Einfluss des Standorts und des Nutzerverhaltens auf die energetische Bewertung von PV-Speichersystemen

Tjarko Tjaden, Johannes Weniger, Joseph Bergner, Felix Schnorr, Volker Quaschning
Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) Berlin
Wilhelminenhofstraße 75a, 12459 Berlin
Email: tjarko.tjaden@htw-berlin.de
Internet: http://pvspeicher.htw-berlin.de

1 Einleitung

Die steigende Differenz zwischen Einspeisevergütung und Haushaltsstrompreis macht den Eigenverbrauch von Solarstrom im Haushaltsbereich zunehmend attraktiver. Die Gleichzeitigkeit von Erzeugung und Verbrauch in Einfamilienhäusern und somit der PV-Eigenverbrauch sind jedoch begrenzt. Durch die Zwischenspeicherung überschüssiger PV-Energie in Batteriesystemen ist eine Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils und des Autarkiegrads möglich. Da beide Größen für die Wirtschaftlichkeit von PV-Speichersystemen von Bedeutung sind, ist es wichtig, wesentliche Zusammenhänge zu identifizieren. Dieser Beitrag untersucht den Einfluss des zeitlichen Verlaufs der PV-Erzeugung und der elektrischen Last auf die energetische Bewertung von PV-Speichersystemen. Dies erfolgt auf Grundlage von Simulationsrechnungen unter Berücksichtigung gemessener Wetter- und Stromverbrauchsdaten. Es wird aufgezeigt, dass das Nutzerverhalten und damit der zeitliche Verlauf sowie die Höhe des Stromverbrauchs die Simulationsergebnisse entscheidend beeinflussen. Es wird dargelegt, auf welche Ursachen sich diese Unterschiede zurückführen lassen und wie hoch deren Einfluss auf die Ergebnisse ist. Darüber hinaus wird untersucht, welche Bedeutung der Standort des PV-Speichersystems innerhalb Deutschlands auf die energetischen Bewertungsgrößen hat.

2 Beschreibung des Referenzsystems

Um eine gezielte Untersuchung der Einflüsse von Last- und Erzeugungsprofil auf die energetische Bewertung von PV-Speichersystemen zu ermöglichen, soll zunächst ein Referenzsystem definiert und die verwendeten Eingangsdaten beschrieben werden.

2.1 Datengrundlage

Die Simulation von PV-Speichersystemen erfordert energiemeteorologische Zeitreihen in möglichst hoher zeitlicher Auflösung. Hierbei wurde auf Messdaten des Baseline Surface Radiation Network (BSRN) [1] für den Standort Lindenberg (LIN) zurückgegriffen, welche unter anderem minütige Mittelwerte der Direkt- und Diffusbestrahlungsstärke sowie der Lufttemperatur beinhalten [2]. Als Referenz dient das Jahr 2004 mit einer Globalbestrahlungssumme von 1073 kWh/m².
Um die Gleichzeitigkeit von PV-Erzeugung und Last möglichst korrekt berechnen zu können, sollten auch die elektrischen Lastprofile in einer hohen zeitlichen Auflösung vorliegen. Als Datengrundlage dient hierbei die Richtlinie VDI 4655 „Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK-Anlagen [3]. Unter Anwendung des Testreferenzjahres [4] der Klimaregion 4, zu dem der Standort Lindenberg zugehörig ist, wurde basierend auf der VDI 4655 eine Zeitreihe der Last über ein gesamtes Jahr erstellt. Die zeitliche Auflösung des Lastprofils beträgt eine Minute.

2.2 Modellierung und Simulation

Für die nachfolgenden Simulationen wurde ein AC-gekoppeltes PV-Speichersystem modelliert, dessen PV-Generator südlich ausgerichtet und um 35° geneigt ist. Die Umrechnung der Direkt- und Diffusbestrahlung auf die geneigte Ebene liefert in Summe eine Bestrahlung von 1233 kWh/m² und damit einen Neigungsgewinn von 15%. Anschließend erfolgt die Berechnung der DC- und AC-Leistungsab-

gabe des PV-Systems über Kennlinienmodelle der Einzelkomponenten, wobei auch der Einfluss der thermischen Trägheit des PV-Generators auf die Modultemperatur abgebildet wurde [5]. Nach Berücksichtigung weiterer Systemverluste ergibt sich ein Jahresertrag von 1024 kWh/kWp bei einer Performance Ratio (PR) von 83%.

Das AC-gekoppelte Speichersystem beinhaltet eine Lithium-Ionen-Batterie, deren Effizienz mit einem mittleren Energiewirkungsgrad von 95% berücksichtigt wird. Die Leistung des Batteriewechselrichters beträgt 1 kW pro kWh nutzbarer Speicherkapazität. Als Betriebsstrategie wird eine rein eigenverbrauchserhöhende Regelung verfolgt. Der Direktverbrauch P_{DV} wird entweder durch die Höhe der PV-Leistung P_{PV} oder der Verbrauchsleistung P_{VB} begrenzt. Sobald die PV-Erzeugung den Verbrauch übersteigt, wird der Speicher mit der gesamten zur Verfügung stehenden Überschussleistung geladen. Die Batterieladeleistung P_{BL} ist dabei durch die maximale Leistung des Batteriewechselrichters beschränkt. Als wichtige energetische Bewertungsgröße berechnet sich der Eigenverbrauchsanteil e nach

$$e = \frac{E_{DV} + E_{BL}}{E_{PV}} = \frac{\sum P_{DV} \cdot \Delta t + \sum P_{BL} \cdot \Delta t}{\sum P_{PV} \cdot \Delta t} \quad (1)$$

und gibt den Anteil der erzeugten PV-Energie an, der zeitgleich durch die Last oder zur Batterieladung genutzt wird. Eine weitere Bewertungsgröße stellt der Autarkiegrad a dar. Er gibt den Anteil des Stromverbrauchs an, der entweder durch die direkt verbrauchte PV-Energie E_{DV} oder durch die Entladung des Batteriespeichers E_{BE} gedeckt wird:

$$a = \frac{E_{DV} + E_{BE}}{E_{VB}} = \frac{\sum P_{DV} \cdot \Delta t + \sum P_{BE} \cdot \Delta t}{\sum P_{VB} \cdot \Delta t}. \quad (2)$$

Sowohl der Eigenverbrauchsanteil als auch der Autarkiegrad wird von der Größe des PV-Speichersystems beeinflusst, wie die Simulationsergebnisse in Bild 1 zeigen, die auf Grundlage der beschriebenen Referenzdaten ermittelt wurden [6]. Beide Bewertungsgrößen sind in Abhängigkeit der installierten PV-Leistung und nutzbaren Speicherkapazität angegeben. Die PV-Systemgröße wurde dabei auf den Jahresstrombedarf in MWh normiert. Dadurch können beide Bewertungsgrößen je nach Höhe des Jahresstrombedarfs eines Einfamilienhaushalts abgeschätzt werden, ohne weitere Einflussfaktoren zu berücksichtigen. Wie Bild 1 aufzeigt, sinkt der Eigenverbrauchsanteil und steigt der Autarkiegrad mit zunehmender PV-Leistung. Allerdings lässt sich der Autarkiegrad mit größeren PV-Systemen ohne Speicher nur noch eingeschränkt erhöhen. Beide Bewertungsgrößen lassen sich in der Regel durch einen zusätzlichen Batteriespeicher steigern. Diese Ergebnisse dienen im Weiteren als Referenz für vergleichende Simulationen mit abweichenden Eingangsdaten.

