

Minderertragsanalysen und Optimierungspotentiale an netzgekoppelten Photovoltaikanlagen des 1000-Dächer-Programms

von Jörg Grochowski und Burchard Decker, Klaus Kiefer und Eberhard Rössler

Dipl.-Phys. Jörg Grochowski ist wissenschaftlicher Mitarbeiter und Dipl.-Phys. Burchard Decker Leiter der Gruppe Photovoltaik-Systeme am Institut für Solarenergieforschung GmbH Hameln / Emmerthal (ISFH)

Dipl.-Ing. (FH) Klaus Kiefer ist Gruppenleiter und Dipl.-Ing. Eberhard Rössler ist freier Mitarbeiter am Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme Freiburg (FhG-ISE)

Überblick

Ein Großteil der PV-Anlagen im Bundesländer-1000-Dächer-Photovoltaik-Programm weisen eine hohe Verfügbarkeit auf und liefern gute Energieerträge. Eine signifikante Anzahl von PV-Anlagen fällt jedoch durch zu geringe Energieerträge auf. So lieferten zum Beispiel 1994 in Niedersachsen von 172 Anlagen 26 weniger als $600 \text{ kWh/kW}_p \cdot \text{a}$. Aus den betroffenen wurden bundesweit gezielt interessante Meßobjekte ausgewählt und detailliert untersucht. Als Ursachen von „Minderenergieerträgen“ wurden festgestellt:

- Leistungsdefizite der PV-Module gegenüber den Herstellerangaben,
- Teilabschattungen der PV-Generatoren durch Bäume, Wände und Gebäude,
- Defekte in den gleichstromseitigen Elektroinstallationen und
- Probleme der Wechselrichter (z.B. MPP-Anpassungsverluste).

The German 1000 Roofs PV Program shows that most PV plants are operating with high availability and good annual yields. But a remarkable number of PV plants generates low annual yields. By analyzing 172 PV systems in the Federal State of Lower Saxony we found 26 PV plants having final yields of less than $600 \text{ kWh/kW}_p \cdot \text{a}$. We have selected 15 PV plants within Germany for carrying out technical inspections and detailed field measurements. The four reasons for low final yields and performances of PV systems were:

- deviations from the quoted module ratings,
- shading due to trees, walls or buildings,
- defects in the DC installation and PV components,
- problems due to the inverter (for example MPP mismatch).

1. Einleitung

Im Bundesländer-1000-Dächer-Photovoltaik-Programm wurden mehr als 2.000 netzgekoppelte PV-Anlagen im Leistungsbereich von 1 bis 5 kW_p errichtet. Begleitend wird ein breit angelegtes Meß- und Auswerteprogramm durchgeführt, das sich in ein Standard-Meß- und Auswerteprogramm (S-MAP), ein Intensiv-Meß- und Auswerteprogramm (I-MAP), Minderertragsanalysen, Anlageninspektionen und sozialwissenschaftliche Begleituntersuchungen gliedert. Diese wissenschaftlichen Untersuchungen werden von verschiedenen, kooperierenden Institutionen

durchgeführt, die Datengewinnung und Auswertung in den Teilprojekten erfolgt jedoch individuell [1].

2. Auswahl der zu untersuchenden PV-Anlagen

Wichtigstes Auswahlkriterium für die im Rahmen der Minderertragsanalysen zur Vermessung in Frage kommenden PV-Anlagen waren die Jahresenergieerträge ([Abbildung 1](#)). Für Standorte in Niedersachsen konnte auf Datenmaterial des ISFH zurückgegriffen werden, für Standorte außerhalb Niedersachsens wurden Energiedaten und Projektstammdaten des Fraunhofer ISE (Freiburg) ausgewertet. Dabei wurden die für das jeweilige Bundesland spezifischen Jahresenergieerträge als Vergleichswert herangezogen. In die engere Wahl kamen PV-Anlagen, deren Energieerträge unter 75% des jeweiligen Landesdurchschnitts lagen. PV-Anlagen außerhalb Niedersachsens wurden vor einer detaillierten Vermessung zunächst technisch inspiziert, um sicherzustellen, daß nicht einfache technische Defekte (z.B. lose Schraubverbindungen) zu „Minderenergieerträgen“ führen. Für die PV-Anlagen in Niedersachsen lagen Detailinformationen durch technische Abnahmen, S-MAP-Datenerfassung und ständige Kontakte zu den Betreibern vor.

Ein weiteres Kriterium bei der Auswahl war die Performance Ratio (PR), sofern für die PV-Anlage Einstrahlungsdaten zur Verfügung standen ([Abbildung 2](#)). Die PR ist eine standort- und einstrahlungsunabhängige Bewertungsgröße für netzgekoppelte PV-Systeme. Eine PR unter 60% weist auf PV-Anlagen mit Minderenergieerträgen hin.

3. Meßtechnik

Für die Minderertragsanalysen wurde ein flexibel konfigurierbares Datenerfassungssystem eingesetzt. Dieses speichert 5-Minuten-Mittelwerte und wurde an den untersuchten PV-Anlagen ca. 4 bis 6 Wochen betrieben, um entsprechend aussagekräftige Daten zu gewinnen. Meßgrößen waren die Globalstrahlung, Einstrahlung in Modulebene, Modultemperatur, Umgebungstemperatur, Wechselrichtertemperatur, AC/DC-Wechselrichterspannungen, AC/DCLeistungen und DC-

