

Schlussbericht

Zuwendungsempfänger	Förderkennzeichen
Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme ISE	0325355
Vorhabensbezeichnung	
Demonstration MWT-TPedge am Neubau R	
Laufzeit	
01.06.2011 – 30.06.2015	



Neubau R – ein Laborgebäude des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme ISE mit 70 Photovoltaik-Modulen aus eigener Entwicklung und Pilotproduktion ©Fraunhofer ISE

Gefördert durch:



**aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages**

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt beim Autor

Erstellt von Dr. Harry Wirth

Bereichsleiter Photovoltaische Module, Systeme und Zuverlässigkeit
Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE
Heidenhofstr. 2, 79110 Freiburg, Germany

Inhalt

KURZDARSTELLUNG.....	5
1. AUFGABENSTELLUNG	5
2. VORAUSSETZUNGEN FÜR DAS VORHABEN	6
3. PLANUNG UND ABLAUF DES VORHABENS.....	7
4. WISSENSCHAFTLICHER UND TECHNISCHEN AUSGANGSSTAND.....	8
5. ZUSAMMENARBEIT MIT ANDEREN STELLEN	9
EINGEHENDE DARSTELLUNG	10
1. VERWENDUNG DER ZUWENDUNG UND ERZIELTE ERGEBNISSE	10
1.1 Herstellung der MWT-Solarzellen	10
1.1.1 Kleinserienherstellung	10
1.1.2 Optimierung des HIP-MWT Herstellungsprozesses.....	12
1.1.3 Kenndaten der hergestellten HIP-MWT Solarzellen	18
1.2 Herstellung der MWT Zellstrings	21
1.2.1 Zellmetallisierung und Verbinder	21
1.2.2 Werkzeuge für die String-Produktion.....	22
1.2.3 MWT-Rückkontakt-Stringer.....	23
1.2.4 Qualifizierung der MWT-Strings	27
1.2.5 Füllfaktorverlust durch Zellverbinder.....	32
1.3 Herstellung der TPedge-Module.....	34
1.3.1 Moduldesign	34
1.3.2 Automatisierung Stringlayup und -fixierung	38
1.3.3 Modulherstellung	39
1.3.4 Modulprüfungen	41
1.3.5 Wirtschaftlichkeit	44
1.4 Fassadenintegration und Ertragsmodellierung	45
1.4.1 Winkelabhängige und spektrale Eigenschaften	45
1.4.2 Farbauswertungen.....	47
1.4.3 Ertragsprognose	53
1.5 Total-Cost-of-Ownership.....	54
2. WICHTIGE POSITIONEN DES ZAHLENMÄßIGEN NACHWEISES.....	59
2.1 Laserbearbeitungsstation	59

2.2	MWT-Rückkontakt-Stringer	60
2.3	Qualitätssicherung der Strings	60
2.4	Automatisierung Stringlayup und -fixierung	61
3.	NOTWENDIGKEIT UND ANGEMESSENHEIT DER GELEISTETEN ARBEIT .	62
4.	NUTZEN UND VERWERTBARKEIT DER ERGEBNISSE	63
5.	FORTSCHRITT AUF DEM GEBIET DES VORHABENS BEI ANDEREN STELLEN	64
6.	ERFOLGTE UND GEPLANTE VERÖFFENTLICHUNGEN DER ERGEBNISSE 65	

Kurzdarstellung

1. Aufgabenstellung

Das Vorhaben zielt auf die Demonstration hochinnovativer Zell- und Modultechnologie in aussagekräftigen Stückzahlen und Modulformaten. Die zugrundeliegenden Entwicklungen stammen aus den Laboren des Fraunhofer ISE, sie versprechen eine substantielle Effizienzsteigerung im Zellbereich und eine ebenfalls substantielle Kostenreduktion auf Modulseite. Die Demonstration soll am Neubau eines institutseigenen Laborgebäudes in repräsentativer Lage erfolgen. Die Fassade kann damit als Schaufenster und Referenz für erfolgreiche Entwicklung und Skalierung dienen.

Konkret sollen erstmals mehrere Tausend MWT-Solarzellen (metal wrap through, MWT) mit passivierter Rückseite, so genannte MWT-PERC-Solarzellen (passivated emitter and rear cell, PERC), im PV-TEC (Photovoltaik Evaluations-Center, PV-TEC) hergestellt werden. Die Produktion soll ausschließlich auf Industrieanlagen erfolgen und einen hohen Automatisierungsgrad erproben. Dabei soll ein Wirkungsgradniveau (Planungsstand 2011) von 19% im Mittel und über 19,5% in der Spitze erreicht werden. Ein halbautomatischer Verbindungsprozess für die MWT-Solarzellen wird entwickelt. Mit neuartigen Zellverbindern werden damit Zellstrings hergestellt, die weniger als 1,5 % Füllfaktorverluste im Vergleich zur Zelle aufweisen. Im Rahmen des Projekts soll der Prototyp eines Stringers für die Verschaltung der MWT-PERC-Solarzellen in Kooperation mit einem Stringer-Hersteller entwickelt und realisiert werden.

Ein luftgefüllter, randversiegelter Modulaufbau nach der neuen TPedge-Technologie wird für MWT-Solarzellen weiterentwickelt, so dass er kritische Prüfung in Anlehnung an DIN EN 61215 und DIN EN 61730 besteht. Ein halbautomatischer Versiegelungsprozess für die MWT-TPedge-Technologie wird entwickelt. Damit sollen aus den Strings Glas-Glas-Module speziell für den Einsatz in der Fassade gefertigt werden.

Eine TCO-Analyse (Total Cost of Ownership) auf Basis von Ertragsprognosen und von installierten Gesamtkosten soll das Potential der neuen Zell- und Modultechnologie untersuchen. Aufgrund der rückseitigen Verschaltung der MWT-Solarzellen wird ein ästhetisches Aussehen der Module angestrebt, um eine architektonisch vorbildliche Integration der Module zu realisieren. Auf Basis einer winkel- und temperaturabhängigen Charakterisierung der Module wird eine Ertragssimulation für senkrechte, in die Gebäudefassade integrierte Module erstellt und mit Monitoringdaten aus einem Begleitprojekt validiert.

Die Fassade soll eine Referenz für die Kunden unserer Technologiezentren für Solarzellen (Photovoltaik-Technologie Evaluationszentrum, PVTEC) und Solarmodule (Modultechnologie-Center, MTC) darstellen. Das exponierte Projekt soll schließlich als Werbeträger für Solartechnologien im Allgemeinen und für Gebäudeintegration im Besonderen dienen.

2. Voraussetzungen für das Vorhaben

Viele Voraussetzungen für die Herstellung von MWT-Solarzellen in größeren Stückzahlen waren im Vorfeld des Projekts bereits am Fraunhofer ISE gegeben. So waren fast alle notwendigen Anlagen im Laborumfeld des PV-TEC (Photovoltaik-Evaluations-Center) vorhanden, mit Ausnahme der Laserprozessierung und der In-Line-Qualitätskontrolle hinsichtlich mechanischer Integrität.

Im Rahmen des Projekts „SiRKO“ (FKZ 032 7611, Abschluss 2009) konnten erste Erfahrungen mit der Verschaltung von MWT-Solarzellen gesammelt werden (zum Projektende konnten fünf 16-Zellen-Module manuell hergestellt werden), die als Ausgangspunkt für die Planung der automatisierten MWT-Solarzellenverschaltung im Projekt RDemo dienten. Weiterhin konnten im Rahmen des europäischen Verbundprojekts Framework 7 „Ultimate“ (AZ 218966) zum Projektende sechs 40-Zellen-Module sowie zwei 60-Zellen-Module mit Standardmaterialien (Zellverbinder, EVA, Rückseitenfolie, Rahmung) hergestellt werden. Dabei wurden gewöhnliche Zellverbinder verwendet, der thermomechanische Stress, welcher durch die einseitige Verschaltung auf die Solarzellen wirkt, war daher sehr hoch und verursachte zahlreiche Zellbrüche. Diese konnten nach der Lamination mittels Elektrolumineszenz-Charakterisierung identifiziert werden. Diese Erkenntnisse flossen in die Entwicklung des neuartigen Zellverbinders im Rahmen von RDemo ein.

Das Modultechnologiecenter des Fraunhofer ISE (gefördert im Projekt MTC FKZ: 0325355) war zur manuellen Herstellung von einzelnen TPedge-Modulprototypen begrenzter Größe ausgerüstet. Es verfügte über Möglichkeiten zur Charakterisierung hergestellter kleinerer Module. Ein automatisiertes Applikationssystem für Klebstoffe stand für kleine Prototypen zur Verfügung, die UV-Aushärtung und die Modulversiegelung waren nur manuell möglich. Eine Produktion von Modulen in größeren Stückzahlen war bis dahin nie durchgeführt worden. Der Auftrag der Randabdichtung für die neuartigen Teige-Module und die Verpressung der Glas-Glas-Aufbauten konnte auf industriellen Anlagen der Firma Bystronic erfolgen.

Zur Prüfung der Solarmodule standen die Ressourcen des Fraunhofer ISE, insbesondere des TestLab PV Modules zur Verfügung. Das TestLab PV Modules verfügt als akkreditiertes Zertifizierungslabor über alle notwendigen Einrichtungen zur umfangreichen Modulprüfung (bspw. Klimakammern).

Im Projekt Ramod (FKZ: 0325081) konnten die Möglichkeiten zur Herstellung von TPedge-Modulen unterhalb des industrieüblichen Formats (60 Solarzellen) für übliche, beidseitig kontaktierte Zellen demonstriert werden. Das weiterführende Projekt „TPedge“ (FKZ: 0325591 A) zur Demonstration der industrienahen Herstellung von TPedge-Modulen befand sich in der Antrags- / Genehmigungsphase. Es lagen daher bei Projektbeginn von RDemo nur bedingt Kenntnisse zur automatisierten und reproduzierbaren Herstellung größerer TPedge-Module vor. Ertragsmessungen oder ein Monitoring von TPedge-Modulen waren ebenfalls noch nicht durchgeführt worden.

In exponierter Lage entstand ein neues Laborgebäude, unweit des Hauptgebäudes in der Heidenhofstraße. Das Dach des neuen Gebäudes wird als Testfläche genutzt und stand deshalb nicht für die solare Energieversorgung zur Verfügung. Das Gebäude kann

prototypisch für solche Gebäude gesehen werden, bei denen Solarnutzung auf der Dachfläche nicht ausreichend möglich ist (wie zum Beispiel bei höheren Gebäude und Gebäuden mit vielen haustechnischen Installationen auf dem Dach). In diesen Fällen ist es sinnvoll, auch die Fassade zur Solarenergienutzung heran zu ziehen, um die Primärenergiebilanz des Gebäudes zu verbessern. Die opaken Bereiche der Südwestfassade eignen sich gut zur Integration von Solarmodulen.

3. Planung und Ablauf des Vorhabens

Die Herstellung der für das Projektvorhaben notwendigen MWT-Solarzellen wurde in mehreren Fertigungszyklen zu je 4000 Zellen geplant und durchgeführt. Details hierzu sind in der eingehenden Darstellung zu finden. Für die Zellverbindung musste zusätzlich eine selektive Isolation der Zellrückseite erfolgen, um Kurzschlüsse zu vermeiden.

Um die einseitig kontaktierten Solarzellen mechanisch und thermo-mechanische möglichst wenig zu belasten, sollten strukturierte Zellverbinder eingesetzt werden. Sie benötigen zusätzliche Lotdepots für die Verbindung mit der Zelle. Den geplanten Prozessablauf zeigt Abbildung 1.

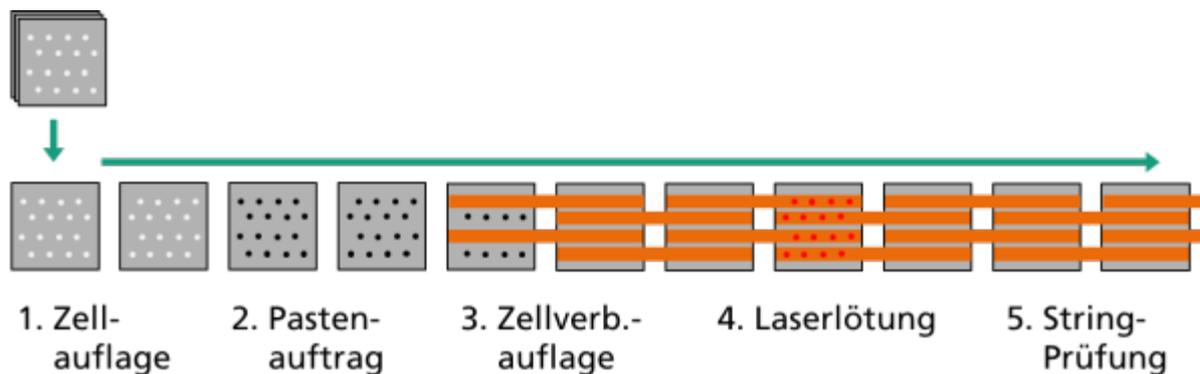


Abbildung 1: Schematische Prozessübersicht der String Fertigung aus MWT-Solarzellen

Zur Unterstützung der Modulherstellung waren Automatisierungslösungen notwendig, insbesondere für die Aufbringung der Lotpaste, die Positionierung der strukturierten Zellverbinder, die Verlötlung, die Platzierung der Pins für die Fixierung bzw. Beabstandung zum Glas und für die Positionierung der Strings auf dem Glas.

Zur Qualifizierung der neuen Zell- und Modultechnologien wurden umfangreiche Prüfprogramme definiert. Die Programme begleiteten die Entwicklung und Übertragung der Prozesse auf automatisierte Fertigungsplattformen. Geprüft wurde von der Ebene einzelner Lötstellen bis hin zum kompletten Modul. Maßgabe für Modulprüfungen waren die als kritisch erachteten Prüfstränge der Norm IEC 61215, teilweise wurden die Prüfanforderungen sogar verschärft.

Bei Aufbau und Design der Module wurde die architektonische Integration in die Fassade des Neubaus des Gebäudes R am Fraunhofer ISE in Freiburg berücksichtigt. Hierzu waren Arbeiten am optischen Erscheinungsbild, der Positionierung elektrischer Kontakte,

baurechtlicher Sicherheitsfragen und produktionsrelevanter Aspekte in Abstimmung mit Architekten und verschiedenen Gewerken durchzuführen. Das Rastermaß des Fassadenentwurfs gab die maximale Stringlänge von 7 Zellen vor sowie die Anzahl von 2 bzw. 7 Strings pro Modul. Inklusive Ausschussreserve, Prüf- und Rückstellmodulen mussten ca. 1500 Strings mit je 7 Solarzellen hergestellt werden.

4. Wissenschaftlicher und technischen Ausgangsstand

Auf dem Gebiet der MWT-Solarzellenherstellung dienten die Vorarbeiten im Rahmen der Dissertationen von Benjamin Thaidigsmann und Florian Clement (Abbildung 2) als Grundlage. Für MWT-Solarzellen aus multikristallinem Silicium (mc-Si) konnten dort maximale Wirkungsgrade von über 16,7% erreicht werden.

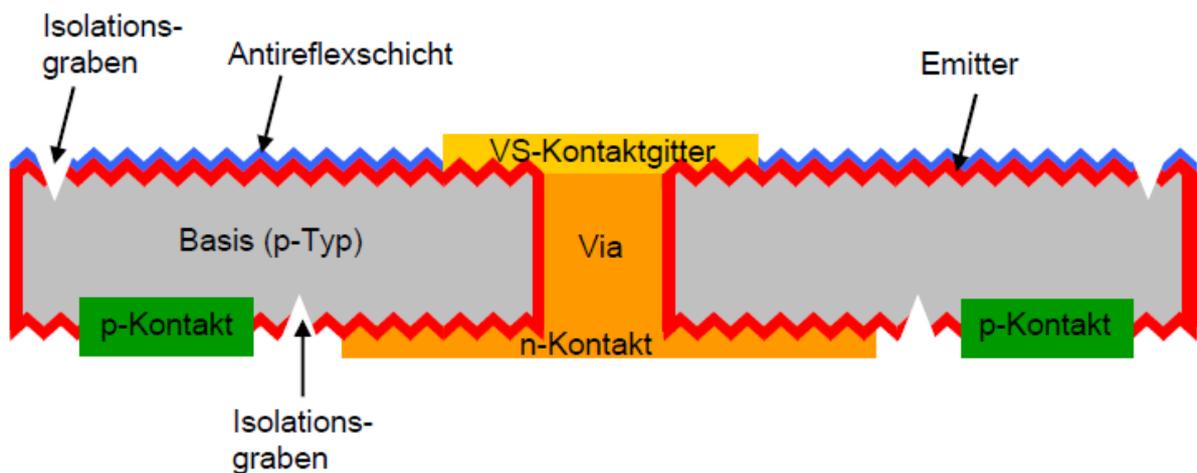


Abbildung 2: Schematischer Aufbau einer MWT-Solarzelle. Beide externen Kontakte (p- und n-Kontakt) befinden sich auf der Rückseite der Solarzelle, lediglich das Kontaktgitter verbleibt auf der Vorderseite (VS). Die elektrische Verbindung zwischen Vorder- und Rückseite erfolgt über metallisierte Durchkontaktierungen (Via). Die Isoliationsgräben dienen zur elektrischen Isolation zwischen n- und p-Kontakt. Die Oberflächentextur sowie die Antireflexschicht erhöhen den Lichteinfall auf der Vorderseite.

Für die Verbindung von MWT-Rückkontaktzellen waren vor allem folienbasierte Ansätze publiziert worden. Sie basieren auf einer Rückseitenfolie als Träger strukturierter, leitfähiger, selektiv isolierter Schichten für die Zellverbindung und einem kombinierten Verbindungs- und Laminationsprozess. Diese Ansätze konnten sich am Markt aus Kostengründen (Total Cost of Ownership, TCO) nicht durchsetzen.

Bei einer einseitigen Verschaltung von Rückkontakt-Solarzellen mit gewöhnlichen Zellverbinder kommt es zu einer mechanischen Verspannung der Solarzelle nach dem Lötprozess. Durch die unterschiedlichen Ausdehnungskoeffizienten von Silizium und Kupfer entsteht eine Wölbung der Solarzelle, die in der weiteren Montage zum Zellbruch führen kann. Im Rahmen des Projekts „SiRKO“ (FKZ 032 7611) wurden spezielle strukturierte Zellverbinder entwickelt, um die einseitige mechanische Belastungen der nur rückseitig kontaktierten Zellen und die potentiell hohen thermo-mechanischen Spannungen

zwischen Zelle und einem querschnittsvergrößerten Verbinder zu reduzieren. Als randversiegelte, laminationsfreie Einkapselungstechnologien waren der NICE- und der TPedge-Ansatz (Projekt Ramod, FKZ: 0325081) bekannt.

Obwohl fassadenintegrierte PV-Anlagen immer wieder gebaut wurden, stellte jede davon eine Einzellösung dar und wenige davon sind bei der Planung und im Betrieb wissenschaftlich ausgewertet worden. Zu diesen Ausnahmen gehört die teiltransparente PV-Fassade am ISE-Neubau (Bezugsjahr 2001), die aus PV-Isolierverglasungen mit konventionellen monokristallinen Si-Solarzellen besteht.

Die zur wirtschaftlichen Analyse verwendeten TCO-Methodik wurden im Rahmen des Vorhabens „Solarvalley-BIPV“ entwickelt, das vom BMBF gefördert wurde (z.B. OTTI-GIPB-Beitrag 2011: TCO-Analyse der Wirtschaftlichkeit von PV- und GIPV-Anlagen: Entwicklung einer Methodik; H.R. Wilson, A. Trippe, T. Kuhn; GPV-3668 - Drittes Anwenderforum Gebäudeintegrierte Photovoltaik, Kloster Banz, Bad Staffelstein, 01. März 2011). Für die neuartigen Module mit MWT-Zellen in TPedge-Modulen mussten die wirtschaftlichen Daten jedoch erst detailliert erfasst werden. Bei der Planung sollte auf die Erfahrung mit weit verbreiteten vorgehängten, hinterlüfteten Fassaden zurückgegriffen werden. Vorgehängte, hinterlüftete Glasfassaden gelten als geregelt, wenn monolithisches ESG-H (heißgelagertes Einscheibensicherheitsglas) mit mindestens 6 mm Scheibendicke in linien- oder punktförmiger Befestigung ohne Durchbohrung verwendet wird. Eine entsprechende Zulassung für TPedge-Module stand noch aus.

5. Zusammenarbeit mit anderen Stellen

Bei der Zellherstellung wurde nicht mit externen Stellen zusammengearbeitet.

Der Stringer für MWT-Zellen wurde in Zusammenarbeit mit der Fa. Somont in Umkirch entwickelt. Der Auftrags der Randversiegelung und das Verpressen der Glas-Glas-Module erfolgte durch die Fa. Bystronic in Neuhausen.

Eingehende Darstellung

1. Verwendung der Zuwendung und erzielte Ergebnisse

1.1 Herstellung der MWT-Solarzellen

1.1.1 Kleinserienherstellung

Im Rahmen des Projektes liegt der Fokus auf rückseitenpassivierten HIP-MWT (High-Performance Metal Wrap Through) Solarzellen. Ein schematischer Aufbau dieses Zellkonzeptes ist in Abbildung 3 dargestellt, den Herstellungsprozess zeigt Abbildung 4.

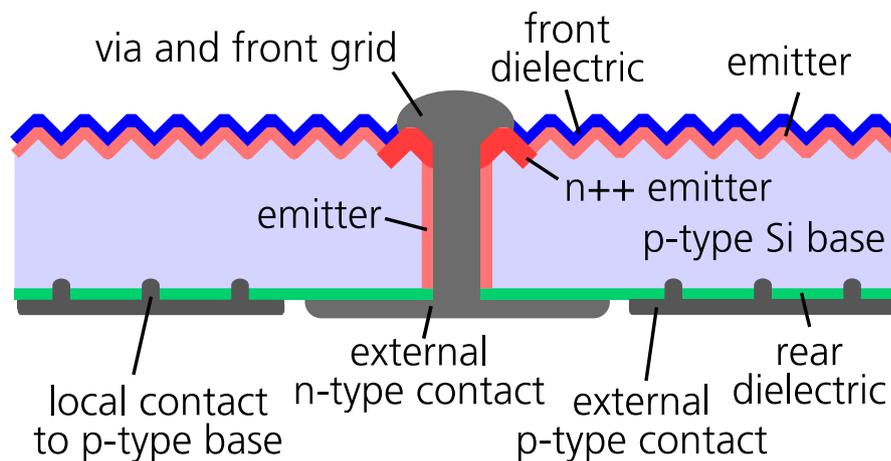


Abbildung 3: Schematischer Aufbau einer HIP-MTW-Solarzelle

Für die Herstellung der HIP-MWT Solarzellen wird p-Typ Silizium mit einem spezifischen Basiswiderstand von 1 – 3 Ωcm , einer Ausgangsdicke von 180-200 μm und einer Kantenlänge von 156 mm verwendet.

Während der Projektlaufzeit fanden am Fraunhofer ISE umfangreiche Arbeiten zur Optimierung und Stabilisierung des Herstellungsprozesses für HIP-MWT-Solarzellen statt. Diese zielten auf die Optimierung der elektrischen Leistung, die Eignung der HIP-MWT-Zellen für eine Integration in TPedge-Module sowie der Langzeitstabilität bei minimaler Prozessanpassung. Dazu wurden diverse Experimente am Zellaufbau und dem Prozessablauf durchgeführt. Die dabei entstandenen Solarzellen wurden als Versuchszellen für die Modul- und Technologieentwicklung verwendet.

Im Rahmen einer Vorserie (> 500 Solarzellen), welche bereits den finalen Solarzellaufbau abbildete, wurden weitere Experimente zur Prozessoptimierung durchgeführt. Auf Modulebene wurden an diesen Solarzellen erste Teilprüfungen durchgeführt. Bei diesen ersten Prüfungen wurden Schnittstellenproblematiken identifiziert und gelöst (z.B. Mikrorisse im Bereich der Löt pads, Durchdringen von Flussmittel von der Solarzellenrückseite

auf die Solarzellenvorderseite). Die größte Herausforderung stellte dabei das Auftreten von Mikrorissen und Kantenschädigungen an den fertigen Zellen dar.

p-typ, Cz-Si, 2 Ω cm, 156 mm
Damage etching + cleaning
Thermal oxidation
Single-side oxide removal
Via Drilling
Texturing
Emitter diffusion + PSG etching
PECVD SiN _x
Screen printing: Metallisation
Contact firing
LFC (laser fired contact) process
Forming gas annealing
Screen printing: Solder resist

Abbildung 4: Tabellarische Darstellung der angewendeten Prozessschritte zur Herstellung der HIP-MWT Solarzellen

Bei der Herstellung einer Nullserie (> 1000 Solarzellen), welche zur Überprüfung der Prozessstabilität dient, wurden, abgesehen von kleinen Prozessanpassungen, alle Solarzellen gleich prozessiert. Der Fokus lag hierbei auf der Maximierung der Prozessstabilität und Prozessausbeute (Yield). Die Solarzellen dieser Serie dienten zur Gesamtprüfung der Modultechnologie und sollen partiell bereits in Fassadenmodule integriert werden.

