

# Auswirkungen von Elektrofahrzeugen auf städtische Niederspannungsnetze bei unterschiedlichen Ladestrategien

Simon Kreutmayr<sup>(1)</sup>, Simon Niederle<sup>(2)</sup>, Christoph J. Steinhart<sup>(3)</sup>,  
Christian Gutzmann<sup>(3)</sup>, Maik Günther<sup>(4)</sup>, Michael Finkel<sup>(1)</sup>, Rolf Witzmann<sup>(2)</sup>

<sup>(1)</sup> Hochschule Augsburg, An der Hochschule 1, 86161 Augsburg,  
+49 821 5586 3634, [simon.kreutmayr@hs-augsburg.de](mailto:simon.kreutmayr@hs-augsburg.de), [www.hs-augsburg.de](http://www.hs-augsburg.de)

<sup>(2)</sup> Technische Universität München, Arcisstraße 21, 80333 München,  
+49 89 289 25090, [simon.niederle@tum.de](mailto:simon.niederle@tum.de), [www.tum.de](http://www.tum.de)

<sup>(3)</sup> SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG, Emmy-Noether-Straße 2, 80992 München,  
+49 89 2361 2562, [steinhart.christoph@swm-infrastruktur.de](mailto:steinhart.christoph@swm-infrastruktur.de), [www.swm-infrastruktur.de](http://www.swm-infrastruktur.de)

<sup>(4)</sup> Stadtwerke München GmbH, Emmy-Noether-Straße 2, 80992 München,  
+49 89 2361 6631, [guenther.maik@swm.de](mailto:guenther.maik@swm.de), [www.swm.de](http://www.swm.de)

## **Kurzfassung:**

Im Rahmen der Studie werden 18 repräsentative Niederspannungsnetze aus sechs typischen städtischen Bebauungsstrukturen hinsichtlich der Auswirkungen von Elektromobilität untersucht. Die durchgeführten Lastflussberechnungen basieren auf Zeitreihensimulationen eines stochastischen Simulationsmodells mit zwei privaten und fünf öffentlichen Ladepunkttypen. Die Simulationsergebnisse zeigen, dass die Vollelektrifizierung des PKW-Bestands bei 12 der 18 untersuchten Netze ohne Grenzwertverletzungen möglich ist, wenn die Elektrofahrzeuge hauptsächlich an privaten Ladepunkten geladen werden und die Ladeleistung an AC-Ladepunkten bei 11 kW liegt. Während bei Anhebung der Ladeleistung von 11 kW auf 22 kW vor allem die Leitungsauslastung steigt, wird bei Erhöhung des Ladeanteils an öffentlichen Ladesäulen der Ortsnetztransformator stärker ausgelastet. Die Untersuchungen berücksichtigen außerdem unterschiedliche Ladestrategien wie marktgetriebenes Laden oder dynamisches Lastmanagement am Netzanschlusspunkt, deren Auswirkungen stark von den angenommenen Randbedingungen abhängen. Als Ausblick auf künftige Untersuchungen wird ein kombiniertes Szenario mit Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen betrachtet. Hierbei treten hohe Leitungs- und Transformatorüberlastungen auf, wobei in keinem der untersuchten Netze mehr als 25 % der gesamten Leitungslänge überlastet wird.

**Keywords:** Niederspannung, städtisch, Elektrofahrzeug, Ladestrategie, Bebauungsstruktur

## **1 Motivation**

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 (BEV) zu erwarten [1], die hauptsächlich mit elektrischer Energie aus dem Niederspannungsnetz geladen werden. Randbedingungen wie beispielsweise Ladeort, Ladeleistung und Ladestrategie 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 4.800 Niederspannungsnetze eines städtischen Netzbetreibers in Süddeutschland. Da die detaillierte Analyse aller Netze einen großen Modellierungs- und Rechenaufwand erfordert, werden die Untersuchungen an 18 repräsentativen Niederspannungsnetzen durchgeführt.

## 2 Methodik

Die Methodik besteht aus der Auswahl repräsentativer Niederspannungsnetze, der Definition von Elektromobilitätsszenarien und der Beschreibung der Untersuchungsmethode.

### 2.1 Repräsentative Niederspannungsnetze

Die Auswahl repräsentativer Netze erfolgt in einem dreistufigen Verfahren, das in [2] detailliert beschrieben ist. Nachfolgend werden die drei Auswahlstufen vereinfacht erläutert.

**Bebauungsstruktur:** In der ersten Stufe werden die Versorgungsgebiete der Niederspannungsnetze nach der Bebauungsstruktur entsprechend Tabelle 1 kategorisiert. Beim verwendeten hierarchischen Clusterverfahren werden unter anderem die Grundstücksflächen sowie die Geometrien und die Nutzung der Gebäude im Versorgungsgebiet berücksichtigt. Netze mit vorwiegend städtischer Blockbebauung (Cluster C0) machen mit 35 % der etwa 4.800 Netze den größten Anteil aus. Die zweitgrößte Kategorie sind mit 22 % Netze mit kleineren Wohngebäuden und lockerer Bebauung (Cluster C4). Die restlichen vier Cluster sind mit einem Anteil zwischen 8 % und 15 % etwa gleich groß. [2]

Tabelle 1: Einordnung der Versorgungsgebiete der Niederspannungsnetze nach Bebauungsstruktur [2]

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

**Elektrische Eigenschaften:** In der zweiten Auswahlstufe werden die einzelnen Netze innerhalb eines Clusters jeweils nach fünf elektrischen Eigenschaften eingeordnet: Anzahl Netzan-schlüsse  $n_{na}$ , gesamte Leitungslänge  $l_{ges}$ , Anzahl Netzstränge  $n_{str}$ , Verbrauchersummen-widerstand des Netzstrangs mit dem höchsten Wert  $R_{str,max}$  und installierte Transformatorlei-tung je Netzanschluss  $S_{tr/na}$ . Netze werden als typisch für das jeweilige Cluster angesehen, wenn die fünf elektrischen Eigenschaften im Merkmalsraums nahe dem Zentrum liegen. [2] In Abbildung 1 sind exemplarisch für das Bebauungscluster C4 die Wertebereiche der elektri-schen Eigenschaften als Boxplot dargestellt. Typische Netze liegen gleichzeitig mit allen elektrischen Eigenschaften möglichst nahe am Median. Der Median ist in den Diagrammen von Abbildung 1 als horizontale schwarze Linie in den blauen Boxen dargestellt. Die blaue Box entspricht dem Interquartilsbereich und damit dem Wertebereich von jeweils 25 % über und unter dem Median.

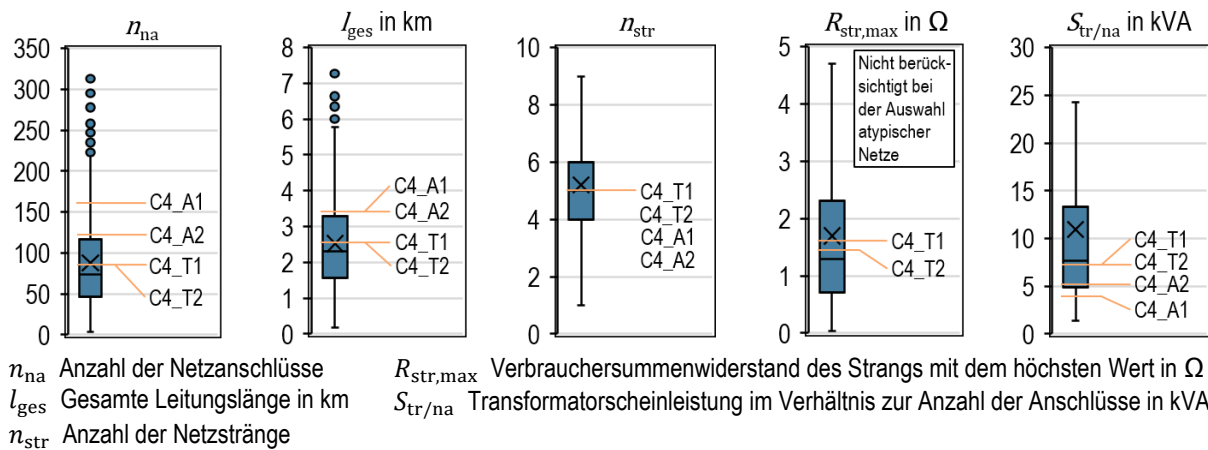


Abbildung 1: Elektrische Eigenschaften der Niederspannungsnetze aus dem Bebauungscluster C4 [2]

**Auswahl typischer und atypischer Netze:** Es werden für jedes Cluster zwei typische Repräsentanten ausgewählt, die möglichst typisch („zentrumstnah“) für das jeweilige Cluster sind. Für die Berücksichtigung ungünstiger elektrischer und topologischer Merkmale werden außerdem in den Clustern C0, C1, C2 und C4 atypische Repräsentanten ausgewählt, die sich durch eine erhöhte Anzahl von Netzanschlüssen ( $n_{na} \uparrow$ ) oder größere Leitungslängen ( $l_{ges} \uparrow$ ) auszeichnen. Da sich die beiden typischen Netze in den Clustern C3 und C5 auf Grund der diversen Bebauungs- und Nutzungsstruktur bereits stark voneinander unterscheiden, wird auf die Auswahl von atypischen Netzen in diesen Clustern verzichtet. In Tabelle 2 sind die ausgewählten Niederspannungsnetze mit elektrischen Eigenschaften aufgelistet. Für die atypischen Netze ist kein Verbrauchersummenwiderstand  $R_{str,max}$  in Tabelle 2 angegeben, weil dieser für die Auswahl der Netze nicht berücksichtigt wurde. [2] In der beispielhaften Darstellung von Abbildung 1 sind die zwei typischen (C4\_T1, C4\_T2) und atypischen (C4\_A1, C4\_A2) Repräsentanten aus dem Bebauungscluster C4 mit den orangen Linien zur Veranschaulichung markiert.

