

Bernhard Weller, Jasmin Fischer

**Untersuchung eines gedämmten  
Paneele mit integrierter Photovoltaik  
zur Verwendung in Pfosten-Riegel-  
Konstruktionen (Gedämmtes PV-Paneel)**

F 2902

Bei dieser Veröffentlichung handelt es sich um die Kopie des Abschlussberichtes einer vom Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung -BMVBS- im Rahmen der Forschungsinitiative »Zukunft Bau« geförderten Forschungsarbeit. Die in dieser Forschungsarbeit enthaltenen Darstellungen und Empfehlungen geben die fachlichen Auffassungen der Verfasser wieder. Diese werden hier unverändert wiedergegeben, sie geben nicht unbedingt die Meinung des Zuwendungsgebers oder des Herausgebers wieder.

Dieser Forschungsbericht wurde mit modernsten Hochleistungskopierern auf Einzelanfrage hergestellt.

Die Originalmanuskripte wurden reprototechnisch, jedoch nicht inhaltlich überarbeitet. Die Druckqualität hängt von der reprototechnischen Eignung des Originalmanuskriptes ab, das uns vom Autor bzw. von der Forschungsstelle zur Verfügung gestellt wurde.

© by Fraunhofer IRB Verlag

2015

ISBN 978-3-8167-9433-2

Vervielfältigung, auch auszugsweise,  
nur mit ausdrücklicher Zustimmung des Verlages.

**Fraunhofer IRB Verlag**

Fraunhofer-Informationszentrum Raum und Bau

Postfach 80 04 69

70504 Stuttgart

Nobelstraße 12

70569 Stuttgart

Telefon 07 11 9 70 - 25 00

Telefax 07 11 9 70 - 25 08

E-Mail [irb@irb.fraunhofer.de](mailto:irb@irb.fraunhofer.de)

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

[www.irb.fraunhofer.de/tauforschung](http://www.irb.fraunhofer.de/tauforschung)

# **FORSCHUNGSPROJEKT**

## **Untersuchung eines gedämmten Paneels mit integrierter Photovoltaik zur Verwendung in Pfosten-Riegel- Konstruktionen (Gedämmtes PV-Paneel)**

### **ABSCHLUSSBERICHT**

Datum: 31.08.13

Projektpartner: Manz CIGS Technology GmbH  
MBM Metallbau Dresden GmbH  
TU Dresden – Institut für Baukonstruktion

Projektleiter: Prof. Dr.-Ing. Bernhard Weller, TU Dresden

Bearbeiter: Dipl.-Ing. Jasmin Fischer, TU Dresden

Das Forschungsprojekt wurde mit Mitteln der Forschungsinitiative Zukunft Bau des Bundesinstitutes für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR) gefördert.

Aktenzeichen: AZ: II 3-F20-11-1-115 / SWD-10.08.18.7-12.18

Die Verantwortung für den Inhalt des Berichtes liegt beim Autor.



# INHALTSVERZEICHNIS

1	Projektbeschreibung und Projektziele .....	4
2	Projektpartner .....	6
2.1	Institut für Baukonstruktion.....	6
2.2	Manz CIGS Technology GmbH.....	6
2.3	MBM Metallbau Dresden GmbH .....	6
3	Projektverlauf.....	7
4	Patentrecherche .....	8
5	Gedämmtes PV-Paneel.....	9
5.1	CIGS-Photovoltaik-Module .....	9
5.2	Paneel in Systemfassade .....	12
5.3	Paneel in SG-Fassade.....	15
5.4	Elektrische Integration.....	18
5.5	Baurechtliche Regelungen .....	19
5.5.1	Paneel in Systemfassade .....	19
5.5.2	Paneel in SG-Fassade.....	19
6	Materialverträglichkeitsprüfungen .....	20
6.1	Probekörper .....	20
6.2	Prüfverfahren.....	22
6.3	Beurteilung .....	25
7	Bestrahlungsprüfung Indoor .....	28
7.1	Versuchsaufbau.....	28
7.2	Messtechnik.....	30
7.2.1	Einstrahlung .....	30
7.2.2	Luft-und Modultemperaturen.....	34
7.2.3	Leistung .....	36
7.3	Prüfablaufplan und Versuchsdurchführung .....	36
7.3.1	Referenzmodul.....	37
7.3.2	Gedämmtes PV-Paneel .....	38
7.4	Auswertung der Ergebnisse .....	39

---

8	Simulationen.....	42
8.1	Abschätzung der Temperaturentwicklung im Außenklima.....	42
8.2	Aufbau des Modells .....	43
8.2.1	Referenzmodul.....	43
8.2.2	Gedämmtes PV-Paneel .....	45
8.3	Randbedingungen .....	46
8.3.1	Referenzmodul.....	46
8.3.2	Gedämmtes PV-Paneel .....	48
8.4	Auswertung der Ergebnisse .....	49
9	Nachhaltige Bewertung .....	52
9.1	Ertragsanalysen .....	52
9.2	Ökobilanzierung.....	53
10	Ausblick Monitoring .....	56
10.1	Standort.....	56
10.2	Konstruktion und PV-System.....	57
10.3	Messkonzept.....	58
11	Zusammenfassung .....	61
12	Literaturverzeichnis.....	62
13	Abbildungsverzeichnis .....	63

---

# 1 PROJEKTBE SCHREIBUNG UND PROJEKTZIELE

Photovoltaik zur Nutzung am Gebäude wird häufig als Aufdachmontage ausgeführt. Den ästhetischen Ansprüchen entsprechend und im Hinblick auf das Flächenpotenzial, das Fassaden bieten, ist eine zunehmende Verbreitung der gebäudeintegrierten Photovoltaik anzustreben.

Photovoltaik in der Fassade kommt derzeit insbesondere in den opaken Bekleidungs-elementen von vorgehängten hinterlüfteten Fassaden oder in den Isoliergläsern von Vorhangfassaden zum Einsatz. Die Photovoltaik-Integration in Verglasungsflächen führt zu Einbußen in der Transparenz und damit der Tageslichtnutzung. Zudem ist aufgrund der Energieeffizienz des Gebäudes ein Rückgang der transparenten zu Gunsten der opaken Fassadenflächen zu verzeichnen. Opake Flächen bieten sich insbesondere aus diesen Gründen für die Photovoltaik-Nutzung an.

Die opaken Flächen in Vorhangfassaden stellen ein großes, bisher kaum genutztes Potenzial für die Energieerzeugung durch Solarenergie dar.



Bild 1 Haus Hardenberg, Berlin; © 2013 Hühne Immobilien GmbH

Als opake Brüstungselemente bzw. zur Verkleidung von Decken in Pfosten-Riegel-Konstruktionen werden insbesondere Fassadenpaneele, d.h. Elemente mit einem Dämmkern, einer rückseitigen Verkleidung aus z.B. Aluminiumblech und einer vorderseitigen Abdeckung eingesetzt.

---

Das Forschungsprojekt dient der innovativen Fortentwicklung von gedämmten Fassadenpaneelen zu einem stromerzeugenden Fassadenpaneel, kurz PV-Paneel genannt, indem ein Photovoltaikmodul in die Deckschicht integriert wird.

Die gedämmten Photovoltaik-Paneele tragen sowohl passiv zur Energieeinsparung bei als auch aktiv zur Energieerzeugung.

Aufgrund der aktuellen energiepolitischen Entscheidungen und Ziele gewinnt die Photovoltaik weiterhin an Bedeutung. Durch die Entwicklung von innovativen Fassadenbauprodukten und -bautechniken soll die internationale Wettbewerbsfähigkeit im Fassadenbau und im PV-Bereich gestärkt werden.

Im Rahmen des Forschungsprojektes sollen die Voraussetzungen für die Produktentwicklung und Markteinführung einer nachhaltigen, baukonstruktiv und bauphysikalisch geeigneten Konstruktion geschaffen werden, die die besonderen Anforderungen der Photovoltaik berücksichtigt.

Die rückseitige Dämmung der Photovoltaik führt zu höheren Temperaturen im Modulaufbau und einer höheren Temperaturbelastung der Materialien, insbesondere der Laminationsfolie.

Bei der Leistung eines Photovoltaikmoduls spielt die Zelltemperatur eine große Rolle. Eine wesentliche Forschungsaufgabe ist deshalb zu untersuchen, welchen Einfluss eine rückseitige Dämmung auf die Temperaturentwicklung und die Leistung des Photovoltaikmodules hat. In diesem Zusammenhang sollen auch farbige PV-Module untersucht werden.

Pfosten-Riegel-Konstruktionen erfordern im Unterschied zu vorgehängten hinterlüfteten Fassaden individuelle Maße der Einsatzpaneele. Üblich sind bei den Photovoltaikmodulen Standardmaße. Um die Paneele für individuelle Pfosten-Riegel-Konstruktionen nutzen zu können, müssen variable Paneele und damit auch Modulgrößen möglich sein.

Das zu entwickelnde Element erfordert Know-How aus den Bereichen Architektur, Baukonstruktion und Photovoltaik und deshalb einen interdisziplinären Forschungsansatz. Das Projekt wird von dem federführenden Forschungsinstitut, Institut für Baukonstruktion, Technische Universität Dresden, und den Industriepartnern Manz CIGS Technology GmbH und MBM Metallbau Dresden GmbH bearbeitet.

## **2 PROJEKTPARTNER**

### **2.1 INSTITUT FÜR BAUKONSTRUKTION**

Schwerpunkt von Forschung und Lehre des Instituts für Baukonstruktion der Technischen Universität Dresden bildet insbesondere die Fassadentechnik mit dem Konstruktiven Glasbau, der gebäudeintegrierten Photovoltaik und der energiesparenden Bauweise. Zu dem Institut zählen 25 wissenschaftliche und nichtwissenschaftliche Mitarbeiter aus den Bereichen Bauingenieurwesen, Architektur und Chemie.

Das Institut für Baukonstruktion bietet durch langjährige Forschungs- und Projekterfahrung eine hohe Kompetenz und Erfahrung im Bereich der gebäudeintegrierten Photovoltaik.

Es verfügt durch das institutseigene Forschungslabor, das Friedrich-Siemens-Laboratorium, über eine umfangreiche Ausstattung für experimentelle Untersuchungen an Klebstoff- und Foliensystemen sowie an Substratoberflächen.

So stehen z.B. zur Bestimmung von Materialkennwerten und der Festigkeiten eine Universalprüfmaschine, eine elektrodynamische Prüfmaschine und eine Zeitstandanlage zur Verfügung. Die künstliche Alterung von Materialien kann in den Klimaprüfkammern für klein- und großformatige Bauteile, in der Korrosionsprüfkammer, im Wärmeschrank und der UV-Bewitterungsanlage erfolgen.

### **2.2 MANZ CIGS TECHNOLOGY GMBH**

Durch die Übernahme der CIGS-Produktionslinie von Würth Solar im Jahr 2012 verfügt die Manz CIGS Technology GmbH über Maschinenbau-Knowhow und Prozessexpertise in der Dünnschichttechnologie.

Die Grundlagenforschung der CIGS-Module wurde 1975 am Institut für Physikalische Elektronik (IPE) der Universität Stuttgart begonnen. Mit der Gründung des ZSW im Jahr 1988 startete die Pilotproduktion von CIGS-Modulen. Die Pilotanlage für CIGS-Module produzierte bei Würth Solar ab dem Jahr 2000 Module der Größe 1200 x 600 mm. Mit dem Beginn der Massenproduktion im Jahr 2006 wurde die CIGS-Technologie einem breiten Massenmarkt zugänglich gemacht.

Die Module werden weltweit eingesetzt. Referenzen bestätigen die Zuverlässigkeit der Module. [8]

### **2.3 MBM METALLBAU DRESDEN GMBH**

Die MBM Metallbau Dresden GmbH mit mehr als 100-jähriger Tradition hat sich auf die Herstellung komplizierter Metallbaukonstruktionen spezialisiert.

---

Mit 124 Arbeitnehmern bietet das Unternehmen insbesondere im Fassadenbau Komplettlösungen von der Beratung über Planung, Produktion, Oberflächenveredlung, Montage bis zum Kundendienst an.

Zu den Standardleistungen gehören Stahl- bzw. Aluminium-Glas-Fassaden, punktgehaltene Fassaden und Elementfassaden. Sonderkonstruktionen betreffen u.a. schlanke Stahl-Konstruktionen in komplexer Geometrie für hohe architektonische Ansprüche oder den Einsatz von Sondergläsern. [9]

### 3 PROJEKTVERLAUF

Das Forschungsprojekt „Gedämmtes PV-Paneel“ wurde zum 01.07.2012 mit einem Zuwendungsbescheid bewilligt. Die Laufzeit ist bis zum 01.07.2013 genehmigt. Die Projektpartner haben einen Antrag auf eine kostenfreie Verlängerung der Projektlaufzeit bis zum 01.09.2013 gestellt, dem zugestimmt worden ist.

Bild 2 stellt den Arbeitsablauf dar.

				2012					2013								
				Juli	Aug.	Sept.	Okt.	Nov.	Dez.	Jan.	Febr.	März	April	Mai	Juni	Juli	Aug.
<b>Paket</b>	<b>Bearbeitungsinhalt</b>	<b>MBM</b>	<b>TUD</b>	<b>Manz</b>													
0	<b>Koordination</b>		1,5														
1	<b>Marktrecherche und Patentrecherche</b>	0,5	0,5	0,5													
2	<b>Ermittlung der Anforderungen</b>	0,5	2,0	0,5													
2.1	Definition architektonischer Kriterien																
2.2	Definition baukonstruktiver Kriterien																
2.3	Definition bauphysikalischer und elektrotechn. Kriterien																
3	<b>Entwicklung und Herstellung PV-Paneele und Prüfstand</b>	3,5	2,0	2,0													
3.1	Entwicklung und Herstellung PV-Prototypen																
3.2	Entwicklung Prüfstand																
A	<b>1. Zwischenbericht</b>		1,0														
4	<b>Prüfungen</b>		7,5														
4.1	Materialverträglichkeitsprüfungen																
4.2	Bestrahlungsprüfungen indoor/ Temperaturmessung/elektr. Vermessung																
5	<b>Simulationen Temperaturentwicklung</b>		2,0														
6	<b>Abschlussbericht</b>	1,0	2,5	1,0													
	<b>Personenmonate</b>	<b>5,5</b>	<b>19,0</b>	<b>4</b>													

Bild 2 Arbeitsplan

## 4 PATENTRECHERCHE

Eine Patentrecherche soll klären, ob Patente veröffentlicht oder offen gelegt sind, die gleiche oder ähnliche Forschung zum Inhalt haben.

Eine entsprechende Patentschrift oder Offenlegungsschrift sind nicht bekannt.

Aus den Rechercheergebnissen sind folgende Anmeldungen hervorzuheben:

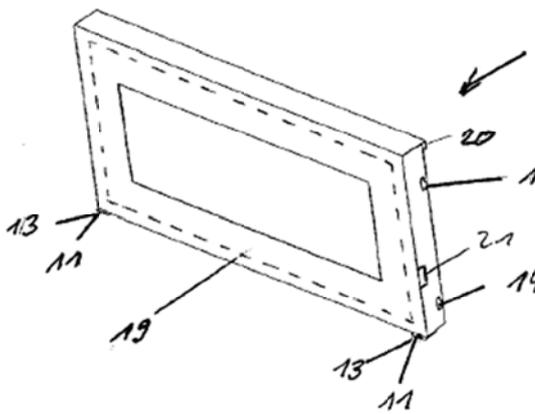
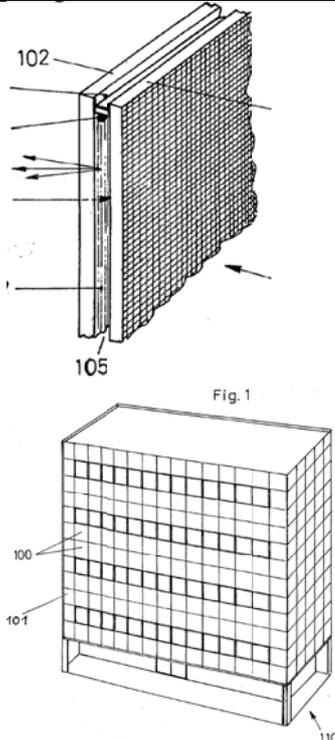
Status Pub.-nr./Pub.-datum Titel	Thema	Skizze
Gebrauchsmusterschrift DE 202009006615 U1/ 20.08.2009 Sonnenenergie nutzendes Fassadenelement und eine das Fassadenelement umfassende Fassade	„Sonnenenergie nutzendes Fassadenelement mit einem Tragelement [, das] eine Einrichtung zur senkrechten Aufhängung an einer Stützeinheit aufweist“	
Offenlegungsschrift DE 10117104 A1/ 18.7.2002 Sandwichartiges Plattenelement	Beleuchtete Fassaden. Rahmenkonstruktion mit zwei Platten, wobei im Zwischenraum der Platten ein Zwischenraum für Beleuchtungsmittel vorgesehen ist. Die äußere Platte ist lichtdurchlässig, die innere mit PV, die auch die Energie für die Leuchtmittel liefert.	

Bild 3 Patentrecherche

## 5 GEDÄMMTES PV-PANEEL

Die Pfosten-Riegel-Konstruktion ist die traditionelle und weit verbreitete Bauform der Vorhangsfassade. Die einzelnen Elemente der Pfosten-Riegel-Fassade werden auf der Baustelle montiert. Dazu gehören die in der Regel geschosshohen Pfosten, die die horizontalen Windlasten und die Eigenlasten der Fassade auf das Tragwerk übertragen, und die Riegel, die zwischen den Pfosten montiert werden und die Eigenlasten der Füllelemente aufnehmen. Als Füllelemente werden in der Regel Verglasungen oder vorgefertigte Dämmpaneele eingesetzt. Diese bestehen aus einer Dämmschicht im Kern, einer rückseitigen Verkleidung aus z.B. Aluminiumblech und einer vorderseitigen Abdeckung aus z.B. farbigem Einscheibensicherheitsglas. Der Ersatz der Deckschicht durch ein Photovoltaikmodul soll im Rahmen des Projektes untersucht werden.

Anforderungen an das Photovoltaikmodul sind insbesondere Homogenität im Erscheinungsbild, Farbigkeit, variable Größen, da sie den Achsmaßen anpassbar sein müssen, sowie geringere Leistungsverluste bei Temperaturerhöhungen.

Es werden zwei Befestigungsarten des Paneels untersucht, die Standardlösung mit vierseitig linienförmiger Lagerung durch Klemmleisten und die Structural Glazing-Fassade mit zusätzlicher mechanischer Sicherung.

### 5.1 CIGS-PHOTOVOLTAIK-MODULE

PV-Module mit **C** (Kupfer)-**I** (Indium)-**G** (Gallium)-**S** (Selenide)-Dünnschichtsolarzellen eignen sich besonders für die Integration in die Fassade. Durch die homogene Erscheinungsweise ohne die bei kristallinen Zellen übliche deutlich erkennbare Zellstruktur lässt sich das CIGS-Modul architektonisch optimal integrieren. Die Module sind in sechs verschiedenen Farben erhältlich und bieten somit eine optimale Anpassungsmöglichkeit an das Fassadenbild. Dadurch, dass die Glasscheibe direkt mit CIGS beschichtet wird, sind variable Modulgrößen möglich, die in die Pfosten-Riegel-Konstruktionen eingepasst werden können.

Ein weiterer Grund für die Wahl der CIGS-Technologie ist, dass CIGS-Zellen bei Temperaturerhöhungen im Vergleich zu kristallinen PV-Technologien einen geringeren Leistungsabfall zeigen und im Vergleich zu anderen Dünnschichttechnologien einen hohen Wirkungsgrad.

Die Standardmodulgröße des Projektpartners, der Manz CIGS Technology GmbH beträgt 60 x 120 cm.

Bild 4 zeigt einen Schnitt durch das CIGS-Modul.

Auf das Substratglas, i.d.R. mit einer Dicke von 3 mm, werden nacheinander verschiedene Schichten aufgebracht. Die Molybdän(Mo)-abscheidung erfolgt durch die Sputtertechnik. Die Halbleiterschicht CIGS wird im Verdampfungsprozess aufgebracht. Die Abscheidung des Cadmiumsulfids (CdS) erfolgt im nasschemischen Prozess. Die Zinkoxidschicht (ZnO) wird

---

ebenfalls durch Sputtertechnik aufgebracht. Durch eine mehrfache Strukturierung bzw. durch das Entfernen der Schichten werden einzelnen Zellen elektrisch in Serie miteinander verschaltet. [15]

Zwei Kontakte aus leitfähigem Band an den äußeren Zellen werden durch zwei Löcher im Substratglas auf die Rückseite geführt.