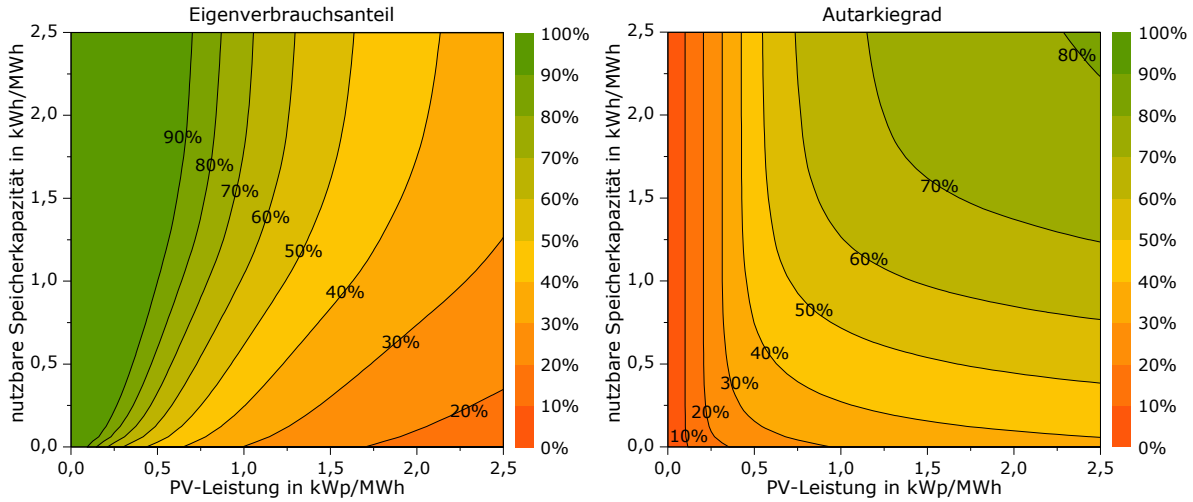


Bild 1: Eigenverbrauchsanteil (links) und Autarkiegrad (rechts) in Abhängigkeit der Speicherkapazität und PV-Leistung, jeweils normiert auf den Jahresstrombedarf in MWh [6].

3 Einflussfaktoren auf den Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad

Die zuvor beschriebenen energetischen Bewertungsgrößen sind grundsätzlich von vielen Einflussfaktoren abhängig (Bild 2). Neben der Systemtechnik und deren Auslegung, hat auch die Modellierung und Simulation der Systeme einen bedeutenden Einfluss auf die Ergebnisse. Hinzu kommt, dass das PV-Erzeugungs- und Lastprofil den Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad maßgeblich bestimmen.

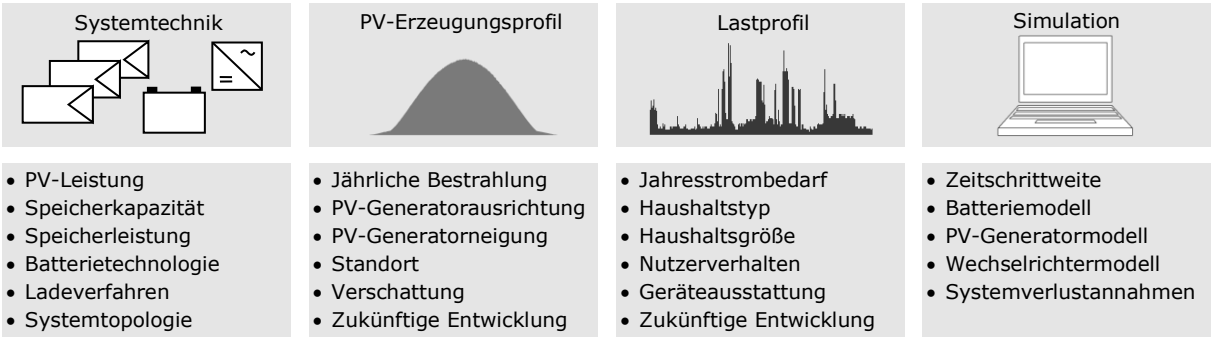


Bild 2: Einflussfaktoren auf die energetischen Bewertungsgrößen von PV-Speichersystemen [5].

Im Folgenden soll der Einfluss des Lastprofils und Standorts auf die Bewertungsgrößen näher untersucht werden. Je nach Standort variieren die Bestrahlungs- und Temperaturverhältnisse, die direkt den zeitlichen Verlauf der PV-Leistungsabgabe beeinflussen. Das Lastprofil wird unter anderem vom Haushaltstyp und Nutzverhalten sowie von der Geräteausstattung des Haushalts bestimmt.
Verschiedene Untersuchungen haben gezeigt, dass sich sogenannte Standardlastprofile nicht zur Bestimmung des Eigenverbrauchsanteils und Autarkiegrads von Haushalten eignen [7]. Standardlastprofile bilden zwar den Mittelwert der Last einer Vielzahl von Haushalten gut ab, allerdings eignen sich diese nicht, um die Dynamik der Last eines einzelnen Haushalts hinreichend wiederzugeben. Dadurch überschätzen Simulationsrechnungen mit Standardlastprofilen tendenziell die direkt verbrauchte PV-Leistung. Darüber hinaus ist zu erwarten, dass sich elektrische Lastprofile unterschiedlicher Einfamilienhaushalte auch im saisonalen Verlauf voneinander unterscheiden sowie Urlaubszeiten zu berücksichtigen sind.
Grundsätzlich gilt, dass in Mitteleuropa der Solarertrag im Sommerhalbjahr deutlich größer als im Winterhalbjahr ist. Für die Gleichzeitigkeit von PV-Erzeugung und Strombedarf ist folglich der sommerliche Strombedarf entscheidender als der Strombedarf im Winter. Zur Charakterisierung verschiedener Lastprofile soll daher nachfolgend der Anteil des Strombedarfs im Sommerhalbjahr am gesamten Jahresstrombedarf eingeführt werden. Unter Berücksichtigung vom Tag des Jahres d kann der Sommeranteil s wie folgt berechnet werden:

$$s = \frac{E_{\mathrm{VB}}(\mathrm{Sommerhalbjahr})}{E_{\mathrm{VB}}(\mathrm{Jahr})} = \frac{\sum P_{\mathrm{VB}}(d) \cdot \Delta t}{\sum P_{\mathrm{VB}} \cdot \Delta t} \qquad \text{für} \quad 91 \le d \le 273 \tag{3}$$

