

ANLAGENMONITORING UND FEHLERSUCHE

WAS DIE MONITORING-DATEN DEM GUTACHTER VORAB VERRATEN



Quelle: Dürschner

Monitoring hilft Ertragsverluste zu entdecken

Fachgerecht geplante und sorgfältig installierte Photovoltaikanlagen sind einerseits ein langlebiges Investitionsgut, werden andererseits vielfach als „wartungsfrei“ bezeichnet. Die tägliche Praxis aus der Tätigkeit als Sachverständiger zeigt, dass PV-Anlagen in der Regel nicht „wartungsfrei“, sondern allenfalls „wartungsarm“ sind. Es spricht sich immer mehr herum: Eine PV-Anlage ist nichts anderes als eine elektrotechnische Anlage, als solche muss sie regelmäßig geprüft werden. Die Überwachung einer PV-Anlage durch ein fortwährendes Monitoring der Betriebsdaten hilft dabei, mögliche Fehler rasch zu erkennen.

Fehler in der Anlage müssen zeitnah entdeckt und – sofern sie als „kritisch“ anzusehen sind, also die technische Sicherheit (möglicher Personen- und/oder Sachschaden) und/oder die wirtschaftliche Sicherheit (große Ertragsverluste) betreffen – fachgerecht behoben werden. Wenn der Betreiber diese Fehler, die oft auch mit Ertragsverlusten verbunden sind, zu spät entdeckt, gehen ihm Einnahmen aus dem Stromverkauf unwiederbringlich verloren. Zu den Mindestanforde-

rungen des erfolgreichen Betriebs einer PV-Anlage über zwanzig und mehr Betriebsjahre gehört, dass sich der Investor, bzw. die von ihm beauftragte Servicefirma, regelmäßig vom ordnungsgemäßen Betrieb der PV-Anlage überzeugt. Daher sollte der Betrieb einer PV-Anlage durch ein kontinuierliches Anlagenmonitoring begleitet werden. Über das Monitoring werden die relevanten Betriebsdaten der Anlage aufgezeichnet und stehen für eine fortlaufende Analyse, für automatische Fehlermeldungen, aber auch für eine spätere Auswertung, zur Verfügung.

Bei sehr kleineren Anlagen mit einer STC-Nennleistung unter zehn Kilowatt-peak sind die Kosten für die Installation und den Betrieb eines Monitoringsystems möglicherweise als zu hoch anzusehen, so dass auf professionelles Monitoring verzichtet wird. Hier ist ein „Social Monitoring“, sprich der Vergleich der Stromerträge der eigenen Anlage mit den Erträgen benachbarter PV-Anlagen, durchaus ausreichend. Sobald es um eine PV-Anlage mit einer Nennleistung mit mehr als 15 bis 20 kWp geht, ist ein Anlagenmonitoring empfehlenswert. Und ab einer Anlagengröße von 30 kWp sollte immer mit Monitoring gearbeitet werden.

Idealerweise werden vom Monitoringssystem auch Strahlungsdaten aufgezeichnet, so dass die tatsächlichen Ist-Erträge der PV-Anlage mit den strahlungskorrigierten Soll-Erträgen verglichen werden können. Fehlt aus Kostengründen eine Strahlungsmessung, kann in vielen Fällen trotzdem eine Aussage über „ok“ oder „nicht ok“ getroffen werden, weil dann über das Monitoringsystem die einzelnen Anlagenteile auf String- oder Wechselrichterebene miteinander verglichen werden können.

Der beste String bzw. der beste Wechselrichter wird dann als Referenz herangezogen und bildet die Messlatte in der Anlage. Zusammen mit der Faustregel, dass eine PV-Anlage an einem sonnigen Sommertag einen spezifischen Ertrag zwischen sechs und sieben kWh pro kWp erzeugen sollte, lassen sich auch ohne örtliche Messung der solaren Einstrahlung belastbare Aussagen treffen.

Analyse und Interpretation

In diesem Beitrag werden verschiedene PV-Anlagen vorgestellt, bei denen im Zuge einer Gutachtertätigkeit interessante und vom Normalzustand abweichende Daten vorgefunden wurden. Im Rahmen einer Fehlersuche war ein Zugang zu diesen Daten möglich. Anders als ein Betriebsführer, der diese Daten regelmäßig auswerten und bei Auffälligkeiten umgehend reagieren sollte, wird hier erst im Nachhinein analysiert und interpretiert.

