PV-Anlagen-Rendite sichern

K. Kiefer, Freiburg im Breisgau

Eine gute Planung, hochwertige Komponenten, fachgerechte Installation und eine umfassende Qualitätssicherung sind entscheidend für die Rendite einer Photovoltaik-Anlage. Zunehmend fordern Investoren insbesondere größerer Solarparks und -kraftwerke auch Maßnahmen wie Stichprobenmessungen, Teilabnahmen in der Bauphase und eine professionelle Überprüfung.

1 Einleitung

Entscheidend für die Rendite einer Photovoltaik-Anlage sind eine gute Planung, hochwertige Komponenten, fachgerechte Installation und eine umfassende Qualitätssicherung. Durch diese Qualitätssicherung, bestehend aus Ertragsgutachten, Modulvermessungen, Anlagenabnahme und Langzeitmonitoring kann sichergestellt werden, dass der vorausgesagte Ertrag über die gesamte Lebensdauer der Anlage erreicht wird. Deshalb verlangen immer mehr Investoren größerer Solarparks und Solarkraftwerke neben den Ertragsgutachten auch Stichprobenmessungen von Modulen, Teilabnahmen in der Bauphase und eine professionelle Überprüfung und Leistungsabnahme nach Fertigstellung der Anlage.
Das Fraunhofer ISE hat in den letzten Jahren mehrere große Vorhaben begleitet (Bild ❶).

2 Ertragsprognosen

Für größere Anlagen fordern die finanzierenden Banken unabhängige Ertragsgutachten. Das Ertragsgutachten ist nach der sorgfältigen Planung der erste Schritt bei der Qualitätssicherung. Das Gutachten sollte sich nicht nur auf die Umrechnung von Strahlungsdaten mit einem theoretischen Anlagenwirkungsgrad beschränken. Unbedingt sollte im Rahmen des Ertragsgutachtens der Standort des Solargenerators sorgfältig auf mögliche Verschattungssituationen geprüft werden. Bei professionellen Planungsunterlagen kann dies auf der Basis der Lagepläne, Fotos vom Umgebungsprofil und der Detailplanung zur Modulaufständerung erfolgen. Bei kritischen Standorten oder unzureichenden Planungsunterlagen ist unbedingt eine Ortsbegehung durchzuführen. Bei Freiflächenanlagen gilt es oft zu bewerten: inwieweit sich das Verschatten der Modulreihen untereinander auswirkt und inwieweit sich der Schattenwurf durch Hochspannungsleitungen, Baumreihen oder Unebenheiten im Gelände auswirkt.

Autor
Dipl.-Ing. *Klaus Kiefer* arbeitet am Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg/Breisgau

Ertragsprognosen werden mit bewährten Simulationsmodellen durchgeführt. Diese Modelle sind sehr präzise, sodass die Gesamtunsicherheit des berechneten Ertrages etwa bei +/–4 % liegt. Die Hauptquellen der Unsicherheit sind die Einstrahlungswerte und deren Umrechnung für die geneigte Fläche. Als Basiswerte für diese Rechnungen werden sowohl für die Solarmodule als auch für die Wechselrichter die Angaben der Hersteller zu Grunde gelegt.

