
CONSIDERING CONTROL APPROACHES FOR ELECTRIC VEHICLE CHARGING IN GRID PLANNING

Andrea Schoen^{1,2}, Jan Ulfers^{1,2}, **Hendrik Maschke**¹, Eric Junge³, Christian Bott³, Leon Thurner¹, Martin Braun^{1,2}

¹ Fraunhofer Institute for Energy Economics and Energy System Technology, Kassel, Germany

² University of Kassel, Department of Energy Management and Power System Operation, Kassel, Germany

³ Netze BW, Stuttgart, Germany

Konferenzbeitrag für den ETG Kongress 2021 am 19.05.2021

Welchen Einfluss haben Betriebsführungsstrategien auf kritische Netzzustände und den Netzausbau?



U N I K A S S E L
V E R S I T Ä T

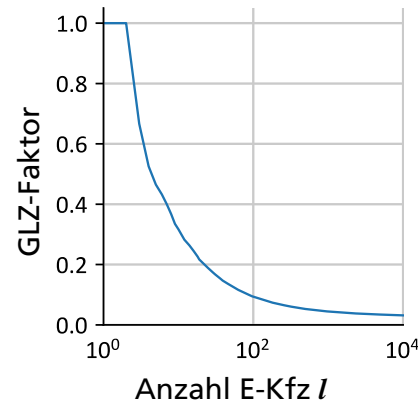


Motivation

Worst-Case Planung mit Gleichzeitigkeitsfaktoren vs. zeitreihenbasierte Planung

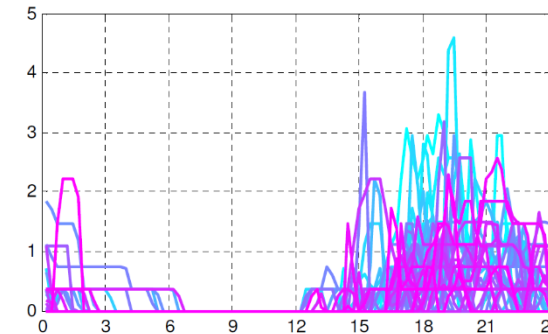
Gleichzeitigkeitsfaktoren

- Abbildung durch Gleichzeitigkeitskurven
- Keine zeitliche Information über kritische Netzzustände



Zeitreihenberechnungen

- Detaillierte Zeitreihensimulationen
- Berücksichtigung von Betriebsführungen erfordert sehr viel Rechenzeit

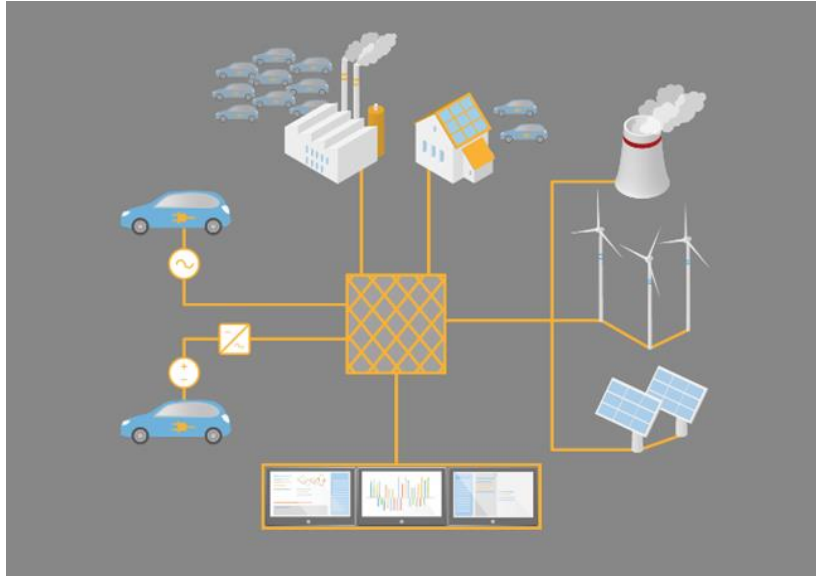


Entwicklung einer Methodik zur Integration von Betriebsführungen in Netzausbauberechnungen im Rahmen von Ladeinfrastruktur 2.0

Beitrag für den ETG Kongress 2021: „Considering Control Approaches for Electric Vehicle Charging in Grid Planning“

Projekt Ladeinfrastruktur 2.0

Überblick



- Neue Herausforderungen durch Zuwachs an Elektromobilität im Energiesystem
- Lösungsansätze durch Netzausbau und Energiemanagement werden im Projekt analysiert
- Projektpartner

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Projektbeginn 01.12.2018

Projektende 30.11.2022

vitesco
TECHNOLOGIES

Fraunhofer
IEE

Netze BW

Stromnetz
Hamburg

SWM
Stadtwerke München

thuga

UNI KASSEL
VERSITÄT

VOLKSWAGEN
AKTIENGESELLSCHAFT

Projekt Ladeinfrastruktur 2.0

Netzplanung mit hoher Durchdringung von E-Kfz

- **Probabilistische Abschätzung von Zubauszenarien**
- Berechnung von Netzzuständen
- Frühwarnsystem bei Netzengpässen
 - z.B. Überlastung in der Mulangstrasse 2022
- Erstellung von Netzstudien
- Entwicklung von automatisierten Netzausbauplanungstools und Methoden für Netzbetreiber

