

# Probabilistische Betriebsführung für PV- Heimspeichersysteme mit PV- Ertragsprognosen

## - Zusammenfassung –

Arne Groß, Tobias Zech, Dr. Robert Kohrs, Prof. Dr. Christof Wittwer,  
Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme  
Heidenhofstraße 2, 79110 Freiburg  
+ 49 761 4588-5943  
[arne.gross@ise.fraunhofer.de](mailto:arne.gross@ise.fraunhofer.de)  
[www.ise.fraunhofer.de](http://www.ise.fraunhofer.de)

## Kurzzusammenfassung

Einer möglichen Überlastung von Verteilnetzen durch dezentral eingespeisten PV-Strom wird entgegnet, indem Batteriesysteme gefördert werden, wenn eine Einspeisebegrenzung auf 50% der PV-Nennleistung in Kauf genommen wird. Dadurch werden prädiktive Betriebsführungskonzepte notwendig, um Abregelung zu verhindern.

In diesem Beitrag wird ein solches Konzept auf Basis von probabilistischen Prognosen vorgestellt. Dazu wurde zunächst ein Algorithmus entwickelt, um mit Hilfe von Analogensembles eine probabilistische Prognose für die PV-Energie zu erstellen. Mit dieser wurde ein heuristischer Betriebsführungsalgorithmus erweitert.

Dieser Beitrag wurde gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie im Rahmen des Forschungsprojekts ALPRO.

## Einleitung

Im Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) ist das Ziel festgeschrieben, bis zum Jahr 2050 mindestens 80% der Stromproduktion aus regenerativen Quellen zu decken

(Wirth, 2017). Eine große Rolle werden dabei Photovoltaik-Anlagen spielen, deren Preise immer noch sinken (Wirth, 2017). In Deutschland befinden sich Solaranlagen vor allem im Besitz von Privathaushalten und Landwirten. Daher erfolgt die Einspeisung von 98% aller Anlagen und damit 80% der Leistung im Niederspannungsnetz (Figgener, et al., 2017). Bei der Konstruktion dieser Verteilnetze war die Energiewende allerdings nicht abzusehen. Daher sind die Netze hauptsächlich darauf ausgelegt den zentral produzierten Strom unidirektional zu den Haushalten zu bringen. Die durch hohe Erzeugungsspitzen der unkontrolliert eingespeisten photovoltaischen Leistung erzeugte Lastumkehr könnte die Netze insbesondere in ländlichen Gegenden überlasten (Wieland, Otto, Fickert, & Schuster, 2013).

Um dieser Überlastung entgegenzuwirken, ist das Ziel, die Einspeisespitzen die durch hohe Generation von Solarstrom hervorgerufen werden, zu vermindern. Dazu sind vor allem Batteriesysteme im Gespräch, mit denen Erzeugungsspitzen abgepuffert werden können (Sterner, et al. 2015).

Sowohl die KfW-Bankengruppe (KfW-Bank 2017) als auch mehrere Bundesländer wie zum Beispiel Bayern (Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie 2017) fördern daher die Anschaffung eines Batteriespeichers für Privatpersonen. Diese Förderung basiert allerdings auf der Begrenzung der Einspeiseleistung auf 50% der Nennleistung des PV-Generators.

Durch diese Begrenzung der Einspeiseleistung ergibt sich ein Potential für prädiktive Betriebsführung des Batteriespeichers, da die reine Optimierung des Eigenverbrauchs zu Abregelung führt. Daher wurden verschiedene Methoden zur prädiktiven Betriebsführung vorgeschlagen (Mooshövel, et al. 2015) (von Appen, et al. 2015) (Marra, et al. 2014), um die Effizienz solcher Systeme zu erhöhen.

Auf dem Gebiet der PV-Prognosen werden seit einiger Zeit probabilistische Prognosen diskutiert, die zusätzliche Informationen enthalten, die zu einer Verbesserung des Entscheidungsprozesses führen können. Im Gegensatz zu einer deterministischen Prognose oder auch Punktprognose genannt, wird nicht nur ein einzelner Wert vorhergesagt, sondern zusätzlich enthält die probabilistische Prognose Information über die Unsicherheit, bzw. die Eintrittswahrscheinlichkeit der Vorhersagewerte.

In diesem Beitrag wird eine Methode dargestellt, auf Basis von statistischer Analyse solche probabilistische Prognose zu erstellen. Auf dieser Basis wird dann ein prädiktiver Algorithmus für die Betriebsführung von PV-Heimspeichersystemen entwickelt.