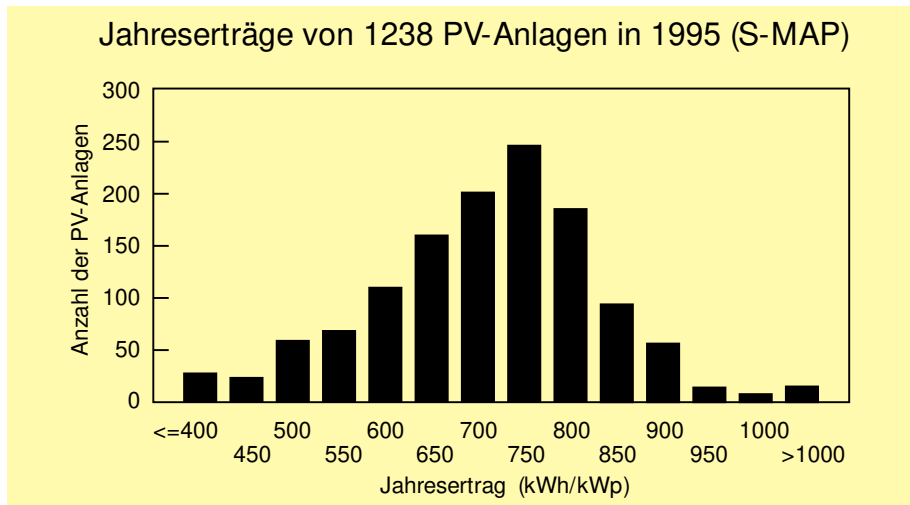
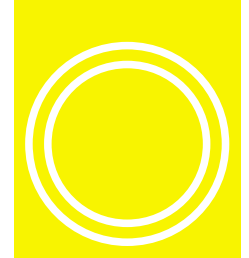
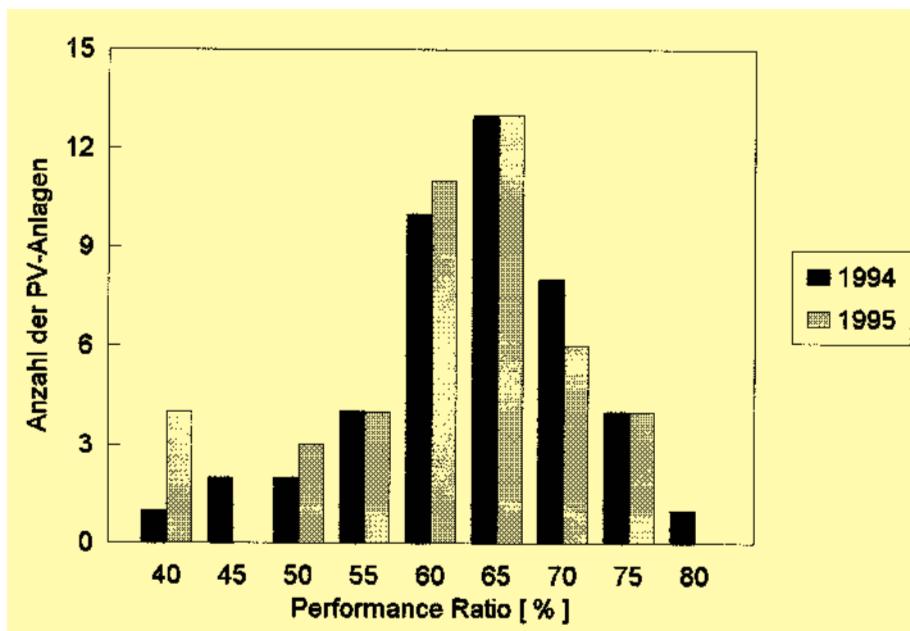


Abbildung 1: Verteilung der Jahreserträge von 1.238 PV-Anlagen im Jahr 1995 (S-MAP)

Abbildung 2: Verteilung der Performance Ratios von 45 PV-Anlagen in Niedersachsen



Strangströme (ein Strang ist eine Anzahl von in Reihe verschalteten PV-Modulen). Die Messung von DC-Strangströmen erwies sich besonders für Abschattungsanalysen und die Erfassung der Spannungen für die Wechselrichteruntersuchungen als wichtig.

Es wurde ein am ISFH entwickelter PV-Kennlinienanalysator verwendet, um die Leistung der PV-Module zu vermessen. Dabei wurden zunächst die Strom-Spannungs-Kennlinien der Generatorstränge vermessen und diese dann auf Standard-Testbedingungen (STC) extrapoliert. Es stellt sich die

Frage, mit welcher Genauigkeit sich die Leistung der PV-Module bei einer Outdoor-Vermessung unter nicht immer optimalen Randbedingungen ermitteln läßt. Der Gesamtfehler in der Leistungsbestimmung der angegebenen Daten setzt sich aus dem Meß- und dem Umrechnenfehler zusammen. Der Meßfehler wird im Wesentlichen durch die Unsicherheit in der Bestrahlungsstärkemessung bestimmt und kann mit 5% abgeschätzt werden. Dazu müssen während der Messung bestimmte Bedingungen eingehalten werden. Die Bestrahlungsstärke darf nicht zu gering ($G > 700 \text{ W/m}^2$), der Einfallswinkel der Direktstrahlung

nicht zu groß und der Diffusanteil der Strahlung nicht zu hoch sein. Der Umrechnenfehler entsteht, wenn die unter realen Bedingungen ermittelten Strom-Spannungs-Kennlinien der PV-Module auf Standard-Testbedingungen (STC) extrapoliert werden. Dabei spielt das verwendete Rechenverfahren auch eine wesentliche Rolle. Zu dieser Problematik fand beim TÜV Rheinland ein Workshop statt, bei dem verschiedene Institutionen ihre Umrechnenverfahren testeten, indem sie jeweils einen Satz Kennlinien auf Standard-Testbedingungen (STC) extrapolierten. Dabei zeigte das vom ISFH verwendete Verfahren [4] die geringsten Abweichungen zum Mittelwert der Ergebnisse. Der Gesamtfehler der ermittelten Leistungsangaben inklusive Umrechnung kann daher mit 7% abgeschätzt werden.