E-Kfz-Aufnahmefähigkeit

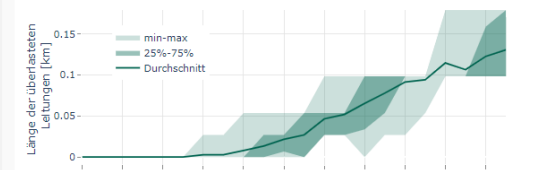
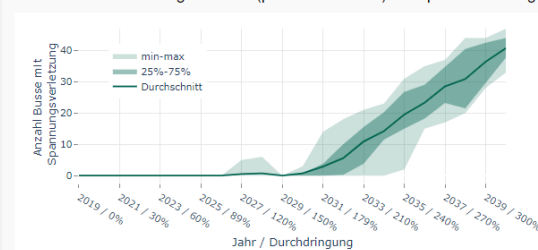
Jahr des ersten Auftretens von Verletzungen (Basis-Szenario)

Netz wählen

	Stationsname	Spannungsverl	Leitungsüberl	Transformatorüberl
	filter data...			
<input checked="" type="radio"/>	Lindenstrasse	2027	2025	2034
<input type="radio"/>	Freibad	2031	2033	
<input type="radio"/>	Mulangstrasse	2022	2020	
<input type="radio"/>	Burgfeldstrasse	2037	2025	

■ innerhalb der nächsten 3 Jahre ■ innerhalb der nächsten 5 Jahre

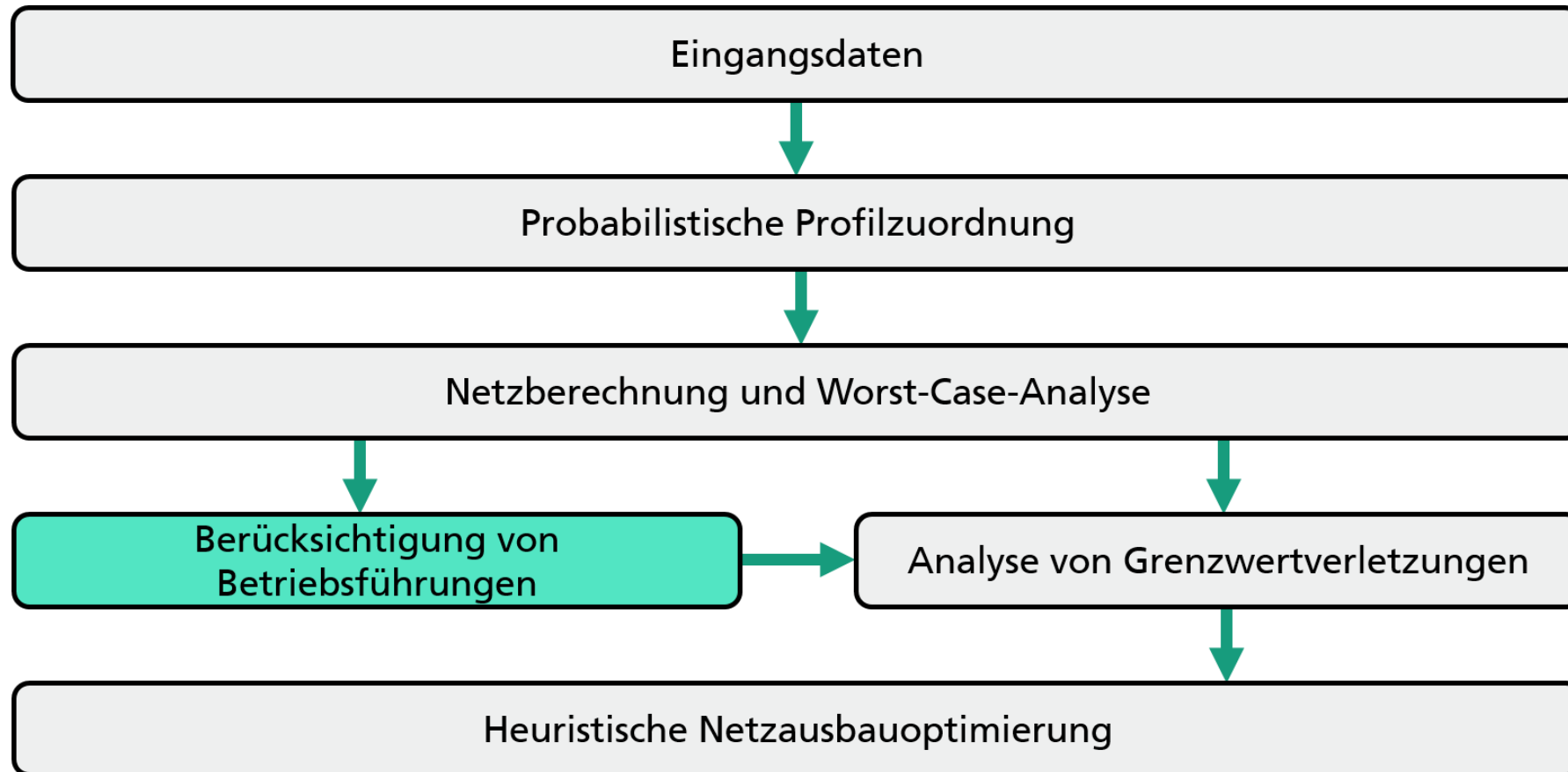
Beobachtete Verletzungen bei 50 (probabilistischen) Ladepunktverteilungen



