

# Ertragssteigerung durch bifaciale Modultechnologie

M. Kutzer<sup>1</sup>, A. Fülle<sup>1</sup>, A. Jahnke<sup>1</sup>, J. Becker<sup>1</sup>, H. Hahn<sup>1</sup>, S. Wendt<sup>1</sup>, D.H. Neuhaus<sup>1</sup>, A. Witzig<sup>2</sup>,  
L. Kunath<sup>3</sup>, U. Stöckli<sup>3</sup>

1 SolarWorld Innovations GmbH, Berthelsdorfer Str. 111a, 09599 Freiberg

2 Zürcher Hochschule für angewandte Wissenschaften Wildbachstr. 21, 8400 Winterthur

3 Vela Solaris; Stadthausstr. 125; 8400 Winterthur

Kontakt: Martin Kutzer, 03731 301 1418; martin.kutzer@solarworld.com

## 1 Einleitung

Die Idee eines bifacialen Modulansatzes, mit einer neben der Frontseite aktiven Modulrückseite existiert schon sehr lange, seitdem existieren auch verschiedenste Konzepte, die den Mehrertrag dieser Technologie prognostizieren. So wurde bereits 1982 von einem bifacialen Mehrertrag von über 50 %, der durch die Nutzung eines komplexen Reflektors hinter einem bifacialen Modul erzielt wurde, berichtet [1]. Nichts destotrotz blieb die bifaciale Modultechnologie bis zuletzt immer ein Nischenprodukt mit einem sehr geringen Marktanteil von kleiner 5 % in 2014 [2]. Dies lag vor allem daran, dass viele bifaciale Ansätze auf kostenintensiven n-type Siliziumsubstraten [3, 4, 5] oder komplexen Prozessen, wie der Hetero-Junction Solarzelle [6, 7], basieren. Zu diesen aufwendigen Zellprozessen kam die Herausforderung eine transparente Rückseitenabdeckung des Solarmoduls zu realisieren.

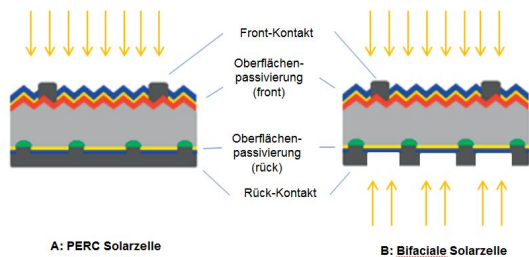
SolarWorld gelang es eine bifaciale Solarzelle auf Basis des kosteneffizienten PERC-Verfahrens (Passivated Emitter and Rear Cell) zu entwickeln [8], die 2015 erfolgreich in die Volumenproduktion implementiert werden konnte. Dieser neuartige Ansatz der Solarzell-Technologie wird mit bewährter Glas-Glas-Einkapselung vereint und stellt damit einen innovativen Produktansatz dar, dem ein hohes Potential zur Senkung der solaren Stromgestehungskosten inne wohnt.

In dieser Arbeit werden die Technologiebausteine im Bereich Solarzellen- und Modulfertigung erläutert, die das bifaciale Modul ermöglichen. Weiterhin wird auf das

Wirkprinzip eines bifacialen Moduls eingegangen und Ertragssimulationen dargestellt, welche mit ersten Felddaten validiert werden. Schließlich wird die Implementierung der neuen Technologie in einem Planungswerkzeug vorgestellt, welches die Berechnung der bifacialen Mehrerträge für verschiedene Montage-Varianten ermöglicht und damit die korrekte Auslegung des PV-Systems sicherstellt.

## 2 Die bifaciale Solarzelle auf Basis der PERC Technologie

SolarWorld ist einer der ersten vollintegrierten PV-Modul Hersteller, der die PERC-Zelltechnologie als industrielle, kosteneffiziente Hochleistungssolarzelle auf Basis von kristallinem p-type Silizium in die Volumenproduktion implementiert hat. Die Kapazitäten dieses innovativen Zellansatzes wurden seit 2012 kontinuierlich erweitert und die Entwicklung des Prozesses erfolgreich vorangetrieben. Dies konnte zuletzt 2015 durch einen neuen Wirkungsgrad-Weltrekord von 21,7 % demonstriert werden [9]. Ein weiterer Entwicklungszweig, der auf dieser bekannte Zelltechnologie aufsetzt, ist die bifaciale Technologie der SolarWorld. Die schematischen Darstellungen der beiden Zelltypen sind in Abbildung 1 ersichtlich. Beide Solarzellen zeichnen sich durch eine dielektrische Passivierungsschicht auf der Rückseite der Solarzelle aus. Diese Schicht wird mittels lokaler Laser-Ablation geöffnet, so dass siebgedruckte Rückseitenkontakte die Solarzellenbasis lokal kontaktieren können.



**Abbildung 1: Querschnitt einer PERC Solarzelle (A) und einer bifacialen Solarzelle (B).**

Abbildung 2 zeigt ein Bild der Vorderseite (links) und der Rückseiten (rechts) einer bifacialen Solarzelle. Dabei wird deutlich, dass der wesentlich Unterschied zur PERC-Zelle in einer angepassten Rückseitenmetallisierung besteht. Die vollflächige Aluminium-Metallisierung der PERC-Zelle wird durch ein Metallisierungsgitter, ähnlich dem auf der Vorderseite der Solarzelle aufgebrachtten Muster, ersetzt. Dieses erlaubt es nun auch Licht über die Rückseite in die Solarzelle zu gelangen und so zur Stromerzeugung beizutragen.



