PV-Module und Wechselrichter – Wechselwirkungen

H. Schmidt, B. Burger, K. Kiefer; Freiburg im Breisgau

Bei der Vielzahl der erhältlichen PV-Module stellt sich die Frage, ob alle diese unterschiedlichen Zelltechnologien beliebig mit allen Wechselrichtern kombinierbar sind. In diesem Beitrag werden marktübliche Wechselrichterkonzepte vorgestellt, ihre Eigenschaften auf der Eingangsseite in Bezug auf DC-Potentiale und eventuell vorhandener Wechselspannungsanteile beschrieben sowie daraus resultierende Effekte wie kapazitive Ableitströme, Polarisation und Schädigungen bei Dünnschichtmodulen betrachtet.

1 Produktvielfalt erfordert Frage zur Kombinierbarkeit

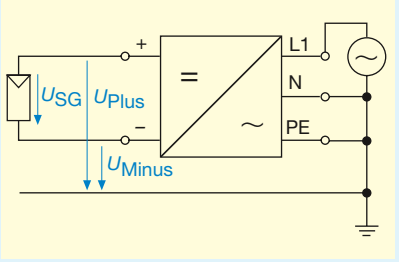
Mit der zunehmenden Anzahl von Photovoltaik-Anlagen stieg in den vergangenen Jahren auch die Anzahl unterschiedlicher Topologien der auf dem Markt erhältlichen PV-Wechselrichter. Ebenso haben sich neben den „klassischen“ kristallinen Silizium-Solarzellen auch neuartige kristalline Zellen – beispielsweise Rückseitenkontaktzellen – sowie verschiedene Dünnschicht-Technologien am Markt etabliert. Bei dieser Vielfalt stellt sich die Frage, ob alle diese unterschiedlichen Zelltechnologien beliebig mit allen Wechselrichtern kombinierbar sind, oder ob es bei bestimmten Konstellationen zu Ertragsminderungen oder gar zu Schädigungen einzelner Systemkomponenten kommen kann. Diese Fragestellung betrifft nicht nur den Anlagenplaner, sondern letztlich auch die Zell- und Modulentwickler und -hersteller.

2 Potentiale am Eingang netzgekoppelter Wechselrichter

In Bild ❶ sind die Spannungen dargestellt, die am Eingang eines Wechselrichters gegenüber dem Erdpotential (Neutral- oder Schutzleiter (PE)) auftreten. Zwischen den beiden Anschlüssen ist die Solargeneratorspannung U_{SG} zu messen. Dieser Gleichspannung ist bei einphasig einspeisenden Geräten typischerweise eine kleine, nahezu sinusförmige Wechselspannung („Ripple“) mit doppelter Netzfrequenz, also 100 Hz, überlagert. Deren Amplitude ist abhängig vom Gerätedesign, der Dimensionierung und auch von der momentan übertragenen Leistung – sie sollte bei Nennlast die Größenordnung weniger Prozent der MPP-Spannung nicht überschreiten, da sonst merkliche Energieverluste durch Verschiebung des Arbeitspunktes aus dem MPP („Maximum Power Point“) auftreten.

Bei dreiphasigen Geräten ist dieser Spannungs-Ripple im Idealfall Null, in der Praxis tritt zumeist ein geringer Ripple mit der dreifachen oder sechsfachen Netzfrequenz auf. Der Plus- und Minuspol des Solargenerators weisen gegenüber dem Erdpotential die Spannungen U_{Plus} und U_{Minus} auf. Diese Spannungen können nahezu reine Gleichspannungen sein, ihnen können aber auch größere sinus- oder rechteckförmige Wechselspannungen überlagert sein. Hier liegen die größten Unterschiede zwischen den nachfolgend dargestellten Wechselrichtertopologien.

Allen Spannungen am Eingang sind weiterhin geringe hochfrequente Anteile überlagert. Diese resultieren überwiegend aus der Taktung der Leistungselektronik, weisen also zum Beispiel Frequenzen von 16 kHz und Vielfachen davon auf. Hinzu kommen weitere hochfrequente Störspannungen aus geräteinternen Schaltnetzteilen sowie Prozessoren. Da die Wechselrichter auch auf der DC-Seite die einschlägigen EMV-Normen mit sehr niedrigen Grenzwerten (z. B. < 80 dBµV = 10 mV) einhalten müssen, ist davon auszugehen, dass diese hochfrequenten Anteile keinen Einfluss auf das Verhalten des angeschlossenen Solargenerators haben.



❶ Am Eingang eines Wechselrichters auftretende Spannungen gegenüber dem Erdpotential

Autoren

Dr.-Ing. *Heribert Schmidt*, Dr.-Ing. *Bruno Burger*, Dipl.-Ing *Klaus Kiefer* arbeiten am Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg im Breisgau.

3 Marktübliche Wechselrichter und deren Topologien

Im Folgenden werden die wesentlichen Eigenschaften marktüblicher sowie neuartiger, in der Markteinführung befindlicher Wechselrichtertopologien dargestellt und bewertet. Da im Detail sehr viele unterschiedliche Realisierungsmöglichkeiten bestehen, werden Geräte mit vergleichbaren Eigenschaften bezüglich ihrer Wechselwirkung mit dem angeschlossenen Solargenerator in den drei Gruppen A bis C zusammengefasst. Innerhalb dieser Gruppen werden wieder einzelne Topologien unterschieden.

