



# ERFAHRUNGEN MIT EINEM PROGNOSEBASIERTEM LADEMANAGEMENT ZUR REDUKTION DER NETZBELASTUNG

*Dr. Günter Wind, Eisenstadt, 11.02.2026*



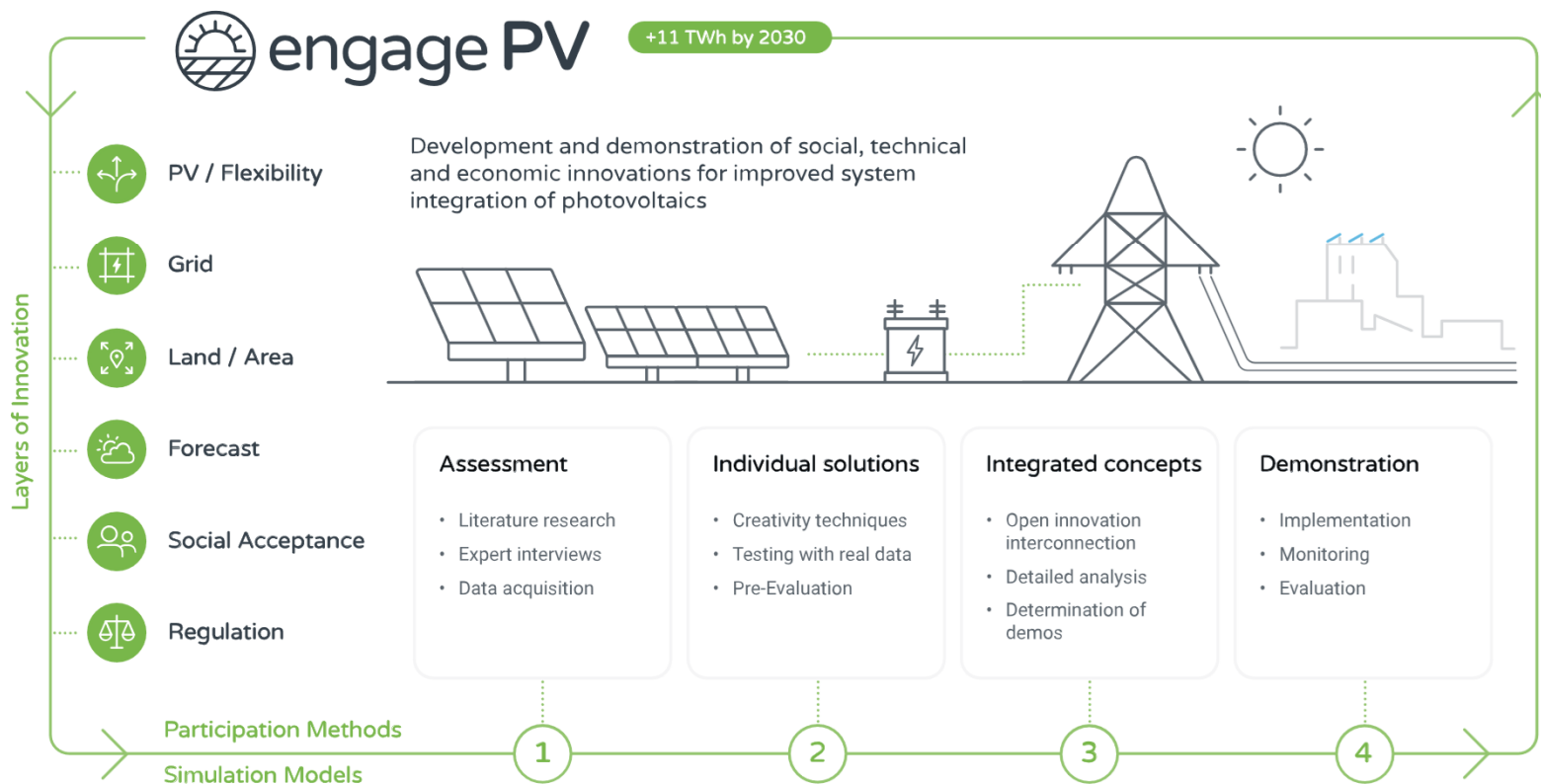
# Autoren

## **Günter Wind, Harald Geyer, Irene Schicker, Markus Schindler, Peter Wohlfart**

- Wind – Ingenieurbüro für Physik und Elektrotechnik,  
Mühlangergasse 10, 7000 Eisenstadt, Österreich, [g.wind@ibwind.at](mailto:g.wind@ibwind.at)
- Harald Geyer, selbständiger Physiker, 1140 Wien, [mail@haraldgeyer.at](mailto:mail@haraldgeyer.at)
- Irene Schicker, GeoSphere Austria, Hohe Warte 38, 1190 Wien, Österreich,  
[irene.schicker@geosphere.at](mailto:irene.schicker@geosphere.at)
- Markus Schindler, Forschung Burgenland GmbH, Campus 1, 7000 Eisenstadt, Österreich,  
[markus.schindler@forschung-burgenland.at](mailto:markus.schindler@forschung-burgenland.at)
- Peter Wohlfahrt, Technische Universität Graz – Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Inffeldgasse  
18/1, 8010 Graz, Österreich, [peter.wohlfart@tugraz.at](mailto:peter.wohlfart@tugraz.at)



# GEL-Projekt EngagePV



Mit



# Erfahrungen mit einem prognosebasiertem Lademanagement (pb-LM)

## I. Aufgabestellung, Beschreibung des Pilotversuchs





Mit



zur Sonne

# Pilotversuch: Prognosebasiertes Lademanagement

**Ziel: Begrenzen der Einspeiseleistung ohne die Eigenverbrauchsquote zu verschlechtern.**

**Pilotanlage:**

- Ort: Ländliche Gemeinde im Burgenland
- PV-power: 29,88 kWp – 72 Module mit 415Wp JAM54S30-415/GR
  - 36 Module: north+85°, elevation 20°
  - 36 Module north+265°, elevation 20°
- Batterie: Lynx Home LX-H F PLUS+ Serie, 16,38 kWh
- Wechselrichter: Goodwe GW20K-ET: 20kW, 2 Strings (2x 14,94 kWp)
- Stromproduktion: 30.000kWh/a
- Strombedarf: 7500 kWh/a