Darüber hinaus wird die Gleichzeitigkeit des Strombedarfs und der PV-Erzeugung auch von dem tageszeitlichen Verlauf beider Größen bestimmt. Daher soll als weitere Vergleichsgröße der Anteil des Strombedarfs in der Nacht am Jahresstrombedarf eingeführt werden [5]. Als Strombedarf in der Nacht wird dabei die Summe des täglichen Strombedarfs zwischen Sonnenuntergang und -aufgang betrachtet. Der Nachtanteil n kann daher unter Berücksichtigung des Sonnenhöhenwinkels γ_s wie folgt berechnet werden:

$$n = \frac{E_{\mathrm{VB}}(\mathrm{Nacht})}{E_{\mathrm{VB}}(\mathrm{Jahr})} = \frac{\sum P_{\mathrm{VB}}(\gamma_s) \cdot \Delta t}{\sum P_{\mathrm{VB}} \cdot \Delta t} \qquad \text{für} \quad \gamma_s < 0 \tag{4}$$

4 Datengrundlage

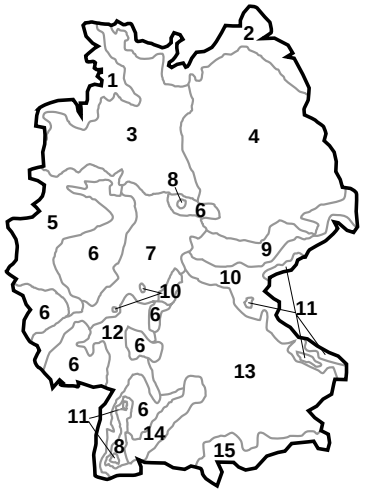
Im Folgenden werden die Daten vorgestellt, mit denen der Einfluss des Lastprofils und Standorts auf den Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad quantifiziert werden soll.

4.1 Meteorologische Daten

Vergleichend zum Standort Lindenberg wurden Zeitreihen meteorologischer Daten der aktualisierten Testreferenzjahre (TRJ) des Deutschen Wetterdienstes hinzugezogen. Die Daten liegen in einer zeitlichen Auflösung von einer Stunde vor. Tabelle 1 fasst die wesentlichen Größen der verwendeten Klimadaten zusammen.

Tabelle 1: Zusammenfassung der meteorologischen der Testreferenzjahre (TRJ) des Deutschen Wetterdienstes [4] und des BSRN-Standorts Lindenberg (LIN) für das Jahr 2004 [2].

Standort	**Globalbestrahlungssumme**	**Direktanteil**	**Diffusanteil**	**Jahresmitteltemperatur**	**Räumliche Lage der TRJ-Regionen in Deutschland**
	in kWh/(m² a)	in %	in %	in °C	
BSRN LIN	1073	46	54	9,6	
TRJ 01	963	30	70	10,1	
TRJ 02	1050	49	51	9,5	
TRJ 03	944	44	56	9,5	
TRJ 04	1075	50	50	9,5	
TRJ 05	960	29	71	10,4	
TRJ 06	972	29	71	7,8	
TRJ 07	1003	29	71	9,4	
TRJ 08	994	30	70	6,7	
TRJ 09	1058	48	52	8,7	
TRJ 10	1039	33	67	7,4	
TRJ 11	985	43	57	3,8	
TRJ 12	1089	48	52	11,1	
TRJ 13	1073	33	67	8,6	
TRJ 14	1063	32	68	7,8	
TRJ 15	1111	34	66	7,4	
TRJ Mittel	**1025**	**37**	**63**	**8,5**	



4.2 Elektrische Lastprofile

Für die nachfolgend vorgestellten Untersuchungen wurde auf Messdaten zurückgegriffen, die im Rahmen des Praxistests „Moderne Energiesparsysteme im Haushalt“ durch das Institut für Zukunfts-EnergieSysteme (IZES) in den Jahren 2008 bis 2011 durch Smart Meter in 15-minütiger Auflösung erfasst wurden [8]. Aus den vorliegenden Messdaten von 497 Haushalten wurden 74 Lastprofile ausgewählt, die für das Jahr 2010 in Summe weniger als zwei Tage Datenlücken in der Aufzeichnung aufwiesen. Eventuelle Datenlücken wurden mit Messdaten des vorangegangenen Tages beseitigt. Abweichend von den 1-minütigen Untersuchungen nach [5] wurden bedingt durch die vorliegenden Lastprofile die Simulationsrechnungen in 15-minütiger Auflösung durchgeführt. Untersuchungen konnten bereits zeigen, dass es bei Erhöhung der Zeitschrittweite und ohne Einsatz eines Speichersystems zu einer Überschätzung des Eigenverbrauchsanteils um wenige Prozentpunkte kommen kann [9]. Ist ein Speicher vorhanden, ist der Einfluss der Zeitschritte zu vernachlässigen [5,10].
Der jährliche Stromverbrauch der untersuchten Lastprofile liegt zwischen 1,4 bis 8,6 MWh bei einem Mittelwert von 4,7 MWh. Bild 3 (links) zeigt vergleichend den Verlauf der Jahresdauerlinien der Last. Um eine Vergleichbarkeit verschiedener Lastprofile mit unterschiedlichem Strombedarf zu ermöglichen, wurden die Verbrauchsdaten auf den jeweiligen Jahresstrombedarf in MWh normiert. Es ist zu erkennen, dass das in der Referenzsimulation genutzte Lastprofil nach der VDI 4655 gut mit dem Mit-

telwert der gemessenen 74 Lastprofile übereinstimmt. Lediglich im oberen Leistungsbereich werden durch das Lastprofil nach der VDI 4655 Spitzenlastwerte unterschätzt.
Die saisonalen Unterschiede des täglichen Strombedarfs der verschiedenen Lastprofile werden aus Bild 3 (rechts) ersichtlich. Für die Mehrheit der Lastprofile gilt, dass der Strombedarf im Sommerhalbjahr geringer ausfällt als im Winter. Beim direkten Vergleich verschiedener Lastprofile können charakteristische Unterschiede festgestellt werden. Die hohen Verbräuche des Profils Nr. 46 in den Wintermonaten deuten darauf hin, dass eine elektrische Wärmepumpe als Wärmequelle genutzt wird. Dahingegen kann der erhöhte Strombedarf in den Sommermonaten von Profil Nr. 38 mit dem Einsatz einer Klimaanlage begründet werden. Darüber hinaus sind bei vielen Jahreslastgängen die Urlaubszeiten dadurch zu erkennen, dass der tägliche Strombedarf abrupt sinkt und bei Anwesenheit der Bewohner wieder steigt.