Zusammen mit einem Polymer werden das beschichtete Rückglas und das Frontglas, i.d.R. 4 mm TVG, laminiert und vor Witterungsbedingungen geschützt.

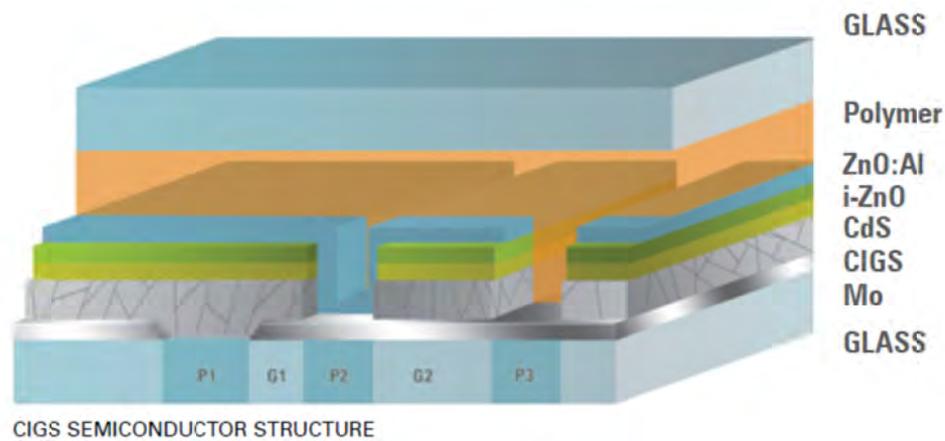


Bild 4 Aufbau Manz CIGS-Modul, © Manz CIGS Technology GmbH



Bild 5 Rückkontaktkontaktierung, Sputtern von Molybdän (Mo), © Manz CIGS Technology GmbH

Die Farbigkeit der Module wird entweder durch auf der Innenseite des Deckglases aufgebrauchte Beschichtungen hergestellt oder durch transluzente Deckgläser.



Bild 6 Farbige CIGS-Module

## 5.2 PANEEL IN SYSTEMFASSADE

Bei der Systemfassade wird das Dämmpaneel mittels Klemmleisten vierseitig linienförmig an den Riegeln und Pfosten befestigt. Abdeckleisten verdecken dabei die Klemmleisten.

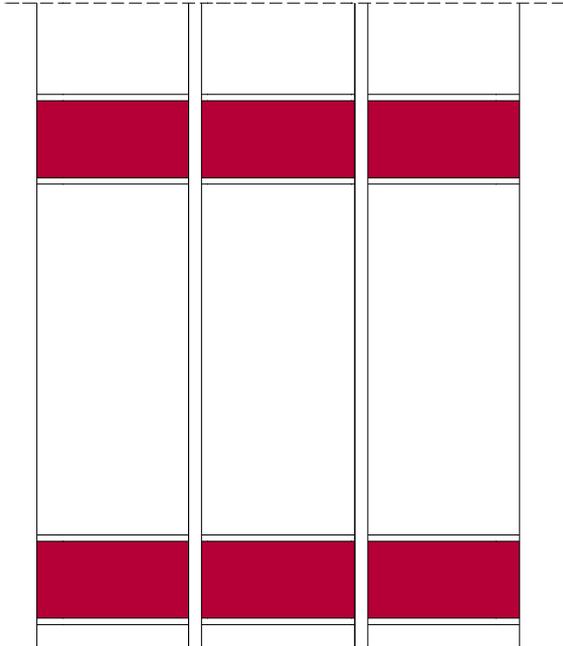


Bild 7 Systemfassade mit farbigen Dämmpaneelen

Die folgenden Abbildungen zeigen einen Vertikalschnitt durch die Lagerung mittels Klemmleisten und durch das Paneel.

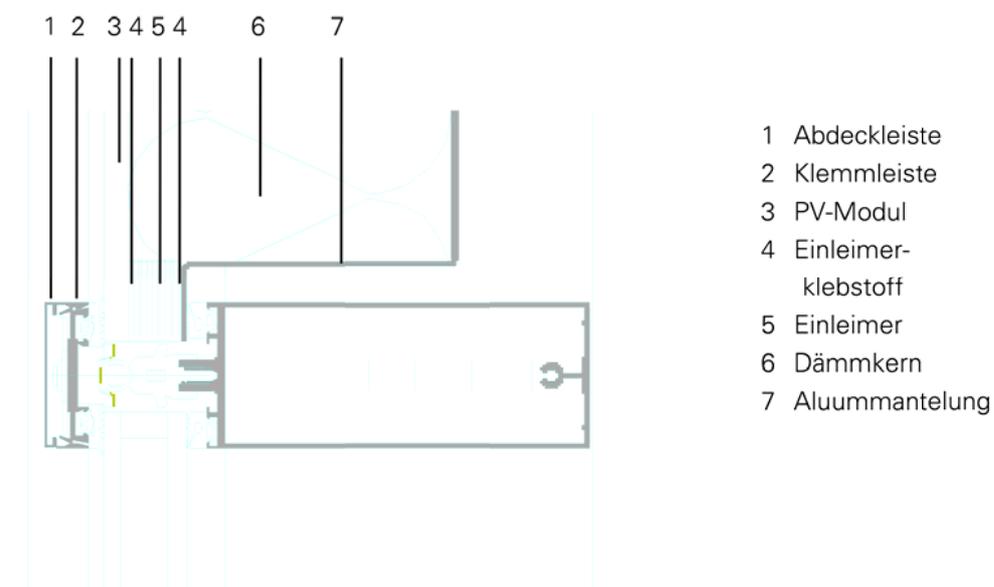
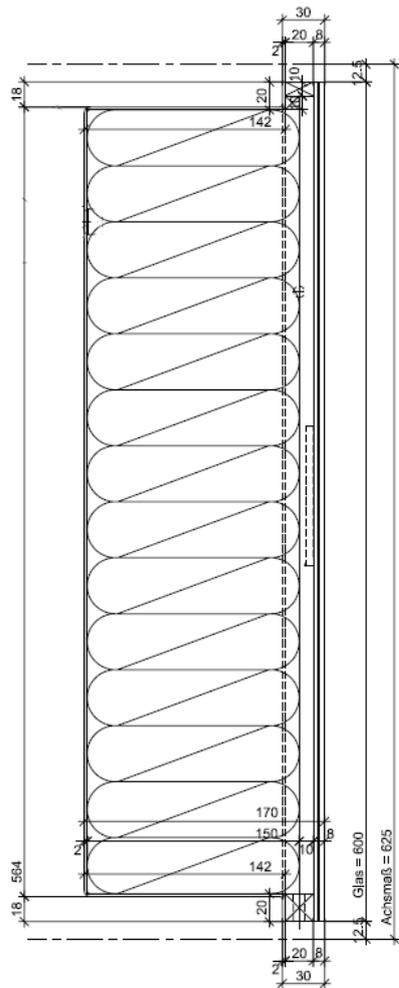


Bild 8 Vertikalschnitt durch das Riegelprofil, Lagerung durch Klemmleisten



Für das Versuchsbauteil wurde die Standardgröße des PV-Moduls mit 1,20 m x 0,60 m gewählt. Um eine Austrocknung bei evtl. Feuchteintritt zu gewährleisten, sind im Einleimer Entlüftungsschlitze vorgesehen.

Die gewählte Dämmstoffstärke beträgt 15 cm.



Bild 9 Entlüftungsöffnung im Einleimer

Bild 10 Vertikalschnitt Paneel für die Systemfassade



Bild 11 Paneel mit Dämmkern, © F. Hegewald



Bild 12 PV-Paneel für Systemfassade

Als Einleimerbreite verwendet MBM Metallbau Dresden i.d.R. 20 mm. Die Klemmleisten erfordern einen minimalen Einstand der Modulanschlussdosen von der Modulkante von ca. 25 mm. Der Standardeinstand von 8 mm muss entsprechend angepasst werden

Die Breite des zu entschichtenden PV-Randes aufgrund der Abschattung hängt vom Glaseinstand und der Höhe der Dichtung und Klemm-/Abdeckleisten ab. Die MBM Metallbau Dresden GmbH verwendet i.d.R. einen Glaseinstand von 15 mm. Um die Leistung bzw. PV-Fläche zu maximieren, sollen flache Leisten verwendet werden. Verfügbar sind Klemm- und Abdeckleiste incl. Dichtung mit einer gesamten Höhe von 10 mm. Der Rand sollte aus diesem Grund mindestens 30 mm betragen.

Durch die CIGS-Beschichtung treten am Rand des Rückglases Verwölbungen bis zu 0,5 mm auf. Auf der Vorderseite des laminierten Glases können Verwölbungen durch den Dichtungsgummi aufgenommen werden. Auf der Rückseite sollte, um eine ausreichende Dichtigkeit zu gewährleisten, der Einleimerklebstoff in einer Dicke von mindestens 1 mm aufgetragen werden.

### 5.3 PANEEL IN SG-FASSADE

Bei dem Structural Glazing (SG) sind die Gläser über eine lastabtragende Klebung aus Silikon verbunden. Das äußere Erscheinungsbild wird beim SG nicht durch Abdeckleisten beeinträchtigt.

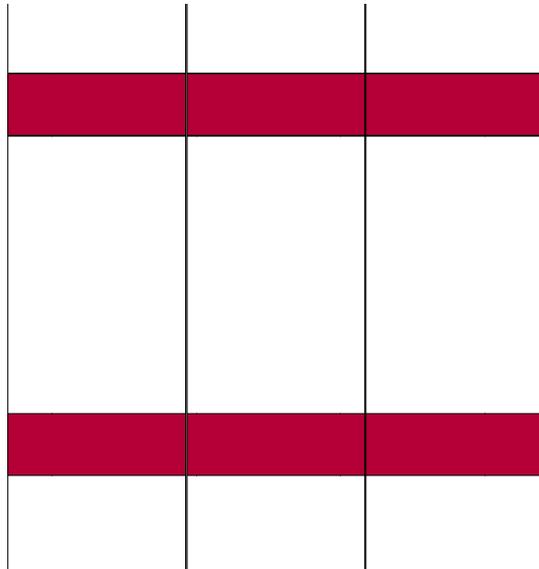


Bild 13 SG-Fassade mit farbigen Dämmpaneelen

Die Abbildungen zeigen einen Vertikalschnitt durch die Lagerung und durch das Paneel.

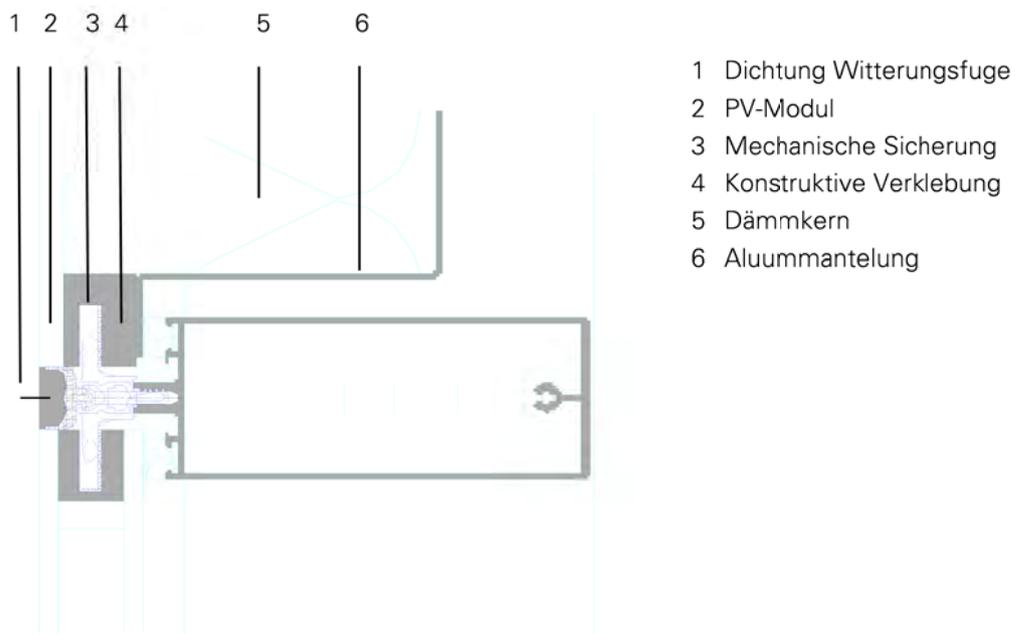


Bild 14 Vertikalschnitt durch das Riegelprofil, Befestigung über Structural Glazing und mechanische Sicherung

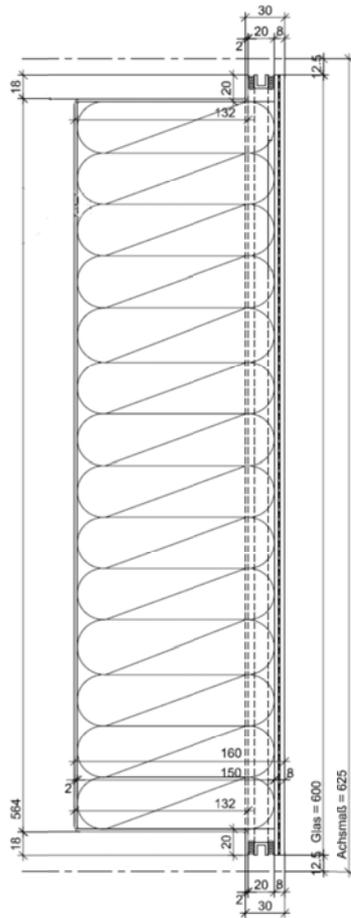


Bild 15 Vertikalschnitt Paneel für die SG-Fassade

Im gewählten Beispiel erfolgt eine mechanische Sicherung im Scheibenzwischenraum, so dass auf eine Verklebung der Innenscheibe verzichtet werden kann. [22]

Da auf Klemm- und Abdeckleisten verzichtet werden kann, kann die aktive, also PV-Fläche des Moduls, entsprechend größer gewählt werden.

Bei der SG-Fassade ist bedingt durch das in der Klebung liegende U-Profil von einer Breite von 12 mm eine Klebbreite von 20 mm vorzusehen. Als minimaler Doseneinstand wird daher mindestens 25 mm gewählt.

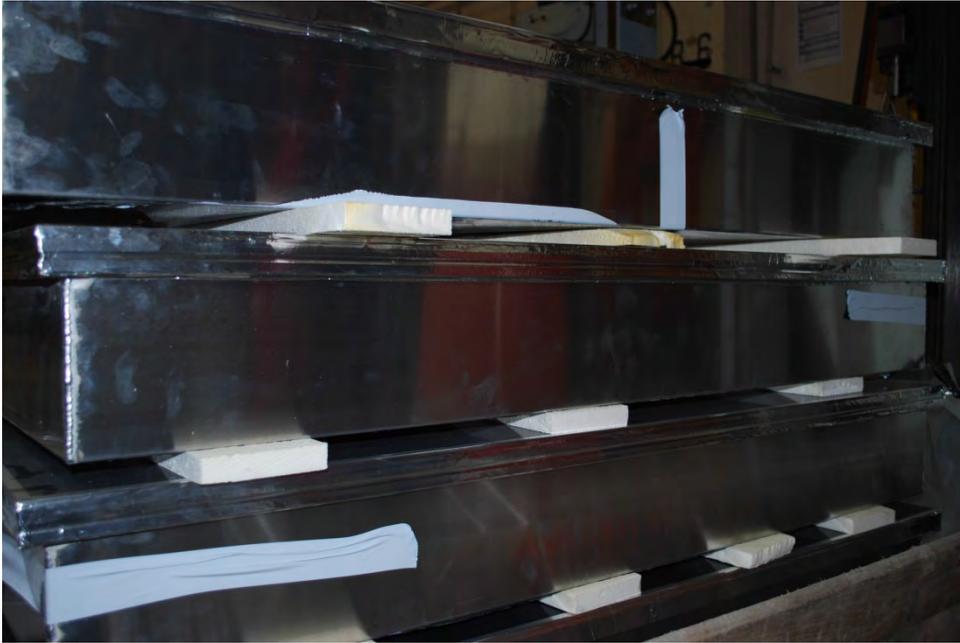


Bild 16 PV-Paneel für SG-Fassade mit Fräsung für die mechanische Sicherung

## 5.4 ELEKTRISCHE INTEGRATION

Als Anschlussdose wird eine 2-polige Dose mit Diode aufgrund der Verschattungssituationen auf der Fassade gewählt. Für die rückwärtige Kabelführung durch den Dämmkern ist in der rückseitigen Aluummantelung eine Aussparung von 20 x 20 mm vorzunehmen. Es ist eine Zugentlastung vorzusehen.

Die folgende Abbildung zeigt die gewählte Lösung für die Testpaneele mit zwei Kabeltüllen für die Lastleitungen in der Paneelrückseite.

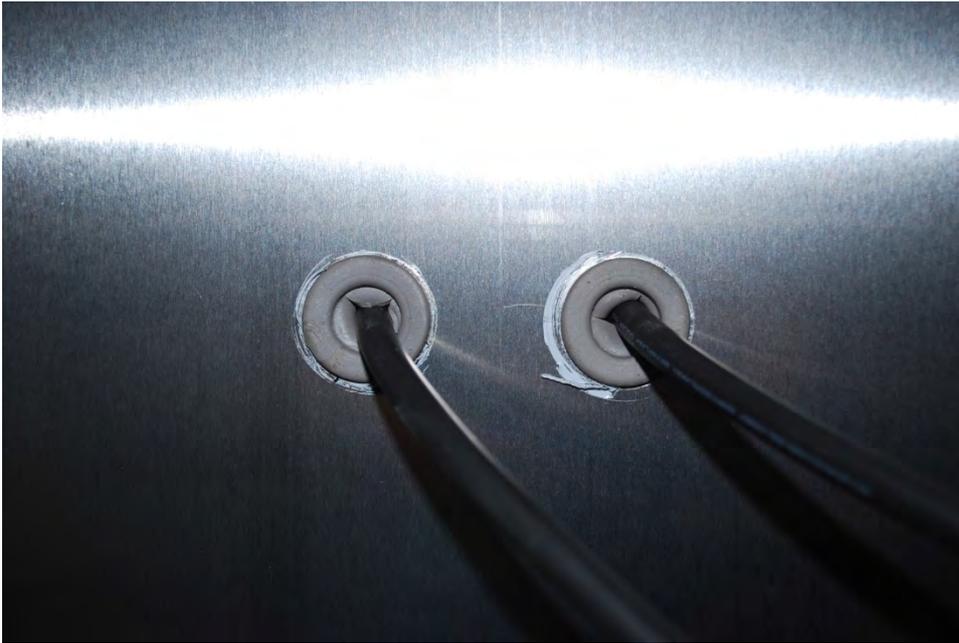


Bild 17 Kabeltüllen für Lastleitungen in der Paneelrückseite

## 5.5 BAURECHTLICHE REGELUNGEN

### 5.5.1 Paneel in Systemfassade

Die Bauart Linienförmig gelagerte Vertikalverglasungen ist in der DIN 18008-2: Glas im Bauwesen-Bemessungs- und Konstruktionsregeln-Teil 2 geregelt. [1]

Das Bauprodukt Verbundglas ist nach DIN EN 14449 geregelt [2]. Ein Verbundglas ist definiert als eine Glasscheibe mit einer oder mehreren Scheiben aus Glas (auch beschichteten) und/oder Materialien aus Kunststoff, die durch eine oder mehrere Zwischenschichten miteinander verbunden sind. Das PV-Modul als Verbund aus zwei Scheiben aus Glas -beschichtetes Float und TVG bzw. ESG- die mit einem Thermoplast laminiert sind, muss die Prüfungen nach DIN 12543-3: Glas im Bauwesen – Verbundglas und Verbund-Sicherheitsglas – Teil 3: Verbundglas, durchlaufen, um als Verbundglas klassifiziert werden zu können [4].

Nach DIN 18008-2 sind Verglasungen aus Verbundglas, sofern die Oberkante mehr als 4 m über der Verkehrsfläche liegt, allseitig zu lagern. Die Lagerung muss beidseitig (Druck und Sog) normal zur Scheibenebene wirksam sein. Zudem ist ein Mindestglaseinstand von 10 mm einzuhalten.

### 5.5.2 Paneel in SG-Fassade

Geklebte linienförmig gelagerte Vertikalverbindungen sind keine geregelte Bauart. Die Herstellung der Klebung erfolgt nach der europäischen Richtlinie ETAG 002: Guideline for European Technical Approval for Structural Sealant Glazing Systems (SSGS) [5]. Die ETAG 002 unterscheidet vier Kategorien. In Deutschland sind nur Kategorie I und II genehmigungsfähig, bei denen lediglich die Windlasten über die Verklebung abgetragen werden. Verschiedene Systeme bzw. Silikone verschiedener Hersteller verfügen über eine allgemeine bauaufsichtliche Zulassung.