Nach abgeschlossener Prozessoptimierung auf Zellebene und erfolgreicher Prüfung der Modultechnologie wurden weitere Solarzellen im Rahmen einer Großserie (> 10000 Stk) sequentiell hergestellt, welche für die Fassadenmodule verwendet wurden.

Alle Experimente zur Optimierung des Zellprozesses sowie die Herstellung der MWT-Solarzellen fanden im „Photovoltaik-Technologie-Evaluations-Center“ (PV-TEC) des Fraunhofer ISE statt. Im Folgenden werden einzelne der durchgeführten Experimente und die daraus abgeleiteten Schlussfolgerungen detailliert beschrieben. Für weitere Ergebnisse wird auf die während der Projektlaufzeit erstellten Zwischenberichte verwiesen.

1.1.2 Optimierung des HIP-MWT Herstellungsprozesses

1.1.2.1 Optimierung Antireflexbeschichtung gegen Luft

In einem ersten Experiment wurde u.a. eine Optimierung der Antireflexbeschichtung (ARC) durchgeführt, da diese in den geplanten TP-Edge-Modulen an Luft statt an EVA grenzten. Das Ergebnis kann anhand vollständig prozessierter HIP-MWT-Zellen bewertet werden, da die IV-Messung im PV-TEC in Luft stattfindet. Hierfür wurde die Standard-ARC, die lediglich aus einer SiN_x -Schicht mit ca. 75 nm Dicke besteht, mit einer Dual-Layer-ARC verglichen. Die Dual-Layer-Schicht besteht aus ca. 50 nm SiN_x und ca. 80 nm SiO_x und ist von den Brechungsindizes und der jeweiligen Schichtdicke auf Luft optimiert.

Die Ergebnisse des ARC-Vergleichs sind in Abbildung 5 dargestellt, die Laser-Parameter (LFC Prozess) sowie die verwendeten Via-/RS-Pasten sind bei allen Gruppen identisch. Zum direkten Vergleich der Dual-Layer-Schicht mit der Standard-ARC ist ein Vergleich zwischen der „blauen“ Gruppe *Std-ARC VS1* bei 870°C und der „roten“ Gruppe *Dual-Layer VS1* bei 880°C sinnvoll, da bei diesen Gruppen die gleiche Vorderseitenpaste verwendet wurde. Aus vorhergehenden Untersuchungen ist bekannt, dass der Unterschied von 10 K in der Feuertemperatur bei diesen Zellen vernachlässigbar ist. Es ist erkennbar, dass die Gruppe mit Dual-Layer-ARC einen im Mittel etwas höheren Wirkungsgrad aufweist. Dieser lässt sich vor allem durch eine um ca. 0,5 mA/cm² höhere Stromdichte j_{SC} erklären. Dieser überlagert sogar den aufgetretenen Verlust im Füllfaktor, welcher jedoch nicht zwangsläufig durch die ARC verursacht wurde.

Vergleicht man die „rote“ Gruppe *Dual-Layer VS1* mit der „grünen“ Gruppe *Dual-Layer VS2*, so wird ein gegenläufiges Feuerverhalten erkennbar. Während die Vorderseitenpaste VS2 bei 900°C die besten Ergebnisse zeigt, ist dies bei der VS1 bereits bei 880°C der Fall. Deswegen ist hier ein Vergleich bei der jeweils besten Feuertemperatur sinnvoll. Die Paste VS2 zeigt einen um ca. 0,1%_{abs.} höheren Wirkungsgrad, welcher sich durch den höheren Füllfaktor erklären lässt. Der höhere Füllfaktor wird wiederum vom geringeren Serienwiderstand r_s verursacht, dieser ist bei der VS2 (900°C) um bis zu 0,3 Ωcm² geringer als bei der VS1 (880°C).

Vergleicht man abschließend die „blaue“ Gruppe *Std-ARC VS1* bei 870°C mit der „grünen“ Gruppe *Dual-Layer VS2* bei 900°C beträgt der Wirkungsgradgewinn durch die Dual-Layer-ARC in Verbindung mit der VS2 bis zu 0,3%_{abs.}. Die Verwendung einer Dual-Layer-ARC wurde im Projekt somit umgesetzt.

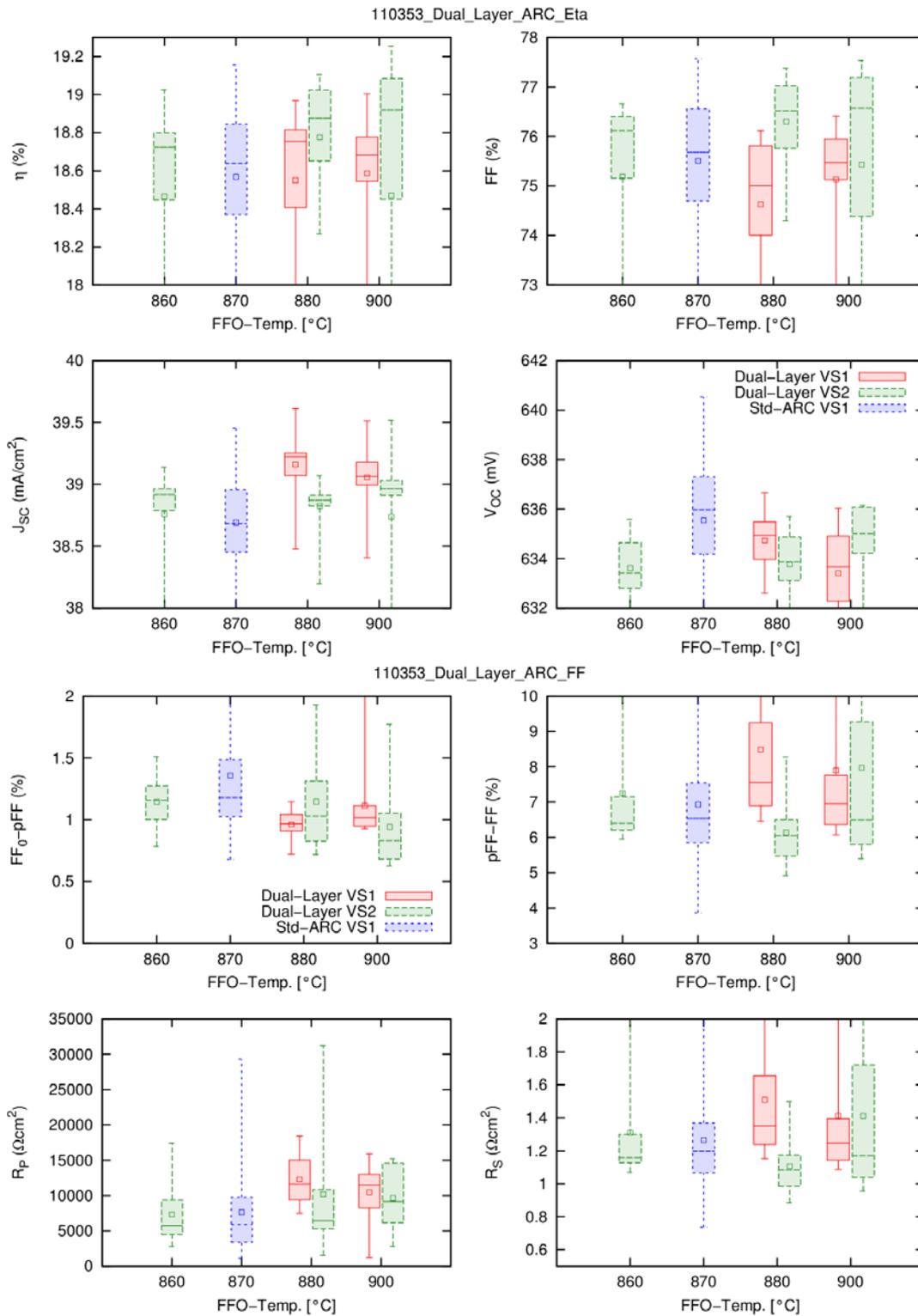


Abbildung 5: Übersicht der IV-Messdaten zur Optimierung der ARC auf Luft in PTQ_110353, inklusive FFO-Variation

1.1.2.2 Optimierung des einseitigen Oxidrückätzprozesses

Zur Passivierung der Solarzellenrückseite wird auf der Oberfläche der Wafer in einem Hochtemperaturschritt eine SiO_2 -Schicht aufgewachsen. Da diese Schicht sowohl auf der Vorder- als auch auf der Rückseite des Wafers aufwächst, muss diese in einem folgenden Prozessschritt von der Vorderseite wieder entfernt werden. Dazu wird ein einseitiger nasschemischer Ätzprozess (Inline-Prozess) verwendet. Die prozesstechnische Herausforderung besteht darin die SiO_2 Schicht auf der Vorderseite vollständig zu entfernen ohne dabei die SiO_2 Schicht auf der Rückseite anzugreifen. Abbildung 6 zeigt die Waferrückseite nach einseitiger Oxidätze. In der Detailansicht ist der Ätzumgriff von der Vorder- auf die Rückseite zu sehen. Die verschiedenen Farbtöne gehen auf ein unterschiedliches optisches Erscheinungsbild der Oxidschicht je nach Schichtdicke zurück. Die dargestellten Werte an den Kanten des Wafers sind die gemittelten maximalen Umgriffe je Kante über die gesamte Serie +/- der Standardabweichung (Als Umgriff wird die Distanz zwischen Waferkante und dem Bereich mit einer Oxiddicke von $>100\text{nm}$ definiert).

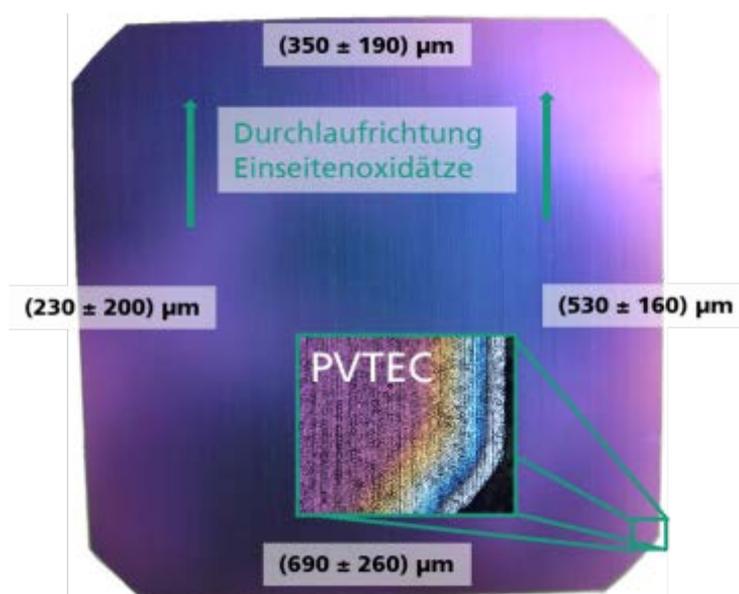


Abbildung 6: Foto eines Wafers nach einseitiger Oxidrückätze. Dargestellt ist die oxidierte Waferrückseite. In der Detailansicht ist der Ätzumgriff von der Wafervorder- auf die Rückseite zu sehen. Die eingetragenen Werte beschreiben den gemittelten maximalen Umgriff je Kante +/- Standardabweichung.

Der Ätzumgriff auf die Waferrückseite stellt für die fertige Solarzelle ein Problem dar, weil sich an dem blankgeätzten Rand während der Diffusion ein n-Bereich ausbilden wird. Daher muss im Weiteren gewährleistet werden, dass es zwischen diesem Rand und dem flächigen p-Gebiet nicht zu sogenannten Shunts (lokalen Kurzschlüssen) kommt. Hierfür muss der Randabstand der Rückseitenmetallisierung vergrößert werden,

wodurch der Füllfaktor und damit der Wirkungsgrad der Solarzelle sinkt. Dies macht eine Optimierung der einseitigen Oxidätze hin zu geringeren Ätzumgriffen notwendig. Für die Optimierung dieses Prozesses wurden oxidierte Wafer mit unterschiedlichen Parametersätzen (Temperatur, Ätzdauer, Level des Ätzmediums) prozessiert und anschließend bzgl. der Ätzleistung auf der Wafervorderseite und des Ätzumgriffes auf die Waferrückseite charakterisiert. Abbildung 7 zeigt die Ergebnisse dieser Optimierung. Eine Korrelation des Abtrags mit der Größe des Ätzumgriffes ist für alle Gruppen bei einfachem Durchlauf erkennbar. Für die Zellherstellung im Rahmen des Projektes wird der Parametersatz von Gruppe 7 weiter verfolgt. Hier können sowohl der Ätzumgriff deutlich verringert als auch ein ausreichender Abtrag (> 300 nm) gewährleistet werden.

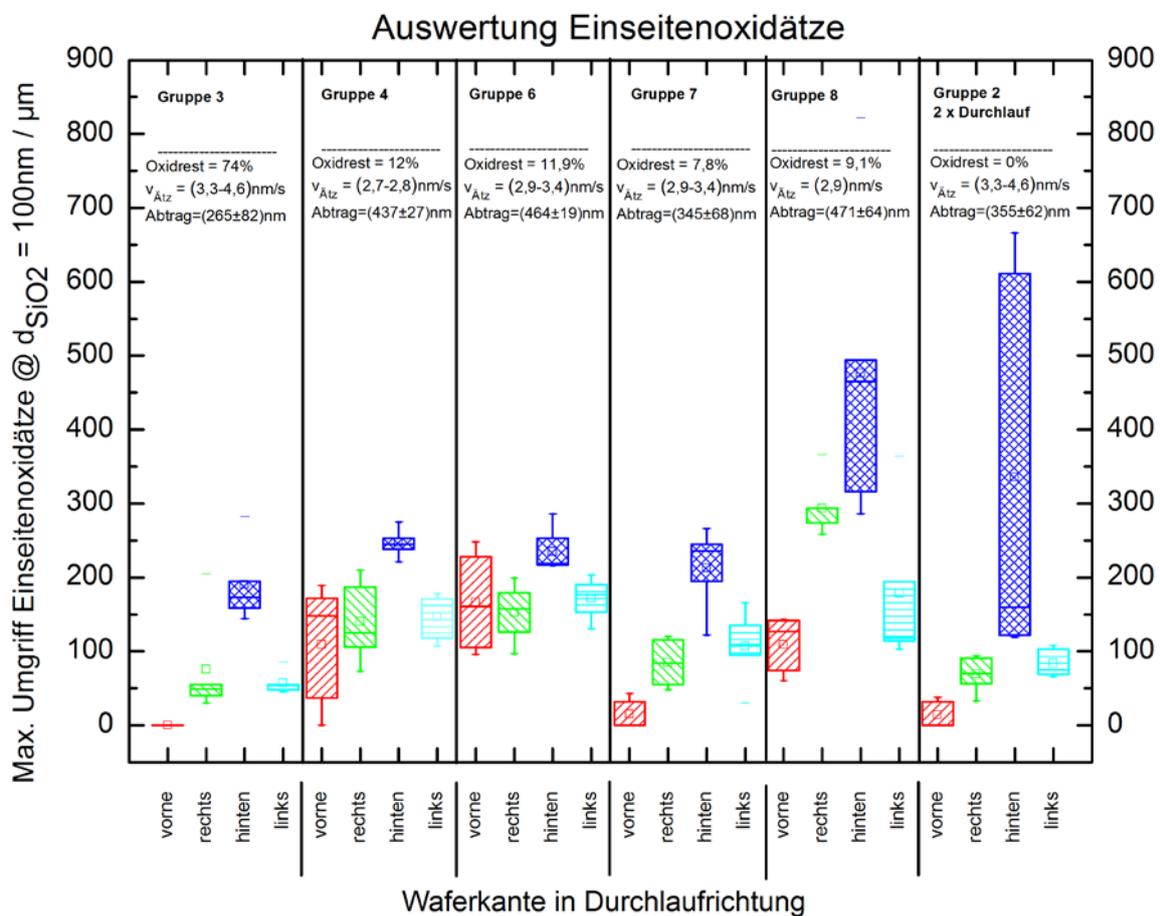


Abbildung 7: Dargestellt sind die Ergebnisse eines Experimentes zur Optimierung der einseitigen Oxidrückätze. Der erzielte Umgriff ist für alle vier Waferkanten bei verschiedenen Parametersätzen dargestellt. Als Umgriff wird die Distanz zwischen Waferkante und dem Bereich mit einer Oxiddicke > 100 nm definiert.

1.1.2.3 Optimierung Schnittstelle Solarzelle-Solarmodul

Die Verstringung der Solarzellen erfolgt mit Hilfe eines vollautomatisierten induktiven Lötverfahrens. Das in der Lotpaste befindliche Flussmittel kann im geschmolzenen Zustand durch die MWT-Via von der Solarzellenrück- auf die Solarzellenvorderseite dringen und dort lokale Einfärbungen hinterlassen, die sich auf Zelleffizienz und Degradationsverhalten auswirken können. In Abbildung 8 ist das gestörte Erscheinungsbild zu sehen („Flussmittelkontamination“), der durch auf die Vorderseite durchdringendes Flussmittel hervorgerufen wird.

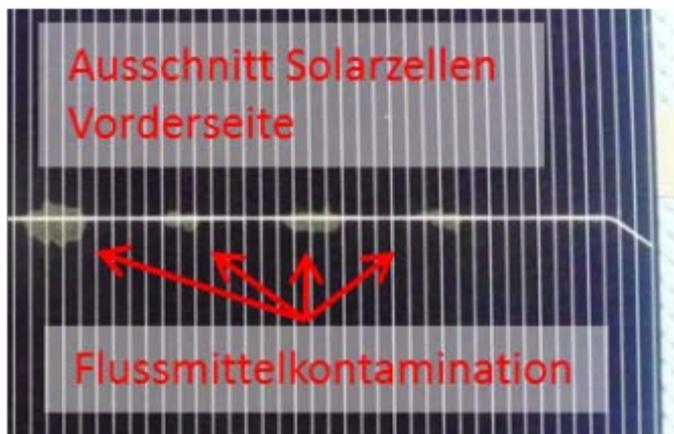


Abbildung 8: Ausschnitt eines Fotos der Solarzellenvorderseite. Zu sehen ist das Kontaktgitter mit Flussmittelkontamination im Bereich der MWT-Via

Um das Durchdringen des Flussmittels auf die Vorderseite zu vermeiden wurden die MWT-Via von der Rückseite mit Lötstoplack abgedeckt. Dazu musste die Position der MWT Via dahingehend verändert werden, dass diese hinreichend nah am Rand der Löt-pads liegen. Durch Anpassung des Lötstoplackdesigns können Teile der Löt-pads inkl. der MWT-Via überdruckt werden, ohne die für die Lötanwendung notwendige freie Fläche des Löt-pads erheblich zu minimieren (Vgl. Abbildung 9).

Durch die beschriebenen Anpassungen im Zelldesigns konnte ein Durchdringen des Flussmittels von der Solarzellenrückseite auf die Vorderseite vermieden werden.



Abbildung 9: Mikroskopaufnahme des mit Lötstopplackes bedruckten n-Lötstrops (Detailansicht)

1.1.2.4 Optimierung der Prozessausbeute

Die Ausbeute der ersten Fertigungsphase lag mit 48 % weit unter industrieeüblichen Werten. Der größte Teil des Zellausschusses musste aufgrund von mechanischen Schäden bei der Prozessausgangskontrolle aussortiert werden. Für die zweite Zellfertigungsphase wurde das selbst gesetzte Ziel definiert, die Prozessausbeute auf über 70 % zu steigern. Abbildung 10 zeigt die Prozessausbeute der zweiten Produktionsphase. Das Produktionsziel von 70 % Ausbeute wurde mit 68% erreichter Ausbeute nur knapp verfehlt. Von insgesamt 32 % Zellausschuss gehen 22 % auf Bruch oder Prozessfehler während der Produktion zurück. Insbesondere der Ausschuss aufgrund von mechanischen Mängeln bei der Ausgangskontrolle konnte deutlich reduziert werden.

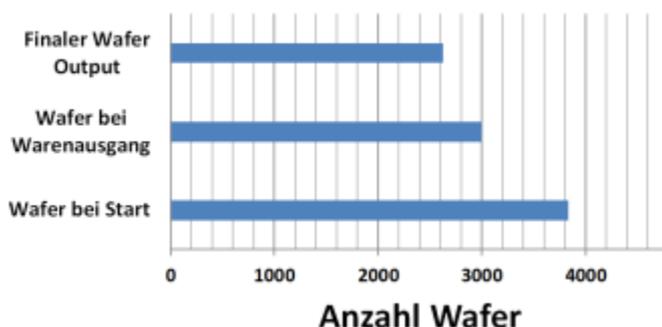


Abbildung 10: Prozessausbeute der im Berichtszeitraum hergestellten HIP-MWT Solarzellen. Beim Start der Produktion standen 3820 Wafer zur Verfügung. 3000 Wafer wurden erfolgreich bis zur Warenausgangskontrolle prozessiert. Die Anzahl an Solarzellen ohne Ausschusskriterium (finaler Wafer Output) beträgt 2598. Daraus resultiert eine Prozessausbeute von 68 %.

Von 26 % in der vergangenen ersten Produktionsphase auf unter 5 % in der zweiten jetzt abgeschlossenen Produktion. Dies wurde durch eine intensive prozessbegleitende Risikontrolle sowie einer Reduktion des manuellen Bearbeitungsaufwands erreicht.

1.1.3 Kenndaten der hergestellten HIP-MWT Solarzellen

Die hergestellten Solarzellen wurden nach verschiedenen Kriterien in Gruppen klassiert, um sowohl die Eignung für die Modulintegration, als auch möglichst geringe *Cell-to-Module* (CTM) Verluste zu gewährleisten. Dabei wurde zunächst nach dem elektrischen Wirkungsgrad ab $\eta > 17,6\%$ in Schritten von $\Delta\eta = 0,2\%$ sortiert. In einer weiteren Klassierungsebene wurden die Solarzellen bzgl. der Rückwärtsstromdichte j_{rev} bei einer in Sperrichtung angelegten Spannung von $U_{rev} = 10V$ sortiert. Dabei wurde eine Klasse von $j_{rev} < 3 \text{ mA/cm}^2$ und eine Klasse von $3 \text{ mA/cm}^2 < j_{rev} < 6 \text{ mA/cm}^2$ definiert. Alle Solarzellen die diese Kriterien nicht erfüllen wurden als elektrischer Ausschuss definiert. Es wird erwartet, dass Solarzellen mit zu hohen Rückwärtsstromdichten bspw. im Fall partieller Abschattung zu so genannten Hotspots (lokal starke Erhitzung) im Modul führen und das Modul folglich beschädigen können.

Zur Herstellung der HIP-MWT-Solarzellen zur Modulintegration (Großserie) wurden 2 Fertigungsphasen mit mehreren Runs durchgeführt. Das in Abbildung 11 dargestellte Histogramm bezieht sich auf alle in der ersten Fertigungsphase hergestellten HIP-MWT Solarzellen, welche konzeptionell für eine Modulintegration geeignet waren (insgesamt 2472 Stück).

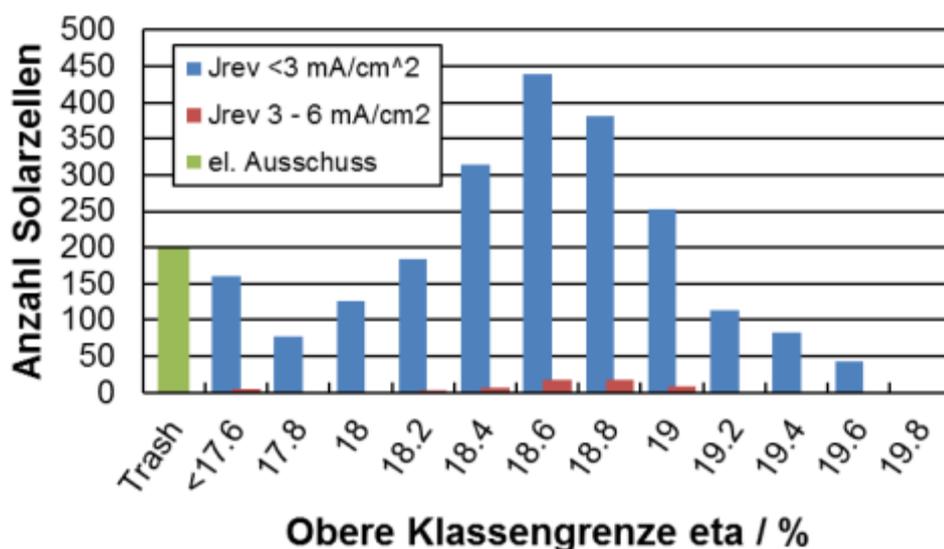


Abbildung 11: Histogramm über alle für die Modulintegration bereitgestellten HIP-MWT-Solarzellen. Insgesamt liegen dieser Auswertung 2472 Solarzellen zu Grunde. Dargestellt ist die Anzahl der Solarzellen pro Wirkungsgradklasse, aufgeteilt in Stabilitätskriterien gegenüber einer Belastung in Rückwärtsrichtung bei -10 V. Alle Messungen wurden im nicht degradierten Zustand durchgeführt.

