

Mehr Ertrag durch Teamarbeit

Der Ertrag von Solarstromanlagen im Netzparallelbetrieb hängt vom Anlagenkonzept ab. Das kürzlich entwickelte Team-Konzept kann noch mehr Strom aus der Anlage herausholen als die Master-Slave-Technik, wie ein Feldversuch in Dimbach bewies.

Demonstrationsanlage in Dimbach bei Würzburg

Foto: IPDAD

Photovoltaik-Module und die damit aufgebauten Generatoren sind immer noch teuer. Deshalb gibt es seit jeher das Bestreben, sie so effektiv wie möglich einzusetzen. Stringtechnik, Master-Slave-Anlagen und – seit dem vergangenen Jahr – das Team-Konzept versprechen gegenüber dem klassischen Zentralwechselrichter einen höheren Energieertrag. Anhand von Simulationsrechnungen und Messdaten soll der Mehrertrag der verschiedenen Anlagenkonzepte bestimmt werden.

Der Zentralwechselrichter

Die klassisch aufgebaute PV-Anlage besteht aus der direkten Kopplung eines einzigen Generatorfeldes mit einem in der Leistung angepassten Wechselrichter. Neben dem als hier vorgegeben betrachteten PV-Generator wird der Energieertrag außerdem wesentlich bestimmt von dem Wirkungsgrad des Wechselrichters und von der Präzision, mit der jedes Modul in seinem Maximum Power Point (MPP) arbeitet. Abweichungen von diesem idealen Arbeitspunkt (Mismatching) lassen sich bei großen Anlagen nicht vermeiden.

Der Einfluss des Gerätwirkungsgrades des Wechselrichters ist unmittelbar einsichtig und wird immer bei der Komponentenauswahl berücksichtigt. Der zweite Einflussfaktor, das Mismatching, wird dagegen meist als unvermeidbar hingenommen, obwohl gerade hier durch eine sorgfältige Planung deutliche Verluste vermieden werden können. Der Begriff Mismatching wird dabei häufig nur auf die Exemplarstreuung der PV-Module bezogen, umfasst jedoch alle Betriebsbedingungen, die zu einer

Verschiebung der MPPs der einzelnen Module führen. Dies sind u.a.

- fertigungsbedingte Exemplarstreuung der MPP-Spannung,
- Spannungsfälle an Leitungen, Sicherungen und Dioden,
- unterschiedliche Zellentemperatur,
- unterschiedliche Beleuchtung der Module,
- Teilverschattung oder Verschmutzung von Modulen.

Der relative Verlust durch Mismatching liegt im Bereich von 1 bis 3% und steigt mit der Anzahl der Module bzw. mit der Größe der Generatorleistung und der Leistungstoleranz der Module. Als unterer Grenzwert soll hier die Streuung der Modulkennwerte eines Generators aus 1.170 Modulen à 110 W_p dienen, die untereinander eine Leistungsstreuung von ±3% aufweisen (Lieferung für die Demonstrationsanlage Dimbach bei Würzburg¹). Bei der Zusammenschaltung bleibt das große PV-Feld je nach Sortierung um 1,0 bis 1,4% unter der Summen-Nennleistung der Module. Auch der Füllfaktor der Module hat einen Einfluss auf den Ertrag, denn mit einem sinkenden Füllfaktor vergrößert sich der Spannungsbereich, in dem das Modul nahezu die MPP-Leistung liefert. So steht ein hoher Füllfaktor immer für hohe Mismatchingverluste. Leider sind Modultypen mit geringem Füllfaktor, meist nur mit großen Leistungstoleranzen lieferbar, sodass bei der Anlagenauslegung eines der beiden Übel in Kauf genommen werden muss.

Den hier nur beispielhaft aufgeführten Verlustquellen beim Aufbau eines großen PV-Generators steht als Vorteil gegenüber, dass große Wechselrichter einen sehr guten Wirkungsgrad bei geringen spezifischen Kosten aufweisen.