Zu den hier nur schematisch dargestellten Grundprinzipien ist anzumerken, dass in der Praxis alle Geräte über netzseitige Relais oder Schaltschütze verfügen, die in der Nacht eine allpolige Trennung des Wechselrichters und somit auch des Solargenerators vom Netz vornehmen. Durch diese allpolige Trennung ist sichergestellt, dass keine elektromagnetischen Felder vom Solargenerator und seinen Zuleitungen ausgehen. Diese Tatsache ist für Nutzer von Bedeutung, die sich kritisch mit der Fragestellung des so genannten Elektrosmogs auseinandersetzen.

Gruppe A: Gruppe A fasst Wechselrichter zusammen, bei denen die Potentiale des Solargenerators gegenüber Erdpotential „ruhen“, aber keiner der Pole fest mit dem Neutralleiter verbunden ist. Die Teilspannungen U_{Plus} und U_{Minus} können je nach Topologie symmetrisch oder unsymmetrisch zur Nulllinie (Erdpotential) liegen. Ihnen ist – abgesehen von dem oben genannten 100-Hz-Ripple – kein weiterer Wechselspannungsanteil überlagert. In der Gruppe A sind sowohl Geräte mit als auch ohne Transformator zusammengefasst, da ein Transformator keinen Einfluss auf die in Abschnitt 5 beschriebenen Wechselwirkungen mit Dünnschichtmodulen hat. Maßgeblich für die dort angeführten schädlichen Leckströme ist einzig die Spannungslage der einzelnen Solarzellen des Solargenerators gegenüber dem Erdpotential – auch bei Geräten mit Transformator findet sich ein Strompfad für die Leckströme im µA-Bereich.

Gruppe B: Die Gruppe B umfasst Geräte, bei welchen den Spannungen gegenüber Erde ein sinusförmiger Wechselspannungsanteil überlagert ist. Dieser entspricht typischerweise der halben Netzspannung, also 115 V und 50 Hz, und ist maßgeblich für die in Abschnitt 4 behandelten kapazitiven Ableitströme.

Gruppe C: In der Gruppe C sind Geräte zusammengefasst, bei denen ein Pol des Solargenerators innerhalb des Wechselrichters mit dem Neutralleiter verbunden ist, der Solargenerator also auf einem festen Potential liegt.

3.1 Wechselrichter mit Topologie entsprechend der Gruppe A

3.1.1 Gruppe A-1: Geräte mit Transformator

Gemeinsame Eigenschaft dieser Geräte ist es, dass über einen Transformator eine galvanische Trennung zwischen der Eingangsseite (DC-Seite) und der Ausgangsseite (AC-Seite) geschaffen wird. Dieser Transformator kann dabei entweder als 50 Hz–Netztransformator ausgeführt sein oder auch als Hochfrequenztransformator, der typischerweise im Bereich mehrerer 10 kHz arbeitet.

Bild ❷ zeigt beispielhaft eine bei vielen Herstellern eingesetzte Topologie mit einer Vollbrückenschaltung und einem 50 Hz-Transformator. Die vom Solargenerator abgegebene Gleichspannung wird in einem Eingangskondensator C1 gepuffert und über die vier Schalter S1, S2, S3 und S4 (MOSFETs oder IGBTs) mit variabler Pulsweite (PWM) und hoher Frequenz (z. B. 16 kHz) auf die Einspeisedrosseln (L1, L2) geschaltet. Die Ausgangsspannung der Brücke kann dabei – je nach Taktungsart – die Spannung $+U_{SG}$, $-U_{SG}$ und 0 V annehmen. Die Drosseln integrieren diese Spannungspulse zu dem gewünschten sinusförmigen Stromverlauf auf, dem aber noch ein taktfrequenter, dreieckförmiger Ripple überlagert ist. Da dieser aus EMV-Gründen nicht in das Netz eingespeist werden darf, ist den Drosseln eine hier nicht dargestellte Filtergruppe nachgeschaltet, welche diesen Strom-Ripple weitestgehend unterdrückt. Bei der in Bild ❷ dargestellten Topologie wird der Ausgangsstrom über einen 50 Hz-Netztransformator in das öffentliche Netz eingespeist. Der Transformator bewirkt dabei zum einen eine galvanische Trennung, zum anderen kann mit seinem Übersetzungsverhältnis eine Anpassung der Wechselrichterspannung (Solargeneratorspannung) an die Netzspannung erfolgen. Die gleiche Funktionalität kann auch mit einem Hochfrequenztransformator erreicht werden, wobei dieser bei gleicher Leistung eine wesentlich kleinere Bauform aufweist, aber zusammen mit seiner Beschaltung zumeist auch einen schlechteren Wirkungsgrad mit sich bringt.

Aufgrund der galvanischen Trennung können die Solargeneratoranschlüsse prinzipiell jedes beliebige Potential gegenüber Erdpotential annehmen. Bei den meisten Geräten teilt sich die Solargeneratorspannung jedoch aufgrund interner Ableit- oder Messwiderstände symmetrisch zum Erdpotential auf. Der Gleichspannung überlagert ist noch der oben beschriebene geringe Ripple mit doppelter Netzfrequenz.

