



# Day-Ahead-Engpassprognose für elektrische Verteilnetze mittels probabilistischer Lastflussrechnung

*Finn Nußbaum, Jonas Kock am Brink, Anna-Lena Steen, Christian Becker*

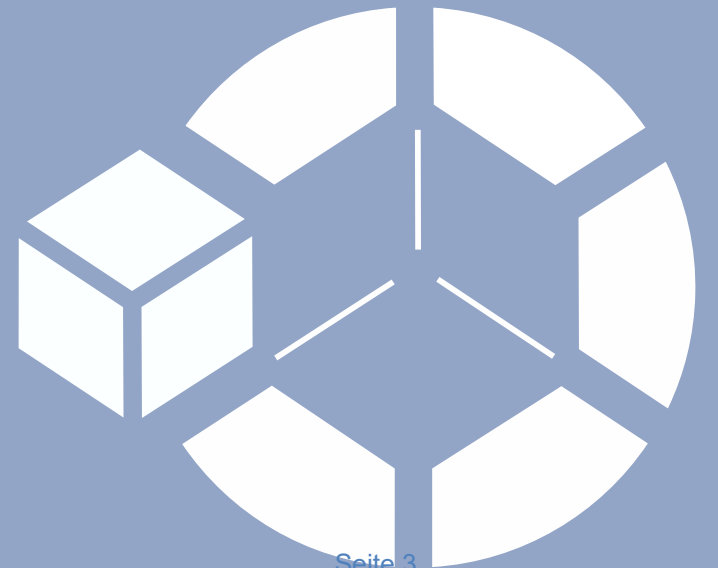
18. Symposium Energieinnovation, TU Graz

---

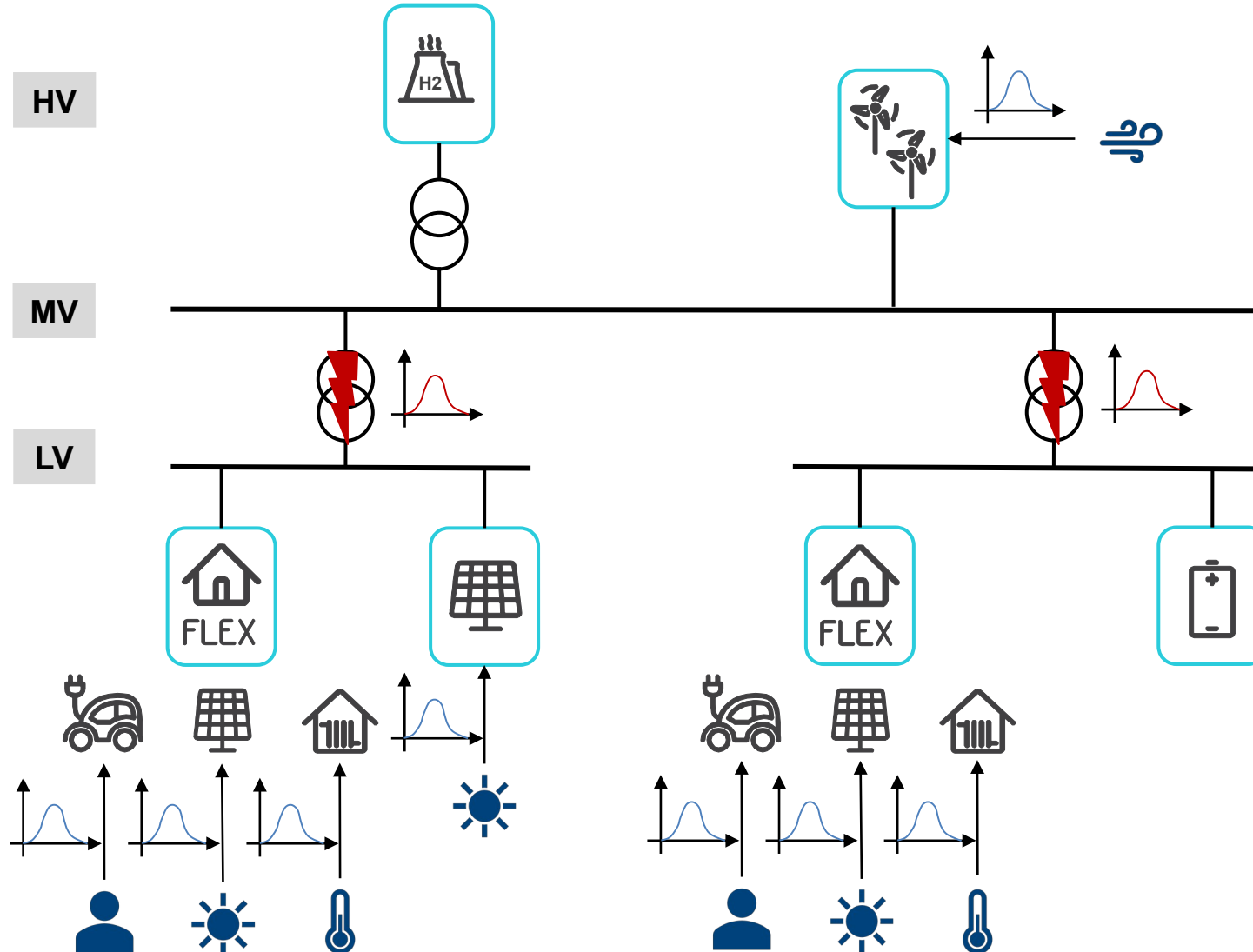
# Agenda

1. Motivation
2. Methodik der Day-Ahead-Prognose
3. Erstellung der Eingangsverteilungen
4. Definition der untersuchten Mittelspannungsnetze
5. Ergebnisse
6. Fazit und Ausblick