**Abbildung 2: Bifaciale Solarzelle (links: Blick auf Vorderseite, rechts: Blick auf Rückseite).**

Durch den Wechsel von einer vollflächigen Metallisierung hin zu einem Metallisierungsgitter auf der Rückseite wird der Serienwiderstand der Solarzelle erhöht. Damit erreicht die bifaciale Solarzelle eine um ca. 0,5%<sub>rel</sub> reduzierte Vorderseiten-Leistung. Diese zusätzlichen Verluste werden in nächsten Entwicklungsstufen adressiert. Ein Ansatz hierfür ist die 5-Busbar-Technologie, welche neben der Reduktion der Ohm'schen Verluste in der Vorderseiten-Metallisierung der PERC-Zelle auch positive Effekte für die bifaciale Zellrückseite bietet und somit die noch

vorhandene Leistungslücke deutlich reduzieren kann [8].

### **3 Bifaciale Modultechnologie**

Um die Eigenschaft der aktiven Zellrückseite sinnvoll ins Solarmodul integrieren zu können, ist eine transparente Rückseite erforderlich. Dafür eignet sich wiederum die bekannte Modultechnologie der Glas-Glas-Einkapselung mit ihrer impliziten rückseitigen Transparenz. Damit profitiert die bifaciale Solarzelle neben einem hocheffizienten Zellansatz auch von den bekannten Vorteilen eines Glas-Glas-Modules (höhere mechanische Widerstandsfähigkeit, geringere Degradation, längere Lebensdauer). In Abbildung 3 ist ein bifaciales Solarmodul in der Produktionslinie abgebildet. Es ist die Rückseite eines noch ungerahmten, bifacialen Moduls zu sehen. Für die Verschaltung der Zellen wird noch die 3-Busbar-Technologie verwendet.



**Abbildung 3: Bifaciales Laminate in Produktionslinie (Blick auf Rückseite).**

Neben der Vorderseitenleistung  $P_{mpp,front}$  wird ein bifaciales PV-Modul durch die Bifacialität  $B$  charakterisiert. Die Bifacialität ist als das Verhältnis der Rückseiten- und Vorderseitenleistung – jeweils unter Standard Test Bedingungen (STC) ermittelt – definiert:

$$B = \frac{P_{mpp,rear}}{P_{mpp,front}} \quad (1)$$

Die erste Generation bifacialer Serienmodule (*SunModule Bisun SW 275 duo*) erreicht bei einer Vorderseitenleistung von 275 W eine Bifacialität von 65 %.

In weiteren Entwicklungsstufen konnten im Labormaßstab bereits  $B > 80\%$  demonstriert werden [8].

Die Ermittlung der Nennleistung des Moduls erfolgt dabei ohne die Berücksichtigung von Rückseiteneffekten. Dafür wurden die Flasher in den Fertigungsstätten durch entsprechende Erweiterungen derart modifiziert, dass während der Leistungsmessung kein Licht auf die Rückseite des Moduls fällt. So ist sichergestellt, dass das Modul unabhängig vom späteren Einsatzort und Montageweise, deren Einflüsse im Folgenden noch erläutert werden, bewertet wird. Der Mehrertrag, der im Feld generiert wird, wird also nicht bei der Angabe der Vorderseiten-Leistung berücksichtigt.

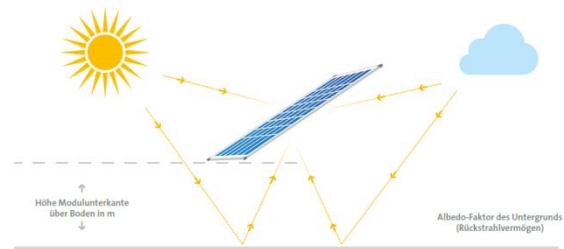
#### **4 Bifacialer Mehrertrag - EnergyBoost**

Durch die transparente und aktive Rückseite der bifacialen Solarmodule kann im PV-System gegenüber monofacialen Systemen ein erhöhter Energieertrag  $E$ , gemessen in kWh/kWp der STC Vorderseitenleistung, generiert werden. Zur quantitativen Bewertung des Mehrertrages eines bifacialen Systems gegenüber einem identischen monofacialen System wird ein neuer Parameter, der EnergyBoost definiert. Dieser beschreibt dabei den spezifischen Ertragsvorteil eines bifacialen PV-Moduls gegenüber einem monofacialen PV-Modul und wird wie folgt berechnet:

$$EB = \frac{E_{bifacial}}{E_{monofacial}} \quad (2)$$

Der Mehrertrag hängt von einer Reihe von Einflussgrößen, wie der Bifacialität der Module, der Geometrie der Aufständigung (Reihenabstand, Höhe, Anstellwinkel, Ausrichtung) Rückstreuvermögen des Untergrunds, Geographischer Lage, Klima, ... ab. Direktes oder diffuses Licht wird unterhalb des PV-Moduls rückgestreut und erreicht in einem gewissen Anteil die Rückseite des Moduls.

Der Effekt ist in Abbildung 4 schematisch dargestellt.



**Abbildung 4: Schematische Darstellung einer bifacialen Modulinstallation.**

Als wichtigste Einflussgrößen auf den Mehrertrag bifacialer Module wurden das Rückstreuvermögen des Untergrundes und die Höhe der Module über diesem identifiziert. Im Folgenden werden diese beiden Parameter näher beschrieben.