Tabelle 2: Elektrische Eigenschaften der ausgewählten repräsentativen Niederspannungsnetze [2]

Name	Bebauungscluster	Elektrische Eigenschaften	$n_{na}$	$l_{ges}$ in m	$n_{str}$	$R_{str,max}$ in $\Omega$	$S_{tr/na}$ 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

## 2.2 Szenarien

Voruntersuchungen haben gezeigt, dass auf Grund des hohen Berechnungsaufwands mit den verwendeten Simulationsmodellen nur eine Anzahl von etwa 10 Szenarien untersucht werden kann. Basierend auf vorangegangenen Arbeiten ([3–5]) wurden nachfolgende Einflussfaktoren als besonders relevant identifiziert:

- Durchdringung: Durchdringungsgrad mit BEVs des gesamten PKW-Bestands
- Umgebungstemperatur: Definition der auslegungsrelevanten Temperatur
- Ladeort: Typische Orte, an denen BEVs geladen werden
- Ladeleistung: Typische Ladeleistungen der Ladepunkte für BEVs
- Ladestrategie: Ungesteuertes Laden oder Steuerung nach bestimmten Kriterien
- Wärmepumpen: Als weiterer relevanter Trend mit potentiell hohem Lastanstieg

Unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Einflussfaktoren werden die in Tabelle 3 beschriebenen 10 Szenarien definiert. Das Szenario S0 beschreibt die Bestandslast von Haushalten und Gewerbebetrieben ohne BEVs und dient somit als Referenz. In den Szenarien S1 bis S3 wird bei ungesteuertem Laden mit hohem Ladeanteil an privaten Ladepunkten („Primär privat“) die Durchdringung der BEVs erhöht. Bei allen weiteren Szenarien (S4 bis S9) bleibt die Durchdringung bei 100 % und jeweils ein Einflussfaktor wird variiert. In Szenario S4 findet vermehrt öffentliches Laden statt („Vermehrt öffentlich“) und in Szenario S5 liegt die AC-Ladeleistung bei 22 kW. In Szenario S6 und S7 wird marktgetriebenes Laden mit Anreizen mittags und nachts angewendet. In Szenario S8 gibt es ein dynamisches Lastmanagement am Netzanschluss (DLM) und in Szenario S9 werden zusätzlich Wärmepumpen in Wohngebäuden berücksichtigt. Für alle Szenarien wird eine Umgebungstemperatur von -10 °C angenommen und Werktage modelliert, da in den meisten Netzen bei diesen Bedingungen die höchste Netzbelastung erwartet wird.

Tabelle 3: Definierte Szenarien für die Untersuchung an den repräsentativen Niederspannungsnetzen

	BEV-Durchdringung	Ladestrategie	Ladeort	AC-Ladeleistung	Wärmepumpen
<b>S0</b>	0 %	---	---	---	Nein
<b>S1</b>	50 %	Ungesteuert	Primär privat	11 kW	Nein
<b>S2</b>	75 %	Ungesteuert	Primär privat	11 kW	Nein
<b>S3</b>	100 %	Ungesteuert	Primär privat	11 kW	Nein
<b>S4</b>	100 %	Ungesteuert	Vermehrt öffentlich	11 kW	Nein
<b>S5</b>	100 %	Ungesteuert	Primär privat	22 kW	Nein
<b>S6</b>	100 %	Marktgetrieben mittags	Primär privat	11 kW	Nein
<b>S7</b>	100 %	Marktgetrieben nachts	Primär privat	11 kW	Nein
<b>S8</b>	100 %	DLM an Netzanschluss	Primär privat	11 kW	Nein
<b>S9</b>	100 %	Ungesteuert	Primär privat	11 kW	1 kW je 2-P.-HH*

\*1 kW je 2-Personen-Haushalt  $\approx$  60 % Durchdringung bei Wohngebäuden

Die detaillierte Modellierung von Wärmepumpen ist komplex, da hierfür die individuellen Gebäudedämmungen und Wärmeverteilungssysteme (z.B. Flächenheizung oder Radiatoren) berücksichtigt werden müssen. Es wird deshalb eine vereinfachte Modellierung in S9 durchgeführt und Wärmepumpen werden ausschließlich in Wohngebieten mit einem Pauschalansatz untersucht. Die angesetzte Leistung an den Netzanschlüssen entspricht 0,5 kW je Bewohner bzw. 1 kW je 2-Personen-Haushalt. Somit verteilt sich die Wärmepumpenleistung proportional zur Bewohnerzahl und quasi auch zum Wohnraum. Der Wert 1 kW je 2-Personen-Haushalt entspricht bei Durchschnittswerten für den coefficient of performance ( $COP \approx 2,5$  bei Mischung von Luft- und Grundwasserwärmepumpen bei  $-10\text{ }^\circ\text{C}$ ) und einer Normheizlast von 4 kW je 2-Personen-Haushalt in etwa 60 % Durchdringung mit Wärmepumpen. Gleichung (1) beschreibt die Zusammenhänge der einzelnen Größen, die mit Beispielwerten aus [6] ersetzt wurden.

$$P_{\text{sum,el,wp}} = n_{\text{hh,wp}} \cdot P_{\text{el,hh,wp}} = n_{\text{hh,ges}} \cdot DD_{\text{wp}} \cdot \frac{P_{\text{th,hh,wp}}}{COP} \quad (1)$$

$$\frac{P_{\text{sum,el,wp}}}{n_{\text{hh,ges}}} = DD_{\text{wp}} \cdot \frac{P_{\text{th,hh,wp}}}{COP} \rightarrow 1 \text{ kW} \approx 60 \% \cdot \frac{4 \text{ kW}}{2,5}$$

$P_{\text{sum,el,wp}}$	Summe der elektrischen Leistung aller Wärmepumpen im Netz
$n_{\text{hh,wp}}$	Anzahl Haushalte, die mit Wärmepumpen heizen
$P_{\text{el,hh,wp}}$	Elektrische Wärmepumpenleistung je Haushalt mit Wärmepumpe
$n_{\text{hh,ges}}$	Anzahl aller Haushalte im betrachteten Netz
$DD_{\text{wp}}$	Durchdringung mit Wärmepumpen
$P_{\text{th,hh,wp}}$	Thermische Heizleistung je Haushalt mit Wärmepumpe (Normheizlast)
$COP$	Coefficient of performance (Mittelwert am Auslegungstag)

### 2.3 Untersuchungsmethode

Die Untersuchungsmethode basiert auf vier Arbeitsschritten, die jeweils am betrachteten Niederspannungsnetz in Kombination mit Szenarien für Elektromobilität angewendet werden. Abbildung 2 beschreibt die Schrittfolge, in die als Eingangsinformation die bereits definierten repräsentativen Niederspannungsnetze und Szenarien einfließen.

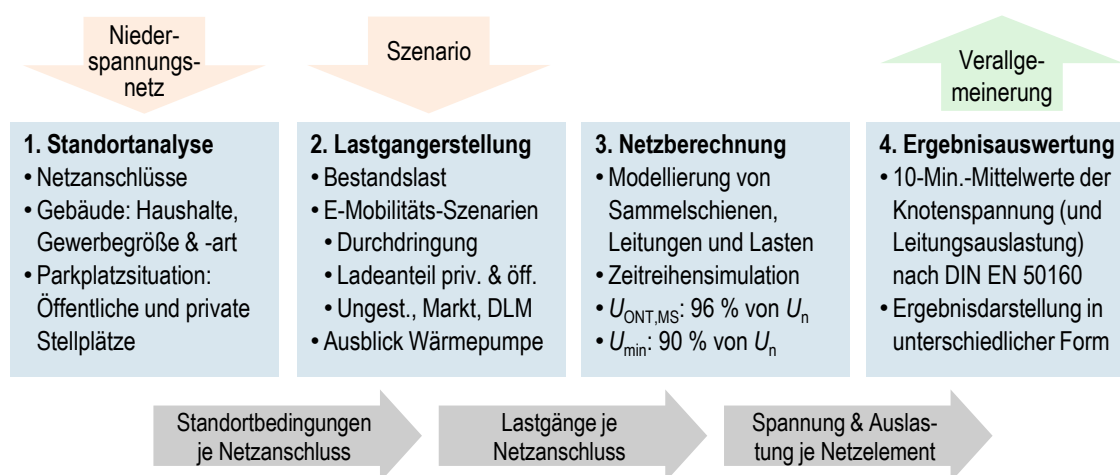


Abbildung 2: Untersuchungsmethode für Niederspannungsnetze

Im ersten Arbeitsschritt werden mit Hilfe von Standortdaten die Versorgungsaufgabe und die Parkplatzsituation des betrachteten Niederspannungsnetzes analysiert, um die Anzahl und Art der zu erwartenden Ladepunkte individuell an die regionalen Netzbedingungen anzupassen. Im zweiten Arbeitsschritt werden Lastgänge für 10 Elektromobilitätsszenarien bei unterschiedlicher Durchdringung mit Elektrofahrzeugen und Ladestrategien erstellt. 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. Die betrachteten Knotenspannungen umfassen die Spannung an Netzanschlüssen, Muffen, sowie Sammelschienen in Ortsnetzstationen und Kabelverteilerschränken. Die einzelnen Arbeitsschritte werden nachfolgend detailliert beschrieben.

### 2.3.1 Standortanalyse und Anschluss der Ladepunkte im Netz

Die Methodik der Standortanalyse zur Definition der Versorgungsaufgabe ist in [3] dargestellt. Die definierte Versorgungsaufgabe für jeden Netzanschluss im Niederspannungsnetze enthält nachfolgende Kennzahlen:

- Anzahl der Haushalte je Netzanschluss
- Nutzfläche und Typ von Gewerbebetrieben je Netzanschluss
- Anzahl privater Ladepunkte für unterschiedliche Ladeorte (Arbeits- und Heimpladen) je Netzanschluss, basierend auf der Parkplatzsituation und dem PKW-Bestand
- Anzahl öffentlicher Ladepunkte für unterschiedliche Ladeorte und Ladepunkttypen für das gesamte Niederspannungsnetz, basierend auf der Parkplatzsituation und dem PKW-Bestand

Der weitere Fokus richtet sich auf den Anschluss der Ladepunkte im Niederspannungsnetz und auf ortsbezogenes Ladeverhalten an einzelnen Ladepunkttypen. Tabelle 4 gibt einen Überblick zu den gewählten Anschlussorten und dem Ortsbezug.

Tabelle 4: Anschlussort und Ortsbezug der Ladepunkte

Ladesäulentyp (Bezugsgröße)	Ortsbezug	Anschlussort
<b>Heimpladepunkte AC</b> (Anzahl Stellplätze)	Allgemein (nur 1 Variante)	Gebäudenetzanschluss
<b>Straßenladepunkte AC</b> (Anzahl Stellplätze)	Wohnen, Kern, Gewerbe	Bei 2/3 Stranglänge
<b>Arbeitsladepunkte AC</b> (Anzahl Mitarbeiter)	Allgemein (nur 1 Variante)	Gebäudenetzanschluss
<b>Kundenladepunkte DC</b> (Betriebsgröße)	Allgemein (nur 1 Variante)	Gebäudenetzanschluss
<b>Straßenladepunkte DC</b> (Anzahl je NS-Netz)	Wohnen, Kern, Gewerbe	Ortsnetztransformator
<b>Tankstelle DC</b> (Anzahl je NS-Netz)	Allgemein (nur 1 Variante)	Ortsnetztransformator

Ortsbezug: Für AC- und DC-Straßenladepunkte wird jeweils ein ortsbezogenes Ladeverhalten implementiert. Die Datengrundlage dafür wurde in [4] basierend auf einer Messkampagne geschaffen. Das ortsbezogene Ladeverhalten ist in einem Niederspannungsnetz gleich und orientiert sich am Bebauungscluster (siehe Tabelle 1) der Niederspannungsnetze:

- Ortsbezug Wohnen bei Bebauungscluster C2 und C4
- Ortsbezug Kern bei Bebauungscluster C0 und C1
- Ortsbezug Gewerbe bei Bebauungscluster C3 und C5

Für alle anderen Ladeorte (Heimladen, Arbeitsladen, Kundenladen, Tankstelle) gibt es keine Unterscheidung beim Ladeverhalten in Bezug auf die Bebauungscluster.

