Bedeutung von prognosebasierten Betriebsstrategien für die Netzintegration von PV-Speichersystemen

Johannes Weniger, Joseph Bergner, Tjarko Tjaden, Volker Quaschning
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

Durch den Ausbau der Photovoltaik (PV) entstehen in Deutschland neue Herausforderungen bei der Netzintegration von PV-Systemen. Bereits heute wird an Wochenenden mit geringem Strombedarf und hoher Solarstromerzeugung zeitweise die Hälfte der Last in Deutschland durch Solarstrom versorgt. Eine Energieversorgung ohne fossile oder nukleare Energieträger basierend auf Wind- und Solarenergie erfordert eine weitere Steigerung der installierten PV-Leistung um mindestens das Fünffache der derzeit installierten Leistung. Dies würde jedoch zu Überschusssituationen führen, wenn die gesamte erzeugte PV-Energie in das Netz eingespeist wird. Die Begrenzung der maximalen Netzeinspeiseleistung von PV-Systemen kann daher von entscheidender Bedeutung sein, um den weiteren PV-Ausbau nicht aus Gründen der begrenzten Aufnahmefähigkeit der Netze zu gefährden.
Eine Möglichkeit zur Einspeisebegrenzung bietet die Kombination von PV-Systemen mit Batteriespeichern. PV-Speichersysteme werden im Haushaltsbereich derzeit jedoch vorrangig zur Eigenverbrauchserhöhung vor Ort eingesetzt. Um den Eigenverbrauch der erzeugten PV-Energie zu maximieren, ist es vorteilhaft, den Batteriespeicher möglichst frühzeitig zu laden. Dadurch ist der Batteriespeicher in der Regel an klaren Tagen ohne Bewölkung im Laufe des Vormittags vollständig geladen, weshalb sich PV-Einspeisespitzen in das Netz zur Mittagszeit nicht vermeiden lassen.
Dieser Beitrag untersucht den Einfluss verschiedener Betriebsstrategien für PV-Speichersysteme auf die Netzeinspeisung und leitet Empfehlungen zur Netzintegration der Systeme ab. Um mit Batteriespeichern sowohl den PV-Eigenverbrauch zu erhöhen als auch die Netzeinspeiseleistung zur Mittagszeit zu reduzieren, ist eine vorausschauende Batterieladung unter Berücksichtigung von Prognosen der PV-Leistung und Haushaltslast erforderlich. Der Beitrag stellt anhand von Simulationsuntersuchungen den Einfluss der Einbindung von PV-Leistungs- und Lastprognosen auf das Betriebsverhalten von PV-Speichersystemen mit prognosebasierten Betriebsstrategien dar.

2 Zukunft der Photovoltaik in Deutschland

In der Vergangenheit stand bei der Errichtung von PV-Systemen die Einspeisung des erzeugten Solarstroms in das öffentliche Stromnetz im Vordergrund. Seit Anfang 2012 liegen die Einspeisevergütungssätze für PV-Systeme kleiner 10 kWp in Deutschland unter den Haushaltspreisen für den Strombezug aus dem Netz. Mit steigender Differenz zwischen der Einspeisevergütung und dem Netzstrombezugspreis wird es zunehmend attraktiver den erzeugten Solarstrom vor Ort zeitgleich zu verbrauchen (Bild 1). Der Direktverbrauch von Solarstrom ist aufgrund der zeitlichen Korrelation der Solarstromerzeugung und des Stromverbrauchs begrenzt. Eine Möglichkeit den Eigenverbrauch wesentlich zu erhöhen besteht darin, überschüssigen Solarstrom am Tag in Batteriesystemen zu speichern. Dadurch kann zwischengespeicherter Solarstrom am Abend und in der Nacht zur Versorgung des Haushalts genutzt werden.

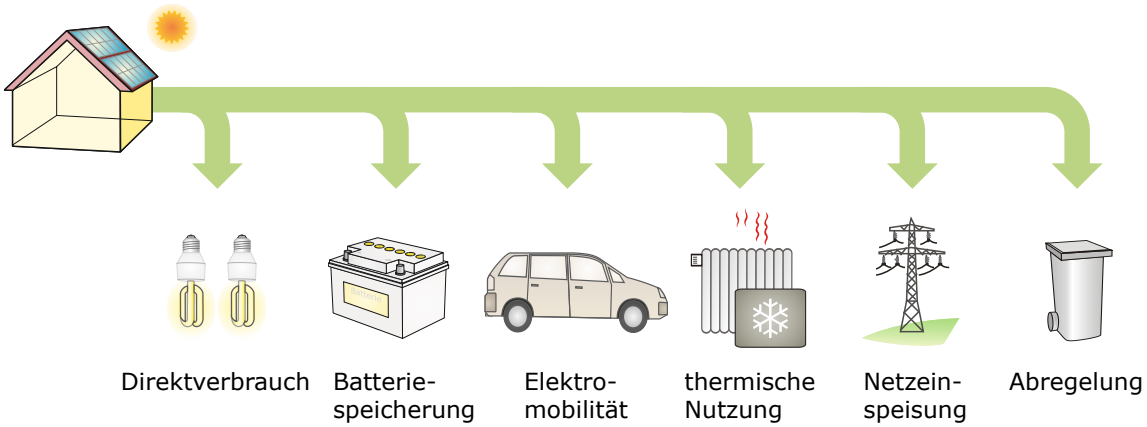

Bild 1 Zukunft der Nutzung von Solarstrom im Haushaltsbereich

Verfügt der Haushalt darüber hinaus über ein Elektrofahrzeug, kann der Solarstrom auch zur Ladung des Autos genutzt werden. Nach Sonnenuntergang kann das Elektrofahrzeug durch zwischengespeicherten Solarstrom aus dem Batteriespeicher im Haus oder aus dem Netz versorgt werden. In Kombination mit einer elektrischen Wärmepumpe oder einem Heizstab lässt sich mit einem PV-System auch ein Teil des Heizwärme- und Trinkwarmwasserbedarfs decken. Grundsätzlich ist jedoch der saisonale Verlauf des Heizwärmebedarfs und der Solarstromerzeugung gegenläufig. Die Deckung des Heizwärmebedarfs im Winter durch Solarstrom ist daher nur begrenzt möglich. Durch eine reversibel arbeitende Wärmepumpe kann überschüssiger Solarstrom nicht nur zur Raumheizung, sondern auch zur Raumklimatisierung im Sommer genutzt werden. Die Netzeinspeisung von Überschüssen, die nicht zeitgleich vor Ort genutzt werden können, ist auch weiterhin von Interesse, sofern die eingespeiste PV-Energie vergütet wird. Perspektivisch muss jedoch aufgrund der begrenzten Aufnahmefähigkeit der Netze davon ausgegangen werden, dass nicht die gesamte überschüssige PV-Energie zu jeder Zeit in das Netz eingespeist werden kann. Daher wird sich die Abregelung von Solarstrom im gewissen Umfang langfristig nicht vermeiden lassen. Durch den Direktverbrauch, die zeitliche Verschiebung des Stromverbrauchs oder die Speicherung des Solarstroms in Batterie- und Wärmespeichern lassen sich die Abregelungsverluste allerdings minimieren.

Die Notwendigkeit der Kombination von PV-Systemen mit Speichern ergibt sich auch aus der Tatsache, dass die tages- und jahreszeitlichen Schwankungen der Solarstromerzeugung und des Stromverbrauchs ausgeglichen werden müssen. Um langfristig einen hohen Anteil des Verbrauchs in Deutschland durch PV-Systeme zu versorgen, ist die Speicherung von Solarstrom unverzichtbar, wie Bild 2 (links) verdeutlicht. Die Darstellung zeigt den jahresmittleren Solarstromanteil am Stromverbrauch in Deutschland in Abhängigkeit von der installierten PV-Leistung und nutzbaren Speicherkapazität. Die Sensitivitätsanalyse wurde auf Basis von Daten der elektrischen Last (ENTSO-E) und PV-Erzeugung (EEX) des Jahres 2012 durchgeführt. Dabei wurden die Daten der Last auf den Bruttostromverbrauch in Deutschland von 600 TWh/a skaliert. Die PV-Erzeugungsdaten wurden unter Berücksichtigung des monatlichen Zubaus für jeden Tag auf die jeweilige installierte PV-Leistung normiert. Innerhalb eines Monats wurde dabei eine gleichmäßige Verteilung des PV-Zubaus angenommen. Die Speichermodellierung und -simulation wurde nach [1] umgesetzt. Nicht berücksichtigt wurden in den Berechnungen weitere Flexibilitätsoptionen, der Austausch mit den Nachbarländern sowie andere fossile, nukleare und erneuerbare Erzeugungskapazitäten. Darüber hinaus bezieht sich die Untersuchung ausschließlich auf die Nutzung der PV-Energie im Stromsektor, ohne deren Nutzung im Wärme- und Transportsektor zu betrachten.

