10.09.2014	30.09.2014
22.10.2014	28.10.2014
29.10.2014	09.12.2014
30.01.2015	27.02.2015
30.04.2015	22.05.2015
16.06.2015	24.06.2015
10.08.2015	05.10.2015
10.12.2015	09.03.2016

Abbildung 87: Tabelle der Kurzschlussphasen Modul 2 (HAG2)

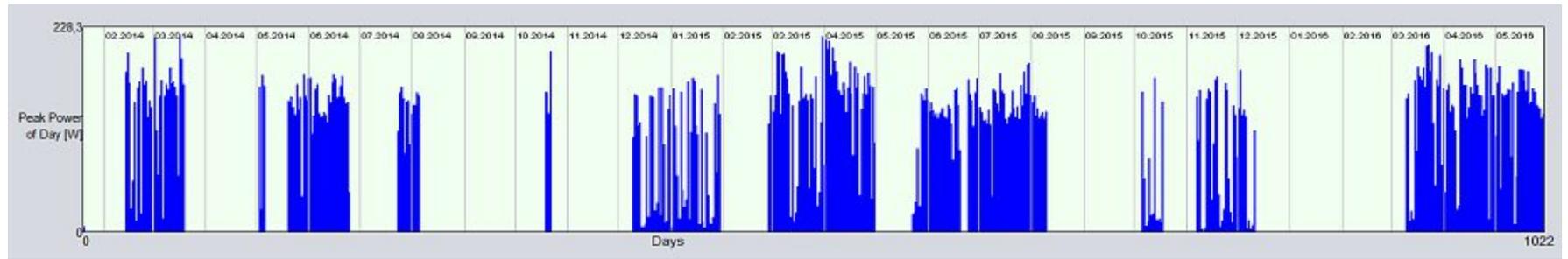


Abbildung 88: Maximale Leistung des dritten Moduls (HAG3) mit Ag coating und 0,24 mm Dicke (Februar 2014-Mai 2016)

Von	Bis
18.03.2014	02.05.2014
05.05.2014	18.05.2014
24.06.2014	23.07.2014
05.08.2014	18.10.2014
24.10.2014	09.12.2014
30.01.2015	27.02.2015
30.04.2015	23.05.2015
19.06.2015	24.06.2015
10.08.2015	05.10.2015
17.10.2015	06.11.2015
10.12.2015	09.03.2016

Abbildung 89: Tabelle der Kurzschlussphasen Modul 3 (HAG3)

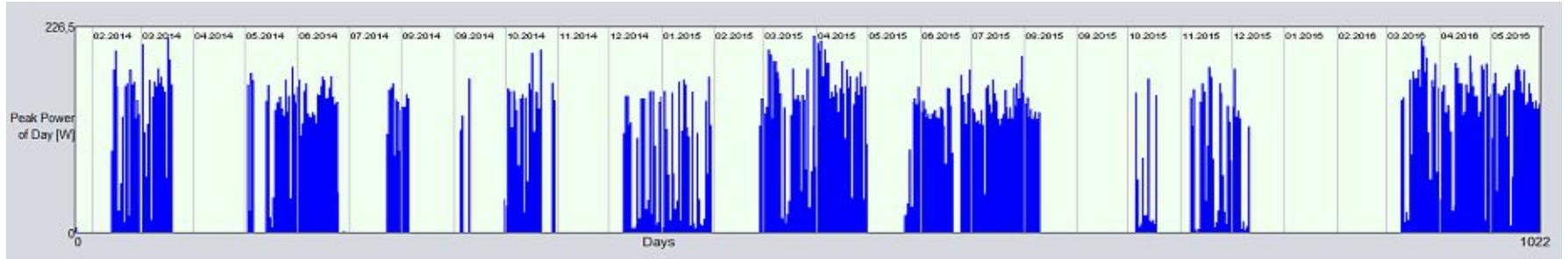


Abbildung 90: Maximale Leistung des vierten Moduls (HAG4) gelötet (Februar 2014-Mai 2016)

Von	Bis
18.03.2014	02.05.2014
05.05.2014	13.05.2014
24.06.2014	23.07.2014
05.08.2014	04.09.2014
05.09.2014	09.09.2014
10.09.2014	30.09.2014
22.10.2014	27.10.2014
30.10.2014	08.12.2014
30.01.2015	27.02.2015
30.04.2015	22.05.2015
20.06.2015	23.06.2015
10.08.2015	04.10.2015
17.10.2015	06.11.2015
10.12.2015	08.03.2016

Abbildung 91: Tabelle der Kurzschlussphasen Modul 4 (HAG4)

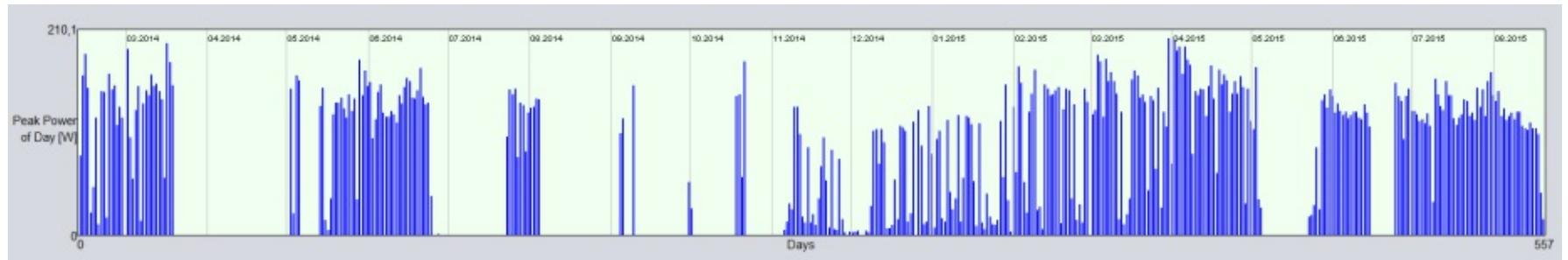


Abbildung 92: Maximale Leistung des fünften Moduls (HAG5) Qu.Cell mit Ag coating und 0,19 mm Dicke (Februar 2014-August 2015)

Von	Bis
18.03.2014	02.05.2014
05.05.2014	13.05.2014
24.06.2014	23.07.2014
04.08.2014	04.09.2014
05.09.2014	09.09.2014
10.09.2014	29.09.2014
02.10.2014	17.10.2014
22.10.2014	05.11.2014
03.12.2014	05.12.2014
05.05.2015	22.05.2015
14.06.2015	23.06.2015

Abbildung 93: Tabelle der Kurzschlussphasen Modul 5 (HAG5)

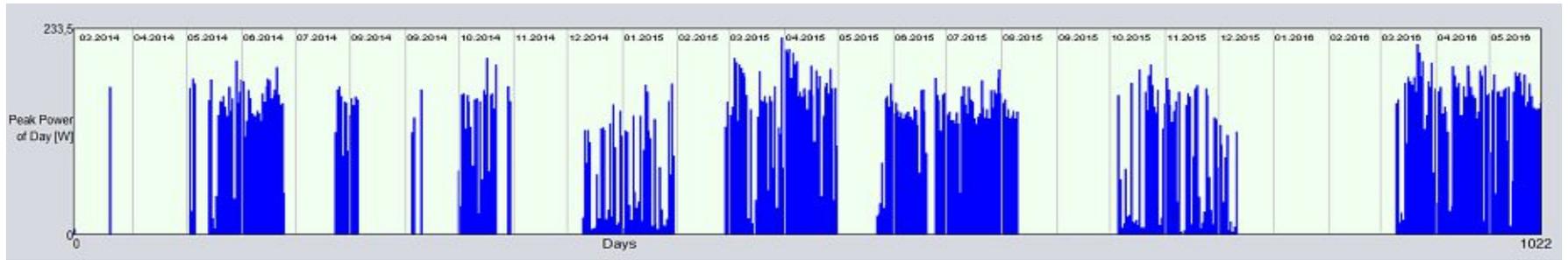


Abbildung 94: Maximale Leistung des sechsten Moduls (HAG6) mit Ag coating und 0,24 mm Dicke (März 2014-Mai 2016)

Von	Bis
18.03.2014	01.05.2014
05.05.2014	12.05.2014
24.06.2014	23.07.2014
04.08.2014	04.09.2014
05.09.2014	09.09.2014
10.09.2014	29.09.2014
22.10.2014	28.10.2014
29.10.2014	09.12.2014
30.01.2015	27.02.2015
30.04.2015	22.05.2015
19.06.2015	23.06.2015
10.08.2015	04.10.2015
10.12.2015	09.03.2016

Abbildung 95: Tabelle der Kurzschlussphasen Modul 6 (HAG6)

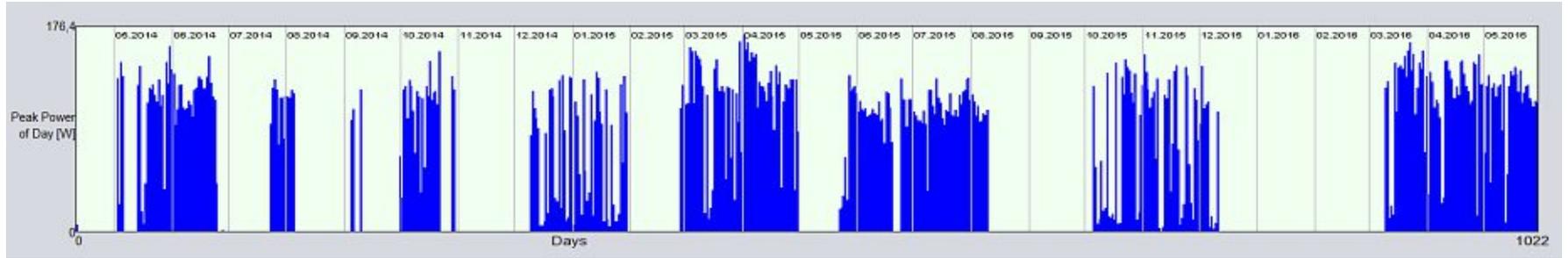


Abbildung 96: Maximale Leistung des siebten Moduls (HAG7) mit Cu coating und 0,20 mm Dicke (Mai 2014-Mai 2016)

Von	Bis
05.05.2014	13.05.2014
24.06.2014	23.07.2014
04.08.2014	04.09.2014
05.09.2014	09.09.2014
10.09.2014	30.09.2014
21.10.2014	27.10.2014
29.10.2014	09.12.2014
30.01.2015	27.02.2015
30.04.2015	21.05.2015
15.06.2015	23.06.2015
10.08.2015	05.10.2015
10.12.2015	09.03.2016

Abbildung 97: Tabelle der Kurzschlussphasen Modul 7 (HAG7)

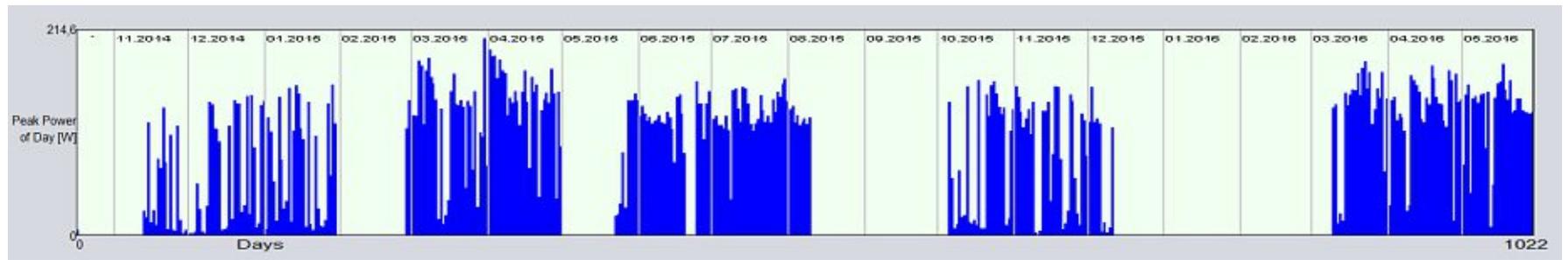


Abbildung 98: Maximale Leistung des achten Moduls (HAG8-B) Qu.Cell mit Ag coating und 0,25mm Dicke (Dezember 2014-Mai 2016)

Von	Bis
30.01.2015	27.02.2015
30.04.2015	22.05.2015
14.06.2015	25.06.2015
10.08.2015	05.10.2015
10.12.2015	09.03.2016

Abbildung 99: Tabelle der Kurzschlussphasen Modul 8 (HAG8-B)

### 10.3.1. Änderung des Serienwiderstands

Der Serienwiderstand, wie in dem Zweidiodenmodell vorgestellt, ist ein guter Anhaltspunkt um die Alterung bzw. Degradation zu quantifizieren. Anhand von Tangentensteigungen rechts des Maximum-Power-Points im IV Diagramm der Module wurde so ein Serienwiderstand bestimmt. Der zeitliche Verlauf des Serienwiderstands kann mithilfe linearer Regression linearisiert dargestellt werden und somit eine durchschnittliche Veränderung pro Tag festgestellt werden. Diese Approximation erlaubt es die verschiedenen Module zu vergleichen. In der Tabelle 13 sind die Steigungen der Regressionsgeraden der einzelnen großen Module in den drei verschiedenen Leistungsbereichen aufgelistet. Die Reihenfolge der Module ist durch die Steigung bestimmt. [53]

Die Folgenden Grafiken 100 bis 107 stellen den Serienwiderstand der einzelnen Module dar, aufgetragen über die Laufzeit. Die einzelnen Messpunkte wurden mittels linearer Regression einer Funktion zugeteilt. Dieser Funktionsterm ist ebenso in der Grafik aufgelistet. Besonders zu beachten ist, dass es bei Modul 1 und bei Modul 7 zwei Regressionsgeraden aufgetragen wurden.

In Abbildung 100 ist ein Diagramm von Modul eins zu sehen. Bei Modul eins wurden die Daten auf zwei zeitliche Bereiche aufgeteilt, da es eine sichtbare Trennung gibt. So sehen wir an den Tagen 0 bis etwa 200 eine lineare Regression mit einer Steigung von  $0.016 \Omega$  pro Tag. Dann folgt eine ca. 6-wöchige Periode in welcher das Modul kurzgeschlossen war, um maximalen Strom über die Kontaktstreifen, und somit maximale Belastung zu haben. Danach (ab etwa Tag 250) sehen wir ein erhöhtes Widerstandsniveau, welches aber langsamer als zuvor mit der Zeit anwächst. Unter der zweiten Gerade können wir die Steigung von  $0.005 \Omega$  pro Tag ablesen.

Bei Modul sieben (Abb. 106) ist ebenso so eine Zweiteilung der Regressionsgeraden zu erkennen. Das rührt, wie bei Modul eins, daher, dass eine Kurzschlussstrom Phase nach etwa 450 Tagen erfolgte und etwa 8 Wochen andauerte. Der Serienwiderstand hat sich vor dieser Kurzschluss Phase um etwa  $0.007 \Omega$  pro Tag erhöht. Die zweite Regressionsgerade, welche den Zeitraum nach der Kurzschluss Phase darstellt, hat eine Steigung von  $0.006 \Omega$  pro Tag.

