

Energie aus PV-Anlagen intelligent speichern **Mit prognosebasierten Betriebsstrategien Abregelverluste reduzieren**

Seit der Einführung des KfW-Förderprogramms für dezentrale PV-Batteriespeicher im Mai 2013 ist die Einspeiseleistungsbegrenzung für PV-Systeme auf 60 % in Verbindung mit Batteriespeichersystemen relevant. Mit der Fortführung des KfW-Programms im März 2016 muss die Einspeiseleistung der geförderten PV-Speichersysteme auf die Hälfte der PV-Nennleistung begrenzt werden.

Im Dezember 2015 wurde unter Beteiligung der deutschen Bundesregierung auf dem UN-Klimagipfel in Paris ein völkerrechtlich bindendes Abkommen verhandelt, dessen Ziel eine Begrenzung der globalen Erwärmung auf 1,5 °C ist. Soll hierbei auf einen flächendeckenden Einsatz von CCS-Verfahren (Carbon Dioxide Capture und Storage) verzichtet werden, müsste eine Energieversorgung, die vollständig auf erneuerbaren Energien basiert und kein Kohlendioxid mehr emittiert, bereits bis etwa 2040 erreicht werden [1]. Vertraut man dabei verschiedenen Studien mit Szenarien für 100 % erneuerbare Energien, sollte die Photovoltaik 20 bis 35 % des Strombedarfs decken. Dazu ist eine installierte Photovoltaikleistung von mindestens 200 GW erforderlich, die sich durch einen jährlichen Zubau von 10 GW innerhalb von 20 Jahren realisieren lässt.

Stabile Stromversorgung gewährleisten

Um auch bei installierten PV-Leistungen von über 200 GW eine stabile Stromversorgung zu gewährleisten, ist die Begrenzung der PV-Einspeiseleistung neben anderen Maßnahmen zur Netzintegration hilfreich. Seit Inkrafttreten des EEG 2012 ist die maximale Einspeiseleistung von PV-Systemen unterhalb von 30 kWp auf 70 % der installierten Nennleistung zu begrenzen, sofern keine ferngesteuerte Leistungsreduzierung durch den Netzbetreiber beabsichtigt wird (Bild 1, links). Dabei bezieht sich diese Einspeisebegrenzung auf die maximale Wirkleistungseinspeisung am Netzanschlusspunkt, die sich auch durch den zeitgleichen Verbrauch oder die Speicherung des Solarstroms vor Ort reduzieren lässt. Vor diesem Hintergrund erscheint eine zügige Entwicklung des Speichermarktes durch eine gezielte Förderung zielführend.

Neue maximal zulässige Einspeisegrenze

Seit der Einführung des KfW-Förderprogramms für dezentrale PV-Batteriespeicher im Mai 2013 ist die Einspeiseleistungsbegrenzung für PV-Systeme auf 60 % in Verbindung mit Batteriespeichersystemen von Relevanz. Mit der Fortführung des KfW-Programms im März 2016 wurde die Einspeisegrenze für die geförderten PV-Speichersysteme auf 50 % der PV-Nennleistung (0,5 kW/kWp) herabgesetzt. Durch die Reduktion der maximal zulässigen Einspeiseleistung wird die netzentlastende Wirkung der Einspeisebegrenzung von PV-Speichersystemen nochmals gestärkt (Bild 1, rechts). Mit der Begrenzung der Einspeiseleistung lässt sich somit langfristig die Anzahl der im Netz installierbaren PV-Systeme erhöhen. Daher ist die Reduktion der zulässigen Einspeisegrenze auf 0,5 kW/kWp eine Maßnahme zur Realisierung höherer PV-Ausbauziele. Ob und wie viel ein Batteriespeicher dabei zur Netzdienlichkeit beiträgt, hängt entscheidend von dessen Betriebsweise ab.

