

# **Einfluss verschiedener Betriebsstrategien auf die Netzeinspeisung räumlich verteilter PV-Speichersysteme**

Johannes Weniger, Joseph Bergner, Tjarko Tjaden, Johannes Kretzer, Felix Schnorr, Volker Quaschnig  
Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) Berlin  
Wilhelminenhofstraße 75a, 12459 Berlin  
Email: johannes.weniger@htw-berlin.de  
Internet: <http://pvspeicher.htw-berlin.de>

## **1 Einleitung**

Mit der steigenden Verbreitung von PV-Speichersystemen im Hausbereich rücken zunehmend Fragen zu der Betriebsweise der Batteriespeicher und den daraus resultierenden Netzeinflüssen in den Vordergrund. Durch die Einführung verschiedener Förderprogramme auf Bundes- und Landesebene soll der verstärkte Einsatz von Batteriespeichern zur Einhaltung einer maximal vorgegebenen Einspeiseleistung der PV-Systeme gefördert werden. Werden diese Förderprogramme durch den Anlagenbetreiber allerdings nicht in Anspruch genommen, ist die maximale Leistungsabgabe der Systeme in das Netz gemäß § 9 Abs. 2 EEG 2014 nur auf 70% der Generatormennleistung zu begrenzen, sofern keine Teilnahme am Einspeisemanagement erfolgt [1]. Damit wird jedoch nicht das gesamte Potenzial der Batteriespeicher zur Reduktion der Netzeinspeiseleistung genutzt. Werden die Batteriespeicher allerdings gezielt zur Reduktion von Einspeisespitzen eingesetzt, ist eine deutliche Verbesserung der Netzintegration von PV-Speichersystemen zu erreichen [2].

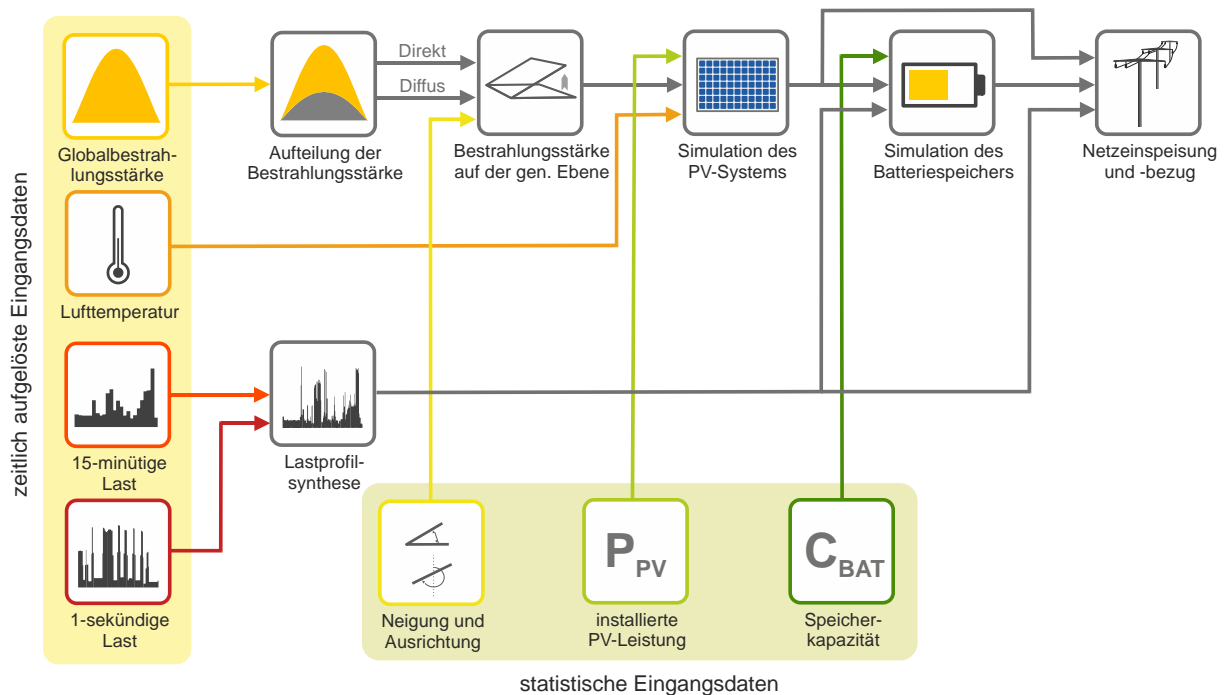
In bisherigen Untersuchungen wurden die Auswirkungen verschiedener Betriebsstrategien auf die Netzeinspeisung von PV-Speichersystemen oft nur an einem Standort analysiert [3]–[5]. Mögliche Wechselwirkungen bei der Netzeinspeisung verteilter Systeme blieben dadurch allerdings unberücksichtigt. Netzanalysen von räumlich verteilten PV-Speichersystemen sind wiederum davon ausgegangen, dass die Globalbestrahlungsstärke oder PV-Leistung an allen Standorten identisch ist [6]–[8]. Diese Annahme der homogenen Globalstrahlungsverhältnisse trifft in einem abgegrenzten Gebiet zwar an klaren Tagen zu [9], vernachlässigt jedoch an Tagen mit Wolkendurchzug die Variabilität der Globalstrahlung und die sich daraus ergebenden räumlichen Ausgleichseffekte.

Dieser Beitrag untersucht durch Simulationsrechnungen das Netzeinspeiseverhalten von verteilten PV-Speichersystemen auf Basis von standortspezifischen Globalstrahlungsdaten und individuellen Haushaltslastprofilen in Sekundenauflösung. Die Systeme sind in einem Gebiet mit einer Fläche von etwa 40 km<sup>2</sup> an 99 Standorten verteilt, wobei durchschnittlich pro Haushalt eine PV-Leistung von 4,7 kWp sowie eine Batteriespeicherkapazität von 4,7 kWh installiert sind. Den Schwerpunkt der Simulationsuntersuchungen stellt die Analyse der Maximalwerte sowie der Fluktuationen der resultierenden Netzeinspeiseleistungen bei verschiedenen Betriebsstrategien dar.

## **2 Methodik**

Die Herangehensweise zur Bestimmung des dynamischen Einspeiseverhaltens der räumlich verteilten PV-Speichersysteme ist in Bild 1 veranschaulicht. In einem ersten Schritt werden jedem Standort ein individuelles Haushaltslastprofil sowie ein PV-Speichersystem zufällig zugewiesen. Die Abbildung unterschiedlicher Systemkonfigurationen sowie PV-Generatororientierungen erfolgt auf Basis von Annahmen zu deren Häufigkeitsverteilung. Die Grundlage der Simulation der standortspezifischen Leistungsabgabe der PV-Systeme stellen Zeitreihen der Globalbestrahlungsstärke und Lufttemperatur

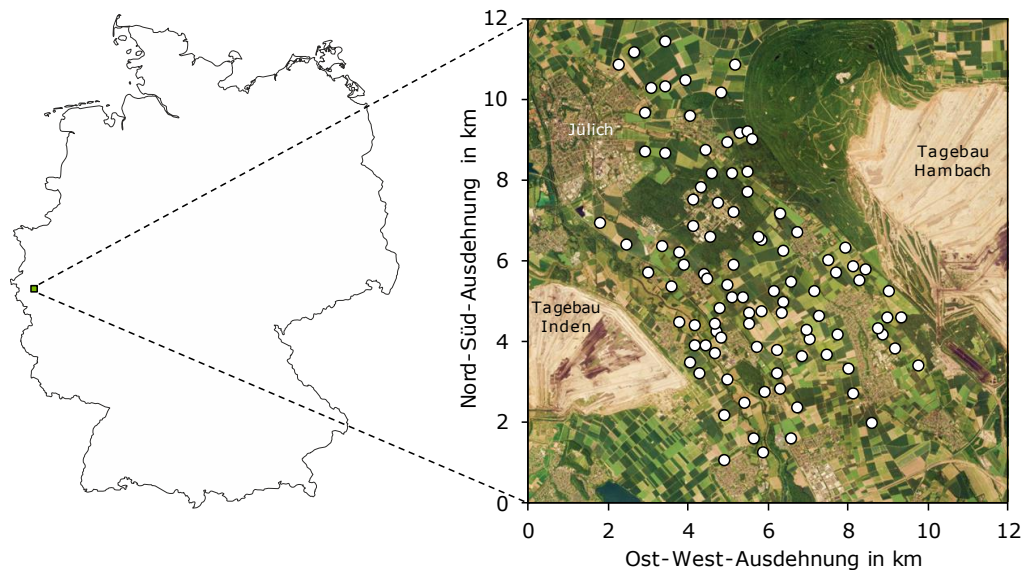
mit einer zeitlichen Auflösung von 1 s dar. Aus gemessenen 15-minütigen Lastprofilen sowie 1-sekündigen Lastdaten werden individuelle 1-sekündige Haushaltsprofile synthetisch erstellt. Die daraus resultierende Last sowie die PV-Leistung gehen als Zeitreihen in die Simulation des Batteriespeichers ein. Unter Berücksichtigung der ermittelten Ladung und Entladung des jeweiligen Batteriespeichers lässt sich die Einspeise- und Bezugsleistung an jedem Hausanschluss ermitteln. Abschließend wird die kumulierte Netzeinspeiseleistung aller PV-Speichersysteme bestimmt. Auf die verwendeten Simulationsmodelle und zugrunde liegenden Eingangsdaten wird im Folgenden näher eingegangen.