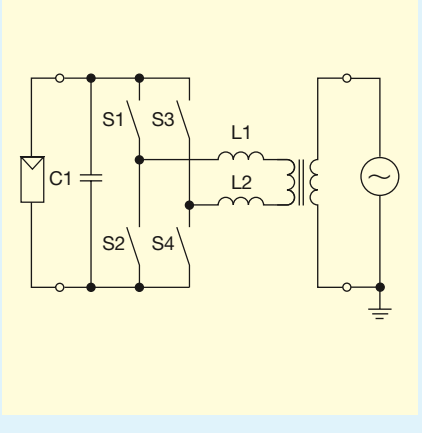
Bei Geräten mit Transformator ist es aber auch möglich, innerhalb des Gerätes einen der Anschlüsse auf Erdpotential zu legen. Wird beispielhaft der Minuspol geerdet, so weisen alle Zellen ein positives Potential gegenüber Erde auf. Diese Verschiebung kann ggf. auch mit einem hochohmigen, gegen Erdpotential geschalteten externen Widerstand erreicht werden. Diese Eigenschaft von Geräten mit Transformator kann zur Vermeidung der weiter unten aufgeführten Schädigung bestimmter Modultechnologien genutzt werden. Änderungen der Verschaltung sollten aber ausschließlich vom oder in Abstimmung mit dem Hersteller durchgeführt werden, da sonst das Sicherheitskonzept des Wechselrichters außer Funktion gesetzt werden kann!

Geräte-Beispiele:

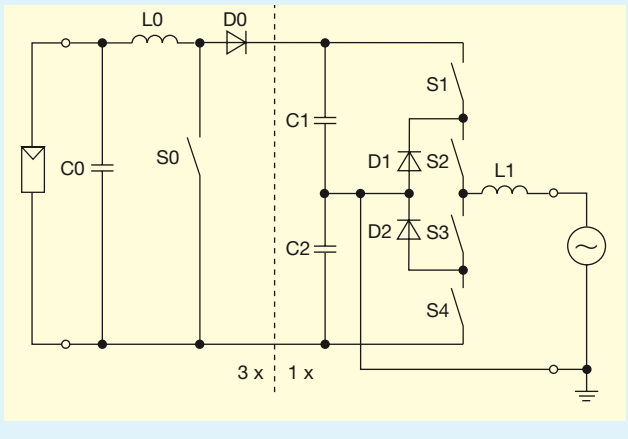
- Transformatorgeräte nahezu aller Hersteller.

3.1.2 Gruppe A-2: Wechselrichter ohne Trafo mit unsymmetrischem Hochsetzsteller

Charakteristisch für transformatorlose Wechselrichter mit unsymmetrischem Hochsetzsteller und geteiltem Spannungszwischen-



❷ **Vollbrückenschaltung mit 50 Hz-Netztransformator**



❸ **Einphasige Dreipunktschaltung mit Hochsetzsteller** ▶

kreis ist ein Zwischenkreiskondensator, der gemäß Bild ❸ in zwei Teilkondensatoren C1, C2 aufgeteilt wird, wobei der Mittelpunkt mit dem Neutralleiter verbunden ist. Da die Spannung an den hochkapazitiven Zwischenkreiskondensatoren als nahezu konstant angesehen werden kann, liegen somit auch der Eingangskondensator C0 als auch der Solargenerator auf einem ruhenden, aber von Null verschiedenen Potential („Quiet Rail"-Konzept). Ein Nachteil dieser Topologien ist es, dass eine Zwischenkreisspannung benötigt wird, die größer als die doppelte Amplitude der Netzspannung ist, also mindestens ca. 700 V. Da diese hohe MPP-Spannung im Allgemeinen vom Solargenerator nicht bereit gestellt werden kann, muss ein Hochsetzsteller vorgeschaltet werden, der hier aus C0, L0, S0 und D0 besteht, was zu einer unsymmetrischen Aufteilung der Solargeneratorspannung führt. Die Schalter des Wechselrichters werden entweder als ein- oder dreiphasige Halbbrücken ausgeführt, vorteilhafter bezüglich des Wirkungsgrades und auch der Stromqualität ist jedoch eine so genannte Dreipunktschaltung gemäß Bild ❸.

Bei der Dreipunktschaltung ist während der positiven Halbwelle der Schalter S2 permanent geschlossen und der Schalter S1 wird hochfrequent getaktet. Der in der Netzdrossel L1 aufgebaute Strom kann nach Öffnen des Schalters S1 über den geschlossenen Schalter S2 und die Diode D1 weiterfließen, wodurch ein Blindstrom innerhalb des Wechselrichters vermieden wird.

Geräte-Beispiele:

- Multistring TL, SMA; Convert 6T (phase3), Solar-Fabrik u. a.

3.1.3 Gruppe A-3: Wechselrichter ohne Trafo mit symmetrischem Hochsetzsteller

Diese Topologie ist direkt vergleichbar mit derjenigen in Bild ❸ mit dem Unterschied, dass der Hochsetzsteller im Eingang vollkommen symmetrisch aufgebaut ist: Die Drosselspule L0 ist auf die positive und negative Zuleitung aufgeteilt, und klappsymmetrisch zur Diode D0 liegt eine weitere Diode in der Leitung zum Kondensator C2. Hierdurch wird eine symmetrische Aufteilung der Eingangsspannung zum Erdpotential erreicht. Diese Eigenschaft erkauft man sich mit geringfügig erhöhten Verlusten in der zusätzlichen Diode.

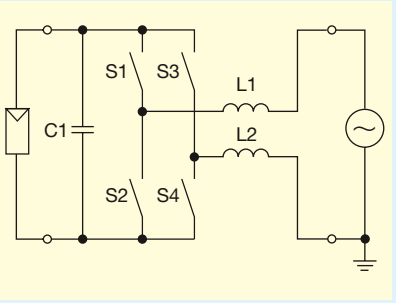
Geräte-Beispiel:

- BMT (Balanced Mode Technology), Conergy.

