

# Mit Statistik und KI zu probabilistischen Erzeugungs- und Lastprognosen: Anwendungen in der Netz- und Energiewirtschaft

---

**Dr. Jann Binder, Jonas Petzschmann**

Smart Grids Gespräche

26. November 2022 | HTWG Konstanz



# ZSW Standorte und Forschungsthemen



**Stuttgart:** Photovoltaik, Energiepolitik und Energieträger, Finanzen, IT, Personal, Recht; Solar-Testfeld in Widderstall & Windtestfeld Stötten (Schwäbische Alb)



**Ulm:** Elektrochemische Energietechnologien mit Labor für Batterietechnologie (eLaB), Forschungsproduktionslinie (FPL) & Powder-Up! sowie die Forschungsfabrik für Wasserstoff und Brennstoffzellen (HyFaB)

Stuttgart  
Widderstall  
bei Merkingen  
Windtestfeld  
bei Geislingen  
Ulm

# Energiewende & Systemoptimierung

- Instrumente für den Klimaschutz
- Innovation & Wertschöpfung (z.B. Wettbewerbs- & Marktpotenzialanalysen)
- Optimierung von Energiesystemen: Ausbaupfade für Wind, Solar und Speicher
- **Künstliche Intelligenz: Anwendung KI-Methoden für die Energiewende**
- Smart Grids & Netzintegration: Prognosen, Transparenz für Verteilnetze, optimierter Netzanschluss, smarte Steuerung von Speichern und Lastmanagement



# Erzeugungs- und Lastprognosen für Netz- und Energiewirtschaft

---

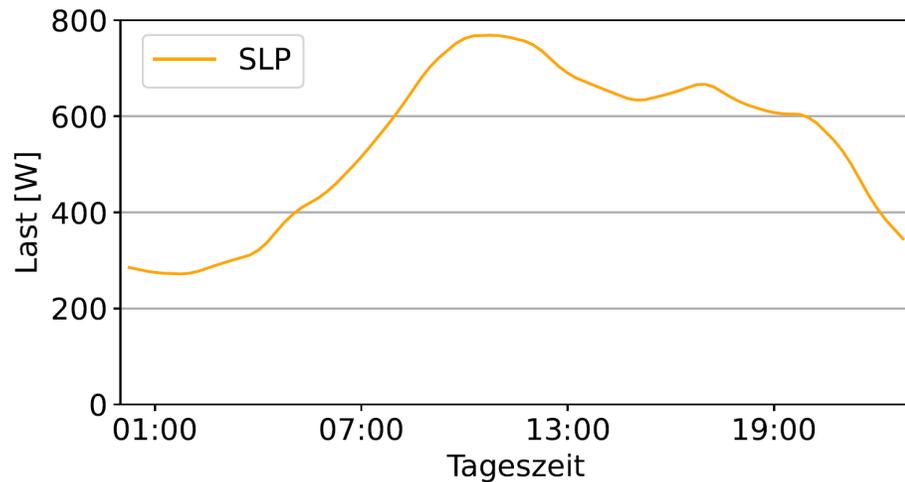
- Statistik: Prosumerlastprofile für Kunden mit PV-Anlagen (ohne Wetter)
- Statistik: E-Ladeprofile
- Erzeugungs- und Lastvorhersage mit KI – Lernen aus der Historie (mit Wetter)
- Probabilistische Prognosen für Energiehandel
- Probabilistische Prognose für Netzbetrieb



# Prosumer: Haushaltskunden mit PV-Anlage

Haushalt ohne PV

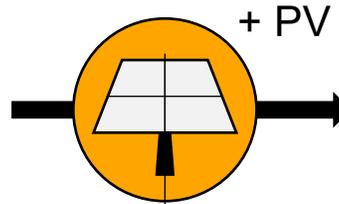
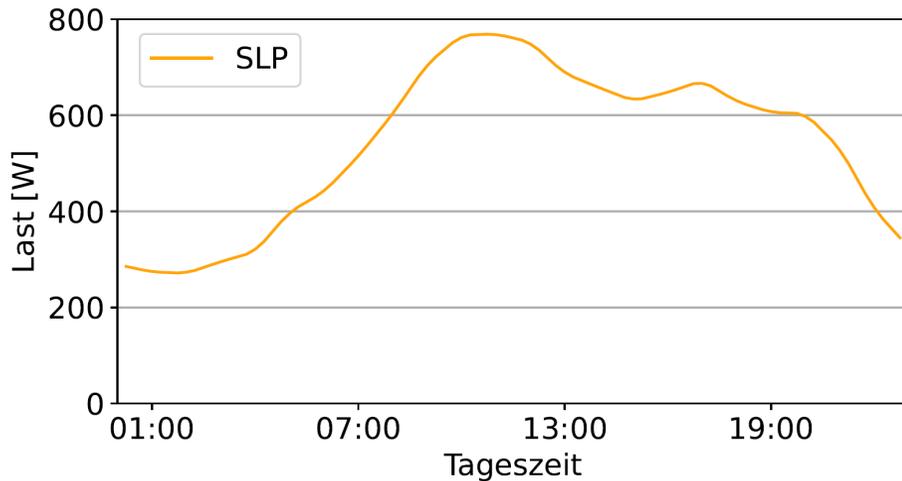
Datengrundlage: 118 Haushalte  
mit Haushaltsbedarf  $\varnothing$  5.680 kWh/a  
Beispieltag im August



# Prosumer: Haushaltskunden mit PV-Anlage

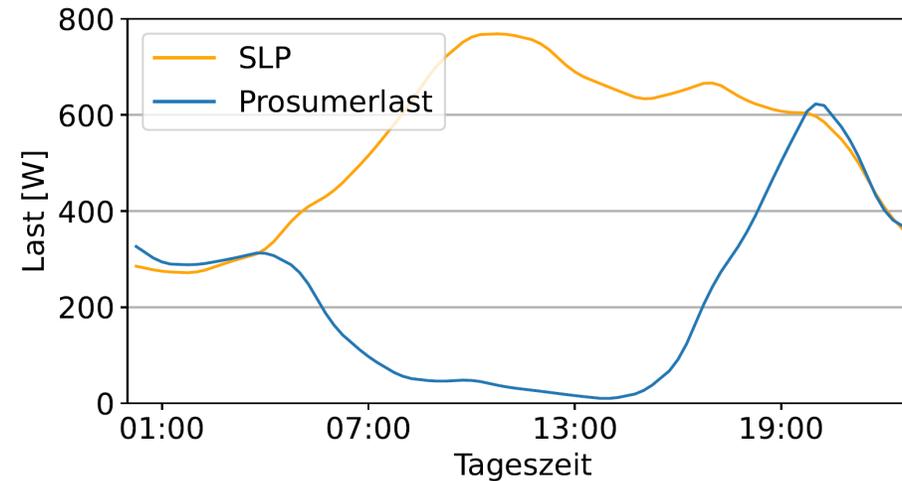
Haushalt ohne PV

Datengrundlage: 118 Haushalte  
mit Haushaltsbedarf  $\varnothing$  5.680 kWh/a  
Beispieltag im August



Prosumer mit  
Eigenverbrauch

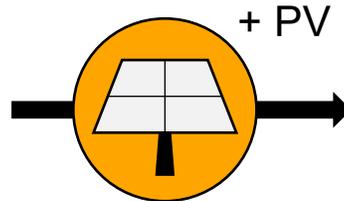
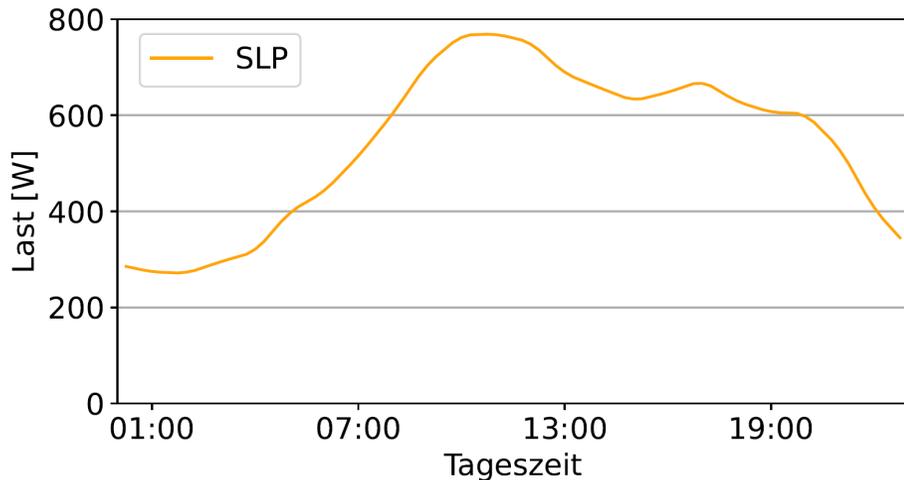
Datengrundlage: 118 Haushalte  
mit Haushaltsbedarf  $\varnothing$  5.680 kWh/a  
und PV-Ertrag  $\varnothing$  7.300 kWh/a