Basierend auf einer Idee aus dem Forschungszentrum Rossendorf wurde am ISFH eine Meßtechnik entwickelt und angewendet, die es erlaubt, kurzzeitig vom Netzparallelbetrieb auf eine Kennlinienmessung umzuschalten. Damit lassen sich die Anpassungs- und Umwandlungswirkungsgrade von Wechselrichtern während des Betriebs der PV-Anlage messen. Somit ist es möglich, quantitative Aussagen über das Anpassungsverhalten des Maximum-Power-Points (MPP) an den Wechselrichter-Arbeitspunkt zu treffen und bessere MPP-Tracking-Strategien zu entwickeln.

4. Detailuntersuchungen

4.1 Geringe Modulleistungen

Im Laufe des 1000-Dächer-PV-Programms zeigte sich, daß deutliche Unterschiede in der Performance verschiedener PV-Modultypen vorhanden sind [2] [3]. Dabei gibt es neben der typischen Streuung in der Serienfertigung (Abbildung 3) eine herstellereigene Abweichung von der im Datenblatt angegebenen Nennleistung der Module. Die Abweichung der tatsächlichen Leistung von der Nennleistung schwankt von Hersteller zu Hersteller und ist in der Regel negativ (typischer Wert: -10%). Bei keinem Modultyp wurden höhere Leistungen als im Datenblatt angegeben gefunden. Die in der Tabelle angegebenen Leistungsabweichungen geben die

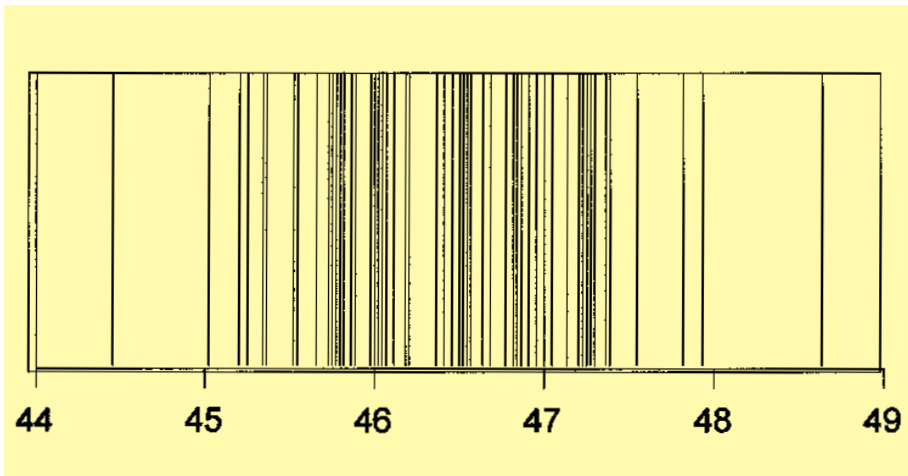
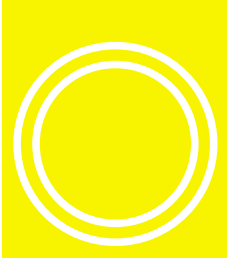


Abbildung 3: Leistungsverteilung unter Standard-Testbedingungen (STC) von 64 Modulen mit 53 Watt Nennleistung (PV-Generator des ISFH)

Tabelle: Leistungsabweichungen unter Standard-Testbedingungen (STC) verschiedener PV-Generatoren gegenüber den Herstellerangaben

Modulanzahl	Hersteller	Typ	Module pro Strang	Leistungsabweichung
24	DASA	MQ 40/52	4	-10,4%
30	DASA	PQ 40/50	6	-12,3%
30	DASA	MQ 36 D	6	-17,1%
30	Siemens	M 55	6	- 5,2%
66	Siemens	M 55	6	- 6,9%
64	GPV	GPV 55 M	8	- 7,0%
18	BP Solar	BP 485	2	-11,2%
36	BP Solar	BP 252	6	-16,7%
64	Helios	H 55	8	-20% Modulaustausch

prozentuale Differenz der gemessenen und auf Standard-Test-Bedingungen extrapolierten Leistung zur Nennleistung laut Herstellerdatenblatt an. Toleranzangaben der Hersteller und Meß- und Umrechnungstoleranzen wurden in die Angabe der Leistungsabweichungen nicht einbezogen. Die Lücke zwischen der ausgelieferten Modulleistung und der Angabe auf dem Datenblatt sollte geschlossen werden, indem die Hersteller ihre Module gemäß der Leistungsmessung in ihrer Qualitätskontrolle deklarieren. Im Rahmen von Normungsarbeiten sollte eine Verringerung der Meßtoleranzen und ein Abgleich der Meßsysteme verschiedener Hersteller und Institutionen erfolgen.

4.2 Abschattungen

Teilverschattungen des PV-Generators können den Energieertrag von PV-Anlagen erheblich reduzieren [5]. Im 1000-Dächer-Programm wurde dieses an zahlreichen PV-Anlagen beobachtet [6]. Inwieweit der Energieertrag einer

PV-Anlage beeinflusst wird, hängt von der Geometrie der schattenwerfenden Objekte und des PV-Generators ab. Fällt an einem sonnigen Tag ein Schatten auf einen oder mehrere Stränge eines PV-Generators, so sind die Ströme in den betroffenen Strängen stark herabgesetzt. An Tagen mit bedecktem Himmel differieren die Strangströme untereinander nur noch geringfügig. Der Einfluß der Abschattung auf den täglichen Energieertrag in einem Monat ist nahezu proportional zur Tagessumme der Einstrahlung. Im Jahresverlauf sind erwartungsgemäß die Wintermonate sehr viel stärker von Abschattungseinflüssen betroffen. Von 15 PV-Anlagen, die im Rahmen der Minderertragsanalysen untersucht wurden, waren 10 Anlagen mehr oder weniger stark verschattet. Um quantitative Aussagen über den Einfluß der Abschattung auf den Jahresenergieertrag einzelner PV-Anlagen treffen zu können, wurden Simulationsrechnungen durchgeführt. Die dafür geeigneten Programme unterscheiden sich erheblich in Rechenverfahren, Bedie-

