

Forschungsprojekt zur Hochrechnung der Photovoltaikleistung unter Berücksichtigung der Anlagenausrichtung

Sven Killinger, Philipp Guthke, Thomas Erge, Bernhard Wille-Haussmann, Jürgen Wolpert und Andreas Semmig

Um die Einspeiseleistung aller PV-Anlagen im Netzgebiet in Echtzeit abzuschätzen, verwendet ein deutscher Übertragungsnetzbetreiber ein Hochrechnungsverfahren, das die gesamte Einspeiseleistung aus Referenzanlagen bestimmt. Eine große Herausforderung liegt darin, dass nur ein Bruchteil aller PV-Anlagen über Messeinrichtungen verfügt, die die aktuelle Einspeisung in Echtzeit an das Hochrechnungssystem übertragen. Außerdem bestehen große individuelle Unterschiede in der Modulausrichtung und im Systemverhalten zwischen den einzelnen Anlagen. In einem Forschungsprojekt wurde daher der Frage nachgegangen, wie diese individuellen Eigenschaften in Hochrechnungsverfahren integriert werden können, um die Erzeugungsleistung präziser abzuschätzen.

Warum Hochrechnungsverfahren?

Durch den Zubau an dezentralen Erzeugungsanlagen werden für die Übertragungsnetzbetreiber präzise und ortsspezifische Leistungsprognosen immer wichtiger. Die Gründe hierfür liegen einerseits in der Verantwortung für die Netzfürung, für die eine genaue Kenntnis der eingespeisten Leistung zunehmend von Bedeutung ist; andererseits wird die erwartete PV-Einspeisung benötigt, um den gesetzlichen Vermarktungsauftrag erfüllen zu können und die EEG-Erzeugung mengenrichtig an der Strombörse zu vermarkten. TransnetBW nutzt aktuell Messungen einzelner PV-Referenzanlagen, um daraus die gesamte aktuelle Erzeugungsleistung der fast 300.000 PV-Anlagen in ihrem Netzgebiet hochzurechnen.

Zukünftig soll die reale PV-Erzeugungsleistung aber exakter ermittelt werden. In einem Forschungsprojekt ging Trans-

netBW gemeinsam mit dem Fraunhofer ISE der Frage nach, wie individuelle Anlageneigenschaften in der Hochrechnung berücksichtigt werden können. Gegenüber bisherigen Verfahren sollen Messwerte aus Referenzanlagen unter Verwendung von Ausrichtung und Neigung aller Anlagen in ein anlagenscharfes, auf Geoinformationssystemen (GIS) basierendes Abbild projiziert werden.

Innovative Hochrechnung

Im Rahmen des Projekts wurde ein neuer anlagenscharfer Hochrechnungsalgorithmus entwickelt und auf eine Testregion angewendet. Der Ablauf der neu entwickelten Hochrechnung (Abb. 1) lässt sich in drei Themenfelder untergliedern, die in den nachfolgenden Abschnitten erläutert werden:

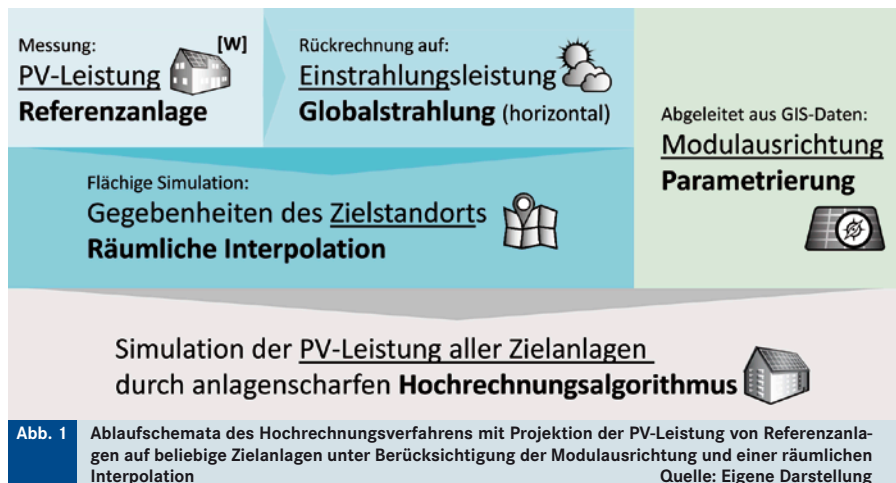
- Parametrierung der Modulausrichtung;
- Projektion der PV-Leistung;
- Räumliche Interpolation.