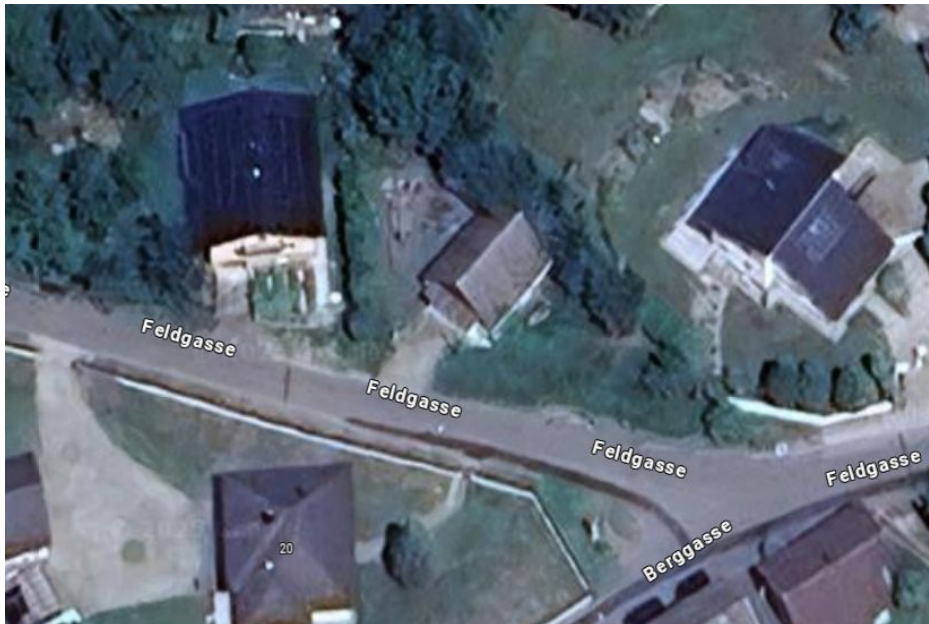


Mit

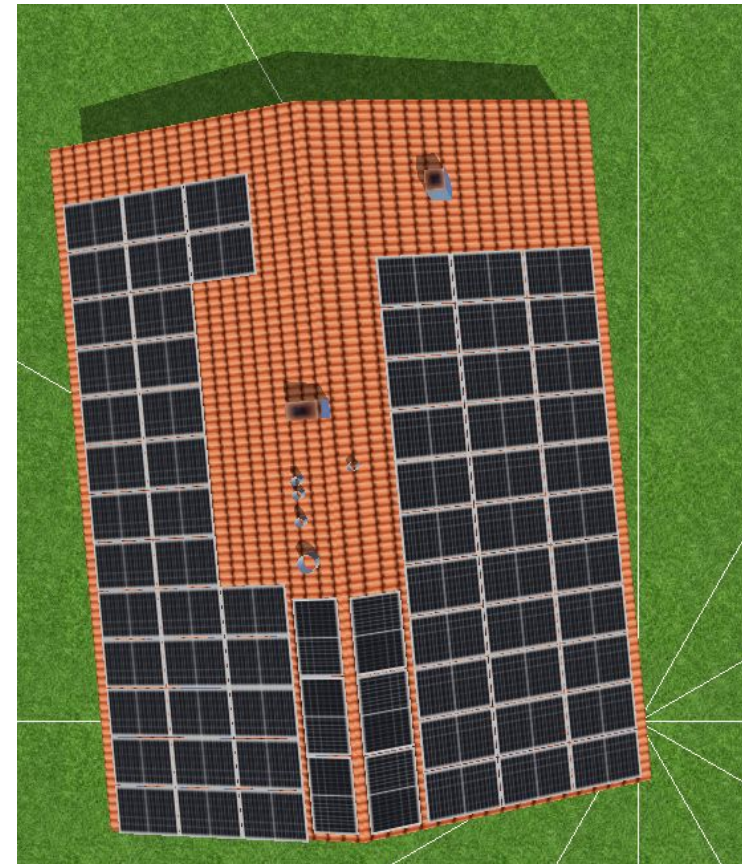


zur Sonne

# PV-Anlage 30kWp

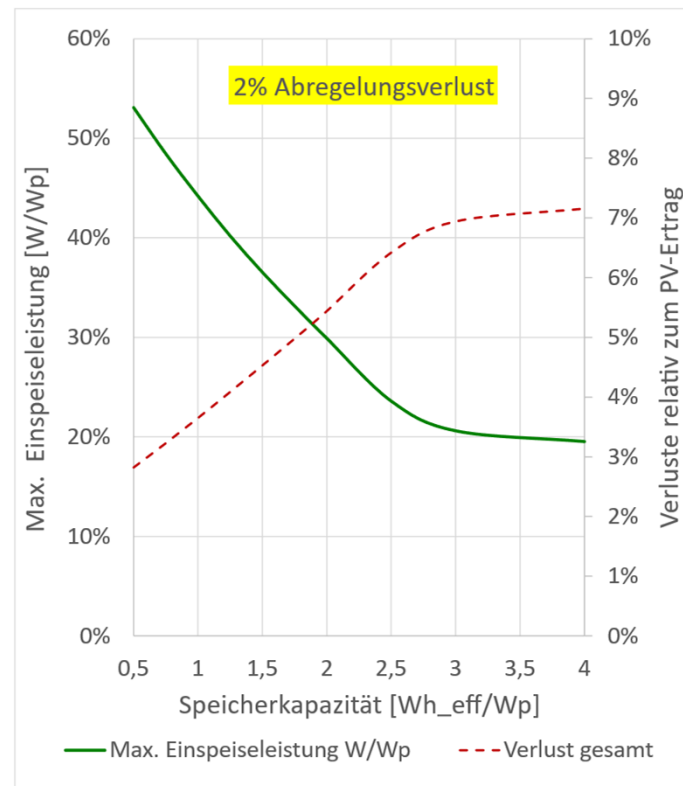
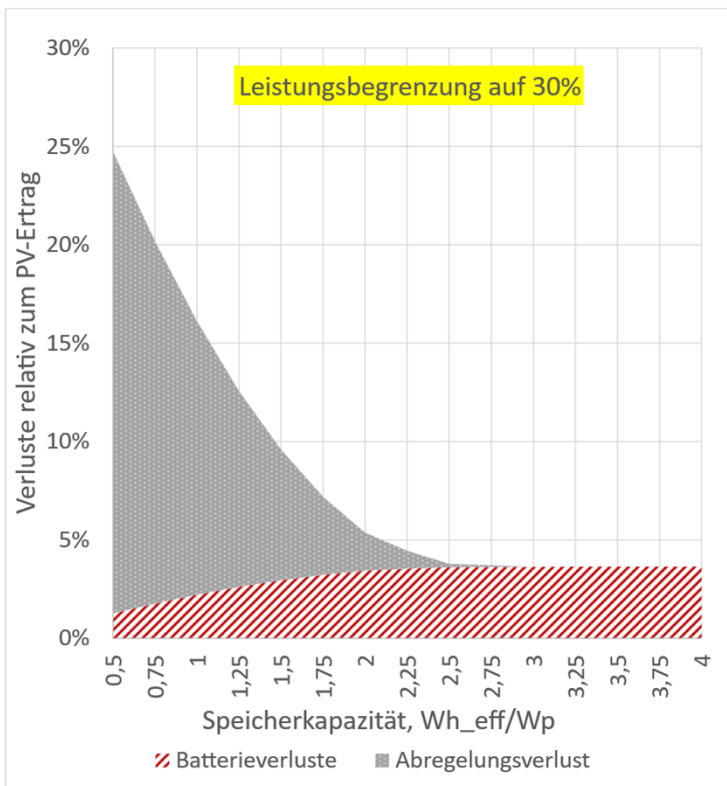


O/W-Anlage, 20° Neigung  
Vollbelegung des Daches mit  
Berücksichtigung des Schattenwurf  
durch Kamine, Rohre





# Theoretischer Hintergrund: Potenzial der Begrenzung der Einspeiseleistung einer Volleinspeise-PV-Anlage in Abhängigkeit von der Speicherkapazität



Mit einem 2kWh/kWp Speicher von kann man die Einspeiseleistung auf ca. 30% begrenzen

➔ damit würde das Netz 3x so viel PV-Leistung vertragen

Simulation über 10 Jahre mit Echtwetterdaten von Geosphere (2015 - 2024).