---

## 6 MATERIALVERTRÄGLICHKEITSPRÜFUNGEN

Durch Materialverträglichkeitsprüfungen wird das Verhalten bei direktem Kontakt sowie bei eventuellem Austritt von Additiven zwischen Laminationsfolie und den verwendeten Klebstoffen untersucht. Als Klebstoffe werden ein 1-Komponenten (K) PU-Klebstoff der Fa. Henkel, der bei der Befestigungsart mit Klemmleisten zur Verklebung des Einleimers eingesetzt wird, getestet, sowie die bei der SG-Fassade zum Einsatz kommenden Klebstoffe der Fa. Dow Corning, der 2K-Silikonkautschuk für den konstruktiven Einsatz und die 1-K-Silikondichtungsmasse für den Einsatz in der Witterungsfuge.

Die Prüfung erfolgt in Anlehnung an die ift-Richtlinie DI-02/1: Verwendbarkeit von Dichtstoffen, Teil 2 Prüfung von Materialien in Kontakt mit der Kante von Verbund- und Verbundsicherheitsglas [11].

### 6.1 PROBEKÖRPER

Die Fa. Manz CIGS Technology GmbH hat Probekörper der Abmessungen 10 x 10 cm zur Verfügung gestellt. Der Aufbau ergibt sich aus

3 mm Weißglasscheibe - 0,7 mm Verbundfolie - 3 mm Weißglasscheibe.

Die Applikation der Klebstoffe sowie die Durchführung der Versuche erfolgt im Friedrich-Siemens-Laboratorium des Instituts für Baukonstruktion.

Die Herstellung der Probekörper mit Applikation erfolgt, indem der Klebstoff auf zwei der vier Kanten über die gesamte Dicke und mit einer Breite von 10 mm appliziert wird. Die folgende Abbildung zeigt die Bezeichnung der Probenreihe des zu testenden Klebstoffes. Die Abbildungen Bild 19 bis Bild 21 zeigen die Probekörper.

Probenreihe	Systemfassade	SG-Fassade
<b>A</b>		Konstruktive Verklebung, 2K-Silikonkautschuk
<b>B</b>	Einleimerklebstoff, 1K-PU, feuchtigkeitshärtend	
<b>C</b>		Dichtstoff für Wetterfuge, 1K-Silikon- Dichtungsmasse

Bild 18 Probenreihen und geprüfte Klebstoffe



Bild 19 Probekörper A vor Einlagerung



Bild 20 Probekörper B vor Einlagerung



Bild 21 Probekörper C vor Einlagerung

## 6.2 PRÜFVERFAHREN

Die Richtlinie unterscheidet die Prüfverfahren hinsichtlich des Anwendungsbereiches der Klebstoffe, das „Prüfverfahren bei Anwendung des Kontaktmaterials im Glasfalz ohne UV-Einfluss“ und das „Prüfverfahren bei Anwendung des Kontaktmaterials in der Wetterfuge mit voller Bewitterung“.

Die folgende Tabelle stellt die Aufteilung der Probekörper mit der Anwendung und dem Prüfverfahren dar.

Die Prüfkörper 1, 2, 3 und 5 der Reihen A und B werden dementsprechend einer Lagerung bei 60 °C im Umluftofen über 21 Wochen ausgesetzt. Die entsprechenden Prüfkörper der Reihe C werden bei 58 °C und einer Luftfeuchte von >95% über 7 Wochen gelagert und anschließend 14 Wochen einer UV-Bestrahlung ausgesetzt.

Jeweils 2 Prüfkörper - einer mit und einer ohne Applikation- werden als Referenz dem Normalklima, d.h. dem Raumklima ausgesetzt.

<b>Probekörper</b>	<b>Anwendung</b>	<b>Prüfverfahren</b>
A-1	mit 2K-Silikonkautschuk	in Belastung 4.1
A-2	mit 2K-Silikonkautschuk	in Belastung 4.1
A-3	mit 2K-Silikonkautschuk	in Belastung 4.1
A-4	mit 2K-Silikonkautschuk	in Normalklima
A-5	ohne Applikation	in Belastung 4.1
A-6	ohne Applikation	in Normalklima
B-1	mit 1K-PU, feuchtigkeitshärtend	in Belastung 4.1
B-2	mit 1K-PU, feuchtigkeitshärtend	in Belastung 4.1
B-3	mit 1K-PU, feuchtigkeitshärtend	in Belastung 4.1
B-4	mit 1K-PU, feuchtigkeitshärtend	in Normalklima
B-5	ohne Applikation	in Belastung 4.1
B-6	ohne Applikation	in Normalklima
C-1	mit 1K-Silikon- Dichtungsmasse	in Belastung 4.2
C-2	mit 1K-Silikon- Dichtungsmasse	in Belastung 4.2
C-3	mit 1K-Silikon- Dichtungsmasse	in Belastung 4.2
C-4	mit 1K-Silikon- Dichtungsmasse	in Normalklima
C-5	ohne Applikation	in Belastung 4.2
C-6	ohne Applikation	in Normalklima

Bild 22 Aufteilung der Probekörper

Die Prüfverfahren sind in folgender Tabelle aufgezeigt.

	<b>4.1</b>	<b>4.2</b>
Visuelle Beurteilung im Neuzustand	x	x
Lagerung der applizierten und ausreagierten Produkte	x	x
Visuelle Beurteilung nach Applikation	x	x
Lagerung bei 60 °C im Umluftofen über 21 Wochen	x	
Lagerung bei 58 °C/>95% Luftfeuchte über 7 Wochen, anschließend Lagerung unter UV-Bestrahlung mit T <sub>s</sub> ~70 °C		x
Beurteilung nach 7/14/21 Wochen	x	x

Bild 23 Prüfverfahren

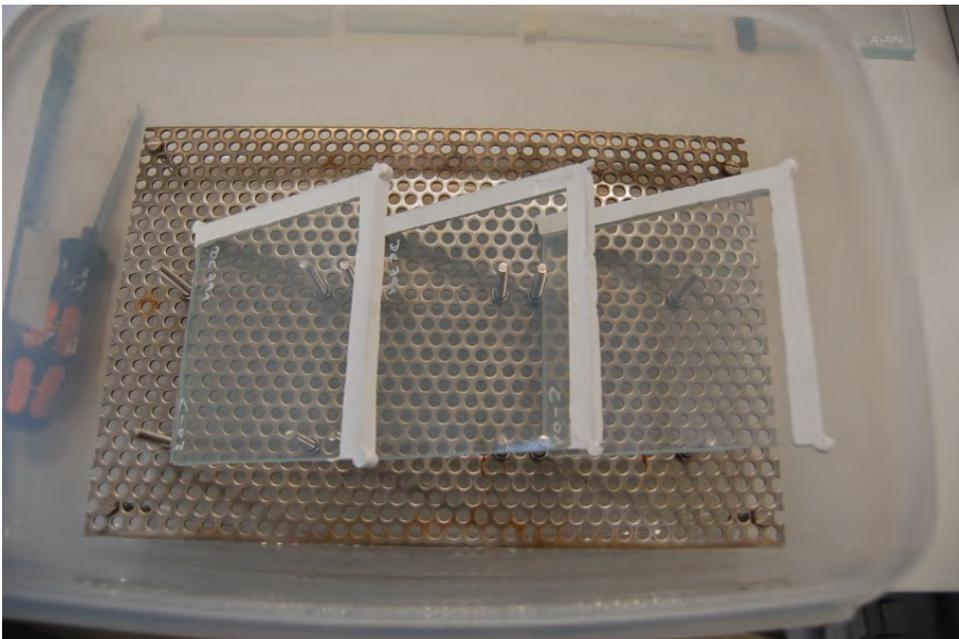


Bild 24 Einlagerung der Probekörper C-1, C-2, C-3 mit 1K-Silikon-Dichtungsmasse

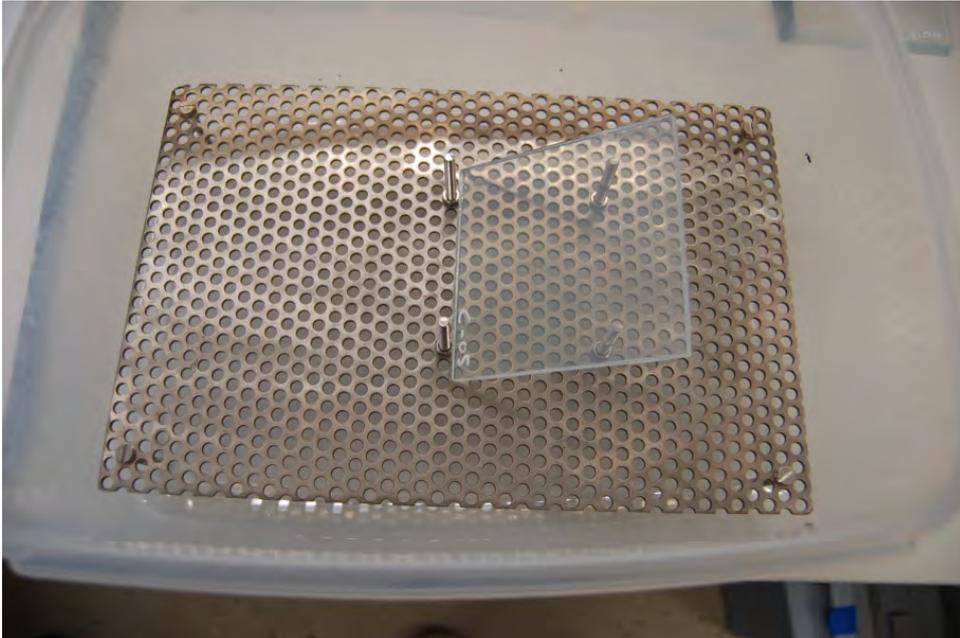


Bild 25 Einlagerung des Referenzprobekörper C-5

Die Prüfung ist im November 2012 gestartet. Abbildungen Bild 24 und Bild 25 zeigen die Einlagerung der Probekörper der Reihe C mit 1K-Silikon-Dichtungsmasse sowie des Referenzprobekörpers.

### 6.3 BEURTEILUNG

Nach 7, 14 bzw. 21 Wochen wurden die visuellen Veränderungen beurteilt. Berücksichtigt werden Größe/Durchmesser der Blasen, die Gesamtanzahl der Blasen, die Eindringtiefe, die Verfärbung und Delaminationen.



Bild 26 Probekörper A nach 21 Wochen



Bild 27 Probekörper B nach 21 Wochen



Bild 28 Probekörper C nach 21 Wochen

Es sind keine Veränderungen aufgetreten, die eine Auswirkung auf die Nutzungssicherheit erwarten ließen.

Der Klebstoff der Probekörper B-1, B-2 und B-3, d.h. der 1K-PU-Klebstoff zeigt nach der Wärmebehandlung eine Farbveränderung. Die Probekörper der Reihe C zeigen an den unteren Ecken nach der Feuchtbelastung Blasenbildungen, die nach der UV-Bestrahlung vollständig verschwunden sind. Die Blasenbildung ist vermutlich auf die Laminierung zurückzuführen.

Die folgende Abbildung stellt die Beurteilungen zusammen.

Start Einlagerung (20.11.2012)	Visuelle Beurteilung nach 7 Wo ( 8.1.2013)	Ursache	Visuelle Beurteilung nach 14 Wo ( 26.2.2013)	Visuelle Beurteilung nach 21 Wo ( 16.4.2013)
<b>Proben</b>				
A-1	keine Veränderung erkennbar		keine Veränderung erkennbar	keine Veränderung erkennbar
A-2	keine Veränderung erkennbar		keine Veränderung erkennbar	keine Veränderung erkennbar
A-3	keine Veränderung erkennbar		keine Veränderung erkennbar	keine Veränderung erkennbar
A-4	keine Veränderung erkennbar		keine Veränderung erkennbar	keine Veränderung erkennbar
A-5	keine Veränderung erkennbar		keine Veränderung erkennbar	keine Veränderung erkennbar
A-6	keine Veränderung erkennbar		keine Veränderung erkennbar	keine Veränderung erkennbar
B-1	Farbveränderung-Verdunkelung		Farbveränderung-Verdunkelung	Farbveränderung-Verdunkelung
B-2	Farbveränderung-Verdunkelung		Farbveränderung-Verdunkelung	Farbveränderung-Verdunkelung
B-3	Farbveränderung-Verdunkelung		Farbveränderung-Verdunkelung	Farbveränderung-Verdunkelung
B-4	keine Veränderung erkennbar		keine Veränderung erkennbar	keine Veränderung erkennbar
B-5	Farbveränderung-Verdunkelung		Farbveränderung-Verdunkelung	Farbveränderung-Verdunkelung
B-6	keine Veränderung erkennbar		keine Veränderung erkennbar	keine Veränderung erkennbar
C-1	Blasenbildung an beiden unteren Ecken, kein direkter Kontakt zu Ecken, ca. 0,5 cm Abstand, Durchmesser ca. 0,5-1 cm	vermutlich auf Laminierung zurückzuführen	Blasenbildung vollständig verschwunden	keine Veränderung erkennbar
C-2	Blasenbildung an beiden unteren Ecken, kein direkter Kontakt zur Ecken, ca. 0,5 cm Abstand, Durchmesser ca. 0,5-1 cm	vermutlich auf Laminierung zurückzuführen	Blasenbildung vollständig verschwunden	keine Veränderung erkennbar
C-3	Blasenbildung an beiden unteren Ecken, kein direkter Kontakt zur Ecken, ca. 0,5 cm Abstand, Durchmesser ca. 0,5-1 cm	vermutlich auf Laminierung zurückzuführen	Blasenbildung vollständig verschwunden	keine Veränderung erkennbar
C-4	keine Veränderung erkennbar		keine Veränderung erkennbar	keine Veränderung erkennbar
C-5	Blasenbildung an beiden unteren Ecken und einer oberen Ecke, kein direkter Kontakt zur Ecken, ca. 0,5 cm Abstand, Durchmesser ca. 0,5-1 cm	vermutlich auf Laminierung zurückzuführen	Blasenbildung vollständig verschwunden	keine Veränderung erkennbar
C-6	keine Veränderung erkennbar		keine Veränderung erkennbar	keine Veränderung erkennbar

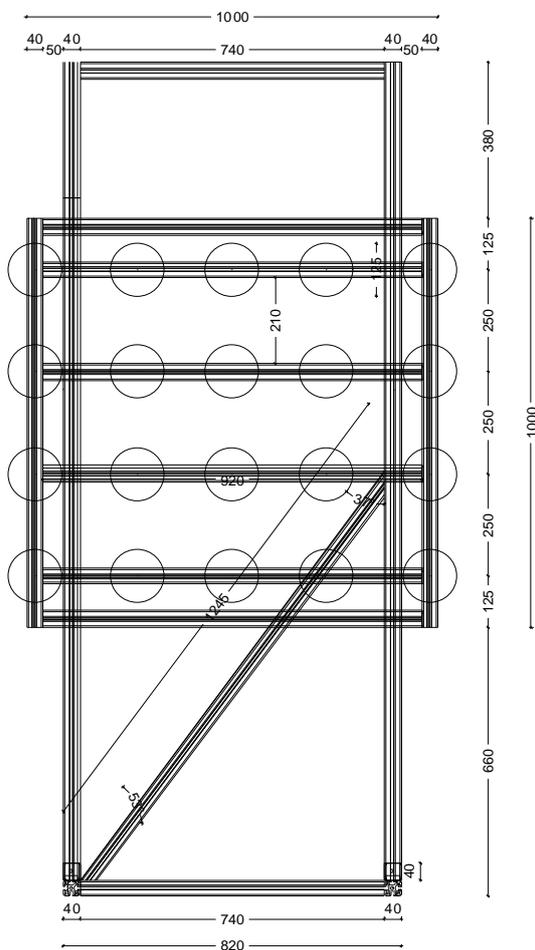
Bild 29 Beurteilung der Materialverträglichkeitsprüfungen

## 7 BESTRAHLUNGSPRÜFUNG INDOOR

Ziel der Bestrahlungsprüfung ist, die Temperaturentwicklung und das Temperaturverhalten der PV-Paneele bei relativ konstanten Randbedingungen, d.h. Raumtemperaturen und Einstrahlungen, zu untersuchen. Es werden dazu die Temperaturen in Zellebene und auf den Oberflächen erfasst sowie die PV-Leistung bestimmt. Das Simulationsmodell (vgl. Kapitel 8) kann anhand der Messdaten validiert werden, um auch für andere (Klima)randbedingungen realistische Aussagen zu Temperatur und Leistung zu erhalten.

### 7.1 VERSUCHSAUFBAU

Die Prüfungen werden in einem Raum mit 18 °C Raumsolltemperatur durchgeführt, die mit Hilfe eines Raumklimagerätes reguliert wird.



Als Strahler stehen Lampen, Ultra Vitalux von der Fa. Osram, mit solarähnlichem Spektrum zur Verfügung. Für eine homogene Einstrahlung in der Ebene gibt der Hersteller einen Lampenabstand von 250 mm vor [20]. Die Anordnung der Strahler zeigt Bild 30.

Der Tragrahmen der Lampen ist in seiner Höhe veränderlich, sodass sie dem Prüfstand angepasst werden können.

Bild 30 Ansicht der Bestrahlungseinheit

Die Bestrahlungsstärke wird über den Abstand zwischen Lampen und PV-Modul reguliert.

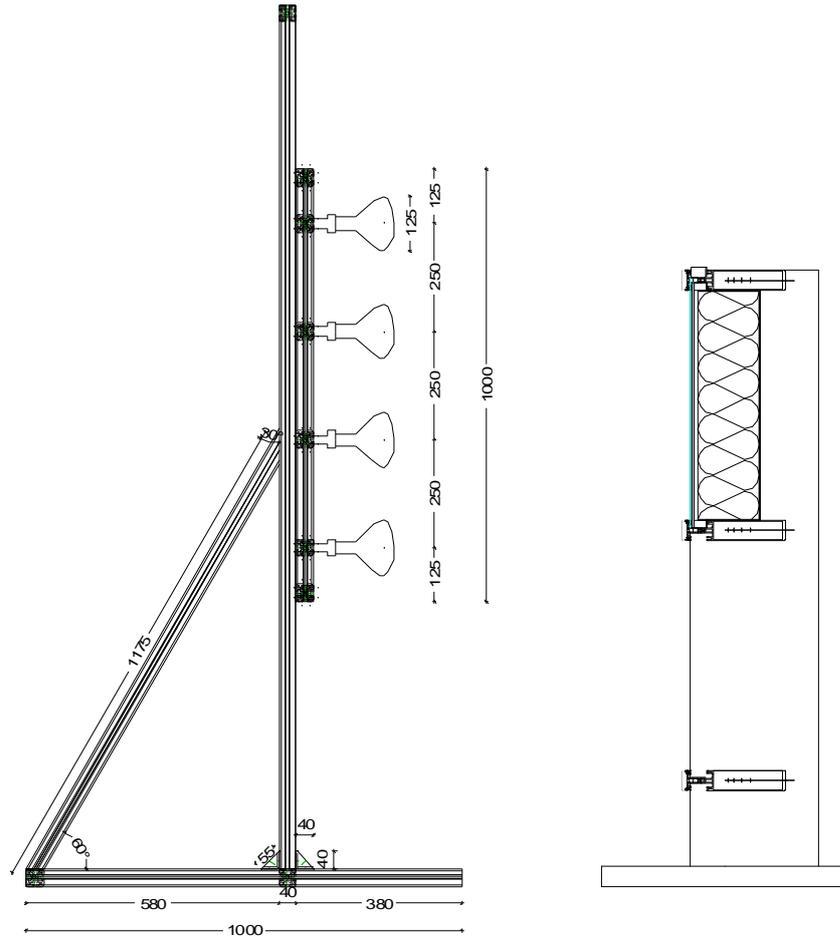


Bild 31 Versuchsaufbau mit Bestrahlungseinheit und Prüfstand



Bild 32 Bestrahlungseinheit und Prüfstand mit PV-Modul PV-S-1

## 7.2 MESSTECHNIK

Im Folgenden werden die verwendete Messtechnik mit Sensoren bzw. Messgeräten und Verfahren erläutert. Die Einstrahlung wird nicht kontinuierlich gemessen, sondern ist vorab bestimmt worden, sodass die Messung und Auswertung ebenfalls im folgenden Kapitel dargestellt wird.

Bild 33 stellt schematisch die Messsignalverarbeitung dar.