nungskomfort sowie in der Eingabe der Verschattungsgeometrie voneinander. Man kann die Geometrie des PV-Generators und der Umgebung mit Hilfe von Kompaß, Neigungsmesser, Maßband und Fisheye-Foto erfassen, um sie in ein Simulationsprogramm zu übertragen. Je nach Programm ist die Eingabe einer einfachen Horizontverschattung oder der gesamten Geometrie der Schattenobjekte und des PV-Generators erforderlich. Vorzugsweise aus gemessenen oder auch aus synthetisch erzeugten Daten der Global- und Diffusstrahlung wird dann die Einstrahlung an verschiedenen Punkten des PV-Generators errechnet. Dies kann für verschiedene Zeiträume geschehen. Man erhält eine Abschätzung der Strahlungseinbußen durch die Verschattung und mithin der elektrischen Energieeinbußen.

Die Auswertung der Meßdaten und Anwendung der Simulationsprogramme für drei Fallbeispiele hat u.a. folgende Resultate ergeben:

Abschattungen führen im Einzelfall zu jährlichen Energieeinbußen bis zu 22% (Abbildungen 4 und 5). Um unnötige Energieverluste zu vermeiden, sollte bereits in der Planungsphase einer PV-Anlage ein möglichst schattenfreier Standort und eine optimierte Generatorverschaltung gewählt werden.

Eine Validierung ausgewählter Abschattungs-Simulationsprogramme scheint erforderlich. Dabei sollte der Diffusstrahlung sowohl meßtechnisch als auch simulationsseitig ein besonderes Augenmerk geschenkt werden [7].

4.3 Defekte in den gleichstromseitigen Installationen

Durch eine technische Abnahme nach der Installation einer PV-Anlage lassen sich Mängel in der Installationstechnik feststellen und beseitigen. Im Laufe des Betriebs einer Anlage treten jedoch Mängel in der Installationstechnik auf, die oft unbemerkt bleiben. Dabei sind alle Komponenten des DC-Systems betroffen. Im Rahmen des Projekts wurden an den 15 untersuchten PV-Anlagen die folgenden Problemfälle gefunden:

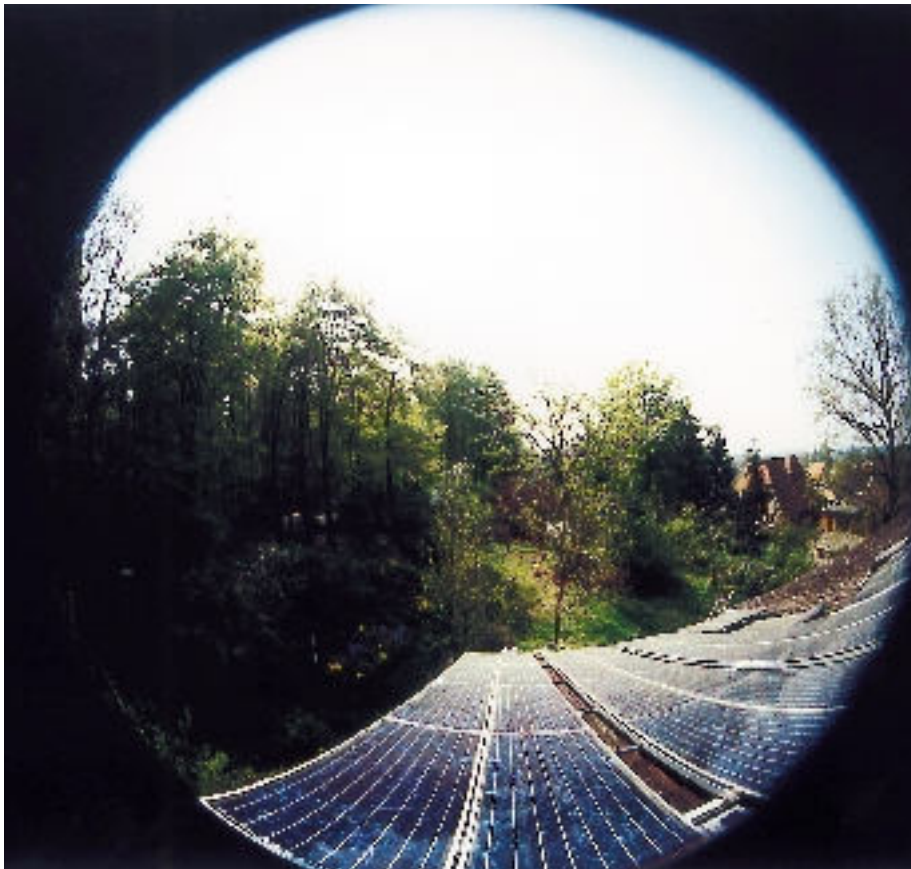
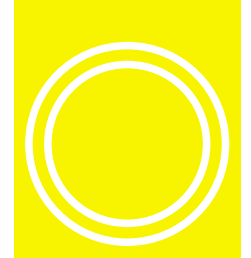
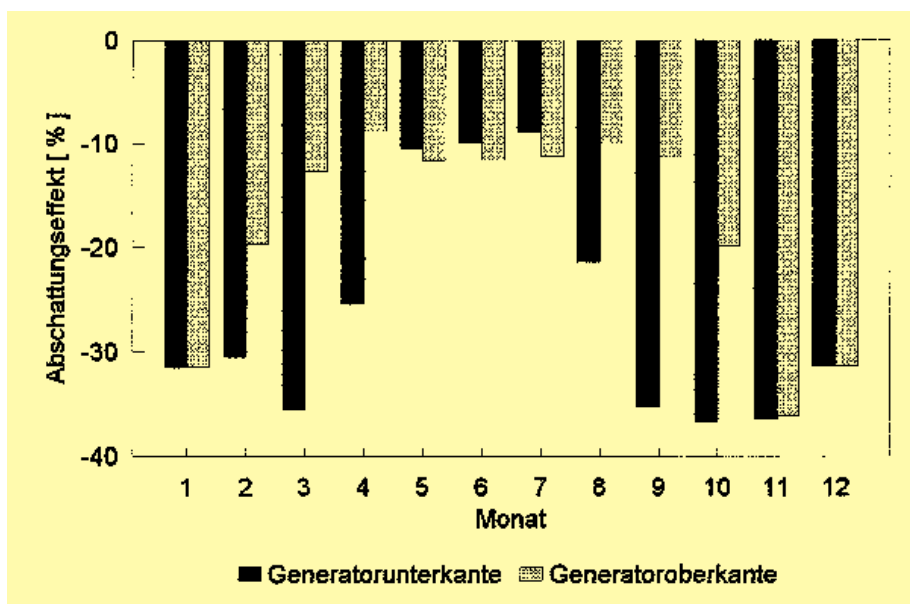