**Bild 1** Herangehensweise zur Bestimmung der standortspezifischen Einspeise- und Bezugsleistung unter Berücksichtigung von statistischen sowie zeitlich aufgelösten Eingangsdaten.

## 2.1 Globalstrahlungs- und Temperaturdaten

Die Basis dieser Untersuchung bilden Globalstrahlungs- und Temperaturdaten von 99 meteorologischen Messstationen, die in einem Gebiet mit einer Fläche von etwa 40 km<sup>2</sup> südöstlich von Jülich (Nordrhein-Westfalen) verteilt waren (Bild 2). Die Messungen wurden vom Leibniz-Institut für Troposphärenforschung (TROPOS) Leipzig im Rahmen der HOPE-Messkampagne im Forschungsprojekt "Wolken- und Niederschlagsprozesse im Klimasystem - HD(CP)<sup>2</sup>" zwischen April und Juli 2013 durchgeführt [10]. An 99 Standorten wurden 1-sekündige Mittelwerte der Globalbestrahlungsstärke und Lufttemperatur erfasst. Im Rahmen dieser Untersuchung wird auf die Messwerte von 94 Tagen im Zeitraum zwischen dem 19. April und 21. Juli zurückgegriffen. Datenlücken in den Globalstrahlungsmesswerten von Einzelstationen wurden im Sekundenbereich linear interpoliert und über größere Zeitbereiche durch die Messwerte der jeweils nächstgelegenen Station ersetzt. Da der Datensatz für beide Messgrößen jeweils etwa 800 Mio. Werte enthält, wurden die Temperaturmesswerte zunächst um Ausreißer bereinigt und anschließend über alle Stationen gemittelt. Somit stehen die Temperaturmesswerte für die Simulation der PV-Systeme nicht standortaufgelöst zur Verfügung, was jedoch aufgrund der wenig ausgeprägten räumlichen Variabilität der Lufttemperatur vertretbar ist.



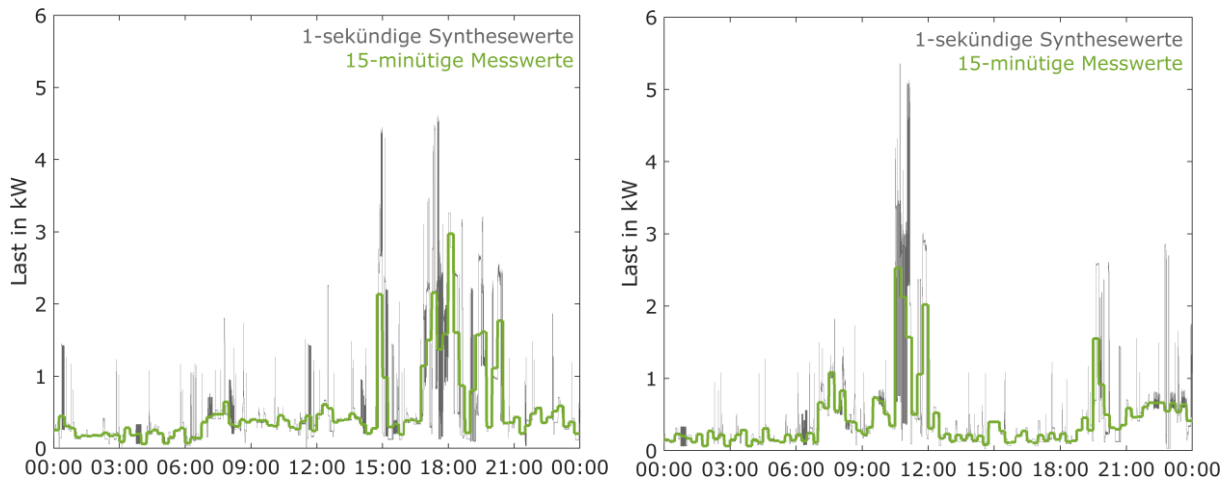
**Bild 2** Räumliche Verteilung der 99 meteorologischen Messstationen in einem etwa 40 km<sup>2</sup> großen Gebiet im rheinischen Braunkohlerevier südöstlich von Jülich zwischen den Tagebauen Hambach und Inden. (Messzeitraum: April bis Juli 2013)

## 2.2 Lastdaten und Lastprofilsynthese

Eine weitere Datengrundlage bilden zwei Messdatensätze mit Zeitreihen des elektrischen Energieverbrauchs unterschiedlicher Haushalte. Hierzu wird auf einen Datensatz des Instituts für Zukunfts-EnergieSysteme (IZES) mit Lastprofilen von rund 500 Haushalten zurückgegriffen, der im Rahmen des Praxistests „Moderne Energiesparsysteme im Haushalt“ erstellt wurde [11]. Die Lastgangzählerdaten wurden zwischen 2008 und 2011 mit einer zeitlichen Auflösung von 15 min erfasst. Aus dem vorliegenden Datensatz wurden 99 Haushaltslastprofile des Jahres 2010 ausgewählt, wobei bei der Auswahl die Datenqualität in Form einer möglichst geringen Anzahl von fehlenden Messwerten entscheidend war. Etwaige Datenlücken in einem Lastprofil wurden durch die Messwerte des vorherigen gleichen Wochentages zur gleichen Uhrzeit ersetzt.

Darüber hinaus liegen zeitlich hoch aufgelöste Lastdaten der TU Wien vor, die im Forschungsprojekt „ADRES-Concept“ vom Verteilnetzbetreiber Energie AG Oberösterreich Netz GmbH erfasst sowie vom Austrian Institute of Technology (AIT) validiert wurden [12]. Die Messungen wurden in 30 unterschiedlichen österreichischen Haushalten während einer Winter- sowie einer Sommerwoche mit einer Auflösung von 1 s durchgeführt. Diese Messdaten bilden die Datenbasis für die nachgelagerte Lastprofilsynthese, mit der die zeitliche Auflösung der 99 Haushaltslastprofile von 15 min auf 1 s erhöht wird.

Zur Erstellung der synthetischen Lastprofile wurde zunächst aus dem ADRES-Datensatz ein Datenpool mit 604.786 Zeitreihen jeweils über einen Zeitraum von 15 min in 1-sekündiger Auflösung erstellt. Aus dem Datenpool wurde für jedes Haushaltslastprofil in jedem Zeitschritt die 1-sekündige Zeitreihe ausgewählt, deren Energiemenge dem 15-Minuten-Messwert am nächsten kommt. Der ursprüngliche Messwert wurde anschließend durch die ausgewählte 1-sekündige Zeitreihe ersetzt. Zur Veranschaulichung dieser Lastprofilsynthese sind in Bild 3 für zwei beispielhafte Tage das gemessene und das synthetisierte Lastprofil dargestellt. Das 15-minütig aufgelöste Lastprofil zeigt einen typischen Tagesverlauf der Last mit Verbrauchsschwerpunkten am Morgen, Mittag und Abend.



**Bild 3** Zwei exemplarische Tagesverläufe der Mess- und Synthesewerte der Last eines ausgewählten Haushalts.

Das synthetisierte Lastprofil bildet die charakteristische Dynamik von Haushaltslastgängen mit ausgeprägten Lastspitzen aufgrund der höheren zeitlichen Auflösung besser ab. Dadurch bleibt der individuelle tageszeitliche Verlauf der verschiedenen Haushaltslastprofile bestehen und wird durch das von taktenden Verbrauchern hervorgerufene fluktuierende Lastverhalten erweitert. Durch Anwendung dieser Lastprofilsynthese lassen sich somit aus Lastprofilen mit geringer zeitlicher Auflösung hoch aufgelöste Lastprofile mit typischen Lastfluktuationen erstellen. Die 99 synthetischen Jahreslastprofile wurden anschließend den Einzelstandorten zufällig zugewiesen.