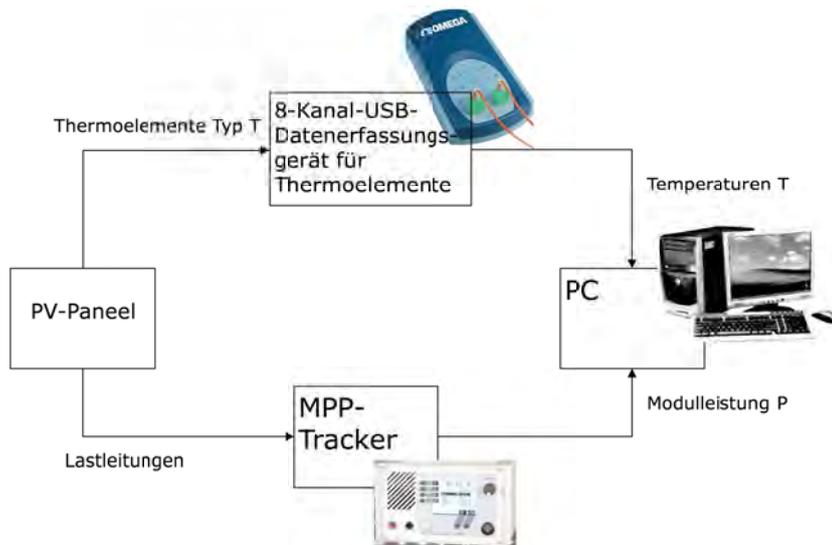


Bild 33 Schema Messsignalverarbeitung

### 7.2.1 Einstrahlung

Die Messung der Bestrahlungsstärken erfolgte mit einem Pyranometer des Typs CMP11 der Fa. Kipp & Zonen [13]. Der Sensor umfasst den Spektralbereich von 285 nm bis 2800 nm und somit das gesamte Spektrum der Lampe. Das Pyranometer besteht hauptsächlich aus einer schwarzen Thermosäule, die die auftreffende Strahlung absorbiert und ein zur Einstrahlung proportionales Spannungssignal abgibt, sowie einem Glasdom, der die Thermosäule schützt und den Fehler in der Richtungsempfindlichkeit minimiert.

Bild 34 zeigt die Ansicht der Strahler und die Lage der Messpunkte. In Bild 35 dargestellt sind die Ergebnisse der Messungen an den sechs Messpunkten bei den drei verschiedenen Abständen von 50 cm, 30 cm und 10 cm. Erkennbar ist, dass die Einstrahlung im mittleren Feld über die Höhe relativ homogen ist, während sie am Rand des Feldes bei größeren Abständen abfällt.

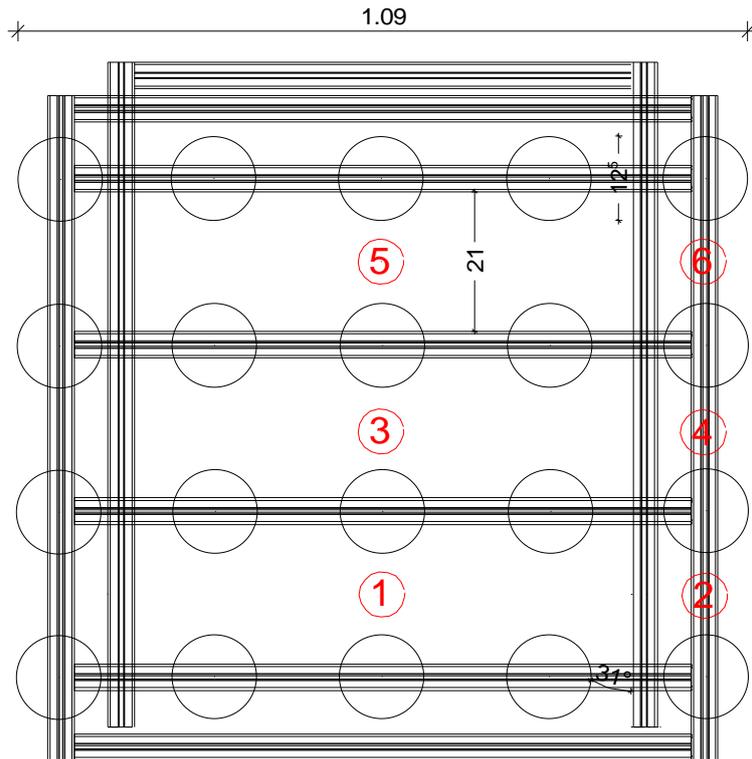


Bild 34 Ansicht der Strahler mit Messpunkten 1 bis 6

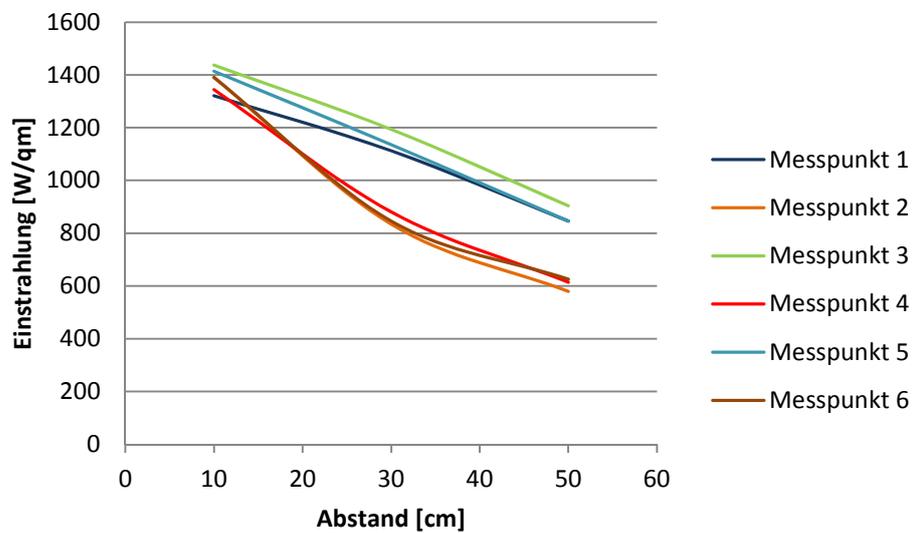


Bild 35 Mit dem CMP 11 gemessene Einstrahlung

Da das Prüfspektrum, d.h. das Spektrum der Lampen, nicht dem Referenzspektrum, d.h. dem Sonnenspektrum AM 1.5, entspricht, ist eine Korrektur notwendig. Bild 36 und Bild 37 stellen die spektrale Einstrahlung des Referenzspektrums [10] und eines Lampenstrahlers im Abstand von 50 cm [19] dar.

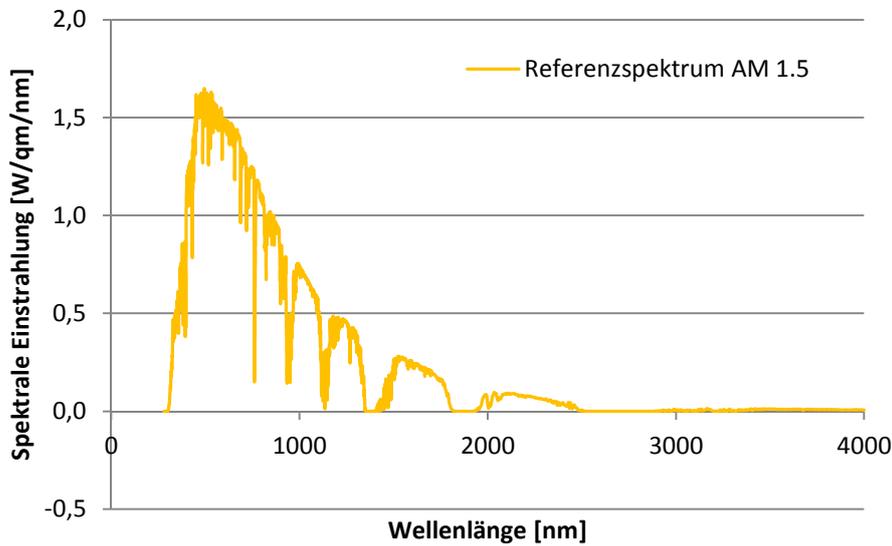


Bild 36 Spektrale Einstrahlung Referenzspektrum

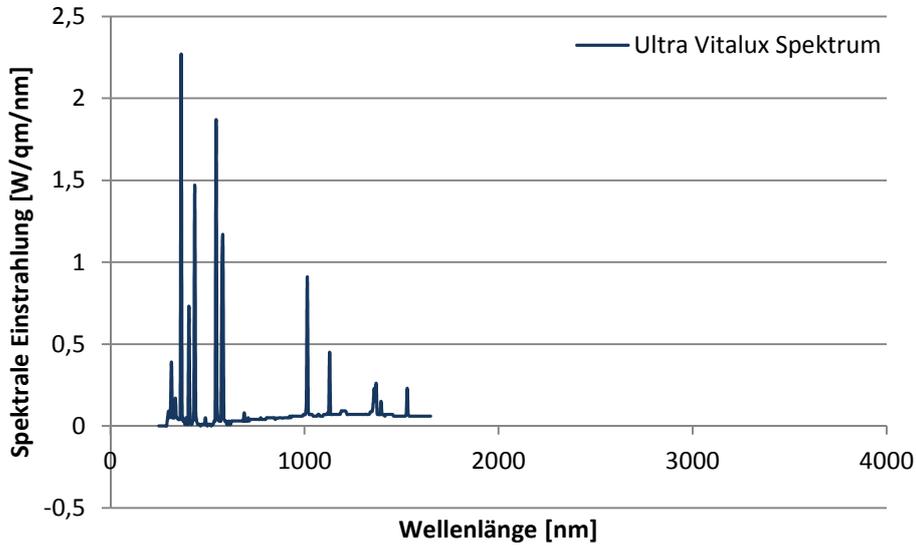


Bild 37 Spektrale Einstrahlung eines Lampenstrahlers bei 50 cm

Durch die Korrektur wird die spektrale Empfindlichkeit des PV-Moduls berücksichtigt. Die Bestimmung der äquivalenten Einstrahlung bei Referenzspektrum kann nach DIN EN 60904-7 [3] erfolgen:

$$G_{\text{äquiv.Ref}} = MM \cdot G_{\text{Mess}}$$

in [W/qm]

mit dem Korrekturfaktor

$$MM = \frac{\int E_{\text{Ref}}(\lambda) \cdot S_{\text{Ref}}(\lambda) d\lambda \cdot \int E_{\text{Mess}}(\lambda) \cdot S_{\text{Prüf}}(\lambda) d\lambda}{\int E_{\text{Mess}}(\lambda) \cdot S_{\text{Ref}}(\lambda) d\lambda \cdot \int E_{\text{Ref}}(\lambda) \cdot S_{\text{Prüf}}(\lambda) d\lambda}$$

in [mA]

mit

E Bestrahlungsstärke in [W/qm]

S Spektrale Empfindlichkeit in [mA/W]

Mit der von Manz zur Verfügung gestellten Quanteneffizienz (QE), die das Verhältnis angibt der Anzahl der photogenerierten Ladungsträgerpaare, die zum Photostrom beitragen, zur Anzahl der auf die Solarzelle treffenden Photonen, kann die spektrale Empfindlichkeit bestimmt werden.

$$S = \frac{QE(\lambda) \cdot \lambda}{1,239842}$$

Die spektrale Empfindlichkeit beschreibt das Verhältnis des Photostroms zur Einstrahlung bzw. flächenbereinigt von Photostromdichte zu Bestrahlungsstärke.

Die spektrale Einstrahlung der einzelnen Lampen liegt für den Spektralbereich bis 1650 nm vor. Um für den Bestrahlungsstand eine Bestimmung der äquivalenten Einstrahlung bei Referenzspektrum anhand des Korrekturfaktors vornehmen zu können, muss die spektrale Einstrahlung über den gesamten Wellenlängenbereich bzw. die absolute Einstrahlung bekannt sein.

Deshalb wird hier anhand des gemessenen Kurzschlussstroms der Module bei Standard Test Conditions STC die äquivalente Einstrahlung bestimmt.

Der Kurzschlussstrom der PV-Module bei STC beträgt 1,25 A. Bei einem Abstand der Strahler von 50 cm beträgt der Kurzschlussstrom 0,35 A. Die äquivalente Einstrahlung bei Referenzspektrum ist somit bei einem Strahlerabstand von 50 cm 280 W/m<sup>2</sup>.

## 7.2.2 Luft-und Modultemperaturen

Als Temperaturfühler werden Thermoelemente des Types T (Newport Electronics GmbH) verwendet [17].

Das Messprinzip der Thermoelemente beruht auf der Verwendung von zwei unterschiedlichen Metallen in einem geschlossenen elektrischen Kreis, durch den ein elektrischer Strom fließt, wenn die beiden Übergangsstellen unterschiedliche Temperaturen aufweisen. Der Strom ist eine Funktion der Temperaturdifferenz zwischen der Messstelle und der Vergleichsstelle und den thermischen Eigenschaften der Metalle.

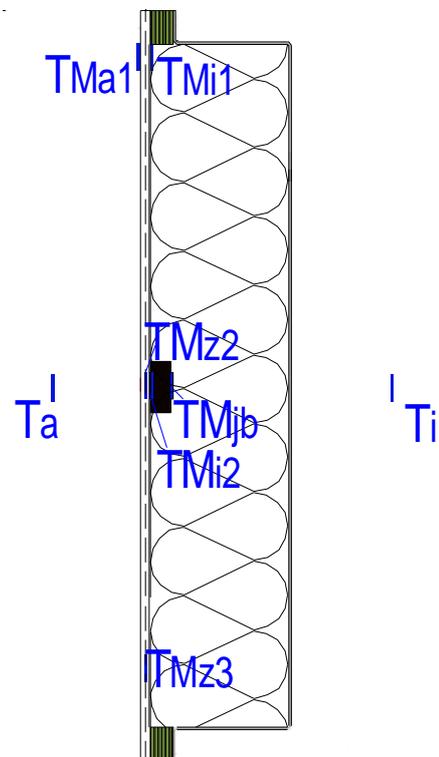
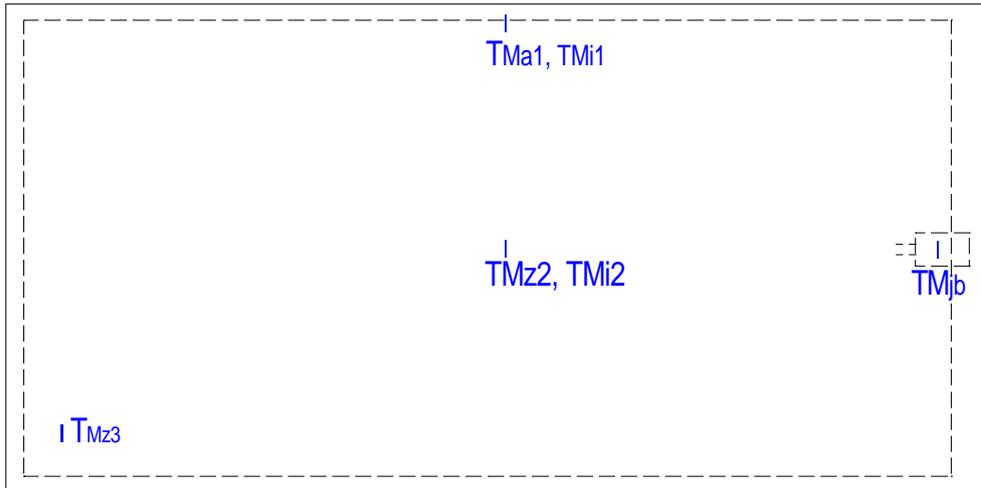
Ein wichtiges Auswahlkriterium war die geringe Dicke der Thermoelemente. Die maximale Dicke ist durch die Stärke der Verbundfolie des PV-Moduls vorgegeben, da die Thermoelemente zwischen Verbundfolie und Zellebene des PV-Moduls mit einlaminiert wurden. Der Typ T mit den Metallen Kupfer und Konstantan zeichnet sich bei den Thermoelementen bei einem Messbereich von -270 °C bis 400 °C durch geringe Toleranzen bis 0,2 K aus. Durch die Verwendung von Thermoelementen aus einer Charge wurde die relative Ungenauigkeit minimiert.

Bild 38 zeigt die Anordnung der Temperaturfühler und ihre gewählten Kurzzeichen.

Es werden die Raumtemperaturen in einem Abstand von 15 cm vor (außen) und hinter (innen) dem Modul gemessen. Als Modul- bzw. Bauteiltemperaturen werden die Oberflächentemperatur auf dem Frontglas auf dem unaktiven Rand (Position 1) gemessen, die Oberflächentemperaturen des Rückglases an zwei Positionen (Position 1 und 2), die Zelltemperaturen an zwei Positionen (Position 2 und 3) sowie die Temperatur der Rückseite der Modulanschlussdose.

Die Thermoelemente werden an das 8-Kanal-USB-Datenerfassungsgerät für Thermoelemente von Newport Electronics GmbH angeschlossen, das über einen USB-Anschluss mit dem Rechner verbunden wird [18].

Mit der TC-08 Software werden die Daten erfasst und aufgezeichnet. Als Abtastintervall wird 1 Sekunde gewählt.



- Ta Raumtemperatur außen
- Ti Raumtemperatur innen
- TMa1 Moduloberflächentemperatur außen, Pos. 1
- TMi1 Moduloberflächentemperatur innen, Pos. 1
- TMi2 Moduloberflächentemperatur innen, Pos. 2
- TMz2 Modulzelltemperatur, Pos. 2
- TMz3 Modulzelltemperatur, Pos. 3
- TMjb Temperatur Rückseite Anschlussdose

Bild 38 Anordnung der Temperaturfühler



Zu beachten ist, dass aufgrund der gegebenen Randbedingungen im Innenraum mit geringen Wärmeübergängen andere Temperaturen erreicht werden als unter realen Witterungsbedingungen.

### 7.3.1 Referenzmodul

Die Referenzmodule PV-S-1 und PV-S-2 wurden am 23.05.2013 untersucht. Der Versuch wurde bei einem Abstand der Bestrahlungseinheit von 50 cm gestartet. Die Bestrahlung entspricht in Modulmitte ca.  $900 \text{ W/m}^2$ , was einer äquivalenten Einstrahlung bei Referenzspektrum, d.h. Solarspektrum von ca.  $280 \text{ W/m}^2$  entspricht. Bei einer Temperatur von ca.  $75 \text{ }^\circ\text{C}$  in Zellebene wurden die Strahler ausgeschaltet. Nachdem das System wieder auf Raumtemperatur abgekühlt war, wurde der Versuch bei einem Abstand der Strahler von 30 cm fortgeführt. Nachdem die Temperatur in Zellebene  $50 \text{ }^\circ\text{C}$  erreicht hatte, wurde der Abstand der Bestrahlungseinheit auf 10 cm verringert und ohne Abkühlen des Systems der Versuch fortgeführt, bis in Zellebene die Temperatur von  $75 \text{ }^\circ\text{C}$  erreicht war.



Bild 40 Versuchsdurchführung am Modul PV-S-1

### 7.3.2 Gedämmtes PV-Paneel

Die Module PV-Paneel-S-1 und PV-Paneel-S-2 wurden am 27.06.2013 gemessen. Die Versuchsdurchführung erfolgte analog zu den Untersuchungen der Referenzmodule. Die Thermoelemente wurden wie die Lastleitungen durch eine Kabeltülle durch die Paneelrückseite geführt.



Bild 41 Kabeltülle für Thermoelemente an Paneelrückseite

Das Modul PV-Paneel-WG-1 wurde am 15.07.2013 gemessen. Die weiteren farbigen Module wurden vereinbarungsgemäß von der Manz CIGS Technology GmbH produziert und geliefert. Die Module wurden beim Transport beschädigt, sodass eine Weiterverarbeitung in Paneele nicht erfolgen konnte. Eine neue Produktion der Module wäre erst im September, d.h. nach Ende der Projektlaufzeit, möglich. Aus diesem Grund konnten nicht alle Versuche durchgeführt werden.



Bild 42 Blaue, weißgraue und schwarze Module, © Manz CIGS Technology GmbH

## 7.4 AUSWERTUNG DER ERGEBNISSE

Bild 43 stellt die am Modul PV-S-1 gemessenen Temperaturen bei einem Abstand von 50 cm während der Bestrahlung und während des Abkühlvorgangs, d.h. über die Zeit dar.

Während die Temperatur innen durch das Klimagerät bei ca. 20 °C gehalten werden kann, werden als Raumtemperatur außen relativ konstant über die Messung ca. 30 °C erreicht. Durch die geringere Einstrahlung am Modulrand sind die Temperaturen in Modulecke um ca. 15 °C geringer als in Feldmitte. Die Temperaturkurven im Bauteil steigen linear an bis zu einer Temperatur von ca. 50 °C. Anschließend streben sie asymptotisch einem Grenzwert zu.

Die Temperatur am Messpunkt Mz2, d.h. in Zellebene in Modulmitte erreicht nach 2680 s die vorgegebene Abbruchtemperatur. Die Asymptote liegt bei unter 80 °C.