## Motivation



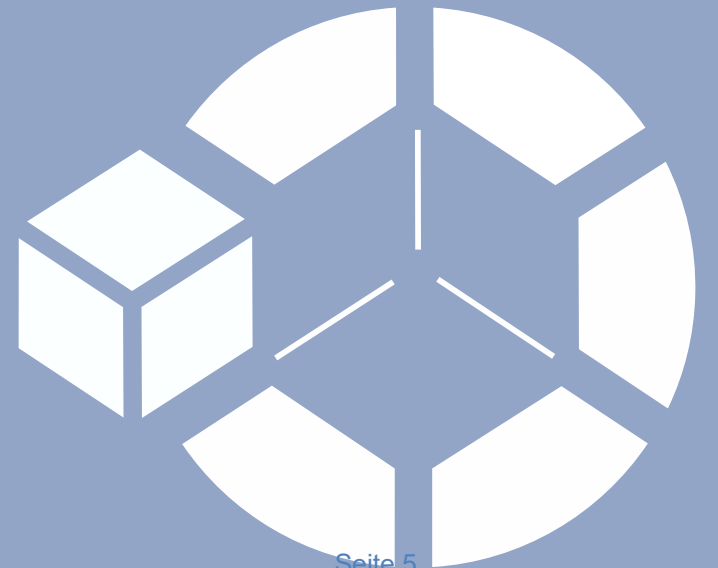
# Motivation



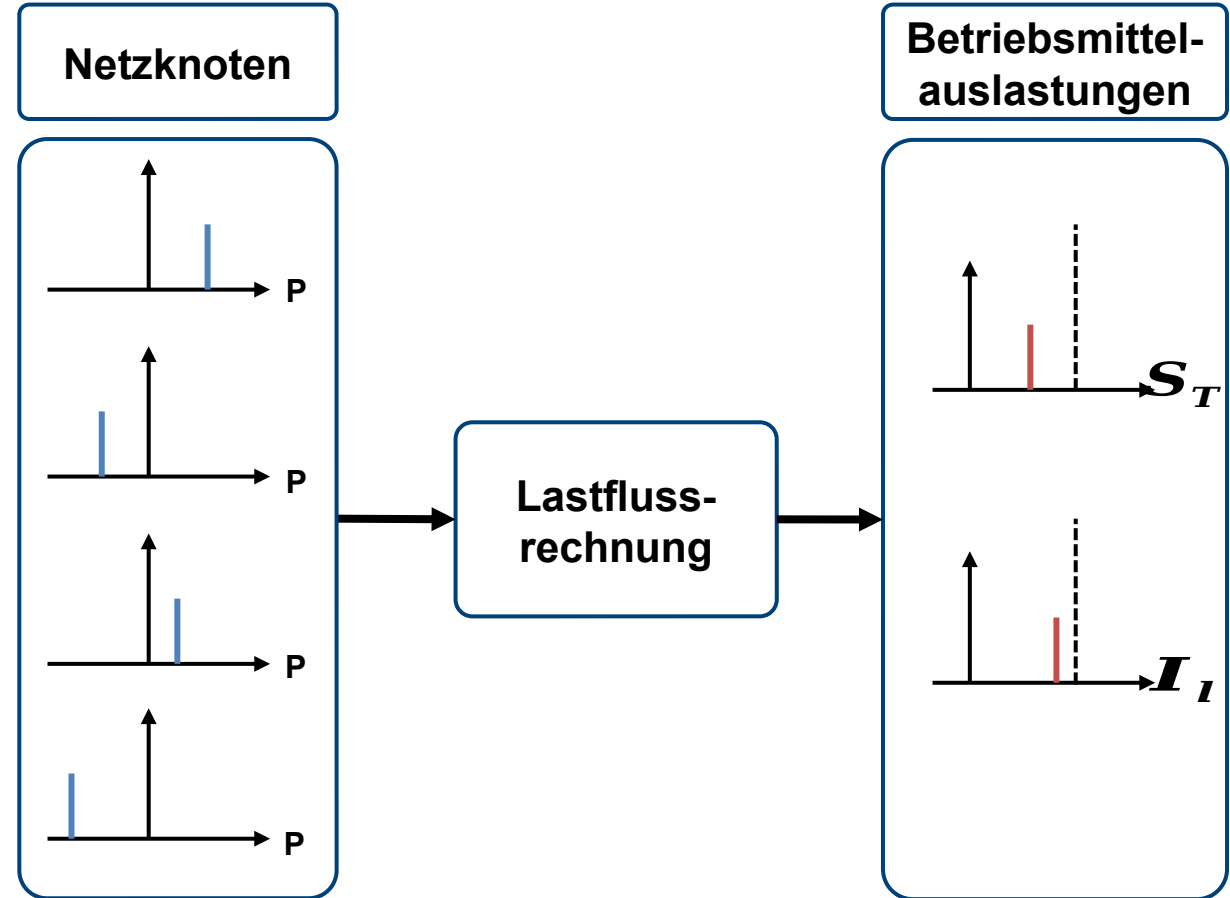
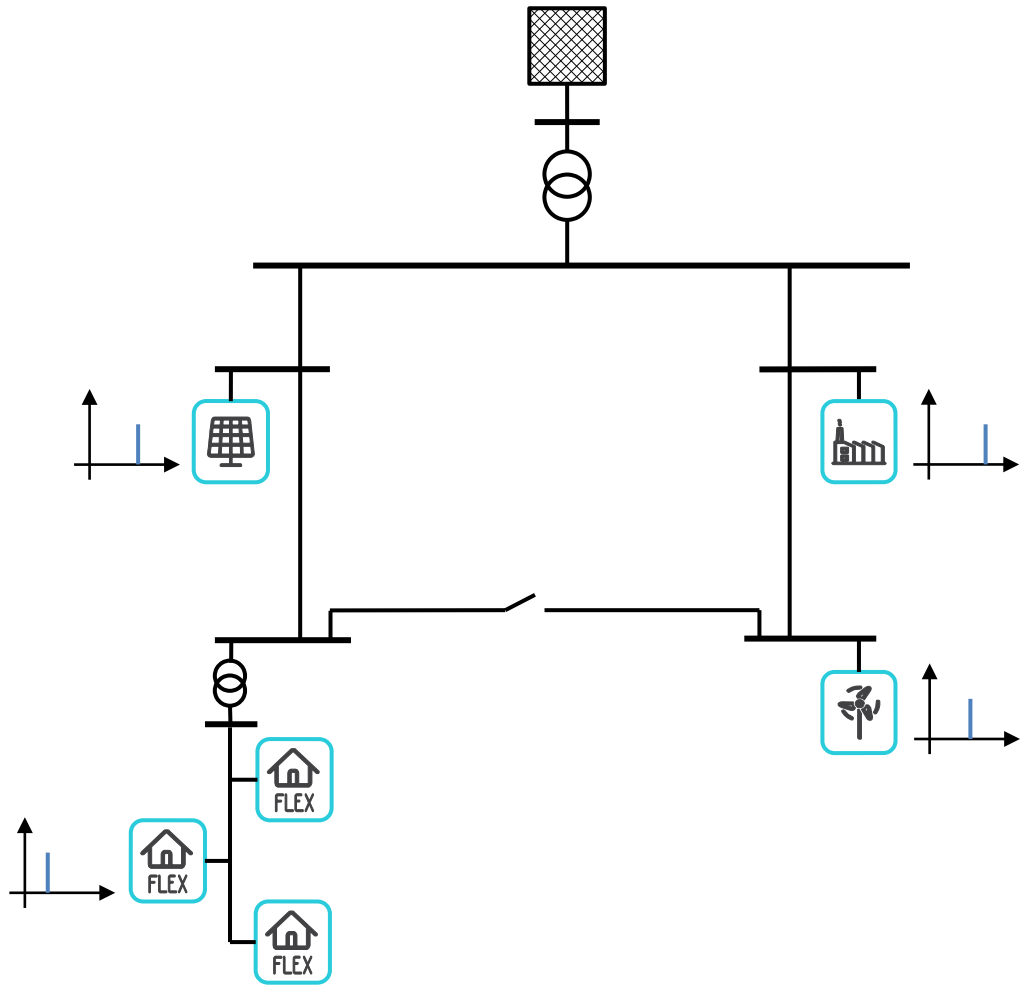
Entwicklungen im Verteilnetz:

- Bidirektionalität und Volatilität durch erneuerbare Erzeugung
  - Gesteigerte Last durch Elektrifizierung und Sektorenkopplung
- **Zunahme von Engpässen**
- **Lasten/Erzeugungen sind nicht deterministisch**
- **Probabilistische Prognose**

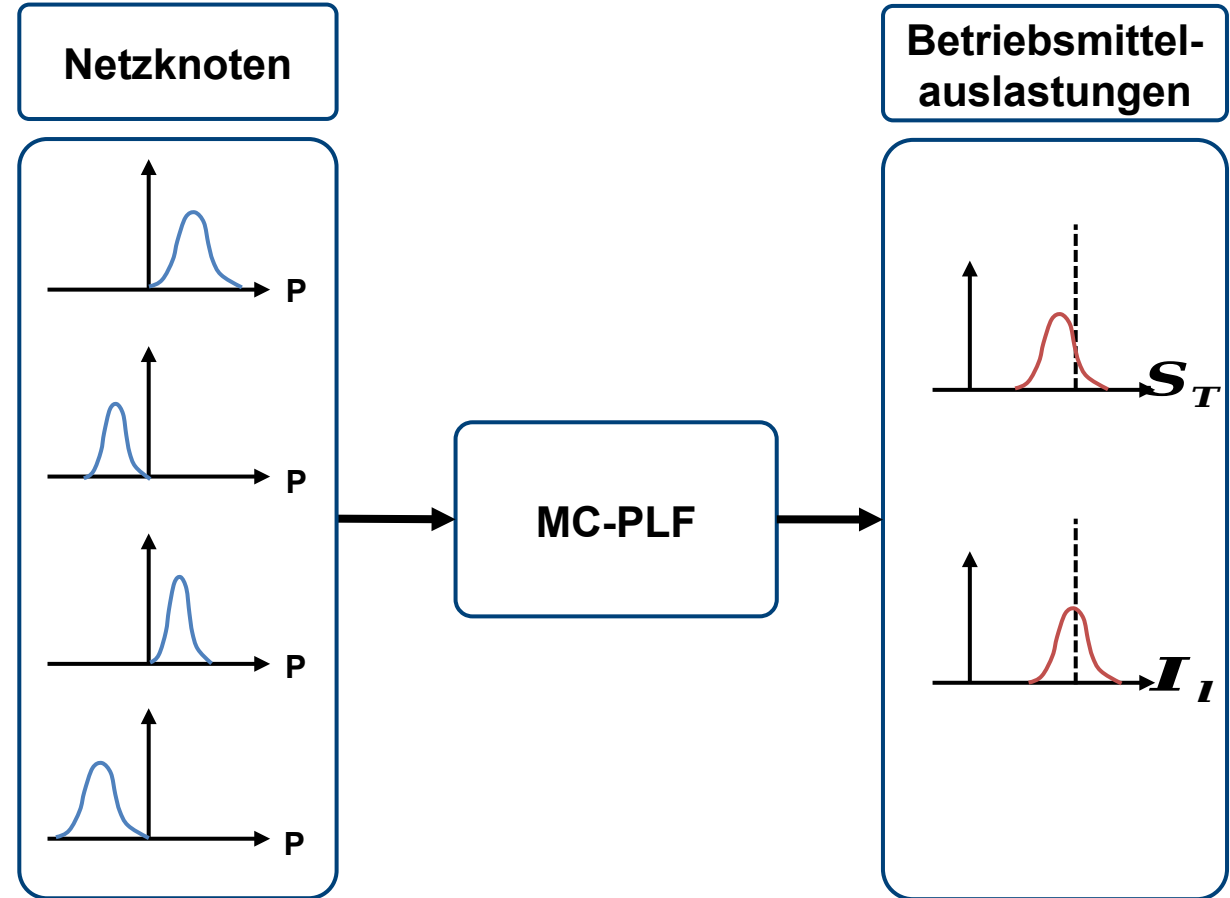
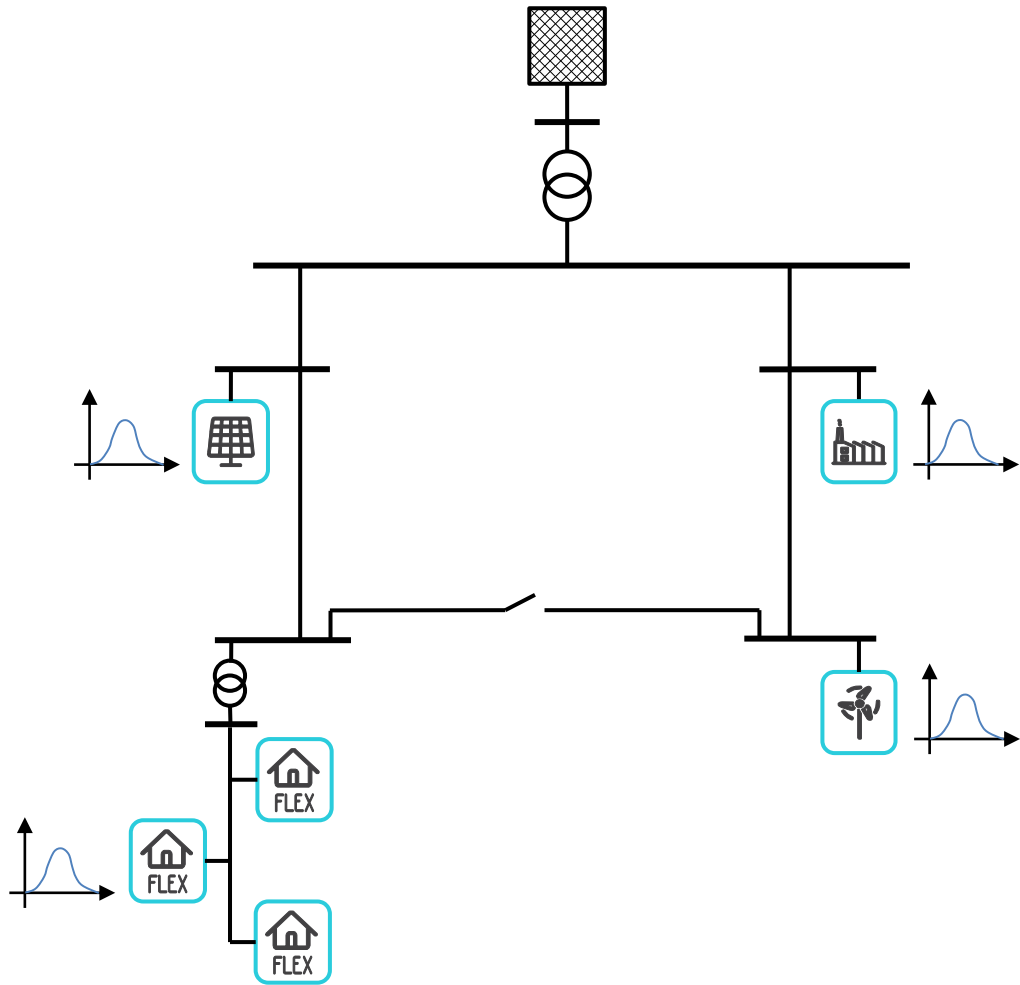
# Methodik der Day-Ahead-Prognose mittels probabilistischer Lastflussrechnungen