Anschlussort: Heim-, Arbeits- und Kundenladepunkte werden direkt an den bestehenden Netzanschlüssen der Gebäude integriert. Die tatsächliche Anzahl der Ladepunkte am Netzanschluss hängt von der ermittelten Anzahl der jeweiligen Stellplätze (bzw. Mitarbeiter, Betriebsgröße) an den Netzanschlüssen und den angewendeten Szenarien ab. DC-Straßenladepunkte und DC-Tankstellenladepunkte werden aufgrund hoher Anschlussleistungen direkt an die Transformatorstation angeschlossen. Die Anzahl der jeweiligen DC-Ladesäulen je Niederspannungsnetz wird in den Szenarien direkt vorgegeben:

- Szenario S5: 2x Straßenladepunkt DC (50 kW), 0x Tankstelle DC (150 kW)
- Alle anderen Szenarien: 0x Straßenladepunkt DC (50 kW), 1x Tankstelle DC (150 kW)

Bei den AC-Straßenladepunkten folgt die Ermittlung der benötigten Anzahl an Ladepunkten und der Anschluss im Niederspannungsnetz mit der hier beschriebenen Systematik:

- Aus der Standortanalyse wurde eine Anzahl an öffentlichen Straßenstellplätzen für das gesamte Niederspannungsnetz ermittelt, die je nach Szenario von einer bestimmten Anzahl von BEVs genutzt werden. Es resultiert somit eine Anzahl von BEVs, die regelmäßig an öffentlichen Ladesäulen im Straßenbereich laden. Außerdem wird angenommen, dass es sich dabei hauptsächlich um private BEVs handelt, die im Winter einen täglichen Durchschnittsverbrauch von 4,4 kWh haben [3].
- Basierend auf dem berechneten Energiebedarf der BEVs mit Straßenstellplätzen im betrachteten Niederspannungsnetzgebiet wird die Anzahl der benötigten Ladesäulen ermittelt. Die Ladesäulen werden entsprechend [4] als Typ 1 (2x22 kW AC) in Wohn-, Kern- und Gewerbegebieten modelliert. Die Ladesäulen liefern täglich durchschnittlich 50 kWh in Wohngebieten, 59 kWh in Kerngebieten und 37 kWh in Gewerbegebieten. Die benötigte Anzahl an Ladesäulen ergibt sich aus der Division des Energiebedarfs der BEVs im Netz durch die Energiebereitstellung einer Ladesäule (das Ergebnis wird aufgerundet). Es werden zum Beispiel bei 50 BEVs, die regelmäßig im öffentlichen Straßenraum in Wohngebieten geladen werden, fünf Ladesäulen vom Typ 1 benötigt. (Beispielrechnung:  $(50 \text{ BEV} \cdot 4,4 \text{ kWh}) / 50 \text{ kWh} = 4,4 \hat{=} \text{aufgerundet } 5 \text{ Ladesäulen}$ )
- Der tatsächliche Aufstellungsort neuer AC-Ladesäulen ist bei Parkplätzen entlang der Straße schwer vorhersehbar und häufig von Randbedingungen wie breiten Fußwegen mit ausreichend Platz abhängig. Weil die benötigten Standortdaten nur bedingt vorliegen, wird ein vereinfachtes Verfahren zur Platzierung und Netzintegration der AC-Ladesäulen gewählt. Die Ladesäulen eines Niederspannungsversorgungsgebietes werden proportional zur Länge der Niederspannungsstränge auf die einzelnen Stränge aufgeteilt. Die Aufteilung basiert auf der Annahme, dass die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten einer AC-Ladesäule in der Nähe eines Niederspannungsstrangs mit der Länge des Strangs steigt und diese im Idealfall auf dem kürzesten Weg in den Strang integriert wird. Die Platzierung der Ladesäulen im Strang selbst erfolgt pauschal auf zwei Drittel der Gesamtlänge, ausgehend von der Trafostation. Damit ist sichergestellt, dass die Position hinsichtlich der Leitungsbelastung und des Spannungsfalls konservativ, aber nicht extrem ungünstig ist.

### 2.3.2 Lastgangerstellung

Für jeden Netzanschluss im Niederspannungsnetz werden Lastgänge generiert, die sich aus Bestandslast und Last durch BEVs sowie in Szenario S9 einer vereinfachten Modellierung der Wärmepumpen zusammensetzen. Die Modellierung der Bestandslast ist detailliert in [3] beschrieben. Die Modellierung der Wärmepumpen an Wohngebäuden für Szenario S9 entspricht einer konstanten Last von 1 kW je 2-Personen-Haushalt, da für den Auslegungstag im Winter vereinfacht eine Dauerlast zu erwarten ist. Die Lastgangerstellung für BEVs erfolgt mit Hilfe von Lastprofilgeneratoren sowie den probabilistischen Eingangsdaten für private Ladepunkte aus [3] und öffentliche Ladepunkte aus [4]. Die im Lastprofilgenerator implementierte Monte-Carlo-Simulation unterscheidet sich abhängig von den in Tabelle 3 definierten Szenarien. Privates und öffentliches AC-Laden findet je nach Szenario mit einer Ladeleistung von 11 kW oder 22 kW (Szenario S5) statt. Bei DC-Kundenladepunkten (20 kW) und DC-Straßenladepunkten (50 kW) finden die Ladevorgänge immer mit der Nennleistung der Ladesäule statt. Bei DC-Ladepunkten, die eine Nennleistung von 150 kW (Tankstelle) besitzen, treten Ladevorgänge in Anlehnung an die Auswertung einer Messkampagne an Ladesäulen in [4] zu je einem Drittel mit 50 kW, 100 kW und 150 kW auf, um die begrenzte Ladeleistung („preiswerter“) BEV-Modelle zu berücksichtigen. Die Lastprofilgeneratoren liefern außerdem Lastgänge mit einer zeitlichen Auflösung von einer Minute.

Anzahl der Iterationen: Aufgrund stochastischer Effekte in der Praxis und im Simulationsmodell unterscheiden sich die täglichen Lastgänge an den Netzschlüssen in Niederspannungsnetzen. Es entstehen somit jeden Tag unterschiedlich hohe Lastspitzen im Verteilnetz. Für eine aussagekräftige Bewertung der maximalen Betriebsmittelauslastung und minimalen Knotenspannung ist es daher notwendig, eine ausreichend hohe Anzahl an Iterationen bzw. Tage zu betrachten. Die Anzahl der zu betrachtenden Iterationen hängt von der gewünschten statistischen Genauigkeit ab, die wiederum durch die Anzahl und die Zusammensetzung unterschiedlicher Verbraucher beeinflusst ist. 300 Iterationen (Winterwerkstage) haben sich für die Untersuchung der Niederspannungsnetze als guter Kompromiss zwischen Rechenaufwand und statistischer Genauigkeit erwiesen. Es resultiert eine Streuung von ca.  $\pm 5\%$  der maximalen Leitungs- und Transformatorauslastung, sowie  $\pm 0,2\%$  der minimalen Knotenspannung bei Wiederholung der gleichen Untersuchungen mit jeweils 300 Iterationen an exemplarischen Netzen und Szenarien. Durch die Erhöhung der Anzahl an Iterationen kann die statistische Genauigkeit erhöht werden, wobei eine Erhöhung meist erst bei einem Faktor von 10 spürbare Effekte bringt, aber den Simulationsaufwand verzehnfacht. Beim Vergleich der Anzahl an Iterationen mit anderen Studien wie [7] und [8] ist zu berücksichtigen, dass sich der Begriff Iterationen dort auf die Anzahl unterschiedlicher Ortsverteilungen der Erzeuger und Verbraucher im Netz und nicht wie hier auf die Variation der Lastgänge bei gleicher Position der Verbraucher beziehen. In [7] werden 1.000 unterschiedliche Ortsverteilungen mit Nennleistung und Gleichzeitigkeitsfaktor (kein Tageslastgang) untersucht. In [8] werden 60 Ortsverteilungen jeweils über die Dauer von einem Jahr simuliert, was 365 Tagen entspricht, wobei die Anzahl der betrachteten Wintertage in diesem Fall begrenzt ist. Die betrachteten Wintertage sind in der vorliegenden Arbeit mit einer Temperatur von durchschnittlich  $-10\text{ °C}$  charakterisiert, die in München typischerweise jedes Jahr in etwa einmal als Kälteperiode mit einer Dauer von durchschnittlich 5 Tagen auftritt, wie [3] zeigt. Das entspricht einem betrachteten Zeithorizont von etwa 60 Jahren (300 Tage / 5 Tage pro Jahr = 60 Jahre). Eine Variation der Ortsverteilung der



Verbraucher ist in dieser Arbeit nicht vorgesehen, da die Position der Verbraucher in den Netzen aufgrund der detaillierten Standortanalyse weitestgehend bekannt ist. Basierend auf den Erkenntnissen von [9] kann die Aussagekraft hinsichtlich der Netzbelastungen durch die Variation der Ortsverteilungen nicht erhöht werden, sofern die Ortsverteilung bekannt ist.

### 2.3.3 Netzberechnung

Die Sammelschienen, Netzanschlüsse, Leitungen und Ortsnetztransformatoren werden entsprechend der realen Netze im Simulationsmodell abgebildet. Die Netzanschlüsse sind als Lasten repräsentiert, in denen die Lastgänge für Wirk- und Blindleistung der 300 Iterationen (Tage) mit einer Auflösung von einer Minute hinterlegt sind (432.000 Zeitschritte). Auf der Oberspannungsseite der Ortsnetztransformatoren wird eine Spannungsquelle mit einer konstanten Außenleiterspannung von 9,6 kV angelegt. Die gewählte Außenleiterspannung entspricht 96 % der Nennspannung gemäß der Annahmen von [10]. Es verbleibt somit ein maximal zulässiger Spannungsfall von 6 % über Ortsnetztransformatoren und Leitungen, um das zulässige Spannungsband laut DIN EN 50160 [11] einhalten zu können. Die Lastmodellierung und Netzberechnungen werden außerdem vereinfacht symmetrisch durchgeführt, da für die in den Szenarien angenommenen Ladeleistungen der BEV von  $\geq 11$  kW eine symmetrische Netzbelastung zu erwarten ist. Die Auslastung der Ortsnetztransformatoren und Leitungen sowie die Knotenspannungen werden für alle 18 Netze, 10 Szenarien und 300 Simulationstage abgespeichert.

### 2.3.4 Ergebnisauswertung

Die Ergebnisauswertung bezieht sich auf die in Abschnitt 3.3 dargestellten Ergebnisse. Der Fokus richtet sich dabei auf die am höchsten ausgelasteten Betriebsmittel und niedrigsten Knotenspannungen in den Netzen.