# Prosumer: Haushaltskunden mit PV-Anlage

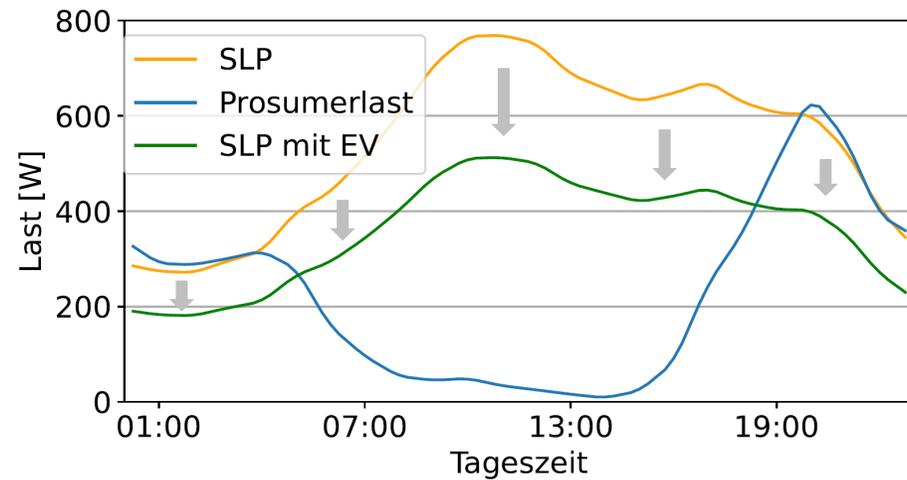
Haushalt ohne PV

Datengrundlage : 118 Haushalte  
mit Haushaltsbedarf  $\varnothing$  5.680 kWh/a  
Beispieltag im August



Prosumer mit  
Eigenverbrauch

Datengrundlage : 118 Haushalte  
mit Haushaltsbedarf  $\varnothing$  5.680 kWh/a  
und PV-Ertrag  $\varnothing$  7.300 kWh/a  
Bezug nach EV  $\varnothing$  3.780 kWh/a



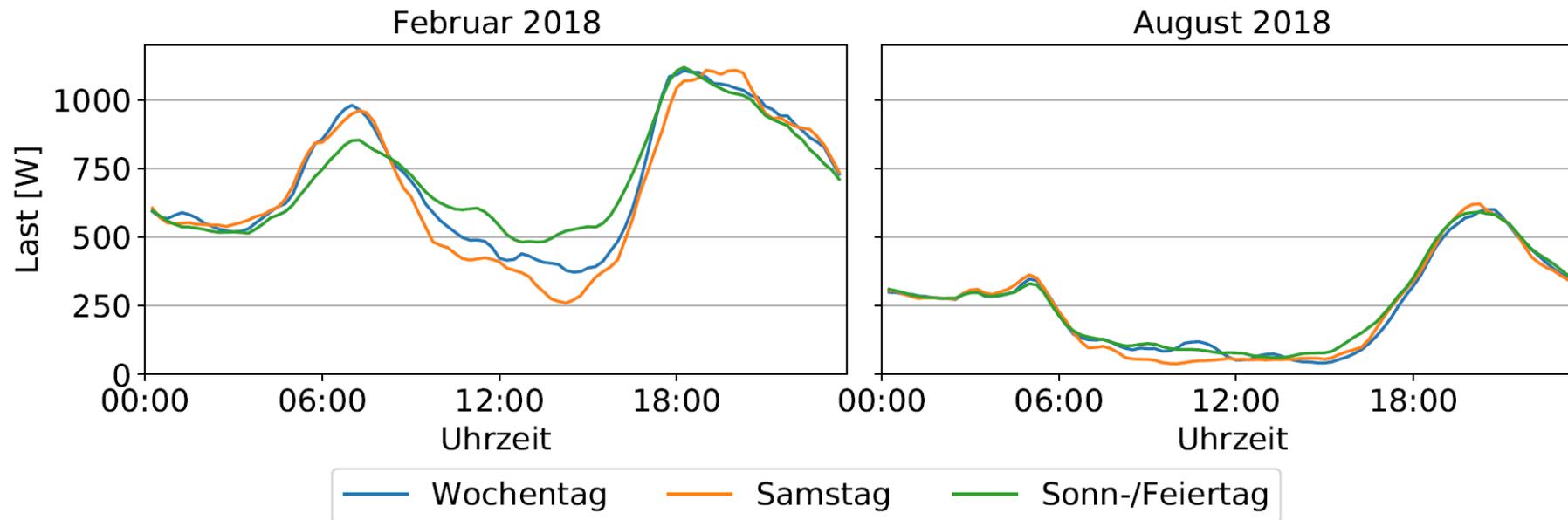
33% Eigen-  
verbrauch  
(EV)



33% Eigen-  
verbrauch  
(EV)

## Alternative: Prosumerlastprofile (PLP)

- Entwicklung neuer Profile, die das Prosumerverhalten besser abbilden
- Format der PLP analog zu SLP
- statt Sommer/Übergangszeit/Winter  
→ ein Profil pro Monat mit entsprechender Einstrahlungscharakteristik
- Größe der PV-Anlage in Mittel vieler Prosumer nicht relevant



# Resultate PLP mit und ohne Batteriespeicher vs. SLP

Referenzprofil	nMAE ohne Batterie	nMAE mit Batterie
<b>Haushalt ohne PV / ohne Batteriespeicher</b>		
SLP		10%
<b>Prosumer mit Eigenverbrauch (EV)</b>		
SLP reduziert um EV	55%	76%
PLP (ohne Wettervorhersage)	18%	30%

Alle Zahlenwerte in der Tabelle sind gerundet

nMAE: normierter mittlerer absoluter Fehler bezogen auf Haushaltsbedarf

SLP für Winter, Übergangszeit und Sommer, sowie jeweils für Werktags, Samstags und Sonntags (3x3 Profile)

PLP für jeden der 12 Monate, sowie jeweils für Werktags, Samstags und Sonntags (12x3 Profile) – ohne Wettervorhersage

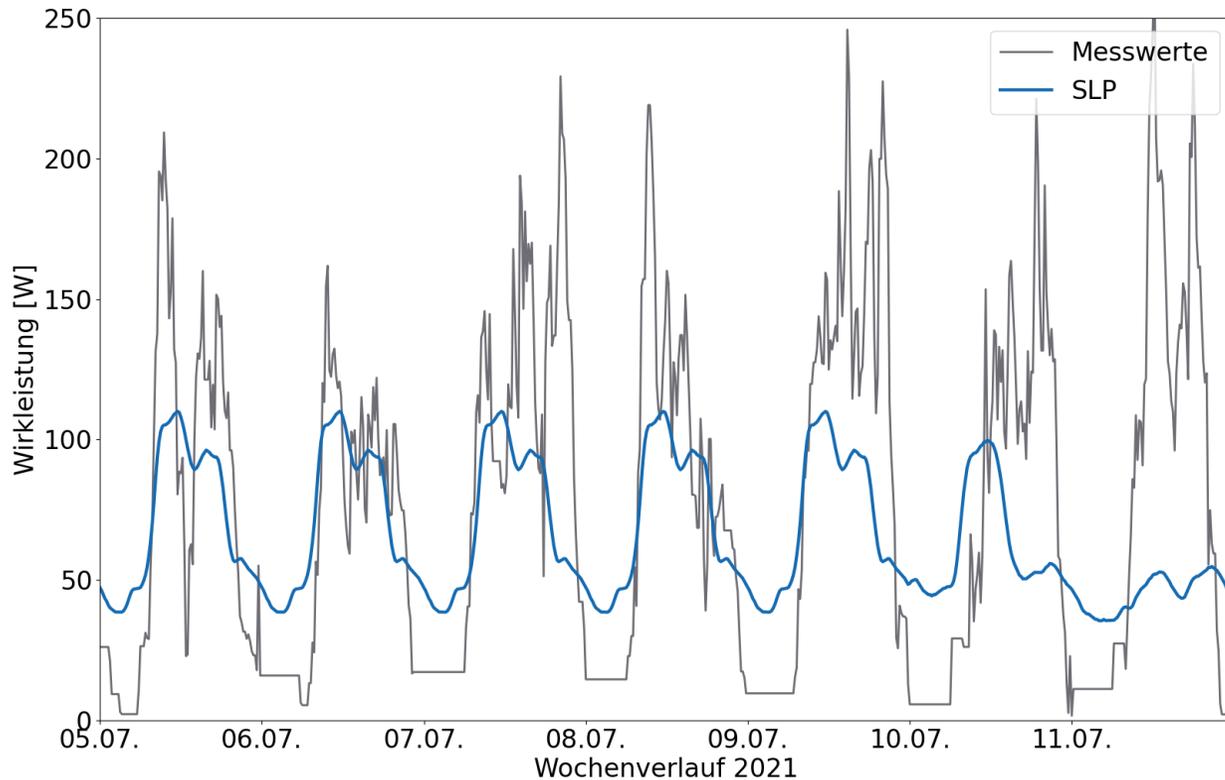
# Ausblick: PLP können sofort erstellt werden und veränderliches Prosumerverhalten berücksichtigen

