

FlexEncaps

Publizierbarer Endbericht

1. Zielerreichung und Projektstatus

Das Hauptziel des Sondierungsprojekts war die Evaluierung der technischen Machbarkeit und wirtschaftlichen Umsetzbarkeit einer neuen, **vereinfachten, kostengünstigen Verkapselung von Dünnschicht-Photovoltaikmodulen auf flexiblen Stahl-Substraten**. Dabei wurden als allgemeine über das Projekt hinausgehende Ziele eine Erhöhung der Lebensdauer der PV-Module auf 10 Jahre, eine Reduktion der Einkapselungskosten auf 8€/m², sowie eine signifikante Reduktion der Dicke des finalen PV-Module auf ca. 0,2 mm.

Die **Verkapselung von Sunpluggeds CIGS-PV Modulen** mit einem transparenten **Mehrschichtsystem** bestehend aus einer Planarisierungsschicht, einer mittels Plasma-CVD-Prozess aufgetragenen Barrierschicht und einer mechanischen Schutzschicht wurde **erfolgreich durchgeführt**. Dabei konnte die **Barrierewirkung** der Schutzschicht von anfangs wenigen Stunden in der Klimakammer (80°C, 65% r.H.) bis zu 186 h **deutlich verbessert werden**. Die Hauptaspekte dieser Verbesserung waren:

- Auswahl der **geeignetsten Planarisierungsschicht** - das System *OCF* zeigte signifikant bessere Ergebnisse als die anderen Systeme
- **Verbesserung** von INOs Barrierschicht durch eine **Nachbehandlung** die Dauer, die die Module in der Klimakammer überleben konnte, um 150% (von 72 h auf 186 h) verbessert werden

Die im Sondierungsprojekt erzielten 186h in der Klimakammer entsprechen einer Lebensdauer der PV-Module von ca. 3-4 Jahren. Dies wurde in nur einem Jahr Entwicklungsarbeit erzielt. Eine Verbesserung der Technologie auf eine Lebensdauer von 10 Jahren – wie von Sunplugged angestrebt - durch weitere Optimierungsschritte sowie die Evaluation weiterer Barriere-Materialien wird vom Konsortium als sehr realistisch angesehen.

Da es sich um ein Sondierungsprojekt handelt, wurde im Projekt kein finales Produkt entwickelt und daher auch die finalen Produktionskosten nicht berechnet. Aus den durchgeführten Experimenten und der Kostenabschätzung der anfallenden Maschinen und Materialien konnte allerdings für den Einsatz der neuen Verkapselungstechnologie statt den State-of-the-Art Materialien eine klare Kostensenkung erkannt werden, die den vorab getroffenen Kostenabschätzungen (ca. 8€/m² für Verkapselung) entspricht.

Die Gesamtdicke des verwendeten Multischichtsystems für die beste Kombination an Planarisierungsschicht und Barrierschicht betrug < 30 µm (Planarisierung: 2-20 µm Barriere: 200 nm). Der Fokus in dem Sondierungsprojekt wurde auf die Entwicklung der Barrierschicht gelegt, weshalb als mechanische Schutzschicht nur ein provisorisches System verwendet wurde, die Schichtdicke wurde hier nicht bestimmt. Um die angezielte Gesamt-Moduldicke von 0.2 mm zu erreichen, wäre für die mechanische Schutzschicht eine Dicke von 170 µm möglich, was leicht realisierbar sein sollte.

2. Durchgeführte Arbeiten im Berichtszeitraum

2.1. Projektmanagement

Task 1.1 - Kostenmanagement, Planung und Berichterstattung

Zu Beginn des Projekts wurde der Konsortialvertrag erfolgreich von allen Projektpartnern unterzeichnet. Während der gesamten Projektlaufzeit wurde von SUN auf Einhaltung des Arbeitsplanes geachtet. Aufgrund eines leichten Rückstandes bei der Modulproduktion bei SUN stimmten sich die Projektpartner untereinander ab und beantragten eine Verlängerung des Projekts um 3 Monate. Dies wurde der Förderstelle gemeldet und von ihr genehmigt. Der Arbeitsplan wurde daraufhin entsprechend angepasst. Bei der geplanten Kostenverteilung traten dadurch jedoch keine Änderungen auf.

Das Arbeitspaket 1 wird mit der Abgabe des Endberichts erfolgreich abgeschlossen.

Task 1.2 - Ermöglichung und Aufrechterhaltung einer effizienten Kommunikation

Während der Projektlaufzeit wurde ein Kick-Off-Meeting und ein Endmeeting durchgeführt, bei dem beide Partner anwesend waren. Bei Kick-Off-Meeting wurde die im Projektantrag

vorangegangene Planung im Detail ausgearbeitet, während beim Endmeeting die im Projekt erzielten Ergebnisse diskutiert wurden.

Zusätzlich wurde je ein weiteres Meeting bei SUN und bei INO durchgeführt. Um ein besseres Verständnis für die jeweiligen Prozesse zu entwickeln und somit die Durchführung der Aufgaben noch effizienter zu gestalten, wurde bei jedem dieser Meetings ein kleiner Workshop durchgeführt. Bei SUN wurde ein tieferer Einblick in die Modulproduktion und die Beschichtung mit Planarisierungsschichten gegeben. Bei INO wurde der Beschichtungsprozess gemeinsam durchgeführt und Stärken und potenzielle Schwierigkeiten bei dem Prozess gemeinsam erarbeitet.

Darüber hinaus fanden regelmäßige Online-Meetings zwischen den Partnern statt, bei denen laufend die weitere Planung sowie die Ergebnisse der aktuellen Proben ausgetauscht wurden.

Task 1.3 - Überwachung des technischen Fortschritts des Projekts

Der Fortschritt des Projekts wurde laufend von SUN überwacht und evaluiert. Ein besonderer Schwerpunkt wurde dabei auf die Erreichung der Ergebnisse und Meilensteine gelegt. Bei SUN kam es bei der Modulproduktion zu einem leichten Rückstand, weswegen manche Aufgaben nicht zeitgerecht erfüllt werden konnten, was zu der oben erwähnten Verlängerung der Projektlaufzeit führte. Dadurch verschoben sich auch die Fristen für einige der Meilensteine. Mit Ende des Projekts konnten jedoch alle Meilensteine und Ergebnisse erzielt werden.

2.2. Herstellung und Adaption von Dünnschicht-PV-Modulen

Task 2.1 – Probenherstellung

Ziel dieses Task war die Herstellung von funktionalen PV-Mini-Modulen für die Beschichtungsversuche in AP3. Der Task wurde erfolgreich durchgeführt und es wurden insgesamt 225 PV-Module verschaltet.

Für die Modulherstellung wurden unterschiedliche Materialien verwendet. Einerseits wurden Module auf Polyimidsubstrat verwendet und andererseits Proben auf Stahlsubstrat.

Zusätzlich wurden die Proben etwas unterschiedlich vorbereitet, bevor sie mit der Planarisierungsschicht beschichtet wurden (vgl. Abbildung 2.2.1):

- Gruppe A – Module auf Polyimidsubstrat
- Gruppe B – Module auf Stahlsubstrat – randentschichtet
- Gruppe C – Module auf Stahlsubstrat – aufgeklebt

Bei der Vorbereitung der Module wurden folgende Aspekte berücksichtigt:

- Um einen Feuchtigkeitseintritt über die Modulkanten zu vermeiden, ist eine Randentschichtung und eine entsprechende Befüllung dieser mit einem Barrierematerial notwendig.
- Beim Polyimidsubstrat ist keine direkte Randentschichtung möglich. Um eine Randentschichtung zu realisieren, wurden diese auf eine Stahlfolie aufgeklebt und die Beschichtung über die Modulkanten hinaus auf die Stahlfolie fortgeführt
- Beim Stahlsubstrat kann die Randentschichtung durch Laserablation (Entfernen des aktiven Materials für eine Breite von ca. 1-2 mm) realisiert werden
- Zu Vergleichszwecken wurden auch auf Stahlsubstrat hergestellte Module - identisch zu den Modulen auf Polyimidsubstrat – auf eine weitere rückseitige Stahlfolie aufgeklebt.
- Kabel werden erst nach allen Beschichtungen angebracht. Dazu werden die Lackschichten über dem Kontakttape abgekratzt und die Kabel angelötet. Die Lötstellen werden mittels 2K-Epoxid-Kleber versiegelt.

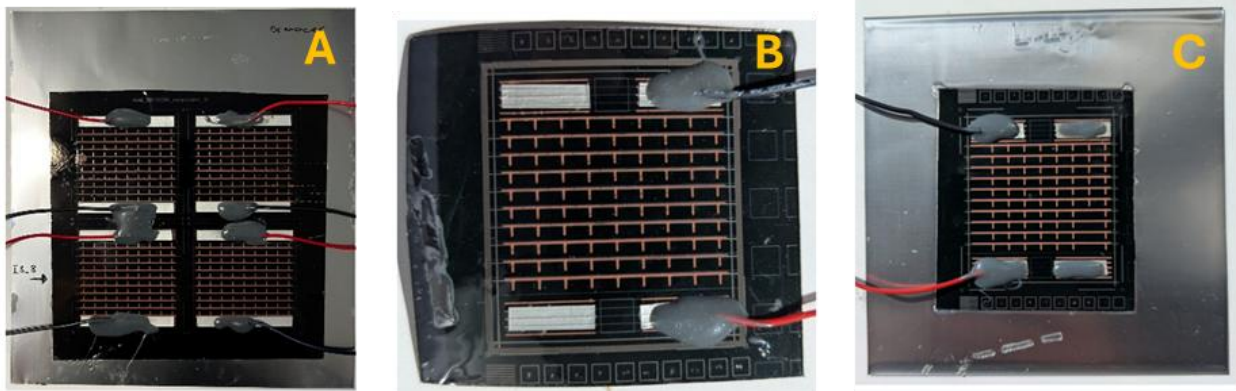


Abbildung 2.2.1: Unterschiedliche Probenvorbereitung: A – Module auf Polyimid-Substrat auf Stahlsheet aufgeklebt; B – Module auf Stahlsubstrat mit Randentschichtung (1 mm); C – Module auf Stahlsubstrat auf Stahlsheet aufgeklebt. Die Kabellötsstellen wurden mit einem 2K-Epoxid-Kleber versiegelt.

Auf die hergestellten Mini-Module wurden anschließend unterschiedliche Planarisierungsschichten aufgebracht (siehe Task2.2).

Task 2.2 – Aufbringen der Planarisierungsschicht

Ziel dieses Tasks war die Aufbringung einer Planarisierungsschicht auf die verschalteten Mini-Module, bevor diese in AP3 weiter beschichtet werden. Dabei wurden die Module mit unterschiedlichen Planarisierungsschichten beschichtet, um die Kompatibilität der Planarisierungsschicht mit dem PV-Material sowie der nachfolgenden Barrier-Beschichtung zu analysieren und die resultierende Performance im Bewitterungstest zu überprüfen.

Als Materialien für die Planarisierungsschichten wurden einerseits bereits von SUN getestete Materialien verwendet, andererseits wurden auch zwei neue Materialien/Materialgruppen ausgewählt und getestet. Dabei handelt es sich um ein kommerzielles Material (OCF) und ein Material, das vom *Leibniz Institute for New Materials* (INM) zur Verfügung gestellt wird und nicht kommerziell verfügbar ist. Um Abhängigkeiten zu vermeiden, wurde hier ein Workshop (2 Mitarbeiter von Sunplugged) bei INM durchgeführt, um das Material selbst bei Sunplugged herstellen zu können. Für die hier beschriebenen Experimente wurde aber noch das von INM hergestellte Beschichtungsmaterial verwendet.

Bei den neuen Materialien müssen vor der tatsächlichen Beschichtung der Module noch Vortests durchgeführt werden, um die Kompatibilität mit dem Zellmaterial sowie eine gleichmäßige Auftragung zu gewährleisten. Dazu werden in einem ersten Schritt Proben mit Zellmaterial (nicht zu Modulen verschaltet) mit dem Lacksystem beschichtet. Für die Auftragung werden dabei unterschiedliche Aufbringungsmethoden sowie unterschiedliche Trocknungsszenarien getestet und miteinander verglichen. Die Analyse findet dabei hauptsächlich optisch statt (Blasenbildung, Wölbung, Risse, Verfärbungen, Haftung/Abplatzungen, etc.). Falls die Vortests keine Probleme/Inkompatibilitäten aufzeigen, werden die Systeme in die Materialliste aufgenommen und für alle weiteren Experimente miteinbezogen.

Nach den Vortests wurden die in Task 2.1 hergestellten Module mit 9 verschiedenen ausgewählten Materialien beschichtet. Eine Liste der unterschiedlichen Planarisierungsschichten kann Tabelle 2.2.1 entnommen werden. Dort ist auch die Auftragungsmethode, die Schichtdicke der Planarisierungsschicht sowie die Anzahl (und Art) der beschichteten Module angegeben:

Tabelle 2.2.1: Liste der unterschiedlichen bei SUN aufgetragenen Planarisierungsschichten (inklusive Schichtdicken und Anzahl der beschichteten PV-Mini-Module). Die Werte für die unterschiedlichen Schichtdicken wurden dabei nicht selbst gemessen, sondern aus den jeweiligen Datenblättern entnommen; die tatsächlichen Schichtdicken können um einige Prozent abweichen.

