

IEWT 2023

13. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien
15. – 17. Februar 2023, Wien, Österreich

Auswirkungen von Elektrofahrzeugen auf städtische Niederspannungsnetze bei unterschiedlichen Ladestrategien

Simon Kreutmayr, Simon Niederle, Christoph J. Steinhart, Christian Gutzmann, Maik Günther, Michael Finkel, Rolf Witzmann
im Rahmen des Forschungsprojektes E-Motion-to-Grid

Einführung

Motivation:

- Klimawandel → Energiewende → Elektromobilität → Batterieelektrische PKWs (BEVs) → Netzintegration
- Ermittlung der Auswirkung von BEVs auf die Niederspannungsnetze in der Stadt München (ca. 4.800)

Methodik:

- Auswahl von 18 repräsentativen Niederspannungsnetzen
- Definition von 10 Elektromobilitätsszenarien u.a. mit Wärmepumpen
- Verwendung eines stochastischen Simulationsmodells für die Lastflusssimulation (Zeitreihensimulation)

Neuer wissenschaftlicher Beitrag:

- Untersuchung von Netzen aus 6 charakteristischen städtischen Bebauungsstrukturen
- Berücksichtigung 2 privater und 5 öffentlicher Ladepunkttypen bei der Lastgangmodellierung
- Untersuchungen mit unterschiedlichen Randbedingungen
 - Ladestrategien: Marktgetriebenes Laden, dynamisches Lastmanagement am Netzanschlusspunkt
 - Weitere Einflussfaktoren: Durchdringung, Ladeleistung, Ladeortverteilung, zusätzlich Wärmepumpen

Agenda

1. Methodik

- **Repräsentative Niederspannungsnetze**
- **Szenarien**
- **Untersuchungsmethode**

2. Simulationsergebnisse

- Exemplarische Lastgänge
- Validierung der Bestandslast
- Vergleich der Netze und Szenarien

3. Zusammenfassung und Ausblick

18 Repräsentative Niederspannungsnetze (1/2)

Methodik zur Auswahl in einem 3-stufigen Verfahren basierend auf [2]:

[2] S. Niederle, S. Kreutmayr, C. J. Steinhart, C. Gutzmann, R. Witzmann und M. Finkel, „Selection of Representative Urban Low-Voltage Grids for Electric Vehicle Integration Studies“, CIRED-Conference, Rome, Italy, 2023 (noch nicht veröffentlicht).

1. Einordnung nach Bebauungsstruktur (ca. 4.800 Niederspannungsnetze in München):

| Cluster | Name | Bebauung und Nutzung | Anteil |
|---------|--------------------|---|--------|
| C0 | Stadtgebiet | Blockbebauung mit hohem Anteil an Wohngebäuden | 35 % |
| C1 | Stadtkern | Dichte Blockbebauung vermehrt mit Gewerbe | 15 % |
| C2 | Wohngebiete | Zeilenbebauung, Reihenhäuser, größere Gebäude | 11 % |
| C3 | Gewerbegebiete | Gewerbe und Einzelhandel mittlerer Gebäudehöhe | 8 % |
| C4 | Wohngebiete locker | Kleinere Gebäude, lockere Bebauung | 22 % |
| C5 | Sondergebiete | Gewerbe- und Mischnutzung, Gebäude dicht & hoch | 8 % |

2. Einordnung nach 5 elektrischen/topologischen Eigenschaften in den Clustern C0 – C5

n_{na} Anzahl der Netzanschlüsse $R_{str,max}$ Verbrauchersummenwiderstand
 l_{ges} Gesamte Leitungslänge $S_{tr/na}$ Installierte Transformatorleistung je Netzanschluss
 n_{str} Anzahl der Netzstränge

18 Repräsentative Niederspannungsnetze (2/2)

3. Auswahl der Repräsentanten

• Typische Netze (12):

- Alle 5 elektrischen Eigenschaften gleichzeitig nahe dem Zentrum im Merkmalsraum
- Auswahl von 2 Netzen je Bebauungscluster

• Atypische Netze (6):