---

- **PLPs können** mit hoher statistischer Qualität **sofort erstellt** werden mit Monitoringdaten aus Portalen der Wechselrichterhersteller und PV-Speichersystemhersteller  
Kein Smart Meter nötig.
- **PLPs berücksichtigen** (im Gegensatz zur Verwendung des SLPs)
  - (1) die gewollte **Änderung des Konsumentenverhaltens, um den Eigenverbrauch** zu erhöhen
  - (2) die anteilige **Verschiebung der PV-Einspeisung** vom Mittag in den Abend **durch lokale Speicher**
- **Netzbetrieb & Energieeinkauf**  
Bessere Deckung des Energiebedarfs im Einkauf → geringere Ausgleichsenergiekosten



# Aktuelle Herausforderungen beim Rollout Elektromobilität



→ Verschätzung bei Erfassung von EV-Laden

## Betrieb

- Starke Verschätzung bei Energieeinkauf mit SLP (zusätzliche laufende Portfoliokosten)

## Infrastruktur- und Projektplanung

- Schwere Abschätzung von Wirtschaftlichkeit und Business-Cases (Jahresenergiemengen)
- Genehmigung von Ladeinfrastruktur (LIS) an Unternehmens- & Wohnstandorten
- LIS im Netz

# ZSW-Ladeprofil-Generator

## ■ Ziel

- Generierung synthetischer Ladevorgangsdaten für zukünftige EV-Ladeszenarien
- Profile für Energieeinkauf
- Nutzung in Prognosen

## ■ Input

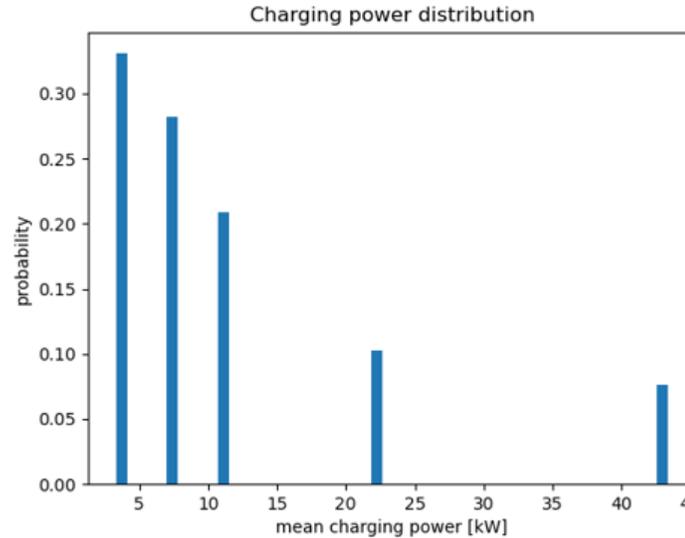
- Statistik zu Ladestarts, Ladeenergie und -leistung
- Zeitraum, Gesamtenergie, EV-Anteil, Rolloutgeschwindigkeit

## ■ Ladedaten-Generator

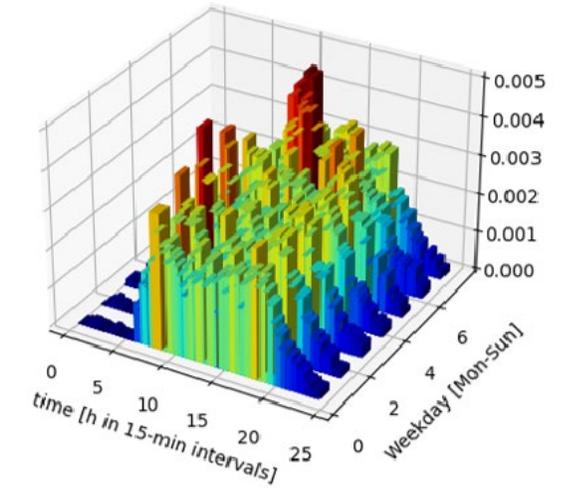
Monte-Carlo-„Würfeln“ von Ladestarts, Ladeleistung, Ladeenergie

