

Elektromobilität im städtischen Verteilnetz – Modellierung und Auswirkungen auf die Nieder- und Mittelspannungsebene

Simon Kreutmayr

Vollständiger Abdruck der von der TUM School of Engineering and Design der Technischen Universität München zur Erlangung des akademischen Grades eines

Doktors der Ingenieurwissenschaften (Dr.-Ing.)

genehmigten Dissertation.

Vorsitz: Prof. Dr. rer. nat. Thomas Hamacher

Prüfer der Dissertation: 1. Prof. Dr.-Ing. Rolf Witzmann
2. Prof. Dr.-Ing. Michael Finkel

Die Dissertation wurde am 28.03.2023 bei der Technischen Universität München eingereicht und durch die TUM School of Engineering and Design am 21.08.2023 angenommen.

Kurzfassung

Die Transformation des Verkehrssektors und die damit verbundene Netzintegration von Elektrofahrzeugen stellt die Verteilnetzbetreiber vor Herausforderungen. Die Arbeit fokussiert sich auf die Modellierung von privaten und öffentlichen Ladepunkten sowie die Untersuchung von Nieder- und Mittelspannungsnetzen im städtischen Umfeld. Die Modellierung berücksichtigt ungesteuertes Laden, marktgetriebenes Laden und dynamisches Lastmanagement am Netzanschlusspunkt. Konkret werden drei Forschungsfragen in Bezug auf die Netzintegration von batterieelektrischen PKWs (BEVs) untersucht.

Forschungsfrage 1: Wie unterscheidet sich das Ladeverhalten von BEVs an charakteristischen privaten, halböffentlichen und öffentlichen Ladepunkten im städtischen Umfeld? Aus den Analysen resultieren sieben charakteristische Ladeorte, die sich auf privatem (Heim- und Arbeitsladen), halböffentlichem (Kundenparkplatz und Tankstelle) und öffentlichem Grund (Straßenrand in Wohn-, Kern und Gewerbegebieten) befinden. Die zu erwartende Netzbelastung ist an öffentlichen und halböffentlichen Ladepunkten wegen der Nutzung durch mehrere BEVs um ein Vielfaches höher als an privaten Ladepunkten, an welchen meist nur ein BEV einen Ladepunkt nutzt.

Forschungsfrage 2: Welche Auswirkungen hat das ungesteuerte Laden von BEVs auf städtische Nieder- und Mittelspannungsnetze? In städtischen Kerngebieten können BEVs unter typischen Bedingungen bis zu einem Durchdringungsgrad von 100 % am aktuellen PKW-Bestand ohne Grenzwertverletzungen integriert werden. In städtischen Wohngebieten ist das Integrationspotential für BEVs hingegen vereinzelt bereits bei 50 % Durchdringung ausgeschöpft, weil dort die größte PKW-Dichte vorzufinden ist. Ursache für Grenzwertverletzungen sind Leitungsüberlastungen, die bei ähnlich hoher Durchdringung sowohl in der Nieder-, als auch Mittelspannungsebene auftreten. Als Ausblick für weiterführende Arbeiten werden zusätzlich zur Vollelektrifizierung mit BEVs Wärmepumpen mit einem Anteil von etwa 60 % am Gebäudebestand betrachtet. Das kombinierte Szenario führt zu hohen Leitungsüberlastungen, wodurch in den untersuchten Niederspannungsnetzen durchschnittlich 10 % und in den Mittelspannungsnetzen 25 % der gesamten Leitungslänge betroffen sind.

Forschungsfrage 3: Wie verändert sich die Netzbelastung durch gesteuertes Laden bei Spitzenlastmanagement am Netzanschluss und marktgetriebenes Laden? Die optimierte Ausnutzung bestehender Netzanschlüsse mit einem dynamischen Spitzenlastmanagement reduziert die Netzbelastung nur in der Niederspannungsebene und nur im Zusammenhang mit der Versorgung großer Gebäudekomplexe. Marktgetriebenes Laden kann extreme Lastspitzen verursachen, weshalb im Rahmen der Arbeit eine koordinierte Steuerung der Ladevorgänge berücksichtigt wird. Bei der koordinierten marktgetriebenen Steuerung der Ladepunkte entstehen ähnlich hohe Netzbelastungen wie beim ungesteuerten Laden.

Neben den Erkenntnissen aus den Forschungsfragen können die modellierten Gleichzeitigkeitsfaktoren und durchschnittlichen Tageslastgänge für sieben charakteristische Ladeorte bei verschiedenen Randbedingungen als Werkzeuge in der Netzplanung eingesetzt werden.

Abstract

The transformation of the mobility sector and the associated grid integration of electric vehicles poses challenges for distribution system operators. This study focuses on the modeling of private and public charging points, as well as the analysis of low and medium voltage grids in urban areas. The modeling considers uncontrolled charging, market-driven charging and dynamic load management at the grid connection point. Three research questions are analyzed in the context of the study regarding the grid integration of battery electric passenger cars (BEVs).

Research question 1: How does the charging behavior of BEVs differ at characteristic private, semi-public and public charging points in urban areas? The analysis of the charging behavior results in seven typical charging locations, located on private (at home and work), semi-public (at customer parking and petrol station) and public areas (at the roadside in residential, central and commercial areas). While public and semi-public charging points are typically shared by several BEVs, private charging points are usually used by one BEV. This results in a significantly higher grid load due to public and semi-public charging points than private ones.

Research question 2: What is the impact of uncontrolled charging of BEVs on urban low and medium voltage grids? In central urban areas, BEVs can be integrated under typical conditions up to a penetration rate of 100 % of the current car stock without grid congestions. However, in urban residential areas, the integration potential for electric vehicles is occasionally exhausted at 50 % BEV penetration because of the high car density in these areas. Grid congestions are mainly caused by line overloads, which occur at similarly high BEV penetration in both the low and medium voltage level. As an outlook for further work, 100 % BEVs and heat pumps with a share of about 60 % of the building stock are considered. This combined scenario causes high line congestions, affecting approximately 10 % of the total line length in the analyzed low voltage grids and 25 % in the medium voltage grids.

Research question 3: How does controlled charging with peak load management at the grid connection point and market-driven charging change the grid load? Optimized utilization of existing grid connection points, achieved by dynamic peak load management, reduces grid loading only at the low voltage level and only in service areas with large building complexes. Since market-driven charging can cause extreme peak loads, coordinated charging control is considered in this work. The peak loads for coordinated market-driven charging are similar to those of uncontrolled charging.

In addition to the findings from the research questions, the modeled demand factors and average daily load profiles for seven characteristic charging locations with different boundary conditions can be used as tools in network planning.

Inhaltsverzeichnis

| | |
|--|-------------|
| Inhaltsverzeichnis | VII |
| Abkürzungsverzeichnis | XIII |
| 1 Einleitung | 1 |
| 1.1 Hintergrund der Arbeit..... | 1 |
| 1.1.1 Klimawandel und Maßnahmen..... | 1 |
| 1.1.2 Verkehrswende durch Elektromobilität | 2 |
| 1.1.3 Systemintegration von Elektrofahrzeugen | 3 |
| 1.1.4 Zukunftsplanung und Herausforderungen im Verteilnetz..... | 4 |
| 1.2 Stand der Technik..... | 4 |
| 1.2.1 Ladetechnologien | 5 |
| 1.2.2 Netzanschluss | 5 |
| 1.2.3 Steuerung der Ladeinfrastruktur durch den Netzbetreiber..... | 6 |
| 1.2.4 Steuerung der Ladeinfrastruktur durch den Ladesäulenbetreiber..... | 6 |
| 1.3 Vorgegangene Arbeiten zum Thema | 7 |
| 1.4 Zielsetzung und Aufbau der Arbeit..... | 8 |
| 1.4.1 Besondere Herausforderungen im städtischen Umfeld..... | 8 |
| 1.4.2 Forschungsfragen..... | 9 |
| 1.4.3 Aufbau der Arbeit..... | 9 |
| 1.4.4 Neuer wissenschaftlicher Beitrag..... | 10 |
| 2 Verteilnetze und Szenarien | 13 |
| 2.1 Aufbau und Betrieb des elektrischen Energieversorgungssystems..... | 13 |
| 2.1.1 Netztopologien im städtischen Verteilnetz..... | 15 |
| 2.1.2 Betrieb von Leitungen und Transformatoren | 16 |
| 2.1.3 Spannung im Verteilnetz | 17 |

| | | |
|----------|---|-----------|
| 2.2 | Auswahl repräsentativer Nieder- und Mittelspannungsnetze..... | 18 |
| 2.2.1 | Niederspannungsnetze | 19 |
| 2.2.2 | Mittelspannungsnetze | 22 |
| 2.3 | Analyse der Versorgungsaufgabe | 23 |
| 2.3.1 | Anzahl Bewohner | 24 |
| 2.3.2 | Gewerbebetriebe mit Betriebsfläche, Energiebedarf und Mitarbeitern..... | 25 |
| 2.3.3 | Private Heimstellplätze für PKWs | 25 |
| 2.3.4 | Versorgungsaufgabe repräsentativer Nieder- und Mittelspannungsnetze. | 26 |
| 2.4 | Modellierung und Validierung der Bestandslast..... | 27 |
| 2.4.1 | Lastmodellierung allgemein | 28 |
| 2.4.2 | Modellierung der Bestandslast..... | 30 |
| 2.4.3 | Validierung der Bestandslast in den Niederspannungsnetzen | 32 |
| 2.4.4 | Validierung der Bestandslast in den Mittelspannungsnetzen | 34 |
| 2.5 | Szenarien für Elektromobilität..... | 36 |
| 2.5.1 | Szenariofeld-Bestimmung | 36 |
| 2.5.2 | Schlüsselfaktor-Identifikation..... | 36 |
| 2.5.3 | Schlüsselindikator-Analyse | 37 |
| 2.5.4 | Szenario-Generierung..... | 41 |
| 3 | Private Ladepunkte und Lastprofilgeneratoren..... | 43 |
| 3.1 | Lastprofilgeneratoren für BEVs | 43 |
| 3.2 | Ungesteuertes Laden an privaten Ladepunkten..... | 44 |
| 3.2.1 | Tagesenergiebedarf basierend auf Mobilitätsdaten..... | 44 |
| 3.2.2 | Simulation des Batteriefüllstands..... | 46 |
| 3.2.3 | Auswertung von Ladewahrscheinlichkeit und Ladeenergie..... | 47 |
| 3.2.4 | Startzeitpunkte der Ladevorgänge basierend auf Mobilitätsdaten..... | 48 |
| 3.3 | Gleichzeitigkeitsfaktoren und durchschnittliche Tageslastgänge | 49 |
| 3.3.1 | Methodik..... | 49 |
| 3.3.2 | Heim- und Arbeitsladepunkte..... | 51 |
| 3.3.3 | Analyse von Einflussfaktoren | 53 |
| 3.3.4 | Literaturvergleich | 56 |
| 3.4 | Dynamisches Lastmanagement am Netzanschluss | 57 |

| | | |
|----------|--|-----------|
| 3.4.1 | Spitzenlastmanagement allgemein | 57 |
| 3.4.2 | Modellierung im Niederspannungsnetz..... | 58 |
| 3.4.3 | Gleichzeitigkeitsfaktoren und durchschnittliche Tageslastgänge..... | 58 |
| 3.5 | Marktgetriebenes Laden | 60 |
| 3.5.1 | Motivation | 60 |
| 3.5.2 | Untersuchungsansatz | 61 |
| 3.5.3 | Lastgänge im Beispielnetz | 64 |
| 3.5.4 | Erkenntnisse basierend auf der Modellierung am Beispielnetz..... | 66 |
| 3.5.5 | Gleichzeitigkeitsfaktoren und durchschnittliche Tageslastgänge..... | 66 |
| 3.5.6 | Beeinflussung des Nutzverhaltens und bidirektionales Laden..... | 67 |
| 4 | Öffentliche Ladepunkte und Profilformen..... | 69 |
| 4.1 | Messkampagne an repräsentativen Ladesäulen..... | 69 |
| 4.2 | Analyse der Ladevorgänge | 71 |
| 4.2.1 | Untersuchungsmethode | 71 |
| 4.2.2 | Kategorisierung der Ladevorgänge nach Ladeleistung..... | 73 |
| 4.2.3 | Vergleich allgemeiner Kennzahlen..... | 74 |
| 4.2.4 | Wahrscheinlichkeitsverteilung der Startzeitpunkte | 78 |
| 4.2.5 | Probabilistische Verteilungen für die Modellierung | 78 |
| 4.3 | Profilformen und weitere Einflussfaktoren..... | 80 |
| 4.3.1 | Profilformen gemessener Ladevorgänge..... | 80 |
| 4.3.2 | Weitere Einflussfaktoren auf das Ladeverhalten | 84 |
| 4.4 | Gleichzeitigkeitsfaktoren und durchschnittliche Tageslastgänge | 85 |
| 4.4.1 | Aufbereitung der Eingangsdaten | 85 |
| 4.4.2 | Unterschiedliche Ladeorte | 86 |
| 4.4.3 | Unterschiedliche Wochentage und Auslastungen..... | 87 |
| 5 | Auswirkungen auf Niederspannungsnetze..... | 89 |
| 5.1 | Untersuchungsmethode | 89 |
| 5.1.1 | Standortanalyse und Anschluss der Ladepunkte im Netz..... | 90 |
| 5.1.2 | Lastgangerstellung | 92 |
| 5.1.3 | Netzberechnung..... | 93 |

| | | |
|----------|---|------------|
| 5.1.4 | Ergebnisauswertung..... | 93 |
| 5.2 | Simulationsergebnisse an repräsentativen Netzen..... | 94 |
| 5.2.1 | Exemplarische Lastgänge..... | 94 |
| 5.2.2 | Vergleich der Netze und Szenarien..... | 96 |
| 5.2.3 | Abhängigkeiten und Verallgemeinerungen..... | 100 |
| 5.3 | Netzverluste..... | 102 |
| 6 | Auswirkungen auf Mittelspannungsnetze..... | 105 |
| 6.1 | Untersuchungsmethode..... | 105 |
| 6.1.1 | Standortanalyse..... | 106 |
| 6.1.2 | Lastgangerstellung..... | 106 |
| 6.1.3 | Netzberechnung..... | 107 |
| 6.1.4 | Ergebnisauswertung..... | 108 |
| 6.2 | Simulationsergebnisse an repräsentativen Netzen..... | 108 |
| 6.2.1 | Exemplarische Lastgänge..... | 108 |
| 6.2.2 | Vergleich der Netze und Szenarien..... | 110 |
| 6.2.3 | Abhängigkeiten und Verallgemeinerung..... | 112 |
| 6.2.4 | Schaltzustände im (n-1)-Fall..... | 112 |
| 6.3 | Validierung der vereinfachten Modellierung..... | 114 |
| 6.4 | Zusammenhänge zwischen Stations- und Abgangslasten..... | 117 |
| 7 | Diskussion und Ausblick..... | 121 |
| 7.1 | Diskussion der Forschungsfragen..... | 121 |
| 7.1.1 | Forschungsfrage 1..... | 121 |
| 7.1.2 | Forschungsfrage 2..... | 122 |
| 7.1.3 | Forschungsfrage 3..... | 124 |
| 7.2 | Übertragbarkeit auf andere Städte..... | 126 |
| 7.2.1 | Modellierung der Ladepunkte..... | 126 |
| 7.2.2 | Simulationsergebnisse an Nieder- und Mittelspannungsnetzen..... | 127 |
| 7.2.3 | Untersuchungsmethode..... | 130 |
| 7.3 | Ausblick auf weiterführende Forschungsaktivitäten..... | 130 |
| 7.3.1 | Detaillierte Untersuchungen am gesamten Netzbestand..... | 130 |

| | | |
|----------|--|-------------|
| 7.3.2 | Wärmewende mit Wärmepumpen..... | 131 |
| 7.3.3 | Untersuchung von Integrationsmaßnahmen | 132 |
| 7.3.4 | Zukünftige Randbedingungen und Anforderungen..... | 134 |
| A | Anhang..... | 137 |
| A.1 | Vergleich vorangegangener Arbeiten | 137 |
| A.2 | Versorgungsaufgabe der Nieder- und Mittelspannungsnetze..... | 139 |
| A.3 | Durchdringung mit Wärmepumpen in Wohngebäuden..... | 140 |
| A.4 | Durchdringung mit Wärmepumpen in Gewerbegebäuden..... | 141 |
| A.5 | Annahmen zum Tagesenergiebedarf | 141 |
| A.6 | Ladewahrscheinlichkeit und Ladeenergie | 142 |
| A.7 | Analyse der Residuallasten im Jahr 2040..... | 142 |
| A.8 | Marktgetriebenes Laden am Arbeitsplatz..... | 143 |
| A.9 | Verändertes Mobilitätsverhalten während des Messzeitraums..... | 143 |
| | Literaturverzeichnis..... | 145 |
| | Eigene Veröffentlichungen | 157 |
| | Studentische Arbeiten..... | 159 |
| | Abbildungsverzeichnis | XVII |
| | Tabellenverzeichnis | XXI |

Abkürzungsverzeichnis

| | |
|-----------------|---|
| AC | Wechselstrom (Englisch: Alternating Current) |
| AG | Allgemeine Grünfläche (Flächennutzungsplan) |
| BEV | Batterieelektrisches Fahrzeug (Englisch: Battery Electric Vehicle) |
| COP | Coefficient of Performance (von Wärmepumpen) |
| $\cos(\varphi)$ | Wirkleistungsfaktor |
| DC | Gleichstrom (Englisch: Direct Current) |
| DD_{wp} | Durchdringung mit Wärmepumpen |
| DLM | Dynamisches Lastmanagement |
| E | Energie |
| EnWG | Energiewirtschaftsgesetz |
| E_{Tag} | Tagesenergiebedarf |
| E_{th} | Jahresenergiebedarf für Wärme |
| EVU | Energieversorgungsunternehmen |
| E2G | E-Motion-to-Grid (Forschungsprojekt) |
| GB | Gemeinbedarfsfläche (Flächennutzungsplan) |
| GE | Gewerbegebiet (Flächennutzungsplan) |
| GZF | Gleichzeitigkeitsfaktor |
| I | Strom |
| I_{max} | Maximaler Strom |
| $I_{max,DLM}$ | Bezugsgröße für maximalen Strom am Netzanschluss bei dynamischem Lastmanagement |
| I_n | Nennstrom |
| $I_{n,erde}$ | Nennstrom von in Erde verlegten Kabeln |
| IQR | Interquartilsabstand (Englisch: Interquartile range) |
| I_{si} | Nennstrom der Sicherung am Netzanschluss |
| KDE | Kerndichteschätzung (Englisch: Kernel Density Estimation) |
| Ku | Kundenparkplatz (Ladesäulenstandort) |
| k_v | Volllastfaktor des Ladevorgangs |
| $k(\vartheta)$ | Temperaturkoeffizient |
| l_{gesamt} | Gesamte Leitungslänge |

| | |
|-----------------------------|--|
| $l_{\text{überlastet}}$ | Leitungslänge, die überlastet ist |
| MiD2017 | Studie Mobilität in Deutschland 2017 |
| Mio. t CO ₂ -Äq. | Millionen Tonnen CO ₂ -Äquivalente |
| MK | Kerngebiet (Flächennutzungsplan) |
| n | Anzahl |
| $n_{\text{bew,bb}}$ | Anzahl Bewohner je Baublock |
| $n_{\text{bew,na}}$ | Anzahl Bewohner je Netzanschluss |
| $n_{\text{betroffen}}$ | Anzahl der Netzknoten die von Spannungsbandverletzungen betroffen sind |
| n_{gesamt} | Anzahl aller Netzknoten |
| $n_{\text{hh,ges}}$ | Anzahl aller Haushalte im betrachteten Netz |
| $n_{\text{hh,wp}}$ | Anzahl Haushalte, die mit Wärmepumpen heizen |
| n_{iter} | Anzahl der Iterationen |
| n_{lp} | Anzahl der Ladepunkte |
| n_{lv} | Anzahl der Ladevorgänge |
| $n_{\text{pkw,priv}}$ | Anzahl privat zugelassener PKWs im Versorgungsgebiet |
| $n_{\text{pkw,sonst}}$ | Anzahl sonstiger PKWs mit möglichem Ladebedarf: Berücksichtigung von z. B. Car-Sharing und Dienstwagen |
| $n_{\text{stp,frei}}$ | Anzahl privater Stellplätze im Freien |
| $n_{\text{stp,str}}$ | Anzahl öffentlicher Stellplätze am Straßenrand |
| $n_{\text{stp,tg}}$ | Anzahl Tiefgaragen-Heimstellplätze im Versorgungsgebiet |
| $n_{\text{we,bb}}$ | Anzahl Wohneinheiten je Baublock |
| $n_{\text{we,na}}$ | Anzahl Wohneinheiten je Netzanschluss |
| LKW | Lastkraftwagen |
| LV | Ladevorgang |
| ÖPNV | Öffentlicher Personennahverkehr |
| P | Wirkleistung |
| $P_{\text{bezug,ms}}$ | Wirkleistungsbezug aus dem Mittelspannungsnetz |
| $P_{\text{el,hh,wp}}$ | Elektrische Leistung je Haushalt mit Wärmepumpe |
| PF | Profilmfaktor |
| PKW | Personenkraftwagen |
| $P_{\text{dtlg}}(t)$ | Durchschnittlicher Tageslastgang |
| P_{max} | Maximale Leistung |
| $P_{\text{max,all,iter}}$ | Spitzenlast aus allen betrachteten Iterationen |
| P_{n} | Nennleistung |
| P_{sum} | Summe der Wirkleistung |

| | |
|----------------------------|---|
| $P_{\text{sum,el,wp}}$ | Summe der elektrischen Leistung aller Wärmepumpen im Netz |
| $P_{\text{th,hh,wp}}$ | Thermische Heizleistung je Haushalt mit Wärmepumpe (Normheizlast) |
| PuBStadt | Planungs- und Betriebsgrundsätze für städtische Netze (Forschungsprojekt) |
| $P_{\text{verluste,ns}}$ | Verluste im Niederspannungsnetz |
| Q | Bindleistung |
| Q_1 | 1. Quartil (Boxplot) |
| Q_3 | 3. Quartil (Boxplot) |
| s | Tagesgesamstrecke |
| SLV | Spitzenlastverhältnis |
| SO | Sondergebiet-Gewerbe (Flächennutzungsplan) |
| $S_{\text{ons,dtlg,i}}$ | Lastgang einer Ortsnetzstation als durchschnittlicher Tageslastgang |
| $S_{\text{ons,dtlg,sum}}$ | Summenlastgang der ausgewählten Ortsnetzstationen als durchschnittlicher Tageslastgang |
| $S_{\text{ons,stoch,i}}$ | Lastgang einer Ortsnetzstation aus dem stochastischen Simulationsmodell |
| $S_{\text{ons,stoch,sum}}$ | Summenlastgang der ausgewählten Ortsnetzstationen aus dem stochastischen Simulationsmodell |
| Ta | Tankstellengelände (Ladesäulenstandort) |
| t_{start} | Startzeitpunkt |
| T_{voll} | Volllast- oder Vollbenutzungsstunden der Wärmepumpe |
| U | Spannung |
| U_{min} | Minimale Knotenspannung |
| U_n | Nennspannung |
| v | Geschwindigkeit |
| WA | Allgemeines Wohngebiet (Flächennutzungsplan) |
| WB | Besonderes Wohngebiet (Flächennutzungsplan) |
| WR | Reines Wohngebiet (Flächennutzungsplan) |
| W | Wohnbaufläche (Flächennutzungsplan) |
| ΔI_{res} | Reserve zwischen dem Sicherungswert am Netzanschluss und der maximalen Belastung bei dynamischem Lastmanagement |
| Δt | Ladedauer des Ladevorgangs (mit Energiebezug) |
| ϑ | Temperatur |
| μ | Arithmetischer Mittelwert |
| (n-1)-Fall | Ausfall von einem Betriebsmittel im Netz |

1 Einleitung

1.1 Hintergrund der Arbeit

1.1.1 Klimawandel und Maßnahmen

Mit dem Pariser Klimaabkommen vom 12.12.2015 beschlossen 195 Staaten, den Klimawandel einzudämmen und die Weltwirtschaft klimafreundlich umzugestalten. Das Abkommen sieht vor, den weltweiten Temperaturanstieg im Vergleich zum vorindustriellen Zeitalter möglichst unter 1,5 °C und deutlich unter 2 °C zu beschränken. Zum Erreichen der Ziele dürfen somit ab dem Jahr 2050 nicht mehr klimaschädliche Gase ausgestoßen werden, als der Atmosphäre durch sogenannte Kohlenstoffsinken wie zum Beispiel Wälder entzogen werden. [BUN22b] Basierend auf dem weltweiten Klimaabkommen von Paris will die Europäische Union mit dem „European Green Deal“ zum Vorreiter im Kampf um mehr Klimaschutz und Nachhaltigkeit werden. Als Zwischenziel sollen demnach bis zum Jahr 2030 in der Europäischen Union die Treibhausgasemissionen um 55 % gesenkt werden. Zum Erreichen des Zwischenziels wurde im Juli 2021 das Maßnahmenpaket „Fit for 55“ veröffentlicht, das sich stark auf erneuerbare Energien und den Verkehrssektor fokussiert. Darin enthalten ist auch eine Verordnung über CO₂-Normen für Personenkraftwagen (PKW) und leichte Nutzfahrzeuge, welche in der Praxis ein Verkaufsverbot für Verbrennungsmotoren ab dem Jahr 2035 bedeutet. [EUR22]

In Deutschland trat am 31.08.2021 die letzte Gesetzesnovelle des Klimaschutzgesetzes in Kraft. Die Klimaneutralität soll demnach bereits 2045 in Deutschland erreicht sein und die Treibhausgasemissionen bis 2030 um 65 % in Bezug auf das Jahr 1990 gesenkt werden. [BUN22f] Die Bundesregierung beschreibt deshalb in ihrem Koalitionsvertrag vom 07.12.2021 ambitionierte Ziele beim Ausbau unterschiedlicher erneuerbarer Energien sowie die zunehmende Elektrifizierung des Verkehrs- und Gebäudewärmesektors. Konkret sollen zum Beispiel bis zum Jahr 2030 in Deutschland 200 GW Photovoltaikerzeugungskapazität und mindestens 15 Millionen Elektro-PKW vorzufinden sein, wobei Ende 2022 die installierte Erzeugungsleistung von Photovoltaikanlagen bei 67 GW [BUN23b] und die Anzahl der Elektro-PKW (ohne Hybride) bei knapp über einer Million Fahrzeugen [BUN23a] lag. [SOZ21] Bis zum Erreichen der Klimaziele ist Deutschland stark abhängig von der Belieferung fossiler Energieträger aus anderen Ländern. Spätestens seit dem Jahr 2022 mit extremen Preissteigerungen für fossile Energieträger durch internationale Kon-

flikte verstärkt sich das Streben nach zeitnaher Unabhängigkeit. Die Erzeugung elektrischer Energie aus lokalen erneuerbaren Quellen ist aktuell die vielversprechendste Lösung für die Unabhängigkeit von fossilen Energieträgern und zur Einsparung von Treibhausgasemissionen. Einen möglichen Weg zur Energieunabhängigkeit und Klimaneutralität beschreibt die Studie „Klimaneutrales Deutschland 2045“ [PRO21], worauf sich die Beschreibungen in den nachfolgenden Abschnitten stützen. So gibt es laut [PRO21] Einsparungspotentiale von insgesamt 858 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente (Mio. t CO₂-Äq.) für das Jahr 2045 gegenüber dem Vergleichsjahr 2018 in Deutschland. Die Einsparpotentiale sind den Branchen Energiewirtschaft, Industrie, Verkehr, Gebäude, Landwirtschaft, Abfall und dem zusätzlichen Entzug von Treibhausgasen aus der Atmosphäre zuzuordnen.