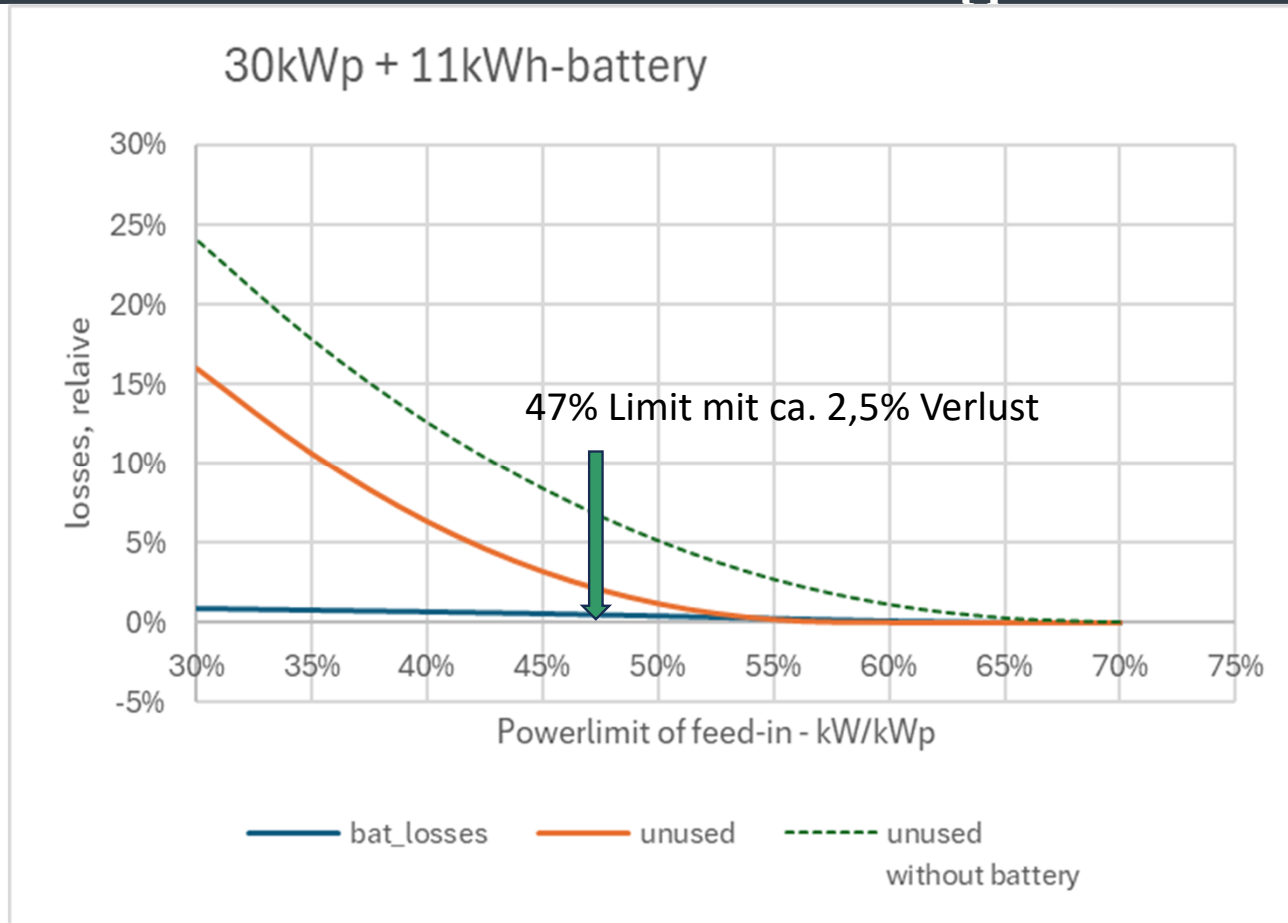
Standort: Andau

Azimut = Süd, Neigung = 30°

[1] G. Wind, P. Wohlfart, H. Renner, I. Schicker, M. Schindler und C. Pfeiffer, „Netzoptimierung mit prognosebasiertem Lademanagement,“ IEWT 2025, 28.02.2025.



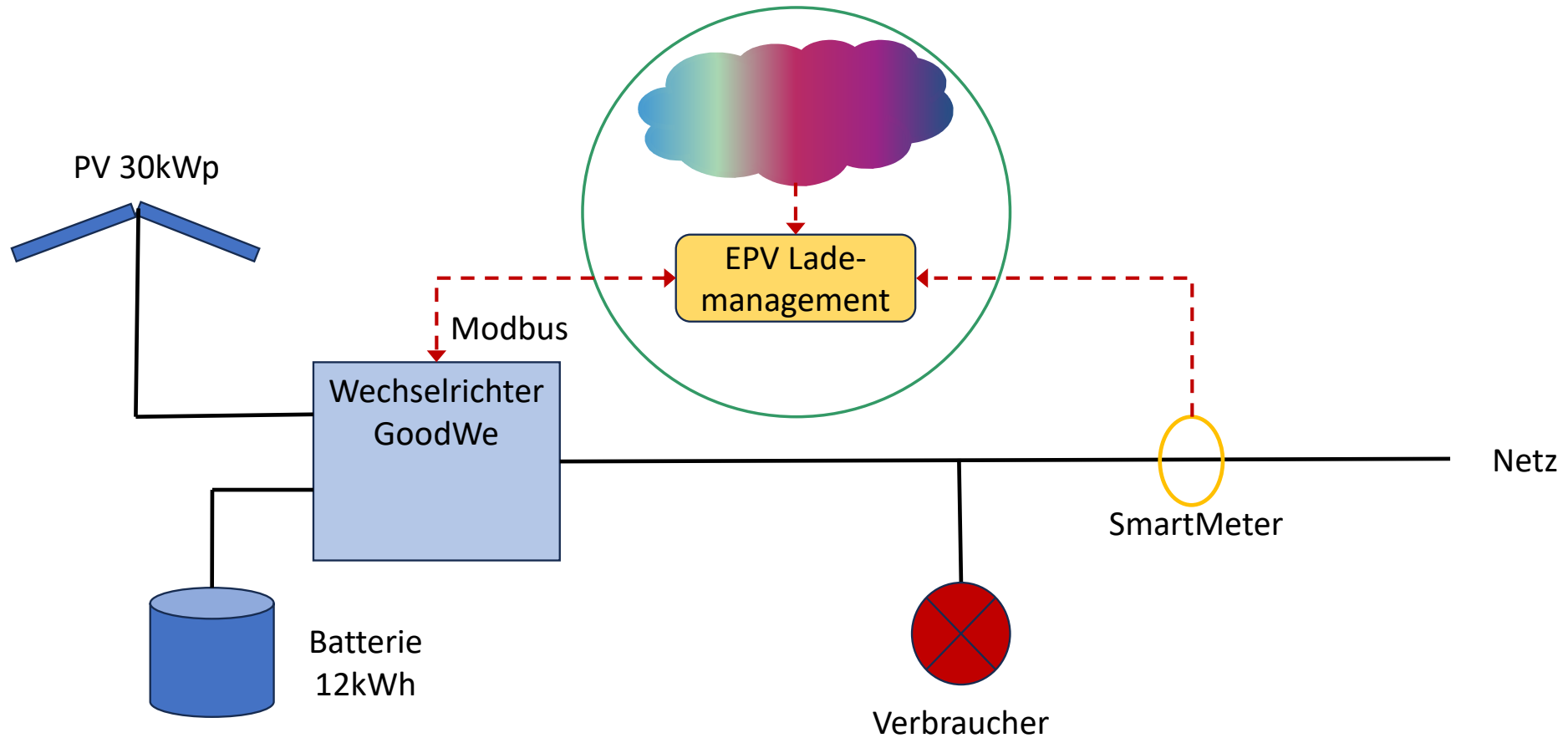
# Theoretisch mögliche Leistungsreduktion für die Pilotanlage



- PV: 30kWp
- Batterie: 11kWh
- 100% sicher Prognose
- Ohne Strombedarf



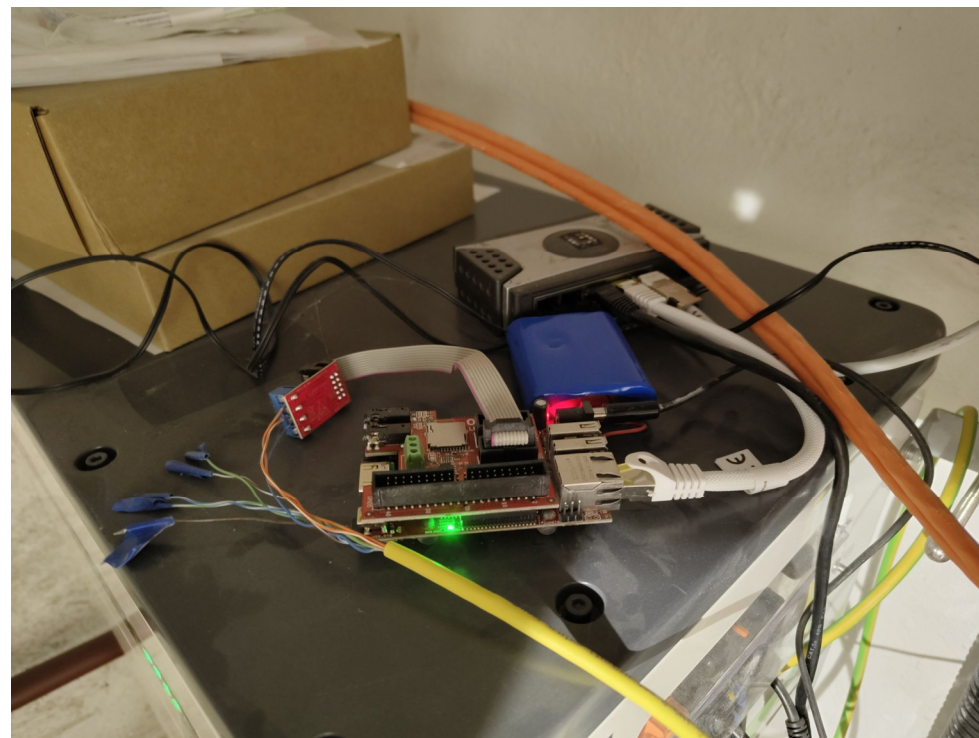
# Technische Umsetzung



# Hardware



Batterie und Wechselrichter



Mini-Computer Olimex (Linux) für Lademanagement

Mit



zur Sonne

# Software-Umsetzung

## Input:

- Wetterprognose für Globalstrahlung, Temperatur, ... (Geosphere)
- Verbrauchsprognose: Mittelwert aus den letzten 7 Tagen
- stündliche Strompreise von Smart Energie
- aktueller SOC
- SmartMeter