## ■ Output

Ladevorgangsdaten, Leistungsprofile

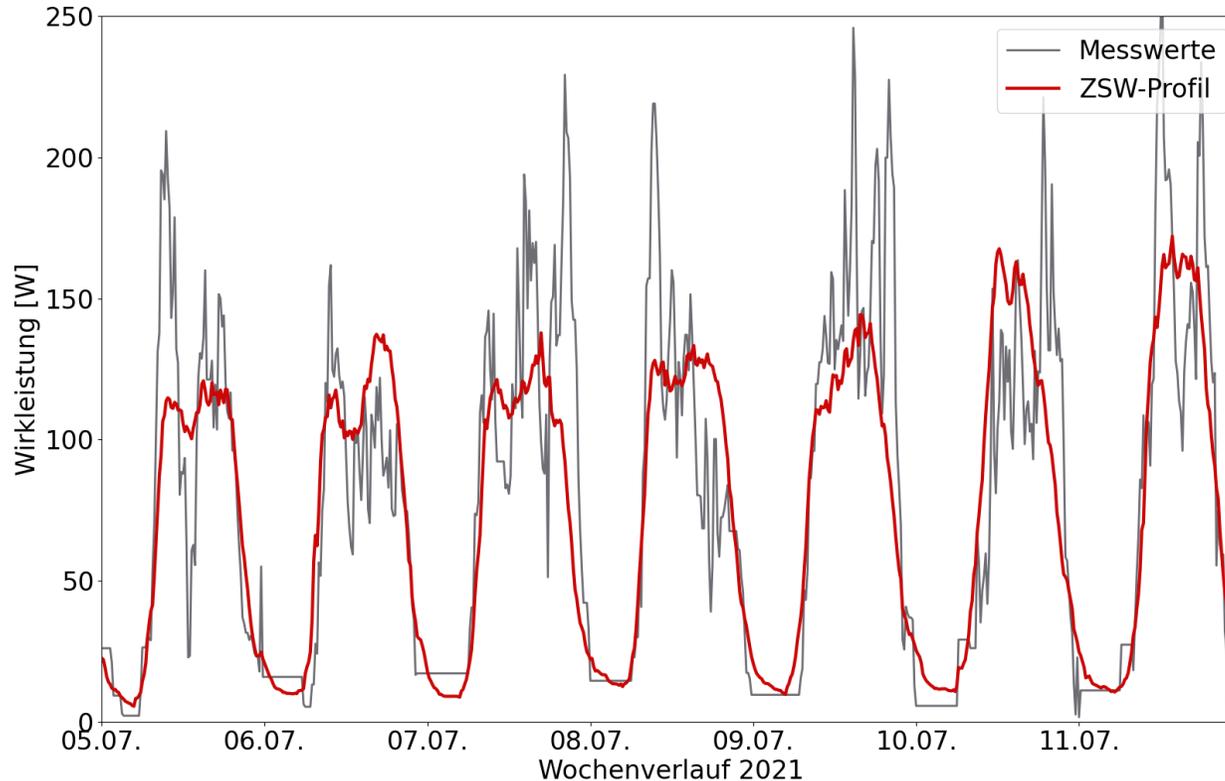


Charging starts statistic by time and weekday

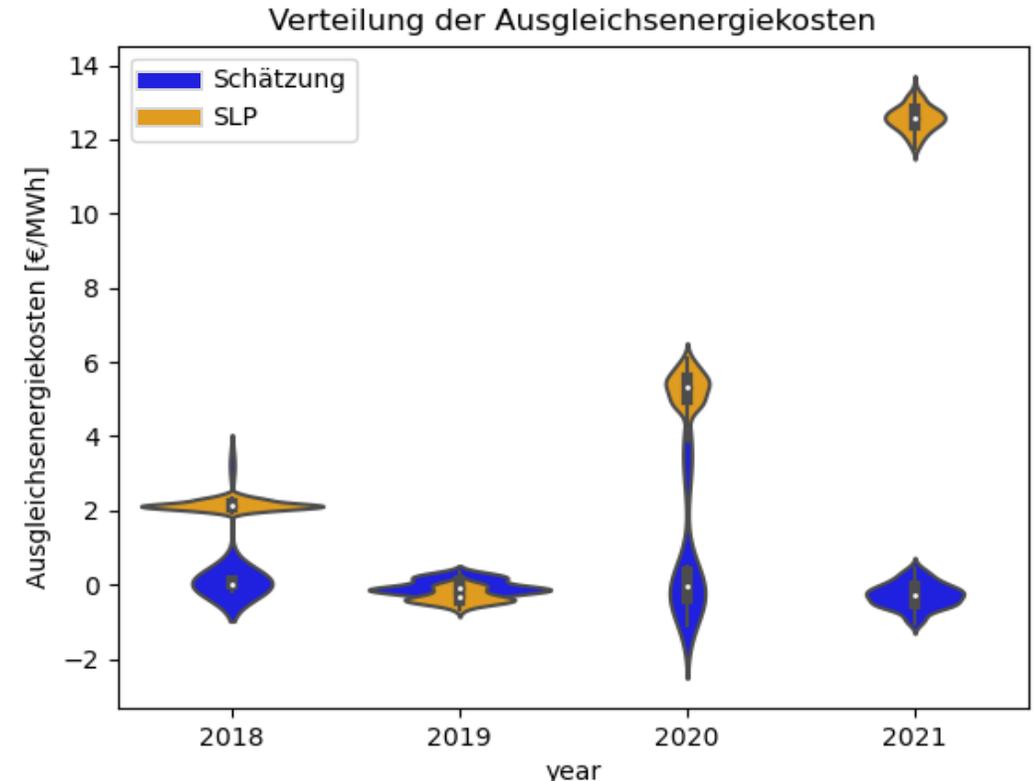


START DATE	START TIME	END TIME	DURATION	DURATION [S]	CONSUMPTION [kWh]
02.03.2023	20:24:05	22:19:45	1h 55min 40sec	6940	11,167
06.03.2023	16:11:09	21:44:40	5h 33min 30sec	20010	11,288
06.03.2023	19:47:10	20:57:34	1h 10min 23sec	4223	3,705
07.03.2023	07:01:15	08:53:32	1h 52min 16sec	6736	21,493
07.03.2023	07:01:38	11:42:10	4h 40min 31sec	16831	26,99

# Reduktion der Ausgleichsenergiekosten mit verbesserten EV-Profilen

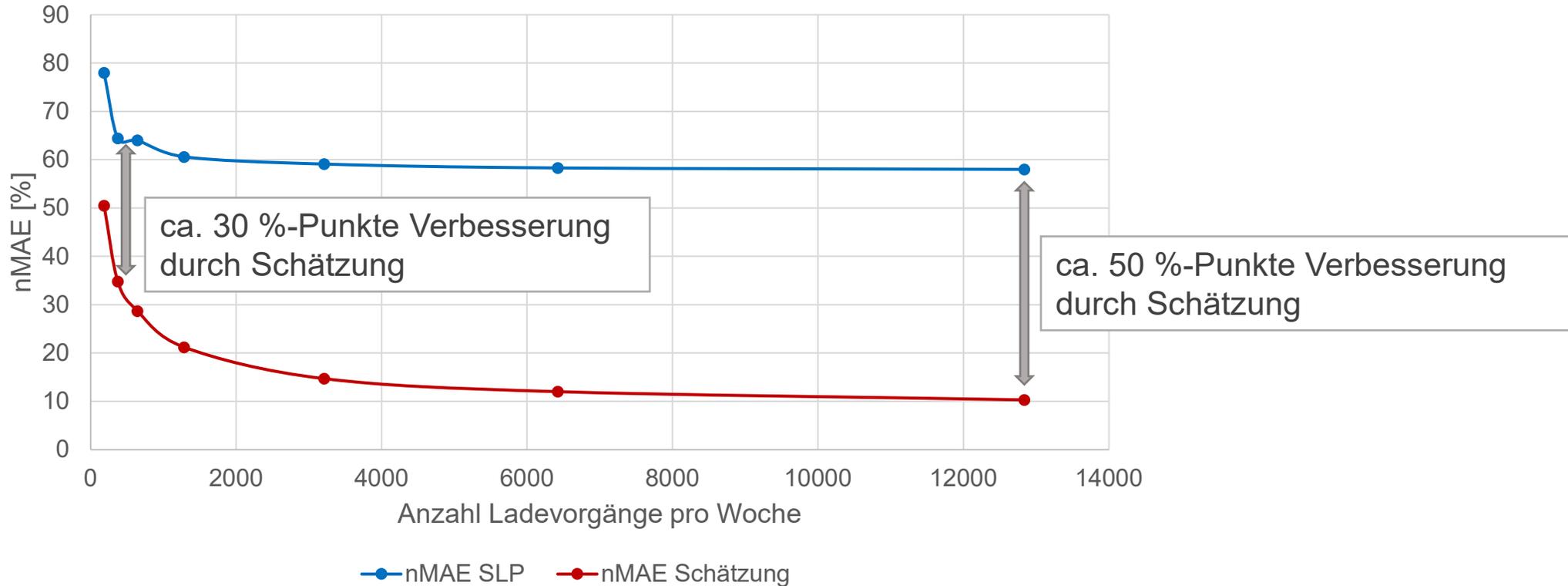


- *Verbesserte Profile senken Ausgleichsenergiekosten*
- *Mit fortschreitender Anzahl von LIS: Prognosen mit hoher Güte möglich*



*Beispielhafte Analyse der Ausgleichsenergiekosten (mit reBAP-Preisen) für variierende synthetisch erzeugte Ladejahre (n=200) SLP vs. ZSW-Profil*

# Entwicklung des nMAE bei hoher Anzahl an Ladevorgängen



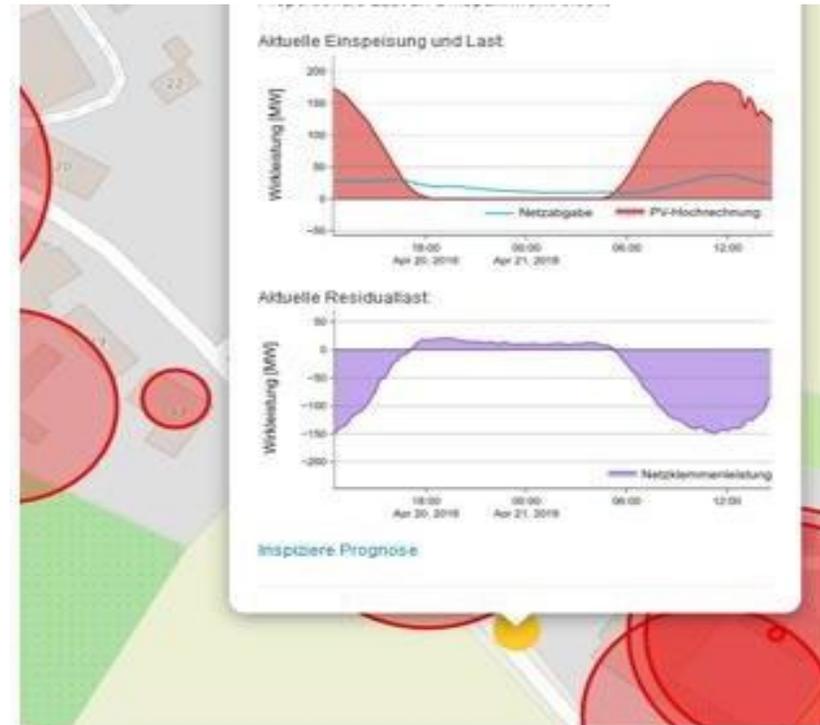
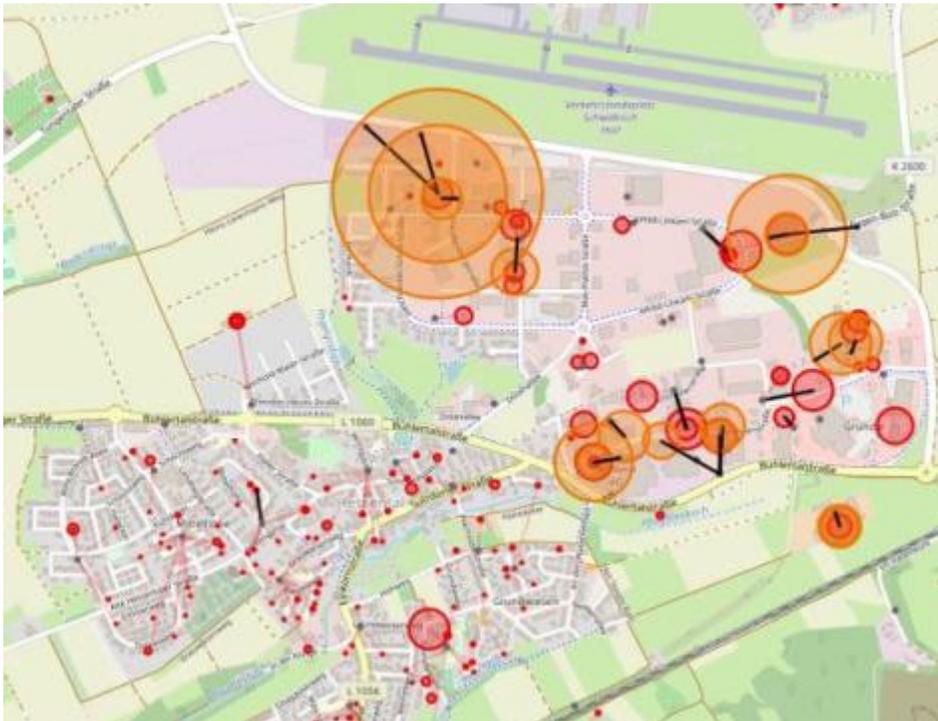
- Für zukünftige EV-Ladeszenarien steigt die absolute Verschätzung beim Energiebedarf für EV-Laden stark an!
- Gleichzeitig verbessern sich die Fehlerwerte des statistischen ZSW-Profiles (auf ca. 10%), sodass hierdurch die Situation gut abgedeckt werden kann.