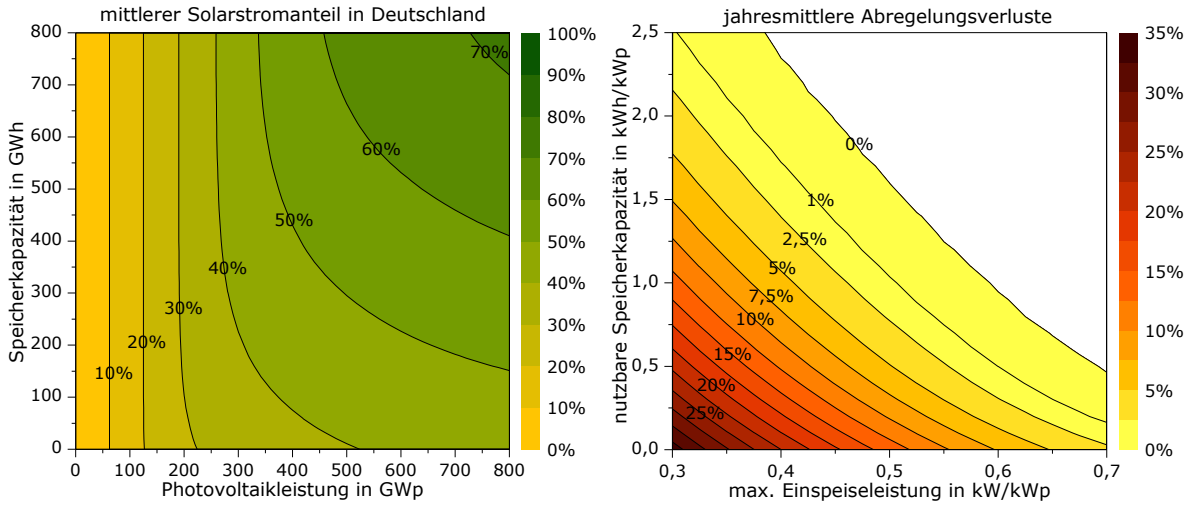

Bild 2 Links: Theoretisches Potenzial der solaren Stromversorgung in Deutschland in Abhängigkeit von der installierten PV-Leistung und Speicherkapazität (Daten: PV (EEX 2012), Last (ENTSO-E 2012) skaliert auf 600 TWh/a). Rechts: Einfluss der Speichergröße und festgelegten Einspeisegrenze auf die durch Abregelung verursachten mittleren Ertragsverluste im Bezug zum theoretischen PV-Jahresertrag [1] (Annahmen Bild 2 rechts: kein Direktverbrauch der PV-Energie durch die Last sowie vollständige Batterieentladung in der Nacht).

Unter Berücksichtigung der Anfang 2014 installierten PV-Leistung von 36 GWp kann ein Solarstromanteil im Jahresmittel in Deutschland von rund 6% erzielt werden. Die derzeit installierte Speicherkapazität liegt in der Größenordnung von 50 GWh, die überwiegend durch Pumpspeicherkraftwerke bereitgestellt wird. Wird zukünftig der Speicherausbau vernachlässigt und bleibt der Bruttostromverbrauch weitgehend konstant, könnte der Solarstromanteil langfristig auch mit steigender installierter PV-Nennleistung nur noch eingeschränkt erhöht werden. Dies ist auf die begrenzte Gleichzeitigkeit der Solarstromerzeugung und des Stromverbrauchs zurückzuführen. Um in Deutschland perspektivisch die Hälfte des Strombedarfs durch Solarstrom zu versorgen, müsste bei einer installierten PV-Leistung von 400 GWp eine nutzbare Speicherkapazität von 400 GWh installiert werden. Trotz der Speicher würde sich in einem solchen Szenario nicht der gesamte erzeugte Solarstrom zeitgleich nutzen lassen. Hinzu kommt, dass die maximale Einspeiseleistung deutlich reduziert werden müsste, um die Netzeinspeisung aller PV-Systeme zu ermöglichen.

Ein Lösungsansatz zur Begrenzung der Einspeiseleistung besteht darin, die PV-Energie oberhalb einer definierten Einspeisegrenze zur Ladung des Batteriespeichers zu nutzen. Die Einspeisegrenze entspricht dabei dem Verhältnis von maximaler Einspeiseleistung zur installierten Nennleistung des PV-Generators. Sollte der Batteriespeicher vollständig geladen sein, bevor die zur Batterieladung zur Verfügung stehende PV-Leistung die maximale Einspeiseleistung unterschreitet, ist die Abregelung von PV-Leistung zur Einhaltung der Einspeisegrenze erforderlich. Bild 2 (rechts) zeigt den Zusammenhang zwischen der Höhe der durch die Einspeisebegrenzung versursachten jahresmittleren Abregelungsverluste und der Größe der zur Verfügung stehenden Speicherkapazität auf [1]. Die Abregelungsverluste entsprechen dabei dem Verhältnis aus abgeregelter PV-Energie zur gesamten theoretisch erzeugten PV-Energie. Um die durch Abregelung verursachten Ertragsverluste für PV-Systeme im Haushaltsbereich unabhängig von der Haushaltslast zu bestimmen, wurde angenommen, dass die erzeugte PV-Leistung tagsüber nicht zeitgleich durch die Last genutzt und der Batteriespeicher in der Nacht vollständig entladen werden kann. Es zeigt sich, dass durch die Reduzierung der maximalen Einspeiseleistung die Energieerträge oberhalb der Einspeisegrenze und somit die daraus resultierenden Abregelungsverluste ansteigen. Die Begrenzung der Einspeisung eines PV-Systems

ohne Speicher auf 0,5 kW/kWp hätte die Abregelung von etwa 14% des PV-Jahresertrags zur Folge (Bild 2 rechts). Ein zusätzlicher Batteriespeicher mit einer Speicherkapazität von 1 kWh/kWp kann die Verluste von 14% auf 1% reduzieren. Mit der gleichen Speichergröße könnte die Einspeiseleistung auf 0,4 kW/kWp begrenzt werden, wenn Abregelungsverluste in Höhe von 6% akzeptiert werden. In Anbetracht der zu installierenden PV-Leistung kann es zukünftig sinnvoll sein, einen vertretbaren Anteil der PV-Energie abzuregeln, um die maximale Einspeiseleistung so gering wie möglich anzusetzen. Dies ist eine Voraussetzung, um auch zukünftig netzeinspeisende PV-Systeme installieren zu können.

3 Betriebsstrategien für PV-Speichersysteme

Grundsätzlich lassen sich PV-Speichersysteme mit unterschiedlichen Zielsetzungen betreiben, die durch verschiedene Betriebsstrategien realisiert werden können (Bild 3). Die konventionelle Betriebsstrategie von PV-Speichersystemen in Privathaushalten verfolgt vorrangig das Ziel, überschüssige PV-Energie zu speichern, um dadurch den Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad zu steigern. Die Maximierung des Autarkiegrads zielt dabei auf die Minimierung des Strombezugs aus dem Netz ab. Dies wird dadurch realisiert, indem der Batteriespeicher frühzeitig mit überschüssiger PV-Leistung geladen wird. In Folge dessen wird an klaren Tagen der maximale Ladezustand des Batteriespeichers im Laufe des Vormittags erreicht. Je nach Batterietechnologie und Ladeverfahren kann der Übergang zwischen der Batterieladung und Netzeinspeisung abrupt oder kontinuierlich erfolgen. Im Anschluss werden die gesamten PV-Überschüsse in das Netz eingespeist, wodurch Netzeinspeisespitzen zur Mittagszeit nicht vermieden werden können. Dadurch lässt sich mit ausschließlich eigenverbrauchsoptimierten PV-Speichersystemen keine Reduzierung der Netzbelastung erzielen.

Um sowohl einen eigenverbrauchs- als auch netzoptimierten Betrieb von PV-Speichersystemen zu realisieren, kann die eingespeiste Wirkleistung am Netzanschlusspunkt auf einen festgelegten Wert begrenzt werden. Eine entscheidende Voraussetzung für die Inanspruchnahme des Förderprogramms für PV-Batteriespeicher der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) ist derzeit die Begrenzung der Einspeiseleistung auf 60 % der installierten PV-Leistung (0,6 kW/kWp) [2]. Es existieren unterschiedliche Ansätze, um diese Fördervoraussetzung in der Praxis umzusetzen.

Eine Option besteht darin, dies durch Abregeln von PV-Leistung zu erzielen (Bild 3). Hierzu kann durch Änderung der Wechselrichterspannung die Leistungsabgabe des PV-Systems reduziert werden. Die Abregelung führt allerdings dazu, dass weniger PV-Energie erzeugt wird. Um die Abregelungsverluste zu reduzieren, ist es sinnvoll, die Ladung des Batteriespeichers in Zeiten hoher PV-Leistungsabgabe zu verschieben. Dies setzt die Kenntnis über den zukünftigen Verlauf der PV-Leistung und Last voraus, damit der Speicher möglichst mit Energie oberhalb der Einspeisegrenze geladen wird. Durch diese prognosebasierte Batterieladestrategie lässt sich die Abregelung reduzieren.

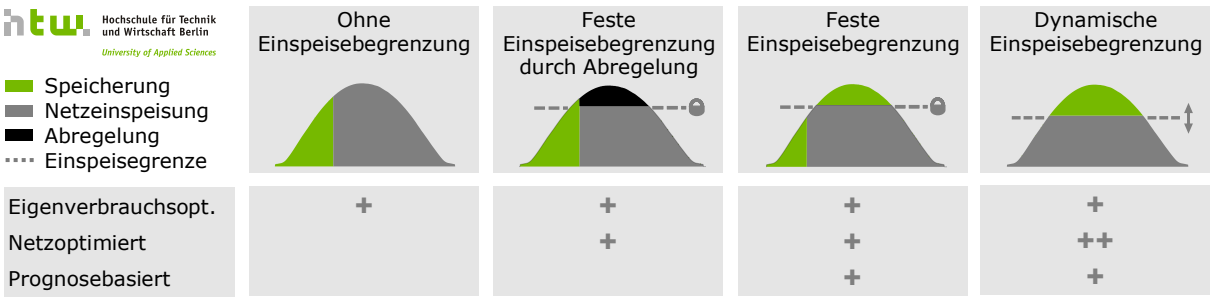

Bild 3 Schematische Darstellung und Charakteristik verschiedener Betriebsstrategien für PV-Speichersysteme

Auf Grundlage von PV-Leistungs- und Lastprognosen wird bestimmt, wie groß die vorzuhaltende Speicherkapazität an dem jeweiligen Tag sein muss, um die Einspeiseleistung auf den festgelegten Wert zu begrenzen. Die verbleibende Speicherkapazität des Batteriespeichers wird bereits frühzeitig am Vormittag geladen. Auch durch diese einspeisebegrenzende Betriebsstrategie kann die Fördervoraussetzung des KfW-Programms erzielt werden.
Das größte Potenzial zur Reduzierung der Netzeinspeiseleistung ergibt sich jedoch erst durch die dynamische Begrenzung der Einspeiseleistung. Hierzu wird die Einspeisegrenze täglich angepasst, sodass sowohl der Batteriespeicher vollständig geladen als auch die Netzeinspeiseleistung minimiert wird. Dadurch kann die gesamte verfügbare Speicherkapazität zur Einspeisebegrenzung genutzt werden. Auch hierzu sind Prognosen der Haushaltslast und PV-Leistungsabgabe erforderlich.
Darüber hinaus besteht die Möglichkeit die Netzeinspeisung im Tagesverlauf antizyklisch zur Höhe der erzeugten PV-Leistung zu begrenzen [3]. Dadurch kann das Einspeiseprofil bereits bestehender PV-Systeme im Netz durch PV-Speichersysteme ausgeglichen und die kumulierte Einspeiseleistung aller Systeme minimiert werden.