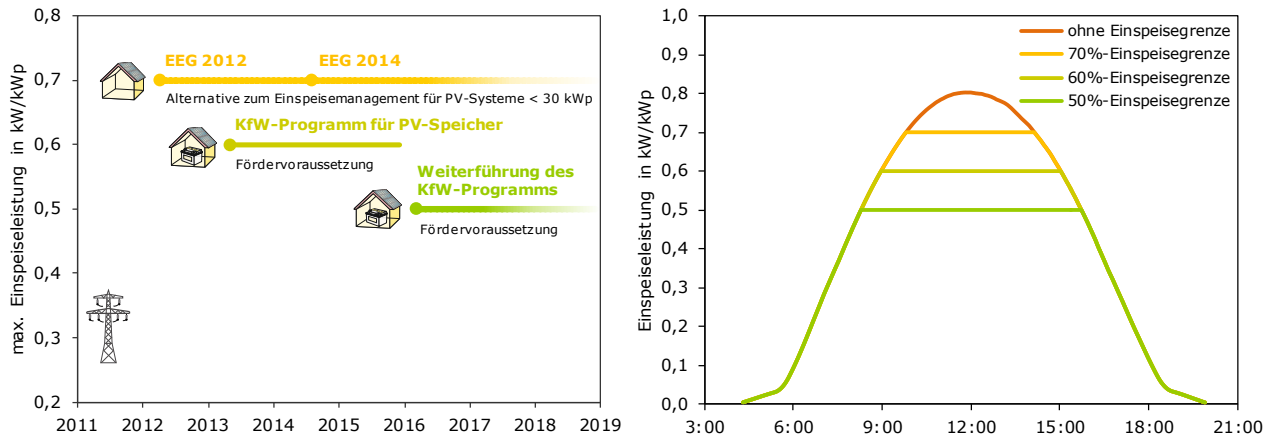


Bild 1 Links: Regulatorische Anreize zur Reduktion der maximalen Einspeiseleistung von PV-Systemen und PV-Speichersystemen. Rechts: Verlauf der Einspeiseleistung eines PV-Systems mit unterschiedlichen Einspeisegrenzen an einem sonnigen Tag.

Eine intelligente Strategie für den Betrieb ist nötig

Im Rahmen von zwei Forschungsprojekten wurden an der HTW umfangreiche Untersuchungen zu Auslegungsfragen und Betriebsstrategien von PV-Speichersystemen durchgeführt. In einer kürzlich veröffentlichten Studie [2] wurde dabei konkret die neue 50%-Begrenzung adressiert.

Je nach Betriebsweise lassen sich unterschiedliche Ziele mit dem Einsatz von Batteriespeichern in Verbindung mit PV-Systemen verfolgen. Da Hausspeichersysteme vorrangig zur Steigerung der Eigenversorgung errichtet werden, sind derzeit noch in vielen PV-Speichersystemen rein auf die Eigenversorgung optimierte Betriebsstrategien implementiert. Dies bedeutet, sobald die PV-Erzeugung den Haushaltsverbrauch übersteigt, wird der Speicher mit überschüssiger PV-Energie geladen. An ertragreichen Tagen ist der Batteriespeicher dadurch meist zum Zeitpunkt der maximalen PV-Erzeugung bereits vollständig gefüllt. Zur Einhaltung der geforderten 50%-Einspeisegrenze muss die Leistungsabgabe des PV-Generators gedrosselt werden. Diese Abregelung der PV-Leistung lässt sich durch Änderung der gleichstromseitigen Wechselrichterspannung erzielen und gehört inzwischen zu den Standardfunktionen von PV-Wechselrichtern. Während der Abregelung trägt lediglich der Direktverbrauch der elektrischen Verbraucher im Haus zur Reduktion der abgeregelten Energiemenge bei, da er die Einspeiseleistung am Netzanschlusspunkt verringert. Bei frühzeitiger Batterieladung werden die PV-Erzeugungsspitzen an sonnigen Tagen somit nur geringfügig durch den Batteriespeicher abgefangen.