3 Leistungsmessungen an Solarmodulen

Was nützt jedoch das beste Simulationsmodell, wenn die Eingangsdaten nicht der Realität entsprechen. Mehr als die Hälfte der im Kalibrierlabor des Fraunhofer ISE gemessenen Solarmodule liegen meist innerhalb der garantierten Toleranzen, aber deutlich unter der vom Hersteller angegebenen Nennleistung. Deshalb fordern Investoren von größeren Solarkraftwerken die Prüfung einer repräsentativen Stichprobe der Solarmodule als weiteren Schritt bei der stufenweise durchzuführenden Qualitätssicherung. Die gängige Praxis bei kristallinen Modulen ist, dass diese nach dem Zufallsprinzip aus der Lieferung herausgenommen werden und in einem anerkannten Messlabor nachgemessen werden. Die Messunsicherheit für eine solche Präzisionsmessung beispielsweise im Kalibrierlabor des Fraunhofer ISE liegt bei +/–2 %.
Lassen sich kristalline Solarmodule im Labor sehr präzise vermessen, so sind die Verfahren zum Vermessen von Dünnschichtmodulen noch nicht genügend ausgereift.
Bei Wirtschaftlichkeitsrechnungen wird davon ausgegangen, dass die Lebensdauer der Solarmodule 20 Jahren beträgt. Da die Solarmodule etwa 75 % der Investitionskosten einer netzgekoppelten Solarstromanlage in Anspruch nehmen und die Wirtschaftlichkeit nur gegeben ist, wenn die Leistung der Module in diesem Zeitraum nahezu konstant bleibt, ist es sowohl für Investoren als auch Anlagenbetreiber zunächst einmal sehr beruhigend, dass im Vergleich zu anderen konventionellen Geräten oder Produkten ungewöhnlich lange Garantien gegeben werden. Bei Solarmodulen sind mittlerweile 25 Jahre Leistungsgarantie auf 80 % der Nennleistung üblich. Der wichtigste Parameter bei einem Solarmodul ist die Nennleistung P_{nenn}, der in W_p angegeben wird. Dieser Wert gibt an, welche Leistung das Modul unter Standard-Test-Bedingungen (STC) erreicht. Der Index p steht für das englische Wort peak, weshalb auch oft der Begriff Spitzenleistung P_{max} verwendet wird. Bei Angeboten von Lieferanten einer Anlage an einen Endkunden bezieht sich der Preis auf die Nennleistung der Anlage in Euro pro W_p oder Euro pro kW_p. Die Nennleistung der Anlage wird aus der Anzahl der Einzelmodule ermittelt. Nahezu alle gängigen Kaufverträge beziehen sich auf die Nennleistung mit der Angabe einer Leistungstoleranz. Ein in der Praxis gängiger Wert ist +/–5 %, zunehmend werden Leistungstoleranzen von +/–3 % ausgewiesen. Für den Endkunden sind auch im Hinblick auf mögliche Streitfälle engere Toleranzen besser.
Unabhängig von der im Datenblatt angegebenen Toleranz muss ein Endkunde davon ausgehen können, dass er die ihm vertraglich zugesicherte Solargeneratorleistung auch wirklich erhält. Stand der Technik ist, dass der Mittelwert der Leistung von sämtlichen gelieferten Modulen des Solargenerators der Nennleistung des entsprechenden Moduls entspricht. Eine oft missverständliche Angabe im Datenblatt ist die garantierte Mindestleistung. Die Vorstellung mancher Hersteller und Lieferanten, dass man eigentlich nur die garantierte Mindestleistung zu erbringen hat und alle gelieferten Module sich im Minusbereich befinden können, ist zum einen nicht kundenorientiert und zum anderen auch rechtlich nicht haltbar. Vorsicht ist geboten, wenn Lieferanten aussagen, dass die Module eigentlich mehr Leistung bringen, als im Datenblatt angegeben, und sich dabei auf die Messwerte des Herstellers (Leistungsmessung in der Produktionslinie) beziehen. Diese Messungen sind ein sehr wichtiger Bestandteil für die Qualitätssicherung in der Modulproduktion, die Leistungswerte können jedoch deutlich von den Messungen eines anerkannten Messlabors abweichen. Die tatsächliche Erfüllung der durch die Hersteller angegebenen Nennleistung stellt ein wesentliches Qualitätsmerkmal für Solarmodule dar, denn der Ertrag einer Anlage ist unmittelbar mit der tatsächlichen Leistung der Module verknüpft.



❶ Vermessung einer 3-MW-Anlage auf dem Dach einer Industriehalle
Foto: *J. Meier*

4 Anlagenüberprüfung

Die durchgeführten Anlagenabnahmen umfassen im Wesentlichen:

- die visuelle Kontrolle der gesamten Anlage,
- die Überprüfung der Einhaltung technischer Regeln,
- die Ermittlung der Leistung des Solargenerators sowie
- die Überprüfung der Effizienz und Funktion der Wechselrichter.