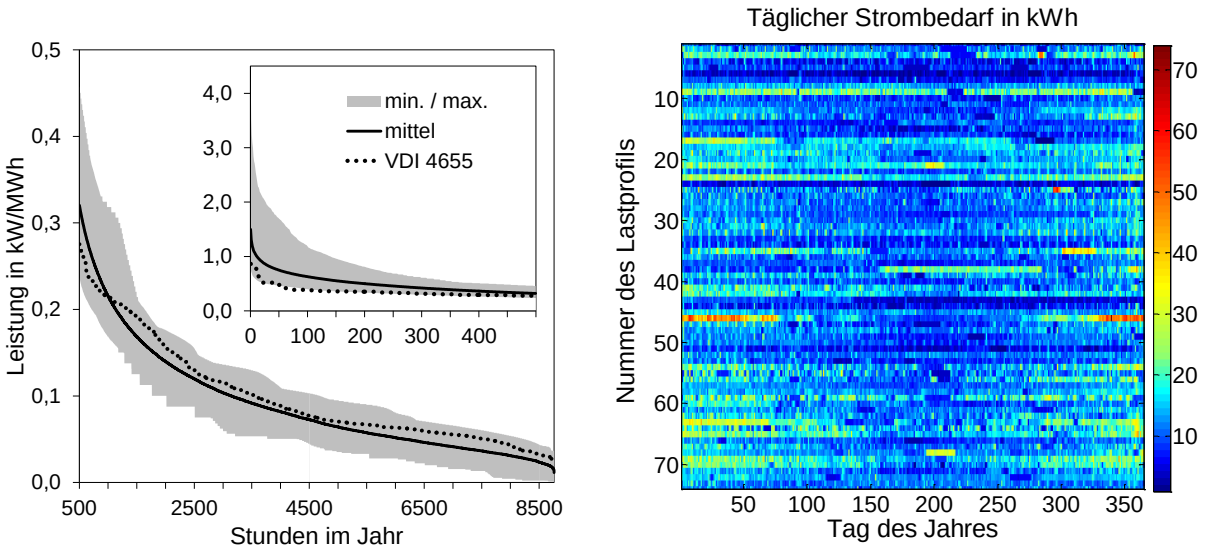


Bild 3: Links: Auf den Jahresstrombedarf normierte Jahresdauerlinien der 74 untersuchten Lastprofile als Mittel-, Minimal und Maximalwerte im Vergleich zum Lastprofil nach VDI 4655. Rechts: Darstellung der täglichen Stromverbräuche der 74 Lastprofile im Jahresverlauf.

Um allgemeingültige Aussagen zur Auslegung von PV-Speichersystemen treffen zu können, muss sichergestellt sein, dass es sich bei den vorliegenden Daten um eine repräsentative Auswahl handelt. Zur Validierung soll daher der Mittelwert der 74 ausgewählten Lastprofile mit dem Standardlastprofil für Haushalte verglichen werden. Hierzu wurde auf Daten der Stromnetz Berlin GmbH für das Jahr 2010 zurückgegriffen [11].
Für den saisonalen Verlauf zeigt Bild 4 (oben links) einen gute Übereinstimmung der gemessenen Daten mit dem Standardlastprofil. Während der wöchentliche Strombedarf in den Wintermonaten 20 bis 25 kWh je MWh Jahresstrombedarf beträgt, wird in den Sommermonaten wöchentlich 15 bis 20 kWh/MWh verbraucht. Deutlicher als beim Standardlastprofil fällt bei den gemessenen Daten der Sommer- und Herbsturlaub durch geringere Verbräuche auf, wohingegen der Stromverbrauch in den ersten und letzten Wochen des Jahres etwas höher ausfällt. Die in Bild 4 (unten links) dargestellte Standardabweichung der gemessenen Lastprofile verdeutlicht nochmals, dass die größten Unterschiede untereinander im Sommer, Herbst und bedingt durch die Feiertage in der letzten Winterwoche auftreten.
Der Vergleich des tagesmittleren Verlaufs der Last, vgl. Bild 4 (oben rechts), ist in weiten Teilen nahezu identisch mit dem Standardlastprofil. Insgesamt ist die Dynamik, gekennzeichnet durch einen niedrigeren Strombedarf in der Nacht und höheren Strombedarf am Abend, gegenüber dem Standardlastprofi etwas ausgeprägter. Die Standardabweichung in Bild 4 (unten rechts) macht deutlich, dass die gemessenen Lastprofile sich vor allem in den Morgenstunden stärker voneinander unterscheiden. Darüber hinaus gibt es noch größere Unterschiede in den Mittags- und Abendstunden.