- Netze mit höherer Lastdichte im Cluster
→ Größere Anzahl an Netzanschlüsse $n_{na} \uparrow$
- Netze mit potentiell höherem Spannungsfall
→ Größere Leitungslänge $l_{ges} \uparrow$
- Auswahl nur für Bebauungscluster C0, C2, und C4, weil typische Netze in C3 und C5 bereits sehr unterschiedlich sind

| Name | Bebauungscluster | Elektrische Eigenschaften | n_{na} | l_{ges} in m | n_{str} | $R_{str,max}$ in Ω | $S_{tr/na}$ in kVA |
|-------|-------------------------|---------------------------|----------|----------------|-----------|---------------------------|--------------------|
| C0_T1 | Stadtgebiet (C0) | Typisch (T1) | 17 | 948 | 5 | 0,10 | 37,1 |
| C0_T2 | Stadtgebiet (C0) | Typisch (T2) | 17 | 1.154 | 5 | 0,18 | 37,1 |
| C0_A1 | Stadtgebiet (C0) | $n_{na} \uparrow$ (A1) | 39 | 1.050 | 5 | | 10,3 |
| C1_T1 | Stadtkern (C1) | Typisch (T1) | 10 | 680 | 5 | 0,08 | 63,0 |
| C1_T2 | Stadtkern (C1) | Typisch (T2) | 10 | 717 | 5 | 0,07 | 63,0 |
| C1_A1 | Stadtkern (C1) | $n_{na} \uparrow$ (A1) | 31 | 853 | 6 | | 20,3 |
| C2_T1 | Wohngebiete (C2) | Typisch (T1) | 80 | 2.222 | 5 | 1,09 | 7,9 |
| C2_T2 | Wohngebiete (C2) | Typisch (T2) | 56 | 1.825 | 5 | 1,10 | 7,1 |
| C2_A1 | Wohngebiete (C2) | $n_{na} \uparrow$ (A1) | 115 | 1.568 | 5 | | 5,5 |
| C2_A2 | Wohngebiete (C2) | $l_{ges} \uparrow$ (A2) | 81 | 3.252 | 4 | | 7,8 |
| C3_T1 | Gewerbegebiete (C3) | Typisch (T1) | 5 | 848 | 4 | 0,03 | 126,0 |
| C3_T2 | Gewerbegebiete (C3) | Typisch (T2) | 5 | 1.159 | 4 | 0,07 | 126,0 |
| C4_T1 | Wohngebiete locker (C4) | Typisch (T1) | 87 | 2.559 | 5 | 1,62 | 7,2 |
| C4_T2 | Wohngebiete locker (C4) | Typisch (T2) | 85 | 2.737 | 5 | 1,45 | 7,4 |
| C4_A1 | Wohngebiete locker (C4) | $n_{na} \uparrow$ (A1) | 158 | 3.402 | 5 | | 4,0 |
| C4_A2 | Wohngebiete locker (C4) | $l_{ges} \uparrow$ (A2) | 103 | 3.553 | 5 | | 6,1 |
| C5_T1 | Sondergebiete (C5) | Typisch (T1) | 7 | 818 | 3 | 0,01 | 180,0 |
| C5_T2 | Sondergebiete (C5) | Typisch (T2) | 8 | 479 | 3 | 0,01 | 200,0 |

Definition von Szenarien

Einflussfaktoren:

- Durchdringung [3]
- Umgebungstemperatur [3]
- Typische Ladeorte [4]
- Ladeleistung [3]
- Ladestrategie
 - Ungesteuert [4]
 - Marktgetriebenes Laden [5]
 - Dyn. Lastmanagement [3]
- Zusätzlich Wärmepumpen

| | Durch- dringung | Ladestrategie | Ladeortverteilung | AC-Lade- leistung | Wärmepumpen |
|-----------|--------------------|------------------------|----------------------|----------------------|------------------|
| S0 | 0 % | --- | --- | --- | Nein |
| S1 | 50 % | Ungesteuert | Primär privat | 11 kW | Nein |
| S2 | 75 % | Ungesteuert | Primär privat | 11 kW | Nein |
| S3 | 100 % | Ungesteuert | Primär privat | 11 kW | Nein |
| S4 | 100 % | Ungesteuert | Ver mehrt öffentlich | 11 kW | Nein |
| S5 | 100 % | Ungesteuert | Primär privat | 22 kW | Nein |
| S6 | 100 % | Marktgetrieben mittags | Primär privat | 11 kW | Nein |
| S7 | 100 % | Marktgetrieben nachts | Primär privat | 11 kW | Nein |
| S8 | 100 % | DLM an Netzanschluss | Primär privat | 11 kW | Nein |
| S9 | 100 % | Ungesteuert | Primär privat | 11 kW | 1 kW je 2-P.-HH* |