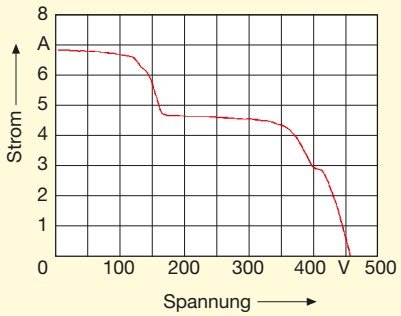
Mittlerweile haben sich weitere spezielle Untersuchungen wie Thermografieaufnahmen des Solargenerators mit einer Infrarotkamera etabliert, um beispielsweise Hot-Spot-Effekte zu ermitteln. Darüber hinaus können auch mehrtägige Leistungsmessungen der Wechselrichter, Erdungsmessungen sowie Isolationswiderstandsmessungen durchgeführt werden. Für Investoren ist es sehr wichtig von unabhängiger Stelle eine generelle Bewertung der Qualität der gesamten Anlage zu erhalten und nicht nur eine reine Mängelliste.

Ein sehr wichtiger erster Schritt ist die Feststellung, ob überhaupt die in der Planung oder im Ertragsgutachten angenommenen Planungsdaten mit der Realität übereinstimmen. Grundvoraussetzung für die optimale Vorbereitung und Durchführung einer Vorort-Analyse sollte die technische Dokumentation der ausgeführten Anlage sein. In der Praxis stellt dies für viele Anlagenbetreiber schon das erste Problem dar, da es in vielen Fällen keine technische Dokumentation gibt oder diese erst nach mehrmaligem Nachfragen beim Anlageninstallateur zu bekommen ist. Zu einer guten Anlagendokumentation gehören:

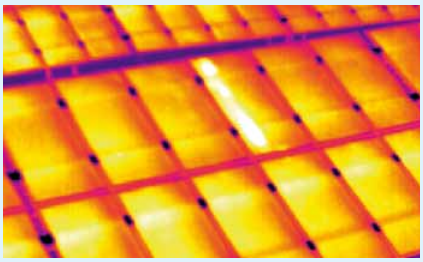
- Übersichtsplan des Solargenerators mit den Standorten der anderen Systemkomponenten,
- Aufteilung der Module, Reihenabstände, Ausrichtung und Neigungswinkel, Schnittzeichnungen des Gestelles, statischer Nachweis für die Unterkonstruktion etc.,
- Anzahl und Verschaltung der Module, Modultyp mit Datenblatt, Liste mit den Flasher Daten des Herstellers (Flasher = spezieller Sonnensimulator),
- Datenblätter der eingesetzten Wechselrichter,
- Inbetriebnahmeprotokolle des Installateurs oder Betreibers.

Bei fast allen der überprüften Photovoltaikanlagen wurden kleinere Mängel festgestellt. Einige Anlagen zeigten auch größere, zum Teil auch gravierende Mängel. Zu den häufig auftretenden Mängeln gehören:

- Die realen Anlageneigenschaften weichen von den Planungsvorgaben ab (Anzahl, Verschaltung und Typen der Module; Datenblattangaben und Typenschild sind nicht identisch.).
- Die Auslegung der Wechselrichter liegt außerhalb der Spezifikationen.
- Teilverschattungen des Solargenerators sind nicht dokumentiert.



❷ Stark verformte Strom-Spannungs-Kennlinie eines Teilgenerators durch den Einsatz unterschiedlicher Module



❸ Thermogramm eines Solargenerators mit defektem Modul
Sowohl Überhitzungen kompletter Modulstränge als auch beispielsweise Hot-Spot-Effekte lassen sich sehr leicht mit Infrarotaufnahmen identifizieren. Quelle: Fraunhofer ISE

5 Leistungsmessungen in der Anlage

Bei großen Solarkraftwerken nimmt das Fraunhofer ISE systematisch Kennlinien von Teilfeldern mit einer Leistung bis zu 100 kWp auf, sodass sich innerhalb zweier Tage die Leistung eines 2-MW-Solargenerators ermitteln lässt. Weichen die Werte an den Teilgeneratoren zu stark von den Sollwerten ab, werden zusätzlich die Einzelstränge vermessen. Bei kleineren Anlagen bis 200 kWp ist dieses in der Regel innerhalb eines Tages möglich.

Bei der in Bild ❷ gezeigten Kennlinie eines Teilgenerators betragen die Ströme der eingesetzten Solarmodule im Betrieb etwa 2,8 A; 4,5 A und 6,5 A. Bei einer Serienschaltung dieser Module begrenzt das Modul mit dem geringsten Strom den Strangstrom, wodurch die Leistung der Anlage erheblich reduziert wird. Durch die Aufnahme einer Strom-Spannungs-Kennlinie können:

- Fehler in der Verschaltung,
- fehlerhafte Module,
- unzulässige Modulkombinationen innerhalb eines Strangs (Bild ❷) und

- zu große Abweichungen bei den Leistungen der Einzelstränge identifiziert werden.