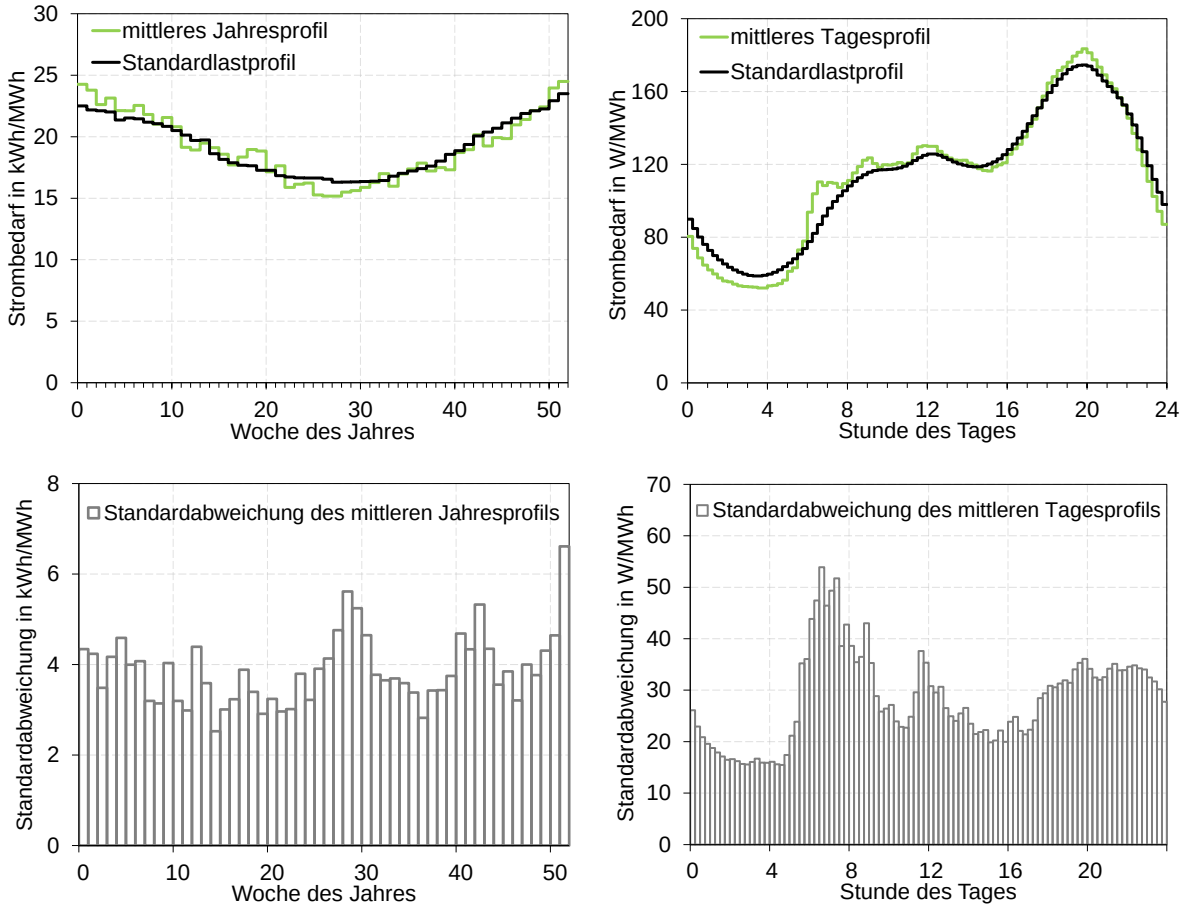


Bild 4: Oben: Vergleich des saisonalen (oben links) und täglichen (oben rechts) Verlaufs der mittleren Last aus 74 Lastprofilen mit einem Standardlastprofil für das Jahr 2010. Unten: Standardabweichung der gemessenen Lastprofile im saisonalen (unten links) und tagesmittleren (unten rechts) Verlauf. Der Strombedarf der Haushalte wurde auf den jeweiligen Jahresstrombedarf in MWh normiert.

Die vorangegangenen Untersuchungen machen deutlich, dass sich die vorliegenden 74 Lastprofile bei täglicher und saisonaler Betrachtung deutlich voneinander unterscheiden, jedoch im Mittel wieder vergleichbar mit den Standardlastprofilen sind. Somit wird angenommen, dass mit diesen Daten allgemeingültige Aussagen zur Abhängigkeit des Eigenverbrauchsanteils und Autarkiegrads vom Nutzerverhalten getroffen werden können.

5 Simulationsergebnisse

Nachfolgend soll auf Grundlage der beschriebenen Daten zunächst der Einfluss des Lastprofils und anschließend der Einfluss des Standorts auf die energetischen Bewertungsgrößen durch Simulationsrechnungen untersucht werden.

5.1 Einfluss des Lastprofils

Um den Einfluss des Lastprofils aufzuzeigen, wurden für PV-Systeme mit und ohne Speicher Simulationsrechnungen unter Berücksichtigung der 74 Lastprofile und der meteorologischen Daten des Standorts Lindenberg durchgeführt. Die Simulation des PV-Systems ohne Speicher zeigt trotz gleicher auf dem Jahresstrombedarf ausgelegter PV-Systemgröße von 1 kWp/MWh eine große Streuung der energetischen Bewertungsgrößen auf. So liegen die Simulationsergebnisse für den Eigenverbrauchsanteil zwischen 19 und 37% und für den Autarkiegrad zwischen 20 und 38%. Bild 1 zeigt jedoch auf, dass die Mittelwerte der Bewertungsgrößen aller 74 Lastprofile eine gute Übereinstimmung mit den Simulationsergebnissen aufweisen, die auf Grundlage des Lastprofils nach der VDI 4655 ermittelt

wurden. Dies bestätigt, dass Bild 1 eine gute Abschätzung des durchschnittlichen Eigenverbrauchsanteils und Autarkiegrads für Haushalte in Deutschland ermöglicht. Die geringe Überschätzung von Eigenverbrauch und Autarkie durch die auf dem Profil der VDI 4655 basierenden Simulationsergebnisse kann auf eine geringere Variabilität der Last zurückgeführt werden, vgl. Bild 3 (links). Die Simulationsergebnisse zeigen auch auf, dass sich die Abweichungen bei PV-Systemen mit einer Nennleistung von über 1 kWp/MWh wieder verringern.

Tabelle 2 zeigt, dass größere Abweichungen des Eigenverbrauchsanteils und Autarkiegrads zwischen verschiedenen Haushalten auftreten können. Eine Abhängigkeit der Streuung der Eigenverbrauchsanteile und Autarkiegrade von der Höhe des Jahresstrombedarfs ist aus den Simulationsergebnissen bei gleicher verbrauchsspezifischer Systemgröße nicht abzuleiten. Um andere Ursachen dafür zu identifizieren, stellt Bild 5 (oben) die Abhängigkeit der Bewertungsgrößen von dem in Abschnitt 3 eingeführten Nachtanteil dar. Es wird ersichtlich, dass der Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad tendenziell niedriger ausfallen, je größer der Strombedarf in der Nacht am Gesamtstrombedarf ist. Dies kann damit begründet werden, dass der zeitgleiche Verbrauch der erzeugten PV-Energie bei hohen Nachtanteilen des Stromverbrauchs geringer ausfällt. Wird zusätzlich ein Batteriespeicher installiert, so bleibt dieser Zusammenhang bestehen, wobei die Streuung mit zunehmender Speicherkapazität weiter ansteigt. Daher führt die Erhöhung der Speicherkapazität zu unterschiedlich starken Eigenverbrauchsanteil- und Autarkiegradsteigerungen, die maßgeblich vom Lastprofil beeinflusst werden.

Tabelle 2: Zusammenfassung der energetischen Bewertungsgrößen für die Simulation eines PV-Systems mit einer Leistung von 1 kWp/MWh bei verschiedenen Speichergrößen für 74 Lastprofile im Vergleich zur Referenz.

System	**74 Lastprofile**		**Referenzlastprofil VDI 4655**	
mit	Minimum / Mittelwert / Maximum			
1 kWp/MWh	Eigenverbrauchsanteil	Autarkiegrad	Eigenverbrauchsanteil	Autarkiegrad
ohne Speicher	19% / 30% / 37%	20% / 31% / 38%	30%	30%
mit 1 kWh/MWh	46% / 57% / 64%	43% / 54% / 61%	59%	56%
mit 2 kWh/MWh	50% / 67% / 73%	48% / 63% / 69%	71%	66%

Sortiert man die Simulationsergebnisse nach dem Sommeranteil, zeigen sich weitere Zusammenhänge auf, vgl. Bild 5 (unten). Hierbei ist erkennbar, dass ein höherer Sommeranteil auch zu höheren Autarkie- und Eigenverbrauchswerten führt. Begründet werden kann dies mit einem höheren Direktverbrauch der PV-Energie, da der Stromverbrauch und die Stromerzeugung zeitlich besser korrelieren als bei Lastprofilen mit geringem Sommeranteil. Ebenfalls erkennbar ist, dass mit Zunahme der Speicherkapazität die Streuung der Simulationsergebnisse kleiner wird.

Aus Bild 5 lassen sich deutliche Abhängigkeiten der energetischen Bewertungsgrößen vom Nacht- und Sommeranteil erkennen. Um die Ursachen der Streuung der Simulationsergebnisse zu analysieren, sind in Bild 6 der Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad in Abhängigkeit des Nacht- und Sommeranteils dargestellt. Hieraus wird ersichtlich, dass ein deutlicher Zusammenhang zwischen dem Stromverbrauch in der Nacht und im Sommer sowie dem Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad besteht. Dabei ist von besonderem Interesse, dass beide Größen die Simulationsergebnisse im gleichen Maße beeinflussen. Bei einem mittleren Nachtanteil von 49% und Sommeranteil von 45% liegen der durchschnittliche Eigenverbrauchsanteil bei 57% und der Autarkiegrad bei 54%.

