

Messtechnische Erfassung und PVSyst-Simulation von Verschattungsverlusten

B.Sc. Slawomir Zacharias¹, Dipl.-Ing. (FH) André Schumann¹, Prof. Dr. Timon Kampschulte²

1. Einleitung

Verschattung kann einen der gravierendsten Verluste einer Photovoltaikanlage darstellen. Teilweise abgeschattete Module oder Stränge haben, je nach Verschattung, einen starken Einfluss auf die Gesamtproduktion der Anlage. Daher sollte in der Anlagenplanung und Ertragsprognose ein ganz besonderer Wert auf die korrekte Einschätzung der Verschattungssituation gelegt werden.

Ein in der Praxis häufig verwendetes Programm zur Simulation von Anlagenenergien, gerade von größeren und komplexeren Systemen, ist PVSyst von der Universität Genf. Für eine realistische Simulation bedarf es einer Anpassung verschiedener Parameter um ein korrektes Verhalten teilverschatteter Module in einem Strang nachzubilden. Auch der Einfluss des MPP-Trackers eines Wechselrichters und dessen Arbeitsbereich werden in der Verschattungssimulation nicht direkt berücksichtigt. Dieser Einfluss lässt sich jedoch ebenfalls durch eine sinnvolle Konfiguration in PVSyst realistisch simulieren. Diese Arbeit zeigt am Beispiel der Reihenverschattung wie eine realitätsnahe Simulation in PVSyst möglich ist. Damit lassen sich Verschattungen besser einschätzen und genauere Erträge prognostizieren.

Um zwischen realen und simulierten Werten vergleichen zu können, werden mehrere Verschattungsversuche an der Testanlage der Hochschule für angewandte Wissenschaften Hamburg am Campus Bergedorf durchgeführt. Hierzu kommt ein selbst entwickeltes und installiertes Messsystem zum Einsatz. Um eine realistische Reihenverschattungssituation zu erreichen, wird die Teilanlage 1 (TA1) mit Hilfe von Holzkulissen künstlich verschattet (siehe Bild 1). So können direkte Vergleiche zwischen der verschatteten TA1 und unverschatteten Teilanlage 2 (TA2) gezogen werden.

2. Testanlage und Messsystem

Tabelle 1: Verwendete Komponenten je Teilanlage (TA1 und TA2 sind identisch)

Modultyp	12x Conergy PowerPlus 220P
Wechselrichter	Conergy IGP 3000
Ausrichtung	Azimut 24° nach SW
Neigung	Modulneigung 25°
Anordnung	Quer
Gesamtleistung	2,64 kWp

Tabelle 2: Eingesetztes Messsystem

Messparameter	Messgerät
Globalstrahlung	3x Pyranometer Kipp & Zonen, CMP11
DC - Spannung	2x Spannungsteiler mit Trennverstärker STP1.00
DC - Strom	2x Shuntwiderstand mit Trennverstärker STP1.00
AC - Energie	2x Impulszähler, EMU Elektronik
Temperatur	3x PT100 Temperaturfühler
Messkarte	National Instruments, NI PCI-6229, 16 Bit

Das Pyranometer P1 misst die Globalstrahlung im unteren (verschatteten) Bereich in Modulebene. Die Pyranometer P2 und P3 messen die horizontale und die in die Modulebene auftreffende Globalstrahlung im oberen (unverschatteten) Bereich.



Bild 1: Versuchsaufbau

3. Verschattungssimulation in PVSyst

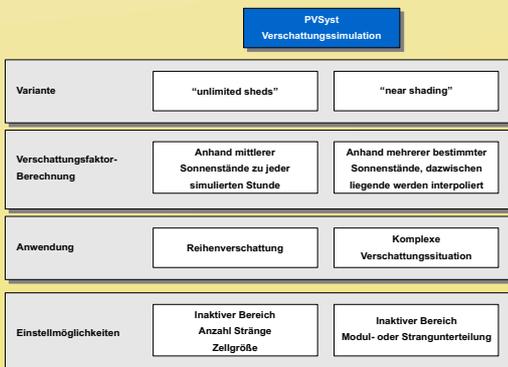


Bild 2: Varianten der PVSyst Verschattungssimulation

4. Probleme der Verschattungssimulation

In der „near shading“ Variante werden vorher definierte Modul- bzw. Zellstränge (Modul- oder Strangunterteilung) als komplett verschattet betrachtet, sobald auch nur der kleinste Teil einer solchen Unterteilung von einem Schatten getroffen wird. Das entspricht nicht dem realen elektrischen Verhalten. In der „unlimited sheds“ Methode können hingegen durch Eingabe der Zellgröße Übergangsbereiche bis zur vollständigen Abschattung eines definierten Bereichs berücksichtigt werden. Sowohl für die „near shading“ als auch für die „unlimited sheds“ Variante stellt sich die Frage, wie die Unterteilungen am sinnvollsten vorgenommen werden sollten.