##### **4.1 Albedo**

Die Albedo beschreibt die reflektierenden und streuenden Eigenschaften des Untergrundes. Sie definiert sich aus dem Verhältnis der reflektierten Strahlung zu der eingestrahlenen. Die Albedo besitzt keine Einheit und wird üblicherweise in Prozent ausgedrückt.

In der Realität erstrecken sich die Albedo-Werte von  $< 10\%$  für schwarze Bitumendachbahnen, über  $23\%$  für Gras bzw. verwitterten Beton bis zu  $> 90\%$ . Letzterer Wert ist der bisher, für den dauerhaften Einsatz im Außenbereich, höchste technisch ermittelte und wurde durch den Einsatz einer Dachisolationsmembran der Firma Renolit (Alkorbright) [11] erreicht.

In der Regel eignen sich für eine erste Abschätzung Literaturwerte. In der Regel eignen sich für eine erste Abschätzung Literaturwerte, jedoch ist bei deren Nutzung zu beachten, dass diese oftmals nicht für den nutzbaren Spektralbereich einer kristallinen Solarzelle ermittelt wurden und entsprechende Abweichungen zu erwarten sind. Diese theoretischen bzw. gemittelten Werte können, zudem deutlich durch Alterung, Feuchte, Verschmutzung und Textur des Untergrundes beeinflusst sein.

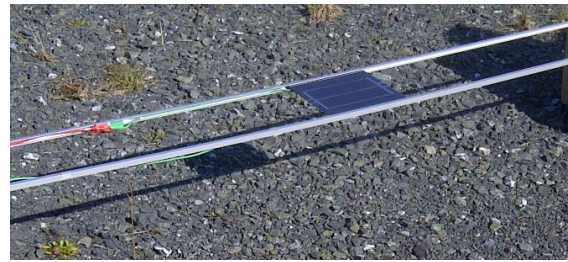
Ein weiß geschotterter Untergrund kann, je nach durchschnittlicher Größe der Kieselsteine, in seinem Albedo-Wert um bis zu  $30\%$  schwanken. Eine zu grobe Textur kann, selbst bei einem mikroskopisch gesehen gutem Reflexionswert, zu einem zusätzlichen

internem Lichteinfang führen und somit die absolute (für das Solarmodul relevante) Albedo verringern. Reflektiertes Licht wird dann in einem höheren Anteil in die offenporige Oberfläche gestreut und steht nicht mehr zur Verfügung.

Somit ist die Bestimmung des Albedo-Wertes durch eine Messung vor Ort wesentlich genauer und für eine zuverlässige Ertragsvorhersage immer zu bevorzugen.

Die Messung vor Ort kann mit einem Pyranometer standardisiert erfolgen [12], oder unter Verwendung eines Reflektometers durchgeführt werden.

Eine spezifischere Messung kann unter Verwendung eines Solarmoduls, z. B. eines Ein-Zell-Laminats erfolgen, das eine bifaciale Solarzelle enthält (Abbildung 5). Diese Vorgehensweise stellt zugleich sicher, dass die Messung nur im relevanten Spektralbereich erfolgt. Für die Messung muss sichergestellt werden, dass kein Licht über die Rückseite in das Modul gelangen kann und der ausgewählte Messplatz für die spätere Installation repräsentativ ist. Das Modul wird zunächst an einer Haltekonstruktion mit der Sonnenseite noch oben, parallel zum Boden ausgerichtet und der Kurzschlussstrom  $I_{sc,sky}$  ermittelt. Im Anschluss wird das Modul am selben Punkt mit der Sonnenseite dem Boden zugewandt und wiederum der Kurzschlussstrom  $I_{sc,ground}$  bestimmt. Um den Einfluss des Schattenwurfs des Messmoduls gering zu halten ist darauf zu achten, dass die Fläche des zu messenden Untergrunds und die Höhe des Messmoduls über dem Untergrund ausreichend groß und der Untergrund im Wesentlichen eben und horizontal sind. Zu bevorzugen sind Messzeitpunkte mit ausreichend schrägem Lichteinfall um den Schatten des Messmoduls zusätzlich weg vom Messbereich zu schieben. Als geeignete Messbedingungen haben sich bei einer Modulgröße von 20x20 cm, eine Höhe von 30 cm über dem Boden und eine Messfläche von mindestens 2 m Durchmesser erwiesen.



**Abbildung 5: Testaufbau für Albedo Messung mittels Solarmodul.**

Die Berechnung des Albedo-Wertes erfolgt über folgende Formel:

$$\text{Albedo} = \frac{I_{sc,sky}}{I_{sc,ground}} \quad (3)$$

Es wurden umfangreiche Messungen auf dem Testgelände der Solarworld und in den diversen Pilotinstallationen durchgeführt. Ein Ausschnitt der Ergebnisse ist in Tabelle 1 dargestellt.