Agenda

- Übersicht Simulationsmethodik
- Komponenten der Methodik
- Simulationsergebnisse der Case Study
- Zusammenfassung & Ausblick

Übersicht Simulationsmethodik



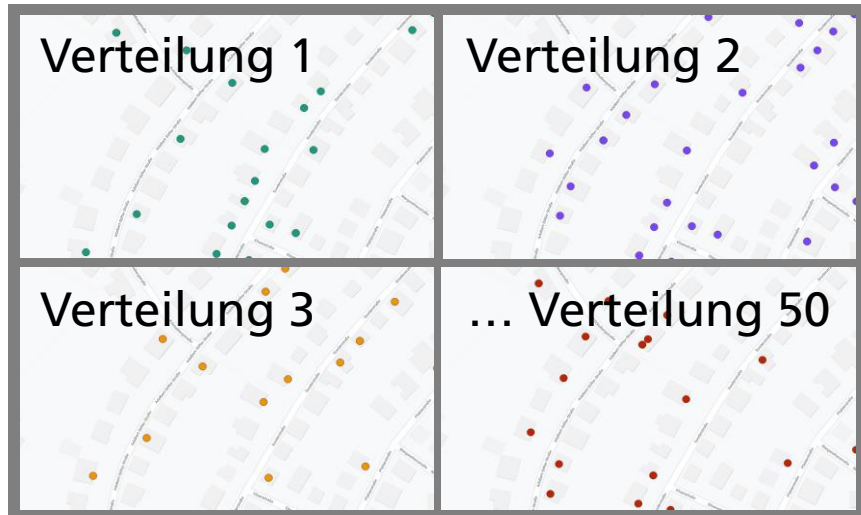
Übersicht Simulationsmethodik

- Leistungsbasierte Betriebsführungen auf Basis von Untersuchungen der E-Mobility Allee
 - Keine Leistungsbegrenzung („No Control“)
 - Feste Leistungsbegrenzung („Fixed“)
 - Zeitabhängige Leistungsbegrenzung („Time-dependent“)
 - Gruppenbasierte Leistungsbegrenzung („Group-based“)
- Städtisches Netzmodell von SW|Netz (Wiesbaden)
 - etwa 500 Haushalte und durchschnittlich 106 Ladepunkte
- Sehr schnelle parallele Berechnung der Leistungsflüsse mit Beschleunigung in pandapower

Tool	Räumliche Verteilungen	Profilverteilungen	Zeitschritte	Leistungsflussberechnungen	Rechenzeit	
					Jahressimulation	Gesamt
Mit Beschleunigung	50	1000	35.040	1,75 x 10 ⁹	~ 10 s	~ 1 h
Ohne Beschleunigung					~120 s	~ 12 h

Komponenten der Methodik

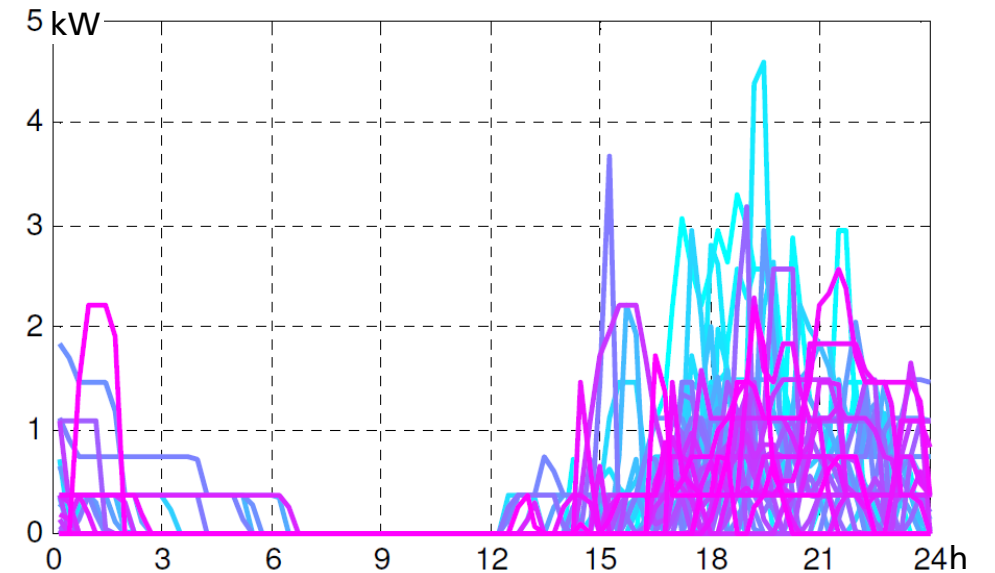
Eingangsdaten & Profizuordnung



Szenario-Regionalisierungen möglicher zukünftiger Ladepunkte, Wärmepumpen und PV-Anlagen (50 Verteilungen)