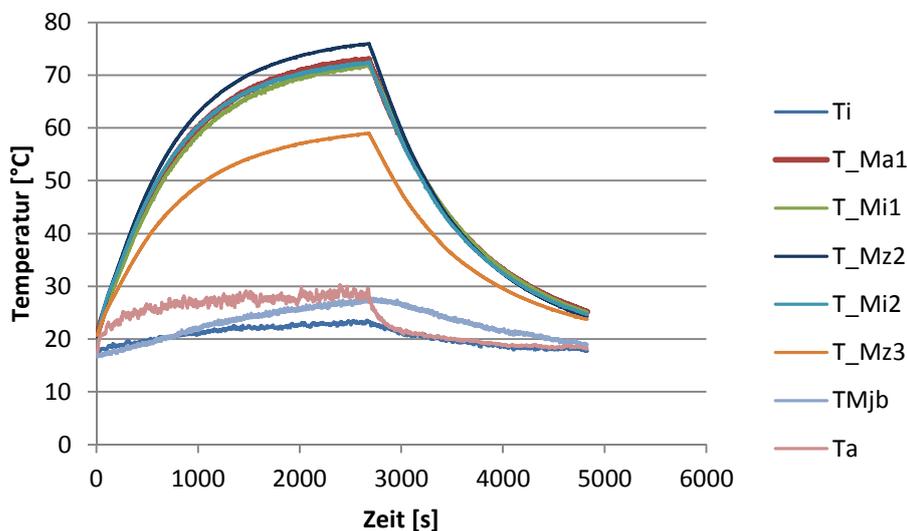


Bild 43 Gemessene Temperaturen am Referenzmodul PV-S-1 bei Abstand 50 cm

Bild 44 zeigt die Temperaturdifferenzen während der Bestrahlung über den Querschnitt zwischen den Glasoberflächen an Position 1, d.h. oben Mitte ( $T_{Ma1}-T_{Mi1}$ ), zwischen Zellebene und Glasoberfläche innen an Position 2, d.h. Mitte ( $T_{Mz2}-T_{Mi2}$ ) und zwischen Zellebene und Glasoberfläche außen ( $T_{Mz2}-T_{Ma1}$ ). Deutlich wird, dass in Zellebene als Absorptionsebene der Strahlung mit über 3 K weit höhere Temperaturen entstehen, als auf den Glasoberflächen.

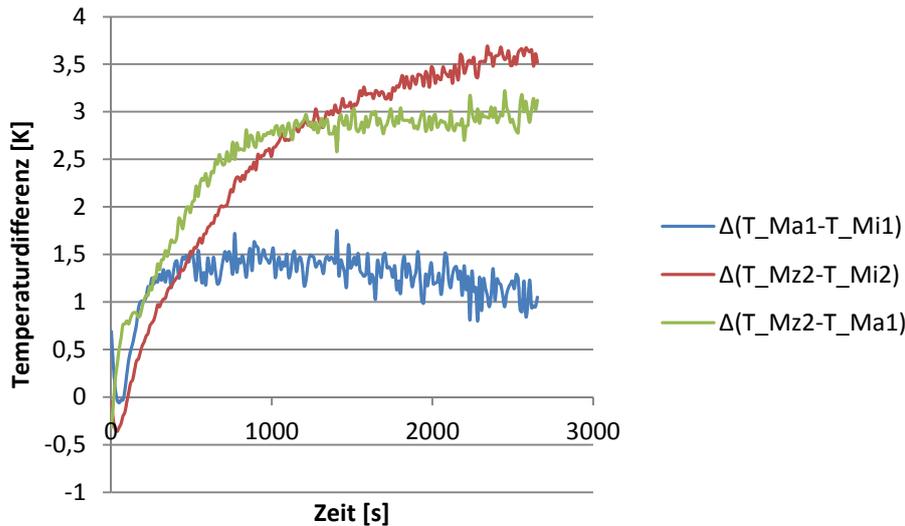


Bild 44 Temperaturdifferenzen am Referenzmodul PV-S-1 bei Abstand 50 cm

In folgender Abbildung sind im Vergleich die gemessenen Temperaturen des Referenzmoduls PV-S-1 und des PV-Paneels-S-1 in Zellebene dargestellt. Bei der Messung im Abstand von 50 cm ist auch die Temperaturentwicklung während des Abkühlvorgangs aufgezeichnet worden und hier dargestellt. Die Abkühlung erfolgte bei natürlicher Konvektion.

Bei einem Abstand von 50 cm ist die Abbruchtemperatur im PV-Paneel schon nach 1450 s erreicht. Die Temperaturkurve steigt linear an mit ähnlicher Steigung wie beim Referenzmodul. Während die Kurve des Referenzmoduls asymptotisch einem Grenzwert zustrebt, ist beim PV-Paneel ein Grenzwert nicht abzusehen.

Bei einem Abstand von 30 bzw. 10 cm überwiegt der Einfluss der Einstrahlung deutlich, sodass in dem betrachteten Temperaturbereich die Temperaturverläufe des Referenzmoduls und des PV-Paneels fast identisch sind.

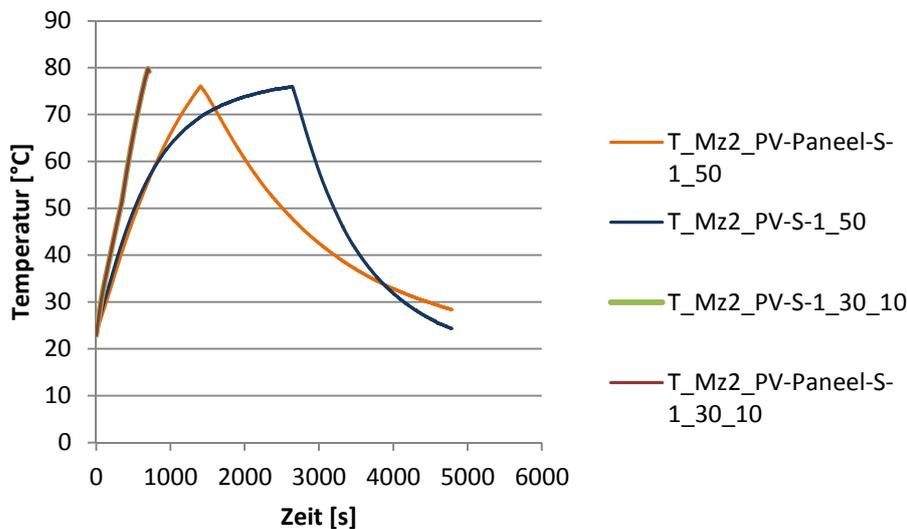


Bild 45 Gemessene Temperaturen im Vergleich PV-S-1 und PV-Paneel-S-1

Das folgende Bild stellt für das PV-Paneel-S-1, PV-Paneel-S-2 sowie für das PV-Paneel-WG-1 die bei einem Abstand von 50 cm gemessene Zelltemperatur und gemessene PV-Leistung im MPP dar.

Die Auswertung ergibt für die schwarzen Module einen mittleren Temperaturkoeffizienten von ca. 0,4 %/K, wenn die Werte auf den ersten in dieser Auswertung berücksichtigten Wert, d.h. bei ca. 27 °C, bezogen werden.

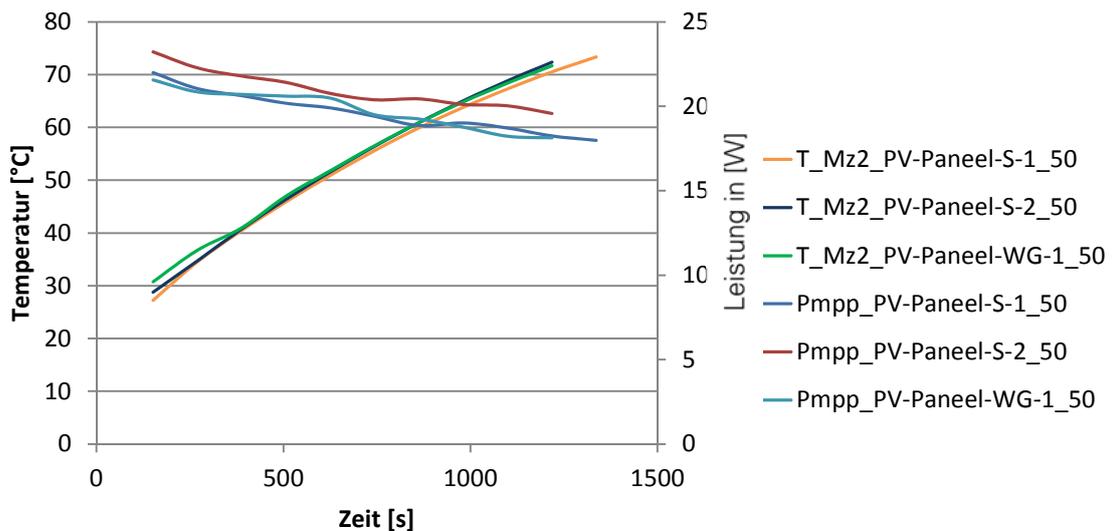


Bild 46 Einfluss der Temperatur auf die PV-Leistung

Mit den Versuchen wurde bestätigt, dass die rückseitige Dämmung einen erheblichen Einfluss auf die sich einstellenden Temperaturen im Modul besitzt. Zudem zeigen die Bestrahlungsprüfungen den Einfluss der Temperatur auf den Wirkungsgrad der PV-Module. Dabei weisen die weißgrauen Module hinsichtlich Temperatur und Leistung das gleiche Verhalten wie die schwarzen Module auf.

Eine Aussage, welche maximalen Temperaturen sich unter realen Witterungsbedingungen einstellen können, ist mit den Versuchen nicht möglich, da sich unter den gegebenen Randbedingungen im Innenraum mit geringen Wärmeübergängen höhere Temperaturen einstellen. Die Versuchsergebnisse können allerdings für die Modellbildung in Simulationen verwendet werden, in denen reale Witterungsbedingungen Eingang finden können (vgl. Kapitel 8). Der Einfluss der Temperaturerhöhungen auf den Ertrag ist in Kapitel 9.1 dargestellt.

## 8 SIMULATIONEN

Die Simulationen zur Abschätzung der im Verlauf des Jahres unter realen Witterungsbedingungen auftretenden Temperaturen im PV-Modul wurden mit Delphin 5, einem Simulationsprogramm für den gekoppelten Wärme-, Feuchte- und Stofftransport, durchgeführt. Die thermisch-transienten Simulationen zu den Bestrahlungsprüfungen Indoor wurden mit der Finite-Elemente-Software Ansys R14.5 durchgeführt.

### 8.1 ABSCHÄTZUNG DER TEMPERATURENTWICKLUNG IM AUßENKLIMA

Zur Abschätzung, wie sich die Temperaturen im Verlauf des Jahres unter realen Witterungsbedingungen im PV-Modul, das in das Paneel integriert ist, im Vergleich zu dem hinterlüfteten PV-Modul einstellen, wurden hygrothermische Berechnungen mit Delphin 5 durchgeführt. Als Modell für das Referenzmodul wurde ein einschichtiger Aufbau mit einer Glasdicke von 7,6 mm angenommen. Als Modell für das PV-Paneel ein zweischichtiger Aufbau mit einer Glasscheibe von 7,6 mm und einem Dämmstoff, WLG 040, von 15 cm Dicke.

Als Referenzklima diente München. Die Energieabfuhr durch das PV-Modul wurde in dieser Simulation nicht berücksichtigt. Tatsächlich stellen sich dadurch geringfügig geringere Temperaturen ein. Die Simulationen wurden für die Westfassade durchgeführt, da dort im Verlauf des Jahres die höchsten Temperaturen auftreten. Als Absorptionskoeffizient für die Solarstrahlung wurde unter Berücksichtigung der Zellebene 0,9 angesetzt. Die folgenden Abbildungen stellen die mittlere Temperatur im Glas für das Referenzmodul und das PV-Paneel dar.

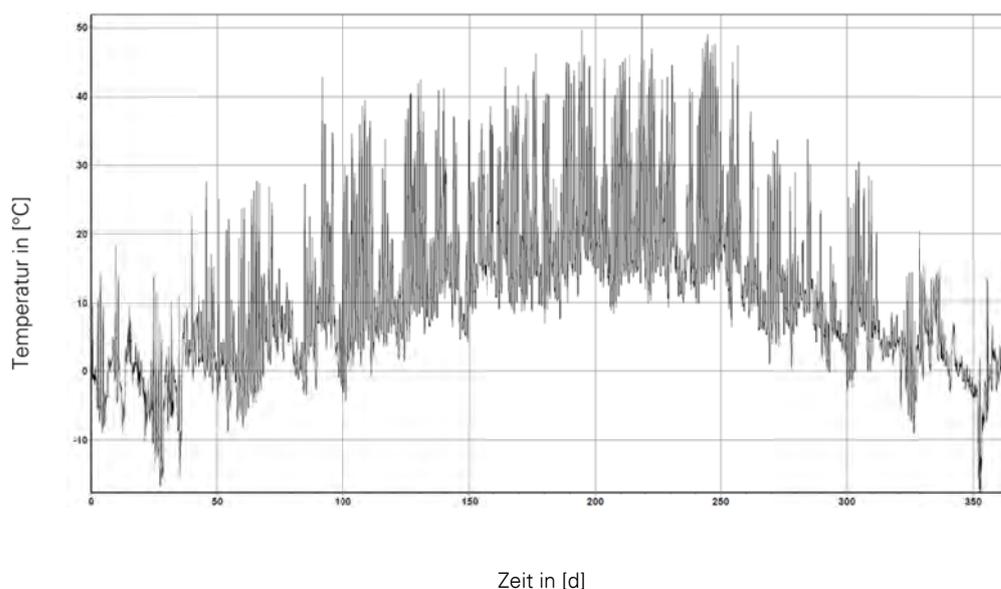


Bild 47 Temperaturverlauf im Referenzmodul, Westfassade (Delphin 5)

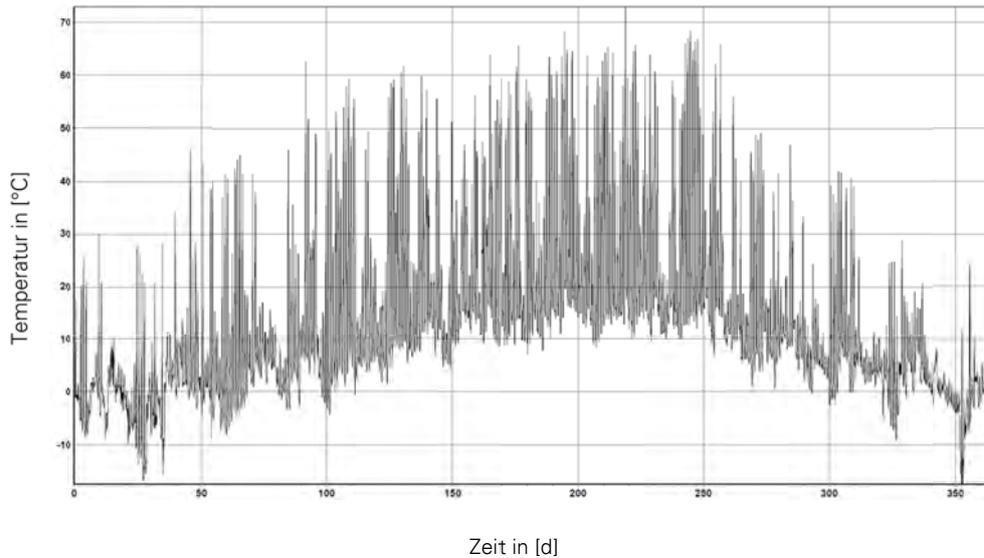


Bild 48 Temperaturverlauf im PV-Modul des Paneels, Westfassade (Delphin 5)

Die Simulationen zeigen, dass im hinterdämmten PV-Modul bis zu 20 K höhere Temperaturen auftreten können, da eine Wärmeabgabe nur von einer Oberfläche erfolgen kann. In Kapitel 9 ist der Einfluss der Temperatur auf den Ertrag dargestellt.

## 8.2 AUFBAU DES MODELLS

Um für verschiedene Randbedingungen die Temperaturentwicklung mittels thermisch-transienten Simulationen im Bauteil abschätzen zu können, wurde ein Modell erstellt, das anhand der Ergebnisse der Bestrahlungsprüfungen validiert wurde.

### 8.2.1 Referenzmodul

Der Aufbau des PV-Moduls mit beschichtetem Rückglas, Zwischenfolie und Frontglas wird mit zwei Volumenkörpern der Kantenlängen 0,1 x 0,1 m modelliert. Es werden ein Volumenkörper 1 für das Frontglas mit einer Dicke von 4 mm und ein Volumenkörper 2 für das Rückglas mit einer Dicke von 3 mm erstellt. Die Zwischenfolie wird nur über einen Kontaktwiderstand zwischen den Glasscheiben berücksichtigt, da sie insbesondere hinsichtlich ihres Wärmedurchlasswiderstandes eine Rolle spielt und über die Schichtdicke keine Ausgabewerte definiert werden. Die folgende Abbildung stellt wesentliche Angaben der Modellbildung zusammen.

Modell				
<b>Materialeigenschaften</b>	Glas	Dichte 2.400 kg/m <sup>3</sup>	Wärmeleitfähigkeit 1 W/(m K)	Spez. Wärme 1.000 J/(kg K)
<b>Geometrie gesamt</b>	Gesamt	X 0,1 m	Y 0,1 m	Z 0,007 mm
<b>Geometrie 1</b>	Körper 1	X 0,1 m	Y 0,1 m	Z 0,004 mm

<b>Geometrie 2</b>	Körper 2	X 0,1 m	Y 0,1 m	Z 0,003 mm
<b>Statistik</b>		11770 Knoten	2400 Elemente	
<b>Kontakte 1-2</b>		Verbund		
<b>Zwischenfolie Wärmeleitwert</b>		500 W/(m <sup>2</sup> K)		

Bild 49 Modellbildung Referenzmodul

Das Modell wird in 10 Elemente mit einer Größe von 1 x 1 cm eingeteilt. Die Einteilung bzw. Vernetzung über die Dicke erfolgt über die Sweep-Methode. Die jeweilige Schicht wird in 12 Elemente unterteilt mit einer Elementverdichtung zum Rand hin. Bild 50 zeigt das vernetzte Modell.

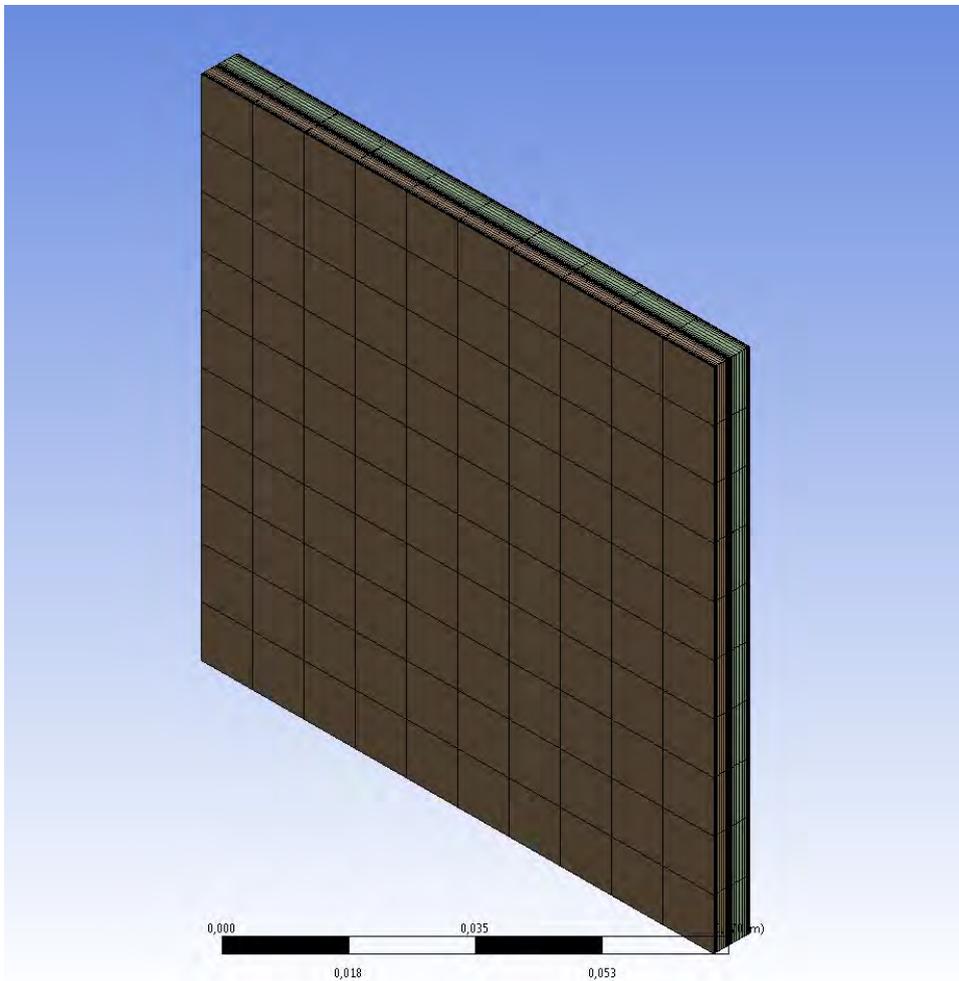


Bild 50 Vernetzung Modell Referenzmodul

## 8.2.2 Gedämmtes PV-Paneel

Für das Gedämmte PV-Paneel wird das Modell des Referenzmoduls um einen Volumenkörper 3 für das Aluminiumblech erweitert. Der Dämmstoff wird ebenfalls nur über einen Kontaktwiderstand zwischen Rückglas und Aluminiumblech berücksichtigt.