## **Beschreibung des PV Batteriesystems und Simulationsmodell**

Es wird ein PV-Heimspeichersystem betrachtet. Dieses besteht aus einem PV-Generator sowie einer Batterie, dieses System wird mit einer Haushaltslast beaufschlagt. Der Einfachheit halber wird angenommen, dass Batteriesystem und PV-Generator AC-seitig miteinander verbunden sind. Die Effizienz des PV-Wechselrichters ist direkt in den PV-Daten enthalten. Es wird davon ausgegangen, dass der PV-Wechselrichter die PV-Leistung dynamisch abregeln kann, wenn die Hausanschlussleistung das Einspeiselimit überschreitet. Die Ergebnisse lassen sich allerdings direkt auf DC-gekoppelte Systeme übertragen.

Zur Analyse und Bewertung der Steuerungsalgorithmen wird der Batteriebetrieb auf Basis von gemessenen Daten für PV-Generation sowie Haushaltslast simuliert. Dazu dient ein simples Batteriefüllstandsmodell, das in (Braam, Hollinger und Lübeck, et al. 2013) beschrieben wird. Dabei wird hier eine Limitierung der Einspeiseleistung am Netzanschlusspunkt in Konformität mit den KfW Förderrichtlinien das heißt auf 50% der Spitzenleistung des PV-Generators angenommen. Weiterhin wird die maximale Batterieleistung sowohl für Entladung als auch für Beladung mit 0,5C angenommen. Das heißt, die maximale Ladeleistung in kW ist stets die Hälfte der Batteriekapazität in kWh. Die Effizienz des Batteriewechselrichters wird mit 95% angenommen.

Die Vorzeichen der Leistungswerte sind so gewählt, dass die Werte für in das Haushaltsnetz eingespeiste Leistungen immer positiv und abfließende Leistungen immer negativ sind. Das heißt, dass die PV-Leistung immer durch positive und die Last immer durch negative Werte repräsentiert ist. Bei Batterie- und Netzanschlussleistung zeigt ein positives Vorzeichen, dass es sich um in das haushaltsnetz eingespeiste Leistung (Entladung bzw. Netzbezug) handelt, ein negatives Vorzeichen hingegen, dass es sich um aus dem Haushaltsnetz entnommene Leistung (Beladung bzw. Einspeisung in das öffentliche Stromnetz) handelt.

Die PV-Daten der Simulation wurden 2012 an einer Anlage in Freiburg aufgezeichnet und mit Lastdaten eines 4 Personen Haushalts mit einer Jahreslast von 4650 kWh kombiniert.