3.2 Wechselrichter mit Topologie entsprechend der Gruppe B

3.2.1 Gruppe B-1: Geräte ohne Trafo und Hochsetzsteller

„Klassische" transformatorlose Wechselrichter gemäß Bild ❹ entsprechen in ihrer Topologie und Funktion der in Bild ❷ gezeigten Schaltung mit dem Unterschied, dass der Netztransformator fehlt. Dies führt zu einer erheblichen Einsparung an Masse, Volumen



❹ **„Klassischer" transformatorloser Wechselrichter**

und Kosten, und der Wirkungsgrad liegt um mehrere Prozentpunkte über dem vergleichbarer Transformatorgeräte. Mit neuartigen Topologien wie der Heric-Topologie von Sunways sowie der H5-Topologie von SMA werden Wirkungsgrade von mehr als 98 % erreicht. Bei der Topologie nach Bild ❹ bestehen verschiedene Pulsmuster, mit denen die Schalter S1 bis S4 betätigt werden können. Diese sind beispielsweise in [1] ausführlich beschrieben. An dieser Stelle sollen nur zwei Taktungsarten und deren Einfluss auf die Solargeneratorpotentiale dargestellt werden.

Symmetrische Taktung: Bei dieser sehr verbreiteten Taktungsart werden abwechselnd die jeweils diagonal gegenüberliegenden Schalter S1 und S4 sowie S2 und S3 gleichzeitig und mit variabler Dauer (PWM) geschlossen. Am Ausgang der Brückenschaltung liegt somit die Solargeneratorspannung mit wechselnder Polarität an ($+U_{SG}$, $-U_{SG}$), wodurch sich im ersten Taktabschnitt ein Strom in den Drosseln aufbaut, im zweiten Abschnitt die dort gespeicherte Energie aber teilweise wieder in den Pufferkondensator zurückfließt. Diese führt zu einem hohem Strom-Ripple in der Drossel und letztlich einem schlechten Teillastwirkungsgrad. Dieser Nachteil klassischer transformatorloser Geräte wird bei der Heric-Topologie von Sunways durch zusätzliche Freilaufpfade für den Drosselstrom in der Ausgangsstufe vermieden. Ein Vorteil der symmetrischen Taktung ist es, dass sich bei symmetrisch aufgeteilten Spulen L1 und L2 sowohl die Solargeneratorspannung als auch die Netzspannung symmetrisch zu Null aufteilen. Die Höhe der überlagerten, im Idealfall rein sinusförmigen, netzfrequenten Wechselspannung entspricht dabei der halben Netzspannung, also 115 V und 50 Hz.

Geräte-Beispiele:

- trafoloser Powador, Kaco; Heric NT-Serie, Sunways; H5-Topologie, SMA; u. a.

Einphasen-Chopping: Während bei der oben genannten Taktungsart alle vier Schalter hochfrequent getaktet werden, werden beim Einphasen-Chopping jeweils zwei Schalter netzfrequent geschlossen, in Bild ❹ beispielsweise S3 während der negativen und S4 während der positiven Halbwelle. Die Drossel ist nicht geteilt, sondern liegt in derjenigen der Phase zugeordneten Ausgangsleitung, das heißt, L2 entfällt. Während der positiven Halbwelle treten am Ausgang der Brücke taktfrequent die Spannungen $+U_{SG}$ und 0 V auf, in

der negativen Halbwelle entsprechend $-U_{SG}$ und 0 V. Dies bringt den großen Vorteil mit sich, dass der Drosselstrom nicht in den Pufferkondensator zurückfließt und auch der Strom-Ripple in der Drossel erheblich abnimmt. Beides führt zu einer deutlichen Zunahme des Wirkungsgrades und einer Verbesserung der Stromqualität. Diese Vorteile werden beim klassischen Einphasen-Chopping mit einem deutlichen Nachteil auf der PV-Generatorseite erkauft: Beim Einphasen-Chopping ist der Neutralleiter abwechselnd mit dem negativen oder dem positiven Generatoranschluss verbunden. Das Potential des positiven Anschlusses springt also netzfrequent um mehrere hundert Volt zwischen 0 V und der vollen Solargeneratorspannung, synchron dazu der negative Anschluss. Hierdurch scheidet diese Taktungsart für Photovoltaikwechselrichter aus, taucht aber dennoch hin und wieder am Markt auf. Die H5-Topologie von SMA vermeidet den genannten Nachteil durch den Einbau eines weiteren Schalters.

Geräte-Beispiele:

- keine Geräte am Markt.

Thyristorgeräte: Thyristorgeräte beruhen zumeist auch auf ein- oder dreiphasigen Brückenschaltungen. Bei einphasigen Geräten entspricht der Potentialverlauf an den Solargeneratoranschlüssen nahezu dem Verlauf des Potentials bei klassischen transformatorlosen Wechselrichtern mit symmetrischer Taktung, weist aber beim Zündwinkel der Thyristoren einen mehr oder weniger großen Spannungssprung auf.

Geräte-Beispiele:

- Thyristorgeräte, Solar Konzept.