Das Profil Nr. 46 erreicht mit einem Nachtanteil von 47% und einem Sommeranteil von nur 25% aufgrund einer installierten Wärmepumpe nur einen Autarkiegrad von 43%. Dieser Wert ergibt sich auch beim Profil Nr. 6 mit einem hohen Nachtanteil von 61% und einem Sommeranteil von 45%. Somit beeinträchtigen sowohl ein hoher Nachanteil als auch ein geringer Sommeranteil die Höhe beider Bewertungsgrößen. Die höchsten Werte für den Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad lassen sich daher in Haushalten erreichen, die einen hohen Anteil des Strombedarfs zum einen im Sommer und zum anderen am Tag benötigen.

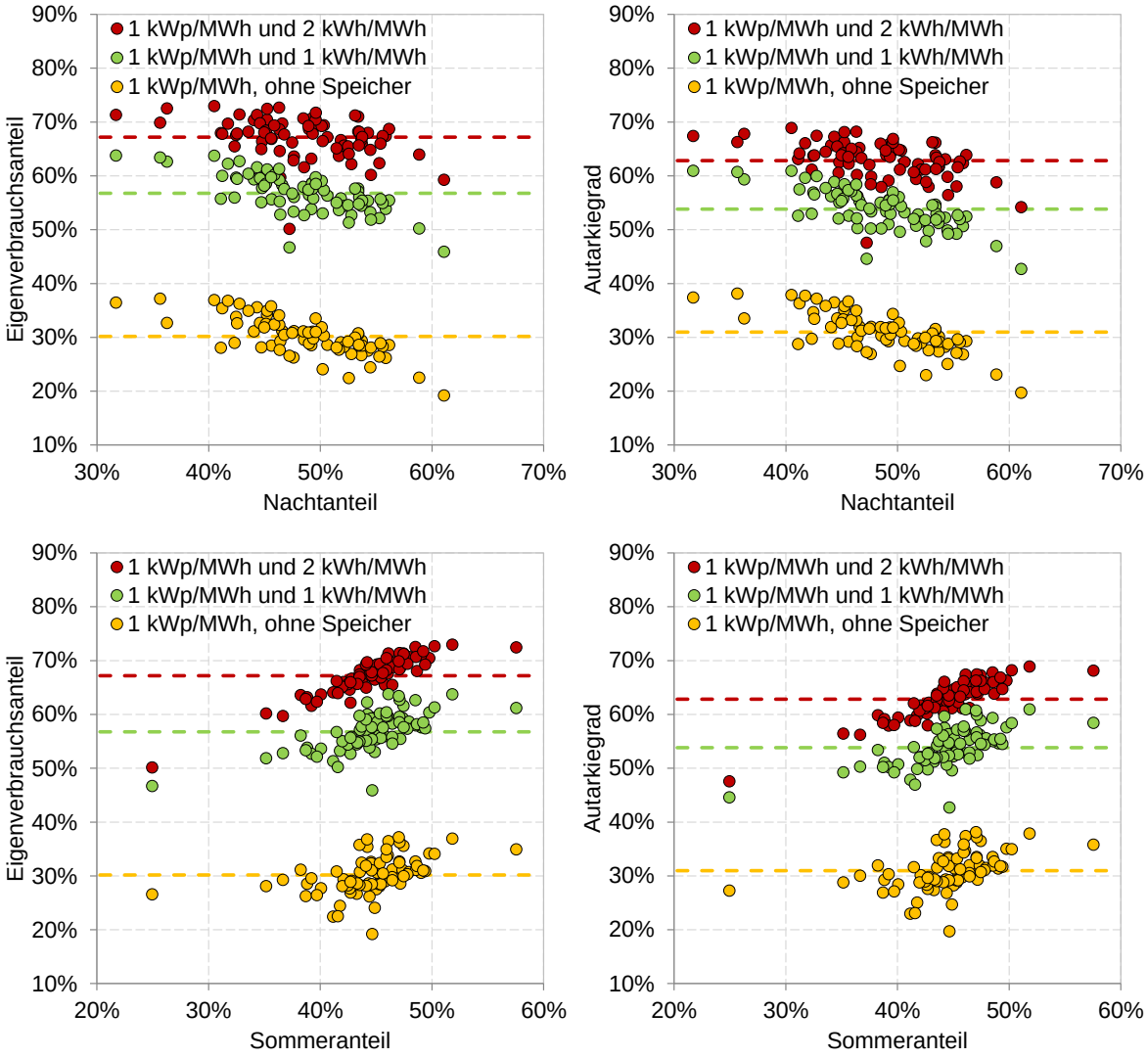


Bild 5: Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad für 74 Lastprofile in Abhängigkeit des Nachtanteils (oben) und Sommeranteils (unten) für ein PV-System mit einer Leistung von 1 kWp/MWh bei verschiedenen Speichergrößen.

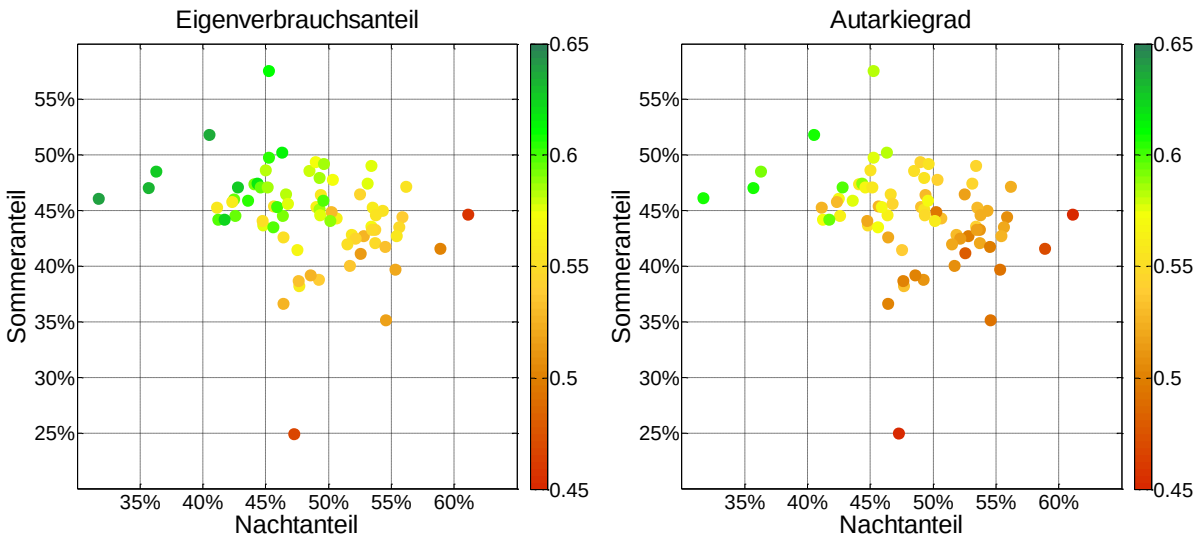


Bild 6: Eigenverbrauchsanteil (links) und Autarkiegrad (rechts) für 74 Lastprofile in Abhängigkeit des Nacht- und Sommeranteils des Strombedarfs am Jahresstrombedarf für ein PV-Speichersystem mit einer PV-Nennleistung von 1 kWp/MWh und einer nutzbaren Speicherkapazität von 1 kWh/MWh.