Die in Abbildung 11 dargestellten Ergebnisse der Solarzellenherstellung zeigen eine breite, gaußförmige Verteilung der gemessenen Zellwirkungsgrade. Diese breite Verteilung ist auf Instabilitäten in einzelnen Prozessschritten zurückzuführen. Diese begründen sich

durch die Vielfalt an Prozessen, welche im PVTEC (Photovoltaik Technology Evaluation Center) an jeder Anlage im Wechsel durchgeführt werden, wodurch die Sicherung eines dauerhaft stabilen und reproduzierbaren Prozesses zur Herausforderung wird. Dennoch zeigt das in diesem Projekt verfolgte HIP-MWT Konzept höchste Wirkungsgrade in reproduzierbarem Maße. In Abbildung 12 sind die Wirkungsgrade eines vollständigen und gemeinsam prozessierten Batches von Solarzellen dargestellt. Die hohen Wirkungsgrade von $\eta = 19,3 \%$ im Mittelwert mit einer Standardabweichung von $1,9 \%$ _{abs} zeigen das hohe Potenzial und die Stabilität des verfolgten Solarzellenkonzeptes.

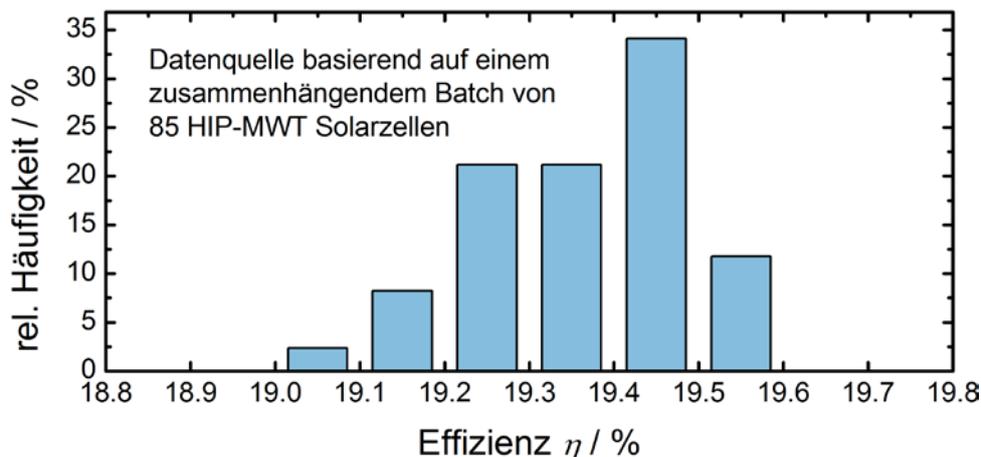


Abbildung 12: Histogramm über die Wirkungsgrade des besten in diesem Projekt prozessierten Batches an HIP-MWT Solarzellen. Der Auswertung liegen die Messergebnisse von 85 gemeinsam prozessierten Solarzellen zugrunde. Alle Messungen wurden im nicht degradierten Zustand durchgeführt.

Die beste Solarzelle erreichte dabei einen Wirkungsgrad von $\eta = 19,6 \%$. Die dem zugrunde liegenden charakteristischen Messergebnisse wie Füllfaktor, Offenklemmspannung und Kurzschlussstromdichte erreichen dabei Werte, die für dieses Zellkonzept sehr zufriedenstellend sind.

Die im Rahmen des Projektes hergestellten HIP-MWT Solarzellen der 3. Fertigungsphase wurden in vier sequentiellen Runs produziert, die im Abstand von drei Wochen in der Pilotlinie des PV-TEC Labors (Photovoltaik Technologie und Evaluations Center) des Fraunhofer Instituts für Solare Energiesysteme starteten. Dabei wurden im Vorfeld für alle Prozessschritte verbindliche Termine geplant. Zum Produktionsstart wurden neben den im Projekt vorgegebenen Wirkungsgradzielen auch die Reduktion des Ausschusses und die Einhaltung des Zeitplans als Ziele definiert. In Abbildung 13 ist die Effizienzverteilung der produzierten HIP-MWT Solarzellen im Warenausgang, das heißt ohne Ausschusskriterium, dargestellt. Insgesamt wurden 2598 HIP-MWT Solarzellen ohne Ausschusskriterium prozessiert und an für den Modulbau übergeben.

Als Ausschusskriterien gelten:

- Zelleffizienz $\eta < 17,6 \%$
- Stromfluss bei einer in Sperrrichtung angelegten Spannung von $U_{\text{rev}} = 10 \text{ V}$ $j_{\text{rev}@10V} > 3 \text{ mA/cm}^2$
- Parallelwiderstand $R_p < 20 \Omega$
- Vorder- und/oder Rückseite mit optischen Mängeln
- Detektion von Rissen bei der abschließenden Photolumineszenzmessung (Warenausgangskontrolle).

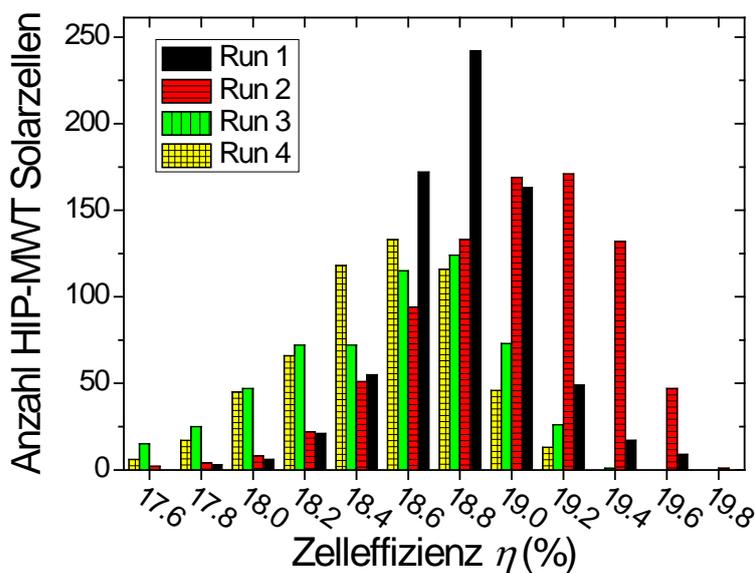


Abbildung 13: Histogramm der Zelleffizienz für die im Berichtszeitraum hergestellten HIP-MWT Solarzellen ohne Ausschuss. Insgesamt liegen der Auswertung 2598 HIP-MWT Solarzellen zu Grunde.

Mit einem Spitzenwirkungsgrad von $\eta_{\text{Max}} = 19,9 \%$ konnte der bisherige maximal erreichte Zellwirkungsgrad im Rahmen des Projektes erneut gesteigert werden. Unter Verwendung eines alternativen neuartigen Rückseitenpassivierungsansatzes (Kompatibilität bzgl. Modulintegration noch nicht getestet) konnten Wirkungsgrade bis 20,5% demonstriert werden.

Innerhalb von Run 2 konnten mittlere Wirkungsgrade deutlich über 19% demonstriert werden. Der mittlere Wirkungsgrad über alle Runs liegt mit $\eta_{\text{Mittel}} = 18,8 \%$ knapp unter dem angepeilten Ziel von $\eta_{\text{Mittel}} = 19,0 \%$ (Meilenstein M1.4).

1.2 Herstellung der MWT Zellstrings

1.2.1 Zellmetallisierung und Verbinder

Zahlreiche Iterationen waren notwendig, um stabile Lötverbindungen auf den MWT-Zellen zu erzielen. Die Optimierungen betrafen sowohl die Geometrie der zellseitigen Löt pads, als auch der Kontaktpins des Zellverbinders. (Abbildung 14). Die linke Seite der Abbildung 14 zeigte eine Pinvariante mit ungleichmäßiger Verteilung der Lotpaste zwischen Zellverbinder und Löt pad (links). Durch Anpassung der Kontaktpins konnte dieses Problem gelöst werden (Abbildung 14 rechts). Es folgten Anpassungen der Löt pad-Geometrie, die schließlich zu unterschiedlicher Formgebung für p- und n-Pads führten. Durch eine Optimierung der Lötsequenz konnte die Wölbung der Zelle im String vollständig eliminiert werden.

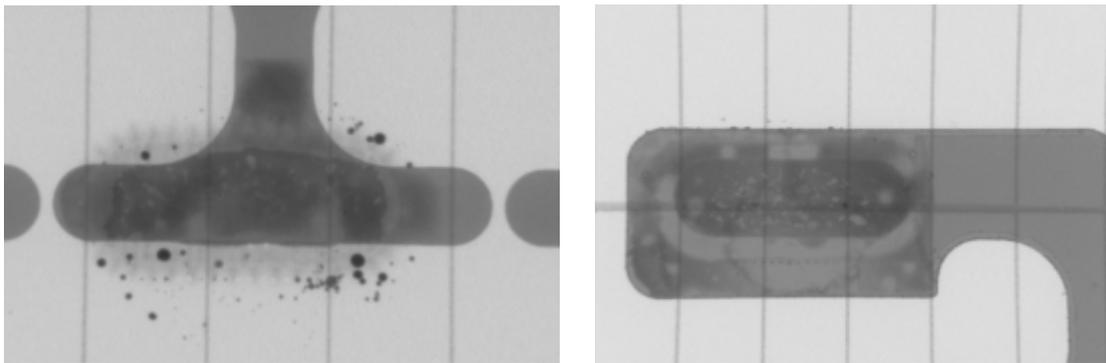


Abbildung 14: Röntgen-Aufnahme eines Zellverbinders der ersten Generation mit stark verteilten Lotpartikeln (links) und mit modifizierter Geometrie und gleichmäßiger Lotverteilung (rechts).

Für ein Modul werden insgesamt 5 unterschiedliche Zellverbinder benötigt. Dies ist zum einen dem Zellaufbau geschuldet, der eine unterschiedliche Anzahl der Löt pads für die p-Zellkontakte (8 Pads) und die n-Zellkontakte (9 Pads) aufweist (Abbildung 15) und zum anderen dem Modulaufbau, der für die beiden äußeren Strings an den Endzellverbindern einen längeren Steg für die nachfolgende Querverbindung der Einzelstrings erfordert.

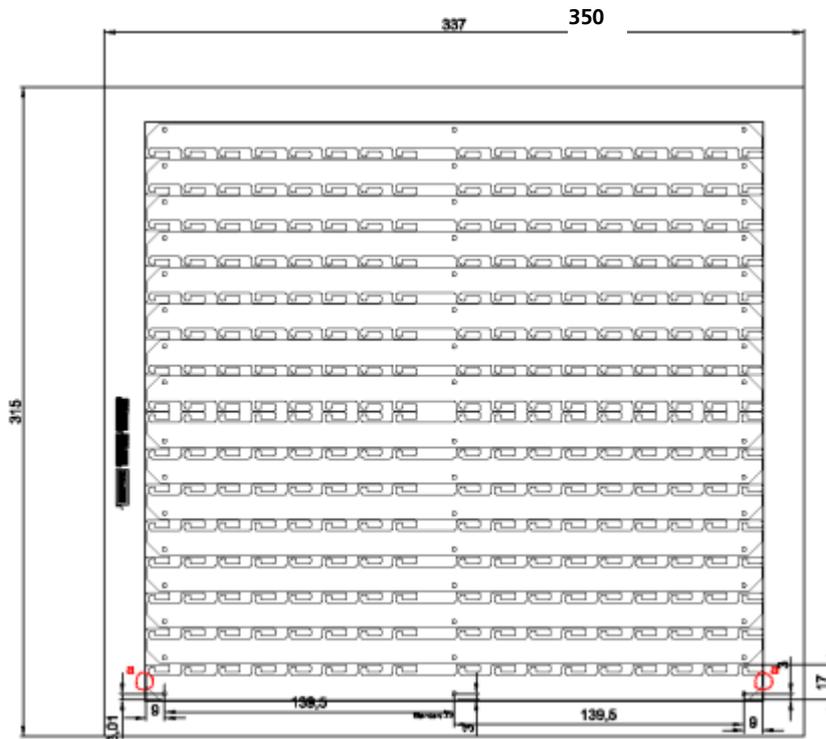


Abbildung 15: Zellverbinder im Nutzen

1.2.2 Werkzeuge für die String-Produktion

Für die halbautomatische Produktion der MWT Solarzellen-Strings wurden unterschiedliche Werkzeuge gefertigt. Da die Zellverbinder aus einer Folie mit weichem Kupferkern und einer dünnen SnAg-Schicht bestehen, ist das Handling der Zellverbinder anspruchsvoll. Ein leicht verbogenes Fähnchen kann bereits zu fehlerhaften Lötstellen führen. Für das Handling der Zellverbinder wurde ein Zellverbinder-Vakuumgreifer entwickelt (Abbildung 16).



Abbildung 16: Foto des Transferprozesses eines Standard Zellverbinders mittels Zellverbinder-Vakuumgreifer in den Zellverbinder-Werksträger

1.2.3 MWT-Rückkontakt-Stringer

Zur Herstellung von Strings wurde gemeinsam mit Somont ein halbautomatischer MWT-Rückkontakt-Stringer Prototyp entwickelt und im Modultechnologieceter des Fraunhofer ISE in Betrieb genommen (Abbildung 17).



Abbildung 17: MWT-Rückseitenstringer im Modultechnologieceter

Um eine möglichst hohe Moduleffizienz und gleichmäßige Erscheinung zu erzielen, werden die Solarzellen im Vorfeld nach Leistung und Farbansicht klassifiziert. Der Prozessablauf zur Herstellung der Strings ist in Abbildung 18 dargestellt. Anschließend werden die Zellverbinder aus dem Nutzen in den Werkträger platziert. Diese Schritte erfolgen während des Lötstrettes am vorangehenden String. Die Solarzellen werden von einem Roboter aus der Zellbox auf die Plattform zur optischen Prüfung abgelegt. Hier erfolgt eine Erkennung der Kanten, Überprüfung der Integrität und eine Justierung der Position auf Basis des Siebdrucks. Fehlerhafte Zellen werden aussortiert. Die Zellen werden nacheinander um 180° zueinander gedreht auf dem Zell-Werkträger platziert. Nachdem anschließenden Dispensen der Lotpaste auf die Löt pads der Zelle werden die Zellverbinder maschinell auf die Zellen abgelegt. Im letzten Schritt erfolgt die Verlötung mittels Induktion. Abschließend werden die MWT-Strings mit Hilfe eines Stringvakuumgreifers manuell in eine Transportbox platziert und mit Hilfe eines hochauflösenden EL-Systems auf elektrische Integrität und Aktivität geprüft.



Abbildung 18: Prozessablauf zur Herstellung von Strings mit dem MWT-Rückkontakt-Stringer

Das Auftragen der Lotpaste auf die MWT-Solarzelle erfolgt über einen Schrauben-Dispenser aus einer Kartusche. Abbildung 19 zeigt den schematischen Aufbau der Dispenseinheit im Rückkontaktstringer.

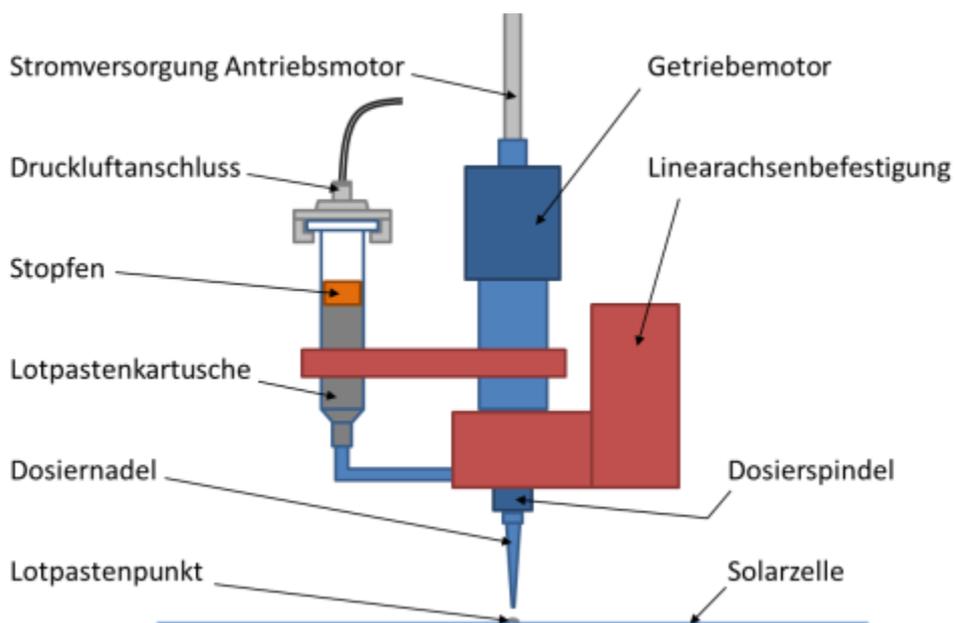


Abbildung 19: Aufbau der Schrauben-Dispens-Einheit im Rückkontakt Stringer

An den Stellen, an denen zu wenig Lotpaste aufgetragen wurde, können nur sehr geringe mechanische Haftkräfte erreicht werden. Zusätzlich ist hier ein erhöhter Kontaktwiderstand zu erwarten. An den Stellen, an denen zu viel Lotpaste dispensiert wird, treten nach dem Lötprozess Lötkekeln am Rand des Zellverbinders auf, was beim Verpressen der Module zu Mikrorissen in der Zelle führte (Abbildung 20).

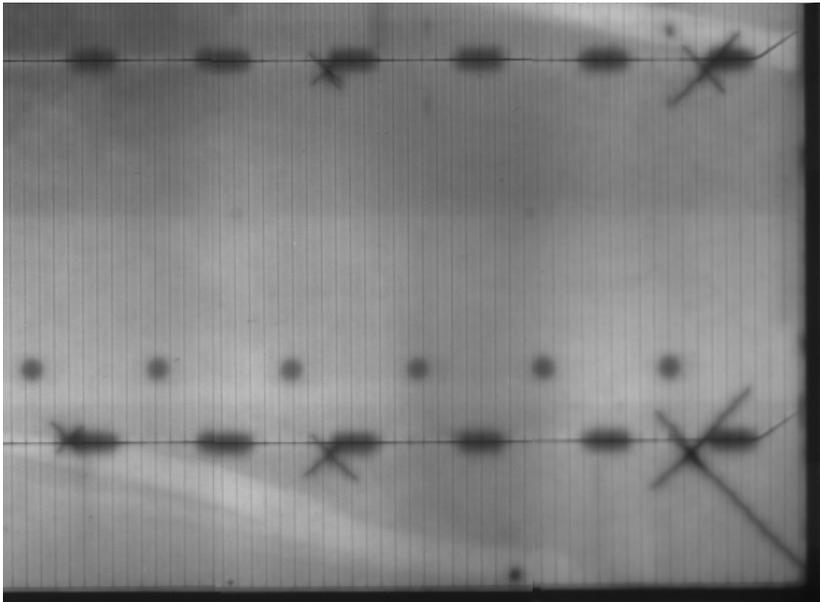


Abbildung 20: Elektrolumineszenz Aufnahme einer verschalteten Zelle mit Rissen an den n-Pads verursacht durch Lötkekeln hervorgerufen durch zu große Dispenspunkte

Die Reproduzierbarkeit von Kleinstdispens-Punkten ist dabei von folgenden Faktoren abhängig:

1. Arbeitsabstand zwischen Dosiernadel und Substrat

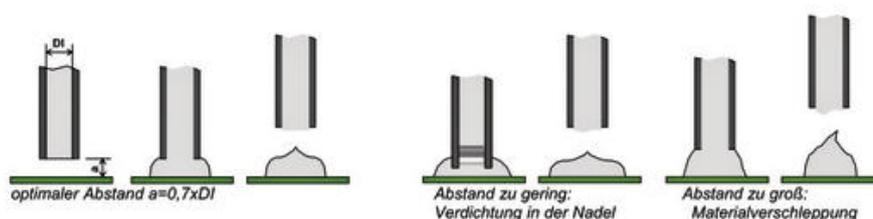


Abbildung 21: Einfluss des Arbeitsabstands zwischen Dosiernadel und Substrat beim Dosieren¹

2. Viskosität der Lotpaste: Die Viskosität ist, neben der Zusammensetzung der Lotpaste selbst, von der Raumlufttemperatur im Stringer und von den Standzeiten der Maschine, in denen sich die Dosiernadel zusetzt und Lötpastenreste eintrocknen können, abhängig.

¹ ATN Automatisierungstechnik Niemeier GmbH, „Auf den Punkt getroffen - Prozesssicheres und berührungsloses Dosieren von Lotpaste“, in EPP, 2013

3. Inhomogenitäten in der Lotpaste wie z.B. Lufteschlüsse oder Separationen



Abbildung 22: Links: Sichtbare Luftblasen an der Außenwand der Lotpastenkartusche. Rechts: Sichtbare Luftblasen innerhalb der Lotpaste nach Dispensen einer größeren Menge.

4. Füllmenge der Lotpaste und Luftanteil in der Kartusche: Über Luftdruck wird die Lotpaste beim Dispensen in die Dosierspindel-Kammer gedrückt. Je weniger Lotpaste in der Kartusche enthalten ist, desto größer wird der Luftanteil. Da Luft leichter komprimierbar ist als Lotpaste, wird bei konstantem Luftdruck und sinkender Lotpasten-Füllstand weniger Lotpaste in die Spindelkammer geführt (vgl. Abbildung 19).
5. Dispenswinkel
6. Durchmesser und Form der Dosiernadel²
7. Dispenszeit

Um einen stabilen Dispensprozess hinsichtlich der übertragenen Lotpastenmenge auf die MWT-Solarzellen zu gewährleisten wurden im Projekt diverse Maßnahmen ergriffen. In der ersten Version des Dispenssystems war der Winkel der Dispensnadel auf 45° gesetzt. Diese Stellung ist weniger anfällig für Unebenheiten im Werkträger, geht aber zu Lasten der Prozessstabilität und führt verstärkt zur Materialverschleppung. In einer Umbaumaßnahme wurde daher ein Laser-Distanzmesssystem integriert, so dass stabiles Dispensieren im 90° Winkel bei konstantem Arbeitsabstand ermöglicht wurde. Über den Flussmittelanteil und die Partikelkörnung musste zusätzlich die Viskosität der Lotpaste optimiert werden. Luftblasen in der Lotpaste sind ein weiterer kritischer Punkt beim Dispensieren im Kleinstmengenbereich, sie mussten vor der Pastenapplikation eliminiert werden. Schließlich konnte ein stabiler Dispens-Prozess erreicht werden, der eine automatisierte Stringproduktion ohne nennenswerten Ausschuss ermöglichte.

Das Verlöten der MWT-Solarzellen zu einem String erfolgte per Induktion. Die Lötinheit besteht aus dem Induktorkopf, einem Niederhalter, der während des Lötvorgangs einen Kontakt zwischen Zellverbinder und Zelle herstellt, einer Flussmittelabsaugvorrichtung, die dafür sorgt, dass sich die Flussmitteldämpfe nicht am Induktor festsetzen und einem Pyrometer, mit dem die Temperatur an der Lötstelle gemessen wird. Betrachtet man die temperaturgeregelte Lötzeiten in der Produktion, so ist zu erkennen, dass die n-Pads bedingt durch den Isolationslackauftrag auf der Solarzelle, die größere Lötfläche und

² Pospischil M. et al., "Development of a High-Throughput Fine Line Metallization Process using CFD-Simulation", Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 2013

Lotpastenmenge eine geringfügig längere Lötzeit benötigen als die p-Pads (Abbildung 23).

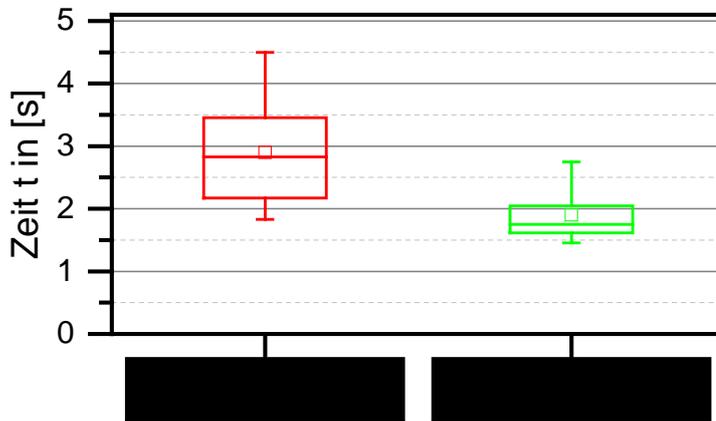


Abbildung 23: Auswertung der Lötzeiten für n- und p-Lötpads. Es wurden jeweils die Lötzeiten von mehr als 300 Lötvorgängen an n-Pads (oval) und p-Pads (rund) aus der Produktion ausgewertet.