Netzmodelle mit Planungsprämissen und Zuordnung der Szenario-Anlagen zu Netzanschlusspunkten

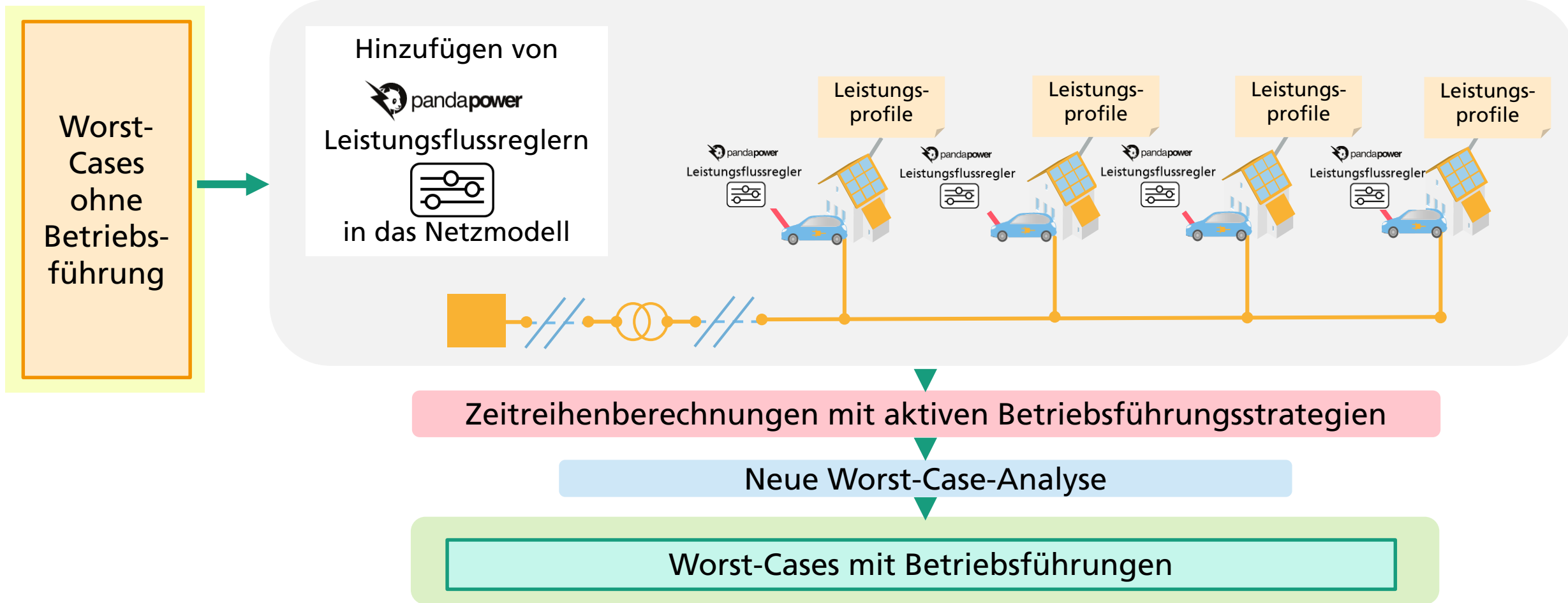


Verbrauchs- und Einspeiseprofile für Haushalte, Ladepunkte, Wärmepumpen und PV-Anlagen (Jahreszeitreihen, 15-Minuten-Auflösung)

Bildquellen: Gauglitz, P., Ulfers, J., Thomsen, G., Frischmuth, F., Geiger, D., von Bonin, M., Horst, D., and Scheidler, A.: Modeling spatial and temporal charging demands for electric vehicles for scenarios with an increasing share of renewable energies, EGU General Assembly 2020, Online, 4–8 May 2020, EGU2020-7231, <https://doi.org/10.5194/egusphere-egu2020-7231>, 2020