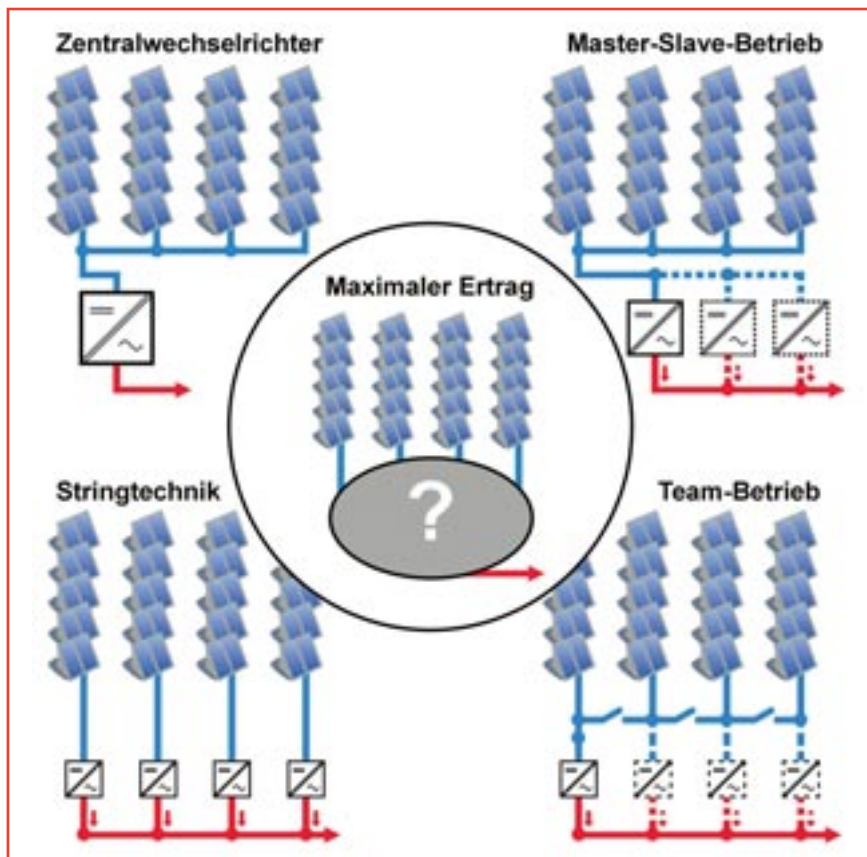
Alternative Anlagenkonzepte

Gerade bei großen Generatorleistungen eröffnen sich alternative Anlagenkonzepte, die in Teilbereichen den Energieertrag steigern. Diese Konzepte sollen hier betrachtet und bewertet werden.

Master-Slave-Betrieb: Beim Master-Slave-Betrieb wird gegenüber der klassischen PV-Anlage der Zentralwechselrichter durch mehrere parallel ge-

Abb. 1: Zusammenstellung der heute üblichen Konzepte für große PV-Anlagen

Grafik: SMA



die Präzision der MPP-Ermittlung im Teillastbereich (bis ca. 50% der Nennleistung) deutlich an.

Unabhängig von der Bezeichnung (z.B. PSC [1]) weisen alle Master-Slave-Konzepte die beschriebene Struktur auf und unterscheiden sich nur unwesentlich durch unterschiedliche Zuschaltkriterien der Wechselrichter. Der Ertragsgewinn ist umso größer, je höher die Grundverluste des verwendeten Wechselrichters sind. Bei mittleren und hohen Leistungen ändert der Master-Slave-Betrieb allerdings nichts am Nutzungsgrad der Gesamtanlage, da die Mismatchingverluste gegenüber der Anlage mit Zentralwechselrichter unverändert bleiben (Abb. 2).

Stringtechnik: Bei der Stringtechnik wird ein Ansatz zur Minimierung des Mismatchings verfolgt, bei der Strings aus wenigen Modulen gebildet und damit sehr nahe an ihrem individuellen MPP betrieben werden können [2] (Abb. 2).