4 Simulation und Optimierung von PV-Speichersystemen

Im Folgenden wird die Umsetzung der prognosebasierten Betriebsstrategien erläutert und das Betriebsverhalten von PV-Speichersystemen mit prognosebasierten Betriebsstrategien durch Simulationsrechnungen untersucht. Zunächst soll auf die verwendeten Eingangsdaten und Simulationsmodelle eingegangen werden.

4.1 Eingangsdaten

Um den Einfluss realer Prognosen auf den Betrieb von PV-Speichersystemen mit prognosebasierten Betriebsstrategien zu untersuchen, wurde auf eine korrelierende Zeitreihe von PV-Leistungsprognosen des Anbieters enercast GmbH und Leistungsmesswerten eines PV-Systems für das Jahr 2012 zurückgegriffen. Das PV-System befindet sich in der näheren Umgebung von München. Es ist von Süden abweichend um 35° nach Osten ausgerichtet und hat einen Neigungswinkel von 30°. Die Messwerte der PV-Leistung sind als Minutenmittelwerte verfügbar und die maximale Leistungsabgabe wurde auf 1 kW/kWp begrenzt. Der spezifische Jahresertrag des PV-Systems beträgt 1150 kWh/kWp. Sowohl die Prognosen als auch die Messdaten der PV-Leistung wurden auf eine PV-Generatornennleistung von 5 kWp skaliert. Die PV-Leistungsprognosen wurden viertelstündlich aktualisiert und haben einen Zeithorizont von 15 h. Die zeitliche Auflösung der Leistungsprognosen beträgt 15 min.
Als Datengrundlage für den Stromverbrauch dienen Messwerte der Last eines Einfamilienhaushalts [4]. Das Lastprofil liegt über ein Jahr in einer zeitlichen Auflösung von 1 min vor. Der Strombedarf des Haushalts beläuft sich auf 5,3 MWh/a. Um eine möglichst präzise Lastprognose erstellen zu können, sollte das individuelle Lastverhalten eines Haushalts berücksichtigt werden. Dies kann dadurch erreicht werden, indem auf Grundlage der Analyse historischer Messdaten der zukünftige Verlauf der Last prognostiziert wird. Im Rahmen dieser Untersuchung soll ein einfacher Ansatz für die Lastprognosen gewählt werden. Es wird angenommen, dass die Lastprognose für den Folgetag den 15-minütigen Mittelwerten der Last der letzten drei gleichen Wochentage entspricht. Dadurch können wochentagsbedingte Schwankungen des Strombedarfs in den Prognosen berücksichtigt werden.

4.2 Simulations- und Optimierungsmodell

Der Ablauf der Optimierung und Simulation ist in Bild 4 schematisch dargestellt. Zunächst wird auf Grundlage des aktuellen Batterieladezustands die Optimierung unter Einbeziehung der PV-Leistungs- und Lastprognosen durchgeführt. Die Batterieladeoptimierung lässt sich mathematisch durch einen linearen Optimierungsalgorithmus beschreiben und durch numerische Verfahren lösen. Das Ziel der Optimierung besteht darin, in jedem Zeitschritt des Optimierungszeitraums die optimale Batterieladeleistung zu ermitteln, um den Autarkiegrad zu maximieren und somit den Netzstrombezug zu minimieren. Dabei gilt es, definierte Nebenbedingungen einzuhalten, die den physikalischen und technischen Restriktionen des PV-Speichersystems entsprechen. Der Optimierungszeitraum wird entweder durch den Zeithorizont der PV-Leistungs- oder Lastprognose begrenzt.
Da die Prognose- und Messwerte der Last und PV-Leistungsabgabe nur selten exakt übereinstimmen, ist eine unmittelbare Anpassung der ermittelten optimalen Batterieladeleistung $P_{BL,OPT}$ durch eine Regelung erforderlich [5,6,7]. In einem zweiten Schritt wird daher die korrigierte Batterieladeleistung P_{BL} aus den Prognosewerten der PV-Leistung $P_{PV,PROG}$ und Last $P_{L,PROG}$ sowie den momentanen Messwerten der PV-Leistung P_{PV} und Last P_L ermittelt:

$$P_{BL} = P_{BL,OPT} + (P_{PV} - P_{PV,PROG}) - (P_L - P_{L,PROG}) \quad (1)$$

Durch die Korrektur der optimalen Batterieladeleistung können kurzzeitige Prognoseungenauigkeiten bis zum nächsten Optimierungszeitpunkt ausgeglichen werden. Die korrigierte Batterieladeleistung ist Grundlage für die Systemsimulation, die unter Berücksichtigung der realen Messwerte der Last und PV-Leistung durchgeführt wird. Sobald aktualisierte Prognosen vorliegen oder der aktuelle Ladezustand an die Optimierung übergeben wird, kann diese erneut durchgeführt werden. Dadurch wird die optimale Batterieladeleistung im Tagesverlauf fortlaufend an die aktualisierten Prognosen angepasst.

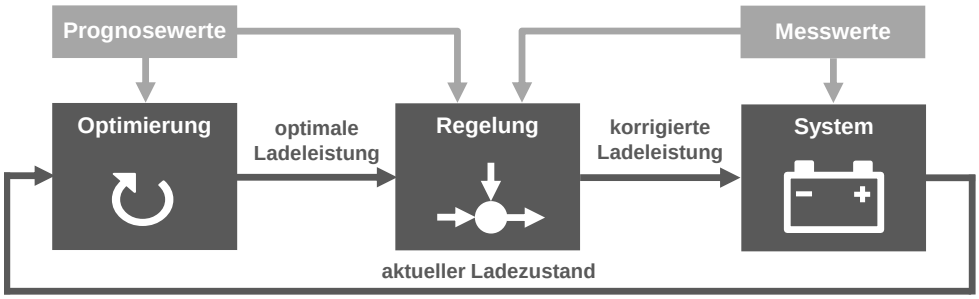

Bild 4 Eingangs- und Ausgangsgrößen der Optimierung, Regelung und Systemsimulation sowie Einbindung der Mess- und Prognosewerte der PV-Leistung und Last

Bestandteil der Optimierung und Systemsimulation ist ein vereinfachtes Modell eines Lithium-Ionen-Speichers, dessen Effizienz durch einen mittleren Energiewirkungsgrad von 95% abgebildet wird [1]. Der Ladezustandsbereich des Batteriespeichers ist auf minimal 20% und maximal 80% der installierten Nennkapazität beschränkt. Um die Abnahme der Kapazität durch die zyklische und kalendarische Alterung des Batteriespeichers über der Nutzungsdauer zu berücksichtigen, wird für die Simulationsrechnungen angenommen, dass im Mittel während der Lebensdauer 90% der nutzbaren Speicherkapazität tatsächlich verfügbar sind. Das Verhältnis von der entladenen zur beladenen Energiemenge des AC-gekoppelten Batteriespeichersystems entspricht 84%. Der Wirkungsgrad des Batteriewechselrichters wird dabei mit 94% berücksichtigt, ohne das Teillastverhalten des Wechselrichters abzubilden. Für die Simulationsrechnungen wird eine Nennleistung des Batteriewechselrichters von 5 kW sowie eine nutzbare Speicherkapazität des Batteriespeichers von 5 kWh angenommen.

5 Simulationsuntersuchungen zu prognosebasierten Betriebsstrategien

Im Folgenden soll der Einfluss verschiedener prognosebasierter Betriebsstrategien für PV-Speichersysteme auf die Netzeinspeisung durch Simulationsrechnungen analysiert werden. Da das Betriebsverhalten von PV-Speichersystemen mit prognosebasierten Betriebsstrategien entscheidend von den Prognosedaten beeinflusst wird, soll nachfolgend die Bedeutung der Genauigkeit der PV-Leistungs- und Lastprognosen aufgezeigt werden.

5.1 Simulation mit idealen PV-Leistungs- und Lastprognosen

Zunächst soll das Betriebsverhalten von PV-Speichersystemen unter der Annahme untersucht werden, dass sowohl für die Last als auch für die PV-Leistungsabgabe die Prognose- und Messwerte exakt übereinstimmen. Anhand dieser idealen PV-Leistungs- und Lastprognosen lässt sich das Potenzial prognosebasierter Betriebsstrategien aufzeigen. In den Simulationsrechnungen wird daher berücksichtigt, dass sowohl die Zeitschrittweite der Optimierung als auch die Simulationszeitschrittweite 1 min beträgt. Die Optimierung wird einmal täglich für die nächsten 24 h durchgeführt, da keine Prognoseaktualisierung innerhalb eines Tages erforderlich ist. Bild 5 stellt den Verlauf der Energieflüsse und des Ladezustands an einem klaren Tag für die beiden prognosebasierten Betriebsstrategien dar. Neben der PV-Leistung ist auch die resultierende Differenzleistung zwischen der PV-Leistung und Last zu sehen. Übersteigt die Last die PV-Leistung, nimmt die Differenzleistung einen negativen Wert an. Das Defizit lässt sich entweder durch die Entladung des Batteriespeichers oder durch den Strombezug aus dem Netz decken. Ist die Differenz zwischen der PV-Leistung und Haushaltslast positiv, entspricht diese der überschüssigen PV-Leistung, die zur Ladung des Batteriespeichers zur Verfügung steht. Je nach Betriebsstrategie kann die Batterieladung zu unterschiedlichen Zeiten und in unterschiedlicher Höhe erfolgen. Die Batterieladeleistung wird somit von der Betriebsstrategie vorgegeben und wird entweder durch die Höhe der PV-Überschussleistung oder durch die maximale Batterieladeleistung begrenzt. Aus der PV-Leistung, Last und Batterieladeleistung resultiert die Netzeinspeiseleistung. Soll die Einspeiseleistung auf einen festgelegten Wert begrenzt werden, lässt sich dies durch Änderung der Batterieladeleistung oder durch Abregelung der PV-Leistung erzielen.