1.1.2 Verkehrswende durch Elektromobilität

Der Verkehrssektor hat in Deutschland laut [PRO21] mit 19 % (166 Mio. t CO₂-Äq. pro Jahr) den drittgrößten Anteil am gesamten Einsparpotential an Treibhausgasemissionen nach der Energiewirtschaft mit 35 % und der Industrie mit 21 %. Die Einsparungen im Verkehr verteilen sich auf die Maßnahmen Mobilitätsverhalten (19 %), Technologien PKW (48 %), Technologien Lastkraftwagen (LKWs) (25 %) und Verlagerung auf Schienengüterverkehr (7 %). Das Mobilitätsverhalten ändert sich von vielen privat genutzten PKWs zu mehr öffentlichem Verkehr, Radverkehr, Fußverkehr und die gleichzeitige Nutzung von Fahrzeugen über Sharing-Angebote. Für den Fahrzeugbestand der PKWs und LKWs im Jahr 2016 mit fast 100 % Verbrennungsmotoren (hauptsächlich Diesel und Benzin) wird ein Wandel zu 100 % elektrischen Antrieben im Jahr 2045 erwartet. Es wird davon ausgegangen, dass die batterieelektrischen Fahrzeuge auf Grund hoher Effizienz bei PKWs mit einem Anteil von 92 % und bei LKWs mit 91 % den Fahrzeugbestand in 2045 dominieren. Alle anderen PKWs und LKWs im zukünftigen Bestand sind gemäß der Prognosen Brennstoffzellen- und Hybridfahrzeuge. Die Verlagerung des Straßengüterverkehrs auf den Schienengüterverkehr ermöglicht ebenfalls einen Umstieg zur Elektromobilität durch den bereits hohen Elektrifizierungsgrad des Eisenbahnverkehrs. Im internationalen Verkehr mit Seeschifffahrt und Luftverkehr werden fossile Kraftstoffe durch strombasierte synthetische Kraftstoffe ersetzt. [PRO21] Für die Beschaffung neuer Busse, die im öffentlichen Personennahverkehr (ÖPNV) eingesetzt werden, müssen Verkehrsunternehmen die EU-Richtlinie „Clean Vehicles Directive“ beachten: Zwischen August 2021 und dem Jahr 2025 müssen mindestens 45 % sowie von 2026 bis 2030 mindestens 65 % „saubere“ Neufahrzeuge beschafft werden. Mindestens die Hälfte der „sauberen“ Busse muss „emissionsfrei“ sein, die restlichen zum Beispiel Plug-In-Hybride. Der Busbestand für den deutschen ÖPNV liegt Ende 2021 bei etwa 54.000 Fahrzeugen, wovon 1.263 einen elektrischen Antrieb mit Batterie, Brennstoffzelle, Oberleitung oder Hybridtechnologie besitzen. Die batterieelektrischen Busse haben aktuell einen Anteil an den Elektrobussen von 84 % und laut Prognosen für das Jahr 2030 einen Anteil von 88 %. [ROH22]

1.1.3 Systemintegration von Elektrofahrzeugen

Die unterschiedlichen Elektrofahrzeugtypen und Technologien sind für die Beladung oder Betankung in das entsprechende Energiesystem und die geeignete Netzebene zu integrieren. Je nach Technologie kann die elektrische Energie aus erneuerbaren Quellen wie Wind und Sonne direkt verwendet werden oder muss in zusätzlichen Umwandlungsprozessen in die entsprechende Energieform gebracht werden. Zusätzlich kann zur Überbrückung der zeitlichen Verschiebung von Erzeugung und Verbrauch eine Zwischenspeicherung erfolgen. Tabelle 1-1 zeigt eine Gegenüberstellung der Fahrzeugtypen mit der zu erwartenden dominierenden Fahrzeugtechnologie aus Abschnitt 1.1.2 und dem zugehörigen Energiesystem. Der Beladungs- oder Betankungsort bedingt die geeignete Systemebene für den Anschluss und ist in Anlehnung an [AGO19] zugeordnet.

Tabelle 1-1: Systemintegration der unterschiedlichen Fahrzeugtypen basierend auf den aktuell zu erwartenden dominierenden Fahrzeugtechnologien

| Fahrzeugtyp | Fahrzeugtechnologie | Betankungs- o. Beladungsort | Energiesystem | Anschluss in Systemebene |
|-----------------|-----------------------------------|------------------------------|-----------------------------|-------------------------------------|
| Schiff | z. B. Gasturbine, Brennstoffzelle | Hafen | Gasnetz (u. a. Wasserstoff) | Hoch- oder Mittel- druck |
| Flugzeug | z. B. Gasturbine, Brennstoffzelle | Flughafen | Gasnetz (u. a. Wasserstoff) | Hoch- oder Mittel- druck |
| Zug | Elektrisch (direkt) | Oberleitung o. Stromschiene | Stromnetz | Hochspannungs- netz, Umspannwerk |
| LKW | Batterie | Depot, Rastplatz | Stromnetz | Umspannwerk, Mittelspannungsnetz |
| Bus | Batterie | Depot, (Haltestelle) | Stromnetz | Umspannwerk, Mittelspannungsnetz |
| PKW | Batterie | Zu Hause, Arbeit, öffentlich | Stromnetz | Nieder- und Mittelspannungsnetz |

Schiffe und Flugzeuge werden in Häfen oder Flughäfen mit synthetischem Methan oder grünem Wasserstoff betankt [PRO21]. Der Anschluss erfolgt somit an Netzknoten im Deutschen Fernleitungsnetz oder ähnlicher Gasinfrastruktur mit großen Anschlusskapazitäten an wenigen Orten in Deutschland. Die Zukunftsplanung für das Deutsche Fernleitungsnetz erfolgt im Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 [VON22]. Züge werden über Oberleitungen oder Stromschienen aus dem Stromnetz gespeist. Die dafür notwendigen Um- und Gleichrichterwerke sind an Umspannwerke oder das lokale Hochspannungsnetz angebunden. Die Fahrzeugbatterien von LKWs und Bussen werden primär an Depots oder Rastplätzen geladen, die je nach Größe an Umspannwerke oder das Mittelspannungsnetz angebunden werden. Eine Zwischenladung an Bushaltestellen findet in Deutschland bisher bei 32 % der eingesetzten Busse statt [ROH22]. LKWs könnten über Oberleitungen auf Autobahnen oder bei der Be- und Entladung der Fracht abseits des Depots zusätzlich

zwischen geladen werden. Auf Grund hoher Kosten für den Bau und die Netzintegration von Oberleitungen und Hochleistungsladepunkten ist die zukünftige Entwicklung der Zwischenladung von Bussen und LKWs fraglich. [PLÖ21] Batterieelektrische PKWs (BEVs) können auf Grund langer Standzeit mit geringem Aufwand an fast jedem Ort mit Zugang zum Stromnetz geladen werden. Abhängig von den Bedürfnissen der Besitzer und dem Parkplatzangebot, laden BEVs bereits heute zu Hause, während der Arbeit oder an öffentlichen Ladepunkten. Die Ladepunkte für BEVs werden meist auf Grund geringer Ladeleistungen im Niederspannungsnetz integriert. Häufig ist die Integration privater Ladepunkte in die bestehende Hausinstallation ohne großen Aufwand möglich [VBE22]. Die Zusatzbelastung durch Elektromobilität und der Ausbaubedarf für das deutsche Übertragungsnetz wird im Netzentwicklungsplan Strom berücksichtigt. Der Szenariorahmen aus dem Jahr 2022 erstreckt sich bis zum Jahr 2045 mit 37,3 Millionen Elektrofahrzeugen [BUN22h].

1.1.4 Zukunftsplanung und Herausforderungen im Verteilnetz

Der Netzentwicklungsplan Strom berücksichtigt zwar den Ausbaubedarf im deutschen Übertragungsnetz, nicht aber die unterlagerten Verteilnetze. Die Verteilnetze werden laut Marktstammdatenregister im September 2022 von 926 Netzbetreibern bereitgestellt [BUN22g] und decken je nach Größe der Netzgebiete die Netzebenen Hoch-, Mittel- und Niederspannung ab. Die Netzbetreiber sind für die Zukunftsplanung ihrer Verteilnetze selbst verantwortlich und beschäftigen sich je nach Netzebene und strukturellen Gegebenheiten mit ähnlichen Herausforderungen. Die Zukunftsplanung von Hochspannungsnetzen ist nur bedingt verallgemeinerbar, da sie stark von strukturellen Gegebenheiten wie Bebauungsdichte sowie Standorten von zum Beispiel Industrie, Großkraftwerken, Wind- und Photovoltaikparks beeinflusst ist. In Mittel- und Niederspannungsnetzen sind bei Berücksichtigung der Bebauungsstrukturen Verallgemeinerungen auf Grund ähnlicher Netzstrukturen möglich. In die beiden Netzebenen ist laut Tabelle 1-1 vor allem die Ladeinfrastruktur für BEVs zu integrieren, da alle anderen Fahrzeugtypen auf Grund höherer Anschlussleistungen von den überlagerten Netzebenen versorgt werden. Der Fokus im weiteren Verlauf der Arbeit richtet sich deshalb auf die Netzintegration von BEVs in Nieder- und Mittelspannungsnetze in Deutschland.

1.2 Stand der Technik

In den nachfolgenden Abschnitten wird der aktuelle Stand der Technik für BEVs bei Ladetechnologie, Netzanschluss sowie Steuerung durch Netz- und Ladesäulenbetreiber beschrieben. Werden nachfolgend Kundenanlagen thematisiert, so bezieht sich die Bezeichnung auf private elektrische Anlagen, die über einen Netzanschluss an das öffentliche Verteilnetz angebunden sind.

1.2.1 Ladetechnologien

Im März 2023 gab es laut [EVD23] weltweit eine Anzahl von etwa 240 unterschiedlichen BEV-Modellen. Sie unterscheiden sich wie konventionelle Fahrzeuge zum Beispiel in Karosserieform, Reichweite und Verbrauch. Die bekanntesten Ladetechnologien sind das Wechselstrom- (AC) und Gleichstromladen (DC). AC-Laden findet typischerweise mit Ladeleistungen zwischen 3,7 kW und 22 kW statt, woraus eine Ladedauer von einigen Stunden resultieren kann. Die Ladedauer kann durch das DC-Laden mit Ladeleistungen von bis zu 350 kW auf einige Minuten reduziert werden. Die meisten BEVs verfügen sowohl über die AC- als auch die DC-Ladetechnologie und können somit abhängig vom genutzten Ladestationstyp zum Einsatz kommen. Induktives Laden von BEVs ist im Jahr 2022 noch in der Entwicklungsphase, weshalb die meisten BEV-Modelle nicht über diese Technologie verfügen. Bidirektionales Laden mit BEVs, bei dem neben dem Energiebezug auch eine Rückspeisung möglich ist, ist im Jahr 2022 ebenfalls noch in der Entwicklung. Die Marktreife wird zuerst bei der Anwendung der Vehicle-to-Home Technologie erwartet, weil dafür kein zwischengeschalteter Anbieter notwendig ist. [DEU21] Durch Vehicle-to-Home wird eine Reduzierung des Leistungsbezugs aus dem Verteilnetz erreicht, aber eine Rückspeisung in das Verteilnetz mit dem BEV ist bei Vehicle-to-Home nicht zulässig [NAT20a].

1.2.2 Netzanschluss

Die Anwendungsregel VDE-AR-N 4100 [VDE19] beschreibt die wesentlichen Anforderungen beim Anschluss von Kundenanlagen (z. B. Einfamilienhaus) an das Niederspannungsnetz. Die Inhalte beziehen sich unter anderem auf die Errichtung des Netzanschlusses und Betriebsanforderungen von Verbrauchs-, Erzeugungs- und Speicheranlagen. An Ladeeinrichtungen von BEVs werden außerdem spezielle Anforderungen gestellt, die sich abhängig von der Ladeleistung und Ladetechnologie unterscheiden können. Die wichtigsten Anforderungen für alle Ladeeinrichtungen innerhalb und außerhalb von Gebäuden sind nachfolgend aufgelistet:

- Jede Ladeeinrichtung für BEVs muss beim Netzbetreiber angemeldet werden
- Der Blindleistungsbezug muss entsprechend niedrig sein, um definierte Wirkleistungsfaktoren $\cos(\varphi)$ einzuhalten (z. B. bei Nennleistung: $\cos(\varphi) \geq 0,95$)
- Ladeeinrichtungen für BEVs müssen bei Energielieferung die Anforderungen der dynamischen Netzstützung nach VDE-AR-N 4105 [VDE18d] erfüllen

Zusätzliche Anforderungen für Ladepunkte mit einer Bemessungsleistung > 12 kVA:

- Genehmigung der Ladeeinrichtung durch den Netzbetreiber innerhalb von drei Monaten (Zeit für Netzbetreiber zur Netzverträglichkeitsprüfung)
- Möglichkeit zur Wirkleistungssteuerung und Abschaltung durch Netzbetreiber

Zusätzliche Anforderungen für Ladepunkte mit einer Bemessungsleistung > 12 kVA sowie bei DC- und induktiven Ladeeinrichtungen (zukünftig angedacht für alle > 12 kVA):

- Blindleistungsstellfähigkeit mit $Q(U)$ -Kennlinie, $\cos(\varphi)(P)$ -Kennlinie oder einem definierten Wirkleistungsfaktor $\cos(\varphi)$ zwischen 0,9 induktiv und 0,9 kapazitiv
- Regelbarkeit der Wirkleistung bei Über- und Unterfrequenz

Außerdem ist die Anwendungsregel VDE-AR-N 4110 [VDE18b] zu berücksichtigen, welche sich auf den Anschluss von Kundenanlagen im Mittelspannungsnetz bezieht. Sie enthält ähnliche Anforderungen wie die VDE-AR-N 4100 [VDE19].

1.2.3 Steuerung der Ladeinfrastruktur durch den Netzbetreiber

Neben den in Abschnitt 1.2.2 genannten Anforderungen der Steuerung können Ladeeinrichtungen für BEVs auf Wunsch des Ladepunktbetreibers gemäß § 14a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) [BUN05a] als steuerbare Verbrauchseinrichtungen betrieben werden. Der Netzbetreiber darf demnach abhängig vom Netzzustand die Ladeleistung an der Ladeeinrichtung beeinflussen. Im Gegenzug erhält der Betreiber der Ladeinfrastruktur vergünstigte Netzentgelte und spart sich dadurch Kosten. Die Teilnahme als steuerbare Verbrauchseinrichtung ist aktuell freiwillig. Der Gesetzesentwurf des § 14a EnWG vom 22.10.2020 [BUN20] hat eine verpflichtende Teilnahme aller steuerbaren Verbrauchseinrichtung vorgesehen. Dieser wurde aber auf Grund von Kritik aus unterschiedlichen Branchen und Institutionen zurückgezogen. Die Überarbeitung des § 14a EnWG begann mit der am 08.07.2022 beschlossenen Gesetzesnovelle des Energiewirtschaftsgesetzes. Die Bundesnetzagentur wurde dabei zur Ausgestaltung des Gesetzes beauftragt [DEU22]. Am 24.11.2022 wurde das Festlegungsverfahren mit einem Vorschlag zur öffentlichen Konsultation eröffnet [BUN22d].

1.2.4 Steuerung der Ladeinfrastruktur durch den Ladesäulenbetreiber

Die Steuerung von Ladeinfrastruktur durch den Betreiber ermöglicht die Optimierung der Ladegesamtkosten für BEVs und lässt sich in die Bereiche Eigenverbrauchsoptimierung, marktgetriebenes Laden und Spitzenlastmanagement aufteilen.

Eigenverbrauchsoptimierung: Die aktuell häufigste Anwendung zur Steuerung von Ladepunkten findet im Zusammenhang mit Home-Energy-Management statt. Home-Energy-Management Systeme werden häufig in Einfamilienhäusern mit Photovoltaikanlagen verwendet, um den Eigenverbrauch und dadurch die Energiekosten zu optimieren. Das Home-Energy-Management verschiebt Ladevorgänge in Zeiträume mit hoher Photovoltaikeinspeisung. Analog zur Heimanwendung kann die Optimierung auch bei Gewerbebetrieben erfolgen. [TÜV22]

Marktgetriebenes Laden: Die einfachste Form des marktgetriebenen Ladens kann mit Hoch- und Niedertarif umgesetzt werden, wie es aus der Vergangenheit bei Nachtspeicherheizungen der Fall ist. BEVs werden somit im Niedertarifzeitfenster in den Nachtstunden geladen. Mehr zeitliche Flexibilität und höhere Preisanreize bieten dynamische Strompreise, die typischerweise den Preisverläufen der Strombörse folgen. Der Preis pro Kilowattstunde kann sich je nach Vertrag viertelstündlich oder stündlich ändern und die BEVs werden bevorzugt in den Preistälern geladen. Auf einem ähnlichen Prinzip basieren auch Ladetarife, wobei hier die Steuerung durch den Stromanbieter übernommen wird, der die Rolle eines Aggregators einnimmt. Der Aggregator versucht eine große Anzahl von BEVs möglichst gewinnbringend durch günstige Börsenstrompreise oder andere Systemdienstleistungen zu laden und bietet dafür seinen Kunden statische Ladetarife, die günstiger als herkömmliche Haushaltsstromtarife sind. [TÜV22] Während Ladetarife bereits heute ohne großen Aufwand genutzt werden können, sind dynamische Stromtarife eher weniger verbreitet.

Spitzenlastmanagement: Bei größeren Ansammlungen von Ladepunkten an einem Netzanschluss, wie sie in privaten Tiefgaragen vorzufinden sind, wird außerdem ein Lastmanagement eingesetzt, das die Überlastung des Netzanschlusses verhindert. Durch die Reduzierung der Ladeleistung oder die Verzögerung des Ladestarts können Lastspitzen vermieden und auch Kosten durch den vermiedenen Netzausbau gespart werden. Bei besonders großen Kundenanlagen mit mehr als 100.000 kWh Jahresverbrauch können außerdem Netzentgelte eingespart werden. [TÜV22]

1.3 Vorangegangene Arbeiten zum Thema

Eine Metastudie aus dem Jahr 2018 [VEN18] gibt einen Überblick über vorangegangenen Arbeiten und zeigt, dass detaillierte Untersuchungen zur Netzintegration von BEVs etwa ab dem Jahr 2010 durchgeführt wurden. Der Fokus im Zeitraum zwischen 2010 und 2018 richtete sich hauptsächlich auf das ungesteuerte Heimpladen in städtischen Niederspannungsnetzen mit Szenarien bis zum Jahr 2030. In aktuelleren Studien werden unterschiedliche Ladeorte und das gesteuerte Laden betrachtet. Auch wenn die vorangegangenen Studien sehr ähnlich erscheinen, gibt es große Unterschiede, die vor allem auf die unterschiedlichen Eingangsdaten und Untersuchungsmethoden zurückzuführen sind. In Tabelle A-1 (Anhang) werden ausgewählte Studien hinsichtlich der nachfolgenden Kriterien verglichen: Betrachtete Netze, Modellierungsart, Szenarien, Ladeorte und Ladestrategien. Da die vollständige Untersuchung von Verteilnetzen wegen hunderter oder tausender einzelner Teilnetze in der Nieder- und Mittelspannungsebene mit großem Modellierungsaufwand verbunden ist, werden meist Typ- oder Beispielnetze untersucht. In [WIN21] wird die größte Anzahl an Beispielnetzen über die Ebenen Nieder- (20 Netze), Mittel- (11 Netzgebiete) und Hochspannung (5 Netze) betrachtet. Bei der Modellierung ist zwischen der Methodik mit Gleichzeitigkeitsfaktoren und

Zeitreihensimulationen bei unterschiedlicher Auflösung und Anzahl an betrachteten Tagen zu unterscheiden. Die Szenarien orientieren sich an einer Jahreszahl, Anzahl BEVs für ganz Deutschland oder einer Durchdringung mit BEVs. Die größte Anzahl unterschiedlicher Ladeorte, mit drei privaten und zwei öffentlichen für BEVs, ist in [AGO19] vorzufinden. Bereits im Jahr 2014 wurde zum Beispiel von [PRO14] gesteuertes Laden in Form einer $P(U)$ - und $Q(U)$ -Regelung, zeitverzögertes Laden sowie eine Art marktgetriebenes Laden an einem städtischen Niederspannungsnetz untersucht. Aus dem Vergleich in Tabelle A-1 werden die Unterschiede in den Untersuchungsansätzen der einzelnen Studien ersichtlich.

1.4 Zielsetzung und Aufbau der Arbeit

Exponentielles Wachstum von BEVs im Jahr 2023 und ambitionierte Zukunftsziele bis 2045 erhöhen den Druck auf die Verteilnetzbetreiber. Sie müssen leistungsfähige Netze zur Integration der Ladeinfrastruktur für BEVs zur Verfügung stellen. Eine vorausschauende Zukunftsplanung ist dabei unverzichtbar, denn Leitungen und Transformatoren, die heute verbaut werden, haben eine Nutzungsdauer von mindestens 40 Jahren [BUN05b] und müssen somit die Belastung beim Erreichen der prognostizierten Vollelektrifizierung mit BEVs im Jahr 2045 tragen. Die Elektrifizierung in anderen Branchen, wie dem Wärmesektor mit Wärmepumpen, erhöht die Netzbelastungen zusätzlich. Ein vorzeitiger Austausch der Betriebsmittel wegen Unterdimensionierung ist teuer und bindet Fachpersonal. Eine vorausschauende Netzplanung erfordert deshalb Planungshilfen für eine möglichst genaue Lastprognose. Durch verallgemeinerte Aussagen zur Aufnahmefähigkeit der Netze für BEVs können detaillierte Untersuchungen auf kritische Netzgebiete beschränkt werden.

1.4.1 Besondere Herausforderungen im städtischen Umfeld

Forschungsaktivitäten und Netzausbau haben in städtischen Verteilnetzen in der Vergangenheit kaum stattgefunden, da primär in ländlichen Verteilnetzen Handlungsdruck zur Integration von dezentralen Erzeugungsanlagen bestand. Mit der Elektrifizierung des Mobilitätssektors sind vor allem in städtischen Verteilnetzen besondere Herausforderungen zu erwarten:

- Große Ansammlungen von Parkplätzen mit Ladeinfrastruktur (z. B. Tiefgaragen) erhöhen die Lastdichte und verursachen hohe Spitzenlasten
- Erhöhter Bedarf an öffentlichen Ladepunkten im Stadtkern auf Grund von wenigen privaten PKW-Stellplätzen mit Lademöglichkeit
- Zusätzlicher Ladebedarf durch Berufspendler, die am Arbeitsplatz eine Lademöglichkeit haben
- Der Trend der Urbanisierung führt zur Nachverdichtung der Wohngebiete und damit zu konstant hohem PKW-Bestand trotz verändertem Mobilitätsverhalten

- Platzmangel und die daraus resultierenden aufwändigen Baumaßnahmen erfordern Alternativen zum konventionellen Netzausbau

Auf Grund der besonderen Herausforderungen im urbanen Raum richtet sich der Fokus der Arbeit auf städtische Verteilnetze. Aus der Zusammenarbeit mit dem Netzbetreiber der Stadt München, im Forschungsprojekt E-Motion-to-Grid [HOC22], stehen städtische Netzdaten für die Untersuchung zur Verfügung.

1.4.2 Forschungsfragen

Basierend auf dem Stand der Technik, den Erkenntnissen aus vorangegangenen Arbeiten (Tabelle A-1) und den genannten Herausforderungen im städtischen Verteilnetz werden die drei nachfolgenden Forschungsfragen für diese Arbeit formuliert:

Forschungsfrage 1: Wie unterscheidet sich das Ladeverhalten von BEVs an charakteristischen privaten, halböffentlichen und öffentlichen Ladepunkten im städtischen Umfeld?

Forschungsfrage 2: Welche Auswirkungen hat das ungesteuerte Laden von BEVs auf städtische Nieder- und Mittelspannungsnetze?

Forschungsfrage 3: Wie verändert sich die Netzbelastung durch gesteuertes Laden bei Spitzenlastmanagement am Netzanschluss und marktgetriebenes Laden?

1.4.3 Aufbau der Arbeit

Der Aufbau und die Inhalte der Arbeit orientieren sich an den Forschungsfragen aus Abschnitt 1.4.2 und sind in Abbildung 1-1 dargestellt. Als Grundlage für die Untersuchungen werden in Kapitel 2 der Aufbau und Betrieb von städtischen Verteilnetzen beschrieben sowie Elektromobilitätsszenarien definiert. In Kapitel 3 und 4 werden die Ladevorgänge von BEVs an privaten und öffentlichen Ladepunkten modelliert. Die Ergebnisse der Lastflusssimulationen in den untersuchten Nieder- und Mittelspannungsnetzen sind Kapitel 5 und 6 zu entnehmen. Kapitel 7 enthält die Diskussion der Forschungsfragen, die Übertragbarkeit auf andere Städte sowie einen Ausblick auf weiterführende Forschungsaktivitäten.