So können die Mismatchingverluste des oben erwähnten PV-Generators – durch eine Aufteilung in Teilgeneratoren zu je drei Strings aus 10 Modulen und sortiert nach ihrem MPP-Strom – von über 1% auf 0,1% reduziert werden. Die Positionierung der Stringwechselrichter nahe an den Modulen reduziert die Verluste durch die Zuleitung und vermeidet eine entsprechende Verschiebung des MPPs. Der Stringwechselrichter kann das dem Wechselrichter zugehörige Generatorfeld in seinem optimalen MPP betreiben und somit einen bestmöglichen Ertrag gewährleisten. Alle Ursachen von Mismatching werden dadurch deutlich entschärft.

Der Wirkungsgradverlauf des Wechselrichters bleibt bei Stringanlagen gegenüber der klassischen PV-Anlage allerdings unverändert, sodass sich der Nutzungsgrad der Gesamtanlage hauptsächlich bei mittleren und hohen Lasten verbessert.

Team-Betrieb: Das Team-Konzept wird seit 2002 von SMA für einige Wechselrichter des Typs Sunny Boy angeboten. Es verbindet die Vorteile der Master-Slave-Schaltung und der Stringtechnik. Die Gesamtanlage ist einer Stringanlage sehr ähnlich aufgebaut und arbeitet auch als solche bei hoher Einstrahlung. Bei sinkender Einstrahlung ist es jedoch möglich, einzelne Wechselrichter abzuschalten und deren zugeordneten Generator vom benachbarten Wechselrichter übernehmen zu lassen. Alle im Team aktiven Wechselrichter bestimmen ihren MPP dabei individuell. Das Abschalten der Wechselrichter kann so fortgeführt werden, bis schließlich nur ein einziger, mit allen Teilgeneratoren verbundener Wechselrichter in Betrieb ist [3].

Die Anzahl der im Team-Konzept aktiven Wechselrichter und die Größe der Teilgeneratoren variiert dynamisch mit den Umgebungsbedingungen (wie Einstrahlung, Wetterstabilität, Temperatur usw.). Diese unterschiedlichen Konfigurationen werden selbstständig durch die Team-Wechselrichter nach dem Kriterium der Maximierung des Anlagenwirkungsgrades, also des Wirkungsgrades von Wechselrichter (Wahl der aktuellen Einspeiseleistung) und Generator (Wahl der Teilgeneratoren) ausgewählt. Es ist möglich die Leistung von bis zu 50

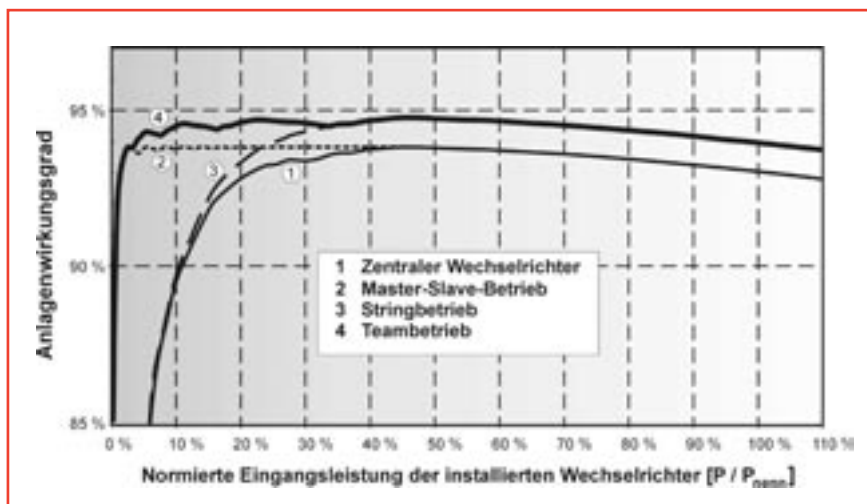


Abb. 2: Anlagenwirkungsgrad von vier verschiedenen Anlagenkonfigurationen (25 kW_p mit 8 Sunny Boy 3000; Mismatching 1%)