[53]

Tabelle 13: Rangordnung der Module bzgl. des Serienwiderstands

I[A]=[0,45;0,55]		I[A]=[0,95;1,05]		I[A]=[1,45;1,55]	
Modul	Steigung in $\frac{\Omega}{\text{Tag}}$	Modul	Steigung in $\frac{\Omega}{\text{Tag}}$	Modul	Steigung in $\frac{\Omega}{\text{Tag}}$
<b>3</b>	$-2,800 \cdot 10^{-4}$	<b>4</b>	$+3,583 \cdot 10^{-4}$	<b>3</b>	$+4,323 \cdot 10^{-4}$
<b>4</b>	$-2,721 \cdot 10^{-4}$	<b>3</b>	$+4,801 \cdot 10^{-4}$	<b>4</b>	$+4,354 \cdot 10^{-4}$
<b>6</b>	$+2,910 \cdot 10^{-4}$	<b>6</b>	$+5,170 \cdot 10^{-4}$	<b>6</b>	$+4,550 \cdot 10^{-4}$
<b>2</b>	$+1,151 \cdot 10^{-3}$	<b>8</b>	$+1,098 \cdot 10^{-3}$	<b>8</b>	$+4,752 \cdot 10^{-4}$
<b>8</b>	$+2,050 \cdot 10^{-3}$	<b>2</b>	$+1,271 \cdot 10^{-3}$	<b>2</b>	$+9,590 \cdot 10^{-4}$
<b>5</b>	$+4,044 \cdot 10^{-3}$	<b>5</b>	$+6,253 \cdot 10^{-3}$	<b>5</b>	$+5,055 \cdot 10^{-3}$
<b>1</b>	$+1,979 \cdot 10^{-2}$	<b>1</b>	$+1,049 \cdot 10^{-2}$	<b>1</b>	$+5,041 \cdot 10^{-3}$
<b>7</b>	$+2,091 \cdot 10^{-2}$	<b>7</b>	$+1,797 \cdot 10^{-2}$	<b>7</b>	$+5,662 \cdot 10^{-3}$

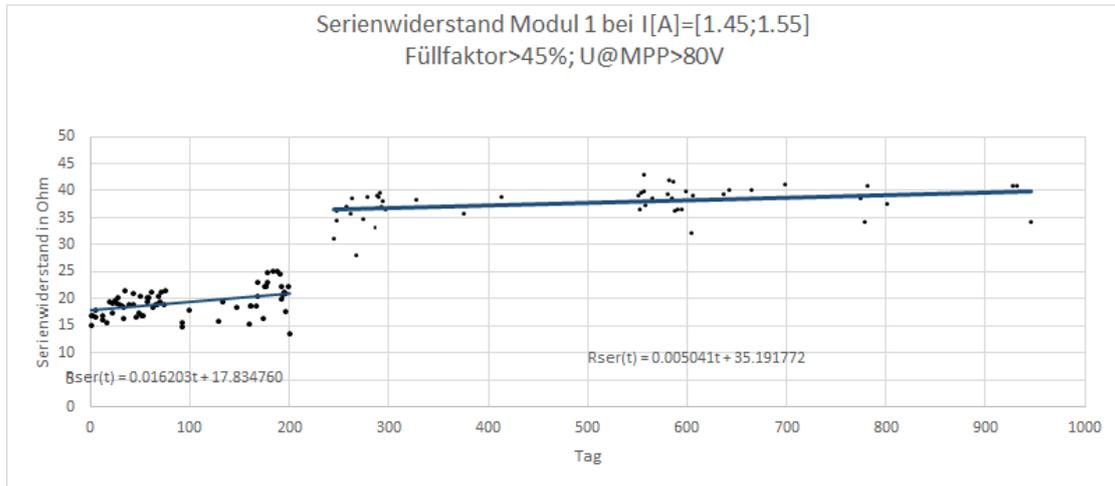


Abbildung 100: Änderung des Serienwiderstands bei Modul 1

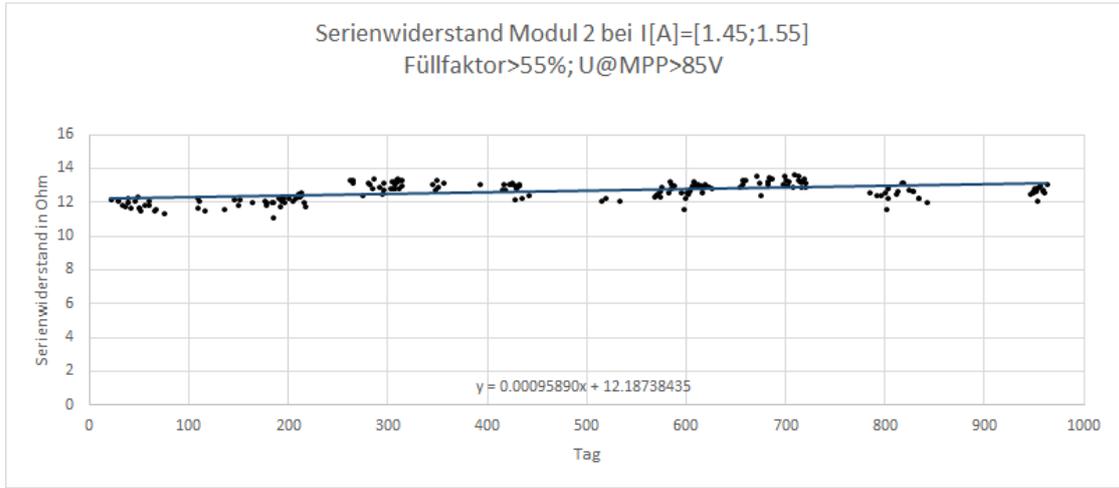


Abbildung 101: Änderung des Serienwiderstands bei Modul 2

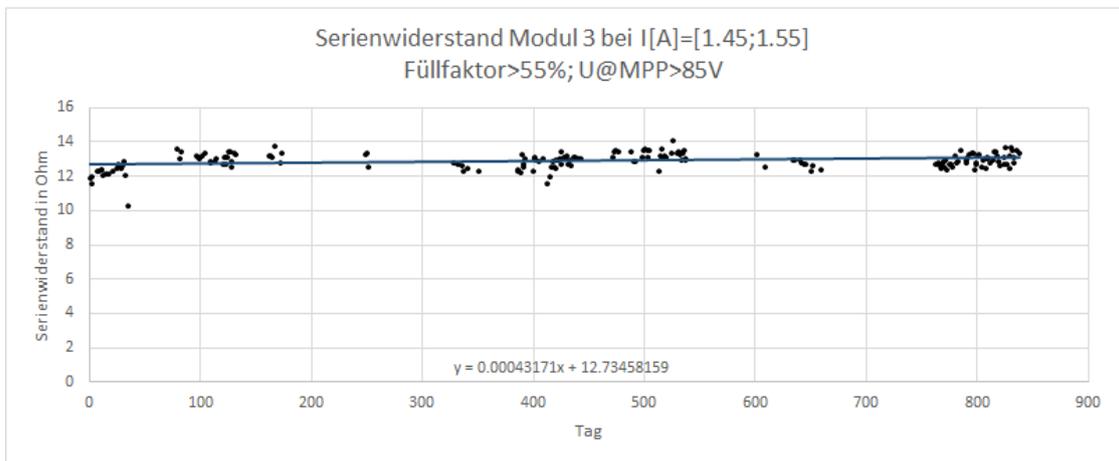


Abbildung 102: Änderung des Serienwiderstands bei Modul 3

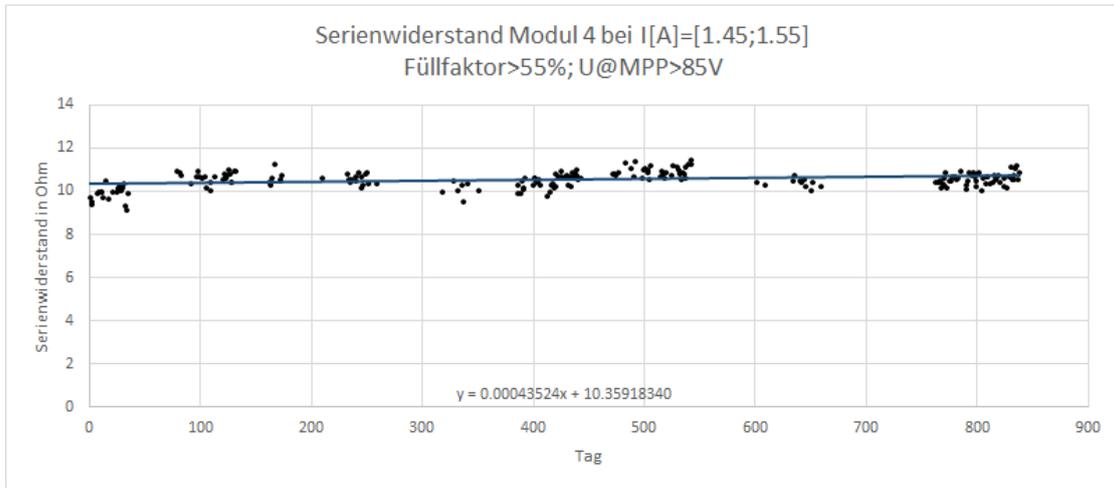


Abbildung 103: Änderung des Serienwiderstands bei Modul 4

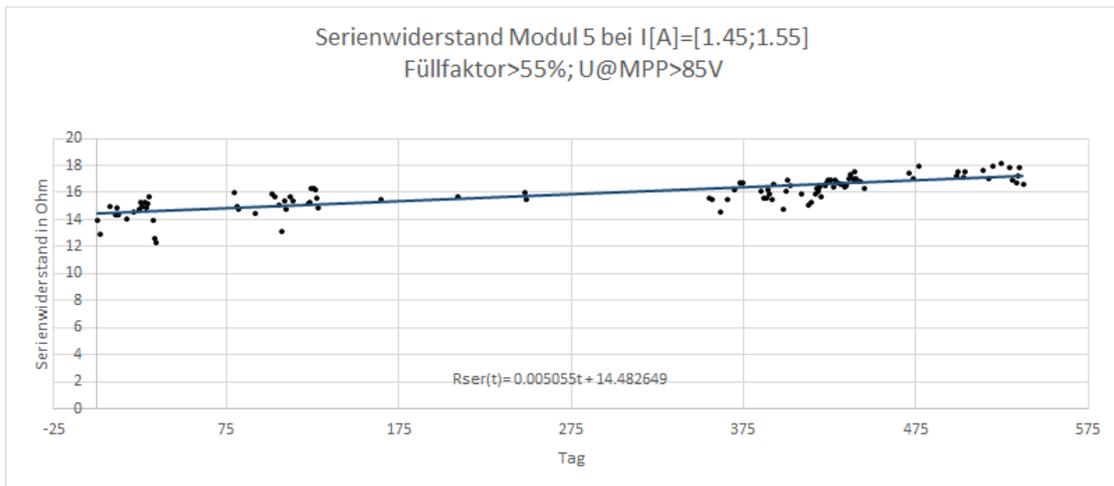


Abbildung 104: Änderung des Serienwiderstands bei Modul 5

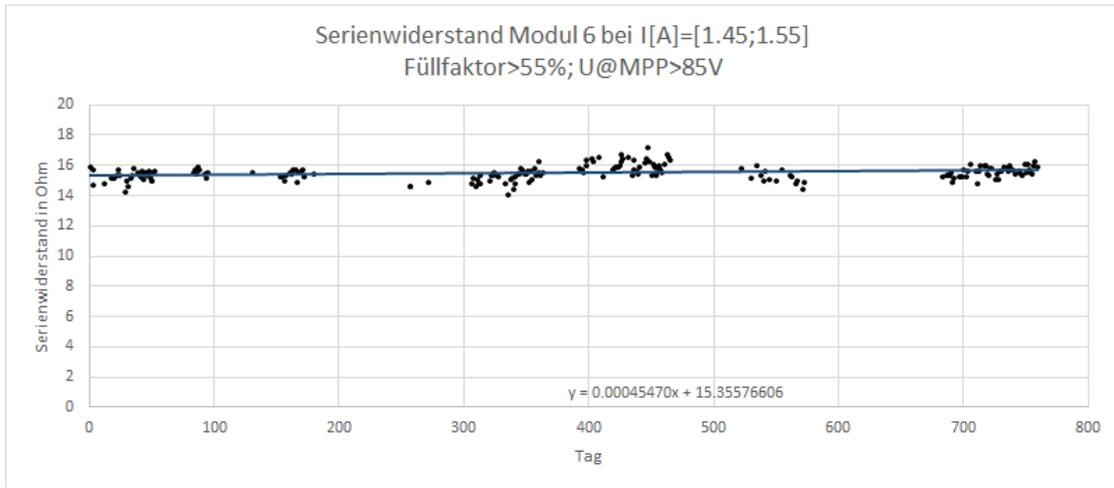


Abbildung 105: Änderung des Serienwiderstands bei Modul 6

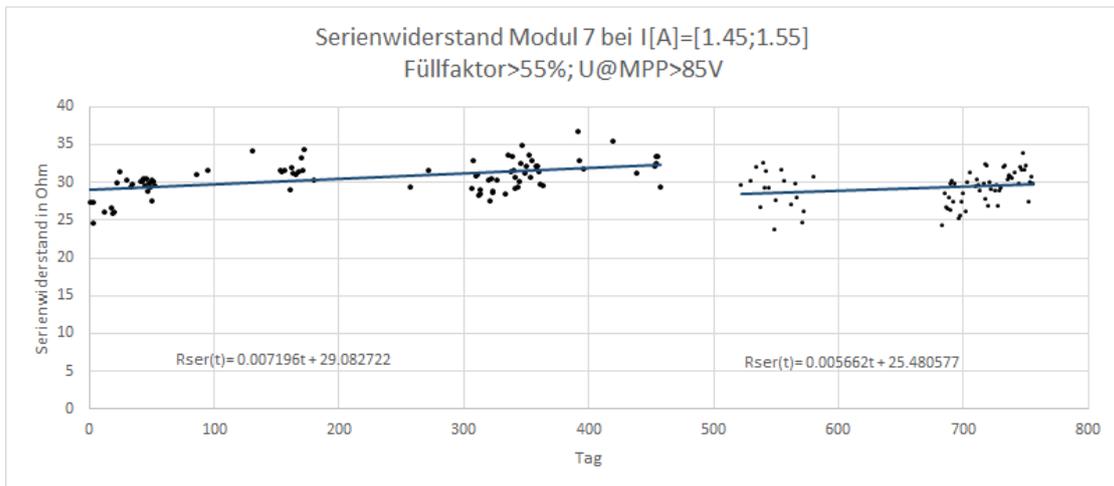


Abbildung 106: Änderung des Serienwiderstands bei Modul 7

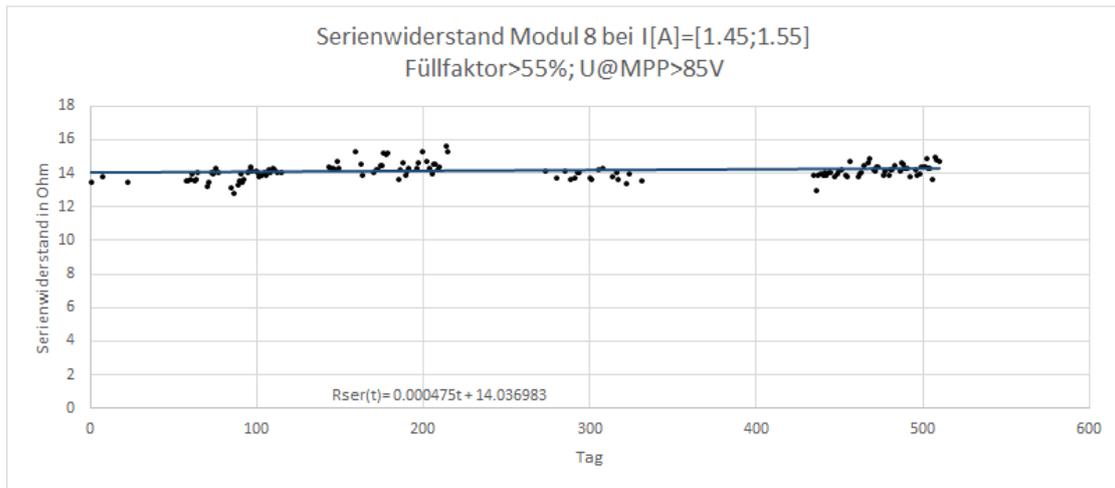


Abbildung 107: Änderung des Serienwiderstands bei Modul 8

### 10.3.2. Änderung des Füllfaktors

Der Füllfaktor ist ein gutes Maß für die Güte einer Solarzelle. Je geringer dieser Faktor ausfällt, desto niedriger ist auch der Wirkungsgrad, da am Innenwiderstand der Zelle bzw. des Moduls ein Teil der Leistung verloren geht.