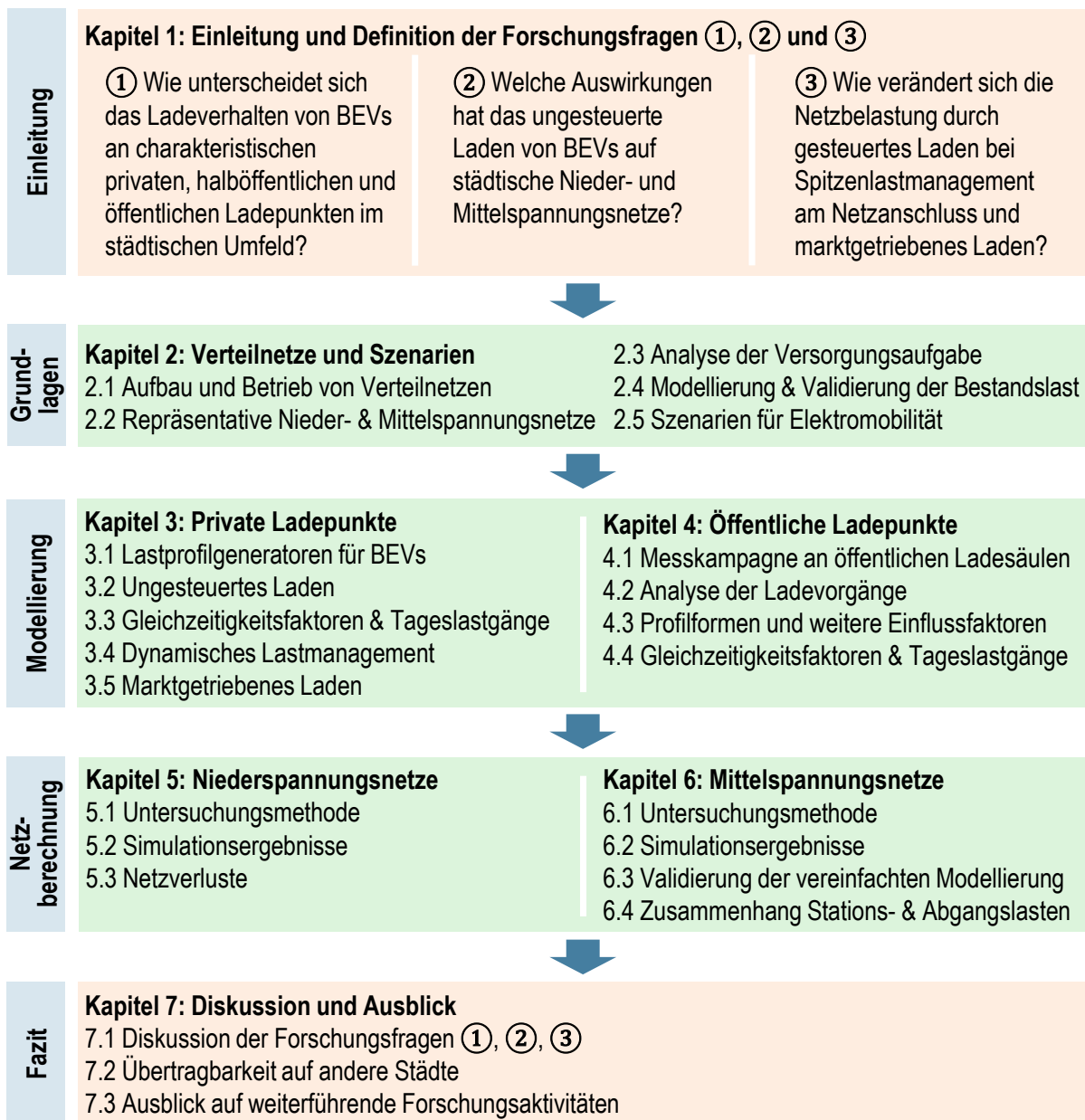


Abbildung 1-1: Aufbau der Arbeit

1.4.4 Neuer wissenschaftlicher Beitrag

Der neue wissenschaftliche Beitrag der Arbeit bezieht sich auf die nachfolgend genannten Themenfelder und steht im Vergleich zu den vorangegangenen Arbeiten aus Tabelle A-1.

Beispielnetze basierend auf städtischen Bebauungsstrukturen: Im Rahmen des Projektes E2G wurden basierend auf der Methode von [NIE23] 18 städtische Niederspannungsnetze und 15 städtische Mittelspannungsnetze für detaillierte Untersuchungen ausgewählt. Die in Abschnitt 2.2 beschriebenen repräsentativen Netze zeichnen sich durch ein zweistufiges Auswahlverfahren aus, das eine Zuordnung zur städtischen Bebauungsstruktur und den elektrischen Eigenschaften ermöglicht. So können die Simulationsergebnisse auf unterschiedliche Stadtgebiete und verschiedene topologische Ausprägungen

bezogen werden. Die ausgewählten Netze werden erstmals in dieser Arbeit und den begleitenden Veröffentlichungen [KRE23a] und [KRE23b] für Netzberechnungen verwendet. In [WIN21] werden ebenfalls Repräsentanten aus einer großen Anzahl von städtischen Netzen ausgewählt, wobei sich das Clusterverfahren auf topologische und elektrische Eigenschaften der Netze beschränkt.

Platzierung der Ladepunkte in den Beispielnetzen basierend auf der Parkplatzsituation:

Im Zuge der Definition der Versorgungsaufgabe für die Beispielnetze in Abschnitt 2.3 wird unter anderem die Parkplatzsituation bewertet. Die Analyse der Parkplatzsituation ermöglicht, besonders in städtischen Wohngebieten mit beschränktem privaten Parkraum, eine realitätsnahe Platzierung privater und öffentlicher Ladepunkte. In vorangegangenen Arbeiten wie [WIN21] und [STÖ14] wird meist eine pauschale Anzahl von privaten Ladepunkten je Gebäudetyp angenommen.

Analyse gemessener Ladeprofile verschiedener öffentlicher Ladesäulen: Grundlage für die Modellierung der öffentlichen Ladesäulen ist die in Abschnitt 4.1 beschriebene Messkampagne mit 32 Ladesäulen. Neben der Bestimmung von Kennzahlen je Ladevorgang, wie der maximalen Ladeleistung oder der geladenen Energie, werden in Abschnitt 4.3 die Einflüsse auf die gemessenen Ladeprofilformen untersucht.

Modellierung von ungesteuertem Laden für sieben charakteristische Ladeorte: Bei den charakteristischen Ladeorten wird zwischen privaten, halböffentlichen und öffentlichen Ladepunkten unterschieden. Die privaten Heim- und Arbeitsladepunkte werden in Abschnitt 3.2 basierend auf Mobilitätsdaten abgebildet. Für die Modellierung von halböffentlichen und öffentlichen Ladepunkten werden aus den Analysen der Messkampagne probabilistische Verteilungen in Abschnitt 4.2 abgeleitet. Damit können drei öffentliche Ladepunkttypen am Straßenrand von städtischen Kern-, Wohn- und Gewerbegebieten sowie zwei halböffentliche Ladepunkttypen an Tankstellen und Kundenparkplätzen abgebildet werden. In [AGO19] wird zwar eine ähnlich große Anzahl an charakteristischen Ladeorten berücksichtigt, die Modellierung aber nicht beschrieben.

Gleichzeitigkeitsfaktoren und durchschnittliche Tageslastgänge mit Spitzenlastverhältnis für BEVs: Aus den probabilistischen Verteilungen der sieben unterschiedlichen Ladeorte werden Gleichzeitigkeitsfaktoren und durchschnittliche Tageslastgänge in Abschnitt 3.3 und 4.4 generiert. Diese dienen als Planungswerkzeug in der Verteilnetzplanung. Gleichzeitigkeitsfaktoren und durchschnittliche Tageslastgänge in vorangegangenen Arbeiten beziehen sich meist auf private Heimpladepunkte [SAM18], [PRO14]. Das Spitzenlastverhältnis für die durchschnittlichen Tageslastgänge ist bisher nur in [PRO14] zu finden und ermöglicht eine Abschätzung zur Anwendbarkeit von durchschnittlichen Tageslastgängen.

Auswirkung von Spitzenlastmanagement mit BEVs auf die Netzbelastung: Das Spitzenlastmanagement wird als dynamisches Lastmanagement in Abschnitt 3.4 umgesetzt und bezieht sich auf die reale Netzanschlussgröße in den repräsentativen Netzen. In [SAM18] wird ein Spitzenlastmanagement am Netzanschluss eingesetzt, welches sich aber auf die Reduzierung der Einspeiseleistung von Photovoltaikanlagen und nicht auf die Reduzierung der Ladeleistung von BEVs bezieht.

Auswirkung von marktgetriebenem Laden mit BEVs auf die Netzbelastung: Die Modellierung des marktgetriebenen Ladens in Abschnitt 3.5 basiert auf Auswertungen der Residuallast aus dem Netzentwicklungsplan Strom für das Jahr 2040. Es werden relevante Zeiträume für starke Anreize identifiziert und die Auswirkungen unterschiedlicher Steuerungsvarianten untersucht. In der Vergangenheit erfolgte eine Untersuchung in [PRO14], welche sich aber auf den Strommarktpreis von 2010 bezieht, weshalb die Anreize deutliche Unterschiede aufweisen.

Vereinfachte Lastmodellierung im Mittelspannungsnetze mit Validierung: Zur Reduzierung des Modellierungsaufwands werden die Lastgänge in den Mittelspannungsnetzen mit Hilfe von durchschnittlichen Tageslastgängen abgebildet. In Abschnitt 6.3 wird der Modellierungsansatz mit stochastischen Simulationsmodellen verglichen und dabei das Spitzenlastverhältnis ermittelt. Außerdem werden in Abschnitt 6.4 Zusammenhänge zwischen Abgangs- und Stationslasten mit Hilfe von Gleichzeitigkeitsfaktoren und Profilmfaktoren in Mittelspannungsringen untersucht. Vergleichbare Ergebnisse sind in den vorangegangenen Arbeiten von Tabelle A-1 nicht auffindbar.

2 Verteilnetze und Szenarien

In Kapitel 2 werden die Grundlagen für die Untersuchung von Verteilnetzen im Zusammenhang mit der Ladung von BEVs geschaffen. Die Grundlagen umfassen den Aufbau und Betrieb städtischer Verteilnetze, die Vorstellung repräsentativer Nieder- und Mittelspannungsnetze mit ihrer Versorgungsaufgabe, die Modellierung und Validierung der Bestandslast sowie die Definition von Elektromobilitätsszenarien im Rahmen einer Szenarioanalyse.

2.1 Aufbau und Betrieb des elektrischen Energieversorgungssystems

Das elektrische Energieversorgungsnetz bildet das Rückgrat der elektrischen Energieversorgung und stellt die Verbindung zwischen Erzeuger und Verbraucher her. Abbildung 2-1 zeigt den schematischen Aufbau des Energieversorgungsnetzes in Deutschland, welches sich in sieben Netzebenen gliedert. Die Netzebenen 1, 3, 5 und 7 bilden das Leitungsnetz bei unterschiedlichen Nennspannungen, die durch Transformatoren in den Ebenen 2, 4 und 6 miteinander gekoppelt sind. Der Aufbau mit unterschiedlichen Spannungsebenen ermöglicht einen möglichst effizienten Transport elektrischer Energie. Die Leitungsverluste können durch eine Steigerung der Netzspannung reduziert werden, hierdurch erhöht sich aber der Isolierungsaufwand. In der Netzebene 1 (Höchstspannungsnetz) etablierte sich eine Netzspannung von 380 kV als Optimum, um zum Beispiel Großkraftwerke (> 300 MW) an das Stromnetz anzuschließen und die Energie in Deutschland sowie ins Ausland zu transportieren. Das Höchstspannungsnetz lag im Jahr 2022 in der Verantwortung von vier Übertragungsnetzbetreibern [BUN22c]. Hauptumspannwerke der Netzebene 2 verbinden das Höchstspannungsnetz (Netzebene 1) mit dem Hochspannungsnetz in Netzebene 3. Hochspannungsnetze mit einer Nennspannung von 110 kV binden Industrieanlagen und Erzeugungsanlagen im Leistungsbereich zwischen 20 MW und 300 MW in das Energiesystem ein. Umspannwerke in Netzebene 4 transformieren die Hochspannung zur Mittelspannung. Mittelspannungsnetze (Netzebene 5) besitzen im städtischen Umfeld eine Nennspannung von 10 kV und in ländlichen Gebieten 20 kV. An die Mittelspannungsebene werden Gewerbebetriebe und Erzeugungsanlagen mit Anschlussleistungen zwischen 10 MW und 0,1 MW integriert. In Ortsnetzstationen der Netzebene 6 findet die Umspannung in die Niederspannungsebene mit 0,4 kV statt. Über die Niederspannungsnetze der Netzebene 7 werden hauptsächlich Straßenzüge mit Wohngebäuden und kleinen Gewerbebetrieben versorgt.

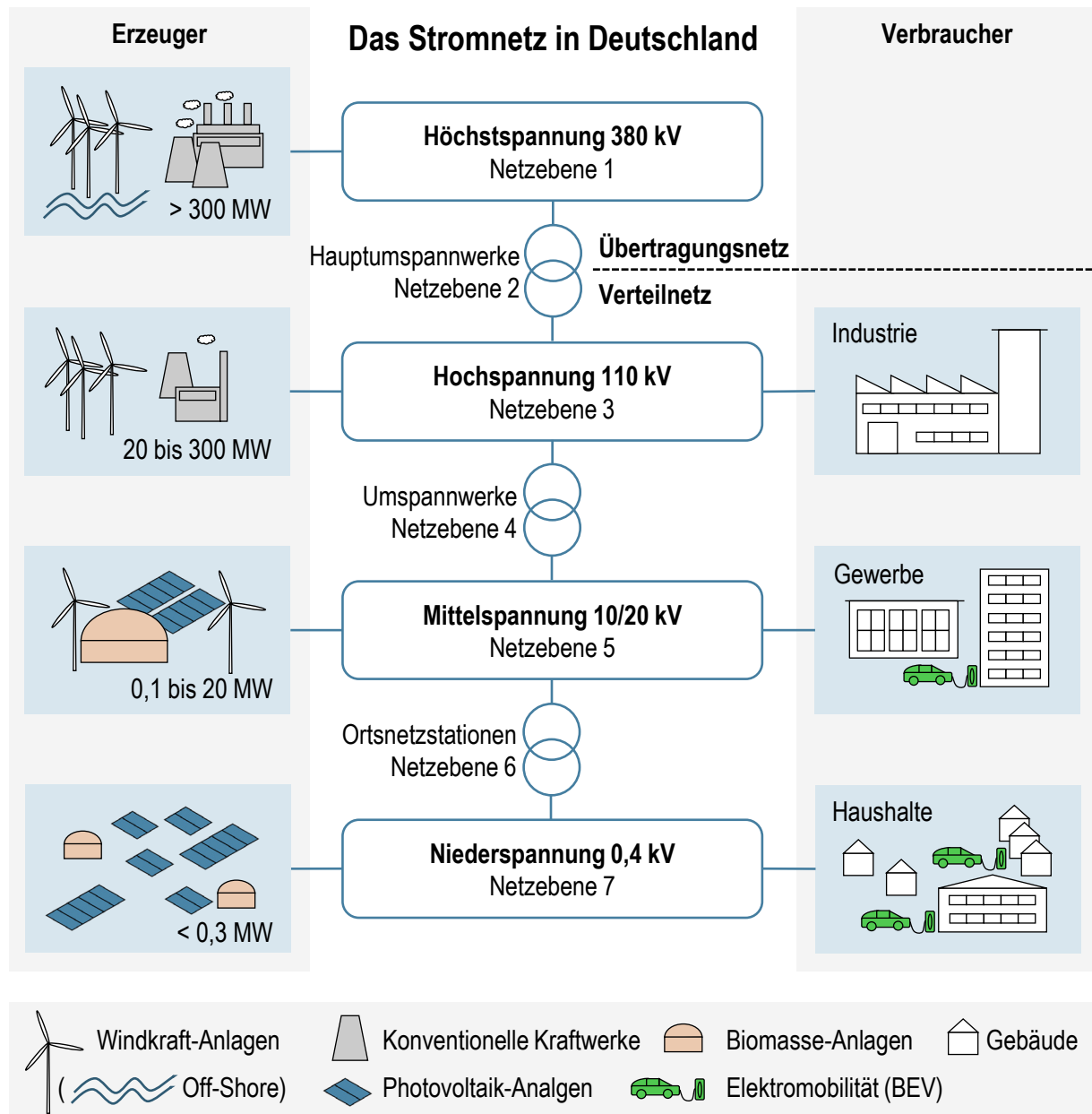


Abbildung 2-1: Aufbau des elektrischen Energieversorgungsnetzes in Deutschland [WUS21], [HEU10], [SCH09]

Das historisch gewachsene elektrische Energiesystem war in der Vergangenheit durch eine einseitige Lastflussrichtung von der Netzebene 1 (z. B. Großkraftwerke) zur Netzebene 7 (z. B. Wohngebäude) geprägt. Im Zuge der Energiewende und beschleunigt durch das im Jahr 2000 verabschiedete Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) [BUN22a] wurden inzwischen viele kleine dezentrale Erzeugungsanlagen in Nieder- und Mittelspannungsnetze integriert. An Tagen mit besonders starker Sonneneinstrahlung und hohen Windgeschwindigkeiten treten dadurch vor allem in ländlichen Verteilnetzen Rückspeisungen in die übergeordneten Netzebenen auf. Veränderte Lastflüsse entstehen außerdem durch die Abschaltung konventioneller Großkraftwerke und der Einbindung von Offshore Windparks. Die Veränderung erfordert Anpassung im Energieversorgungsnetz,

wie der Netzentwicklungsplan Strom [BUN22c] für das deutsche Übertragungsnetz demonstriert.

2.1.1 Netztopologien im städtischen Verteilnetz

Das Verteilnetz besteht aus den Netzebenen Hoch-, Mittel- und Niederspannung. Der Aufbau und Betrieb orientiert sich am energiepolitischen Zieldreieck mit Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit [CHR13]. In ländlichen Gebieten mit großen Leitungslängen resultieren daraus häufig Netze mit Freileitungen, die in diesem Anwendungsfall einen wirtschaftlichen Vorteil bieten. In Städten sind die Leitungslängen kürzer und öffentlicher Raum beschränkt, weshalb dort Kabel im Untergrund liegen.

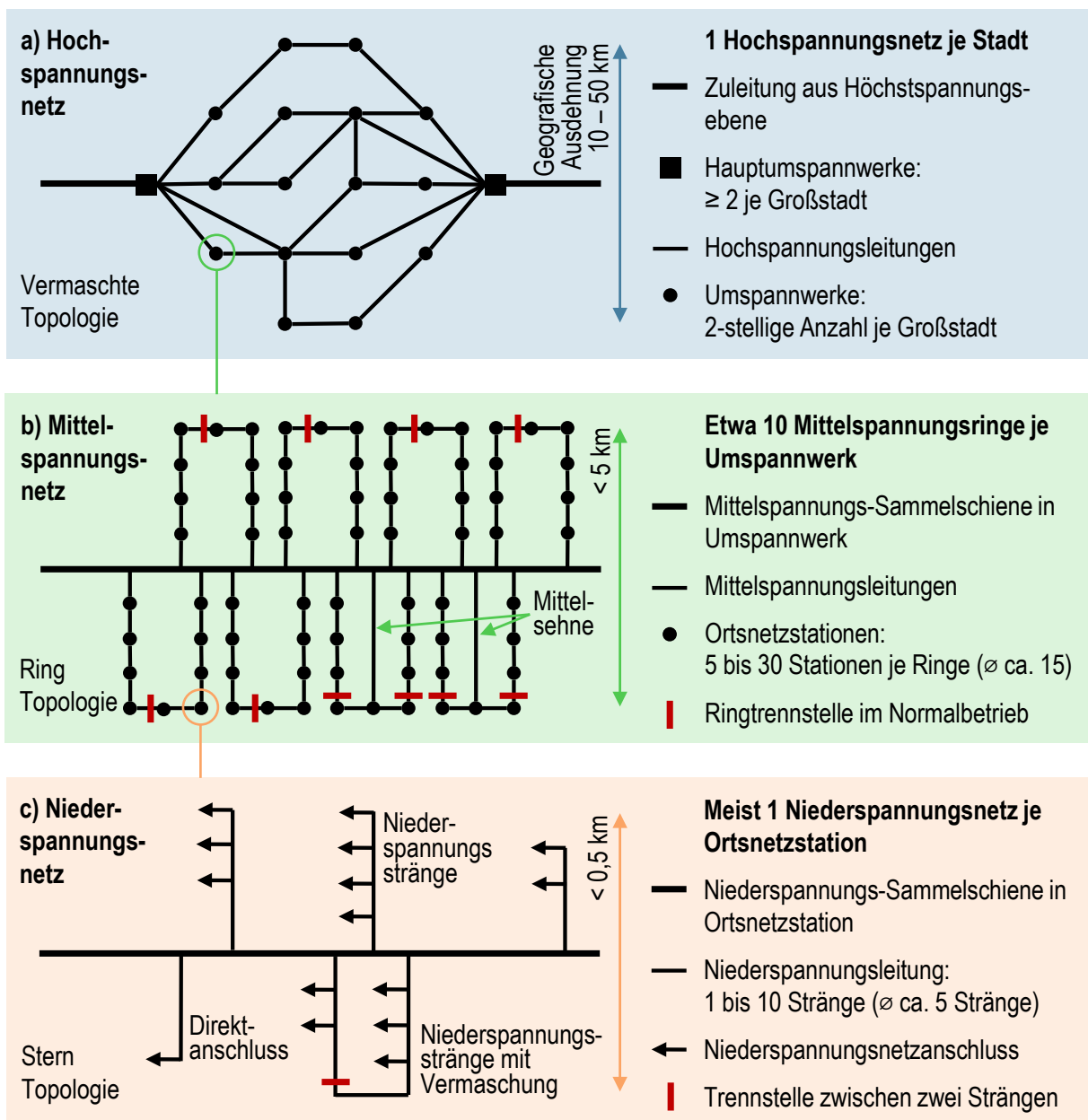


Abbildung 2-2: Netztopologien in städtischen a) Hoch-, b) Mittel- und c) Niederspannungsnetzen [HEU10], [SCH09]

Die verwendeten Netztopologien richten sich ebenfalls nach den genannten Optimierungskriterien. Durch Ringtopologien oder Vermaschungen kann zum Beispiel die Versorgungssicherheit erhöht werden. Da sich der Fokus der Arbeit auf städtische Verteilnetze bezieht, werden im weiteren Verlauf nur noch städtische Netztopologien betrachtet. Bei Verwendung der Begriffe „Verteilnetze“ oder der Endung „-netze“ kann sich die Nennung im Rahmen des Dokuments auf eine bestimmte Spannungsebene oder ein Teilnetz aus einer Spannungsebene beziehen. Je nach Größe der Stadt wird das Hochspannungsnetz an zwei oder mehr Knoten über Hauptumspannwerke (380 kV/110 kV) gespeist (Abbildung 2-2 a)). Hochspannungsnetze in deutschen Großstädten werden vermascht betrieben und besitzen eine zweistellige Anzahl an Knoten, an denen sich Umspannwerke befinden. Von jedem Umspannwerk werden wiederum etwa zehn Mittelspannungsteilnetze versorgt. Die Mittelspannungsteilnetze sind ringförmig aufgebaut und haben abhängig vom angewendeten Netzschutzkonzept Trennstellen. Die untersuchten Netze werden mit Trennstellen betrieben und teilen die Ringe im Normalbetrieb jeweils in zwei Netzstränge mit ähnlich großer Last auf wie Abbildung 2-2 b) zeigt. Einige Ringe im untersuchten Netzgebiet verfügen außerdem über eine Erweiterung mit einer sogenannten Mittelsehne. In diesem Fall werden zwei Trennstellen eingesetzt, die die Last im Normalbetrieb in drei ähnlich große Lastsegmente aufteilen. Jeder Mittelspannungsring versorgt zwischen 5 und 30 Ortsnetzstationen, die einen Ortsnetztransformator (10 kV/400 V) beinhalten und ein Niederspannungsnetz speisen. Niederspannungsnetze bestehen typischerweise aus etwa fünf strahlenförmig angeordneten Netzsträngen, die vereinzelt am Ende miteinander verbunden sind (Abbildung 2-2 c)). Auch hier werden auf Grund des verwendeten Netzschutzkonzeptes Trennstellen eingesetzt, um Ringschlüsse und Vermaschungen aufzutrennen. In einem Störfall sind die Ringschlüsse und Vermaschungen hilfreich, um eine möglichst schnelle Wiederversorgung zu gewährleisten. [HEU10], [SCH09]

2.1.2 Betrieb von Leitungen und Transformatoren

Die Versorgungssicherheit stellt besondere Anforderungen an Mittelspannungsnetze und die überlagerten Netzebenen. In den Netzebenen 1 bis 5 muss im sogenannten (n-1)-Fall die Weiterversorgung der Verbraucher beim Ausfall eines Betriebsmittels möglich sein. Im Normalbetrieb sind deshalb Reservekapazitäten vorzuhalten oder die Betriebsmittel nur begrenzt auszulasten. Bei einem Umspannwerk mit zwei gleich großen Transformatoren darf somit die Auslastung der beiden Transformatoren jeweils 50 % nicht übersteigen, um beim Ausfall eines Transformators eine Überlastung des verbleibenden Transformators zu verhindern. Da die vorgehaltene Reserve durch den Kauf entsprechend großer Transformatoren teuer ist, wird eine Auslastung im Normalbetrieb von 60 % empfohlen, was in einem Störfall einer maximalen Auslastung von 120 % entspricht. Die Empfehlung berücksichtigt unter anderem die Tatsachen, dass ein zeitgleiches Auftreten der Jahreshöchstlast und des Störfalls unwahrscheinlich ist, der Transformator bei einer Überlas-

tung zwar schneller altern kann aber nicht ausfällt und der Fehler schnellstmöglich behoben wird. Für den Betrieb von Mittelspannungskabeln wird ebenfalls eine maximale Auslastung von 60 % im Normalbetrieb empfohlen. Im Fall eines Kabelfehlers wird die fehlerbehaftete Kabelstrecke durch das Öffnen der Schalter an beiden Leitungsenden außer Betrieb genommen. In einem verbraucherdominierten Mittelspannungsring befindet sich im ungünstigsten (n-1)-Fall der Kabelfehler auf einer der beiden Kabelanfangsstrecken des Rings. In diesem Fehlerfall muss die gesamte Last über die verbleibende Kabelanfangsstrecke mit einer Auslastung von bis zu 120 % versorgt werden. Ortsnetztransformatoren und Niederspannungskabel werden im Normalbetrieb mit bis zu 100 % Auslastung betrieben und damit keine Reserve vorgehalten. Beim Ausfall des Ortsnetztransformators kann ein Notstromaggregat eine schnelle Ersatzversorgung des unterlagerten Niederspannungsnetzes sicherstellen. Bei einem Fehler im Niederspannungsnetz beschränkt sich der Versorgungsausfall nur auf den betroffenen Niederspannungsstrang und kann meist schnell behoben werden. [WIN21], [DEU12]

2.1.3 Spannung im Verteilnetz

Die Nennspannung ist laut DIN EN 50160 [DIN20a] in Nieder- und Mittelspannungsnetzen mit einer Toleranz von $\pm 10\%$ bei einem Mittelungsintervall von zehn Minuten einzuhalten. Auch wenn es ausreichend wäre, das Spannungsband in jeder Spannungsebene selbst einzuhalten, muss in der Praxis das Spannungsband von $\pm 10\%$ vom Niederspannungsnetz bis zum Umspannwerk möglichst effizient aufgeteilt werden. Ursache dafür ist, dass konventionelle Ortsnetztransformatoren ein festes Übersetzungsverhältnis (10 kV/0,4 kV) besitzen und in Umspannwerken sowohl verbraucher- als auch einspeiserdominierte Mittelspannungsringe angeschlossen werden müssen. Während es in einspeiserdominierten Netzen zu einem Spannungsanstieg in Richtung Niederspannungsnetz kommt, fällt die Spannung in verbraucherdominierten Netzen ab. Die Netzspannung muss somit am Transformator im Umspannwerk mit Hilfe des Stufenstellers auf einen entsprechenden Sollwert eingestellt werden, damit das gesamte Spannungsband von $\pm 10\%$ im Nieder- und Mittelspannungsnetz effizient ausgenutzt werden kann. In [WIN21] wird ein Spannungssollwert am Umspannwerk von 102 % vorgeschlagen. Der Wert wurde unter Berücksichtigung der nachfolgenden Randbedingungen ermittelt:

- Maximale Abweichung der Nennspannung von $\pm 10\%$ laut DIN EN 50160 [DIN20a]
- Maximaler Spannungshub im Niederspannungsnetz von + 3 % durch dezentrale Erzeugungsanlagen laut VDE-AR-N 4105 [VDE18d]
- Durchschnittlicher Spannungsabfall bzw. -anstieg von $\pm 1\%$ am Ortsnetztransformator
- Maximaler Spannungshub im Mittelspannungsnetz von + 2 % durch dezentrale Erzeugungsanlagen laut VDE-AR-N 4110 [VDE18b]

- Regeltoleranzbereich des Transformators mit automatischem Stufensteller im Umspannwerk von $\pm 2\%$

Die Zusammenhänge sind in Abbildung 2-3 dargestellt. Es verbleibt am Ende die Entscheidung, wie sich das Spannungsband in verbraucherdominierten Netzen zwischen Mittel- und Niederspannung aufteilt. Bei einer spannungsebenenübergreifenden Untersuchung der Mittel- und Niederspannungsnetze wäre diese Festlegung nicht notwendig und damit nur die Grenzen der DIN EN 50160 [DIN20a] relevant. Für die getrennte Betrachtung von Nieder- und Mittelspannungsnetzen wird in [WIN21] der maximale Spannungsabfall mit -4% im Mittelspannungsnetz und -5% im Niederspannungsnetz vorgeschlagen, wie Abbildung 2-3 zeigt.

