

Auswirkungen neuer Modultechniken und Marktbesonderheiten auf die Technik von PV-Wechselrichtern

Effects of new module technologies and technical regulations on manufacturers of photovoltaic power inverters

Dipl.-Ing. Matthias Haag, KACO GERÄTETECHNIK GmbH, Neckarsulm, Deutschland,
m.haag@kaco-gerätetechnik.de

Kurzfassung

Auf dem Modulmarkt findet sich inzwischen eine erstaunliche Fülle verschiedenster Zellgrößen, Leistungen und Absorbermaterialien. Auf all diese Besonderheiten müssen die Hersteller von Wechselrichtern eingehen, um möglichst exakt abgestimmte Produkte zum optimalen Betrieb mit den einzelnen Modultypen anzubieten. Das Ziel lautet langes Modulleben, stabile Einspeisung und maximale Ausbeute über das gesamte Jahr. Der Vielfalt von Modultechnologien steht eine ebenso große Vielfalt an staatlichen Vorgaben für den Einspeisebetrieb gegenüber, auf die wiederum die Wechselrichterhersteller reagieren müssen, da ihre Geräte für den Kontakt mit dem Netz verantwortlich sind.

Abstract

On the module market there is a growing number of various cell sizes, power ratings and absorber materials. Their respective specifications require the inverter manufacturers to react and offer the fitting products for optimum operation with those modules. The aim is to assure long module life, stable feed in and maximum yield by the end of the year.

The variety of modules is accompanied by a just as diverse number of regulations for feed in operation and again it is the inverter manufacturers who have to accommodate since their products are responsible for the correct cooperation with the actual grid environment.

1 Anforderungen seitens der Modultechnik

1.1 Dünnschichtmodule

Bedingt durch einen Engpass in der Siliziumversorgung haben alternative Modultechnologien Aufschwung erlebt, die mit deutlich weniger oder ganz ohne Silizium auskommen. Ihnen allen gemein ist, dass der Aufbau der aktiven Zellen nicht mit kristallinen Wafern erfolgt, sondern durch Abscheidung ultradünner Schichten eines Absorbers. Dieser kann aus amorphem Silizium (a-Si), Cadmiumtellurid (CdTe), Kupfer-Indium-Selenid-Mischungen (CIS) oder weiteren Materialien wie Indium-Gallium-Arsenid (InGaAs) bestehen. Diese Dünnschichtmodule unterscheiden sich in ihren elektrischen Eigenschaften wesentlich von den herkömmlichen waferbasierten Modulen. Jedoch kann man keinesfalls, wie die zahlreichen Varianten von Absorbern bereits ahnen lassen, pauschal von „dem“ Dünnschichtmodul sprechen. Daraus ergibt sich automatisch, dass Wechselrichterhersteller technische Optionen anbieten müssen, die den Besonderheiten des jeweiligen Modultyps gerecht werden. Verallgemeinernd kann man allerdings festhalten, dass Dünnschichtmodule auf Spannung gegen Erde empfindlich

reagieren. Vor allem die glasseitige, lichtdurchlässige Kontaktierungsschicht (TCO: Transparent Conductive Oxide) kann unter Umständen sehr rasch irreparabel zerfallen. Diese TCO-Korrosion findet sich in erster Linie bei a-Si- und CdTe-Modulen und rührt ursächlich wohl von einer Wanderung aus dem Deckglas stammender Natriumionen durch die TCO-Schicht her. Hier hilft, den PV-Generator (die Gesamtheit der Solarmodule) negativ zu erden, um die Natriumionen von der TCO-Schicht fernzuhalten. Lediglich die Modulränder besser zu isolieren, um ein Eindringen von Feuchtigkeit zu verhindern, ist langfristig nicht zuverlässig.

