Technologischen Vorsprung halten und Kunden mitnehmen

Intersolar: Ein globaler Wechselrichtermarkt in seiner Bandbreite

Die bevorstehende Fachmesse Intersolar in München wird Wechselrichtern eine ideale Plattform bieten. Kein anderes Produkt der PV-Branche vereint so viele Innovationen in sich und kein anderes zieht so viel Aufmerksamkeit auf sich.

Wie in jedem Jahr werden die Wechselrichterhersteller die Intersolar als große Bühne nutzen, um ihre Produkte ins strahlende Licht der Messescheinwerfer zu rücken. Die Präsentation wird nicht so bombastisch sein wie in den Jahren 2010 bis 2012, als der deutsche Photovoltaikmarkt einen nicht für möglich gehaltenen Boom erlebte, sondern wesentlich bescheidener. Der Markt hat sich stark gewandelt. Zwar ist SMA noch immer Weltmarktführer, doch der Marktanteil schwindet stetig, denn die Hersteller aus Fernost sind aufgerückt und drücken die Preise, sodass SMA trotz der führenden Position große Verluste hinnehmen musste. Der Umsatz schrumpfte gegenüber 2010 auf weniger als die Hälfte und das Ergebnis drehte von einem dicken Plus ins Minus – von 365 Mio. € Gewinn in 2010 auf 179 Mio. € Verlust in 2014.

Den anderen Herstellern geht es kaum besser, denn die Wettbewerbssituation ist angespannt. Es ist klar, dass unter diesen Vorzeichen die europäischen Wechselrichterhersteller mit Kampfpreisen, Sonderangeboten und Rabatten ihr eigenes Grab schaufeln würden. Sie müssen sich statt dessen darauf konzentrieren, ihren technologischen Vorsprung zu halten und ihre Kunden auf diesem Weg mitzunehmen – ihnen also genau erklären, welche Innovationen sie in den vergangenen zwölf Monaten erreicht haben und welchen Nutzen der Kunde dadurch hat.

Deshalb verspricht die bevorstehende Intersolar interessant zu werden, denn wir werden mehr fernöstliche, vor allem chinesische Hersteller sehen als zuvor. Dadurch werden die europäischen Hersteller noch stärker angespornt, sich mit guten Ideen von der Konkurrenz abzuheben. Den Messebesuchern präsentiert sich also der globale Wechselrichtermarkt in seiner ganzen Bandbreite, und es ist damit zu rechnen, dass sich Besucher diesmal besonders gründlich informieren können. Allerdings besteht die Gefahr der Übersättigung, sodass es wichtig ist, an den Messeständen gezielte Fragen zu stellen und sich auf die wichtigsten Aspekte zu konzentrieren.

Der Wirkungsgrad ist nicht alles

Der maximale Wirkungsgrad war die weitaus wichtigste Angabe im Datenblatt, als der Wirkungsgrad niedrig und die Einspeisevergütung hoch war. Beides hat sich geändert. Inzwischen ist das Niveau des maximalen Wirkungsgrades deutlich angestiegen und die Bandbreite, in der sich der Wirkungsgrad bewegt, kleiner geworden. Man kann heute von einem guten Wechselrichter verlangen, dass er zwischen 97 und 99 % erreicht. Das ist, wenn man nur die Umwandlungsverluste betrachtet, noch immer ein großer Unterschied, der sich zum Beispiel auch auf den Aufwand zur Kühlung des Wechselrichters auswirkt. Bei 10 kW Leistung und 97 % Wirkungsgrad werden 300 W in Wärme umgewandelt, die abgeführt werden muss. Es ist klar, dass angesichts der Wettbewerbssituation alle Hersteller bestrebt sind, den maximalen Wirkungsgrad möglichst bald auf 99 % zu steigern.