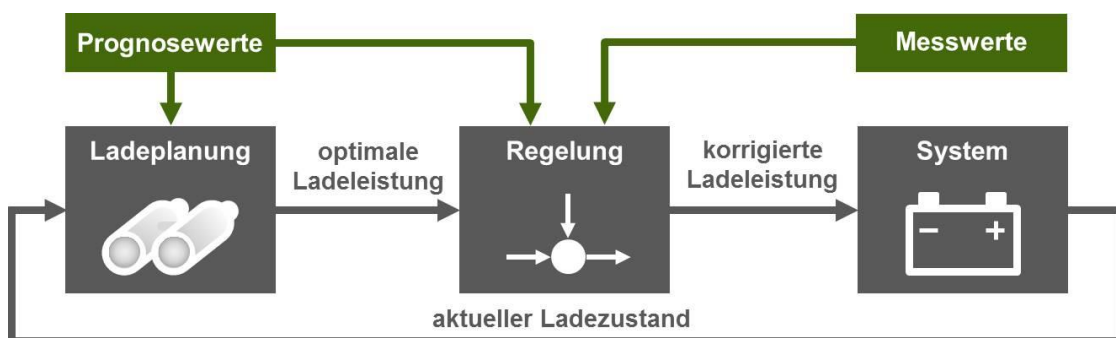


Bild 2 Umsetzung eines prognosebasierten Energiemanagements für PV-Speichersysteme durch Einbindung von Mess- und Prognosewerten der Solarstromerzeugung und des Stromverbrauchs.

Um die Kappung der PV-Energie oberhalb der Einspeisegrenze durch Abregelung möglichst zu vermeiden, muss die Ladung des Batteriespeichers in Zeiten mit hoher PV-Leistungsabgabe verschoben werden. Hierzu bedarf es einer vorausschauenden Planung der Batterieladung im Tagesverlauf, die sich durch ein prognosebasiertes Energiemanagement umsetzen lässt (Bild 2). Das Ziel der prognosebasierten Batterieladepaltung ist es, PV-Energie um die Mittagszeit zu speichern, um die geforderte maximale Einspeiseleistung einzuhalten und somit eine Abregelung zu vermeiden. Gleichzeitig soll der Speicher wie bei der auf die Eigenversorgung optimierten Ladestrategie vollständig geladen werden. Grundsätzlich lässt sich der prognosebasierte Betrieb von PV-Speichern mit verschiedenen Ladestrategien realisieren [3]. Ein von der HTW Berlin entwickelter Algorithmus mit autonomen, messwertbasierten PV- und Lastprognosen liefert hierbei sehr gute Ergebnisse. Aus diesen Gründen ist die Implementierung von prognosebasierten Ladestrategien durch die Hersteller der Batteriespeichersysteme empfehlenswert. Der Aufwand hierfür ist im Vergleich zu anderen Maßnahmen zur Reduktion der Abregelungsverluste vergleichsweise gering.

Vorteile einer prognosebasierten Ladung

Der Vorteil der prognosebasierten Betriebsstrategie kann exemplarisch für eine typische Systemdimensionierung an einem sonnigen Beispieltag dargestellt werden. Trotz Direktverbrauch und Speichereinsatz muss die Leistung des PV-Generators zur Einhaltung der geforderten 50%-Einspeisegrenze bei der frühzeitigen Batterieladung (Bild 3, links) gedrosselt werden. Potentiell zur Verfügung stehender Solarstrom kann hierdurch nicht mehr genutzt werden. Bei Anwendung des Algorithmus zur prognosebasierten Batterieladung (Bild 3, rechts) können Abregelungsverluste jedoch vollständig vermieden werden. Unvermeidbare Prognosefehler der PV-Erzeugung und Last werden hierbei durch viertelstündlich aktualisierte Fahrpläne und einen Echtzeit-Abgleich der Ladeleistung ausgeglichen.