10-Minuten-Mittelwerte: Für die Bewertung der maximalen Betriebsmittelauslastungen und minimalen Knotenspannungen in Abschnitt 3.3 werden aus den Zeitreihen mit 1-Minuten-Auflösung die 10-Minuten-Mittelwerte gebildet. Das Mittelungsintervall von 10 Minuten entspricht den Randbedingungen, die auch für die Bewertung der Spannungsqualität laut DIN EN 50160 [11] herangezogen werden. Bei der Betriebsmittelauslastung werden außerdem durch die 10-Minuten-Mittelwerte die thermische Trägheit der Leitungen bzw. Transformatoren vereinfacht abgebildet, was zur Dämpfung kurzer Lastspitzen führt.

Leitungsauslastung der Netzstränge: Bei der Bewertung der maximalen Leitungsauslastung in Abschnitt 3.3 werden keine Hausanschlussleitungen berücksichtigt. Als Hausanschlussleitung werden kurze Leitungsabschnitte bezeichnet, die von den Niederspannungshauptsträngen abzweigen und einzelne Netzanschlüsse versorgen. Hausanschlussleitungen können in der Praxis nicht überlastet werden, weil bei der Dimensionierung der Netzanschlüsse (Hausanschlussleistungen) die Hausanschlussleitung ebenfalls ausreichend groß dimensioniert wird. Zur Reduzierung der Komplexität im Simulationsmodell und denselben Randbedingungen in allen Szenarien (S8 mit realem Netzanschluss und DLM) werden die Hausanschlussleitungen auch bei einer großen Anzahl von versorgten Verbrauchern (BEVs) nicht ersetzt. Der verstärkte Spannungsabfall auf den überlasteten Hausanschlussleitungen im Simulationsmodell ist zu vernachlässigen, da die Hausanschlussleitungen meist kürzer als zehn Meter sind. Die Hausanschlussleitungen haben je nach betrachtetem Netz einen Längenanteil der Gesamtleitungslänge zwischen 3 % und 47 %. Gewerbenetze in den Clustern C3 und C5 haben geringe

Anteile (ab 3 %) von Hausanschlussleitungen und Wohngebietsnetze in C2 und C4 haben die höchsten Anteile (bis 47 %).

### 3 Simulationsergebnisse

Die Beschreibung der Simulationsergebnisse besteht aus exemplarischen Lastgängen, der Validierung der Bestandslast, einem Vergleich zwischen den repräsentativen Netzen und Szenarien sowie der Betrachtung von Netzverlusten.

#### 3.1 Exemplarische Lastgänge

Eine übersichtliche Darstellung der zeitlichen Verläufe von Auslastung und Spannung an allen Netzelementen ist aufgrund der großen Anzahl an Elementen und betrachteten Tagen nicht möglich. Es werden deshalb in Abbildung 3 an einem Beispielnetz (C2\_T1) Verläufe der Leitungsauslastung ( $I/I_n$ ) und Knotenspannung ( $U/U_n$ ) an Netzstrang 1 über die ersten drei der 300 Simulationstage gezeigt (Winterwerkstage, ohne Samstag und Sonntag, in 1-Minuten-Intervall). Die Leitungsauslastung bezieht sich auf die Leitungsanfangsstrecke (ab Transformatorstation) und die Knotenspannung auf das Strangende, da dort in lastdominierten Netzen typischerweise die ungünstigsten Bedingungen hinsichtlich der Grenzwerteinhaltung vorzufinden sind. Zur besseren Lesbarkeit des Diagramms sind außerdem nur vier der insgesamt zehn Szenarien dargestellt. Lastgänge der nicht dargestellten Szenarien sind zum Beispiel für das marktgetriebene Laden [5] und DLM am Netzanschluss [3] zu entnehmen.

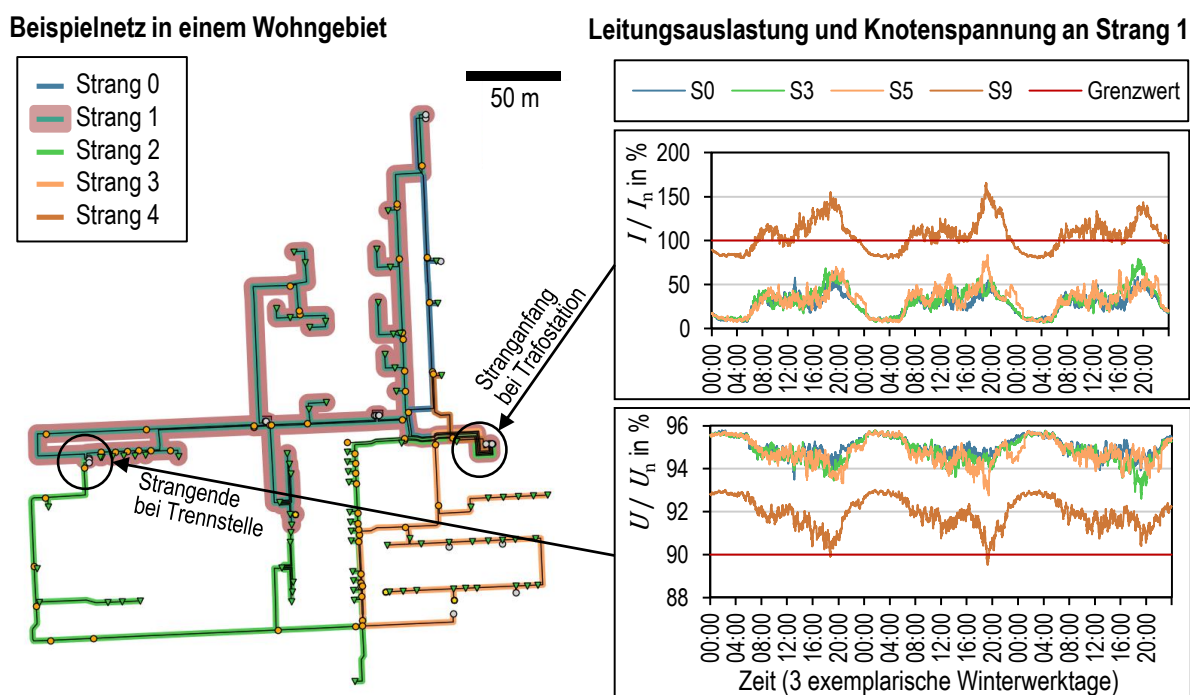


Abbildung 3: Leitungsauslastung und Knotenspannung über drei Tage von Strang 1 aus Netz C2\_T1

Nachfolgend ein Auszug aus Tabelle 3 zur Einordnung der Szenarien in Abbildung 3:

- S0: Bestandslast der Haushalte und Gewerbebetriebe ohne BEVs
- S3: 100 % Durchdringung mit BEVs, 11 kW an AC-Ladepunkten
- S5: 100 % Durchdringung mit BEVs, 22 kW an AC-Ladepunkten
- S9: S3 + 60 % Wärmepumpen-Durchdringung in Wohngebäuden

In den beiden Szenarien S3 und S5 erhöht sich die maximale Leitungsauslastung in den drei Tagen gegenüber dem Szenario S0 (Bestandslast) von 65 % auf etwa 84 % und die minimale Spannung fällt von 93,4 % auf 92,8 %. Im Szenario S9 mit Wärmepumpen kommt es zu deutlichen Leitungsüberlastungen mit 166 % sowie einer kurzen Spannungsbandverletzung (89,5 %) am ersten und zweiten Tag. Bereits beim Vergleich der drei aufeinanderfolgenden Tage im selben Szenario wird deutlich, dass sich einzelne Tage stark voneinander unterscheiden können und deshalb die Bewertung (z.B. der maximalen Leitungsauslastung) erst nach Betrachtung einer ausreichend großen Anzahl von Tagen aussagekräftig wird. Der Vergleich unterschiedlicher Netze und Szenarien erfolgt deshalb im nachfolgenden Abschnitt in Bezug auf die maximalen Leitungsauslastungen und minimalen Knotenspannungen über die 300 simulierten Tage.

### 3.2 Validierung der modellierten Bestandslast

Die Validierung der modellierten Bestandslast in der Niederspannung erfolgt mit Hilfe von Lastflussmessungen an den Ortsnetztransformatoren und der Historie von Schleppzeigerinstrumenten in den Ortsnetzstationen der repräsentativen Niederspannungsnetze. Bei der Validierung werden in Abbildung 4 die Spitzenlasten in allen und in Abbildung 5 die Profilformen in zwei exemplarischen Netzen verglichen.

Spitzenlast: Zur Validierung der Spitzenlast steht in Abbildung 4 die maximale Transformatorauslastung zum Vergleich. Die blauen Balken repräsentieren die modellierte Spitzenlast. Diese wurde aus 300 Tagesverläufen (Winter) mit einem Mittelungsintervall von 10 Minuten berechnet. Die grünen Balken beschreiben die Schleppzeigerhistorie. Die abgelesenen Schleppzeigerströme werden unter der Annahme einer Nennspannung von 400 V und bei Berücksichtigung der Nennleistung des Transformators auf eine Transformatorauslastung umgerechnet. Der verwendete Schleppzeigerstrom entspricht dem Maximum aus der Ablesehistorie der letzten drei Jahre über die drei Außenleiter. Die Ablesegenauigkeit entspricht bei den meisten Transformatoren einer Schrittweite von 100 A, was bei 630 kVA Transformatornennleistung und einer Nennspannung von 400 V einer Abweichung von  $\pm 5\%$  Auslastung in Abbildung 4 entspricht. Die orangen Balken repräsentieren das Ergebnis der durchgeführten Lastgangmessungen. Die Auslastung wird aus der gemessenen maximalen Scheinleistung und der Nennleistung des Transformators berechnet. Die Lastgangmessung erfolgt im 10-Minuten-Messintervall über eine Dauer von ca. drei Wochen und primär in der Jahreszeit Sommer. An den Netzen C2\_T1 und C3\_T2 wurde die Lastgangmessung im Winter (Februar und März) durchgeführt. Die modellierte Spitzenlast in Abbildung 4 ist tendenziell etwas größer als die Schleppzeigerhistorie. Es ist dabei zu berücksichtigen, dass die Abweichungen häufig noch im Toleranzbereich der Schleppzeigerablesegenauigkeit liegen (bei 630 kVA Transformatoren ca.  $\pm 5\%$ ). Die Spitzenlast der Lastgangmessung ist in allen Netzen niedriger als die Schleppzeigerhistorie. Grund dafür ist, dass der Messzeitraum (ca. drei Wochen) nicht im Zeitraum der Jahreshöchstlast liegt und sich deshalb die Schleppzeigerwerte besser für einen Vergleich mit der modellierten Spitzenlast eignen. Vor dem Hintergrund möglicher Nachverdichtungen mit entsprechender Leistungssteigerung ist die tendenziell leichte Überschätzung der Last durch das Modell als unkritisch zu betrachten.