### 2.3 Statistische Eingangsdaten

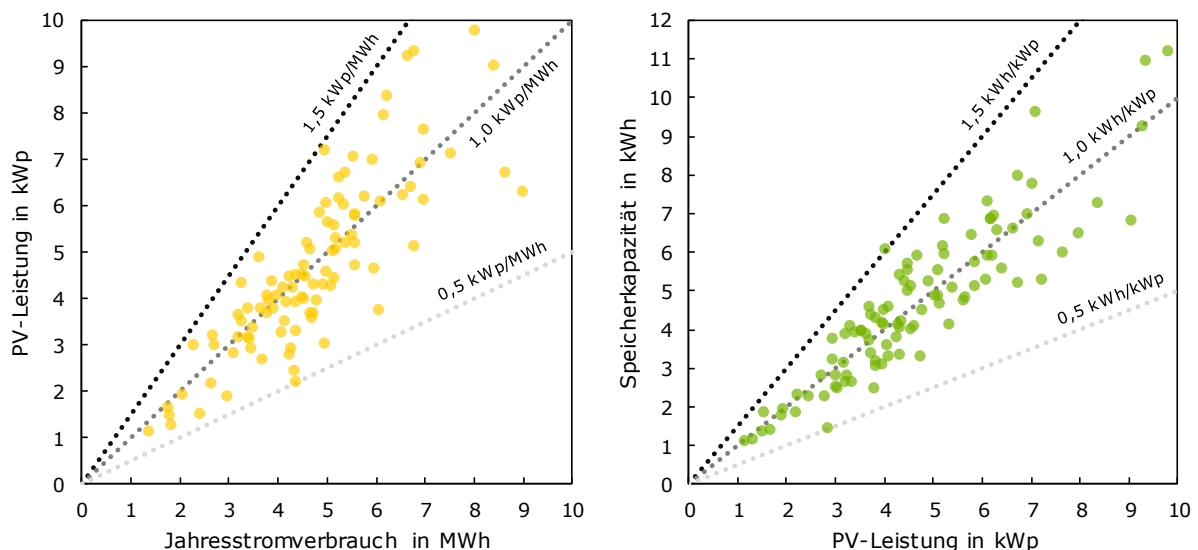
In einem nächsten Schritt werden individuelle sowie gebäudeabhängige Gegebenheiten abgebildet. So können sich zum einen die für die Errichtung eines PV-Systems verfügbaren Dachflächen und zum anderen die Orientierung der Dachflächen je nach Haus unterscheiden. Da keine Informationen zu den Wohngebäuden, in den die Lastprofile erfasst worden sind, vorliegen, wird die relative Häufigkeit einzelner Orientierungen durch einen statistischen Ansatz berücksichtigt. Hierzu wird von einer Normalverteilung der Orientierungen um einen mittleren Azimutwinkel von  $0^\circ$  (Süd) und einen mittleren Neigungswinkel von  $35^\circ$  ausgegangen. Dabei wird der Ausrichtung eine Standardabweichung von  $45^\circ$  und der Neigung eine Standardabweichung von  $10^\circ$  unterstellt. Unter Berücksichtigung dieser Häufigkeitsverteilung wurden den einzelnen Standorten unterschiedliche Orientierungen zufällig zugeordnet. Die daraus resultierenden Minimal- und Maximalwerte der Azimut- und Neigungswinkel sind in Tabelle 1 aufgeführt.

**Tabelle 1** Statistische Eingangsdaten zur Abbildung unterschiedlicher Systemgrößen in Abhängigkeit vom Jahresstromverbrauch sowie PV-Generatororientierungen.

	Ausrichtung	Neigung	PV-Leistung	Speicherkapazität
Mittelwert	$0^\circ$	$35^\circ$	1,0 kWp/MWh	1,0 kWh/kWp
Standardabweichung	$45^\circ$	$10^\circ$	0,2 kWp/MWh	0,2 kWh/kWp
Minimalwert	$-117^\circ$	$15^\circ$	0,5 kWp/MWh	0,5 kWh/kWp
Maximalwert	$120^\circ$	$56^\circ$	1,5 kWp/MWh	1,5 kWh/kWp

Da PV-Systeme zunehmend für die Eigenversorgung errichtet werden, ist es bei der Systemauslegung sinnvoll, die Größe des PV-Generators in Bezug zur Höhe des jährlichen Strombedarfs festzulegen [13]. Daher wird in dieser Untersuchung eine Normalverteilung der PV-Leistung normiert auf den Jahresstromverbrauch um 1,0 kWp/MWh mit einer Standardabweichung von 0,2 kWp/MWh angesetzt. Die resultierende PV-Leistung wird somit auf Basis des Jahresbedarfs an elektrischer Energie der einzelnen Haushaltslastprofile ermittelt, die den unterschiedlichen Standorten zugeordnet worden sind. Wie Bild 4 (links) zu entnehmen ist, variiert der jährliche Stromverbrauch der 99 Haushalte zwischen 1,3 und 9,0 MWh sowie die normierte PV-Leistung zwischen 0,5 und 1,5 kWp/MWh. Aus der angenommenen Normalverteilung resultiert eine standortspezifische PV-Leistung von 1,1 bis 9,8 kWp. Da der mittlere Jahresverbrauch der vorliegenden Lastprofile 4,7 MWh beträgt, ergibt sich im Mittel eine PV-Leistung von 4,7 kWp pro Haushalt.

In einem weiteren Schritt gilt es, eine geeignete Größe der Batteriespeicher an jedem Standort festzulegen. Bei der Dimensionierung von Batteriespeichern zur Eigenversorgung von Privathaushalten hat es sich als sinnvoll erwiesen, die Speicherkapazität auf die PV-Leistung und den Strombedarf abzustimmen. Um hohe Autarkiegrade zu erzielen, ist eine Speicherkapazität von etwa 1 kWh/kWp vorteilhaft [3]. Die mittlere Speicherkapazität der 99 Haushalte soll daher diesem Wert entsprechen, wobei die Streuung der Speichergröße mit einer Standardabweichung von 0,2 kWh/kWp abgebildet wird (vgl. Tabelle 1). Pro kWp PV-Leistung ergibt sich eine Speicherkapazität von minimal 0,5 kWh und maximal 1,5 kWh. Wie in Bild 4 (rechts) ersichtlich wird, resultiert daraus je nach Größe des PV-Systems eine nutzbare Speicherkapazität von 1,1 bis 11,2 kWh. Im Mittel beträgt die Speicherkapazität 4,7 kWh pro Haushalt.



**Bild 4** Statistische Verteilung der PV-Leistung und nutzbaren Speicherkapazität in Abhängigkeit vom Jahresverbrauch der 99 Haushalte.

## 2.4 Systemmodelle

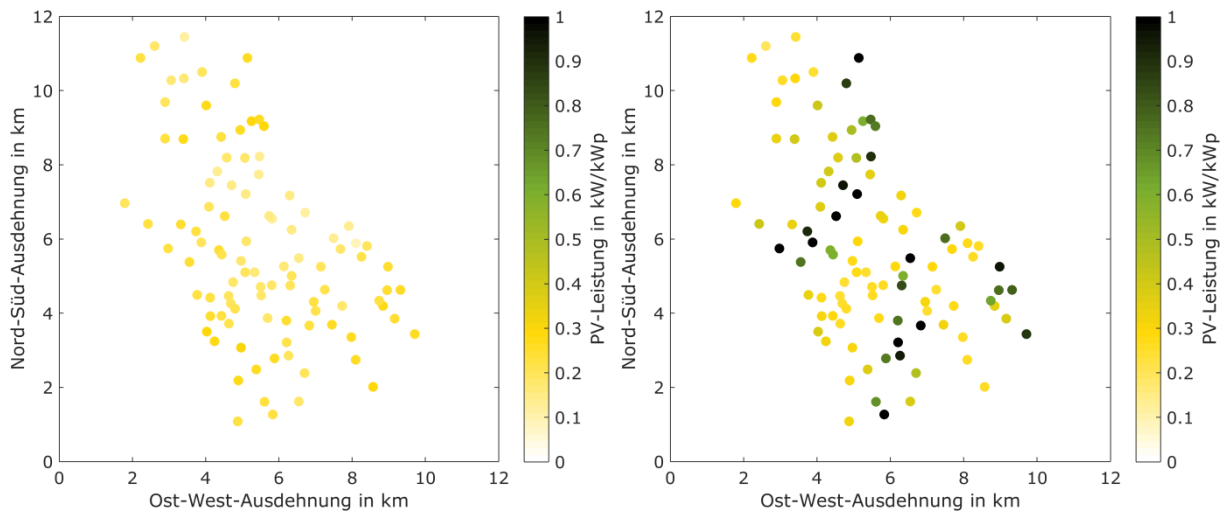
Die Abbildung des Betriebsverhaltens der PV-Systeme und Batteriespeicher erfordert deren Modellierung. Zur Simulation der standortspezifischen PV-Leistungsabgabe ist die horizontale Globalbestrahlungsstärke auf die jeweilige Generatororientierung des Anlagenstandorts umzurechnen. Hierzu werden zunächst die Sekundenmesswerte der Globalbestrahlungsstärke mit dem Modell nach Maxwell in den Direkt- und Diffusstrahlungsanteil aufgeteilt [14]. Zu beachten ist dabei, dass das

Modell zur Aufteilung der Globalstrahlung auf Basis von Stundenmittelwerten entwickelt worden ist. Dadurch kann es bei dessen Anwendung auf Grundlage von Sekundenwerten zu Modellungenauigkeiten kommen. Die Umrechnung auf die geneigte Ebene wird unter Berücksichtigung der individuellen Generatororientierung für die Direktbestrahlungsstärke durch geometrische Zusammenhänge und für die Diffusbestrahlungsstärke mit dem Modell von Klucher umgesetzt [7]. Im Anschluss geht die Bestrahlungsstärke auf der geneigten Ebene in ein PV-Systemmodell ein. Darin ist die Abhängigkeit des PV-Modulwirkungsgrads von der Bestrahlungsstärke und Lufttemperatur unter Berücksichtigung der thermischen Trägheit der PV-Module abgebildet [15]. Weitere Generatorverluste sind durch empirische Korrekturfaktoren berücksichtigt [16]. Die Abhängigkeit des Wechselrichterwirkungsgrads von der resultierenden PV-Generatorleistung wird mit dem Modell von Schmidt und Sauer berücksichtigt [17]. Die Erzeugung von Blindleistung sowie dynamische Vorgänge der Wechselrichter werden nicht betrachtet. Die maximale PV-Wechselrichterleistung jedes PV-Systems wird mit 1 kW/kWp angesetzt. Abschließend wird die ermittelte spezifische Leistungsabgabe der unterschiedlich orientierten PV-Systeme auf die jeweilige Nennleistung am Anlagenstandort skaliert.

