

# PHOTOVOLTAIKTRENDS

## NEUE ENTWICKLUNGEN BEI MODULEN UND KOMPONENTEN

Ende Januar 2018 lud der TÜV Rheinland zu dem, in Kooperation mit der Energieagentur NRW, veranstalteten „PV Module Technology & Applications Forum“ nach Köln ein. Rund 220 Teilnehmer besuchten die Nachfolgeveranstaltung des „Modul-Workshops“, der zuvor 13 mal stattgefunden hatte. Dieser Text zeigt einige interessante Trends und neue Entwicklungen in der Modul- und Komponententechnologie.

### „Smarte“ Solarmodule

Können Solarmodule „intelligent“ sein? Und was versteht man unter einem „intelligenten“ Solarmodul? Adrian Häring (Solar Edge) führte aus, dass man dann von einem „smarten“ Solarmodul spricht, wenn in das Modul eine „intelligente“ Elektronik integriert wird – entweder werkseitig direkt in die Anschlussdose oder bauseits durch eine Ergänzung sogenannter „PowerOptimizer“. Damit steht eine fortgeschrittene Möglichkeit zur Diagnose des Modulzustands, aber auch zur Abschaltung des Solarmoduls, z.B. im Brandfall, zur Verfügung. Die Erträge einer PV-Anlage können durch ein MPP-Tracking auf Modulebene gesteigert werden, da Mismatch oder Verschattung keine Rolle mehr spielen. Dies

erweitert die Möglichkeiten zur Gestaltung einer PV-Anlage bzw. macht die Installation von PV-Anlagen auf ansonsten eher ungeeigneten Dachflächen, z.B. bei Teilverschattungen durch Dachgauben oder Masten von Straßenlaternen etc., möglich. Auch die DC/AC-Umwandlung auf Modulebene und die Anpassung der Stringspannung schaffe neue Möglichkeiten der Anlagengestaltung: Einerseits kann die Stringspannung angehoben, andererseits reduziert werden, so dass die Stringverschaltung auch bei vorgegebener Modulstückzahl optimal auf den Wechselrichter abgestimmt werden kann. Schwierig wird es für den Installateur bei der normgerechten Inbetriebnahmemessung oder für den Gutachter bei der Fehlersuche gehen: Die Stringmessungen nach DIN 62446 können bei PV-Anlagen mit „smarten“ Solarmodulen nicht mehr durchgeführt werden, denn die Module „verstecken“ sich hinter ihrer Anschlussdose und sind damit für die Messgeräte „elektrisch unsichtbar“. Noch ist auch unklar, ob die modulintegrierte Elektronik genau so lange hält wie das Solarmodul an sich – 25 Jahre, entsprechend der zu erwartenden Lebensdauer eines „Standardmoduls“, sind für elektronische Bauteile eine sehr lange Zeit.

### Innovationen auf Modulebene

Solarmodule gibt es jetzt schon mehrere Jahrzehnte, da ist doch sicherlich schon alles erfunden? „Nein“, sagt Nicole Bessing (Hanwha Q-Cells) und brachte ein paar Innovationen aus Bitterfeld mit zum Modulforum. Der Vortrag war zwar etwas „werbelastig“, aber die vorgestellten Produktinnovationen durchaus interessant: Warum nicht mal einen Stahlrahmen statt des altbewährten Aluminiumrahmens? Bei der Unterkonstruktion ist der Materialwechsel von Aluminium zu Stahl, zumindest bei Freilandgestellen, ja auch wirtschaftlich. Warum nicht im Rahmen einen „Abfluss“ vorsehen, damit sich in der Unterkante kein Wasser staut? Gute Idee, ist aber nicht neu, denn das gibt's von Panasonic schon länger. Was ist mit der Aufteilung der zentralen Anschlussdose in drei kleinere Anschlussdosen? Das verkürzt den Weg des Stroms durch das Modul und die „metrische“ Länge eines Strings. Kann man auf ein Anschlusskabel direkt am Modul verzichten? Die Dosen links und rechts sind nur noch mit einem Steckkontakt ausgestattet, nach der Installation der Module werden diese mit passgenauen Leitungsstücken verbunden. Sollte es also tatsächlich möglich sein, dass nie mehr Modulanschlussleitungen und Steckverbinder bei der Installation im Dreck liegen? Mit den neuen Quantum-Solarzellen mit besonders hohem Wirkungsgrad soll bei 72 Zellen eine Modulnennleistung von bis zu 375 Wp erreicht werden. Das Produkt ist noch nicht kommerziell verfügbar und wird derzeit in Pilotprojekten getestet. Langfristiges Ziel ist die Produktion von 1 GWp pro Jahr. „Engineered in Germany“ ist schön, aber könnte es nicht vielleicht eine deutsche, oder zumindest europäische, Produktion werden?