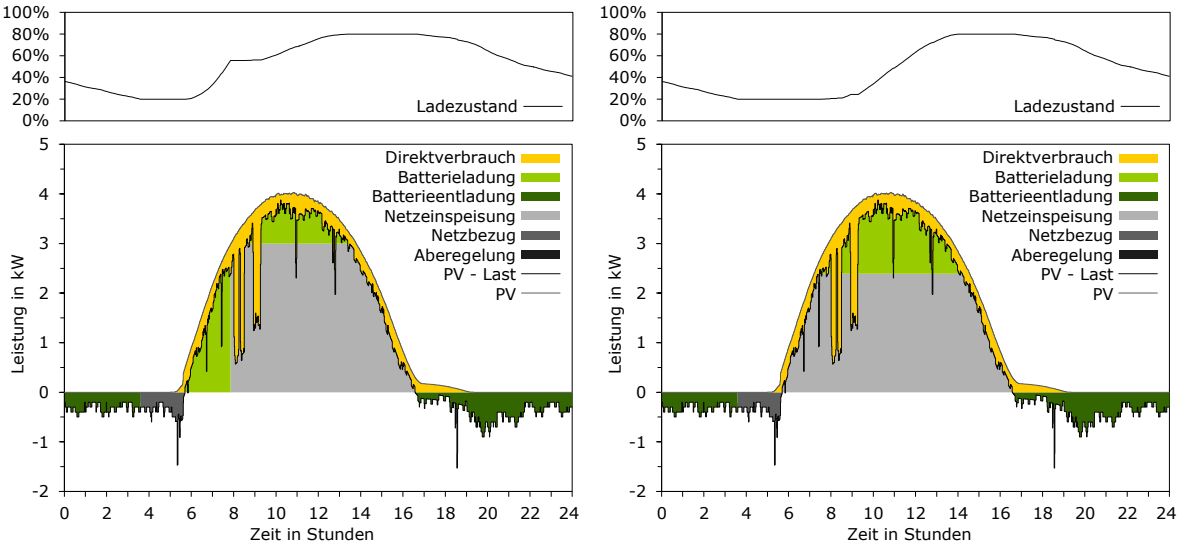

Bild 5 Tagesverlauf der Energieflüsse eines PV-Speichersystems mit fester Einspeisebegrenzung (links) und dynamischer Einspeisebegrenzung (rechts) unter Berücksichtigung idealer Prognosen (PV-Leistung 5 kWp, nutzbare Speicherkapazität 5 kWh, Strombedarf 5,3 MWh/a, maximale Einspeisegrenze 0,6 kW/kWp)

Der Optimierungsalgorithmus der Betriebsstrategie der festen Einspeisebegrenzung ermittelt auf Grundlage der Prognosen im Voraus, wie hoch die Batterieladeleistung in jedem Zeitschritt sein muss, damit die definierte Einspeisegrenze von 0,6 kW/kWp eingehalten wird. Daraus lässt sich die zur Einspeisebegrenzung vorzuhaltende Speicherkapazität ermitteln. Die verbleibende Speicherkapazität wird bereits am Morgen mit der PV-Überschussleistung geladen, wie Bild 5 (links) verdeutlicht.

Im Vergleich zur festen Einspeisebegrenzung nutzt die Betriebsstrategie der dynamischen Einspeisebegrenzung an dem betrachteten Tag die gesamte Speicherkapazität, um die Einspeiseleistung zu minimieren. Voraussetzung hierfür ist die vollständige Entladung des Batteriespeichers in der Nacht. Die Energiemenge oberhalb der durch die Optimierung ermittelten Einspeisegrenze ermöglicht die vollständige Ladung des Batteriespeichers. Im Vergleich zur festen Einspeisebegrenzung auf 0,6 kW/kWp (3 kW) kann an dem Beispieltag durch die dynamische Einspeisebegrenzung die Netzeinspeisung auf 0,5 kW/kWp (2,5 kW) reduziert werden, wie Bild 5 (rechts) deutlich macht. Dadurch lässt sich eine höhere Reduktion der Einspeisespitze erzielen. Dies wird auch aus Bild 6 (links) ersichtlich, das für die jeweilige Betriebsstrategie die Netzeinspeiseleistung über das gesamte Jahr der Höhe nach sortiert als Jahresdauerlinie darstellt. Die maximale Einspeiseleistung eines PV-Systems wird in der Regel durch die maximale Wechselrichterleistung begrenzt, die mit 1 kW/kWp berücksichtigt wurde. Aufgrund der zeitgleichen Nutzung der PV-Leistung durch die Haushaltslast kann die eingespeiste Leistung über das gesamte Jahr reduziert werden. Das Reduktionspotenzial ist dabei entscheidend von der Größe des PV-Systems und dem Lastprofil abhängig.

Wird ein PV-Speichersystem ausschließlich eigenverbrauchsoptimiert ohne Einhaltung einer Einspeisegrenze betrieben, lassen sich durch diese Betriebsstrategie Einspeisespitzen in das Netz nur unwesentlich reduzieren, wie Bild 6 (links) aufzeigt. Lediglich die Dauer der Netzeinspeisung bei geringer Leistungsabgabe wird im Vergleich zu einem PV-System mit Eigenverbrauch deutlich reduziert.

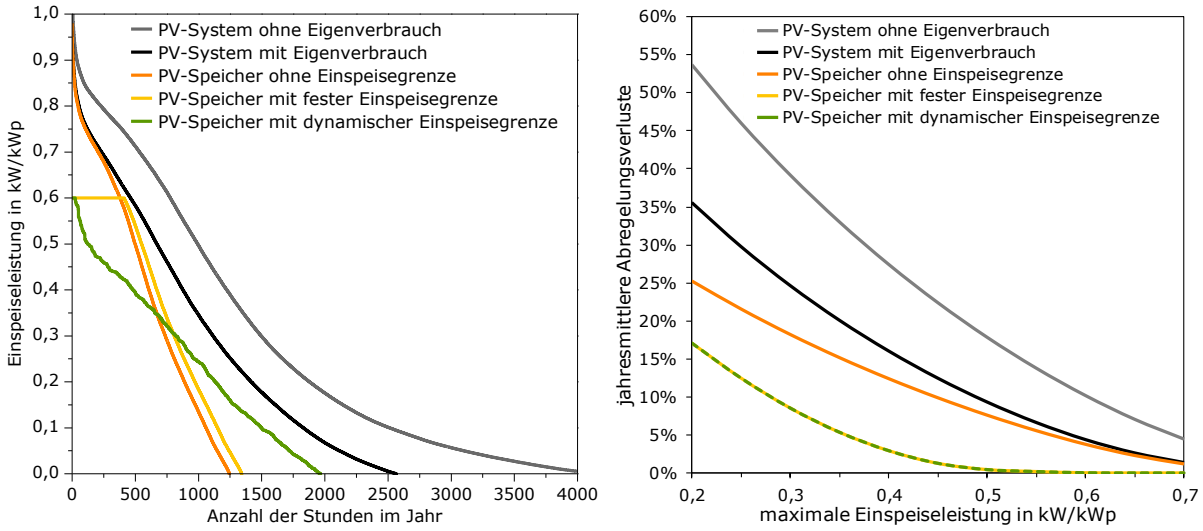

Bild 6 Links: Jahresdauerlinien der Einspeiseleistung normiert auf die installierte Leistung des PV-Generators für verschiedene Betriebsstrategien unter Berücksichtigung idealer Prognosen (PV-Leistung 5 kWp, nutzbare Speicherkapazität 5 kWh, Strombedarf 5,3 MWh/a, maximale Einspeisegrenze 0,6 kW/kWp). Rechts: Jährliche Abregelungsverluste in Abhängigkeit der maximalen Einspeiseleistung für verschiedene Betriebsstrategien unter Berücksichtigung idealer Prognosen. (PV-Leistung 5 kWp, nutzbare Speicherkapazität 5 kWh, Strombedarf 5,3 MWh/a)

Mit beiden prognosebasierten Betriebsstrategien kann eine deutliche Reduktion der maximalen Einspeiseleistung erzielt werden. Allerdings hat die dynamische Einspeisebegrenzung gegenüber der festen Einspeisebegrenzung den Vorteil, dass an jedem Tag die Einspeiseleistung minimiert wird. Dies wird auch in der Jahresdauerlinie der Netzeinspeiseleistung in Bild 6 (links) ersichtlich, da nur an wenigen Stunden im Jahr die eingespeiste Leistung des betrachteten Systems den Wert von 0,5 kW/kWp überschreitet. Die feste Einspeisebegrenzung ermöglicht lediglich die Reduktion der Netzeinspeiseleistung auf die festgelegte Einspeisegrenze von 0,6 kW/kWp. Dies verdeutlicht, dass die dynamische Einspeisebegrenzung ein deutlich höheres Potenzial zur Reduktion von PV-Einspeisespitzen als die feste Einspeisebegrenzung aufweist.