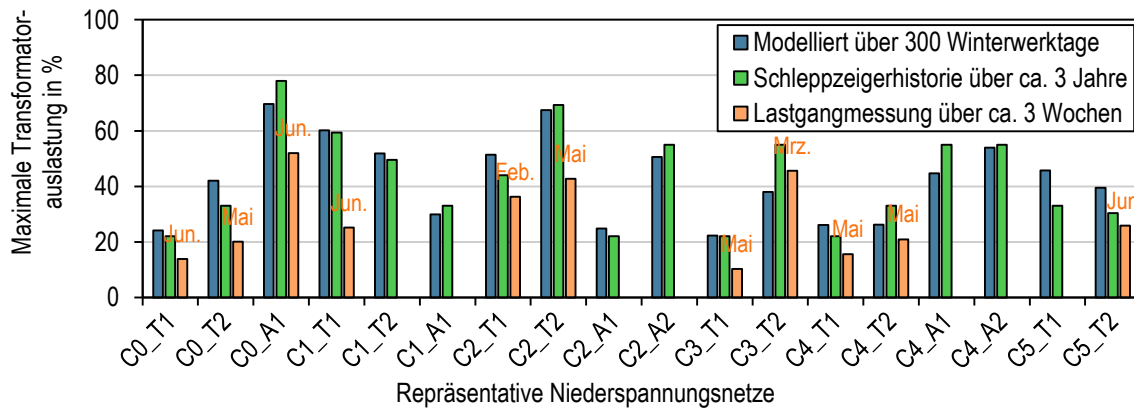


Abbildung 4: Validierung der modellierten Spitzenlast im Netzbestand bzw. Szenario S0

**Profilform:** Zur Validierung der modellierten Profilformen werden die beiden Netze C2\_T1 und C3\_T2 herangezogen, da dort der Messzeitraum im Winter war und damit die Randbedingungen am Besten mit denen der Modellierung übereinstimmen. Die Lastprofile in Abbildung 5 entsprechen jeweils fünf Winterwerktagen aus dem Simulationsmodell und der Messung mit einer zeitlichen Auflösung von 10 Minuten. Netz C2\_T1 in Abbildung 5 a) versorgt hauptsächlich Haushalte. Eine gute Übereinstimmung zwischen Modellierung und Messung ist in der Nacht und den Zeiträumen mit Leistungsanstieg und -abfall vorzufinden. Die größte Abweichung ist um etwa 19 Uhr mit einer Differenz von etwa 15 % Auslastung. Unter der Annahme, dass im Messzeitraum über drei Wochen im Februar nicht die Jahreshöchstlast lag, ist zu erwarten, dass die Abweichung in der Realität geringer ist.

Beim Netz C3\_T2 in Abbildung 5 b) werden nur Gewerbegebäude versorgt, die vereinfacht über das G0-Profil modelliert werden. Eine Abweichung zwischen den fünf modellierten Tagen (blau) ist deshalb nicht zu erkennen. Die größte Abweichung der Profilformen zwischen grün und blau (C3\_T2) ist um ca. 14 Uhr mit 15 % zu sehen und auf die unterschiedlichen Profilformen zurückzuführen.

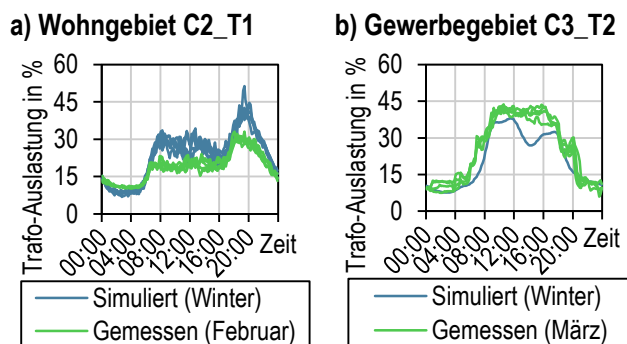


Abbildung 5: Validierung der Auslastung der Ortsnetztransformatoren von Netz C2\_T1 und C3\_T2

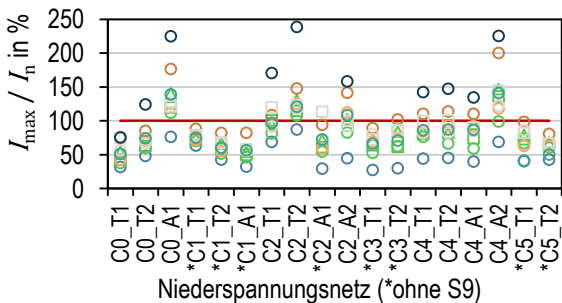
### 3.3 Vergleich der Netze und Szenarien

Im Vergleich aller 18 Niederspannungsnetze und 10 Szenarien wird jeweils das Netzelement mit der größten Leitungs- bzw. Transformatorauslastung und der niedrigsten Knotenspannung über den Betrachtungszeitraum von 300 Tagen herangezogen. Wie bereits in Abschnitt 2.3.4 beschrieben, erfolgt die Auswertung basierend auf den 10-Minuten-Mittelwerten.

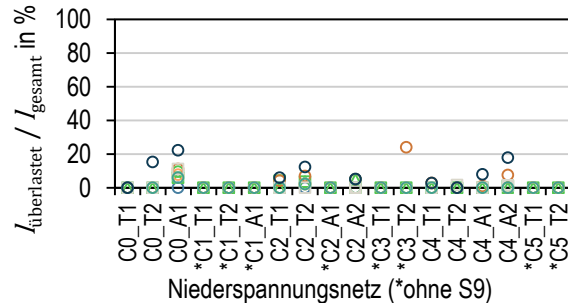
**Auslastung und Knotenspannung allgemein:** Die Simulationsergebnisse für die maximale Leitungsauslastung ( $I_{max}/I_n$ ) sind in Abbildung 6 a) dargestellt. An der horizontalen Achse sind

die 18 repräsentativen Netze aus unterschiedlichen Bebauungsclustern (C0 bis C5) aufgelistet. Die farbigen Marker im Diagramm repräsentieren die Auslastungen bei den Szenarien S0 bis S9 und die rote Linie den Grenzwert für die maximal zulässige Auslastung. In Abbildung 6 b) ist der Anteil aller überlasteter Leitungen ( $l_{\text{überlastet}}$ ) an der gesamten Leitungslänge des Netzes ( $l_{\text{gesamt}}$ ) dargestellt. Analog zur Leitungsauslastung zeigen Abbildung 6 c) und d) die minimale Knotenspannung ( $U_{\text{min}}/U_n$ ) sowie den Anteil der betroffenen Knoten ( $n_{\text{betroffen}}$ ) bei Spannungsbandverletzungen von allen Netzknoten ( $n_{\text{gesamt}}$ ). Bei der Transformatorauslastung werden nur die Maximalwerte in Abbildung 6 e) gezeigt, weil in fast allen Netzen nur ein Transformator betrieben wird und falls zwei Transformatoren verwendet werden, diese aufgrund der vereinfachten Parallelschaltung im Simulationsmodell dieselbe Auslastung erfahren. Nachfolgend werden die Ergebnisse an den Netzen und jeweiligen Szenarien beschrieben, wobei zur einfacheren Lesbarkeit auf weitere Verweise zu Abbildung 6 verzichtet wird.

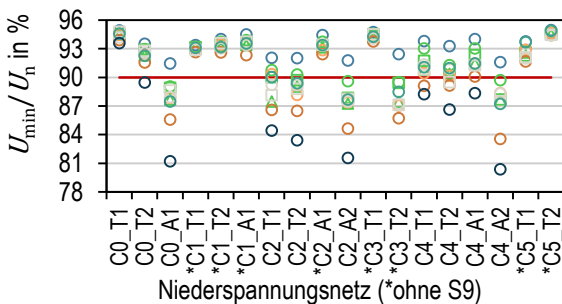
**a) Maximale Leitungsauslastung**



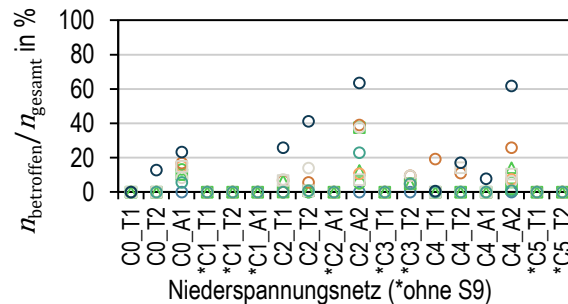
**b) Anteil überlasteter Leitungen**



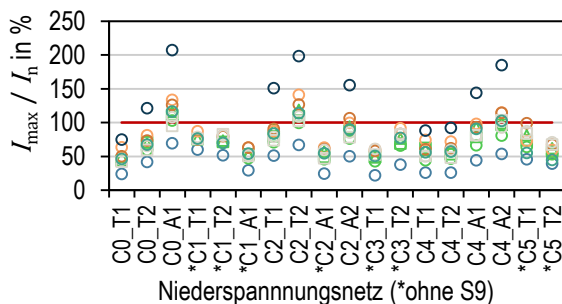
**c) Minimale Knotenspannung**



**d) Anteil betroffener 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)

Abbildung 6: Vergleich der Simulationsergebnisse zwischen den unterschiedlichen Niederspannungsnetzen und Szenarien

Bestandslast in S0: Ausschlaggebend für das Integrationspotential von BEVs ist die Bestandslast. Die maximale Transformatorauslastung bei Bestandslast (Szenario S0) in den 18 repräsentativen Netzen liegt zwischen 22 % und 70 % (Mittelwert 43 %). Weil eine Abhängigkeit zum Bebauungscluster nicht festzustellen ist und die atypischen Netze vereinzelt zu einer höheren Auslastung tendieren, kann gefolgert werden, dass die Vorbelastungen nur von den individuellen Bedingungen in jedem einzelnen Netz vor Ort abhängen. Die maximalen Leitungsauslastungen erreichen zwischen 27 % und 87 %. Die minimale Knotenspannung von 90 % kann im Bestandsnetz mit simulierten Werten zwischen 91 % und 95 % eingehalten werden.