Quelle: Sandia National Laboratories, USA

Bild 1: Testfeld für bifaciale Module in New Mexico



Quelle: Solar Energy Center, Niederlande

Bild 2: Schwimmende PV-Anlage in den Niederlanden

### Bifaciale Solarmodule I

Hinsichtlich bifacialer Solarmodule gibt es die weitere Schwierigkeit, den Anteil des rückseitigen Stromertrags richtig zu erfassen, da dieser nicht nur von den Moduleigenschaften, sondern im wesentlichen von den Umgebungsbedingungen am Installationsort abhängt. Schweigers Untersuchungen zeigen, dass der Mehrertrag bifacialer Solarmodule in einer Größenordnung von 12 bis 15 Prozent liegt – bezogen auf die Nennleistung nur

der Vorderseite des Solarmoduls. Damit werden PR-Werte von über 100% möglich, und somit sind wir schnell bei der Frage: Wie soll die Leistung bifacialer Solarmodule angegeben werden? Nur auf Basis der geringeren Werte „nur der Vorderseiten“ mit der Möglichkeit, dass die PR auf über 100% steigt, oder auf Basis der höheren Werte „Vorderseite kombiniert mit Rückseite“, so dass die Modulleistung höher ist, aber die PR-Werte im „üblichen Rahmen“ zwischen 80 und 85 Prozent bleiben? Es zeichnet sich ab, dass sich auf dem Markt diese Vorgehensweise durchsetzen wird: Angabe der Nennleistung auch bifacialer Solarmodule „nur“ auf Basis der Messung der Vorderseite, mit abgedeckter Rückseite, mit Ausweis eines entsprechenden Mehrertrages.

### Bifaciale Module II

Solarmodule, deren Rückseite bei Lichteinfall auch Strom produzieren kann, bieten die Möglichkeit, die zur Verfügung stehenden Flächen besser zu nutzen und die Modulleistung zu steigern. Christos Monokroussos (TÜV Rheinland) berichtete, dass die direkte und die reflektierte solare Einstrahlungssumme auf die Rückseite eines Solarmoduls bis zu etwa 120 bis 135 Wh/m<sup>2</sup> beträgt. Die Ausbeute eines bifacialen Solarmoduls liegt dann bis zu 15 Prozent höher als die eines „normalen“ Solarmoduls. Bezieht man dann den Ertrag eines Moduls nur auf die Nennleistung der Vorderseite, so können dann PR-Werte über 100% erreicht werden. Daher stellt sich die Frage, wie die bifacialen Solarmodule richtig vermessen und „gelabelt“ werden: Normgerecht wäre die Messung der Leistung der Vorderseite bei abgedeckter Rückseite und umgekehrt, die anzugebende Gesamtleistung ergibt sich durch Addition der beiden Nennleistungen. Damit wären jeweils zwei Werte im Datenblatt anzugeben: einmal unter STC-Bedingungen (mit 1.000 W/m<sup>2</sup>) und einmal unter „bifacialen STC-Bedingungen (mit einer zusätzlichen Einstrahlung von 135 W/m<sup>2</sup>). Je nach Einbausituation ist der „Gewinn“ durch die Rückseite aber geringer als unter den Standardtestbedingungen (STC) eines Labors. Daher plädierte er dafür – und der Markt entwickelte sich gerade in diese Richtung – bei bifacialen Solarmodulen erst einmal „nur“ die Nennleistung der Vorderseite zu berücksichtigen, aber diesen Modulen einen „gewissen Mehrertrag“ zuzubilligen.