In Tabelle 14 ist die Rangordnung der untersuchten Module bzgl. des Füllfaktors zu sehen. Die Rangordnung des Füllfaktors (s. Tabelle 14) weicht deutlich von der des Serienwiderstands ab. Diese Abweichung kann daran liegen, dass sich auch der Parallelwiderstand geändert hat oder die Selektionskriterien bei der Analyse nicht eng genug waren, um diejenigen Kennlinien der Module, welche Abschattungen beinhalten, auszuschließen. Auffällig jedoch ist, dass die Module sieben und eins, wie auch schon beim Serienwiderstand, eher die letzten Plätze der Rangordnung einnehmen.[53]

Die Abbildungen 108 bis 115 zeigen die zeitliche Entwicklung des Füllfaktors der einzelnen Module.

### 10.3.3. Änderung des Spannungsverhältnisses

Auch das Spannungsverhältnis von der Spannung am Maximum-Power-Point zu der Leerlaufspannung ist bzgl. der Degradation aussagekräftig. In Tabelle 15 ist die Rangordnung der Module hinsichtlich diesen Spannungsverhältnisses aufgetragen. Anhand der sehr kleinen Werten der negativen Steigung (im Bereich von  $10^{-4}$  bis  $10^{-6}$ ) lässt sich nicht so klar wie beim Analysieren des Serienwiderstandes einen eindeutigen Trend ablesen. Auch der verringerte Wertebereich des Spannungsverhältnisses ( $W=[0;1]$ ) verringert natürlich die Steigungswerte. Hier schneiden die nicht mit reinem Silber verbundene Module eins und sieben sehr schlecht ab. Auch Modul fünf nimmt eher die hinteren Plätze in den verschiedenen Strombereichen ein.[53]

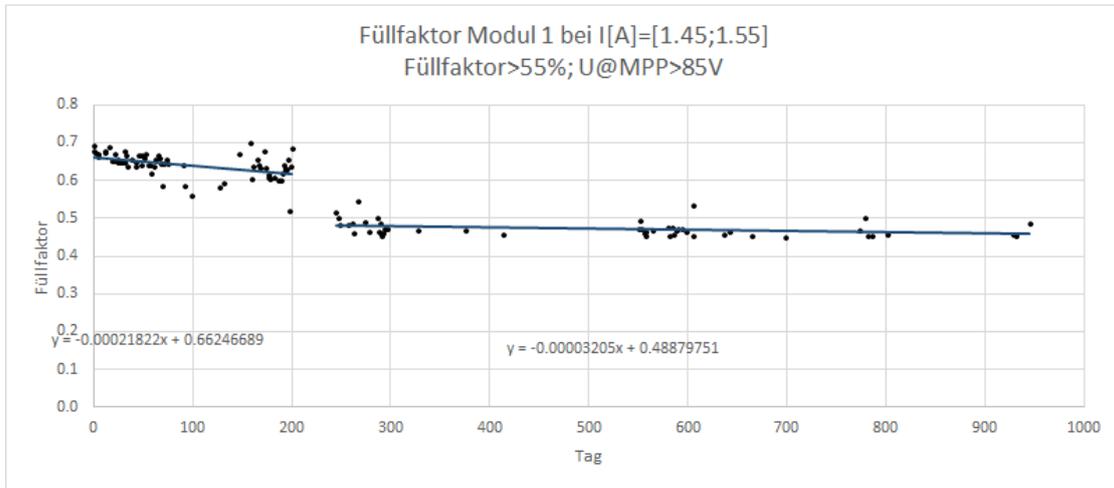


Abbildung 108: Änderung des Füllfaktors bei Modul 1 (HAG1)

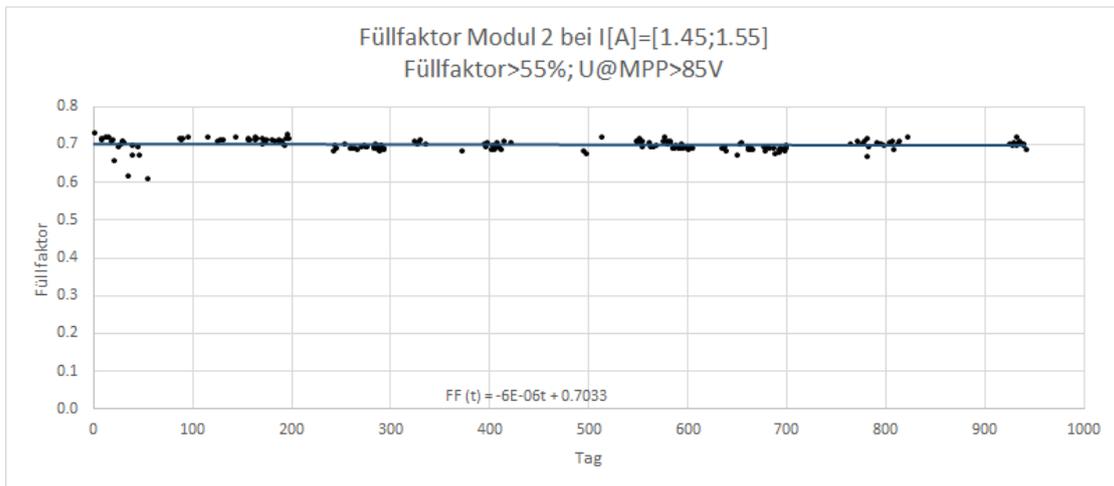


Abbildung 109: Änderung des Füllfaktors bei Modul 2 (HAG2)

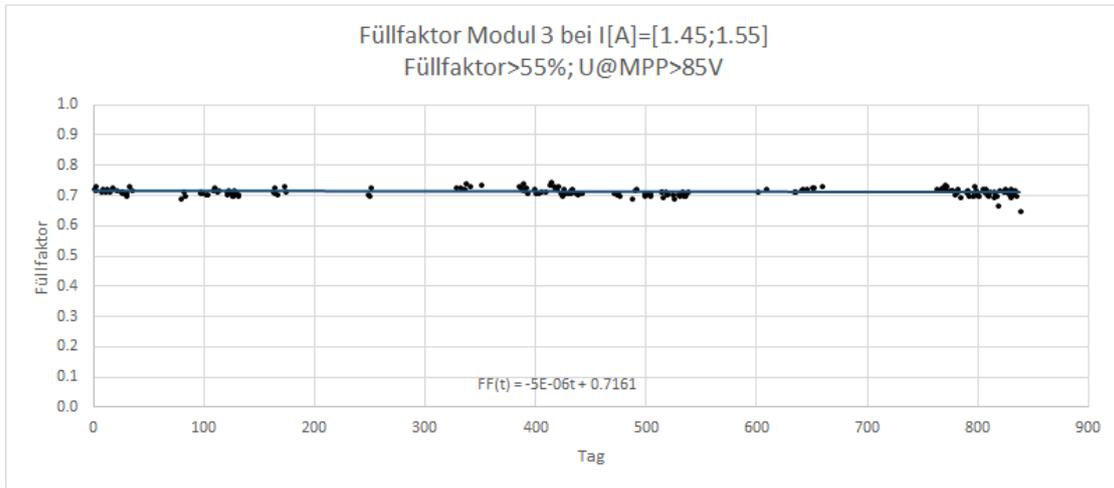


Abbildung 110: Änderung des Füllfaktors bei Modul 3 (HAG3)

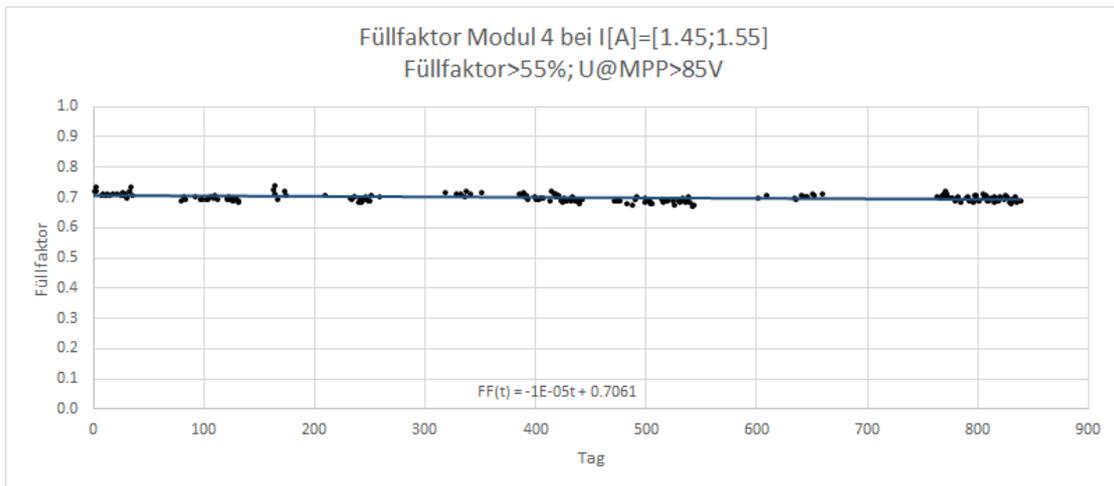


Abbildung 111: Änderung des Füllfaktors bei Modul 4 (HAG4)

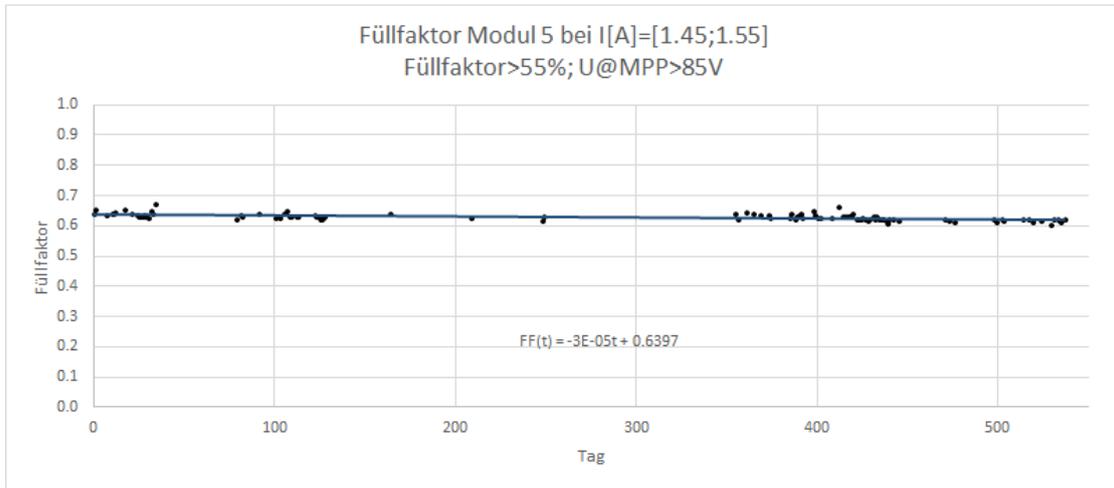


Abbildung 112: Änderung des Füllfaktors bei Modul 5 (HAG5)

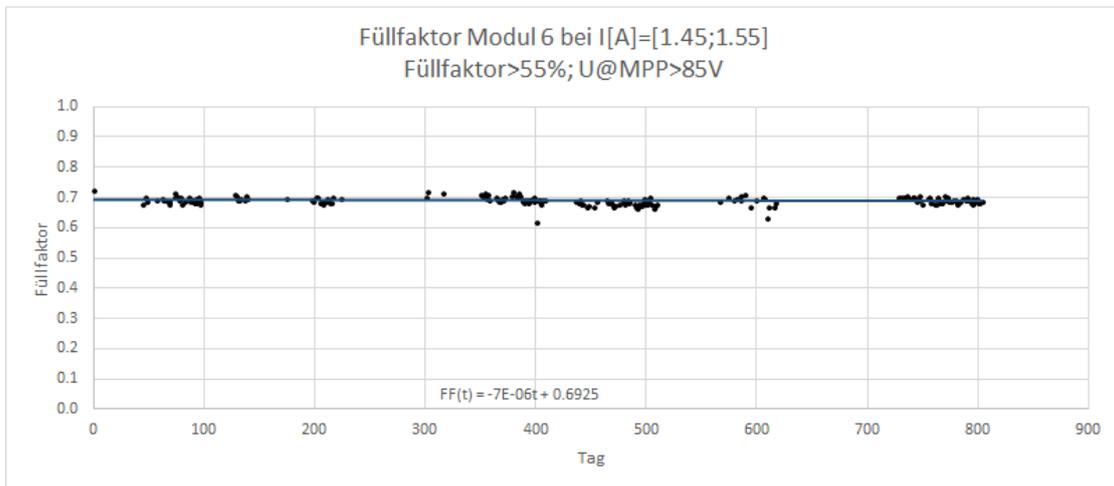


Abbildung 113: Änderung des Füllfaktors bei Modul 6 (HAG6)

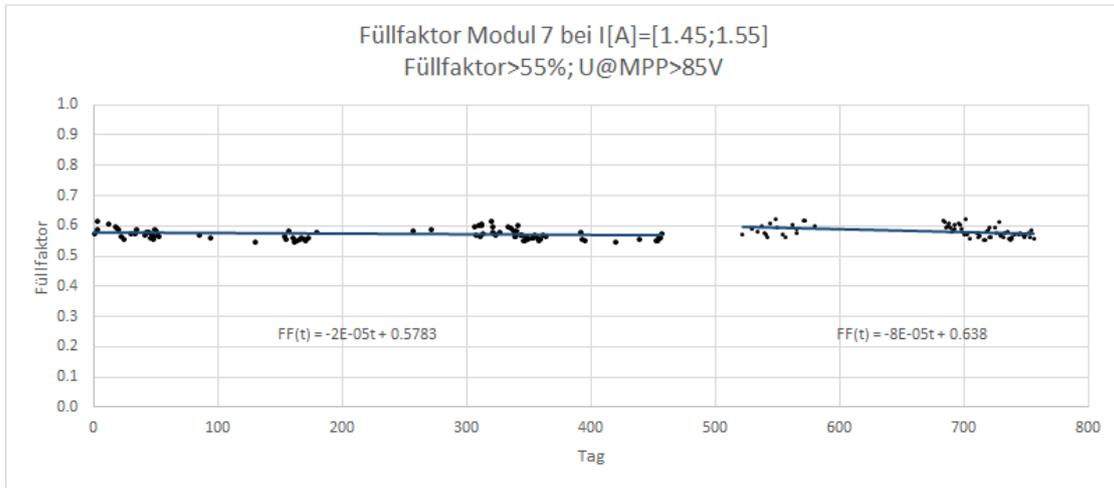


Abbildung 114: Änderung des Füllfaktors bei Modul 7 (HAG7)

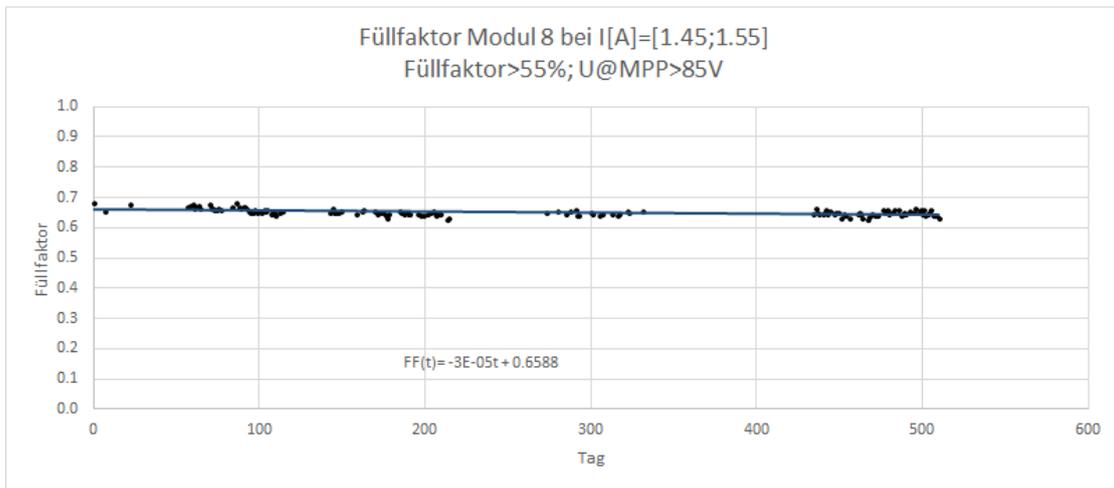


Abbildung 115: Änderung des Füllfaktors bei Modul 8 (HAG8-B)