## Weitere Parameter:

- PV-Leistung
- maximal erlaubte Einspeiseleistung
- Batterie: reale Speicherkapazität, Lade/Entladegrenzen+Leistungen
- Notstromreserve von 10% am Schönwettermorgen, 30% am Abend



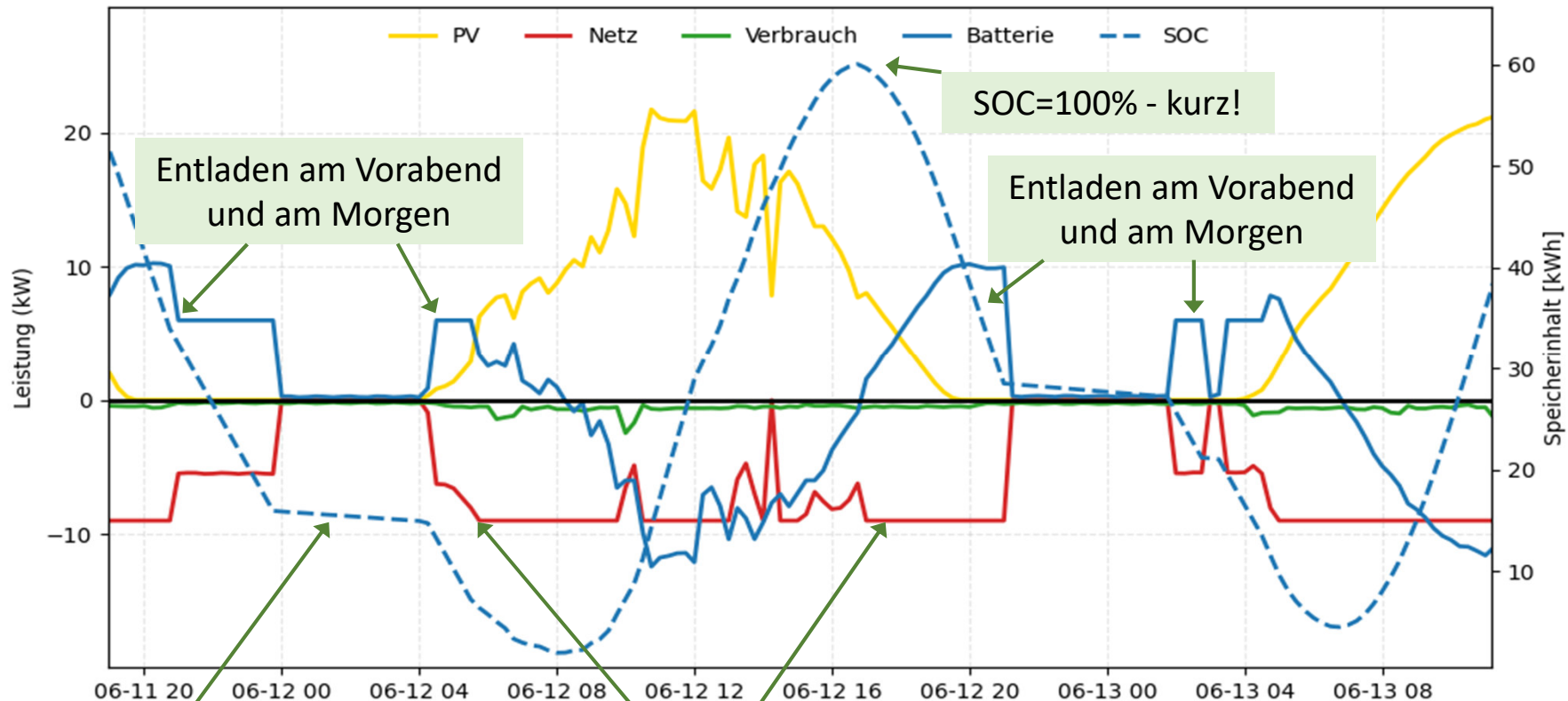
# Optimierung mit Solver

1. Fahrplanerstellung alle 15min mittels Solver:
  - Prognosehorizont ist 48 Stunden - bei ausbleibenden Prognosen auch kürzer
  - optimierte Ladestrategie (= Fahrplan)
    - Eigenverbrauch maximal
    - Abregelung minimal
    - Stromkosten minimal
    - Batterieverluste minimal
2. Prognosewerte werden laufend mit den Ist-Werten verglichen.  
Bei Abweichungen wird nachgeregelt:  
Vorrang haben hierbei Eigenbedarf, Netzleistungsbegrenzung, Batterieschonung  
Das Ergebnis wird an den Hybrid-Wechselrichter geschickt (ca. 2-Sekunden-Takt).

Source-Code wird als Open-Source-Software publiziert.



# Prognose-Lademanagement – Funktion bei Schönwetterprognose



Nachtverbrauch

frühzeitiges Einspeisen und Leistungsbegrenzung auf 9kW



# Methoden zur Auswertung

## 1. Entspricht die Funktionalität den Erwartungen?

Analyse von Messdaten und berechneten Daten

- Anlagendaten mit 15min-Werte und 2s Werte
- Wetterprognosen: Geosphere (aus INCA und AROME) stündliches Update mit 15min Auflösung, Alternative Prognose: Solcast
- Analyse der stündlich berechneten Fahrpläne

## 2. Wie wirken sich Prognoseabweichung aus?

Durchlauf des Lademanagements mit Messdaten anstatt Prognose (100% Treffsicherheit)

## 3. Wie ändert sich das Systemverhalten mit geänderten Werten von maximaler Einspeiseleistung, Batteriekapazität?

Durchlauf des Lademanagement mit realen und idealen Prognosen, sowie mit einem nur eigenverbrauchsoptimierenden Lademanagement („EV-optimiert“)