**Tabelle 1: gemessene Albedo-Werte verschiedener Untergründe.**

Testfläche	Albedo
Rasen	23%
Verwitterter Beton	16%
Weißer Farbe auf verwittertem Beton 1 Anstrich / mehrere Anstriche (Abbildung 6 A)	63% / 89%
Weißer Kies (Abbildung 6 B)	27%
Weißes Trapezblech	56%
Graues Trapezblech	32%
Weißer Dachbahn	80%



**Abbildung 6: Albedo Test-Untergründe - A: weiß getünchter Beton, B: weißer Kiess.**



Der Albedo-Wert unterliegt aber nicht nur dem Einfluss der spezifischen Textur. Auch die Alterung über die Zeit durch Bewetterung, Abrasion und Pflanzenbewuchs gilt es zu erfassen und für den Ertrag zu bewerten. Für Auswirkungen von standortabhängigen Umwelteinflüssen auf den Albedo-Wert über die Lebensdauer eines Solarsystems geben Literaturwerte [13] in Tabelle 2 Aufschluss.

**Tabelle 2: Albedo-Werte in Abhängigkeit von Ort und Art der Alterung (am Beispiel weißer Dachmembranen) [13]**

Nr.	Standort	unverwittert	un-gereinigt	ab-gewischt	ab-gespült	mit Reini-gungs-mittel gereinigt	mit Algen-entferner gereinigt
1	Springfield, MA	80%	54%	68%	70%	77%	82%
2	Springfield, MA	82%	55%	73%	72%	76%	77%
3	Lancaster, CH	81%	59%	76%	75%	80%	81%
4	Heath, CH	80%	57%	72%	72%	78%	79%
5	West Hampton,	79%	71%	71%	71%	73%	77%
6	West Hampton,	81%	69%	69%	71%	72%	77%
7	Plantation, FL	82%	35%	43%	64%	65%	79%
8	Plantation, FL	79%	32%	42%	59%	68%	80%

Speziell Effekte wie Ablagerungen unterhalb der Module bzw. eine Alterung des Untergrundes (zutreffend bei modifizierten Untergründen wie weiße Farbe/ Membranen/ Bleche) können den Albedo-Wert und somit die Erträge des Systems beeinflussen. Dabei spielt der Standort der Installation eine große Rolle. Ablagerungen lassen sich meist durch einen Regenschauer wegspülen. In Gegenden mit geringen Niederschlägen und hohem Ablagerungsgrad (aride) sind Kosten für eine Reinigung des Untergrundes denen des Mehrertrages entgegenzusetzen, um eine individuelle Optimierung des Systems (Kosten vs. Ertrag) zu ermöglichen.

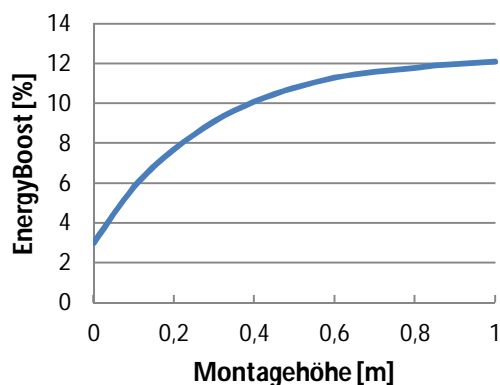
#### 4.2 Montagehöhe

Die zweite Haupteinflussgröße ist die Montagehöhe der Module. In dieser Arbeit meint Montagehöhe immer die Höhe der unteren Vorderkante der Moduls über dem Boden (siehe Abbildung 4).

Abbildung 7 zeigt den EnergyBoost in Abhängigkeit der Montagehöhe. Das dabei zugrunde gelegte System ist an das Konzept in Abbildung 11 angelehnt. Die Module sind einreihig quer montiert und mit 30° angestellt. Der Reihenabstand beträgt 2,5 m, die

Reflexion des Untergrunds ist mit einer Albedo von 40 % berücksichtigt.

Bereits für eine bodennahe Montagehöhe von < 20 cm können Mehrerträge bis zu 7,7 % realisiert werden. Für eine Montagehöhe von 1 m werden ca. 12 % erwartet.



**Abbildung 7: Energy Boost bei variabler Höhe in einem bifacialen System (SunModule Bisun SW 275 duo, landscape montiert, nach Süden ausgerichtet, 30° angestellt, 2,5 m Reihenabstand (Abstand der Vorderkante der ersten Reihe zur Vorderkante der zweiten Reihe), 40% Albedo)**

Der Anstieg des spezifischen Mehrertrags reduziert sich mit steigender Systemhöhe.

Die theoretischen Grundlagen der Simulationspunkte aus Abbildung 7 wird im nächsten Abschnitt erläutert.

#### 5 EnergyBoost Berechnung

Die Simulation des bifacialen Mehrertrags wurde mit Unterstützung des Fraunhofer Instituts für Solar Energiesysteme ISE durchgeführt. Die Ermittlung des auf die Rückseite einfallenden Lichtes erfolgt dabei über ein Rückwärts-RayTracing-Modell auf Basis von Radiance [14]. Auf diese Weise wurden die jährlichen Mehrerträge für definierte Installationsgeometrien simuliert. Diese Stützstellen dienen als Basis für ein empirisches Modell, das die Interpolation innerhalb definierter Grenzen erlaubt. Der EnergyBoost  $EB$  errechnet sich dabei wie folgt:

$$EB = Albedo \cdot Bifacialität \cdot s \cdot \left[ a \cdot \left( 1 - \frac{1}{\sqrt{A}} \right) \cdot \left( 1 - e^{-\frac{bH}{A}} \right) + c \cdot \left( 1 - \frac{1}{A^4} \right) \right]$$

$a = 1,03$      $b = 8,69$      $c = 0,12$      $s = 0,95$   
 $A = \frac{\text{Reihenabstand}}{\text{Tischbreite}}$      $H = \frac{\text{Montagehöhe}}{\text{Tischbreite}}$