Neben der Netzeinspeiseleistung ist auch die Höhe der durch die Einspeisebegrenzung resultierenden Abregelungsverluste ein weiteres Kriterium zur Bewertung von Betriebsstrategien. Bild 6 (rechts) stellt die Abregelungsverluste als Funktion der maximalen Einspeiseleistung für verschiedene Betriebsstrategien dar. Bei der Begrenzung der Einspeiseleistung auf 0,6 kW/kWp ergeben sich die höchsten Abregelungsverluste in Höhe von 10% für ein PV-System ohne Eigenverbrauch. Wird zusätzlich der Direktverbrauch der PV-Leistung durch die Last berücksichtigt, lässt sich in dem betrachteten Beispiel die Abregelung auf 4% des Jahresertrags reduzieren. Zu beachten ist dabei, dass die Höhe der Abregelungsverluste von zahlreichen Einflussfaktoren abhängig ist. Unter anderem bestimmen die Orientierung des PV-Generators sowie das Lastprofil die Abregelungsverluste maßgeblich.

Mit einem Batteriespeicher, der nicht zur Begrenzung der Einspeiseleistung, sondern nur zur Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils und Autarkiegrads eingesetzt wird, lassen sich die durch Abregelung verursachten Ertragsverluste bei Begrenzung auf 0,6 kW/kWp nur unwesentlich reduzieren (Bild 6 rechts). Die Höhe der Abregelungsverluste ist bei dieser Betriebsstrategie und Größenordnung des PV-Systems sowie einer Einspeisegrenze von 0,6 kW/kWp nahezu unabhängig von der Größe des Batteriespeichers [8]. Wird der Batteriespeicher allerdings durch prognosebasierte Betriebsstrategien auch zur Einspeisebegrenzung eingesetzt, kann die Abregelung fast vollständig vermieden werden. Da den Berechnungen ideale Prognosen zugrunde liegen, ergibt sich in der Höhe der Abregelungsverluste zwischen der festen und dynamischen Einspeisebegrenzung kein Unterschied. Wird bei einem rein eigenverbrauchsoptimierten Betrieb von einem PV-Speichersystem die Einspeisebegrenzung ausschließlich durch die Abregelung der PV-Leistung erzielt, steigen die Abregelungsverluste im Vergleich zu den Verlusten von prognosebasierten Betriebsstrategien bei einer Verringerung der maximalen Einspeiseleistung deutlich an. Die Begrenzung der Netzeinspeisung auf maximal 0,4 kW/kWp hat bei einem ausschließlich eigenverbrauchsoptimierten Speichereinsatz Abregelungsverluste in Höhe von 12% zur Folge. Bei einer festen oder dynamischen Einspeisebegrenzung würden lediglich Abregelungsverluste in Höhe von 3% anfallen.

Somit wird deutlich, dass sich durch die prognosebasierten Betriebsstrategien nicht nur die Netzeinspeiseleistung, sondern auch die durch die Einhaltung der Einspeisegrenze verursachten Abregelungsverluste minimieren lassen. Hinzu kommt, dass mit beiden prognosebasierten Betriebsstrategien unter der Annahme von idealen Prognosen für die betrachtete Systemkonfiguration ein Eigenverbrauchsanteil von 56% und ein Autarkiegrad von 57% im Jahresmittel erzielt werden kann. Diese Werte lassen sich auch bei einem ausschließlich eigenverbrauchsoptimierten Einsatz des Batteriespeichers ohne Einspeisebegrenzung realisieren. Aus energetischer Sicht ergeben sich für den Anlagenbetreiber folglich keine Nachteile bei der Anwendung prognosebasierter Betriebsstrategien unter der Annahme idealer Prognosen.

5.2 Simulation mit realen PV-Leistungs- und Lastprognosen

Zuvor wurde angenommen, dass die Prognose- und Messwerte in jedem Zeitschritt übereinstimmen. Aufgrund der Variabilität der PV-Leistungsabgabe und Last lassen sich beide Größen nicht immer exakt prognostizieren. Dadurch kommt es zu Unterschieden zwischen den prognostizierten und tatsächlichen Verläufen der PV-Leistung und Last. Folglich wird durch die Prognosen die zur Batterieladung nutzbare überschüssige PV-Energie entweder über- oder unterschätzt. Unterschätzen die Prognosen die überschüssige PV-Leistung, wurde die Last zu hoch oder die PV-Leistung zu gering prognostiziert. Kommt es zur Überschätzung der überschüssigen PV-Leistung, wurde eine zu geringe Last oder zu hohe PV-Leistung erwartet. Darüber hinaus können sich die Prognosefehler überlagern oder kompensieren. In Bild 7 ist das simulierte Betriebsverhalten eines PV-Speichersystems mit prognosebasierten Betriebsstrategien an einem Tag zu sehen, an dem die überschüssige PV-Energie durch die Prognosen unterschätzt wurde.

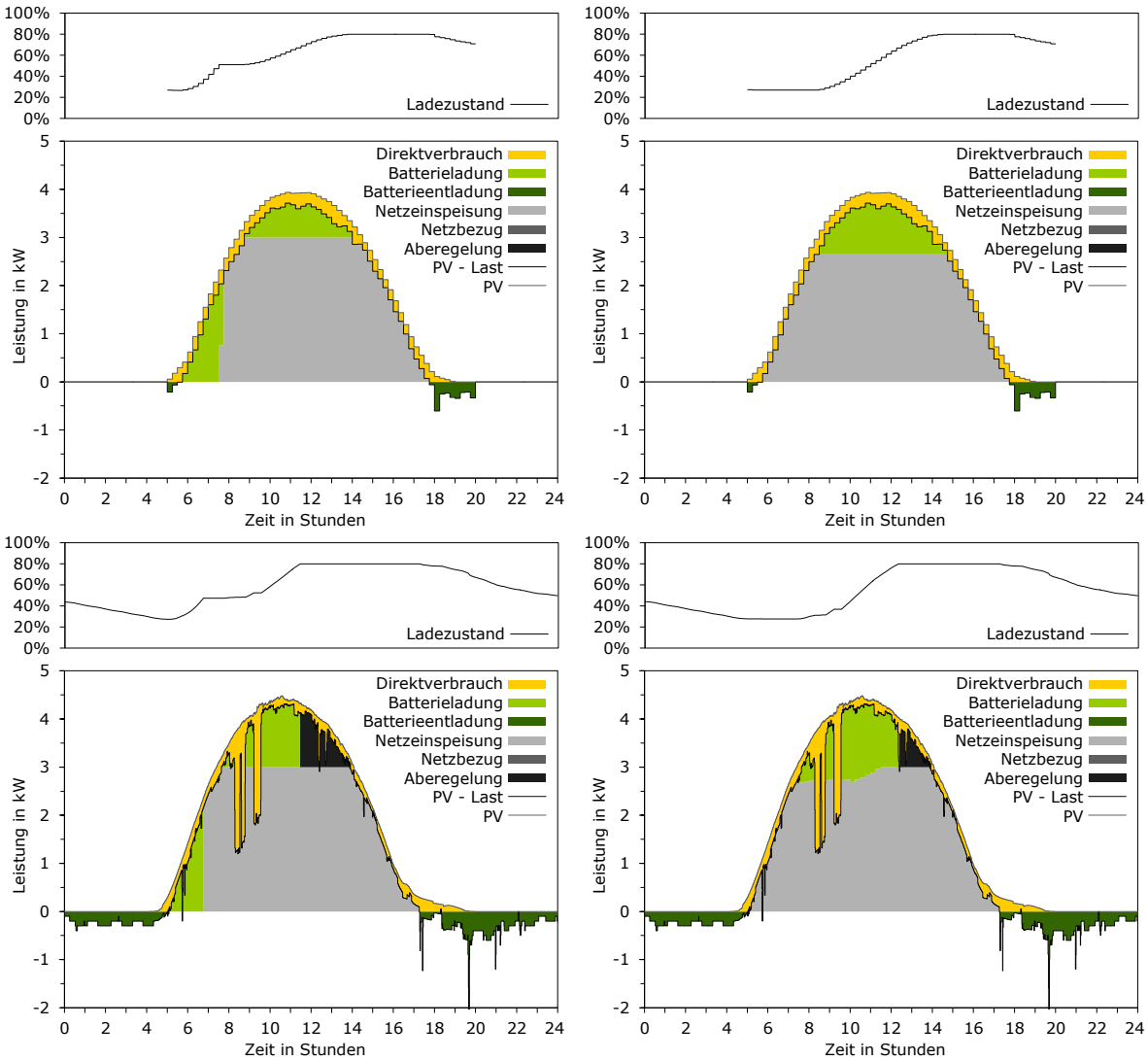

Bild 7 Tagesverlauf der tatsächlichen (unten) und um 5:00 Uhr prognostizierten Energieflüsse (oben) eines PV-Speichersystems mit fester Einspeisebegrenzung (links) und dynamischer Einspeisebegrenzung (rechts) unter Berücksichtigung realer Prognosen (PV-Leistung 5 kWp, nutzbare Speicherkapazität 5 kWh, Strombedarf 5,3 MWh/a, maximale Einspeisegrenze 0,6 kW/kWp)

Bild 7 (oben) zeigt in einer zeitlichen Auflösung von 15 min die Prognosen sowie die durch den Optimierungsalgorithmus ermittelten Energieflüsse für die feste Einspeisebegrenzung (links) und dynamische Einspeisebegrenzung (rechts). Dargestellt sind die Ergebnisse der Optimierung um 5:00 Uhr kurz vor Sonnenaufgang. Da die PV-Leistungsprognosen über einen Zeithorizont von 15 h vorliegen, ist auch die Optimierung auf diesen Zeitraum begrenzt. Die Optimierung erfolgt dabei ausgehend von dem zu Beginn des Optimierungszeitraums gegenwärtigen Batterieladezustands, der auch aus dem tatsächlichen Verlauf des Ladezustands in Bild 7 (unten) um 5:00 Uhr hervorgeht.