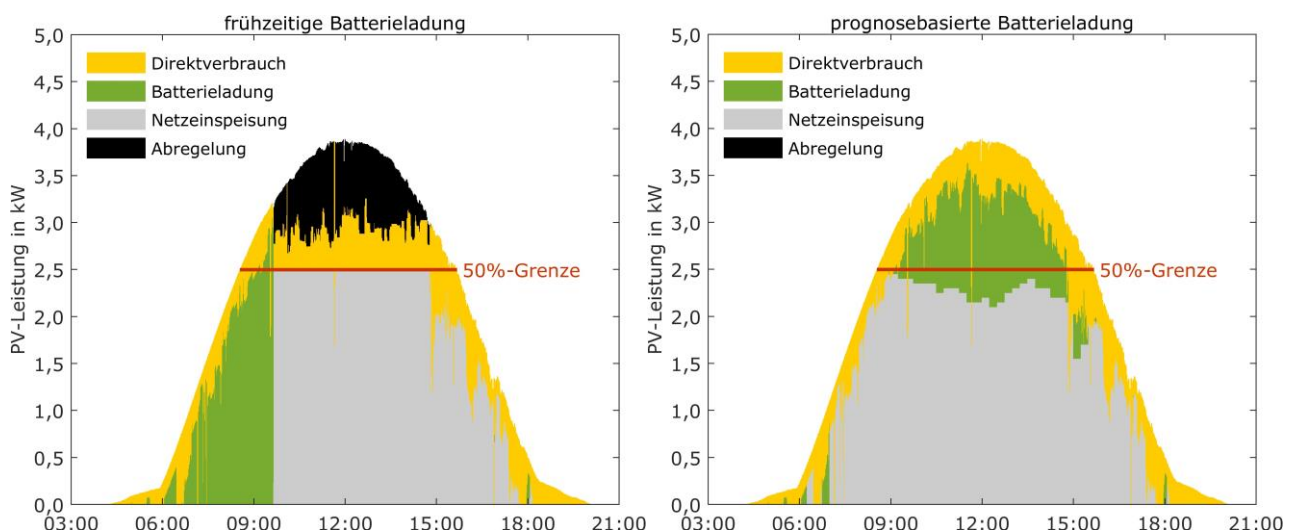


Bild 3 Tagesverlauf der Energieflüsse eines PV-Speichersystems mit frühzeitiger Batterieladung (links) und prognosebasierter Batterieladung (rechts) bei Einhaltung der 50%-Einspeisegrenze (PV-Leistung 5 kWp, nutzbare Speicherkapazität 5 kWh).

In der Praxis lassen sich die abregelungsbedingten Energieverluste messtechnisch nur schwer erfassen und sind daher auch nicht in gängigen Monitoring-Portalen aufgeführt. Geringere Abregelungsverluste äußern sich

jedoch üblicherweise in höheren spezifischen PV-Erträgen. Dadurch lassen sich die für den Anlagenbetreiber erzielten Vorteile in Form der höheren eingespeisten PV-Energie durch Einsatz eines prognosebasierten Energiemanagements nur indirekt ermitteln. Neben den energetischen Vorteilen können sich prognosebasierte Betriebsstrategien auch positiv auf die Alterung der Batteriezellen auswirken. Da die Batterieladung bei einem prognosebasierten Speicherbetrieb zeitlich verzögert wird, verringert sich die Verweilzeit des Speichers im maximalen Ladezustand. Bei vielen Lithium-Speichertechnologien wirkt sich dies positiv auf die Lebensdauer aufgrund einer geringeren kalendarischen Alterung aus [4]. Die verschiedenen Vorteile sprechen somit für eine prognosebasierte Betriebsweise, die sowohl einen eigenversorgungs- als auch netzoptimierten Speichereinsatz ermöglicht. Allerdings haben bisher nur wenige Systemanbieter eine prognosebasierte Betriebsführung implementiert oder besser noch, deren Funktion auf Basis von Messergebnissen aus dem Feld veröffentlicht und validiert.