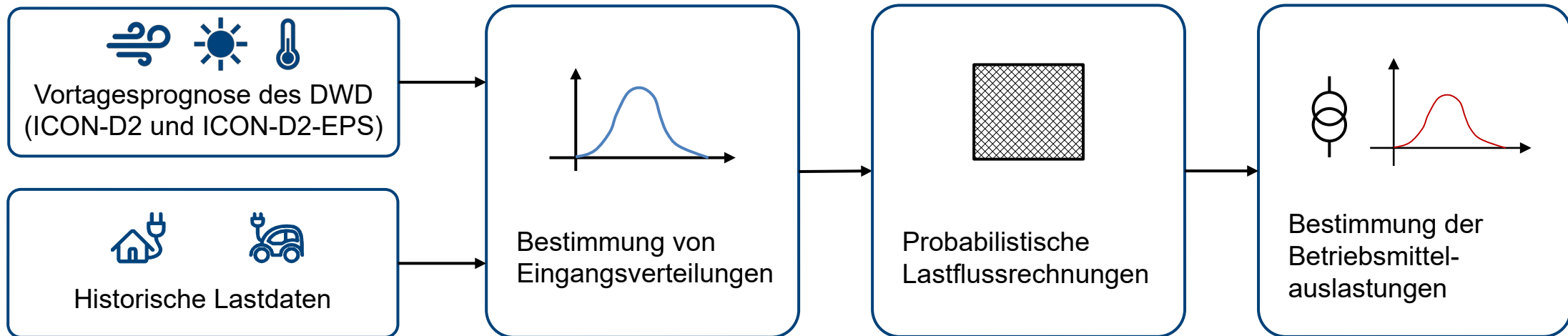
# Probabilistische Lastflussrechnung



# Probabilistische Lastflussrechnung

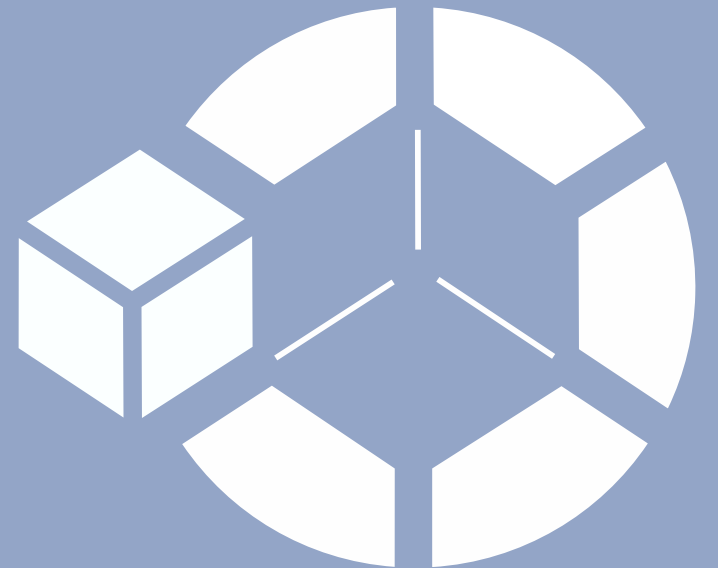


# Methodik der Day-Ahead-Prognose



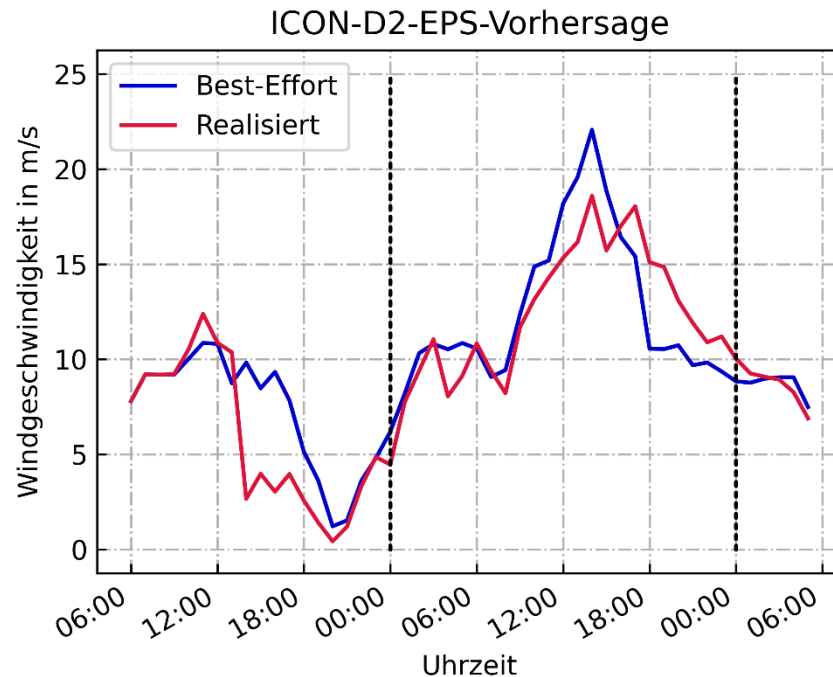


## Erstellung der Eingangsverteilungen

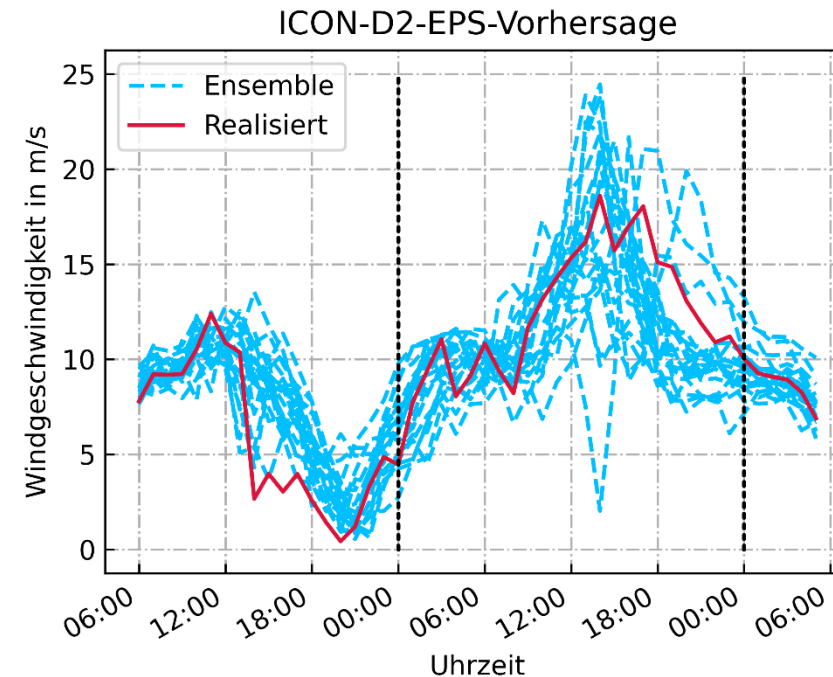