Ansteigende BEV-Durchdringung in S1, S2 und S3: Die Durchdringung mit BEVs wird in den Szenarien S1, S2 und S3 von 50 % auf 75 % und 100 % erhöht. Weitere Randbedingungen sind das ungesteuerte Laden an allen Ladepunkten, 11 kW Ladeleistung bei der AC-Ladung und die Ladeortverteilung im Basisfall mit bevorzugt privaten Ladeorten. Die Transformatorauslastung erhöht sich in S1, S2 und S3 gegenüber der Auslastung bei Bestandslast (43 %) an allen Netzen durchschnittlich auf 65 %, 72 % und 77 %. Der Anstieg der Auslastung ist nicht linear, da die Gleichzeitigkeitsfaktoren mit steigender Anzahl von BEVs sinken [12]. Während die maximale Leitungsauslastung einen Anstieg auf 69 %, 78 % und 87 % erfährt, fällt die minimale Knotenspannung durchschnittlich auf 92,2 %, 91,7 % und 91,1 % der Nennspannung. Unter Berücksichtigung der in Abschnitt 2.3.2 beschriebenen statistischen Genauigkeit von  $\pm 5$  % bei der Transformator- und Leitungsauslastung treten zum Beispiel beim Netz C2\_T1 im Szenario S2 höhere Kabelauslastungen als im S3 auf. Ähnliche Effekte sind ebenfalls beim Anteil der überlasteten Leitungen in Netz C0\_A1 zu sehen. Eine kleinere Schrittweite als 25 % ist deshalb bei der BEV-Durchdringung mit der erzielten statistischen Genauigkeit nicht sinnvoll. Das Szenario S3 mit 100 % BEVs kann in 12 der 18 Netze ohne Grenzwertverletzung integriert werden. Von den überlasteten 6 Netzen sind 4 Netze aus den Bebauungsclustern C2 und C4, welche die größten Lastanstiege erfahren. Die anderen beiden Netze mit Grenzwertverletzung haben eine sehr hohe Bestandslast (C0\_A1) und einen langen Netzstrang, an dem mit steigender Last zunehmend Spannungsbandverletzungen auftreten (C3\_T2). Der Anteil der überlasteten Leitungen liegt in S1 bis S3 mit Ausnahme von C0\_A1 (10 %) in der Größenordnung von 5 % der Gesamtleitungslänge. Der Anteil von Knoten mit Spannungsbandverletzungen ist abgesehen von Netz C2\_A2 (38 %) in den betroffenen Netzen kleiner als 14 %. Zusammenfassend für das Szenario S3 ist festzuhalten, dass BEVs typischerweise in Netze mit Transformator- und Leitungsvorbelastung kleiner 50 % ohne Grenzwertverletzung integriert werden können. Es resultiert im Szenario S3 im Mittel über alle Netze eine maximale Transformatorauslastung von 77 % und damit eine Erhöhung der Spitzenlast an den Ortsnetztransformatoren um den Faktor 1,8. Szenario S3 wird im weiteren Verlauf häufig als Referenzszenario herangezogen, weil das Eintreten der Annahmen von S3 zum aktuellen Zeitpunkt als am wahrscheinlichsten anzusehen ist.

Verstärkt öffentliches Laden in S4: In Szenario S4 wird, abweichend von allen anderen Szenarien, das verstärkt öffentliche Laden untersucht. Der größte Unterschied ist an der Transformatorauslastung zu erkennen, die in S4 in vielen Netzen die höchsten Werte bei den BEV-Szenarien (ohne Wärmepumpen) erreicht. Ursache dafür sind Schnellladesäulen mit einer Ladeleistung von bis zu 150 kW, die direkt an die Ortsnetzstationen angeschlossen werden. Gegenüber dem Szenario S3 mit einer durchschnittlichen Transformatorauslastung über alle Netze von 77 % erhöht sich die Auslastung in S4 auf 86 %. Das vermehrt öffentliche Laden an

AC-Ladesäulen im Straßenbereich und gleichzeitig reduziertes Ladeaufkommen an privaten Ladepunkten führt tendenziell zu einer Reduzierung der Leitungsauslastung und des Spannungsfalls. In Szenario S4 sind fünf der 18 Netze von Grenzwertverletzungen betroffen.

22 kW AC-Ladeleistung in S5: Die höchsten Leitungsauslastungen und niedrigsten Knotenspannungen werden im BEV-Szenario S5 bei einer Ladeleistung von 22 kW an privaten und öffentlichen AC-Ladepunkten erreicht. Besonders bei einer kleinen Anzahl von Ladepunkten entstehen bei höheren Ladeleistungen hohe Spitzenlasten, die sich mit steigender Anzahl der Ladepunkte von oben an die Spitzenlast in Szenarien mit geringer Ladeleistung annähern. Der Effekt ist unter anderem an den Kennlinien der Gleichzeitigkeitsfaktoren in [12] zu sehen. Daher setzt sich das Szenario S5 bei der Transformatorauslastung aufgrund der großen Anzahl an Ladepunkten nur noch geringfügig vom Szenario S3 mit nur 11 kW Ladeleistung ab. Die Anteile der überlasteten Leitungen und Netzknoten mit Spannungsbandverletzung erreichen in Extremfällen 25 % Leitungsanteil (C3\_T2) und 40 % Knotenanteil (C2\_A2), wobei die Größenordnung der Anteile in den anderen sieben Netzen ähnlich wie bei S3 ist. Der Mittelwert der maximalen Leitungsauslastung an den 18 Netzen steigt von 48 % auf 110 % und damit um den Faktor 2,3.

Marktgetriebenes Laden in S6 und S7: Beim marktgetriebenen Laden mit Anreizen mittags (S6) und nachts (S7) ist hinsichtlich der Bebauungsstruktur zu unterscheiden. In Netzgebieten mit hohem Wohnanteil (C0, C2, C4) wirken sich die Anreize nachts (S7) meist netzbelastender als mittags (S6) aus, weil nachts vor allem an Heimladepunkten mehr Fahrzeuge mit dem Ladepunkt verbunden sind. In Netzgebieten mit hohem Gewerbeanteil (C1, C3, C5) sind nachts kaum BEVs an den Arbeitsladepunkten verfügbar, weshalb in diesem Fall die Anreize zur Mittagszeit höhere Spitzenlasten verursachen. Die maximalen Netzbelastungen durch marktgetriebenes Laden sind abgesehen von den erhöhten Leitungsauslastungen in C2\_T1 und C2\_A1 vergleichbar mit S3. Die maximale Transformatorauslastung sinkt sogar im Durchschnitt über alle Netze von 76 % in S3 auf 71 % in S6 (Anreize nachts). Bei der Interpretation der Ergebnisse zum marktgetriebenen Laden sind die getroffenen Annahmen aus [5] (Middle Case) zu berücksichtigen, die eine koordinierte Ansteuerung topologisch (geografisch) benachbarter Ladepunkte vorsieht. Die koordinierte Ansteuerung verhindert lokale Häufungen und berücksichtigt das gesamte Tiefpreiszeitfenster von mehreren Stunden. Veränderte Annahmen für die Steuerung können zu massiven Lastspitzen führen, wie ebenfalls [5] zeigt.

DLM am Netzanschluss in S8: Mit DLM an den Netzanschlusspunkten sind die Simulationsergebnisse vergleichbar mit dem Szenario S3 oder weniger netzbelastend. Die größten Unterschiede im Vergleich zu S3 sind in den beiden Netzen von Bebauungscluster C5 (C5\_T1, C5\_T2) zu sehen. Die beiden Netze versorgen wenige Netzanschlüsse in großen Bürogebäuden und Wohnkomplexen. In den zugehörigen Tiefgaragen werden private Heim- und Arbeitsladepunkte in zwei- oder dreistelliger Anzahl versorgt. Das DLM macht sich in diesem Fall besonders bemerkbar, weil die Netzanschlüsse aus dem Netzbestand nicht vergrößert werden und sich die anteiligen Leistungsreserven je Haushalt bzw. Gewerbefläche mit steigender Anzahl der Haushalte laut DIN 18015-1 [13] reduzieren. Umgekehrt ist somit eine Abregelung der Ladepunkte durch DLM an Netzanschlüssen mit wenigen Wohneinheiten und wenigen Ladepunkten selten und führt daher kaum zu einer Netzentlastung. Ob der Ladekomfort in den Netzen C5\_T1 und C5\_T2 noch zufriedenstellend ist und der simulierte Fall praxisgerecht ist, wird an dieser Stelle nicht bewertet. Das Potential zur Reduzierung der Spitzenlasten an Lei-

tungen und Transformatoren im Bebauungscluster C5 ist sehr groß und in allen andern Bebauungsclustern verschwindend klein. Eine detaillierte Beschreibung des DLM am Netzanschluss ist in [3] enthalten.

BEVs und Wärmepumpen in S9: Die gemeinsame Betrachtung von BEVs (Szenario S3) und zusätzlich eine Wärmepumpendurchdringung von 60 % in Wohngebäuden repräsentiert Szenario S9. Das Szenario S9 wird an den Netzen mit hohem Gewerbeanteil (horizontale Achsenbeschriftung mit \* markiert) nicht angewendet, da die Wärmepumpen nur an Wohngebäuden modelliert werden und dadurch die zu erwartende Last bei 60 % Durchdringung mit Wärmepumpen in Gewerbegebieten deutlich unterschätzt würde. Mit Ausnahme von Netz C0\_T1 gibt es in allen untersuchten Netzen Grenzwertverletzungen. Transformator- und Leitungsauslastungen erreichen Werte von 200 % bzw. 250 % und die Knotenspannung sinkt teilweise bis auf 81 % der Nennspannung bei einer Speisespannung von 96 % und einem Grenzwert von 90 %. Bei individueller Betrachtung jedes einzelnen Netzes zeigt sich, dass sich der Aufwand für einen möglichen Netzausbau in Grenzen hält. Der Anteil der überlasteten Leitungen je Netz liegt in Extremfällen bei etwa 20 % und ist ansonsten deutlich kleiner. In Netzen mit niedriger Transformatorvorbelastung (C0\_T1: 24 %, C4\_T1: 26 %, C4\_T2: 26 %, jeweils in S0) ist der Transformator ausreichend groß. Extreme Spannungsbandverletzungen lassen sich voraussichtlich im Zuge des Leitungsaustausches oder der Parallelverlegung neuer Leitungen aufgrund der thermischen Überlastung lösen.

Bebauungsstruktur: Bedingt durch die Parkplatzsituation und die gemeldeten PKWs bzw. BEVs ist in den Bebauungsclustern C2 (Wohngebiete) und C4 (Wohngebiete locker) durch BEVs der größte Lastanstieg zu erwarten. Der niedrigste Lastanstieg durch BEVs ist in C1 (Stadtkern) zu erwarten. Die hohe Lastdichte und die daraus resultierenden elektrischen Eigenschaften der Netze von C1 (Stadtkern) und C5 (Sondergebiete) verursachen nur einen sehr geringen Spannungsabfall auf den Leitungen und Transformatoren, wodurch dort keine Spannungsbandverletzungen auftreten. Leitungs- und Transformatorüberlastungen sind in C1 und C5 bei BEV-Szenarien (S1 bis S8) ebenfalls nicht aufgetreten. Die Netze aus C3 (Gewerbegebiete) weisen ein sehr individuelles Lastverhalten auf, wie die Ergebnisse an C3\_T1 und C3\_T2 zeigen, weshalb eine Verallgemeinerung auf Grundlage weniger Beispielnetze nicht möglich ist. Die Netze von C0 (Wohngebiete mit Blockbebauung) haben mit 35 % den größten Anteil an der Bebauungsstruktur und weisen bei den typischen Netzen ein hohes Integrationspotential für BEVs und Wärmepumpen auf.

Typische und atypische Netze: Die atypischen Netze C0\_A1 (erhöhte Anzahl an Netzanschlüssen) und C4\_A2 (erhöhte Gesamtleitungslänge) fallen besonders durch eine hohe Auslastung in S0 (Bestandslast) und einen starken Lastzuwachs in den BEV-Szenarien auf. Die Simulationsergebnisse der anderen atypischen Netze (C1\_A1, C2\_A2 und C4\_A1) verhalten sich eher wie die der typischen Netze. Besonders ungünstige Bedingungen lassen sich daher nur bedingt über die elektrischen Parameter vorhersagen und sind mehr von den Verbrauchern an den Netzanschlüssen abhängig. So ist zum Beispiel das Ausmaß der Grenzwertverletzungen im typischen Netz C2\_T2 ähnlich wie bei den genannten atypischen Netzen C0\_A1 und C4\_A2.