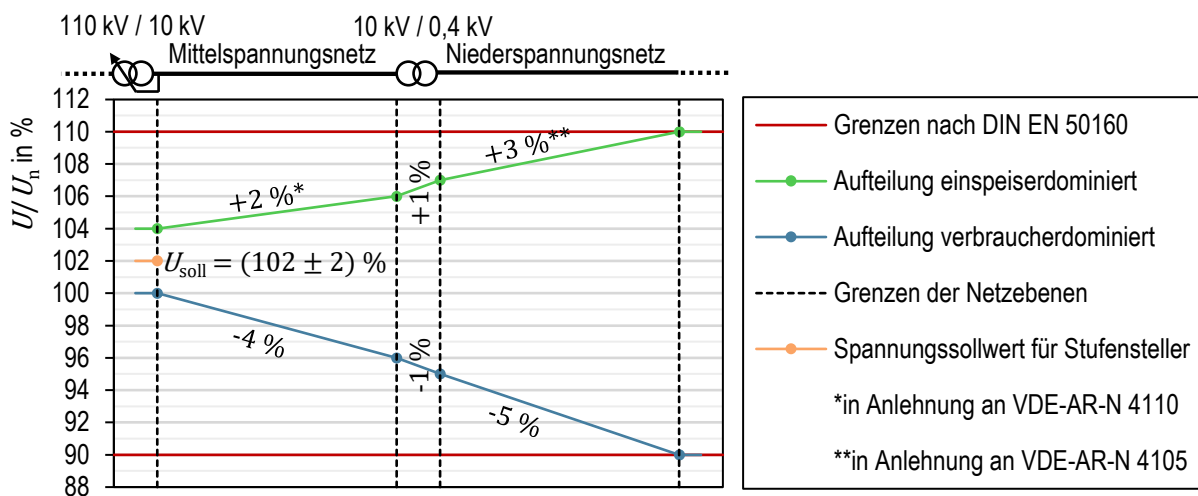


Abbildung 2-3: Aufteilung des zulässigen Spannungsbands im Nieder- und Mittelspannungsnetz [WIN21]

Mit Hilfe von regelbaren Ortsnetztransformatoren oder Ortsnetztransformatoren mit Zwischenanzapfung kann die Spannungsbandverteilung beeinflusst werden und dadurch mehr Spannungstoleranz in den einzelnen Spannungsebenen geschaffen werden. Die beiden Transformatortypen werden vorerst für die Untersuchungen nicht weiter betrachtet und deren Einsatz in Kapitel 7 nochmals diskutiert.

2.2 Auswahl repräsentativer Nieder- und Mittelspannungsnetze

Im Versorgungsgebiet der Stadt München gibt es etwa 250 Mittelspannungsringe, die wiederum ca. 4.800 unterlagerte Niederspannungsnetze versorgen. Da die detaillierte Untersuchung aller Nieder- und Mittelspannungsnetze großen Modellierungs- und Rechenaufwand erfordert, werden die Untersuchungen wie bei vorangegangenen Studien (vgl. Tabelle A-1) an Typ- oder Beispielnetzen durchgeführt und die Ergebnisse verallgemeinert. Weil die zu verallgemeinernden Ergebnisse stark von den ausgewählten Netzen abhängig sind, ist darauf zu achten, dass die ausgewählten Netze das gesamte Netzgebiet gut reprä-

sentieren. Bei der Untersuchung von Nieder- und Mittelspannungsnetzen ist zwischen einer spannungsebenenübergreifenden und einer getrennten Lastflussberechnung zu unterscheiden. Bei der spannungsebenenübergreifenden Lastflussberechnung wird ein Mittelspannungsring gemeinsam mit den unterlagerten Niederspannungsnetzen im Netzberechnungsprogramm abgebildet und nur an den Niederspannungsnetzanschlüssen die Lasten modelliert. Das hat den Vorteil, dass die tatsächliche Spannungsbandverteilung vom Umspannwerk bis zu den Niederspannungsnetzanschlüssen betrachtet werden kann und eine Aufteilung, wie in Abbildung 2-3 beschrieben, nicht notwendig ist. Der Nachteil ist, dass in allen unterlagerten Niederspannungsnetzen eine detaillierte Modellierung erforderlich ist und die Netzberechnung bei Anwendung einer rechenintensiven Zeitreihensimulation über viele Beispieltage wiederholt werden muss, um die statistischen Effekte in den Niederspannungsnetzen richtig abbilden zu können. Die Untersuchung mehrerer typischer Mittelspannungsringe ist deshalb nur noch mit großer Rechenkapazität und effizienten Simulationsmodellen möglich. Weil die hier entwickelten Simulationsmodelle die notwendige Effizienz nicht erreicht haben und die detaillierte Analyse der Versorgungsaufgabe in den Niederspannungsnetzen teilweise manuelle Arbeitsschritte erfordern, wird eine getrennte Lastflusssimulation für Nieder- und Mittelspannungsnetze angewendet. Die Mittelspannungsnetze werden mit einer vereinfachten Untersuchungsmethode betrachtet, die in Kapitel 6 beschrieben und validiert wird. Bei allen vorangegangenen Studien aus Tabelle A-1 wird ebenfalls die getrennte Untersuchung angestellt, wobei auch die Nicht-Verfügbarkeit der unterlagerten Niederspannungsnetze ein Grund sein könnte. Bei Arbeiten mit einer spannungsebenenübergreifenden Betrachtung wie zum Beispiel in [AIG21], wo die Netzintegration von dezentralen Erzeugungsanlagen untersucht wird, werden nur zwei Mittelspannungsnetze betrachtet und in der Hauptuntersuchung auf eine rechenintensive Zeitreihensimulation verzichtet. Die spannungsebenenübergreifende Untersuchung einer größeren Anzahl von Mittelspannungsringen ist demnach eine Herausforderung, deren Vor- und Nachteile für die angestrebte Untersuchung abzuwägen sind.

2.2.1 Niederspannungsnetze

Die Auswahl repräsentativer Niederspannungsnetze erfolgt in einem dreistufigen Verfahren, wie es in [NIE23] 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 2-1 kategorisiert. Beim verwendeten hierarchischen Clusterverfahren werden unter anderem die Grundstücksflächen sowie die Geometrien und die Nutzung der Gebäude im Versorgungsgebiet berücksichtigt.

Tabelle 2-1: Einordnung der Versorgungsgebiete der Niederspannungsnetze nach Bebauungsstruktur [NIE23]

| Cluster | Name | Bebauung und Nutzung | Anteil |
|--|--------------------|---|--------|
| ■ C0 | Stadtgebiet | Blockbebauung hauptsächlich mit 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 % |

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. In Abbildung 2-4 ist die geografische Lage der Bebauungscluster mit einer Rasterauflösung von 400 Metern dargestellt.

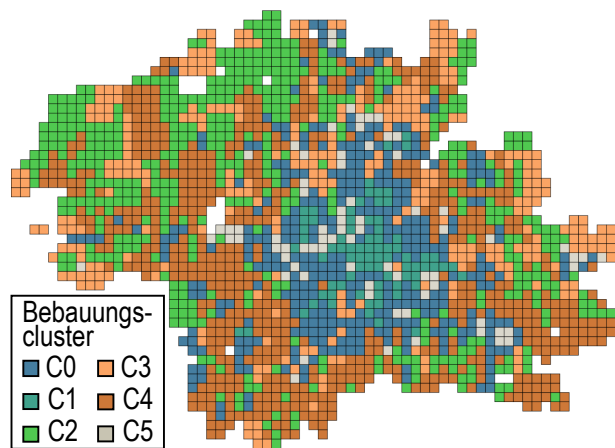


Abbildung 2-4: Lage der Bebauungscluster C0 bis C5 in der Stadt München [NIE23]

Elektrische Eigenschaften: In der zweiten Auswahlstufe werden die einzelnen Netze innerhalb eines Clusters jeweils nach fünf elektrischen Eigenschaften eingeteilt: Anzahl Netzanschlüsse n_{na} , gesamte Leitungslänge l_{ges} , Anzahl Netzstränge n_{str} , Verbrauchersummenwiderstand des Netzstrangs mit dem höchsten Wert $R_{str,max}$ und installierte Transformatorleistung je Netzanschluss $S_{tr/na}$.

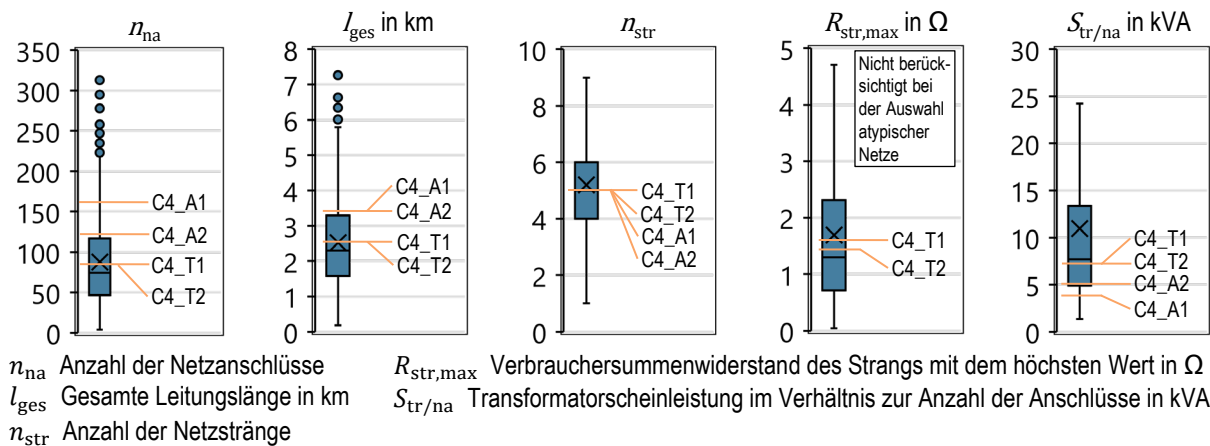


Abbildung 2-5: Elektrische Eigenschaften der Niederspannungsnetze aus dem Bebauungscluster C4 basierend auf [NIE23] und [KRE23b]

Netze werden als typisch für das jeweilige Cluster angesehen, wenn die fünf elektrischen Eigenschaften im Merkmalsraum nahe dem Zentrum liegen. [NIE23] In Abbildung 2-5 sind exemplarisch für das Bebauungscluster C4 die Wertebereiche der elektrischen Eigenschaften als Boxplot dargestellt. Typische Netze liegen gleichzeitig mit allen elektrischen Eigenschaften möglichst nahe am Median. Der Median ist in den Diagrammen von Abbildung 2-5 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.

Auswahl typischer und atypischer Netze: Es werden für jedes Cluster zwei typische Repräsentanten ausgewählt, die möglichst typisch („zentrumsnah“) für das jeweilige Cluster sind und eine gute Modellierbarkeit (u. a. hohe Qualität der Standortdaten) aufweisen. Für die Berücksichtigung ungünstiger elektrischer 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 2-2 sind die ausgewählten Niederspannungsnetze mit elektrischen Eigenschaften gelistet.

Tabelle 2-2: Elektrischen Eigenschaften der ausgewählten repräsentativen Niederspannungsnetze basierend auf [NIE23] und [KRE23b]

| Name | Cluster | 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 |

Für die atypischen Netze ist kein Verbrauchersummenwiderstand $R_{str,max}$ in Tabelle 2-2 angegeben, weil dieser für die Auswahl der Netze nicht berücksichtigt wurde [NIE23] [KRE23b]. In der beispielhaften Darstellung von Abbildung 2-5 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.

2.2.2 Mittelspannungsnetze

Die Auswahl der repräsentativen Mittelspannungsnetze baut auf der Methode für Niederspannungsnetze von [NIE23] auf. Die Netze werden ebenfalls erst nach der Bebauungsstruktur gruppiert und anschließend nach typischen elektrischen Parametern ausgewählt. Für die Einordnung nach der Bebauungsstruktur werden die unterlagerten Niederspannungs-Versorgungsgebiete herangezogen. Weil die reine Bebauung mit einem der sechs Bebauungscluster aus der Niederspannung (z. B. C0) sehr selten ist, werden jeweils zwei Bebauungscluster zu einem Supercluster zusammengefasst. Tabelle 2-3 beschreibt die resultierenden Supercluster SC1, SC2 und SC3, die sich grob in die Gebiete Stadtkern, Wohnen und Gewerbe einteilen lassen. SC1 ist mit einem Anteil von 52 % an den etwa 250 Mittelspannungsringen am weitesten verbreitet

Tabelle 2-3: Einordnung der Mittelspannungsnetze nach der Bebauung der unterlagerten Niederspannungsnetze [NIE23]

| Supercluster | Gebiete | Dominierende Niederspannungscluster | Anteil |
|--------------|-----------|--|--------|
| SC1 | Stadtkern | C0 und C1 | 52 % |
| SC2 | Wohnen | C2 und C4 | 26 % |
| SC3 | Gewerbe | C3, C5 und Mittelspannungs-Kundenanlagen | 22 % |

Nach der Einordnung der Bebauung werden typische Netze mit Hilfe der Zentrumsbildung analog zu den Niederspannungsnetzen identifiziert. Die elektrischen Parameter sind: Anzahl der zu versorgenden Ortsnetzstationen n_{ons} , Gesamtleitungslänge des Netzes l_{ges} und installierte Transformatorleistung S_{tr} . Ein weiteres Kriterium für die Auswahl ist die Anzahl der speisenden Umspannwerksfelder n_{feld} . Bei $n_{feld} = 2$ handelt es sich um einen Mittelspannungsring ohne Mittelsehne und bei $n_{feld} = 3$ um einen Mittelspannungsring mit Mittelsehne. Bei der finalen Auswahl wurde außerdem darauf geachtet, dass die dominierenden Niederspannungscluster einen Anteil von mehr als 65 % im Mittelspannungsring haben. Die Auswahl beschränkt sich auf typische Mittelspannungsringe, da die Diversität der elektrischen Eigenschaften im Vergleich zu den Niederspannungsnetzen klein ist.

Tabelle 2-4: Elektrischen Eigenschaften der ausgewählten repräsentativen Mittelspannungsnetze basierend auf [NIE23] und [KRE23a]

| Bezeichnung | Bebauung | Supercluster | n_{feld} | n_{ons} | l_{ges} in m | S_{tr} in kVA |
|-------------|-----------|--------------|-------------------|------------------|-----------------------|------------------------|
| SC1_F2_1 | Stadtkern | SC1 | 2 | 12 | 4.198 | 10.470 |
| SC1_F2_2 | Stadtkern | SC1 | 2 | 13 | 3.720 | 11.425 |
| SC1_F2_3 | Stadtkern | SC1 | 2 | 16 | 4.061 | 11.495 |
| SC1_F2_4 | Stadtkern | SC1 | 2 | 11 | 4.037 | 8.240 |
| SC1_F3_1 | Stadtkern | SC1 | 3 | 20 | 8.906 | 14.430 |
| SC2_F2_1 | Wohnen | SC2 | 2 | 15 | 8.662 | 10.010 |
| SC2_F2_2 | Wohnen | SC2 | 2 | 14 | 9.150 | 9.620 |
| SC2_F2_3 | Wohnen | SC2 | 2 | 22 | 10.831 | 12.210 |
| SC2_F2_4 | Wohnen | SC2 | 2 | 14 | 5.316 | 10.220 |
| SC2_F3_1 | Wohnen | SC2 | 3 | 27 | 17.684 | 16.305 |
| SC3_F2_1 | Gewerbe | SC3 | 2 | 12 | 3.647 | 10.590 |
| SC3_F2_2 | Gewerbe | SC3 | 2 | 14 | 4.586 | 12.675 |
| SC3_F2_3 | Gewerbe | SC3 | 2 | 15 | 4.233 | 11.605 |
| SC3_F2_4 | Gewerbe | SC3 | 2 | 15 | 5.418 | 16.720 |
| SC3_F3_1 | Gewerbe | SC3 | 3 | 20 | 7.758 | 18.545 |

2.3 Analyse der Versorgungsaufgabe

Die Analyse der Versorgungsaufgabe orientiert sich an der in [KRE21a] publizierten Vorgehensweise. Für die Modellierung von Lasten muss zuvor die Versorgungsaufgabe der repräsentativen Netze bestimmt werden. Die Versorgungsaufgabe wird für jeden einzelnen Niederspannungsnetzanschluss bestimmt und enthält die nachfolgenden Größen:

- Anzahl der zu versorgenden Bewohner
- Betriebsfläche von Gewerbebetrieben
- Jahresenergieverbrauch von Gewerbebetrieben
- Anzahl Mitarbeiter von Gewerbebetrieben
- Anzahl privater Heimstellplätze für PKWs
- Anzahl der Straßenstellplätze im gesamten Versorgungsgebiet des NS-Netzes

Weitere Größen, die zum Beispiel für das Mitarbeiter- und Kundenladen von BEVs relevant sind, werden zu einem späteren Zeitpunkt von den sechs Kenngrößen abgeleitet. Als Datengrundlage für die Analyse dienen die in Tabelle 2-5 aufgelisteten Datenquellen. Weil die Daten nicht direkt die Versorgungsaufgabe der Netzanschlüsse beschreiben, müssen die Datenquellen miteinander kombiniert und mit zusätzlichen Annahmen die benötigten Größen berechnet werden.

Tabelle 2-5: Datenquellen zur Analyse der Versorgungsaufgabe der Niederspannungsnetzanschlüsse

| Information | Auflösung | Datenquelle |
|--|---------------|-----------------------------|
| Ort und Absicherung der NS-Netzanschlüsse | Standortdaten | Datenbestand Netzbetreiber |
| Gebäudegeometrien mit Anzahl der Wohneinheiten (falls vorhanden Nutzung) | Standortdaten | Modell München [GÜN20] |
| Flächennutzung für die Zuordnung der Gebäudenutzung | Standortdaten | Flächennutzungsplan [LAN20] |
| Branche des Gewerbebetriebs | Standortdaten | OpenStreetMap [OPE23] |
| Gemeldete Bewohner | Baublock | ZIMAS [STA21] |
| Zugelassene PKW (privat, gewerblich) | Baublock | ZIMAS [STA21] |
| PKW Straßenstellplätze | Baublock | Eigene Begehung |
| PKW Stellplätze auf Privatgrund | Adresse | Eigene Begehung |
| Tiefgarageneinfahrten | Adresse | Eigene Begehung |

Die Anzahl von gemeldeten Bewohnern und PKWs liegt in der Auflösung auf Baublockebene vor. Ein Baublock beschreibt eine Fläche, die von Straßen sowie von natürlichen und baulichen Grenzen (z. B. Flüsse, Bahnlinien) umschlossen ist [WEI16]. Die Ermittlung der Versorgungsaufgabe mit entsprechenden Größen erfolgt in den nachfolgenden Abschnitten und bezieht sich im Endergebnis immer auf einen einzelnen Netzanschluss.

2.3.1 Anzahl Bewohner

Jedem Netzanschluss wird zuerst die zugehörige Anzahl an Wohneinheiten aus dem Modell München zugeordnet. Über die durchschnittliche Anzahl von Bewohnern je Wohneinheit erhält man die Anzahl der Bewohner je Netzanschluss. Die durchschnittliche Anzahl der Bewohner je Wohneinheit wird baublockscharf mit Hilfe des Modell München [GÜN20] und einem Auszug aus dem ZIMAS [STA21] berechnet. Gleichung (2-1) beschreibt die vollständige Berechnung der Bewohner je Netzanschluss.

$$n_{\text{bew,na}} = n_{\text{we,na}} \cdot \frac{n_{\text{bew,bb}}}{n_{\text{we,bb}}} \quad (2-1)$$

| | |
|---------------------|---------------------------------------|
| $n_{\text{bew,na}}$ | Anzahl Bewohner je Netzanschluss |
| $n_{\text{we,na}}$ | Anzahl Wohneinheiten je Netzanschluss |
| $n_{\text{bew,bb}}$ | Anzahl Bewohner je Baublock |
| $n_{\text{we,bb}}$ | Anzahl Wohneinheiten je Baublock |

Es wird die Anzahl der Bewohner berechnet, da die Größe der Haushalte innerhalb der Stadt stark schwankt. Die Lastmodellierung der Bewohner basiert in Abschnitt 2.4.2 außerdem auf 2-Personen-Haushalten. In der Standortanalyse werden deshalb die ermittelten Bewohner je Netzanschluss auf eine gerade Anzahl abgerundet (z. B. 2, 4, 6, ...) und der verbleibende Rest am nächsten Netzanschluss vor der Rundung mit aufaddiert.

2.3.2 Gewerbebetriebe mit Betriebsfläche, Energiebedarf und Mitarbeitern

Bei Gewerbebetrieben wird jeweils die Bruttogrundfläche aus den Gebäudegeometrien (Grundriss und Stockwerkszahl) berechnet. Anschließend die Betriebsfläche (Netto-Raumfläche entsprechend DIN 277 [DIN20c]) durch Multiplikation der Bruttogrundfläche mit einem durchschnittlichen Nutzflächenfaktor von 0,79 [GES00] berechnet. Der Jahresenergiebedarf und die Anzahl der Beschäftigten wird anschließend mit Hilfe von Tabelle 2-6 branchenspezifisch berechnet. Die Werte in Tabelle 2-6 wurden aus den Mittelwerten der Studie [SCH13] berechnet. Die Daten der Studie stammen aus Befragungen von Gewerbebetrieben aus unterschiedlichen Gewerbebranchen. Teilzeitbeschäftigte sind bei den Werten von Tabelle 2-6 mit einem Gewichtungsfaktor von 0,5 berücksichtigt.