Komponenten der Methodik

Berücksichtigung von Betriebsführungen



Komponenten der Methodik

Heuristische Netzausbauoptimierung

Grenzwertverletzungen
mit Betriebsführungen

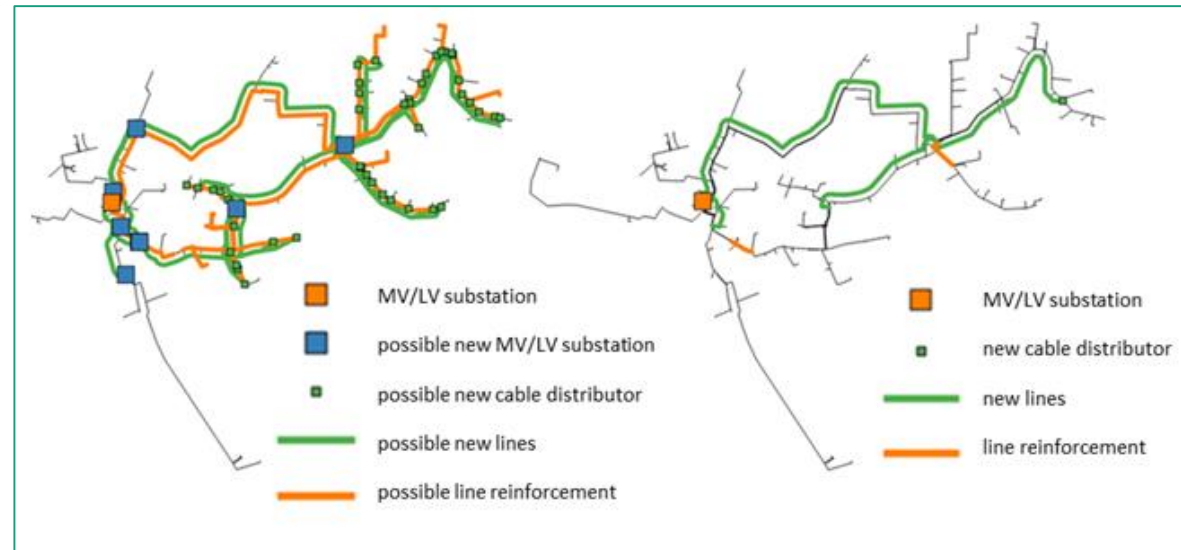


Grenzwertverletzungen
ohne
Betriebsführungen

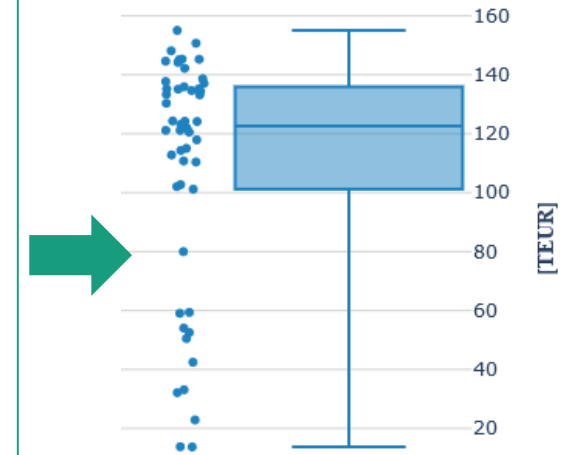


Mögliche Maßnahmen

Zielnetz



Netzausbaukosten



Netzzustand mit ermittelten
kritischen Zuständen

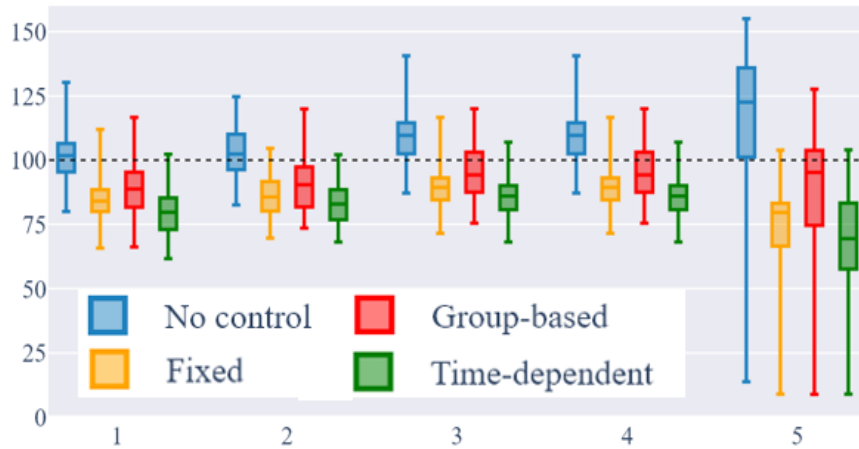
Suche der kostenoptimalen Untermenge möglicher
Netzausbaumaßnahmen, die alle
Grenzwertverletzungen beheben

Kosten der
ermittelten
Maßnahmen

Simulationsergebnisse der Case-Study

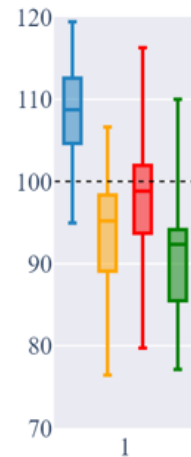
Einfluss auf Leitungen, Transformatoren und Netzknoten

Max. Leitungsauslastung [%]