Dabei wird nicht auf sicherheitsrelevante Fehler, sondern auf Fehler, die sicherheitstechnisch unkritisch sind und „nur“ eine Ertragsminderung zur Folge haben, eingegangen. Diese Fehler lassen sich über ein kontinuierliches Anlagenmonitoring detektieren, sofern man die aufgezeichneten Werte und Grafiken richtig interpretieren kann. Anschließend kann – gemeinsam mit dem Investor – darüber nachgedacht werden, ob und wie und mit welchem Aufwand diese Fehler zu beheben wären.

Bei der retrospektiven Betrachtung der Monitoringdaten sucht man zunächst aus den Monatsübersichten die durchgängig sonnigen Tage („Clear-Sky-Ta-

ge“), also die Tage mit den höchsten Erträgen, heraus und sieht sich diese näher an. Anhand der sonnigen Tage lassen sich die vorhandenen Fehler vergleichsweise einfach finden, denn hier sind die Abweichungen des tatsächlichen Kurvenverlaufs vom idealen Kurvenverlauf am besten zu identifizieren. An bewölkten Tagen sind diese Fehler mitunter auch erkennbar, aber nicht so deutlich wie an den durchgehend sonnigen Tagen.

Zur Vergleichbarkeit der Photovoltaikanlagen auch untereinander wurde als sonniger Tag der 21. Juli 2013 herausgesucht (außer bei Beispiel 10). In den Abbildungen ist jeweils der Tagesverlauf der spezifischen Leistung (in kWh pro kWp, Y-Achse) über der Zeit (in Stunden, X-Achse) aufgetragen. Die farbigen Linien zeigen den Leistungsverlauf der einzelnen Wechselrichter während des Tages, die gelbe Fläche die Leistung mal der Zeit, also die erzeugte solarelektrische Energie. Die Darstellung stammt aus dem System Solar-Log von Solare Datensysteme, steht aber – in ähnlicher Form – auch in anderen Monitoringsystemen zur Verfügung.

Zur Einführung zunächst das Beispiel 1 – eine Photovoltaikanlage, die einwandfrei genau so läuft, wie man sich das vorstellt.

Beispiel 1 – Anlage 3 (21.07.)

In Beispiel 1 handelt es sich um eine PV-Anlage mit vier gleich großen Wechselrichtern. Der auf ein kWp installierter Leistung normierte Kurvenverlauf der Wechselrichterleistung zeigt, dass die Wechselrichter sehr synchron arbeiten. Die gelbe Fläche unter den Kurven stellt die erzeugte Strommenge dar. Die Mittagsspitze liegt bei 0,8 kWh pro kWp, der spezifische Tagesenergieertrag bei 6,4 kWh pro kWp.

Fazit: Alles o.k. – auch die anderen Betriebstage sind ohne Auffälligkeiten. Die Mittagsspitze liegt bei ca. 13:30 Uhr und ist ein Hinweis darauf, dass die Anlage nicht exakt nach Süden, sondern nach Süd-Südwesten ausgerichtet ist.

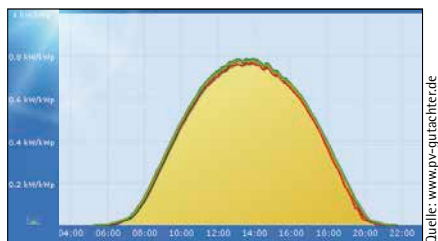


Bild 1: Anlage 3 (21.07.)

Beispiel 2 – Anlage 4 (21.07.)

In Beispiel 2 handelt es sich um eine PV-Anlage mit drei Wechselrichtern mit identischer Leistung. Die rote Kurve liegt

nur ca. ein Drittel so hoch wie die Kurven der beiden anderen Wechselrichter. Die violette Kurve zeigt zwischen 18:00 und 20:00 Uhr eine Delle. Die Mittagsspitze liegt bei ca. 0,8 Kilowatt pro Kilowattpeak, der spezifische Tagesenergieertrag an diesem durchgehend sonnigen Tag bei „nur“ rund 3,4 kWh pro kWp.

Fazit: Beim „roten“ Wechselrichter sind mehr als die Hälfte der Strings nicht in Betrieb. Nur der „grüne“ und der „violette“ Wechselrichter arbeiten einwandfrei. Die Stromerzeugung des „violetten“ Wechselrichters ist durch eine abendliche, temporäre Verschattung seines Generatortfeldes beeinträchtigt.