Tabelle 2-6: Umrechnungsfaktoren für Gewerbebetriebe von der Betriebsfläche auf den elektrischen Jahresenergieverbrauch und die Mitarbeiteranzahl [SCH13]

| Typ | Gewerbebranche | Beschäftigte je 100 m ² Betriebsfläche | Stromverbrauch je 100 m ² Betriebsfläche und Jahr in kWh |
|-----|--|--|---|
| 1 | Baugewerbe: Ausbaugewerbe | 1,92 | 8.582 |
| 2 | Baugewerbe: Bauhauptgewerbe | 1,42 | 5.677 |
| 3 | Bürobetriebe: Banken, Versicherungen | 2,19 | 12.599 |
| 4 | Bürobetriebe: Öffentliche Einrichtungen | 2,04 | 12.185 |
| 5 | Bürobetriebe: Org. ohne Erwerbszweck | 1,73 | 18.828 |
| 6 | Bürobetriebe: Sonstige Dienstleistungen (Ärzte, Friseure, Kosmetik) | 2,69 | 13.891 |
| 7 | Einzelhandel: Lebensmittel | 1,52 | 11.307 |
| 8 | Einzelhandel: Non-food | 0,70 | 5.382 |
| 9 | Großhandel: Lebensmittel | 0,85 | 5.780 |
| 10 | Großhandel: Non-food | 0,79 | 6.464 |
| 11 | Heime | 0,76 | 2.694 |
| 12 | Krankenhäuser | 1,84 | 10.164 |
| 13 | Nahrungsmittelbetriebe: Bäckereien | 2,97 | 17.152 |
| 17 | Nahrungsmittelbetriebe: Fleischereien | 1,98 | 12.929 |
| 18 | Schulen Allgemein | 0,90 | 3.016 |
| 19 | Wäscherei | 2,94 | 22.021 |

2.3.3 Private Heimstellplätze für PKWs

Die Anzahl von privaten Heimstellplätzen für PKWs umfasst private Stellplätze im Freien sowie Stellplätze in Tiefgaragen. Private Stellplätze im Freien sind durch Begehungen vor Ort oder über Satellitenbilder ersichtlich und können jedem Netzanschluss über die Adresse direkt zugeordnet werden. Nachdem für private Tiefgaragen keine geeigneten Datenquellen zur Erfassung der Stellplatzanzahl zur Verfügung stehen, muss mit Hilfe von Zusatzinformationen und Annahmen die Tiefgaragenstellplatzanzahl für das gesamte

Niederspannungs-Versorgungsgebiet berechnet werden. Als Zusatzinformation für die Berechnung werden die Meldezahlen privater PKWs $n_{pkw,priv}$ herangezogen. Außerdem wird eine sonstige Anzahl von PKWs $n_{pkw,sonst}$ berücksichtigt, wie zum Beispiel Car-Sharing-PKW oder Dienstwagen, deren Meldeadresse außerhalb des betrachteten Netzes liegt oder sich nicht auf eine private Adresse bezieht. Gleichung (2-2) beschreibt die Berechnung der Tiefgaragenstellplätze $n_{stp,tg}$ für das gesamte Niederspannungsgebiet.

$$n_{stp,tg} = n_{pkw,priv} + n_{pkw,sonst} - n_{stp,frei} - n_{stp,str} \quad (2-2)$$

| | |
|-----------------|--|
| $n_{stp,tg}$ | Anzahl Tiefgaragen-Heimstellplätze im Versorgungsgebiet |
| $n_{pkw,priv}$ | Anzahl privat zugelassener PKWs im Versorgungsgebiet |
| $n_{pkw,sonst}$ | Anzahl sonstiger PKWs mit möglichem Ladebedarf: Berücksichtigung von z. B. Car-Sharing und Dienstwagen Annahme für diese Arbeit: $n_{pkw,sonst} = n_{pkw,priv} \cdot 0,1$ |
| $n_{stp,frei}$ | Anzahl privater Stellplätze im Freien |
| $n_{stp,str}$ | Anzahl öffentlicher Stellplätze am Straßenrand |

Die Tiefgaragenstellplätze für das gesamte Versorgungsgebiet werden anschließend auf die Netzanschlüsse verteilt, die Gebäude mit Tiefgarageneinfahrten versorgen. Die Einfahrten von privaten Tiefgaragen können durch Begehungen oder über Satellitenbilder erfasst werden. Bei der Verteilung der Stellplätze wird zwischen älteren und neueren Wohngebieten unterschieden. Bei älteren Wohngebieten (meist Blockbebauung) erfolgt die Verteilung anteilig der Wohneinheiten der Gebäude. Das hat zur Folge, dass größere Wohngebäude auch größere Tiefgaragen besitzen. In neueren Wohngebieten (meist Zeilenbebauung) gibt es häufig wenige aber dafür sehr große Tiefgaragen, die sich unter Gebäudekomplexen befinden. Hier wird angenommen, dass die Tiefgaragen gleich groß sind und sich somit die Tiefgaragenstellplätze des gesamten Versorgungsgebietes gleichmäßig auf alle Tiefgaragen aufteilen. Die gesamte Anzahl an privaten Stellplätzen je Netzanschluss entspricht somit der Summe an privaten Stellplätzen im Freien und (falls eine Tiefgarage vorhanden ist) der berechneten anteiligen Tiefgaragenstellplätze.

2.3.4 Versorgungsaufgabe repräsentativer Nieder- und Mittelspannungsnetze

Die beschriebene Methodik wird an den repräsentativen Niederspannungsnetzen angewendet. Ein Überblick zur definierten Versorgungsaufgabe der repräsentativen Niederspannungsnetze ist Tabelle A-2 zu entnehmen. Für die Analyse der Mittelspannungsnetze werden die unterlagerten Niederspannungsnetze ausgewertet und die Werte für jedes unterlagerte Niederspannungsnetz aggregiert. Die in den vorhergehenden Abschnitten beschriebene Vorgehensweise zur Bewertung der Parkplatzsituation von privaten PKWs und der Gewerbebranche erfordert manuellen Untersuchungsaufwand, der bei den 18 repräsentativen Niederspannungsnetzen überschaubar ist. Da die 15 untersuchten Mit-

telspannungsnetze etwa 200 unterlagerte Niederspannungsnetze besitzen und die Lastsituation auf Grund der Aggregation der Niederspannungsnetzanschlüsse weniger detailliert sein muss, werden Annahmen zur Automatisierung der Analyse getroffen. Die Annahmen basieren auf den Erkenntnissen der manuellen Analyse. Tabelle 2-7 enthält die definierten Annahmen zur Gewerbebranche und Verteilung der Stellplätze privat zugelassener PKWs für jedes Bebauungscluster. Das bedeutet zum Beispiel, dass alle Gewerbegebäude in einem unterlagerten Niederspannungsnetz mit Bebauungscluster C0 der Gewerbebranche „Einzelhandel: Non-food“ angehören.

Tabelle 2-7: Vereinfachte Annahmen für die Gewerbebranche und die Stellplatzverteilung privat zugelassener PKWs in den repräsentativen Mittelspannungsnetzen

| Cluster | Gewerbebranche | Heimstellplätze | Straßenstellplätze |
|---------|--|-----------------|--------------------|
| C0 | Einzelhandel: Non-food (Typ 8, Tabelle 2-6) | 55 % | 45 % |
| C1 | Büros, Banken, Versicherung (Typ 3, Tabelle 2-6) | 30 % | 70 % |
| C2 | Einzelhandel: Non-food (Typ 8, Tabelle 2-6) | 65 % | 35 % |
| C3 | Einzelhandel: Non-food (Typ 8, Tabelle 2-6) | 100 % | 0 % |
| C4 | Baugewerbe: Ausbaugewerbe (Typ 1, Tabelle 2-6) | 65 % | 35 % |
| C5 | Büros, Banken, Versicherungen (Typ 3, Tabelle 2-6) | 100 % | 0 % |

Die repräsentativen Mittelspannungsnetze besitzen vereinzelt, anstatt eines unterlagerten Niederspannungsnetzes, eine Mittelspannungs-Kundenanlage. Bei den Kundenanlagen handelt es sich um Transformatorstationen, die auf Grund des erhöhten Energiebedarfs in Besitz eines Gewerbebetriebes sind. Weil in diesen Fällen das unterlagerte Niederspannungsnetz nicht bekannt ist, erfolgt die Modellierung der Last basierend auf der gemessenen Jahresspitzenlast der Kundenanlage. Der Jahresenergiebedarf (Bestandslast) der Kundenanlage wird durch die Skalierung des G0-Standardlastprofils auf 70 % der Jahresspitzenlast ermittelt. Vergleiche an einzelnen Kundenanlagen haben gezeigt, dass der Jahresenergiebedarf bei 100 % Spitzenlast auf Grund kurzer Lastspitzen deutlich überschätzt wird. Das G0-Standardlastprofil wird im Rahmen der Modellierung in Abschnitt 2.4.1 beschrieben. Weil für Kundenanlagen der Gewerbetyp unbekannt ist, wird in Anlehnung an Tabelle 2-6 für diese eine Anzahl von 1,5 Mitarbeitern je 10.000 kWh Jahresverbrauch geschätzt. In Tabelle A-3 ist die resultierende Versorgungsaufgabe der repräsentativen Mittelspannungsnetze beschrieben.

2.4 Modellierung und Validierung der Bestandslast

Die Bestandslast repräsentiert im Rahmen dieser Arbeit die Netzbelastung um das Jahr 2019 bzw. 2021 bei einer Durchdringung mit BEVs im PKW-Bestand von annähernd 0 %. Tatsächlich lag die Durchdringung mit BEVs (ohne Hybride) am 31.12.2021 in München bei 2,1 % [STA22b]. Eine relevante Zusatzbelastung im Verteilnetz durch die Beladung der BEVs konnte bei Messungen im Verteilnetz aber nicht ermittelt werden. Elektrische

Wärmeerzeuger wie z. B. Wärmepumpen oder Nachtspeicherheizungen werden bei der Bestandslastmodellierung in der Niederspannung nicht berücksichtigt. Wärmepumpen haben in der Vergangenheit im städtischen Umfeld auf Grund gut ausgebauter Gas- und Fernwärmenetze eine zu vernachlässigende Rolle für die Netzbelastung gespielt. Nachtspeicherheizungen liefern in bestimmten Netzgebieten einen sichtbaren Beitrag, weshalb die Modellierung im Zuge der Validierung der Mittelspannungs-Bestandslast in Abschnitt 2.4.4 erfolgt. Da neue Nachtspeicherheizungen nicht mehr verbaut werden, reduziert sich der Einfluss auf die Verteilnetze in der Zukunft. Bei der Modellierung der Bestandslast wird somit vorerst nur die Last von Haushalten und Gewerbebetrieben berücksichtigt. Während sich die Modellierung der Bestandslast an [KRE21a] orientiert, erfolgt die Validierung der Bestandslast mit veröffentlichten Auszügen aus [KRE23b] und [KRE23a].

2.4.1 Lastmodellierung allgemein

Bei der Lastmodellierung für Lastflussberechnungen kann grundsätzlich zwischen der Spitzenlastabschätzung und Lastprofilschätzung unterschieden werden. Abhängig vom Ziel der Untersuchung und den zur Verfügung stehenden Eingangsdaten haben beide Methoden ihre Vor- und Nachteile. Die Spitzenlastabschätzung kann für die Auslegung von Betriebsmitteln angewendet werden und erfolgt typischerweise mit Gleichzeitigkeitsfaktoren. Diese beschreiben die Spitzenlast einer definierten Anzahl gleicher Verbraucher. Der Vorteil der Spitzenlastabschätzung ist ein geringer Modellierungs- und Berechnungsaufwand, da nur der Zeitpunkt der maximalen Belastung betrachtet wird. Bei der Berücksichtigung unterschiedlicher Verbraucher ist die Methode ungeeignet, weil die Spitzenlasten zu unterschiedlichen Zeitpunkten auftreten können. Bei der Lastprofilschätzung können die Zeitreihen unterschiedlicher Anzahl und Art von Verbrauchern überlagert werden. Die Modellierung der einzelnen Zeitschritte und die anschließenden Lastflussberechnungen sind aber mit deutlich mehr Aufwand verbunden. [WIE16] Da in den repräsentativen Netzen eine Durchmischung von Haushalten und Gewerbebetrieben mit unterschiedlichen Ladepunkten zu erwarten ist, wird für diese Arbeit die Modellierung mit Lastprofilschätzung gewählt. Diese Methode hat außerdem den Vorteil, dass damit die Netzverluste ermittelt werden können. Für die Modellierung wird vereinfacht eine symmetrische Belastung der drei Außenleiter angenommen, da in den untersuchten Szenarien eine Ladeleistung von ≥ 11 kW betrachtet wird, was eine symmetrische Belastung des Verteilnetzes zur Folge hat.

VDEW-Standardlastprofile: Die in Deutschland bekanntesten Profile zur Modellierung von Lasten in Verteilnetzen sind die VDEW-Standardlastprofile. Auch wenn diese Standardlastprofile für die sogenannte Bilanzkreisbildung in der Energiewirtschaft erstellt wurden, eignen sie sich unter bestimmten Voraussetzungen auch für die Anwendung in Simulationsmodellen. Die Profile mit einer zeitlichen Auflösung von 15-Minuten-Mittelwerten basieren auf einer Datenerhebung mehrerer deutscher Energieversorger und

wurden im Jahr 1999 veröffentlicht. Vergleiche zwischen den Standardlastprofilen aus dem Jahr 1999 mit Messdaten aus den Jahren 2012 [GER15] und 2017 [KRE19] zeigen weiterhin eine gute Übereinstimmung beim Haushaltsprofil H0 und dem Gewerbeprofil G0. Die Standardlastprofile beschreiben das durchschnittliche Lastverhalten von Haushalten, Landwirtschaften und Gewerbebetrieben für unterschiedliche Wochentage sowie Jahreszeiten. Die auf 1.000 kWh Jahresverbrauch normierten Profile können entsprechend des benötigten Energieverbrauchs skaliert werden. Auf Grund der Tatsache, dass es sich bei den Standardlastprofilen um durchschnittliche Tageslastgänge handelt, kann zum Beispiel bei den Haushaltsprofilen eine gute Übereinstimmung mit der Realität erst ab 150 bis 400 Haushalten erreicht werden [ENG00]. Das entspricht in etwa der Anzahl an Haushalten, die von einer städtischen Ortsnetzstation versorgt werden. Eine Verwendung der Standardlastprofile für die Lastmodellierung eines repräsentativen Tages in Mittelspannungsnetzen ist somit möglich. In Niederspannungsnetzen tritt häufig der Fall auf, dass nur ein einzelner Haushalt oder wenige Haushalte an einem Netzanschluss modelliert werden müssen und somit die Standardlastprofile nicht geeignet sind. [MEI99]

Lastprofilgeneratoren: Bei Niederspannungsnetzen werden für die Modellierung von Haushalten meist Lastprofilgeneratoren eingesetzt, die typische Haushaltsgeräte wie zum Beispiel die Beleuchtung oder einen Fernseher in einem 1-Minuten-Zeitintervall abbilden. Die Einschaltzeitpunkte der Geräte basieren auf unterschiedlichen Wahrscheinlichkeitsverteilungen und variieren täglich, wie es in der Realität auch der Fall ist. Dementsprechend sieht der Leistungsbezug einzelner Haushalte jeden Tag anders aus. Eine Überlagerung der Spitzenlast von zwei oder mehreren Haushalten ist Zufall. Aus diesem Grund ist es notwendig, eine große Anzahl von Tagen zu betrachten, um eine zuverlässige Aussage zur maximal auftretenden Spitzenlast zu treffen, die auslegungsrelevant ist. [WAG16]

Saisonale Lastschwankungen: Der Energiebezug und die daraus resultierenden Spitzenlasten sind in Verteilnetzen außerdem von saisonalen Lastschwankungen beeinflusst. Die Lastschwankungen werden in den VDEW-Standardlastprofilen durch Typtage für die Jahreszeiten Sommer, Winter und Übergangszeit repräsentiert. Auf Grund des verstärkten saisonalen Effektes bei Haushalten ist dort noch zusätzlich eine sogenannte Dynamisierungsfunktion anzuwenden. Nach Anwendung der Dynamisierungsfunktion ist die höchste Last im Winter und die niedrigste Last im Sommer vorzufinden. [MEI99] Im Vergleich zur Übergangszeit variieren die Spitzenlasten des VDEW-Lastprofils für Haushalte (H0) um etwa $\pm 30\%$ über das Jahr hinweg. Beim Gewerbeprofil (G0) sind die Schwankungen geringer mit $+ 10\%$ im Winter und $- 10\%$ im Sommer. Bei Messungen an exemplarischen Mittelspannungsringen mit hohem Gewerbeanteil konnten vereinzelt auch höhere Spitzenlasten im Sommer identifiziert werden. Der Effekt ist auf die zunehmende Installation von Klimageräten im Stadtkern und in Bürogebäuden zurückzuführen. [KRE19] Für eine bestmögliche Abbildung der saisonalen Schwankungen muss somit ein

ganzes Jahr modelliert werden. Bei der Anwendung von Lastprofilgeneratoren in Niederspannungsnetzen müssen viele Jahre betrachtet werden, um die Tage mit der höchsten Last auf Grund der statistischen Effekte bei der Lastüberlagerung betrachten zu können. Weil der Aufwand für die Modellierung und Simulation vieler Jahre sehr groß ist, werden Untersuchungen häufig auf die relevante Jahreszeit beschränkt. Bei der Netzintegration von Elektrofahrzeugen zeigen die Untersuchungen in Kapitel 3 sowie die anderer Studien ([WUS21], [FNN21]), dass die Winterzeit am relevantesten ist. BEVs haben bei niedrigen Temperaturen den höchsten Energiebedarf, der mit der saisonalen Spitzenlast der Haushalte und der meisten Gewerbebetriebe im Winter zusammentrifft.

Wochentage: Neben der saisonalen Lastschwankungen gibt es Unterschiede bei den Wochentagen. Zur Reduzierung des Modellierungsaufwands soll auch hier der relevanteste Wochentag betrachtet werden. Für die Betrachtung von Unterschieden in der Bestandslast kann ebenfalls auf die VDEW-Standardlastprofile zurückgegriffen werden. Dabei sind alle Werktage zu einem Typtag zusammengefasst sowie Samstage und Sonntage mit separaten Zeitreihen. Bei den Haushaltsprofilen H0 ist der Unterschied in der Leistungsspitze und dem Energiebezug zwischen den Wochentagen im Vergleich zu den saisonalen Lastschwankungen verhältnismäßig klein [KRE19]. Bei den Haushaltsprofilen H0 hat der Sonntag eine stärker ausgeprägte Mittagsspitze als Werktage und der Samstag. Bei den Gewerbeprofilen G0 ist an Werktagen die höchste Belastung zu erkennen, gefolgt vom Samstag mit etwas niedrigerer Belastung und Sonntag mit konstant niedriger Last. Vor allem in städtischen Gebieten, wo eine Durchmischung von Haushalten und Gewerbe vorzufinden ist, erreicht die Bestandslast somit ihr Maximum an Werktagen. [MEI99] Bei Elektromobilität sind die zu erwartenden Belastungen an Werktagen durch das Arbeitsladen und die erwartete höhere Gleichzeitigkeit bei der Rückkehr von der Arbeit zum Wohnort größer, wie auch [FNN21] beschreibt und Kapitel 3 zeigt. Basierend auf diesen Erkenntnissen liegt der Fokus für die Untersuchungen der Netze und die damit verbundene Modellierung der Bestandslast auf Winterwerktagen.

2.4.2 Modellierung der Bestandslast

Die im Abschnitt 2.3 definierte Versorgungsaufgabe liefert die Eingangsinformationen für die Modellierung der Bestandslast.

Haushalte im Niederspannungsnetz: Die Haushalte in den repräsentativen Niederspannungsnetzen werden mit Hilfe von vorgefertigten synthetischen Lastprofilen eines Haushalts-Lastprofilgenerators modelliert. Die vorgefertigten Wirk- und Blindleistungsprofile mit einer zeitlichen Auflösung eines 1-Minuten-Intervalls repräsentierten 2-Personen-Haushalte über eine Dauer von 53 Wochen sowie einem jährlichen Energiebedarf von 2.900 kWh. [WAG16] Das entspricht der durchschnittlichen Haushaltsgröße im Jahr 2019 in Deutschland von genau 2,0 Personen und annähernd dem durchschnittlichen Jahresenergieverbrauch von 2-Personen-Haushalten im Jahr 2019 mit 2.890 kWh [BDE21]. Aus

den vorgefertigten Jahreslastgängen des Lastprofilgenerators werden jeweils die Winterwerkzeuge für die Modellierung verwendet. Weil bei einer großen Anzahl von aggregierten Winterwerktagen des Lastprofilgenerators Abweichungen zur Profilform vom VDEW-Standardlastprofil H0 festzustellen waren, wurden die synthetischen Lastprofile von [WAG16] in einem weiteren Verarbeitungsschritt kalibriert. Bei der Kalibrierung wurde jeder einzelne Tageslastgang in bestimmten Zeiträumen gestreckt oder gestaucht. Nach der Kalibrierung entsprechen die aggregierten Profile aus dem Lastprofilgenerator annähernd dem Verlauf des H0-Profiles. Die Übereinstimmung der Lastgänge ist vor allem für die Validierung der vereinfachten Modellierung mit durchschnittlichen Tageslastgängen in Abschnitt 6.3 wichtig. Bei der Modellierung der Lasten an den einzelnen Niederspannungsnetzanschlüssen wird eine entsprechende Anzahl an Lastprofilen für 2-Personen-Haushalte hinterlegt. Die Anzahl der Lastprofile orientiert sich an der Anzahl der ermittelten Bewohner für jedes Gebäude. Zwei Bewohner werden jeweils mit einem Profil abgebildet. Bei der Definition der Versorgungsaufgabe in Abschnitt 2.3.1 wurde bereits berücksichtigt, dass an jedem Netzanschluss eine gerade Anzahl an Bewohnern vorliegt.

Haushalte im Mittelspannungsnetz: Die Haushalte im Mittelspannungsnetz bzw. den unterlagerten Niederspannungsnetzen werden mit Hilfe des VDEW-Standardlastprofils H0 für die Jahreszeit Winter modelliert. Je Bewohner wird ein Jahresenergieverbrauch von 1.450 kWh angesetzt, was bei 2-Personen-Haushalten wie in der Niederspannung 2.900 kWh entspricht. Zur Berücksichtigung der anzuwendenden Dynamisierungsfunktion wird das Profil mit einem Faktor von 1,26 multipliziert, was dem Wintertag mit der höchsten Belastung entspricht. Die Auflösung der Lastprofile wird von 15-Minuten- auf 1-Minuten-Intervalle erhöht, damit die Profile der Bestandslast die gleiche Auflösung wie die in Kapitel 3 für Elektromobilität entwickelten Profile haben. Alle 15 Zeitschritte innerhalb eines 15-Minuten-Intervalls erhalten denselben Wert des VDEW-Standardlastprofils, woraus ein Verlauf mit kleinen stufenförmigen Lastveränderungen über den Tag hinweg resultiert. Ein Blindleistungsbezug wird nicht modelliert, weil die Untersuchungen zur Entwicklung des Haushaltslastprofilgenerators in [WAG16] zeigen, dass der Wirkleistungsfaktor nahe bei 1 liegt. Stärkere Streuungen von einzelnen Blindleistungsprofilen in den induktiven sowie kapazitiven Bereich heben sich außerdem bei der Aggregation vieler Profile gegenseitig auf.

Gewerbebetriebe in Nieder- und Mittelspannungsnetzen: Die exakte Modellierung von einzelnen Gewerbebetrieben ist schwierig, weil sich sogar Gewerbebetriebe mit ähnlicher Größe und gleichem Gewerbetyp stark in der Lastcharakteristik unterscheiden können. Außerdem sind Gewerbebetriebe mit einem relevanten Einfluss auf die Netzbelastung meist nicht in Niederspannungssträngen, sondern direkt an eine Ortsnetzstation angeschlossen. Das hat zur Folge, dass die Lastgänge der Gewerbebetriebe erst am Ortsnetztransformator relevant werden und sich die stochastischen Effekte mit der Last der anderen Verbraucher reduzieren. Die Modellierung von Gewerbebetrieben wird deshalb

vereinfacht mit den VDEW-Standardlastprofilen in der Nieder- und Mittelspannungsebene durchgeführt. Es gibt bei den VDEW-Standardlastprofilen eine Unterscheidung zwischen unterschiedlichen Gewerbetypen: G0 – Gewerbe allgemein, G1 – Gewerbe werktags, G2 – Gewerbe Abendstunden, G3 – Gewerbe durchlaufend, G4 – Laden/Friseur, G5 – Bäckerei, G6 – Wochenendbetrieb. Zur Reduzierung der Komplexität und Kompensation von Unsicherheiten bei der Bestimmung des richtigen Gewerbetyps erfolgt die Modellierung nur mit dem G0-Profil für die Jahreszeit Winter. Das G0-Profil wird entsprechend dem ermittelten Jahresenergiebedarf aus der Analyse der Versorgungsaufgabe (Abschnitt 2.3.4) skaliert. Zusätzlich zum Wirkleistungsprofil wird ein induktiver Blindleistungsbezug mit einem konstanten Wirkleistungsfaktor von 0,98 berücksichtigt, was in den untersuchten Netzen als typisch angesehen wird. Wie bei der Modellierung der Haushalte in der Mittelspannung wird die Auflösung des G0-Profiles von 15 auf 1 Minute erhöht.

2.4.3 Validierung der Bestandslast in den Niederspannungsnetzen

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 2-6 die Spitzenlasten in allen und in Abbildung 2-7 die Profilformen in zwei exemplarischen Netzen verglichen.

Spitzenlast: Zur Validierung der Spitzenlast steht in Abbildung 2-6 die maximale Transformatorauslastung zum Vergleich. Die blauen Balken repräsentieren die modellierte Spitzenlast. Diese wurde aus 300 Tagesverläufen (Winter) mit einem Mittelungsintervall von zehn Minuten berechnet. Die grünen Balken beschreiben die Schleppzeigerhistorie. Die abgelesenen Schleppzeigerströme werden unter der vereinfachten Annahme einer Nennspannung von 400 V und bei Berücksichtigung der Nennleistung des Transformators auf eine Transformatorauslastung umgerechnet. Abweichend zur Spannungaufteilung von Abbildung 2-3 (blau Kennline) für lastdominierende Extremfälle bestätigen Messdaten aus dem realen Betrieb eine Netzspannung von etwa 400 V an den Messpunkten der Schleppzeiger. 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 Transformatorleistung und einer Nennspannung von 400 V einer Abweichung von $\pm 5\%$ Auslastung in Abbildung 2-6 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.