Tabelle 14: Rangordnung der Module bzgl. des Füllfaktors  
[53]

I[A]=[0,45;0,55]		I[A]=[0,95;1,05]		I[A]=[1,45;1,55]	
Modul	Steigung pro Tag	Modul	Steigung pro Tag	Modul	Steigung pro Tag
<b>5</b>	$+1,561 \cdot 10^{-5}$	<b>6</b>	$-3,030 \cdot 10^{-7}$	<b>3</b>	$-5,421 \cdot 10^{-6}$
<b>7</b>	$+1,491 \cdot 10^{-5}$	<b>2</b>	$-5,996 \cdot 10^{-6}$	<b>2</b>	$-5,945 \cdot 10^{-6}$
<b>6</b>	$+3,917 \cdot 10^{-6}$	<b>3</b>	$-6,062 \cdot 10^{-6}$	<b>6</b>	$-7,378 \cdot 10^{-6}$
<b>2</b>	$+2,491 \cdot 10^{-6}$	<b>4</b>	$-8,126 \cdot 10^{-6}$	<b>4</b>	$-1,288 \cdot 10^{-5}$
<b>3</b>	$-4,440 \cdot 10^{-9}$	<b>5</b>	$-2,225 \cdot 10^{-5}$	<b>8</b>	$-2,952 \cdot 10^{-5}$
<b>4</b>	$-7,187 \cdot 10^{-6}$	<b>8</b>	$-3,263 \cdot 10^{-5}$	<b>1</b>	$-3,205 \cdot 10^{-5}$
<b>8</b>	$-1,995 \cdot 10^{-5}$	<b>1</b>	$-4,070 \cdot 10^{-5}$	<b>5</b>	$-3,470 \cdot 10^{-5}$
<b>1</b>	$-5,937 \cdot 10^{-4}$	<b>7</b>	$-7,040 \cdot 10^{-5}$	<b>7</b>	$-8,363 \cdot 10^{-5}$

Tabelle 15: Rangordnung der Module bzgl. des Spannungsverhältnisses  
[53]

I[A]=[0,45;0,55]		I[A]=[0,95;1,05]		I[A]=[1,45;1,55]	
Modul	Steigung pro Tag	Modul	Steigung pro Tag	Modul	Steigung pro Tag
<b>6</b>	$+5,557 \cdot 10^{-6}$	<b>6</b>	$-1,836 \cdot 10^{-6}$	<b>3</b>	$-9,567 \cdot 10^{-7}$
<b>4</b>	$+2,986 \cdot 10^{-6}$	<b>2</b>	$-3,798 \cdot 10^{-6}$	<b>6</b>	$-1,042 \cdot 10^{-6}$
<b>3</b>	$-2,397 \cdot 10^{-6}$	<b>4</b>	$-4,685 \cdot 10^{-6}$	<b>8</b>	$-5,489 \cdot 10^{-6}$
<b>2</b>	$-1,275 \cdot 10^{-5}$	<b>3</b>	$-5,357 \cdot 10^{-6}$	<b>4</b>	$-7,723 \cdot 10^{-6}$
<b>5</b>	$-1,638 \cdot 10^{-5}$	<b>8</b>	$-1,566 \cdot 10^{-5}$	<b>2</b>	$-1,468 \cdot 10^{-5}$
<b>8</b>	$-1,958 \cdot 10^{-5}$	<b>5</b>	$-3,019 \cdot 10^{-5}$	<b>5</b>	$-2,077 \cdot 10^{-5}$
<b>1</b>	$-4,884 \cdot 10^{-5}$	<b>1</b>	$-4,182 \cdot 10^{-5}$	<b>1</b>	$-3,008 \cdot 10^{-5}$
<b>7</b>	$-6,061 \cdot 10^{-5}$	<b>7</b>	$-5,358 \cdot 10^{-5}$	<b>7</b>	$-6,167 \cdot 10^{-5}$

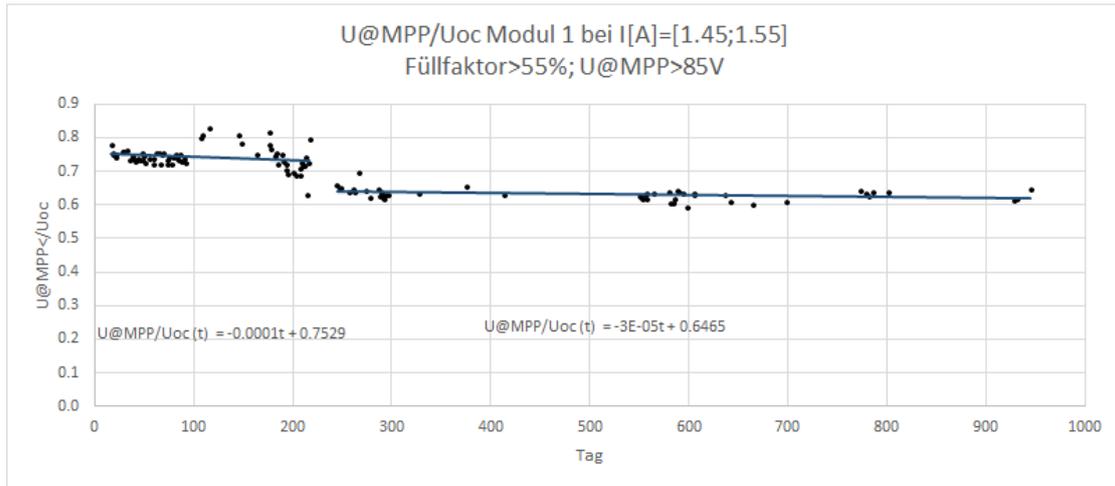


Abbildung 116: Änderung des Spannungsverhältnisses bei Modul 1

Tabelle 16: Zusätzliche Verlustleistung der Module im Stromintervall  $I[A]=[1,45;1,55]$

Modul	$P_{Start}$ in Watt	$P_{Ende}$ in Watt	$\Delta P$ in Watt	$\Delta P$ in Prozent	$\Delta T$ in Tage	$\Delta(P/Tage)$ in (W/d)
Modul 1	48.541	91.832	43.29	89.18	894	$4.842 \cdot 10^{-2}$
Modul 2	27.495	29.414	1.919	6.980	941	$2.039 \cdot 10^{-3}$
Modul 3	30.323	30.890	0.567	1.870	748	$7.580 \cdot 10^{-4}$
Modul 4	24.588	25.187	0.599	2.434	756	$7.923 \cdot 10^{-4}$
Modul 5	35.494	41.058	5.564	15.677	494	$1.126 \cdot 10^{-2}$
Modul 6	35.845	36.756	0.911	2.542	757	$1.203 \cdot 10^{-3}$
Modul 7	71.039	76.437	5.398	7.598	724	$7.456 \cdot 10^{-3}$
Modul 8	31.727	33.379	1.651	5.205	444	$3.718 \cdot 10^{-3}$

Die Abbildungen 116 bis 123 bilden die zeitliche Entwicklung des Spannungsverhältnisses (Der Quotient aus der Maximum Power Point Spannung zu der Leerlaufspannung) ab.

### 10.3.4. Änderung der Leistung

**Veränderung der Verlustleistung** In den Tabellen 16 und 17 wird die Verlustleistung zu Beginn, die Verlustleistung zu Ende der Laufzeit und die absolute und prozentuale Änderung für jedes Modul aufgelistet.

Die Werte für  $P_{Start}$  und  $P_{Ende}$  wurden anhand des Serienwiderstands berechnet. Für  $P_{Start}$  wurde der höchste  $R_s$  Wert in den ersten Monaten gewählt, derjenige für  $P_{Ende}$  der höchste in den letzten Monaten der Laufzeit. Die letzte Spalte der Tabelle gibt die Tage an, die zwischen  $P_{Start}$  und  $P_{Ende}$  liegen. Die Verlustleistung wurde wie folgt berechnet, wobei in Tabelle 16  $I=1.5A$  und in Tabelle 17  $I=0.5A$  gewählt wurde. In Gleichung 7