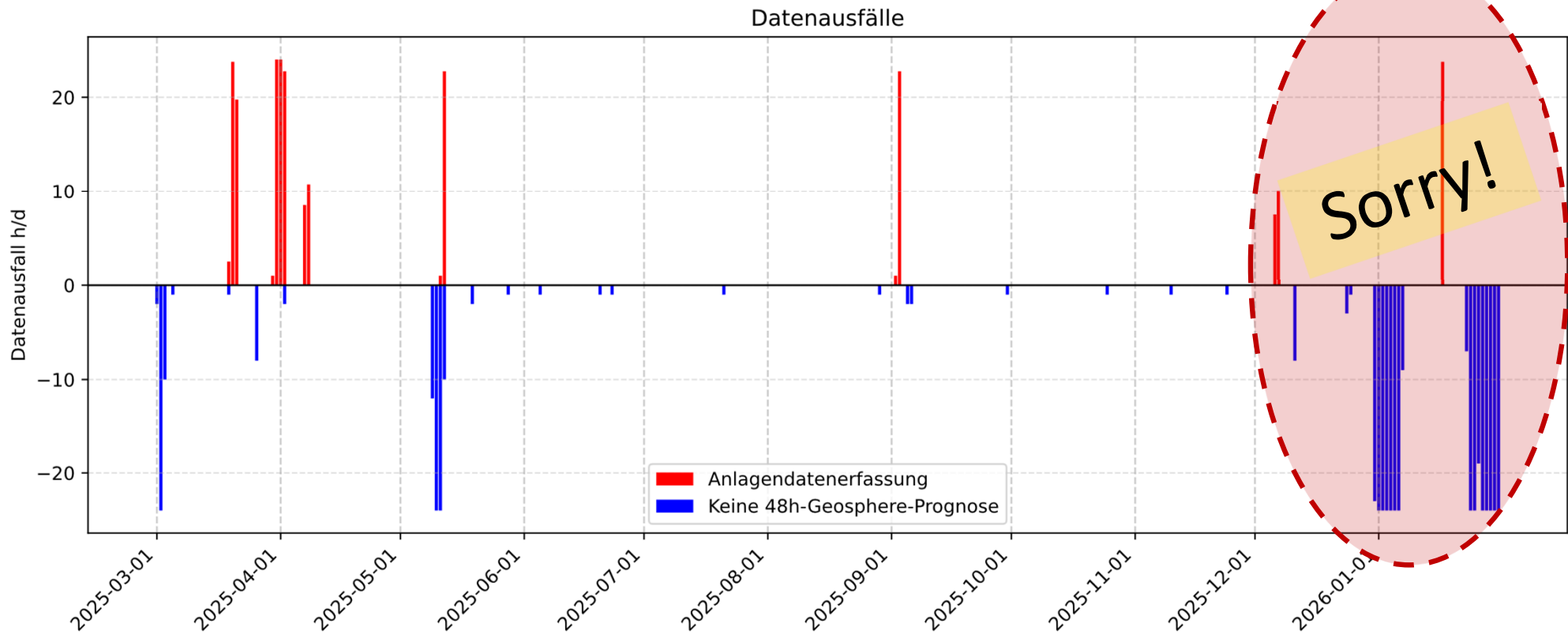
# Erfahrungen mit einem prognosebasiertem Lademanagement



## 2. Auswertungen und Erkenntnisse



# Datenqualität – Ausfälle in h/d



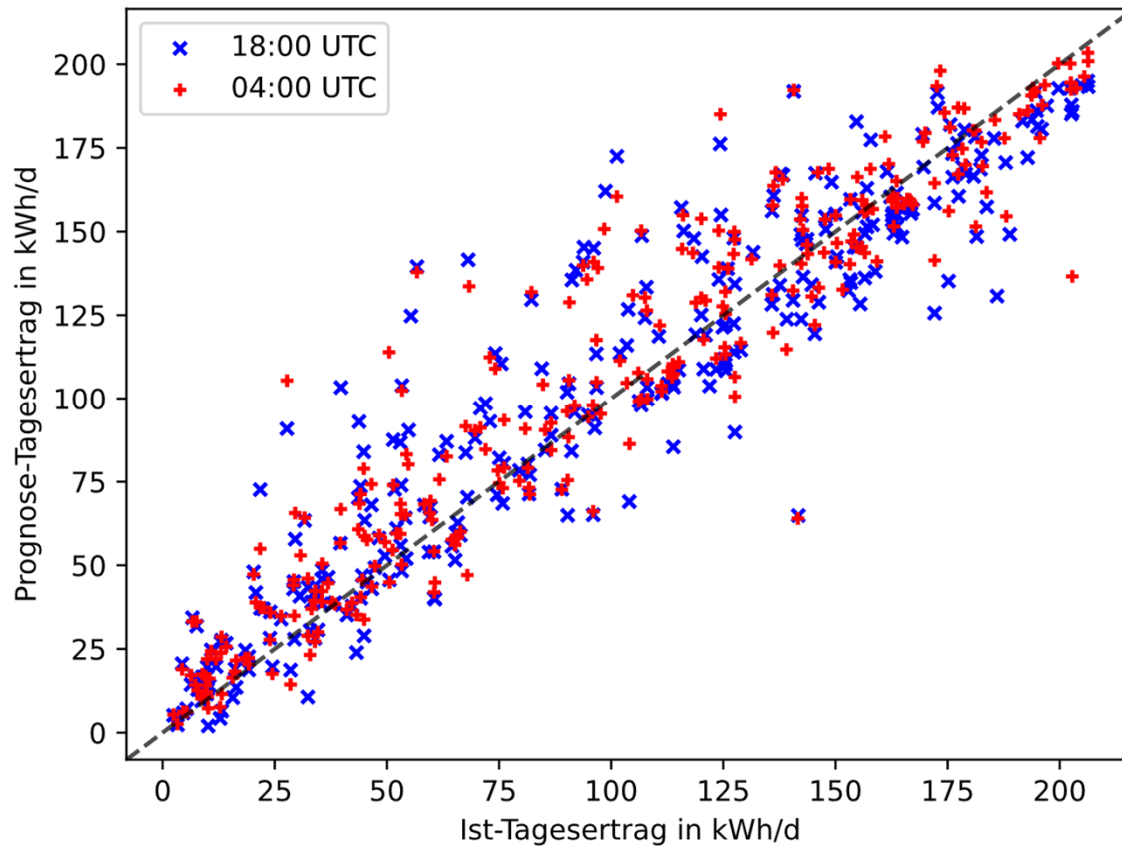
Mit



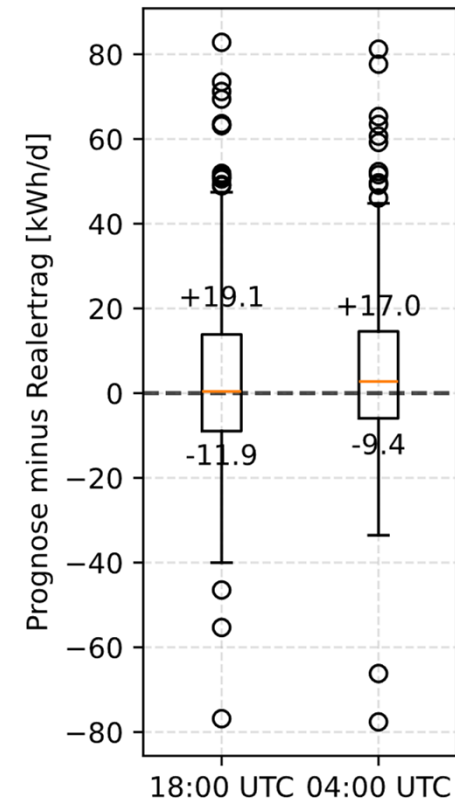
zur Sonne

# Treffsicherheit Tagesprognose Geosphere 18 Uhr Vorabend, 4 Uhr früh

Vergleich Tageserträge - Ist und Prognose (18:00, 04:00)