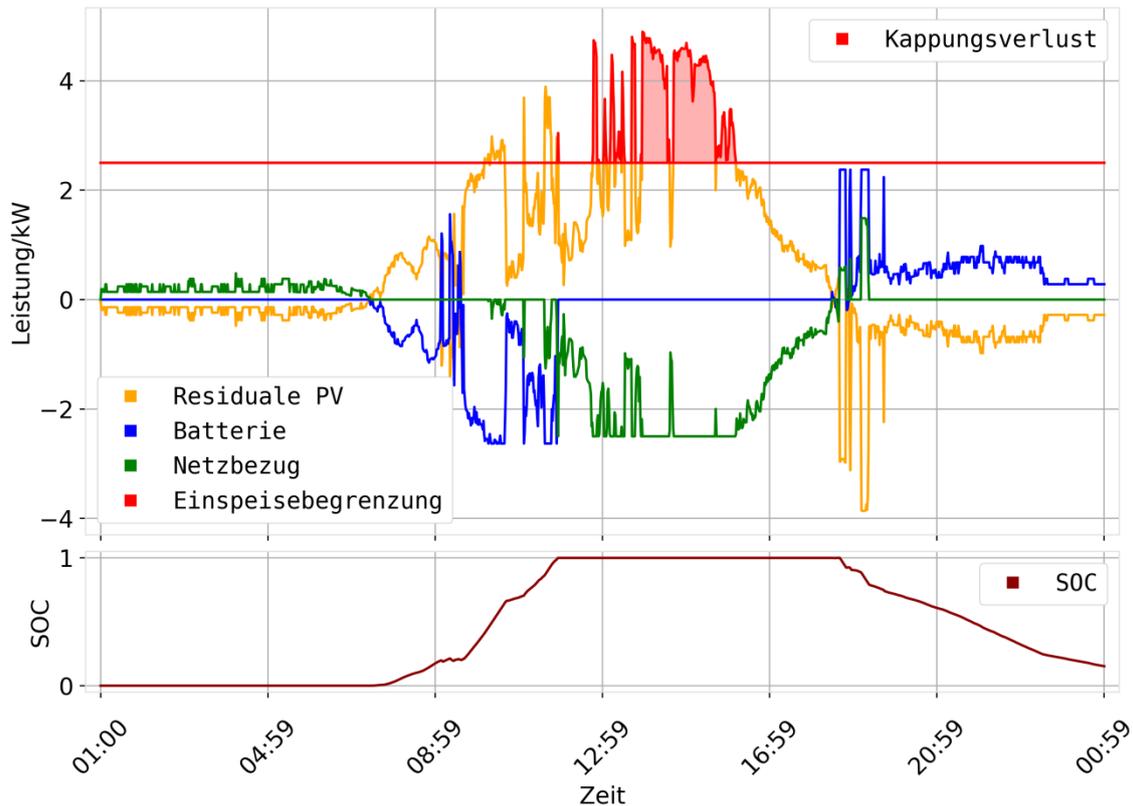
## **Steuerungskonzept**

### **Eigenverbrauchsoptimierte Betriebsführung**

Das entwickelte Steuerungskonzept, soll mit dem auf Eigenverbrauch optimierten Betrieb verglichen werden. Eigenverbrauch bedeutet dabei, dass die Haushaltslast

entweder direkt aus gleichzeitiger Erzeugung gedeckt oder durch Entladung, der zuvor mit PV-Strom geladenen Batterie bedient wird. Die Optimierung des Eigenverbrauchs wird erreicht, wenn die Batterieleistung stets so eingeregelt wird, dass die residuale Last gedeckt wird. Das bedeutet, dass zu Zeiten, in denen die PV-Produktion größer als die Last ist, die überschüssige Leistung zur Batteriebeladung genutzt wird. Wenn hingegen die Last die PV-Erzeugung überschreitet, wird die Batterie mit der Differenzleistung entladen. Sofern die Batterie diese Leistung nicht bereitstellen kann, da die benötigte Lade- oder Entladeleistung die maximale Leistung überschreitet oder der Füllstand dies nicht zulässt, wird die Leistungsdifferenz aus dem Netz bezogen, oder durch Einspeisung bedient. Sollte die Einspeisung dadurch über dem Einspeiselimit liegen, wird die PV-Erzeugung abgeregelt.

Die eigenverbrauchsoptimierte Betriebsführung stellt für den Grenzfall von entfallender Einspeisevergütung die optimale Betriebsführung dar. Allerdings ist ein Effekt der direkten Batteriebeladung mit Überschussstrom, dass an sonnigen Tagen schon vormittags die produzierte Energiesumme die Kapazität der Batterie komplett ausfüllen kann. Dann kann der Erzeugungsspeak in der Mittagszeit nicht mehr von der Batterie aufgenommen werden und muss abgeregelt werden. Dies wird in Abbildung 1 gezeigt.



**Abbildung 1: Eigenverbrauchsoptimierte Betriebsführung.** Dargestellt sind die Leistungsprofile der residualen Erzeugung (gelb), des Netzbezugs/-einspeisung (grün), der Batteriebetrieb (blau). Im unteren Plot ist der Batteriefüllstand (SoC) dargestellt. Die Batterie wird schon vormittags vollständig befüllt. Dadurch kann der Mittagspeak nicht gespeichert werden und muss abgeregelt werden (in Rot schraffierter Bereich).

## Prognosebasierte Betriebsführung

Die Prognose der Erzeugung ermöglicht es, das Laden der Batterie zu verzögern, um Kapazität für das Einspeichern der Spitzenerzeugung vorzuhalten. Dadurch muss weniger PV-Leistung abgeregelt werden und die Effizienz des Systems wird erhöht. Für den Betreiber zeigt sich dies in vergrößerter Netzeinspeisung und damit erhöhten Gewinnen aus der Einspeisevergütung.

In (Braam, et al. 2014) wird dazu ein zweistufiges, prädiktives Steuerungskonzept vorgeschlagen. Dabei werden zunächst auf Basis einer PV-Erzeugungsprognose Fahrpläne für den Batteriefüllstand (State of Charge – SoC) erstellt. Diese Berechnung wird mit einem Abstand von drei Stunden beim Eintreffen einer neuen PV-Prognose wiederholt. Dieser Beitrag erweitert das Verfahren zu Berechnung von SoC-Fahrplänen durch die Nutzung von probabilistischen PV-Erzeugungsprognosen.

Diese liegen in Form eines Samples von 10 Prognosen der residualen Erzeugung über die folgenden acht Stunden vor.