5.2 Einfluss des Standorts

Nachdem aufgezeigt wurde, dass die Charakteristik des Lastprofils einen bedeutenden Einfluss auf den erzielbaren Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad hat, soll im Folgenden untersucht werden, wie der Standort diese Größen beeinflusst. Hierzu dienen als Grundlage die meteorologischen Daten der 15 verschiedenen Testreferenzjahre und Simulationsrechnungen für ein PV-System mit einer Größe von 1 kWp/MWh. Als Eingangsgröße für die Verbrauchsdaten dient das Lastprofil nach der Richtlinie VDI 4655.

Der Eigenverbrauchsanteil ohne Speicher schwankt je nach Standort zwischen 30% und 35% und zwischen 55% und 65% bei einer Speicherkapazität von 1 kWh/MWh (Bild 7). Dabei ist ersichtlich, dass der Eigenverbrauchsanteil an Standorten mit höheren PV-Erträgen tendenziell kleiner ausfällt. Der Grund hierfür ist, dass ein höherer PV-Ertrag meist zu höheren Überschüssen führt, die nicht zeitgleich vor Ort verbraucht werden können. In der Folge wird ein höherer Anteil der erzeugten PV-Energie in das Netz eingespeist. Sortiert man die Simulationsergebnisse nach dem Anteil der Diffusbestrahlung an der Globalbestrahlungssumme des jeweiligen Standorts, so ergibt sich Bild 7 (rechts). Ein hoher Diffusanteil ist in der Regel mit einem geringeren PV-Ertrag verbunden, weshalb weniger Überschüsse anfallen. Dadurch kann ein höherer Anteil der erzeugten PV-Energie direkt verbraucht und somit ein höherer Eigenverbrauchsanteil erreicht werden. Diese Abhängigkeit des Eigenverbrauchsanteils vom PV-Ertrag und Diffusanteil gilt auch für ein PV-System mit Speicher.

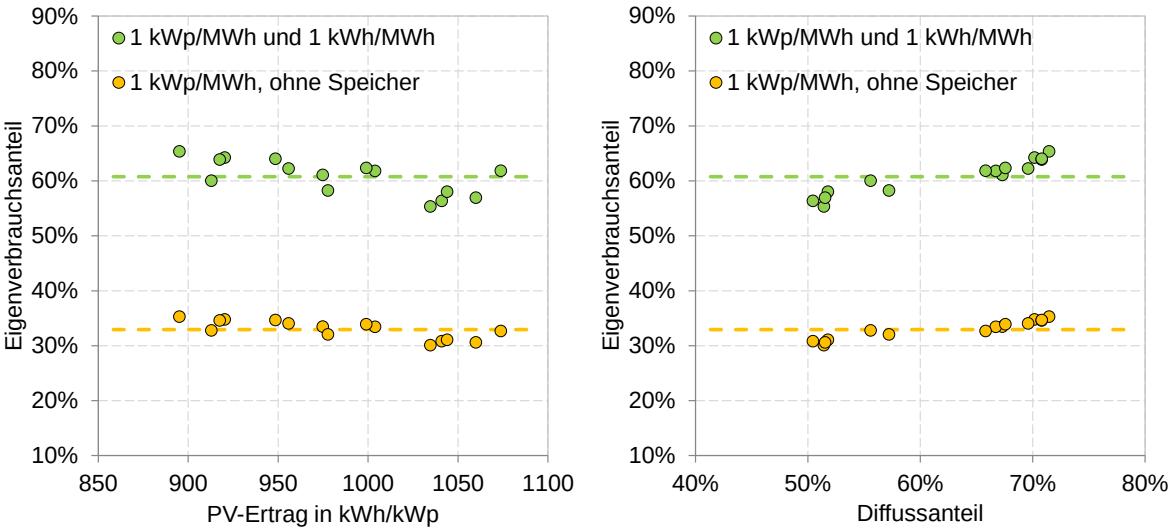


Bild 7: Eigenverbrauchsanteil in Abhängigkeit des jährlichen PV-Ertrags (links) und Diffusanteils an der Globalbestrahlungssumme (rechts) für ein PV-System mit einer Leistung von 1 kWp/MWh mit und ohne Speicher für die 15 Standorte der Testreferenzjahre des Deutschen Wetterdienstes.

Der Autarkiegrad ohne Speicher schwankt ja nach Standort zwischen 30% und 35% und mit Speicher zwischen 51% und 61% (Bild 8, links). Für den Autarkiegrad zeigt sich, dass nur eine sehr geringe Abhängigkeit zwischen dem PV-Ertrag und Autarkiegrad besteht. Erst mit einem zusätzlichen Speicher nimmt diese Abhängigkeit zu. In Bild 8 (rechts) sind die Simulationsergebnisse sortiert nach dem Anteil der Globalbestrahlung im Sommerhalbjahr an der jährlichen Globalbestrahlungssumme der verschiedenen Testreferenzjahre dargestellt. Bei größeren Sommeranteilen sinkt der Autarkiegrad, da zusätzliche Überschüsse an Sommertagen mit vollständig geladenen Batteriespeichern meist keinen Nutzen haben. Anderseits ist an einem Standort mit geringem Sommeranteil ein höherer Anteil der Globalbestrahlung in den Wintermonaten verfügbar. Dadurch kann ein größerer Anteil des Jahresstrombedarfs durch das PV-System versorgt werden. Wird zusätzlich ein Batteriespeicher installiert, kommt es zu einer Verstärkung dieses Effekts. Durch den Speicher kann auch im Winterhalbjahr überschüssige PV-Energie zwischengespeichert und in den Abendstunden genutzt werden.