# Wettervorhersagen des DWD

**ICON-D2:** deterministische Vorhersage auf Basis ausgewählter Startwerte

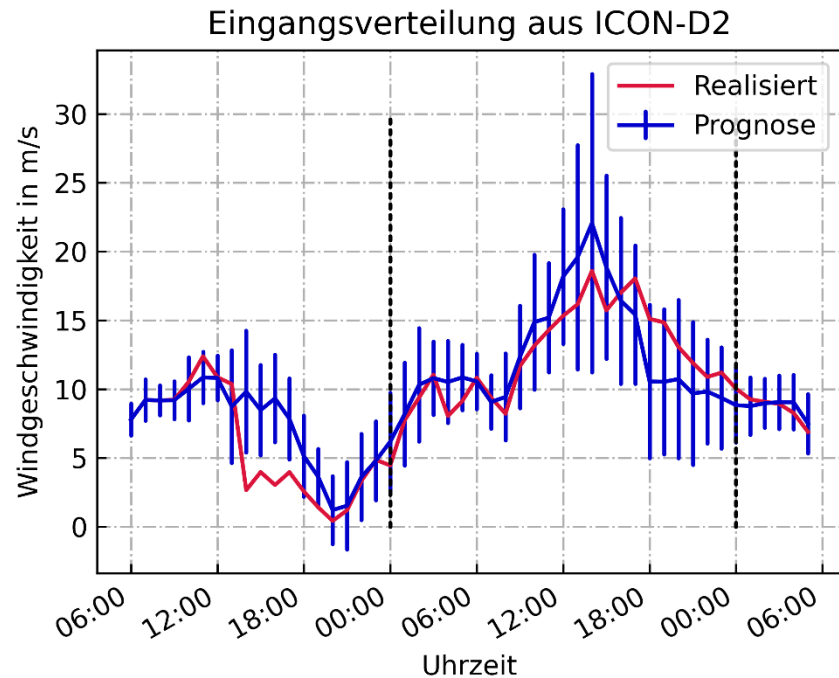


**ICON-D2-EPS:** Simulation mit 20 perturbierten Startparametern, Abschätzung der Vorhersage-ungenauigkeit



→ Kombination von „Best-Effort“-Prognose und der Abweichung aus den Ensemble-Simulationen