Die erzeugten SoC-Fahrpläne werden genutzt, um die Batterieleistung einzuregeln. Dazu wird der aktuelle Batteriefüllstand mit dem Sollwert des berechneten Fahrplans verglichen. Wenn der reale Füllstandswert unter dem Sollwert liegt, wird die Batterie im Eigenverbrauchsmodus betrieben. Ist der reale Füllstand größer als der Sollwert, wird die Batterie lediglich mit der Leistung die oberhalb des Einspeiselimits liegt, beladen. Auch kann die Batterie in das Netz entladen werden, um zusätzliche Kapazität zu schaffen, ohne dabei die Einspeisebegrenzung zu verletzen. Bei negativer residualer Erzeugung, also einer Haushaltslast, die die aktuelle PV-Erzeugung übersteigt, wird diese stets zuerst aus der Batterie gedeckt.

Dieses einfache Schema benötigt sehr wenig Rechenleistung. So kann der Einregelprozess mit einer hohen Frequenz erfolgen und die Batterieleistung genauer an die PV-Erzeugung angepasst werden. Bei DC-gekoppelten Systemen kann es direkt auf der Hardware des Wechselrichters implementiert sein.

## **Prognoseverfahren**

Das Steuerungskonzept basiert auf Prognosen für die residuale Energieerzeugung. Dazu wird eine Prognose der Haushaltslast sowie der PV-Erzeugung benötigt. Bei der Berechnung der SoC-Fahrpläne wird statt der Leistungsprofile lediglich eine Prognose für die in den nächsten acht Stunden erzeugte Energie verwendet. Daher wird für diesen Beitrag eine Prognosemethode genutzt, bei der mit statistischen Methoden diese Variable vorhergesagt wird.

### **PV-Erzeugungsprognose**

Für die Erstellung von PV-Erzeugungsprognosen gibt es verschiedene Verfahren. Probabilistische Prognosen unterscheiden sich von deterministischen Punktprognosen dadurch, dass sie zur Information des wahrscheinlichsten Werts auch noch dessen Unsicherheit vorhersagen. Des Weiteren unterscheidet man statistische und physikalische Verfahren. Bei statistischen Verfahren wird auf Grundlage von Messwerten aus der Vergangenheit eine Prognose erstellt. Im anderen Fall werden physikalische Modelle der Atmosphäre und der PV-Anlage benutzt, um die Erzeugung vorherzusagen. Hier nutzen wir eine Kombination aus statistischem und physikalischem Modell. Die deterministische Prognose wird auf Grundlage eines numerischen Wettermodells erstellt. Darauf aufbauend erzeugt ein

statistisches Modell aus Messwerten mit Hilfe der deterministischen Prognose eine probabilistische Prognose.

Die PV-Erzeugungsprognose ist, wie bereits erwähnt, probabilistisch und wird nach dem Modell des Analog Ensembles erzeugt. Die Grundannahme für das in (Lorenz 1969) vorgeschlagene Analog Ensemble ist die folgende: Das Wetter in der Zukunft verhält sich ähnlich wie in der Vergangenheit. Situationen in der Vergangenheit mit Prognosen, die ähnlich zur aktuellen sind, werden als Analogs bezeichnet.

Daraus folgt, dass das tatsächlich eingetretene Wetter für die Analogs eine verlässliche Beschreibung der Unsicherheit der Prognose darstellt.

Der Algorithmus funktioniert wie folgt (siehe dazu auch Abbildung 2): Es wird ein Datensatz aus Analogs erstellt. Er besteht aus den Messdaten und den historischen Prognosen. Dann wird die aktuelle deterministische Punktprognose erstellt und mit den historischen Prognosen verglichen. Die historischen Prognosen werden aufgrund ihrer Ähnlichkeit zu der aktuellen Prognose sortiert und die N ähnlichsten ausgewählt. Dies sind die Analogs. Für jedes Analog gibt es einen Messwert. Diese N Messwerte bilden ein Ensemble. Für dieses Ensemble nimmt man an, dass es eine repräsentative Teilmenge der möglichen Realisierungen bildet und es können von ihm statistische Größen wie z.B. Quantile abgeleitet werden.

Die Ähnlichkeit zwischen den historischen und der aktuellen Prognose stellen hierbei den diffizilsten Punkt dar. Für PV-Leistungswerte können z.B. die Werte zum Vorhersagezeitpunkt verglichen werden, oder es werden die nächsten und übernächsten Zeitpunkte für das Ähnlichkeitsmaß hinzugenommen. Durch die chaotische Natur der solaren Einstrahlungsleistung und damit der PV-Leistung kann man leicht nachvollziehen, dass die Güte eines Analog Ensembles stark von der Wahl des Ähnlichkeitsmaßes abhängt. Umso mehr Werte mit einbezogen werden, desto größer wird die Menge möglicher Analogs. Auf der anderen Seite sinkt damit die Vorhersagekraft, denn im Grenzfall, dass sich alle Vorhersagen ähneln, sind wir beim meteorologischen Langzeitmittelwert.