Wie bereits in Bild 1 veranschaulicht ist, stellt die PV-Leistungsabgabe sowie die jeweilige Haushaltslast die Basis für die Batteriesystemsimulation dar. Hierzu wird auf ein vereinfachtes Modell eines AC-gekoppelten Lithium-Ionen-Speichersystems zurückgegriffen [3]. Darin ist auch die maximale Leistungsaufnahme und -abgabe des Batteriespeichers mit 1 kW/kWh der standortabhängigen Speicherkapazität berücksichtigt. Auf Basis der PV-Leistungsabgabe, der elektrischen Last und der Batterieleistung kann somit in jedem Zeitschritt die resultierende Einspeise- und Bezugsleistung für jeden der 99 Haushalte ermittelt werden. Eine pauschale Limitierung der Netzeinspeiseleistung auf 60% oder 70% der PV-Generatornennleistung sowie Regelungsträgheiten der Batteriespeicher werden in dieser Untersuchung nicht berücksichtigt.

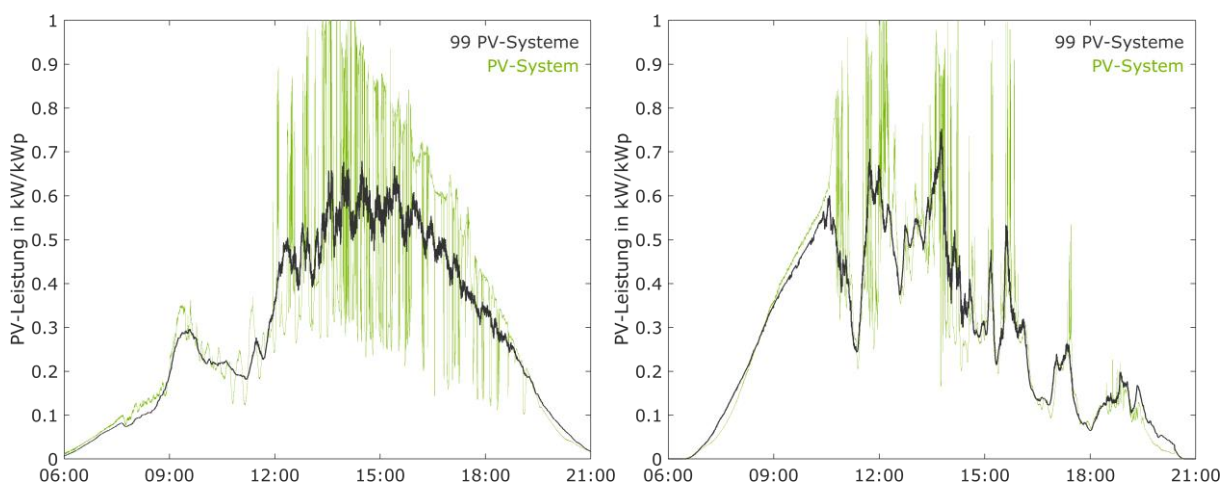
### **3 Leistungsabgabe von räumlich verteilten PV-Systemen**

Auf Grundlage der beschriebenen Datenbasis und Systemmodelle soll zunächst durch Simulationsrechnungen die Leistungsabgabe räumlich verteilter PV-Systeme näher untersucht werden. Zu Unterschieden in der spezifischen Leistungsabgabe verteilter PV-Systeme kommt es unter anderem durch die unterschiedliche Orientierung der PV-Generatoren sowie durch räumlich variierende Globalstrahlungsverhältnisse bei wechselnder Bewölkung. Bild 5 vergleicht die berechnete Leistungsabgabe der 99 PV-Systeme im Untersuchungsgebiet (vgl. Bild 2) an zwei Zeitpunkten mit unterschiedlichen Bewölkungssituationen. Bei stark bedecktem Himmel (Bild 5 links) lassen sich aufgrund homogener Globalstrahlungsverhältnisse nur geringe Unterschiede in der spezifischen PV-Leistung beobachten. Bei wechselnder Bewölkung kommt es jedoch zur Reduktion der Globalstrahlung je nach Höhe des standortspezifischen Bewölkungsgrads. Dadurch können bei räumlich verteilten PV-Systemen deutliche Leistungsunterschiede zwischen einzelnen Standorten auftreten (Bild 5 rechts).



**Bild 5** Standortspezifische Leistungsabgabe der 99 verteilten PV-Systeme zu einem Zeitpunkt bei stark bedecktem Himmel (links) sowie wechselnd bewölktem Himmel (rechts).

Globalstrahlungsüberhöhungen aufgrund von Reflektions- und Streuungseffekten an Wolken führen an Einzelstandorten zeitweise zu sehr hohen Leistungswerten, die jedoch die angenommene maximale Wechselrichterleistung von 1 kW/kWp nicht übersteigen. Zum gleichen Zeitpunkt sind wiederum umliegende PV-Systeme den Wolkenshatten ausgesetzt, wodurch die PV-Erzeugung an diesen Standorten auch Werte von unter 0,3 kW/kWp annehmen kann. Bei Wolkendurchzug kommt es somit zu Schwankungen im zeitlichen Verlauf der PV-Leistung. Bild 6 veranschaulicht exemplarisch die bewölkungsbedingten Fluktuationen der PV-Leistung an zwei ausgewählten Tagen an einem Einzelstandort. Darüber hinaus ist die berechnete mittlere spezifische Leistungsabgabe aller PV-Systeme im Untersuchungsgebiet dargestellt. Während homogene Globalstrahlungsverhältnisse bei wolkenlosem oder stark bedecktem Himmel an beiden Tagen in den frühen Vormittagsstunden konstante Verläufe der PV-Leistung mit sich bringen, sind in den Nachmittagsstunden deutliche Schwankungen mit kurzzeitigen Spitzen der Leistungsabgabe des Einzelsystems erkennbar. Je nach Wolkengattung und Geschwindigkeit des Wolkendurchzugs treten Fluktuationen in verschiedenen Zeitbereichen auf, wodurch auch die räumliche und zeitliche Dämpfung der mittleren PV-Leistung unterschiedlich stark ausgeprägt ist.

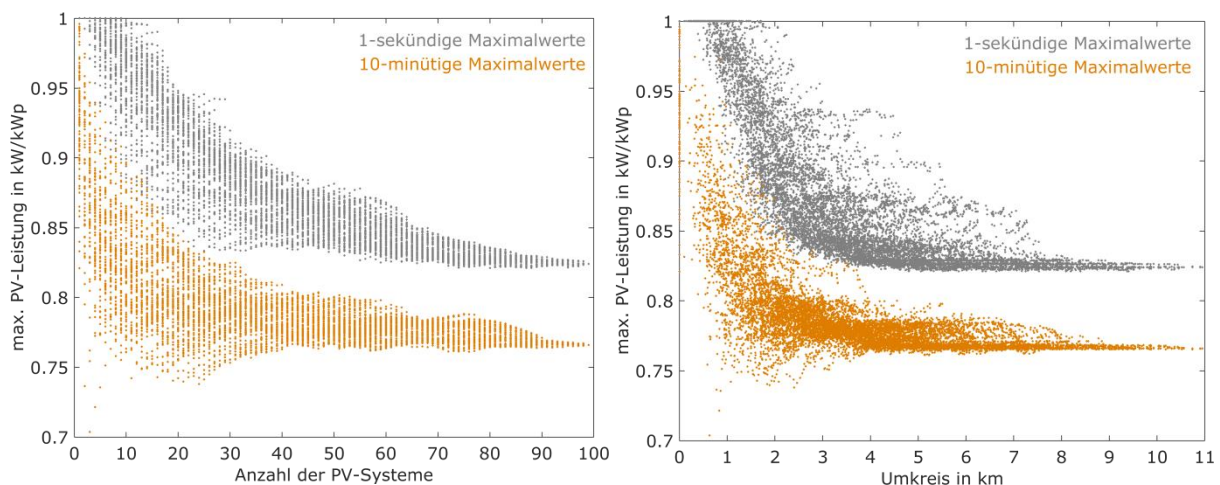


**Bild 6** Tagesgang der spezifischen PV-Leistung eines PV-Systems sowie der mittleren PV-Leistung von 99 verteilten PV-Systemen für zwei unterschiedlich bewölkte Tage.



Insbesondere beim Aufzug von Wolkenfronten lassen sich nur geringe räumliche Ausgleichseffekte beobachten, sodass hohe Sprünge in der mittleren PV-Leistung auftreten (Bild 6 rechts). Bei Durchzug von Wolkenfeldern kommt es an Einzelstandorten zu einer hohen Variabilität in sehr kurzen Zeiträumen. Aufgrund des zeitlichen Versatzes der einzelnen Erzeugungsprofile ist jedoch eine deutliche räumliche Glättung der mittleren Leistung erkennbar (Bild 6 links). Zusätzlich wird die räumliche Variabilität und somit Glättung der PV-Leistung von der Richtung der Wolkenbewegung und Orientierung der PV-Systeme beeinflusst.