Parametrierung der Modulausrichtung

PV-Anlagen variieren in ihrem individuellen Anlagenverhalten sehr stark. Bei bekannter Sonneneinstrahlung spielt insbesondere die Modulorientierung für die Erzeugungsleistung zu einem bestimmten Zeitpunkt eine große Rolle. So sollte z. B. eine Anlage mit Ostausrichtung der Module am frühen Morgen aufgrund der direkten Sonneneinstrahlung anders in der Hochrechnung berücksichtigt werden als am Abend, wenn überwiegend diffuse Strahlungsanteile auf die Anlage treffen. Da die Ausrichtung aber für die meisten PV-Anlagen unbekannt ist, muss in einem ersten Schritt über einen GIS-basierten Ansatz für jede einzelne Anlage die Ausrichtung automatisch parametrieren werden.

Grundlage hierfür ist einerseits das Anlagenregister der TransnetBW, in dem jede PV-Anlage mit ihrer Leistung und Anschrift verzeichnet ist. Zusätzlich wird ein sog. Solarkataster verwendet, das die Landesanstalt für Umwelt, Messung und Naturschutz Baden-Württemberg (LUBW) zur Verfügung stellt. Darin sind alle Dachflächen in Baden-Württemberg verzeichnet. Aus diesem Solarkataster lassen sich Ausrichtung und Neigung aller Dachflächen ableiten.

In einem ersten Schritt werden die geographischen Koordinaten der PV-Anlagen ermittelt und mit einem GIS-basierten Algorithmus den passenden wahrscheinlichsten Hausdächern zugeordnet. Daraus lässt sich bereits die Modulausrichtung für eine Vielzahl von PV-Anlagen in sehr guter Näherung bestimmen. Sonderfälle stellen Flachdachanlagen und PV-Anlagen ohne genaue



Adresse dar. Für beide wurden Schätzungen mittels statistischer Verteilungen vorgenommen.

Die für die Hochrechnung angenommene Ausrichtung aller installierten PV-Anlagen wird mit der geschilderten Methodik durch Auswertung realer Daten grundlegend parametrisiert (siehe Abb. 2) und stellt nicht nur für das Hochrechnungsverfahren, sondern für Energiesystemsimulationen insgesamt eine wertvolle Grundlage dar.

Projektion der PV-Leistung

Leistungsgemessene PV-Referenzanlagen sind wichtige lokale Indikatoren für die einfallende Globalstrahlung. Um aus den Referenzanlagen Rückschlüsse auf die erzeugte Leistung der PV-Anlagen ohne Leistungsmessung (Zielanlagen) zu erhalten, wurde ein Verfahren (siehe Abb. 1) entwickelt, mit dem die PV-Leistung zwischen PV-Anlagen mit unterschiedlicher Modulorientierung und der Globalstrahlung als Zwischengröße umgerechnet werden kann.

Ausgehend von der gemessenen PV-Leistung einer Referenzanlage müssen zunächst – entgegen der üblichen Modellierungsrichtung – wesentliche Modellteile invertiert werden. Da hierbei vielfach nicht-lineare und abschnittsweise definierte Funktionen verwendet werden, muss entweder auf iterative Näherungsverfahren zur Ermittlung einer Lösung zurückgegriffen werden oder die Funktionen werden selbst approximiert und so gestaltet, dass sie sich invertieren lassen.

