

ERFAHRUNGEN MIT EINEM PROGNOSEBASIERTEN LADEMANAGEMENT ZUR REDUKTION DER NETZBELASTUNG

Günter Wind¹, Harald Geyer², Irene Schicker³,
Markus Schindler⁴, Peter Wohlfart^{5(*)}

Einleitung

Die steigenden Netzkosten werden mit dem Ausbau volatiler Energien begründet. Die Energiewende steht also vor der Herausforderung diese möglichst netzschonend zu integrieren. Bei einer PV-Anlage könnte man die Einspeiseleistung mit einem Speicher verlustarm reduzieren. Speziell in ländlichen Gebieten, wo das Dachflächenpotenzial sehr hoch ist, könnten so wesentlich mehr PV-Anlagen in das vorhandene Netz integriert werden. In [1] wurde gezeigt, dass man mit üblichen Heimspeichern, die für die Eigenbedarfsoptimierung und zur Notstromversorgung eingesetzt werden, mit einem prognosebasierten Lademanagement auch die Einspeiseleistung netzdienlich reduzieren kann. Im Pilotprojekt wird getestet wie sich die Prognosegenauigkeit auf die gleichzeitige Optimierung von Eigenbedarf und Reduktion der Einspeiseleistung auswirkt.

Methodik

An einer privaten PV-Anlage mit 30 kWp Modulleistung und 12 kWh Batteriespeicher wurde das Lademanagement des Hybridwechselrichters über Modbus extern angesteuert. Die PV-Anlage versorgt ein mit einer Wärmepumpe beheiztes Einfamilienhaus, dessen Stromverbrauch von 1.2. – 31.10.2025 rund 5.300 kWh betrug. Um sowohl die Einspeiseleistung zu begrenzen als auch den Eigenbedarf zu optimieren, benötigt man eine Ertragsprognose – erstellt und stündlich aktualisiert von GeoSphere Austria für die nächsten 48 Stunden in viertelstündlicher Auflösung – und eine Verbrauchprognose, welche aus dem Anlagenlogging der letzten 7 Tage durch Mittelwertbildung abgeleitet wurde.

Ein Olimex-Microcomputer errechnet mit einem Solver einen optimierten Fahrplan für das Batterielademanagement. Hierbei wurde folgendes Verhalten softwaremäßig umgesetzt:

1. Maximale Einspeiseleistung:
Als Randbedingung wurde eine maximale Einspeiseleistung von 19,5 kW zugelassen; das ist jener Wert, der mit perfekter Prognose erreichbar sein sollte, ohne dass PV-Energie abgeregelt werden muss.
2. Netzeinspeisung aus der Batterie:
Bei hoher Ertragserwartung muss vorab Energie aus der Batterie ins Netz eingespeist werden, um während des Tages die überschüssige Leistung aufnehmen zu können.
3. Die Maximierung des Eigenbedarfs hat höchste Priorität.
4. Eine Notstromreserve von 30% Batterieladung am Abend und 10% am Morgen.
5. Es wurde ein dynamischer Energietarif vorgegeben, welcher die Energie während der Abend- und Morgenverbrauchsspitze am höchsten bewertet, sodass bevorzugt zu diesen Zeiten systemdienlich eingespeist wird.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

In Abbildung 1 ist erkennbar, dass bei zu erwartenden mittleren bis hohen Tageserträgen – also sonnigem Wetter – die Prognosegenauigkeit auch schon am Tag davor (18 Uhr UTC) recht gut ist. Bei Schlechtwetter ist die Prognose mit größerer Unsicherheit behaftet – auch noch um 4 Uhr UTC.

¹ Wind – Ingenieurbüro für Physik und Elektrotechnik, Mühlangerstraße 10, 7000 Eisenstadt, Österreich, g.wind@ibwind.at

² Harald Geyer, selbständiger Physiker, 1140 Wien, mail@haraldgeyer.at

³ GeoSphere Austria, Hohe Warte 38, 1190 Wien, Österreich, irene.schicker@geosphere.at

⁴ Forschung Burgenland GmbH, Campus 1, 7000 Eisenstadt, Österreich, markus.schindler@forschung-burgenland.at

⁵ Technische Universität Graz – Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Inffeldgasse 18/1, 8010 Graz, Österreich, peter.wohlfart@tugraz.at