Hier wählen wir als Vergleichsgröße für die Analogs die erzeugten Energien der nächsten acht Stunden. Der Grund für diese Wahl ist, dass diese Werte direkt im SoC-Fahrplan verwendet werden. Außerdem ergibt sich für die Energien ein natürliches Ähnlichkeitsmaß: Zwei Prognosen sind ähnlich, wenn die Differenz der erzeugten Energien der nächsten acht Stunden klein ist. Die Glättung durch Energiesummenbildung ist ein weiterer positiver Effekt dieser Wahl. Da die erwartete horizontale Einstrahlung im Winter selbst bei klarem Himmel unter den Werten im Sommer liegt, werden die Energiesummen noch durch die theoretisch errechnete Clear-Sky-Strahlungsenergie geteilt. Die Größe wird einheitslos indem zusätzlich durch die nominelle PV-Leistung der PV-Anlage geteilt wird. Wir können aufgrund

der Energiesummenbildung auf eine Normierung der Tagesgänge der PV-Erzeugung auf einen Einheitstag mit maximaler Sonnenscheindauer von 12 Stunden und normierter Zeniteinstrahlung verzichten.

Der Datensatz von historischen Vorhersagen und Messwerten umfasst ein Jahr an 15min-Werten. Als Ensemblegröße wurde  $N=10$  gewählt, da wir ansonsten einen größeren Datensatz benötigen würden, um genügend ähnliche Wettersituationen zu finden.

Am Ende erhalten wir ein Ensemble aus PV-Erzeugungsenergien der nächsten acht Stunden (Abbildung 3).

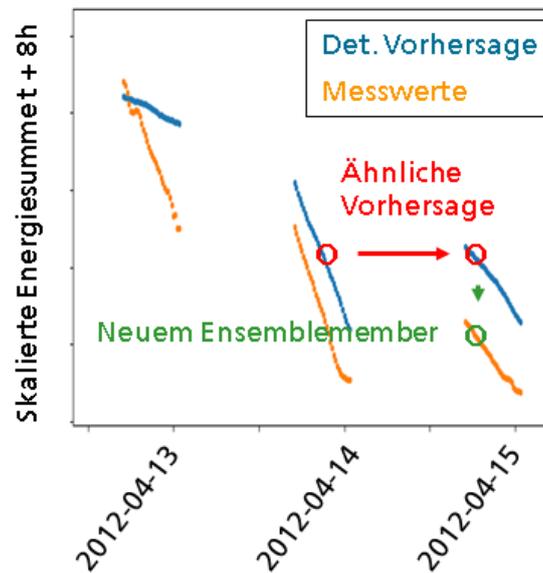
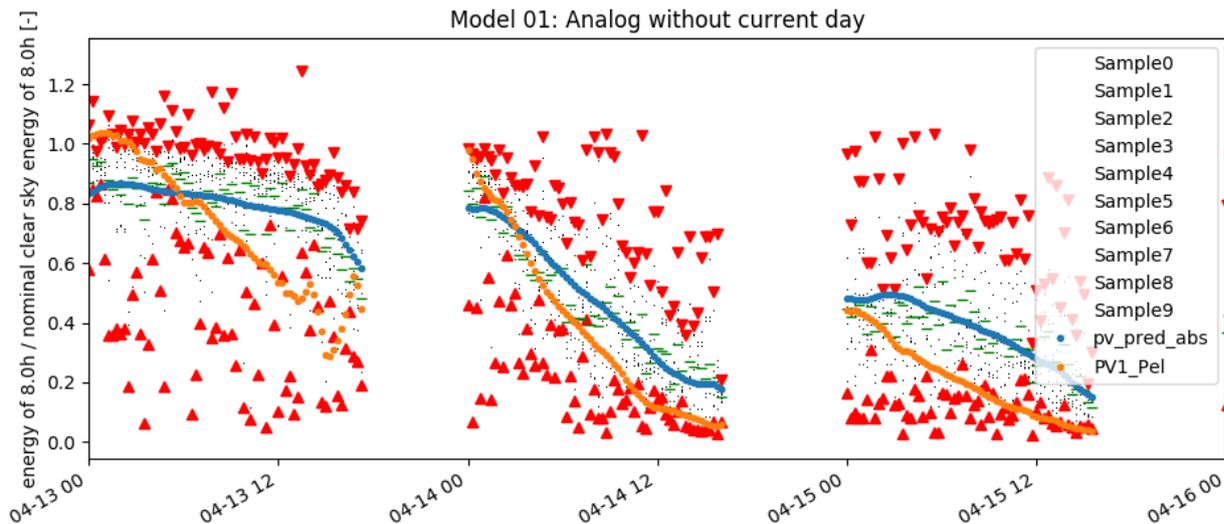