1.2 Hochleistungsmodule

Ein Weg, den Wirkungsgrad waferbasierter Module zu erhöhen, besteht darin, den positiven Abgriff auf die Rückseite der Zelle zu verlegen (rückseitenkontaktierte Zellen). Dies erhöht die Lichtausbeute, bringt aber mitunter ein elektrostatisches Problem mit sich: Das Modul lädt sich kondensatorgleich auf, was den Fluss der Ladungsträger bremst und damit den zunächst erzielten Wirkungsgradvorteil wieder zunichte macht. Dieses als Polarisierungseffekt bezeichnete Phänomen verstärkt sich im Lauf des Tages (Belichtungsdauer), so dass der Modulwirkungsgrad kontinuierlich sinkt. Der Effekt wurde u.a durch Module des Herstellers Sun-

power bekannt, dessen A-300 Solarzellen bei ihrer Einführung den höchsten Wirkungsgrad auf dem Markt markierten. Der Polarisierungseffekt ist reversibel und kann z.B. durch eine Entladung der Module über Nacht (durch Anlegen einer negativen Spannung) behoben werden. Der deutlich wirkungsvollere Weg ist aber, den Pluspol des PV-Generators zu erden und damit die Aufladung der Module von vornherein zu unterbinden.

1.3 Generatorpotenzial und Ableitstrom

Ein weiteres, unter Umständen modulschädigendes Phänomen, bei dem Der PV-Generator als Kapazität zu betrachten ist, sind die Ableitströme. Abhängig von der Arbeitsweise des Wechselrichters liegt auf dem PV-Generator ein Wechselfeld systemtypischer Stärke und Frequenz an, das bei Verwendung transformatorloser Wechselrichter zu periodisch schwankenden kapazitiven Strömen ins Netz führt. Dies ist nur mit einem trafobestückten Wechselrichter zu unterbinden.

1.4 Trafo als Lösung

Den beschriebenen Phänomenen ist nicht mit einer bestimmten Wechselrichtertopologie beizukommen. Vielmehr besteht in allen genannten Fällen die richtige, oder wenigstens eleganteste Lösung darin, dass Generatorpotenzial zu klemmen und in seiner Richtung festzulegen. Dies erfordert einen galvanisch getrennten Wechselrichter mit naturgemäß niedrigerem Wirkungsgrad. Die somit geringere Einspeisung wäre für eine vollständige Investitionsplanung mit dem günstigeren Einkaufspreis von Dünnschichtmodulen bzw. dem höheren Wirkungsgrad von Hochleistungsmodulen zu verrechnen.

Der beste Weg, zu klären, welche elektrische Umgebung der PV-Generator benötigt, ist direkt Kontakt mit den Herstellern der jeweiligen Module aufzunehmen. So gibt z.B. der US-amerikanische Hersteller von CdTe-Modulen First solar, Inc. eigene Freigaben für den Betrieb bestimmter Wechselrichter in Verbindung mit seinen Produkten.

Daneben sollten die technischen Unterlagen zu den Wechselrichtern Hinweise für die Elektrofachkraft enthalten, dass und wie Spezial-Module geerdet werden müssen, um sie vor Schaden zu bewahren bzw. optimal einsetzen zu können.

2 Anforderungen seitens staatlicher Regulierungen

2.1 Erkennung eines Inselnetzes

Hier hat jedes Land seine eigene Liste an technischen Vorgaben, die sich teils inhaltlich widersprechen. So empfehlen Deutschland (derzeit noch), Frankreich und Griechenland zur Prüfung des Netzstatus eine Impe-

danzmessung und sehen alternativ eine Dreiphasenüberwachung vor. In Großbritannien ist genau diese Impedanzmessung verboten, stattdessen ist die Frequenzdrift zu überwachen. Letzterem schließt sich auch Italien an. Die USA machen zu diesem Leistungsmerkmal des Wechselrichters hingegen gar keine technische Vorgabe. Italien wiederum verlangt, die Frequenzdrift zur Detektion heranzuziehen. Dass die zugehörigen Prüfvorgaben – Reaktion auf Impedanzsprung oder Sprung der Außenleiterspannung, Vorgabe der Frequenzänderung, Schwingkreistest – eine unterschiedliche Ausrüstung der Wechselrichter in Software, das geringere Problem, und Hardware erfordern, ist offensichtlich.