1.2.4 Qualifizierung der MWT-Strings

Während der Stringproduktion wurden überwiegend stichprobenartige Qualitätsprüfungen durchgeführt, zum Teil zerstörungsfrei, um eine gleichbleibende Stringqualität bei großen Stückzahlen zu gewährleisten.

1.2.4.1 Röntgenuntersuchungen

An Stichproben aus der laufenden Produktion, sowie an denen zu Beginn jedes Produktionstages angefertigten Probestrings wurden Röntgenuntersuchungen der Lötstellen durchgeführt (siehe Abbildung 24). Die Abbildungen zeigen „voids“ und geben Hinweise auf notwendige Korrekturen in der Dosierung der Lötpaste oder im Bereich der Lötparameter. Der Voidanteil einzelner Lötstellen wurde verglichen (Abbildung 25).

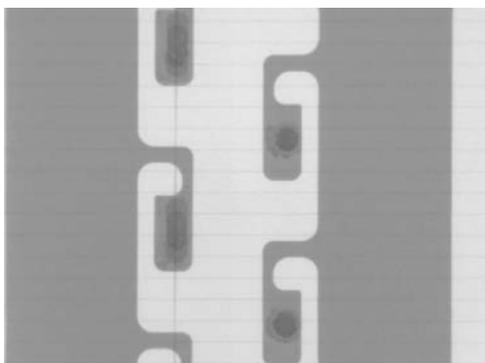


Abbildung 24: Röntgenaufnahme von jeweils zwei Lötstellen an n- und p-Pads

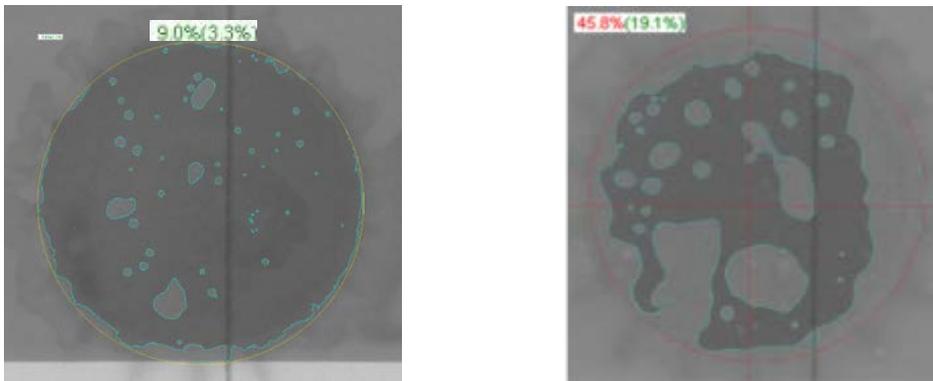


Abbildung 25: Auswertung des Voidanteils an zwei runden Lötstellen. In der linken X-Ray Aufnahme beträgt der Voidanteil 9,0 % und in der rechten Röntgenaufnahme 45,8 %. In Klammern wird der prozentuale Flächenanteil des jeweils größten Einzelvoids angegeben.

Eine Void-Analyse-Routine wurde geschrieben, die die 51 Löt pads auf einer Zelle automatisch abbildet und den Voidanteil automatisch auswertet. Ein weiterer Vorteil der Analyseverfahren ist, dass die dispense Lotpastenmenge der Aufnahme entnommen werden kann, da Lotmaterialbestandteile in der Aufnahme dunkler erscheinen (Abbildung 26).

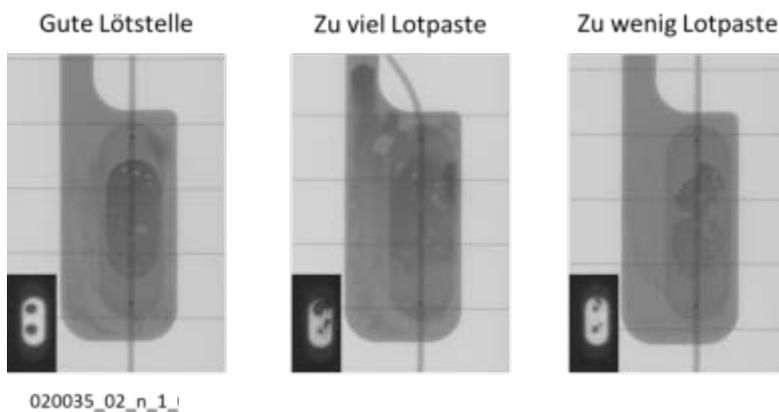


Abbildung 26: Qualifizierung von Lötstellen mittels Röntgenspektroskopie zur Beurteilung der dispense Lotpastenmenge.

Die Röntgenuntersuchung erwies sich als wichtiger Prüfungsprozess zum täglichen Einfahren des MWT-Stringers.

1.2.4.2 Elektrolumineszenz

Die Elektrolumineszenzabbildung (EL) ist ein Verfahren, mit dem Bereiche erhöhter Rekombination oder elektrisch inaktive Areale, die beispielsweise durch Mikrorisse oder Fingerfehler auf der Solarzelle entstehen, mittels einer EL-Kamera sichtbar gemacht werden können. In Kooperation mit der Firma Greateyes wurde ein Elektrolumineszenz-

Messplatz entwickelt und im Modultechnologiecenter des Fraunhofer ISE aufgebaut (Abbildung 27).



Abbildung 27: Foto des Elektrolumineszenz-Messplatzes im Modul Technikum des Fraunhofer ISE

Das System verfügt über ein 2-Achsen-System, um ein komplettes Modul abzubilden. Das resultierende EL-Bild zeigt eine hohe Auflösung zu Lasten längerer Messzeit. Ziel war es, Fehler im Stringprozess vorzeitig zu identifizieren und defekte Strings auszusortieren. Im Anschluss an die Fertigung im Rückkontaktstringer wurden von den produzierten Strings EL-Bilder aufgenommen (Abbildung 28).

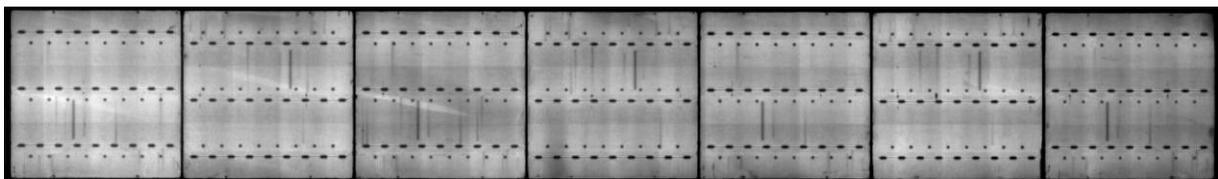


Abbildung 28: Elektrolumineszenzaufnahme eines produzierten Strings aus sieben Solarzellen

1.2.4.3 Metallographische Untersuchungen

In regelmäßigen Intervallen wurden an Stichproben aus der laufenden Produktion metallographische Untersuchungen an Querschliffen der Lötstellen durchgeführt. Die Ansichten zeigen die Ausprägung der Diffusionszonen und intermetallischen Phasen. In Abbildung 29 ist eine Mikroskopaufnahme mit 1000facher Vergrößerung sowie die Detailansichten der beiden Diffusionszonen dargestellt.

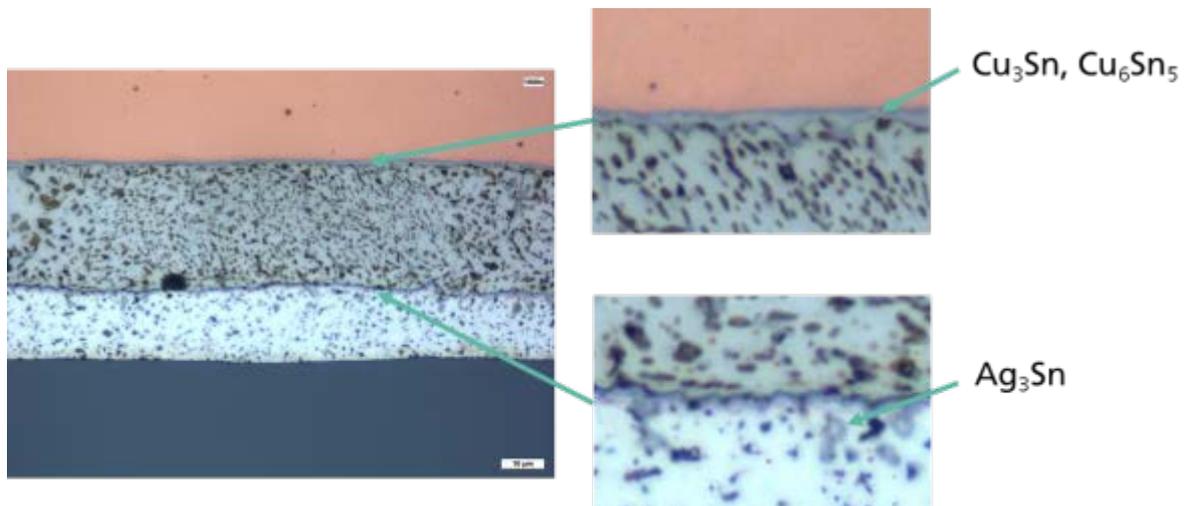


Abbildung 29: Mikroskopaufnahmen am Querschnitt einer Lötstelle mit Detailansicht der Diffusionszonen

1.2.4.4 Schälprüfung

Die Schälprüfung klassifiziert die mechanische Haftung zwischen Zellverbinder und Solarzelle. Der Test wird in Anlehnung an die DIN-Norm EN 50461 für kristalline Silicium-Solarzellen bei einem Winkel von 90° durchgeführt. Hier wird eine Haftkraft von 1 N/mm gefordert. Für die n-Pads entspricht dies einer Haftkraft von 2 N und für die p-Pads einer Haftkraft von 2,5 N da die Pads unterschiedlich groß sind. In Abbildung 30 sind beispielhaft Schälprüfungsergebnisse eines p-Pads und n-Pads mit hohen Haftkräften dargestellt. Bei diesen hohen Haftkräften werden kohäsive Zellbrüche als Schadensmechanismus beobachtet.

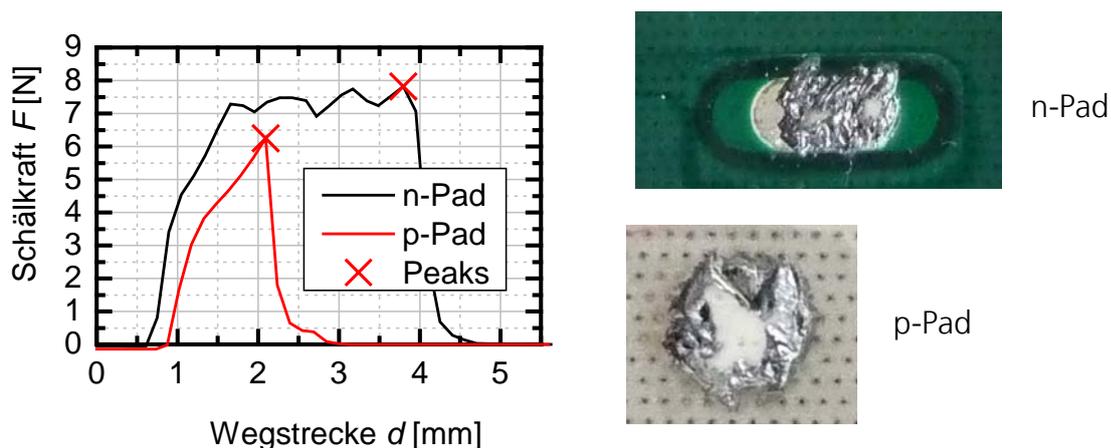


Abbildung 30: Links: Haftkräfte eines p-Pads und n-Pads. Rechts: Foto des Schadensmechanismus kohäsiver Zellbruch bei hohen Haftkräften.

Beispielhaft werden in Abbildung 31 initiale Haftkräfte nach dem Lötprozess als Referenz (initial_n und initial_p) und nach einer Temperaturwechselprüfung TC 200 und an-

schließenden Feuchte-Wärme-Prüfung DH 1000 aufgeführt. Um Schwankungen innerhalb eines Strings festzustellen, wurden mehrere Zellen innerhalb eines Strings charakterisiert. Die Haftkräfte lagen auch nach den Alterungsprüfungen weit über den von der Norm geforderten Haftkräften von 1 N/mm. Nach der Alterung ist verstärkt ein adhesiver Pastenbruch zu beobachten.

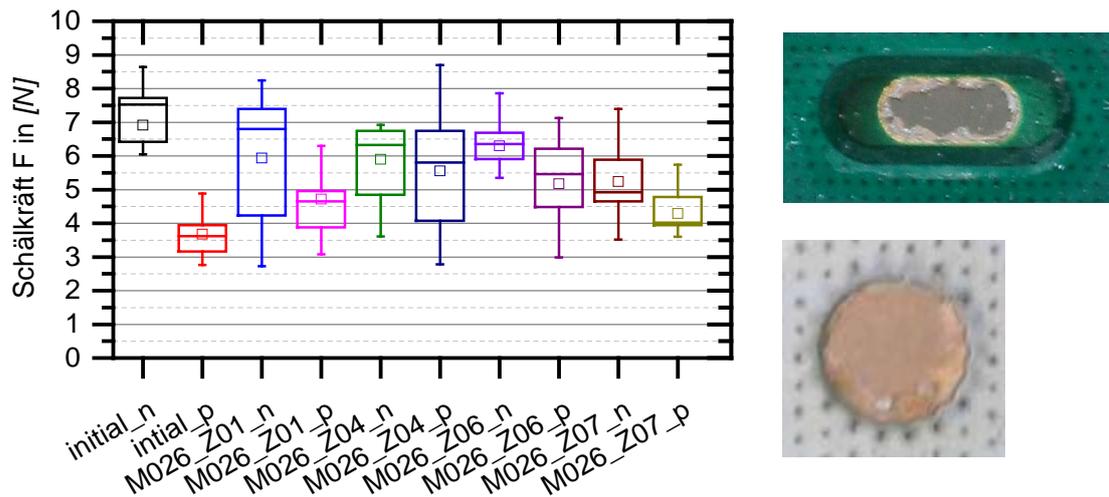


Abbildung 31: Links: Haftkrafteergebnisse einer initialen Solarzelle (schwarz und rot) und Zellen aus einem String der TC-200 und zusätzlich DH-1000 im TPedge Modul gealtert wurde. Rechts: Verstärkter adhesiver Pastenbruch nach Alterungsprüfung beim n-Pad (oben) und p-Pad (unten)

Um die Haftkräfte der Lötstellen nach den Alterungsprüfungen im Modul messen zu können, wurden Module nach den Prüfungen geöffnet und die Strings in einem speziell dafür entwickelten Verfahren von den Modulgläsern gelöst. Sind alle Klebepunkte durchtrennt, kann die fixierte Zelle von der Glasscheibe gelöst werden (**Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**). Mechanische Haftkraftuntersuchungen an den Lötstellen aus dem gealterten Modul sind im TPEdge Modulaufbau ohne weiteres möglich.

1.2.4.5 Isolationslacktest

Für die elektrische Verschaltung von MWT Solarzellen ist die elektrische Isolation von n-Pads und p-Pads ein kritischer Punkt, da es zu Kurzschlüssen kommen kann. Daher wurde zur Auswahl eines geeigneten Isolationslacks ein Prüfplan³ erstellt (Abbildung 32). Neben den elektrischen Eigenschaften des Lacks werden ebenfalls die Haftkraft zur Aluminium-Rückseite, die Temperaturbeständigkeit und die Kratzfestigkeit bestimmt.

³ Walter et al., Evaluation of Solder Resists for Module Integration of MWT Solar Cells, Energy Procedia, Volume 38, 2013

	Elektr. Durchschlag [V]	Haftkraft [N/cm]	Tempera- turbeständigkeit	Kratzfestigkeit
Grenz- wert	> 30	> 40	350 °C	optisch bewertet

Abbildung 32: Mindestanforderungen an den Isolationslack auf MWT Solarzellen

Über Profilometrie konnte festgestellt werden, dass Inhomogenitäten in der Lackdicke zu Schwachpunkten führen, an denen es zum Durchschlag kommt (Abbildung 33). Durch Anpassen der Prozessparameter beim Siebdruckschritt des Lackes und der Erhöhung der Schichtdicke konnte eine elektrisch zuverlässige Verschaltung gewährleistet werden.

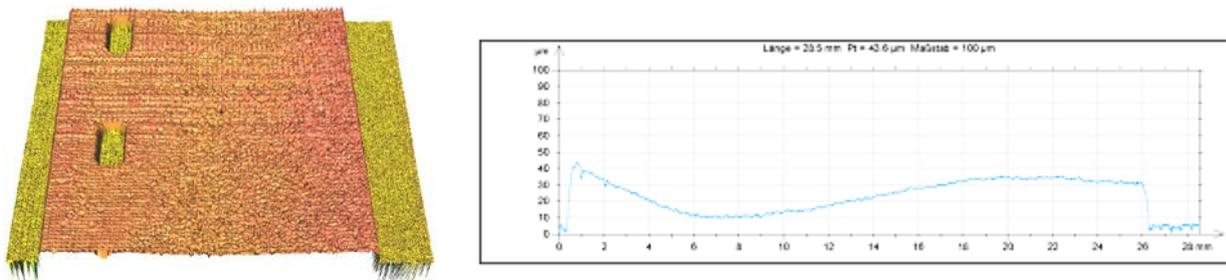


Abbildung 33: Profilometrie eines Lackauftrags (links), einzelnes Profil (rechts).

1.2.5 Füllfaktorverlust durch Zellverbinder

Durch das Verschalten von Solarzellen zu Strings und dem zusätzlichen Serienwiderstandsbeitrag der Zellverbinder kommt es grundsätzlich zu einem Verlust im Füllfaktor. In Abbildung 34 ist die elektrische Verschaltung von zwei MWT-Solarzellen dargestellt. Die elektrischen Eigenschaften der strukturierten Zellverbinder wurde mit Hilfe einer FEM-Simulation untersucht.

Für die Analyse des Füllfaktor-Verlustes durch den Zellverbinder wurden die Daten der Tabelle 1 verwendet. Beispielhaft wird der Mittelwert von 42 Zellen und eines aus diesen Zellen hergestellten Moduls aufgeführt.

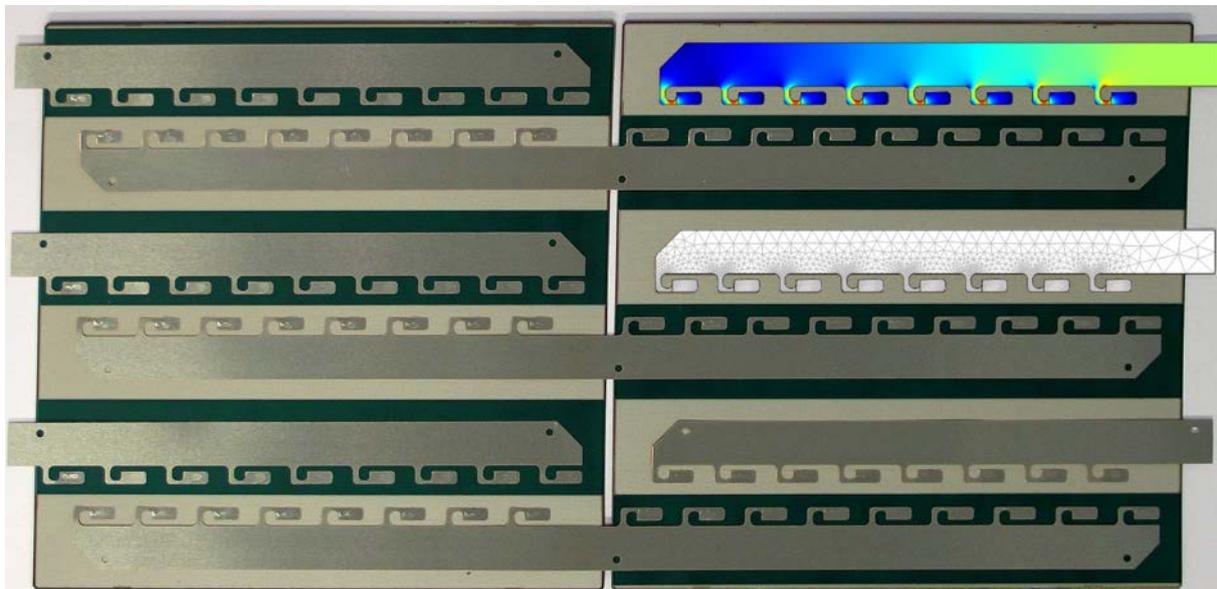


Abbildung 34: Elektrische Rückseiten-Verschaltung von zwei MWT Solarzellen. Die markierten Zellverbinder zeigen die Verteilung der Verlustleistungsdichte, ermittelt aus der elektrischen FEM-Analyse.

	I_{sc} [A]	V_{oc} [V]	I_{mpp} [A]	V_{mpp} [V]	P_{mpp} [W]	FF [%]
Modul	9,00	25,99	8,39	20,74	174,05	74,44
Zelle	9,37	0,62	8,78	0,51	4,47	76,90

Tabelle 1: Elektrische Messwerte eines TPedge-Moduls und der darin verbauten MWT-Zellen (Mittelwerte)

Für die Leistungsverlustberechnung der Querverschaltung wird das Programm Smartcalc.ribbon verwendet. Dieses Programm berücksichtigt alle wichtigen Parameter wie Anzahl und Länge der Querverbinder, deren Geometrie, Materialien usw.

Um aus den gemessenen Werten des Moduls die Verluste der Zellerbinder zu berechnen müssen hiervon die Verluste der Querverschaltung und der Anschlusskabel abgezogen werden. Die 2,30 m langen Anschlusskabel verursachen Verluste von 1,45 W, die Querverschaltung von 0,38 W. Korrigiert man den gemessenen Modul Füllfaktor, erhält man einen Modulfüllfaktor von 75,22%. Der Füllfaktorverlust durch die Zellverschaltung beträgt demnach 1,68% absolut und liegt geringfügig höher als die Zielmarke von 1,5%.

Die elektrische FEM-Analyse des Zellverbinders hat allerdings gezeigt, dass bei einer umgekehrten Ausrichtung der Föhnchen an den p-Pads und der damit verbundenen Wegverkürzung der elektrische Verlust durch die Zellverbinder um 10,8% gesenkt werden kann (Abbildung 35).

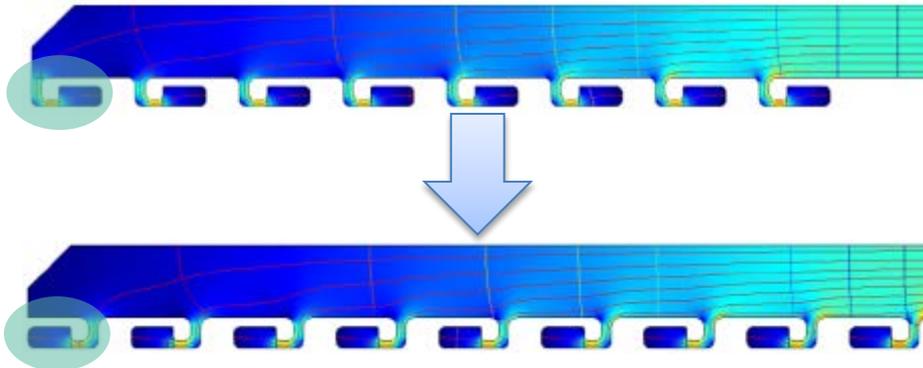


Abbildung 35: Spiegeln der Fähnchen an den p-Pads senkt den elektrischen Leistungsverlust

Berücksichtigt man diese Optimierung, lässt sich ein Füllfaktorverlust von 1,5% mit Hilfe der strukturierten Zellverbinder erzielen. Weitere Optimierungen im Querschnitt der Verbinder () ermöglichen die Einsparung von Zellverbindermaterial bei gleichen elektrischen Verlusten.

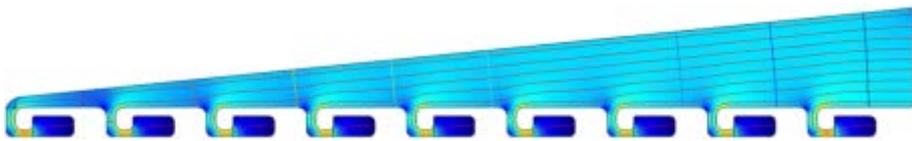


Abbildung 36: FEM-Simulation des Stromflusses zur Einsparung von Zellverbindermaterial

1.3 Herstellung der TPedge-Module

1.3.1 Moduldesign

Die Planungen des Architekten zur Ausstattung der Fassade mit Solarmodulen ergaben, dass im Projekt RDemo zwei Modulvarianten verschiedener Größe gebraucht wurden. Daraufhin wurden eine Modulvariante mit 42 Solarzellen und eine Modulvariante mit 14 Solarzellen konzipiert.