Helfen könnten dabei Halbleiter aus Siliziumkarbid (SiC), die sich unter anderem durch geringere Schaltverluste und verminderte Durchlassverluste auszeichnen und dadurch zur Steigerung des Wirkungsgrades beitragen (s. a. ep Photovoltaik 04/2014, S. 329). Bekanntestes Beispiel eines auf SiC-Halbleitern basierenden Wechselrichterkonzeptes ist der REFUsol 020K-SCI des Herstellers Advanced Energy, der einen maximalen Wirkungsgrad von 98,7 % erreicht. Die positiven Eigenschaften der SiC-Halbleiter sind jedoch teuer erkauft, denn sie haben noch nicht jenes hohe Niveau der Massenproduktion erreicht, das die Silizium-Halbleiter konkurrenzlos billig macht. Von einem Durchbruch kann man noch nicht sprechen. Die meisten Hersteller scheinen noch abzuwarten, bis die SiC-Halbleiter nicht nur preisgünstiger geworden sind, sondern auch eine ausreichende Zuverlässigkeit nachgewiesen haben.

Grenzen des Wachstums

Der mittlere Wirkungsgrad der auf dem Markt verfügbaren Wechselrichter hat sich in den vergangenen 20 Jahren stetig verbessert, aber



Quelle: Belectric

Freiflächen-Solarkraftwerk mit 1500-Volt-Betriebsweise



Quelle: SMA

Schlüsselfertige Systemlösung

In dem 20 Fuß großen Container sind ein Zentralwechselrichter mit 2,5 MW, ein Mittelspannungstransformator sowie eine Mittelspannungsschaltanlage integriert.

er nähert sich immer langsamer der 99-Prozent-Grenze. Und das scheint eine Art Asymptote zu sein, an die sich die Kurve langsam anschmiegt. Die meisten Wechselrichter-Experten sind der Ansicht, dass es sich nicht lohnt, den Wirkungsgrad auf über 99 % zu steigern. Jeder weitere Fortschritt erfordert einen immer größeren Aufwand, und dieser zahlt sich nur dann aus, wenn die höheren Kosten durch einen entsprechend höheren Ertrag aufgewogen werden. Letzten Endes bestimmen die Kunden, wie weit die Reise noch geht. Wenn sie den Eindruck haben, dass ein extrem leistungsfähiger, aber teurer Wechselrichter die Wirtschaftlichkeit der PV-Anlage nicht verbessern würde, dann werden sie ihn auch nicht kaufen.

Vor allem die Kunden, die große Investitionen tätigen, rechnen mit spitzem Bleistift. Darauf haben sich die Hersteller von Megawatt-Wechselrichtern eingestellt, und sie suchen nach der optimalen Leistungsgröße. Mit wachsender Leistung wird es einfacher, an die 99-Prozent-Grenze heranzukommen, und gleichzeitig sinken die Kosten pro Watt. Doch es gibt Grenzen des Wechselrichter-Wachstums, denn mit steigender Leistung wächst zwangsläufig auch die Größe des Modulfeldes und die Kabel werden immer länger. Die spezifischen Kosten sinken, aber die Systemkosten steigen, und deshalb gibt es ein wirtschaftliches Optimum.

SMA sieht dieses Optimum zwischen 2,2 und 2,5 MW und hat deshalb das Utility Power System auf diese Größe ausgelegt. Den Wirkungsgrad hat das Unternehmen noch nicht bekannt gegeben, aber die Megawatt-Wechselrichter von Ingeteam (98,9 %) und LTi REEnergy (98,8 %) bestätigen den 99-Prozent-Trend.

Man darf auch diese Zahl nicht überbewerten, denn es gibt keinen unmittelbaren Zusammenhang zwischen maximalem Wirkungsgrad und Ertrag. Denn in Mitteleuropa produziert eine PV-Anlage ihren Strom oft deutlich unterhalb ihrer Generatorleistung, weit entfernt vom Punkt des maximalen Wirkungsgrades, den der Wechselrichter meist bei etwa 50 % seiner Nennleistung erreicht. Deshalb ist der Europäische Wirkungsgrad, der die statistisch verteilten Einstrahlungswerte berücksichtigt und mehrere Leistungspunkte zwischen 0 und 100 % entsprechend gewichtet, ein besserer Anhaltspunkt für den voraussichtlichen Ertrag der PV-Anlage. Ein Wechselrichter, dessen Leistungskurve steil ansteigt und der auch im Teillastbereich schon einen guten Wirkungsgrad erzielt, erkennt man daran, dass der Europäische Wirkungsgrad nur geringfügig unter dem maximalen liegt.