2.2 Abschaltwerte und -zeiten

Die meisten Länder haben einen klare Grenzwerte für Über- und Unterspannung im Netz sowie für Frequenzabweichungen, die zu einer Abschaltung des Wechselrichters innerhalb bestimmter Zeiten führen müssen. Verschiedene Schwellen lassen sich in dabei leicht in einer Softwareversionen führen. In den USA allerdings sind zwei Schwellen mit verschiedenen Abschaltzeiten vorgeschrieben. Dies macht eine andere Softwarestruktur eigens für den dortigen Markt erforderlich.

2.3 Trafo – ja oder nein?

Auch zur Frage der galvanischen Trennung herrscht international Uneinigkeit und wird es sicher auch weiterhin tun. Während Deutschland den Herstellern freie Hand lässt, mit trafolosen Topologien auf den Markt zu gehen, verlangen Spanien und Großbritannien zwingend einen Trenntrafo, die USA je nach Region und Italien ab einer Anschlussleistung von 20 kW. Bei Ländern mit kolonialer Vergangenheit übernehmen die ehemals assoziierten Staaten häufig die Regelung der Kolonial . Als weitere Besonderheit ist hier noch anzufügen, dass Italien ab 20 kW einen zentralen Koppelschalter vorschreibt.

2.4 Anforderungen der neuen Niederspannungsrichtlinie

Das Forum Netztechnik / Netzbetrieb (FNN), ein Ausschuss des VDE, hat zwei neue Richtlinien erarbeitet, die die Einspeisesituation dezentraler Anlagenbetreiber und damit auch die Wechselrichterhersteller betreffen. Diese Richtlinien für den Nieder- und Mittelspannungsbereich werden erhebliche zusätzliche Anforderungen an die Wechselrichterhersteller stellen. Noch ist nicht klar, wann sie in welchem Umfang in Kraft treten. Die wichtigsten Änderungen im Überblick:

Eine der bekannteren Vorgaben der alten Niederspannungsrichtlinie war das sog. Schiefastverbot, wonach zwischen zwei Einspeisephase maximal 4,6 kW Leistungsdifferenz herrschen dürfen. Solange diese Vorgabe eingehalten wurde, war die einphasige Ein-

speisung problemlos zu verwirklichen. Die neue Richtlinie sieht hingegen vor, dass Anlagen ab 30 kW Leistung mit Drehstromwechselrichtern aufgebaut werden müssen. Dies erfordert eine grundlegende Überarbeitung zahlreicher Geräte.

War in der alten Version noch keine explizite Leistungsreduktion vorgesehen, sollen nun Anlagen ab einer vom Netzbetreiber festzulegenden Größe ihre Wirkleistung reduzieren können. Ebenso sollen PV-Anlagen künftig mit einem vom Netzbetreiber vorgegebenen $\cos \Phi$ (Phasenverschiebung zwischen Strom und Spannung zur Erzeugung von Blindleistung), oder einer Kennlinie $\cos \Phi(P)$ einspeisen. Beide Vorgaben spiegeln den Wunsch, den Wechselrichterherstellern Netzstützungsfunktionen zu übertragen und erfordern sowohl neue Software- als auch Hardwarelösungen. Zudem schließen sie analoge Steuerungen aus.

Einige weitere Neuerungen betreffen die Netzüberwachung: Zunächst war es bislang erlaubt, auch bei großen Anlagen mit einer integrierten Netzüberwachung zu arbeiten, nun darf ab einer Anlagengröße von 30 kW die Netzüberwachung nicht mehr im Wechselrichter integriert werden. Des Weiteren wurde eine neue Regelung eingeführt, dass die Frequenzmessung zwischen zwei Phasen gemessen werden muss, auch bei einphasigen Geräten. Hier gab es vorher keine Bestimmung. Interessant ist schließlich noch, dass die Impedanzmessung, die bislang noch zum Detektieren eines Inselnetzes empfohlen wird, nach der neuen NS-RL nicht mehr angewendet werden darf – eine 180°-Wendung in der Richtlinie.

Zu gelegentlich anzutreffenden einphasigen Netzen macht die neue Richtlinie indes keine Angaben und lässt somit noch Raum für Unklarheiten bei der Geräteausführung.