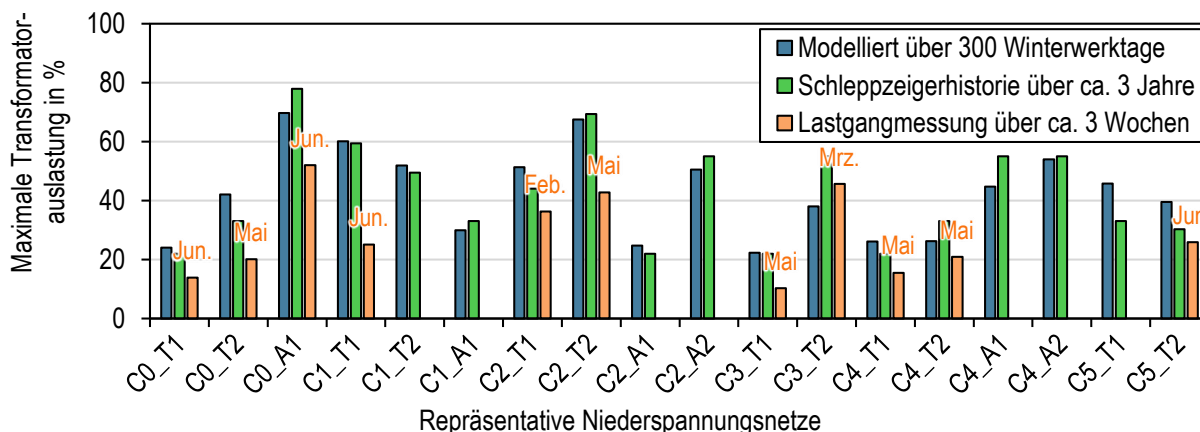


Abbildung 2-6: Validierung der modellierten Spitzenlast im Netzbestand

Die modellierte Spitzenlast in Abbildung 2-6 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. ± 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.

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. In Abbildung 2-7 werden die Lastgänge aus Simulation und Messung verglichen.

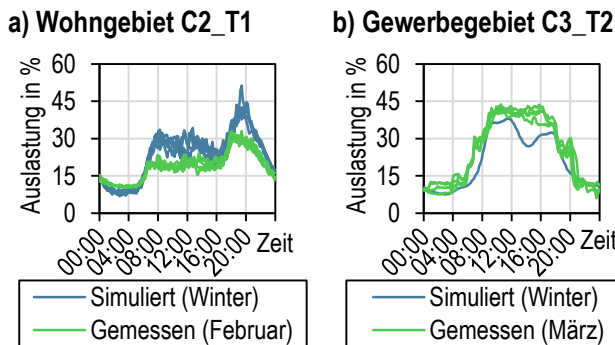


Abbildung 2-7: Validierung der Auslastung der Ortsnetztransformatoren von Netz C2_T1 und C3_T2

Der Vergleich bezieht sich auf jeweils fünf Winterwerktag mit einer zeitlichen Auflösung von zehn Minuten. Das Netz C2_T1 in Abbildung 2-7 a) versorgt hauptsächlich Haushalte. Eine gute Übereinstimmung zwischen Modellierung und Messung ist in der Nacht und in 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. Das Netz C3_T2 in Abbildung 2-7 b) versorgt nur Gewerbegebäude, die vereinfacht über das G0-Profil modelliert

werden. Eine Abweichung zwischen den fünf modellierten Tagen (blau) ist deshalb nicht zu erkennen. Die größte Abweichung mit etwa 15 % zwischen der grünen und blauen Kennlinie bei C3_T2 ist um etwa 14 Uhr und lässt sich hauptsächlich auf die unterschiedlichen Profilformen zurückführen.

2.4.4 Validierung der Bestandslast in den Mittelspannungsnetzen

In Abbildung 2-8 werden modellierte und gemessene Lastgänge aus dem Mittelspannungsnetz verglichen. Die verwendeten Messdaten, die angewendete Kalibrierung und die Modellierung von Nachtspeicherheizungen wird nachfolgende beschrieben.

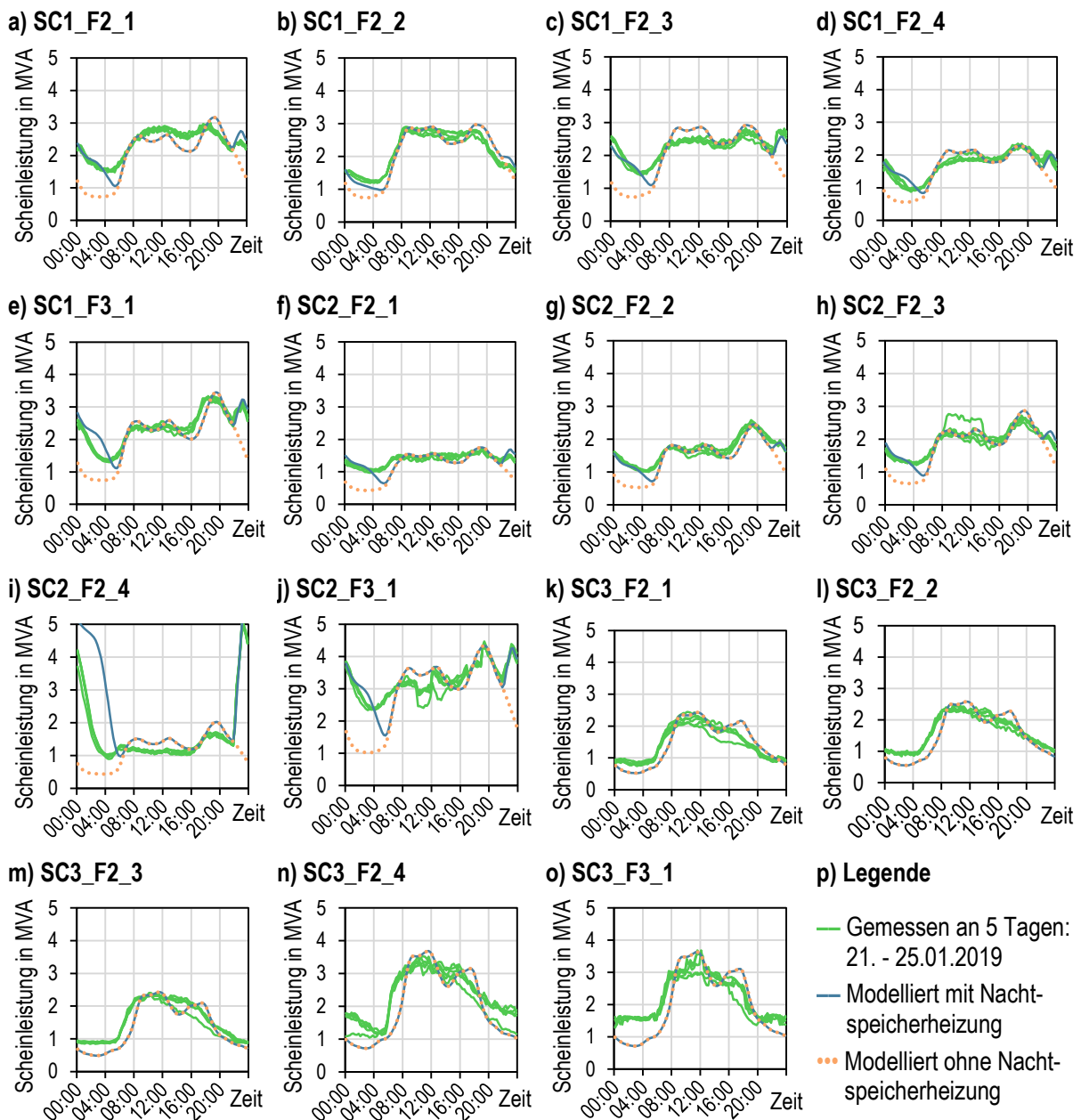


Abbildung 2-8: Profilverläufe bei der Validierung der Bestandslast der Mittelspannungsnetze unter Berücksichtigung der Skalierungsfaktoren aus Tabelle 2-8

Messdaten: Die Validierung der modellierten Bestandslasten in der Mittelspannung, erfolgt mit Hilfe von gemessenen Lastgängen aus dem Jahr 2019, weil aus diesem Jahr für alle untersuchten Netze Aufzeichnungen aus den Umspannwerken vorliegen. Aus dem Jahr 2019 wird die kälteste Arbeitswoche vom 21.01.2019 bis 25.01.2019 mit Tagesdurchschnittstemperaturen bis zu $-4,1\text{ °C}$ herangezogen [DWD21]. Nachdem sich die Modellierung auf eine auslegungsrelevante Temperatur von -10 °C bezieht (vgl. Abschnitt 2.5.3), wurde an einigen Netzen zusätzlich ein Abgleich mit Lastgängen vom 26.02.2018 vorgenommen, da an diesem Datum die Tagesdurchschnittstemperatur -10 °C erreichte. Der Vergleich zwischen dem 26.02.2018 und der Arbeitswoche in 2019 zeigt auch bei Netzen mit hohem Anteil von Nachtspeicherheizungen vernachlässigbar kleine Unterschiede. In Abbildung 2-8 werden die gemessenen und modellierten Lastgänge der Netze miteinander verglichen, wobei für die Modellierung die Skalierungsfaktoren aus Tabelle 2-8 berücksichtigt sind.

Kalibrierung der Modellierung: Die modellierten Lastgänge basieren auf der in Abschnitt 2.3.4 beschriebenen automatisierten Standortanalyse und der daraus resultierenden Versorgungsaufgabe von Tabelle A-3. Bei der Standortanalyse müssen unterschiedliche Datenquellen miteinander verknüpft werden, wofür es aber keine eindeutigen Verknüpfungsmerkmale gibt. Dadurch ist es bei ungünstigen Voraussetzungen zum Beispiel nicht möglich, die Haushalte eines Gebäudes dem richtigen Netzanschluss zuzuordnen. Erschwerend kommt hinzu, dass der spezifische Energiebedarf für Gewerbebetriebe aus Tabelle 2-6 eine Verallgemeinerung darstellt und nicht immer auf die Betriebe vor Ort zutrifft.

Tabelle 2-8: Skalierungsfaktoren für Bewohner und Gewerbeenergie sowie Anteil von Nachtspeicherheizungen

| Netz | Skalierung Anzahl Bewohner | Skalierung Gewerbeenergie | Anteil Nachtspeicher |
|----------|----------------------------|---------------------------|----------------------|
| SC1_F2_1 | 1,7 | 1,00 | 2,5 % |
| SC1_F2_2 | 1,5 | 1,00 | 1,0 % |
| SC1_F2_3 | 0,8 | 0,80 | 1,5 % |
| SC1_F2_4 | 1,7 | 1,00 | 3,0 % |
| SC1_F3_1 | 0,9 | 1,00 | 1,5 % |
| SC2_F2_1 | 1,0 | 1,00 | 2,0 % |
| SC2_F2_2 | 1,0 | 1,00 | 1,0 % |
| SC2_F2_3 | 1,4 | 1,00 | 1,5 % |
| SC2_F2_4 | 1,0 | 1,00 | 8,0 % |
| SC2_F3_1 | 1,0 | 1,00 | 2,0 % |
| SC3_F2_1 | 1,0 | 0,90 | 0,0 % |
| SC3_F2_2 | 1,0 | 0,85 | 0,0 % |
| SC3_F2_3 | 1,0 | 0,75 | 0,0 % |
| SC3_F2_4 | 1,0 | 1,15 | 0,0 % |
| SC3_F3_1 | 1,0 | 0,65 | 0,0 % |

Die beschriebenen Herausforderungen führen in einigen Netzen zu Abweichungen zwischen den modellierten und gemessenen Lastgängen. In Netzen mit größeren Abweichungen der Spitzenlast wird durch die gleichmäßige Skalierung der Anzahl an Bewohnern oder des Gewerbeenergiebedarfs (Versorgungsaufgabe Tabelle A-3) aller Stationen im Ring die Modellierung kalibriert. In Tabelle 2-8 sind die verwendeten Skalierungsfaktoren zusammen mit der Modellierung der Nachtspeicherheizungen gelistet.

Modellierung von Nachtspeicherheizungen: Nachtspeicherheizungen haben im Winter trotz geringer Durchdringung einen beachtlichen Einfluss auf die Lastgänge von Mittelspannungsnetzen in Wohngebieten. Analog zu den VDEW-Standardlastprofilen für Haushalte und Gewerbebetriebe gibt es auch temperaturabhängige Lastprofile für Nachtspeicherheizungen [MEI99]. Für das untersuchte Netzgebiet wird das Lastprofil ohne Tagnachladung für Werktage bei -10 °C ausgewählt und vereinfacht je 2-Personen-Haushalt ein Jahresverbrauch der Nachtspeicherheizung von 10.000 kWh angenommen [SWM23]. Die Nachtspeicherheizungen werden gleichmäßig auf die Haushalte in den Mittelspannungsringen aufgeteilt, bis bei einer entsprechenden Durchdringung die gemessenen Lastspitzen in den Abend- und Morgenstunden erreicht werden. In Tabelle 2-8 sind die erreichten Durchdringungen mit Nachtspeicherheizungen zusammen mit den Skalierungsfaktoren für Haushalte und Gewerbe gelistet. In Abbildung 2-8 werden die gemessenen Lastgänge (grün) mit den modellierten Lastgängen mit (blau) und ohne (orange) Nachtspeicherheizung verglichen. Es ist eine hohe Übereinstimmung zwischen den modellierten Lastgängen (inkl. Kalibrierung) und den gemessenen Lastgängen in Abbildung 2-8 zu erkennen. Der Lastbeitrag durch die Nachtspeicherheizungen ist trotz geringer Durchdringung an den Haushalten (typisch zwischen 1 % bis 3 %, Extremfall 8 % in Abbildung 2-8 i)) beachtlich.

2.5 Szenarien für Elektromobilität

Szenarien oder Szenariotechniken werden häufig in der Wissenschaft verwendet, um komplexe Entwicklungen in der Zukunft zu analysieren und Zusammenhänge darzustellen. Szenariotechniken gliedern sich typischerweise in vier Phasen: Szenariofeld-Bestimmung, Schlüsselfaktor-Identifikation, Schlüsselfaktor-Analyse und Szenario-Generierung. [KOS08] Die vier Phasen der Szenariotechnik werden nachfolgend für die Untersuchungen im Rahmen der Arbeit durchgeführt.

2.5.1 Szenariofeld-Bestimmung

Wie bereits in Kapitel 1 beschrieben, werden die Auswirkungen von BEVs auf städtische Nieder- und Mittelspannungsnetze analysiert. Die Untersuchungen basieren auf Lastflussberechnungen, die an repräsentativen Nieder- und Mittelspannungsnetzen mit einer bekannten Bestandslast angewendet werden. Die zukünftige Existenz von BEVs und das zu erwartende Ladeverhalten soll mit Hilfe von Szenarien untersucht werden. Voruntersuchungen haben gezeigt, dass auf Grund des hohen Berechnungsaufwands an den Niederspannungsnetzen eine Anzahl von etwa zehn Szenarien untersucht werden kann.

2.5.2 Schlüsselfaktor-Identifikation

Auswirkungen von BEV auf das Verteilnetz und die dabei relevanten Einflussfaktoren können mit Hilfe der nachfolgenden Schlüssel-Indikatoren beschrieben werden:

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

2.5.3 Schlüsselindikator-Analyse

Mögliche Ausprägungen oder Wertebereiche der einzelnen Schlüsselindikatoren werden nachfolgend analysiert.

Durchdringung: Die zu erwartende Anzahl von BEVs wird in dieser Arbeit primär über den Durchdringungsgrad in Bezug auf den aktuellen PKW-Bestand ermittelt. Die Durchdringung berücksichtigt somit den Worst-Case, bei dem der PKW-Bestand gleich bleibt und sich nicht wie zum Beispiel in [PRO21] beschrieben auf Grund von verändertem Mobilitätsverhalten reduziert. Ein Wertebereich von annähernd 0 % bis 100 % ist daher sinnvoll. Voruntersuchungen bei den Niederspannungsnetzen haben gezeigt, dass die Auswirkungen auf die Netzbelastung bei niedriger Durchdringung kaum erkennbar sind und bei der erzielten statistischen Genauigkeit (siehe Kapitel 5) eine Schrittweite von 25 % sinnvoll ist. Daraus resultieren die nachfolgenden Durchdringungsgrade mit BEV am PKW-Bestand: 0 % (Bestandslast), 50 %, 75 % und 100 %.

Umgebungstemperatur: Zur Bestimmung einer auslegungsrelevanten Umgebungstemperatur im Winter erfolgt eine Auswertung von Kälteperioden in München mit Temperaturmessdaten im 1-Stunden-Intervall zwischen den Jahren 1993 und 2020 [DWD21]. Wie die Modellierung der Ladevorgänge an privaten Ladepunkten in Abschnitt 3.2 zeigt, liegt das mittlere Ladeintervall bei drei (Arbeitsladen) bzw. sechs (Heimladen) Tagen.

Der Energieinhalt der Batterie wird über mehrere Tage ausgespeichert, bis es zu einer erneuten Ladung kommt. Ein erhöhter Energieverbrauch kommt deshalb erst nach mehreren kalten Tagen vollständig in der Netzbelastung zu tragen. Für die Auswertung in Abbildung 2-9 werden deshalb Kälteperioden berücksichtigt, an denen mindestens an zwei aufeinanderfolgenden Tagen ein definierter Grenzwert der Tagesdurchschnittstemperatur unterschritten bleibt.

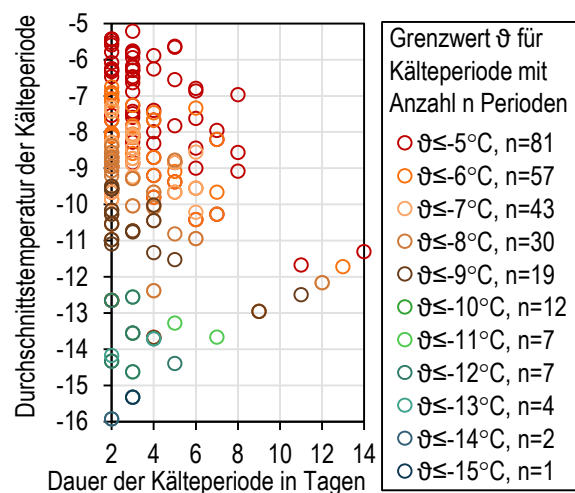


Abbildung 2-9: Kälteperioden in München von 1993 bis 2020

Die Durchschnittstemperatur über die Dauer der Kälteperiode (vertikale Achse) liegt meist einige Grad Celsius unter dem definierten Grenzwert. Mit sinkendem Grenzwert der Tagesdurchschnittstemperatur reduziert sich die Anzahl n der aufgetretenen Kälteperioden. Bei einem Grenzwert von -15 °C ist nur noch eine Kälteperiode aufzufinden. Als auslegungsrelevante Umgebungstemperatur wird die Temperatur von Kälteperioden angenommen, die durchschnittlich jedes Jahr einmal auftritt. Bei dem angestellten Betrachtungszeitraum von 27 Jahren traten 30 Kälteperioden mit einer Temperatur $\leq -8\text{ °C}$ in Abbildung 2-9 auf. Bei einer zweiten Analyse der Tagesmittelwerte (nicht dargestellt) wurde außerdem der Einfluss unterschiedlicher Gewichtungen untersucht, um zu berücksichtigen, dass die meisten Fahrten tagsüber stattfinden, wenn die Temperaturen typischerweise über dem Tagesdurchschnitt liegen. Die Gewichtung der 1-Stunden-Mittelwerte der Temperatur zwischen 6 Uhr und 20 Uhr mit einem Faktor von 1 sowie zwischen 20 Uhr und 6 Uhr mit einem Faktor von 0,25 führt zu einer Reduzierung auf 22 Kälteperioden mit $\leq -8\text{ °C}$. Bei einer dritten Analyse (nicht dargestellt) werden zur Übertragbarkeit auf andere deutsche Städte Temperaturmessdaten aus Berlin analysiert, wovon 19 Kälteperioden mit $\leq -8\text{ °C}$ ermittelt wurden. In allen drei Analysen erreichen die Kälteperioden mit $\leq -8\text{ °C}$ häufig einen Temperaturmittelwert von etwa -10 °C . Es wird somit eine auslegungsrelevante Umgebungstemperatur von -10 °C definiert.

Ladeorte: In der Vergangenheit sind an nachfolgenden privaten, halböffentlichen und öffentlichen Orten im städtischen Umfeld Ladepunkte entstanden: An privaten Stellplätzen am Wohn- und Arbeitsort, an öffentlichen Straßenstellplätzen in Stadtgebieten mit unterschiedlicher Bebauung sowie an halböffentlichen Orten wie Tankstellen und Kundenparkplätzen. Welcher der benannten Ladeorte in den betrachteten Verteilnetzen vorkommt, hängt von der Parkplatzsituation ab und wurde bereits teilweise in Abschnitt 2.3.4 bei der Analyse der Versorgungsaufgabe festgelegt. Weil die BEVs an unterschiedlichen Orten parken, aber meist nur an einem typischen Ort laden, sind typische Ladeorte zu definieren. Zur Reduzierung der Komplexität wird hier bereits zwischen einem Fall mit primär privaten Ladepunkten und einem Fall mit verstärkt öffentlichem Ladeanteil in Tabelle 2-9 unterschieden. Für die bessere Verständlichkeit der Tabelle beziehen sich die Werte auf einen Durchdringungsgrad mit BEVs von 100 %. Bei abweichenden BEV-Durchdringungen sind die Werte zusätzlich mit dem entsprechenden Faktor zu multiplizieren. Die Werte in Tabelle 2-9 wurden in Anlehnung an [KRE21a] definiert. Bei Heimstellplätzen wird ein Ladeanteil von 90 % im Fall „primär privat“ und 60 % Ladeanteil bei „verstärkt öffentlich“ definiert. 80 % der BEVs mit Parkplatz am Straßenrand laden dort und teilen sich die verfügbaren öffentlichen AC-Ladepunkte. Durch das Teilen der öffentlichen AC-Ladepunkte wird nicht an jedem Straßenstellplatz ein AC-Ladepunkt benötigt. Im verstärkt öffentlichen Fall wird davon ausgegangen, dass BEVs mit Heimstellplatz vermehrt an AC-Straßenladepunkten laden und sich dadurch den Aufbau eines eigenen Heimladepunktes sparen. Um das verstärkt öffentliche Laden zu berücksichtigen und den

Bezug zu den Straßenstellplätzen belassen zu können, liegt der Ladeanteil hier bei 120 %. Gegebenenfalls müssen dafür in der Praxis neue öffentliche Parkmöglichkeiten geschaffen werden.

Tabelle 2-9: Ladeortverteilung für einen Fall mit primär privaten Ladepunkten und einem Fall mit verstärkt öffentlichem Ladeanteil

| Ladesäulentyp (Bezugsgröße) | Primär privat | Verstärkt öffentlich |
|--|-----------------------------------|---------------------------------|
| Heimladepunkte AC (Anzahl Stellplätze) | 90 % aller Stellplätze | 60 % aller Stellplätze |
| Straßenladepunkte AC (Anz. Stellplätze) | 80 % aller Stellplätze | 120 % aller Stellplätze |
| Arbeitsladepunkte AC (Anz. Mitarbeiter) | 30 % aller Mitarbeiter | 15 % aller Mitarbeiter |
| Kundenladepunkte DC (Betriebsgröße) | 0,5 BEV/(100 m ² ·Tag) | 1 BEV/(100 m ² ·Tag) |
| Straßenladepunkte DC (Anz. je NS-Netz) | 2 Ladepunkte (50 kW) | 0 Ladepunkte (50 kW) |
| Tankstelle DC (Anzahl je NS-Netz) | 0 Ladepunkte (150 kW) | 1 Ladepunkt (150 kW) |

Ob ein Unternehmen seinen Mitarbeitern die Möglichkeit für das Arbeitsladen bietet, hängt von vielen Einflussfaktoren ab. Nachfolgend sind mögliche Einflussfaktoren gelistet: Parkplatzangebot, Besitz von Dienstwagen, Gewerbebranche und Unternehmensinteressen wie zum Beispiel Mitarbeiterbindung. Die getroffenen Annahmen, bei denen 30 % bzw. 15 % aller Mitarbeiter ihr BEV am Arbeitsplatz laden, beziehen sich auf die durchschnittlichen Bedingungen in den Gebäudeclustern C3 und C5. Das zu erwartende Ladeaufkommen an Kundenparkplätzen ist stark abhängig davon, welche Interessen Handelsunternehmen verfolgen, um mit dem Ladeangebot zum Beispiel ihre Kundenbindung zu erhöhen. Kundenparkplätze sind hauptsächlich in Gebäudecluster C3 vorzufinden und das Ladeaufkommen wird auf die Betriebsflächen mit 0,5 und 1 BEV/(100 m²·Tag) bezogen, weil nur für den Lebensmittel-Einzelhandel verlässliche Literaturwerte zum Kundenaufkommen zur Verfügung stehen. Supermärkte haben zum Beispiel im Jahr 2013 eine durchschnittliche Verkaufsfläche von 1.370 m² und ein durchschnittliches tägliches Kundenaufkommen von 1.531 Kunden pro Tag [NEU14]. In Bezug auf die definierten Szenarien würde demnach nur etwa jeder hundertste Kunde am Supermarkt sein BEV laden. Im Gegensatz dazu stehen Gewerbebetriebe wie zum Beispiel ein Möbelhaus mit großen Ausstellungsflächen und vermutlich geringer Kundenzahl. Schnellladesäulen mit DC-Ladetechnologie sind ebenfalls am Straßenrand oder an Tankstellen und Kundenparkplätzen anzutreffen. Die tatsächlichen Standorte sind schwer vorhersehbar, da neben der Attraktivität des Standortes die Verfügbarkeit geeigneter Parkplätze mit zusätzlichem Platz für die Ladesäule und Anschlussschränke gegeben sein muss. Weil diese Schnellladepunkte in der Praxis auf Grund hoher Ladeleistungen mit einer neuen Anschlussleitung direkt an den Ortsnetztransformator angeschlossen werden, bleiben die bereits bestehenden Niederspannungsstränge weitestgehend unbeeinflusst. Die Ermittlung des Integrationspotentials beschränkt sich dadurch auf die Lastspitzen am Ortsnetztransformator und die Belastung der darüber liegenden Netzebenen. Bei der Ladeortverteilung

werden deshalb für jedes Niederspannungsnetz zwei Schnellladesäulen mit je 50 kW (Straßenladepunkte DC) bei „primär privat“ und eine Schnellladesäule mit 150 kW (Tankstelle DC) bei erhöhtem öffentlichen Ladeanteil berücksichtigt.