### 3.4 Abhängigkeiten und Verallgemeinerungen

In diesem Abschnitt wird untersucht, ob es Abhängigkeiten zwischen Leitungsauslastung, Knotenspannung und Transformatorauslastung gibt. In den drei Diagrammen der Abbildung 7 sind jeweils zwei der Größen aus Abbildung 6 an den horizontalen und vertikalen Achsen gegenübergestellt. Zur besseren Übersichtlichkeit wird mit verschiedenen Markern nur noch zwischen den sechs Bebauungsstrukturen (C0 bis C5) unterschieden. Die roten Linien markieren die Auslastungsgrenze bzw. das zulässige Spannungsband.

Die in Abbildung 7 blau und grün markierten Bereiche fallen dadurch auf, dass dort keine Datenpunkte oder nur in Ausnahmefällen einzelne Ausreißer vorzufinden sind.

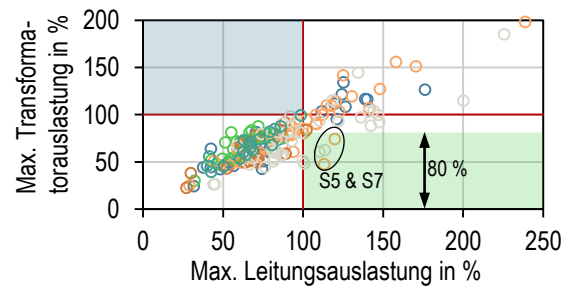
**Blau markierte Bereiche:** Die blau markierten Bereiche in den drei Diagrammen in Abbildung 7 enthalten bis auf eine Ausnahme in b) keine Datenpunkte. Nachfolgende Aussagen lassen sich davon ableiten:

- Transformatorüberlastung erst nach Leitungsüberlastung (Abbildung 7 a ) )
- Leitungsüberlastungen immer in Kombination mit Spannungsbandverletzung (Abbildung 7 b ) )
- Transformatorüberlastungen immer in Kombination mit Spannungsbandverletzung (Abbildung 7 c ) )

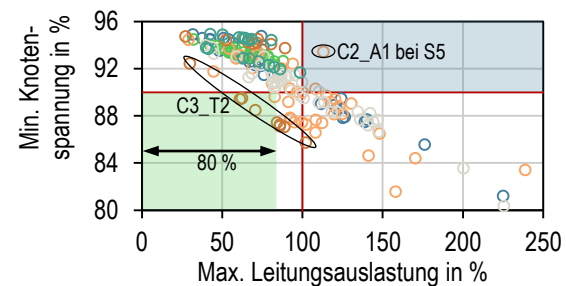
**Grün markierte Bereiche:** Die grünen Flächen erstrecken sich jeweils über 80 % der Leitungs- oder Transformatorauslastung:

- Leitungsüberlastungen erst ab 80 % Transformatorauslastung mit Ausnahme von Netzen aus C2 und C4 bei S5 und S7 (Abbildung 7 a ) )
- Spannungsbandverletzungen erst ab 80 % Leitungsauslastung mit Ausnahme von C3\_T2 (Abbildung 7 b ) )
- Spannungsbandverletzungen erst ab 80 % Transformatorauslastung mit Ausnahme von C2 und C4 bei S5 und S7 sowie C3\_T2 (Abbildung 7 c ) )

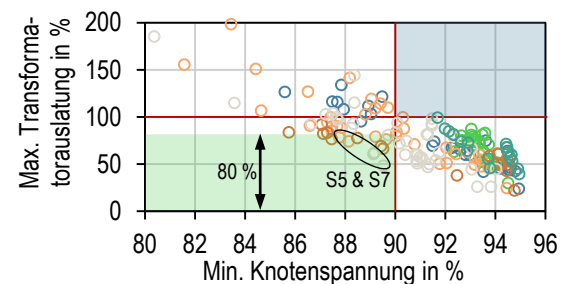
#### a) Max. Transformator- & max. Leitungsauslastung



#### b) Min. Spannung & max. Leitungsauslastung



#### c) Max. Transformatorauslastung & min. Spannung



#### d) Legende für Bebauungscluster

Cluster Name:	Bebauung und Nutzung
C0	Stadtgebiet: Blockbebauung mit hohem Wohnanteil
C1	Stadtkern: Dichte Blockbebauung u.a. mit Gewerbe
C2	Wohngebiete: Mehrfamilien- & Reihenhäuser
C3	Gewerbegebiete: Einzel- & Großhandel mittl. Höhe
C4	Wohngebiete locker: Kleinere Wohngebäude
C5	Sondergebiete: Gewerbe & Mischnutz., dicht & hoch

Abbildung 7: Abhängigkeiten zwischen Leitungsauslastung und Transformatorauslastung sowie Knotenspannung

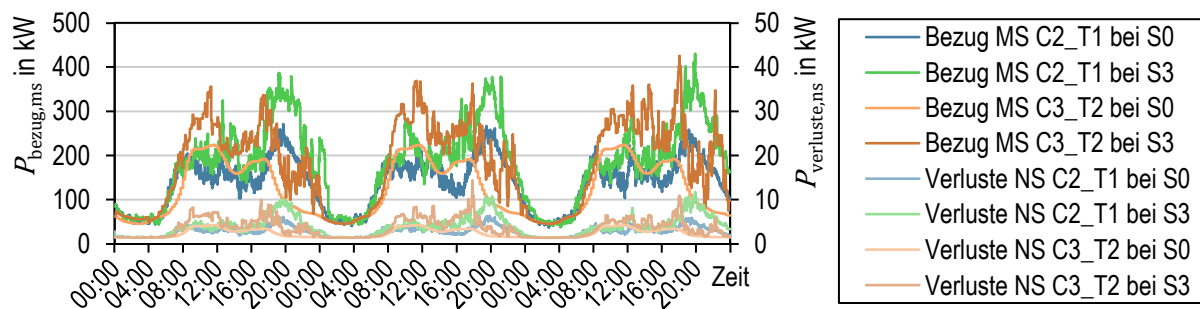
Die Ausnahmen in den Darstellungen von Abbildung 7 sind hauptsächlich auf atypische Netze von Bebauungscluster C2 und C4 sowie einen speziellen Netzstrang des Netzes C3\_T2 zurückzuführen. Die genannten Netze bzw. Netzstränge unterscheiden sich von den anderen untersuchten Netzen durch hohe Leitungslängen und großer Anzahl von Netzanschlüssen, was besonders in Szenario S5 und S7 höhere Leitungsauslastungen und stärkere Spannungsabfälle zur Folge hat.

**Verallgemeinerung:** Auf Basis der untersuchten Netze kann festgestellt werden, dass Leistungsüberlastungen und Spannungsbandverletzungen typischerweise erst ab einer Transformerauslastung von 80 % auftreten. Die Zusammenhänge sind auf die Planungsgrundsätze sowie die daraus resultierenden Netztopologien und eingesetzten Betriebsmittel zurückzuführen.

### 3.5 Netzverluste

In weiterführenden Arbeiten werden Mittelspannungsnetze modelliert, wofür die Netzverluste in den unterlagerten Niederspannungsnetzen von Interesse sind. In diesem Abschnitt werden deshalb an zwei Beispielnetzen (C2\_T1 und C3\_T2) die Verluste der Ortsnetztransformatoren und Leitungen mit Hilfe des Simulationsmodells ermittelt. Abbildung 8 a) zeigt jeweils einen simulierten 3-Tages-Verlauf für den Leistungsbezug aus dem Mittelspannungsnetz und den Anteil der Netzverluste. Auf den Datenpunkten der zeitlichen Verläufe von Abbildung 8 a) basieren Abbildung 8 b) und c). In Abbildung 8 b) ist der Zusammenhang zwischen der bezogenen Leistung und den absoluten Verlusten im Niederspannungsnetz zu erkennen. Die Verluste teilen sich etwa gleichmäßig auf den Ortsnetztransformator und die Niederspannungsleitungen auf (nicht dargestellt).

#### a) Wirkleistungsbezug und Netzverluste über die Dauer von drei Tagen



#### b) Zusammenhang von Bezug und Verlusten absolut c) Zusammenhang von Bezug und Verlusten relativ

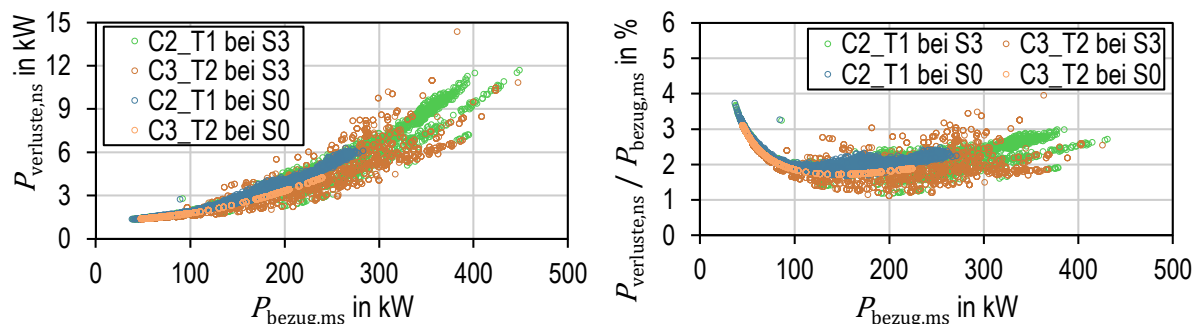


Abbildung 8: Ermittlung der Verluste in der Niederspannung an zwei Beispielnetzen

Die minimale Last liegt in beiden Netzen in Szenario S0 bei etwa 50 kW, wobei eine Verlustleistung von etwa 1,5 kW auftritt. Mit steigendem Leistungsbezug aus dem Mittelspannungsnetz (über den Ortsnetztransformator) steigt die Verlustleistung auf bis zu 15 kW an. Der relative Anteil der Verlustleistung am Leistungsbezug aus dem Mittelspannungsnetz bewegt sich in Abbildung 8 c) je nach Netz, Szenario und Auslastung zwischen 1 % und 3,5 %. Bei der Bestandslast (S0) sind die Verluste im Netz C3\_T2 aufgrund geringerer Leitungslängen tendenziell etwas geringer als bei C2\_T1.

## 4 Erkenntnisse und Ausblick

Das Integrationspotential für BEVs in bestehende Niederspannungsnetze hängt stark von der Bebauungsstruktur, der Bestandslast und dem Szenario ab.