# Prognose von Erzeugungsleistung (und Verbrauch) seit 3 Jahren im operativen Einsatz bei 25 Stadtwerken

- Mapping aller Erzeugungsanlage (PV, Wind, BHKW, ...) auf Ortsnetzstationen in GIS (Geoinformationssystem)
- im Beispiel: PV Klein- und Großanlagen

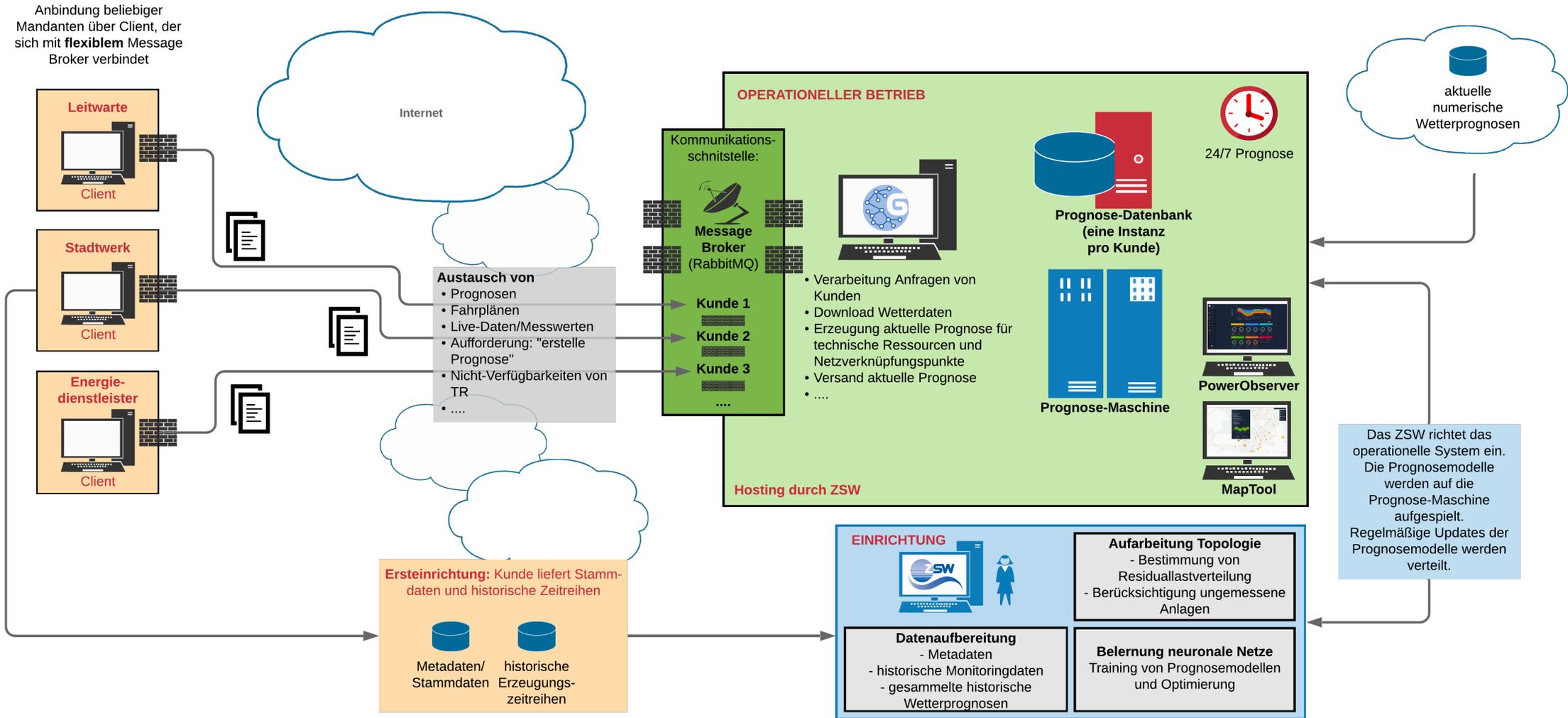
- Vorhersage von Einspeisung und Last an jeder Ortsnetzstationen
- Netzleitwarte kann Netzenpassrechnung für die nächsten 36 bis 60 Stunden durchführen

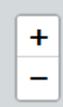


# GridSage: Prognosen für den Redispatch 2.0

Der Funktionsumfang im Detail	Basic	Pro
Prognosen für alle steuerbaren Erzeugungseinheiten (TR) → Horizont bis zu 60h	✓	✓
Integration von aktuellen Messdaten → Verbesserung Prognose	✓	✓
Regelmäßige Updates und Service	✓	✓
Hochrechnung ungemessener Erzeugungs-Anlagen	▪	✓
Integration von Fahrplänen der Einsatzverantwortlichen	▪	✓
Prognose und Hochrechnung der Netzabgaben an Kunden	▪	✓
Energieträgerscharfe Klemmenleistungsprognosen für alle Netzverknüpfungspunkte (MS, HS) als Input für Lastflussrechnungen	▪	✓
Elektromobilitäts-Prognosen	▪	✓
Bei Bedarf: probabilistische Prognosen		✓

# Datenaustausch Einrichtung & operativer Betrieb





Suche ...