Um die Abhängigkeit der Ausgleichseffekte von der räumlichen Ausdehnung aufzuzeigen, wurde die maximale PV-Leistungsabgabe während des Untersuchungszeitraums in Abhängigkeit der Anzahl der betrachteten PV-Systeme ermittelt. Hierzu wurden von jedem PV-System ausgehend die Erzeugungsprofile der nächstgelegenen PV-Systeme hinzugezogen und das jeweilige Maximum der aggregierten PV-Leistung bestimmt (Bild 7 links). Aufgrund der räumlichen Ausgleichseffekte nimmt bei Wolkendurchzug mit zunehmender Anzahl der PV-Systeme die maximale Leistungsabgabe ab. Das Verhältnis von maximaler PV-Erzeugung der 99 PV-Systeme zur installierten Nennleistung liegt bei 0,82 kW/kWp und wird je nach geografischer Lage des jeweiligen PV-Systems in einem Umkreis von 5,6 bis 11 km erreicht (Bild 7 rechts). In einem Umkreis von wenigen hundert Metern kann die maximale Leistungsabgabe der PV-Systeme sogar mit der installierten Nennleistung der Wechselrichter übereinstimmen. Somit ist im Kurzzeitbereich erst ab einer räumlichen Ausdehnung von über 0,5 km mit räumlichen Ausgleichseffekten zu rechnen, die zur Reduktion der maximalen PV-Leistung beitragen. Neben dem räumlichen Ausgleich hat auch die zeitliche Glättung Einfluss auf die maximale Leistungsabgabe. Durch Mittelung der Leistungswerte über 10 min reduziert sich die maximale PV-Erzeugung der 99 PV-Systeme auf 0,77 kW/kWp. Im Vergleich zu den 1-sekündigen Maximalwerten lassen sich bei den 10-minütigen Maximalwerten bereits bei einer geringeren Anzahl von PV-Systemen Ausgleichseffekte beobachten. Die für die Netzbelastung relevante maximale PV-Leistungsabgabe hängt somit nicht nur von der räumlichen Verteilung der PV-Systeme, sondern auch von dem betrachteten Zeitbereich ab.



**Bild 7** Maximale PV-Leistungsabgabe während des Untersuchungszeitraums in Abhängigkeit von der Anzahl der nächstgelegenen Systeme (links) sowie vom jeweiligen Umkreis (rechts).

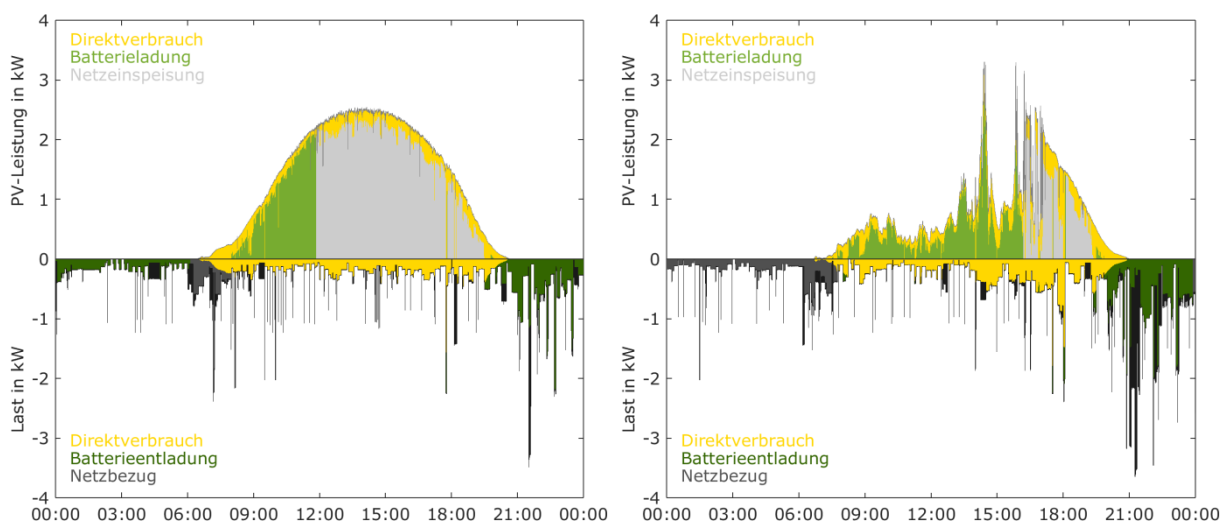


## 4 Netzeinspeisung von räumlich verteilten PV-Speichersystemen

Nachdem zuvor ausschließlich die räumliche Variabilität der PV-Erzeugung betrachtet wurde, soll im Folgenden der Einfluss verschiedener Betriebsstrategien verteilter PV-Speichersysteme auf deren Netzeinspeisung analysiert werden. Dabei wird sowohl die standortspezifische Last als auch die jeweilige Systemgröße berücksichtigt.

### 4.1 Eigenversorgungsoptimierte Betriebsstrategie ohne Einspeisebegrenzung

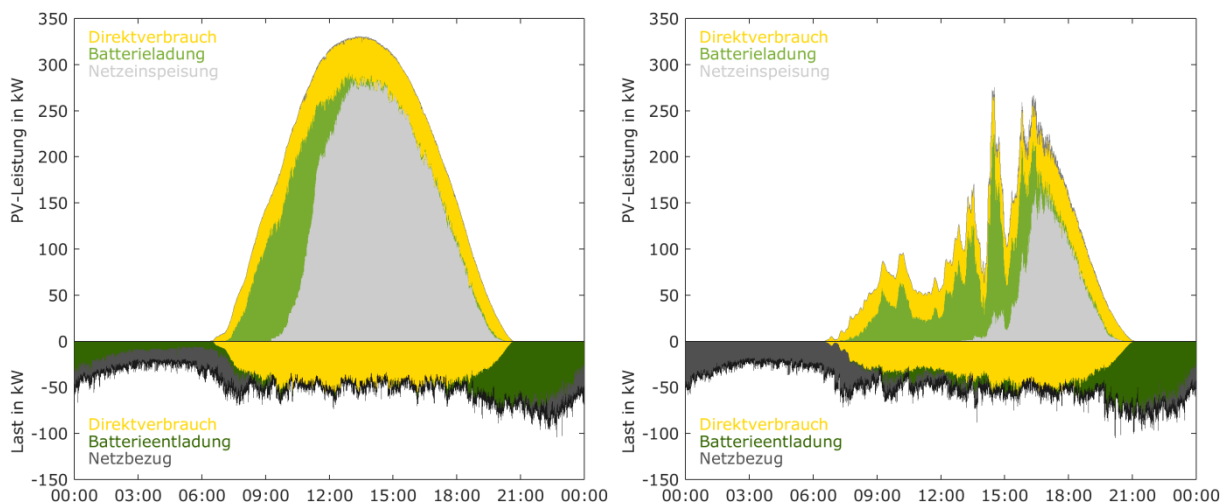
Das primäre Ziel der Errichtung von Batteriespeichern in Kombination mit PV-Systemen im Hausbereich ist in der Regel die Zwischenspeicherung von überschüssiger PV-Energie, um dadurch die Eigenversorgung zu steigern. Daher gilt es, die zur Verfügung stehenden täglichen PV-Überschüsse zur möglichst vollständigen Batterieladung zu nutzen. Bild 8 veranschaulicht die resultierenden Energieflüsse dieser eigenversorgungsoptimierten Betriebsstrategie ohne Begrenzung der Einspeiseleistung an einem Standort an zwei ausgewählten Tagen. Daraus lässt sich neben der Nutzung der PV-Leistung (Direktverbrauch, Batterieladung oder Netzeinspeisung) auch die Deckung der Last (Direktverbrauch, Batterieentladung oder Netzbezug) im Tagesverlauf ablesen. Die PV-Leistung wird vorrangig durch die Last direkt verbraucht. Die sich daraus ergebende überschüssige PV-Leistung wird am Vormittag genutzt, um den Batteriespeicher frühzeitig zu laden. Je nach Systemkonfiguration und Bewölkungssituation ist der Batteriespeicher im Tagesverlauf vollständig geladen. Wird mit zunehmendem Ladezustand die Batterieladeleistung nicht begrenzt, kann es nach Erreichen des maximalen Ladezustands zu einem abrupten Anstieg der Netzeinspeiseleistung kommen, da die gesamte Überschussleistung in das Netz eingespeist wird (Bild 8 links). Wie Bild 8 (rechts) aufzeigt, treten sprunghafte Änderungen der eingespeisten Leistung an einzelnen Standorten allerdings auch an Tagen mit wechselnder Bewölkung oder aufgrund kurzzeitiger Lastspitzen auf und sind somit nicht unüblich.



**Bild 8** Verlauf der PV-Leistung und Last in einem Haushalt mit PV-Speichersystem ohne Begrenzung der Einspeiseleistung an einem klaren Tag (links) und einem wechselnd bewölkten Tag (rechts).