*1 kW je 2-Personen-Haushalt \approx 60 % Durchdringung mit Wärmepumpen [6]

Weitere Kriterien:

- Begrenzung auf 10 Szenarien
- Winterwerktag bei -10°C [3]
 - ➔ Höchste Last erwartet

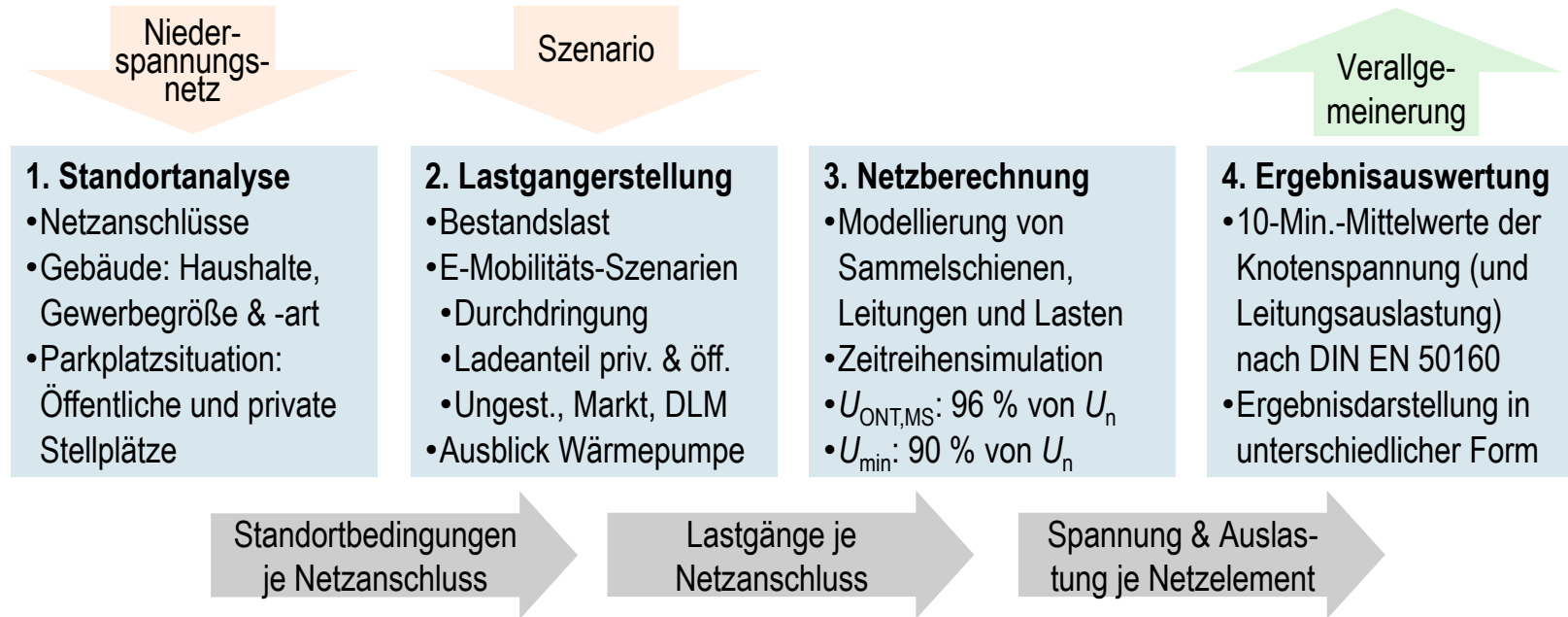
[3] S. Kreutmayr *et al.*, „Elektromobilität im städtischen Niederspannungsnetz – Auswirkungen standortbezogener Szenarien auf ein dynamisches Lastmanagement am Netzanschluss“, 12. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, Wien, 2021.