Abbildung 4: Fisheye-Photografie aufgenommen vom Standort eines extrem teilverschatteten PV-Generators in Richtung Süden

Abbildung 5: Simulationsergebnis des Abschattungseffekts für eine extrem teilverschattete PV-Anlage



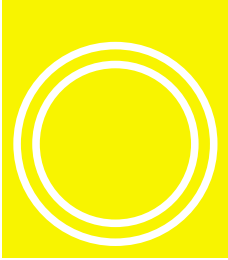
- Defekte Reihenklemme: Eine Reihen-klemme, in die ein Schalter integriert war, führte zu einem Wackelkontakt (zeitweiser Ausfall des Strangstroms). Ursache ist die Fehlkonstruktion dieses Klemmentyps, da starkes Anzie-

hen der Schrauben zu einer Verformung des Schaltelements führt. Ungeeignete Reihenklammen desselben Typs führten auch bei einer weiteren PV-Anlage zu Strangausfällen und wurden daher ausgetauscht.

Lose Schraubverbindungen: Im Generatoranschlußkasten wurden an zwei PV-Anlagen lose Schraubverbindungen entdeckt, die dazu führten, daß der jeweils betroffene Strang keinen Strom liefern konnte.

- Defekte Strangdiode: In einem Fall war nach einem Blitzeinschlag nicht nur der Wechselrichter, sondern auch eine Strangdiode defekt.
- Defekte Module: Blasen im Modullaminat führten in Verbindung mit mechanischen Spannungen zum Glasbruch eines Moduls, die Kontaktstreifen sind an der Bruchstelle korrodiert. Infolgedessen ist ein halbes Modul nicht mehr elektrisch aktiv. Dadurch war der Strangstrom auf ca. 60% reduziert. An einer weiteren PV-Anlage liegt ebenfalls ein defektes Modul vor. Die Messung der Leerlaufspannung eines Strangs weist auf den Ausfall eines halben Moduls hin (Modul war unzugänglich). Der Strangstrom ist daher im Betrieb durch die Arbeitspunktverschiebung gegenüber dem Maximum-Power-Point (MPP) stark reduziert.
- Defekte Meßinstrumente: An einer PV-Anlage waren 6 von 11 Strängen dadurch ausgefallen, daß zur Kontrolle der Strangströme analoge Drehspulinstrumente eingesetzt wurden. Diese waren jedoch durchgebrannt und die Zeigerstellung ließ keinen Rückschluß auf den Stromfluß zu.
- Defekte Strangsicherungen: Durch Auswertungen der monatlichen S-MAP-Meßdatenblätter und telefonische Rückfragen bei den Betreibern ist ferner bekannt, daß defekte Strangsicherungen ausgetauscht werden mußten.

Die oben beschriebenen Defekte verursachen meist den Ausfall eines oder seltener mehrerer Stränge. Es sollte daher regelmäßig eine Kontrolle der Strangströme und Leerlaufspannungen stattfinden (Wartung). Der Ausfall eines Strangs fällt energetisch sehr stark ins Gewicht und beträgt beispielsweise für eine PV-Anlage mit fünf Strängen -20%. Für die Konzeption neuer PV-Anlagen ergeben sich daher folgende Konsequenzen: Auf



den Einsatz überflüssiger Schaltelemente und Strangsicherungen sollte verzichtet werden. Die Installationstechnik sollte so einfach wie möglich gehalten werden.

4.4 Wechselrichterprobleme

Energieertragsminderungen, die auf den Wechselrichter zurückzuführen sind, lassen sich in verschiedene Klassen einteilen:

a) Der Wechselrichter fällt aus. Dieses Problem trat vorwiegend zu Beginn des 1000-Dächer-PV-Programms auf und war auf „Kinderkrankheiten“ der Wechselrichter zurückzuführen. Durch den langfristigen Betrieb der PV-Anlagen wird dieser Einflußfaktor wieder an Bedeutung gewinnen.

b) Neben dem Umwandlungswirkungsgrad bei einer bestimmten Leistung spielt das Anpassungsverhalten zwischen dem Wechselrichterarbeitspunkt und dem MPP des PV-Generators (Abbildungen 6 und 7) eine Rolle für den Energieertrag eines PV-Systems [8]. In Laborversuchen wurden folgende Einflußfaktoren ermittelt, die die Effizienz des MPP-Tracking herabsetzen, aber durch eine Optimierung seitens des Wechselrichters verringert werden können [9]:

- Durch die permanente MPP-Suche des Wechselrichters und der damit verbundene Spannungs / Leistungsvariation entstehen momentane Verluste zwischen 1% und 10%.
- Bei stark fluktuierender Einstrahlung (ziehende Wolkenfelder) entstehen zusätzliche momentane Anpassungsverluste zwischen 1% und 5%.
- Im Zusammenhang mit teilabgeschatteten PV-Generatoren, deren Strom-Spannungs-Kennlinie mehrere lokale Maxima aufweist, entstehen zusätzliche MPP-Anpassungsverluste, die aber gegenüber Abschattungsverlusten nur gering sind.