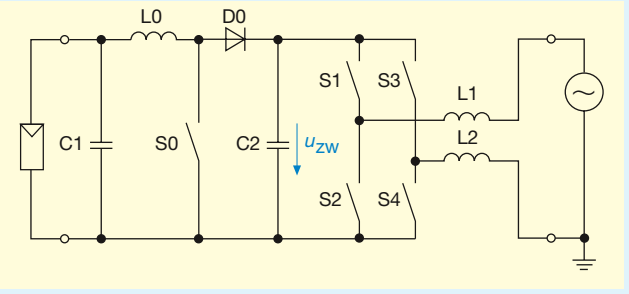
3.2.2 Gruppe: B-2: Geräte ohne Tranfo mit Hochsetzsteller

Ein Nachteil der oben beschriebenen transformatorlosen Wechselrichter ist es, dass die Solargeneratorspannung größer sein muss als die Amplitude der Netzspannung, unter Einbeziehung von Toleranzen also größer als ca. 350 V. In vielen marktüblichen Wechselrichtern wird daher zwischen Solargenerator und Wechselrichter noch ein Hochsetzsteller gemäß Bild ❺ eingefügt, der bei Eingangsspannungen unterhalb 350 V diese auf den erforderlichen Wert der Zwischenkreisspannung (der Spannung an C2) anhebt. Die Potentiale am Eingang schwanken mit der gleichen Amplitude wie bei den Schaltungen ohne Hochsetzsteller, sie teilen sich aber unsymmetrisch zu Null auf.

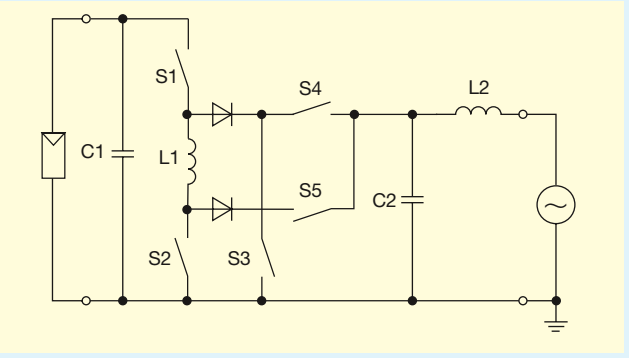
Den Vorteil eines erweiterten Eingangsspannungsbereiches erkauft man sich mit zusätzlichen Verlusten im Hochsetzsteller. Diese hängen ab vom Verhältnis der Eingangsspannung zur Zwischenkreisspannung und liegen im Bereich von ca. 2 % bis zu mehreren Prozent.

Geräte-Beispiele:

- TL-Serie (ohne Multistring), SMA; Sputnik u. a.



❺ Transformatorloser Wechselrichter mit Vollbrücke und Hochsetzsteller



❻ „Flying Inductor"-Topologie mit geerdetem Minuspol des Solargenerators

3.3 Wechselrichter mit Topologie entsprechend der Gruppe C

3.3.1 Gruppe C-1: Geräte ohne Tranfo mit einpolig geerdetem PV-Generator

Bei dieser Gruppe von transformatorlosen Wechselrichtern ist ein Anschluss des Solargenerators direkt mit dem Neutralleiter verbunden, liegt also dauerhaft auf Erdpotential. Prinzipiell kann man bei der Konstruktion des Gerätes festlegen, ob der Plus oder Minuspol geerdet werden soll – typischerweise ist es, wie in Bild ❻ dargestellt, der Minuspol.

Bei dieser auch als „Flying Inductor" bezeichneten Topologie ist eine Drosselspule L1 derart mit Schaltern und Dioden verschaltet, dass je nach Taktungsart der Schalter S1 bis S5 ein Tiefsetzsteller, ein Hochsetzsteller oder ein invertierender Wandler entsteht. Hierdurch kann zum einen die Solargeneratorspannung betragsmäßig kleiner sein als die Netzspannungsamplitude, zum anderen kann, wie in Bild ❻ zu erkennen, ein Pol des Solargenerators fest mit dem Neutralleiter verbunden werden. Das Potential des positiven Anschlusses schwankt dann nur noch mit einer geringen Amplitude und der doppelten Netzfrequenz entsprechend der Ripple-Spannung des Pufferkondensators C1.

Die Vorteile dieses eleganten Konzeptes werden damit erkauft, dass zum einen ein großer Teil der übertragenen Energie vollständig in der Spule zwischengespeichert wird, zum anderen der Strom durch eine große Anzahl von Halbleiter fließen muss.

Beide Eigenschaften wirken sich negativ auf den Wirkungsgradverlauf aus. Auch ist ein größerer Filteraufwand am Ausgang erforderlich, da der Strom in rechteckförmigen Blöcken an den Ausgangskondensator C2 abgegeben wird.

Geräte-Beispiele:

- Sitop Solar, Siemens; AT-Serie, Sunways.

4 Kapazitive Ableitströme

Ein Solargenerator bildet aufgrund seiner räumlichen Ausdehnung eine nicht zu vernachlässigende parasitäre Kapazität gegenüber dem Erdpotential. Ebenso ergibt sich bei einer flächigen Berührung der Moduloberfläche eine kapazitive Kopplung zu den Zellen, sodass abhängig vom Verlauf der im vorigen Abschnitt dargestellten Solargeneratorpotentiale ein mehr oder weniger großer kapazitiver Ableitstrom fließen kann. Diese Ableitströme können je nach Größe die Sicherheit von Personen gefährden, sie können Einfluss auf die Funktion des Wechselrichters haben und sie können die maximal zulässigen Werte der einschlägigen Normen übersteigen. Weiterhin ist bislang noch nicht umfassend untersucht worden, ob sie auch negative Einflüsse auf die Lebensdauer von Dünnschichtmodulen haben. Da in diesem Zusammenhang viele kontroverse Meinungen bestehen, sollen hier die Größenordnungen der typischerweise auftretenden kapazitiven Ableitströme betrachtet und relativiert werden.