[4] S. Kreutmayr *et al.*, „Ladeverhalten an öffentlichen Ladesäulen – probabilistische Verteilungen für die Modellierung“, 17. Symposium Energieinnovation, Graz, 2022.

[5] S. Kreutmayr, M. Finkel, S. Niederle, R. Witzmann, C. Steinhart und H. Roth, „Belastung von Niederspannungsnetzen durch marktgetriebenes Laden“, *ew - Magazin für die Energiewirtschaft*, S. 20–25, 2022.

[6] R. Corradini, J. Conrad und S. Greif, *Energierationalität im Eigenheim - Effiziente Energieversorgung von Wohngebäuden*. Ludwigsburg: Wüstenrot Stiftung, 2018.

Untersuchungsmethode im Überblick



Agenda

1. Methodik

- Repräsentative Niederspannungsnetze
- Szenarien
- Untersuchungsmethode

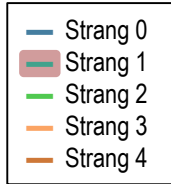
2. Simulationsergebnisse

- **Exemplarische Lastgänge**
- **Validierung der Bestandslast**
- **Vergleich der Netze und Szenarien**

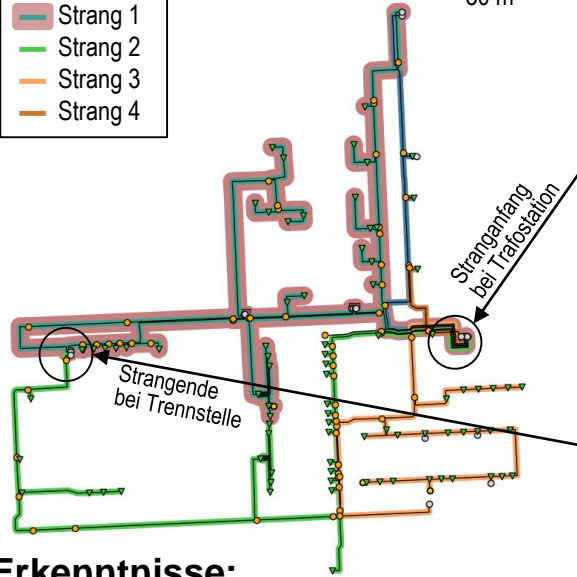
3. Zusammenfassung und Ausblick

Exemplarische Lastgänge

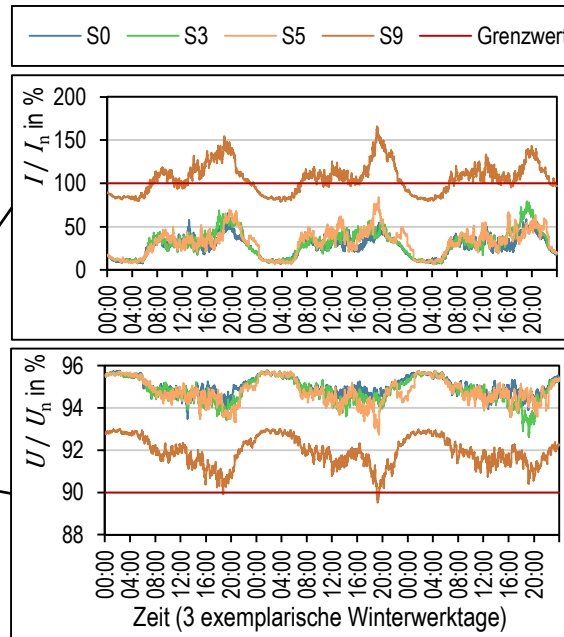
Beispielnetz in einem Wohngebiet



50 m



Leitungsauslastung und Knotenspannung an Strang 1



Szenarien

- S0: Bestandslast ohne BEVs
- S3: 100 % BEVs primär private Ladepunkten mit 11 kW an AC-Ladepunkten
- S5: 100 % BEVs primär private Ladepunkten mit 22 kW an AC-Ladepunkten
- S9: 100 % BEVs + Zusätzlich 60 % Wärmepumpendurchdringung in Wohngebäuden (1 kW je 2-P.-HH)