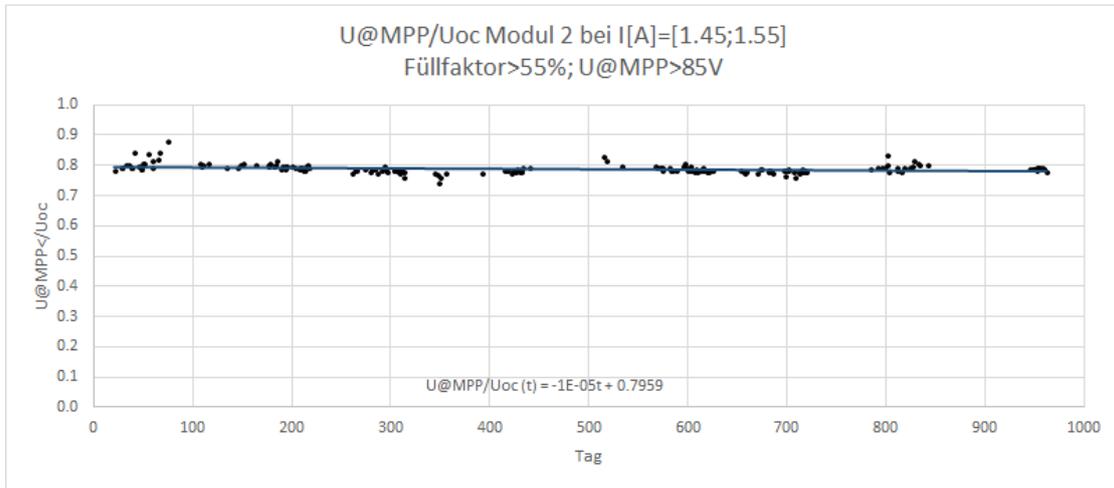


Abbildung 117: Änderung des Spannungsverhältnisses bei Modul 2

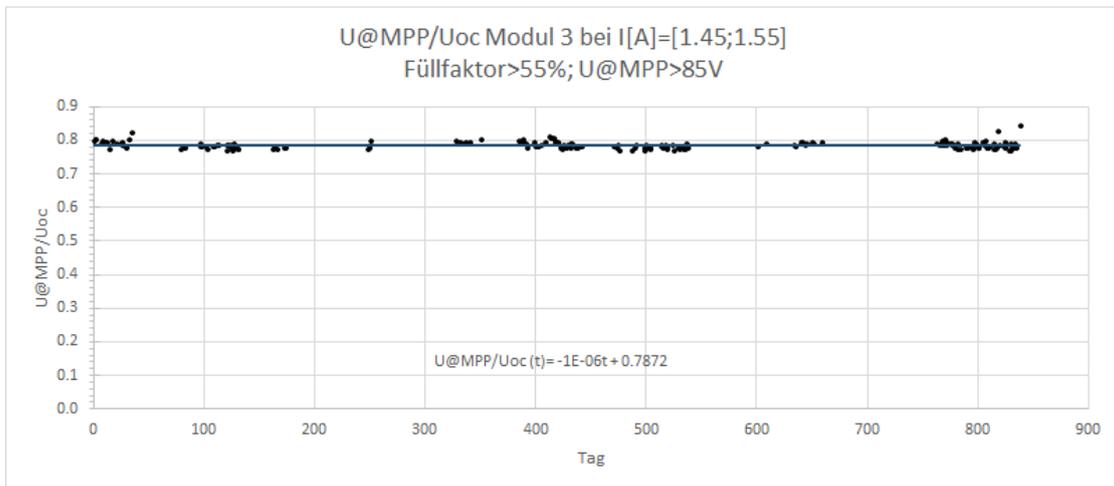


Abbildung 118: Änderung des Spannungsverhältnisses bei Modul 3

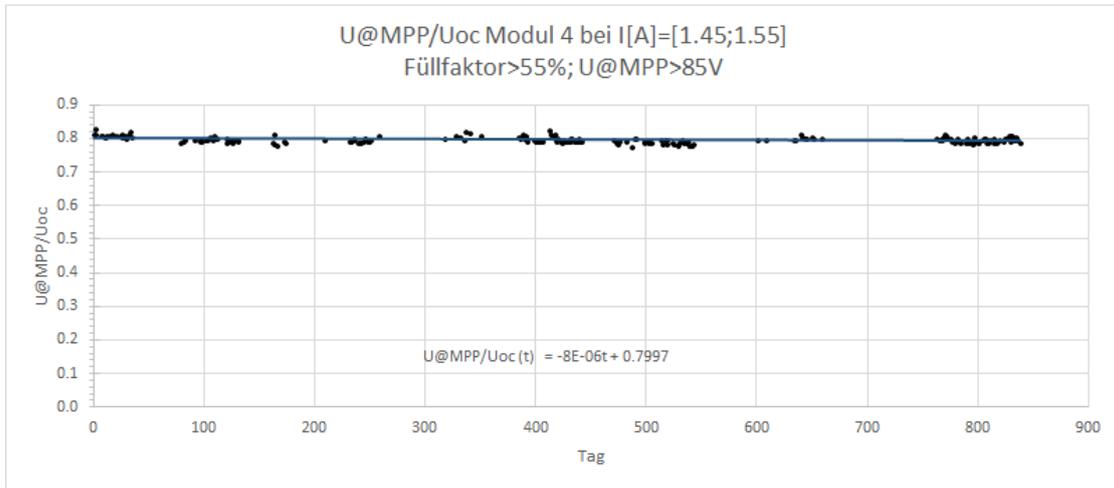


Abbildung 119: Änderung des Spannungsverhältnisses bei Modul 4

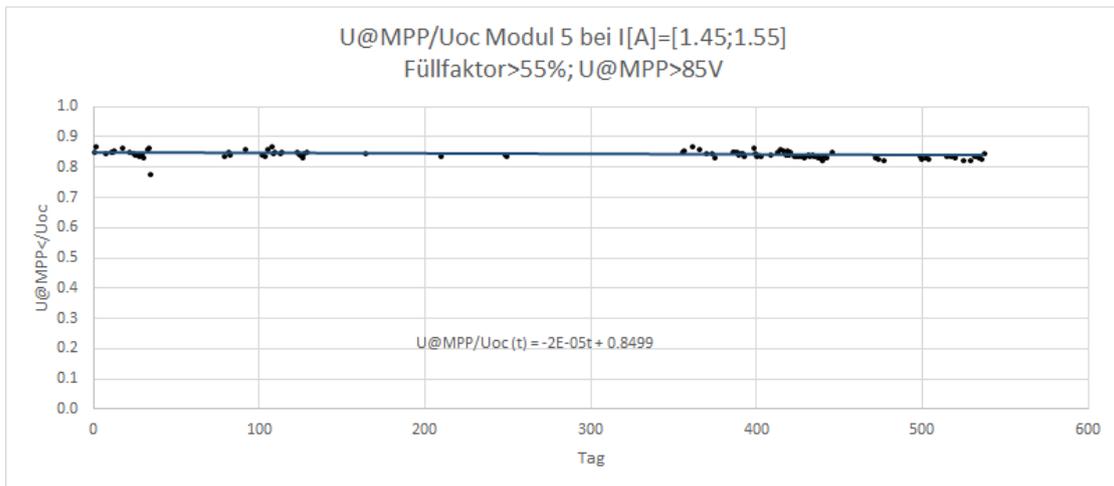


Abbildung 120: Änderung des Spannungsverhältnisses bei Modul 5

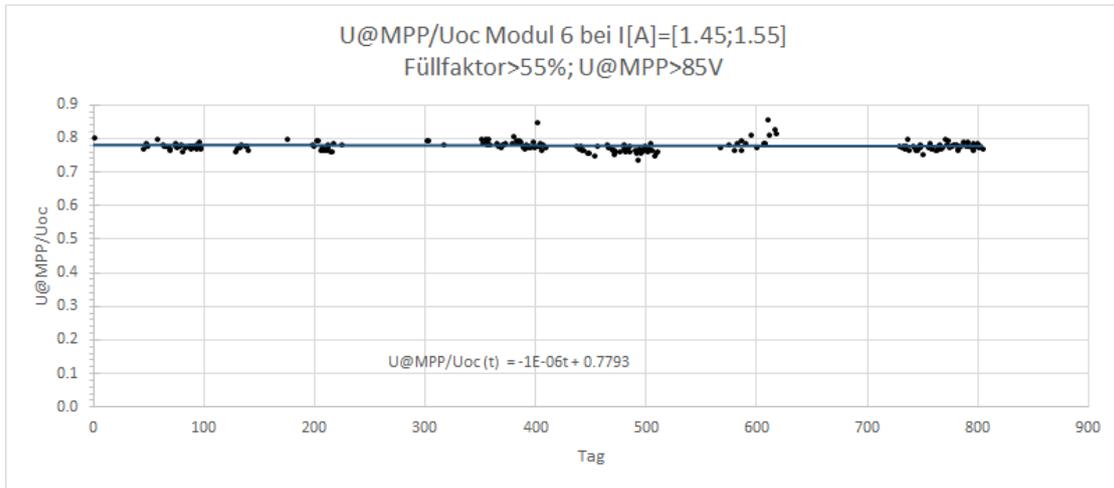


Abbildung 121: Änderung des Spannungsverhältnisses bei Modul 6

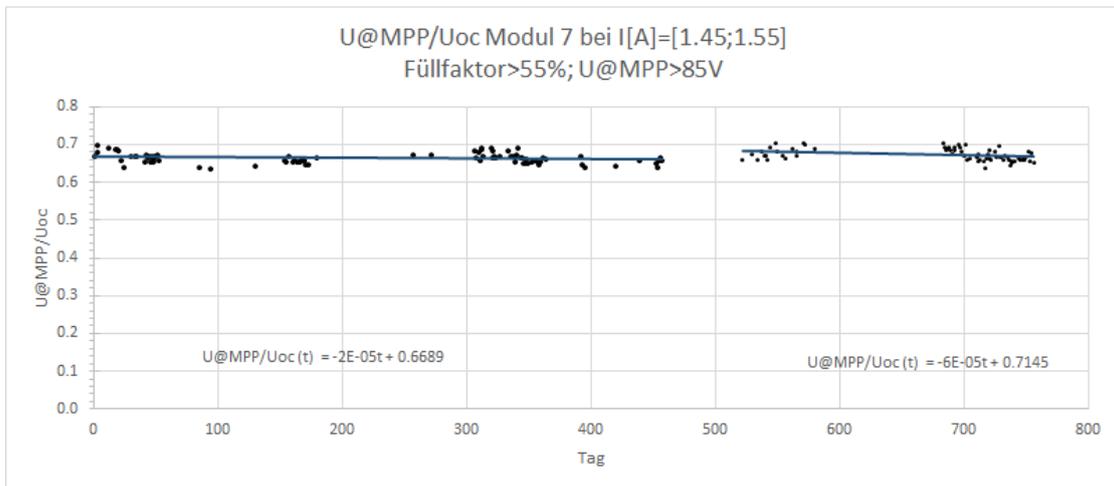


Abbildung 122: Änderung des Spannungsverhältnisses bei Modul 7

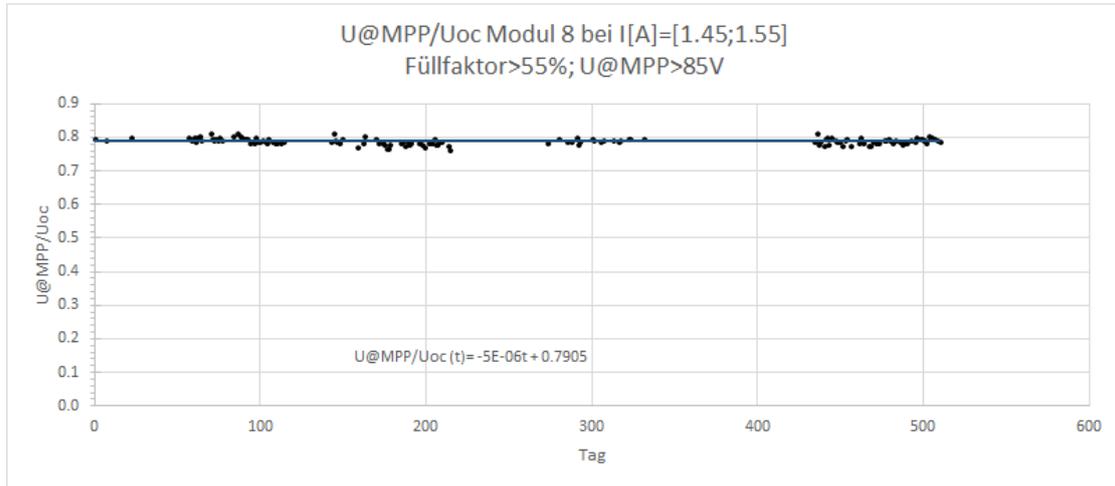


Abbildung 123: Änderung des Spannungsverhältnisses bei Modul 8

Tabelle 17: Zusätzliche Verlustleistung der Module im Stromintervall I[A]=[0,45;0,55]

Modul	$P_{Start}$ in Watt	$P_{Ende}$ in Watt	$\Delta P$ in Watt	$\Delta P$ in Prozent	$\Delta T$ in Tage	$\Delta(P/Tage)$ in (W/d)
Modul 1	8.912	23.345	14.434	161.965	941	$1.534 \cdot 10^{-2}$
Modul 2	7.067	8.396	1.329	18.806	918	$1.448 \cdot 10^{-3}$
Modul 3	7.016	7.370	0.355	5.053	835	$4.252 \cdot 10^{-4}$
Modul 4	6.919	7.019	0.100	1.450	831	$1.203 \cdot 10^{-4}$
Modul 5	8.163	8.262	0.099	1.219	766	$1.292 \cdot 10^{-4}$
Modul 6	7.519	7.845	0.326	4.333	741	$4.399 \cdot 10^{-4}$
Modul 7	11.885	12.404	0.519	4.367	730	$7.110 \cdot 10^{-4}$
Modul 8	7.108	7.484	0.377	5.301	555	$6.793 \cdot 10^{-4}$

war der Strom  $I$  dabei jeweils der Strom am Punkt der maximalen Leistung.

$$P[W] = I_{MPP}^2 \cdot R_s \quad (7)$$

$$\Delta P[W] = P_{Start} - P_{Ende} \quad (8)$$

$$\Delta P[\%] = \frac{P_{Start} - P_{Ende}}{P_{Start}} \quad (9)$$

In der dritten Spalte der Tabellen sieht man die zusätzliche Verlustleistung in Watt, in der vierten Spalte die relative Veränderung in Prozent.

Wie erwartet, lässt sich an diesen Daten die Degradation der Module ablesen. Bei jedem Modul haben wir am Ende der Laufzeit einen höheren Serienwiderstand und damit eine höhere Verlustleistung.

**Mittlere Verlustleistung pro Tag** In diesem Abschnitt wird die mittlere Verlustleistung pro Tag für jedes Modul dargestellt. Diese Größe wird über die Veränderung des Serienwiderstands und den Formeln 7 und 10 berechnet.

$$\Delta P = I^2 \cdot \Delta R \quad (10)$$

Dies ist eine andere Berechnung der Verlustleistung als in den Tabellen 16 und 17 und soll als Abschätzung der Leistungsminderung von einem anderen Betrachtungspunkt dienen. Wenn der Parallelwiderstand und der Rekombinationsstrom der Module im Laufe der Zeit gleich geblieben wären, dann sollten die zwei Methoden zum selben Ergebnis führen. Unterschiede sagen daher auch etwas über die zeitliche Veränderung von Parallelwiderstand und Rekombinationsverlusten aus.

Da man erwarten kann, dass sich der Parallelwiderstand verringert und der Rekombinationsstrom steigt (beides z.B. verursacht durch zunehmende Mikro-Risse in den Zellen) sollten die Werte für  $\Delta P/Tag$  in den Tabellen 16 und 17 etwas größer ausfallen, als die rein über die Änderung von  $R_s$  berechneten, die nun vorgestellt werden. Für die Module 1 und 7 wurde eine separate Tabelle (Tabelle 19) erstellt, da die Regressionsgerade dieser Module eine Unstetigkeit aufweisen. Die restlichen Module sind in der Tabelle 18 aufgeführt.

Die Werte für  $\Delta R$  sind die Steigungen der Regressionsgeraden der Serienwiderstände. (s. Tabelle 13). Der Wert des Stroms im unteren Bereich wird mit 0,5A festgesetzt, im oberen Bereich mit 1,5 A. Damit können die am häufigsten auftretenden Stromwerte am Punkt maximaler Leistung gut repräsentiert werden.

Die Werte der Verlustleistungsrate der Module 3 und 4 sind im unteren Strombereich laut Tabelle negativ. Das würde bedeuten, dass mit der Zeit die Verlustleistung sinken würde. Dieser offensichtlich unphysikalische Zusammenhang lässt sich dadurch erklären, dass wir in verschiedenen Bereichen der Zeitachse keine Messungen aufnehmen bzw. verwenden konnten. (Aufgrund von Kurzschlussbetrieb oder nicht erfüllten Parametern wie Spannung oder Füllfaktor.) Ein weiterer Grund ist die jahreszeitliche Änderung des

Tabelle 18: Zusätzliche Verlustleistung pro Tag (Verlustrate in  $[\frac{W}{d}]$ ) aller Module exkl. 1 und 7 im Stromintervall  $I[A]=[0,45;0,55]$  und  $I[A]=[1,45;1,55]$

Modul/Strombereich	$I=[0,45;0,55]$	$I=[1,45;1,55]$
2	$2,878 \cdot 10^{-4}$	$2,158 \cdot 10^{-3}$
3	$-6,995 \cdot 10^{-5}$	$9,713 \cdot 10^{-4}$
4	$-6,8125 \cdot 10^{-5}$	$9,794 \cdot 10^{-4}$
5	$1,011 \cdot 10^{-3}$	$1,137 \cdot 10^{-2}$
6	$7,278 \cdot 10^{-5}$	$1,023 \cdot 10^{-3}$
8	$5,125 \cdot 10^{-4}$	$1,070 \cdot 10^{-3}$

Tabelle 19: Zusätzliche Verlustleistung pro Tag (Verlustrate in  $[\frac{W}{d}]$ ) der Module 1 und 7 im Stromintervall  $I[A]=[0,45;0,55]$  und  $I[A]=[1,45;1,55]$

Module	Modul 1	Modul 7
Zeitabschnitte	1.Bereich:0-200/2.Bereich:250-950	1.Bereich:0-450/2.Bereich:520-800
$I=[1,45;1,55]$ 1.Bereich	$9,280 \cdot 10^{-3}$	$5,005 \cdot 10^{-3}$
$I=[0,45;0,55]$ 2.Bereich	$4,948 \cdot 10^{-3}$	$5,228 \cdot 10^{-3}$
$I=[1,45;1,55]$ 1.Bereich	$3,647 \cdot 10^{-2}$	$1,619 \cdot 10^{-2}$
$I=[1,45;1,55]$ 2.Bereich	$1,134 \cdot 10^{-2}$	$1,274 \cdot 10^{-2}$

Widerstandes und somit der Leistung, da diese Größen selbstverständlich temperaturabhängig sind. Unsere Widerstandswerte und damit auch unsere Leistungswerte werden anhand der gemessenen Strom und Spannungswerte berechnet. Diese sind, wie jede Observable, mit einem Messfehler versehen, welcher bei kleinen Messwerten zu größeren relativen Abweichungen führt. Zudem gibt die Sonne, bedingt durch Beschattungen (Wolken, Büsche, LKW's etc.), keine konstante Strahlungsleistung auf die Module ab. Auch dadurch verändert sich die berechnete mittlere Leistung.

An den Daten der Tabelle 18 ist erkennbar, dass die elektrische Leistung aller Module über den Zeitraum gesunken ist. In der Tabelle 4 sind die Zeiträume für jedes Modul gekennzeichnet, welche in die Untersuchung des Serienwiderstandes eingeflossen sind.

Somit können wir über das 2. Modul feststellen, dass bei einem Strom von rund 1,5A am maximalen Arbeitspunkt die Verlustleistung zwischen Anfang und Ende des betrachteten Zeitraums von 941 Tagen um etwa  $2,039 \cdot 10^{-3}$  Watt pro Tag gestiegen ist (Tabelle 16). Das bedeutet, dass das Modul bei gleichem Strom von 1,5 A am Ende der Laufzeit weniger elektrische Leistung produziert hat.

Durch Analysen des Serienwiderstands mit Hilfe einer Regressionsgeraden [53] konnte der mittlere Zuwachs des Serienwiderstandes pro Tag ermittelt werden. Mit diesem Daten kommen wir auf ein mittleren Tages Zuwachs der Verlustleistung von  $2,158 \cdot 10^{-3}$  Watt pro Tag (s. Tabelle 18). Der geringe Unterschied zwischen diesen beiden Werten lässt sich durch einen leicht unterschiedlich gewählten Zeitraum der Daten begründen. Die oben angesprochene mögliche Veränderung des Parallelwiderstandes oder des Rekombinationsstromes dürfte für dieses Modul keine Rolle spielen, sonst hätte der zweite

Wert (Tabelle 18) kleiner ausfallen müssen als der erste (Tabelle 16).

**Leistungsänderung der einzelnen Module** Das Modul eins hat leider, bedingt durch die gezwungene Aufteilung in zwei Messphasen, wenig Aussagekraft bzgl. der Leistungsänderung. Die zwei benutzten Kontaktstreifen aus SnPbAg haben eine Dicke von 0.22 mm. Das Modul wurde aus Standard PV- Zellen aufgebaut. Es hat bei einem Strom von 1,5 A etwa  $4,842 \cdot 10^{-2}$  Watt pro Tag verloren.

Modul zwei hat ebenso zwei Kontaktstreifen, aber aus reinem Ag, mit einer Dicke von 0.19 mm und ist aus Standard PV- Zellen aufgebaut. Die Verlustleistung bei einem Strom von 1,5 A beträgt  $2,039 \cdot 10^{-3}$  Watt pro Tag.

Das dritte Modul unterscheidet sich zum Modul 2 lediglich in der Dicke der Kontaktstreifen, sie beträgt 0.24 mm. Jedoch zeigt sich in der geringeren Zunahme des Verlustleistung von  $7,580 \cdot 10^{-4}$  Watt/Tag, dass die Dicke der Kontaktstreifen relevant für die Degradation ist. Die Steigung der Verlustleistung ist somit sogar geringer als die bei Referenzmodul vier.

Bei dem viertem Modul handelt es sich um ein gelötetes Modul zur Referenz. Die erwartbare geringe Tageszunahme der Verlustleistung beträgt  $7,923 \cdot 10^{-4}$  Watt/Tag.

Das aus den speziell gefertigten QuarterCells „K“ aufgebaute Modul fünf mit vier, aus Silber gefertigten, Kontaktstreifen mit der Dicke 0,19 mm weist einen eher hohen Wert bei der Verlustleistungszunahme im höheren Strombereich auf ( $1,126 \cdot 10^{-2}$  Watt/Tag).

Das sechste Modul wurde aus polykristallinen Silizium Solarzellen (Firma Sunways aus Konstanz) der Größe 156 mm x 156 mm hergestellt die geviertelt wurden. Die drei Kontaktstreifen bestehen aus Ag und weisen eine Dicke von 0.24 mm auf. Im Vergleich zu den anderen Modulen liegt der mittlere Tageszuwachs der Verlustleistung mit  $1,203 \cdot 10^{-3}$  Watt/Tag im Mittelfeld.

Die Kontaktstreifen für das siebte Modul wurden aus Kupfer (Cu) gefertigt. Es wurden jeweils zwei 0,2 mm dicke Kontaktstreifen verwendet um die Standard Zellen dieses Moduls zu verbinden. Wie bei Modul 1 musste auch hier die Analyse auf zwei getrennten Zeiträumen geschehen. Die somit nicht sehr aussagekräftige mittlere Tageszunahme der Verlustleistung bei einem Strom von 1,5 A beträgt  $7,456 \cdot 10^{-3}$  Watt/Tag.