Material	Auftragungs-Methode	Schichtdicke (trocken)	Anzahl Module A	Anzahl Module B	Anzahl Module C
A21	Dip Coating	3 µm	24		
AK	Dip Coating	3 µm	16	10	7
DEX	Dip Coating	2 µm	8		
INM	Rakeln/Dip Coating	20 µm	62		
NPR	Rakeln	15 µm	12		
OC1	Dip Coating	3 µm	20		
OCF	Spin Coating	30 µm	42		
VP7	Dip Coating	3 µm	16		
VP8	Dip Coating	3 µm	8		

Nachdem die Module bei SUN mit einer Planarisierungsschicht versehen wurden, wurden diese an INO gesendet, wo die Module weiter mit HDSMO beschichtet werden (siehe AP 3).

Neben den Modul-Proben wurden auch unverschaltete Stahlsubstrat- bzw. Zellsamples mit unterschiedlichen Planarisierungsschichten beschichtet und INO für Vortests zur Verfügung gestellt.

Task 2.3 – Aufbringen einer mechanischen Schutzschicht

Ziel dieses Tasks war die Aufbringung einer mechanischen Schutzschicht auf das wetterfest verkapselte Modul. Diese Schicht wird aufgebracht, nachdem die Planarisierungsschicht (SUN) und die Barrierschicht (INO) aufgebracht wurden. Da der Hauptfokus im Projekt auf der Findung einer Barrierschicht liegt, und am Markt bereits viele Lösungen für mechanische Schutzschichten vorhanden sind, wurde in diesem Task nur wenige Tests durchgeführt.

Bei den ersten Versuchsreihen waren die Ergebnisse mancher Module, die mit der gleichen Beschichtung verkapselt waren, teilweise sehr unterschiedlich. Die Möglichkeit einer Beschädigung der dünnen Barrierschicht konnte nicht ausgeschlossen werden. Deshalb wurde der Fokus für die mechanische Schutzschicht auf ein Material gelegt, welches insbesondere dazu führt, dass die dünnen von INO aufgetragenen Schichten durch Transport und Handling (z.B.: Analyse) nach der Beschichtung (vor/während der Klimakammertests) nicht beschädigt wird. Dazu muss das Material direkt von INO nach der Beschichtung mit der

Barrierschicht aufgebracht werden. Um diesen Prozess möglichst einfach und fehlerfrei zu gestalten wurde ein Material ausgesucht, welches einerseits einfach aufzutragen ist. Andererseits muss das Material den Temperaturen (80°C) und Bedingungen (65% RH) während des Bewitterungstests standhalten.

Nach einiger Recherche wurde ein passendes Material ausgewählt. Anschließend wurde das Material auf eine Probe aufgebracht und für mehr als 150 Stunden in die Klimakammer gelegt. Das Material wies nach dieser Bewitterung keine optisch erkennbaren Defekte, Delaminationen, Verfärbungen oder Blasenbildung auf und wurde daher als mechanische Schutzschicht für die letzte Versuchsreihe ausgewählt.

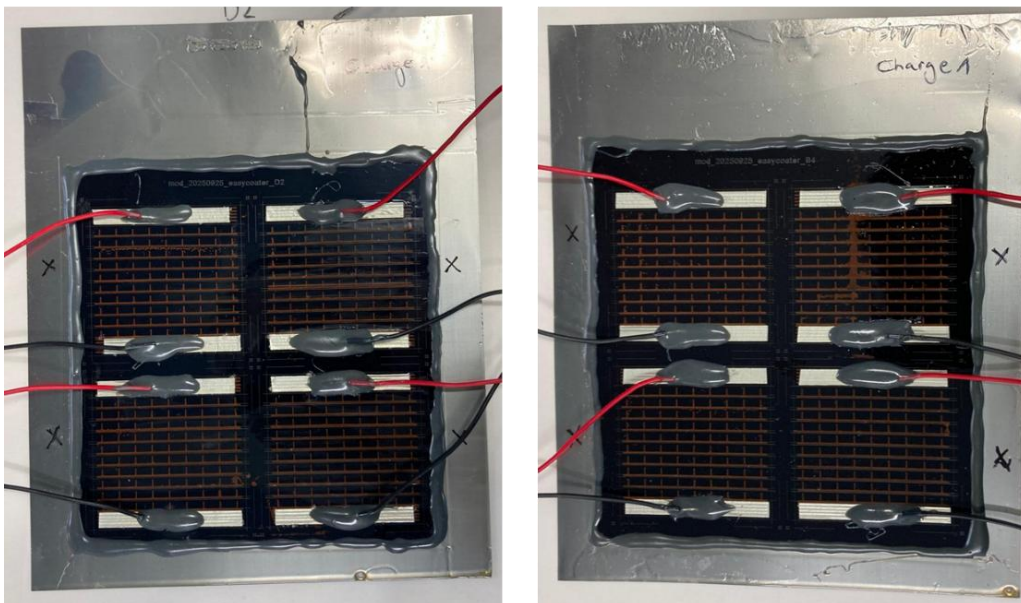


Abbildung 2.2.2: Beschichtung mit mechanischem Schutzlack. Vergleich zweier Proben ohne (links) und mit mechanischem Schutzlack nach >150 h in der Klimakammer. Bei beiden Modulen wurde INM als Planarisierungsschicht verwendet. Durch die zusätzliche Beschichtung mit dem mechanischen Lack treten keine Verfärbungen, Abplatzungen oder sonstige Defekte auf.

2.3. Erprobung einer H₂O-Barrierschicht für Dünnschicht-PV-Module

Task 3.1 - Vorversuche zur Plasma-CVD-Beschichtung

Ziel von Task 3.1 war die Durchführung erster Vorversuche zur Bewertung der grundsätzlichen Eignung einer atmosphärischen Plasma-CVD-Beschichtung auf Photovoltaik-Modulen sowie die Ableitung geeigneter Startparameter für weiterführende Prozessentwicklungen.

Zu diesem Zweck wurden unterschiedliche Photovoltaik-Module, darunter auch zu Projektbeginn nicht funktionsfähige Module, an den Projektpartner INO GmbH übermittelt. In einem ersten Schritt erfolgte eine Behandlung der Module ausschließlich mit dem Plasma, ohne Einsatz eines Zusatzstoffes (Abbildung 2.3.1). Dieser Schritt diente der Untersuchung der Auswirkungen des Plasmas auf den CIGS-Schichtaufbau. Dabei wurde geprüft, ob thermische Schädigungen am Material auftreten bzw. welche Anpassungen der Plasmaparameter erforderlich sind, um eine möglichst hohe Effizienz und einen optimalen Füllfaktor zu erzielen.

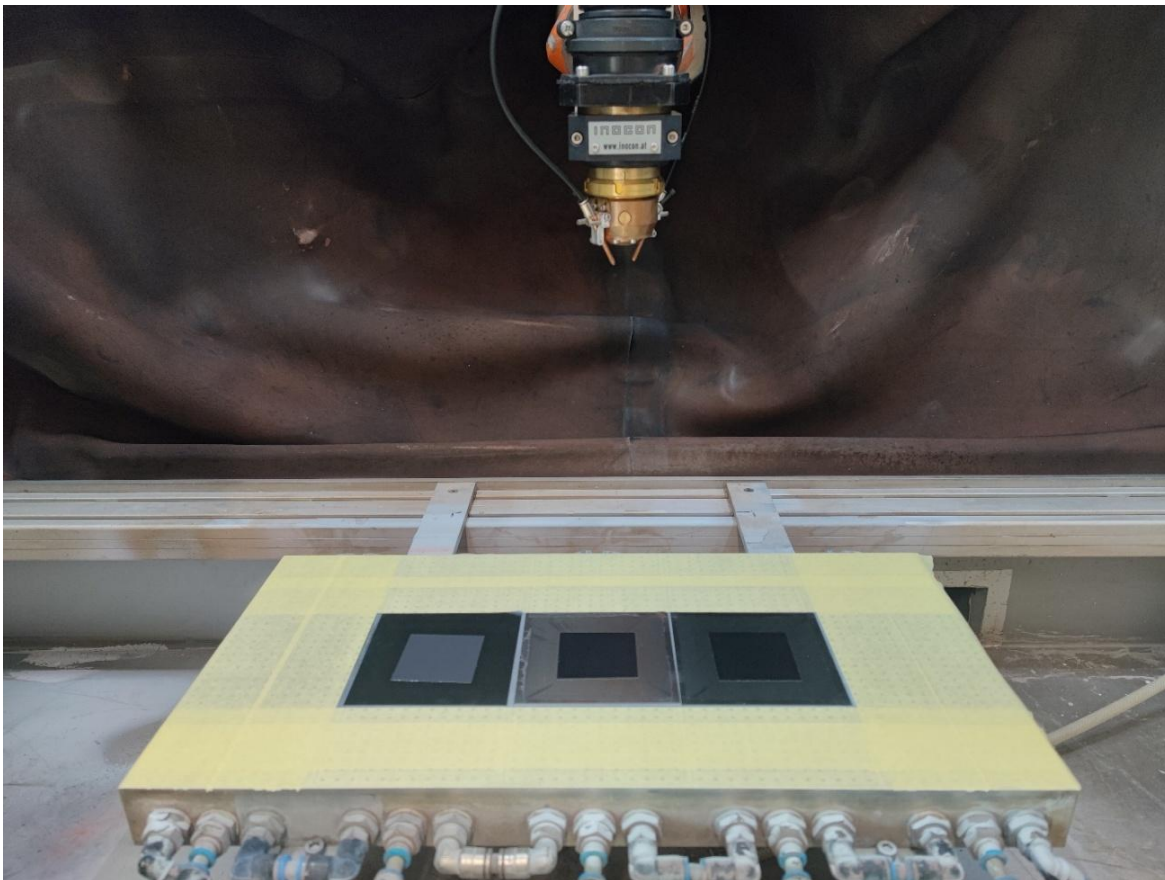


Abbildung 2.3.1: Plasmavorbehandlung und Plasmabeschichtung von nicht funktionsfähigen Modulen mit unterschiedlichen Planarisierungsschichten

Aufbauend auf diesen ersten Untersuchungen wurden die Module mit dünnen, transparenten SiO_x-Schichten beschichtet. Als Präkursor kam ein ausgewähltes, von INO bereits getestetes Material zum Einsatz, das mittels atmosphärischer Plasma-CVD umgesetzt wurde. Die abgeschiedenen Schichtsysteme wiesen typische Schichtdicken im Bereich von etwa 200–300 nm auf. Im Rahmen der Versuchsreihen wurden zentrale Prozessparameter – darunter Plasmaleistung, Arbeitsabstand, Vorschubgeschwindigkeit

und Präkursor-Massenfluss – systematisch variiert, um deren Einfluss auf die Schichtqualität sowie auf die thermische Belastung der Substrate zu evaluieren.

Die beschichteten Module zeigten keine sichtbaren Veränderungen wie Verzug, Blasenbildung oder Delamination. Dies bestätigte die grundsätzliche Eignung des Verfahrens für temperaturempfindliche PV-Module. Während der Versuche wurde jedoch eine unzureichende Kühlung der Module identifiziert. In der Folge wurden die Einspann- und Kühlkonzepte angepasst und insbesondere die Positionierung der Kühlplatten optimiert.

Begleitende Untersuchungen beim Projektpartner Sunplugged bestätigten die prinzipielle Eignung der SiO_x-Schichtsysteme als funktionale Schutz- und Barrierschichten. Gleichzeitig zeigte sich, dass eine weitere Feinoptimierung der Prozessparameter – insbesondere der Präkursor-Menge, des Energieeintrags und des Arbeitsabstands – sowie gegebenenfalls eine spezielle Nachbehandlung der Schicht erforderlich sind.

Insgesamt konnte im Rahmen von Task 3.1 die technische Machbarkeit der Plasma-CVD-Beschichtung von CIGS-Modulen erfolgreich nachgewiesen werden. Die gewonnenen Erkenntnisse bildeten die Grundlage für die Definition stabiler Prozessfenster sowie für die systematische Umsetzung der Modulbeschichtungen in Task 3.2.

Task 3.2 - Beschichtung von PV-Modulen mit Plasma-CVD-Beschichtung

Aufbauend auf den Ergebnissen aus Task 3.1 wurden in Task 3.2 gezielte Plasma-CVD-Beschichtungen durchgeführt, um den Einfluss der Barriere-Schichten auf die elektrische Leistungsfähigkeit (Effizienz und Füllfaktor) und die funktionalen Eigenschaften der PV-Module zu untersuchen.

Die Beschichtungen erfolgten erneut mittels atmosphärischer Plasma-CVD unter Verwendung des identischen Präkursors. Es wurden sowohl hydrophobe als auch hydrophile SiO_x-Schichten mit typischen Schichtdicken von ca. 200–300 nm hergestellt. Die Prozessparameter – darunter Plasmagas, Stromstärke, Vorschubgeschwindigkeit, Arbeitsabstand, Präkursor-Fluss und Anzahl der Überfahrten – wurden gezielt variiert, um homogene und reproduzierbare Schichtsysteme zu erzielen.