Zur Umsetzung der festen Einspeisebegrenzung wird durch die Optimierung basierend auf den Prognosen die Größe der vorzuhaltenden Speicherkapazität ermittelt, die zur Einspeisebegrenzung am Mittag erforderlich ist. Gemäß den Prognosen muss an dem betrachteten Tag nur ein Teil der Speicherkapazität zur Einspeisebegrenzung zurückgehalten werden (Bild 7 links oben). Daher wird der durch die Batterieladeoptimierung berechnete verbleibende Anteil der Speicherkapazität bereits am Vormittag geladen. Der tatsächliche Verlauf der Energieflüsse in Bild 7 (links unten) zeigt jedoch auf, dass an dem betrachteten Tag die überschüssige PV-Energie durch die Prognosen unterschätzt wurde. Demzufolge wurde auch eine zu geringe zur Einspeisebegrenzung erforderliche Speicherkapazität ermittelt. Da der Batteriespeicher gemäß Vorgabe durch die Optimierung bereits am Vormittag geladen wurde, ist die verbleibende Speicherkapazität zur Einspeisebegrenzung somit nicht ausreichend. Daher ist der Batteriespeicher vollständig geladen, bevor die Überschussleistung den zulässigen Maximalwert der Einspeiseleistung unterschreitet. Zur Einhaltung der Einspeisegrenze von 0,6 kW/kWp (3 kW) muss somit überschüssige PV-Leistung abgeregelt werden.

Im Vergleich zur festen Einspeisebegrenzung fällt bei der dynamischen Einspeisebegrenzung an dem Tag die abgeregelte PV-Energie deutlich geringer aus, wie in Bild 7 (rechts unten) zu sehen ist. Der Grund hierfür ist, dass bei dieser Betriebsstrategie mit der Batterieladung zu einem späteren Zeitpunkt begonnen und die Überschussleistung am Vormittag nur zu einem Teil zur Ladung des Batteriespeichers genutzt wird. Gegenüber der festen Einspeisebegrenzung ist dadurch ein größerer Anteil der Speicherkapazität verfügbar, um die Einspeisegrenze einzuhalten. Es zeigt sich auch, dass im Tagesverlauf die dynamische Einspeisegrenze angehoben wird. Dies ist darauf zurückzuführen, dass unter Berücksichtigung aktualisierter PV-Leistungsprognosen sowie des tatsächlichen Batterieladezustands die Optimierungsrechnungen viertelstündlich wiederholt werden. Dadurch erfolgt im Tagesverlauf eine Anpassung der optimalen Batterieladeleistung und Einspeisegrenze.

Fallen die Prognosewerte der überschüssigen PV-Energie im Vergleich zu den Messwerten höher aus, hat dies andere Auswirkungen auf das Betriebsverhalten zur Folge. In Bild 8 ist diese Situation für beide Betriebsstrategien zu sehen. An dem dargestellten Tag sind die Prognoseabweichungen im Wesentlichen darauf zurückzuführen, dass die prognostizierte PV-Leistung deutlich größer als die gemessene PV-Leistung ist. Für die dynamische Einspeisebegrenzung wird an diesem Tag auf Grundlage der Prognosen um 5:00 Uhr eine Einspeisegrenze von 0,2 kW/kWp (1 kW) ermittelt (Bild 8 rechts oben). Da bis 12:00 Uhr die überschüssige PV-Leistung diesen Wert nicht erreicht, wird der Batteriespeicher erst im Anschluss unter Berücksichtigung aktualisierter Optimierungsergebnisse geladen (Bild 8 rechts unten). Nachfolgend ist die überschüssige PV-Energie allerdings nicht ausreichend, um den Batteriespeicher vollständig zu laden. Dadurch erreicht der Ladezustand des Batteriespeichers nicht den Maximalwert. Da bei der festen Einspeisebegrenzung die Batterieladung bereits am Vormittag erfolgt, kann mit dieser Betriebsstrategie der maximale Ladezustand an dem Tag trotz Prognoseungenauigkeiten erreicht werden (Bild 8 links unten).

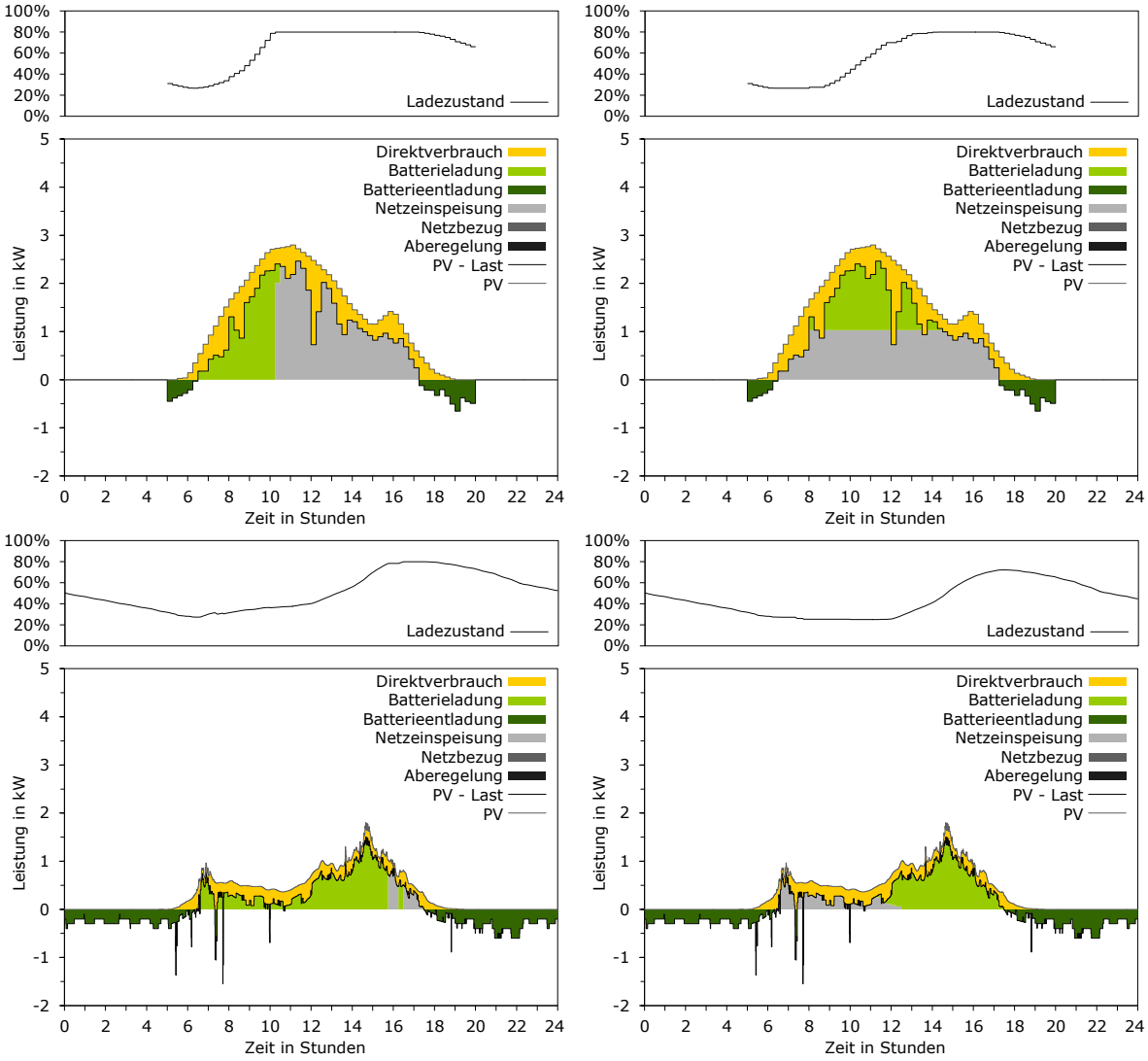

Bild 8 Tagesverlauf der tatsächlichen (unten) und um 5:00 Uhr prognostizierten Energieflüsse (oben) eines PV-Speichersystems mit fester Einspeisebegrenzung (links) und dynamischer Einspeisebegrenzung (rechts) unter Berücksichtigung realer Prognosen (PV-Leistung 5 kWp, nutzbare Speicherkapazität 5 kWh, Strombedarf 5,3 MWh/a, maximale Einspeisegrenze 0,6 kW/kWp)

Die Simulationsergebnisse verdeutlichen, dass die Betriebsstrategie die Ladung des Batteriespeichers entscheidend beeinflusst. Daher wird auch die Verweilzeit des Batteriespeichers bei unterschiedlichen Ladezuständen von der Betriebsstrategie bestimmt, wie Bild 9 (links) aufzeigt. Weitgehend unabhängig von der Betriebsstrategie ist der Ladezustand des betrachteten PV-Speichersystems an etwa 5000 h im Jahr größer als der minimale Ladezustand von 20%. Im Gegensatz dazu ist die Verweilzeit im maximalen Ladezustand entscheidend von der Betriebsstrategie abhängig. Wird ein PV-Speichersystem ohne Einspeisegrenze ausschließlich zur Erhöhung des Autarkiegrads betrieben, so ist der Batteriespeicher der betrachteten Systemkonfiguration an über 1250 h vollständig geladen. Der Grund hierfür ist die frühzeitige Batterieladung und die damit verbundene längere Verweilzeit bei maximalem Ladezustand. Im Vergleich zur Betriebsstrategie ohne Einspeisegrenze kann die prognosebasierte Betriebsstrategie mit fester Einspeisebegrenzung die Verweilzeit im vollgeladenen Zustand auf 850 h reduzieren. Allerdings unterscheiden sich die Jahresdauerlinien beider Betriebsstrategien unterhalb des Ladezustands von 70% nur unwesentlich. Wird ein PV-Speichersystem mit dynamischer Einspeisebegrenzung betrieben, so kann die Zeit im vollgeladenen Zustand des

Batteriespeichers gegenüber der eigenverbrauchsoptimierten Betriebsweise ohne Einspeisegrenze um die Hälfte auf 630 h verringert werden. Durch die verzögerte Ladung kann daher die Verweilzeit bei hohen Ladezuständen reduziert und die kalendarische Lebensdauer vieler Lithium-Batteriespeichertechnologien erhöht werden [9].