# Ableitung von Eingangsverteilungen aus ICON-D2(-EPS)

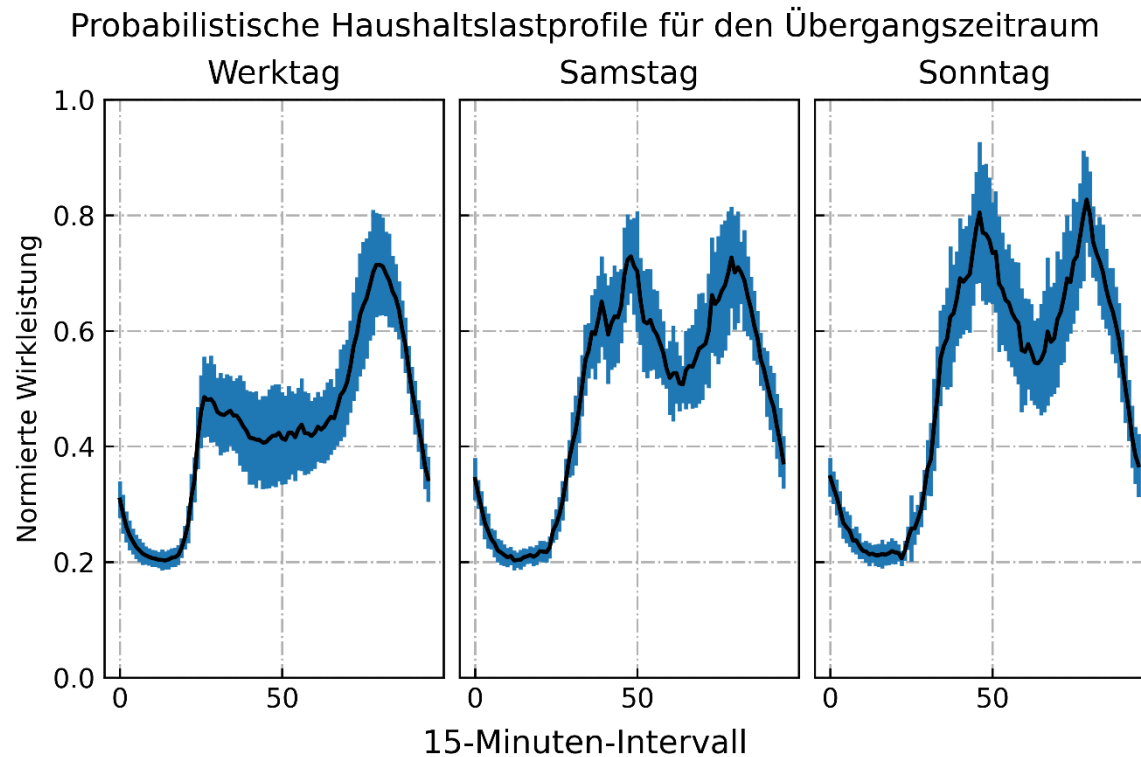


Einfacher Ansatz: Modellierung als Normalverteilung

“Best-Effort“-Prognose als Mittelwert und Standardabweichung aus den Ensemble-Simulationen

Abhängigkeit vom Zeitpunkt und der Gitterzelle des Vorhersagemodells

# Probabilistische Modellierung der Lasten

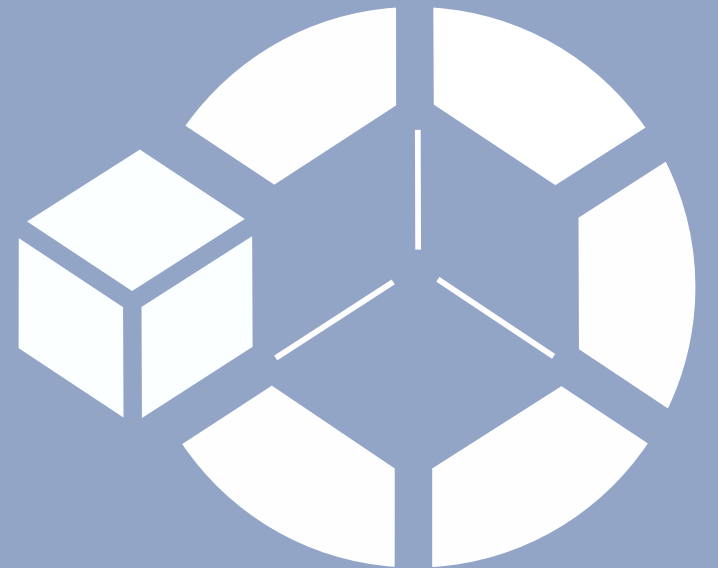


Verwendung zweier Datensätze der HTW Berlin [2] und von Braeuer [3] mit historischen Lastverläufen

Ermittlung von mittleren Tagesverläufen und Abweichungen für 9 Kategorien, bestehend aus 3 Jahreszeiten (Sommer, Winter, Übergang) und 3 Tagesarten (Mo-Fr, Sa, So)

Modellierung als Normalverteilungen

## Definition der untersuchten Mittelspannungsnetze



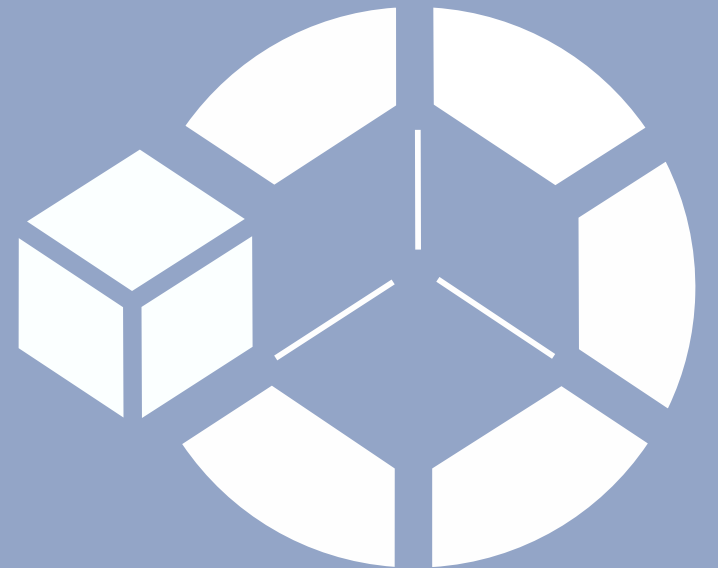
# Untersuchte Mittelspannungsnetze

- Ein ländliches und ein städtisches Mittelspannungsnetz aus dem Simbench-Datensatz [4]
- Ergänzung der Netze um Ortsnetztransformatoren zwischen MV und LV
- Geographische Verschiebung in den Großraum Hamburg