Dreiphasige Einspeisung hat Vorteile

Die solare Stromerzeugung eilt in Deutschland von Rekord zu Rekord. Im vergangenen Jahr speisten die PV-Anlagen insgesamt 32,8 TWh ein, und in der Spitze erreichte die Leistung mehr als 24 GW. Angesichts dieser Zahlen liegt es auf der Hand, dass sich die Netzeinspeisung an den Standards orientieren muss, die für Kraftwerke gelten. Deshalb stellt sich die Frage, ob die einphasige Einspeisung noch zeitgemäß ist. Denn man muss vermeiden, dass an sonnigen Tagen eine deutliche Schieflast im Netz auftritt.

Die VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4105 schränkt die einphasige Einspeisung ein, indem sie von allen Netzeinspeisern verlangt, dass eine gleichmäßige Verteilung der eingespeisten Leistung auf die drei Außenleiter anzustreben ist, wobei eine Leistungsdifferenz von maximal 4,6 kVA nicht überschritten werden darf. Fast alle Hersteller haben sich inzwischen auf diese Anforderung des deutschen Marktes eingestellt und bieten Wechselrichter mit größerer Leistung nur noch als dreiphasige Einspeisegeräte an.

Die höheren Kosten, die man früher scheute, sind heute kein großes Problem mehr. Der dreiphasige Wechselrichter braucht zwar mehr Bauteile, doch weil sich der Solarstrom nun auf drei Außenleiter aufteilt, sind die Bauelemente entsprechend kleiner und billiger.

Die dreiphasige Einspeisung bietet nicht nur Vorteile für das Netz, sondern auch für die Topologie der Wechselrichter. Die einphasige Einspeisung hat den Nachteil, dass während des Nulldurchgangs der Spannung die gesamte Energie, die vom Solargenerator geliefert wird, kurzzeitig gespeichert werden muss. Dafür werden meist Elektrolytkondensatoren eingesetzt, die austrocknen können und dadurch die Zuverlässigkeit des Wechselrichters beeinträchtigen. Bei dreiphasiger Einspeisung muss wesentlich weniger Energie zwischengespeichert werden, weil zu jedem Zeitpunkt Energie ins Netz eingespeist wird.

Ob diese Vorteile ausreichen, um schon jetzt ein Trend zur dreiphasigen Einspeisung unterhalb von 4,6 kVA anzustoßen, wird die kommende Intersolar zeigen. Gegen diesen möglichen Trend spricht, dass in vielen europäischen Ländern die einphasigen Hausanschlüsse noch immer die Regel sind – und nicht die dreiphasigen wie in Deutschland. Einphasige Wechselrichter werden also noch einige Jahre ihren Markt finden.

Eingangsspannung strebt zur nächsten Stufe

Die Eingangsspannung der Wechselrichter war bis vor kurzem kein spannendes Thema, weil die meisten Komponenten nur bis maximal 1 000 V ausgelegt sind und diese Grenze nicht zur Debatte stand. Auf den Dächern von Einfamilienhäusern sind die Modulstrings ohnehin so kurz, dass eine Gleichspannung von DC 600 V oder DC 800 V selten überschritten wird.

Aber an der 1000-Volt-Grenze wird nun immer energischer gerüttelt, weil es für große Solarparks deutliche Vorteile bringen würde, wenn man so lange Strings bildet, dass sie eine Spannung von 1 500 V erreichen. Die Verkabelung würde preisgünstiger werden, denn bei gleicher Leistung fließen kleinere Ströme. Aus dem gleichen Grund werden auf der AC-Seite die Trafos günstiger, denn die Primärwicklung benötigt weniger Kupfer. Oder man verwendet den gleichen Trafo wie zuvor, kann aber nun wegen der höheren Spannung mehr Leistung ins Netz einspeisen. Am günstigsten wäre die Netzeinspeisung mit einer Wechselspannung von AC 690 V, denn dann kann man Standardtrafos verwenden.

Das auf die Errichtung von großen Solarparks spezialisierte Unternehmen Belectric hat bereits vor drei Jahren den ersten Solarpark mit 1 500-Volt-Solargenerator realisiert und hat das System inzwischen als 3-Megawatt-Block standardisiert mit dem Ziel, Solarparks grundsätzlich aus solchen Blöcken modular aufzubauen. Das Konzept hat den Nachteil, dass es bisher nur wenige Zulieferer gibt, die geeignete Komponenten anbieten können. Belectric ist dadurch von dem Wechselrichterhersteller General Electric und dem Modullieferanten First Solar abhängig. Es wird allerdings nicht lange dauern, bis neue Module auf den Markt kommen, die für eine Spannung von 1 500 V ausgelegt sind. SMA hat sich bereits darauf eingestellt und das Utility Power System auf eine so hohe Eingangsspannung ausgelegt.