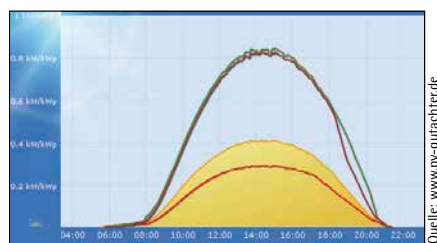


Bild 2: Anlage 4 (21.07.)

Beispiel 3 – Anlage 1 (21.07.)

Kommen wir zu Beispiel 3: Hier handelt es sich um eine PV-Anlage mit drei Wechselrichtern mit unterschiedlicher Leistung. Durch das Normieren auf ein Kilowatt kann der Kurvenverlauf der Wechselrichterleistung direkt miteinander verglichen werden und es fallen Abweichungen vom idealen Verlauf der Kurve auf: Die rote Kurve liegt nur halb so hoch wie die grüne Kurve, und die violette Kurve ist in der Mittagszeit abgeflacht.

Fazit: Nur der grüne Wechselrichter arbeitet einwandfrei. Beim „roten“ Wechselrichter ist die Hälfte der Strings nicht in Betrieb, der „violette“ Wechselrichter ist mit zu viel Modulen belegt und regelt bei Erreichen seiner Leistungsgrenze ab bzw. „fährt“ während der Mittagszeit mit konstanter Leistung. Der Ertragsverlust durch die fehlerhafte Stringbelegung des „roten“ Wechselrichters liegt bei rund fünfzig Prozent, der Ertragsverlust des „violetten“ Wechselrichters durch das Abregeln bei ca. sechs Prozent. Der „violette“ Wechselrichter ist in den Abendstunden (ab ca. 19:00 Uhr) zusätzlich noch von einer geringen Verschattung seiner Module betroffen, aber diese Verschattungs-

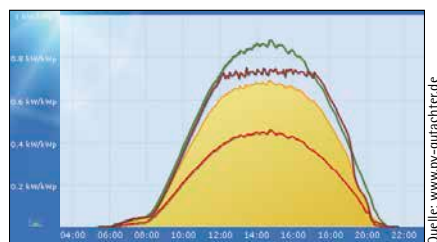


Bild 3: Anlage 1 (21.07.)

verluste sind minimal. Die Mittagsspitze liegt bei ca. 14:30 Uhr, was darauf hindeutet, dass die Anlage nicht nach Süden, sondern nach Südwesten orientiert ist.

Beispiel 4 – Anlage 2 (21.07.)

Weiter geht's mit Beispiel 4: Hier haben wir es wieder mit drei Wechselrichtern mit identischer Leistung zu tun. Der Kurvenverlauf zeigt die auf ein Kilowatt normierte Leistung. Der „Fall“ ist ähnlich wie in Beispiel 3: Die grüne Kurve liegt nur halb so hoch wie die beiden anderen Kurven. Bei der roten Kurve ist ein kleines Plateau erkennbar, bei der violetten Kurve zumindest zu erahnen.

Fazit: Beim „grünen“ Wechselrichter ist die Hälfte der Strings nicht in Betrieb, die beiden anderen Wechselrichter sind „grenzwertig“ mit Solarmodulen bestückt, so dass es bei Erreichen der Leistungsgrenze – insbesondere an sonnigen und kühlen Tagen – zu einem geringfügigen Abregeln der Leistung kommt. Im Vergleich zum vorhergehenden Beispiel liegen die Ertragsverluste durch die fehlenden Strings ebenfalls bei fünfzig Prozent, die Ertragsverluste durch die Abregelung sind minimal. Der „grüne“ Wechselrichter kommt aufgrund der geringen Anzahl der angeschlossenen Module nicht in den Abregelbereich. Allerdings ist zu erwarten, dass er das tut, wenn der Fehler behoben ist und die fehlenden Module an den Wechselrichter angeschlossen sind.

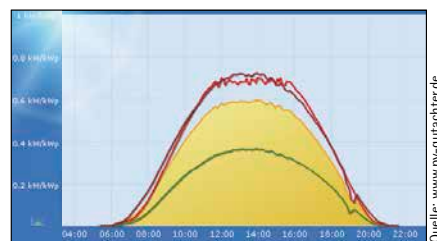


Bild 4: Anlage 2 (21.07.)

Beispiel 5 – Anlage 5 (21.07.)