Das achte Modul weist mit drei Kontaktstreifen mit einer Dicke von 0,25 mm die dicksten Kontaktstreifen auf. Das Material der Streifen ist Ag. Das Modul ist wie das fünfte Modul aus QuarterCells vom Typ „K“ (s. Abbildung 66) aufgebaut. Pro Tag hat sich die Verlustleistung durchschnittlich um  $3,718 \cdot 10^{-3}$  Watt/Tag bei einem Strom von 1,5 A gesteigert.

Das bemerkenswerteste Ergebnis der Untersuchung war, dass Modul 3, welches mit zwei 0,24 mm breiten Ag Kontaktstreifen verbunden wurde, eine in etwa gleiche Degradation wie das gelötete Referenzmodul aufwies. Allgemein wurde im Rahmen dieser Arbeit beobachtet, dass sich unter allen verwendeten Materialien Silber (Ag) am besten als Kontaktstreifen Material eignet. Durch den Einsatz dieser lötfreien Verbindung von Solarzellen könnte der Einsatz von Kupfer bei der Modulfertigung um bis zu 90 % eingespart und somit die Herstellungskosten gesenkt werden.

### 10.3.5. Änderung des Parallelwiderstands

In den Abbildungen 124 und 125 ist die zeitliche Entwicklung des Parallelwiderstands im Zwei-Dioden-Modell der Module 1 und 3 ersichtlich. Bei Modul 1 ist wiederum die zweigeteilte Regressionsgerade zu sehen, welche aufgrund einer Kurzschlussphase entstand. Die Untersuchung des Parallelwiderstandes erfolgt nur beispielhaft, da aufgrund der Kurvenform der IV-Kurven bei allen Modulen im Laufe der Zeit keine besonders relevanten Änderungen des Parallelwiderstandes erkennbar sind. Der Parallelwiderstand ist im wesentlichen durch die Tangente der IV-Kurve am Punkt des Kurzschlussstrom gegeben. Die Verlustleistung durch  $R_p$  ist gegeben durch Gleichung 11.

$$P_{R_p} = \frac{U_{P_{max}}^2}{R_p} \quad (11)$$

Hierbei ist  $U_{P_{max}}$  die Spannung am optimalen Arbeitspunkt. In den Abbildungen 126 bis 133 sind für alle acht großen Module die IV-Kennlinien zu Beginn und zu Ende der Messphase gezeigt, jeweils ausgewählt für den selben Strom. Darin sieht man, dass der horizontale Teil der Kurven, vom Kurzschlussstrom weg, sich im Laufe der Zeit kaum verändert hat, was auf einen geringen Einfluss einer Änderung des Parallelwiderstandes hinweist. Ausnahmen sind Modul 1 und Modul 5. Bei Modul 1 hat aber auch schon der sehr große Serienwiderstand am Ende einen Einfluss auf die Tangente am Kurzschlussstrom. Bei Modul 5 könnte schon eine relevante Änderung des Kurzschlussstroms vorgelegen haben. Allerdings sieht man anhand der Abbildung 130, dass Modul 5 von Anfang an gebrochene Zellen beinhaltet, weil die Kurve einen Knick beinhaltet. Ab einem gewissen Strom wurde dort vermutlich die gebrochenen Zellen in den reverse-Betrieb gedrängt. Ein solcher Zustand hat auch Auswirkungen auf die Form der Kurve nahe dem Kurzschluss, sodass hier keine brauchbare Aussage zum Parallelwiderstand gemacht werden kann.

### 10.3.6. Änderung des IV-Kurven

In diesem Kapitel werden die IV-Kurven aller acht Module mit einem Kurzschlussstrom von 1.2 A zu Beginn (blau) ihrer Laufzeit mit den IV-Kurven am Ende ihrer Laufzeit (rot) verglichen (Abbildungen 126 bis 133)

Die Leerlaufspannungen der ersten und der letzten Kurve variieren aufgrund von Temperaturunterschieden an diesen Tagen.