Auswirkungen der Systemdimensionierung

Um die Einflüsse der 50%-Begrenzung auf die energetische Performance von PV-Speichersystemen in Einfamilienhäusern zu untersuchen, wurden umfangreiche Simulationsrechnungen mit einer zeitlichen Auflösung von 1 min im Rahmen der sogenannten 50%-Studie [2] durchgeführt. Hierbei stellte sich heraus, dass im Vergleich zum individuellen Lastprofil sowie zur Dimensionierung des PV-Generators und Speichersystems der Standort sowie die Ausrichtung der PV-Systeme einen deutlich geringeren Einfluss auf die Betriebsergebnisse bei Nutzung einer prognosebasierten Betriebsstrategie haben. Die nachfolgenden Ergebnisse basieren daher stets auf Berechnungen mit 74 verschiedenen gemessenen Haushaltlastprofilen [5], deren Jahresstromverbräuche zwischen 1,3 und 8,7 MWh liegen.

Die Größe des Batteriespeichers sowie des PV-Systems wurde dabei ins Verhältnis zum jährlichen Stromverbrauch gesetzt. Bild 4 veranschaulicht die Abhängigkeit der Abregelungsverluste von der verbrauchsspezifischen PV-Leistung für eine Speicherkapazität von 1 kWh/MWh (mit 1 MWh = 1000 kWh Jahresstromverbrauch)).

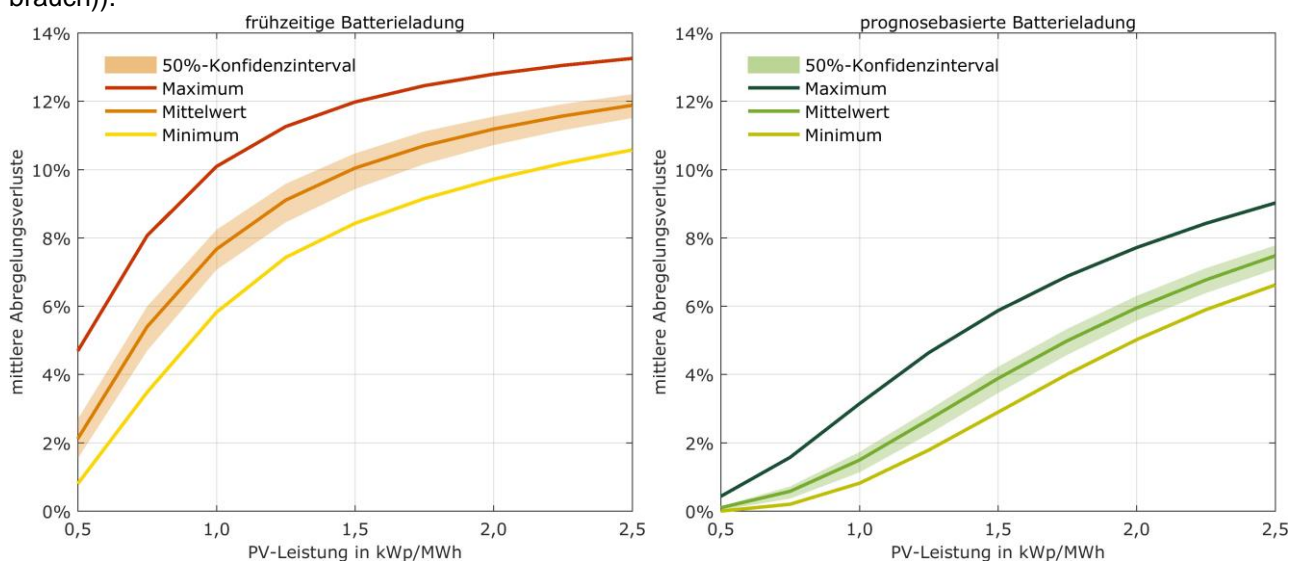


Bild 4 Bandbreite der jahresmittleren Abregelungsverluste für die 74 Haushalte bei frühzeitiger Batterieladung (links) und prognosebasierter Batterieladung (rechts) (nutzbare Speicherkapazität 1 kWh/MWh, 1 MWh entspricht 1000 kWh).