Die elektrische Charakterisierung der Module vor und nach der Beschichtung zeigte, dass bei geeigneter Parameterauswahl keine signifikante Reduktion des Füllfaktors bzw. Wirkungsgrades auftraten. Die relativen Kennwerte lagen bei den meisten Varianten im Bereich von etwa 90–100% im Vergleich zu den jeweiligen Referenzen. Damit konnte die

grundsätzliche Kompatibilität der Plasma-CVD-Beschichtung mit der elektrischen Funktionalität der PV-Module bestätigt werden.

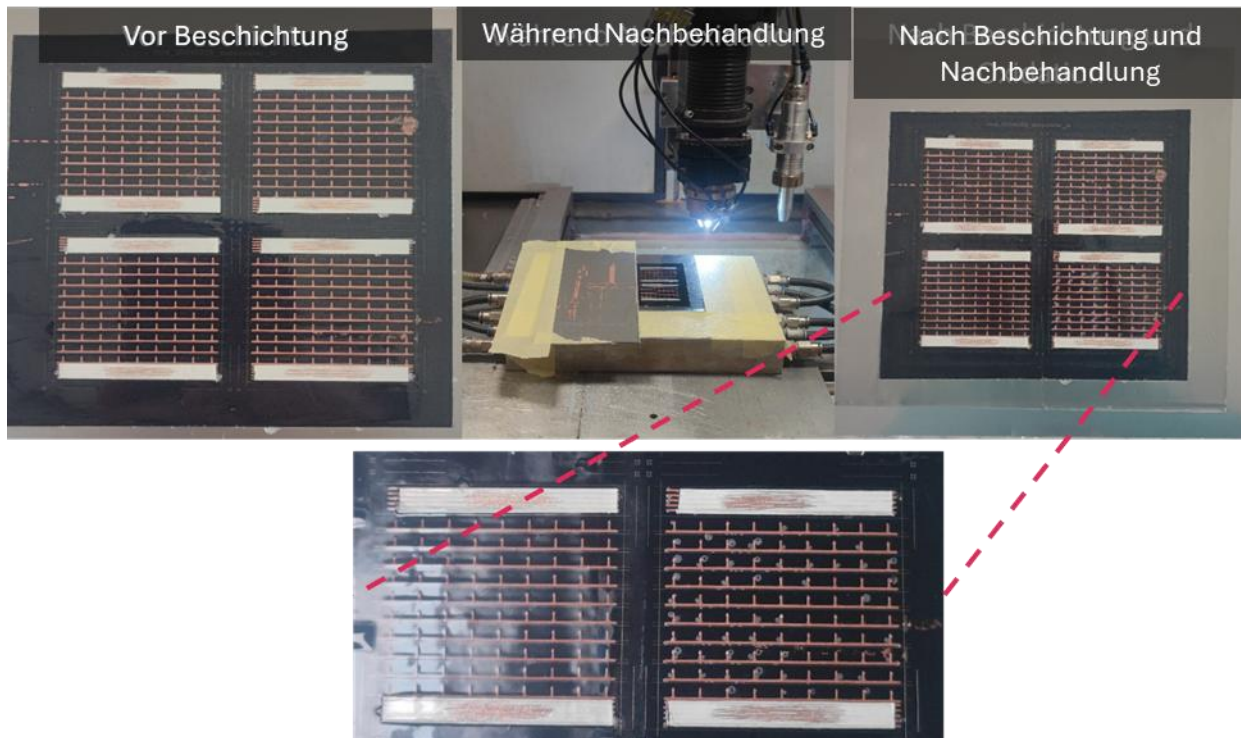


Abbildung 2.3.2: Unterschiedliche Parameter in der Nachbehandlung zeigen Auswirkungen auf die Planarisierungsschicht; ist der Energieeintrag auf die Probe zu hoch, können sich in der Schicht kleine Bläschen bilden (siehe unten rechts).

Zusätzlich wurden verschiedene Planarisierungs- und Zwischenschichten in Kombination mit den Barrierschichten untersucht, um Haftfestigkeit, Oberflächenhomogenität und Barrierewirkung weiter zu verbessern. Erste Lager- und Klimakammerprüfungen zeigten bei einzelnen Varianten Degradationserscheinungen, die auf komplexe Wechselwirkungen zwischen Modulaufbau, Vorbehandlung und Beschichtungsprozess zurückzuführen sind. Diese Ergebnisse verdeutlichen weiteren Optimierungsbedarf hinsichtlich Prozessführung und Schichtarchitektur.

Um die Stabilität der polymerischen Schicht noch einmal zu verbessern, wurde das Schichtsystem mittels Plasma nochmals nachbehandelt (Abbildung 2.3.2). Durch diesen Vorgang kann sowohl die Schichtstabilität als auch die Haftung auf dem Substrat deutlich verbessert werden, da sich die Oberflächenenergie in Richtung höherer Werte ändert. Da im Anschluss der Plasmabeschichtung noch ein Decklack für eine mechanische Schutzwirkung aufgebracht wurde, war die höhere Oberflächenenergie von Vorteil. Die finalen Parameter können aus Tabelle 2.3.1 entnommen werden. Dabei wurden Proben mit zwei

unterschiedlichen Schichtdicken (Barr6 + NachBe3 und Barr7 + NachBe3) und mit und ohne Nachbehandlung (Barr6 und Barr6 + NachBe3/Barr7 + NachBe 3) hergestellt (Abbildung 2.3.3). Die zuvor optimierte Stromstärke, die Vorschubgeschwindigkeit, der Arbeitsabstand und die zugeführte Präkursor-Menge wurden bei den drei Versuchen konstant gehalten.

Tabelle 2.3.1: Finale Beschichtungsparameter

Parameter	ÜF	Substrat	Kommentar
Barr6	2x4	OCF bzw. PU/INM	Barr
Barr6 + NachBe3	2x4	OCF bzw. PU/INM	Barr-NachBe-Barr
Barr7 + NachBe3	2x6	OCF bzw. PU/INM	Barr-NachBe-Barr

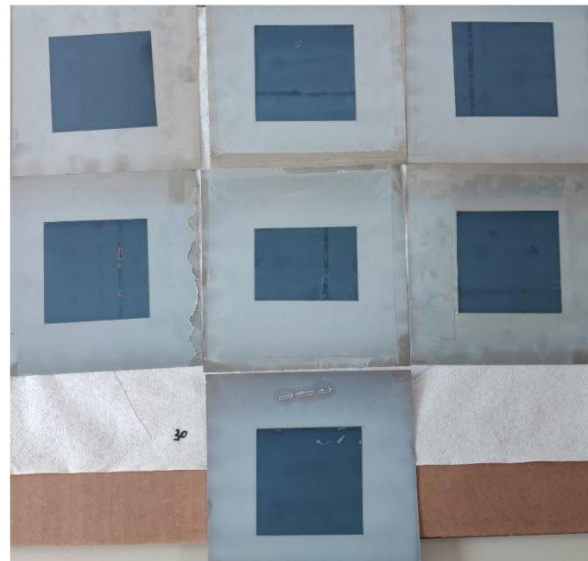
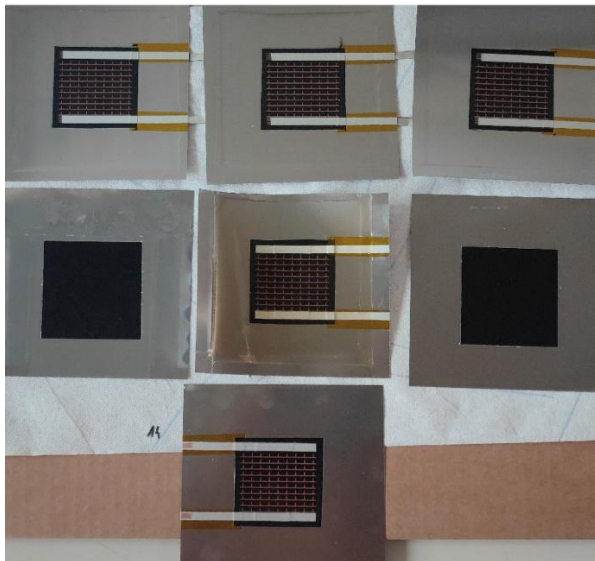


Abbildung 2.3.3: Hydrophobe Barriere-Beschichtung (Barr6) führt zu einer homogenen, transparenten Barrierschicht (links); bei hydrophilen Einstellungen (Barr5) wird die Schicht deutlich trüber (links) und eignet sich nicht für einen Einsatz auf den CIGS Modulen.

Insgesamt konnte in Task 3.2 gezeigt werden, dass die Plasma-CVD-Beschichtung von PV-Modulen mit SiO_x-Schichten technisch zuverlässig umsetzbar ist und bei geeigneter Prozessführung keine wesentliche Beeinträchtigung der elektrischen Modulparameter verursacht. Zum Projektende wurden zwei ausgewählte Aerosolbeschichtungen auf Trägermaterialien abgeschieden. Die ersten Untersuchungen zeigten positive Barriereigenschaften sowie eine erhöhte Verschleißbeständigkeit gegenüber Umwelteinflüssen. Die abschließenden Untersuchungen vervollständigen die Gesamtergebnisse und bilden eine solide Basis für weiterführende Entwicklungsarbeiten sowie für eine mögliche industrielle Implementierung der Technologie.

Task 3.3 - Beschichtung von PV-Modulen mit Vakuum-PVD-Beschichtungen

Die Beschichtung der Module mit Vakuum-PVD-Beschichtungen wurde in einer Vakuumanlage bei SUN durchgeführt. Als Beschichtungsmaterial wurde dabei Al_2O_3 gewählt. Dieses wird in einem Sputterprozess mithilfe eines Aluminium-Oxid-Targets aufgebracht. Da bei SUN alle Anlagen auf R2R-Beschichtungen ausgelegt sind wurden die entsprechenden Proben auf ein Mutterfolie aufgeklebt. Die Sputterrate sowie die Foliengeschwindigkeit können dabei frei gewählt werden. So wurden 6 Modul-Samples bei unterschiedlichen Parametern beschichtet, die entsprechende Al_2O_3 Schichtdicke wurde anschließend mittels XRF bestimmt (vgl. Tabelle 2.3.5). Die ähnlichen Schichtdicken von Samples 4-6 weisen darauf hin, dass die Schichtdicke nicht von der O_2 -Konzentration während der Beschichtung abhängig ist.

Tabelle 2.3.2: Beschichtungsparameter und Schichtdicke bei Al_2O_3 Beschichtung.

Sample Nr.	Sample speed (mm/s)	O_2 (sccm)	% O_2 to Ar + O_2	Sputterrate (nm/s)	Al_2O_3 Dicke (nm)
1	1.5	25	12,5%	0.018	3.6
2	1.25	25	12,5%	0.016	3.9
3	0.75	25	12,5%	0.014	5.7
4	0.5	25	12,5%	0.012	7.4
5	0.5	18	9%	0.012	7.2
6	0.5	12	6%	0.012	7.3

Aufgrund von Zeitmangel und fehlenden funktionierenden Modulen, konnten für diese Module während der Projektlaufzeit keine Klimakammertests mehr durchgeführt werden. Stattdessen wurde an den nicht funktionalen Modulen ein Bewitterungstest mithilfe eines Dampfdrucktopfes durchgeführt. Bei schlechter Barrierewirkung gelangt Feuchtigkeit durch die Schicht zum Modul, was durch Verfärbungen/Flecken ersichtlich ist. Dazu wurden aus der obigen Liste drei mit Al_2O_3 beschichtete Module sowie vier Module, die mit der Barrierschicht von INO beschichtet wurden, ausgewählt. Die Module wurden für eine Dauer von 28h bei 110°C im mit deionisiertem Wasser halb befüllten Dampfdrucktopf gegeben. In Tabelle 2.3.3 ist eine Liste der für den Dampfdrucktopf verwendeten Module und der jeweiligen Beschichtungen angeführt.

Tabelle 2.3.3: Liste der PV-Module die für den Bewitterungstest mittels Dampfdrucktopf verwendet wurden und entsprechende Beschichtungen.

Sample Nr.	Sample ID	Planarisierungsschicht	Barrierschicht
2	Mod_20230613_encaps_F_5	INM	Al ₂ O ₃
4	Mod_20231016_easycoater_F1	OC1	Al ₂ O ₃
6	Mod_20240224_3#2_1	OC1	Al ₂ O ₃
8	Mod-20250925_easycoater_G3_1	OC1	INO
9	Mod-20250925_easycoater_G3_2	OC1	keine
10	mod_20250812_E1_1	INM	keine
11	mod_20250812_E1_2	INM	INO

Die Module wurden vor und nach der Bewitterung optisch verglichen (siehe Abb. 2.3.7).