### Bifaciale Module III

Aus einem dreijährigen Feldversuch mit bifacialen Solarmodulen berichtete Clifford Hansen (Sandia Laboratories). Den „Bifacial Gain“ (BG), also den Mehr-

ertrag durch die Nutzung auch der Modulrückseite zur Stromerzeugung (bei nach Süden ausgerichteten und mit 30 Grad geneigten, einzelnen Solarmodulen) bezifferte er auf rund 20 Prozent. Bei nach Süden orientierten Modulen ist der BG weitgehend unabhängig von den Einstrahlungsbedingungen und von den Jahreszeiten, bei vertikaler Installation hängt der BG stark von den aktuellen Witterungsbedingungen ab, zudem zeigt sich eine jahreszeitliche Abhängigkeit. Einzeln installierte bifaciale Solarmodule erreichen einen höheren Mehrertrag (ca. +20%) erreichen gruppenweise installierte Module (+12 bis 15%), bei denen die auf die Rückseite treffende solare Einstrahlung durch Verschattungseffekte geringer ist als bei Einzelmodulen.

### Schwimmende PV-Anlagen

Wer erinnert sich nicht an die kleine schwimmende PV-Anlage zur Intersolar im Münchner Messesees? Wiep Folkerts (Solar Energy Center) berichtete, dass weltweit mittlerweile rund 500 MWp schwimmende PV-Anlagen gebaut wurden. Etwa zwei Megawatt davon in den Niederlanden, der „große Rest“ in China. Die feuchten Umgebungsbedingungen und die Wellenbewegungen sind zwar eine gewisse Herausforderung für die Langlebigkeit eingesetzten Materialien, aber es gibt keinen technischen Grund, der es verhindert, Wasserflächen zur Produktion von Solarstrom zu nutzen. Insofern steht ein weiteres Flächenpotential zur Verfügung, allein in den Niederlanden für immerhin rund 75 GWp – zusätzlich zu PV-Anlagen auf Freiflächen (ca. 35 GWp), Wohngebäuden (ca. 50 GWp) und „Infrastruktur“ (ca. 31 GWp). Bis 2023 sollen in den Niederlanden immerhin 2 GWp „Floating PV“ installiert werden. Ernstzunehmende Prognosen gehen davon aus, dass bis zum Jahr 2050 weltweit auf rund 1.000 km<sup>2</sup> Wasserfläche etwa 200 GWp „Floating PV“ installiert sind. Gleichzeitig können schwimmende PV-Anlagen sehr einfach der Sonne nachgeführt werden.

Weitere interessante Themen betrafen vor allem die Qualität von Photovoltaikanlagen, Analysemethoden sowie Zuverlässigkeit und Anwendung. Im Detail ginge dabei unter anderem um Messgenauigkeit, Energieertragsprognose, Fehlersuche und Langzeitstabilität.

#### ZUM AUTOR:

► Christian Dürschner

Ing.-Büro Dürschner, Erlangen

solare\_zukunft@fen-net.de



## Deutschlands wichtigste SHK-Messe in 2018.

Treffen Sie die Besten in Ihrer Branche!

Innovative Heiztechnik

Energieeffizienz

Badkonzepte + Design

Digitale Vernetzung

Intelligente Lüftungssysteme

Hochkarätige Vorträge

Jetzt online Ticket sichern und sparen:  
[www.ifh-intherm.de/tickets](http://www.ifh-intherm.de/tickets)



Sanitär, Heizung, Klima,  
Erneuerbare Energien

Dienstag – Freitag

10. – 13. April 2018

Messezentrum Nürnberg



**GHM**

Your Fair Partner