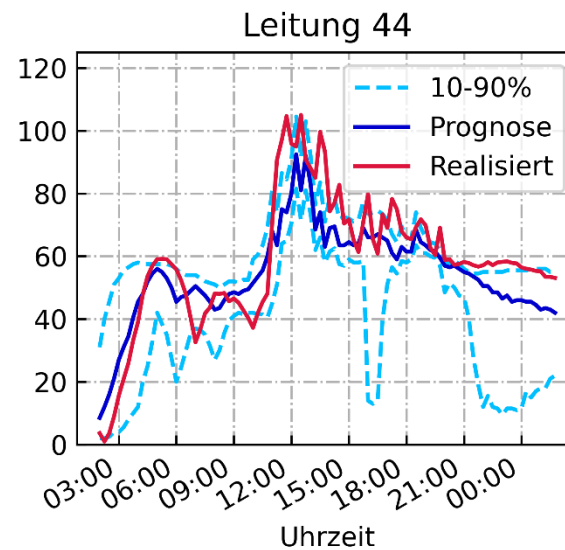
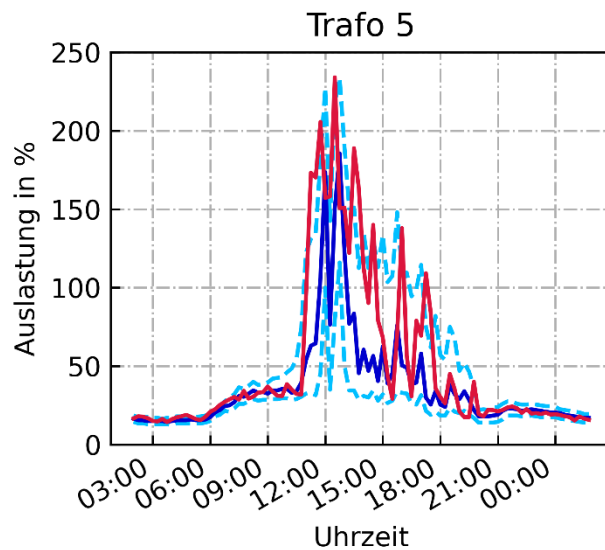
Netztyp	Lasten MV	Lasten LV	PV-Erzeugung in MV	PV-Erzeugung in LV	WKA-Erzeugung
städtisch	1,92 MW	66,62 MW	0 MW	24,22 MW	2,9 MW
ländlich	2,11 MW	25,88 MW	1,26 MW	28,98 MW	16,79 MW

- Betrachtung zweier Tage:
  - 5. Juli 2023 mit hoher erneuerbarer Einspeisung und geringen Lasten
  - 3. Januar 2024 mit geringer Einspeisung aus PV, verhältnismäßig viel Einspeisung aus Wind und hohen Lasten

## Ergebnisse



# Ländliches Netz, 5. Juli 2023



Median der Prognose spiegelt den realen Verlauf wider, aber z. T. deutliche Abweichungen

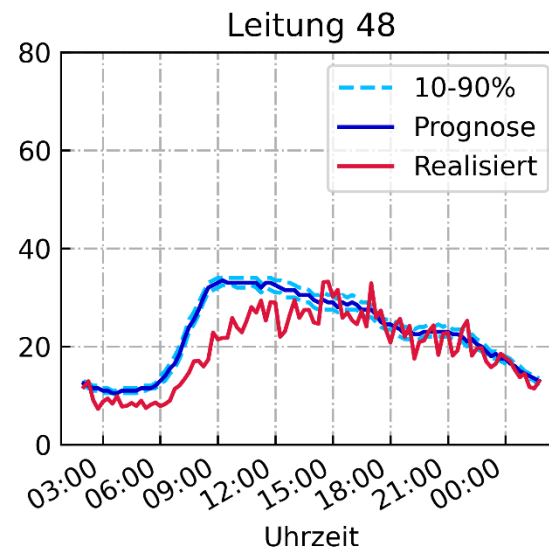
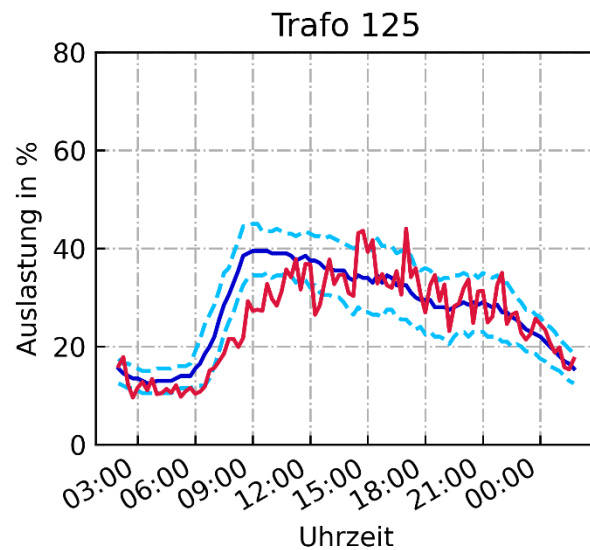
Realer Verlauf meist innerhalb des Perzentil-Intervalls

Große Unsicherheiten und Perzentil-Intervalle in Zeiten hoher erneuerbarer Einspeisung

Starke Überlastungen im ländlichen Netz, vor allem an den Ortsnetztransformatoren