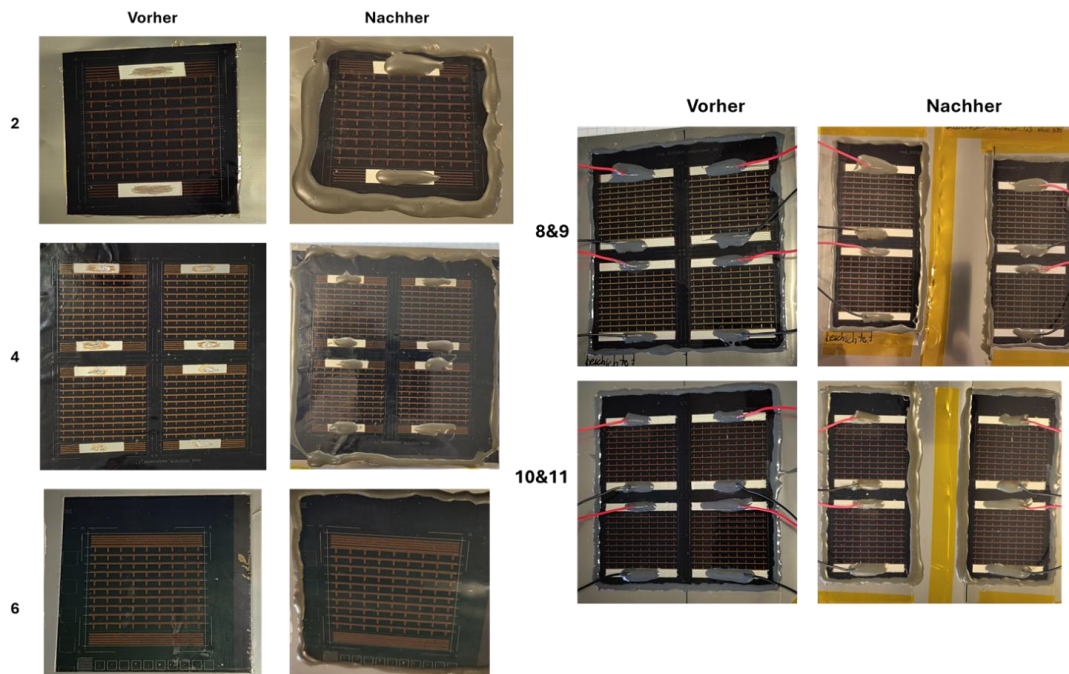


Abbildung 2.3.7: Fotos der mit Al₂O₃ (links) bzw. mit der Barrierschicht von INO (rechts) beschichteten PV-Modulen vor und nach einer Bewitterung mittels Dampfdrucktopf bei 110°C.

Keine der Module zeigten während dieser Bewitterungsdauer klare optische Unterschiede. Bei allen Modulen ist eine leichte Eintrübung zu erkennen, allerdings sind keine Unterschiede zwischen den unterschiedlichen Gruppen, insbesondere zwischen INO-Beschichtung und Al₂O₃-Beschichtung zu erkennen. Die Versuche sollen nach Ende des Projekts noch weitergeführt/mit funktionalen Modulen wiederholt werden.

2.4. Charakterisierung der H₂O-Barriereschichten und Funktionstests der beschichteten PV-Module

Task 4.1 - Charakterisierung der Barrierschicht

Aufgrund der leichten SiO_x-Staubbildung bei den hydrophilen Barriere-Parametern (siehe Task 3.2, Abbildung 2.3.3) wurde bei diesen Proben keine Schichtdickenmessung durchgeführt. Aufgrund des taktilen Messverfahrens würde ansonsten die Barrierschicht vor dem Aufbringen der Deckschicht beschädigt und so die Wirkung der Schicht beeinflusst werden.

Da im Bereich der PV-Entwicklung die Schichtdicke der Barrierschicht die größte Auswirkung auf die Effizienz der Module hat, wurden die Stromstärke und der Düsen-Substrat-Abstand konstant gehalten und nur die Vorschubgeschwindigkeit und die Anzahl der Überfahrten variiert. Ziel war es im Anschluss durch unter anderem Klimakammertests und IV-Messungen die optimale Schichtdicke zu bestimmen, bei der die Barrierewirkung vorhanden aber die Effizienz der Module nicht beeinträchtigt wird.

Für die Versuche wurde die Standardbeschichtungsdüse von INO verwendet und zu Beginn der Versuche wurden ein konstante Parameter für Stromstärke und Düsen-Substrat-Abstand ausgewählt. Die Vorschubgeschwindigkeit sowie die Anzahl der Überfahrten wurden variiert, um unterschiedliche schichtdicken zu erzielen (Abbildung 2.4.1).

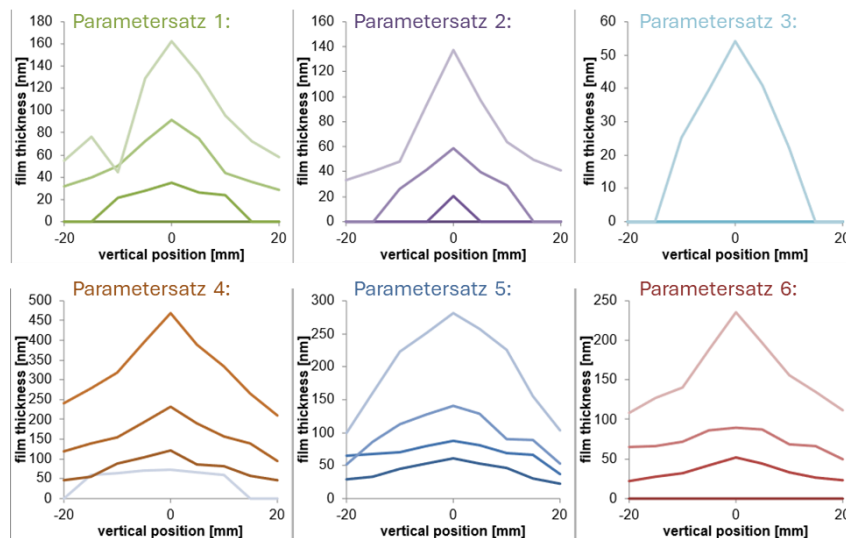


Abbildung 2.4.1: Schichtdickenstudie mit unterschiedlichen Plasmaparametern

Der optimale Schichtdickenbereich der Barrierebeschichtung wurde im Rahmen der Versuchsreihen im Bereich von 200 bis 300 nm identifiziert.

In einem weiteren Schritt wurde die Barrierewirkung hinsichtlich ihrer chemischen Eigenschaften untersucht. Um diese gezielt den eingesetzten Plasmaparametern zuordnen zu können, wurden Kontaktwinkelmessungen an den beschichteten Proben durchgeführt. Ein zusätzlicher Fokus lag auf der Wechselwirkung zwischen der Barrierschicht und den eingesetzten Planarisierungsschichten, da diese für die Gesamtperformance des Schichtsystems von wesentlicher Bedeutung ist.

Wie in Abbildung 2.4.2 dargestellt, zeigt sich bei Proben ohne Planarisierungsschicht sowie bei Proben mit den Planarisierungsschichten CA3 und NPR eine Zunahme der Oberflächenenergie, was auf eine hydrophilere Oberfläche hinweist. Im Gegensatz dazu sind Substrate mit einer OC1-basierten Planarisierungsschicht vor der Plasmabeschichtung zunächst hydrophiler, werden jedoch durch die anschließende Beschichtung deutlich hydrophober.

Unabhängig von den eingesetzten Plasmaparametern konvergieren jedoch alle untersuchten Systeme auf einen ähnlichen Oberflächenenergiewert von etwa 30 mN/m. Daraus kann geschlossen werden, dass keine signifikanten chemischen Reaktionsunterschiede zwischen den verschiedenen Planarisierungsschichten in Kombination mit der Barrierebeschichtung vorliegen.

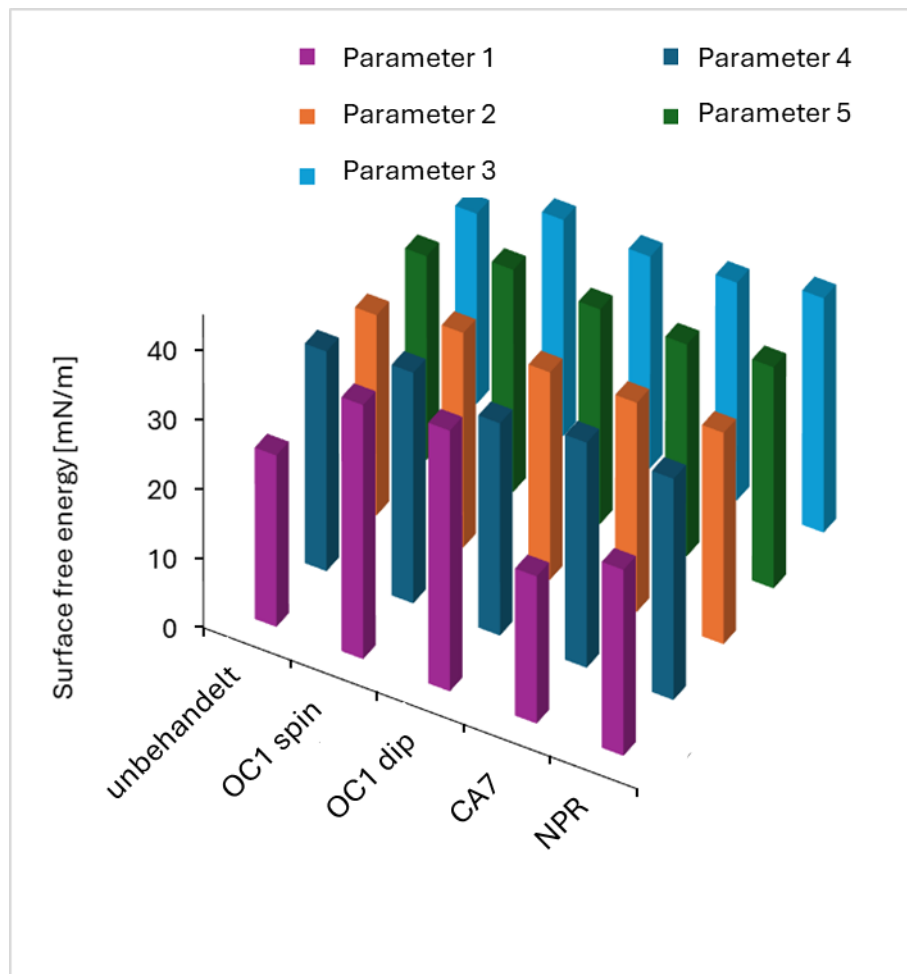


Abbildung 2.4.2: Ergebnisse der Kontaktwinkelmessungen auf Barriere-beschichteten Proben mit unterschiedlichen Planarisierungsschichten

Task 4.2 - Charakterisierung der PV-Module

Die Charakterisierung der PV-Module wird mittels IV-Messung an SUNs Solar-Simulator durchgeführt. Mithilfe einer Heizplatte kann die Temperatur während der Messungen konstant auf 25°C gehalten werden, wodurch die Messungen gut miteinander vergleichbar sind.

Um den Einfluss der einzelnen Schichten zu bewerten, wurden die IV-Messungen nach jedem Arbeitsschritt durchgeführt. In unterstehender Tabelle sind die einzelnen Arbeitsschritte sowie die entsprechenden IV-Messungen in durchgeführter Reihenfolge angeführt, zusätzlich sind die in späterer Folge verwendeten Bezeichnungen der IV-Messungen angegeben:

Tabelle 2.4.1: Auflistung der einzelnen Arbeitsschritte für die Einkapselung und zugehörige IV-Messungen. Mit * gekennzeichnete Schritte fallen für die Vakuum-PVC-Beschichtungen weg.

Nr.	Arbeitsschritt	Bezeichnung
1	Produktion der PV-Module	
2	IV-Messung (nach Produktion)	IV_after_interconnect
3	IV-Messung (vor Planarisierungsschicht)	IV_before_planarization
4	Aufbringung Planarisierungsschicht	
5	IV-Messung (nach Planarisierungsschicht)	IV_after_planarization
6	Senden der Proben zu INO *	
7	HDMSO Beschichtung (INO) oder AlOx Beschichtung (SUN)	
8	Rücksendung der Proben zu SUN *	
9	IV-Messung (nach Barriere-Schicht)	IV_HDMSO
10	Lagerung für 6 Wochen	
11	IV-Messung (nach Lagerung)	IV_storage
12	Klimakammertest	
13	IV-Messung Klimakammertest (definierte Zeitintervalle)	IV_xx_hours

Insgesamt wurden fünf unterschiedliche Versuchsserien bei denen sowohl die Planarisierungsschicht als auch die Barrierschicht variiert wurden. Die wichtigsten Ergebnisse der Versuchsreihen sind untenstehend zusammengefasst:

Einfluss der INO-Beschichtung auf die Moduleffizienz

In einem ersten Schritt wurde nur der Einfluss der Plasma-CVD-Beschichtung auf die mit einer Planarisierungsschicht beschichteten PV-Module von SUN evaluiert. Dazu wurden die Module vor und nach der Beschichtung, mit der von INO verwendeten Barriere-Schicht mittels IV-Messung vermessen. Die Effizienz und der Füllfaktor dieser Messung sind in Abbildung 2.4.3 dargestellt.