Da für die Netzbelastung weniger die Energieflüsse eines einzelnen Systems, sondern vielmehr die aufsummierten Energieflüsse im gesamten Untersuchungsgebiet entscheidend sind, zeigt Bild 9 die kumulierten Energieflüsse der 99 Haushalte mit PV-Speichersystemen an den gleichen zuvor dargestellten Tagen. Durch Überlagerung der einzelnen PV-Erzeugungs- und Lastprofile weist die

sich ergebende Summenleistung der Last und PV-Erzeugung einen stetigeren Verlauf auf. Im Vergleich zu den Energieflüssen eines einzelnen Systems fällt auf, dass es im Anlagenverbund zeitgleich zur Batterieladung und -entladung kommen kann, da hierfür die Korrelation zwischen der haushaltsspezifischen Last und PV-Leistung entscheidend ist. Durch den Direktverbrauch in den einzelnen Haushalten kann die überschüssige PV-Leistung bereits deutlich reduziert werden. An dem sonnigen Tag (Bild 9 links) wird deutlich, dass durch die eigenversorgungsoptimierte Betriebsstrategie die Batteriespeicherung die maximale Summeneinspeiseleistung nur unwesentlich reduziert. Allerdings kann an wechselhaften Tagen auch diese Betriebsstrategie ohne Einspeisebegrenzung zur Reduktion der bewölkungsbedingten Leistungsfuktuationen beitragen und kurzzeitige Einspeisespitzen vermeiden, wie Bild 9 (rechts) aufzeigt.

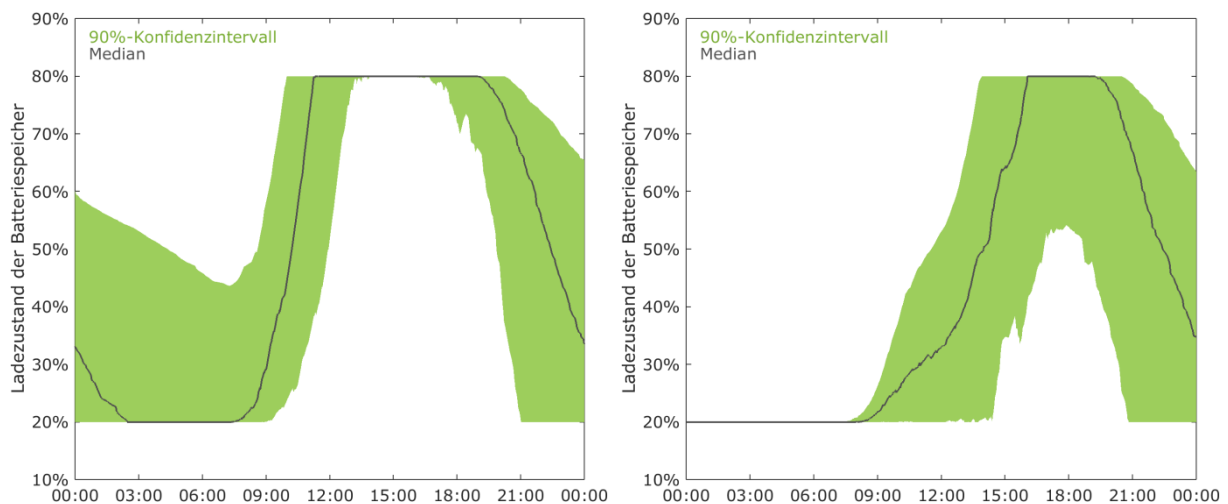


**Bild 9** Verlauf der PV-Leistung und Last der 99 Haushalte mit PV-Speichersystemen ohne Begrenzung der Einspeiseleistung an einem klaren Tag (links) und einem wechselnd bewölkten Tag (rechts).

Des Weiteren lässt sich kein sprunghafter Anstieg der Summeneinspeiseleistung beobachten, da der Ladevorgang in den einzelnen Haushalten zu unterschiedlichen Zeiten beendet wird. Der zugehörige Verlauf der Ladezustände an den betrachteten Tagen kann Bild 10 entnommen werden. Die Ladezustände der Batteriespeicher sind in dieser Untersuchung auf minimal 20% und maximal 80% der Nennkapazität begrenzt. Neben dem Median ist die Schwankungsbreite der Ladezustände im Tagesverlauf mit dem 90%-Konfidenzintervall angegeben. Während an dem wolkenlosen Tag (Bild 10 links) gegen 2:30 Uhr bereits die Hälfte der Batteriespeicher den minimalen Ladezustand erreicht hat, sind an dem wechselnd bewölkten Tag (Bild 10 rechts) alle Speicher bereits zu Tagesbeginn vollständig entladen. Dies deutet auf geringe PV-Überschüsse am Vortag hin. 90% der Batteriespeicher erreichen an dem klaren Tag zwischen 10:00 Uhr und 14:00 Uhr den maximalen Ladezustand. An Tagen mit Wolkendurchzug fällt die Schwankungsbreite sogar noch größer aus, wie sich aus Bild 10 (rechts) ablesen lässt. Die Gründe für die geringe Gleichzeitigkeit des Erreichens des maximalen Ladezustands lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Die individuelle Größe der PV-Systeme und Batteriespeicher führt an den einzelnen Standorten zu vielfältigen Systemdimensionierungen.
- Aufgrund unterschiedlicher Orientierungen der PV-Generatoren und standortspezifischer Verschattungen durch die Umgebung variiert der tageszeitliche Verlauf der Leistungsabgabe verschiedener PV-Systeme.

- An Tagen mit inhomogenen Bewölkungsverhältnissen können sich auch die Erzeugungsprofile von nahegelegenen PV-Systemen voneinander unterscheiden.
- Je nach Haushalt unterscheidet sich das Verbrauchsverhalten, weshalb auch die Charakteristik der Be- und Entladung der Batteriespeicher im Tagesverlauf variiert.
- In Folge individueller Stromverbräuche in der Nacht ergeben sich unterschiedliche Ladezustände zu Beginn der Batteriespeicherung am Morgen.
- Zusätzlich wird in der Praxis bei Batteriesystemen mit Ladeschlussbegrenzung mit zunehmendem Ladezustand die Batterieladeleistung reduziert, wodurch es zu einer weiteren Verzögerung der Vollladung kommt.



**Bild 10** Verlauf der Ladezustände von 99 PV-Speichersystemen ohne Begrenzung der Einspeiseleistung an einem klaren Tag (links) und wechselnd bewölkten Tag (rechts).

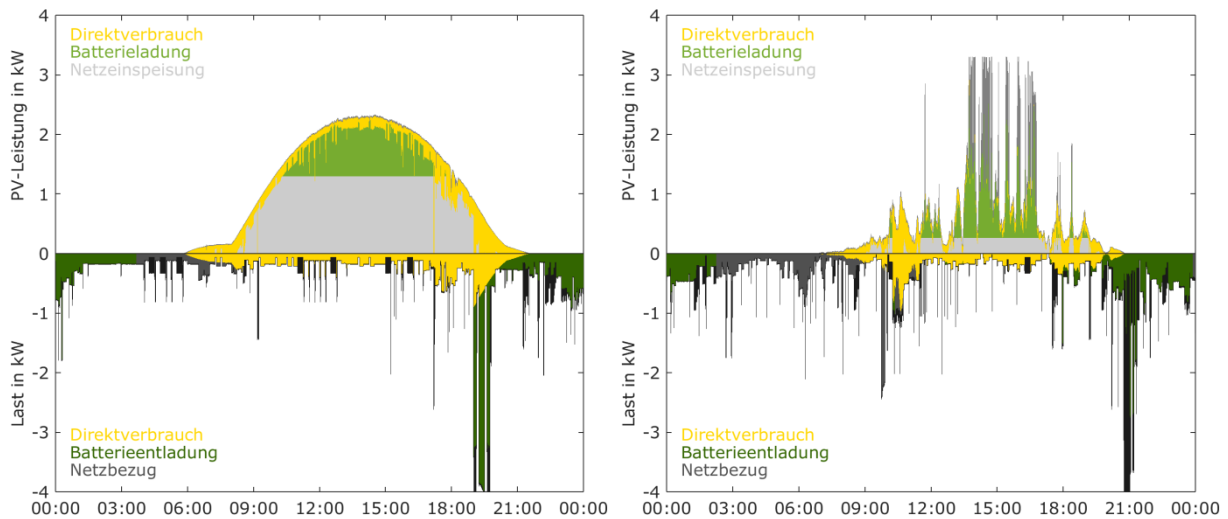
Aufgrund der individuellen Gegebenheiten ist somit auch bei verteilten PV-Speichersystemen mit eigenversorgungsoptimierter Betriebsweise nur mit einer geringen Gleichzeitigkeit des Erreichens des maximalen Ladezustands zu rechnen. Ein abrupter Anstieg der Netzeinspeiseleistung einer Vielzahl von PV-Speichersystemen ist daher unwahrscheinlich.

## 4.2 Netzoptimierte Betriebsstrategie mit dynamischer Einspeisebegrenzung

Statt den Batteriespeicher ausschließlich zur Eigenversorgung einzusetzen, kann der Batteriespeicher zusätzlich auch zur Reduktion der Netzeinspeiseleistung beitragen. Dies lässt sich durch die Betriebsstrategie der dynamischen Begrenzung der Einspeiseleistung realisieren [2]. Hierzu wird der Batteriespeicher erst geladen, sobald die überschüssige PV-Leistung eine zuvor festgelegte maximale Einspeiseleistung überschritten hat. Diese Einspeisegrenze kann auf Basis von Prognosen der zukünftigen PV-Erzeugung und Last durch Optimierungsalgorithmen ermittelt werden. Dabei wird das Ziel verfolgt, den Batteriespeicher im Tagesverlauf möglichst vollständig mit der überschüssigen PV-Energie oberhalb der Einspeisegrenze zu laden. Im Rahmen dieser Untersuchung wird die Einspeisegrenze für jedes PV-Speichersystem einmal täglich vor Sonnenaufgang auf Basis von fehlerfreien Prognosen iterativ ermittelt. Unberücksichtigt bleiben dadurch die Einflüsse von Prognosefehlern sowie zwischenzeitliche Entladungen der Batteriespeicher [2].

