

# Systemspannung, TCO-Korrosion und Generatorerdung bei Dünnschichtmodulen

## Wechselrichter mit Transformator bietet hohen Energieertrag sowie Flexibilität

Dipl.-Ing. Joachim Laschinski, Produktmanager

PV-Module aus Dünnschichtzellen werden heute in einer Vielzahl von innovativen Technologien angeboten, die zukunftsweisende Vorteile versprechen, wie z. B. niedrige Herstellungskosten und kurze Energierücklaufzeiten. Gegenüber den Modulen aus kristallinen Si-Zellen sowie auch untereinander weisen sie jedoch andere elektrische Eigenschaften auf, die Auswirkungen auf die Auswahl des geeigneten Wechselrichters haben. Der Anlagenplaner muss diese Besonderheiten kennen und sie den Technologien richtig zuordnen können. Dieser Beitrag soll ihn dabei unterstützen und insbesondere einen Aspekt beleuchten, der nicht aus jedem Datenblatt hervorgeht.

### ELEKTRISCHE EIGENSCHAFTEN VON DÜNNSCHICHTZELLEN

PV-Anlagen mit Dünnschichtmodulen werden grundsätzlich nach denselben Regeln aufgebaut wie die marktdominierenden Zellen aus kristallinem Silizium. Um den optimalen Energieertrag zu erzielen, muss die Auslegung die jeweiligen Besonderheiten der einzelnen Technologien berücksichtigen, denn es gibt nicht „die“ Dünnschichtzelle, wie die Zusammenstellung einiger charakteristischer elektrischer Daten in Abb.1 zeigt.

Diese elektrischen Eigenschaften gehen offensichtlich aus den Datenblättern hervor. Besonders bei der Verwendung von Auslegungsprogrammen\* werden diese Her-

	CIS	a-Si	CdTe	c-Si
<b>Füllfaktor</b> $U_{MPP} \cdot I_{MPP} / (U_0 \cdot I_K)$	0,64 ... 0,7	0,56 ... 0,61	0,47 ... 0,64	0,75 ... 0,85
<b>Temperaturkoeffizienten</b>				
$U_0$ [%/°C]	-0,26 ... -0,5	-0,19 ... -0,5	-0,22 ... -0,43	-0,25 ... -0,55
$I_K$ [%/°C]	+0,01 ... +0,1	+0,01 bis +0,1	+0,02 ... +0,08	+0,02 ... +0,08
$P_{MPP}$ [%/°C]	-0,33 ... -0,6	-0,1 ... -0,3	-0,18 ... -0,36	-0,37 ... -0,52
<b>Spannungs-/Stromhöhe</b>				
$U_{MPP} / U_0$	0,7 ... 0,8	0,65 ... 0,75	0,65 ... 0,72	0,75 ... 0,85
$I_{MPP} / I_K$	0,85 ... 0,95	0,75 ... 0,85	0,75 ... 0,85	0,85 ... 0,95
$U_0 (-10^\circ\text{C}) / U_{MPP} (+70^\circ\text{C})$	1,75 ... 1,95	1,75 ... 1,95	1,75 ... 1,85	1,55 ... 1,75

Abb.1 Spektrum der elektrischen Kennwerte verschiedener Dünnschicht-Technologien (CSI: Kupfer-Indium-Diselenid, a-Si: amorphes Silizium, CdTe: Cadmium-Tellurid) im Vergleich zur Standardzelle (c-Si: kristallines Silizium); Quelle: [1] und Herstellerangaben

stellerangaben automatisch berücksichtigt. In vorliegendem Beitrag soll dagegen eine Eigenschaft beschrieben werden, die der Planer in fast keinem Datenblatt findet: Die Empfindlichkeit für TCO-Korrosion bzw. die erlaubte Polarität der Systemspannung.