Grafik: SMA

schaltete Wechselrichter ersetzt. Der Generator mit der DC-Sammelleitung bleibt unverändert, allerdings werden nur die Geräte aktiviert, die für die Verarbeitung der aktuell vom PV-Generator angebotenen Leistung notwendig sind. Die Leerlaufverluste der nicht benötigten Wechselrichter werden vermieden. Damit steigt der Wirkungsgrad und

Stringgeneratoren einem einzigen Wechselrichter zuzuweisen und so bereits bei 0,5% der Anlagen-Nennleistung einen effektiven Wirkungsgrad von über 94% zu erreichen, der bis zur Nennleistung beibehalten werden kann². Bei einer großen PV-Anlage kann daher von einem »lastunabhängigen Wirkungsgrad« ausgegangen werden (Abb. 2).

Darüber hinaus beinhaltet das Team-Konzept eine Geräteredundanz, die in einer erhöhten Verfügbarkeit der PV-Anlage resultiert. Sobald ein Wechselrichter ausfällt, übernehmen automatisch die Nachbarwechselrichter dessen Teilgenerator. Der Verlust an Energie ist kaum messbar bzw. selbst bei hohen Einstrahlungen minimal. Angesichts der oft sehr langen Wartungsintervalle der PV-Anlagen ist diese Eigenschaft des Team-Konzeptes von wirtschaftlicher Bedeutung.

Simulationsergebnisse

Um einen fairen Vergleich der vorgestellten unterschiedlichen Anlagenstrukturen zu ermöglichen, wird bei allen Berechnungen ein einheitlicher Gerätewirkungsgrad des Wechselrichters (Sunny Boy 3000) verwendet. Die Kombination aus den beiden oben genannten Einflüssen, dem Gerätewirkungsgrad und dem Mismatching des Generators (1%), wird zum »Anlagenwirkungsgrad« zusammengefasst. Der Anlagenwirkungsgrad der hier beschriebenen Konzepte ist in Abb. 2 dargestellt und zeigt, dass der Teambetrieb (Kurve Nr.4) alle anderen Konzepte übertrifft.

Bei sehr schwacher Einstrahlung ist der Wirkungsgradgewinn durch das Team enorm: Die Anlage nutzt im dargestellten Beispiel bei 2% der Nennleistung im Betrieb mit Zentralwechselrichter nur 63%, im Teambetrieb dagegen über 91% der Zellenleistung. Der daraus resultierende Mehrertrag lässt sich über eine Simulation ermitteln (siehe Tabelle).

Alle angewandten Simulationsmethoden führen zu ähnlichen Ergebnissen und machen deutlich, dass die Stringtechnik und der Master-Slave-Betrieb jeweils zu einem Mehrertrag in vergleichbarer Größenordnung führen (knapp 1%). Der Mehrertrag des Teams ergibt sich jedoch aus der Summe beider Mehrerträge.

Dieses Ergebnis stellt eine konservative Abschätzung dar, da hier von einer idealen PV-Anlage

² Die Zusammenfassung von 50 Stringgeneratoren ist die theoretische Grenze, die durch die Eigenschaften des Kommunikationsprotokolls vorgegeben ist. Beispielrechnung: Der Sunny Boy 3000 erreicht bei 25% seiner Nennleistung bereits einen Wirkungsgrad von 94%. Wenn dieser Wechselrichter an einem PV-Generator mit der 50-fachen Nennleistung arbeitet, bzw. die Nennleistung des Wechselrichters 2% der Peakleistung des PV-Generators entspricht, dann wird die PV-Leistung bereits bei 0,5% der Peakleistung mit 94% ins Netz gespeist.

Diese Größenordnung (40 bis 50 Teilgeneratoren) ist allerdings eigentlich nur von theoretischem Interesse, da der Gewinn z.B. einer Anlage mit 48 Stringgeneratoren gegenüber einer entsprechenden Anzahl kleinerer Anlagen (3 x 16 Stringgeneratoren) minimal ist, die so aufgebauten Anlagen jedoch schnell komplex und unübersichtlich werden.