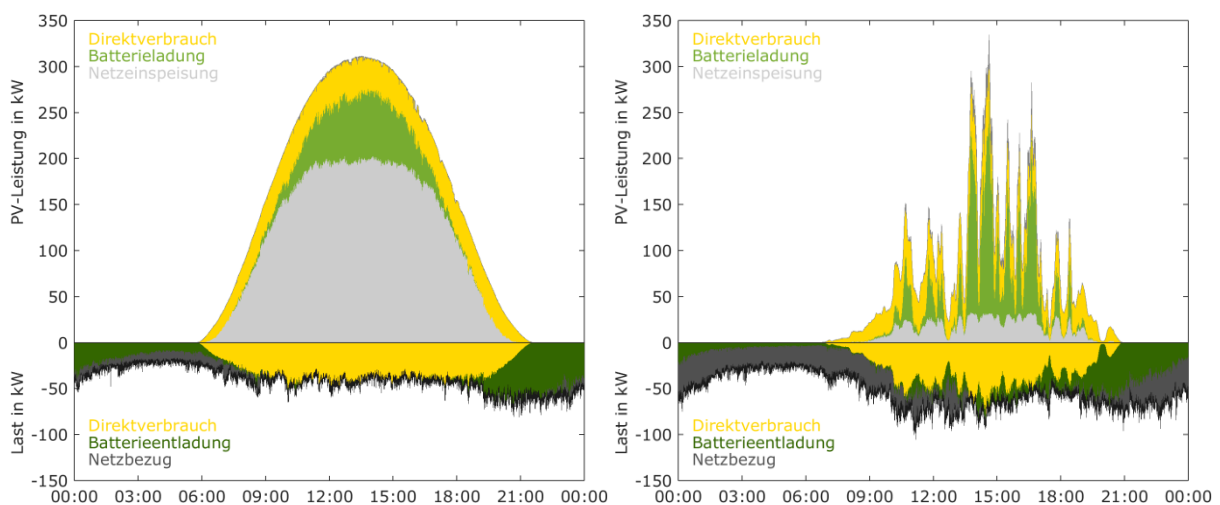
Bild 11 vergleicht die Energieflüsse eines PV-Speichersystems mit dynamischer Einspeisebegrenzung an zwei ausgewählten Tagen. Im Vergleich zur Betriebsstrategie ohne Einspeisebegrenzung beginnt

die Ladung des Batteriespeichers an sonnigen Tagen erst in den späten Vormittagsstunden, wodurch sich die Netzeinspeiseleistung zur Mittagszeit gezielt reduzieren lässt. An dem wechselnd bewölkten Tag (Bild 11 rechts) liegt die ermittelte Einspeisegrenze aufgrund der geringeren PV-Überschüsse niedriger als an dem unbewölkten Tag (Bild 11 links). Dadurch kann die jeweilige verfügbare Speicherkapazität gezielt zur Einspeisebegrenzung genutzt und die standortspezifische Einspeiseleistung an jedem Tag minimiert werden.



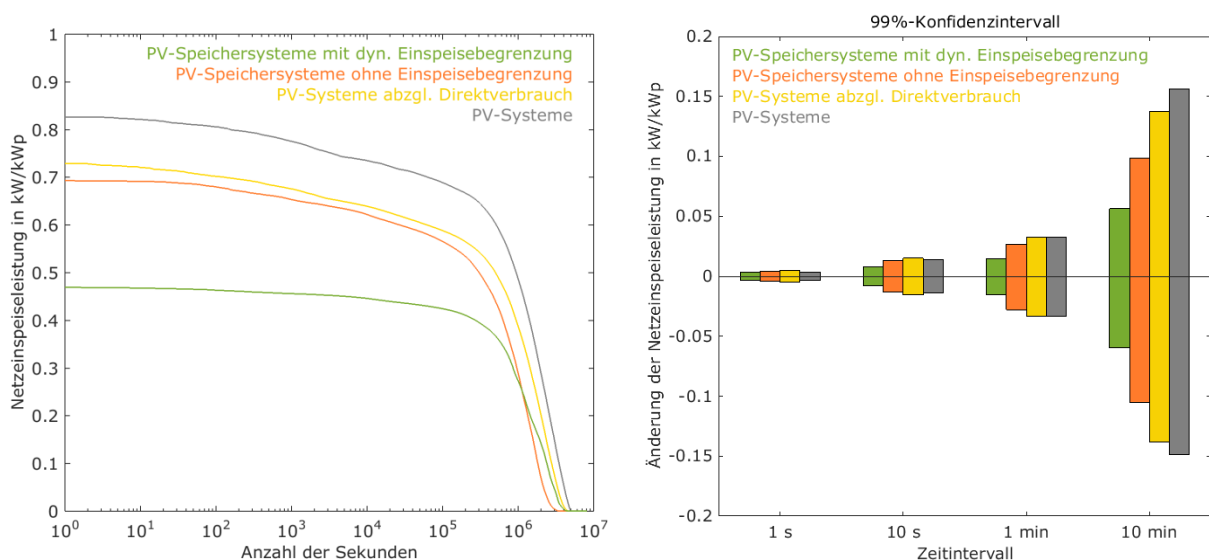
**Bild 11** Verlauf der PV-Leistung und Last in einem Haushalt mit PV-Speichersystem und dynamischer Begrenzung der Einspeiseleistung an einem klaren Tag (links) und wechselnd bewölkten Tag (rechts).

Bei Anwendung dieser Betriebsweise in den 99 PV-Speichersystemen ergeben sich für die in Bild 11 dargestellten Tage die in Bild 12 aufgeführten Energieflüsse. Aufgrund der unterschiedlichen Orientierung der PV-Generatoren variiert auch der Beginn der Batterieladung, weshalb bei von Süden abweichend ausgerichteten Systemen die ermittelte Einspeisegrenze insbesondere an sonnigen Tagen früher oder später erreicht wird. Der Vorteil der dynamischen Einspeisebegrenzung in Bezug auf die Reduzierung der maximalen Summeneinspeiseleistung wird an dem Tag mit wolkenlosem Himmel deutlich (Bild 12 links). An Tagen, an denen die PV-Leistung auch bei Wolkendurchzug einer hohen Gleichzeitigkeit ausgesetzt ist, können durch diese Betriebsweise kurzzeitige Einspeisespitzen besonders effektiv reduziert werden (Bild 12 rechts).



**Bild 12** Verlauf der PV-Leistung und Last der 99 Haushalte mit PV-Speichersystemen und dynamischer Begrenzung der Einspeiseleistung an einem klaren Tag (links) und einem wechselnd bewölkten Tag (rechts).

Bild 13 (links) vergleicht für die verschiedenen Betriebsstrategien die Dauerlinie der während des Betrachtungszeitraums auftretenden Einspeiseleistungen. Zum Vergleich ist zusätzlich die Dauerlinie der Einspeiseleistung der PV-Systeme ohne Speicher mit und ohne Berücksichtigung des Direktverbrauchs zu sehen. Zur Veranschaulichung von Unterschieden im oberen Leistungsbereich ist die Anzahl der Sekunden logarithmisch aufgetragen. Wie bereits in Bild 7 aufgezeigt wurde, liegt die maximale PV-Leistungsabgabe der 99 PV-Systeme normiert auf die Nennleistung bei 0,82 kW/kWp. Der Direktverbrauch der PV-Leistung in den einzelnen Haushalten trägt dazu bei, dass die maximale überschüssige PV-Leistung nur noch 0,73 kW/kWp beträgt. Somit kann der Direktverbrauch einen Beitrag zur Reduktion der Summeneinspeisung von verteilten PV-Systemen leisten, auch wenn dieser die maximale Netzeinspeisung von Einzelsystemen nur unwesentlich reduziert (vgl. [3]). Durch Kombination der PV-Systeme mit Batteriespeichern ohne Einspeisebegrenzung lässt sich das Maximum der spezifischen Einspeiseleistung lediglich auf 0,69 kW/kWp verringern. Erfolgt die Batteriespeicherung jedoch auf Grundlage der dynamischen Einspeisebegrenzung, ist eine Reduktion der Netzeinspeisung der 99 Systeme auf 0,47 kW/kWp möglich. Dies verdeutlicht, welchen Beitrag prognosebasierte Betriebsstrategien zur Reduktion der Einspeiseleistung von verteilten PV-Speichersystemen leisten können.



**Bild 13** Links: Dauerlinie der spezifischen Netzeinspeiseleistung der 99 Systeme während des Untersuchungszeitraums für verschiedene Betriebsstrategien. Rechts: Schwankungsbreite (99%-Konfidenzintervall) der Änderung der spezifischen Netzeinspeiseleistung der 99 Systeme während des Untersuchungszeitraums für verschiedene Betriebsstrategien.