In Bild 3 ist der reale Kennlinienverlauf der Testanlage bei Verschattung der Hälfte der unteren Zellreihe dargestellt. Dieses Beispiel zeigt den Einfluss eines angeschlossenen Wechselrichters. Sobald der Punkt maximaler Leistung (MPP) als absolutes Maximum außerhalb des Arbeitsbereichs des Wechselrichters liegt, stellt der MPP-Tracker einen neuen Arbeitspunkt (lokales Maximum) auf der Kennlinie ein. Die Verschiebung des MPP durch den Wechselrichter (WR) hat in diesem Beispiel eine Leistungsreduktion von ca. 41 % zur Folge.

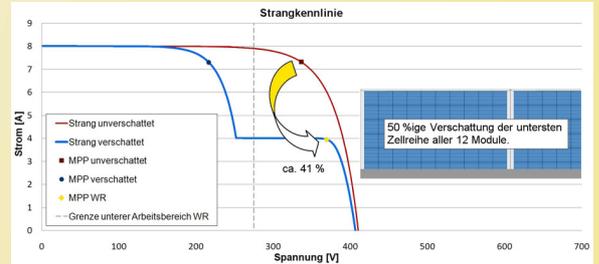


Bild 3: Strangkennlinie bei 50%er Verschattung der unteren Zellreihe

PVSyst würde in diesem Fall bei einer Modul- und Strangunterteilung der „near shading“ Variante, den gesamten Strang als verschattet ansehen und nur den abgeschwächten Diffuslichtanteil zur weiteren Berechnung in Betracht ziehen. Ist der Strang in die Anzahl der Bypassdioden unterteilt, entspräche dies einer verschatteten Fläche des Stranges von 33,3 %. Bei der „unlimited sheds“ Methode wäre die äquivalent verschattete Fläche 50 %, wenn nur 1 Strang eingestellt ist (mit 3 übereinander liegenden Strängen zu 16,6 %).

5. Lösungsweg

Zunächst werden die gemessenen Daten ausgewertet und TA1 mit TA2 verglichen. Die Ergebnisse werden jeweils um die ohne Verschattung ermittelten Leistungsunterschiede beider Teilanlagen korrigiert. Dabei sind nur die Werte zu Zeiten relevant, zu denen eine Abschattung der Modulreihe durch die Holzkulissen entsteht. Demzufolge beziehen sich die in der folgenden Tabelle 3 aufgelisteten Messwerte nur auf die relevanten Zeiten (ca. 1 Std. vor Sonnenuntergang).

Tabelle 3: Messergebnisse der Verschattungsversuche

Messung am	± DC-Energie TA1 [Wh]	± DC-Energie TA2 [Wh]	Verlust [%]
15.04.2010	83,5	106,7	21,8
16.04.2010	150,5	199,8	24,7
17.04.2010	174,5	215,9	19,2
18.04.2010	180,4	214,5	15,9
19.04.2010	206,6	232,4	11,1
20.04.2010	167,6	183,0	8,4

„unlimited sheds“ Simulation

Der nächste Schritt beinhaltet die Simulation mit der „unlimited sheds“ Variante. Dabei werden mehrere Simulationen mit verschiedenen Einstellungen des inaktiven Bereichs und der Anzahl unterteilter Stränge durchgeführt. Alle anderen Einstellungen werden entsprechend der tatsächlichen Angaben eingegeben. Tabelle 4 gibt die Verschattungsverluste und die Differenz zwischen den gemessenen und den mit Hilfe der „unlimited sheds“ Methode simulierten Verlusten bei unterschiedlicher Konfiguration an. Die durchschnittliche Differenz ist als Wurzel der mittleren quadrierten Abweichung angegeben (root mean square error, RMSE).

Tabelle 4: Simulationsergebnisse der „unlimited sheds“ Variante

Datum	Stränge = 3		Stränge = 2		Stränge = 1		Stränge = 1	
	Inaktiver Bereich = je 0,02 m	Differenz [%]	Inaktiver Bereich = je 0,02 m	Differenz [%]	Inaktiver Bereich = je 0,02 m	Differenz [%]	Inaktiver Bereich = je 0,00 m	Differenz [%]
15.04.2010	10,6	-11,2	12,3	-9,4	20,2	-1,6	21,2	-0,5
16.04.2010	12,0	-12,7	14,7	-9,9	26,1	1,4	29,7	5,0
17.04.2010	9,7	-9,5	11,1	-8,1	18,4	-0,8	21,2	2,0
18.04.2010	8,1	-7,8	8,7	-7,2	12,6	-3,3	14,6	-1,2
19.04.2010	7,2	-3,9	8,8	-2,3	9,9	-1,2	11,7	0,6
20.04.2010	6,7	-1,7	6,8	-1,6	7,3	-1,1	8,1	-0,3
RMSE		8,7		7,2		1,8		2,3