Ladeleistung: Die maximale Ladeleistung beim Ladevorgang resultiert aus den Nennladeleistungen des Fahrzeugs und des Ladepunktes. Dabei muss zwischen der AC- und DC-Ladetechnologie unterschieden werden. Aktuelle Prognosen für das AC-Laden deuten darauf hin, dass eine Ladeleistung von 11 kW beim AC-Laden sehr wahrscheinlich ist. Vor allem an privaten Ladeorten mit langen Standzeiten ist der dadurch erreichte Ladekomfort bereits heute zufriedenstellend. Eine Ladeleistung von 22 kW wird aktuell als Maximum bei der AC-Ladetechnologie und allgemein bei privaten Ladepunkten angenommen. Geringere AC-Ladeleistungen wie zum Beispiel 3,7 kW und 7,4 kW haben aktuell noch einen großen Anteil, sind aber für Untersuchungen weniger relevant, da vorangegangenen Studien (Tabelle A-1) zeigen, dass geringere Ladeleistungen zu einer Entlastung der Verteilnetze führen. Bei der DC-Ladetechnologie ist ebenfalls die Nennladeleistung von BEVs und Ladepunkten zu berücksichtigen. Während die meisten BEVs heute über eine Ladeleistung von etwa 50 kW oder 100 kW verfügen, gibt es typischerweise Ladepunkte mit 20 kW (Kundenparkplatz), 50 kW (Straßenstellplätze) und 150 kW (Tankstelle, Kundenparkplatz). An Autobahnen gibt es vereinzelt Ladepunkte mit bis zu 350 kW Ladeleistung, die im Rahmen der Arbeit nicht weiter betrachtet werden. [NAT20b], [WIN21], [EVD23]

Ladestrategie: Das ungesteuerte Laden ist aktuell am häufigsten an privaten, halböffentlichen und öffentlichen Ladepunkten vorzufinden. Das BEV wird sofort nach dem Verbinden mit dem Ladepunkt mit technisch maximal möglicher Ladeleistung geladen, was den besten Ladekomfort für BEV-Nutzer bedeutet. An den meisten öffentlichen Ladepunkten ist auf Grund kurzer Standzeiten auch zukünftig das weitestgehend ungesteuerte Laden zu erwarten. Als Ausnahme sind zum Beispiel Schnellladesäulen mit Ladeleistungen von 300 kW zu nennen, bei denen bereits heute ein Spitzenlastmanagement eingesetzt wird, um die 300 kW Nennladeleistung der Ladesäule auf zwei Ladepunkte aufzuteilen [ALP22]. Da viele BEVs über keine so hohe Ladeleistungen verfügen und die Ladeleistung sich während des Ladevorgangs reduziert (siehe Kapitel 4) beeinflusst das Spitzenlastmanagement das Ladeverhalten kaum. Spitzenlastmanagement wird vermehrt bei der Integration einer größeren Anzahl von privaten Ladepunkten angewendet. Das Spitzenlastmanagement reduziert die Lastspitzen am Netzanschluss und verhindert dadurch die Überlastung oder den notwendigen Ausbau des Netzanschlusses. Es kann zwischen einem statischen und dynamischen Spitzenlastmanagement unterschieden werden wie [ELE20] und Abschnitt 3.4.1 zeigt. Weil das dynamische Lastmanagement (DLM) bei gleicher Netzanschlussgröße mehr Integrationspotential für Ladepunkte bietet, ist das DLM die interessante Variante, welche primär auch in der Praxis bei privaten Ladepunkten zum Einsatz kommt. Marktgetriebenes Laden ist ebenfalls eine Ladestrategie für private Ladepunkte, da die Ladevorgänge entsprechend verzögert werden, um

günstige Ladekosten zu erreichen. Die Modellierung des marktgetriebenen Ladens (Kapitel 3) zielt auf den Marktpreis ab und zeigt typische Tage mit Potential für große Anreize während der Mittags- und Nachtstunden.

Wärmepumpen: Neben BEVs werden Wärmepumpen zukünftig einen relevanten Lastzuwachs im Verteilnetz verursachen. In welchem Zusammenhang der Hochlauf sowie die Steuerung von BEVs und Wärmepumpen stattfindet, ist schwer abschätzbar. Von besonderem Interesse ist das Extremszenario, in dem Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge mit hoher Durchdringung auftreten. 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 durchgeführt und Wärmepumpen werden in Niederspannungsnetzen 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 für die Raumheizung und Warmwasseraufbereitung. Somit verteilt sich die Wärmepumpenleistung proportional zur Bewohnerzahl und damit annähernd 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 °C) und einer Normheizlast von 4 kW (thermisch) je 2-Personen-Haushalt in etwa 60 % Durchdringung mit Wärmepumpen. Die Gleichung (A-1) beschreibt die Zusammenhänge der einzelnen Größen, die mit Beispielwerten aus [COR18] ersetzt wurden. Weil in Mittelspannungsnetzen die Durchmischung von Wohn- und Gewerbegebieten so stark ist, dass eine reine Betrachtung der Wohngebäude zu einer Unterschätzung der Last führen würde, wird dort noch zusätzlich je 100 m² Gewerbefläche 1 kW konstanter Leistungsbezug betrachtet. Die Abschätzung in Gleichung (A-2) kommt mit dieser Annahme auch zu einer Durchdringung mit etwa 60 % Wärmepumpen in Gewerbegebäuden.

2.5.4 Szenario-Generierung

Unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Schlüsselfaktoren werden die in der Tabelle 2-10 beschriebenen zehn Szenarien definiert. Das Szenario S0 beschreibt die Bestandslast von Haushalt und Gewerbebetrieben ohne BEVs. In den Szenarien S1 bis S3 wird bei ungesteuertem Laden mit primär privater Ladeortverteilung die Durchdringung der BEVs erhöht. Bei allen weiteren Szenarien (S4 bis S9) bleibt die Durchdringung bei 100 % und jeweils ein Schlüsselfaktor wird variiert. In Szenario S4 findet verstärkt öffentliches Laden statt 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 wird ein DLM am Netzanschluss und in Szenario S9 werden zusätzlich Wärmepumpen in Wohngebäuden berücksichtigt. Szenario S10 mit zusätzlichen Wärmepumpen in Gewerbebetrieben wird nur noch an den Mittelspannungsnetzen untersucht.

Tabelle 2-10: Definierte Szenarien für die Untersuchung an den repräsentativen Nieder- und Mittelspannungsnetzen

| Bezeichnung | Durchdringung | Ladestrategie | Ladeort | AC-Ladeleistung | 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 | Verstärkt öffentlich | 11 kW | Nein |
| S5 | 100 % | Ungesteuert | Primär privat | 22 kW | Nein |
| S6 | 100 % | Markt mittags | Primär privat | 11 kW | Nein |
| S7 | 100 % | Markt nachts | Primär privat | 11 kW | Nein |
| S8 | 100 % | DLM | Primär privat | 11 kW | Nein |
| S9 | 100 % | Ungesteuert | Primär privat | 11 kW | 1 kW je 2-P.-HH* |
| S10 (nur MS-Netze) | 100 % | Ungesteuert | Primär privat | 11 kW | 1 kW je 2.-HH* 1 kW je 100 m ² GF* |

1 kW je 2-P.-HH* 1 kW je 2-Personen-Haushalt \approx 60 % Durchdringung bei Wohngebäuden
1 kW je 100 m² GF* 1 kW je 100 m² Gewerbefläche \approx 60 % Durchdringung bei Gewerbegebäuden
DLM Dynamisches Lastmanagement am Netzanschlusspunkt

Die Modellierung der Ladevorgänge für die unterschiedlichen Szenarien erfolgt in nachfolgenden Kapitel 3 und 4.

3 Private Ladepunkte und Lastprofilgeneratoren

In Kapitel 3 werden die Lastgänge an privaten Heim- und Arbeitsladepunkten modelliert. Als Eingangsdaten für die Modellierung werden probabilistische Verteilungen für bestimmte Eigenschaften wie zum Beispiel die geladene Energiemenge je Ladevorgang verwendet. Mit den Wahrscheinlichkeitsverteilungen werden Lastprofilgeneratoren parametrisiert, die für bestimmte Ladepunkttypen Ladeprofile erzeugen. Durch systematische Erzeugung von Ladeprofilen werden außerdem Gleichzeitigkeitsfaktoren und durchschnittliche Tageslastgänge generiert, die als Werkzeuge in der Verteilnetzplanung eingesetzt werden können. Die Modellierung berücksichtigt außerdem das gesteuerte Laden in Form von Spitzenlastkappung und marktgetriebenem Laden.

3.1 Lastprofilgeneratoren für BEVs

Lastprofilgeneratoren erzeugen basierend auf Eingangsinformationen synthetische Lastprofile. Beim Erzeugen der synthetischen Lastprofile wird das Ziel verfolgt, diese möglichst realitätsgetreu zu modellieren. Eine der Hauptaufgaben bei der Entwicklung eines Lastprofilgenerators ist die Erhebung und Aufbereitung der Eingangsdaten. Die Aufgabe des Lastprofilgenerators selbst ist die Durchführung einer Monte-Carlo-Simulation, bei der durch die Ziehung von Zufallsgrößen aus probabilistischen Verteilungen die Modellierung eines Lastprofils erfolgt. Die in dieser Arbeit verwendeten probabilistischen Verteilungen zur Erzeugung von Ladeprofilen sind nachfolgend aufgelistet:

- Anzahl der Ladevorgänge je Tag
z. B. 1 Ladevorgang
- Startzeitpunkte der Ladevorgänge
z. B. 09:00 Uhr
- Geladene Energie je Ladevorgang
z. B. 22 kWh

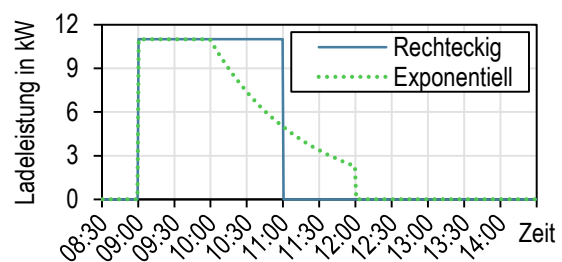


Abbildung 3-1: Exemplarische Ladeprofile

Weitere Eingangsinformationen sind die Ladeleistung und die Profilform. Typische Nennladeleistungen wurden bereits in Kapitel 1 und 2 benannt und liegen bei privaten AC-Ladepunkten zum Beispiel bei 11 kW. Die Profilform hat im Idealfall einen rechteckigen Verlauf, was der dauerhaften Nennladeleistung (z. B. 11 kW) entspricht und dadurch zur

schnellstmöglichen Beladung des BEVs führt. Beim Ladestart um 09:00 Uhr, einer Ladeleistung von 11 kW und einer geladenen Energie von 22 kWh ist der Ladevorgang um 11:00 Uhr beendet (Abbildung 3-1, blau). Das Ende des Ladevorgangs kann somit aus der Ladeenergie und dem Startzeitpunkt berechnet werden. In der Praxis starten die Ladevorgänge typischerweise bei der Nennleistung und unter bestimmten Voraussetzungen kann sich die Ladeleistung reduzieren (Abbildung 3-1, grün). Die Reduzierung der Ladeleistung erfolgt durch das Batteriemanagementsystem der BEVs und wird in Kapitel 4 genauer analysiert. Der Modellierungsansatz für die hier entwickelten Lastprofilgeneratoren bezieht sich auf den Idealfall mit dauerhafter Nennleistung und damit rechteckiger Profilform. Es wird außerdem vereinfacht ein Wirkleistungsfaktor von 1 angenommen, wodurch die Modellierung von Blindleistungsverläufen nicht notwendig ist. Messungen im Rahmen der Messkampagne von Kapitel 4 bestätigen die Annahme des Wirkleistungsfaktors von annähernd 1 aus der Praxis. Bei privaten Ladepunkten wird vorerst angenommen, dass jeder Ladepunkt von nur einem BEV genutzt wird und je Tag maximal ein Ladevorgang stattfindet. Die geteilte Nutzung von privaten Ladepunkten wird in Abschnitt 3.3.3 genauer untersucht.

3.2 Ungesteuertes Laden an privaten Ladepunkten

Die Modellierung des ungesteuerten Ladens basiert auf Mobilitätsdaten der Studie Mobilität in Deutschland 2017 (MiD2017) [NOB18] und Inhalten, die bereits in [KRE21a] veröffentlicht wurden. Die weiteren Analysen beginnen mit der Herleitung der probabilistischen Eingangsgrößen für das ungesteuerte Laden an Heim- und Arbeitsladepunkten.

3.2.1 Tagesenergiebedarf basierend auf Mobilitätsdaten

Die Grundlage für die Ermittlung des Tagesenergiebedarfs ist die zurückgelegte Tagesgesamstrecke von PKWs in deutschen Metropolen und Großstädten der Studie MiD2017. Basierend auf der zurückgelegten Tagesgesamstrecke wird der Energiebedarf in Anlehnung an [WUS21] berechnet. Nachfolgende Abhängigkeiten werden dabei berücksichtigt und sind in Abbildung 3-2 dargestellt.

- Tagesgesamstrecke in Abhängigkeit des Wochentags und der Zulassungsart
- Anzahl der Fahrten je Tag oder die Länge der Einzelwegstrecken je Tag
- Durchschnittsgeschwindigkeit in Abhängigkeit zur Weglänge
- Energieverbrauch in Abhängigkeit zur Durchschnittsgeschwindigkeit
- Energieverbrauch in Abhängigkeit zur Umgebungstemperatur
- Endergebnis: Verbrauch in Abhängigkeit der Tagesgesamstrecke und Temperatur

Tagesgesamstrecke in Abhängigkeit des Wochentags und der Zulassungsart: Es wird unterschieden zwischen privat und gewerblich zugelassenen Fahrzeugen sowie Werktagen (Montag bis Freitag) und Wochenenden (Samstag und Sonntag). Die kumulierte Häufigkeit der Tagesgesamstrecken ist in Abbildung 3-2 a) exemplarisch für privat zugelassene

PKWs an Werktagen und an Wochenende dargestellt. Die ursprüngliche Häufigkeitsverteilung aus der Studie MiD2017 mit definierten Streckenintervallen wurde kumuliert und die resultierenden Datenpunkte durch lineare Interpolation verbunden. Die durchschnittliche Tagesgesamstrecke im betrachteten Raumtyp Metropole und Großstadt liegt für private PKWs bei 22,1 km und für gewerblich zugelassene PKWs bei 30,6 km. Bei Heimladepunkten werden die Tagesgesamstrecken von privaten PKWs berücksichtigt. Für Arbeitsladepunkte werden die Tagesgesamstrecken von gewerblichen PKWs herangezogen, weil anzunehmen ist, dass dort bevorzugt Dienstwagen und PKWs von Pendlern mit höheren Fahrleistungen geladen werden.

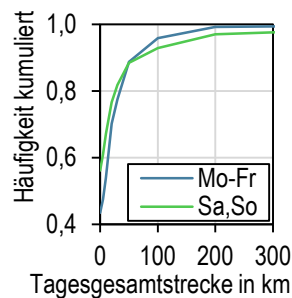
Länge der Wegstrecken: Die Tagesgesamstrecke teilt sich meist in mehrere einzelne Wege oder Fahrten auf. In Abbildung 3-2 b) wird die Anzahl der Fahrten je Tag mit ihrer Häufigkeit dargestellt.

Mit einem Anteil von 42 % treten zwei Fahrten je Tag am häufigsten auf, weshalb vereinfacht angenommen wird, dass sich die Tagesgesamstrecke täglich auf zwei gleich lange Wegstrecken aufteilt.

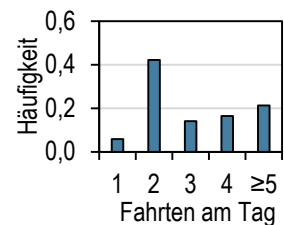
Durchschnittsgeschwindigkeit in Abhängigkeit zur Weglänge: Die Aufteilung in Wegstrecken ist notwendig, weil aus der Weglänge die Durchschnittsgeschwindigkeit berechnet wird, die wiederum Einfluss auf den Energieverbrauch nimmt. Der Zusammenhang zwischen Wegstrecke und Durchschnittsgeschwindigkeit wird ebenfalls in [WUS21] berücksichtigt, stammt ursprünglich aus [SCH18] und ist in Abbildung 3-2 c) dargestellt.

Energieverbrauch in Abhängigkeit zur Durchschnittsgeschwindigkeit: Besonders bei hohen Geschwindigkeiten, wie zum Beispiel bei Fahrten auf der Autobahn oder Schnellstraßen ist der Energiebedarf hoch. Der quadratische Zusammenhang aus [WUS21] und [FÜß17] ist in Abbildung 3-2 d) dargestellt.

a) Tagesgesamstrecke

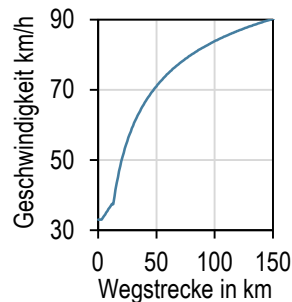


b) Fahrten je Tag

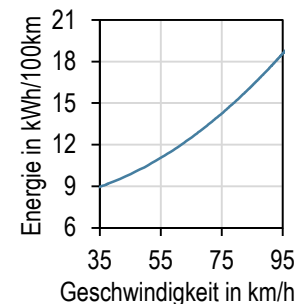


→ Vereinfacht: 2 gleich lange Wege je PKW und Tag

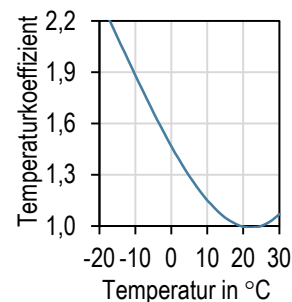
c) Geschwindigkeit



d) Energieverbrauch



e) Temperatureinfluss



f) Endergebnis

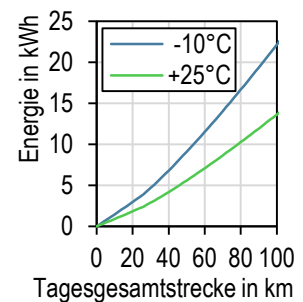


Abbildung 3-2: Einflussfaktoren auf den Energiebedarf für Tagesgesamstrecken

Energieverbrauch in Abhängigkeit zur Umgebungstemperatur: Einer der relevantesten Einflussfaktoren auf den Energieverbrauch ist die Umgebungstemperatur, die mit einem Temperaturkoeffizienten berücksichtigt wird. Die in [WUS21] ermittelte Näherungsfunktion mit Daten aus dem Jahr 2012 wurde durch neue Daten aus dem Jahr 2020 [ARG20] ersetzt. Der geringste Verbrauch liegt bei etwa 20 °C, welcher sich durch die Beheizung des Fahrzeuginnenraums und die Klimatisierung der Fahrzeugbatterie bei -10 °C fast verdoppelt. Die genäherte Polynomfunktion dritten Grades ist Gleichung (3-1) und Abbildung 3-2 e) zu entnehmen.

$$k(\vartheta) = 1,0829 \cdot 10^{-5} \cdot \vartheta^3 + 4,8833 \cdot 10^{-4} \cdot \vartheta^2 - 3,7619 \cdot 10^{-2} \cdot \vartheta + 1,467 \quad (3-1)$$

$k(\vartheta)$ Temperaturkoeffizient
 ϑ Umgebungstemperatur

Die Berechnung des temperaturabhängigen Energiebedarfs unter Berücksichtigung der genannten Einflussfaktoren erfolgt mit Gleichung (3-2) in Anlehnung an [WUS21].

$$E(s, \vartheta) = k(\vartheta) \cdot 2 \cdot E(v(s/2)) \quad (3-2)$$

$E(s, \vartheta)$ Temperaturabhängiger Energiebedarf für Tagesstrecke
 $k(\vartheta)$ Temperaturkoeffizient
 s Tagesgesamtstrecke
 $v(s/2)$ Durchschnittsgeschwindigkeit in Abhängigkeit der halben Tagesgesamtstrecke
 $E(v(s/2))$ Energiebedarf in Abhängigkeit der Durchschnittsgeschwindigkeit und der halben Tagesgesamtstrecke

Der resultierende Energiebedarf in Abhängigkeit der Tagesgesamtstrecke und Umgebungstemperatur bei -10 °C sowie +25 °C ist Abbildung 3-2 f) zu entnehmen. Die hier ermittelten durchschnittlichen Energiebedarfe für städtische Fahrstrecken mit 20 kWh / 100 km bei -10 °C und 13 kWh / 100 km bei +25 °C haben eine gute Übereinstimmung mit den in Tabelle A-4 aufgeführten anderen Studien.

3.2.2 Simulation des Batteriefüllstands

In einer Batteriefüllstand-Simulation wird durch die Ziehung zufälliger Tagesgesamtstrecken aus der kumulierten Häufigkeitsverteilung (Abbildung 3-2 a)) der tägliche Energieverbrauch eines BEVs simuliert. Die benötigte Tagesenergie wird jeweils aus der Fahrzeugbatterie entnommen, wodurch sich der Batteriefüllstand täglich weiter reduziert. Mit Unterschreiten eines bestimmten Batteriefüllstandes steigt die Wahrscheinlichkeit für die Wiederaufladung der Batterie. Nach der Ladung der Batterie auf 100 % Füllstand können wieder Tagesgesamtstrecken zurückgelegt werden bis es zu einer erneuten Ladung kommt. Ein Auszug von 100 Tagen der Batteriesimulation eines privaten BEVs bei -10 °C und einer Netto-Batteriekapazität von 60 kWh ist Abbildung 3-3 a) zu entnehmen. Die

Kapazität mit 60 kWh wurde in Anlehnung an [EBN19] (50 kWh) und unter Berücksichtigung aktueller BEV-Modelle definiert (z. B.: VW ID.3: klein 45 kWh, mittel 58 kWh, groß 82 kWh [VOL22]; Hyundai IONIQ 5: klein 58 kWh, groß 72,6 kWh [HYU23]).

Die angewendete Wahrscheinlichkeitsverteilung für die Wiederaufladung der Batterie ist in Abbildung 3-3 b) dargestellt. Die Knickpunkte der Kennlinie beschreiben eine zwingende Aufladung bei einer Restreichweite von weniger als 125 km (Füllstand bei ca. 40 %) und keine Nachladung, wenn seit der letzten Aufladung weniger als ca. 40 km (Füllstand bei ca. 85 %) zurückgelegt wurden.

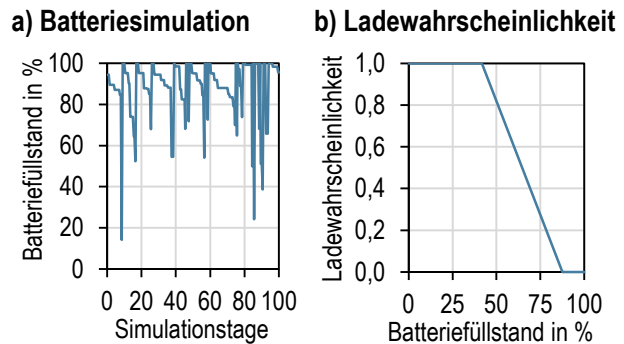


Abbildung 3-3: Simulation des Batteriefüllstands mit Ladewahrscheinlichkeit

Die Knickpunkte und die Form der Kennlinie orientieren sich an der Wahrscheinlichkeitsverteilung in [EBN19]. In Abschnitt 3.3.3 wird untersucht, welchen Einfluss die Nachladung nach jeder Rückkehr zum Ladepunkt hat. Bei gewerblichen BEVs wird in der Simulation berücksichtigt, dass eine Nachladung am Samstag und Sonntag nicht möglich ist. Sollte die Batterie auf Grund der geplanten Fahrstrecken am Wochenende leer werden, wird vorbeugend am Freitag geladen und in sehr seltenen Fällen zusätzlich an einem anderen Ort wie zum Beispiel einer öffentlichen Ladesäule.

3.2.3 Auswertung von Ladewahrscheinlichkeit und Ladeenergie

Die Simulation des Batteriefüllstands aus Abschnitt 3.2.2 erfolgt über eine Dauer von 200.000 Tagen (ca. 550 Jahre), damit ausreichend viele Ladvorgänge für eine statistische Auswertung zur Verfügung stehen. Anschließend wird die geladene Energie je Ladevorgang und die Verteilung der Ladevorgänge auf die Wochentage analysiert. Abbildung 3-4 a) zeigt die relative Häufigkeit der Ladevorgänge an den Wochentagen bei Heimpladepunkten. Die relative Häufigkeit schwankt zwischen 0,15 und 0,19, was einem Ladeintervall von ca. sechs Tagen entspricht. Die kleinen Unterschiede entstehen auf Grund verschiedener Fahrstrecken zwischen Werktagen und dem Wochenende.

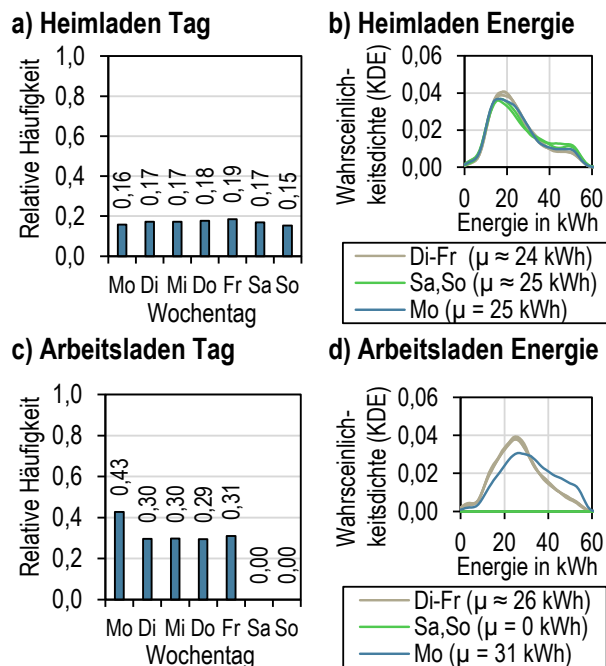


Abbildung 3-4: Ladehäufigkeit je Wochentag und Ladeenergie je Ladevorgang

Die Wahrscheinlichkeit, dass eine Fahrt am Wochenende stattfindet ist zwar kleiner, aber die zurückgelegte Strecke ist typischerweise länger (Abbildung 3-2 a)). Bei der Auswertung der Ladeenergie je Ladevorgang wird eine Kerndichteschätzung (Kernel Density Estimation, KDE) angewendet [DIC12]. Als Kern der KDE dient die Gaußsche Normalverteilung. Die KDE hat gegenüber der bekannten Häufigkeitsverteilung den Vorteil, dass ein kontinuierlicher Verlauf entsteht und dadurch Streuungen geglättet werden. Ein Beispiel zur Anwendung der KDE ist Abbildung 4-8 zu entnehmen. Die Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen sind über die Wochentage sehr ähnlich. Der arithmetische Mittelwert μ der geladenen Energie je Ladevorgang entspricht 24 kWh bzw. 25 kWh. Für das Arbeitsladen sind die Auswertungen in Abbildung 3-4 c) und d) zu sehen. Weil das BEV gemäß der Annahme in Abschnitt 3.2.2 am Samstag und Sonntag nicht mit dem Ladepunkt verbunden wird, resultiert eine erhöhte Ladewahrscheinlichkeit am Montag mit 0,43 und Freitag mit 0,31. Bei der Wahrscheinlichkeitsdichte der Ladeenergie weicht der Montag mit durchschnittlich 31 kWh je Ladevorgang ebenfalls von den anderen Wochentagen mit durchschnittlich 26 kWh ab. Die Ladewahrscheinlichkeit je Wochentag und die Ladeenergie je Ladevorgang repräsentieren zwei der drei benötigten probabilistischen Eingangsinformationen für die Modellierung der Ladepunkte mit Lastprofilgeneratoren.