Abbildung 2: Verfahren zum Finden von Analogs. Zeitreihen der einheitslosen, skalierten Energiesummen der nächsten acht Stunden. Skaliert mit den 8-Stunden-Summen der Clear-Sky-Strahlung für nominelle PV-Effizienz. Deterministische Vorhersage auf Basis des numerischen Wettermodells (blau), Messwerte der PV-Erzeugung (orange). Ähnliche Vorhersage, die Analogs (rote Kreise) entstehen über den Vergleich der deterministischen Vorhersagen, in diesem Fall wird aus der Zukunft gesampelt, was im Echtbetrieb nicht möglich wäre. Für den Zeitpunkt des Analogs bildet der Messwert das entsprechende, neue Ensemblemitglied (grüner Kreis).



**Abbildung 3: Analog Ensemble für die skalierte PV-Energiesumme der nächsten 8 Stunden. Deterministische Vorhersage auf Basis des numerischen Wettermodells (blau), Messwerte der PV-Erzeugung (orange). Die Ensemblemitglieder (schwarze Punkte) sind aus den PV-Energiesummen der Messwerte gebildet. Minimal- und Maximalwerte des Ensembles (rote Dreiecke) zeigen die Unsicherheit der Prognose, der Mittelwert (grüne Balken) folgen den deterministischen Vorhersagen.**

### Lastprognose

Die Lastprognose basiert auf einem simplen Persistenzmodell. Dazu wird der Lastgang der gleichen Tage der vergangenen drei Wochen gemittelt und als Prognose verwendet. Aus dieser Prognose des Lastgangs werden in Kompatibilität mit der PV-Prognose Energiesummen berechnet, die dann von den Werten für die PV-Prognose abgezogen werden, um so die Vorhersage für die residuale Energiesummen zu erhalten. Da der Lastgang nach Sonnenuntergang keinen Einfluss auf die Batteriebetriebsführung hat, werden diese Werte nicht in der Summierung der Energien berücksichtigt.

### Algorithmen zur Erstellung des SoC-Fahrplans

Die Erstellung der SoC-Fahrpläne basiert auf den prognostizierten Werten für die zu jedem Zeitpunkt innerhalb der jeweils nächsten acht Stunden erwartete residual erzeugte PV-Energie  $E_{Res}^{Ex}$ . Für diese Energiesumme wird in der Batterie anteilig Kapazität freigehalten. Daher ergibt sich die Berechnung des SoC-Sollwerts abhängig von der erwarteten Energiesumme zum jeweiligen Zeitpunkt:

$$SoC_{set,det}(t) = \max\left(1 - \lambda \frac{E_{Res}^{Ex}}{C_{Bat}}, 0\right)$$

Dabei steht  $C_{Bat}$  für die Kapazität der Batterie und  $\lambda$  ist der Kapazitätsreserveparameter, der den Anteil der vorgehaltenen Kapazität angibt. Der Wert für  $\lambda$  wird im folgenden auf 0,3 festgelegt. Da die residuale Energiesumme immer positiv ist, ist sicher gestellt, dass der Fahrplanwert stets zwischen 0 und 1 liegt.

Die probabilistische Prognose liefert ein Sample von  $N = 10$  Werten für die residuale Energiesumme. Aus dieser Information muss ein einzelner Fahrplanwert gewonnen werden.

Dies wird zunächst umgesetzt, indem der Median der Energiesummen gebildet und dieser für die Fahrplanerstellung genutzt wird. Eine andere Methode ist, für jeden Ensemblewert ein Zwischenwert  $x = 1 - \lambda \frac{E_{Res,n}^{Ex}}{C_{Bat}}$  zu berechnen. Diese werden dann nach verschiedenen Gewichtungen gemittelt und das Ergebnis bei 0 abgeschnitten:

$$SoC_{set}(t) = \max\left(\sum_{n=1}^{10} \alpha(x) * x, 0\right)$$

Dabei hängt die Gewichtung von den errechneten Zwischenwerten ab. So können Maxima und Minima der Prognose durch eine stärkere Gewichtung der Zwischenwerte abgefangen werden. Es wurde zunächst eine gleiche Gewichtung der Werte analysiert und dann verschiedene Gewichtungen verglichen.