### TCO-KORROSION

In den ersten aufgebauten PV-Generatoren aus Dünnschichtmodulen konnte bereits nach relativ kurzer Betriebszeit eine Schädigung (Korrosion) der so genannten TCO-Schicht (TCO: Transparent Conductiv Oxide) einiger Module beobachtet werden. Die Schädigung dieser elektrisch leitenden Schicht, die bei fast allen Dünnschichttechnologien zur Stromführung

auf der beleuchteten Zellenoberseite eingesetzt wird, ist irreversibel und führt zu erheblichen Leistungsverlusten, Abb.2. In Untersuchungen des FSEC (Florida Solar Energy Center, Florida, USA) im Auftrag

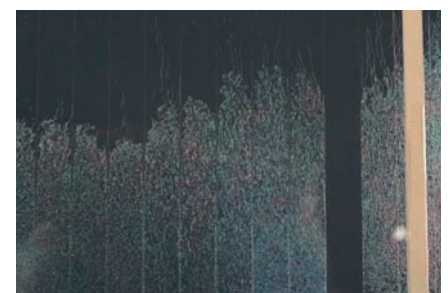


Abb.2 TCO Korrosion: a-Si Modul nach Test (200 Stunden Betrieb, 85°C, 85 % rel. Luftfeucht.) bei einer Spannung von -600 V [2]

des NREL (National Renewable Energy Laboratory, Colorado, USA) wurden seit dem Jahr 2000 die Schädigungsmechanismen durch elektrochemische Korrosion an Dünnschichtmodulen untersucht. Festgestellt wurde u.a.:

- ▶ Die Korrosion hängt von der Richtung des wirksamen elektrischen Feldes ab.
- ▶ Im Verdacht stehen Natrium-Ionen, die durch den Herstellungsprozess im Deckglas mobilisiert werden und so später vom äußeren elektrischen Feld

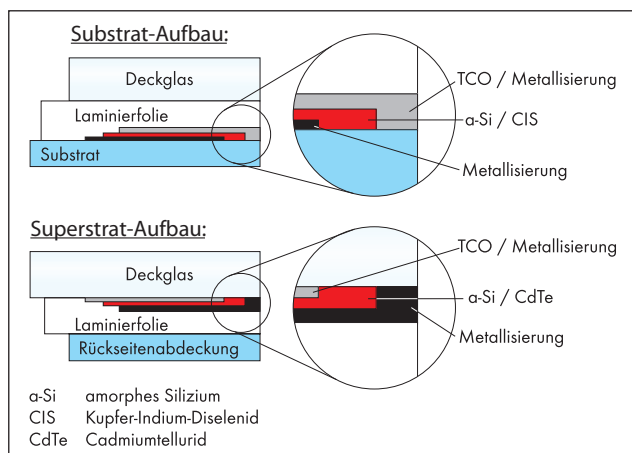


Abb.3 Schichtenaufbau von Dünnschichtzellen, unterschieden nach dem verwendeten Trägermaterial: Modulrückseite (Substrat-Aufbau) oder Deckglas (Superstrat-Aufbau), nach [1]

beschleunigt und zur elektrisch leitenden TCO-Schicht gelangen können.

- ▶ Im Zusammenspiel mit Feuchtigkeit entstehen Risse, die durch die gesamte Zellstruktur gehen können.
- ▶ Die Erhöhung der elektrischen Leitfähigkeit der Glasoberfläche verstärkt den Effekt ebenso wie Metallrahmen.
- ▶ Diese Art der Korrosionsschäden wurde beobachtet an Modulen mit Zellen aus a-Si und CdTe, hergestellt in Superstrat-Technologie (Schichten werden mit dem Deckglas beginnend aufgebaut).
- ▶ Jüngste Untersuchungen mit verbesserten Materialien zeigen einen um den Faktor 100 geringeren Leckstrom der Module und Eliminierung der Korrosionseffekte.