Die praxisrelevante maximale Anlagengröße liegt eher bei 32 Stringgeneratoren. Dies ist auch die Konfiguration der PV-Anlage in Dimbach. Dort gibt es 4 Generatoren mit je 8 Stück 3,3-kW_p-Stringgeneratoren und einem 3,3-kW_p-Stringgenerator als Referenz. Diese je 8 Stringgeneratoren können autonom oder im Team arbeiten, es können aber auch alle vier Generatoren zu einem Team verbunden werden, sodass eine PV-Anlage mit 32 Stringgeneratoren (und 32 x 3,3 kW_p = 105,6 kW_p) entsteht.

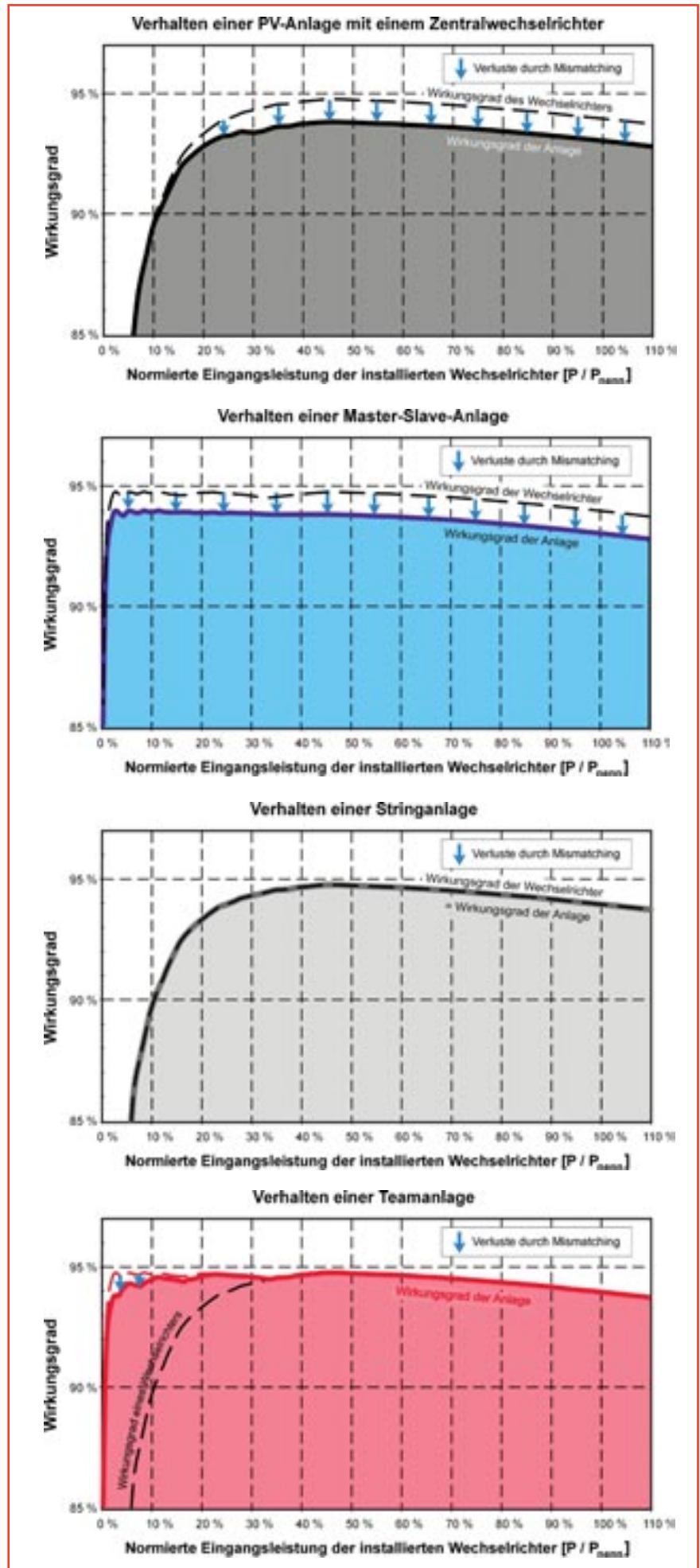




Abb. 3: Tagesverlauf einer Team- und einer Stringanlage im Vergleich

Grafik: SMA

ausgegangen wurde. Bei ungünstigeren Randbedingungen (Generatorausrichtung oder -neigung) erhöht sich der Anteil schwacher Einstrahlung und damit der Mehrertrag durch das Team-Konzept.