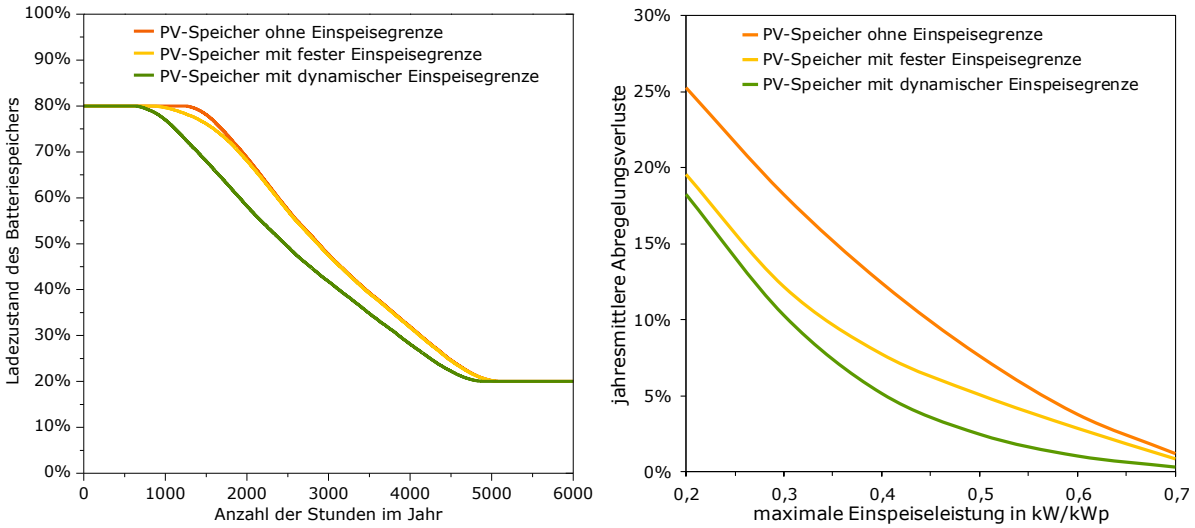

Bild 9 Links: Jahresdauerlinien des Speicherladezustands für verschiedene Betriebsstrategien unter Berücksichtigung realer Prognosen (PV-Leistung 5 kWp, nutzbare Speicherkapazität 5 kWh, Strombedarf 5,3 MWh/a, maximale Einspeisegrenze 0,6 kW/kWp). Rechts: Abregelungsverluste in Abhängigkeit der maximalen Einspeiseleistung für verschiedene Betriebsstrategien unter Berücksichtigung realer Prognosen. (PV-Leistung 5 kWp, nutzbare Speicherkapazität 5 kWh, Strombedarf 5,3 MWh/a)

Bereits in Abschnitt 5.1 wurde unter Berücksichtigung idealer Prognosen aufgezeigt, dass die Betriebsstrategie Einfluss auf die Höhe der Abregelungsverluste hat. Bild 9 (rechts) stellt die in Abhängigkeit der maximalen Einspeiseleistung ermittelten Abregelungsverluste für verschiedene Betriebsstrategien bei realen Prognosen dar. Im Gegensatz zu Bild 6 (rechts) wird deutlich, dass sich unter Berücksichtigung von Prognoseabweichungen die Abregelungsverluste für die feste und dynamische Einspeisebegrenzung unterscheiden. Wie bereits aus Bild 7 hervorgeht, kommt es aufgrund der Unterschätzung der überschüssigen PV-Energie durch die Prognosen bei der festen Einspeisebegrenzung zu höheren Verlusten als bei der dynamischen Einspeisebegrenzung. Der absolute Unterschied beträgt bei einer maximalen Einspeiseleistung von 0,6 kW/kWp rund 2% im Jahresmittel. Wird die Netzeinspeisung auf 0,4 kW/kWp begrenzt, kommt es zu Abregelungsverlusten in Höhe von 5% bei dynamischer Begrenzung und 8% bei fester Begrenzung der Einspeiseleistung. Es ist zu beachten, dass die Höhe der resultierenden Abregelungsverluste darüber hinaus entscheidend von der Prognosegüte abhängig ist. Zusätzlich wird die Höhe der durch die Prognoseabweichungen bedingten Abregelungsverluste von der Größe des Batteriespeichers bestimmt [10]. Dennoch zeigt sich, dass beide prognosebasierten Betriebsstrategien geringere Abregelungsverluste als eine ausschließlich eigenverbrauchsoptimierte Batterieladung verursachen.

Auch wenn die Prognoseabweichungen an einigen Tagen einen hohen Einfluss auf das Betriebsverhalten und somit auf den erzielten Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad haben, konnten für das beschriebene Beispiel im Jahresmittel nur sehr geringe negative Auswirkungen ermittelt werden. Für die betrachtete Systemkonfiguration reduzieren sich bei der dynamischen Einspeisebegrenzung unter Berücksichtigung realer Prognosen der Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad um jeweils unter 1% gegenüber einem Einsatz des Batteriespeichers ohne Einspeisegrenze auf 55% und 56%. Für die

feste Einspeisebegrenzung beträgt dieser absolute Unterschied sogar weniger als 0,1%. Dies verdeutlicht, dass die feste Einspeisebegrenzung gegenüber der dynamischen Einspeisebegrenzung auch bei Prognoseabweichungen nahezu den gleichen Autarkiegrad, wie ein ausschließlich eigenverbrauchsoptimierter Betrieb des Speichers ermöglicht. Auch die Höhe des Autarkiegrads kann durch die Ungenauigkeit der Prognosen beeinträchtigt werden [11].
Die charakteristischen Eigenschaften der beiden prognosebasierten Betriebsstrategien sind nochmals in Bild 10 zusammengefasst. Neben den zuvor erwähnten Merkmalen, können durch die dynamische Einspeisebegrenzung zusätzlich die Fluktuationen der Netzeinspeiseleistung weitaus stärker als durch die feste Einspeisebegrenzung reduziert werden [3]. Um die durch Prognoseabweichungen verursachten Auswirkungen auf die Betriebsergebnisse von prognosebasierten Betriebsstrategien zu reduzieren, sind weitere Verbesserungen in den Prognosemodellen und Regelalgorithmen erforderlich.

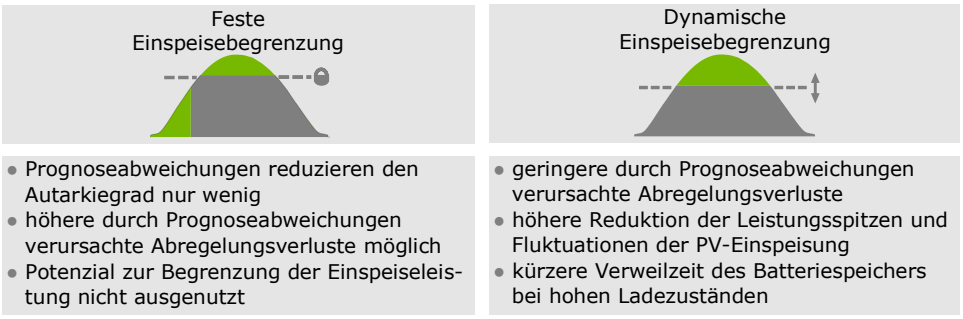

Bild 10 Eigenschaften verschiedener prognosebasierter Betriebsstrategien unter Berücksichtigung realer Prognosen

6 Empfehlungen zur Netzintegration von PV-Speichersystemen

Die vorangegangenen Simulationsergebnisse konnten zeigen, dass Batteriespeicher entscheidend zur Einspeisebegrenzung beitragen können. Allerdings ist hierzu eine Anpassung der derzeitigen regulatorischen Rahmenbedingungen erforderlich, damit die Batteriespeicher nicht nur zur Steigerung des Eigenverbrauchsanteils und Autarkiegrads, sondern auch zur Reduzierung der Einspeisespitzen eingesetzt werden. Bisher wird dies nur durch Batteriespeicher realisiert, die im Rahmen des KfW-Förderprogramms finanziert werden und die geforderte Einspeisegrenze von 0,6 kW/kWp einhalten müssen. Im Rahmen der Untersuchung konnte gezeigt werden, dass typische Speichersystemgrößen von 1 kWh/kWp eine deutlich höhere Reduktion der maximalen Netzeinspeiseleistung ermöglichen können. Daher kann es sinnvoll sein, zunächst für PV-Systeme, die mit Batteriespeichern installiert oder nachgerüstet werden, eine verpflichtende Einspeisebegrenzung auf 0,5 kW/kWp im Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) vorzuschreiben. Dies sollte allerdings daran geknüpft werden, dass im gleichen Maße dazu der Zielkorridor für den jährlichen PV-Zubau in Deutschland erhöht wird.
Perspektivisch kann auch die Einspeisebegrenzung auf 0,4 kW/kWp oder darunter in Betracht gezogen werden. Dadurch könnte es zu höheren Abregelungsverlusten kommen, wenn pauschal bei dieser Einspeisegrenze abgeregelt wird. Grundsätzlich ist die Reduzierung der PV-Leistungsabgabe durch Abregelung nur sinnvoll, wenn kritische Netzsituationen vorherrschen. Daher kann es vorteilhaft sein, neben der Netzeinspeiseleistung weitere netzrelevante Parameter in die Regelung von PV-Speichersystemen einzubinden [12]. Dadurch kann eine netzsituationsabhängige Begrenzung der Einspeiseleistung erzielt und die Abregelung der PV-Leistung reduziert werden.

Lässt sich die Abregelung nicht vermeiden, so kann deren Akzeptanz erhöht werden, indem die Vergütungssätze der PV-Einspeisung so angehoben werden, dass sie die finanziellen Einbußen kompensieren können. Die Abregelungsverluste lassen sich auch durch größere Batteriespeicherkapazitäten reduzieren (vgl. Bild 2 rechts). Jedoch kann für die Einspeisebegrenzung oft nur der Anteil der Speicherkapazität genutzt werden, der während der Nacht zur Deckung der Last entladen wurde. Daher ist der Strombedarf in der Nacht die limitierende Größe, um die Einspeiseleistung mit größeren Batteriespeichern zu minimieren. Dieses Problem kann dadurch gelöst werden, indem die Entladung des Batteriespeichers in das Netz in der Nacht ermöglicht wird. Die Netzeinspeisung von zwischengespeicherter PV-Energie erfordert jedoch regulatorische Rahmenbedingungen, die über die derzeit existierenden hinausgehen.