Die besten Ergebnisse werden erzielt, wenn die komplette Modulreihe als ein Strang definiert ist. Sobald die Reihe in die Anzahl der im Modul verbauten Bypassdioden eingeteilt wird, werden zu geringe Verschattungsverluste berechnet. Hier wird in PVSyst nicht berücksichtigt, dass die Strangspannung vom Wechselrichter um ein Drittel reduziert werden müsste, um das Durchschalten der ersten Bypassdiode zu bewirken. Dies ist aber nicht möglich, da die Spannung dann außerhalb des MPP-Bereichs des Wechselrichters läge. Der inaktive Bereich ergibt sich aus dem Modulrahmen und dem Abstand zwischen Rahmen und Solarzelle und beträgt bei dem verbauten Modultyp oben und unten jeweils 2 cm. Diese „unlimited sheds“ Konfiguration ermöglicht eine, unter Berücksichtigung der Messunsicherheiten, realitätsnahe Simulation der Verschattungsverluste.

„near shading“ Simulation

Nachdem es mit Hilfe der „unlimited sheds“ Simulation möglich ist, sich den Messwerten recht genau zu nähern, erfolgt nun ein weiterer Vergleich zwischen der „unlimited sheds“ und der „near shading“ Simulation. Dabei besteht die Aufgabe darin, einen passenden inaktiven unteren Bereich der Modulreihe zu finden, der das Verhalten der „unlimited sheds“ Simulation wiedergibt. Ohne inaktiven Bereich wird ein definierter Strang schon bei der kleinsten Verschattung beeinträchtigt. Für die „near shading“ Variante wird immer ein gesamtes Jahr simuliert und mit der „unlimited sheds“ Simulation verglichen. Die zu suchende Konfiguration der „near shading“ Simulation soll nicht nur auf die Testanlage zugeschnitten, sondern allgemein gültig sein. Das bedeutet, dass die Anlagenparameter, wie z.B. Modulneigung, Reihenabstand und Standort, der Anlage variiert werden müssen. In jeder dieser Varianten wird der inaktive untere Bereich zwischen 0 – 10 cm in 0,1 cm Schritten modifiziert. Insgesamt werden so 3.672 Simulationen durchgeführt und ausgewertet.

Bei den meisten Simulationen ergibt sich bei einem inaktiven unteren Bereich von 10 cm das beste Ergebnis im Vergleich zu der „unlimited sheds“ Simulation (siehe Bild 4).

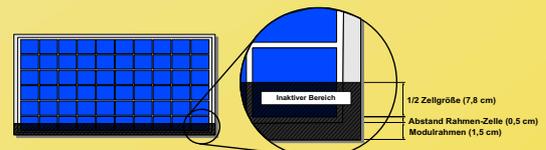


Bild 4: Zusammensetzung des inaktiven Bereiches

Der dabei entstandene Fehler wird ermittelt, indem der jährliche Verschattungsverlust der „unlimited sheds“ Simulation mit dem jährlichen Verschattungsverlust der „near shading“ Variante mit einem inaktiven Bereich von 10 cm verglichen wird. Dieser Fehler (RMSE) beträgt für alle Einzelsimulationen im Mittel 0,4 %. Somit lässt sich die „near shading“ Simulation gut der messtechnisch verifizierten „unlimited sheds“ Simulation annähern. In Anbetracht der Gesamtunsicherheiten der verwendeten Messtechnik wird ein gutes Ergebnis des Vergleiches zwischen realen und simulierten Werten erreicht.

6. Zusammenfassung

Das gemessene Reihenverschattungsverhalten der untersuchten Photovoltaikanlage kann mit Hilfe der „unlimited sheds“ Methode in PVSyst gut nachvollzogen werden. Dabei muss der Modulrahmen und der inaktive Bereich zwischen Rahmen und Zelle sowie die Zellgröße berücksichtigt werden. Zudem ist es erforderlich, die interne Zell- und Bypassdiodeverschaltung sowie den MPP-Bereich und das Tracking-Verhalten des Wechselrichters zu kennen, um eine korrekte Einstellung übereinanderliegender Stränge vorzunehmen. Eine bestmögliche Übereinstimmung zwischen „unlimited sheds“ und „near shading“ wird bei gleicher Strangteilung erreicht, wenn ein inaktiver Bereich definiert wird, der sich aus der Hälfte der Zellgröße, dem Modulrahmen und dem Abstand zwischen Zelle und Modulrahmen ergibt.