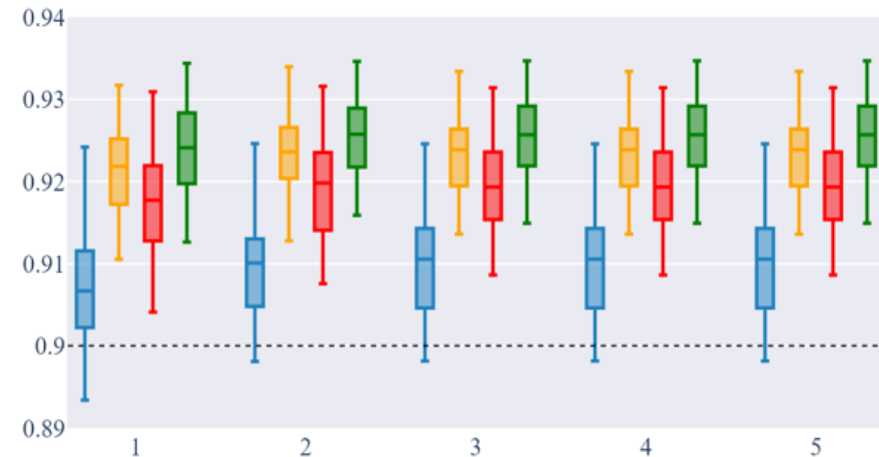
Leitung

Max. Transformatorleistung [%]



Transformator

Min. Netzknotenspannung [p.u.]

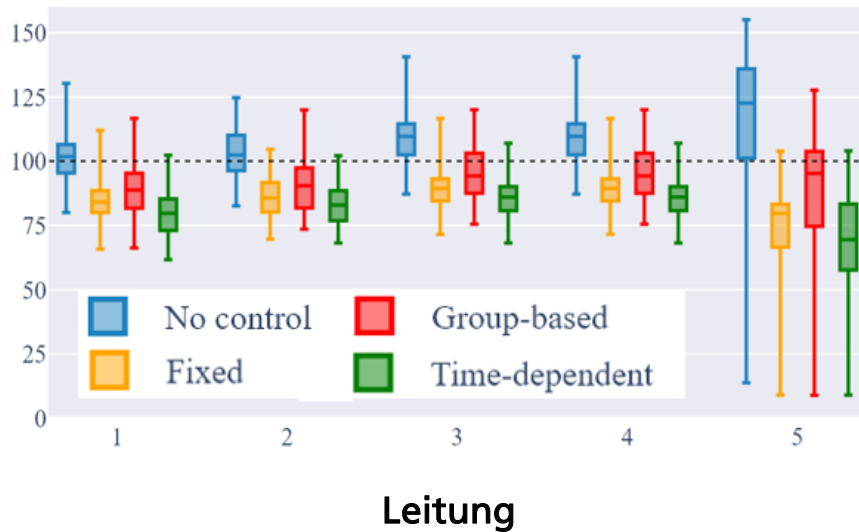


Netzknoten

Simulationsergebnisse der Case-Study

Einfluss auf Leitungen, Transformatoren und Netzknoten

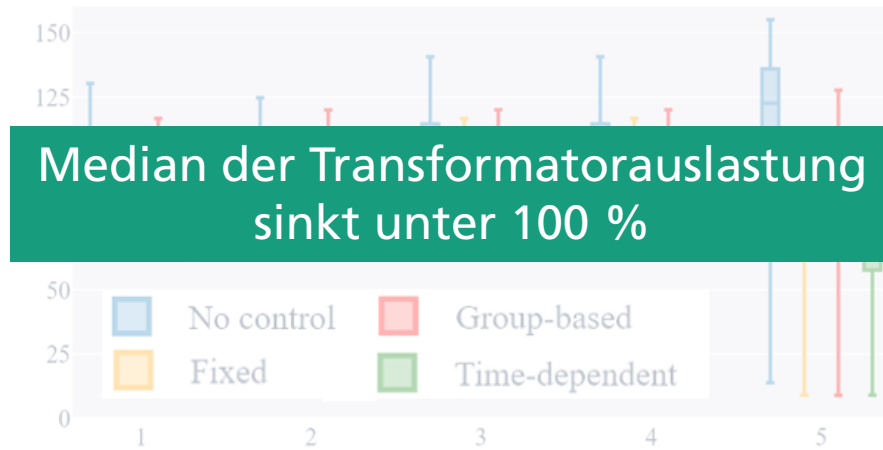
Max. Leitungsauslastung [%]



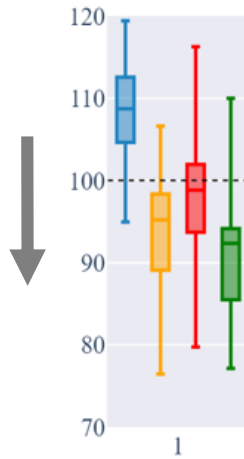
Dargestellt sind die fünf Leitungen mit den höchsten Medianen.