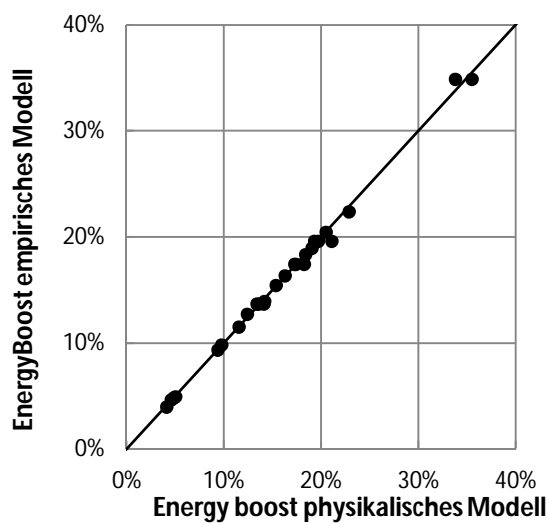
(4)

Wobei  $a, b, c$  Parameter des empirischen Modells sind und  $s$  einen Faktor für die Berücksichtigung von Verschattungseffekten der Rückseite durch das Gestell darstellt.

$A$  ist der Reihenabstand und  $H$  die Montagehöhe, jeweils normiert über die Tischbreite (siehe Abbildung 9).

Die Variation der Modulneigung im Bereich von  $10 - 30^\circ$  weist nahezu keinen Einfluss auf den Mehrertrag auf – weshalb dieser Parameter nicht in die Interpolation einfließt.

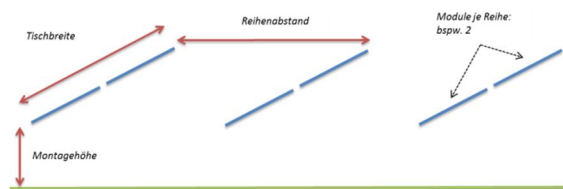
Die Korrelation der beiden Modelle an den gewählten Stützpunkten zeigt Abbildung 8.



**Abbildung 8: Validierung der mittels Rückwärts-Raytracing ermittelten physikalischen Werte gegen das empirische Interpolationsmodell**

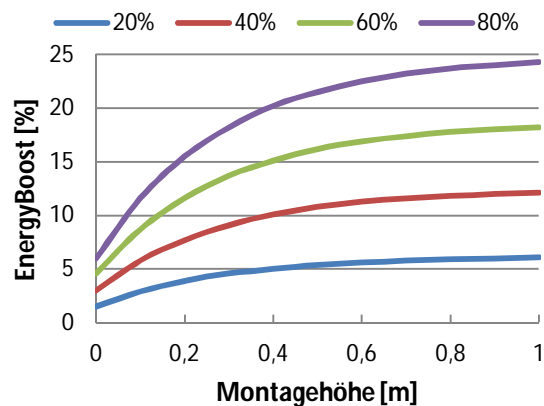
Damit wird die Berechnung für eine Vielzahl von Installationen möglich. Folgende Installations-Parameter können variiert werden:

- Modulorientierung (landscape oder porträt)
- Installationsart (1-reihig; 2-reihig, 3-reihig, 4-reihig)
- Reihenabstand
- Montagehöhe
- Albedo des Untergrundes
- Modulneigung (in den Grenzen  $10-30^\circ$  ohne relevanten Einfluss)



**Abbildung 9: Übersicht über die geometrischen Variablen des Modells zur Berechnung des EnergyBoost.**

Als Beispiel ist die Variation der Albedo und der Höhe einer 1-reihigen Montage in Abbildung 10 dargestellt. Die Anlage ist dabei erneut angelehnt an eine typische Aufdachinstallation (vgl. Abbildung 11). Dabei wird deutlich, dass mit entsprechender Auslegung der Dacheindeckung, bspw. durch eine hochreflektive Dachbahn mit Albedo oberhalb 80 % Mehrerträge von 20 % bereits ab einer Installationshöhe von 40 cm möglich sind.



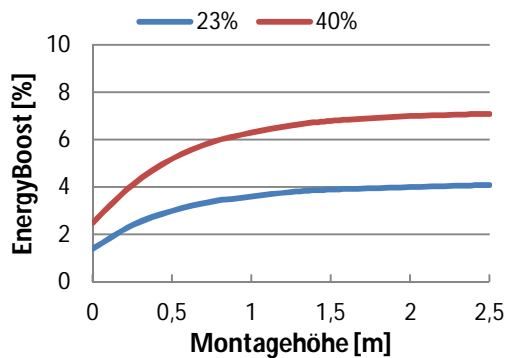
**Abbildung 10 Variation von Albedo und Montagehöhe einer typischen Dachanlage (quer montierte SunModule Bisun SW 275 duo,  $30^\circ$  angestellt, 2,5 m Reihenabstand)**



**Abbildung 11: Flachdachsystem**

Für typische Freifeldinstallation (vgl. Abbildung 13) ist in Abbildung 12 eine Variation der Montagehöhe und des Albedo

durchgeführt wurden. Die hier verwendeten Albedo-Werte repräsentieren eine Wiese mit 23% und Sand/Wüste mit 40%. Das simulierte System ist eine 2-reihige Installation. Auch hier können Mehrerträge von mehr als 5% bereits für Installationshöhen von  $> 0,5$  m erreicht werden.