Diese Untersuchungen und Ergebnisse wurden erst ab 2006 durch einige Publikationen [3, 4] einer größeren Fachöffentlichkeit bekannt. Gleichzeitig stellte man auch

konkrete Maßnahmen zur Verhinderung von Schädigungen durch TCO-Korrosion vor:

- ▶ Vermeidung von negativen elektrischen Feldern durch Erdung des Minuspols des PV-Generators, z. B. durch Einsatz eines Wechselrichters mit galvanischer Trennung und indem der Minuspol idealerweise im Wechselrichter selbst geerdet wird. Durch die negative Erdung des PV-Generators entsteht ein elektrisches Feld, in dem die positiv geladenen Natrium-Ionen in Richtung des negativen Pols und damit weg von der TCO-Schicht gezogen werden. Einer Korrosion wird damit sicher vorgebeugt. Dieser Maßnahme sollte der Vorzug gegeben werden.
- ▶ Reduzierung des Leckstroms gegen Erde durch Maximierung der Entfernung zwischen den Zellen/Modulen und den geerdeten Strukturen (z. B. Verzicht auf einen Modulrahmen).
- ▶ Eine alternative Maßnahme ist das Versiegeln der Modulkanten. Dadurch

wird das Eindringen der Feuchtigkeit verhindert und dem Korrosionsprozess fehlt die zweite wichtige Grundlage.

### EMPFEHLUNGEN DER MODULHERSTELLER

Leider vermeiden die meisten Modulhersteller zurzeit die Abgabe konkreter Installationsempfehlungen. Häufig ist dagegen der Hinweis zu finden, die Produkte nicht mit transformatorlosen Wechselrichtern einzusetzen – ohne eine Generatorerdung bleibt diese Maßnahme jedoch unvollständig. Unverständlich ist dieses Verhalten insbesondere, wenn man die jüngsten Ergebnisse berücksichtigt, die die Verbesserung der Dünnschichtmodule dokumentieren. Es bleibt also derzeit nur, die bekannten Ergebnisse ernst zu nehmen und die geeigneten Gegenmaßnahmen (s. o.) zu ergreifen. Dabei sollte allerdings zwischen den eingesetzten Dünnschichttechnologien unterschieden werden, denn

die Korrosionsschäden wurden nur an Zellen mit Superstrat-Aufbau beobachtet. Hierzu gehören Zellen aus CdTe und einige Zellen aus a-Si, Abb.3. Zellen aus a-Si und CIS werden dagegen im Substrat-Aufbau hergestellt und sollten keine Probleme mit elektrochemischer Korrosion haben.

### DIE SYSTEMSPANNUNG

Die Systemspannung, also die Spannung zwischen den Solarzellen und der Umgebung (Erdepotential), spielte bei der Auslegung einer PV-Anlage bisher nur eine untergeordnete Rolle.

Selbstverständlich wird darauf geachtet, dass die höchste auftretende Generatorspannung (im Leerlauf bei kalten Solarzellen) nicht größer ist, als die maximale Systemspannung der Module, die auf dem Datenblatt angegeben ist. Die Polarität der Systemspannung wird hierbei jedoch überhaupt nicht betrachtet und ist für die meisten kristallinen Module auch belanglos. Bei Dünnschichtmodulen muss dagegen auf die Richtung des elektrischen Feldes geachtet werden, wenn die Module eine lange Lebensdauer haben sollen.

Der in Abb.4 skizzierte Aufbau einer PV-Anlage veranschaulicht, dass der Wechselrichter für das elektrische Potenzial des PV-Generators verantwortlich ist. Streng genommen muss auch hier noch zwischen den verschiedenen internen Schaltungen der Wechselrichter unterschieden werden [3, 4]. Die meisten Wechselrichter, ob mit oder ohne galvanische Trennung vom Netz (Transformator), legen das Erdpotential jedoch genau in die Mitte zwischen den positiven und negativen Anschluss des PV-Generators. Damit sind die Solarzellen der Hälfte der PV-Module mehr oder weniger stark negativ gegen ihre Umgebung vorgespannt. Bei Wechselrichtern ohne Transformator ist dieses Potenzial auch vom Netz vorgegeben und nicht veränderbar. Trafo-Wechselrichter sind hier im Vorteil, da ihre galvanische Trennung es erlaubt, das elektrische Potenzial des gesamten Generators (fast beliebig) zu verschieben. Mit einer solchen Erdung kann gewährleistet werden, dass die Systemspannung im gesamten PV-Generator positiv ist und so der TCO-Korrosion vorgebeugt werden kann.