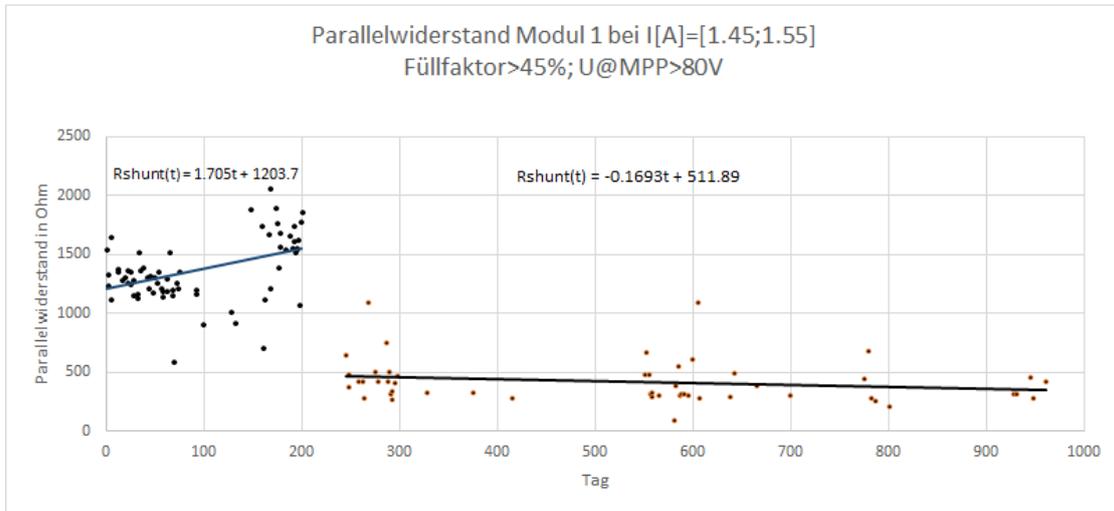


Abbildung 124: Änderung des Parallelwiderstands bei Modul 1

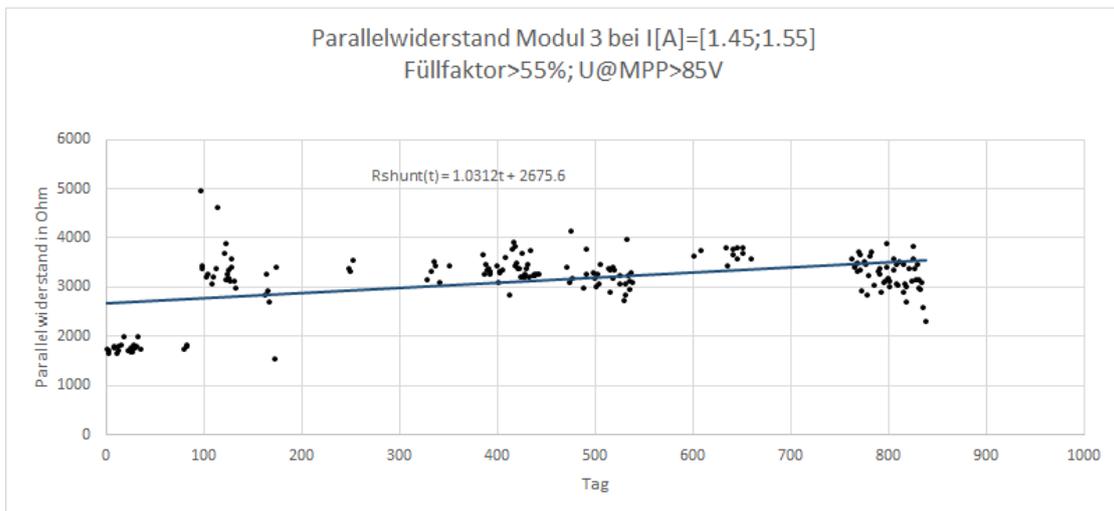


Abbildung 125: Änderung des Parallelwiderstands bei Modul 3

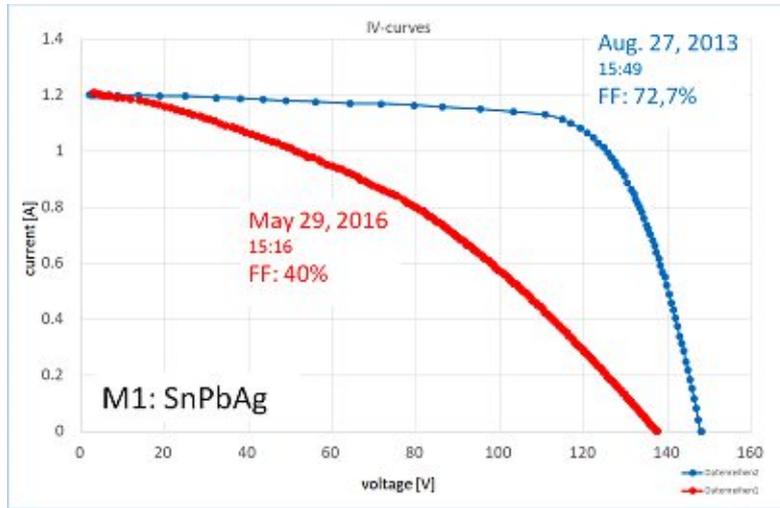


Abbildung 126: Vergleich IV-Kurven Modul 1

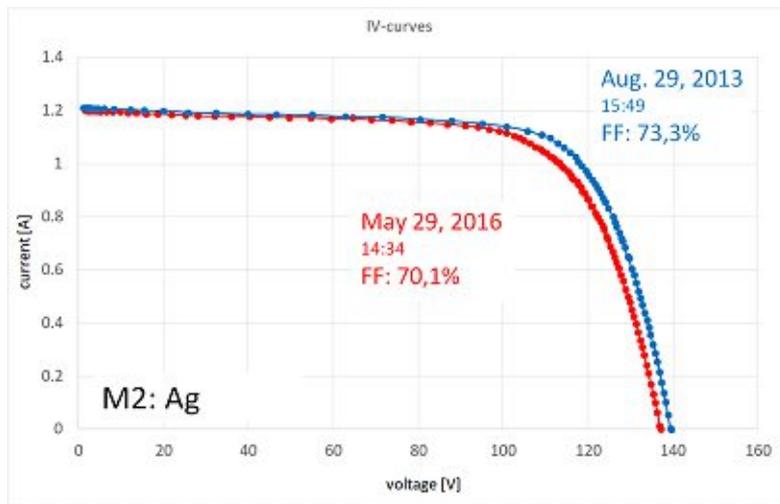


Abbildung 127: Vergleich IV-Kurven Modul 2

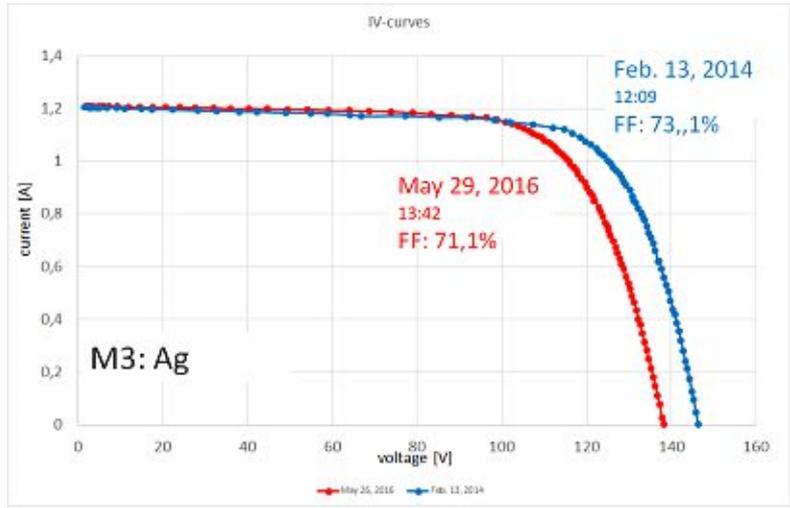


Abbildung 128: Vergleich IV-Kurven Modul 3

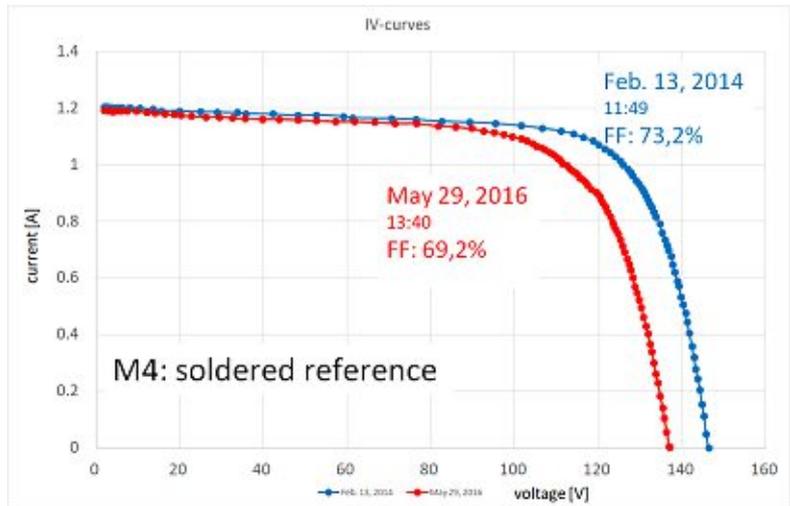


Abbildung 129: Vergleich IV-Kurven Modul 4

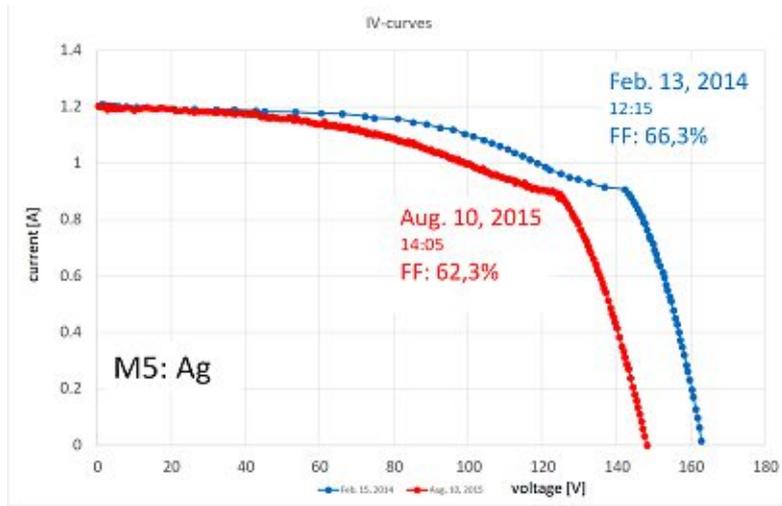


Abbildung 130: Vergleich IV-Kurven Modul 5

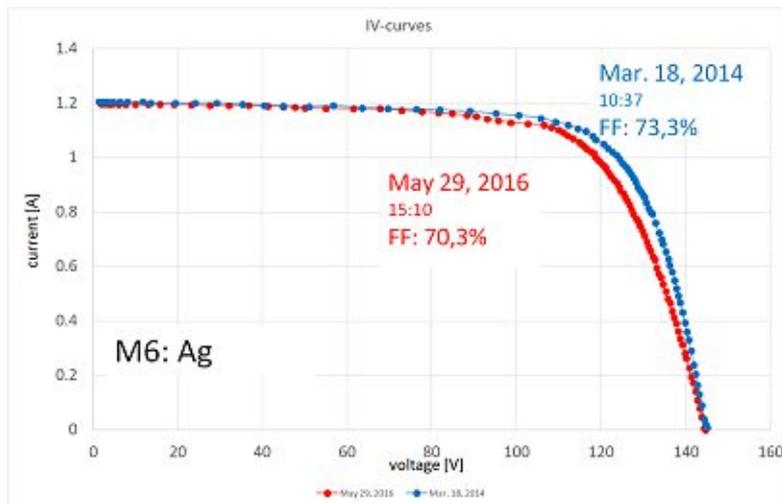


Abbildung 131: Vergleich IV-Kurven Modul 6

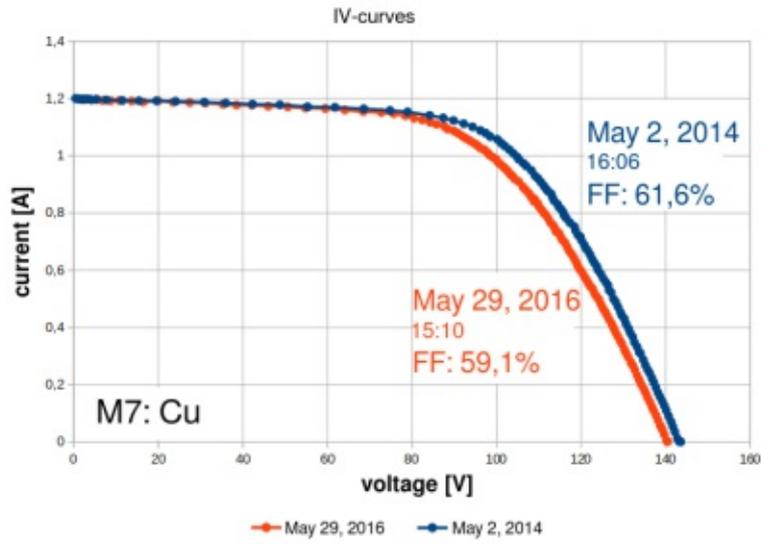


Abbildung 132: Vergleich IV-Kurven Modul 7

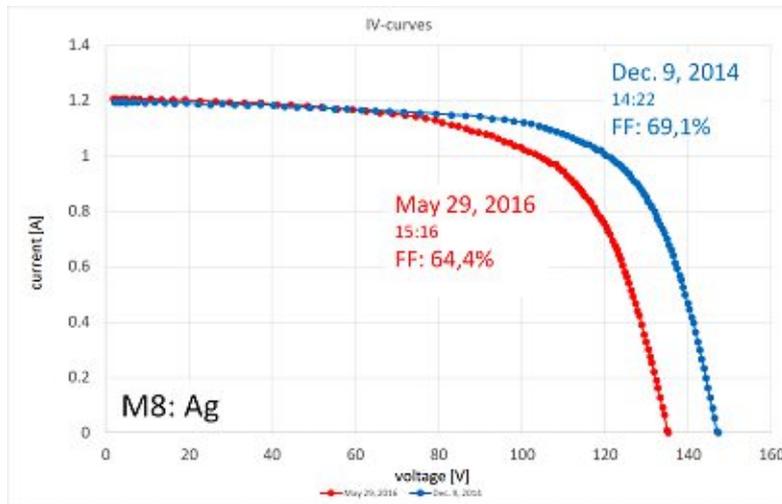


Abbildung 133: Vergleich IV-Kurven Modul 8

## Teil III.

# Schlussfolgerungen

Vergleicht man die Ergebnisse der raschen Alterung der kleinen Module durch die thermischen Zyklen und die langsamere Alterung der großen Module durch das reale Sonnenlicht unter Außenbedingungen, stellt man fest, dass sie in Bezug auf die unterschiedlichen Beschichtungsmaterialien der Kontaktstreifen die gleichen Trends aufweisen: Module mit SnPbAg-beschichteten Kontaktstreifen entwickeln in beiden Fällen schnell einen hohen Serienwiderstand, Module mit reinen Cu-Kontaktstreifen weisen zwar geringere Degradation auf, sie ist aber für die Langzeitanwendung trotzdem unannehmbar hoch. Auch das eine kleine Modul mit Sn-beschichteten Kontaktstreifen zeigte schon nach wenigen hundert Zyklen einen hohen Leistungsverlust, obwohl es im Vergleich zu Modulen mit reinen Cu-Kontaktstreifen besser abschnitt. Nur die Module mit Ag-beschichteten Kontaktstreifen weisen eine hohe Zuverlässigkeit auf, und zeigten eine Alterung in Form der Zunahme des Serienwiderstandes die sich kaum von jener unterschied, die man auch bei Modulen mit gelöteten Zellverbindungen findet. Ein großes Modul mit Ag-beschichteten Kontaktstreifen zeigte sogar einen noch langsameren Rückgang des Füllfaktors als das gelötete Referenzmodul. Es ist hier aber nicht auszuschließen, dass dies zum Teil der Qualität der in diesem Modul verwendeten Solarzellen zu schulden ist. Deren Metallisierung war mit einer anderen Silberpaste gemacht worden und es ist bekannt, dass auch die gesinterten feinen Finger auf einer Solarzelle im Laufe der Zeit einen höheren Serienwiderstand aufweisen.

Es ist auch wichtig, die Ergebnisse nach den drei verschiedenen Arten von polykristallinen Silizium-Solarzellen, die in dieser Arbeit verwendet wurden, zu vergleichen. Die verwendeten Solarzellen waren einerseits die geviertelte Standardzellen des ursprünglich quadratischen Formates 156 mm x 156 mm, deren Metallisierungsmuster nicht für Viertelung optimiert war, sowie die zwei Arten von Viertelzellen, nämlich „QuarterCells Typ K“ und „QuarterCells Typ P“, deren Metallisierungsmuster bereits für das Format 156 mm x 39 mm ausgelegt war. Hier schnitt der Typ P am besten ab. Der Grund dafür ist, dass sein Metallisierungsmuster auf vorderer und hinterer Seite optimal auf Zellüberlappung von 2 mm ausgelegt war und eine maximale Kontaktfläche zwischen den zu verbindenden Zellen erreicht wurde.

Eine interessante Beobachtung auf kleinen Modulen mit Ag-beschichteten Kontaktstreifen war, dass nach den anfänglichen thermischen Zyklen ihr Serienwiderstand kleiner wurde, bevor er mit weiteren Zyklen wieder zu steigen begann. Die Ursachen dafür konnten in dieser Arbeit nicht aufgeklärt werden, aber es könnte sich um eine Kombination von zwei Effekten handeln: Erstens, Veränderung der Eigenschaften des Einbettungsmaterials EVA, dessen Moleküle sich bei der Laminierung vernetzen, durch zusätzliche Vernetzung während der Hochtemperatur-Phasen der Temperaturzyklen [47], und zweitens, eine bessere Anpassung der silbernen Beschichtung der Kontaktstreifen an die körnige Oberfläche der gesinterten Kontaktflächen auf den Solarzellen, sodass die effektive Fläche

metallischer Berührung größer wird.

Eine weitere offene Frage ist, wie häufig Mikro-Risse in den gebogenen Regionen der Zellen auftreten. Dies hängt von der Krümmung ab, die der Zelle auferlegt wird, was wiederum von der Dicke und Breite der Kontaktstreifen sowie deren Abstand zueinander abhängt. Mikro-Risse müssen sich nicht merklich auf die Leistung des Moduls auswirken [54], aber mit der Zeit können sie sich zu echten Rissen entwickeln, die einen Teil einer Zelle elektrisch vom Rest trennen. Eine erste Überprüfung wurde mit einem Elektrolumineszenz-Scan auf einem der schlechtesten kleinen Module (HA2) durchgeführt, und diese hat tatsächlich einen kleinen Riss an einer Position eines Kontaktstreifens aufgezeigt [55]. Die Entwicklung der Leistung der großen Module mit bis zu 276 Zellen, die in Serie verbunden sind, und dabei vor allem dass die Strom-Spannungskennlinien sich über den gesamten Beobachtungszeitraum gut mit dem 1- oder 2-Diodenmodell beschrieben ließen, deuten darauf hin, dass keine signifikanten Wegbrüche von Zellenstücken durch Mikro-Risse aufgetreten sind. Außerdem zeigen die Ergebnisse mit dem Zelltyp „QuarterCell P“ wo für einige kleine Module spezielle Kontaktstreifen entwickelt wurden, die nur eine geringe Krümmung der Solarzellen erforderten, dass die Gefahr von Mikro-Rissen sehr gering gehalten werden kann.

Eine letzte Bemerkung betrifft die potenziellen Einsparungen von PV-Modulen mit kristallinen Silizium-Solarzellen, die mit den hier untersuchten Zellverbindungen arbeiten, nämlich ausschließlich über den Kontaktdruck. Wie wir gezeigt haben, ermöglicht allein das Überlappungskonzept eine um mehr als 6% höhere Leistungsdichte eines Moduls, ohne die Zelltechnologie zu verändern. Und wenn anstelle des herkömmlichen Lötens oder Klebens von metallischen Bändern druckbasierte Kontaktstreifen verwendet werden, wird für die Zellverbindungen nur sehr wenig Metall benötigt. Wir schätzen, dass zwischen 70% und 90% des Kupfers, das derzeit in den typischen Modulen mit 60 quadratischen Zellen von 156 mm x 156 mm benötigt wird, in einem Modul mit der gleichen Leistung gespart werden können, das mit der Art von Zellen und Verbindungen hergestellt wurde, die hier untersucht wurden. Obwohl das Überlappungskonzept ein paar Prozent mehr Silizium benötigt, sollten es die Materialeinsparung bei Kupfer, die höhere Leistungsdichte und die einfachere Herstellung mittels der reinen druckbasierten Kontakte zu einer wirtschaftlich attraktiveren Option machen.

## Abbildungsverzeichnis

1.	Energiehaushalt der Erde . . . . .	8
2.	Monokristalline und Polykristalline Solarzelle . . . . .	11
3.	Wirkungsgrade nach Technologie . . . . .	14
4.	Schematische Darstellung einer Solarzelle mit pn-Übergang . . . . .	16
5.	n- und einen p-dotierte Halbleiter . . . . .	17
6.	Raumladungszone in einer Solarzelle . . . . .	18
7.	Bändermodell . . . . .	20
8.	Wirkungsgrad nach Material . . . . .	22
9.	Zwei Dioden Modell . . . . .	23
10.	Absorptionskoeffizient und Eindringtiefe für Silizium bei 300K . . . . .	25
11.	Abschattung Modul 1 am 25.07.2014 um 16:52 . . . . .	27
12.	Abschattung Modul 2 am 12.01.2014 um 15:21 . . . . .	27
13.	Abschattung Modul 3 am 23.05.2014 um 16:50 . . . . .	28
14.	Abschattung Modul 7 am 01.11.2015 um 12:44 . . . . .	28
15.	Prinzip der Überlappung bei eingepressten Kontaktstreifen[31] . . . . .	32
16.	Modulaufbau bei Überlappung der Solarzellen und eingepresster Kontaktstreifen [32] . . . . .	32
17.	Modulaufbau mit eingepressten Kontaktstreifen (Seitenansicht mit Schnitt) [33] . . . . .	33
18.	Bildung von Essigsäure aus EVA [35] . . . . .	35
19.	Zuordnung der Modulnamen zwischen Paper und dieser Arbeit . . . . .	44
20.	Zell- und Kontakttypen der Mini Module mit Serienwiderstand und Anzahl an Temperaturzyklen . . . . .	45
21.	HA3 Kontaktstreifen . . . . .	47
22.	HA5 Front und Rückansicht . . . . .	48
23.	HA6 Front und Rückansicht . . . . .	49
24.	SU1 Front und Rückansicht . . . . .	50
25.	SU2 Kontaktstreifen . . . . .	51
26.	Kontaktschema . . . . .	52
27.	SU2 Front und Rückansicht . . . . .	52
28.	HA8 Front und Rückansicht . . . . .	53
29.	HA9 Verbindung . . . . .	54
30.	HA9 Front und Rückansicht . . . . .	55
31.	HA10 Rückansicht nach Lamination . . . . .	56
32.	HA11 Verbindungen und Prägungen auf Rückseite . . . . .	57
33.	HA11 Rückansicht vor Lamination . . . . .	57
34.	Fe2 Rückansicht . . . . .	58
35.	Aufbau der Drucktestvorrichtung . . . . .	59
36.	Symmetrischer Messmodus . . . . .	61
37.	Bruch Rückseite . . . . .	61
38.	Bruch in unmittelbarer Nähe des Kontaktstreifens . . . . .	62

39.	Bruch auf halber Kontaktbreite . . . . .	62
40.	Schematische Darstellung der gebogenen Viertelzelle bei der Messung; h = Höhe des Spalts, h/2 = halbe Höhe des Spalts, HWB = Halbwertsbreite	63
41.	Mittelwerte der Halbwertsbreiten HWB der einzelnen Messreihen über die Druckstufen, symmetrisch . . . . .	64
42.	Mittelwerte der HWB der einzelnen Messreihen spezifiziert nach Druckstufen , Bruchdrücke und Mittelwerte der HWB bei Bruch, symmetrisch . . . . .	65
43.	Mittelwerte der Halbwertsbreiten HWB der einzelnen Messreihen, spezifiziert nach Druckstufen und Messart . . . . .	65
44.	TZ HA1 . . . . .	66
45.	TZ HA2 . . . . .	66
46.	TZ HA3 . . . . .	67
47.	TZ HA4 . . . . .	67
48.	TZ HA5 . . . . .	68
49.	TZ HA6 . . . . .	68
50.	TZ HA8 . . . . .	69
51.	TZ HA9 . . . . .	69
52.	TZ HA11 . . . . .	70
53.	TZ SU1 . . . . .	70
54.	TZ SU2 . . . . .	71
55.	TZ Fe2 . . . . .	71
56.	Typischer Temperaturverlauf in der Klimakammer . . . . .	72
57.	Änderung der Leistung bei Standard-Testbedingungen als Funktion der Temperaturzyklen für Minimodule mit QuarterCells des Typs „Standard“	73
58.	Änderung der Leistung bei Standard-Testbedingungen als Funktion der Temperaturzyklen für Minimodule mit QuarterCells des Typs „Kioto“ . . .	73
59.	Änderung der Leistung bei Standard-Testbedingungen als Funktion der Temperaturzyklen für Minimodule mit QuarterCells des Typs „P“ . . . .	74
60.	Serienwiderstand aller Minimodule mit Silber beschichteten Kontaktstreifen als Funktion über die Anzahl der Temperaturzyklen. . . . .	75
61.	Ein Kontaktstreifen aus dem Modul HA2 nach Abschluss der Temperaturzyklen. . . . .	76
62.	Dicken der Kontakte . . . . .	79
63.	Kontaktstreifen aus Ag, Cu, mikrostrukturiert und Cu glatt, mit weichem Kern aus Silikon . . . . .	80
64.	Rückseite des Minimoduls mit Cu-Kontaktstreifen mit rauher Oberfläche und Silikonkern (vor der Laminierung). . . . .	82
65.	Serienwiderstand der drei verschiedenen Minimodule mit Kontaktstreifen mit elastischem Kern. . . . .	83
66.	Beschreibung und Foto der verschiedenen Module . . . . .	85
67.	Schaltung des großen Moduls HAG1. . . . .	87
68.	HAG2 Kontakt . . . . .	89

69.	Rückseiten von 2 Strings HAG1 und HAG2 . . . . .	90
70.	Herstellung Kontaktstreifen HAG3 . . . . .	91
71.	HAG3 Kontakt . . . . .	91
72.	HAG4 Loetung . . . . .	92
73.	Front- und Rückseite Quartercell . . . . .	93
74.	HAG5 Kontakt . . . . .	94
75.	Zwei Strings für Modul HAG5 . . . . .	95
76.	HAG7: problematische Endzellen . . . . .	97
77.	HAB8-b: Fertigung der Kontakte Bild 1 . . . . .	98
78.	HAB8-b: Fertigung der Kontakte Bild 2 . . . . .	99
79.	HAB8-b: Fertigung der Kontakte Bild 3 . . . . .	99
80.	HAB8-b: Fertigung der Kontakte Bild 4 . . . . .	99
81.	HAB8-b: Fertigung der Kontakte Bild 5 . . . . .	100
82.	HAG8-b: Anfang und Ende eines Strings . . . . .	101
83.	HAB8-b Kontakte . . . . .	102
84.	Maximale Leistung des ersten Moduls (HAG1) mit SnPbAg coating und 0,22mm Dicke(August 2013-Mai 2016) . . . . .	104
85.	Tabelle der Kurzschlussphasen Modul 1 (HAG1) . . . . .	105
86.	Maximale Leistung des zweiten Moduls (HAG2) mit Ag coating und 0,19mm Dicke (August 2013-Mai 2016) . . . . .	106
87.	Tabelle der Kurzschlussphasen Modul 2 (HAG2) . . . . .	107
88.	Maximale Leistung des dritten Moduls (HAG3) mit Ag coating und 0,24 mm Dicke (Februar 2014-Mai 2016) . . . . .	108
89.	Tabelle der Kurzschlussphasen Modul 3 (HAG3) . . . . .	109
90.	Maximale Leistung des vierten Moduls (HAG4) gelötet (Februar 2014-Mai 2016) . . . . .	110
91.	Tabelle der Kurzschlussphasen Modul 4 (HAG4) . . . . .	111
92.	Maximale Leistung des fünften Moduls (HAG5) Qu.Cell mit Ag coating und 0,19 mm Dicke (Februar 2014-August 2015) . . . . .	112
93.	Tabelle der Kurzschlussphasen Modul 5 (HAG5) . . . . .	113
94.	Maximale Leistung des sechsten Moduls (HAG6) mit Ag coating und 0,24 mm Dicke (März 2014-Mai 2016) . . . . .	114
95.	Tabelle der Kurzschlussphasen Modul 6 (HAG6) . . . . .	115
96.	Maximale Leistung des siebten Moduls (HAG7) mit Cu coating und 0,20 mm Dicke (Mai 2014-Mai 2016) . . . . .	116
97.	Tabelle der Kurzschlussphasen Modul 7 (HAG7) . . . . .	117
98.	Maximale Leistung des achten Moduls (HAG8-B) Qu.Cell mit Ag coating und 0,25mm Dicke (Dezember 2014-Mai 2016) . . . . .	118
99.	Tabelle der Kurzschlussphasen Modul 8 (HAG8-B) . . . . .	119
100.	Änderung des Serienwiderstands bei Modul 1 . . . . .	120
101.	Änderung des Serienwiderstands bei Modul 2 . . . . .	121
102.	Änderung des Serienwiderstands bei Modul 3 . . . . .	121
103.	Änderung des Serienwiderstands bei Modul 4 . . . . .	122