**Abbildung 12:** Variation von Albedo und Montagehöhe einer typischen Freifieldanlage (2-reihig, hochkant montierte SunModule Bisun SW 275 duo, 30° angestellt, 5 m Reihenabstand)



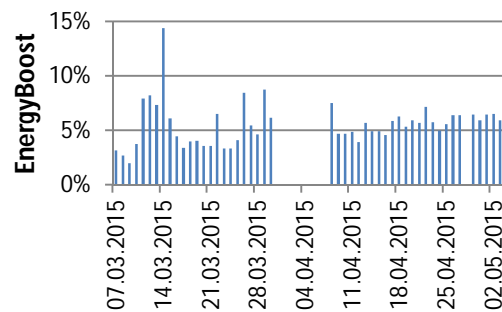
**Abbildung 13** Typische Freifield-Installation, 2-reihig, portrait-Orientierung

## 6 Validierung des Modells mit Freifelddaten

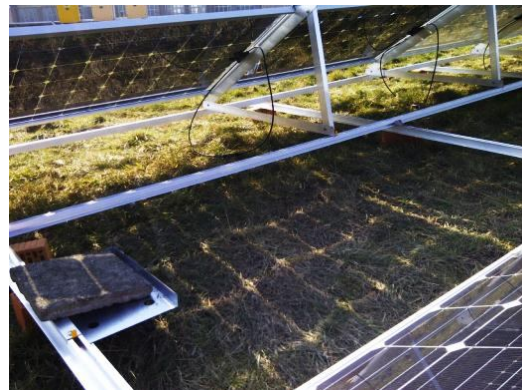
Die ersten Module aus der Pilotierung der neuen Generation wurden genutzt um den Mehrertrag auch im Feld nachzuweisen. Dafür wurden die Module auf vorher Albedovermessenen Untergrund installiert und mit Modulwechselrichtern [15] versehen, die ein Einzelmodul-Monitoring ermöglichen. Als Referenz wurde immer mindestens ein monofaciales PERC Modul installiert, so dass der EnergyBoost als direkter Vergleich ermittelt werden konnte.

In Abbildung 15 ist die erste Pilotinstallation mit Blick unter die Module dargestellt. Nach dem empirischen Modell wird ein EnergyBoost von 5,2% errechnet. Die Messung über Zeitraum

von 03/2015 – 05/2015 bestätigte den berechneten Wert mit einem mittleren Mehrertrag von 5,4 %. In Abbildung 14 ist der tägliche Mehrertrag aufgetragen. An Tagen ohne Werte (Ende März) ist das Messsystem ausgefallen. Im Anschluss an den hier dargestellten Zeitraum wurde die Anlage umgebaut.



**Abbildung 14:** Täglicher bifacialer Mehrertrag in Pilotanlage I

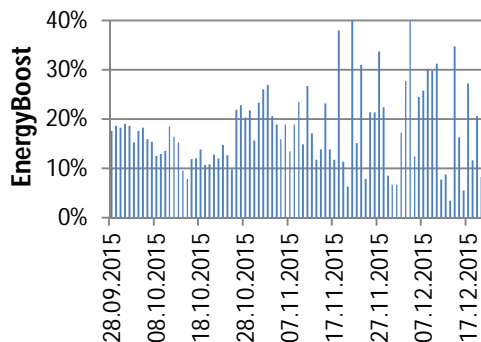


**Abbildung 15** Pilotinstallation I; Untergrund Wiese mit 23 % Albedo, Reihenabstand 2,5 m, Montagehöhe 30 cm

Eine weitere Pilotinstallation ist in Abbildung 16 abgebildet. Hier wurde eine weiße Dachbahn mit einer Albedo von 80 % verwendet. Der erwartete bifaciale Mehrertrag von 18,2 % konnte über den Messzeitraum bestätigt werden. Die täglichen Mehrerträge sind in Abbildung 17 dargestellt. Im Mittel wurden 20,9 % gemessen. Auffällig ist hier die Zunahme der Schwankung ab ca. 17.11.2015. Dies ist mit einer wetterbedingten geringen Einstrahlung zu begründen, die generell nur zu geringen Ertragsdaten führt, so dass hier bereits kleine Unterschiede zu großen Schwankungen führen können.



**Abbildung 16: Pilotinstallation II; Untergrund weiße Dachbahn mit 80 % Albedo, Reihenabstand 2,5 m, Montagehöhe 30 cm**



**Abbildung 17: Täglicher bifacialer Mehrertrag in Pilotanlage II**

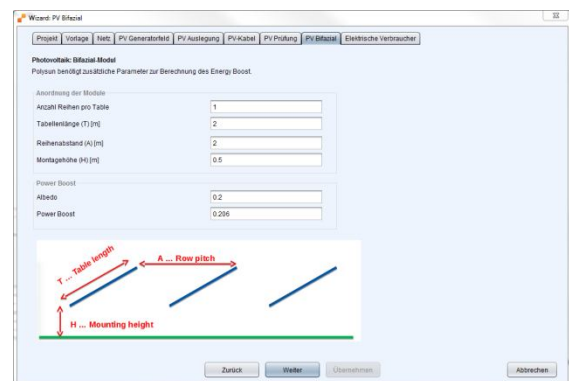
## 7 BiSun Module im Planungstool

Insbesondere wurde im Zuge der Entwicklung auch ein Simulationsmodell entwickelt, welches in der gut etablierten Software Polysun [16] implementiert wurde. In der professionellen Anlagebeurteilung ist somit der Mehrertrag der bifacialen Modultechnologie direkt vergleichbar mit herkömmlichen Solarmodulen.