# Städtisches Netz, 3. Januar 2024



Median der Prognose hier mit einer größeren Abweichung am Vormittag

Perzentil-Intervalle im lastdominierten Fall sehr klein, häufigere Abweichungen

Lastprognose aktuell mit größeren Unsicherheiten

Städtisches Netz im Allgemeinen sehr stabil, wenige Engpässe sichtbar

# Statistische Auswertung der Prognosegüte

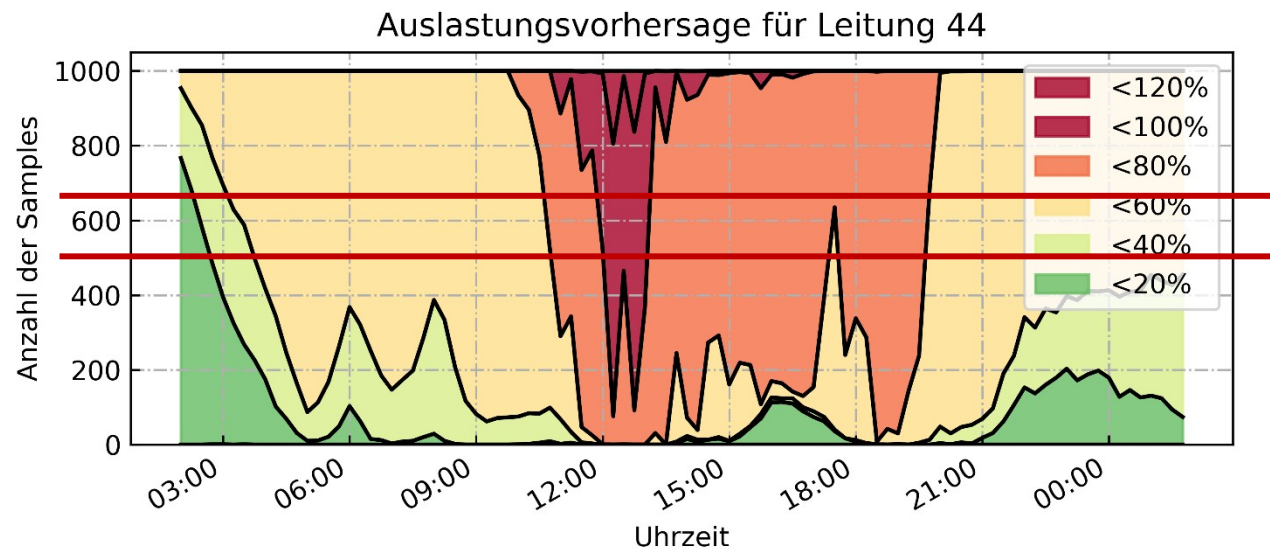
Datum	Netz	MAE in %		Perzentil-Score in % (10%-90%-Intervall)	
		Transformatoren	Leitungen	Transformatoren	Leitungen
05.07. 2023	ländlich	7,660	2,129	81,760	39,449
	städtisch	1,392	0,913	86,800	51,302
03.01. 2024	ländlich	4,245	1,618	61,470	24,832
	städtisch	3,049	1,426	62,307	34,107

Abweichungen vom Median meist gering, Einfluss des Wetters sichtbar

Perzentil-Intervalle bei den Transformatoren hilfreich, im lastdominierten Fall schlechter

Perzentil-Intervalle bei den Leitungen wenig aussagekräftig, da sehr klein

# Engpassauswertung

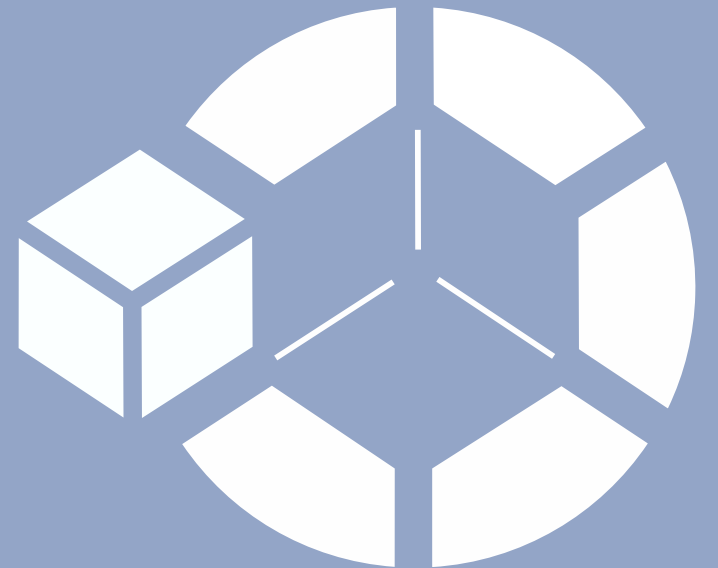


Ergebnisse liegen in Form der Perzentile vor, wann ist es ein Engpass?

Darstellung als eingefärbter Konturplot, Engpasswahrscheinlichkeiten schnell sichtbar

Wo liegen die optimalen Eingriffsschwellen für Engpassmanagement?

## Fazit und Ausblick



## ❖ Zusammenfassung der Ergebnisse:

- Engpässe können trotz bestehender Unsicherheiten im Day-Ahead-Bereich erkannt werden.
- Wetterbedingt können in der Prognose große Perzentil-Intervalle entstehen.
- In der Mittelspannung treten vor allem an den Ortsnetztransformatoren Engpässe auf.
- Konturplots ermöglichen eine schnelle Identifikation von Engpässen und ihrer Wahrscheinlichkeiten.
- In lastdominierten Szenarien bleiben die Perzentil-Intervalle klein und bieten daher wenig Mehrwert.

## ❖ Ausblick:

- Eine Verbesserung der Modellierung von Last und Erzeugung sind notwendig, um kleinere Perzentil-Intervalle und aussagekräftigere Prognosen zu erhalten.
- Eine Verkleinerung der Prognosehorizonte sollte ebenfalls zu zuverlässigeren Prognosen führen.
- Es ist sinnvoll, eine Übertragung der Methodik in die Niederspannung zu untersuchen, da hier mehr Engpässe auftreten.
- Es müssen Eingriffsschwellen festgelegt werden, um ein präventives Engpassmanagement aufzubauen.

# VIELEN DANK!





- ❖ M. Sc. Finn Nußbaum  
Institut für Elektrische Energietechnik - TU Hamburg  
[finn.nussbaum@tuhh.de](mailto:finn.nussbaum@tuhh.de)
- ❖ Forschungsprojekt „KoLa – Koordinierungsfunktion des elektrischen Verteilnetzes und Lastmanagement für den elektrifizierten Personenverkehr“

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

# Referenzen

- [1] T. Tjaden, J. Bergner, J. Weniger und V. Quaschnig, Repräsentative elektrische Lastprofile für Wohngebäude in Deutschland auf 1-sekündiger Datenbasis, [Datensatz] Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) Berlin, Lizenz: CC-BY-NC-4.0, [Zugriff am 15 November 2023].
- [2] F. Braeuer, „Load profile data of 50 industrial plants in Germany for one year,“ 17 Juni 2020. [Datensatz]. Verfügbar unter: <https://zenodo.org/records/3899018>. [Zugriff am 15 November 2023].
- [3] S. Meinecke, D. Sarajlic, S. R. Drauz, A. Klettke, L.-P. Lauven, C. Rehtanz, A. Moser und M. Braun, „SimBench - A Benchmark Dataset of Electric Power Systems to Compare Innovative Solutions based on Power Flow Analysis,“ Energies, Bd. 13, Nr. 12, Juni 2020.