Die Module wurden mit Hilfe von CAD-Systemen in Abstimmung mit allen weiteren Beteiligten geplant. Besondere Arbeiten fanden hier in der Gestaltung der inaktiven Flächen der Solarmodule, der Auswahl der Modulanschlussdose und weiterer Modulkomponenten statt.



Abbildung 37: CAD-Zeichnung des 42-Zellers (Vorderseite links, Rückseite rechts)

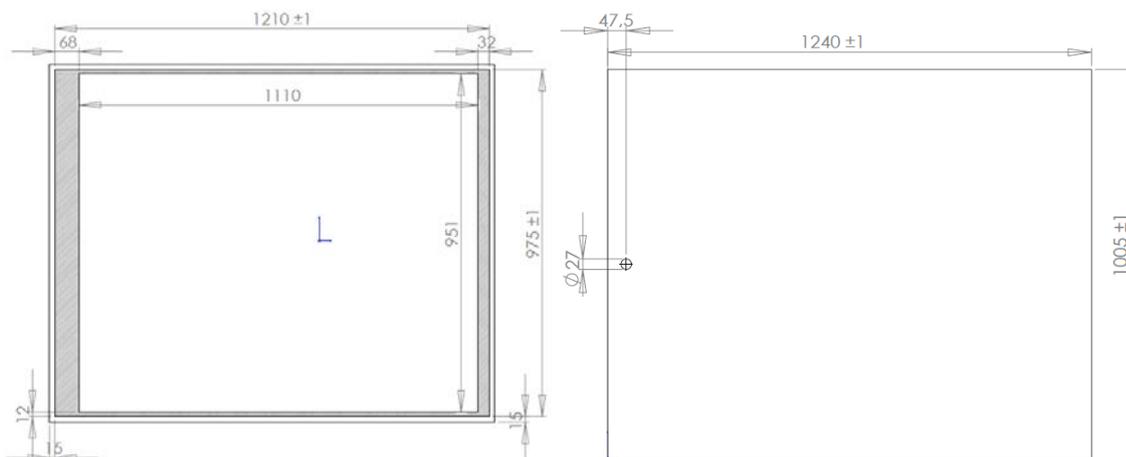


Abbildung 38: CAD-Zeichnung der Emaillierung und der Lochbohrung

Zur Gestaltung der inaktiven Bereiche am Rand der Module wurde umlaufend eine schwarze Emaillierung festgelegt, um ein einheitliches Erscheinungsbild in der Fassade zu erhalten.

Für die elektrischen Anschlüsse wurden verschiedene Anschlussdosen evaluiert und verschiedene Varianten zur Herausführung der Kontakte aus dem Modul untersucht. Schließlich wurde eine einzelne runde Lochbohrung im rückseitigen Glas zur Herausführung der Modulanschlüsse realisiert. Verschiedene Prototypen mit Anschlussdosen wurden hergestellt und in kritischen Alterungsprüfungen der IEC 61215 auf Beständigkeit geprüft. Die Auswahl von geeigneten Modulanschlüssen war in enger Abstimmung mit den Architekten und den Fassadenbauern notwendig um eine elektrische Leistungsführung, die Anbringung der rückseitig geklebten Modulbefestigung und ausreichende Abstände hinter dem Modul zu garantieren.

Nach der Herstellung der ersten Prototypen wurde das Moduldesign dahingehend angepasst, dass statt pseudo-square- full-square-Solarzellen verwendet wurden. Hierdurch wurde ein homogenerer Gesamteindruck der Module erreicht. Zur Sicherung der Modulbeständigkeit und der Erfüllung baurechtlicher Auflagen wurden die Dicken auf 4 bzw. 5 mm für die rück- bzw. vorderseitige Glasscheibe festgelegt. Entsprechende Gläser wurden nach Prüfung mehrerer Lieferanten bestellt. Die gegenüber Standard-Solarzellen veränderte elektrische Verschaltung erforderte eine Anpassung der beim „TPedge“-Konzept verwendeten Befestigungs- und Distanzpins (Abbildung 40).

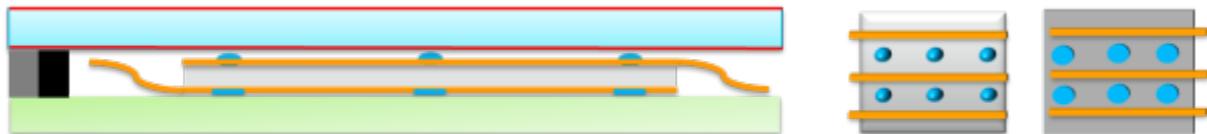


Abbildung 39: Modulschema von TPedge-Modulen (blau: Befestigungs- und Distanzpins)

Hierfür mussten die Dosierparameter untersucht und für die Modulproduktion angepasst werden (Abbildung 41). Zur Verbesserung der Reproduzierbarkeit wurde nach durchgeführten Untersuchungen und dem Bau einzelner Prototypen im Projektverlauf auf ein Schneckenventil gewechselt.

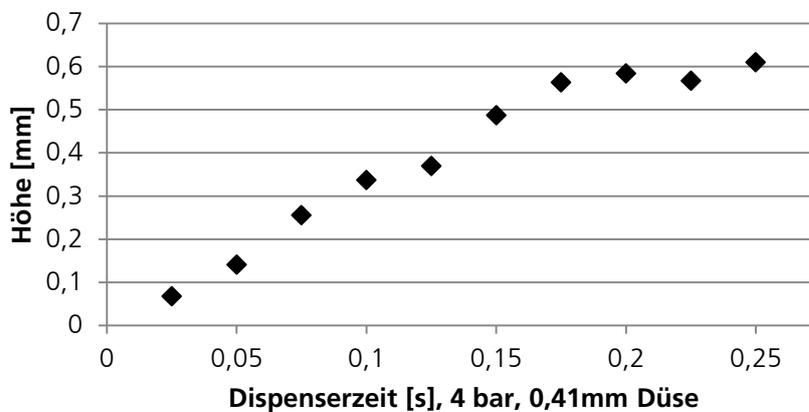


Abbildung 40: Abhängigkeit der Pinhöhe von der Dispenserzeit

Zur endgültigen Festlegung des Moduldesigns wurden die Einflüsse der Glasformate und der Glasdicken auf den Scheibenabstand in Abhängigkeit von verschiedenen Umweltparametern untersucht (Abbildung 42).

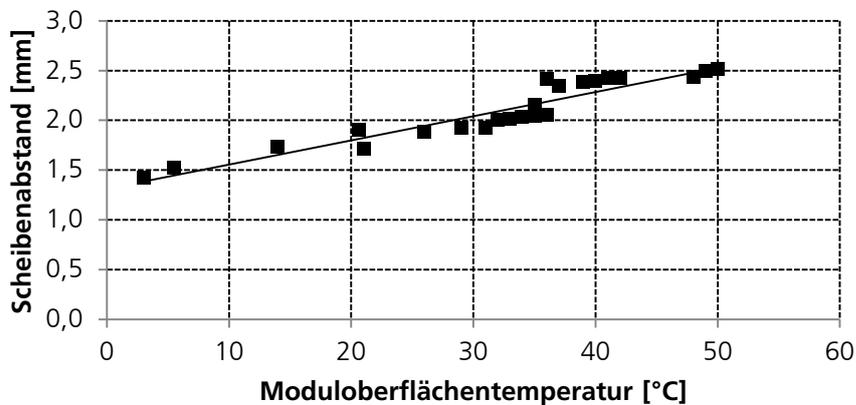


Abbildung 41: Abhängigkeit des Scheibenabstands von der Modultemperatur

Hierzu waren umfangreiche Untersuchungen für die Abhängigkeit des Scheibenabstands vom Luftdruck, der Modultemperatur, der Luftfeuchtigkeit und zahlreichen Produktionsparametern der Modulpresse bei Bystronic notwendig. Einen besonderen Einfluss hat die Prozessführung während der Versiegelung (Pressgeschwindigkeit, Luftstrom etc.). Zahlreiche Experimente zur Ermittlung der optimalen Vorgehensweise wurden durchgeführt.

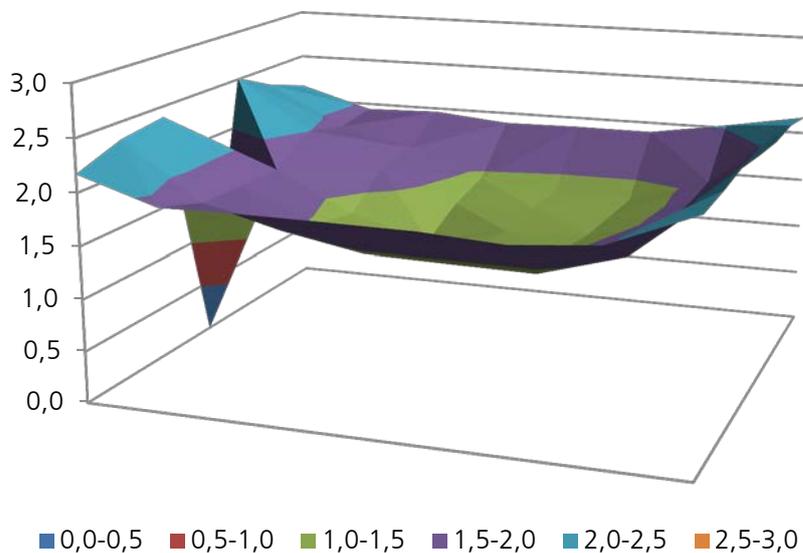


Abbildung 42: Scheibenabstand eines RDemo-Moduls [mm]

Die Untersuchung des Scheibenabstands (Abbildung 43) war von zentraler Bedeutung, da dieser die mechanische Belastung der Solarzellen im Modul wesentlich bestimmt. Eine Untersuchung der Einflussparameter war daher für die reproduzierbare Herstellung beständiger Module notwendig. Im Abschluss an diese Untersuchungen wurde das Moduldesign endgültig festgelegt.

1.3.2 Automatisierung Stringlayup und -fixierung

Für eine reproduzierbare Modulherstellung wurde eine Automatisierungslösung entwickelt, die folgende Herstellungsschritte umsetzt:

- Dispensen der Befestigungspins auf der rückseitigen Glasscheibe
- Stringablage
- UV-Aushärtung der Pins
- Dispensen der Distanzpins auf der Vorderseite der Solarzellen
- UV-Aushärtung der Pins

Eine Folgenutzung der Anlage nach Projektende wurde in der Spezifikation ebenfalls berücksichtigt. Die Konstruktion der Anlage wurde intensiv begleitet. Veränderungen zur Steigerung der Effizienz und Genauigkeit der Anlage wurden schon vor der finalen Inbetriebnahme eingearbeitet.



Abbildung 43: Automatisierungslösung zur Herstellung von „RDemo“-Modulen während der Produktion

Zusammen mit der Automatisierungslösung wurden weitere Produktionswerkzeuge, insbesondere UV-Lampen zur Aushärtung des Klebstoffs vorgesehen. Der Roboter wurde im Modultechnologiecenter des Fraunhofer ISE in Betrieb genommen.

1.3.3 Modulherstellung

Für die Fassadenintegration sah die ursprüngliche Planung die Herstellung von ca. 250 Modulen vor. Aufgrund der geringeren Anzahl hergestellter Solarzellen und der damit geringeren Anzahl an verfügbaren Strings wurden insgesamt nur 104 Solarmodule hergestellt, von denen 70 in die Fassade integriert wurden. Weitere Module wurden für erweiterte Beständigkeitsprüfungen bzw. zur Rückstellung verwendet.

Sämtliche Modul-Halblinge wurden am Fraunhofer ISE hergestellt, diese dann zu Bystronic transportiert und dort versiegelt. Anschließend erfolgte die Messung der Module am Fraunhofer ISE, die Befestigung der Montageprofile und Montage an der Fassade.

Die Module wurden in drei Chargen hergestellt. Für die erste Charge wurden 14 Modulhalblinge hergestellt. Trotz vorausgehender Messungen und Rechnungen zur erwarteten Höhe des Solarzelle-Zellverbinder-Verbunds und entsprechender Anpassung der Versiegelungspresse (Wahl des anzufahrenden Scheibenzwischenraums / Pressmaßes) wurden nach der Verpressung zahlreiche Mikrorisse und makroskopische Schäden an den verpressten Modulen festgestellt. Eine Erhöhung des Scheibenabstands ermöglichte in dieser Charge dann die Herstellung von vier Modulen ohne Schäden. Die Schäden an diesen Modulen waren im Wesentlichen auf Probleme im Löt-Prozess (Bildung von kugelförmigen Lot-Ablagerungen) zurückzuführen. Eine Anpassung des Lötprozesses konnte die Entstehung der Lotkugeln bei den später hergestellten Strings verhindern. Bei einem Modul kam es während des Verpressens zu einem Glasbruch. Vier Module wurden erfolgreich verpresst, sechs Modulhalblinge wurden unbearbeitet wieder zum Fraunhofer ISE transportiert und teilweise in der zweiten Charge verpresst.

Nach der ersten Charge wurden zahlreiche Verbesserungen an den verwendeten Werkzeugen, dem Lötprozess und dem Handling der Zellen- / Module umgesetzt. Die Dokumentation wurde erweitert und weitere Untersuchungen zu den Schadensursachen durchgeführt. Das Dispenserverfahren des Klebstoffs wurde von Druckluft- auf Schneckenventildispensen umgestellt, das Anpressen der Solarzellen wurde verbessert. Es wurden weitere Messungen zu den zu erwarteten Höhen der Zellen-Zellverbinder-Verbünde im Modul durchgeführt. In der zweiten Charge der Modulproduktion wurden 18 Modulhalblinge bei Bystronic verpresst. Von diesen 18 Modulen wurden zehn zur Verwendung an der Fassade ausgewählt, vier für kritische Zertifizierungsprüfungen bestimmt und eines als Ausstellungstück auf der Intersolar 2013 verwendet.

Die Herstellung der dritten Charge erfolgte unter Nutzung der beschafften Automatisierungslösung. Hier wurden insgesamt 72 Module hergestellt, 30 davon als 14-Zeller.



Abbildung 44: Dispensen der Befestigungspins auf dem rückseitigen Glas (links) und Dispensen der Distanzpins auf den Solarzellen (rechts) durch die Automatisierungslösung

An den Modulen wurde bei Bystronic erstmals eine vollständig automatisierte TPS-Applikation (Randversiegelung) für TPedge-Module demonstriert. Die Automatisierung der Versiegelung wurde für alle Module der dritten Charge genutzt.

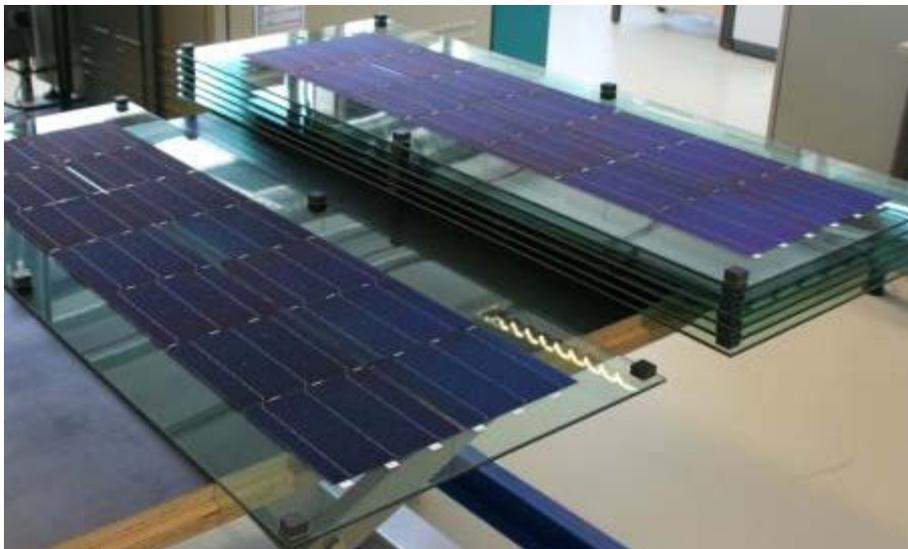


Abbildung 45: Modulhalblinge (14-Zeller) vor Transport und Versiegelung

Die Produktionszeit sank durch den Einsatz des Roboters und die Qualität der hergestellten Module stieg deutlich. Es konnten automatisiert ca. 5 Module (42-Zeller) pro Tag hergestellt werden.

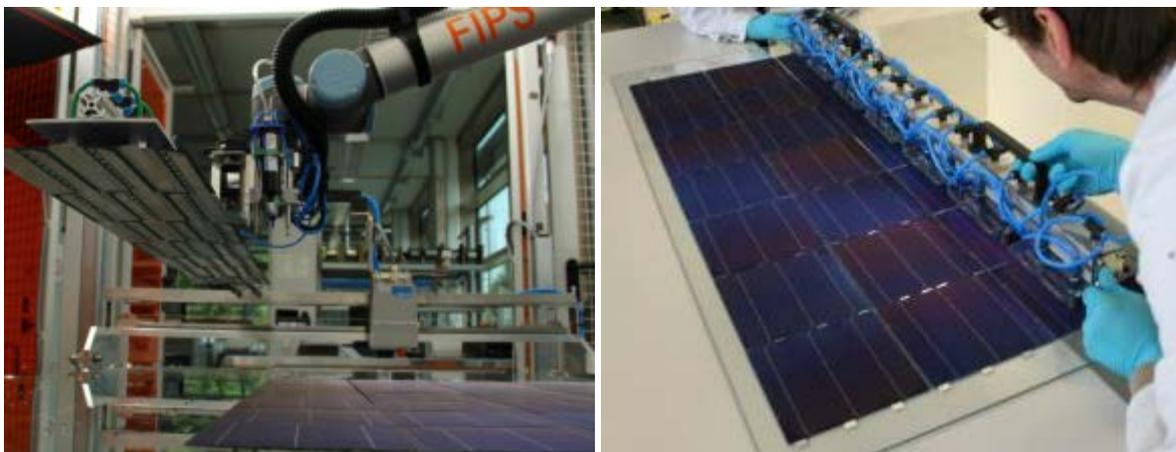


Abbildung 46: Stringablage durch die Automatisierungslösung (links) und manuelle Stringablage (rechts)

Von allen hergestellten Modulen wurden Elektrolumineszenzaufnahmen angefertigt. Die Module wurden auf ihre elektrische Leistung am Callab PV Modules des Fraunhofer ISE vermessen. Abbildung 47 zeigt die Leistungen und den Füllfaktor der vermessenen Module. Deutlich erkennbar ist die geringere Leistung der 14-Zeller (Modul-IDs 24 bis 52).

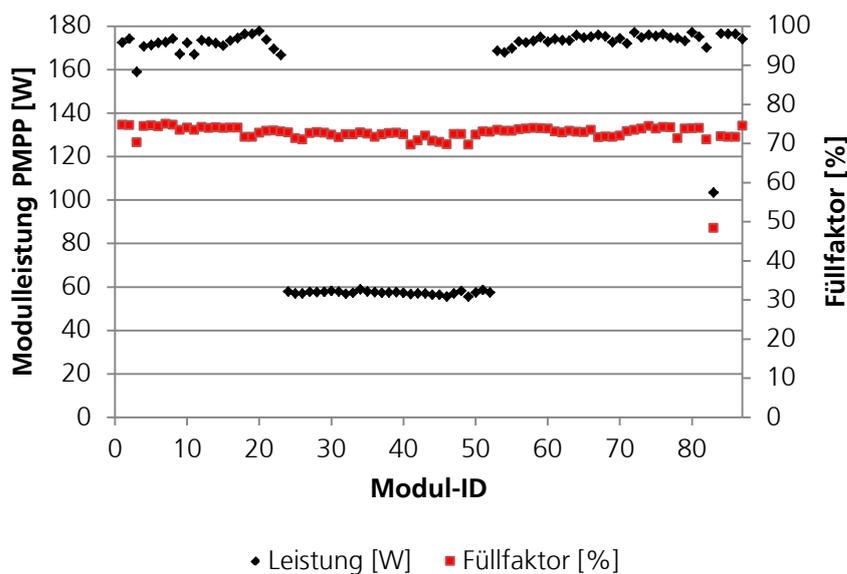


Abbildung 47: Modulleistung P_{MPP} der vermessenen Module

Die Durchführung der Modulproduktion in mehreren, zunehmend größeren Chargen erwies sich als sinnvoll, da so jeweils die Erfahrungen der letzten Chargen genutzt werden konnten um die Modulqualität zu steigern. Zwischen den Chargen konnten so kritische Fehler konsequent reduziert werden.

Während des Projekts wurden zahlreiche weitere Hilfsmittel und Werkzeuge für die Modulherstellung und -charakterisierung konstruiert und beschafft. Dies schließt bspw. Werkzeuge für das Handling von Strings, ein Dokumentationssystem, den Modultransport oder die Vermessung und Charakterisierung von Modulen ein.

1.3.4 Modulprüfungen

Zur Prüfung der Alterungsbeständigkeit der Fassadenmodule wurden erweiterte Modulprüfungen durchgeführt. Hierbei wurde sowohl die mechanische Beständigkeit als auch das Verhalten bei beschleunigter Alterung überprüft. Ein Prüfschema zur Untersuchung auf Beständigkeit gegen thermische Wechsellasten, Feuchte und Wärme sowie mechanische Lasten oder Kombinationen hiervon wurde entwickelt. Die Module wurden in Anlehnung an die Norm IEC 61215 geprüft.

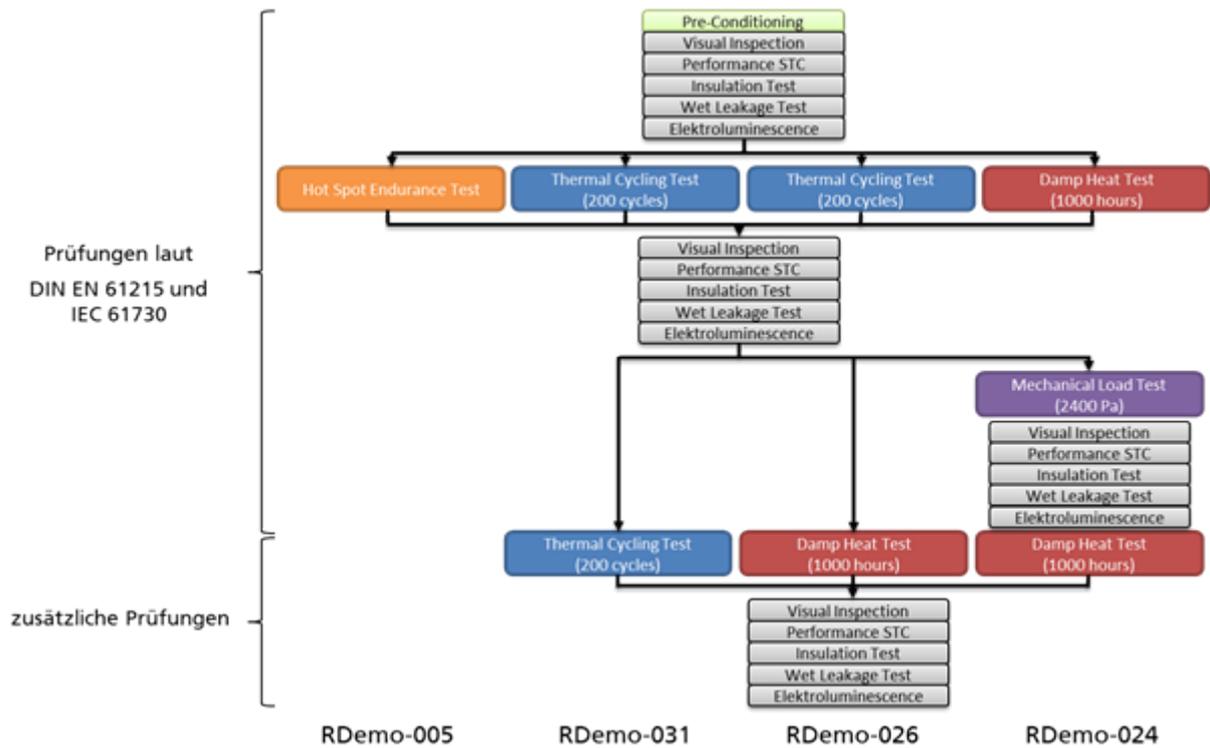


Abbildung 48: Prüfsequenzen der getesteten Module

Vor und nach jeder Prüfsequenz wurden Leistungsmessungen und Elektrolumineszenz-Inspektionen durchgeführt. Alle Module zeigen keine Veränderung der Modulleistung innerhalb der Messunsicherheiten.