Zwischenlösung dieser Umkehrung ist die Globalstrahlung auf der horizontalen Fläche. Diese kann zudem perspektivisch unter Einbezug von Wetterstationsdaten und satellitenbasierten Strahlungskarten verglichen und kalibriert werden. Die Globalstrahlung wird im Gesamtmodell mit den später vorgestellten geostatistischen Verfahren räumlich interpoliert.

Die interpolierte und flächig verfügbare Globalstrahlung wird dann genutzt, um die Erzeugungsleistung der parametrisierten Zielanlagen zu simulieren. Die komplette Modellierungskette wird somit zweimal, jeweils in unterschiedlicher Richtung durch-



laufen. Sie führt gegenüber etablierten Ansätzen vor allem dann zu einer Verbesserung, wenn Referenz- und Zielanlage unterschiedliche Modulausrichtungen besitzen.

Räumliche Interpolation

Mit räumlichen Interpolationsverfahren können aus geocodierten Punkten Werte für andere Orte geschätzt werden, für die keine Informationen vorliegen. Sie sind damit ein guter Lösungsweg, um aus der PV-Leistung von Referenzanlagen zunächst die lokale Globalstrahlung und anschließend die PV-Leistung für Anlagen mit unterschiedlicher Modulausrichtung abschätzen zu können. Dies geschieht, indem die aus der gemessenen PV-Leistung abgeleitete Globalstrahlung am Ort der Referenzanlagen räumlich interpoliert wird.

In der Praxis zeigt sich häufig eine starke Verdichtung von Referenzanlagen in Städten und vergleichsweise wenige Anlagen in dünner besiedelten ländlichen Regionen. Darum stellte sich die Frage, welches Interpolationsverfahren zu guten Ergebnissen führt und einen robusten Algorithmus aufweist.

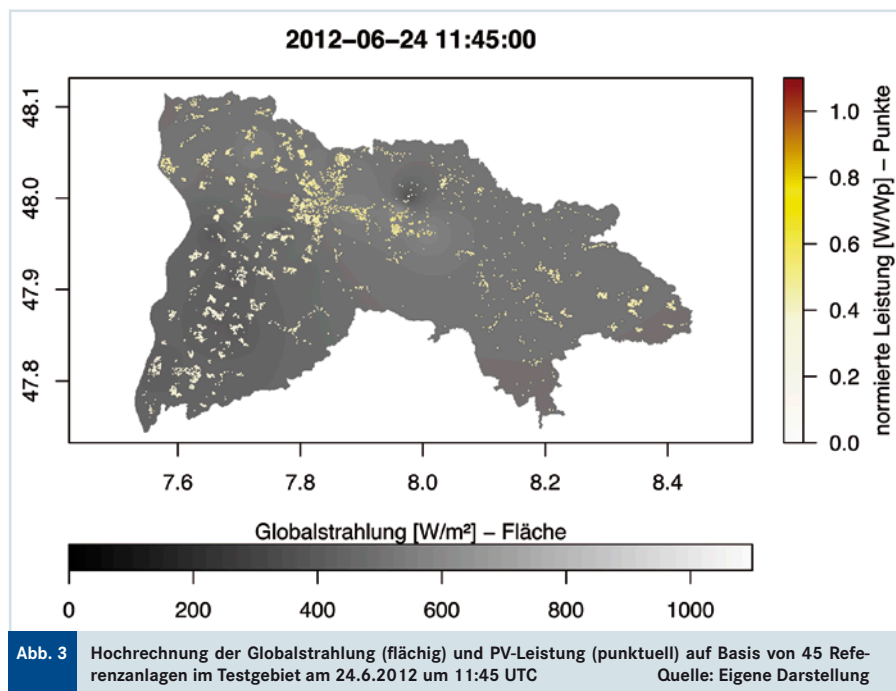
In einer umfangreichen Kreuzvalidierung führte u. a. das Inverse-Distance-Weighting-Verfahren (IDW) zu sehr guten Ergebnissen.