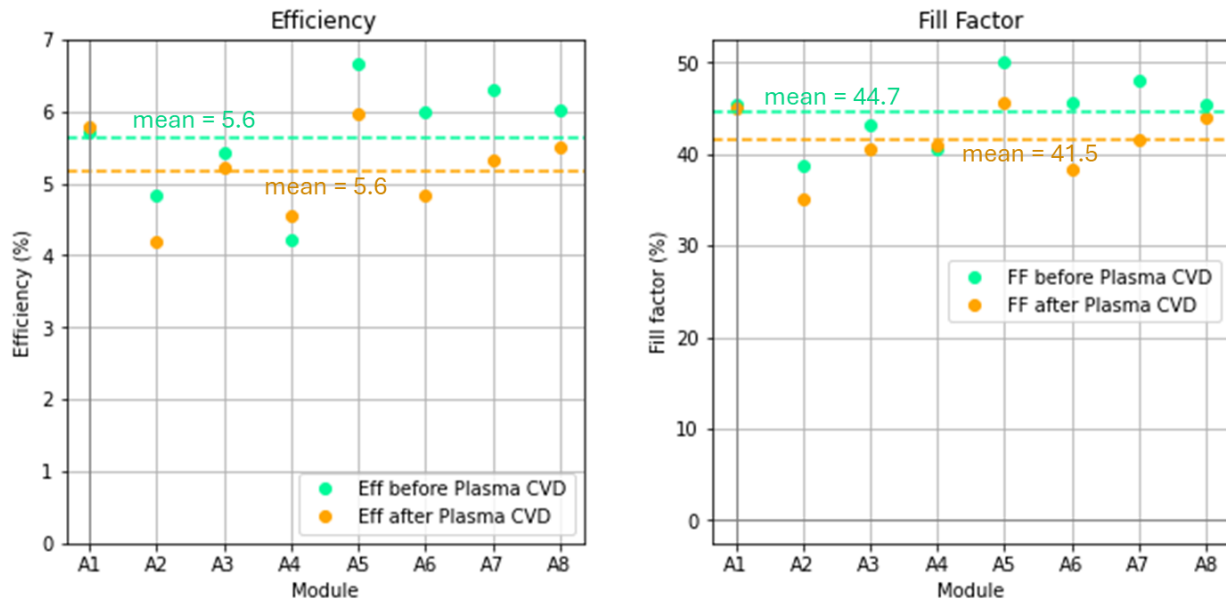


Abbildung 2.4.3: Effizienz (links) und Füllfaktor (rechts) vor (grün) und nach (gelb) Beschichtung der PV-Module mit Barrierschicht mittels Plasma-CVD-Verfahren.

Die Abbildung zeigt, dass die meisten Module durch die Beschichtung eine geringe Abnahme in Effizienz und Füllfaktor verzeichnen. Die Abnahme der Effizienz und des Füllfaktors betragen im Schnitt weniger als 6%, was für einen ersten Testparametersatz ein durchaus positives Ergebnis bedeutet.

Vergleich unterschiedlicher Planarisierungsschichten – Lagerungsbeständigkeit

Wie in Abschnitt 2.2 beschrieben wurden die PV-Module mit unterschiedlichen Planarisierungsschichten beschichtet vgl. Tabelle 2.2.1. Anschließend wurden die Module bei INO mit einer Barrierschicht versehen und für die IV-Messung und Klimakammertests zurück zu SUN gesendet.

In mehreren unterschiedlichen Versuchsserien wurde der Effizienzverlauf über die Zeit für unterschiedliche Planarisierungsschichten und unterschiedliche Barrierschichten verglichen. Bevor die Module in der Klimakammer einem Witterungstest unterzogen wurden, wurden diese für 7 Wochen gelagert und dann einer weiteren Effizienzmessung unterzogen, um zu überprüfen, ob nach der Beschichtung, bei der Lagerung irgendwelche Effekte auftreten.

In Abbildung 2.4.4 sind die Ergebnisse der durchgeführten Effizienzmessungen dargestellt. Es fällt auf, dass einige Module eine vergleichsweise starke Degradierung der Module durch

die 7-wöchige Lagerung aufweisen. Diese Degradierung ist bei den Planarisierungsschichten Nanoproofed und Durextreme vergleichsweise am stärksten, während sie bei OC1, AK und A21 besser abschneiden (siehe Abb. 2.4.4).

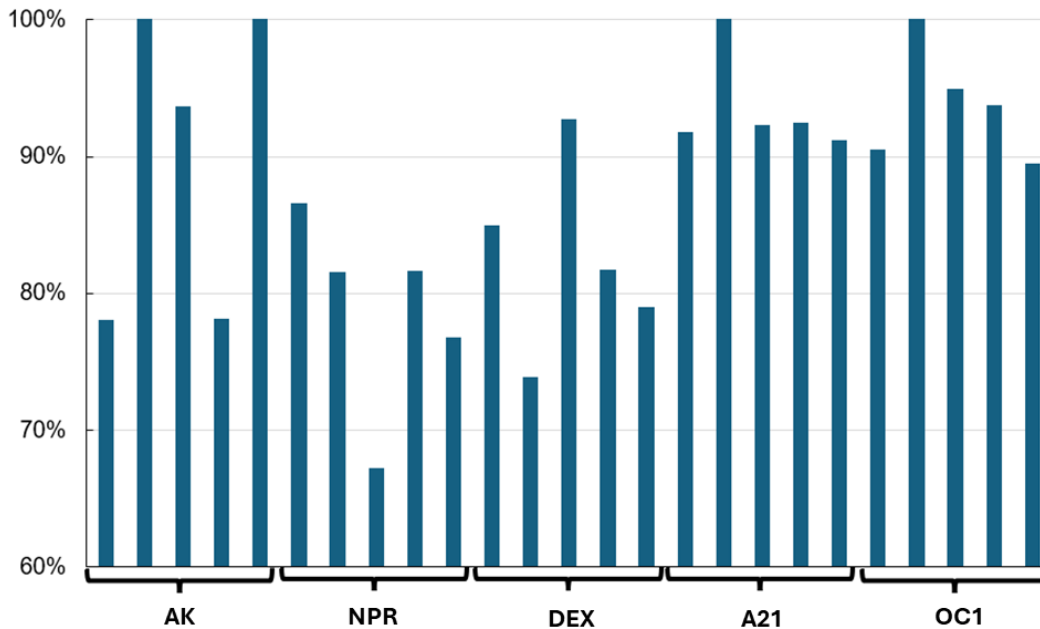


Abbildung 2.4.4: Vergleich der Effizienzabnahme von PV-Modulen mit unterschiedlichen Planarisierungsschichten während 7-wöchiger Lagerung im Laborraum nach Barriere-Beschichtung von INO.

Die starke Degradierung war etwas überraschend, da in einer vorangegangenen Serie ohne Barrierschicht keine so starke Degradierung auftrat. Als möglicher Grund wurde die Modulpräparation oder ein nachträglicher Effekt der Plasma-CVD-Beschichtung vermutet, welche nicht gut mit den entsprechenden Planarisierungsschichten kompatibel sind.

In einer späteren Versuchsreihe, bei der mit OCF und INM zwei weitere, neue Materialien als Planarisierungsschicht verwendet wurden, fiel die Degradierung während der Lagerung deutlich geringer aus (siehe Abbildung 2.4.5). Die hier dargestellten Module wurden bei INO mit der Barrierschicht beschichtet und unterschiedlichen Nachbehandlungen unterzogen. Für jede Kombination (Planarisierungsschicht/ Parametersatz) wurden mindestens 4 Module verwendet.

Die Abbildung zeigt, dass die neuen Systeme (OCF und INM) deutlich besser abschneiden als die anderen. Zusätzlich scheint eine Nachbehandlung der Barrierschicht ebenfalls zu einer geringeren Degradierung beizutragen.

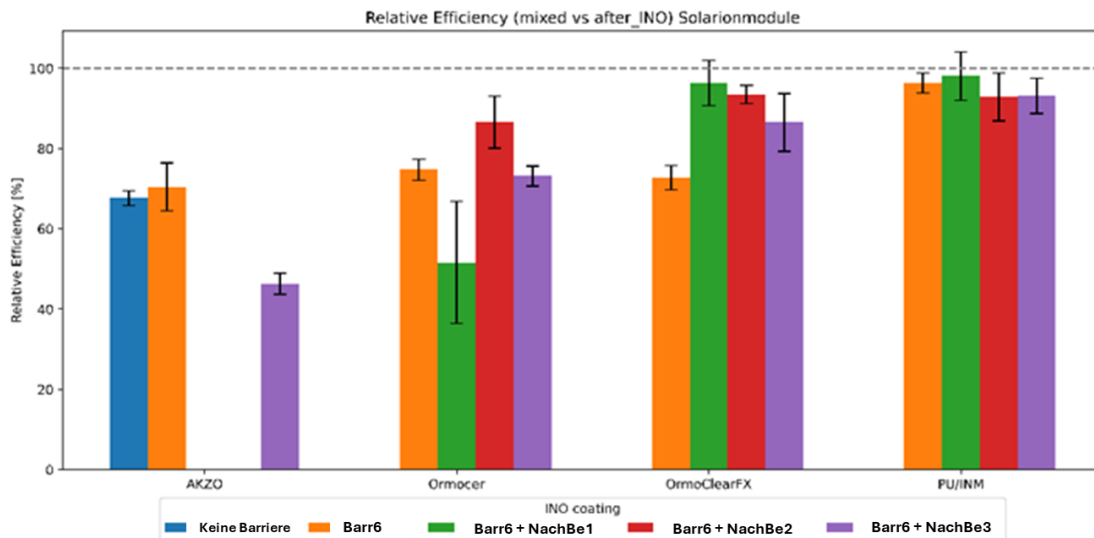


Abbildung 2.4.5: Relative Effizienzabnahme der PV-Module durch Lagerung

Nach der Lagerung wurden die beschichteten PV-Module einem Witterungstest in einer Klimakammer (80°C, 65% RH) unterzogen, wobei ebenfalls die unterschiedlichen Schichtsysteme verglichen wurden.

Vergleich unterschiedlicher Planarisierungsschichten – Bewitterungstests

Abbildung 2.4.6 zeigt einen Vergleich unterschiedlicher Barrierschichten bei der Lagerung in der Klimakammer (85°C; 65% r.H.) ohne bzw. mit Barrierschicht. Die Barrierschicht wurde bei allen Modulen unter identischen Bedingungen (Settings 6 → Barr6) aufgebracht. Dabei schneiden sowohl ohne als auch mit Barrierschicht die Planarisierungsschichten OCF und INM am besten ab - ähnlich wie bei den Lagerungstests. Allerdings ist zu sehen, dass die Barrierschicht zu keiner signifikante Verbesserung der Modullanglebigkeit führt.

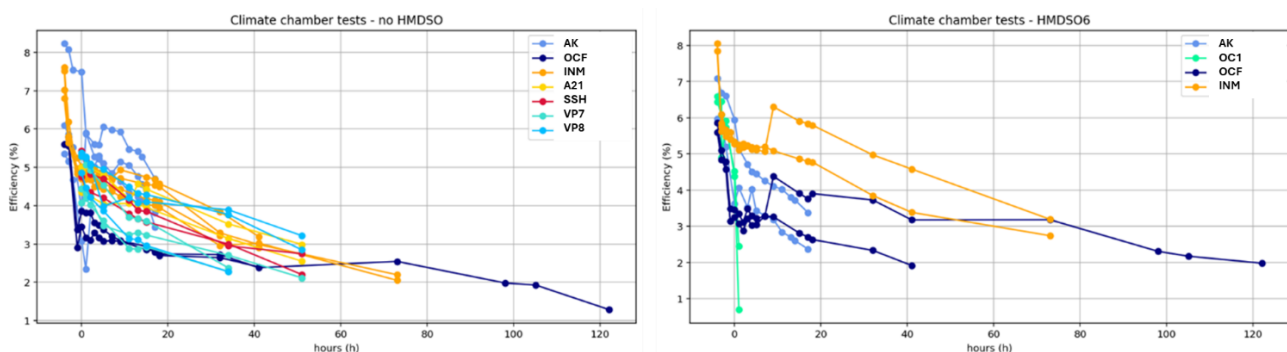


Abbildung 2.4.6: Entwicklung der Moduleffizienz bei Lagerung der PV-Module in der Klimakammer (85°C, 65% rH). Vergleich unterschiedlicher Planarisierungsschichten ohne (links) und mit (rechts) Barrierschicht.

Für die weiteren Experimente werden daher nur mehr die beiden besten Planarisierungsschichten (INM, OCF) verwendet. Zusätzlich werden zur Verbesserung der Barrierschicht unterschiedliche Settings sowie Nachbehandlungs-Vorgänge getestet und für die beiden Planarisierungsschichten verglichen (siehe Abbildungen 2.4.7 und 2.4.8)

Aus Abbildung 2.4.7 ist ersichtlich, dass bei OCF als Planarisierungsschicht die Modullanglebigkeit durch eine Nachbehandlung (NachBe3) deutlich verbessert werden kann. Die Module überlebten mit Nachbehandlung 186 h anstatt 72 h ohne, was einer Verbesserung um 150% entspricht.