Dabei ist die Bandbreite der ermittelten Abregelungsverluste durch die Minimal- und Maximalwerte sowie das 50%-Konfidenzintervall dargestellt. Unabhängig von der Betriebsweise ist ein Anstieg der Abregelungsverluste mit zunehmender PV-Leistung ersichtlich. Werden die mit 1 kWh/MWh dimensionierten Batteriespeicher frühzeitig geladen, schwanken die jahresmittleren Abregelungsverluste bei einer PV-Leistung von 1 kWp/MWh zwischen 5,8 % und 10,1 % (Bild 4, links). Bei groß dimensionierten PV-Systemen führt das Einhalten der 50%-Einspeisegrenze zu Abregelungsverlusten von deutlich über 10 % für alle Haushalte. Kommt die prognosebasierte Betriebsstrategie zum Einsatz, reduzieren sich die Verluste um circa sechs Prozentpunkte. Darüber hinaus reduziert sich die Schwankungsbreite der Betriebsergebnisse (Bild 4, rechts).

Bild 5 (links) stellt den Einfluss der spezifischen Größe des PV-Systems und des Batteriespeichers auf die mittleren Abregelungsverluste er untersuchten Haushalte bei frühzeitiger Batterieladung dar. Wird pro Megawattstunde Jahresstromverbrauch eine PV-Leistung von 1 kWp sowie eine Speicherkapazität von 1 kWh unter Inanspruchnahme des KfW-Förderprogramms installiert, hat dies im Mittel eine Reduktion des PV-Ertrags von 7,7 % zur Folge. Bei gleichbleibender Speichergröße und doppelt so großem PV-System, sind es bereits mehr als 11 % des Ertrags, die durch die Abregelung verloren gehen. Eine Vergrößerung des Batteriespeichers hätte in diesem Fall nur eine geringe Reduktion der abgeregelten Energiemenge zur Folge. Dies ist zum einen darauf zurückzuführen, dass großzügig dimensionierte Batteriespeicher in der Nacht oftmals nicht vollständig entladen werden und somit am Folgetag nicht die gesamte Speicherkapazität zur Speicherung der PV-Überschüsse genutzt werden kann. Zum anderen kann ein größerer Speicher bei frühzeitiger Batterieladung nur geringfügig zur Spitzenkappung beitragen, selbst wenn der Speicher in der Nacht vollständig entladen wurde.