- PV (RD2.0)
- PV-Kleinanlagen
- Windenergieanlage
- Hydro
- BHKW (Biogas)
- BHKW (Erdgas)
- Großverbraucher
- Ortsnetzstation
- Umspannwerk
- Gemeinde

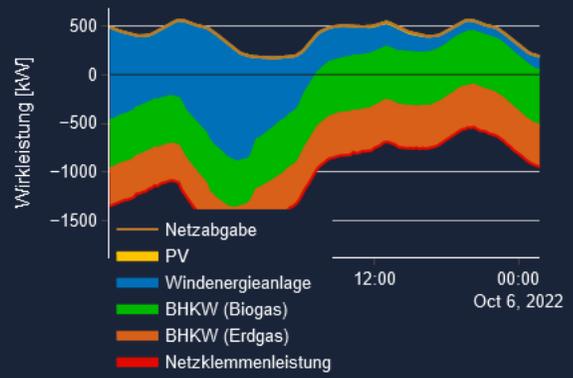
### Umspannwerk ✕

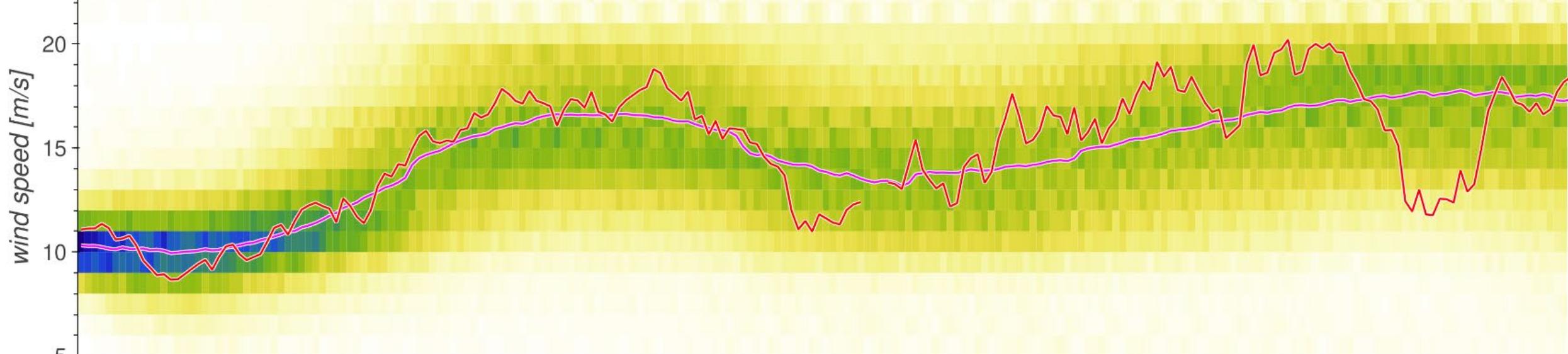
ID: USW\_Dorf\_A  
Name: USW Wangerooge Dorf Nord

#### Eigenschaften:

- Anzahl WEA-Anlagen (RD2.0): 3
- Anzahl Erdgas-BHKWs (RD2.0): 1
- Anzahl Biogas-BHKWs (RD2.0): 2
- installierte Leistung Wind (RD2.0): 10400.0 kW
- installierte Leistung Erdgas-BHKW (RD2.0): 479.0 kW
- installierte Leistung Biogas-BHKW (RD2.0): 650.0 kW
- Anzahl PV-Kleinanlagen: 9
- installierte Leistung PV-Kleinanlagen: 108.0 kW
- Anteil PV-Anlagen (ohne Abregelung): 100.0%
- mittlere Ausrichtung PV-Anlagen (ohne Abregelung): -10.2°
- Anteil Direkteinspeisung PV-Anlagen (ohne Abregelung): 79.17%
- Anteil Eigenverbrauch PV-Anlagen (ohne Abregelung): 20.83%
- Anteil Profil 'G0': 9.6%
- Anteil Profil 'H0': 90.4%
- Jährlicher summierter Energieverbrauch: 329065.0 kWh
- Anzahl zugeordnete Gebäude: 160
- Anzahl zugeordnete Zählpunkte: 247
- Anzahl RLM-Kunden: 2
- Anzahl der zugeordneten Ortsnetzstationen: 7

#### Aktuelle Prognose:





# PROBABILISTISCHE VORHERSAGEN

- FÜR BETRIEB VON BATTERIESPEICHERN
- FÜR LASTVORHERSAGE IM NIEDERSPANNUNGSNETZ

# Vermarktung von Batteriespeicher in Kombination mit EE

mit probabilistischer Prognose

## Modellierung

Probabilistische Erzeugungs- und Preisprognosen



Vermeidung von Ausgleichenergiekosten

DOD-abhängiges Alterungsmodell

## Vermarktungsprozess



Vermarktung am Day-Ahead-Markt



Gebotskorrekturen am kontinuierlichen Intradaymarkt



Anlagensteuerung nach Marktschließung



Börsenerlöse

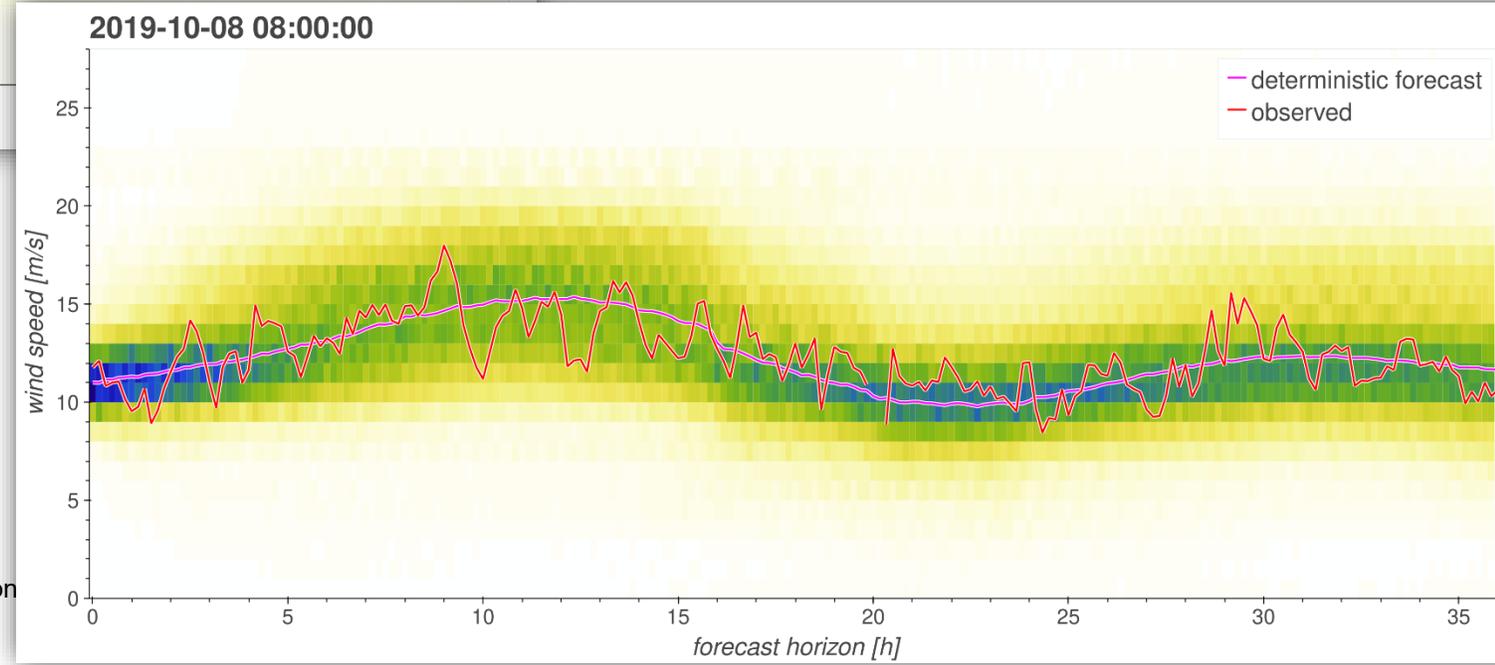
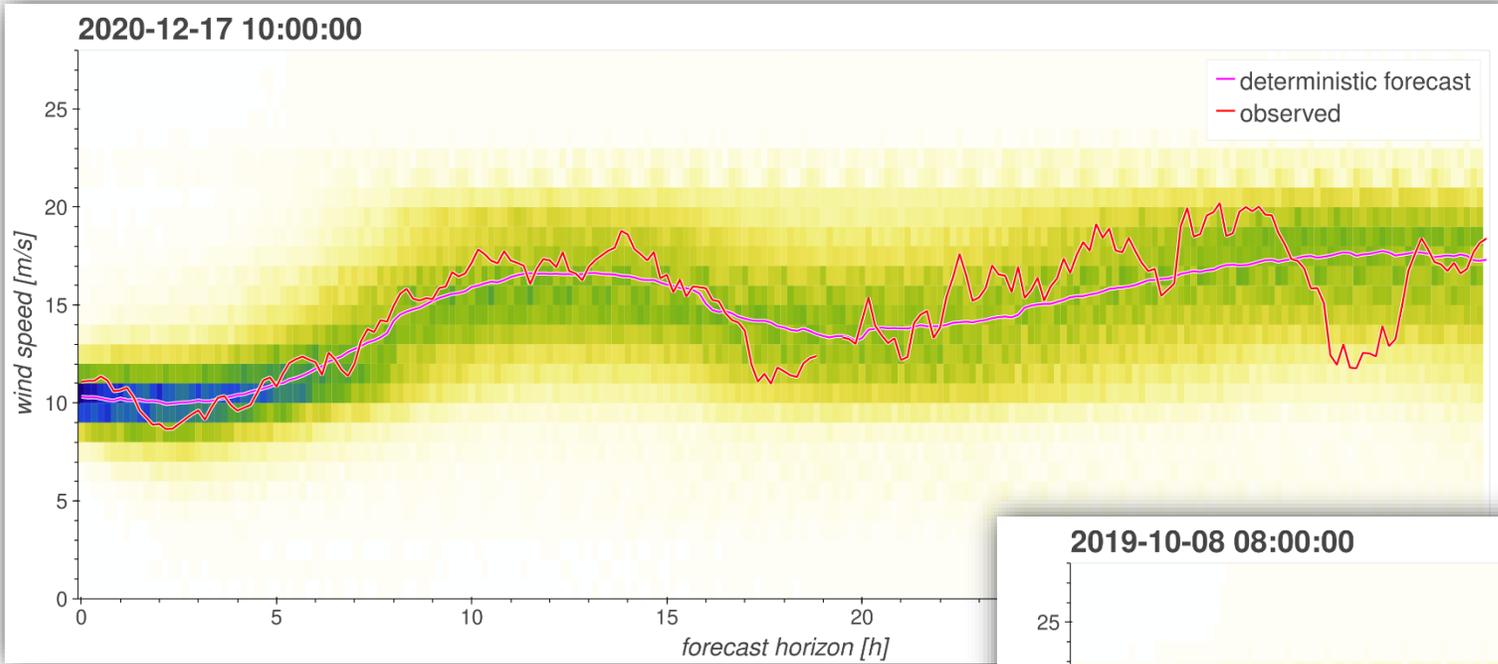


