

Auswirkungen von Elektrofahrzeugen auf städtische Niederspannungsnetze bei unterschiedlichen Ladestrategien

Themenbereich: (2) Energieerzeugung/-infrastruktur und Netze

Simon KREUTMAYR¹⁽¹⁾, Simon NIEDERLE⁽²⁾, Christoph J. STEINHART⁽³⁾,
Christian GUTZMANN⁽³⁾, Maik GÜNTHER⁽⁴⁾, Michael FINKEL⁽¹⁾, Rolf WITZMANN⁽²⁾

⁽¹⁾Hochschule Augsburg, ⁽²⁾Technische Universität München,
⁽³⁾SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG, ⁽⁴⁾Stadtwerke München GmbH

Motivation und zentrale Fragestellung

Ambitionierte Ziele zum Klimaschutz und steigende Kraftstoffpreise beschleunigen den Wandel von konventionellen Antriebstechnologien zur Elektromobilität. Besonders im Segment der PKW ist eine starke Durchdringung mit batterieelektrischen Fahrzeugen zu erwarten [1], die hauptsächlich mit elektrischer Energie aus dem Niederspannungsnetz geladen werden. Randbedingungen wie beispielsweise Ladeort, Ladeleistung und Ladesteuerung können sich unterschiedlich stark auf die Netzbelastung auswirken und sind deshalb bei der Netzplanung zu berücksichtigen. Ziel der Studie ist es, eine verallgemeinerte Aussage zum Integrationspotential und den Auswirkungen von Elektromobilität auf städtische Niederspannungsnetze zu treffen. Als Datengrundlage dienen etwa 4000 Niederspannungsnetze eines städtischen Netzbetreibers in Süddeutschland. Da die detaillierte Analyse aller Netze großen Modellierungs- und Rechenaufwand erfordert, werden die Untersuchungen an 18 repräsentativen Niederspannungsnetzen durchgeführt. Die Auswahl der 18 repräsentativen Netze ist in [2] detailliert beschrieben und berücksichtigt die Bebauungsstruktur im jeweiligen Versorgungsgebiet sowie die elektrischen Eigenschaften der einzelnen Netze.

Methodische Vorgangsweise

Die in Abbildung 1 beschriebene Untersuchungsmethode basiert auf vier Arbeitsschritten, die jeweils am betrachteten Niederspannungsnetz in Kombination mit Szenarien für Elektromobilität angewendet werden.

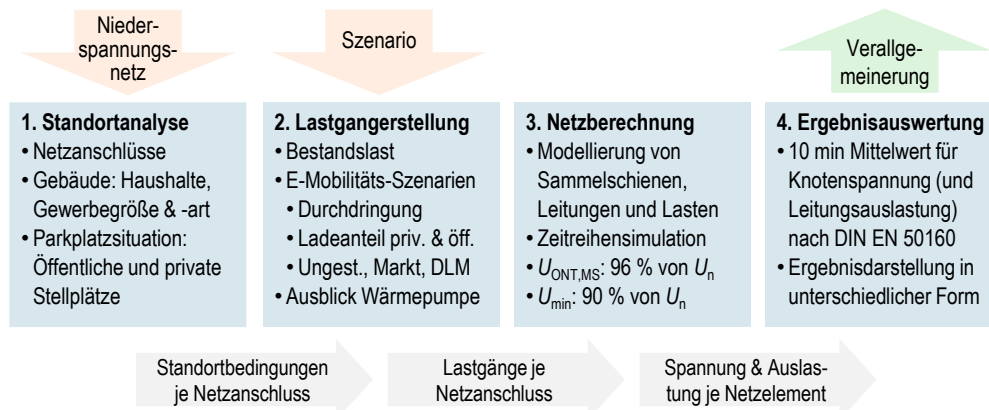


Abbildung 1: Untersuchungsmethode mit vier Arbeitsschritten

Im ersten Arbeitsschritt wird mit Hilfe von Standortdaten die Versorgungsaufgabe und die Parkplatzsituation des betrachteten Niederspannungsnetzes analysiert, um die Anzahl und Art der Ladepunkte individuell an die Bedingungen anzupassen. Es wird zwischen zwei privaten und fünf öffentlichen Ladeorten mit charakteristischen Eigenschaften unterschieden [3]. Im zweiten Arbeitsschritt werden Lastgänge für 10 Elektromobilitätsszenarien mit unterschiedlicher Elektrofahrzeugdurchdringung und Ladestrategien erstellt. Die in den Szenarien abgebildeten Ladestrategien umfassen sowohl ungesteuertes Laden als auch marktgetriebenes Laden und Spitzenlastmanagement an den Netzanschlusspunkten. Bei der Netzberechnung im dritten Schritt wird eine Zeitreihensimulation je Szenario und Netz über 300 Winterwerktag mit einer Auflösung von einer Minute durchgeführt. Im letzten Schritt erfolgt die Analyse der Knotenspannungen und Betriebsmittelauslastungen.