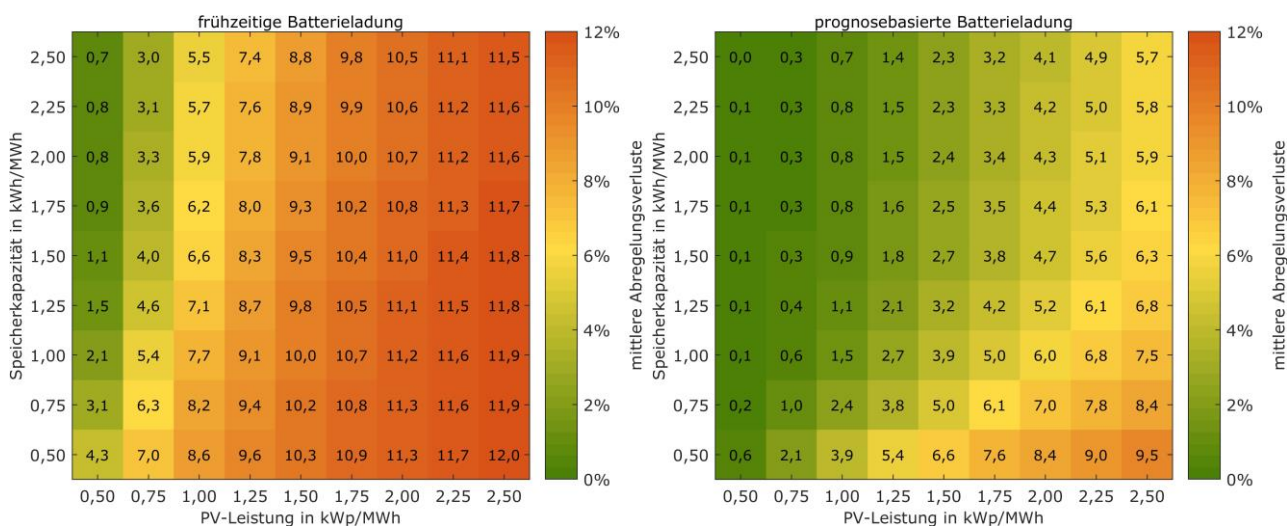


Bild 5 Mittlere Abregelungsverluste der 74 Haushalte in Abhängigkeit der verbrauchsspezifischen Systemgröße bei frühzeitiger Batterieladung (links) und prognosebasierter Batterieladung (rechts) (1 MWh entspricht 1000 kWh).

Wird die verfügbare Speicherkapazität jedoch vorausschauend eingeplant, fällt die Abregelung geringer aus (Bild 5, rechts). Bei einer PV-Leistung um 1,5 kWp/MWh und einer Speicherkapazität um 1,5 kWh/MWh lässt sich eine Reduktion der prozentualen mittleren Abregelungsverluste um fast sieben Prozentpunkte erzielen. Aufgrund der begrenzten Speicherkapazität kann die prognosebasierte Betriebsweise in Systemkonfigurationen mit hoher installierter PV-Leistung und geringer Speicherkapazität die Abregelung nur vergleichsweise wenig verringern. Bei PV-Leistungen von 2,5 kWp/MWh und einer nutzbaren Speicherkapazität von

0,5 kWh/MWh beträgt die Reduktion der Abregelungsverluste durch die prognosebasierte Batterieladung daher nur 2,5 Prozentpunkte. Um das Potential der prognosebasierten Betriebsweise zur Verringerung der Abregelungsverluste zu erschließen, muss der Batteriespeicher eine entsprechende Mindestspeicherkapazität aufweisen, die je nach Höhe der installierten PV-Leistung sowie den angestrebten Abregelungsverlusten variiert.

Fazit

Aus technischer, betriebswirtschaftlicher und volkswirtschaftlicher Sicht sollten prognosebasierte Betriebsstrategien zum Standard bei Solarspeichersystemen werden (Bild 6). Zur Einhaltung der durch die KfW geforderten 50%-Einspeisegrenze müssen bei einer rein auf die Eigenversorgung optimierten Betriebsweise im Mittel rund 8 % des jährlichen PV-Ertrags bei typischen Systemdimensionierungen abregelt werden. Werden die Batteriespeicher frühzeitig geladen, leistet die Batteriespeicherung fast keinen Beitrag zur Reduktion der Abregelungsverluste. Dies hätte bei gleichbleibendem Zubau eine Reduktion des Solarstromanteils zur Folge. Mit einer vorausschauenden Batterieladeplanung können die Abregelungsverluste jedoch um durchschnittlich sechs Prozentpunkte verringert werden. Die geringeren Abregelungsverluste durch die prognosebasierte Batterieladung haben einen Anstieg der in das Netz eingespeisten PV-Energie zur Folge. Wird das KfW-Förderprogramm in Anspruch genommen, ist die prognosebasierte Batterieladung gegenüber der frühzeitigen Batterieladung für den Anlagenbetreiber aufgrund der höheren Einnahmen aus der Netzeinspeisung somit finanziell vorteilhaft. Mit der Fortführung des Speicherförderprogramms und der Einführung der 50%-Einspeisebegrenzung schafft die Bundesregierung dadurch die Grundlage, um den Zielkorridor für den Photovoltaikzubau in Deutschland deutlich zu erhöhen und damit die zugesagte 1,5 Grad-Klimaschutzverpflichtung einzuhalten.