Dem Einsatz von Wechselrichtern mit MPP-Tracking ist klar der Vorzug zu geben, jedoch sollte die MPP-Suche idealerweise sehr viel langsamer als bisher üblich erfolgen. Eine MPP-Suche nach jeweils z.B. 10 Minuten genügt, da sich die MPP-Spannung im

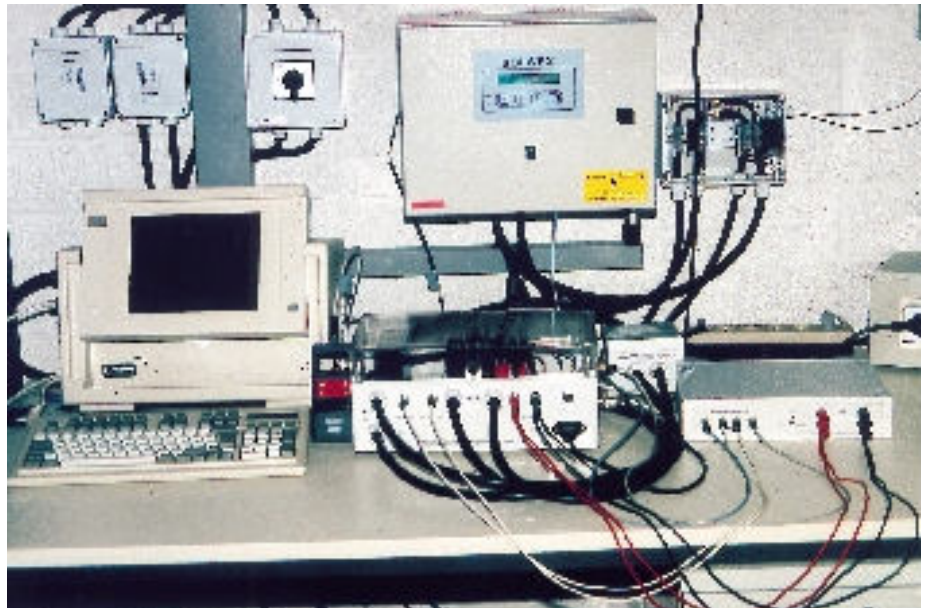
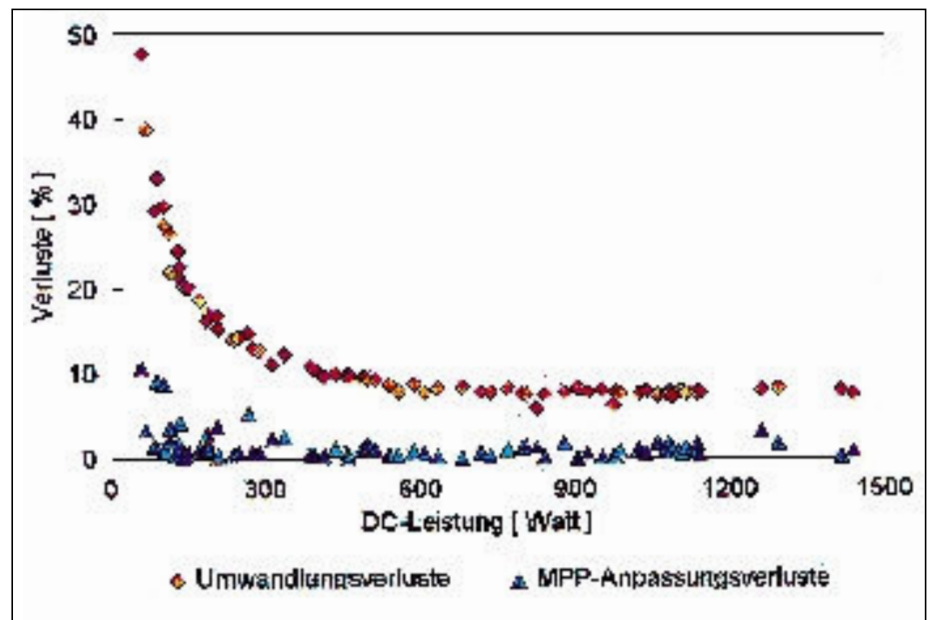


Abbildung 6: Neuartiges Wechselrichtertestgerät zur Ermittlung von MPP-Anpassungs- und Umwandlungswirkungsgraden

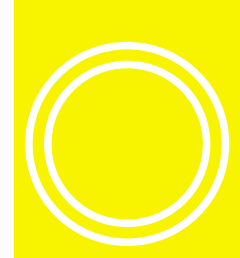
Abbildung 7: MPP-Anpassungs- und Umwandlungsverluste eines Wechselrichters mit 1,5 kW Nennleistung, vermessen an einem sonnigen Tag ohne Einstrahlungsfuktuationen



wesentlichen durch die Temperaturänderung der Module verschiebt. An einem sonnigen Wintertag steigt die Modultemperatur beispielsweise um maximal 2,5°C in 10 Minuten. Das hat eine MPP-Spannungs- / Leistungsänderung von weniger als 1% zur Folge. Eine permanente MPP-Suche führt zu deutlich höheren Verlusten.