	RDemo-005	RDemo-026	RDemo-031	RDemo-024
Eingangsmessung	171,9	169,1	171,1	163,5
Ausgangsmessung	170,9	167,4	171,1	164,6
Unterschied	-0,6%	-1,0%	0,0%	0,7%

Tabelle 2: Leistungsmessungen Prüfmodule

Die Elektrolumineszenzaufnahmen zeigen nur sehr geringe Veränderungen wie vereinzelte Ausweitungen bereits vorhandener Mikrorisse.

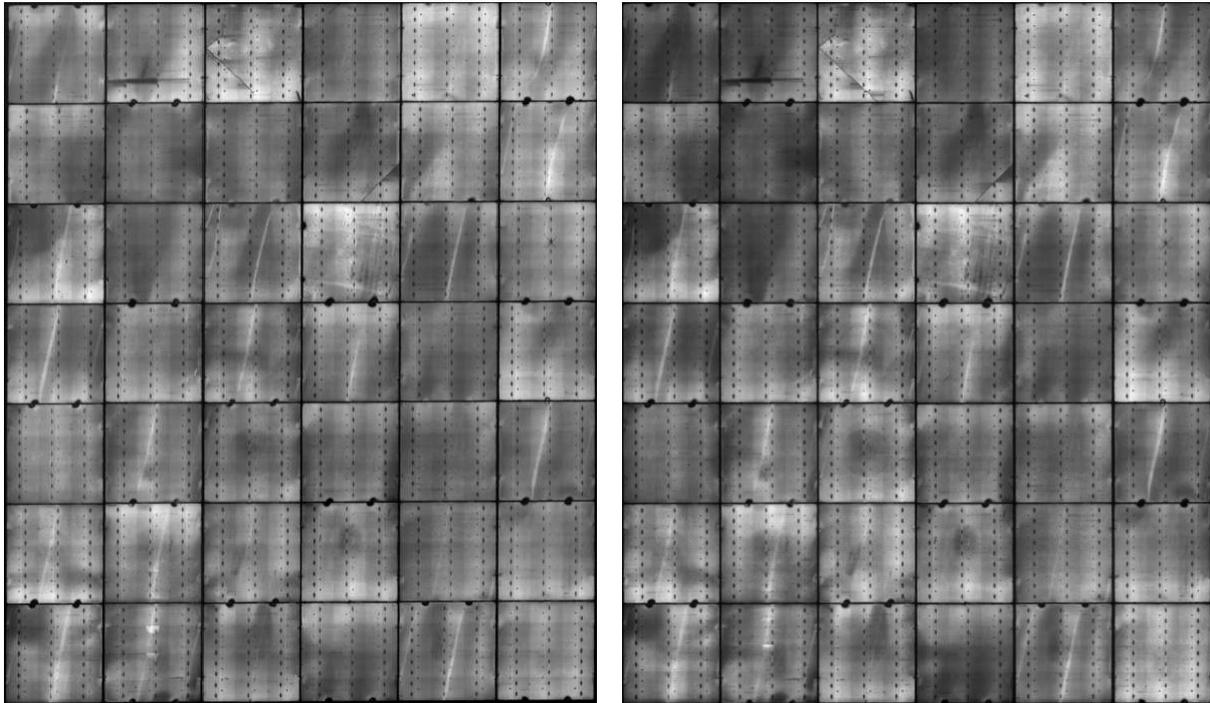


Abbildung 49: Elektrolumineszenzaufnahmen von RDemo-024 vor (links) und nach den Prüfungen (rechts), 2000 Stunden Feuchte-Wärme-Prüfung und Mechanische Flächenlast 2400 Pa

Da die ersten zehn Module bereits im Juni 2013 installiert wurden, konnte zum Projektende eins der Module an der Fassade ausgetauscht werden und einer erneuten Leistungsmessung und EL-Inspektion unterzogen werden.

	P_{MPP} [W]	U_{OC} [V]	I_{SC} [A]	FF	η
Eingangsmessung	173,2	26,1	8,98	74,0%	13,9%
Ausgangsmessung	169,9	26,0	8,86	73,7%	13,6%
Differenz	-3,3 (-1,9%)	-0,39 (-0,1%)	-0,122 (-1,4%)	-0,30% (-0,4% _{rel})	-0,27% (-1,9% _{rel})

Tabelle 3: Leistungsmessung Fassadenmodul RDemo-029

Die Elektrolumineszenzaufnahmen zeigen keine neuen Mikrorisse oder auffälliges Risswachstum.

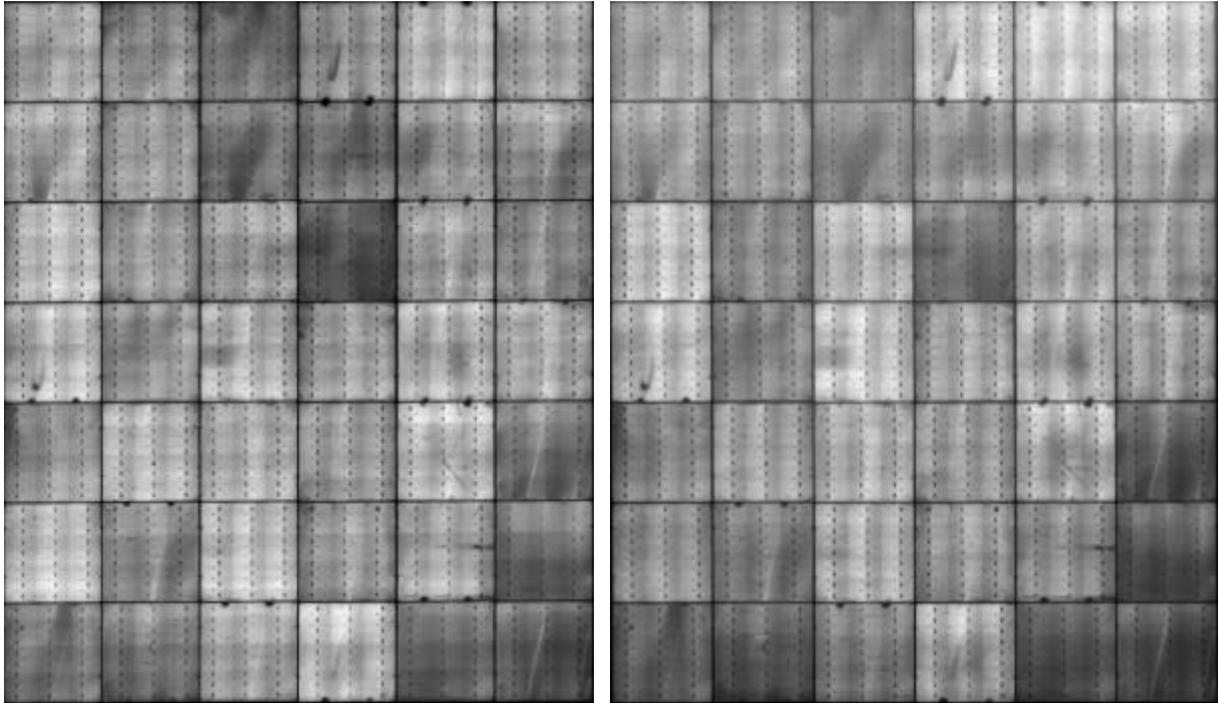


Abbildung 50: Elektrolumineszenzaufnahmen von RDemo-024 vor (links) und nach zwei Jahren Fassadenintegration (rechts)

Die Ergebnisse bestätigen eine erfolgreiche Kombination der strukturierten Zellverbinder mit dem TPedge-Modulkonzept und zeigen die gute Alterungsbeständigkeit des Konzepts.

1.3.5 Wirtschaftlichkeit

Für die Betrachtung der Modulkosten wurde eine industrielle Serienfertigung von 60-Zellen-Modulen angenommen und architektonisch bedingte Anpassungen (bspw. die Emaillierung) der Module nicht berücksichtigt. Die Kosten für die Komponenten, Materialien und Prozesse orientieren sich an von Industriepartnern bekannten Daten.

Bei Berücksichtigung der zur Montage an der Fassade notwendigen Zusatzkosten (Befestigungsmaterialien, Personal, etc.) entstehen Kosten von ca. 8700 €/kWp für eine betrachtete Installation und Nutzung von zehn Modulen (wie sie im Juni 2013 am Gebäude des Fraunhofer ISE installiert wurden, 1,56 kWp).

Die weitere Betrachtung auf Systemebene unter Berücksichtigung simulierter Modulerträge (778 kWh/kWp/a) zeigt, dass die Kosten der Fassadenintegration die Gewinne des elektrischen Ertrags deutlich überkompensieren. Die Erträge aus der Produktion von elektrischem Strom und den Einsparungen anderer Fassadenelemente liegen bei 300 €/a.

Materialkosten	Preis		Menge	Summe
Glas	3,60	€/m ²	3,28	11,80 €
Querverbinder	0,75	€/Modul	1	0,75 €
Zellverbinder	0,10	€/Stück	180	18,00 €
Anschlussdose	2,90	€/Stück	1	2,90 €
Sekundär-versiegelung	5,30	€/l	0,06	0,34 €
Pinklebstoff	200	€/l	0,00	0,40 €
Lotpaste	0,06	€/Zelle	60	3,42 €
TPS	12,30	€/kg	0,06	0,77 €
Rahmen-Klebeband	0,58	€/Modul	1	0,58 €
Zelle (mono, MWT, 20% Wirkungsgrad)	1,63	€/Stück	60	97,80 €
Summe				136,76 €
Zelleistung	4,87	Wp	60	292 Wp
Modulleistung	(5% unter Zelleistung)			277 Wp
Spezifische Kosten				0,49 €/Wp

Tabelle 4: Kostenbetrachtung

Eine wirtschaftliche Nutzung der fassadenintegrierten Module wird daher nach dieser Rechnung nicht erreicht. Ähnliche Ergebnisse wurden auch bei Variationen erzielt, bei denen bspw. die Fassadenintegration für industrielle Standardmodule angenommen wurde. Auch hier machten der Einbau und die zusätzlichen Befestigungselemente die Module unwirtschaftlich.

1.4 Fassadenintegration und Ertragsmodellierung

1.4.1 Winkelabhängige und spektrale Eigenschaften

Das im Modul verwendete, beidseitig antireflektierend (AR) beschichtetes Glas und ein unbeschichtetes, ebenfalls eisenarmes Glas wurden spektrometrisch bei verschiedenen Einfallswinkeln vermessen (Abbildung 51). Daraus wurden die Lichttransmissions- und -reflexionsgrade nach EN 410 berechnet, die einen Richtwert für die Eignung als Frontscheibe eines PV-Moduls geben. Für unpolarisiertes Licht ist der Transmissionsgrad des AR-beschichteten Glases bei allen Winkeln um mindestens 4 Prozentpunkte höher als für das unbeschichtete Glas. Für s-polarisiertes Licht ist der Reflexionsgrad des beschichteten Glases bei allen Winkeln kleiner als für das unbeschichtete Glas aber für p-polarisiertes Licht kehrt sich der Effekt bei höheren Einfallswinkeln um (Abbildung 52).

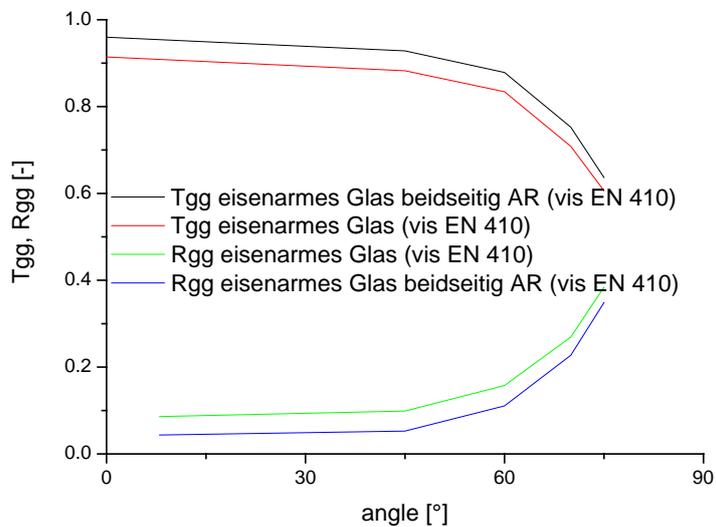


Abbildung 51: Winkelabhängige Lichttransmissionsgrade und Lichtreflexionsgrade für unpolarisiertes Licht von beidseitig antireflectierend (AR) beschichtetem Glas im Vergleich zu unbeschichtetem Glas.

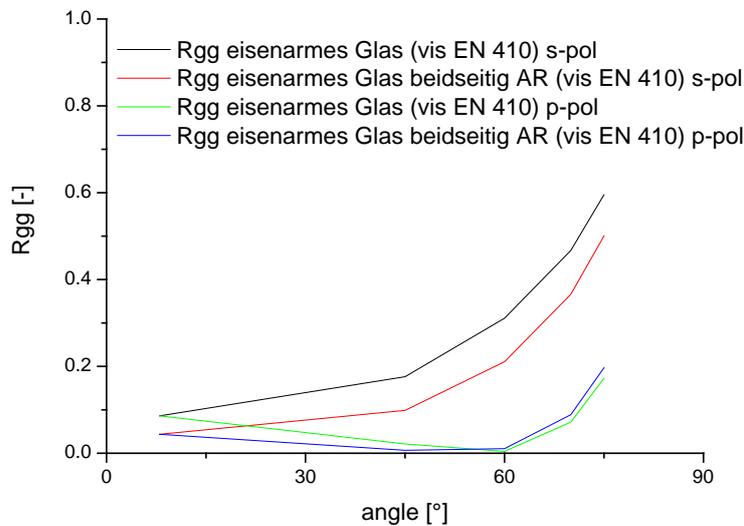


Abbildung 52: Winkelabhängige Reflexionsgrade für s- und p-polarisiertes Licht von beidseitig antireflectierend (AR) beschichtetem Glas im Vergleich zu unbeschichtetem Glas.

Der normal-hemisphärische und normal-diffuse Reflexionsgrad (R_{nh} bzw. R_{ndif}) von zwei MWT-Zellen aus der Produktionscharge für die Fassade wurde ebenfalls spektrometrisch vermessen (Abbildung 53). Bei beiden Proben ist die Reflexion fast vollständig diffus mit weniger als 0,001 Direktanteil. Die normal-hemisphärische Lichtreflexionsgrade der beiden Proben sind gleich ($R_{nh,vis} = 0,032$), während die solaren Strahlungsreflexionsgrade nach EN 410 sich leicht unterscheiden ($R_{nh,sol} = 0,114$ bzw. $0,118$). Die Eigen-

schaften im vollen Solarspektrum sind für die thermische Modellierung des Moduls von Bedeutung.

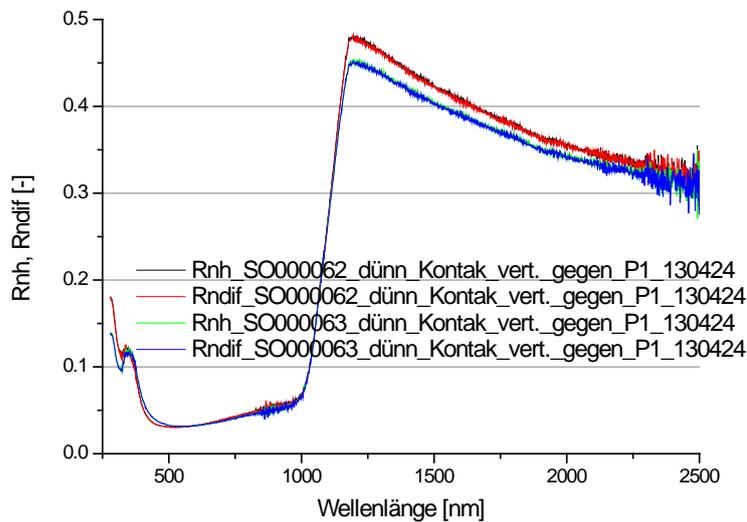


Abbildung 53: Normal-hemisphärische Reflexionsspektren für zwei MWT-Zellen aus der Produktionscharge für die Fassade.

1.4.2 Farbauswertungen

Abhängig von Lichteinfall und Betrachtungswinkeln werden unterschiedliche Farben der Zellen und Module in der Fassade beobachtet (Abbildung 54). Um diese Effekte quantitativ zu charakterisieren, wurden die Reflexionsspektren von zwei optisch deutlich unterschiedlichen Zellen bei unterschiedlichen Einfallswinkeln von s- und p-polarisierter Strahlung vermessen. Daraus wurden die winkelabhängigen L^* -, a^* - und b^* -Farbkoordinaten nach CIE 15:2004 für die zwei Zellen berechnet.



Abbildung 54: Farberscheinung der installierten Module aus der ersten Charge bei unterschiedlichen Lichtverhältnissen.

Abbildung 55 zeigt die Winkel- und Polarisationsabhängigkeit der L^{*}-, a^{*}- und b^{*}-Farbkoordinaten der zwei MWT-Zellen mit Kennzeichen SO000062 und SO000063. Während die Unterschiede zwischen den Zellen bezüglich Helligkeit (L^{*}) und der rot-grünen Farbchse (a^{*}) gering sind, ist mit einem maximalen Wert von knapp 8 der Unterschied auf der gelb-blauen Farbchse (b^{*}) erheblich. Zur Einordnung: Der Unterschied im L^{*}a^{*}b^{*}-Farbraum zwischen zwei Punkten mit den Koordinaten L₁^{*}, a₁^{*}, b₁^{*} und L₂^{*}, a₂^{*}, b₂^{*} wird mit ΔE beschrieben, wobei

$$\Delta E^* = ((L_1^* - L_2^*)^2 + (a_1^* - a_2^*)^2 + (b_1^* - b_2^*)^2)^{0,5}$$

Ein Wert von ΔE = 1 kann von einem geübten Beobachter erkannt werden; ein Wert von ΔE = 5 ist für Menschen mit normaler Sehfähigkeit sehr deutlich zu erkennen. Der reine Farbunterschied Δa^{*}b^{*} (ohne Berücksichtigung von Helligkeitsunterschieden) wird wie folgt definiert:

$$\Delta a^*b^* = ((a_1^* - a_2^*)^2 + (b_1^* - b_2^*)^2)^{0,5}$$

Eisenarme Glasscheiben vom selben Typ wie die Moduldeckgläser wurden ebenfalls winkel- und polarisationsabhängig spektral vermessen, die Farbkoordinaten daraus berechnet und in Abbildung 56 dargestellt. Gläser ohne und mit beidseitigen Antireflexschichten wurden untersucht.

Wie zu erwarten ist die Helligkeit (L^{*}) in Reflexion der AR-Gläser meistens deutlich niedriger als für die unbeschichteten Gläser. Das Verhalten der a^{*}-Werte ist unauffällig aber der deutlich negative b^{*}-Wert bei senkrecht einfallendem Licht bestätigt den visuellen Eindruck eines „Blaustichs“ in Reflexion bei den AR-Gläsern.

Die polarisations- und winkelabhängigen Spektren der Gläser wurden ebenfalls in Transmission vermessen. Diese zeigten weitgehend konstante Farbneutralität für beide Polarisationsrichtungen über einen weiten Winkelbereich.

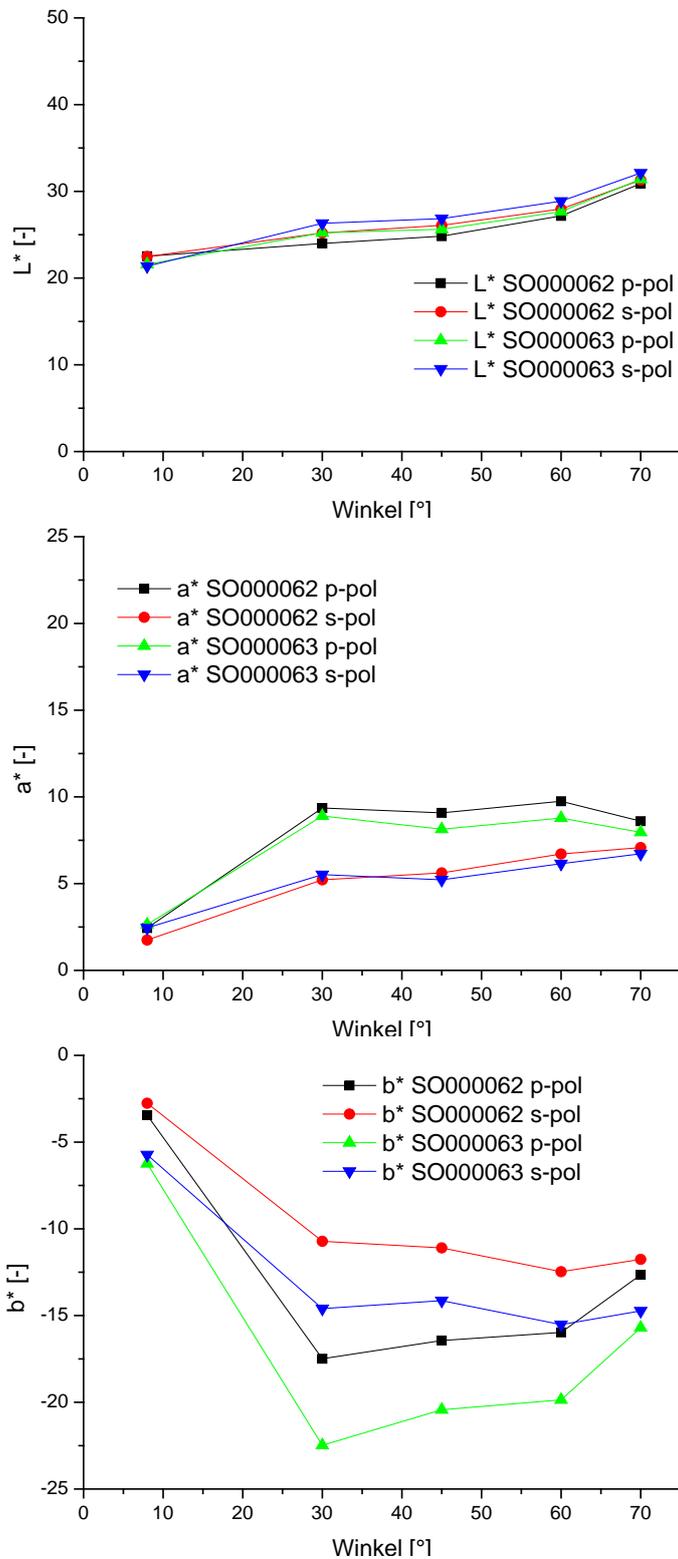


Abbildung 55: (Bild oben, Mitte, unten) L^* -, a^* - bzw. b^* -Farbkoordinaten in Reflexion von zwei MWT-Zellen (Kennzeichen SO000062 und SO000063) für s- und p-polarisiertes Licht und unterschiedliche Einfallswinkel.

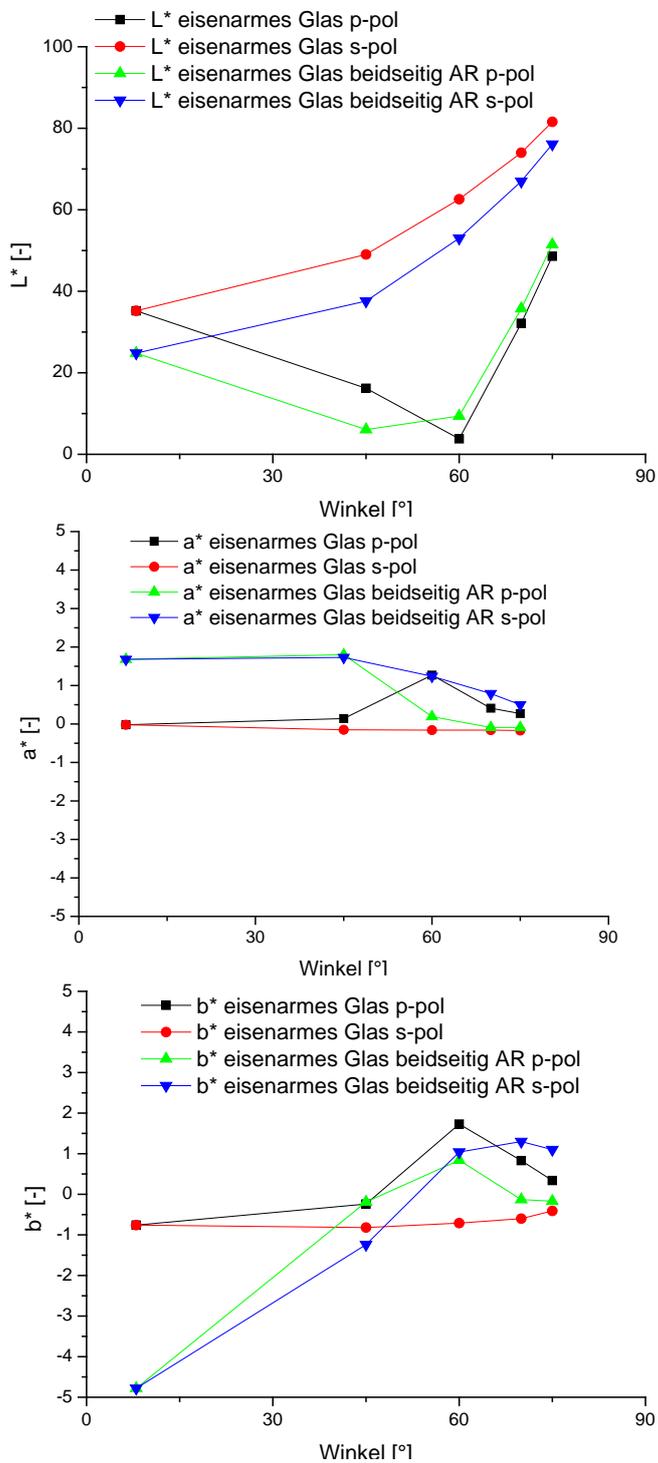


Abbildung 56: (Bild oben, Mitte, unten) L*-, a*- bzw. b*-Farbkoordinaten in Reflexion von eisenarmen Glasproben ohne und mit Antireflexbeschichtung (AR) für s- und p-polarisiertes Licht und unterschiedliche Einfallswinkel.