Auch in Beispiel 5 haben wir es mit drei unterschiedlichen Wechselrichtern zu tun. Hier ist vor allem der Verlauf der grünen Kurve auffällig: Die Einbuchtung am Morgen von Sonnenaufgang bis ca. 9:00 Uhr weist auf eine Verschattung (z.B. durch ein benachbartes Gebäude) hin, von der nur der „grüne“ Wechselrich-

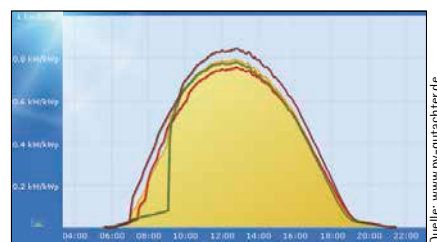


Bild 5: Anlage 5 (21.07.)

ter betroffen ist. Sobald der Schatten mit steigendem Sonnenstand verschwindet, steigt die Leistung stark an und der Kurvenverlauf entspricht dem Kurvenverlauf der anderen Wechselrichter. Die beiden anderen Wechselrichter arbeiten ohne Einschränkung durch eine Verschattung. Die Mittagsspitze liegt bei ca. 12:30 Uhr, die Module der PV-Anlage sind daher nach Süd-Südosten ausgerichtet.

Beispiel 6 – Anlage 6 (21.07.)

Beispiel 6 ist ebenfalls, wie das erste Beispiel, sehr nah am Optimum: Die sechs identischen Wechselrichter zeigen ein sehr synchrones Verhalten, die Mittagsspitze erreicht eine Höhe von ca. 0,95 kWh pro kWp, der spezifische Tagesenergieertrag liegt bei acht Kilowattstunden pro Kilowattpeak. Lediglich der „violette“ und der „rosa“ Wechselrichter erreichen zur Mittagszeit eine noch höhere Leistung. Die Unterschiede im Kurvenverlauf resultieren aus einer unterschiedlichen Hinterlüftung der Solarmodule auf dem Dach. Die Modulstrings des „violetten“ und des „rosa“ Wechselrichters liegen an der Gebäudekante und sind daher besser „gekühlt“ als die Modulstrings der anderen Wechselrichter, die sich mehr in der Dachmitte befinden.

Der flache Anstieg der Kurven am morgen zwischen 6:00 und 8:00 Uhr ist darauf zurückzuführen, dass die Anlage nach Süd-Südwesten ausgerichtet ist (Mittagsspitze ca. um 14:30 Uhr, wie oben) und somit die Sonne morgens hinter den Solarmodulen aufgeht. Erst wenn das Sonnenlicht direkt auf die Solarmodule fällt, wird der normale Verlauf der Leistungskurve („Glockenkurve“) eines klassischen Sonnentages erkennbar.

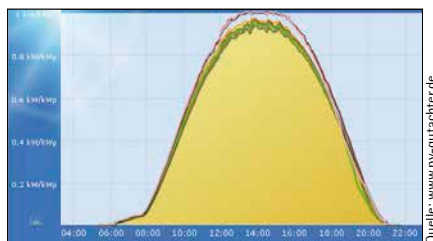


Bild 6: Anlage 6 (21.07.)

Beispiel 7 – Anlage 7 (21.07.)

Beispiel 7 zeigt eine PV-Anlage mit sechs identischen Wechselrichtern. Ab mittags bis ca. 17:00 Uhr ist ein sehr „interessanter“ Kurvenverlauf zu beobachten: Gegen 12:00 Uhr setzt beim „roten“ Wechselrichter eine Leistungsreduzierung ein, die anderen Wechselrichter folgen etwas später (wenn auch weniger stark ausgeprägt).

Erklärung: Solange die Wechselrichter ausreichend kühl sind, arbeiten sie ohne erkennbare Einschränkung (abgesehen

von einer geringfügigen Verschattung der Module des „roten“ Wechselrichters). Nach Erreichen der maximalen Betriebstemperatur findet das sogenannte „Derating“ statt: Die Wechselrichter verschieben ihren Arbeitspunkt und reduzieren damit ihre Leistung, damit sich ihre aktuelle Betriebstemperatur nicht mehr erhöht. Anders als in Beispiel 3 arbeiten die „auffälligen“ Wechselrichter hier also nicht bei konstanter (maximaler) Leistung, sondern bei konstanter (maximaler) Betriebstemperatur. Abhilfe schafft ein kühlerer Installationsort für die Wechselrichter, ggf. mit temporärer Zwangsbelüftung.



Bild 7: Anlage 7 (21.07.)

Beispiel 8 – Anlage 8 (21.07.)