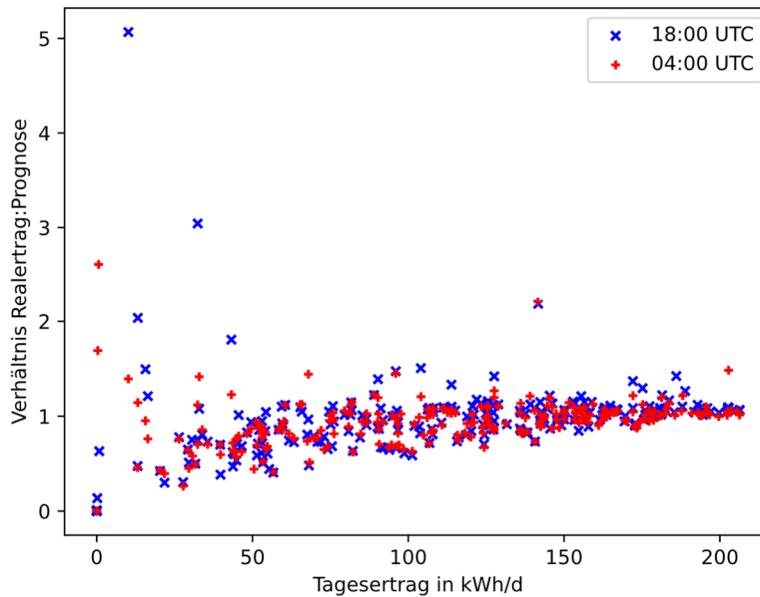


Abbildung 1: Der Vergleich von *realem* und *prognostiziertem* Ertrag im Zeitraum von 01.02. bis 30.09.2025 für die Prognose um 18 Uhr (links) und 4 Uhr (rechts) für den folgenden Tagesertrag

Der Einfluss der Prognosegenauigkeit und Erkenntnisse aus dem Pilotversuch:

1. An sonnigen Tagen war die Prognose ausreichend genau; die Batterie war spätestens bis zum Morgen entladen, sodass die Einspeiseleistung zuverlässig begrenzt wurde (Feb. bis Okt). Die kritische Zeit ist das Sommerhalbjahr. In der restlichen Versuchslaufzeit (Herbst und Winter) ist daher keine Überschreitung mehr zu erwarten.
2. Gröbere Fehlprognosen an ertragsarmen Tagen hatten keine Auswirkungen auf die Eigenbedarfsdeckung, weil die Batterie nicht vorzeitig ins Netz entladen werden muss.
3. Der Verbrauch ist viel kleiner als die Produktion, daher wirkte sich die Verbrauchsprognose kaum auf die Ladestrategie aus. Ein außergewöhnlicher Strombedarf tagsüber z.B. Laden eines fremden E-Autos wurde vom Lademanagement ausgeregelt.
4. Nicht prognostizierbare größere Verbraucher, insbesondere in den Nachstunden, sollten über eine Benutzerschnittstelle dem Lademanagement mitgeteilt werden können.
5. Im Vergleich zur idealen Eigenversorgungsoptimierung stellten wir geringfügig um 100 kWh mehr Netzbezug fest; Ursache war weniger das Lademanagement, sondern fehlerhaft (sprunghaft ändernde) SOC-Werte, welche vom Batteriemanagement geliefert wurden.

Rollout: Das prognosebasierte Lademanagement ist in der Lage die Einspeiseleistung von PV-Anlagen zu begrenzen, ohne die Eigenbedarfsdeckung relevant zu verringern. Gemäß [1] kann man mit einer effektiven spezifischen Speicherkapazität von 2 kWh/kWp eine Reduktion der Einspeiseleistung auf 30% der PV-Nennleistung erzielen. Bei Annahme von 800€/kW Netzausbaukosten (abgeleitet aus [2]), ergibt sich bis 2030 bei einem Zubau von 10 GWp ein Einsparungspotenzial von ca. 8 Mrd.€.

Danksagung

Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „Vorzeigeregion Energie 2021“ durchgeführt.

Referenzen

- [1] G. Wind, P. Wohlfart, H. Renner, I. Schicker, M. Schindler und C. Pfeiffer, „Netzoptimierung mit prognosebasiertem Lademanagement,“ *IEWT 2025*, 28.02.2025.
- [2] AIT Austrian Institute of Technology (Schwalbe Roman, Helfried Brunner), „Aktualisierung der Netzberechnungen der Studie "Volkswirtschaftlicher Wert der Stromverteilnetze auf dem Weg zur Klimaneutralität in Österreich,“ 2024.