Neben der Höhe der Einspeiseleistung wird auch deren Änderung in verschiedenen Zeitbereichen durch die Betriebsführung der Batteriespeichersysteme maßgeblich beeinflusst, wie Bild 13 (rechts) aufzeigt. Hierzu wurde zunächst die Summeneinspeiseleistung über Zeitintervalle zwischen 10 s und 10 min gemittelt und anschließend in jedem Zeitschritt die Leistungsänderung im Vergleich zum Zeitschritt zuvor bestimmt. Bei Zunahme der Leistung ergeben sich somit positive Werte, wohingegen die Leistungsabnahme negative Werte der Leistungsänderung zur Folge hat. Wie Bild 13 (rechts) zeigt, steigt mit zunehmendem Zeitintervall auch die Änderung der Einspeiseleistung an. Im Zeitbereich von 10 min schwankt die Änderung der PV-Leistung im Untersuchungsgebiet im Bereich von etwa  $\pm 0,15$  kW/kWp (99%-Konfidenzintervall). Durch den Direktverbrauch können die Leistungsschwankungen in der Netzeinspeisung im Zeitbereich von unter 1 min aufgrund der Lastfluktuationen

nicht reduziert werden. Da an wechselnd bewölkten Tagen Batteriespeicher auch ohne Einspeisebegrenzung zur Glättung der Netzeinspeisung beitragen (vgl. Bild 12 rechts), lässt sich auch mit dieser eigenversorgungsoptimierten Betriebsweise die Schwankungsbreite der Leistungsänderungen auf  $\pm 0,1$  kW/kWp in 10 min verringern. Mit der dynamischen Einspeisebegrenzung liegt das 99%-Konfidenzintervall der Leistungsänderungen im Zeitbereich von 10 min sogar bei nur  $\pm 0,06$  kW/kWp. Batteriespeicher können somit nicht nur entscheidend die Höhe der maximalen Netzeinspeisung, sondern auch die resultierenden Fluktuationen der Einspeiseleistung reduzieren.

## **5 Zusammenfassung**

In diesem Beitrag wurde der Einfluss verschiedener Betriebsstrategien auf die Netzeinspeisung von 99 verteilten PV-Speichersystemen in einem Untersuchungsgebiet mit einer Fläche von etwa 40 km<sup>2</sup> aufgezeigt. Hierzu wurde erstmalig mit zeitlich hoch aufgelösten und räumlich verteilten Daten das Einspeiseverhalten von PV-Speichersystemen in Sekundenauflösung simuliert. Im Fokus der Simulationsuntersuchungen stand die Analyse der Gleichzeitigkeit der resultierenden Netzeinflüsse in Bezug auf die Maximalwerte sowie Fluktuationen der Netzeinspeisung. Es konnte aufgezeigt werden, dass mit zunehmender Anzahl der PV-Systeme aufgrund von räumlichen Ausgleichseffekten die maximale spezifische PV-Leistungsabgabe abnimmt. Werden PV-Speichersysteme ohne Einspeisebegrenzung betrieben, lässt sich die maximale Summeneinspeiseleistung nur wenig reduzieren. Bei prognosebasierter Betriebsführung der PV-Speichersysteme mit dynamischer Einspeisebegrenzung konnte eine Reduktion der maximalen Netzeinspeisung auf unter die Hälfte der installierten PV-Nennleistung aufgezeigt werden.

Neben der Höhe der Einspeiseleistung wird auch deren Änderung in verschiedenen Zeitbereichen durch die Batteriespeicher positiv beeinflusst. Es konnte nachgewiesen werden, dass bei eigenversorgungsoptimierter Betriebsführung die Batteriespeicher zu unterschiedlichen Zeitpunkten den maximalen Ladezustand erreichen. Die daraus resultierenden Änderungen der kumulierten Einspeiseleistung verteilter PV-Speichersysteme fallen deutlich geringer als die bewölkungsbedingten Fluktuationen der Netzeinspeiseleistung aus. Insbesondere durch die dynamische Einspeisebegrenzung ist eine starke Reduktion der Schwankungen der Netzeinspeisung im Zeitbereich zwischen 1 und 10 min möglich. Dies lässt sich jedoch nur realisieren, wenn die Batteriespeicher auch netzoptimiert zur dynamischen Einspeisebegrenzung unter Einbeziehung von PV- und Lastprognosen eingesetzt werden. Da derzeit hierzu nur geringe Anreize bestehen, ist eine Weiterentwicklung der regulatorischen Rahmenbedingungen erforderlich. Mit zunehmender Verbreitung von PV-Speichersystemen könnten daher prognosebasierte Betriebsstrategien einen entscheidenden Beitrag zur verbesserten Netzintegration der Photovoltaik leisten.

## **Danksagung**

Das Forschungsprojekt PVprog (Entwicklung von prognosebasierten Betriebsstrategien für Photovoltaik-Speichersysteme) wird im Umweltentlastungsprogramm II gefördert aus Mitteln des Europäischen Fonds für Regionale Entwicklung und des Landes Berlin (Projektnummer: 11410 UEP II/2). Die Autoren danken der Senatsverwaltung für Stadtentwicklung und Umwelt des Landes Berlin sowie dem Projektträger B.&S.U. mbH. Für die Bereitstellung von Messdaten danken die Autoren dem Leibniz-Institut für Troposphärenforschung (TROPOS), dem Institut für ZukunftsEnergieSysteme (IZES) sowie der TU Wien.



## Literatur

- [1] Gesetz zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts. 2014.
- [2] J. Weniger, J. Bergner, T. Tjaden, V. Quaschnig: „Bedeutung von prognosebasierten Betriebsstrategien für die Netzintegration von PV-Speichersystemen“, in 29. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2014.
- [3] J. Weniger, V. Quaschnig: „Begrenzung der Einspeiseleistung von netzgekoppelten Photovoltaiksystemen mit Batteriespeichern“, in 28. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2013.
- [4] J. Li, M. A. Danzer: „Optimal charge control strategies for stationary photovoltaic battery systems“, *J. Power Sources*, Bd. 258, S. 365–373, Juli 2014.
- [5] J. Moshövel, K.-P. Kairies, D. Magnor, M. Leuthold, M. Bost, S. Gähns, E. Szczechowicz, M. Cramer, D. U. Sauer: „Analysis of the maximal possible grid relief from PV-peak-power impacts by using storage systems for increased self-consumption“, *Appl. Energy*, Bd. 137, S. 567–575, Jan. 2015.
- [6] J. von Appen, T. Stetz, M. Braun, A. Schmiegel: „Local Voltage Control Strategies for PV Storage Systems in Distribution Grids“, *IEEE Trans. Smart Grid*, Bd. 5, Nr. 2, S. 1002–1009, März 2014.
- [7] J. Struth, M. Leuthold, A. Aretz, M. Bost, S. Gähns, M. Cramer, E. Szczechowicz, B. Hirschl, A. Schnettler, D. U. Sauer, K.-P. Kairies: „PV-Benefit: A critical review of the effect of grid integrated pv-storage-systems“, in 8th International Renewable Energy Storage Conference and Exhibition, Berlin, 2013.
- [8] A. Schmiegel, J. von Appen, M. Braun: „Untersuchungen zum Einfluss von eigenverbrauchsoptimierenden Betriebsführungen für PV-Speichersysteme auf ein Verteilnetz“, in Konferenz für Nachhaltige Energieversorgung und Integration von Speichern NEIS 2013, Hamburg.
- [9] G. Wirth, E. Lorenz, A. Spring, G. Becker, R. Pardatscher, R. Witzmann: „Modeling the maximum power output of a distributed PV fleet: Maximum power output of a distributed PV fleet“, *Prog. Photovolt. Res. Appl.*, 10.1002/pip.2513, Juni 2014.
- [10] L. M. Bomidi, S. Bley, J. Kalisch, A. Macke, H. Deneke: „Shortwave surface radiation budgeting network for spatio-temporal observation of cloud inhomogeneity fields“, in 14th Conference on Cloud Physics, Boston, 2014.
- [11] P. Hoffman, G. Frey, M. Friedrich, S. Kerber-Clasen, J. Marschall, M. Geiger: „Praxistest ‚Moderne Energiesparsysteme im Haushalt‘“, Institut für ZukunftsEnergieSysteme, Saarbrücken, März 2012.
- [12] A. Einfalt, A. Schuster, C. Leitinger, D. Tiefgraber, M. Litzlbauer, S. Ghaemi, D. Wertz, A. Frohner, C. Karner: „Konzeptentwicklung für ADRES - Autonome Dezentrale Erneuerbare Energie Systeme“, Wien, Endbericht, Aug. 2012.
- [13] T. Tjaden, J. Weniger, V. Quaschnig: „Individuelle Autarkie“, *pv-magazine*, Nr. 2, S. 58 – 61, 2014.
- [14] E. L. Maxwell: „A Quasi-Physical Model for Converting Hourly Global Horizontal to Direct Normal Insolation“, Solar Energy Research Institute, Golden, Technical Report SERI/TR-215-3087, 1987.
- [15] H. G. Beyer, G. Heilscher, S. Bofinger: „Identification of a General Model for the MPP Performance of PV-Modules for the Application in a Procedure for the Performance Check of Grid Connected Systems“, in 19th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Paris, 2004, S. 3073–3076.
- [16] E. Lorenz, T. Scheidsteger, J. Hurka, D. Heinemann, C. Kurz: „Regional PV power prediction for improved grid integration“, *Prog. Photovolt. Res. Appl.*, Bd. 19, Nr. 7, S. 757–771, Nov. 2011.
- [17] H. Schmidt, D.-U. Sauer: „Wechselrichter-Wirkungsgrade: Praxisgerechte Modellierung und Abschätzung“, *Sonnenenergie*, Bd. 4, S. 43–47, 1996.