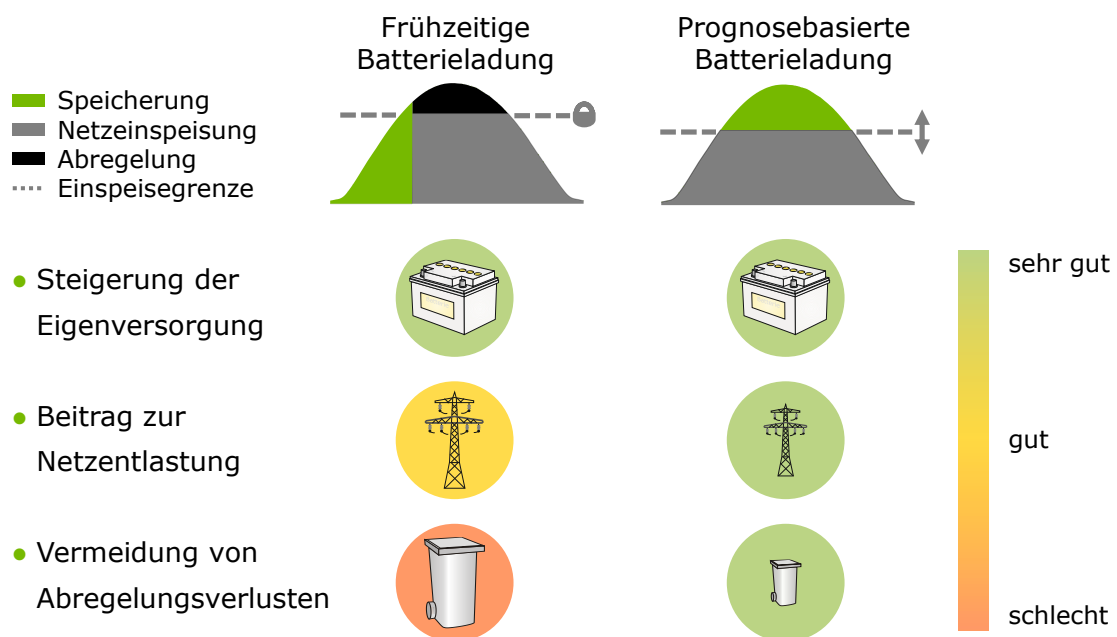


Bild 6 Qualitative Bewertung der Eigenschaften von PV-Speichersystemen mit und ohne prognosebasiertem Energiemanagement zur Einhaltung der geforderten 50%-Begrenzung der Einspeiseleistung.

Hinweis zur 50%-Studie:

Der Artikel basiert auf einer kürzlich erschienenen Studie [2] der Forschungsgruppe Solarspeichersysteme an der Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW Berlin aus dem Forschungsvorhaben LAURA, das durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) gefördert wird. Der folgende Link führt zum Download der Studie und des beschriebenen Algorithmus zur intelligenten Begrenzung der Einspeiseleistung mit Solarstromspeichern. <https://pvspeicher.htw-berlin.de/50prozent-studie/>

Quellen

- [1] N. Höhne, T. Kuramochi; S. Sterl, L. Röschel; NewClimate (Hrsg.): Was bedeutet das Pariser Abkommen für den Klimaschutz in Deutschland? Kurzstudie. Berlin. Greenpeace e.V.
- [2] B. Siegel, J. Bergner: Betriebsstrategien für PV-Speichersysteme im Vergleich. Berlin, Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, Projektarbeit, 2015
- [3] G. Angenendt, S. Zurmühlen, R. Mir-Montazeri, D. Magnor, D. U. Sauer: Enhancing Battery Lifetime in PV Battery Home Storage Systems Using Forecast Based Operation Strategies. In: 10th International Renewable Energy Storage Conference and Exhibition (IRES 2016). Düsseldorf, 2016
- [4] T. Tjaden, J. Bergner, J. Weniger, V. Quaschnig: Repräsentative elektrische Lastprofile für Wohngebäude in Deutschland auf 1-sekündiger Datenbasis (2015). — DOI: 10.13140/RG.2.1.5112.0080

Autoren

T. Tjaden, J. Weniger, J. Bergner, D. Beier, V. Quaschnig
Forschungsgruppe Solarspeichersysteme der HTW Berlin
<http://pvspeicher.htw-berlin.de>