Bebauungsstruktur: In den typischen Netzen mit Bebauung von C0 und C1 (Kerngebiete und Wohngebiete mit Blockbebauung) führt eine 100 % Durchdringung mit BEVs zu keinen Grenzwertverletzungen. Die Wohngebiete von den Bebauungsclustern C2 und C4 erfahren aufgrund der hohen PKW-Zulassungszahlen den größten Lastzuwachs, weshalb dort vereinzelt bei 50 % Durchdringung mit BEVs Leitungsüberlastungen auftreten. Der überlastete Leitungsteil ist mit einer Größenordnung von etwa 5 % aber gering. In Gewerbegebieten (C3 und C5) ist das Integrationspotential für BEVs sehr unterschiedlich, da die tatsächliche Bestandslast der Gewerbebetriebe häufig deutlich kleiner als die Anschlussleistung ist und dadurch Planungsunsicherheiten entstehen.

Szenarien mit ungesteuertem Laden: In 12 der 18 untersuchten Niederspannungsnetze können unter den getroffenen Annahmen 100 % BEVs mit hauptsächlich privaten Ladepunkten und 11 kW Ladeleistung an AC-Ladepunkten versorgt werden (Szenario S3). In den 12 Niederspannungsnetzen ohne Grenzwertverletzung (bei S3) liegt die Bestandslast der Leitungen und Transformatoren bei etwa 50 % oder weniger. In den atypischen Netzen mit erhöhter Anzahl von Netzanschlüssen und erhöhter Leitungslänge ist die Bestandslast tendenziell größer als in den typischen Netzen. Die Szenarien S4 und S5 berücksichtigen ebenfalls 100 % BEVs bei ungesteuertem Laden, aber abweichend von S3 verstärkt öffentliche Ladepunkte (S4) und eine AC-Ladeleistung von 22 kW anstatt 11 kW (S5). Bei S4 steigt die Belastung am Ortsnetztransformator und in S5 die Leitungsauslastung an den Niederspannungskabeln gegenüber dem Szenario S3 an. Dadurch reduziert sich die Anzahl der Netze, die 100 % BEVs aufnehmen können in von 12 Netze in S3 auf 8 Netze in S5.

DLM am Netzanschluss: Durch das DLM kann der Netzanschluss möglichst effizient ausgenutzt werden und dadurch Kosten bei der Netzintegration von BEVs eingespart werden, indem der Ausbau des Hausanschlusses vermieden wird. Als positiver Nebeneffekt kann das DLM am Netzanschluss auch die Belastung im Verteilnetz reduzieren. Eine relevante Reduzierung der Netzbelastung kann nur in Niederspannungsnetzen von Bebauungscluster C5 (Sondergebiete) erreicht werden. Dort wird jeweils eine zwei- oder dreistellige Anzahl von Ladepunkten über direkte Anschlussleitungen zur Ortsnetzstation versorgt. Die Netzentlastung durch das DLM am Netzanschluss reduziert sich mit steigender Anzahl an Netzanschlüssen, die ein DLM nutzen, wie die Untersuchungen in [12] zeigen. Die entlastende Wirkung auf die überlagerten Netzebenen wie dem Mittelspannungsnetz ist deshalb vernachlässigbar klein und entspricht in etwa der Netzbelastung des ungesteuerten Ladens.

Marktgetriebenes Laden: Marktgetriebenes Laden ermöglicht die effiziente Ausnutzung volatiler erneuerbarer Erzeugung und leistet dadurch einen entscheidenden Beitrag zum Erreichen der Klimaziele. In Zeiträumen mit starker Überdeckung des allgemeinen Strombedarfs durch erneuerbare Energiequellen können BEVs mit niedrigen Strompreisen geladen werden. Die unkoordinierte Steuerung der Ladevorgänge während starken Preisanreizen kann lokal zu extremen Überlastungen führen wie die Erkenntnisse in [5] zeigen. Weil eine Auslegung der Netze auf extrem hohe und zeitliche begrenzte Lastspitzen nicht sinnvoll ist, wird in dieser Arbeit eine koordinierte Steuerung mit den beiden nachfolgenden Bedingungen berücksichtigt:

- Bedingung 1: Maximale zeitliche Verzögerung der Ladevorgänge von 24 Stunden  
→ Verhindert den „Anstau“ von Ladebedarf über mehrere Tage und damit eine Vielfachung der Belastung im Verteilnetz
- Bedingung 2: Gleichmäßige Verteilung der Ladestarts über den Zeitraum mit Preisanreizen und topologisch (geografisch) gleichmäßige Verteilung über das Marktgebiet (z.B. Deutschland)  
→ Verhindert lokale Überlastungen, die auftreten, wenn Ladevorgänge an vielen topologisch (geografisch) benachbarten Ladepunkten gleichzeitig stattfinden

Für die Untersuchungen an den repräsentativen Niederspannungsnetzen wird die koordinierte Ansteuerung entsprechend einem gemäßigten Szenarios (vgl. „Middle Case“ in [5]) angewendet. Das koordinierte marktgetriebene Laden mit Anreizen mittags (S6) und nachts (S7) führt in den untersuchten Niederspannungsnetzen zu Netzbelastungen, die vergleichbar groß sind, wie beim ungesteuerten Laden in Szenario S3. Die maximale Verzögerungszeit von 24 h (Bedingung 1) für das koordinierte Laden führt zwar zu einer weniger starken Belastung der Verteilnetze, schränkt aber gleichzeitig das Optimierungspotential und die effiziente Nutzung der erneuerbaren Quellen ein. Bei Auflösung von Bedingung 1 kann sich die Netzbelastung durch BEVs in urbanen Netzen um ein Vielfaches erhöhen, wodurch ähnliche Zustände herbeigeführt werden, die auch durch das bidirektionale Laden entstehen können. Zur Analyse dieser Zustände müssen andere Untersuchungsansätze gewählt werden und für den realen Netzbetrieb umfangreiche Mess- und Steuerungsinfrastruktur im Netzbetrieb eingesetzt werden, um kritische Netzzustände zu verhindern.

Verallgemeinerung: Die Verallgemeinerung der Ergebnisse zeigt, dass in den meisten untersuchten Netzen erst ab einer Transformatorauslastung von 80 % Leitungsüberlastungen und Spannungsbandprobleme auftreten. Die Spitzenlasten an den Ortsnetztransformatoren erhöhen sich je nach Szenario und Netz durch BEVs um den Faktor 2 und bei zusätzlichen Wärmepumpen (Durchdringung 60 %) um den Faktor 3. Bei Überlastung des Ortsnetztransformators durch BEVs reicht meist die Erhöhung der Nennleistung von 630 kVA auf 800 kVA. Im kombinierten Szenario mit zusätzlichen Wärmepumpen ist ohne steuernde Eingriffe die Transformatorkapazität vereinzelt zu verdoppeln. Besonders im Szenario mit Wärmepumpen sind in den betrachteten Netzen bis zu 25 % der Strangkabel überlastet. Die Überlastung tritt meist in den Kabelanfangsstrecken ab dem Ortsnetztransformator auf, da die Hauptstränge typischerweise von Anfang bis Ende mit der gleichen Strombelastbarkeit ausgeführt sind. Spannungsbandprobleme sind primär die Folge von Leitungsüberlastungen.

Ausblick: In weiterführenden Analysen werden repräsentative Mittelspannungsnetzen mit denselben Szenarien untersucht, um die Betriebsmittel mit den geringsten Reserven zu identifizieren. Zukünftige Arbeiten fokussieren sich außerdem auf die detaillierte Modellierung von Wärmepumpen und die Bewertung von Integrationsmaßnahmen.

## 5 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](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 Representative Urban Low-Voltage Grids for Electric Vehicle Integration Studies“, CIRED Conference, Rom, 2023. [Online]. Verfügbar unter: noch nicht veröffentlicht.
- [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. [Online]. Verfügbar unter: [https://iewt2021.eeg.tuwien.ac.at/download/contribution/fullpaper/44/44\\_fullpaper\\_20210817\\_121903.pdf](https://iewt2021.eeg.tuwien.ac.at/download/contribution/fullpaper/44/44_fullpaper_20210817_121903.pdf). Zugriff am: 12. Oktober 2022.
- [4] 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](https://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/tugrazExternal/738639ca-39a0-4129-b0f0-38b384c12b57/files/lf/Session_F5/653_LF_Kreutmayr.pdf). Zugriff am: 2. Dezember 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, 2022. [Online]. Verfügbar unter: <https://emagazin.ew-magazin.de>. Zugriff am: 7. November 2022.
- [6] R. Corradini, J. Conrad und S. Greif, *Energierationalität im Eigenheim - Effiziente Energieversorgung von Wohngebäuden*. Ludwigsburg: Wüstenrot Stiftung, 2018. [Online]. Verfügbar unter: <https://wuestenrot-stiftung.de/publikationen/energierationalitaet-im-eigenheim-effiziente-energieversorgung-von-wohngebaeuden-download/>
- [7] C. Aigner, „Konzept zur statistischen Spannungshaltung in Verteilnetzen mit hoher dezentraler Einspeisung“. Dissertation, Technische Universität München, München, 2021.
- [8] F. T. Samweber, „Systematischer Vergleich Netzoptimierender Maßnahmen zur Integration elektrischer Wärmeerzeuger und Fahrzeuge in NS-Netze“. Dissertation, Technische Universität München, München, 2018. [Online]. Verfügbar unter: <https://mediatum.ub.tum.de/doc/1379767/1379767.pdf>
- [9] A. Weiß, J. Reinhard und M. Müller, „Analyse methodischer Modellierungsansätze im Kontext von Verteilnetzsimulationen“, 12. Internationale Energiewirtschaftstagung, Wien, 2021. [Online]. Verfügbar unter: [https://iewt2021.eeg.tuwien.ac.at/download/contribution/fullpaper/45/45\\_fullpaper\\_20210903\\_083741.pdf](https://iewt2021.eeg.tuwien.ac.at/download/contribution/fullpaper/45/45_fullpaper_20210903_083741.pdf). Zugriff am: 15.11.2022.
- [10] P. Wintzek, S. A. Ali, J. Monscheidt, B. Gemsjäger, A. Slupinski und M. Zdrallek, „Planungs- und Betriebsgrundsätze für städtische Verteilnetze - Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen“, Wuppertal, Neue Energie aus Wuppertal, Band 35, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://d-nb.info/1252809050/34>. Zugriff am: 3. Oktober 2022.
- [11] DIN, „DIN EN 50160:2020-11 Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen“, 2020. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.beuth.de/de/norm/din-en-50160/327353625>. Zugriff am: 12. Oktober 2022.
- [12] S. Kreutmayr, S. Niederle, C. J. Steinhart, C. Nußbaumer, M. Finkel und R. Witzmann, „Modeling of Demand Factors and Average Daily Load Profiles for Private and Public Charging Points in Urban Areas“, NEIS Conference, Hamburg, 2022. Zugriff am: 7. November 2022.
- [13] DIN, „DIN 18015-1:2020-05 Elektrische Anlagen in Wohngebäuden - Teil 1: Planungsgrundlagen“, 2020. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.beuth.de/de/norm/din-18015-1/320242977>. Zugriff am: 6. November 2022.