Einspeisung von Blindleistung

Wenn PV-Anlagen wie kleine Kraftwerke ins Netz einspeisen sollen, dann müssen sie auch Blindleistung liefern können, denn auf diese Weise können sie dem von ihnen selbst verursachten Effekt entgegenwirken. Aufgrund der beträchtlichen Stromproduktion kommt es an sonnigen Tagen immer häufiger zu deutlichen Spannungsanstiegen im Nieder- und Mittelspannungsnetz, und diesen Anstieg

können die Wechselrichter dämpfen, indem sie zusätzlich zur Wirkleistung induktive oder kapazitive Blindleistung einspeisen.
Die Angabe des Leistungsfaktors cos φ im Datenblatt gewinnt an Bedeutung und sollte in keinem Datenblatt fehlen. Leider nehmen manche Hersteller diese Anforderung noch nicht ernst. Doch in der Leistungsklasse 10 bis 100 kW, die vor allem für PV-Anlagen auf Dächern von gewerblichen Gebäuden interessant ist, gibt es nur noch wenige Hersteller, die auf diese Angabe verzichten. Die meisten geben das Intervall, in dem sich der Leistungsfaktor bewegen kann, mit „0,8 induktiv und 0,8 kapazitiv“ an, einige wenige können bis zu „0,7 induktiv und 0,7 kapazitiv“.

Globalisierung durch Modularisierung

Die Preise fallen vor allem deswegen, weil die weltweit große Nachfrage die Fertigung hoher Stückzahlen erlaubt. Doch damit stoßen die Hersteller buchstäblich an Grenzen, denn nationale Normen und Standards zwingen sie dazu, mehrere Varianten eines Wechselrichters zu entwickeln, wenn sie ihn weltweit vermarkten wollen. Die Unterschiede beginnen schon mit der Netzspannung, die von 100 V in Fernost bis zu 230 V in Europa reicht. In etlichen Bundesstaaten der USA, dem für europäische Hersteller wichtigstem Markt, sind 120 V der Standard, und die Netzfrequenz hat 60 Hz statt 50 Hz.
Um ein System anbieten zu können, das möglichst allen Anforderungen gerecht wird, hat Kaco das „Ultraverter“-Konzept entwickelt und die Umrichtung des Solarstroms von der eigentlichen Netzeinspeisung getrennt. Jedes Modul wird mit einem Mikrowechselrichter ausgerüstet, der das Modul in eine Wechselstromquelle mit niedriger Spannung verwandelt. Um die am Einsatzort geforderte Spannung zu erreichen, werden die Module einfach in Reihe geschaltet und an die Netzanschlussbox „flexgate“ angeschlossen, die alle für die Netzeinspeisung erforderlichen Funktionen erfüllt. Das System soll alle Standards erfüllen und rund um den Globus einsetzbar sein. Das Ziel der Globalisierung wird durch Modularisierung angestrebt.

Ost-West-Dächer brauchen zwei MPP-Tracker

Früher hatten alle Wechselrichter genau einen MPP-Tracker, heute gilt dies nur noch für die ganz kleinen und die ganz großen. Wenn die Module nebeneinander auf dem Dach liegen oder in Reih und Glied auf der Wiese stehen, dann bekommen alle jederzeit die gleiche solare Einstrahlung und ein MPP-Tracker reicht dann vollkommen aus.
Aber weil zunehmend mehrere Dachflächen genutzt werden müssen, die nicht gleich ausgerichtet oder tagsüber für eine Stunde oder länger verschattet sind, liefern die Strings dem Wechselrichter unterschiedliche Spannungen und Ströme. Die Arbeitspunkte müssen dann individuell eingestellt werden. Immer häufiger handelt es sich um Ost-West-Dächer, die für eine Verstärkung der solaren Einspeisung am Morgen und am Abend notwendig und energiewirtschaftlich erwünscht sind. Die Hersteller haben sich darauf eingestellt und bieten Wechselrichter mit zwei MPP-Trackern an.
Aber auch das reicht nicht immer aus. Wenn das Dach sehr groß ist, dann kann es vorkommen, dass sowohl die Ausrichtung als auch die Verschattung der Strings unterschiedlich ist. Deshalb bieten einige Hersteller (zum Beispiel Kostal und SMA) schon ab 15 kW Einspeiseleistung einen Wechselrichter mit drei MPP-Trackern an.