Die verwendeten Modelle wurden so gewählt, dass sie nahe an der messtechnischen Realität sind und die oben beschriebenen Parameter Albedo und Montagehöhe als Inputgrößen verwenden. Dabei wird der EnergyBoost - wie in Gleichung (4) beschrieben - berechnet.

Der EnergyBoost wird in jedem Simulationszeitschritt dem elektrischen Output der PV-Module multiplikativ angerechnet, also in der Rechnung vor dem Wechselrichtermodell. Damit werden die Wechselrichterauslegung und der Einfluss der Wechselrichter auf den Solarertrag durch die Modellerweiterung nicht beeinflusst.

Als Simulationsresultat ist einerseits der jährliche Mehrertrag eine wichtige Größe, andererseits auch der verbesserte Tagesgang, der sich aus der besseren Ausnutzung der Diffusstrahlung ergibt. Gerade für abgeregelte Systeme oder für die Eigenverbrauchs-optimierung zeigen die bifacialen Module damit realitätsnah ihre Vorzüge. In der Software sind weltweite Wetterdaten hinterlegt [17] und auch für komplexe Anlagen wird die Beschaltung der Systeme adäquat abgebildet.



**Abbildung 18: Darstellung EnergyBoost-Ermittlung in der Planungssoftware**

Die der Software hinterlegten Komponentenkatalog für PV-Module wird um die Bifacialität sowie die Fit-Parameter a, b und c erweitert. Montagehöhe, Reihenabstand und Tischlänge können für die Photovoltaik-Felder vom Benutzer eingegeben werden. Der Auslegungswizard und der Wechselrichter-katalog mussten nicht angepasst werden. Der Mehrertrag ergibt sich hauptsächlich aus dem Summenstrom aus frontseitigem und rückseitigem Modulstrom und ist somit stark abhängig von der Modulaufstellung, dem Einsatzort und der Wechselrichterdimensionierung.

Die Dimensionierung des PV-Wechselrichters, insbesondere unter Beachtung des Nennleistungsverhältnisses (Verhältnis von DC-Leistung des Wechselrichters bzw. AC-Nennleistung zu PV-Generatornennleistung) hat einen wesentlichen Einfluss auf den Systemertrag. Wie bei der Auslegung von Standardsystemen müssen standorttypische Parameter wie z.B. die Einstrahlungsverteilung und Klimaparameter, die Datenblattangaben des Herstellers, Modulausrichtung sowie ggfls. erforderlicher Blindleistungseinspeisung bzw. Abreglung der Netzeinspeiseleistung (statisch,



dynamisch) bei der Wechselrichterdimensionierung berücksichtigt werden. Hinsichtlich auslegungsrelevanter Parameter wie beispielsweise Temperaturkoeffizienten und Modulspannungsbereiche sind gegenüber Standardmodulen (Sunmodule Plus, SunModule Protect) keine Abweichungen zu erwarten.

Durch Modellierung des erwarteten EnergyBoosts in Verbindung der Implementierung spezifischer Wechselrichterparameter ermöglicht diese Planungstool die optimale Auslegung von PV-Systemen mit Bifacialmodulen.

## **8 Fazit und Ausblick**

Durch die bifaciale Zell- und Modultechnologie der SolarWorld sind Mehrerträge von bis zu 25 % im Vergleich zu einem Standard-Modul möglich. Die Technologie basiert dabei auf zwei erprobten und industriell ausgerollten Verfahren: der PERC-Zelle als industrielle Hochleistungs-Solarzelle und dem Glas-Glas-Modul als robustem und langlebigem Verkapselungsverfahren.

Die detaillierte Vorhersage des EnergyBoost durch die bifaciale Modultechnologie wurde durch ein empirisches Modell realisiert, welches auf detaillierten RayTracing Simulationen basiert. Mit Hilfe dieses Modells ist die Berechnung des bifacialen Mehrertrags für verschiedenste Installationsvarianten möglich. Das Modell konnte durch erste Pilotsysteme in der Praxis validiert werden.

Die technische Ausführung von Solaranlagen sowie die Arbeitsabläufe für deren Planung sollen sich in einem ersten Schritt für bifaciale und monofaziale PV-Modulen nicht unterscheiden. Somit erwachsen der neuen Modultechnologie für die Markteinführung keine zusätzlichen Hürden. Die Tauglichkeit der Modelle wurde bereits an ersten Pilotanlagen demonstriert und wird nun in der Praxis weiter validiert. Die heutigen Simulationsmodelle reichen aus für einen Vergleich von monofacialen und bifacialen Modulen und für die Optimierung von Reihenabstand, Montagehöhe und Tischlänge im Planungsprozess. Mögliche weitere Modellverfeinerungen zur Berücksichtigung

spezieller meteorologischer Verhältnisse wie dem Anteil der Diffusstrahlung an der solaren Einstrahlung sind geplant. Weiter könnten neuartige Montagevorrichtungen für Bifacialmodule von der üblichen Aufständering abweichen um einen wesentlich grösseren Anteil der Solarstrahlung auf der Modulrückseite einzufangen [18], was ebenfalls eine andere Modellbildung bedingen würde.