Generell soll jedoch durch die Leistungsmessung festgestellt werden, ob der Investor oder der Betreiber der Anlagen auch die vertraglich zugesicherte Nennleistung erhalten hat. Bei Messungen im Labor des Fraunhofer ISE lassen sich die Standard-Test-Bedingungen bei 1000 W/m^2 und einer Zellentemperatur von 25 °C gut realisieren. Mit einem Klasse A Sonnensimulator und entsprechenden Verfahren lassen sich die Abweichungen zum Normspektrum AM 1,5 korrigieren. Um auch bei der Feldmessung belastbare Ergebnisse zu erhalten, sollte gemäß IEC 61829 die solare Einstrahlung über 700 W/m^2 betragen. Dann sind die Fehler hinsichtlich der spektralen Aspekte gering. Werden die Messungen an Tagen mit sehr schönem Wetter durchgeführt, sind Strahlungswerte deutlich über 800 W/m^2 die Regel. Das Problem bei Feldmessungen ist, dass bei einer hohen Einstrahlung zum einen die Zellentemperatur um 50 °C liegt und erschwerend hinzu kommt, dass nicht die Zellentemperatur gemessen werden kann, sondern nur die Modulrückseitentemperatur. Auch innerhalb eines größeren Solargenerators können unterschiedliche Temperaturen auftreten. Um Fehler bei der Temperaturerfassung zu minimieren, hat das Team des Fraunhofer ISE folgende Ansätze:

- Innerhalb des Solargenerators mehrere Messstellen mit PT 100-Messfühlern einrichten.
- Messfühler vor Luftströmungen schützen.
- Zusätzliche Infrarotmessungen (Thermografie) zur Kontrolle vornehmen.
- Während der Messphase Außentemperatur aufzeichnen.
- Um Fehler bei der Umrechnung nach STC zu minimieren, werden verschiedene Umrechnungsverfahren angewandt und die Ergebnisse mit den Messwerten abgeglichen.

Mit diesen Maßnahmen lassen sich auch bei Feldmessungen qualifizierte Aussagen über die Leistung des Solargenerators treffen und den Betreibern oder Investoren die Gewissheit geben, dass die vertraglich vereinbarten Leistungen erfüllt sind. Bei Abweichungen außerhalb der Toleranzen werden zusätzlich Module aus der Anlage ausgebaut und im Labor nachgemessen. Die Erfahrungen zeigen, dass sich die Ergebnisse der Leistungsmessungen im Feld mit denen im Labor gut decken.

6 Detailanalysen mit Thermografieaufnahmen

Zur Erkennung von schadhaften oder nicht angeschlossenen Modulen wird der Solargenerator mit einer hoch auflösenden Infrarotkamera vermessen. Mit diesem Verfahren lassen sich die Temperaturverläufe innerhalb eines Moduls oder innerhalb größerer Modulfelder darstellen, in vertretbarer Zeit beispielsweise die Dimensionierung der Kabel und Leitungen sowie der richtige Anschluss der Module und Strings überprüfen oder fehlerhafte Kontakte an Wechselrichtern feststellen. So können Gegenmaßnahmen getroffen werden, bevor Schäden durch zu hohe Strombelastungen entstehen.

Bild ❸ zeigt die Infrarotaufnahme eines Solargenerators. Ein Modul des Generators weist eine lokale Überhitzung auf, deren Ursache in einem Defekt liegt. Solche Defekte wie auch die bekannten Hot-Spot-Effekte, bei denen einzelne Zellen innerhalb eines Solarmoduls überhitzen, können sehr leicht mit Infrarotaufnahmen identifiziert werden.

Diese Aufnahmen sind allerdings nur aus größerer Höhe möglich. In der Praxis haben sich hierfür mobile Hebebühnen oder Fahrzeuge mit Teleskopbühnen (Bild ❹) bewährt.