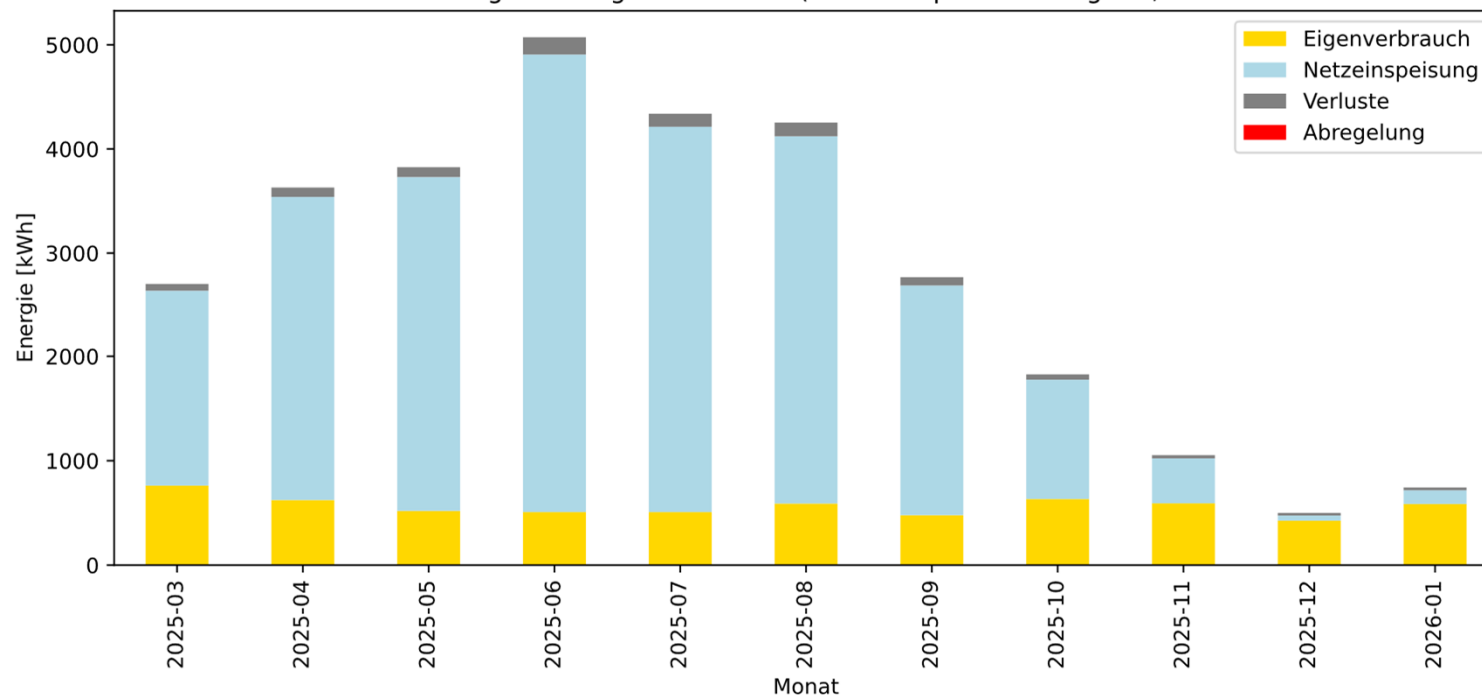
Prognoseabweichung



# Reales Verhalten der PV-Anlage mit Prognose-LM



Nutzung PV-Energie im Realfall (max. Einspeiseleistung: 19,5kW)



PV-Produktion AC	29176	kWh
Eigenverbrauch	6223	kWh
Verbrauch	7035	kWh
Netzbezug	812	kWh
Netzeinspeisung	23605	kWh
davon aus Batt.	583	kWh
<b>Abregelung (15min*)</b>	<b>0</b>	<b>kWh</b>
Ladeverluste	417	kWh
BM-Wirkungsgr.	83%	
EVQ	21%	
SDQ	88%	
Anz. äquiv. Zyklen	169	

**Betriebsdauer: 11 Monate**

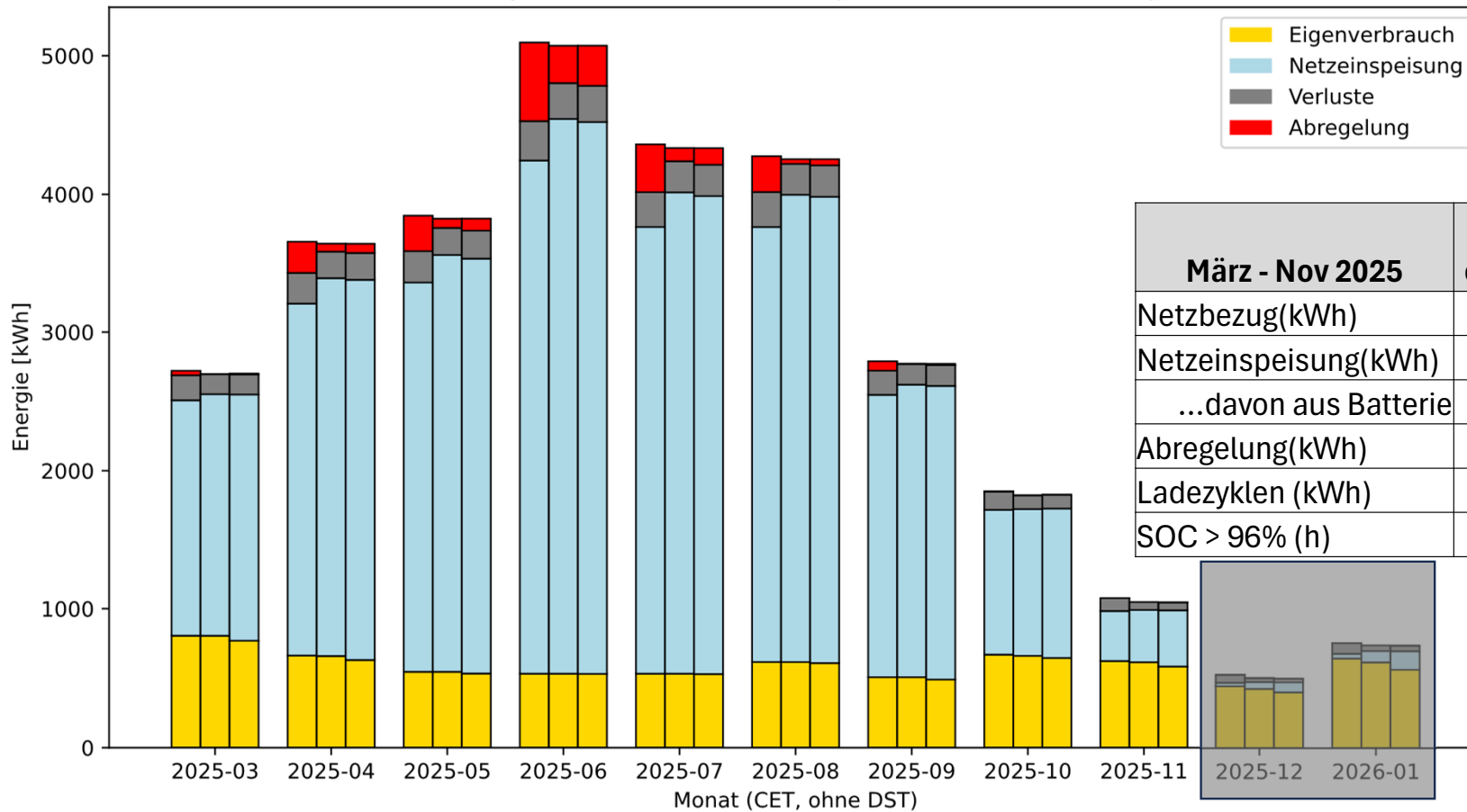
\* In den 2s – Aufzeichnungen wurden kurzzeitige Leistungsüberschreitungen bei Wolkenreflexionssituation gefunden - in Summe <10kWh



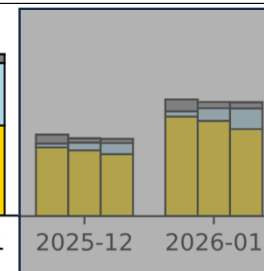
# Begrenzung der Einspeiseleistung auf 14kW (= 47% der Nennleistung)



Vergleich der Ladeverfahren für 30kWp, Kapazität = 12 kWh, max. Einspeiseleistung = 14 kW  
Links: EV-optimiert, Mitte: Ideale Prognose, Rechts: Reale Prognose