## Ergebnisse und Diskussion

Für die drei vorgestellten Algorithmen wird jeweils eine Simulation auf Basis der gemessenen Jahresdaten für Last und PV-Ertrag durchgeführt. Die Simulation wurde für verschiedene Batteriegrößen und PV-Nennleistungen durchgeführt. Der Übersichtlichkeit halber werden allerdings nur die Ergebnisse für 5kWh Batteriekapazität sowie 5kW Generator Nennleistung gezeigt, die die übrigen Systemkonfigurationen repräsentativ abbilden. Die Performanz der einzelnen Algorithmen wird dann auf Basis der Eigenverbrauchsquote sowie den Verlusten durch Abregelung bewertet. Darüber hinaus wurden die Kosten für die Beschaffung der Reststrommenge auf Basis eines angenommenen Bezugspreises von 28ct sowie einer EEG-Einspeisevergütung von 12,3ct berechnet. Die Ergebnisse sind in Tabelle 2 dargestellt als Vergleich ist das Ergebnis für den eigenverbrauchsoptimierten Betrieb dargestellt.

**Tabelle 1: Vergleich verschiedener Algorithmen zur prädiktiven Steuerung von PV-Batteriesystemen**

Algorithmus	Eigenverbrauchsquote	Abregelung/ kWh	Kosten / €
Eigenverbrauchsoptimierung	45,6%	711,1	132,0
Deterministische Prognose	45,0%	83,0	63,6
Median	44,6%	89,2	68,7
Ungewichtetes Mittel	44,5%	93,9	70,6

Zunächst zeigt sich das immense Potential, das durch prädiktive Betriebsführung gegenüber der reinen Eigenverbrauchsoptimierung gehoben werden kann.

Allerdings zeigt der Vergleich zwischen der Betriebsführung auf Basis einer deterministischen Prognose mit der probabilistischen Prognose, dass diese durchaus vergleichbar ist, aber in der aktuellen Form leicht schlechter abschneidet.

Dabei deutet die leicht schlechtere Performanz der Betriebsführung auf Basis des ungewichteten Mittels im Vergleich zur Medianvorhersage darauf hin, dass durch eine Gewichtung der einzelnen Ensemblemitglieder ein Gewinn erzielt werden könnte.

Daher wurde eine Analyse für verschiedene Gewichtungsfunktionen, durchgeführt. Hier war die Erwartung, dass Abregelung besser verhindert werden kann, wenn große Energiesummen in der Mittelung stärker gewichtet werden, da bei einer großen residualen Erzeugung PV-Strom abgeregelt werden muss, wenn der SoC-Fahrplan auf Basis einer kleineren erwarteten Energiesumme festgelegt wurde. Dazu wurden die berechneten SoC-Fahrplanzwischenwerte  $x = 1 - \lambda \frac{E_{Res,n}^{Ex}}{C_{Bat}}$  stärker gewichtet, wenn sie kleiner als 0 waren. Tabelle 2 zeigt die Abregelung für lineare und quadratische Gewichtung.

**Tabelle 2: Veränderung der Abregelungsverluste bei verschiedener Gewichtung kleiner ( $x < 0$ ) Fahrplanzwischenwerte für 5kWh Batteriekapazität und 5kWp PV-Generator**

Gewichtung	Abregelung / kWh	Eigenverbrauch
1	93,9	44,52
$1 + x^2$	93,1	44,50
$1 + 2x^2$	92,5	44,48
$1 - x$	92,2	44,48
$1 - 2x$	90,9	44,45

Der Unterschied zwischen quadratischer und linearer Gewichtung kann damit erklärt werden, dass gerade bei Fahrplanwerten die nur wenig ( $|x| \ll 1$ ) unter 0 liegen, Abregelung passiert, die verhindert werden kann.

Eine Ähnliche Analyse wurde auch für die Gewichtung der Fahrplanwerte mit  $x = 1$  durchgeführt. Tabelle 3 zeigt die Ergebnisse. Es sei daran erinnert, dass die Energiesummen derart berechnet werden, dass der Fahrplanzwischenwert nicht größer als 1 werden kann.

Gewichtung	Abregelung / kWh	Eigenverbrauch
1	93,9	44,52
1,2	98,6	44,56
1,5	102,6	44,58
2	108,2	44,59

Hier zeigt sich, dass eine höhere Gewichtung der Fahrplanzwischenwerte von 1 den Eigenverbrauch gegenüber der gleichen Gewichtung aller Ensemble erhöhen.