Quelle: KACO new energy

Ultraverter bestehen aus zwei Komponenten, dem Mikro-Wechselrichter blueplanet flex (Foto) und der Netzanschlussbox blueplanet flexgate

Eigenverbrauch wird immer wichtiger

Die Kosten der solaren Stromerzeugung sind in den vergangenen Jahren so schnell gefallen, dass die „Netzparität“ viel früher als erwartet erreicht wurde – und zwar so früh, dass die Branche nicht richtig darauf vorbereitet war. Inzwischen ist der auf dem eigenen Dach produzierte Strom deutlich billiger als der Strom aus der Steckdose, doch mit dem Eigenverbrauch müssen sich die Kunden erst anfreunden, und nur wenige Hersteller bieten ausgereifte Lösungen an.
Eigentlich waren sie durch die EEG-Novelle 2012 bereits vorgewarnt. Denn der Gesetzgeber verpflichtete schon damals die Betreiber neu installierter, kleiner Anlagen (bis 30 kW), die maximale Wirkleistung auf 70 % der installierten PV-Leistung zu begrenzen. Da die Leistungsspitzen immer größer werden, ist mit einer weiteren Absenkung ist zu rechnen. Denn es ist natürlich sinnvoll, dass möglichst viel Solarstrom „vor Ort“ verbraucht und nicht ins Netz eingespeist wird. Es wird also Zeit, sich auf den Eigenverbrauch zu konzentrieren. Damit durch die Kappung der Leistungsspitzen möglichst keine Kilowattstunde verlorengeht, muss der Solarstrom entweder im Haushalt verbraucht oder in einer Batterie gespeichert werden. Wechselrichter mit Batterieladefunktion zu entwickeln, war keine besondere technische Herausforderung. Viel schwieriger ist die Frage zu beantworten, wie groß die Speicherkapazität sein soll.
Angesichts der hohen Kosten der Batterie muss man die Wirtschaftlichkeit im Auge behalten. Wenn die Batterie so groß ist, dass sie die gesamte Solarstrommenge eines Sommertages speichern kann, dann kann man sich zwar über 100 % Eigenverbrauch freuen, aber nicht über die Kosten. Eine solche Batterie wäre vollkommen überdimensioniert und unwirtschaftlich.
Einige Hersteller überlassen dem Kunden die Entscheidung über die Größe des Speichers. Beispielsweise bietet Bosch ein Speichersystem mit 5-kW-Wechselrichter und fünf verschiedenen Speichern zwischen 4,4 und 13,2 kWh an. Damit kann man aber keinen Massenmarkt erschließen. Deshalb entschied sich SMA für ein kompaktes System mit einem eingebauten 2-kWh-Speicher. Der „Sunny Boy Smart Energy“ ist mit 3,7 und 4,6 kW Bemessungsleistung lieferbar und hat bereits eine lange Erprobungsphase hinter sich. Nach Angaben des Herstellers erreicht der Jahresdurchschnitt des täglichen Batteriedurchsatzes mindestens 90 % der nutzbaren Speicherkapazität, das entspricht einer Strommenge von 1,8 kWh pro Tag. Die Testphase habe ergeben, dass mindestens 90 % des selbst erzeugten Solarstroms genutzt werden konnte – entweder direkt oder gespeichert.
Die bevorstehende Intersolar wird mehr Speichersysteme präsentieren als je zuvor. Die meisten Hersteller werden ihren Kunden einen hohen Systemwirkungsgrad versprechen, sodass trotz der unvermeidlichen Speicherverluste 85 oder 90 % Eigenverbrauchsanteil möglich sind. Ob dieser wirklich erreicht wird, hängt nicht zuletzt vom Nutzerverhalten ab und kann daher nicht garantiert werden. Dass manches in der Präsentation besser aussieht als es ist, muss wie immer beim Messebummel berücksichtigt werden.

D. Koenemann