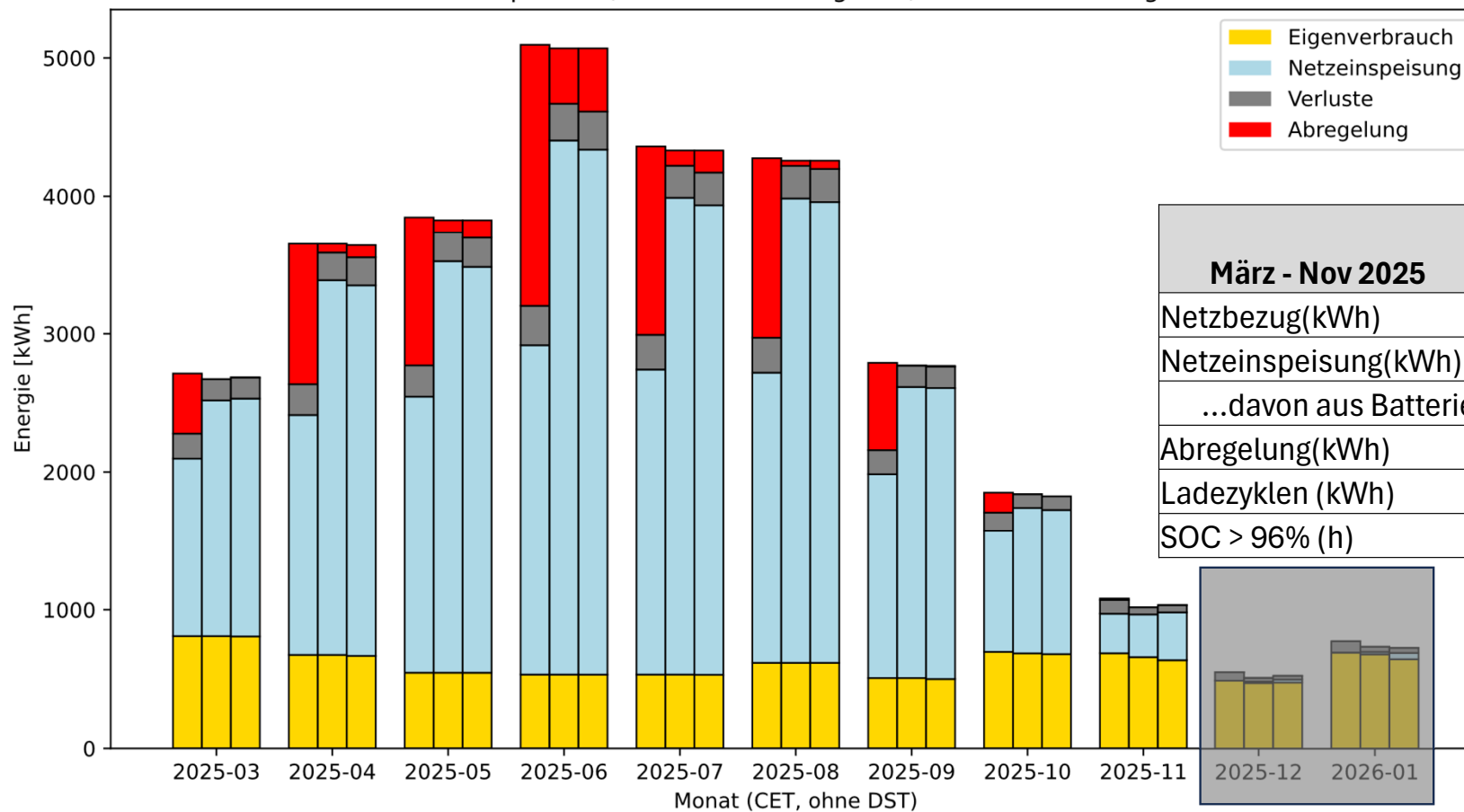
März - Nov 2025	EV-optimiert	100%-Prognose	Reale Prognose
Netzbezug(kWh)	106	127	277
Netzeinspeisung(kWh)	20597	21914	21952
...davon aus Batterie	0	1855	1907
Abregelung(kWh)	1760	527	629
Ladezyklen (kWh)	111	267	262
SOC > 96% (h)	2839	858	902



# Verhalten mit 60kWh und Grid-Limit: 7,5kW (= 25% der Nennleistung)



Vergleich der Ladeverfahren für 30kWp, Kapazität = 60 kWh, max. Einspeisleistung = 7.5 kW  
Links: EV-optimiert, Mitte: Ideale Prognose, Rechts: Reale Prognose



März - Nov 2025	EV-optimiert	100%-Prognose	Reale Prognose
Netzbezug(kWh)	0	38	84
Netzeinspeisung(kWh)	14357	21565	21392
...davon aus Batterie	0	10797	10376
Abregelung(kWh)	7879	703	903
Ladezyklen (kWh)	24	204	197
SOC > 96% (h)	4498	514	486



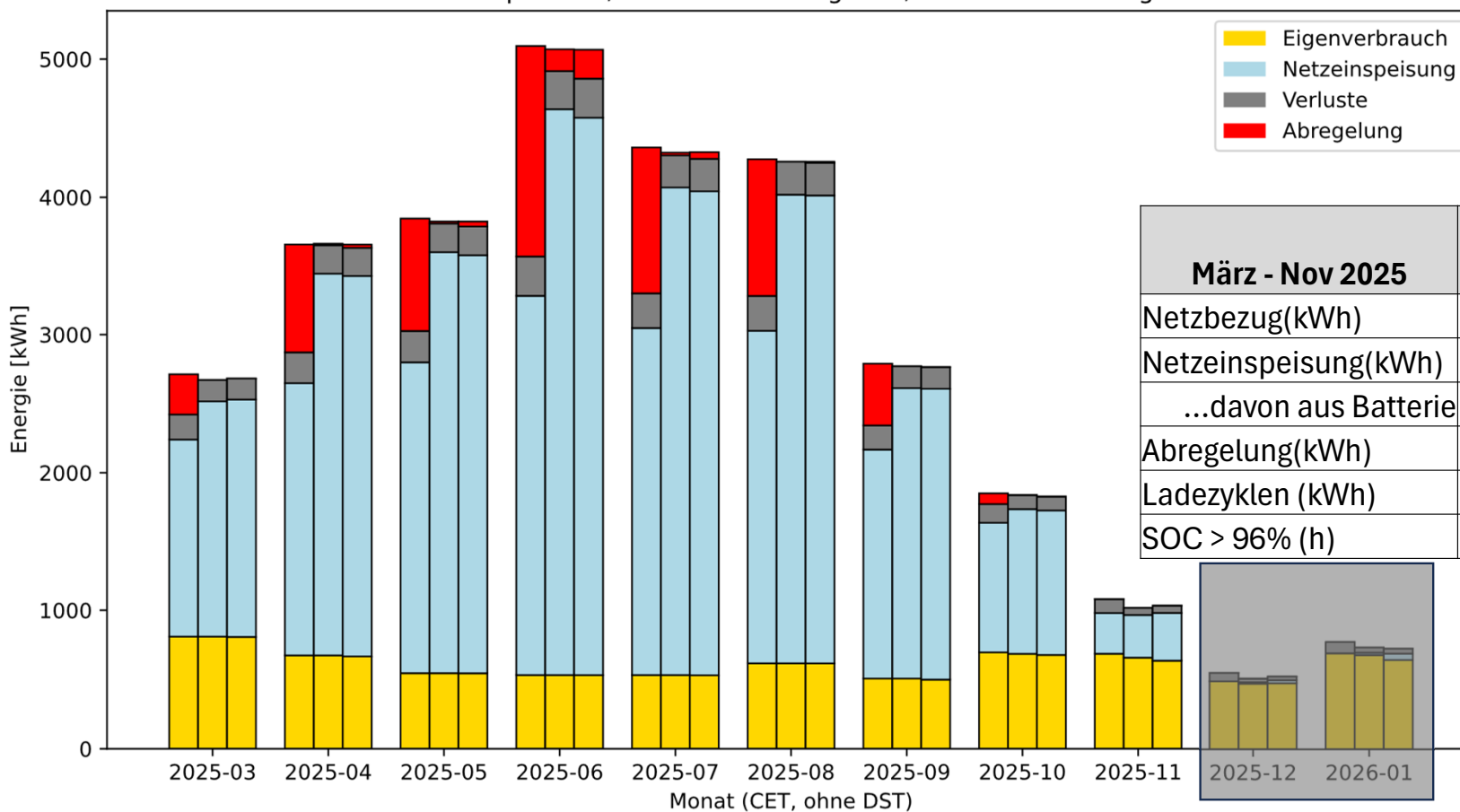
# Verhalten mit 60kWh und Grid-Limit: 9 kW (= 30% der Nennleistung)

Mit



zur Sonne

Vergleich der Ladeverfahren für 30kWp, Kapazität = 60 kWh, max. Einspeisleistung = 9 kW  
Links: EV-optimiert, Mitte: Ideale Prognose, Rechts: Reale Prognose



März - Nov 2025	EV-optimiert	100%-Prognose	Reale Prognose
Netzbezug(kWh)	0	38	88
Netzeinspeisung(kWh)	16228	22036	21965
...davon aus Batterie	0	10883	10454
Abregelung(kWh)	6008	205	326
Ladezyklen (kWh)	24	206	198
SOC > 96% (h)	4498	449	422



# Erfahrungen mit einem prognosebasiertem Lademanagement



## 3. Folgerungen, Auswirkungen



# Auswirkungen auf die Batterie



## Dauer im vollgeladenen Zustand:

- Das Progn.-Lademanagent verringert stark die Verweildauer der Batterie im vollgeladenen Zustand (siehe Tabellen auf vorigen Folien).
- Positive Auswirkung auf die kalendarische Lebensdauer.