Betriebsergebnisse

Die Qualität der Simulationsergebnisse hängt wesentlich von der Güte des Modells im Bereich sehr geringer Einstrahlungstärke ab. Dieser Bereich ist bei konventionellen Anlagen unwichtig, da der Wirkungs-

grad sowohl der (zentralen) Wechselrichter wie auch der kristallinen Module deutlich abfällt. Mit dem Team-Konzept bzw. mit einigen Dünnschichtzellen ist der Wirkungsgrad jedoch nahezu unabhängig von der Einstrahlung und die Modelle der Simulationsprogramme müssen ihre Präzision hier erst beweisen.

tenmaterial war und ist Grundlage für die Entwicklung des Teamkonzeptes [4]. Der Schwerpunkt der Arbeiten wurde zunächst auf die Entwicklung und Qualifikation der Schaltelemente gelegt, die die Verbindung bzw. Trennung der Teilgeneratoren ermöglichen. Die Schalter arbeiten nahezu verlust- und verschleißfrei, erkennen Betriebsstörungen und tolerieren Fehlbedienungen bei der Installation. An der Demonstrationsanlage wurde außerdem die Betriebsführung einer Teamanlage entwickelt und optimiert. So hat es sich als sehr vorteilhaft erwiesen, im Wechselrichter selbst eine Form von Wetteranalyse durchzuführen, um schnell auf plötzliche Einstrahlungsschwankungen reagieren zu können.

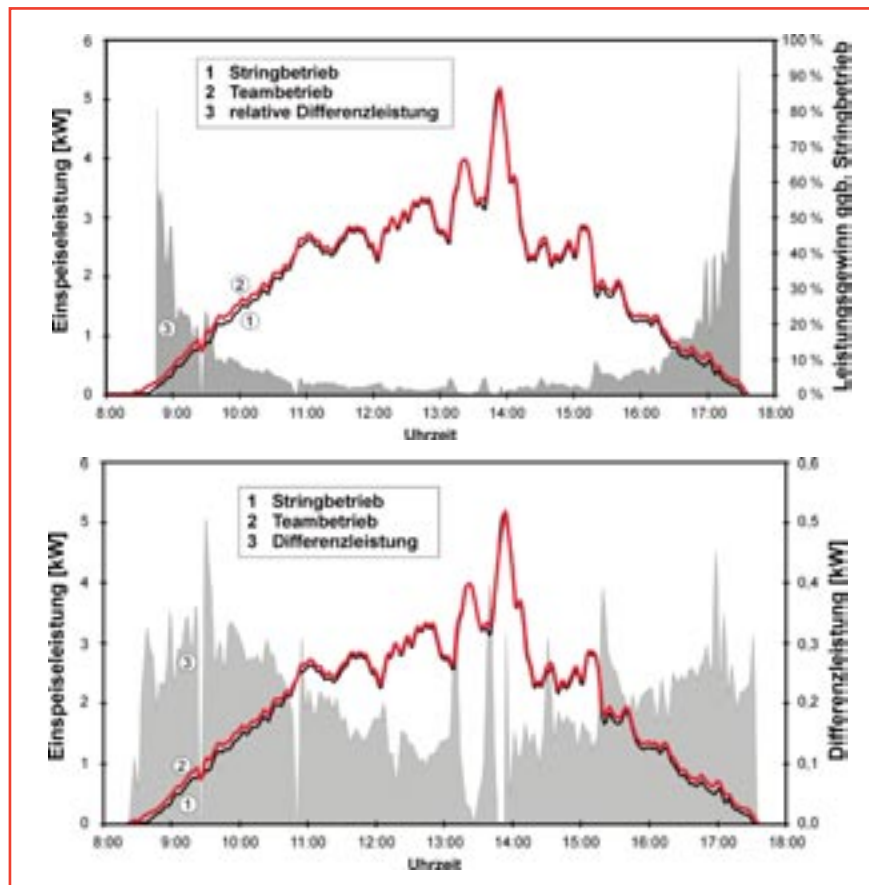
Die Betriebsdaten des vierten Quartals 2002 erlauben den direkten Ertragsvergleich einer Team- und einer Stringanlage und zeigen einen Mehrertrag der Teamanlage von 3,5% gegenüber einer Stringanlage. Damit werden die Simulationsergebnisse übertroffen, die für diesen Zeitraum einen Mehrertrag von ca. 1,7 bis 2,3% prognostizierten.