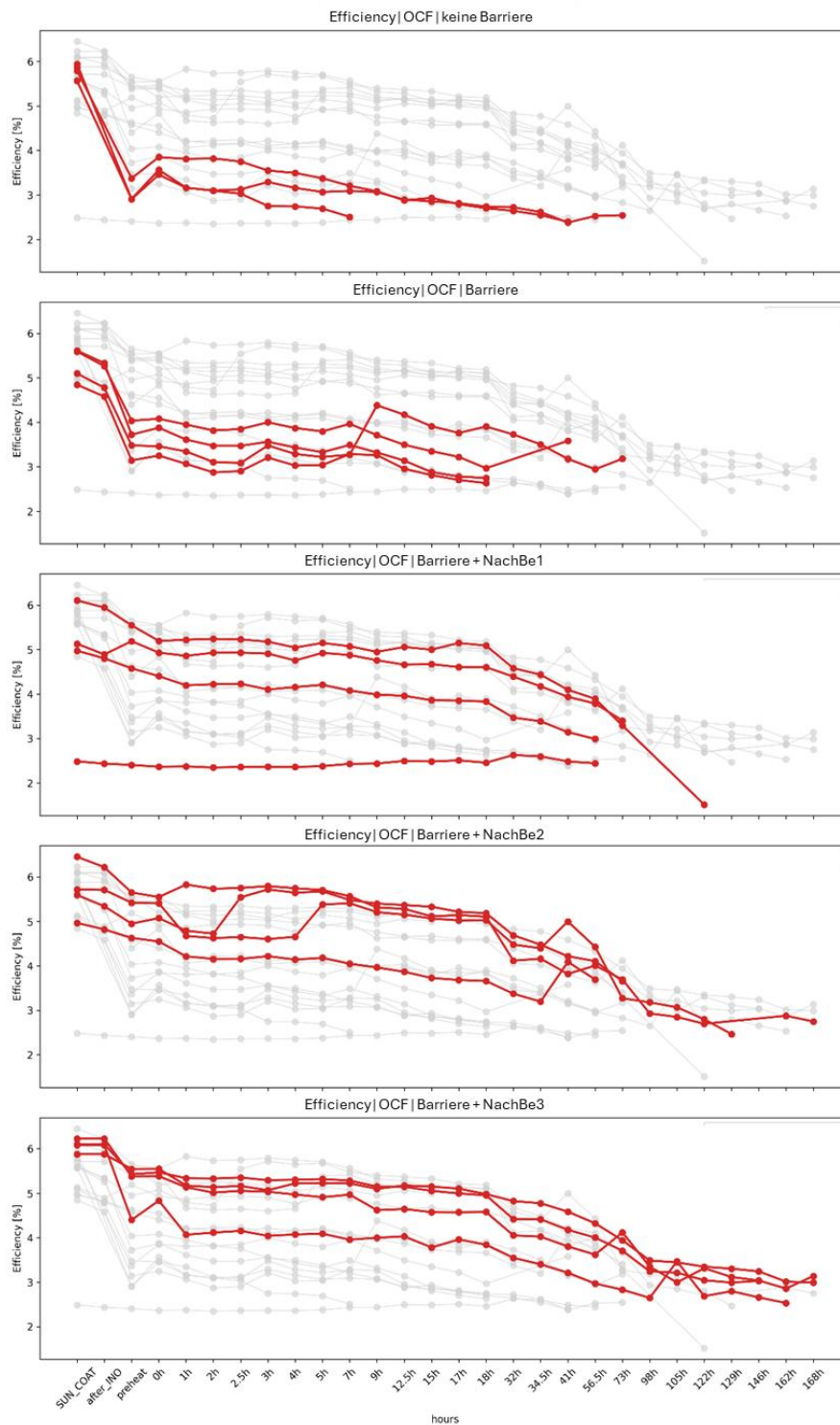


Abbildung 2.4.7: Vergleich der Effizienzen für unterschiedliche Beschichtungs-Parameter und Nachbehandlungen bei der INO-Beschichtung. Als Planarisierungsschicht für diese Module wurde OCF verwendet

Im Gegensatz dazu konnte bei den mit Modulen mit INO als Planarisierungsschicht keine Verbesserung der Modullebensdauer durch die Nachbehandlung der Barrierschicht erzielt werden (siehe Abb. 2.4.8).

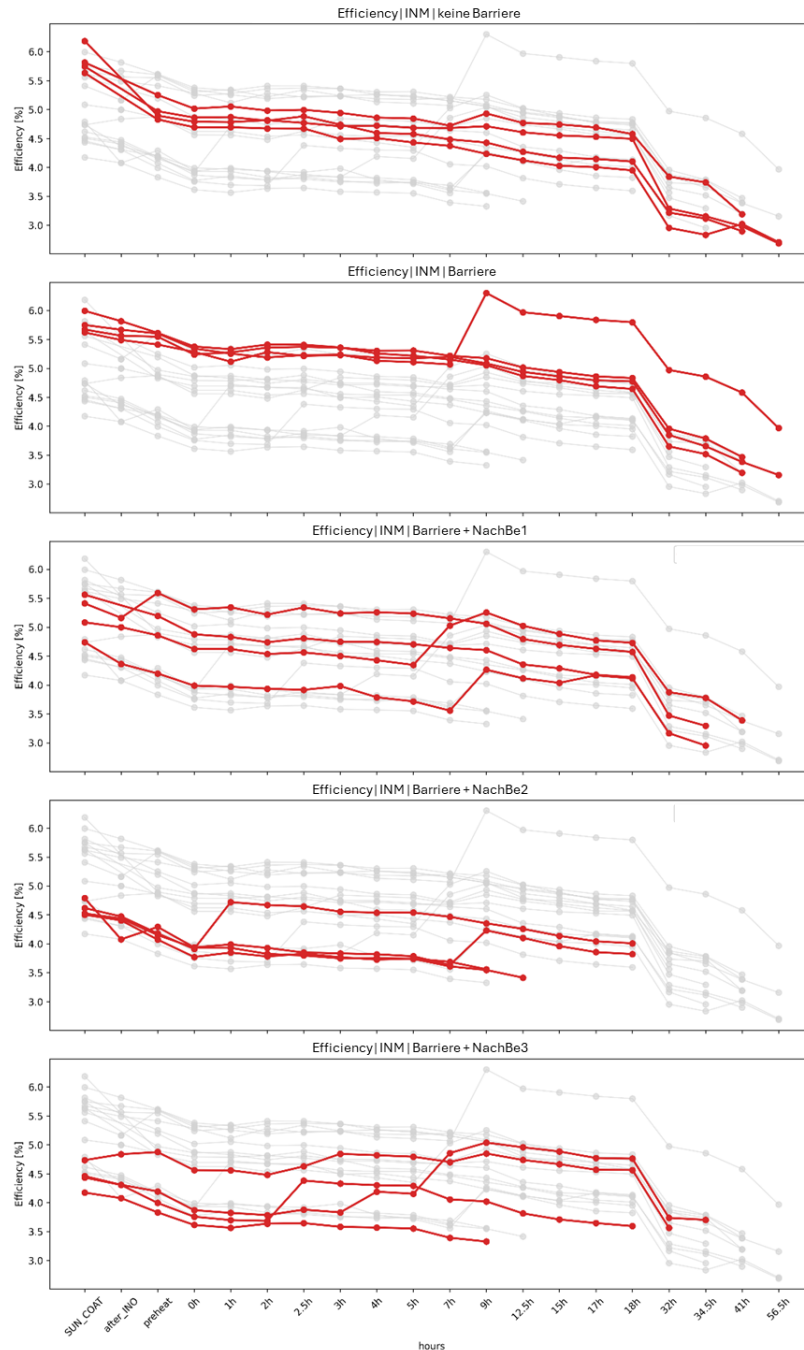


Abbildung 2.4.8: Vergleich der Effizienzen für unterschiedliche Beschichtungs-Parameter und Nachbehandlungen bei der INO-Beschichtung. Als Planarisierungsschicht für diese Module wurde INM verwendet.

Aus dem Experiment ging eindeutig hervor, dass die besten Ergebnisse bei einer Planarisierungsschicht von OCF und einer nachbehandelten Barrierschicht (Barr6 + NachBe3) erzielt werden. Um sicher zu gehen, dass in der sehr dünnen Schicht (200-300 nm) von INO, durch Transport oder Handling keine Defekte entstehen wurde ein weiteres Experiment durchgeführt, bei dem auf die Barrierschicht zusätzlich der in Task 2.3 ausgewählte mechanische Schutzlack aufgetragen wurde. Gleichzeitig wurde eine dickere Barrierschicht analysiert (siehe Abb. 2.4.9). Für die mit OCF beschichteten Proben, bringt die mechanische Schutzschicht keine Verbesserungen der Modullanglebigkeit – was auf eine defektfreie Aufbringung der Barrierschicht hindeutet. Eine dickere Barriere-Schicht führt überraschenderweise zu einer reduzierten Lebensdauer der Module.

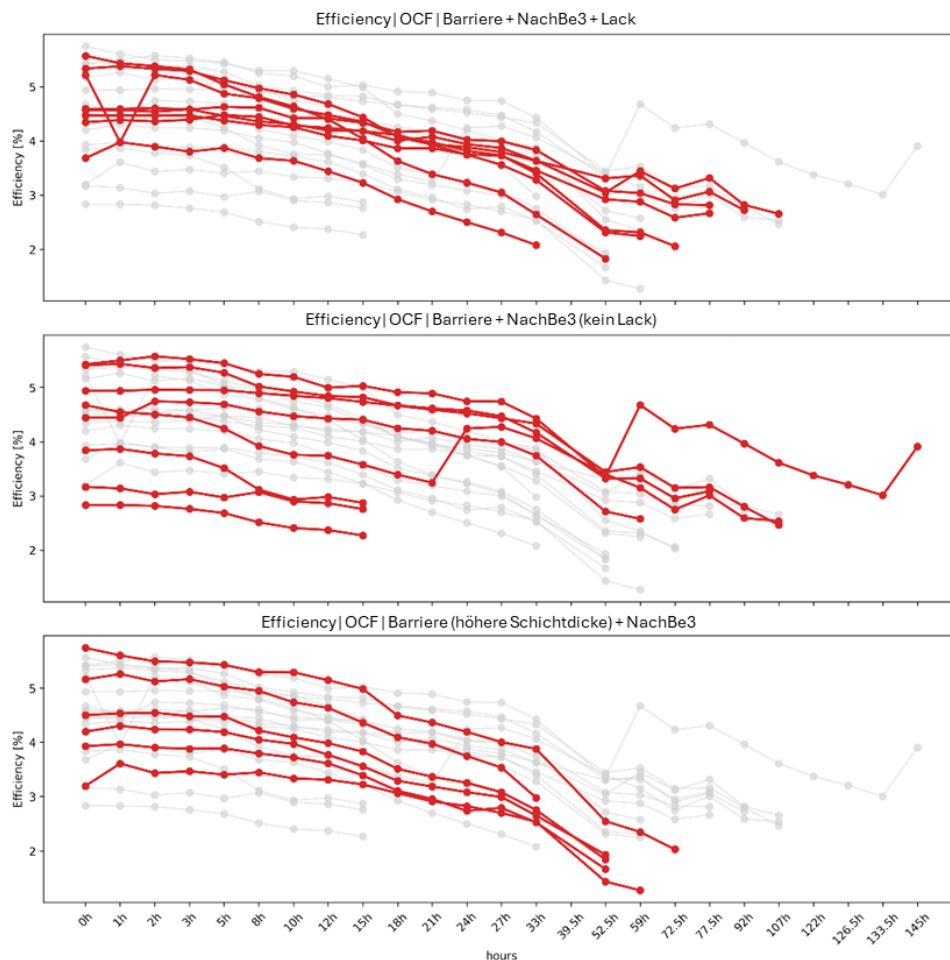


Abbildung 2.4.9: Vergleich der Effizienzen für unterschiedliche Beschichtungen (zusätzlicher mechanischer Schutzlack, höhere Schichtdicke Planarisierungsschicht. Als Planarisierungsschicht für diese Module wurde OCF verwendet.

Für die mit INM beschichteten Proben (Abb. 2.4.10), führt die zusätzliche Beschichtung mittels Schutzlack zu einer Verbesserung der Lebensdauer auf 77h – was darauf hindeutet, dass bei Modulen mit INM als Planarisierungsschicht durch Transport und Handling kleine Defekte entstehen können, die die Barrierewirkung beeinträchtigen. Trotz mechanischer Schutzschicht weisen die mit INM beschichteten Module insgesamt eine deutlich schlechtere Performance in den Klimakammertests auf als die OCF-Module. Die dickere Barriere-Schicht führt ebenfalls zu einer reduzierten Lebensdauer der Module.