Optimierung

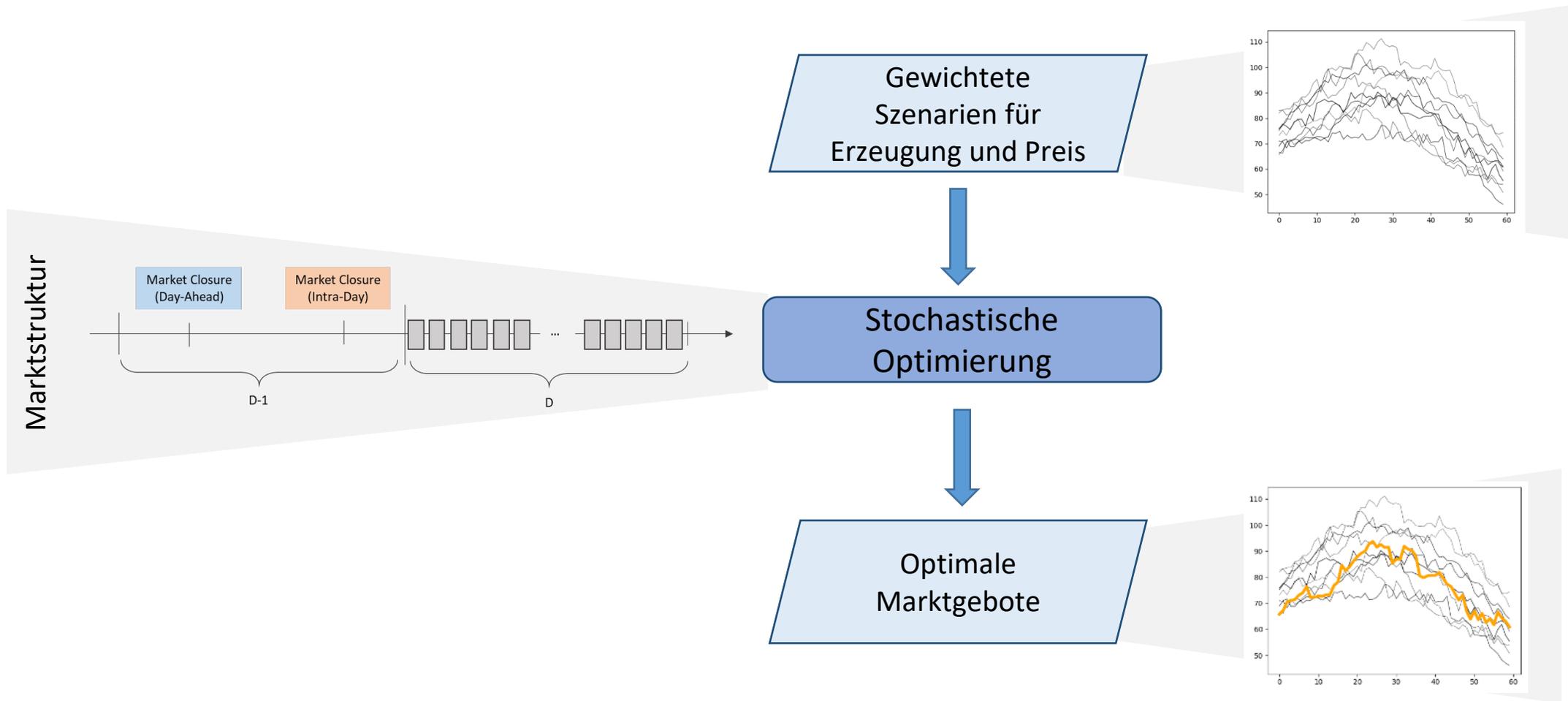


Zyklisierungskosten  
Ausgleichsenergiekosten

# (Probabilistische) Windgeschwindigkeitsprognosen (Beispiele)



# Stochastischer Optimierungsansatz



# Ergebnisse der Fallstudie zur Batterieervermarktung

probabilistische Prognose liefert 3% mehr Ertrag

Börsenerlöse



Optimierung

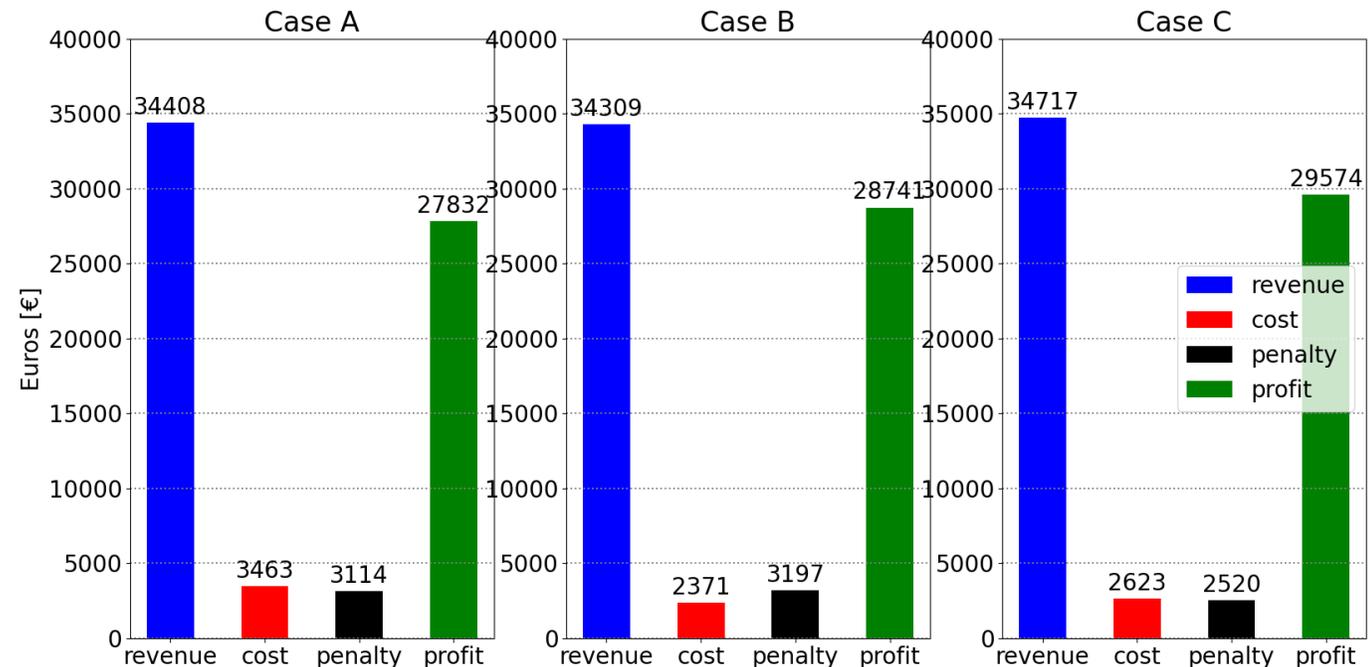
Zyklisierungskosten  
Ausgleichsenergiekosten