c) Der Wechselrichter zeigt eine Leistungs- / Strombegrenzung deutlich unterhalb seiner Nennleistung. In

einem konkreten Fall begrenzte der Wechselrichter schon bei einer DC-Leistung von 1.200 Watt anstatt bei der Nennleistung von 1.800 Watt die Eingangsleistung. Das Abregeln wurde durch einen Fehler in der Regelelektronik verursacht. Die jährlichen Energieeinbußen betragen -2,6% und sind in den Sommermonaten am größten. Die Energieeinbußen lassen sich ermitteln, indem man für jeden Zeitpunkt die Strom-Spannungs-Werte des „Wechselrichterbetriebs“ mit denen



des optimalen „MPP-Betriebs“ vergleicht (Berechnungsgrundlage des Fallbeispiels: Zwei-Dioden-Modell, Temperaturmodell nach Schott, Wetterdaten eines Jahres). Die zu erwartenden wechselrichterbedingten Verluste wären wesentlich höher ausgefallen, wenn der Generator seine Nennleistung von 1,872 kW_p erreicht hätte. Das war aber aufgrund der erheblichen Modulminderleistung (-16,7 %) nicht möglich. Wesentlich stärker macht sich in diesem Fall bemerkbar, daß die gemessene Wirkungsgradkurve des Wechselrichters 10% unter der Nennkurve liegt. Eine Leistungsbegrenzung durch den Wechselrichter tritt auch ein, wenn er an einem zu großen PV-Generator betrieben wird, oder wenn die Umgebungstemperatur des Wechselrichters über 50 °C ansteigt. In Laborversuchen wurde nachgewiesen, daß in diesen Fällen zusätzliche Energieverluste in der Größenordnung von 20 bis 40% entstehen.

d) Es tritt eine Maximum-Power-Point-Fehlanpassung des PV-Generators infolge eines „Festspannungsbetriebes“ des Wechselrichters auf. Der Wechselrichter wird in einem konkreten Fall infolge eines Planungsfehlers an der unteren Spannungsgrenze seines Regelbereichs betrieben. Die MPP-Spannung des Generators liegt unterhalb des MPP-Spannungsfensters des Wechselrichters. Versucht der Wechselrichter die DC-Systemspannung zu erhöhen, so bricht der Strom des Generators sofort zusammen, da der Arbeitspunkt dann dicht an der Leerlaufspannung des PV-Generators liegt. Dabei muß sich ein Festspannungsbetrieb nicht zwangsläufig negativ auf den Energieertrag einer PV-Anlage auswirken. Ist das Festspannungsniveau im Jahresmittel günstig gewählt, so können sich durchaus gute Energieerträge (760 kWh/kW_p·a) ergeben. Eine Ganzjahressimulation ergab in diesem konkreten Fall nur Anpassungsverluste von 2 bis 3% aufgrund des Festspannungsbetriebes im Vergleich zu einem optimalen MPP-Tracking. Die Verluste steigen jedoch sehr schnell an, wenn man ein ungünstiges Spannungsniveau wählt.

Zusammenfassend kann man feststellen, daß Probleme, die in Verbindung mit dem Wechselrichter zu sehen sind, meist vom Betreiber der PV-Anlage er-

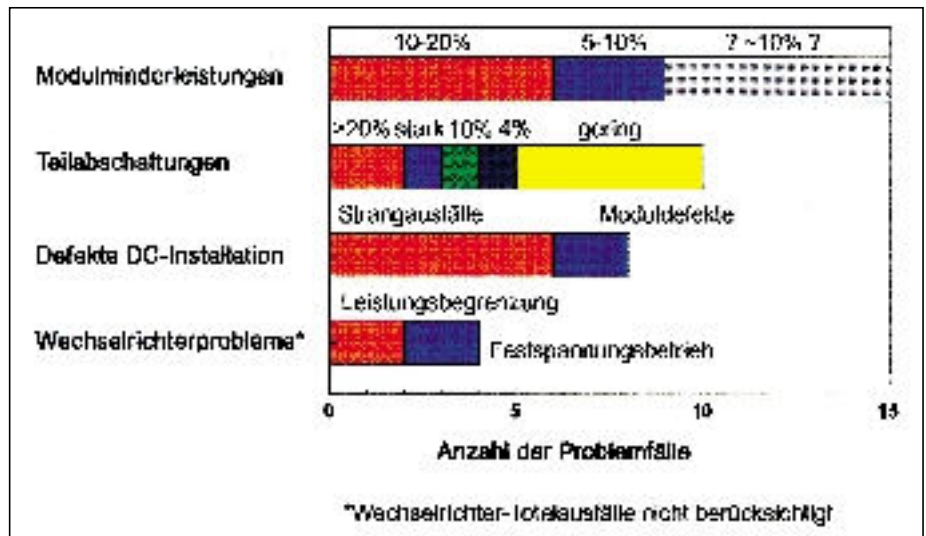
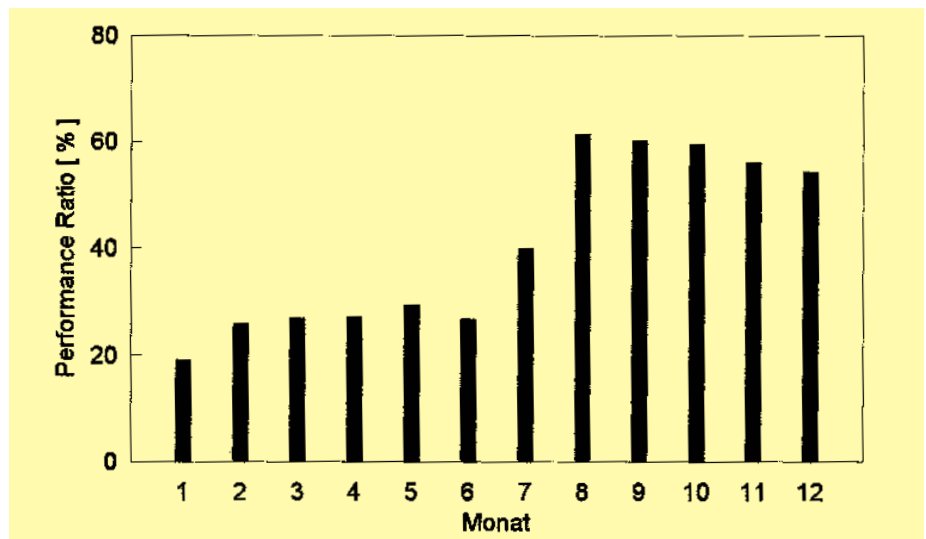


Abbildung 8: Kleine Problemstatistik von 15 PV-Anlagen, die im Rahmen der Minderertragsanalysen untersucht wurden.