Zum Schluss wurden aus den oben besprochenen Spektren die Reflexionsspektren für die zwei MWT-Zellen jeweils mit einer AR-beschichteten, eisenarmen Deckglasscheibe und daraus die $L^*a^*b^*$ -Farbkoordinaten für das Gesamtsystem, das einem TPedge-Module entspricht, berechnet. Die winkel- und polarisationsabhängigen Farbkoordinaten sind in Abbildung 58 dargestellt; in Abbildung 57 sind für die zwei Polarisationsrichtungen und verschiedene Einfallswinkel der gesamte Farbumterschied ΔE^* , der helligkeitsunabhängige Unterschied Δa^*b^* und die Unterschiede in den einzelnen Farbkoordinaten ΔL^* , Δa^* und Δb^* zwischen den zwei verglasten MWT-Zellen dargestellt. Weil die Werte für ΔL^* und Δa^* klein sind, sind die ΔE^* - und Δa^*b^* -Werte im Wesentlichen vom Δb^* bestimmt. Besonders für p-polarisiertes Licht und Einfallswinkel im Bereich $45^\circ - 60^\circ$ bestätigt der Farbdifferenzwert von 4 den optischen Eindruck von farblicher Inhomogenität.

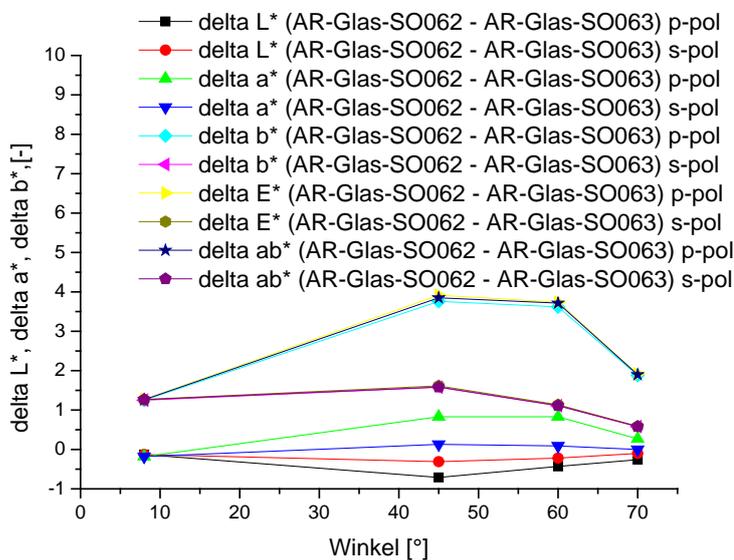


Abbildung 57: Differenz Δ in den einzelnen L^* -, a^* - und b^* -Farbkoordinaten, ΔE^* und Δa^*b^* in Reflexion von zwei MWT-Zellen (SO00062 und SO00063) mit AR-beschichteter, eisenarmer Deckglasscheibe für s- und p-polarisiertes Licht und unterschiedliche Einfallswinkel.

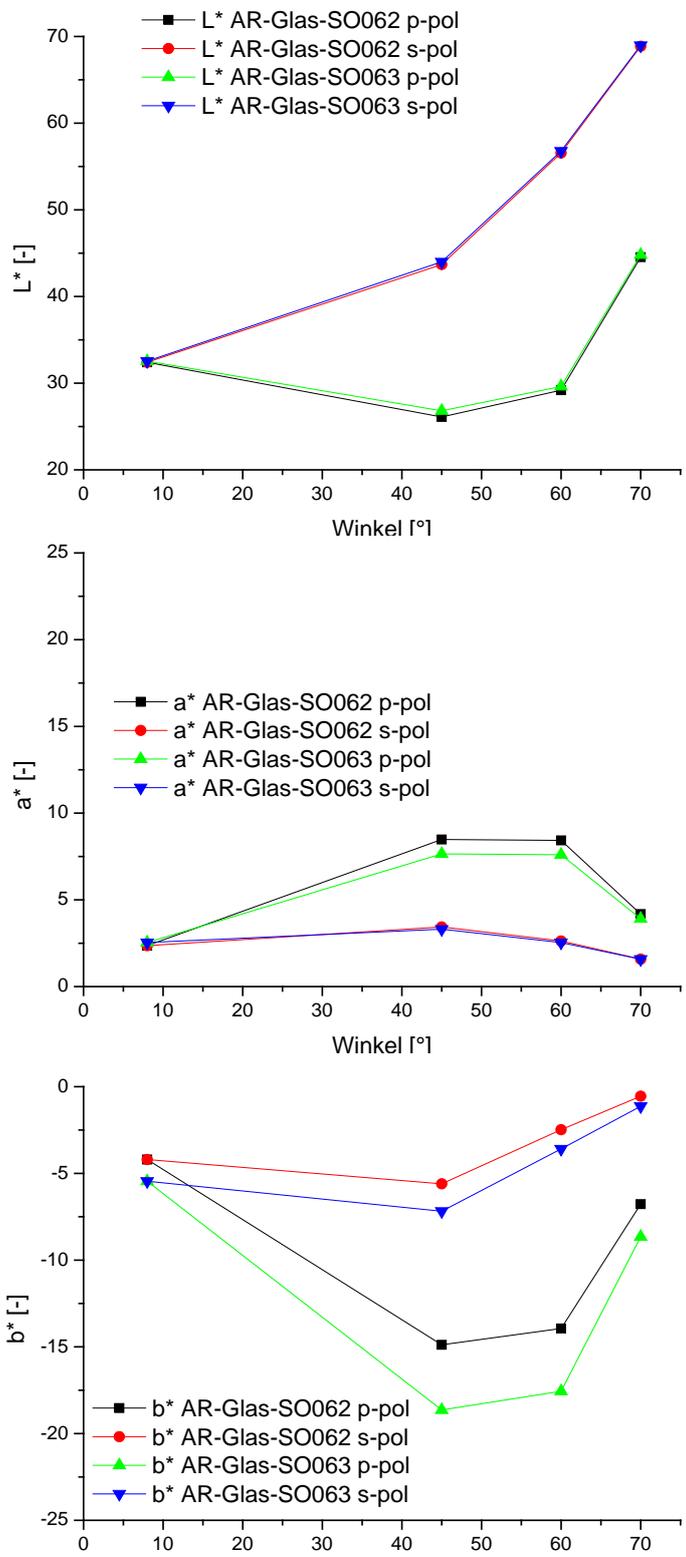


Abbildung 58: (Bild oben, Mitte, unten) L*- , a*- bzw. b*-Farbkoordinaten in Reflexion von zwei MWT-Zellen (SO00062 und SO00063) mit AR-beschichteter, eiserner Deckglasscheibe für s- und p-polarisiertes Licht und unterschiedliche Einfallswinkel.

1.4.3 Ertragsprognose

Auf Basis eines durchschnittlichen Wetterdatensatzes für den Standort Freiburg (von Meteororm; Bestrahlungsstärkejahre: 1981-2000, Temperaturjahre: 1996-2005) wurde für die RDemo-Fassade eine Ertragssimulation durchgeführt. In diesem Wetterdatensatz beträgt die jährliche Bestrahlungsstärkesumme auf die Horizontale 1103 kWh/m², die Durchschnittstemperatur über das Jahr, inklusive Nacht, ist 10.7°C.

Die Geometrie der Fassade und der Umgebung wurde mittels Google Sketchup und Radiance modelliert, mit einer resultierenden jährlichen Bestrahlungsstärkesumme auf die neun an den Wechselrichter angeschlossenen PV-Module von mindestens 796 kWh/m² (Modul unten rechts) bis maximal 829 kWh/m² (Modul oben links). Die Fläche eines Moduls im größeren Format beträgt 1,25 m². Die Einfallswinkelabhängigkeit wurde mit dem Modell von Martin/Ruiz berechnet.

Die berechnete Maximaltemperatur der Module beträgt dann 56°C. Die Kennlinien wurden auf Basis der gemessenen STC-Zellkennlinien mit dem erweiterten Zweiodenmodell berechnet; die resultierenden Modulkennwerte betragen: $I_{SC}=8.93$ A, $V_{OC}=26,0$ V, $I_{MPP}=8.27$ A, $V_{MPP}=21.0$ V, $P_{MPP}=173.7$ W, $FF=74.9\%$, $\alpha_{ISC} = 0.07$ %/K, $\alpha_{VOC} = -0.373$ %/K, $\alpha_{P_{MPP}} = -0.462$ %/K. Für die aus der Modulverschaltung resultierenden DC-Ergebnisse wurde der Wechselrichter (changetec ELV 1600-60) mit berücksichtigt; es wurden folgende Datenblattannahmen in die Simulation aufgenommen: MPP-Spannungsbereich 42–110V, Einschaltspannung 50V, Minimalleistung 8W. Abbildung 59 zeigt den resultierenden DC-Leistungsverlauf.

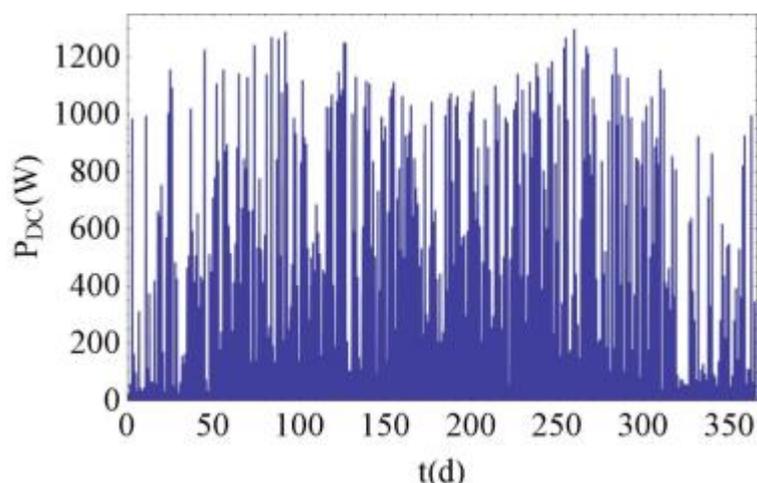


Abbildung 59: Jahresverlauf der generierten DC-Leistung.

Der berechnete Jahresenergieertrag des aus neun Modulen der ersten Fassadenbelegung bestehenden PV-Systems beträgt 1217 kWh auf der DC-Seite. Das Monitoring der tatsächlichen Erträge erfolgt in einem begleitenden, noch bis 2016 laufenden Projekt, ebenfalls gefördert durch das BMWi.

1.5 Total-Cost-of-Ownership

Bei einer Total-Cost-of-Ownership-Betrachtung werden beim Vergleich von Investitionsalternativen nicht nur die Anschaffungskosten in die Entscheidung miteinbezogen, sondern auch weitere (z.T. indirekte) Kosten, die über den gesamten Lebenszyklus anfallen. Auf Grund dieser langfristigen Betrachtung sind auch die Begriffe „Lebenszykluskostenbetrachtung“ oder „Life-Cycle-Costing (LCC)“ gebräuchlich.⁴

In diesem Kapitel ist die TCO-Berechnung für die RDemo-Fassade mit Metal-Wrap-Through (MWT)-Zellen in TpEdge-Modulen an einem Laborgebäude des Fraunhofer ISE in Freiburg, Stand 30.06.2014,⁵ dargestellt. Auf Grund der Pilotfertigung der Module am Fraunhofer ISE mit semi-automatisierten und teilweise manuellen Prozessschritten auf sonst für Forschungsprojekte genutzten Produktionslinien sowie der wegen geringer Abnahmemengen teilweise sehr hohen Materialkosten wird nicht die reale Investition betrachtet, sondern in 3 Szenarien die Wirtschaftlichkeit einer vergleichbaren gebäudeintegrierten Photovoltaikanlage (BIPV) mit Modulen aus einer fiktiven Serienproduktion.

1.5.1.1 Beschreibung der RDemo-Anlage mit 10 Modulen

In Abbildung 60 ist eine Ansicht der ersten 10 installierten Module an der Fassade des Laborgebäudes des Fraunhofer ISE dargestellt. Weil die Planungsdaten für die finale Belegung der Fassade verspätet bereitstanden, wurde entschieden, die TCO-Analyse für diese erste Installationsstufe durchzuführen.



Abbildung 60: Ansicht der RDemo-Anlage.

In der TCO-Betrachtung werden nur die 9 an den Wechselrichter angeschlossenen Module mit einer Gesamtleistung von 1,56 kW_p auf einer Gesamtfläche von 11,21 m² betrachtet. Die Anlage ist an einer 90° geneigten (vertikalen), mit 57,5° westlicher Abweichung von der Südausrichtung orientierten Fassade installiert. Basierend auf der von Sprenger entwickelten Methode zur Ertragssimulation für BIPV-Anlagen (W. Sprenger,

⁴ Nach ISO 15686-5:2008 werden bei einer Life-Cycle-Costing-Betrachtung keine Zahlungsrückflüsse („Income“) berücksichtigt. Die Vergütung für den von der (BI)PV-Anlage erzeugten Strom wird jedoch für den vorliegenden Bericht als negative Kosten definiert, so dass die Begriffe Total-Cost-of-Ownership und Lebenszykluskostenbetrachtung/Life-Cycle Costing als synonym angesehen werden können.

⁵ Auf Grund der Volatilität der Preise ist der Zeitpunkt der Berechnungen hier explizit angegeben.

Electricity Yield Simulation of Complex BIPV Systems, TU Delft, Oktober 2013), wurde unter Berücksichtigung der Verschattungssituation ein spezifischer DC-Stromertrag von 778,6 kWh/(kWp*a) berechnet.

1.5.1.2 Vorstellung der Szenarien für die Berechnung der Investition

Da die an der RDemo-Fassade installierten TPedge-Module mit Metal-Wrap-Through (MWT)-Zellen in Pilotfertigung auf Forschungsanlagen des Fraunhofer ISE gefertigt wurden, wird nicht die reale Investition betrachtet, sondern eine vergleichbare gebäudeintegrierte Photovoltaikanlage (BIPV) mit Modulen aus einer Serienproduktion. Außerdem sind durch die Gebäudeintegration der Module zusätzliche Kosten entstanden, die jedoch unabhängig von dem am Fraunhofer ISE entwickelten MWT-TPedge-Modulkonzept zu bewerten sind. In den folgenden Abschnitten werden die Szenarien für die Berechnung der Anlageninvestition erläutert (Tabelle 5).

	Szenario 1 – Standard-Modul			Szenario 2 – Standard-Modul für die Gebäudeintegration		
Materialkosten	Preis	Menge	Summe	Preis	Menge	Summe
Glas	3,60 €/m ²	1,64	5,90 €	4,50 €/m ²	1,64	7,38 €
EVA	1,65 €/m ²	3,28	5,41 €	1,65 €/m ²	3,28	5,41 €
Rahmen	7,39 €/Stück	1,00	7,39 €	7,39 €/Stück	1,00	7,39 €
Querverbinder	0,75 €/Modul	1,00	0,75 €	0,75 €/Modul	1,00	0,75 €
Zellverbinder	3,40 €/Modul	1,00	3,40 €	3,40 €/Modul	1,00	3,40 €
Rückseitenfolie	3,15 €/m ²	1,64	5,16 €	3,15 €/m ²	1,64	5,16 €
Anschlussdose	2,90 €/Stück	1,00	2,90 €	2,90 €/Stück	1,00	2,90 €
Silikon	0,40 €/Modul	1,00	0,40 €	0,40 €/Modul	1,00	0,40 €
Rahmenklebeband	0,58 €/Modul	1,00	0,58 €	0,58 €/Modul	1,00	0,58 €
Zelle (multi, Alu-BSF, 17,5% Wirkungsgrad)	1,10 €/Stück	60,00	66,00 €	1,10 €/Stück	60,00	66,00 €
Summe			97,89 €			99,37 €
Zelleistung	4,25 W/Stück _k	60,00	255 W _p	4,25 W/Stück _k	60,00	255 W _p
Modulleistung	(3% unter Zelleistung)		247 W _p	(3% unter Zelleistung)		247 W _p
Spez. Kosten			0,40 €/W _p			0,40 €/W _p

Tabelle 5: Zusammensetzung der Modulinvestition für die Szenarien 1 und 2.

In Szenario 1 (Referenz) wird die Installation einer Photovoltaikanlage mit Standard-Modulen mit der o.g. Ausrichtung und Neigung am Standort Freiburg untersucht. Bei der Investition werden nicht die Zusatzkosten für die Gebäudeintegration (dickeres Glas, erhöhter Montage- und Verkabelungs- sowie Genehmigungsaufwand) berücksichtigt, sondern nur die Kosten, die bei einer Standard-Anlage (hier wird von einer vertikalen

Installation unter Verwendung der gleichen Komponenten wie bei einer Standard-Aufdach-Anlage ausgegangen) anfallen.

In Szenario 2 werden bei der Investition zusätzlich zum Szenario 1 das dickere Glas und der erhöhte Montage-, Verkabelungs- und Genehmigungsaufwand für die Gebäudeintegration berücksichtigt.

Im Szenario 3 werden MWT-TPedge-Module an Stelle der im Szenario 2 eingesetzten Standard-Module verwendet. Diese verfügen über ein Frontglas und eine Rückseitenglas (nicht eisenarm). In Szenario 3 wird für beide Scheiben ein durchschnittlicher Preis angenommen. In Tabelle 5 und

Tabelle 6 ist die Zusammensetzung der Materialkosten für ein 60-Zell-Standard-Modul mit Alu-BSF-Zellen, ein 60-Zell-Modul für die Gebäudeintegration mit Alu-BSF-Zellen und für ein TPedge-Modul mit MWT-Zellen dargestellt.

Szenario 3 - MWT-TPedge 60-Zell-Modul				
Materialkosten	Preis		Menge	Summe
Glas	3,60	€/m ²	3,28	11,80 €
Querverbinder	0,75	€/Modul	1,00	0,75 €
Zellverbinder	0,10	€/Stück	180,00	18,00 €
Anschlussdose	2,90	€/Stück	1,00	2,90 €
Sekundärversiegelung	5,30	€/l	0,06	0,34 €
Pinklebstoff	200	€/l	0,00	0,40 €
Lotpaste	0,06	€/Zelle	60,00	3,42 €
TPS	12,30	€/kg	0,06	0,77 €
Rahmenklebeband				0,58 €
Zelle (mono, MWT, 20% Wirkungsgrad)	1,63	€/Stück	60,00	97,80 €
Summe				136,76 €
Zelleistung	4,87	W/Stück	60,00	292 W _p
Modulleistung	(5% unter Zelleistung)			277 W _p
Spez. Kosten				0,49 €/W _p

Tabelle 6: Zusammensetzung der Modulinvestition für Szenario 3.

In

Tabelle 7 ist die Zusammensetzung der Anlageninvestition für die betrachteten Szenarien dargestellt. Die Investition für Szenarien 2 & 3 beruhen auf den tatsächlichen Kosten, während für Szenario 1 die Kosten, die nur auf Grund der Gebäudeintegration angefallen sind, herausgerechnet wurden.

Die Materialkosten unterscheiden sich zwischen Szenario 1 und Szenario 2 und 3, da zur Befestigung an der Fassadenunterkonstruktion auf die Rückseite der Module ein zusätz-

licher Rahmen aufgeklebt wurden musste. Die Kosten für die Elektrotechnik unterscheiden sich zwischen Szenario 1 und den Szenarien 2 & 3, da auf Grund der Gebäudeintegration längere Kabel benötigt wurden und der Aufwand bei der Planung und Verlegung erhöht war.

	Szenario 1 (ohne Gebäudeintegration)		Szenario 2 & 3 (mit Gebäudeintegration)	
	absolut	spezifisch	absolut	spezifisch
Wechselrichter	817 €		817 €	
Montage Personal	962 €	85 €/m ²	962 €	85 €/m ²
Montage Material	326 €	29 €/m ²	4197 €	374 €/m ²
Elektrotechnik	420 €	37 €/m ²	6000 €	535 €/m ²
Zulassung im Einzelfall			2040 €	
Summe	2525 €	225 €/m²	14016 €	1250 €/m²

Tabelle 7: Anlageninvestition ohne Module für die betrachteten Szenarien.

1.5.1.3 Ergebnisse der TCO-Betrachtung für die drei Szenarien

Für die TCO-Berechnung wurden neben der in Tabelle 8 aufgeführten Anlageninvestition für die drei Szenarien die folgenden weiteren Parameter verwendet:

Anlagenlebensdauer: 20 Jahre
 Berechnungszinssatz: 3 %
 Betriebskosten: 50 €/a
 Eigenverbrauchsanteil: 100 % des Solarstroms
 Eingesparte Stromkosten: 15 €cent/kWh

	Szenario 1 Standard- Module ohne BIPV	Szenario 2 Modul für die Ge- bäudeintegration mit BIPV	Szenario 3 MWT-TPedge- Module mit BIPV
Module	881 €	894 €	1231 €
Anlageninstallation (Personal und Ma- terial)	2525 €	14016 €	14016 €
Summe	3406 €	14910 €	15247 €
Spez. Kosten	304 €/m²	1330 €/m²	1360 €/m²
Spez. Kosten	2189 €/kW_p	9582 €/kW_p	8737 €/kW_p

Tabelle 8: Anlageninvestition in den drei Szenarien.

In Tabelle 9 sind die Ergebnisse der TCO-Betrachtung ohne und mit Berücksichtigung des eingesparten Fassadenmaterials (ca. 100 €/m² inkl. Montage) dargestellt.

	Szenario 1 Standard- Module ohne BIPV	Szenario 2 Modul für die Ge- bäudeintegration mit BIPV	Szenario 3 MWT- TPedge- Module mit BIPV
installierte Leistung	1,56 kW _p	1,56 kW _p	1,75 kW _p
Investition	3406 €	14910 €	15247 €
DC-Ertrag (778,58 kWh/kWp)	1211 kWh/a	1211 kWh/a	1359 kWh/a
DC-Ertrag (0,15 €/kWh)	182 €/a	182 €/a	204 €/a
Betriebskosten	50 €/a	50 €/a	50 €/a
Kapitalwert	- 1253 €	- 12757 €	- 12721 €
Stromgestehungskosten	0,24 €/kWh	0,90 €/kWh	0,82 €/kWh
Berücksichtigung des eingesparten Fassadenmaterials in Höhe von 100 €/m² => 1121 €			
Kapitalwert	-132 €	- 11636 €	- 11600 €

Tabelle 9: Übersicht über die Ergebnisse der TCO-Betrachtung.

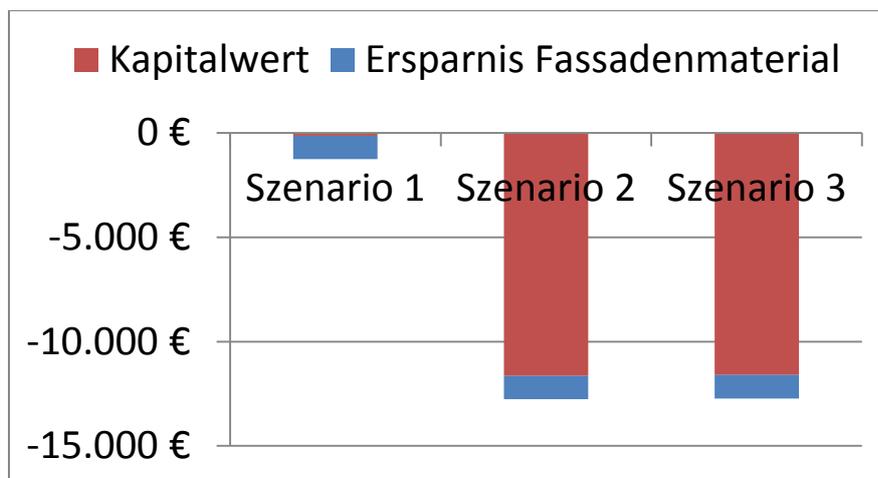


Abbildung 61: Kapitalwert der Investition in den drei Szenarien.