104.	Änderung des Serienwiderstands bei Modul 5	122
105.	Änderung des Serienwiderstands bei Modul 6	123
106.	Änderung des Serienwiderstands bei Modul 7	123
107.	Änderung des Serienwiderstands bei Modul 8	124
108.	Änderung des Füllfaktors bei Modul 1 (HAG1)	125
109.	Änderung des Füllfaktors bei Modul 2 (HAG2)	125
110.	Änderung des Füllfaktors bei Modul 3 (HAG3)	126
111.	Änderung des Füllfaktors bei Modul 4 (HAG4)	126
112.	Änderung des Füllfaktors bei Modul 5 (HAG5)	127
113.	Änderung des Füllfaktors bei Modul 6 (HAG6)	127
114.	Änderung des Füllfaktors bei Modul 7 (HAG7)	128
115.	Änderung des Füllfaktors bei Modul 8 (HAG8-B)	128
116.	Änderung des Spannungsverhältnisses bei Modul 1	130
117.	Änderung des Spannungsverhältnisses bei Modul 2	131
118.	Änderung des Spannungsverhältnisses bei Modul 3	131
119.	Änderung des Spannungsverhältnisses bei Modul 4	132
120.	Änderung des Spannungsverhältnisses bei Modul 5	132
121.	Änderung des Spannungsverhältnisses bei Modul 6	133
122.	Änderung des Spannungsverhältnisses bei Modul 7	133
123.	Änderung des Spannungsverhältnisses bei Modul 8	134
124.	Änderung des Parallelwiderstands bei Modul 1	139
125.	Änderung des Parallelwiderstands bei Modul 3	139
126.	Vergleich IV-Kurven Modul 1	140
127.	Vergleich IV-Kurven Modul 2	140
128.	Vergleich IV-Kurven Modul 3	141
129.	Vergleich IV-Kurven Modul 4	141
130.	Vergleich IV-Kurven Modul 5	142
131.	Vergleich IV-Kurven Modul 6	142
132.	Vergleich IV-Kurven Modul 7	143
133.	Vergleich IV-Kurven Modul 8	143

## Tabellenverzeichnis

1.	Vergleich von Solarzellenarten . . . . .	14
2.	HA1 und HA2, gemessen am Institutsmessstand, +22°C . . . . .	42
3.	Vergleich des Serienwiderstands vor und nach 40 Temperaturzyklen . . . . .	46
4.	relevante Laufzeiten der großen Module . . . . .	85
5.	HAG1 Strings . . . . .	88
6.	HAG2 Strings . . . . .	88
7.	HAG3 Strings . . . . .	89
8.	HAG4 Strings . . . . .	92
9.	HAG5 Strings . . . . .	93
10.	HAG6 Strings . . . . .	96
11.	HAG7 Strings . . . . .	97
12.	HAG8-B Strings . . . . .	100
13.	Rangordnung der Module bzgl. des Serienwiderstands . . . . .	120
14.	Rangordnung der Module bzgl. des Füllfaktors . . . . .	129
15.	Rangordnung der Module bzgl. des Spannungsverhältnisses . . . . .	129
16.	Zusätzliche Verlustleistung der Module im Stromintervall $I[A]=[1,45;1,55]$ . . . . .	130
17.	Zusätzliche Verlustleistung der Module im Stromintervall $I[A]=[0,45;0,55]$ . . . . .	134
18.	Zusätzliche Verlustleistung pro Tag (Verlustrate in $[\frac{W}{d}]$ ) aller Module exkl. 1 und 7 im Stromintervall $I[A]=[0,45;0,55]$ und $I[A]=[1,45;1,55]$ . . . . .	136
19.	Zusätzliche Verlustleistung pro Tag (Verlustrate in $[\frac{W}{d}]$ ) der Module 1 und 7 im Stromintervall $I[A]=[0,45;0,55]$ und $I[A]=[1,45;1,55]$ . . . . .	136

## Literatur

- [1] <https://www.zamg.ac.at/cms/de/klima/informationsportal-klimawandel/klimasystem/umsetzungen/energiebilanz-der-erde>. Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik.
- [2] V. Quaschnig. *Regenerative Energiesysteme, Technologie – Berechnung – Simulation, 3.Auflage*. Carl Hanser Verlag, München, Wien, 2003.
- [3] N. Khartchenko. *Umweltschonende Energietechnik*. Vogel Buchverlag, Würzburg, 1997.
- [4] H.-F Hadamovsky. *Solaranlagen (1. Auflage)*. Vogel Buchverlag, Würzburg, 2000.
- [5] W. Brösicke. *Sonnenenergie: Wissen – Planen – Gewinnen*. Verlag Technik, Berlin, 2014.
- [6] NN. *Photovoltaikanlagen – Untersuchungen zur Umweltverträglichkeit*. Projekt Info-service Nr.6. BINE Informationsdienst, Fachinformationszentrum Karlsruhe, 1998.
- [7] T. Lehmann, H.; Reetz. *Zukunftsstrategien – Strategien einer neuen Energiepolitik*. Birkhäuser Verlag, Berlin, 1995.
- [8] NN. *Kraftwerk Sonne – Aus Licht wird Strom*. Bundesverband Solarenergie, München, 2002.
- [9] M. Kaltschmitt et al. (Hrsg.). *Erneuerbare energien*. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2013.
- [10] J.Summhammer. *Vorlesungsfolien "Nachhaltige Energieträger" Kap.4: Solarzellen und Photovoltaik*. TU Wien, 2018.
- [11] NREL Efficiency Chart. <https://www.nrel.gov/pv/assets/pdfs/pv-efficiencies-07-17-2018.pdf>.
- [12] D. Cieplik. *Erlebnis Naturwissenschaft Physik 3, Ausgabe für Baden-Württemberg*. Schroedel Verlag GmbH, Braunschweig, 2015.
- [13] S. Karamanolis. *Photovoltaik: Schlüsseltechnologie der Solarenergie*. E. Karamanolis Verlag, Weilheim, 2009.
- [14] K. Mertens. *Photovoltaik - Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis, 2. neu bearbeitete Auflage*. Carl Hanser Verlag, München, 2013.
- [15] S. Voswinckel V. Wesselak. *Photovoltaik – Wie Sonne zu Strom wird*. Springer Verlag, Berlin Heidelberg, 2012.
- [16] <http://www.ait.ac.at/themen/sustainable-thermal-energy-systems/training-and-education/zertifizierter-photovoltaiktechniker-bzw-planer>, Mai 2018.

- [17] A. Goetzberger; B. Voß; and J. Knobloch. *Sonnenenergie: Photovoltaik - Physik und Technologie der Solarzelle*. Number ISBN 3-519-03214-7. Teubner, Stuttgart, 1994.
- [18] M. A. Green. *Solar Cells: Operating Principles, Technology and System Applications*. University of New South Wales, Kensington, New South Wales, 1982.
- [19] <https://www2.pvlighthouse.com.au/resources/courses/altermatt/the%20solar%20spectrum/the>
- [20] J. Schmidt. *Untersuchungen zur Ladungsträgerrekombination an den Oberflächen und im Volumen von kristallinen Silicium-Solarzellen, PhD Thesis*. Hannover, 1999.
- [21] A.G.Aberle. *Untersuchungen zur Oberflächenpassivierung von hocheffizienten Silicium-Solarzellen, PhD Thesis*. Albert-Ludwigs-Universität, 1991.
- [22] H. Mäckel. *Herstellung und Charakterisierung von Siliziumnitridschichten zur Passivierung von Siliziumoberflächen, Masters Thesis*. Albert-Ludwigs-Universität Freiburg, 1999.
- [23] F. Duerinckx; J. Szlufcik; K. De Clercq; P. De Schepper; W. Laureys; J. Nijs; and R. Mertens. *PECVD Silicon Nitride Passivation and ARC Layers for Screenprinted Multicrystalline Silicon Solar Cells*, volume S.1493-96. Proceedings of the 13th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Nice, France, 1995.
- [24] Doshi. *Fundamental Understanding and Integration of Rapid Thermal Processing, PECVD and Screen Printing for Cost-Effective, High-Efficiency Silicon Photovoltaic Devices, PhD Thesis*. Georgia Institute of Technology, 1997.
- [25] A.Green. *Silicon Solar Cells - Advanced Principles & Practice*. Number ISBN 0 7334 0994 6. University of New South Wales, New South Wales, 1995.
- [26] S. W. Glunz and W. Warta. *High-resolution lifetime mapping using modulated free-carrier absorption*, volume S. 3243-3247. J. Appl. Phys. 77, 1995.
- [27] S. Riepe; J. Isenberg; C. Ballif; S. W. Glunz; W. Warta. *Carrier Density and Lifetime Imaging of Silicon Wafers by Infrared Lock-In Thermography*, volume S. 1597-1599. Proceedings of the 17th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Munich, Germany, 2001.
- [28] J. Poortmans; J. Szlufcik E. Vazsonyi; C.-K. De; R. Einhaus; K.-E. Van, K. Said and J. Nijs. *Improved anisotropic etching process for industrial texturing of silicon solar cells*, volume S. 179-188. Sol. Ener. Mater. Sol. Cells 57, 1999.
- [29] R. Lüdemann. *Plasmatechnologie für die Photovoltaik*. Number ISBN 3-89649-447-3. Hartung-Gorre Verlag, Konstanz.
- [30] Eduard Vinaricky. *Elektrische Kontakte, Werkstoffe und Anwendungen*. Springer-verlag, 2016.

- [31] Z. Halavani J. Summhammer. Cell interconnection without glueing or soldering for crystalline si photovoltaic modules. *EPJ Photovoltaics* 7, 75401, 2016.
- [32] Z. Halavani. J. J. Summhammer. Results of pressure - only cell interconnections in high voltage pv- modules. *Proceedings of the 29th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Amsterdam 22 -26 Sep. 2014 (WIP-Renewable Energies, Munich 2014; ISBN: 3-936338-34-5, www.photovoltaic-conference.com) paper 1CO.11.5, pages 64-68. DOI: 10.4229/EUPVSEC20142014-1CO.11.5*, 2014.
- [33] Josef Lang. Eigenschaften von lötfreien zellenverbindungen in photovoltaikmodulen. Master's thesis, Technische Universität Wien, 2014.
- [34] <https://www.photovoltaikforum.com/magazin/forschung/solarworld-meldet-sich-mit-weltrekord-zurueck-831/>, Oktober, Year = 2020,
- [35] PernF.J. CzandernaA.W. *Encapsulation of PV modules using ethylene vinyl acetate copolymer as a pottant: A critical review*", *Sol. Energy Mater. Sol. Cells* 43(2): 101-181. Springer-Verlag Berlin Heidelberg GmbH ISBN 978-3-642—30431-6 (ebook), 1996.
- [36] Gleis. *Aufbau Solarmodul - Bestandteile Solarpanel Photovoltaik*. <http://www.renewable-energyconcepts.com/german/sonnenenergie/solaranlage-solartechnik/solarmoduleaufbau.html>.
- [37] Bernd Poltersdorf Toni Nippe, Holger Schaarschmidt. *EVA-Folie - ein High-End-Produkt*. Number Dokumentnr.: KU111004. Carl Hanser Verlag, München, <http://www.kraussmaffeiberstorff.com/media/files/kmdownloadlocal/de/EVA-Folie.pdf>, 2012.
- [38] D. Mendler. Untersuchung der Alterungsbestaendigkeit von Solarmodulen durch Temperaturzyklen (Projektarbeit. *TU Wien*, 2013.
- [39] Z. Halavani J. Summhammer. High-voltage pv- modules with crystalline silicon solar cells. in *28th EUPVSEC, Paris*, p. 3119, 2013.
- [40] Marcel Dekker. *Electrical contacts: principles and applications*, edited by P.G. Slade. New York, Especially Chap. 1.2 and 1.3, 1999.
- [41] S. Kajari-Schröder M. Köntges H. Altenbach U. Eitner, M. Pander. Thermomechanics of pv modules including the viscoelasticity of eva, in 26th eupvsec. in *Hamburg*, p. 3267, 2011.
- [42] K.M. Terwilliger-T.J. McMahon C.E. Kennedy T.T. Borek M.D. Kempe, G.J. Jorgensen. Ethylene-vinyl acetate potential problems for photovoltaic packaging, in conference record of the ieee 4th world conference on photovoltaic energy conversion, vol. 2, pp. 2160–2163. 2006.

- [43] E. Bouquerel-J. Achiev. A.A. Ogwu, T.H. Darma. *Mater. Manuf. Eng.* 24/1, 172. 2007.
- [44] Y. Hiratate T. Suehiro, T. Sasaki. *Thin Solid Films* 383, 318. 2001.
- [45] A. Bustamante Dominguez D. Acosta Najarro S.I. Khondaker T. Mitrelias C.H.W. Barnes J. Albino Aguiar Y. Majima L. De Los Santos Valladares, D. Hurtado Salinas. *Thin Solid Films* 520, 6368. 2012.
- [46] D. Montiel Chicharro T.R. Betts R. Gottschalg D. Wu, J. Zhu. Influences of different lamination conditions on the reliability of encapsulation of pv modules. in *29th EUPVSEC Amsterdam*, p. 3415, 2014.
- [47] W. Muhleisen M. DeBiasio G. Oreski A. Rauschenbach G.C. Eder B.S. Chernev M. Kraft C. Hirschl, L. Neumaier. Post-crosslinking in photovoltaic modules under different conditions. in *29th EUPVSEC Amsterdam*, p. 3133, 2014.
- [48] A. Zibart C. Koch J. Song, L. Wang. *Metals* 2, 450. 2012.
- [49] A. De Rooij. *ESA J.* 13, 363. 1989.
- [50] J.F. Pierson S. Uthanna P. Narayana Reddy, M. Hari Prasad Reddy. *ISRN Optics* 2014, 684317. 2014.
- [51] <http://www.chemicool.com/elements/silver.html>.
- [52] E.M. Ibrahim S. Abd-ElRahman M.M. El-Nahass, A.A.M. Farag. *Vacuum* 72, 453. 2004.
- [53] C. Gollnhofer. Analyse der Kennlinien von Photovoltaik-Modulen im Langzeit-Aussenbetrieb (Projektarbeit). *TU Wien*, 2017.
- [54] S. Reißland O. Breitenstein-J. Knoch T.M. Pletzer, J.I. Van Mülken. *Prog. photovolt. Res. Appl.* 23, 428, 2015.
- [55] M. Topic. customer measurement report. *University of Ljubljana (unpublished)*, 2015.