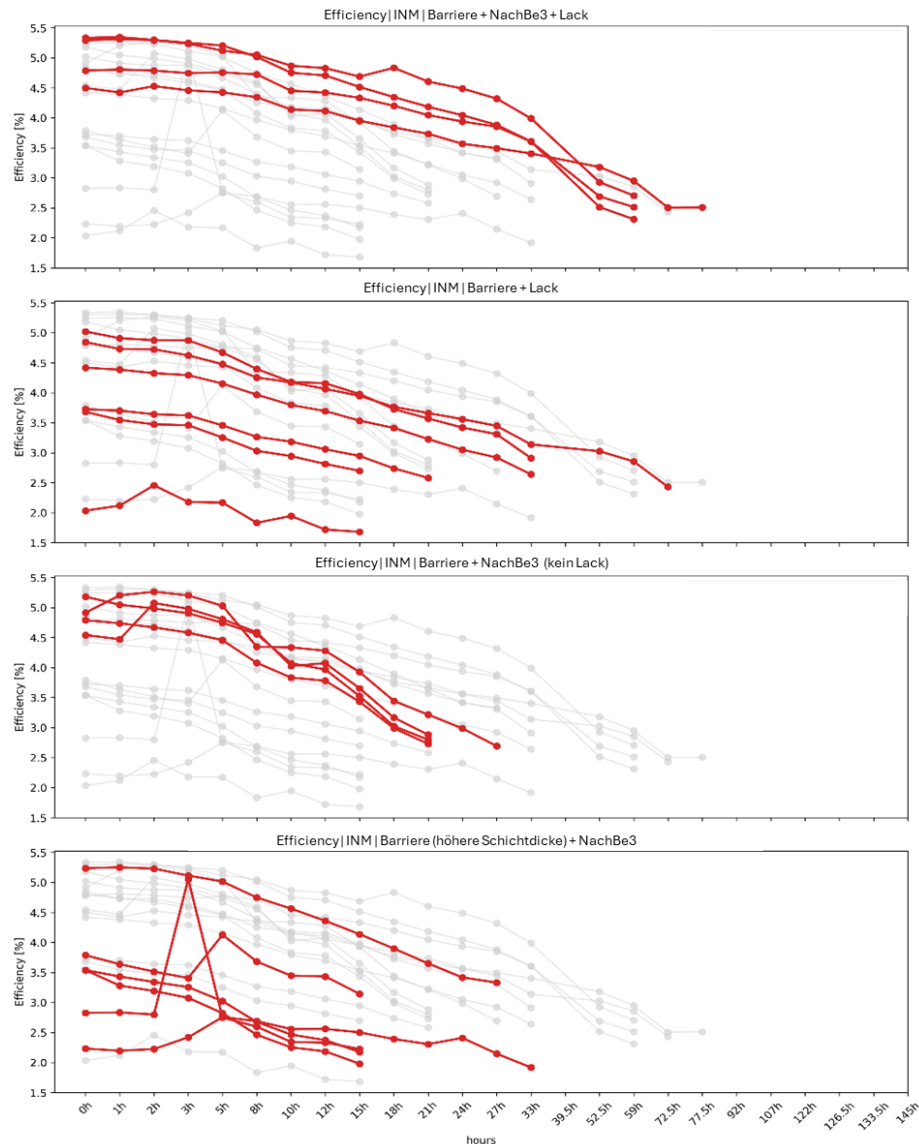


Abbildung 2.4.10: Vergleich der Effizienzen für unterschiedliche Beschichtungen (zusätzlicher mechanischer Schutzlack, höhere Schichtdicke Planarisierungsschicht. Als Planarisierungsschicht für diese Module wurde INM verwendet

Fazit:

Von allen getesteten Planarisierungsschichten weisen die mit OCF beschichteten PV-Module die besten Ergebnisse im Klimakammertest auf. Diese zeigen auch - neben den mit INM beschichteten Modulen – die geringste Degradierung bei Lagerung in Raumatmosphäre über 7 Wochen. Durch eine Nachbehandlung der INO-Barriereschicht konnte die Performance der OCF-Module nochmals deutlich gesteigert werden.

2.5. Verwertung und Potenzialanalyse

Task 5.1 & 5.2 - Abschätzung des Entwicklungsrisikos und des Entwicklungspotentials

Zur Abschätzung des Entwicklungsrisikos und des Entwicklungspotenzials wurden SWOT-Analysen (Abbildung 2.5.1, Abbildung 2.5.2, Abbildung 2.5.3, Abbildung 2.5.4) für das Forschungsprojekt, für das finale Produkt (flexibles PV-Modul mit FlexEncaps-Verkapselung), sowie für den innovativen Beschichtungsprozess von INO und der CIGS-Produktion von SUN durchgeführt. Im Rahmen des Forschungsprojekts FlexEncaps wurden technologische Ansätze zur Verkapselung flexibler Photovoltaiksysteme untersucht und vergleichend bewertet.

SWOT-ANALYSE – Forschungsprojekt FlexEncaps INO



Abbildung 2.5.1: SWOT-Analyse zum Projektpartner INO. Im Zuge des Projekts wurde sich speziell auf die grün markierten Punkte im Bereich der Schwächen konzentriert, um für diese Punkte eine Lösung zu finden

SWOT-ANALYSE – Forschungsprojekt FlexEncaps SUNPLUGGED

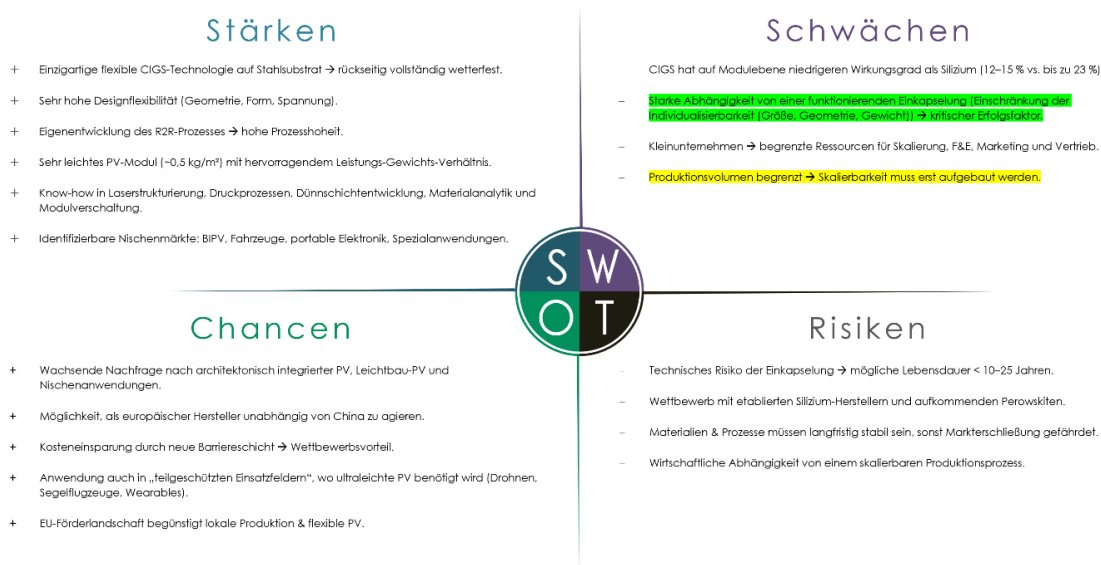


Abbildung 2.5.2: SWOT-Analyse zum Projektpartner Sunplugged. Im Zuge des Projekts wurde sich speziell auf die grün markierten Punkte im Bereich der Schwächen konzentriert, um für diese Punkte eine Lösung zu finden; gelb markierte Punkte wurden berücksichtigt. Lösungen dazu müssten aber in einem Folgeprojekt noch konkret gefunden werden.

SWOT-ANALYSE – Forschungsprojekt FlexEncaps APPD

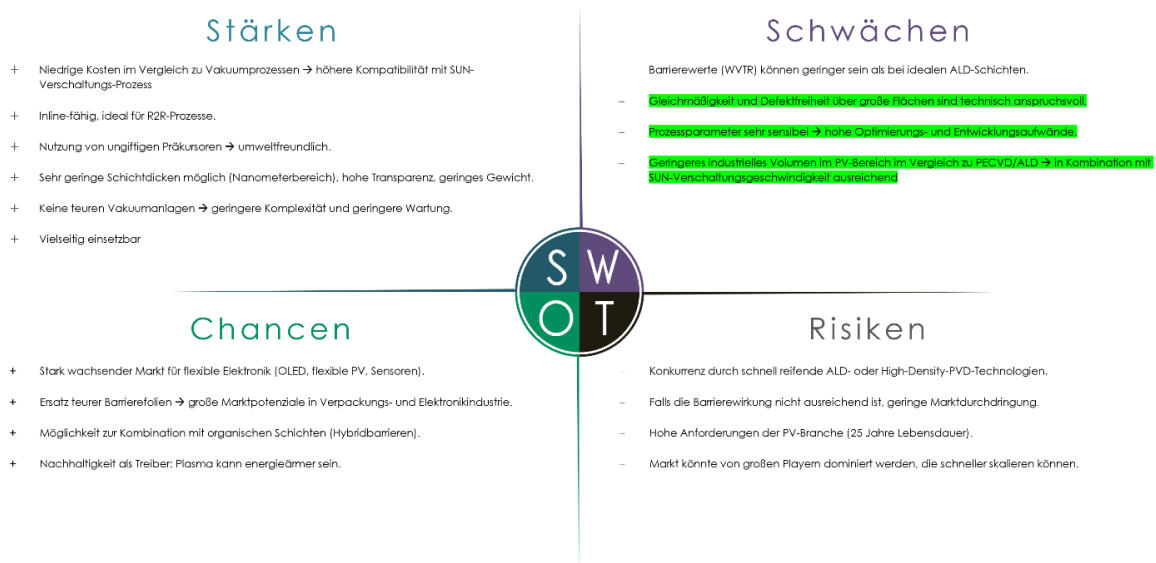


Abbildung 2.5.3: SWOT-Analyse zum Projektpartner Sunplugged. Im Zuge des Projekts wurde sich speziell auf die grün markierten Punkte im Bereich der Schwächen konzentriert, um für diese Punkte eine Lösung zu finden.

SWOT-ANALYSE – Forschungsprojekt FlexEncaps PV/CIGS

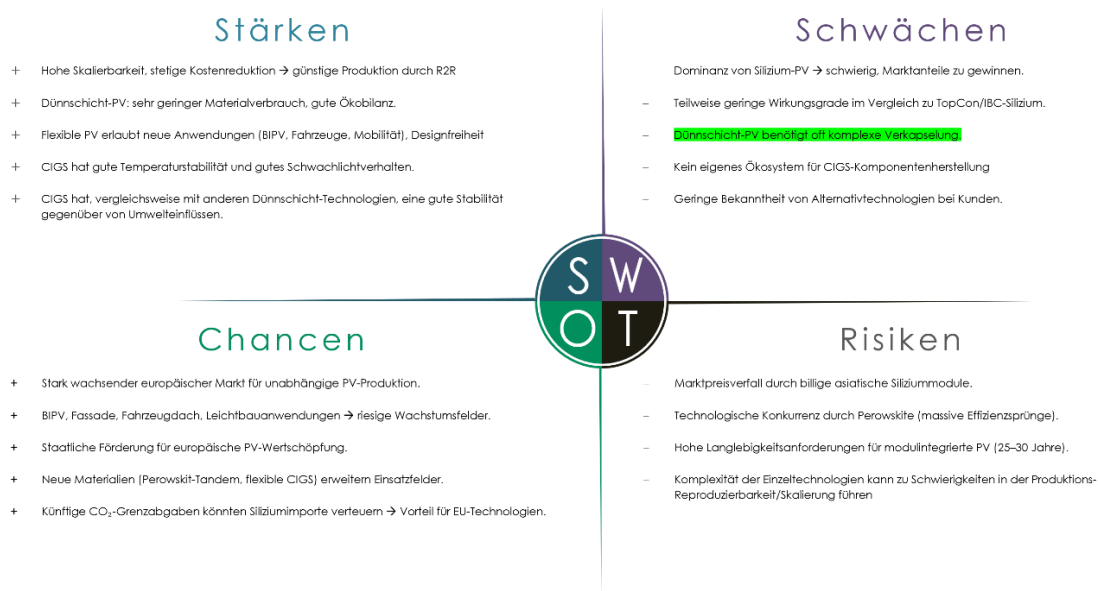


Abbildung 2.5.4: SWOT-Analyse zum Projektpartner Sunplugged. Im Zuge des Projekts wurde sich speziell auf die grün markierten Punkte im Bereich der Schwächen konzentriert, um für diese Punkte eine Lösung zu finden.

Ein zentrales gemeinsames Merkmal aller betrachteten Ansätze ist das hohe Innovations- und Anwendungspotenzial im Bereich flexibler, leichter und integrierbarer Photovoltaiksysteme. Insbesondere für neue Einsatzfelder wie gebäudeintegrierte PV, mobile Anwendungen oder R2R-fähige Modulkonzepte eröffnen die im Projekt untersuchten Verkapselungslösungen attraktive Perspektiven. Gleichzeitig zeigen die SWOT-Analysen, dass die Verkapselung selbst einen der kritischsten Erfolgsfaktoren für die langfristige Funktionalität und industrielle Umsetzbarkeit darstellt.