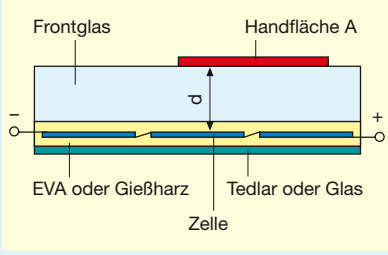
Berührt man die Oberfläche eines Solarmoduls mit der Handfläche oder auch großflächig mit einem feuchten Tuch, so bildet sich zwischen dieser Fläche und den Solarzellen ein Plattenkondensator mit dem Deckglas und der Einbettungsmasse der Solarzellen als Dielektrikum (Bild ❼). Die Kapazität beträgt für diese Fälle schätzungsweise 100 ... 200 pF, bei Modulen mit einer dünneren Kunststoff-Oberseite ergeben sich etwa doppelt so hohe Werte. Der sich bei Berührung einstellende Körperstrom ist bei einer gut geerdeten Person (Kontakt zur geerdeten Tragestruktur, zum Blitzableiter oder zur Regentraufe) im wesentlichen abhängig von dieser Koppelkapazität sowie der Amplitude, Frequenz und Kurvenform der an den Zellen anliegenden Wechselspannung. Wie in Abschnitt 3 dargestellt, er-

reicht diese Spannung bei transformatorlosen Wechselrichter maximal die halbe Netzspannung, also 115 V und 50 Hz. Damit berechnet sich der Körperstrom zu

$$I_k = U \cdot 2 \cdot \pi \cdot f \cdot C$$

$$I_k = 115\,\text{V} \cdot 2 \cdot 3{,}14 \cdot 50\,\text{Hz} \cdot 200\,\text{pF} = 7{,}2\,\mu\text{A}$$

und liegt um etwa zwei Zehnerpotenzen unterhalb der Wahrnehmungsschwelle. Von einer solchen Berührung geht also keinerlei Gefahr aus! Bei einem großflächigen Solargenerator mit einer nicht geerdeten, untereinander leitend verbundenen Aufständerung addieren sich die kapazitiven Ableitströme der einzelnen Solarmodule, sodass beim Berühren dieser nicht geerdeten Struktur ein wesentlich größerer Körperstrom fließen kann. Die sich durch die Parallelschaltung ergebende Gesamtkapazität ist abhängig vom Modulaufbau, der Konstruktion der Tragestruktur, der Generatorgröße, aber insbesondere auch von der Witterung (Feuchtigkeit). Für ein trockenes Standardmodul mit 50 W in Glas-Glas-Technologie wurde zwischen metallischem Rahmen und den Zellen eine Koppelkapazität von ca. 150 pF gemessen. Dieser Wert erhöhte sich um den Faktor 60 auf ca. 9 nF bei einer ganzflächig mit Leitungswasser benetzten Moduloberfläche. Die Kapazität änderte sich unwesentlich bei einer Erhöhung der Leitfähigkeit der Flüssigkeit durch Zugabe von Kochsalz. Für einen großflächigen Solargenerator ergibt sich damit – abhängig von der Witterung – eine Gesamtkapazität von ca. 50 ... 150 nF/kW. Diese Größenordnung konnte an mehreren Solargeneratoren mit kristallinen Zellen messtechnisch verifiziert werden. Entsprechend resultiert daraus nach obiger Rechnung ein maximaler Ableitstrom von ca. 5 mA/kW, bei einer für einphasig einspeisende Systeme üblichen maximalen Solargeneratorgröße von 5 kW also ca. 25 mA. Bei einem Generator mit Dünnschichtmodulen (Zellen auf metallischem Trägermaterial) wurden Werte von ca. 1 µF/kW gemessen – hier erreicht der kapazitive Ableitstrom Werte von ca. 35 mA/kW, bei 5 kW also ca. 175 mA. Berührt eine gut geerdete Person die ungeerdete Tragestruktur, so kann ein Körperstrom von mehreren Milliampere fließen, was bereits eine Gefährdung darstellen kann. Auch



❼ Querschnitt durch ein Solarmodul zur Abschätzung der Koppelkapazität

wenn von diesem Ableitstrom unter Umständen noch keine direkte Gefahr ausgeht, so kann das Erschrecken dennoch zu Folgeschäden führen, z. B. durch einen Absturz vom Dach. Gemäß dem Stand der Technik ist daher zu beachten, dass beim Einsatz transformatorloser Wechselrichter die Tragestruktur der Module in den Potentialausgleich einbezogen werden muss. Damit wird der kapazitive Ableitstrom abgeleitet und ein solcher Körperstrom sicher verhindert. Weiterhin schreibt die Norm VDE 0126 den Einbau eines allstromsensitiven Fehlerstromschutzschalters vor, der bei einem Sprung des Realteils des Ableitstroms um mehr als 30 mA zu einer Abschaltung führen muss (Personenschutz), und bei einer Überschreitung eines Grenzwertes von 300 mA grundsätzlich abschaltet (Brandschutz).