¹ An der Hochschule 1, +49 821 5586-3634, simon.kreutmayr@hs-augsburg.de

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Die Auswirkungen der Elektromobilitätszenarien unterliegen einer starken Abhängigkeit von der Bebauungsstruktur und den elektrischen Eigenschaften der Netze. Das definierte Basisszenario S3_100_UB mit 100 % Elektromobilitätsdurchdringung, ungesteuertem Laden und einer Ladeleistung von 11 kW an AC-Ladepunkten ist in 12 der 18 repräsentativen Netze ohne das Auftreten unzulässiger Betriebszustände integrierbar. In den verbleibenden sechs Netzen sind hauptsächlich Leitungsüberlastungen in Wohngebieten auf Grund hoher Anzahl von Netzanschlüssen und Heimladepunkten zu beobachten. Am ungünstigsten wirkt sich das Szenario S5_100_UP mit einer AC-Ladeleistung von 22 kW aus. Im Szenario S9_100_WP werden in Wohngebieten zusätzlich zum Basisszenario S3_100_UB die Auswirkungen von Wärmepumpen betrachtet. In Abbildung 2 sind Zeitverläufe von Leitungsauslastung und Knotenspannung zu den benannten Szenarien über eine Dauer von 3 Winterwerktagen an einem Beispielnetz dargestellt.

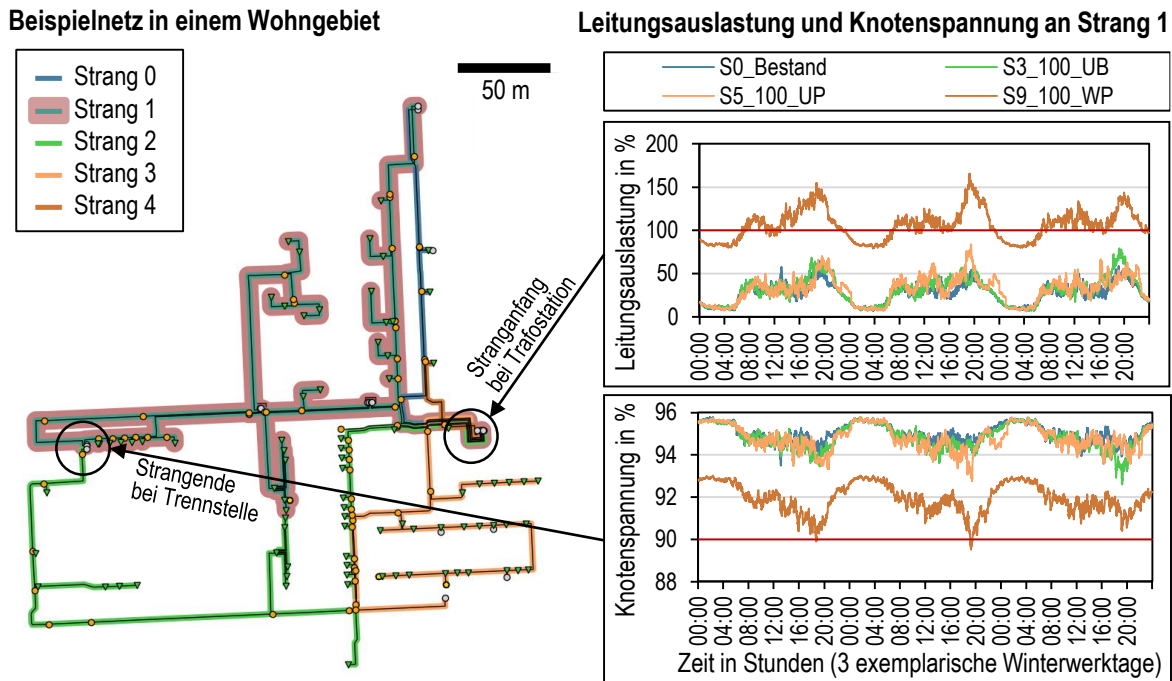


Abbildung 2: Exemplarische Verläufe von Leitungsauslastung und Knotenspannung an einem Beispielnetz

Aus den Untersuchungen an allen Netzen und Szenarien können Verallgemeinerungen abgeleitet werden. Leitungsüberlastungen treten typischerweise erst ab etwa 80 % Transformatorauslastung auf. Spannungsbandprobleme entstehen erst bei sehr hoher Auslastung oder Überlastung von Leitungen und Transformatoren. Die Langfassung enthält nachfolgende Inhalte:

- Beschreibung der Untersuchungsmethode, Kennzahlen zu den 18 Netzen und 10 Szenarien
- Lastgänge bei unterschiedlichen Szenarien
- Vergleich der Ergebnisse zwischen den 18 Netzen und 10 Szenarien
- Abhängigkeiten und Verallgemeinerungen zur Knotenspannung und Betriebsmittelauslastung
- Validierung der Bestandslastmodellierung
- Bewertung der Netzverluste

Literatur

- [1] Prognos, Öko-Institut und Wuppertal-Institut, „Klimaneutrales Deutschland 2045: Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann“. Studie im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2021/KNDE_2045_Langfassung/Klimaneutrales_Deutschland_2045_Langfassung.pdf. Zugriff am: 26. Oktober 2022.
- [2] S. Niederle, S. Kreutmayr, C. J. Steinhart, C. Gutzmann, R. Witzmann und M. Finkel, „Selection of Exemplary Urban LV Networks for EV Integration Studies“, bisher nicht veröffentlicht (CIRED), Rom, 2023.
- [3] S. Kreutmayr *et al.*, „Ladeverhalten an öffentlichen Ladesäulen – probabilistische Verteilungen für die Modellierung“, 17. Symposium Energieinnovation, Graz, 2022. [Online]. Verfügbar unter: https://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/tugrazExternal/738639ca-39a0-4129-b0f0-38b384c12b57/files/lf/Session_F5/653_LF_Kreutmayr.pdf. Zugriff am: 26. Oktober 2022.