Simulationsergebnisse der Case-Study

Einfluss auf Leitungen, Transformatoren und Netzknoten



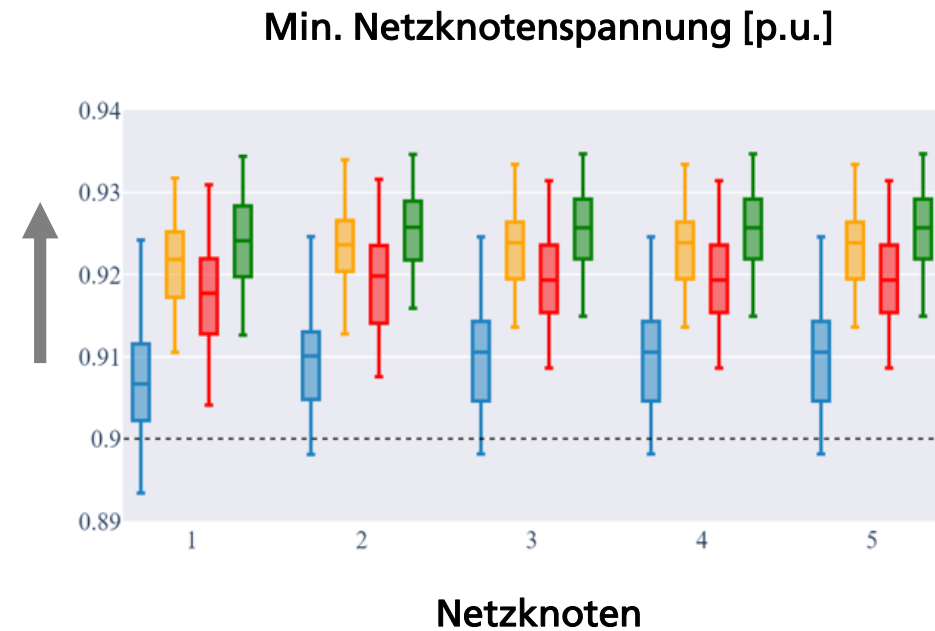
Max. Transformatorauslastung [%]



Transformator

Simulationsergebnisse der Case-Study

Einfluss auf Leitungen, Transformatoren und Netzknoten

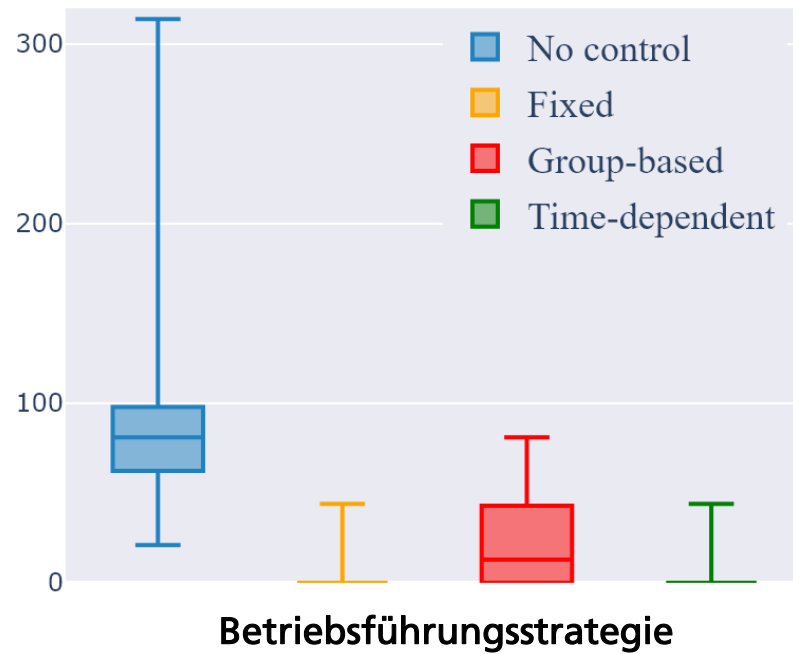


Dargestellt sind die fünf Netzknoten mit den niedrigsten Medianen.