Mit den Wechselrichtern in Beispiel 8 ist alles in Ordnung, auch wenn der Kurvenverlauf leicht unterschiedlich ist, weil die grüne Kurve oberhalb der roten Kurve verläuft. In diesem Fall handelt es sich um zwei Gruppen von Wechselrichtern zweier verschiedener Hersteller. Die Stringbelegung ist nicht identisch: Die „grünen“ Modulstrings sind etwas besser auf den Arbeitsbereich ihres Wechselrichters abgestimmt als die „roten“ Modulstrings. Daher hat die Gruppe der „grünen“ Wechselrichter in diesem Beispiel eine etwas bessere „Performance“ als die Gruppe der „roten“ Wechselrichter. Das ist aber ausdrücklich kein Argument für oder gegen den einen oder den anderen Hersteller, denn bei einer anderen Anlagenauslegung könnte es auch genau umgekehrt sein.

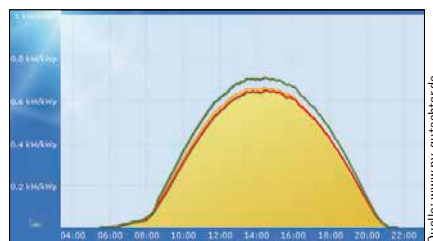


Bild 8: Anlage 8 (21.07.)

Beispiel 9 – Anlage 9 (21.07.)

Die Kurvenläufe in Beispiel 9 lassen das Schlimmste befürchten: Die Mittagsspitze liegt maximal bei ca. 0,3 kWh pro kWp. Sind womöglich zahlreiche Strings inaktiv und es drohen entsprechende Ertragsverluste? Doch in diesem Fall gibt es schnell Entwarnung: Das Monitoringsys-

tem ist fehlerhaft konfiguriert, so dass die Kurven nicht auf ein Kilowattpeak normiert sind. Ein Vergleich der nicht normierten Kurvenverläufe ist nicht zulässig und würde zu falschen Schlüssen führen.

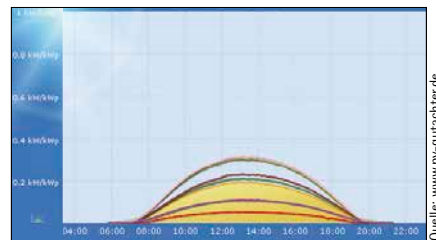


Bild 9: Anlage 9 (21.07.)

Beispiel 10 – Anlage 10 (14.03.)

Zum Abschluss als Beispiel 10 noch mein persönlicher „Favorit“: Hier wurden in einer PV-Anlage mit mehreren Wechselrichtern zwei Wechselrichter falsch verdrahtet: An einen Wechselrichter mit 2 kW („rosa“) wurden versehentlich neben „seinen“ Modulen auch die Solarmodule eines benachbarten Wechselrichters mit 5 kW („oliv“) angeschlossen. Es grenzt an ein Wunder, dass der 2 kW Wechselrichter das „überlebt“ hat, aber er konnte sich wohl durch die Leistungsbegrenzung – trotz der auf der DC-Seite anstehenden bis zu sieben kW – selbst ausreichend schützen.

Der Kurvenverlauf spricht Bände: Sobald um 6:30 Uhr die Sonne da ist, „springt“ der 2 kW -Wechselrichter von „Null auf Hundert“ und arbeitet mit voller Leistung. Den ganzen Tag lang, ohne Unterbrechung, um dann kurz vor Sonnenuntergang gegen 18:30 Uhr in wenigen Minuten von „Hundert auf Null“ abzuschalten und sich vom „Stress“ des abgelaufenen Tages zu erholen. Und der „olive“ Wechselrichter „grinst sich eins“, denn er musste den ganzen Tag nicht arbeiten...

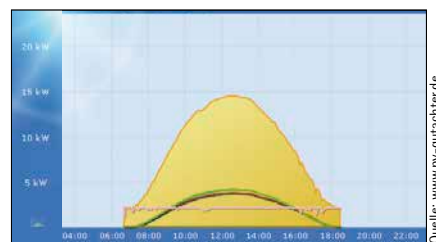


Bild 10: Anlage 10 (14.03.)

ZUM AUTOR:

► Christian Dürschner

Ing.-Büro Dürschner, Erlangen, arbeitet seit mehreren Jahren als Sachverständiger für Photovoltaikanlagen und schreibt hin und wieder Fachtexte zur Photovoltaik. Sein Fachbuch „Photovoltaik für Profis“ wird demnächst in einer dritten, vollständig überarbeiteten Auflage erscheinen.

solare_zukunft@fen-net.de