In allen betrachteten Szenarien bleibt der Kapitalwert auch unter Berücksichtigung der Einsparung für das konventionelle Fassadenmaterial negativ. Auf Grund der vertikalen Installation und der nicht optimalen Ausrichtung der Fassade ist der Stromertrag zu niedrig, um die Investition zu amortisieren. In den Szenarien 2 und 3 fallen insbesondere die hohen Zusatzkosten für die Gebäudeintegration ins Gewicht. Erst wenn diese reduziert werden können, kann der zusätzliche elektrische Ertrag durch das innovative MWT-TPedge-Modulkonzept in der Wirtschaftlichkeitsberechnung zum Tragen kommen. Eine erste Option ist die Einsparung der Zulassung im Einzelfall für die Module durch das Erreichen einer allgemeinen bauaufsichtlichen Zulassung.

2. Wichtige Positionen des zahlenmäßigen Nachweises

2.1 Laserbearbeitungsstation

In der Vorhabenbeschreibung wurde unter der Rubrik *3.4 Geplante Investitionen* (3.4.4, Pos. 6) im Bereich der Solarzellenherstellung die Anschaffung einer Automatisierung für bestehende Laserstrahlquellen aufgeführt. Die angeschaffte Laserbearbeitungsstation *ILS 500 X* der *InnoLas Systems GmbH*⁶ wurde erfolgreich im Rahmen des Projektes in Betrieb genommen und ist voll funktionsfähig.

Die erfolgte Anschaffung umfasst eine Laseranlage zum Einhausen und Ansteuern zweier bereits vorhandener Jenoptik-Laserstrahlquellen mit Strahlzustellung und Scannersystem zur Bearbeitung von Siliziumsolarzellen. Die Anlage weist neben der notwendigen Software einen Bearbeitungstisch, eine Bilderkennung zur genauen Positionierung, eine Absaugung, ein automatisches Transportsystem sowie eine Handling-Automatik zum Ein- und Aushorden von Wafern aus entsprechenden Carriern auf.

In Abbildung 62 ist eine technische Zeichnung der Anlage, wie sie am Fraunhofer ISE aufgestellt wurde, abgebildet.

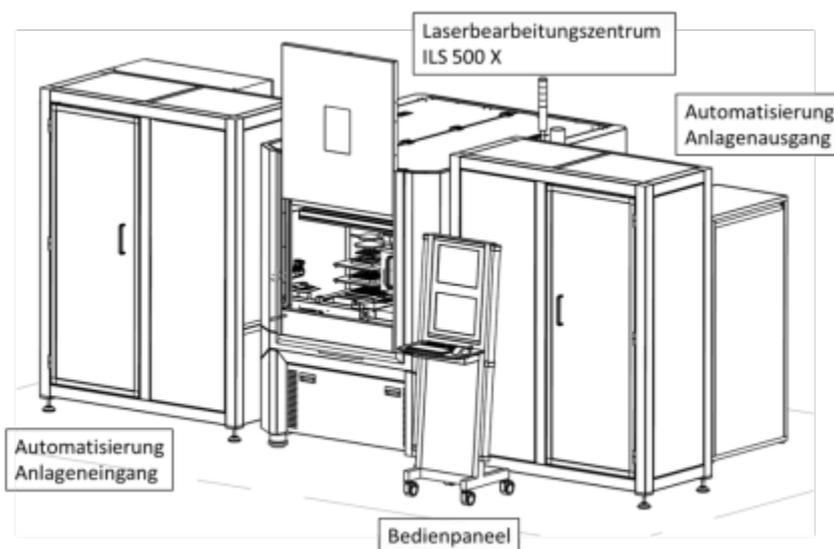


Abbildung 62: Technische Zeichnung der neuen Laseranlage.

Durch die neue Laserbearbeitungsstation konnten signifikante Beschleunigungen für die zwei Laserprozesse, das Erzeugen der MWT-Löcher (Via), sowie die rückseitige lokale Kontaktierung, das Erzeugen der LFC Kontakte, erzielt werden (Vergleiche dazu Tabelle 10). Die Prozesszeiten sind in beiden Fällen durch den hier gewählten automatisierten Solarzellentransport limitiert. Bei einer optimierten Automatisierung und einer geeigneten

⁶ <http://innolas-systems.de>

ten Parallelisierung der Solarzellenerkennungs- und Bearbeitungsschritte können auf bereits kommerziell verfügbaren Anlagen mit diesem Aufbau industrietaugliche Durchsätze erreicht werden⁷.

Prozess	Laser ohne Automatisierung	Laser mit neuer Automatisierung
Erzeugung LFC	20 Solarzellen / h	120 Solarzellen / h
Erzeugung MWT Via	50 Solarzellen / h	300 Solarzellen / h

Tabelle 10: Gegenüberstellung Prozessdurchsatz Laseranlage ohne Automatisierung und Laseranlage mit neuer Automatisierung

Die neue Laserbearbeitungsstation verfügt über optimierte Optiken und Scannereinheiten, wodurch ein Prozessieren mit hoher Positionier- und Wiederholgenauigkeit möglich ist. So kann die Qualität der Laserprozesse auch für große Stückzahlen sichergestellt werden.

2.2 MWT-Rückkontakt-Stringer

Der ursprüngliche Projektplan sah die Umrüstung eines vorhandenen Stringers auf die Verarbeitung von rückseitig kontaktierten Solarzellen vor (Pos. 1, 4). Nachdem sich dieser Ansatz als nicht gangbar erwies, wurde ein Rückkontakt-Stringer im Rahmen des Projektes in Zusammenarbeit mit der Firma Somont entwickelt und im Modul-Technikum des Fraunhofer ISE aufgebaut. Dieser Stringer integrierte auch die Einheit für das Dispensieren der Lotpaste (Pos. 3).

Der Stringer ermöglicht die halb automatisierte Herstellung von Solarzellen-Strings für die Modulproduktion. Eine detaillierte Beschreibung der Anlage und der im Projekt durchgeführten Prozessoptimierung hinsichtlich Dispensieren und Löten befindet sich in Kapitel 1.2.3.

2.3 Qualitätssicherung der Strings

Nach der Fertigung des Strings war es notwendig, die Integrität der Solarzellen und die elektrische Verbindung zwischen jeder Zelle und ihren Zellverbindern zu überprüfen. Mit Hilfe eines Elektrolumineszenzmessplatzes war es möglich, jenseits von Leistungsmessungen auch orts aufgelöste Informationen zu erhalten (Pos. 2). Details zu diesem Messplatz finden sich in Kapitel 1.2.4.2.

⁷ <http://innolas-systems.de>

2.4 Automatisierung Stringlayup und -fixierung

Für eine reproduzierbare Modulherstellung wurde eine Automatisierungslösung entwickelt (Pos. 8), die folgende Herstellungsschritte umsetzt:

- Dispensen der Befestigungspins auf der rückseitigen Glasscheibe
- Stringablage
- UV-Aushärtung der Pins
- Dispensen der Distanzpins auf der Vorderseite der Solarzellen
- UV-Aushärtung der Pins



Abbildung 63: Automatisierungslösung zur Herstellung von „RDemo“-Modulen während der Produktion

3. Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit

Insgesamt stellt sich das Projekt wegen seines Anspruchs, mehrere verschiedene Technologien aus dem Labor in großen Stückzahlen kombiniert in die Fassade zu bringen, als außerordentlich komplex dar. Erhebliche Anstrengungen waren notwendig, um

- eine Solarzellentechnologie, für die im Vorfeld erfolgsversprechende Messergebnisse lediglich im Hinblick auf elektrische Parameter an kleinen Stückzahlen nachgewiesen wurden, so weit zu entwickeln, dass eine gleichbleibend hohe Qualität hinsichtlich Leistung, mechanische Integrität, Kontaktierbarkeit und Erscheinungsbild in der Fassade bei hohen Stückzahlen erreicht werden kann
- eine Zellverbindungstechnologie, die im Vorfeld in manuell gelöteten Strings und kleinen Modulformaten demonstriert wurde, bezüglich Material, Verbinderdesign, Prozessautomatisierung und -qualitätssicherung so zu entwickeln und zu automatisieren, dass bei hohen Stückzahlen auch die erforderliche Zuverlässigkeit in der langjährigen Anwendung realisiert werden kann
- eine Automatisierungslösung für eine disruptiv neue Einkapselungstechnologie zu entwickeln, ebenfalls mit hohen Anforderungen bezüglich langjährige Zuverlässigkeit

Die im Rahmen des Projektes geleisteten Arbeiten werden als notwendig und angemessen angesehen.

Im Bereich der Solarzellenherstellung lag der Fokus der geleisteten Arbeiten auf der Optimierung und Etablierung eines automatisierten Herstellungsprozesse für MWT-Solarzellen. Es mussten zahlreiche Herstellungsschritte optimiert bzw. adaptiert werden, um eine zuverlässige Herstellung mehrerer tausend MWT-Solarzellen zu ermöglichen. Des Weiteren waren zahlreiche Arbeiten im Bereich der Schnittstelle Zelle-Modul notwendig, um eine erfolgreiche Modulintegration und eine langzeitstabile Modul-Performance zu ermöglichen. Eine detaillierte Darstellung der Arbeiten und Ergebnisse ist in Kapitel 1.1 zu finden.

Im Projekt RDemo wurde ein Prototyp zur Stringherstellung entwickelt, der die automatisierte Herstellung von Solarzellenstrings für die Modulproduktion ermöglichte. Dies erforderte einen erhöhten Entwicklungsaufwand in Zusammenarbeit mit dem Maschinenhersteller. Insbesondere die Anpassungen des Dispenssystems erforderten mehrere Iterationen. Die ursprünglich im Projekt vorgesehen Umrüstung des bestehenden Stringers für die Verschaltung von Rückkontaktsolarzellen mittels Laserlöten wurde nach einer detaillierten Machbarkeitsprüfung verworfen, so dass diese neue Entwicklung mit Induktions-Löteinheit notwendig war.

Die Arbeiten zur optischen Charakterisierung der Modulkomponenten, zur Ertragsprognose und zur Wirtschaftlichkeitsbewertung waren ebenfalls notwendig und wurden im Rahmen des dafür vorgesehenen Budgets durchgeführt.

4. Nutzen und Verwertbarkeit der Ergebnisse

Rückblickend zeichnen sich die Solarzellen-Fertigungsphasen des Projekts durch einen großen Wissensgewinn für den Nutzerkreis des „Photovoltaik – Technologie und Evaluations Zentrums“ (PV-TEC) aus. Dies ist insbesondere für die laufende und zukünftige Akquise von Industrieprojekten von großer Bedeutung. Während der gesamten Projektlaufzeit konnten zahlreiche Industriaufträge im Forschungsbereich „MWT-Solarzelle“ realisiert werden. Darüber hinaus konnten interne Abläufe bei der Planung und Durchführung der Solarzelleproduktion mit großer Stückzahl im PV-TEC Labor optimiert werden. Als Beispiel sei an dieser Stelle auf die Yield-Auswertung der zweiten Solarzellen-Fertigungsphase hingewiesen (siehe Zwischenbericht 1/2014). Des Weiteren konnte im Verlauf des Projekts das wissenschaftliche Know-How zur Herstellung und Modulin-Integration von p-Typ MWT Solarzellen sowie die interne Zusammenarbeit der Forschungsbereiche „PV Produktionstechnologie und Qualitätssicherung“ (PTQ) und „Photovoltaische Module, Systeme und Zuverlässigkeit“ (PMZ) am Fraunhofer ISE optimiert werden.

Der im Projekt entwickelte Rückkontakt Stringer kann mit geringfügigen Anpassungen für die Herstellung von 10er-Strings und die Verschaltung von Rückkontaktzellen mit beliebigen Metallisierungs-Layouts genutzt werden. Der Entwicklung von Verschaltungslösungen für Rückkontaktzellen kommt mittelfristig eine steigende Bedeutung zu, wenn die Einführung des Rückkontaktzellkonzepts in der Industrie in Angriff genommen wird. Es ist damit zu rechnen, dass der Rückkontaktstringer als substanzieller Infrastrukturbestandteil dazu beiträgt, weitere Industrieprojektes zu akquirieren

Es konnten erste Folgeaufträge akquirieren werden, die Rückkontakt-Solarzellenstrings benötigten und mit dem neuen Stringer bedient werden konnten. Dazu zählt die Fertigung von Demonstratormodulen für 2 Industriekunden sowie ein EU-Projekt, das auf der gewonnenen Expertise in der Zell- und Stringherstellung basiert. Weiterhin konnten Industriaufträge zur Entwicklung von Sondermodulen auf MWT-Basis gewonnen werden.

Die Arbeiten an der elektrischen Optimierung der Zellverbinder haben die verwendeten Simulationsprogramme in diesem Bereich verbessert. Eine zuverlässige Vorhersage der elektrischen Verluste in Solarmodulen konnte so erreicht werden. Die Arbeiten hatten wesentlichen Einfluss auf die Modellierung des gesamten Zelle-zu-Modul-Verlusts (CTM). Die Automatisierungslösung zur Modulherstellung konnte aufgrund der bei der Beschaffung berücksichtigten flexiblen Folgenutzung bereits in weiteren Projekten verwendet werden. In Verbindung mit einer bereits erfolgten Erweiterung um ein Bilderkennungssystem sind zukünftig auch komplizierte Aufgaben mit Hilfe der Automatisierungslösung bearbeitbar.

Der Ausbau der Elektrolumineszenz-Charakterisierung im Rahmen des Projektes RDemo, insbesondere die Verbesserungen im Bereich der Auflösung der EL-Bilder, verbessern einer der wichtigsten Charakterisierungsmethoden für Solarzellen und Module bei und können künftig in vielen Projekten eingebracht werden.

Die gewonnene Expertise im Bereich Demonstration und Gebäudeintegration verhalfen dem Fraunhofer ISE zu einer guten Ausgangsposition im neuen EU-Förderprogramm Horizon 2020, bspw. „EE 1 – 2014/15: Building materials and components: Manufacturing of prefabricated modules for refurbishments of buildings“ und „EE 2 – 2014/15: Buildings design for new highly energy performing buildings“.

Der Einsatz von TPedge-Modulen in der Fassade liefert zuverlässige Betriebsdaten als Referenz für die neue Versiegelungstechnologie.

Die gewonnene Expertise im Bereich Demonstration und Gebäudeintegration verhalfen uns zu einer guten Ausgangsposition im EU-Förderprogramm Horizon 2020, z.B. „EE 1 – 2014/15: Building materials and components: Manufacturing of prefabricated modules for refurbishment of buildings“ und „EE 2 – 2014/15: Building design for new highly energy performing buildings“.

5. Fortschritt auf dem Gebiet des Vorhabens bei anderen Stellen

Am Forschungsinstitut ECN in den Niederlanden werden ebenfalls Entwicklungsarbeiten im Bereich der MWT-Solarzelle durchgeführt. Die Arbeiten unterscheiden sich jedoch deutlich zu den hier dargestellten Arbeiten. Es wird weder an der passivierten MWT-Solarzellen geforscht noch an einer Modulintegration basierend auf strukturierten Zellverbindern und der TPedge-Technologie. Die einzig signifikanten Forschungsergebnisse auf dem Gebiet der passivierten MWT-Solarzelle wurden durch die Firma Canadian Solar präsentiert. Es wurden Zellwirkungsgrade bis 21,2% berichtet. Eine unabhängige Bestätigung der Messdaten liegt jedoch nicht vor.

Nach wie vor gilt für die BIPV die Aussage: „Obwohl fassadenintegrierte PV-Anlagen immer wieder gebaut werden, stellt jede davon eine Einzellösung dar und wenige davon sind bei der Planung und im Betrieb wissenschaftlich ausgewertet worden.“ Inzwischen gibt es Bestrebungen, die Bauprozesse für Gebäudeintegration von Photovoltaik durch die Anwendung von „Building Information Management BIM“ effizienter zu gestalten. Das Thema wird z.B. im BMWi-geförderten Verbundforschungsprojekt „SolConPro“ behandelt, das von der Fa. Züblin geleitet wird.

6. Erfolgte und geplante Veröffentlichungen der Ergebnisse

- A. Drews et al., "HIP-MWT solar cells – pilot-line cell processing and module integration", 27th European PV Solar Energy Conference and Exhibition, 24-28 September 2012, Frankfurt, Germany
- M. Hendrichs et al. „Advanced Metallization Concepts for p-type Silicon Metal Wrap Through (MWT) Solar Cells“, Energy Technology, Volume 2: Seiten 34–42. doi: 10.1002/ente.201300094, 2014.
- M. Hendrichs et al. „Cost-Optimized Metallization Layout for Metal Wrap Through (MWT) Solar Cells and Modules“, Proceedings of the 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Paris, 2. Oktober 2013.
- M. Hendrichs et al. "Back-Contact Solar Cell Development at Fraunhofer ISE", 6th Back-Contact Workshop, Amsterdam, 13. November 2014.
- J. Walter et al. "Evaluation of Solder Resists for Module Integration of MWT Solar Cells", Proceedings of the 3rd International Conference on Crystalline Silicon Photovoltaics, Energy Procedia Volume 38, 2013, Pages 395–403, 2013.
- A. Spribille et al. "HIP-MWT: Our approach for high performance ribbon based back contact MWT modules with Low CTM losses", Proceedings of the 7th International Photovoltaic Power Generation Conference and Exhibition, Shanghai, 2013.
- B. Thaidigsmann et al. „P-type MWT solar cells: Current status and future expectations“, Proceedings of the 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Paris, 2013.
- A. Spribille et al. "Progress in p-Type MWT Cell Technology", 5th MWT Workshop, Freiburg, 20. November 2013.
- Elmar Lohmüller et al. „Current status of MWT silicon solar cell and module technology“, Photovoltaics International, no. 17, S. 61–71, 2012.
- B. Thaidigsmann et al, „HIP-MWT - a New Cell Concept for Industrial Processing of High-Performance Metal Wrap Through Silicon Solar Cells“, 26th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition 2011, Hamburg, Germany
- A. Drews et al, „HIP-MWT Solar Cells – Pilot-Line Cell Processing and Module Integration“, 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition 2012, Frankfurt, Germany
- A. Spribille, „MWT Solar Cell Processing by Use of isishape SolarEtch SiD for Rear Contact and Edge Isolation“, 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition 2012, Frankfurt, Germany
- B. Thaidigsmann et al, „Loss analysis and efficiency potential of p-type MWT–PERC solar cells“, 2nd International Conference on Crystalline Silicon Photovoltaics, Leuven, Belgium, 2012
- I. Hädrich et al, „Minimizing the optical cell-to-module losses for MWTmodules“, 3rd International Conference on Crystalline Silicon Photovoltaics, Hamelin, Germany, 2013

- A. Spribille et al, „HIP-MWT: Our approach for high performance ribbon based back contact MWT modules with Low CTM losses“, 7th International Photovoltaic Power Generation Conference and Exhibition, SNEC 2013, Shanghai, China
- A. Spribille et al, „Wet Chemical Single-Side Emitter Etch Back for MWT Solar Cells with Al-BSF and Challenges for Via Paste Selection“, 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition 2013, Paris, France
- U. Eitner, „Progress in HIP-MWT module technology“, MWT-Workshop 2013, Freiburg, Germany
- A. Spribille, „Progress in p-Type MWT Cell Technology“, MWT-Workshop 2013, Freiburg Germany
- M. Hendrichs, „Back-Contact Solar Cell Development at Fraunhofer ISE“, 6th Back-Contact-Workshop 2014, Amsterdam, Netherlands
- M. Mittag et al, „TPedge: Qualification Of A Gas-Filled, Encapsulation-Free Glass-Glass Photovoltaic Module“, 30th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition 2015, Hamburg, Germany
- „Spezielle PV-Module als innovative Außenfassade“ Presseinformation der Bystronic Glass, Neuhausen-Hamberg, 07. Dezember 2015
- „Innovative Photovoltaik – vom Labor an die Fassade; Fraunhofer ISE demonstriert neue Zell- und Modultechnologien an der Außenfassade eines Laborgebäudes“, Presseinformation des Fraunhofer ISE, Freiburg, 25. November 2015

Veröffentlichungen zur RDemo-Fassade sind für das Energy Forum zu „Advanced Building Skins“ im Jahr 2016 und beim 9. OTTI-Forum zu Bauwerkintegrierte Photovoltaik im Jahr 2017 geplant.

Berichtsblatt

1. ISBN oder ISSN geplant	2. Berichtsart (Schlussbericht oder Veröffentlichung) Schlussbericht
3. Titel Demonstration MWT-TPedge am Neubau R	
4. Autor(en) [Name(n), Vorname(n)] Dr. Harry Wirth Dr. Florian Clement Max Mittag Dr. Helen Rose Wilson	5. Abschlussdatum des Vorhabens 30.6.2015
	6. Veröffentlichungsdatum laufend
	7. Form der Publikation Wiss. Veröffentlichungen
8. Durchführende Institution(en) (Name, Adresse) Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE Heidenhofstraße 2 79110 Freiburg Telefon +49 761 4588-0 info@ise.fraunhofer.de	9. Ber. Nr. Durchführende Institution
	10. Förderkennzeichen 0325355
	11. Seitenzahl 65
12. Fördernde Institution (Name, Adresse) Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) Scharnhorststr. 34-37 10115 Berlin	13. Literaturangaben 20
	14. Tabellen 10
	15. Abbildungen 63
16. Zusätzliche Angaben -	
17. Vorgelegt bei (Titel, Ort, Datum) -	

18. Kurzfassung

1. Ausgangsstand von Wissenschaft und Technik

Auf dem Gebiet der MWT-Solarzellenherstellung dienten die Vorarbeiten im Rahmen der Dissertationen von Benjamin Thaidigsmann und Florian Clement (Abbildung 2) als Grundlage. Für MWT-Solarzellen aus multikristallinem Silicium (mc-Si) konnten dort Wirkungsgrade von über 16,7% erreicht werden. Am Forschungsinstitut ECN in den Niederlanden werden ebenfalls Entwicklungsarbeiten im Bereich der MWT-Solarzelle durchgeführt, jedoch nicht mit passivierten Rückseiten. Für die Verbindung von MWT-Rückkontaktzellen waren vor allem folienbasierte Ansätze publiziert worden. Sie basieren auf einer Rückseitenfolie als Träger strukturierter, leitfähiger, selektiv isolierter Schichten für die Zellverbindung und einem kombinierten Verbindungs- und Laminationsprozess. Als randversiegelte, laminationsfreie Einkapselungstechnologien waren der NICE- und der TPedge-Ansatz (Projekt Ramod, FKZ: 0325081) bekannt.

2. Begründung/Zielsetzung der Untersuchung

Das Vorhaben zielt auf die Demonstration hochinnovativer Zell- und Modultechnologie in aussagekräftigen Stückzahlen und Modulformaten. Die zugrundeliegenden Entwicklungen stammen aus den Laboren des Fraunhofer ISE, sie versprechen eine substantielle Effizienzsteigerung im Zellbereich und eine ebenfalls substantielle Kostenreduktion auf Modulseite. Die Demonstration soll am Neubau eines institutseigenen Laborgebäudes in repräsentativer Lage erfolgen. Die Fassade kann damit als Schaufenster und Referenz für erfolgreiche Entwicklung und Skalierung dienen.

3. Methode

Im Fokus des Projekts stand die Weiterentwicklung von Technologien auf Zell- und Modulebene in Richtung eines zuverlässigen, industriell herstellbaren und für die Anwendung in der Fassade geeigneten Produkts.

4. Ergebnis

An der Gebäudefassade konnten 70 TPedge-Module mit MWT-HIP-Solarzellen nach Bauart einer Kaltfassade montiert werden. Die Solarzellen erreichten mittlere Wirkungsgrade deutlich über 19%. Der Füllfaktorverlust durch die Zellverschaltung liegt bei 1,7% und kann durch weitere Maßnahmen auf 1,5% gesenkt werden. Die Solarmodule haben wesentliche Prüfungen nach IEC-Norm 61215 bestanden. Ein laufendes Ertragsmonitoring wurde eingerichtet.

5. Schlussfolgerung/Anwendungsmöglichkeiten

Die in industrienahen Prozessen erprobten Zell- und Modultechnologien ermöglichen Fortschritte bei Effizienzsteigerung und Kostensenkung und demonstrieren die Anwendung in der Gebäudeintegration.

19. Schlagwörter

Photovoltaik, Solarzelle, Solarmodul, MWT, TPedge, Rückkontakte, Randversiegelung, Gebäudeintegration, Demonstration

20. Verlag

-

21. Preis

-