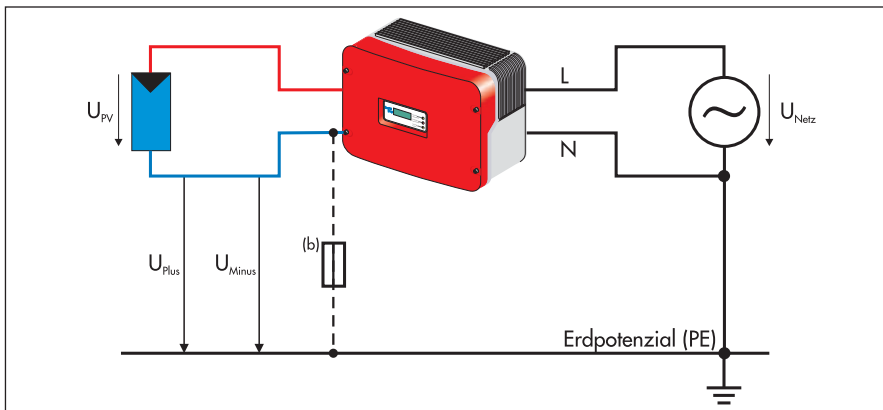


Abb.4 Schaltbild PV-Anlage (Abb.4, 4a, 4b nach [3])

## ZUSAMMENFASSUNG

Gerade bei der Einführung neuer Technologien wie der PV-Dünnschichttechnik ist es für den Fachmann wichtig, Erfahrungen früherer Anwender zu kennen und bei der eigenen Arbeit zu berücksichtigen. Die Erdung des PV-Generators ist ein Installationsdetail, das zwar nur wenige Modulhersteller empfehlen, das die Lebensdauer vieler Module jedoch erhöhen kann. Mit Trafo-Wechselrichtern können diese Vorgaben mühelos und ohne Einschränkung der Sicherheit umgesetzt werden. Die

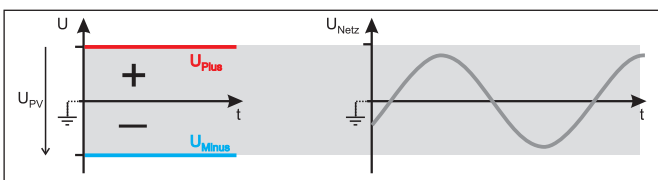
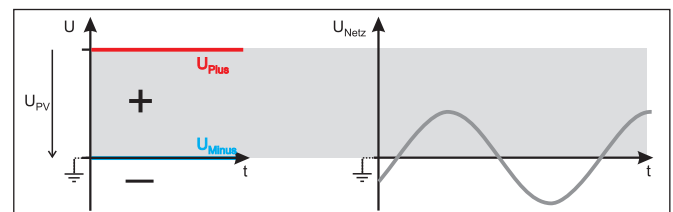
Abb.4a Wechselrichter mit Transformator und **nicht** geerdetem PV-Generator

Abb.4b Wechselrichter mit Transformator und geerdetem PV-Generator,

## ERDUNG DES PV-GENERATORS

Für die praktische Durchführung der Erdung gibt es unterschiedliche Strategien. SMA setzt auf Sicherheit und Isolationsüberwachung des Generators. Deshalb wird ein Erdungs-Set angeboten, das mit nur wenigen Handgriffen in jeden Sunny Boy mit Trafo eingebaut werden kann und folgenden Vorteile aufweist:

- ▶ Die interne Erdung macht eine Änderung der externen Generatorverkabelung überflüssig und reduziert den Installationsaufwand.
- ▶ Die Erdung ist über eine interne Schmelzsicherung abgesichert und bietet damit zusätzliche Sicherheit (Brandschutz).
- ▶ Durch die Integration in den Wechselrichter bleibt die Isolationsüberwachung vollständig erhalten. Dieses wichtige Sicherheitsmerkmal von SMA-Geräten erkennt weiterhin mögliche Isolationsfehler im Generator.