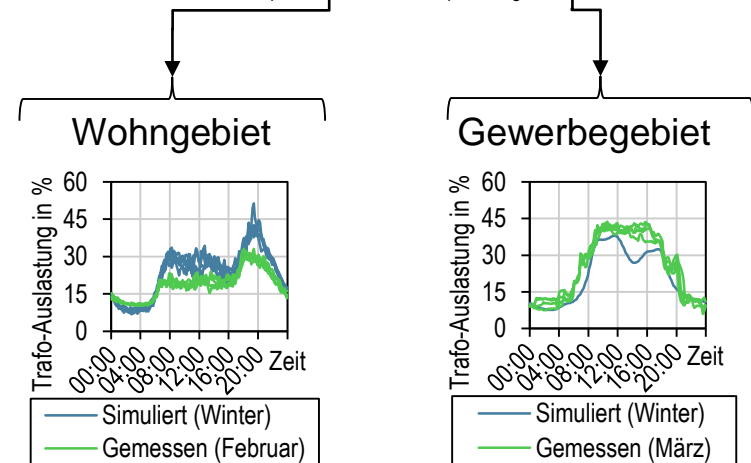
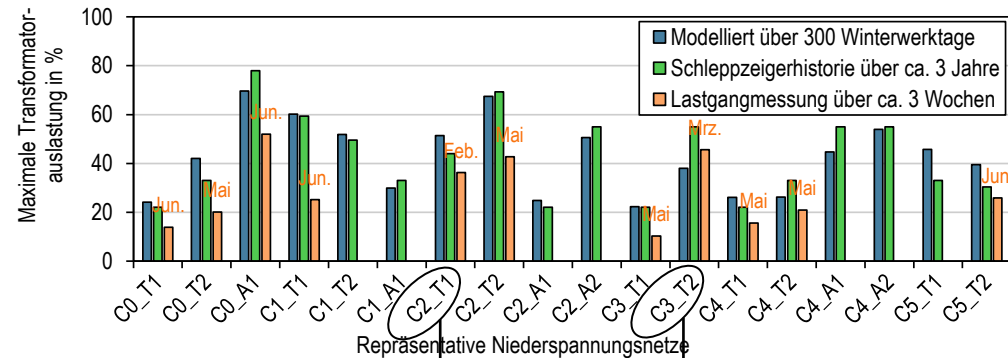
Erkenntnisse:

- Große Unterschiede zwischen den täglichen Lastverläufen
 - ➔ Betrachtung möglichst vieler Simulationstage, um Tage mit kritischen Lastspitzen zu identifizieren
- 300 Simulationstage als Kompromiss zwischen Rechenzeit und statistischer Genauigkeit

Validierung der Bestandslast (Szenario S0)

Eine gute Übereinstimmung der Bestandslast ist die Basis für verlässliche Zukunftsprognosen:

- Validierung der Spitzenlast an den Ortsnetztransformatoren
 - Modelliert über 300 Winterwerkstage
 - Schleppzeigerhistorie von ca. 3 Jahre
 - Lastgangmessung über ca. 3 Wochen
 - Validierung der Profilformen an zwei exemplarischen Ortsnetzstationen mit Lastgangmessung
 - Modelliert über 5 Winterwerkstage
 - Lastgangmessung über 5 Winterwerkstage
- ➔ Gute Übereinstimmung zwischen Simulationsmodellen und realen Netzen



Vergleich der NS-Netze und Szenarien (1/3)

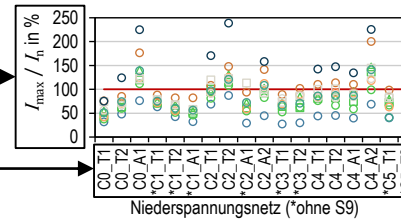
Erläuterung zur Ergebnisdarstellung:

- Untersuchte Größe
- 18 Repräsentative Netze
- 10 Szenarien

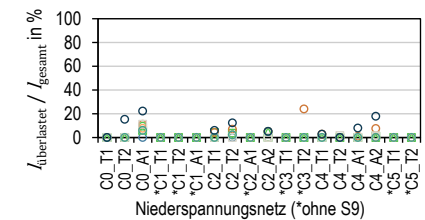
Untersuchte Größen:

- Maximale Leitungsauslastung
- Anteil überlasteter Leitungen von allen Leitungen
- Minimale Knotenspannung
- Anteil betroffener Knoten von allen Knoten
- Maximale Transformatorauslastung

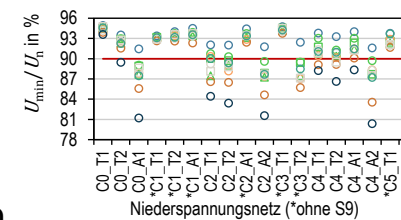
a) Maximale Leitungsauslastung



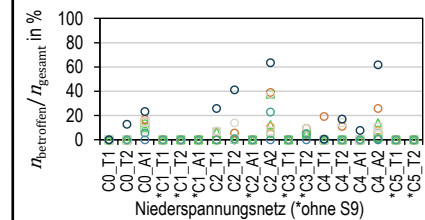
b) Anteil überlasteter Leitungen von allen Leitungen



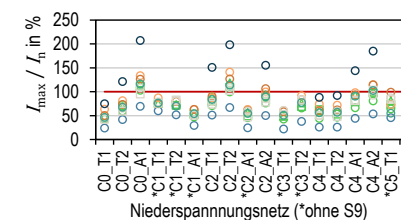
c) Minimale Knotenspannung



d) Anteil betroffener Knoten von allen Knoten



e) Maximale Transformatorauslastung



f) Legende für Szenarien

| | BEV-Durchdringung | Lade-strategie | Ortsver-teilung | AC-Lade-leistung | Wärme-pumpe |
|----|-------------------|----------------|-----------------|------------------|-------------|
| S0 | 0% | --- | --- | --- | Nein |
| S1 | 50% | Ungesteuert | P. privat | 11 kW | Nein |
| S2 | 75% | Ungesteuert | P. privat | 11 kW | Nein |
| S3 | 100% | Ungesteuert | P. privat | 11 kW | Nein |
| S4 | 100% | Ungesteuert | V. Öffentl. | 11 kW | Nein |
| S5 | 100% | Ungesteuert | P. privat | 22 kW | Nein |
| S6 | 100% | Markt mittags | P. privat | 11 kW | Nein |
| S7 | 100% | Markt nachts | P. privat | 11 kW | Nein |
| S8 | 100% | DLM | P. privat | 11 kW | Nein |
| S9 | 100% | Ungesteuert | P. privat | 11 kW | 1 kW HH* |

*1 kW je 2-Personen-Haushalte (60 % Wärmepumpendurchdringung)

Vergleich der NS-Netze und Szenarien (2/3)

Steigende Durchdringung von S1 bis S3:

- In 12 der 18 Netze kann 100 % E-Mobilität im „Basisfall“ (S3: 11 kW und ungesteuert bei privaten Ladepunkten) aufgenommen werden
- In den anderen 6 der 18 Netze gibt es vor allem in Cluster C2 (3 Netze betroffen) und bei atypischen Netzen Grenzwertverletzungen
- Längenanteil überlasteter Leitung je Netz $\leq 10\%$
- Die Spitzenlast an den Ortsnetztransformatoren erhöht sich in S3 um den Faktor 1,5 bis 2

Verstärkt öffentliches Laden in S4:

- Veränderung gering: Reduzierung der Leitungsauslastung und Erhöhung der Transformatorauslastung gegenüber S3

AC-Ladeleistung mit 22 kW statt 11 kW (S5)

- Höchste Leitungsauslastung und stärkster Spannungsabfall von allen BEV-Szenarien

Marktgetriebenes Laden (Szenario S6 und S7):

- Unkoordinierte Steuerung kann lokal und zeitlich begrenzt zu extremen Überlastungen führen
 - ➔ Auslegung auf Extremfälle nicht sinnvoll
 - ➔ Berücksichtigung von Steuerungskriterien:
 - Maximale zeitliche Verzögerung des Ladestarts von 24h verhindert den Anstau von Ladebedarf
 - Gleichmäßige Verteilung der Ladestarts über den Zeitraum mit Zeitanreizen und Ladeorte
- Koordiniertes marktgetriebenes Laden verursacht vergleichbar hohe Netzbelastungen wie das ungesteuerte Laden in Szenario S3