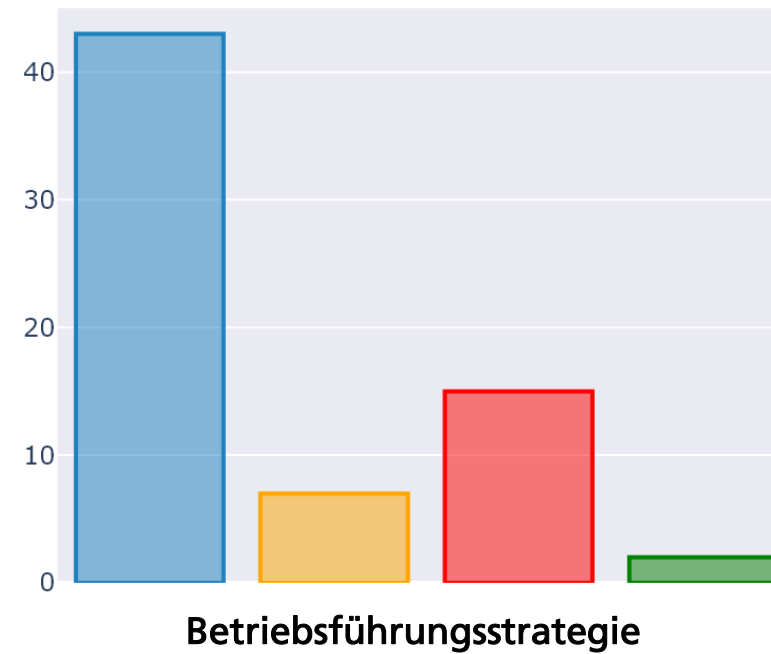
Simulationsergebnisse der Case-Study

Einfluss auf Netzausbaumaßnahmen bei allen 50 EV-Anschlussverteilungen

Verstärkte Leitungslänge [m]
für 50 verschiedene räumliche
Verteilungen



Gesamtanzahl an zusätzlichen
Transformatoren für 50 verschiedene
räumliche Verteilungen



Simulationsergebnisse der Case-Study

Vergleich zur E-Mobility-Allee

Netzintegration Elektromobilität

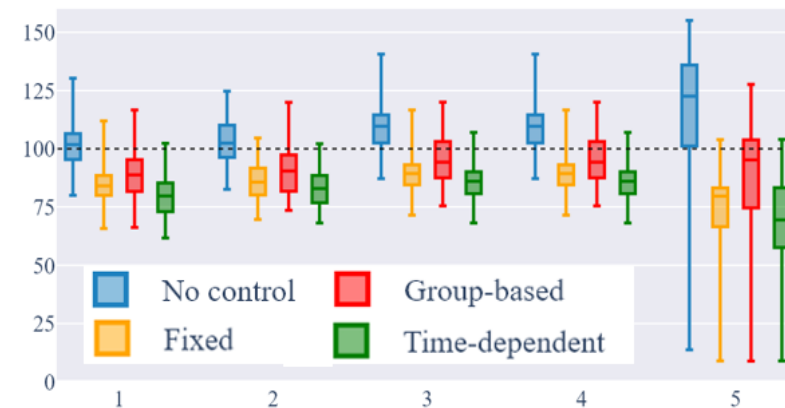
E-Mobility-Allee

Ein Projekt der Netze BW

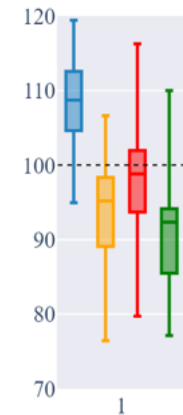
Projektlaufzeit: Juni 2018 bis Oktober 2019

	No Control	Fixed	Group-based	Time-dependent
max. Netzbelastung bei 100% Gleichzeitigkeit im Winter [%]	216	152	168	100

- Alle Regelansätze führen bei der Case Study und dem Feldtest zur Verbesserung der Netzsituationen
- Größte Verbesserung der maximalen Netzauslastung kann durch feste und zeitabhängige Leistungsbegrenzung erzielt werden



lines with max. loading



transformer

Quelle: „Die E-Mobility-Allee / Eine Straße fährt elektrisch“; C. Bott, S. Lossau, E. Junge; ETG Kongress 2019

Weitere Projekte der Netze BW


E-Mobility-Chaussee, E-Mobility-Carré & intelligentes Heimladen

E-Mobility-Chaussee




- › Ländlich
- › 8 Teilnehmer
- › Start Jan. 2020
- › Ende Juni 2021

Netztechnik und Spannungshaltung im ländlichen Raum


 Mehrere Jahre Feldtest

E-Mobility-Carré



- › Städtisch
- › 58 Teilnehmer
- › Start Dez. 2019
- › Ende April 2021

Ladeinfrastruktur in Mehrfamilienhäusern

 Erfolgreiche Netzintegration

Intelligentes Heimladen



- › Mehrere Standorte
- › > 30 Teilnehmer
- › Start Jan. 2020
- › Ende 2022

Netzorientiertes Lademanagement über das intelligente Messsystem

 Hohe Akzeptanz für gesteuertes Laden

Zusammenfassung & Ausblick

- Simulationsmethodik kann erfolgreich im pandapower framework umgesetzt werden
 - Heuristische Netzausbauplanung mit großer Menge an Zeitreihen und mehr als 1,75 Milliarden Leistungsfluss-Berechnungen
- Erste Kostenabschätzungen wurden erstellt
- Zeitabhängige Betriebsführungsstrategien führen in Case Study zu Verminderung kritischer Netzsituationen und damit Netzausbaubedarf
- Ähnliche Trends auch in realen Feldversuchen wie der E-Mobility Allee erkennbar
- Ausblick:
 - Implementierung weiterer Betriebsführungsstrategien
 - Anwendung der Methodik auf weitere Netzgebiete
 - Reduzierung der benötigten Rechenzeit zum Einsatz in anwendungsorientierter Software
 - Gesamtwirtschaftliche Kostenbetrachtung