Beispiel für einen  
Windpark über 3 Tage:

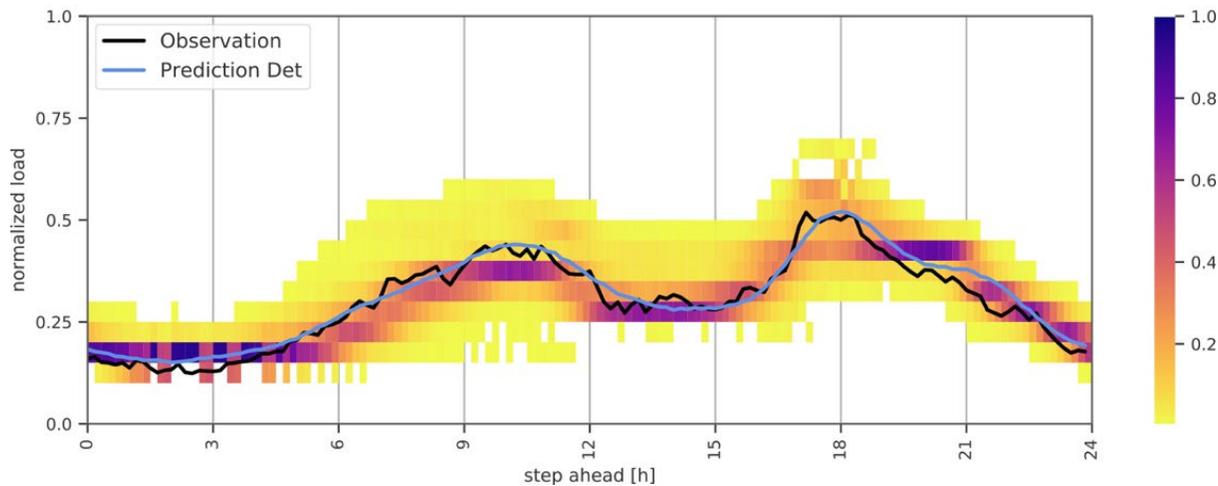
Batteriealterung  
berücksichtigt:  
+ 3 % Profit

probabilistische Prognose:  
- 22% Kosten für Ausgleichsenergie  
+ 3 % Profit (833 € über 3 Tage)



# Probabilistische Vorhersage für Netzlast mit Wärmepumpen

- Probabilistische Vorhersage für Testgebiet in Schweden
- Messwerte von Trafostation im Testgebiet



Location	Score	Loss normalized	Loss absolute [kW]
Uppsala - Ramsjoansen	RMSE	0.0361	13.380
Uppsala - Backe	RMSE	0.0404	13.881
Rolle	RMSE	0.0355	30.236

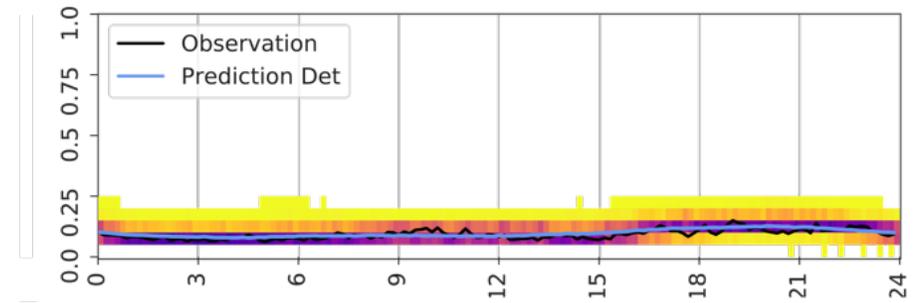
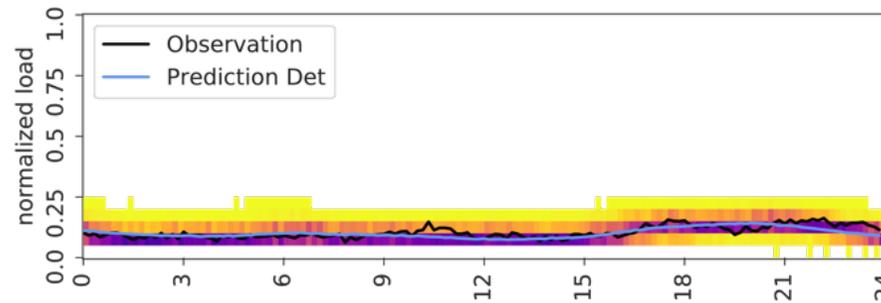
aus Abschlussbericht „NEMoGrid“ – Abb. 2.16:  
[https://nemogrid.eu/wp-content/uploads/NemoGrid\\_Endbericht\\_ZSW.pdf](https://nemogrid.eu/wp-content/uploads/NemoGrid_Endbericht_ZSW.pdf)

**Ergebnis:** Vorhersagefehler zwischen 3% u. 5% bei ZSW-Vorhersagen.

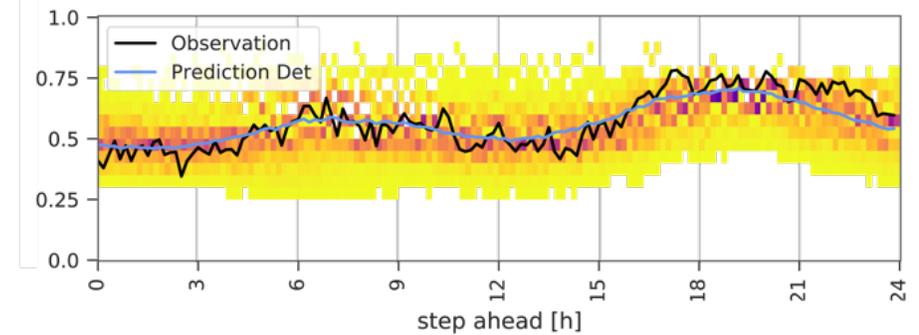
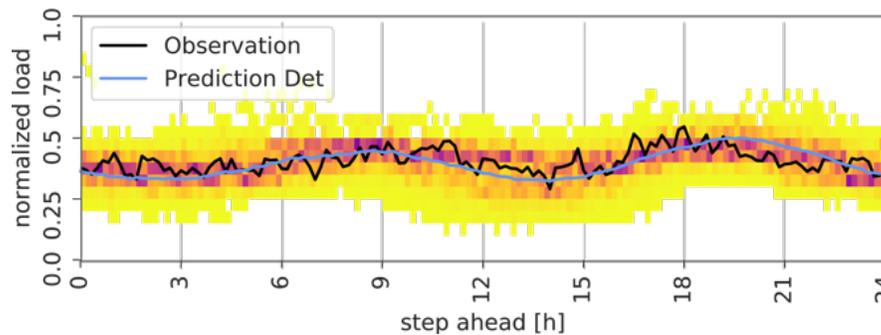
# Probabilistische Vorhersage für Netzlast mit Wärmepumpen

Vergleich Sommer Winter:

Sommer



Winter



# Zusammenfassung

---

- ➔ **statische Methoden für spezifische Verbrauchergruppen verringern die Verschätzung bei der Energielieferung signifikant – auch ohne Berücksichtigung von Wetter**
  - beim Prosumerlastprofilen mit einer Reduktion des nMAE („zum falschen Zeitpunkt eingekaufte Energie) von rund
    - 55% (mit SLP) auf 15% (mit PLP) ohne Batteriespeicher
    - 76% auf 30% mit Batteriespeicher
  - bei Ladesäulen mit einer Reduktion des nMAE von rund
    - 60% (mit SLP) auf 30% (mit „Standardladeprofil“) bei 500 Ladevorgängen
    - 60% auf 10% bei 15.000 Ladevorgängen
- ➔ **Neuronale Netze** (trainiert mit historischen Daten, gefüttert mit **aktuellen Wetterprognosen**) liefern für den Netzbetrieb aktuelle Erzeugungs- und Lastprognosen.
- ➔ **Probabilistische Prognosen**
  - wurden angewendet auf die Optimierung von Energiemarkerträgen (+3% Mehrertrag) bzw.
  - die Vorhersage von Netzenspässen (bei vorgegebener Eintrittswahrscheinlichkeit)

# Kontakt

---

## **Dr. Jann Binder, Jonas Petzschmann**

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-  
Forschung Baden-Württemberg (ZSW)

[jann.binder@zsw-bw.de](mailto:jann.binder@zsw-bw.de)

[jonas.petzschmann@zsw-bw.de](mailto:jonas.petzschmann@zsw-bw.de)

[www.zsw-bw.de](http://www.zsw-bw.de)