Die folgende Abbildung stellt Angaben zur Modellbildung zusammen.

<b>Modell</b>				
<b>Materialeigenschaften</b>	Glas	Dichte 2.400 kg/m <sup>3</sup>	Wärmeleitfähigkeit 1 W/(m K)	Spez. Wärme 1.000 J/(kg K)
	Aluminium	Dichte 2700 kg/m <sup>3</sup>	Wärmeleitfähigkeit 235 W/(m K)	Spez. Wärme 897 J/(kg K)
<b>Geometrie gesamt</b>	Gesamt	X 0,1 m	Y 0,1 m	Z 0,009 mm
<b>Geometrie 1</b>	Körper 1	X 0,1 m	Y 0,1 m	Z 0,004 mm
<b>Geometrie 2</b>	Körper 2	X 0,1 m	Y 0,1 m	Z 0,003 mm
	Körper 3	X 0,1 m	Y 0,1 m	Z 0,002 mm
<b>Statistik</b>		17655 Knoten	3600 Elemente	
<b>Kontakte 1-2</b>		Verbund		
<b>Kontakte 2-3</b>		Keine Trennung		
<b>Zwischenfolie Wärmeleitwert</b>		500 W/(m <sup>2</sup> K)		
<b>Dämmstoff Wärmeleitwert</b>		0,267 W/(m <sup>2</sup> K)		

Bild 51 Gewählte Randbedingungen der Modellbildung

Das Modell wird in 10 Elemente mit einer Größe von 1 x 1 cm eingeteilt. Die Einteilung bzw. Vernetzung über die Dicke erfolgt über die Sweep-Methode. Die jeweilige Schicht wird in 12 Elemente unterteilt mit einer Elementverdichtung zum Rand hin. Bild 52 zeigt das vernetzte Modell.

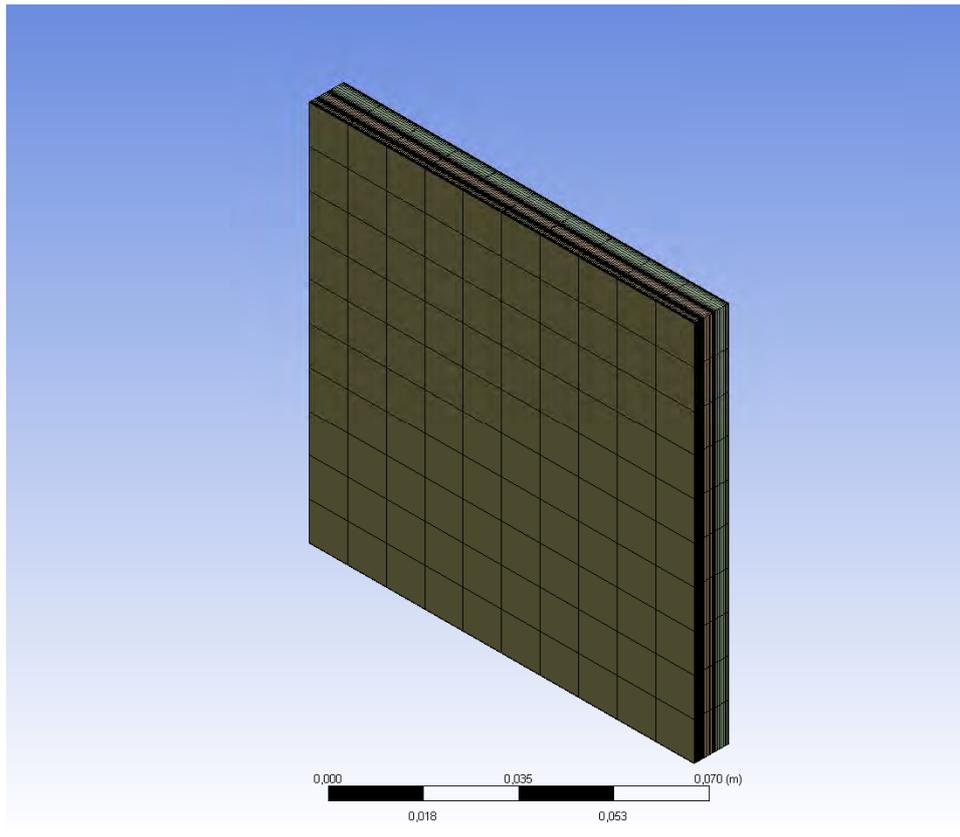


Bild 52 Vernetzung Modell Gedämmtes PV-Paneel

## 8.3 RANDBEDINGUNGEN

### 8.3.1 Referenzmodul

Das folgende Bild zeigt die gewählten Randbedingungen für das Modell des Referenzmoduls für einen Abstand der Strahler bei 50 cm.

Dabei werden in 3 Ebenen des Bauteils bzw. Modells Randbedingungen definiert. Auf der Oberfläche des Frontglases erfolgt ein Wärmeübergang durch Konvektion und Strahlung sowie die Absorption eines Teils der Strahlung des Simulators. Auf der Oberfläche des Rückglases erfolgt ebenfalls ein Wärmeübergang infolge Konvektion (2) und Strahlung (2). In Zellebene werden als Randbedingung definiert der Anteil der Strahlung, der von der PV-Schicht absorbiert wird sowie die dadurch erzeugte PV-Leistung, die aus dem System abgeführt wird. Dabei wird angenommen, dass der Transmissionsgrad von Deckglas und Zwischenfolie 92 % beträgt.

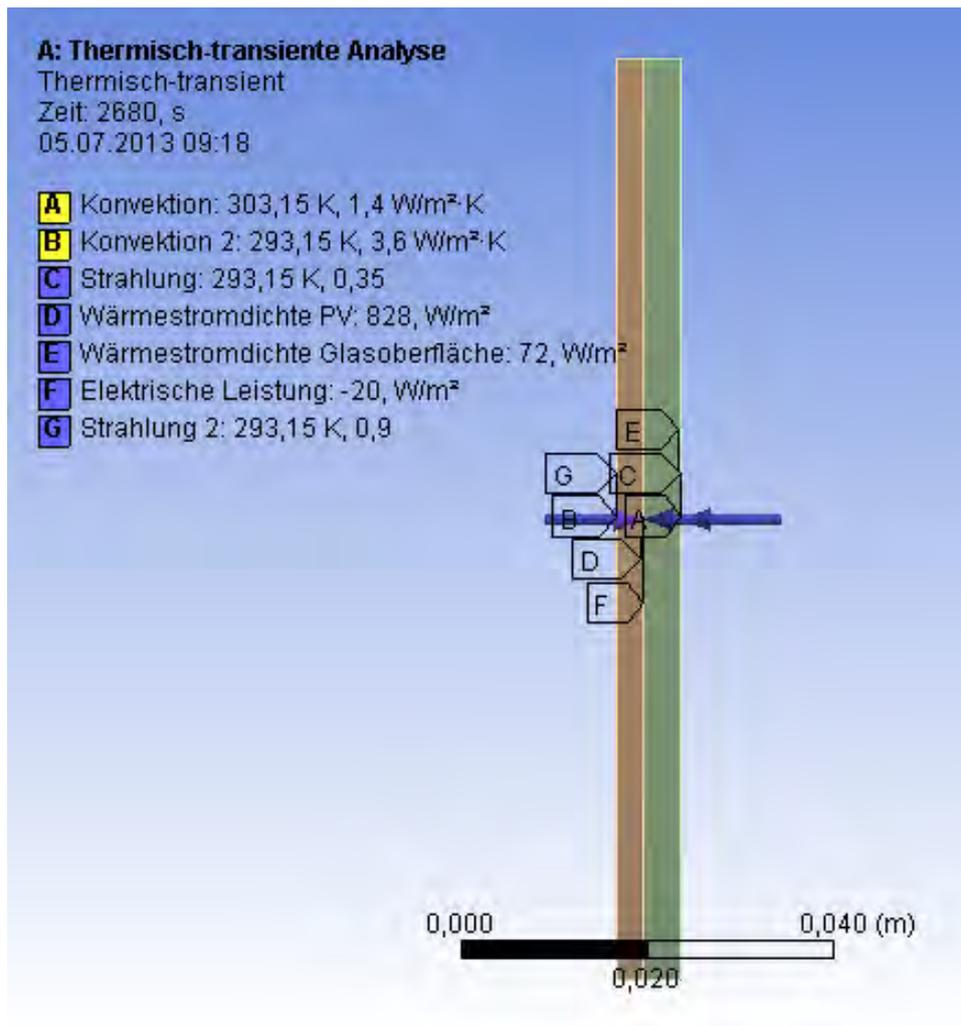


Bild 53 Randbedingungen Referenzmodul bei Abstand 50 cm

Die Versuche zeigen, dass durch die Raumklimatisierung auf der Rückseite des Moduls relativ konstant eine Lufttemperatur von 20 °C gehalten werden kann. Die Temperaturen vor dem Modul betragen relativ konstant 30 °C. Der Wärmeübergangskoeffizient für den konvektiven Übergang auf der Vorderseite wird anhand folgender Formel bestimmt, die auf experimentellen Arbeiten basiert [12].

$$\alpha = 0,472 \cdot \Delta T^{0,32}$$

Bei dem konvektiven Übergang auf der Rückseite wurde der Einfluss der erzwungenen Konvektion durch das Klimagerät berücksichtigt.

Die Berücksichtigung der Abstrahlung des Moduls und der Einstrahlung durch die Umgebungsflächen erfolgt über das Strahlungsaustauschmodell zwischen einer Oberfläche und dem umgebenden Raum. Der Emissionsgrad von Glas liegt üblicherweise bei 0,9. Der Strahlungsaustausch auf der Vorderseite des Moduls ist schwer zu erfassen, da die Bestrahlungseinheit in einem geringen Abstand vor dem Modul platziert ist und somit eine Abstrahlung in die Umgebung eingeschränkt ist. Lampen und Profile beanspruchen ca. 50 %

der Fläche. Dies wird über einen geringeren Emissionsgrad der Glasoberfläche von 0,35 berücksichtigt.

Die vom PV-Modul erzeugte Leistung wird den Versuchsergebnissen entnommen und vereinfachend als Mittelwert angesetzt.

Bild 54 stellt die wesentlichen Randbedingungen für die Modellierung bei einem Abstand der Strahler von 50 cm tabellarisch zusammen.

<b>Randbedingungen</b>		Abstand Strahler 50 cm
Anfangstemperatur [°C]		20
Konvektion 1	Umgebungstemperatur [°C]	30
	Wärmeübergangskoeffizient [W/(m <sup>2</sup> K)]	1,4
Konvektion 2	Umgebungstemperatur [°C]	20
	Wärmeübergangskoeffizient [W/(m <sup>2</sup> K)]	3,6
Strahlung 1 (Austausch mit Umgebung)	Umgebungstemperatur [°C]	20
	Emissionsvermögen	0,35
Strahlung 2 (Austausch mit Umgebung)	Umgebungstemperatur [°C]	20
	Emissionsvermögen	0,9
Simulator, Wärmestromdichte Oberfläche Frontglas [W/m <sup>2</sup> ]		72
Simulator, Wärmestromdichte Zellebene [W/m <sup>2</sup> ]		828
Elektrische Leistung [W/m <sup>2</sup> ]		-20

Bild 54 Anfangs- und Randbedingungen Referenzmodul

### 8.3.2 Gedämmtes PV-Paneel

Die energetischen Randbedingungen können (vereinfachend) von dem Referenzmodul für das PV-Paneel übernommen werden.

Die folgende Abbildung zeigt graphisch die angenommenen Randbedingungen für die drei relevanten Ebenen.

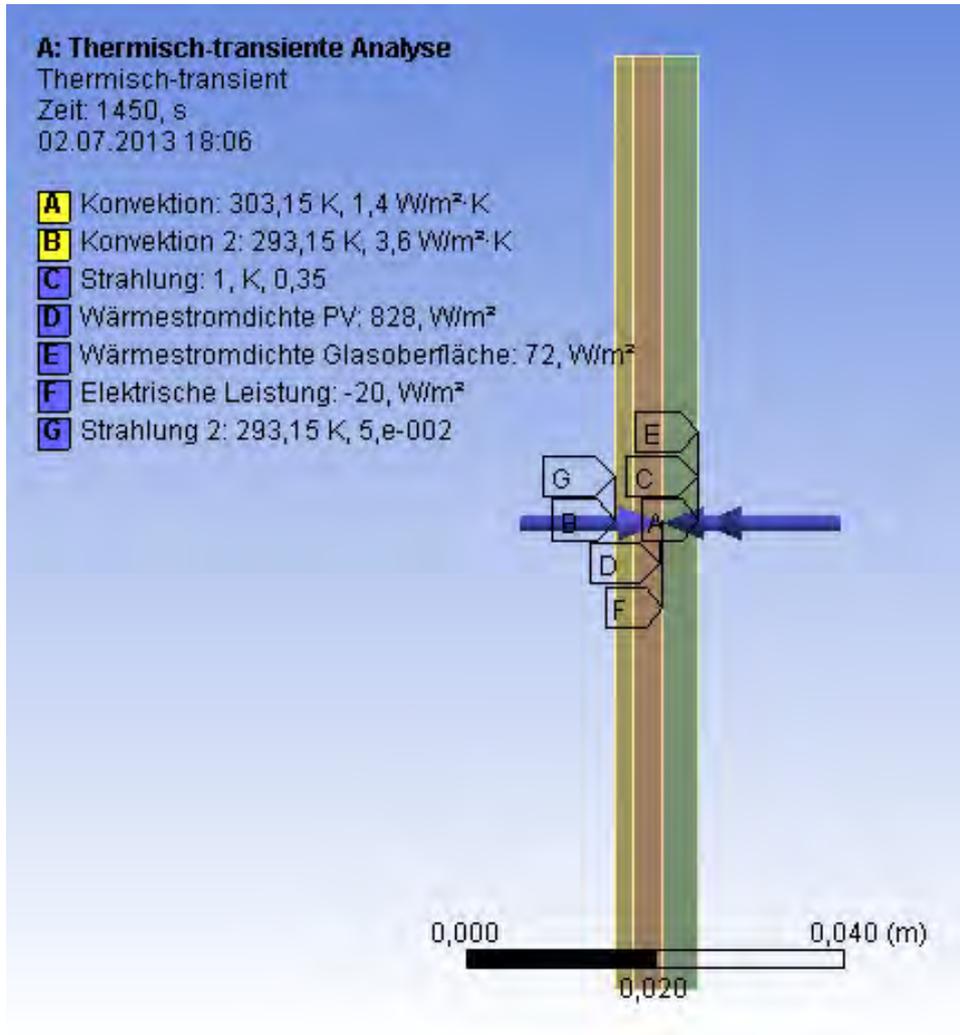


Bild 55 Randbedingungen Gedämmtes PV-Paneel bei Abstand 50 cm

## 8.4 AUSWERTUNG DER ERGEBNISSE

Die folgenden beiden Abbildungen stellen als Ergebnisse der Simulationen die in Zellebene auftretenden Temperaturen für das Modell des Referenzmoduls PV und des PV-Paneels dar. Der Verlauf der gemessenen und simulierten Temperaturen stimmen ausreichend genau überein.

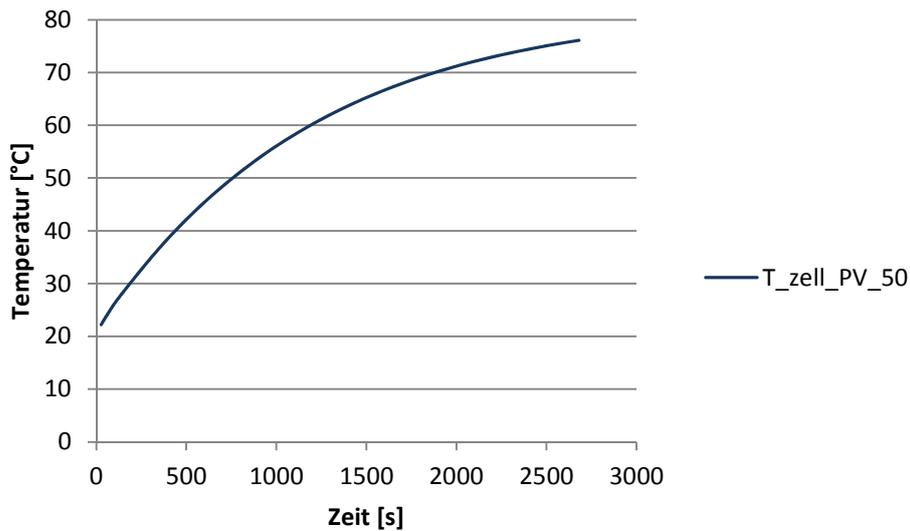


Bild 56 Simulierte Zelltemperaturen PV

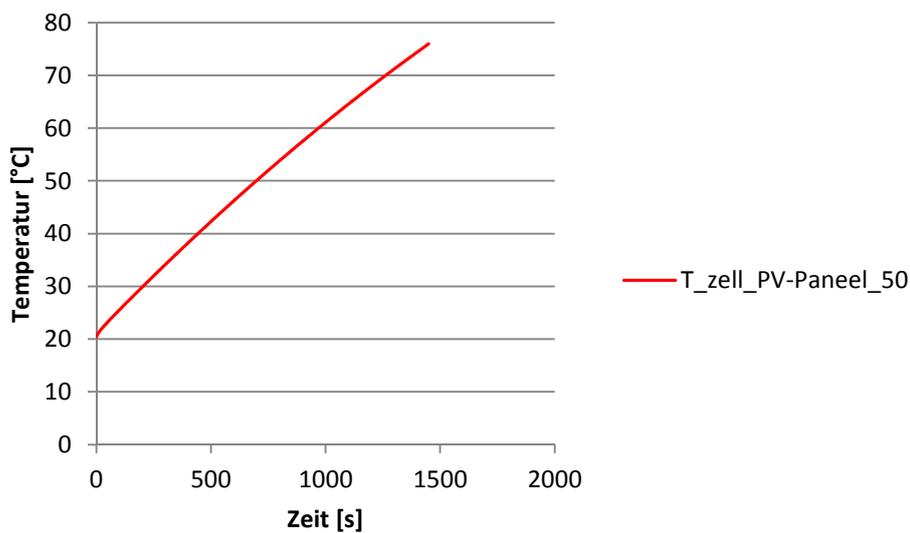


Bild 57 Simulierte Zelltemperaturen PV-Paneel

In den folgenden Abbildungen sind die simulierten Temperaturen für das Referenzmodul PV und das PV-Paneel dargestellt, die sich bei der jeweiligen Abbruchtemperatur, d.h. nach 2680 s bzw. 1450 s im Querschnitt einstellen würden. Zu beachten ist, dass die Zwischenfolie sowie die Dämmung als Kontaktwiderstand berücksichtigt sind und somit in den Graphen die Positionen im Querschnitt nur als senkrechte Temperatursprünge zu erkennen sind.

Das Deckglas des Referenzmoduls PV besitzt über den Querschnitt ein  $\Delta T$  von 0,7 K mit Temperaturen zwischen 74,4 und 76,1 °C und das Rückglas ein  $\Delta T$  von 1,7 K mit Temperaturen zwischen 76,4 °C und 74,7 °C. Die Zwischenfolie, die den Temperatursprung darstellt, hat Temperaturen von 76,1 bis 76,4 °C.

Im PV-Paneel entstehen im Rückglas über den Querschnitt aufgrund der rückseitigen Dämmung geringere Temperaturdifferenzen im Vergleich zum ungedämmten Referenzmodul. Im Dämmstoff entstehen von Oberfläche zu Oberfläche Temperaturunterschiede von 55 K. Im Aluminium der Paneelrückseite entsprechen die Temperaturen quasi der Umgebungstemperatur.