## **9 Danksagung**

Der Dank der Autoren gilt insbesondere Herrn Dr. Christian Reise vom Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme ISE für die Durchführung der Raytracing-Simulationen, welche die Grundlage des hier vorgestellten Modells zur Berechnung des bifacialen Mehrertrages bildet.

Weiterhin gilt der Dank dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie sowie dem Bundesministerium für Bildung und Forschung für die Unterstützung der hier durchgeführten Arbeiten.

## **10 Literatur**

[1]

Cuevas et al., "50% more output power from an albedo collecting flat panel using bifacial solar cells" *Solar Energy* **1982**, 29, 5, 419-420.

[2]

Autorenkollektiv "International Technology Roadmap for Photovoltaic" (*ITRPV.net*), 2014 Results, April **2015**, 6, 27.

<http://www.itrpv.net/Reports/Downloads/2015/> [abgerufen am 17.07.2015].

[3]

I. G. Romijn, B. B. Van Aken, J. Anker, P. Barton, A. Gutjahr, Y. Komatsu, M. Koppes, E. J. Kossen, M. Lamers, D. S. Saynova, C. J. J. Tool, Y. Zhang-Steenwinkel, P. R. Venema, A. H. G. Vlooswijk, C. Schmitt, H. Kühnlein, N. Bay, M. König, A. Stassen "Industrial cost effective n-PASHA solar cells with >20% cell efficiency" *Proceedings of the 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Paris, France, **2013**, 736-740.

- [4]  
D. Song, J. Xiong J, Z. Hu, G. Li, H. Wang, H. An, B. Yu, B. Grenko, K. Borden, K. Sauer, T. Roessler, J. Cui, H. Wang, J. Bultman, A. H. G. Vlooswijk, P. R. Venema „Progress in n-type Si solar cell and module technology for high efficiency and low cost“ *Proceedings of the 38th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, Austin, USA, **2012**, 3004-3008.
- [5]  
V. D. Mihailetchi, J. Jourdan, A. Edler, R. Kopecek, R. Harney, D. Stichtenoth, J. Lossen, T. Boescke, H. J. Krokoszinski “Screen printed n-type silicon solar cells for industrial application” *Proceedings of the 26th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Hamburg, Germany, **2010**, 1446-1448.
- [6]  
M. Taguchi, A. Yano, S. Tohoda, K. Matsuyama, Y. Nakamura, T. Nishiwaki, K. Fujita, E. Maruyama “24.7% record efficiency HIT solar cell on thin silicon wafer“ *IEEE Journal of Photovoltaics*, **2014**, 4, 96-99.
- [7]  
B. Strahm, D. Lachenal, D. Bätzner, W. Frammelsberger, B. Legradic, J. Meixenberger, P. Papet, G. Wahli, E. Vetter, M. Despeisse, A. Faes, A. Lachowicz, C. Allebé, P. J. Alet, M. Bonnet-Eymard, C. Ballif, Y. Yao, C. Rychen, T. Söderström, J. Heiber, G. Schiltges, S. Leu, J. Hiller, V. Fakhfour “The Swiss Inno-HJT project: fully integrated R&D to boost Si-HJT module performance“ *Proceedings of the 29th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Amsterdam, The Netherlands, **2014**, 467-471.
- [8]  
T. Dullweber, C. Kranz, R. Peibst, U. Baumann, H. Hannebauer, A. Fülle, S. Steckemetz, T. Weber, M. Kutzer, M. Müller, G. Fischer, P. Palinginis, D. H. Neuhaus „THE PERC+ CELL: A 21%-EFFICIENT INDUSTRIAL BIFACIAL PERC SOLAR CELL“ *Proceedings of the 31st European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Hamburg, Germany, **2015**, 341-350.
- [9]  
SolarWorld Press release 17.07.2015.  
<http://www.solarworld.de/en/group/investor-relations/news-announcements/corporate-news/> [abgerufen am 17.07.2015].
- [11]  
Renolit „Daten zum Reflexionsvermögen“  
<http://www.renolit.com/waterproofing-roofing/de/produkte/renolit-alkorbright/reflexions-daten/> [abgerufen am 05.02.2016].
- [12]  
“Standard Test Method for Measuring Solar Reflectance of Horizontal and Low-Sloped Surfaces in the Field” *ASTM E1918*, **2015**, 06.
- [13]  
H. Akbari, A. A. Berhe, R. Levinson, S. Graveline, A. H. Delgado, R. M. Paroli, “Aging and Weathering of Cool Roofing Membranes” *Lawrence Berkeley National Laboratory*, **2005**.
- [14]  
C. Reise, A. Schmid “Realistic Yield Expectations for Bifacial PV Systems – an Assessment of Announced, Predicted and Observed Benefits” *Proceedings of the 31th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Hamburg, Germany, **2015**, 1775-1779.
- [15]  
Enphase M250; [www.enphase.com](http://www.enphase.com)
- [16]  
Polysun Referenz; [www.velasolaris.com](http://www.velasolaris.com)
- [17]  
Meteonorm/Meteotest;  
[www.meteonorm.com/de](http://www.meteonorm.com/de)
- [18]  
H. Nussbaumer, M. Klenk, F. Carigiet, F. Baumgartner, T. Baumann, N. Keller, X „PV Installations Based on Vertically Mounted Bifacial Modules - Evaluation of Energy Yield and Shading Effects“ *Proceedings of the 31st European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Hamburg, Germany, **2015**, 2037-2041.