Vergleich der NS-Netze und Szenarien (3/3)

DLM am Netzanschluss (Szenario S8):

- Effiziente Ausnutzung des Netzanschlusses durch den Ladeinfrastrukturbetreiber
- Führt als positiver Nebeneffekt hauptsächlich in Netzen von C5 (viele Ladepunkte je Netzanschluss) zur Reduzierung der Netzbelastung

BEVs und Wärmepumpen (Szenario S9):

- Untersuchung nur in Netzen mit dominierender Wohnbebauung
- Die Spitzenlast am Ortsnetztransformator erhöht sich um den Faktor 2 bis 3
- Grenzwertverletzung in allen Netzen mit Ausnahme von Netz C0_T1

Bebauungsstruktur (C0, C1, C2, C3, C4, C5):

- In typischen Netzen des Stadtkerns (C0, C1) keine Grenzwertverletzung bei den BEV-Szenarien
- Die Wohngebiete (C2, C4) erfahren den höchsten Lastzuwachs aufgrund des großen PKW-Bestands
- In Gewerbegebieten (C3 und C5) ist das Integrationspotential sehr unterschiedlich aufgrund unterschiedlich starker Vorbelastungen

Verallgemeinerung:

- Leitungsüberlastungen meist vor Trafoüberlastung
- Spannungsbandverletzung meist in Kombination mit Leitungsüberlastung
- Leitungsüberlastung und Spannungsbandverletzung meist ab 80 % Transformatorauslastung

Agenda

1. Methodik

- Repräsentative Niederspannungsnetze
- Szenarien
- Untersuchungsmethode

2. Simulationsergebnisse

- Exemplarische Lastgänge
- Validierung der Bestandslast
- Vergleich der Netze und Szenarien

3. Zusammenfassung und Ausblick

Zusammenfassung und Ausblick

Zusammenfassung:

- Untersuchung von 18 repräsentativen Niederspannungsnetzen aus 6 städtischen Bebauungsstrukturen
- Lastflussberechnungen basieren auf Zeitreihensimulationen eines stochastischen Simulationsmodells
- Modellierung von 2 privaten und 5 öffentlichen Ladepunkttypen abhängig von Bebauung und Szenarien
- Die Vollelektrifizierung des PKW-Bestands ist bei 12 der 18 untersuchten Netze ohne Grenzwertverletzungen möglich (Szenario S3: Primär private Ladepunkte und 11 kW AC-Ladeleistung)
- Koordiniertes marktgetriebenes Laden und dynamisches Lastmanagement mit ähnlicher Netzlast wie S3
- Hohe Leitungs- und Transformatorüberlastungen beim Szenario mit zusätzlichen Wärmepumpen (S9), wobei in keinem der untersuchten Netze mehr als 25 % der gesamten Leitungslänge überlastet wird

Ausblick:

- Weiterführende Analysen an repräsentativen Mittelspannungsnetzen mit denselben Szenarien
(Kreutmayr, S.; Niederle, S.; Steinhart, Ch. J.; Gutzmann, Ch.; Finkel, M.; Witzmann, R.: *Hosting Capacity for Electric Vehicles in Urban Medium Voltage Grids with Different Building Structure and Charging Strategies*, CIRED 2023, 12.-15. Juni 2023, Rom, Italy, paper no 10174 (noch nicht veröffentlicht))
- In zukünftigen Arbeiten liegt der Fokus auf der detaillierten Modellierung der Wärmepumpen und der Untersuchung von Integrationsmaßnahmen

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!



Simon Kreutmayr

Hochschule Augsburg
An der Hochschule 1
86161 Augsburg

Tel.: + 49 821 5586 3634

E-Mail: simon.kreutmayr@hs-augsburg.de

www.hs-augsburg.de

Im Rahmen des Projektes:



<https://www.hs-augsburg.de/E-Motion-to-Grid.de>

In Zusammenarbeit zwischen:

Stadtwerke München
Technische Universität München
Hochschule Augsburg