Beim PV/CIGS-Ansatz steht die Komplexität der Verkapselung im Vordergrund. Dünnschicht-Photovoltaiksysteme sind besonders sensitiv gegenüber Umwelteinflüssen wie Feuchtigkeit, Sauerstoff und mechanischer Belastung, wodurch häufig mehrlagige und technisch anspruchsvolle Verkapselungskonzepte erforderlich sind. Diese erhöhen den Prozess- und Materialaufwand und stellen hohe Anforderungen an die Integration mit flexiblen Substraten. Daraus resultieren Schwächen hinsichtlich Prozesskomplexität und potenzieller Kosten, gleichzeitig ergeben sich jedoch Chancen für neuartige, speziell angepasste Verkapselungslösungen, die eine Vereinfachung bei gleichbleibender Schutzwirkung ermöglichen. Risiken bestehen insbesondere in unzureichender Langzeitstabilität oder eingeschränkter Wirtschaftlichkeit, falls keine geeigneten Kompromisse zwischen Schutzfunktion und Prozessaufwand gefunden werden.

Der APPD-Ansatz ist vor allem durch prozesstechnische Herausforderungen gekennzeichnet. Die SWOT-Analyse zeigt, dass eine hohe Gleichmäßigkeit und Defektfreiheit der Schichten über große Flächen technisch anspruchsvoll sind. Zudem reagieren die Prozesse sehr sensibel auf Änderungen der Prozessparameter, was zu erhöhten Optimierungs- und Entwicklungsaufwänden führt. Im Vergleich zu etablierten Verfahren wie PECVD oder ALD ist das industrielle Produktionsvolumen von APPD im Photovoltaikbereich derzeit geringer. In Kombination mit den bei Sunplugged vorherrschenden Geschwindigkeiten für die Modulverschaltung (30-40 min/m) erscheint das Verfahren grundsätzlich ausreichend leistungsfähig, ist jedoch noch mit Unsicherheiten hinsichtlich Skalierbarkeit verbunden. Gleichzeitig bietet APPD aufgrund seiner Flexibilität und Eignung für temperaturempfindliche Substrate erhebliche Chancen für innovative Verkapselungskonzepte, sofern die Prozessstabilität weiter verbessert und die industrielle Anbindung gestärkt werden kann.

Gleichzeitig eröffnen sich Chancen durch gezielte Weiterentwicklungen der Prozessketten oder den Ausbau von Anlagenkapazitäten, um die Übertragbarkeit in industrielle Maßstäbe zu verbessern. Risiken bestehen vor allem dann, wenn diese Skalierung nicht erreicht werden kann und dadurch die Wettbewerbsfähigkeit gegenüber alternativen Verkapselungstechnologien eingeschränkt bleibt.

Insgesamt verdeutlicht die kombinierte SWOT-Analyse, dass die im Projekt FlexEncaps untersuchten Ansätze unterschiedliche, sich ergänzende Stärken und Schwächen aufweisen. Während beim PV/CIGS-Ansatz die funktionale Schutzwirkung der Verkapselung im Mittelpunkt steht, liegen die Herausforderungen bei APPD primär in der Prozesssensitivität und industriellen Skalierung. Der INO-Ansatz bringt zusätzliche Innovationspotenziale ein, ist jedoch derzeit noch durch mögliche Kapazitätsgrenzen limitiert. Die Ergebnisse der SWOT-Analysen liefern damit eine fundierte Grundlage für die Bewertung des technologischen Reifegrads und zeigen klar auf, in welchen Bereichen weiterer Forschungs- und Entwicklungsbedarf besteht. Das Projekt FlexEncaps leistet somit einen wesentlichen Beitrag zur strategischen Weiterentwicklung zukunftsfähiger Verkapselungslösungen für flexible Photovoltaikanwendungen.

Im Rahmen von Task 5.1 und 5.2 wurden parallel zur technologischen Entwicklung und SWOT-Analyse eine vertiefende Marktanalyse durchgeführt, um das Entwicklungsrisiko und das wirtschaftliche Entwicklungspotenzial der im Projekt FlexEncaps untersuchten Barrierekonzepte zu bewerten.

Ergebnisse der Marktanalyse und wirtschaftliches Entwicklungspotenzial

Parallel zur SWOT-Analyse wurde eine Marktanalyse gestartet, in der die globale Marktgröße und das Marktpotenzial von CIGS-basierten Solarzellen und -modulen im internationalen Kontext untersucht wurden. Dabei wurden relevante Anwendungen und Produkte identifiziert sowie Marktpotenzialberechnungen auf Basis aktueller Marktdaten (Datenbasis 2024) durchgeführt.

Ein zentrales Ergebnis der Analyse ist der hohe Kostenanteil der Barrierschichten im derzeitigen Standardprozess von CIGS-Zellen. Insbesondere ALD-basierte Barrierschichten (z. B. Al_2O_3) verursachen etwa 40–50% der Gesamtkosten der CIGS-Zellen. Demgegenüber zeigen plasmabasierte Barrierschichten ein deutlich geringeres Kostenniveau, mit einem Kostenanteil von unter 5% der Gesamtkosten. Daraus ergibt sich ein erhebliches Einsparungspotenzial, insbesondere für großflächige und Rolle-zu-Rolle-fähige Produktionsprozesse.

Die Marktpotenzialberechnung verdeutlicht, dass insbesondere im Bereich flexibler CIGS-Module ein hohes wirtschaftliches Potenzial für alternative, kosteneffiziente Barrierekonzepte besteht. Die Inline-Fähigkeit und Skalierbarkeit plasmabasierter Prozesse ermöglichen eine einfache Integration in bestehende Fertigungslinien und adressieren damit zentrale Anforderungen der Industrie.

Go-to-Market-Ansatz und Vermarktungsperspektive

Ergänzend zur Marktanalyse wurde im Konsortium ein potenzielles Go-to-Market-Konzept entwickelt. Dieses sieht eine schrittweise Markteinführung entlang der Wertschöpfungskette vor. CIGS-Modulhersteller fungieren dabei als Pilotanwender mit Fokus auf die Implementierung in Rolle-zu-Rolle-Prozesse und die Skalierung in Richtung Serienfertigung. Die Technologieentwicklung konzentriert sich auf eine weitere Reduktion der Prozesskosten bei gleichzeitiger Sicherstellung ausreichender Barriereigenschaften und hoher Prozessstabilität.

Integrations- und Automatisierungspartner unterstützen die industrielle Umsetzung durch modulare und skalierbare Anlagenkonzepte, während Forschungspartner die kontinuierliche Optimierung und Validierung der Prozesse begleiten. Dieses abgestimmte Vorgehen reduziert Markteintrittsrisiken und adressiert potenzielle Kundenskepsis durch belastbare Demonstratoren, Testdaten und dokumentierte Prozessstabilität.

Abschätzung des Entwicklungsrisikos und -potenzials

Die identifizierten Entwicklungsrisiken betreffen primär die Barriereperformance im Vergleich zu etablierten ALD-Schichten, die industrielle Akzeptanz neuer Prozesse sowie den internationalen Wettbewerbsdruck. Diese Risiken werden durch gezielte Material- und Prozessoptimierung, eine klare Kosten-Nutzen-Argumentation sowie durch die frühzeitige Einbindung industrieller Anwender adressiert.

Insgesamt zeigen die Ergebnisse ein hohes Entwicklungspotenzial für plasmabasierte Barrierschichten als wirtschaftlich attraktive Alternative zu kostenintensiven ALD-Prozessen. Die Kombination aus signifikantem Kostensenkungspotenzial, industrieller Integrierbarkeit und einem klar definierten Go-to-Market-Ansatz bildet eine solide Grundlage für eine Weiterführung und industrielle Verwertung der im Projekt FlexEncaps entwickelten Technologien.

Task 5.3 - Verwertungsstrategie

Das Potenzial der in diesem Sondierungsprojekt entwickelten Beschichtung wurde von den Projektpartnern als sehr hoch eingestuft. Im Projekt wurden unterschiedliche Entwicklungsschwerpunkte identifiziert, welche für eine Weiterentwicklung und Anwendung im finalen Produkt notwendig sind.

Deshalb wurde entschieden ein gemeinsames Folgeprojekt mit weiteren Partnern auf diesem Gebiet einzureichen. Eine erste Einreichung in der FFG-Ausschreibung „Energieforschung 2024“ fand bereits nach der ersten Hälfte der Projektlaufzeit (März 2025) statt. Diese erfüllte zwar die Bewertungskriterien, wurde aber aufgrund der Reihung und der mangelnden zur Verfügung stehenden Fördermittel nicht gefördert. Daraufhin wurde eine neue Projekteinreichung im Call der FFG-Energieforschung (ALFRED) getätigt, bei denen die Förderentscheidungen noch ausständig ist.

In der Folge der Verwertungsstrategie wurden 4 Dienstreisen unternommen, um Neuentwicklung mit potentiellen Anwendern und Projektpartnern zu diskutieren:

- Smart Surface Summit 2025 in Wr. Neustadt (22.10.2025): Fokus auf nachhaltige, smarte und funktionelle Oberflächen; Diskussionen mit potenziellen regionalen Unternehmen in unterschiedlichen Bereichen der Wertschöpfungskette
- CADFEM Conference 2025 in Salzburg (04.11.2025): Fokus lag auf den Trends und Innovationen in der numerischen Berechnung von Multiphysics-Aufgabenstellungen (ANSYS 2025 R3) durch starke Koppelung. Dies wäre ein einfacher Ansatz für einen Digitalen Zwilling in einem potenziellen Folgeprojekt.

- Treffen der Oberflächenexperten an der JKU Linz (04.11.2025): Fokus auf Dünnschichttechnik im Bereich von Barrierschichten und Oberflächenbehandlungen
- #141 AustrianStartups Stammtisch-Spin & Scale into Marketgrowth in Wien (18.11.2025): Pitch der Projektidee und Gespräche mit jungen Start-Ups bezüglich Wertschöpfung und österreichischer Umsetzung

3. Beitrag der Projektergebnisse zur Nachhaltigkeit

Im Projekt FlexEncaps wurde eine Barrierschicht für die Einkapselung von flexiblen PV-Modulen evaluiert und aufgrund der positiven Projektergebnisse ist eine Weiterentwicklung dieser Technologie hin in Richtung Markteinführung geplant. Die Entwicklung einer solchen Schicht trägt in mehrerlei Hinsicht zur Nachhaltigkeit bei.

Die Barrierschicht selbst:

- Beschichtung ohne Lösungsmittel
- Schicht enthält keine fluorhaltigen Additive im Gegensatz zu State-of-the-Art Folien, die aktuell zur Verkapselung von flexiblen PV-Modulen verwendet werden
- Schicht hat eine gute Recycling-Fähigkeit
- Sehr geringer Materialbedarf ☐ Ressourcenschonend

Aufgrund der kostengünstigen Produktion und der hohen Flexibilität der Schicht, des geringen Gewichts sowie der leichten R2R Prozessierbarkeit, die keine Einschränkung hinsichtlich der individuellen Fertigung der PV-Module bildet, ermöglicht diese Schicht den Markteinstieg für flexible, kundenindividuelle PV-Module:

- Produktion erneuerbarer Energie (insbesondere im Bereich der integrierten PV)

Die betrachtete Barrierschicht konnte zwar im Projekt noch nicht auf Marktreife-Niveau gehoben werden, soll aber nach Beendigung des Projekts in diese Richtung weiterentwickelt werden und somit Sunplugged den Einstieg in den Markt mit einem extrem flexiblen und wetterbeständigen PV-Modul eröffnen. Durch den Markteinstieg mit diesem PV-Produkt kann ein großer Beitrag zu den im Antrag genannten Zielen geleistet werden:

Zugang zu bezahlbaren, verlässlichen und modernen Energiedienstleistungen sichern:

- Durch die in dem Projekt entwickelte Schicht, kann der Preis von Sunplugged's PV-Modulen deutlich gesenkt werden und somit ein PV-Produkt auf den Markt gebracht werden, das für jeden leistbar ist.

Anteil erneuerbarer Energie (global) deutlich erhöhen

- Durch die hohe Flexibilität in Größe und Form können zusätzliche Strukturen für die PV-Belegung eröffnet werden, was die gesamte vorhandene PV-Infrastruktur erhöht (und somit den Anteil an erneuerbarer Energie).

Umgehende Bekämpfung des Klimawandels und seiner Auswirkungen

- Durch den Zugang zu günstiger erneuerbarer Energie sowie die Erhöhung des Anteils an erneuerbarer Energie kann ein großer Beitrag zur Bekämpfung des Klimawandels geleistet werden.

Städte und Siedlungen inklusiv, sicher, widerstandsfähig und nachhaltig gestalten & Umweltbelastung, die von Städten ausgeht, senken (Luftqualität und Abfallbehandlung)

- Durch die hohe Flexibilität und die Eröffnung neuer, insbesondere integrierter Strukturen für die PV-Belegung, können insbesondere in dicht bebauten Gebieten, die für PV zur Verfügung stehenden Flächen erhöht werden und somit Städte und Siedlungsgebiete nachhaltiger gestaltet werden. Somit kann auch die von den Städten ausgehende Umweltbelastung gesenkt werden.