Zusammenfassung

Der Vergleich der heute verwendeten Konzepte beim Aufbau von großen PV-Anlagen im Netzparallelbetrieb zeigt, dass allein die gewählte Anlagenstruktur unterschiedliche Jahreserträge im einstelligen Prozentbereich bewirken kann. Bei minimalem Mismatching (1%) steigern Anlagen in Stringtechnik bzw. im Master-Slave-Betrieb den Ertrag gegenüber einem Zentralwechselrichter jeweils um ca. 1%. Dagegen vereinen Wechselrichter, die im Team arbeiten, die Vorteile vom Master-Slave-Betrieb und der Stringtechnik und bewirken eine Verdoppelung der Ertragssteigerung auf ca. 2%. Der gemessene Mehrertrag einer Versuchsanlage übertrifft sogar die Simulationsergebnisse.

Für große, modular aufgebaute PV-Anlagen bietet sich damit eine Möglichkeit zur deutlichen Steigerung der Effektivität und Verfügbarkeit. Das Team-Konzept ist ein patentierter Anlagenaufbau und wird von der Firma SMA als Option »Sunny Team« für Stringwechselrichter (Sunny Boy) aber auch für Zentralwechselrichter (Sunny Central) angeboten. Der hierfür notwendige Mehraufwand amortisiert sich in kurzer Zeit, wobei der Gewinn bei ungünstiger ausgerichteten PV-Anlagen sogar noch größer ist. ✨

Bernhard Beck, Joachim Laschinski, Jürgen Reekers, Torsten Wegmann



Durch Simulation berechneter Mehrertrag gegenüber dem Betrieb mit Zentralwechselrichter

	Ertragsgewinn europäischer PVS 2.000	PVS 2.000 Wirkungsgrad Simulation	SolEm 1.1 Simulation
Master-Slave	0,88%	0,97%	1,02%
Stringtechnik	0,75%	0,74%	0,76%
Team	1,73%	1,78%	1,83%

Besonders interessant sind deshalb die Betriebsergebnisse der Versuchsanlage in Dimbach bei Würzburg (123 kW_p). Die vom Bundesumweltministerium geförderte Demonstrationsanlage ermöglicht vielfältige Auswertungen und Tests. Durch den speziellen Aufbau ist es möglich, einzelne Anlagenteile parallel oder wechselweise in Strings oder im Team zu betreiben. Das seit Mitte 2001 erfasste Da-

Kontakt:

Joachim Laschinski, Jürgen Reekers und Torsten Wegmann sind Mitarbeiter der SMA Regelsysteme GmbH in 34266 Niestetal, E-Mail: Laschinski@sma.de, www.sma.de
Bernhard Beck ist Geschäftsführer der Beck Energy GmbH in 97332 Volkach-Dimbach, www.beck-energy.de

Literatur:

- [1] Neues Verschaltungskonzept für Aixcon-Wechselrichter. Photon 1/2003, S. 83
- [2] Cramer, G.: String-Technologie eignet sich auch für Großanlagen. Sonnenergie & Wärmetechnik; 3/1997, S. 40-43
- [3] Meinhardt, M., Cramer, G., Greizer, F.: Technische Innovationen im boomenden Markt der PV-Systemtechnik. OTTI e.V., Regensburg (Hrsg.): 17. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein 2002, S. 133-138
- [4] www.ipdad.de