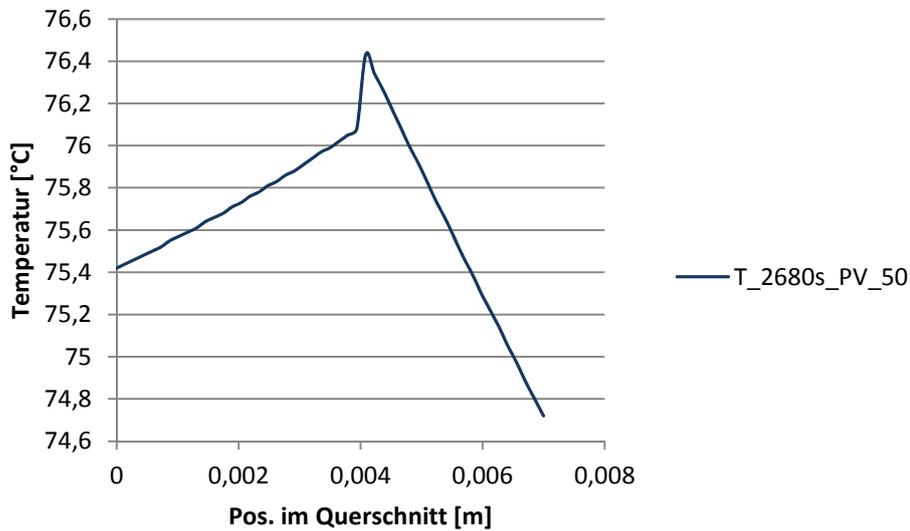


Bild 58 Simulierte Temperaturen im Querschnitt PV

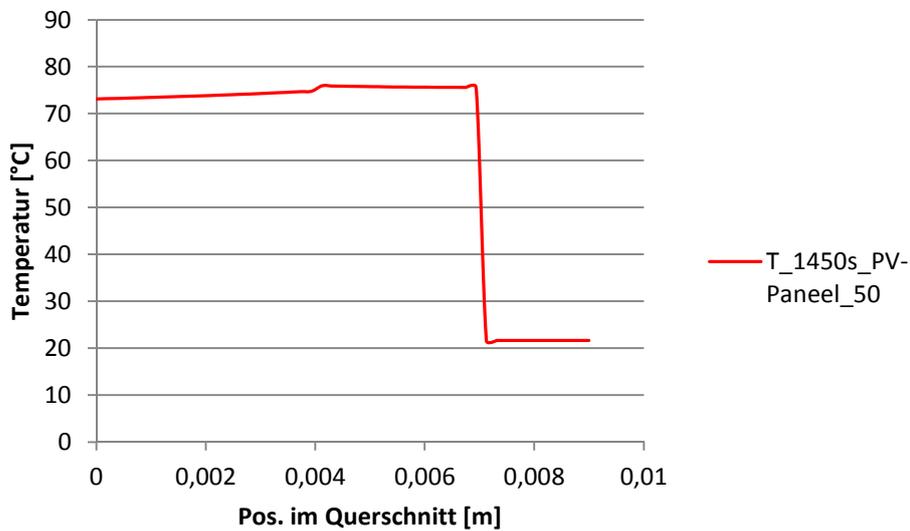


Bild 59 Simulierte Temperaturen im Querschnitt PV-Paneel

## 9 NACHHALTIGE BEWERTUNG

### 9.1 ERTRAGSANALYSEN

Wie die thermischen Simulationen und Bestrahlungsprüfungen gezeigt haben, entstehen in den PV-Modulen der Dämmpaneele höhere Temperaturen als in hinterlüfteten PV-Modulen. Im Folgenden sind die Ergebnisse einer Ertragsabschätzung dargestellt, um die Auswirkung der höheren Temperaturen und damit der Leistungsminderung auf den jährlichen Ertrag beurteilen zu können.

Da bei gängiger PV-Ertragssimulationssoftware mit den für die Temperaturmodelle hinterlegten Energiebilanzgleichungen keine realistische Abbildung des Energietransportes und damit der Temperaturen im PV-Paneel möglich ist, wurde die Jahresertragsabschätzung anhand folgender Gleichungen vorgenommen:

$$E_{PV} = \sum_{t=1h}^{t=8760 h} P_{el} \cdot t$$

Dabei gilt für  $P_{el}$  als elektrische Leistung:

$$P_{el} = \eta_s \cdot G_s \cdot (1 - \alpha_t \cdot (T_M(t) - 25))$$

Der Systemwirkungsgrad  $\eta_s$  berücksichtigt den Modulwirkungsgrad  $\eta_M$ , der unter STC 12 % beträgt, und zusätzliche Systemverluste wie durch Modulverschmutzungen, in Dioden, durch Abweichungen vom Standardspektrum und durch Umwandlungsverluste des Wechselrichters. Diese zusätzlichen Verluste werden pauschal mit 75 % angesetzt. Der hintere Term berücksichtigt die Verluste durch Modulerwärmungen. Der Temperaturkoeffizient  $\alpha_t$  geht mit 0,4 %/K ein.

Für die Einstrahlungen auf die Fassadenfläche  $G_s$  sowie die Modultemperaturen  $T_M$  werden die stündlichen Ausgabewerte der Berechnungen mit der Software Delphin verwendet (vgl. Kapitel 8.1).

Die folgenden Abbildungen zeigen die berechneten Differenzen der PV-Leistung zwischen der hinterlüfteten PV-Fassade und der Fassade mit den gedämmten PV-Paneelen jeweils für die West- und die Südfassade. Die maximale Differenz beträgt auf der Westfassade ca. 8 W/m<sup>2</sup>. Auf der Südfassade kommt es maximal zu einer Leistungsminderung von 1 W/m<sup>2</sup>, da dort deutlich geringere Strahlungsmaxima vorliegen und damit geringere Temperaturen und Temperaturdifferenzen.

Über das Jahr betrachtet liegt die Ertragsdifferenz zwischen hinterlüfteter PV und PV-Paneelen auf der Westfassade bei 3 % und auf der Südfassade bei 1 %. Die Berechnung zeigt somit, dass zwar insbesondere auf der Westfassade im Modul des PV-Paneels deutlich höhere Temperaturen auftreten als in hinterlüfteten Modulen, aber der Einfluss auf den

Jahresertrag aufgrund der geringen Häufigkeit dieser höheren Temperaturen vernachlässigbar ist.

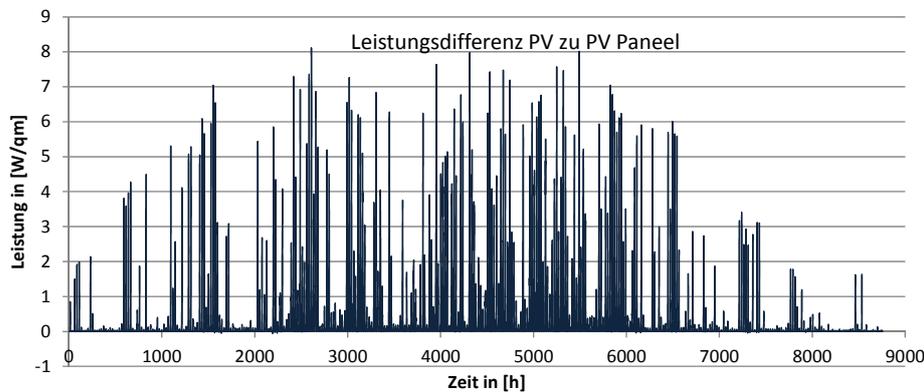


Bild 60 PV-Leistungsdifferenz von PV und PV-Paneel, Westfassade

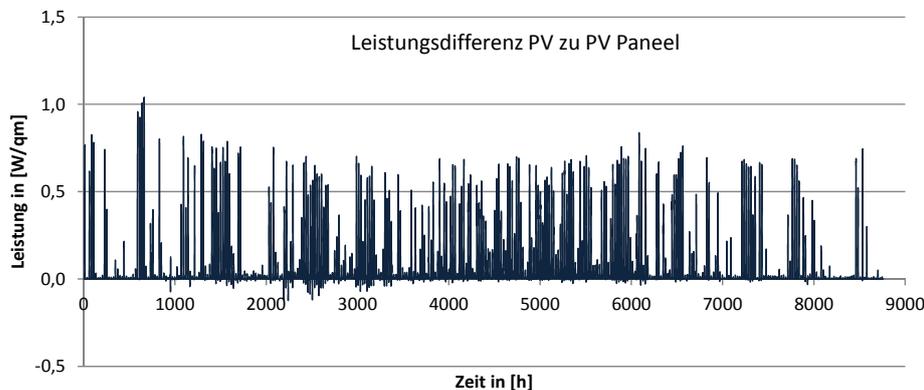


Bild 61 PV-Leistungsdifferenz von PV und PV-Paneel, Südfassade

## 9.2 ÖKOBILANZIERUNG

In der Ökobilanz werden Produktsysteme hinsichtlich ihrer Umweltwirkungen über den gesamten Lebenszyklus beurteilt. Von der International Energy Agency (IEA) wurden 2009 Richtlinien, die sogenannten „Methodology Guidelines on Life Cycle Assessment of Photovoltaic Electricity“ [16], für die Erstellung von Ökobilanzen von Photovoltaikanlagen veröffentlicht.

Bei einer Photovoltaikanlage umfasst der Lebenszyklus u.a. die Gewinnung der Rohstoffe, die Produktion der Solarzellen, die Herstellung der Module, des Generators, des Wechselrichters und aller Leitungen, die Installation und den Betrieb der Anlage sowie ihre Entsorgung. In der Nutzungsphase wird Energie durch die PV-Systeme erzeugt. Einfluss auf den Ertrag der Anlage haben insbesondere der Aufstellort mit der auf die Module auftreffenden Solarstrahlung, der Modul- und Systemwirkungsgrad und die Lebensdauer der Anlage bzw. der Systemkomponenten. Um eine Vergleichbarkeit der Photovoltaikanlagen zu ermöglichen, sind in den Methodology Guidelines on Life Cycle Assessment of Photovoltaic

Electricity Rahmenbedingungen festgelegt. Die Rahmenbedingungen setzen eine optimale Ausrichtung der Module voraus, eine 30-jährige Nutzungsdauer sowie einen Systemwirkungsgrad von 75%. Die Nutzungsphase kann mit der Energierückgewinnungszeit (Energy Payback Time (EPBT)) beurteilt werden. Diese setzt den Primärenergieverbrauch des Systems über den Lebenszyklus mit der jährlich eingesparten Primärenergie ins Verhältnis. Die jährlich eingesparte Primärenergie wird ausgedrückt durch den Energieertrag der Anlage bzw. den substituierten Strom am Referenzstandort.

Durch die Festlegung der Rahmenbedingungen ist die EPBT nur noch vom Wirkungsgrad der Module und vom Standort mit dem Einstrahlungspotenzial und Strommix abhängig. Dabei kann entweder näherungsweise ein jährlicher mittlerer Wert für die lokale Einstrahlung verwendet werden, der z.B. für eine Region, ein Land oder einen Kontinent vom Joint Research Center (JRC), Gemeinsame Forschungsstelle (GFS) der Europäischen Kommission, zur Verfügung gestellt wird, oder, für eine genauere und standortspezifische Angabe mit Werten auf Grundlage stündlicher örtlicher Wetterdaten gerechnet werden.

Die Produktion von Dünnschichtmodulen benötigt viel weniger Material als die Herstellung von Modulen mit kristallinen Siliziumzellen. Zudem ist der Herstellungsprozess, u.a. aufgrund geringerer Prozesstemperaturen, weniger energieintensiv. Lebenszyklusanalysen zeigen, dass Dünnschichtmodule nur ca. 1/3 des Primärenergieverbrauchs von kristalliner PV aufweisen. Die folgende Abbildung zeigt den Energieverbrauch für verschiedene PV-Technologien aus verschiedenen Untersuchungen [21].

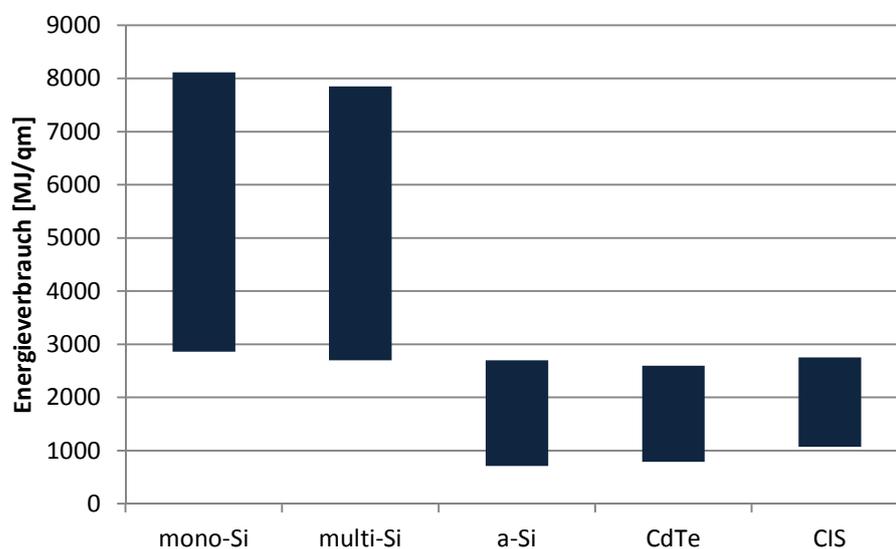


Bild 62 Energieverbrauch verschiedener PV-Technologien nach [21]

mono-Si	monokristallines Silizium
multi-Si	multikristallines Silizium
a-Si	amorphes Silizium
CdTe	Cadmiumtellurid
CIS	Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid

Nachfolgend dargestellt ist die EPBT bei einer mittleren jährlichen Einstrahlung von 1700 kWh/(qm a). Aufgrund der höheren Wirkungsgrade der kristallinen Siliziumzellen sind die Unterschiede bei der EPBT weniger groß, allerdings zeigt sich, dass die CIS-Module günstige Werte aufweisen.

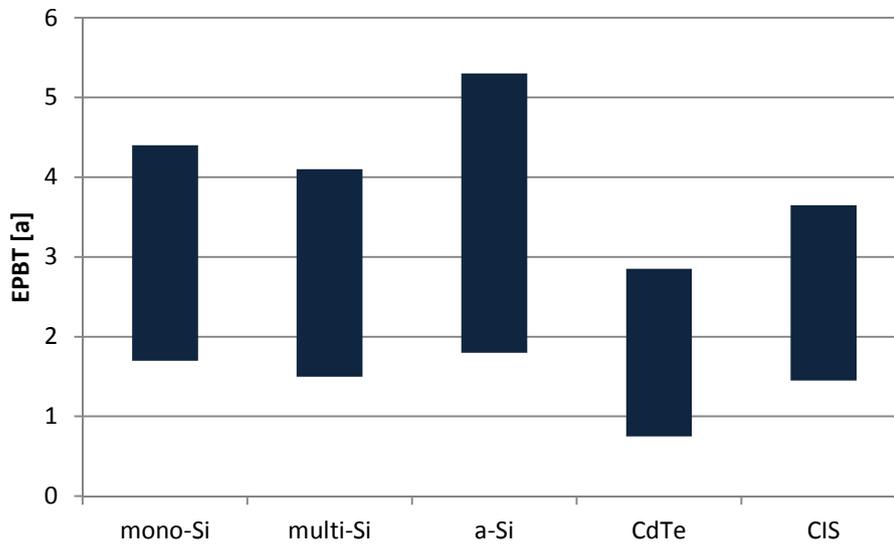


Bild 63 Energierückgewinnungszeit (EPBT) verschiedener PV-Technologien nach [21]

Im Rahmen des SENSE (Sustainability Evaluation of Solar Energy Systems) Projektes (2002-2006) wurden Lebenszykusanalysen von Dünnschichtmodulen erarbeitet, wobei Grundlage der Daten der CIS-Module die Pilotlinie der Würth Solar\* von 2003 war. Diese Daten wurden von der Abteilung Ganzheitliche Bilanzierung des Fraunhofer IBP in Zusammenarbeit mit Würth Solar auf Basis der im Jahr 2008 erreichten Produktionskapazität von 30 MWp aktualisiert. Für eine Einstrahlung von 1700 kWh/(qm a) beträgt die Energierückgewinnungszeit ca. ein Jahr [14]. Auch unter Berücksichtigung, dass die Angabe nicht den Energieverbrauch für das BOS (Balance-Of-System), d.h. die Systemkomponenten wie Wechselrichter, Verkabelungen und Montagesysteme enthält, weist das PV-Modul im Vergleich zu anderen PV-Technologien sehr günstige Werte auf.

\*Die Manz CIGS Technology GmbH übernahm im Jahr 2012 die Produktionslinie der Würth Solar.

## 10 AUSBLICK MONITORING

Um die Konstruktion unter realen Witterungsbedingungen beobachten und beurteilen zu können, ist nach Durchführung des Forschungsprojektes vorgesehen, schwarze und farbige Prototypen in einer Systemfassade zu überwachen. Durch den Einsatz unter realen Klimabedingungen erfolgt zum einen eine Praxiserprobung der Konstruktion hinsichtlich der Dauerhaftigkeit und Gebrauchstauglichkeit und des Wartungs- und Reinigungsaufwandes, sodass Verbesserungspotenziale frühzeitig erkannt und die Produktentwicklung beschleunigt werden kann. Zum anderen können Erfahrungswerte für die Temperaturentwicklungen und PV-Erträge gesammelt werden, die für Temperaturberechnungen und PV-Ertragsberechnungen bzw. langfristige Prognosen benötigt werden und Simulationsmodelle validieren können, sowie Aussagen über die tatsächliche Temperaturbelastung der Materialien liefern.

### 10.1 STANDORT

Als Testfläche steht die linke Teilfläche der Südfassade eines Raumcontainers zur Verfügung. Der Container ist auf dem Gelände der TU Dresden, Bergstraße 120, Dresden, platziert. Die Südfassade wird von angrenzender Bebauung oder Bepflanzung nicht verschattet.



Bild 64 Standort des Testcontainers

## Klimabedingungen

Die Jahressumme der Globalstrahlung in Dresden, Messstation Klotzsche, betrug 1136,431 kWh im Jahr 2012. In Bild 65 ist der Jahresverlauf der Tagesdurchschnittswerte dargestellt [7].

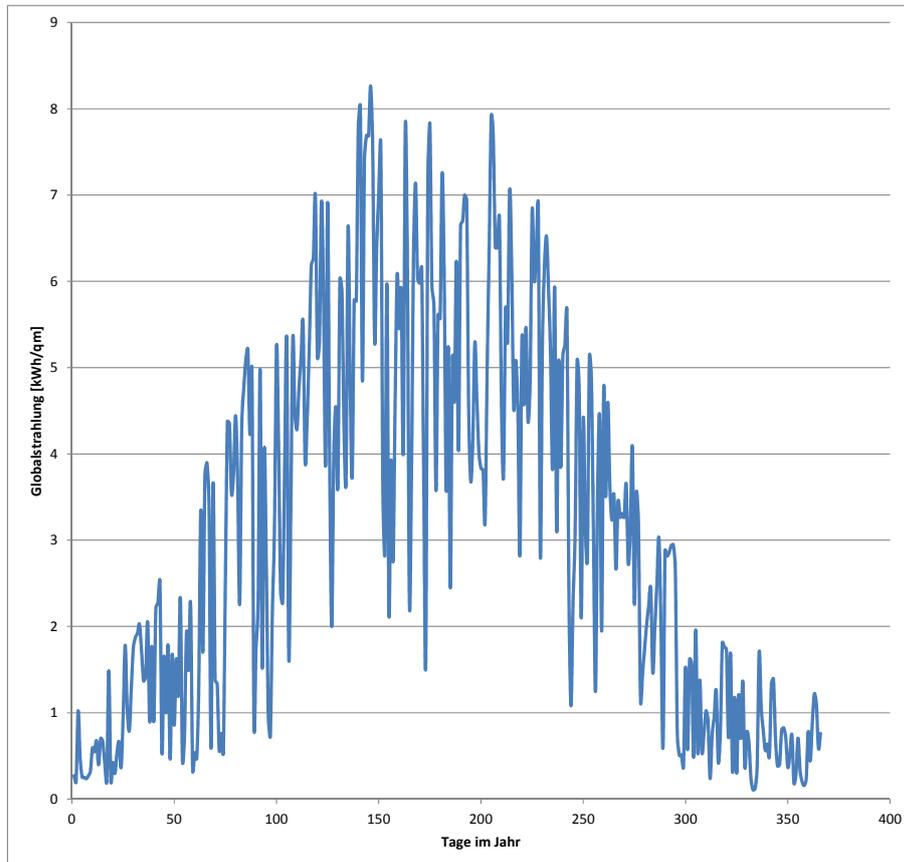


Bild 65 Globalstrahlung in Dresden - Klotzsche im Jahr 2012

## 10.2 KONSTRUKTION UND PV-SYSTEM

Eingesetzt werden die im Rahmen des Projektes entwickelten und in Kapitel 5 beschriebenen PV-Paneele in der Systemfassade.