## Zyklenzahl:

- LFP Batterien haben eine Zyklenlebensdauer von mehr als 6000 Vollzyklen.
- typ. für prognosebasierte LM: 200 Zyklen/Jahr – d.h. auch größere Batterien mit 2,5Wh/Wp werden gut eingesetzt – auch bei niedrigem Verbrauch
- Bei max. 300 Zyklen pro Jahr → 20 Jahre > als kalendarische Lebensdauer





# Erkenntnisse aus dem Pilotversuch

## Verhalten des prognosebasierten Lademanagements:

- Kritisch Tage (hinsichtlich Leistungsbegrenzung, EV-Optimierung) gibt es selten.
- Schönwetterprognosen sind sicherer als strahlungsarme Tage. Dies erleichtert das Zusammenspiel von Speicherentleerung und Notstromreserve. Die hohe PV-Leistung macht die Verbrauchsprognose einfach
- Größere gelegentliche Verbraucher (E-Auto) sollten dem Batteriemanagement mitgeteilt werden (Benutzerschnittstelle - Verbesserungspotenzial)
- Dynamische Energiepreise veranlassen den Solver zum Einspeisen aus der Batterie zu Zeiten der maximalen Vergütung.
- Gelegentliche sprunghafte SOC-Änderungen (Problem des Batteriemanagements) an den Enden des Ladebereichs verursachen gelegentlich Netzbezug



Mit



zur Sonne

# Chance zur Netzkosteneinsparung

Das prognosebasierte Lademanagement kann eine Win-Win-Solution umsetzen:

1. Eigenbedarfsoptimierung + Lastverschiebung von Überschusszeiten in die Morgen- und Abendbedarfsspitzen, mehr Notstromreserve mit größerer Batterie (Nutzen für PV-Betreiber)
2. Reduktion der max. Einspeiseleistung auf 50% bis 25% - mit üblichen Batteriegrößen.

D.h. Es kann die 2 bis 4-fache PV-Leistung ans Netz gehen

Wichtig für PV am Land – großer Überschuss an nutzbaren Dachflächen

→ Chance muss unbedingt genutzt werden.

**Es müssen Anreize geschaffen werden!**



# Roll-Out Netzkosteneinsparung

PV-Anlagen derzeit am Netz (Österreich, 2024): 8 GWp

Wären alle Anlagen mit einem Speicher von 2 Wh/Wp und prognosebasiertem Lagemanagement ausgestattet:




- das selbe Netz könnte sogar 26 GWp aufnehmen! (... = 8 GWp / 0,30)
- Bei Annahme von 800 €/kW Netzausbaukosten (abgeleitet aus [2]), ergibt sich bei einem Zubau von 10 GWp ein Einsparungspotenzial von ca. 8 Mrd.€ bis 2030.

[2] AIT Austrian Institute of Technologie (Schwalbe Roman, Helfried Brunner), „Aktualisierung der Netzberechnungen der Studie "Volkswirtschaftlicher Wert der Stromverteilnetze auf dem Weg zur Klimaneutralität in Österreich," 2024.





# Anreize - Empfehlungen

## Vorschläge für Anreize:

-  Speicherförderung an Reduktion der Einspeiseleistung koppeln. Start mit 50%-Begrenzung (quick & simple)
-  Danach: je niedriger das Einspeiselimit, umso höher die Förderung
-  Jede PV-Anlage sollte mit netzdienlichem Speicher (prognosebasiertem Lademanagement) ausgestattet werden, sodass keine Leistungsspitzen ins Netz kommen (Niederspannungsnetz ist am teuersten!)  
→ ev. spez. Unterstützung für sozial Benachteiligte



# Anreize – weitere Möglichkeiten

-  Spitzenlastkappung mit Batterien viel stärker möglich als im ELWG: Leistungsbegrenzung samt Vermeidung des Abregelungsverlustes bei Neuanlagen verbindlich vorschreiben.  
Es soll auch zur Nutzung der gesamten Dachfläche motiviert werden.
-  Standardeinstellungen von Wechselrichter und Lademanagement zur Begrenzung der Einspeiseleistung

**Fazit: Die Energiewende braucht PV-Anlagen mit Speicher zur Verschiebung der Einspeisung.**



# Anreize - Empfehlungen

## Vorschläge für Anreize:



Anreize mit Netztarifen - z.B. Dynamischer Netztarif und dynamischer Energietarif:

Bester Anreiz unabhängig von Förderungen. Diese ermöglichen auch andere Flexibilisierungen (E-Autos, Wärmepumpen, ...)



**Problem Marktprämienmodell, ÖMAG-Marktpreis:**

Die Absicherung gegen niedrige Energiepreise reduziert den Anreiz zu einem systemdienlichen Einspeisen der Energie.

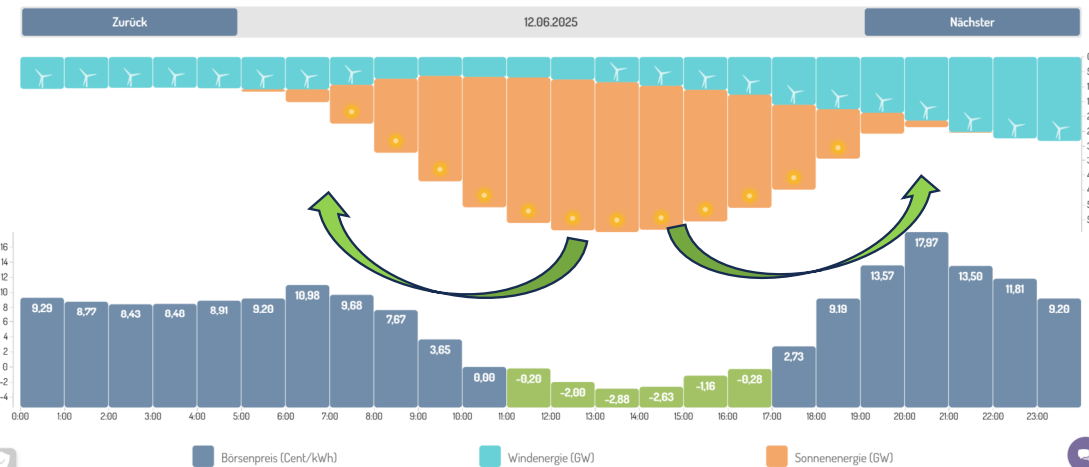
Dies provoziert sogar **negative Energiepreise** sowie die **hohe Netzbelastung** um die Mittagszeit.

→ **Überarbeitungsbedarf!**





# Dynamische Energietarife



- Das Verschieben der Einspeisung in die Morgen- und Abendverbrauchs-spitze bringt bei dynamischen Energietarifen fast immer Vorteile.
- Bei kleinräumigen Wetterunterschieden gibt es auch Ausnahmen, sodass dynamische Energiepreise nicht netzdienlich sind. **Daher braucht man für das netzdienliche Verhalten auch Anreize von der Netzseite.**

## Problem durch häufige negative Tagestarife:

- Ursache: Bei PV-Anlagen wird noch kaum eine Verschiebung der Einspeiselaast betrieben (Problem: Marktprämienmodell, ÖMAG-Marktpreisvergütung)
- Bei Speichergrößen bis 2,5Wh/Wp muss man tagsüber Einspeisen oder Abregeln → **Verlust**
- Wenn viele die Einspeiseleistung tagsüber reduzieren, werden negative Preise verschwinden

**Henne – Ei – Problem: Wer beginnt?**





Danke für die Aufmerksamkeit

**Dr. Günter Wind**

A-7000 Eisenstadt, Mühlangergasse 10

Mobil: +43 (680) 2326415

E-mail: [g.wind@ibwind.at](mailto:g.wind@ibwind.at)