Dieses Verfahren berechnet Rasterzellwerte mithilfe einer linear-gewichteten Auswahl von Stichprobenpunkten um die jeweilige Zelle. Bezogen auf die Hochrechnung bedeutet dies Folgendes: Je größer die Distanz einer Referenzanlage von einer Zielanlage ist, desto schwächer wird sie im Vergleich zu anderen Referenzanlagen gewichtet. Über die Gewichtung kann der Einfluss der umliegenden Stichprobenpunkte gesteuert werden.

Ergebnisse der Hochrechnung

Die beschriebenen Modellteile wurden exemplarisch für eine Hochrechnung der PV-Leistung in den Landkreisen Freiburg und Breisgau/Hochschwarzwald angewendet. Die Ergebnisse für den 24.6.2012 um 11:45 Uhr (UTC) sind in Abb. 3 dargestellt. Die flächig interpolierte Globalstrahlung auf Basis von 45 Referenzanlagen ist in grauen bis schwarzen Schattierungen dargestellt. Die daraus resultierende Erzeugungsleistung von über 8.400 PV-Anlagen ist punktuell mit gelblichen Farbtönen visualisiert. Die Abbildung zeigt reduzierte Globalstrahlungswerte im Südwesten der Testregion, die mit einer niedrigeren PV-Leistung einhergehen.

Von den 45 Referenzanlagen wurde zudem in einer Kreuzvalidierung jeweils eine PV-Anlage als Referenzanlage herausgegriffen, um jede der 44 anderen Anlagen einzeln



bzw. in Summe abzuschätzen. Dabei wurde die im Forschungsprojekt entwickelte Projektion der PV-Leistung mit operationell eingesetzten Standardverfahren ohne Berücksichtigung der Modulorientierung verglichen. Die prozentualen Verbesserungen sind in der Tabelle dargestellt. Im Durchschnitt verbesserte sich die Korrelation zwischen den simulierten und gemessenen Werten dabei um 2,26 % für Einzelanlagen und 1,00 % beim Summenwert. Eine größere Steigerung wurde mit 7,92 % bzw. 19,62 % beim relativen Root-Mean-Squared Error (rel. RMSE) beobachtet, was sich ebenfalls positiv auf die eingesetzte Regelenergie auswirken dürfte.

Das im Forschungsprojekt entwickelte Verfahren wurde für ausgewählte PLZ-Gebiete mit den operational betriebenen Hochrechnungen des Netzbetreibers verglichen. Hierbei zeigten sich prinzipiell Übereinstimmungen in vielen PLZ-Gebieten. Die mit dem neu entwickelten Verfahren berechnete Erzeugungsleistung zeigte erwartungsgemäß dann größere Unterschiede zur herkömmlichen

Hochrechnung, wenn die Modulorientierung der Anlagen im Postleitzahlengebiet stark von der mittleren Ausrichtung abweicht. Die Analysen ergaben zudem, dass eine gute Abdeckung mit Referenzanlagen für präzise Hochrechnungsverfahren äußerst wichtig ist. Denn meteorologische Gegebenheiten können sich in geografisch komplexen Regionen wie dem Schwarzwald bereits innerhalb weniger Kilometer ändern.

Abschließend wurde zudem ein Vergleich mit einigen Referenzanlagen in Verteilnetzregionen angestoßen. Auch hier zeigte sich deutlich die Relevanz der Berücksichtigung der Anlagenausrichtung, insbesondere bei der Betrachtung von Einzelanlagen.

Weitere Erkenntnisse

Die Ergebnisse des Forschungsprojekts erlauben auch Rückschlüsse auf zukünftige Forschungsschwerpunkte. Diese sollen nachfolgend für die einzelnen Moduleile präsentiert werden.