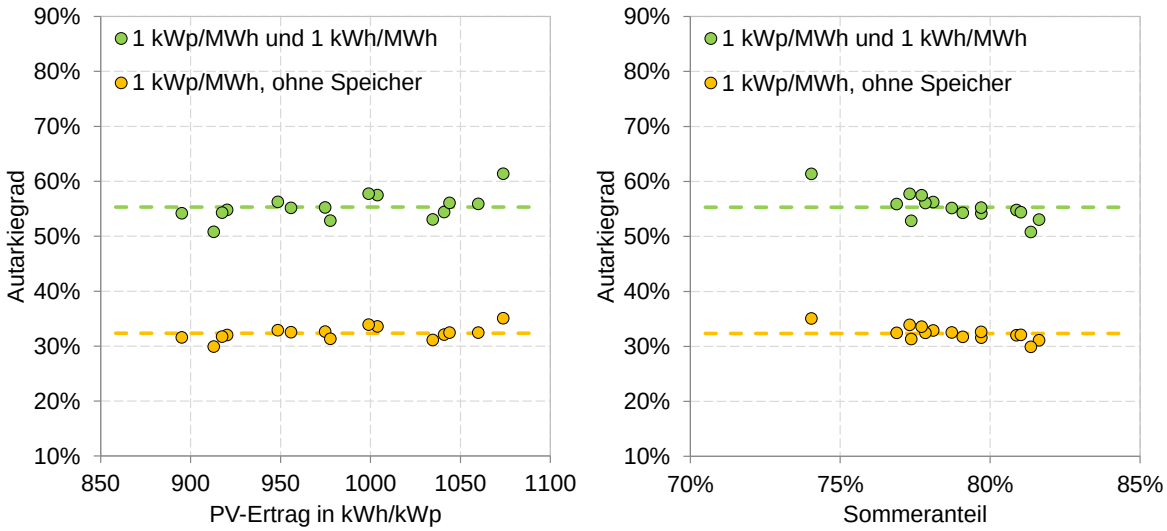


Bild 8: Autarkiegrad in Abhängigkeit des jährlichen PV-Ertrags (links) und des Sommeranteils an der jährlichen Globalbestrahlungssumme (rechts) für ein PV-System mit einer Leistung von 1 kWp/MWh mit und ohne Speicher für die 15 Standorte der Testreferenzjahre des Deutschen Wetterdienstes.

6 Zusammenfassung

Es konnte aufgezeigt werden, dass sowohl das Nutzerverhalten in Form von tageszeitlich und saisonal variierenden elektrischen Lastprofilen als auch der Standort des PV-Systems die energetische Bewertung von PV-Speichersystemen beeinflussen. Untersucht wurden diese Zusammenhänge durch Simulationsrechnungen für den Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad. Dabei wurden mit dem Nacht- und Sommeranteil Vergleichsgrößen für Lastprofile definiert, die einen direkten Einfluss auf die energetischen Bewertungsgrößen haben. Hohe Eigenverbrauchsanteile und Autarkiegrade können insbesondere in Haushalten erzielt werden, die einen hohen Anteil des Strombedarfs im Sommerhalbjahr sowie einen geringen Anteil des Strombedarfs in der Nacht benötigen.

Im Rahmen der Untersuchungen konnte festgestellt werden, dass das Nutzerverhalten die energetischen Bewertungsgrößen stärker beeinflusst als der Standort innerhalb Deutschlands. Trotzdem ist der Einfluss des Standorts nicht zu unterschätzen. Die verschiedenen Eigenverbrauchsanteile und Autarkiegrade lassen sich dabei auf Unterschiede des Diffus- und Sommeranteils der jährlichen Globalbestrahlungssumme zwischen den verschiedenen Standorten zurückführen.

Für den aktuellen und zukünftigen Ausbau der PV-Systeme und Batteriespeicher bleibt festzuhalten, dass bei der Auslegung der Systeme vor allem der Einfluss des Nutzerverhaltens berücksichtigt werden muss. Darüber hinaus hat auch der Standort einen, wenn auch kleineren, Einfluss auf die realisierbaren Eigenverbrauchsanteile und Autarkiegrade. Da beide energetischen Bewertungsgrößen direkte Auswirkungen auf die Ökonomie von PV-Speichersystemen haben, wird nur durch eine bedarfsgerechte Auslegung der Systemkomponenten ein wirtschaftlicher Betrieb auch bei einer sinkenden oder wegfallenden Einspeisevergütung möglich sein.

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.

Literatur

[1] HEGNER, H. ; MÜLLER, G. ; NESPOR, V. ; OHMURA, A. ; STEIGRAD, R. ; GILGEN, H.: *Baseline Surface Radiation Network*. Zürich : Institute of Geography ETH Zürich, 1998

[2] PANGAEA: DATA PUBLISHER FOR EARTH & ENVIRONMENTAL SCIENCE: *Baseline Surface Radiation Network - Status*. URL http://www.pangaea.de/PHP/BSRN_Status.php — Datenbank

[3] VEREIN DEUTSCHER INGENIEURE E.V.: VDI 4655: Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK-Anlagen. In: *VDI-Handbuch Energietechnik*. Düsseldorf, 2008

[4] BUNDESAMT FÜR BAUWESEN UND RAUMORDNUNG (BBR): *Aktualisierte und erweiterte Testreferenzjahre von Deutschland für mittlere, extreme und zukünftige Witterungsverhältnisse*. Offenbach : Deutscher Wetterdienst (DWD), 2011

[5] WENIGER, JOHANNES: *Dimensionierung und Netzintegration von PV-Speichersystemen*. Berlin, Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, Masterthesis, 2013

[6] WENIGER, JOHANNES ; QUASCHNING, VOLKER: Begrenzung der Einspeiseleistung von netzgekoppelten Photovoltaiksystemen mit Batteriespeichern. In: *28. Symposium Photovoltaische Solarenergie*. Bad Staffelstein, 2013

[7] ROTHERT, MARTIN ; BUKVIC-SCHÄFER, ALEKSANDRA SASA ; KREUTZER, NICO ; LANGE, MARTIN ; KEVER, FELIX ; WACHENFELD, VOLKER: Ein Jahr Felderfahrung: PV-Anlagen mit Speicherlösung zur Eigenverbrauchserhöhung. In: *27. Symposium Photovoltaische Solarenergie*. Bad Staffelstein, 2012

[8] HOFFMAN, PATRICK ; FREY, GÜNTHER ; FRIEDRICH, MALTE ; KERBER-CLASEN, STEFAN ; MARSCHALL, JÖRG ; GEIGER, MANFRED: *Praxistest „Moderne Energiesparsysteme im Haushalt“*. Saarbrücken : IZES, 2012

[9] WILLE-HAUSSMANN, BERNHARD ; LINK, JOCHEN ; SABO, ANDREEA ; WITTWER, CHRISTOF: Photovoltaik Eigenstromnutzung – Fluktuation von Strahlung und Last. In: *27. Symposium Photovoltaische Solarenergie*. Bad Staffelstein, 2012

[10] WYRSCH, NICOLAS ; RIESEN, YANNICK ; BALLIF, CHRISTOPHE: Effect of the Fluctuations of PV Production and Electricity Demand on the PV Electricity Self-Consumption. In: *28th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*. Paris, 2013

[11] STROMNETZ BERLIN GMBH: *Informationen für Stromversorger, SLP und TLP - Stromnetz Berlin*. URL http://www.stromnetz-berlin.de/de/stromversorger.htm — Daten für das Jahr 2010 als XLS