7 Monitoring und Betriebsüberwachung

Nicht nur bei den Photovoltaik-Komponenten zahlt sich Qualität aus. Eine genaue und zuverlässige Messtechnik sollte im Gesamtsystem inbegriffen sein. Nur dann lassen sich fundierte Aussagen über den Anlagenbetrieb und das Langzeitverhalten der Komponenten treffen.

So ist eine automatisierte Betriebsüberwachung notwendig, um sicher zu stellen, dass die Anlage über den geplanten Zeitraum von 20 Jahren konstante Erträge liefert. Mit dieser Überwachung werden Anlagenstörungen wie beispielsweise ein Wechselrichterausfall sofort erkannt. Durch das Erfassen der solaren Einstrahlung mit einem kalibrierten Strahlungssensor und des erzeugten Solarstroms mit dem geeichten Einspeisezähler lässt sich die so genannte Performance Ratio (Anlagenwirkungsgrad) ermitteln. Bei sehr guten Anlagen erreicht dieser Anlagenwirkungsgrad 80 % und mehr. Langjährige Messungen zeigen, dass die jeweiligen Monatswerte geringen Schwankungen unterliegen, der Jahreswert bei störungsfreiem Anlagenbetrieb aber nahezu konstant bleibt. Die Performance Ratio ist also ein wichtiger Faktor für die Anlagenqualität im laufenden Betrieb. Durch eine automatisierte Betriebsüberwachung ist schon in den ersten Monaten ersichtlich, ob die in der Ertragsprognose ermittelte Performance erreicht wird und das Solarkraftwerk den Erwartungen entspricht.

8 Praxis bestätigt hohe Zuverlässigkeit von Modulen

Mit dem „1000-Dächer-Programm“ wurden in den Jahren 1992 bis 1995 erstmals im größeren Maßstab Photovoltaik-Anlagen in Deutschland installiert. Im Rahmen einer repräsentativen Untersuchung wurden von 2000 dieser mittlerweile über zehn Jahre alten PV-Anlagen stichprobenartig 100 Anlagen ausgewählt und vermessen. Die Ergebnisse zeigten keinen tendenziellen Rückgang der Anlagen-Wirkungsgrade. Parallel dazu wurden detailliert sehr viele Anlagen vermessen, die mittlerweile mehr als 5 Jahre in Betrieb sind. Auch hier wurde im Großen und Ganzen kein nennenswerter Rückgang der Modulleistungen festgestellt. Bei allen bisher in der Praxis aufgetretenen Modulausfällen waren grundlegende Fehler in der Produktion oder eine mangelnde Qualitätssicherung der Hersteller die Ursache. Mittlerweile gibt es auch Solarmodule, die schon mehr als mehr 20 Jahre lang zuverlässig arbeiten. Auch hier konnte beim Nachmessen einiger Module keine generelle Degradation der Modul-Leistung festgestellt werden. Einzig, in einigen Fällen hatte sich die Folie verfärbt, in der die Solarzellen eingebettet sind, was jedoch keine nachteiligen Auswirkungen auf die Leistung hat.



❹ Für die Thermografie aus großer Höhe haben sich Hebe- oder Teleskopbühnen bewährt
Foto: Fraunhofer ISE

9 Fazit

Bei steigendem Kostendruck spielt die Effizienz einer PV-Anlage eine zunehmende Rolle, da sich jede Leistungsabweichung unmittelbar auf die Rendite der Projekte auswirkt. So entsteht bereits ein Verlust von etwa 100 000 Euro, wenn eine 1-MW-Anlage über 20 Jahre mit Modulen betrieben wird, deren Leistung nur um 1 % abweicht. Bei der Begutachtung von 40 Anlagen mit einer Gesamtleistung von mehr als 20 MW allein im Jahr 2006 stellte das Fraunhofer ISE fest, dass ein Teil der untersuchten Systeme Mängel aufwiesen, die den Ertrag und damit die Rendite der Anlagen spürbar reduzierten. Durch eine umfassende Qualitätssicherung kann dieser Minderertrag vermieden werden.

Dennoch haben PV-Anlagen in den letzten Jahren eine kontinuierliche Qualitätssteigerung erfahren, sodass in Bayern und Baden Württemberg Erträge von jährlich über 1000 kWh aus 1 kW installierter Leistung (ca. 8 m^2 Modulfläche) zunehmend möglich sind. ■