Das folgende Bild zeigt die Anordnung der verwendeten PV-Paneele. Die vier schwarzen Module und die vier farbigen Module werden jeweils in Reihe geschaltet und bilden einen Strang. Jeder Strang ist an einen eigenen Wechselrichter angeschlossen.

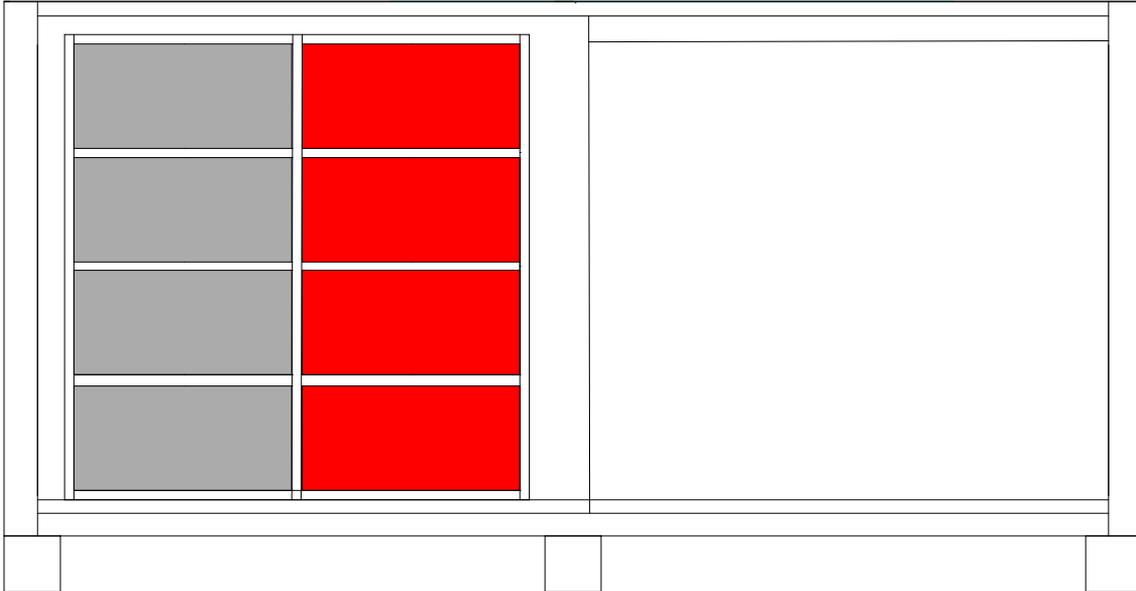


Bild 66 Ansicht Süd des Containers mit PV-Paneelen in Systemfassade

## 10.3 MESSKONZEPT

### Meteorologische Größen

#### Globalstrahlungssensor

Ein Pyranometer (Kipp & Zonen) erfasst die einfallende Solarstrahlung in einem Wellenlängenbereich von 305 bis 2800 nm. Die Solarstrahlung wird von einer schwarzen Fläche, die auf einer Thermosäule angebracht ist, absorbiert. Die Thermosäule erzeugt ein zur Einstrahlung proportionales Spannungssignal.

#### Si-Einstrahlungssensor

Silizium-Einstrahlungssensoren (Ingenieurbüro Mencke & Tegtmeyer GmbH) messen die Globalstrahlung in Modulebene. Dabei liefert eine kristalline Si-Zelle einen Kurzschlussstrom, der temperaturkompensiert der Einstrahlung linear proportional ist. D.h., es wird die effektive Einstrahlung für kristalline Si-Module gemessen. Die Ergebnisse können nur bedingt für Dünnschichtmodule verwendet werden.

### Modultemperaturen

#### Temperaturfühler

Als Temperaturfühler werden Thermoelemente des Types T (Newport Electronics GmbH) verwendet (s.o.).

## PV-Systemgrößen

### DC-Umformer

Mit den hinter den jeweiligen Strängen eingesetzten DC-Umformern IgT-MU und UgT-MU (Müller + Ziegler GmbH & Co. KG) werden Gleichstrom und Gleichspannung in ein eingprägtes Gleichstromsignal und Gleichspannungssignal umgeformt und getrennt. Die Messgrößen werden im Messsignalerfassungsgerät in einen eingprägten Gleichstrom und eine eingprägte Gleichspannung umgeformt. Die Umformer werden hier eingesetzt, um die Leistung des Moduls vor dem Wechselrichter, ohne die Wechselrichterverluste, erfassen zu können.

### Energiezähler

Hinter dem Wechselrichter erfasst ein geeichter Energiezähler für Wechselstrom (Müller + Ziegler GmbH & Co. KG) die Energiemenge, d.h. den Ertrag der PV-Anlage.

Bild 68 stellt die Position der Sensoren in Ansicht und Schnitt dar. Zu der Wahl der Anordnung der Temperaturfühler im PV-Modul vgl. Kapitel 7.

In Bild 67 ist schematisch die Verschaltung und Versorgung der Messtechnik dargestellt.

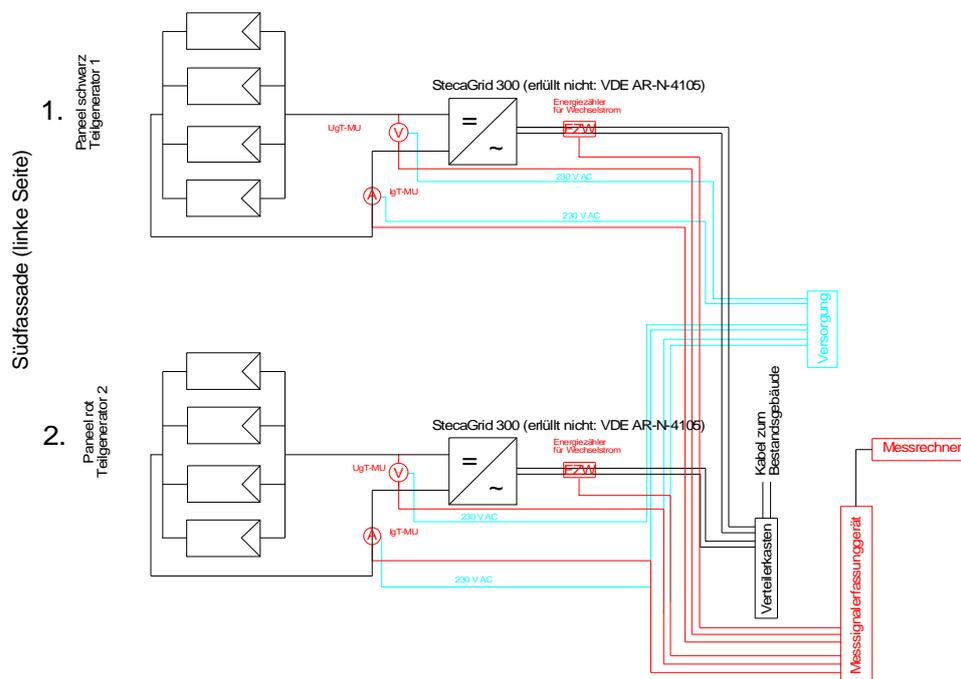


Bild 67 Verschaltung und Versorgung der Messtechnik

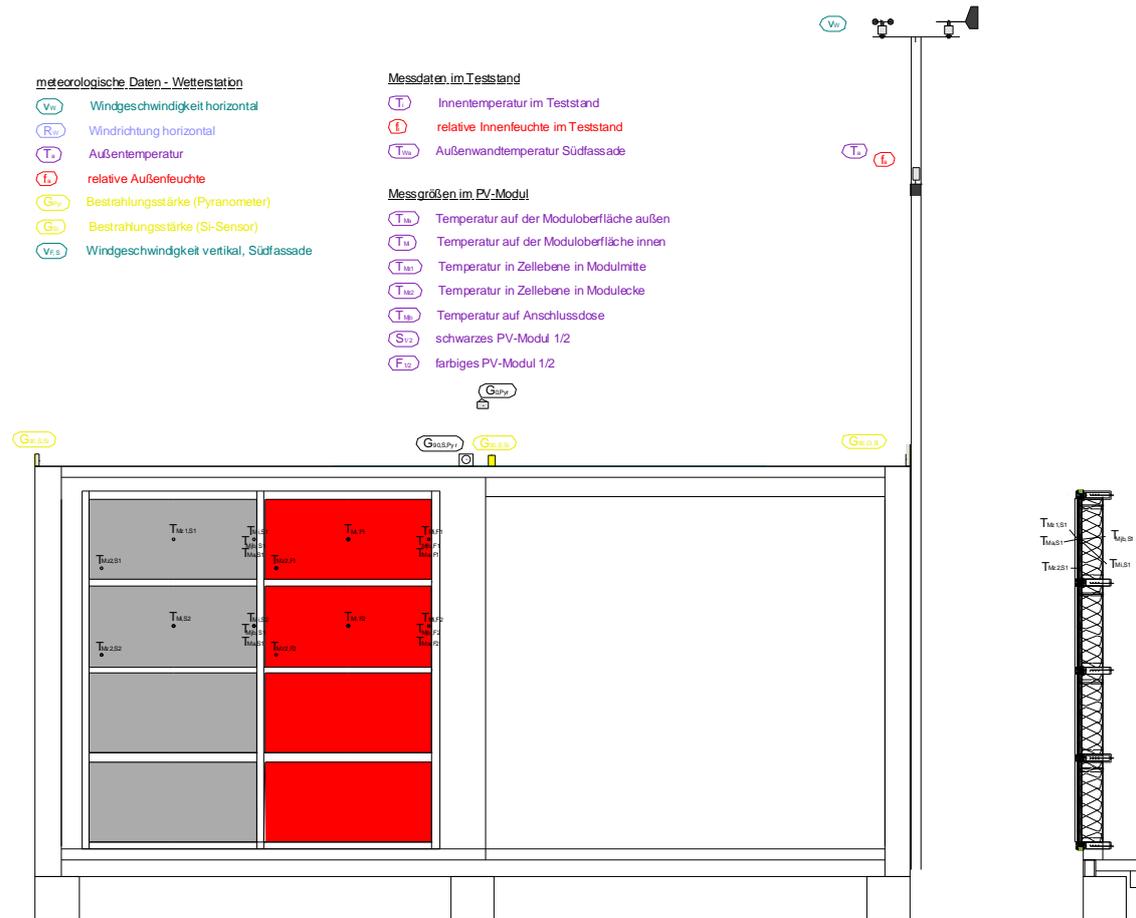


Bild 68 Position der Sensoren in Ansicht und Schnitt

## 11 ZUSAMMENFASSUNG

Es wurden im Rahmen des Projektes zwei Konstruktionen für Paneele mit integrierter PV untersucht, insbesondere unter Beachtung der konstruktiven, bauphysikalischen und elektrotechnischen Bedingungen.

Materialverträglichkeitsprüfungen wiesen die Verträglichkeit der eingesetzten Klebstoffe zu der Laminationsfolie nach.

Die Bestrahlungsprüfungen zeigen den Einfluss der Temperatur auf den Wirkungsgrad der PV-Module sowie den Einfluss der Dämmung im Gegensatz zum frei hinterlüfteten Modul.

Simulationen mit realen Witterungsbedingungen, Referenzklima München, zeigen, dass im hinterdämmten PV-Modul bis zu 20 K höhere Temperaturen auftreten können. Die maximalen Temperaturen, die erreicht werden, liegen unter 75 °C.

Ertragssimulationen weisen nach, dass trotz der zeitweise deutlich höheren Modultemperaturen des PV-Paneels der Einfluss der Dämmung auf den Jahresertrag der PV vernachlässigbar ist. Dieses liegt darin begründet, dass die Höchsttemperaturen über das Jahr gesehen selten auftreten.

Um die Konstruktion unter realen Witterungsbedingungen beobachten und beurteilen zu können, ist nach Durchführung des Forschungsprojektes vorgesehen, schwarze und farbige Prototypen in einer Test-Systemfassade zu überwachen.

---

## 12 LITERATURVERZEICHNIS

- [1] DIN 18008-2: Glas im Bauwesen – Bemessungs- und Konstruktionsregeln – Teil 2: Linienförmig gelagerte Verglasungen, Ausgabe Dezember 2010
  - [2] DIN EN 14449: Glas im Bauwesen – Verbundglas und Verbund-Sicherheitsglas – Konformitätsbewertung/Produktnorm, Ausgabe Juli 2005
  - [3] DIN EN 60904-7: Photovoltaische Einrichtungen, Teil 7: Berechnung der spektralen Fehleranpassungskorrektur für Messungen an photovoltaischen Einrichtungen, Ausgabe Dezember 2009
  - [4] DIN EN ISO 12543-3: Glas im Bauwesen – Verbundglas und Verbund-Sicherheitsglas – Teil 3: Verbundglas, Ausgabe Dezember 2011
  - [5] ETAG 002: Guideline for European Technical Approval for Structural Sealant Glazing Systems (SSGS), Ausgabe Oktober 2001
  - [6] ET-SolarPower GmbH: Datenblatt Elektronische Last ESL-Solar 500
  - [7] <http://www.dwd.de> Klimadaten Dresden Klotzsche
  - [8] <http://www.manz.com>
  - [9] <http://www.mbm-dresden.de>
  - [10] <http://rredc.nrel.gov/solar/spectra/am1.5/>
  - [11] ift Rosenheim: ift-Richtlinie DI-02/1, Verwendbarkeit von Dichtstoffen, Teil 2, Prüfung von Materialien in Kontakt mit der Kante von Verbund- und Verbundsicherheitsglas
  - [12] Keller, Bruno: Klimagerechtes Bauen, Stuttgart 1997
  - [13] Kipp & Zonen: Broschüre Pyranometers for the accurate Measurement of solar irradiance
  - [14] Lozanovski, A.; Held, M.: Update of the environmental indicators and energy payback time (EPBT) of CIS Modules in Europe and Scenario analysis of solar cell printing, Stuttgart
  - [15] Manz CIGS Technology GmbH, Besichtigung der Produktionslinie am 19.02.2013
  - [16] Methodology Guidelines on Life Cycle Assessment of Photovoltaic Electricity, Report IEA-PVPS T12-01:2009
  - [17] Newport Electronics: Datenblatt 5SRTC
  - [18] Newport Electronics: Datenblatt TC-08
  - [19] Osram: Gemessene Bestrahlungsstärke Lampe Nr. 51/02-6 nach 100 min, 2011
  - [20] Osram: Technische Daten Ultra Vitalux 2007
  - [21] Peng, J. et al.: Review on life cycle assessment of energy payback and greenhouse gas emission of solar photovoltaic systems, in: Renewable and Sustainable Energy Reviews, Nr. 19 (2013), S. 255–274
  - [22] Weller et al.: Konstruktiver Glasbau, München 2008
-

## 13 ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Bild 1	Haus Hardenberg, Berlin; © 2013 Hühne Immobilien GmbH.....	4
Bild 2	Arbeitsplan .....	7
Bild 3	Patentrecherche .....	8
Bild 4	Aufbau Manz CIGS-Modul, © Manz CIGS Technology GmbH .....	10
Bild 5	Rückkontaktkontaktierung, Sputtern von Molybdän (Mo), © Manz CIGS Technology GmbH	10
Bild 6	Farbige CIGS-Module .....	11
Bild 7	Systemfassade mit farbigen Dämmpaneelen .....	12
Bild 8	Vertikalschnitt durch das Riegelprofil, Lagerung durch Klemmleisten .....	12
Bild 9	Entlüftungsöffnung im Einleimer.....	13
Bild 10	Vertikalschnitt Paneel für die Systemfassade .....	13
Bild 11	Paneel mit Dämmkern, © F. Hegewald.....	13
Bild 12	PV-Paneel für Systemfassade .....	14
Bild 13	SG-Fassade mit farbigen Dämmpaneelen.....	15
Bild 14	Vertikalschnitt durch das Riegelprofil, Befestigung über Structural Glazing und mechanische Sicherung.....	15
Bild 15	Vertikalschnitt Paneel für die SG-Fassade.....	16
Bild 16	PV-Paneel für SG-Fassade mit Fräsung für die mechanische Sicherung .....	17
Bild 17	Kabeltüllen für Lastleitungen in der Paneelrückseite .....	18
Bild 18	Probenreihen und geprüfte Klebstoffe .....	20
Bild 19	Probekörper A vor Einlagerung.....	21
Bild 20	Probekörper B vor Einlagerung.....	21
Bild 21	Probekörper C vor Einlagerung.....	22
Bild 22	Aufteilung der Probekörper .....	23
Bild 23	Prüfverfahren.....	24
Bild 24	Einlagerung der Probekörper C-1, C-2, C-3 mit 1K-Silikon-Dichtungsmasse .....	24
Bild 25	Einlagerung des Referenzprobekörper C-5.....	25
Bild 26	Probekörper A nach 21 Wochen .....	25
Bild 27	Probekörper B nach 21 Wochen .....	26
Bild 28	Probekörper C nach 21 Wochen .....	26
Bild 29	Beurteilung der Materialverträglichkeitsprüfungen .....	27
Bild 30	Ansicht der Bestrahlungseinheit .....	28
Bild 31	Versuchsaufbau mit Bestrahlungseinheit und Prüfstand .....	29
Bild 32	Bestrahlungseinheit und Prüfstand mit PV-Modul PV-S-1 .....	29
Bild 33	Schema Messsignalverarbeitung .....	30
Bild 34	Ansicht der Strahler mit Messpunkten 1 bis 6 .....	31
Bild 35	Mit dem CMP 11 gemessene Einstrahlung .....	31
Bild 36	Spektrale Einstrahlung Referenzspektrum .....	32
Bild 37	Spektrale Einstrahlung eines Lampenstrahlers bei 50 cm .....	32
Bild 38	Anordnung der Temperaturfühler .....	35

---

Bild 39	PV-Module und Sensorik.....	36
Bild 40	Versuchsdurchführung am Modul PV-S-1 .....	37
Bild 41	Kabeltülle für Thermoelemente an Paneelrückseite.....	38
Bild 42	Blaue, weißgraue und schwarze Module, © Manz CIGS Technology GmbH .....	38
Bild 43	Gemessene Temperaturen am Referenzmodul PV-S-1 bei Abstand 50 cm .....	39
Bild 44	Temperaturdifferenzen am Referenzmodul PV-S-1 bei Abstand 50 cm.....	40
Bild 45	Gemessene Temperaturen im Vergleich PV-S-1 und PV-Paneel-S-1.....	40
Bild 46	Einfluss der Temperatur auf die PV-Leistung .....	41
Bild 47	Temperaturverlauf im Referenzmodul, Westfassade (Delphin 5) .....	42
Bild 48	Temperaturverlauf im PV-Modul des Paneels, Westfassade (Delphin 5).....	43
Bild 49	Modellbildung Referenzmodul .....	44
Bild 50	Vernetzung Modell Referenzmodul.....	44
Bild 51	Gewählte Randbedingungen der Modellbildung .....	45
Bild 52	Vernetzung Modell Gedämmtes PV-Paneel .....	46
Bild 53	Randbedingungen Referenzmodul bei Abstand 50 cm .....	47
Bild 54	Anfangs- und Randbedingungen Referenzmodul.....	48
Bild 55	Randbedingungen Gedämmtes PV-Paneel bei Abstand 50 cm .....	49
Bild 56	Simulierte Zelltemperaturen PV .....	50
Bild 57	Simulierte Zelltemperaturen PV-Paneel.....	50
Bild 58	Simulierte Temperaturen im Querschnitt PV .....	51
Bild 59	Simulierte Temperaturen im Querschnitt PV-Paneel.....	51
Bild 60	PV-Leistungsdifferenz von PV und PV-Paneel, Westfassade .....	53
Bild 61	PV-Leistungsdifferenz von PV und PV-Paneel, Südfassade .....	53
Bild 62	Energieverbrauch verschiedener PV-Technologien nach [21] .....	54
Bild 63	Energierückgewinnungszeit (EPBT) verschiedener PV-Technologien nach [21] .....	55
Bild 64	Standort des Testcontainers .....	56
Bild 65	Globalstrahlung in Dresden - Klotzsche im Jahr 2012 .....	57
Bild 66	Ansicht Süd des Containers mit PV-Paneelen in Systemfassade .....	58
Bild 67	Verschaltung und Versorgung der Messtechnik .....	59
Bild 68	Position der Sensoren in Ansicht und Schnitt .....	60

Bildnachweis: Sofern nicht anders angegeben: Jasmin Fischer