## TRAFULOSE WECHSELRICHTER

Die veröffentlichten Versuchsergebnisse zeigen, dass die negative Spannung gegen Erde die beobachteten Schädigungsmechanismen fördert. Ob der Wechselrichter in einer transformatorlosen Topologie auf-

gebaut ist oder nicht, ist dabei unerheblich. Auch transformatorlose Wechselrichter können so aufgebaut werden, dass im Einspeisebetrieb der negative Pol geerdet ist. Abb.4 zeigt aber auch das damit verbundene Problem: In einer geerdeten PV-Anlage, Abb.4b, stehen nur positive Spannungen zur Verfügung (grau unterlegt), so dass für die Einspeisung in die negative Netzhalbperiode negative Spannungen über eine magnetische Zwischenspeicherung (Trafo oder Drossel) hergestellt werden müssen. Diese physikalisch nicht vermeidbaren Zusammenhänge sind der Grund dafür, dass geerdete, trafolose Wechselrichter gegenüber Trafo-Wechselrichtern keinen Wirkungsgrad-Vorteil haben können. Auch wenn es oft anders dargestellt wird und den Planer in trügerischer Sicherheit wiegt: Transformatorlose Topologien weisen systembedingt entweder am PV-Generator im Betrieb eine negative Spannung gegen Erde auf oder sind auf das Wirkungsgradniveau von Trafo-Wechselrichtern beschränkt! Der galvanisch trennende Trafo-Wechselrichter ist daher die beste Wahl und bietet ein Maximum an Flexibilität ohne Einbußen beim Wirkungsgrad.

Festlegung des Generatorpotenzials geht allerdings immer auf Kosten des Wirkungsgrades, unabhängig von der Topologie des Wechselrichters. So bleibt der Appell an die Modulhersteller, die Installationsempfehlungen für ihre Produkte weiter zu konkretisieren, damit die Anlagenplaner gezielt den am besten geeigneten Wechselrichter wählen können.

\*z. B. „Sunny Design“, kostenlos unter [www.sma.de](http://www.sma.de)

### Autor

Dipl.-Ing. Joachim Laschinski,  
Senior Expert Engineer Produktmanager  
SMA Technologie, Niestetal  
Foto und Grafiken: SMA und siehe Literatur  
[www.sma.de](http://www.sma.de)

### Literatur

- [1] M. Powalla: „Dünnschicht-PV-Module“, OTTI-Seminar, Freiburg 2006.
- [2] C.R. Osterwald et al.: „Accelerated Stress Testing of Thin-Film Modules with SnO<sub>2</sub>:F Transparent Conductors“, NREL/CP-520-33567; Mai 2003.
- [3] H. Schmidt et al.: „Welcher Wechselrichter für welche Modultechnologie?“, PV-Symposium Kloster Banz, 2006.
- [4] SMA Application Note 2: „Modultechnik“, Niestetal, 2007.

# Die Welt ist keine Scheibe - Ihre Anzeigen auch nicht [...]



**innovatools**

*Werkzeuge für den Erfolg*

Fach.**Journal**

*Fachzeitschrift für Erneuerbare Energien & Technische Gebäudeausrüstung*

[Hier mehr erfahren](#)



**innovapress**

*Innovationen publik machen  
schnell, gezielt und weltweit*

Filmproduktion | Film & Platzierung | Interaktive Anzeige | Flankierende PR | Microsites/Landingpages | SEO/SEM | Flashbühne