Zusammengefasst: Von einer Photovoltaikanlage mit transformatorlosem Wechselrichter geht keine erhöhte Gefährdung aus, wenn die einschlägigen Normen und Errichtungsbestimmungen eingehalten werden! Weiterhin kann davon ausgegangen werden, dass auch der Wechselrichter durch kapazitive Ableitströme in der oben beschriebene Größenordnung nicht in seiner Funktion beeinträchtigt wird. Ob kapazitive Ableitströme einen negativen Einfluss auf die Performance oder die Lebensdauer von Dünnschicht-Modulen haben, wurde noch nicht eingehend untersucht – es kann jedoch angenommen werden, dass kein direkter Zusammenhang besteht, da diese Ströme mittelwertfrei sind (siehe hierzu Abschnitt 5.2).

5 Wechselwirkungen zwischen Modul und Wechselrichter

Die langjährige Erfahrung aus zahlreichen Anlagen lässt die eindeutige und beruhigende Antwort zu, dass bei Modulen mit kristallinen Solarzellen keinerlei Zusammenhang zwischen einer etwaigen Moduldegradation und dem verwendeten Wechselrichterprinzip besteht. Es können also alle oben aufgeführten Wechselrichterkonzepte ohne Einschränkungen eingesetzt werden. Eine eindeutige, aber reversible Beeinflussung der Funktion wurde jedoch bei der hocheffizienten Rückseitenkontaktzelle A300 von Sunpower beobachtet [4]. Auch lassen Laboruntersuchungen sowie Erfahrungen im Anlagenbetrieb bei bestimmten Dünnschichtmodulen eine beschleunigte Degradation abhängig von der Wechselrichtertopologie vermuten.

5.1 Polarisationseffekt bei einer Rückseitenkontaktzelle

Die von Sunpower auf den Markt gebrachte Rückseitenkontaktzelle A300 stellt mit einem Wirkungsgrad von > 20 % einen Meilenstein in der Entwicklung der Photovoltaik dar. In den ersten Feldanlagen mit hoher Systemspannung zeigte sich jedoch ein deutlicher, aber

reversibler Rückgang des Wirkungsgrades. Als Ursache hiefür konnte eine Ansammlung von Ladungsträgern an der Zelloberfläche identifiziert werden. Diese wird von minimalen Leckströmen durch das Einbettungsmaterial EVA sowie das Deckglas hervorgerufen. Da die Zelle keine Frontkontakte aufweist, können diese Ladungen nicht abfließen und beeinflussen die Funktion der Zelle erheblich. Entscheidend für die Verschlechterung ist die Richtung des Leckstromes und damit die Polarität der Ladung: liegt die Zelle auf positivem Potential gegenüber Erde, so verbleiben negative Ladungen auf der Oberfläche, verbunden mit einer Verschlechterung des Wirkungsgrades. Legt man die Zelle hingegen auf ein negatives Potential gegenüber Erde, so kehrt sich der Effekt um – die Zelle erreicht wieder ihren ursprünglichen oder sogar einen etwas höheren Wirkungsgrad.

5.2 Dünnschichtzellen

Bei bestimmten Dünnschichtzellen ist ein Zusammenhang zwischen einer Schädigung (Korrosion) der zur Stromableitung erforderlichen transparenten leitenden Schicht (TCO) auf der Zelloberfläche und der Feuchtigkeit, der Temperatur und in starkem Maße auch des Potentiales gegenüber Erde bekannt, siehe beispielsweise [5][6].

Dieser Zusammenhang wurde bislang von einem Teil der Modulhersteller nicht beachtet, da ihre Dünnschichtmodule zumeist in Anlagen mit kleiner Systemspannung eingesetzt wurden. Auch seitens der Entwickler und Hersteller von Wechselrichtern sowie Systemtechniker wurde dieser Aspekt größtenteils nicht wahrgenommen und berücksichtigt. Bei den Dünnschichtmodulen ist zu unterscheiden zwischen einem Aufbau in der Superstrate-Technologie wie typischerweise bei a-Si oder CdTe, und der Substrat-Technologie wie beim CIS. Bei der ersteren beginnt der Modulaufbau mit dem Frontglas und der darauf aufgebrachten TCO-Schicht, während man bei der letzteren mit dem rückseitigen Träger startet und das Deckglas nachträglich mit z. B. EVA auflaminiert (Bild ❽).

Die Ergebnisse zahlreicher Untersuchungen zur Degradation lassen sich wie folgt zusammenfassen:

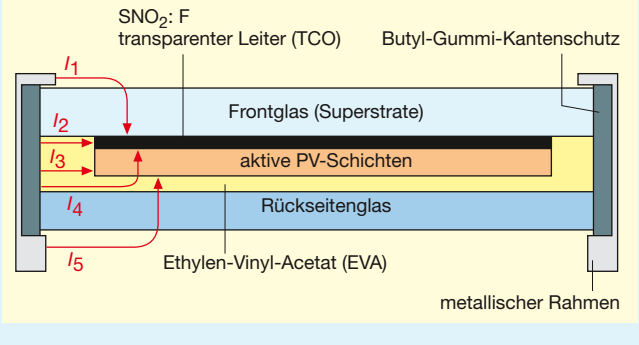
- Vorgänge bei der TCO-Korrosion noch nicht vollständig verstanden,
- Wanderung von Na^+-Ionen aus Deck- oder Rückglas wahrscheinliche Ursache,
- das eigentliche Zellmaterial ist für die TCO-Korrosion nicht relevant,
- Superstrate-Technologie (a-Si und CdTe) prinzipiell stärker gefährdet,
- Substrat-Technologie (CIS, teilweise a-Si) prinzipiell weniger gefährdet,
- große Unterschiede bei TCOs und durch Verwendung von Pufferschichten,
- hohe Feuchtigkeit und hohe Temperatur beschleunigen Schädigung,
- Konstruktion und Material der Randabdichtung sind wesentlich,
- ein metallischer Rahmen wirkt sich negativ auf Schädigung aus,
- negative Spannungen gegen Erde wirken stark beschleunigend,
- Einfluss kapazitiver Ableitströme noch nicht eingehend untersucht,
- Hochspannungs- und „Damp-Heat-Tests“ nach IEC 61646 nicht ausreichend.