Parametrierung der Modulausrichtung

Eine GIS-basierte Parametrierung kann verbessert werden, wenn durch lückenlose Anlagenregister die Standorte zweifelsfrei bestimmt werden können. Das verwendete Solarkataster stammt aus Befliegungsdaten zwischen 2000 und 2005. Eine aktualisierte Version würde helfen, neue Gebäude zu berücksichtigen.

Alternativ können auch 3D-Stadtmodelle einbezogen werden, wie sie bereits für zahlreiche Städte vorhanden sind. Diese ermöglichen zudem eine Modellierung der gebäudebedingten Verschattung.

Projektion der PV-Leistung

Die Nennleistungen einzelner PV-Anlagen aus dem Anlagenregister weichen teilweise erheblich von den maximalen beobachteten physikalischen Werten ab. In ersten Simulationen zeigte sich ein erhebliches Verbesserungspotenzial, wenn die PV-Anlagen auf vergleichbare Leistungsniveaus kalibriert wurden. In der Literatur finden sich hierzu bislang jedoch nur wenige Publikationen. Es erscheint daher für zukünftige Forschungsarbeiten besonders aussichtsreich, geeignete Methoden zur Kalibrierung der PV-Profile zu entwickeln.

Darüber hinaus würde eine automatisierte Detektion von unerwarteten Ereignissen bei Referenzanlagen (Verschattung, Schnee, etc.) ermöglichen, deren Auswahl im Hochrechnungsverfahren dynamisch zu gestalten. Dabei würden Referenzanlagen dann nur für die Zeitpunkte verwendet, zu denen sie repräsentative Rückschlüsse auf den gesamten Anlagenpark zulassen.

Räumliche Interpolation

Perspektivisch könnte der parallele Einbezug verschiedener Datensätze aus unterschiedlichen Datenquellen die Modellgenauigkeit weiter erhöhen. Besonders aussichtsreich erscheint dabei die Integration von satellitenbasierten Strahlungsdaten und numerischen Wettermodelldaten in Regionen mit einer geringen Abdeckung durch Referenzanlagen. Geologische Informationen wie Geländehöhe und vorhandene Vegetation sind von meteorologischer Bedeutung

Tab.: Prozentuale Verbesserung durch die vorgestellte Methodik gegenüber dem bisherigen operationellen Verfahren, bei dem die Modulorientierung unberücksichtigt bleibt

Verbesserung	Einzelanlagen	Summe
Korrelation	2,26 %	1,00 %
Rel. RMSE	7,92 %	19,62 %

und könnten eine weitere wertvolle Ergänzung darstellen. Das Zusammenspiel dieser unterschiedlichen Informationen kann im Rahmen hybrider Interpolationsverfahren etwa durch Regressionsansätze oder multivariate Copulas modelliert werden.

Echtzeit-Abbildungen werden zunehmend wichtiger

Aufgrund der zunehmenden Dezentralisierung der Erzeugung besteht die Notwendigkeit, den aktuellen Systemzustand kleinteil-

liger und regionaler beurteilen zu können. Die im Forschungsprojekt von Fraunhofer ISE und TransnetBW entwickelten Methoden helfen dabei, bestehende Hochrechnungsverfahren weiter zu verbessern und die reale Erzeugungsleistung genauer abzuschätzen.

Die Berücksichtigung der Modulorientierung spielt insbesondere dann eine wesentliche Rolle, wenn sich die Anlagenausrichtungen zwischen Referenz- und Zielanlagen im betrachteten Gebiet signifikant unter-

scheiden. So konnte bspw. für den Zeitraum von 2010 bis 2014 bei 45 Referenzanlagen im Testgebiet Freiburg und Breisgau/Hochschwarzwald mit den neuen Methoden eine mittlere prozentuale Verbesserung des relativen RMSE von etwa 20 % festgestellt werden.

*S. Killinger, Dr. T. Erge, Dr. Bernhard Wille-Haussmann, Fraunhofer ISE, Freiburg; Dr. P. Guthke, J. Wolpert, A. Semmig Transnet-BW, Stuttgart
sven.killinger@ise.fraunhofer.de*