Die probabilistische Prognose gibt hier also die Möglichkeit, die Betriebsführung stärker entweder auf die Vermeidung von Abregelung oder die Erhöhung des Eigenverbrauchs auszurichten.

Allerdings zeigt sich bei beiden Analysen, dass die höhere Gewichtung eines Risikos jeweils das gegenteilige Ziel untergräbt. Dies ist ein Hinweis darauf, dass offenbar Situationen vorkommen, in denen das vorrangige Risiko nicht identifiziert werden kann. Hier könnte in der Zukunft möglicherweise eine Kalibration der Prognosen einen Informationsgewinn bedeuten.

## Ergebnisse und Diskussion

In diesem Beitrag wurde ein System vorgestellt, mit dem PV-Heimspeichersysteme vor dem Hintergrund einer Begrenzung der Netzeinspeiseleistung auf maximal 50% der PV-Nennleistung prädiktiv gesteuert werden können. Dazu wurde ein Verfahren entwickelt, mit dem probabilistische PV-Erzeugungsprognosen mit Hilfe von Analogensembles aus deterministischen Prognosen sowie aufgezeichneten, zugehörigen gemessenen PV-Profilen erstellt werden können. Auf Basis dieser Prognosen wurden Algorithmen entwickelt, die Abregelung aufgrund der Einspeisebegrenzung verhindern sollen, ohne die Eigenverbrauchsquote stark zu senken.

Die entwickelten Algorithmen sind in ihrer Performanz zur Zeit auf vergleichbarem Niveau, wie die schon existierende Betriebsführung auf Basis einer deterministischen Prognose. Allerdings deuten die Ergebnisse darauf hin, dass das volle Potential der zusätzlichen probabilistischen Information noch nicht ausgeschöpft ist. Hier werden in der kommenden Zeit im Rahmen des Forschungsprojekts ALPRO sowohl die PV-Prognosen als auch die Betriebsführungsalgorithmen verbessert werden.

## Literaturverzeichnis

- Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie. „10.000-Häuser-Programm Bayern - EnergieBonusBayern Programmteil EnergieSystemHaus.“ Merkblatt, München, 2017.
- Braam, Felix, Raphael Hollinger, Christian Lübeck, Stine Müller, und Bernhard Wille-Hausmann. „Grid-Oriented Operation of Photovoltaic Battery Systems.“ *Internationaler ETG-Kongress*. Berlin, 2013.
- Braam, Felix, Raphael Hollinger, Martin Llerena Engesser, Stine Müller, Robert Kohrs, und Christof Wittwer. „Peak shaving with photovoltaic-battery systems.“ *Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)*. 2014. 1-5.
- Figgenger, Jan, et al. „Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0.“ Aachen, 2017.
- KfW-Bank. „KfW-Programm Erneuerbare Energien "Speicher".“ Merkblatt, Frankfurt, 2017.
- Lorenz, E.N. „Atmospheric Predictability as Revealed by Natural Occurring Analogues.“ *J. Atmos. Sci.* 26, 1969: 636-646.
- Marra, Francesco, Guangya Yang, Chresten Træholt, Jacob Østergaard, und Esben Larsen. „A Decentralized Storage Strategy for Residential Feeders With Photovoltaics.“ *IEEE Transactions on smart grid*, 3 2014: 974-981.
- Mooshövel, Janina, et al. „Analysis of the maximal possible grid relief from PV-peak-power impacts by using storage systems for increased self-consumption.“ *Applied Energy*, 1. 1 2015: 567-575.
- Sterner, Prof. Dr.-Ing. Michael, Fabian Eckert, Martin Thema, und Franz Bauer. *Der positive Beitrag dezentraler Energiespeicher für eine stabile Stromversorgung*. Kurzstudie im Auftrag von BEE e.V. und Hannover Messe, Regensburg / Berlin / Hannover: Forschungsstelle Energienetze und Energiespeicher (FENES) OTH Regensburg, 2015.
- von Appen, Jan, Julio H. Braslavsky, John K. Ward, und Martin Braun. „Sizing and grid impact of PV battery systems -.“ *International Symposium on Smart Electric Distribution Systems and Technologies (EDST)*. Wien, 2015.
- Wieland, Thomas, Florian Otto, Lothar Fickert, und Thomas Karl Schuster. „Analyse, Bewertung und Steigerung möglicher Einspeisekapazität dezentraler Energieerzeugungsanlagen in der Verteilnetzebene.“ *8. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien*. 2013.
- Wirth, Dr. Harry. „Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland.“ [www.ise.fraunhofer.de](http://www.ise.fraunhofer.de). 2017.  
<https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf> (Zugriff am 08. 12 2017).