Um langfristig eine möglichst hohe Anzahl an netzeinspeisenden PV-Systemen installieren zu können, sollte die maximale Einspeiseleistung auf ein vertretbares Maß reduziert werden. Bild 11 zeigt, inwieweit durch die Reduzierung der Einspeiseleistung die PV-Aufnahmefähigkeit der Netze erhöht werden kann. Dargestellt ist die installierbare PV-Generatorleistung bezogenen auf den maximalen PV-Ausbau ohne Einspeisegrenze. Hierzu wurde die für die Netzbelastung relevante maximale Einspeiseleistung mit 0,8 kW/kWp angenommen. Wird die Netzeinspeisung auf 0,6 kW/kWp begrenzt, kann eine um etwa ein Drittel höhere PV-Nennleistung installiert werden. Die Begrenzung der Netzeinspeiseleistung auf die Hälfte der installierten PV-Generatorleistung ermöglicht einen um 60% höheren PV-Ausbau gegenüber dem Betrieb ohne Einspeisegrenze. Eine Verdopplung des PV-Ausbaus ist möglich, wenn die maximale Netzeinspeiseleistung auf 0,4 kW/kWp beschränkt wird. Die Reduzierung der Einspeiseleistung ist somit von entscheidender Bedeutung, um die Netzeinspeisung von zukünftigen PV-Systemen zu ermöglichen und die PV-Aufnahmefähigkeit der Netze zu erhöhen.

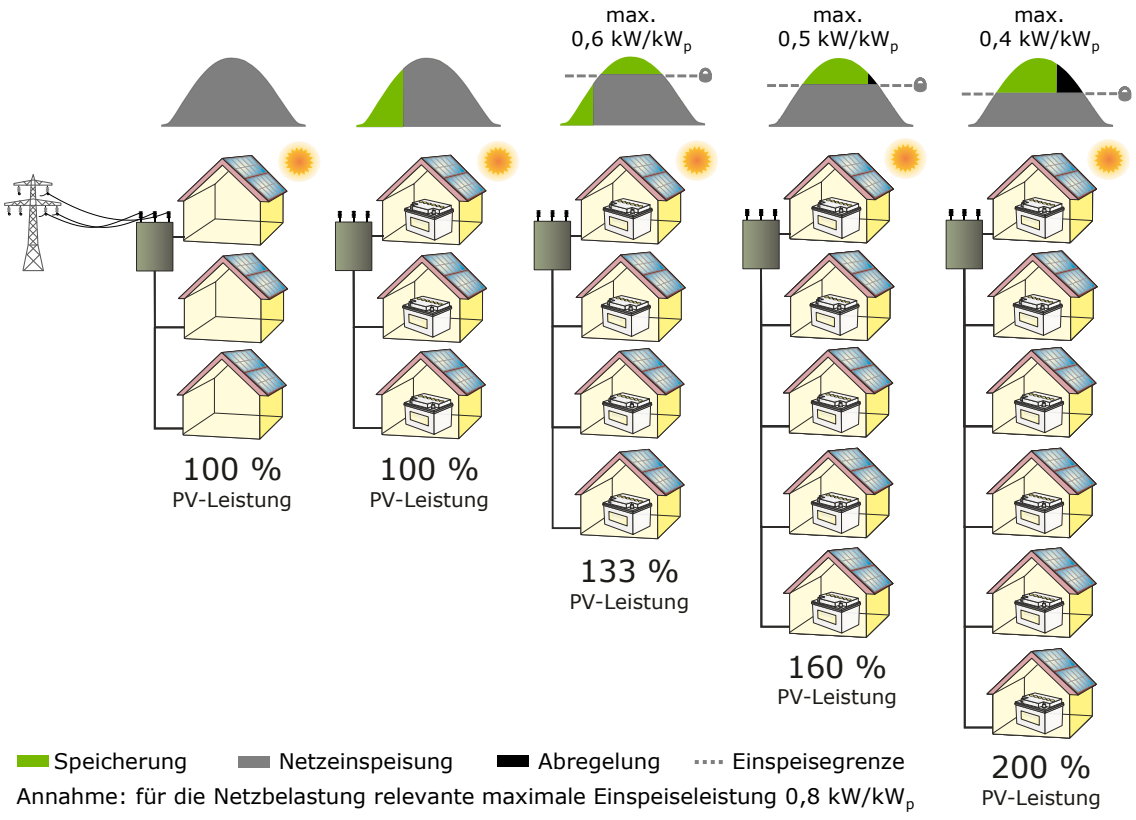

Bild 11 Einfluss der Betriebsstrategie und Einspeisegrenze auf die maximale PV-Aufnahmefähigkeit der Netze

7 Zusammenfassung

Im Rahmen dieses Beitrags konnte gezeigt werden, dass die Betriebsstrategie von PV-Speichersystemen einen entscheidenden Einfluss auf die Netzeinspeisung hat. Damit Batteriespeicher im Haushaltsbereich einen Beitrag zur PV-Netzintegration leisten, ist es erforderlich, diese nicht nur zur Steigerung des Eigenverbrauchsanteils und Autarkiegrads, sondern auch zur Begrenzung der Netzeinspeiseleistung einzusetzen. Um dies zu realisieren, ist eine vorausschauende Batterieladung unter Berücksichtigung von Prognosen der Last und PV-Leistung erforderlich.

Es wurden die prognosebasierten Betriebsstrategien der festen und dynamischen Einspeisebegrenzung vorgestellt und der Einfluss von Prognoseabweichungen auf das Betriebsverhalten beider Betriebsstrategien durch Simulationsrechnungen analysiert. Auch unter Berücksichtigung fehlerbehafteter Prognosen ergeben sich bei fester Einspeisebegrenzung nur geringfügige Unterschiede im Autarkiegrad im Vergleich zur ausschließlich eigenverbrauchsoptimierten Betriebsweise. Allerdings kann die feste Einspeisebegrenzung gegenüber der dynamischen Einspeisebegrenzung aufgrund von Prognosefehlern höhere Abregelungsverluste zur Folge haben. Hinzu kommt, dass das Potenzial des Batteriespeichers zur Einspeisebegrenzung durch die feste Einspeisebegrenzung nicht ausgenutzt wird. Die Simulationsergebnisse zeigen auch, dass durch die dynamische Einspeisebegrenzung die Verweilzeit der Batteriespeicher bei hohen Ladezuständen reduziert wird, was sich positiv auf deren Lebensdauer auswirken kann.

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass eine weitere Reduzierung der maximal zulässigen Einspeiseleistung vorteilhaft ist, um auch langfristig die Netzeinspeisung von neuen PV-Systemen zu ermöglichen. Für den weiteren PV-Ausbau ist daher die Kombination von PV-Systemen mit Batteriespeichern von entscheidender Bedeutung. Nur so lässt sich in absehbarer Zeit die für eine Stromversorgung mit hohem Solarstromanteil erforderliche PV-Leistung von über 200 GWp in Deutschland realisieren. Dezentrale PV-Speichersysteme können daher einen entscheidenden Beitrag zu einem dynamischen PV-Ausbau leisten, der für einen effektiven Klimaschutz dringend benötigt wird.

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] Weniger, J.; Quaschning, V.: Begrenzung der Einspeiseleistung von netzgekoppelten Photovoltaiksystemen mit Batteriespeichern. 28. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2013

[2] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Richtlinien zur Förderung von stationären und dezentralen Batteriespeichersystemen zur Nutzung in Verbindung mit Photovoltaikanlagen. Bekanntmachung im Bundesanzeiger, 2013

[3] Weniger, J.; Tjaden, T.; Quaschning, V.: Sizing and grid integration of residential PV battery systems. 8th International Renewable Energy Storage Conference and Exhibition (IRES 2013), Berlin, 2013

[4] Rothert, M.; Bukvíc-Schäfer, A. S.; Kreutzer, N.; Lange, M.; Kever, F.; Wachenfeld, V.: Ein Jahr Felderfahrung: PV-Anlagen mit Speicherlösung zur Eigenverbrauchserhöhung. 27. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2012

[5] Nottrott, A.; Kleissl, J.; Washom, B.: Energy dispatch schedule optimization and cost benefit analysis for grid-connected, photovoltaic-battery storage systems. In: Renewable Energy, Vol. 55 (2013), S. 230-240

[6] Clastres, C.; Ha Pham, T.T.; Wurtz, F.; Bacha, S.: Ancillary services and optimal household energy management with photovoltaic production. In: Energy, Vol. 35 (2010), S. 55-64

[7] Korba, P.; Baumgartner, F.P.; Völlmin, B.; Manjunatha, A.P.: Integration and Management of PV Battery Systems into the Grid. 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Frankfurt, 2012

[8] Braam, F.; Hollinger, R.; Lübeck, C.; Müller, S.; Wille-Haussmann, B.: Grid-Oriented Operation of Photovoltaic-Battery Systems. Internationaler ETG-Kongress 2013, Berlin, 2013

[9] Williams, C.; Binder, J.; Danzer, M.; Sehnke, F.; Felder, M.: Battery Charge Control Schemes for Increased Grid Compatibility of Decentralised PV Systems. 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Paris, 2013

[10] Riesen, Y.; Pengcheng, D.; Monnier, S.; Wyrsch, N.; Ballif, C.; Peak Shaving Capability of Household Grid-Connected PV-System with Local Storage: A Case Study. 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Paris, 2013

[11] Heyde, C. O.; Musikowski, H.-D.; Styczynski, Z. A.: Energy Management for Grid Connected PV Plants Combined With Battery Storage Devices. 21st European Photovoltaic Solar Energy Conference, Dresden, 2006

[12] Appen, J.; Braun, M.; Kneiske, T.; Schmiegel, A.: Einfluss von PV-Speichersystemen auf das Niederspannungsnetz. 28. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2013