Abbildung 9: Jahresgang der Performance Ratio vor und nach einer Minderertragsanalyse (I-MAP, mehrere Generatorstränge wurden im Juli 1995 reaktiviert)

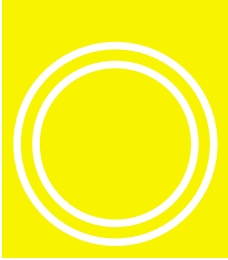


kannt werden, aber nicht immer richtig eingeordnet werden können.

5. Optimierungspotentiale

Vergleicht man die vier Problemkategorien (siehe [Abbildung 8](#)) in Hinblick auf Qualität und Häufigkeit ihres Auftretens, so erkennt man eine deutliche Abstufung. Letztlich entscheiden aber Position des PV-Generators, Dimensionierung und Qualität der Komponenten sowie Ausführung der Installationsstechnik gleichermaßen über den erfolgreichen Betrieb einer PV-Anlage. Die durchgeführten Untersuchungen zeigen deutlich, welche Optimierungen an netzgekoppelten PV-Systemen möglich sind:

- Die PV-Modulhersteller müssen die Genauigkeit ihrer STC-Leistungsangaben verbessern und ihre Leistungsmessungen mit anderen Institutionen abgleichen.
- In der Planungsphase einer PV-Anlage sollten mögliche Abschattungen sowie spannungs- und leistungsmäßige Fehlanpassungen zwischen PV-Generator und Wechselrichter stärker berücksichtigt werden. Die Fachfirmen sollten eine möglichst einfache Installationstechnik einsetzen und regelmäßig etwa alle zwei Jahre eine Wartung durchführen ([Abbildung 9](#)).
- Für Wechselrichterhersteller bieten sich Optimierungsmöglichkeiten



durch die Anwendung eines MPP-Tracking in diskreten Zeitintervallen.

- Eine optimale Systemüberwachung ermöglicht ein Microcontroller, der die AC-Leistung des Wechselrichters ins Verhältnis zur Bestrahlungsstärke setzt und damit dem Anlagenbetreiber einen Hinweis auf Fehler im System liefert. Diese Einrichtung könnte auch direkt in den Wechselrichter integriert werden. Die Funktionsweise einer derartigen Einrichtung basiert auf dem normalerweise linearen Zusammenhang zwischen der Bestrahlungsstärke und der eingespeisten AC-Leistung. Tritt ein Fehlerfall im PV-System auf, so verschiebt sich das Verhältnis dieser beiden Größen deutlich.

6. Dank

Wir bedanken uns bei Karin Bosch, Ulrike Fuge, Jens Plesse und Dirk Parbs die mit ihren Diplomarbeiten wertvolle Beiträge geliefert haben, sowie bei allen Kollegen, insbesondere bei Ulrike Jahn und Volker Hoffmann, die zum Gelingen dieses Projektes beigetragen haben. Die Arbeiten wurden mit

freundlicher Unterstützung des Bundesministeriums für Bildung, Wissenschaft, Forschung und Technologie (BMBF) durchgeführt.

Literatur

- [1] K. Kiefer, V. Hoffmann, U. Rindelhardt, J. Grochowski, G. Heilscher, G. Blässer, H. Becker, H. J. Riess „1000-Dächer Meß- und Auswertprogramm Jahresjournal 1995“, Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme, Freiburg (1996)
- [2] U. Jahn, D. Tegtmeyer, J. Grochowski „Auswertungen aus dem 1000-Dächer-Photovoltaik-Programm: Vergleichsmessungen an PV-Generatoren“, Zehntes Symp. Photovoltaische Solarenergie, Kloster Banz / Staffelstein (1995) 69-77
- [3] H. A. Ossenbrink „Solarmodulvergleich, Datenblattangabe und Realität“, Neuntes Symp. Photovoltaische Solarenergie, Kloster Banz / Staffelstein (1994) 419-425
- [4] Ch. Obst „Kennlinienmessung an installierten Photovoltaik-Generatoren und deren Bewertung“, Diplomarbeit, Universität Oldenburg (1994)
- [5] J. Grochowski, U. Jahn, B. Decker, J. Offensand „First Results from the Low Yields Analysis and Optimization Potentials: A Project within the 1000 Roofs PV Programme“, 13th EU Photovoltaic Solar Energy Conf., Nice (1995) 356-359
- [6] K. Kiefer, T. Körkel, E. Rössler, E. Wiemken „2250 PV Roofs in Germany - Operating Results from Intensive Monitoring and Analysis through Numerical Modelling“, 13th EU PV Solar Energy Conf., Nice (1995) 575-579
- [7] U. Fuge „Entwicklung eines Programms zur Solarstrahlungssimulation unter Berücksichtigung von Teilabschattungen der Diffus- und Direktstrahlung“, Diplomarbeit; FH-Wilhelmshaven (1996)
- [8] F. Hummel, H. Müh, F. Roth „Wechselrichter: Bestimmung der Verlustgrößen unter realistischen Bedingungen“, Sonnenenergie & Wärmetechnik, 1/96 (1996) 36-40
- [9] K. Bosch „Vermessung kommerzieller Wechselrichter in Hinblick auf die Fehlanpassung zwischen dem Wechselrichter-Arbeitspunkt und dem Maximum-Power-Point des Photovoltaik-Generators“, Diplomarbeit, FH-Ulm (1996)

Typisch niedersächsische Photovoltaik-Anlage, Nennleistung: $1,484 \text{ kW}_{\text{peak}}$, Jahresertrag $802 \text{ kWh/kW}_{\text{peak}}$