Diese Versuchsergebnisse wurden mit verschiedenen Modul- und Wechselrichterherstellern sowie Betreibern von Dünnschichtanlagen diskutiert. Die Ergebnisse dieser Befragungen waren sehr uneinheitlich und reichten von „zu wenig Erfahrung“ über „keine Probleme, auch bei transformatorlosen Wechselrichtern“ bis hin zu „erhebliche Probleme“. Vom Wechselrichterhersteller SMA wurde in diesem Zusammenhang die Empfehlung veröffentlicht, bei Dünnschichtmodulen so lange keine transformatorlosen Wechselrichter einzusetzen – gleich welchen Fabrikats –, bis Klarheit in dieser Frage geschaffen ist [7].

Mit dem zunehmenden Einsatz von Dünnschichtmodulen in Anlagen mit hoher Systemspannung wird die oben dargestellte Problematik stärker beachtet und von Seiten der Modulhersteller fortlaufend an Verbesserungen der Zelltechnologie, der Randabdichtungen und der Rahmenkonstruktionen gearbeitet. Auch werden bei den Herstellern beschleunigte Lebensdauertests unter hoher Temperatur und Luftfeuchte sowie gleichzeitig anliegender negativer oder positiver Vorspannung durchgeführt. Einige Hersteller gehen daher davon aus, dass die oben aufgeführten Probleme bei ihren Produkten durch technologische Fortschritte überwunden oder vernachlässigbar sind, sodass – unter Berücksichtigung der Einschränkung aufgrund kapazitiver Ableitströme – prinzipiell jeder beliebige Wechselrichter eingesetzt werden kann [8].

Liegen vom Modulhersteller keine eindeutigen Aussagen zur Auswahl des Wechselrichters vor, so sind bei Dünnschichtmodulen folgende Empfehlungen zu beachten:

- Wechselrichter mit Transformator nach A-1 und geerdetem Minuspol einsetzen,
- transformatorlose Wechselrichter nach C-1 mit geerdetem Minuspol einsetzen (wie beispielsweise in Bild ❻),
- rahmenlose Module verwenden, ggf. mit isolierenden Clips montieren oder mit rückseitig aufgeklebten Halterungen,
- niedrige Systemspannungen verwenden, trotz Wirkungsgradeinbußen in der Verkabelung und im Wechselrichter (dies ist jedoch kein zu bevorzugender Lösungsansatz!).



❽ Prinzipieller Aufbau eines Superstrate-Moduls und mögliche Pfade für Leckströme, welche zu einer Korrosion beitragen können. Strom I_1 über das Deckglas ist deutlich abhängig vom Vorhandensein eines Rahmens und der Luftfeuchtigkeit [6]

6 Fazit

Bei konventionellen kristallinen Modulen konnte kein Zusammenhang zwischen einer Moduldegradation und der verwendeten Wechselrichtertopologie beobachtet werden. Bei den Rückseitenkontaktzellen A300 von Sunpower konnte eine Beeinflussung des Wirkungsgrades durch Polarisationseffekte festgestellt werden. Diese können durch ein negatives Potential der Zellen gegenüber dem Erdpotential verhindert oder auch rückgängig gemacht werden. Dünnschichtmodule müssen abhängig von der Technologie differenziert betrachtet werden. Tritt eine TCO-Korrosion auf, so wird diese durch negative Potentiale der Solarzellen gegenüber Erdpotential deutlich beschleunigt. Für die beschriebene Wechselwirkung zwischen Modulen und Wechselrichtern ist es ohne Bedeutung, ob der Wechselrichter mit oder ohne Transformator ausgeführt ist. Maßgeblich sind alleine die Potentiale, die sich im Betrieb relativ zum Erdpotential einstellen.

Literatur

[1] *Schmidt, H.*: et al.: „Gefährdungspotential transformatorloser Wechselrichter – Fakten und Gerüchte“. Tagungsband 18. PV-Symposium, 2003, S. 89 ... 98.
[2] *Kiefer, G.*: „VDE 0100 und die Praxis“ Siebte Auflage, S. 37 ff. VDE-Verlag Berlin, 1996.
[3] *Plumhoff, A.*: „Gefährliche Körperströme“.
[4] Fa. Sunpower: „SunPower Discovers the „Surface Polarization“ Effect ...".
[5] *Dhere, N.G. et al.*:„Leakage Current Pathways ...“.
[6] *Osterwald, C.R.*: „Electrochemical Corrosion of SnO_2 ...“.
[7] SMA: „Dünnschichtmodule mit SMA-Wechselrichtern“, Sunny Boy info, Nov. 2005, S. 8 ff.
[8] *Schäffler, R.*: „Felderfahrung mit CIS-Modulen“ Vortrag, 3. Workshop „Photovoltaik-Modultechnik“, 29.–30. Nov. 2006, TÜV Köln.