3.2.4 Startzeitpunkte der Ladevorgänge basierend auf Mobilitätsdaten

Der Startzeitpunkt der Ladevorgänge ist die dritte probabilistische Eingangsgröße, die mit Hilfe der Studie MiD2017 für dem Raumtyp Metropole und Großstadt direkt ermittelt werden kann. In der Studie wurde unter anderem die Uhrzeit der Ankunft an unterschiedlichen Orten analysiert. Unter den Ankunftsorten sind auch Wohnorte und Arbeitsstätten mit den entsprechenden Häufigkeitsverteilungen über Intervallbreiten von einer Stunde.

Abbildung 3-5 zeigt die kumulierte Häufigkeit der Ankunftszeitpunkte, die zusätzlich auf eine 1 min Auflösung linear interpoliert wurden. Weil typischerweise sofort nach der Ankunft am Zielort das BEV mit dem Ladepunkt verbunden wird, entspricht der Ankunftszeitpunkt dem Einsteckzeitpunkt und bei ungesteuerter Ladung auch dem Start des Ladevorgangs.

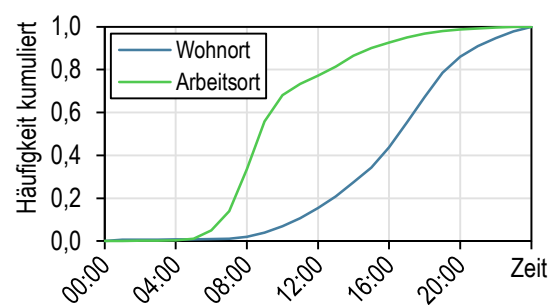


Abbildung 3-5: Ankunftswahrscheinlichkeiten basierend auf MiD2017

Alle benötigten probabilistischen Verteilungen zur Modellierung von Heim- und Arbeitsladepunkten sind definiert. Bei der Untersuchung der Niederspannungsnetze kommen die probabilistischen Verteilungen zur Lastmodellierung direkt in Kapitel 5 zum Einsatz. Im nachfolgenden Abschnitt werden Gleichzeitigkeitsfaktoren und durchschnittliche Lastgänge erzeugt.

3.3 Gleichzeitigkeitsfaktoren und durchschnittliche Tageslastgänge

Der in Abschnitt 3.1 beschriebene Modellierungsansatz für Lastprofilgeneratoren wird um einen Algorithmus erweitert, mit dem Gleichzeitigkeitsfaktoren und durchschnittliche Tageslastgänge erzeugt werden können. Die Inhalte dieses Abschnitts basieren auf [KRE22b].

3.3.1 Methodik

Die Methodik beruht auf der systematischen Erzeugung von synthetischen Lastprofilen und ist in Abbildung 3-6 beschrieben. Der Aufbau besteht aus vier kaskadierten Schleifen, die zusammen mit jeweils einer Gleichung zu den Gleichzeitigkeitsfaktoren und durchschnittlichen Lastprofilen führen. Zu Beginn ist außerdem der Ladeort (z. B. Heim- oder Arbeitsladen) und die Ladeleistung (z. B. 11 kW) zu definieren. Der Ablauf und die Funktion der Schleifen wird nachfolgend von innen nach außen für die Ermittlung des Gleichzeitigkeitsfaktors beschrieben.

Definition: Nennladeleistung P_n und Ladeort (z.B. Heimpladepunkte, Arbeitsladepunkte, Kundenladepunkt, ...)

Start Schleife 4: Anzahl der betrachteten Iterationen (Tage): $n_{\text{schleife4}} = n_{\text{iter}}$

Start Schleife 3: Anzahl der betrachteten Ladepunkte $n_{\text{schleife3}} = n_{\text{lp}}$

Start Schleife 2: Lastgangerstellung für zwei aufeinanderfolgende Tage: $n_{\text{schleife2}} = 2$

Start Schleife 1: Ziehung der Anzahl an Ladevorgängen je Tag und Ladepunkt: $n_{\text{schleife1}} = n_{\text{lv}}$

- t_{start} Ziehung eines Startzeitpunkts z.B. 09:00 Uhr
- E Ziehung der geladenen Energie z.B. 22 kWh

Weitere Schritte: Bereinigung von überlappenden Ladevorgängen (v.a. bei öfftl. Ladepunkten)

Ende Schleife 1: Ladevorgänge an einem Ladepunkte für einen Tag definiert

Ende Schleife 2: Lastgang für einen Ladepunkt über zwei aufeinanderfolgende Tage

Weitere Schritte: Verwendung des Lastgangs des zweiten Tages $P(t)$ (eingeschwungener Zustand)

Ende Schleife 3: Ermittlung des Summenlastgangs aller betrachteten Ladepunkte: $P_{\text{sum}}(t) = \sum_{i=1}^{n_{\text{lp}}} P_i(t)$

Weitere Schritte: Ermittlung der Spitzenlast des Summenlastgangs: $P_{\text{max}} = \max(P_{\text{sum}}(t))$

Ende Schleife 4: Ermittlung der Spitzenlast über alle Iterationen: $P_{\text{max,all,iter}} = \max(P_{\text{max,i}})$

Weitere Schritte: Berechnung der Gleichzeitigkeitsfaktoren mit Gleichung (3-3) sowie $P_{\text{max,all,iter}}$, P_n und n_{lp}

Abbildung 3-6: Methodik zur Ermittlung von Gleichzeitigkeitsfaktoren

Schleife 1: Im Zentrum der Methodik befindet sich ein Lastprofilgenerator, der für einen einzelnen Tag ein Lastprofil erzeugt. Bei privaten Ladepunkten taucht auf Grund der getroffenen Annahmen ein einzelner oder kein Ladevorgang auf. Bei öffentlichen und halb-öffentlichen Ladepunkten können mehrere Ladevorgänge je Tag auftreten. Treffen zwei Ladevorgänge zufällig auf gleiche Zeiträume, wird ein Ladevorgang verzögert, bis der andere abgeschlossen ist. Eine Überlappung von zwei Ladevorgängen an einem Ladepunkt

ist technisch nicht möglich und würde in der Realität ebenfalls zur zeitlichen Verschiebung des Ladevorgangs oder zur Nutzung eines anderen Ladepunktes führen.

Schleife 2: Mit Schleife 2 wird das erzeugte Lastprofil um einen weiteren Tag erweitert. Die weiteren Arbeitsschritte beziehen sich dann nur noch auf den zweiten Tag, weil dort ein eingeschwungener Zustand mit überlappenden Ladeprofilen aus dem Vortag vorzufinden ist.

Schleife 3: In Schleife 3 wird die Anzahl der betrachteten Ladepunkte festgelegt. Bei Gleichzeitigkeitsfaktoren wird eine Anzahl von 1 bis 10.000 Ladepunkten betrachtet (Schrittweite 1). Anschließend werden für jede Anzahl der Ladepunkte die Lastprofile zur $P_{\text{sum}}(t)$ addiert und die Leistungsspitze P_{max} berechnet.

Schleife 4: Mit der äußersten Schleife wird der Vorgang in den unterlagerten Schleifen mit einer bestimmten Anzahl an Iterationen n_{iter} wiederholt und aus den P_{max} jeder einzelnen Iteration ($P_{\text{max},i}$) der Maximalwert $P_{\text{max,all,iter}}$ aller Iterationen bestimmt. Zur Optimierung der Genauigkeit und Rechenzeit wird n_{iter} abhängig von der Anzahl der Ladepunkte n_{lp} dynamisch zwischen 100 und 100.000 Iterationen angepasst. Der Einfluss der betrachteten Iterationen wird in Abschnitt 3.3.3 genauer analysiert. Die Berechnung des Gleichzeitigkeitsfaktors erfolgt in Anlehnung an [PRO14] [ALI21] mit Gleichung (3-3).

$$GZF = \frac{P_{\text{max,all,iter}}}{n_{\text{lp}} \cdot P_n} \quad (3-3)$$

| | |
|---------------------------|--|
| GZF | Gleichzeitigkeitsfaktor |
| $P_{\text{max,all,iter}}$ | Spitzenlast aus allen betrachteten Iterationen |
| n_{lp} | Anzahl der betrachteten Ladepunkte |
| P_n | Nennladeleistung |

Die durchschnittlichen Tageslastgänge werden mit einer ähnlichen Methode wie in Abbildung 3-6 ermittelt. Der Unterschied besteht darin, dass eine Anzahl von einer Million Ladepunkten in Schleife 3 betrachtet wird und bereits die Variable $P_{\text{sum}}(t)$ aus Schleife 3 in die Berechnung von Gleichung (3-4) eingeht. Die Wiederholung der Vorgehensweise mit den Iterationen in Schleife 4 ist somit nicht notwendig.

$$P_{\text{dtlg}}(t) = \frac{P_{\text{sum}}(t)}{n_{\text{lp}}} \quad (3-4)$$

| | |
|----------------------|--|
| $P_{\text{dtlg}}(t)$ | Leistungsverlauf des durchschnittlichen Tageslastgangs |
| $P_{\text{sum}}(t)$ | Summenlastgang aller betrachteten Ladepunkte |
| n_{lp} | Anzahl der betrachteten Ladepunkte |

Die Ergebnisse zeigen bei einer Million Ladepunkten eine hohe statistische Genauigkeit der Monte-Carlo-Simulation mit vertretbarem Berechnungsaufwand. Die statistische Ge-

naugigkeit wurde nicht weiter quantifiziert, aber lässt sich zum Beispiel auch an der geringen Streuung der benachbarten Datenpunkte (1 min-Intervall) der durchschnittlichen Tageslastgänge in Abbildung 3-7 erkennen.

Die Anwendung der durchschnittlichen Tageslastgänge ist somit streng genommen nur für eine Anzahl von einer Million Ladepunkten gültig. Weil im Verteilnetz die Anzahl der Ladepunkte deutlich kleiner ist, könnte die tatsächliche Spitzenlast bei der Verwendung der durchschnittlichen Tageslastgänge unterschätzt werden. Um den Effekt quantifizieren zu können, wird in Anlehnung an [PRO14] das Spitzenlastverhältnis in Gleichung (3-5) berechnet. Das Spitzenlastverhältnis beschreibt einen Faktor, um den die tatsächliche Spitzenlast bei einer bestimmten Anzahl an Ladepunkten unterschätzt wird. In die Berechnung gehen der Gleichzeitigkeitsfaktor und der durchschnittliche Tageslastgang ein.

$$SLV = \frac{P_n \cdot GZF(n_{lp})}{\max(P_{dtlg}(t))} \quad (3-5)$$

| | |
|---------------|--|
| SLV | Spitzenlastverhältnis |
| P_n | Nennladeleistung |
| $GZF(n_{lp})$ | Gleichzeitigkeitsfaktor für eine bestimmte Anzahl an Ladepunkten |
| $P_{dtlg}(t)$ | Durchschnittlicher Tageslastgang |

3.3.2 Heim- und Arbeitsladepunkte

Für Heim- und Arbeitsladepunkte sind die Ergebnisse für Gleichzeitigkeitsfaktoren, durchschnittliche Tageslastgänge und Spitzenlastverhältnis in Abbildung 3-7 mit den Ladeleistungen von 3,7 kW, 7,4 kW, 11 kW und 22 kW dargestellt. Die Ergebnisse beziehen sich außerdem auf einen Winterwerktag bei einer Umgebungstemperatur von -10 °C. Der Fokus bei der Betrachtung der Ergebnisse liegt nachfolgend exemplarisch auf den Heimladepunkten mit einer Leistung von 11 kW.

- Der Gleichzeitigkeitsfaktor liegt bei einer Anzahl von 1 bis 4 Ladepunkten bei 1 und fällt exponentiell auf einen Endwert von etwa 0,05 bei 10.000 Ladepunkten.
- Der durchschnittliche Tageslastgang erreicht sein Maximum mit 0,5 kW um ungefähr 19:00 Uhr. Die Fläche unter dem Lastgang entspricht einem Energiebedarf von etwa 4,4 kWh je Winterwerktag.
- Das Spitzenlastverhältnis liegt bei einer Anzahl von 400 Ladepunkten bei einem Wert von ca. 2. Bei der Modellierung von 400 Ladepunkten mit durchschnittlichen Tageslastgängen könnte somit die Last im ungünstigsten Fall um den Faktor 2 unterschätzt werden. Bei einer Anzahl von 10.000 Ladepunkten nähert sich das Spitzenlastverhältnis dem Wert von 1 an.

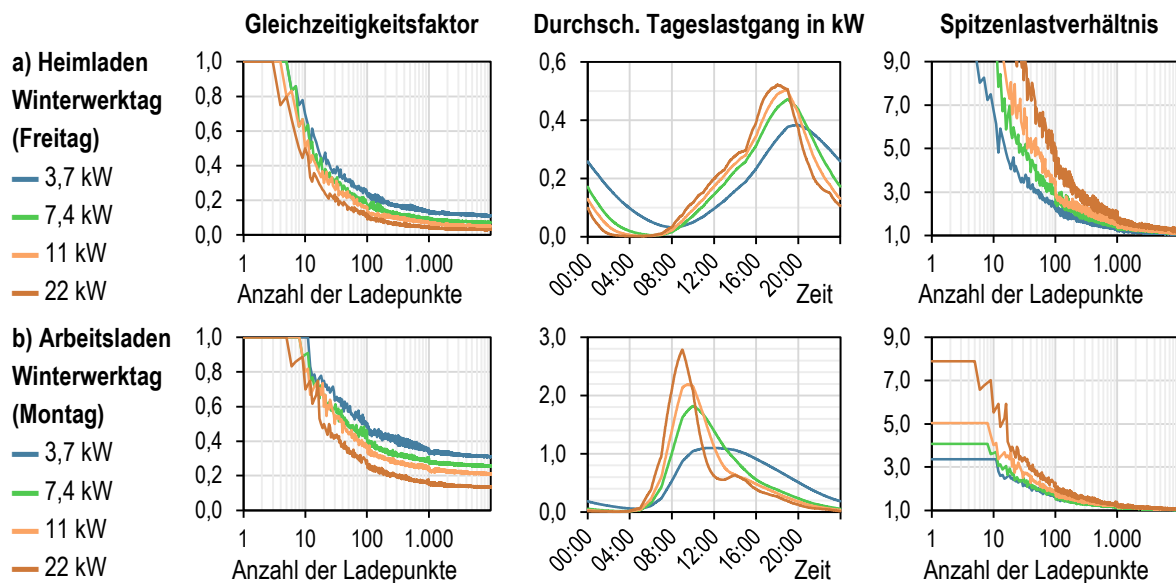


Abbildung 3-7: Gleichzeitigkeitsfaktor, durchschnittlicher Tageslastgang und Spitzenlastverhältnis für Heim- und Arbeitsladepunkte an Winterwerktagen

Die Ladeleistung hat besonders bei kleiner Anzahl an Ladepunkten einen entscheidenden Einfluss auf die resultierenden Spitzenlasten. Bei einer Anzahl von drei Ladepunkten mit 11 kW liegt die Spitzenlast bei 33 kW und bei drei Ladepunkten mit 22 kW bei 66 kW (Gleichzeitigkeitsfaktor jeweils 1). Mit einer größeren Anzahl von Ladepunkten verringern sich die Unterschiede. Das verdeutlicht der Vergleich bei 10.000 Ladepunkten, wo die Spitzenlast bei 11 kW und 22 kW jeweils bei etwa 6 MW liegt (Gleichzeitigkeitsfaktor bei 11 kW $\approx 0,051$, Gleichzeitigkeitsfaktor bei 22 kW $\approx 0,029$).

Beim Arbeitsladen sind die Gleichzeitigkeitsfaktoren bei gleicher Ladeleistung größer als beim Heimpladen. Auch der durchschnittliche Tageslastgang hat eine deutlich stärkere Ausprägung am Vormittag mit bis zu 3 kW bei einem Energiegehalt von 13,3 kWh. Die Unterschiede zwischen Heim- und Arbeitsladen sind auf zwei Einflüsse zurückzuführen. Zum einen wurden für BEVs, die bei der Arbeit laden, längere Tagesgesamstrecken angenommen und zum anderen ist die Ankunftszeit am Arbeitsort auf einen kürzeren Zeitraum geballt. Der sägezahnförmige Verlauf der Kennlinien beim Gleichzeitigkeitsfaktor ist auf die Berechnung des Gleichzeitigkeitsfaktors mit diskreter Anzahl an Ladepunkten zurückzuführen (siehe auch in [FNN21]). Der Effekt fließt ebenfalls bei der Berechnung des Spitzenlastverhältnisses mit ein und reduziert sich mit steigender Anzahl an Ladepunkten. Die Sprünge bei 10, 100 und 1.000 Ladepunkten sind auf die veränderte Anzahl der betrachteten Iterationen zurückzuführen und besonders beim Spitzenlastverhältnis an Heimpladepunkten mit 11 kW (100 Ladepunkte) zu sehen. Dieser Effekt und weitere Einflüsse werden im nachfolgenden Abschnitt thematisiert.

3.3.3 Analyse von Einflussfaktoren

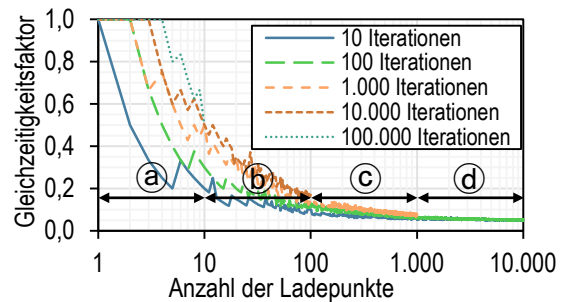
Die Auswirkungen veränderter Annahmen für das Laden von BEVs, wie zum Beispiel die Umgebungstemperatur, lassen sich besonders gut mit den Gleichzeitigkeitsfaktoren und durchschnittlichen Tageslastgängen zeigen. Nachfolgende Einflussfaktoren werden in diesem Abschnitt untersucht und beziehen sich jeweils auf eine Ladeleistung von 11 kW:

- Anzahl an Iterationen
- Wochentage
- Laderoutine
- Umgebungstemperatur
- Geteilte Nutzung von Ladepunkten

Anzahl an Iterationen: Die Anzahl der Iterationen n_{iter} hat einen fundamentalen Einfluss auf den resultierenden Gleichzeitigkeitsfaktor, weil mit steigender Anzahl an Iterationen die Wahrscheinlichkeit für hohe Lastspitzen steigt.

Abbildung 3-8 zeigt einen Vergleich der resultierenden Gleichzeitigkeitsfaktoren bei unterschiedlicher Anzahl an Iterationen an Heimladepunkten mit einer Ladeleistung von 11 kW. Während bei geringer Anzahl an Ladepunkten die Ergebnisse eine starke Abhängigkeit zur Anzahl an Iterationen aufweisen, ist der Unterschied ab 100 Ladepunkten nur noch klein. Da bei einer großen Anzahl an Iterationen und gleichzeitig hoher Anzahl an Ladepunkten die Simulationen sehr rechenintensiv werden, wird im Rahmen dieser Arbeit die Anzahl der Iterationen dynamisch angepasst.

a) Einfluss der Iterationen auf das Ergebnis



b) Dynamische Anpassung der Iterationen

- Ⓐ: $1 \leq n_{\text{CP}} \leq 10 \rightarrow n_{\text{iter}} = 100.000$
- Ⓑ: $11 \leq n_{\text{CP}} \leq 100 \rightarrow n_{\text{iter}} = 10.000$
- Ⓒ: $101 \leq n_{\text{CP}} \leq 1.000 \rightarrow n_{\text{iter}} = 1.000$
- Ⓓ: $1.001 \leq n_{\text{CP}} \leq 10.000 \rightarrow n_{\text{iter}} = 100$

Abbildung 3-8: Einfluss der Iterationen auf den Gleichzeitigkeitsfaktor

Die Anzahl der Iterationen entspricht in der Realität der Anzahl an betrachteten Tagen. Bei vorhergehenden Arbeiten wurden zum Beispiel in [ALI21] 7.000 Tage und in [FNN21] 36.500 Tage von 1 bis 1.500 bzw. 2.000 Ladepunkte betrachtet, wobei auf die Unterschiede bei der Auswertung in den Studien nicht weiter eingegangen wird. In der Praxis würde das in [ALI21] bedeuten, dass die mit dem Gleichzeitigkeitsfaktor ermittelte Spitzenlast ein einziges Mal in 7.000 Tagen (oder etwa 20 Jahren) auftritt. Für die Dimensionierung von Verteilnetzen ist das eine ausreichend hohe Größenordnung, da sehr hohe Spitzenlasten meist nur sehr kurz andauern und die thermische Trägheit von Leitungen

und Transformatoren eine kurzzeitige Überlastung zulassen. Die in dieser Arbeit angewendete Anzahl an Iterationen liegt in der gleichen Größenordnung wie bei [ALI21] und [FNN21]. Besonders bei der in der Praxis an Niederspannungsnetzanschlüssen häufig auftretenden Anzahl zwischen 11 und 100 Ladepunkten mit 10.000 Iterationen ist dies der Fall.

Wochentage: Verändertes Mobilitätsverhalten am Wochenende und die eingeschränkte Zugänglichkeit der Arbeitsladepunkte beeinflussen das tägliche Ladeverhalten und die resultierende Belastung für das Verteilnetz. Bei Heimpladepunkten ist der Unterschied zwischen den einzelnen Tagen geringfügig. Der größte Unterschied ist bei den durchschnittlichen Tageslastgängen der Heimpladepunkte in Abbildung 3-9 a) zwischen Freitag und Sonntag.

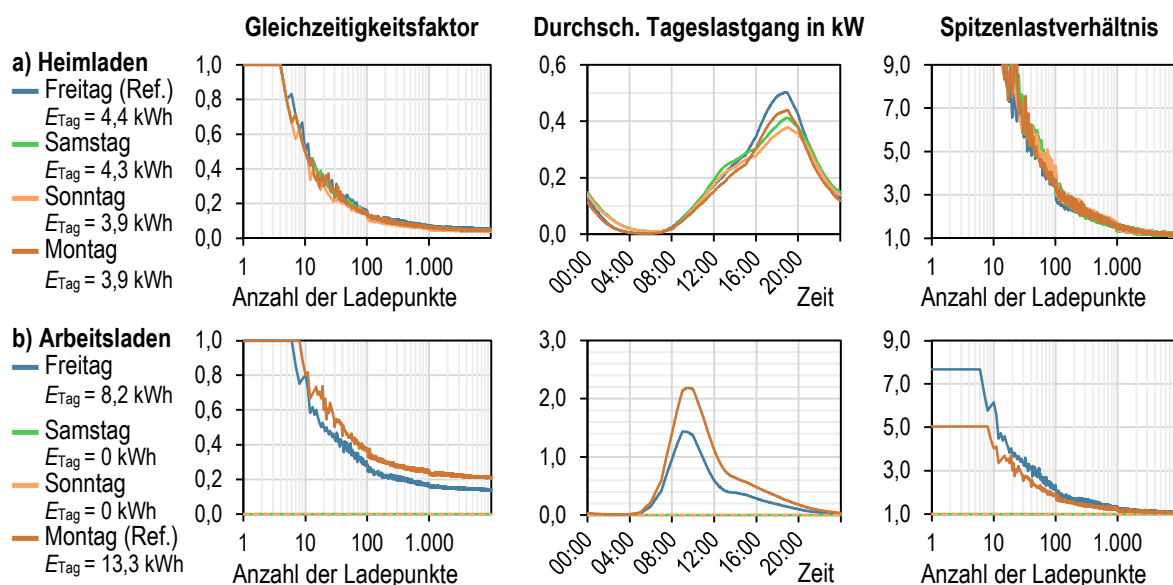


Abbildung 3-9: Gleichzeitigkeitsfaktor, durchschnittlicher Tageslastgang und Spitzenlastverhältnis für Heim- und Arbeitsladepunkte bei unterschiedlichen Wochentagen im Winter

Bei den Arbeitsladepunkten zeigen sich große Unterschiede zwischen den einzelnen Wochentagen in Abbildung 3-9 b). Am Montag sind die Gleichzeitigkeitsfaktoren und der durchschnittliche Tageslastgang deutlich größer als am Freitag. Beim Blick auf die probabilistischen Eingangsdaten von Abbildung 3-4 c) und d) ist zu erwarten, dass die Last am Dienstag, Mittwoch und Donnerstag noch etwas kleiner ist als am Freitag.

Laderoutine: Als Laderoutine wird in dieser Arbeit das Verhalten bezeichnet, wie oft das BEV mit dem Ladepunkt verbunden wird. Die bisher angenommene Laderoutine basiert auf der Wahrscheinlichkeitsverteilung von Abbildung 3-4 a) mit b) und resultiert in der Praxis darin, dass private BEVs im Durchschnitt jeden sechsten Tag mit dem Ladepunkt verbunden werden. Abweichend davon wird untersucht, welche Auswirkungen entstehen, wenn das BEV nach jeder Rückkehr zum Heimstellplatz mit dem Ladepunkt verbunden wird. Es wird somit häufiger und dabei jeweils weniger Energie geladen. Abbildung

3-10 a) zeigt den Vergleich der beiden Varianten, welche sich nur gering im durchschnittlichen Tageslastgang am betrachteten Freitag unterscheiden. Der größte Unterschied entsteht dadurch, dass sich die Ladehäufigkeit an den einzelnen Wochentagen anders verteilt. Die probabilistischen Verteilungen für das Laden nach jeder Fahrt sind Abbildung A-1 zu entnehmen.

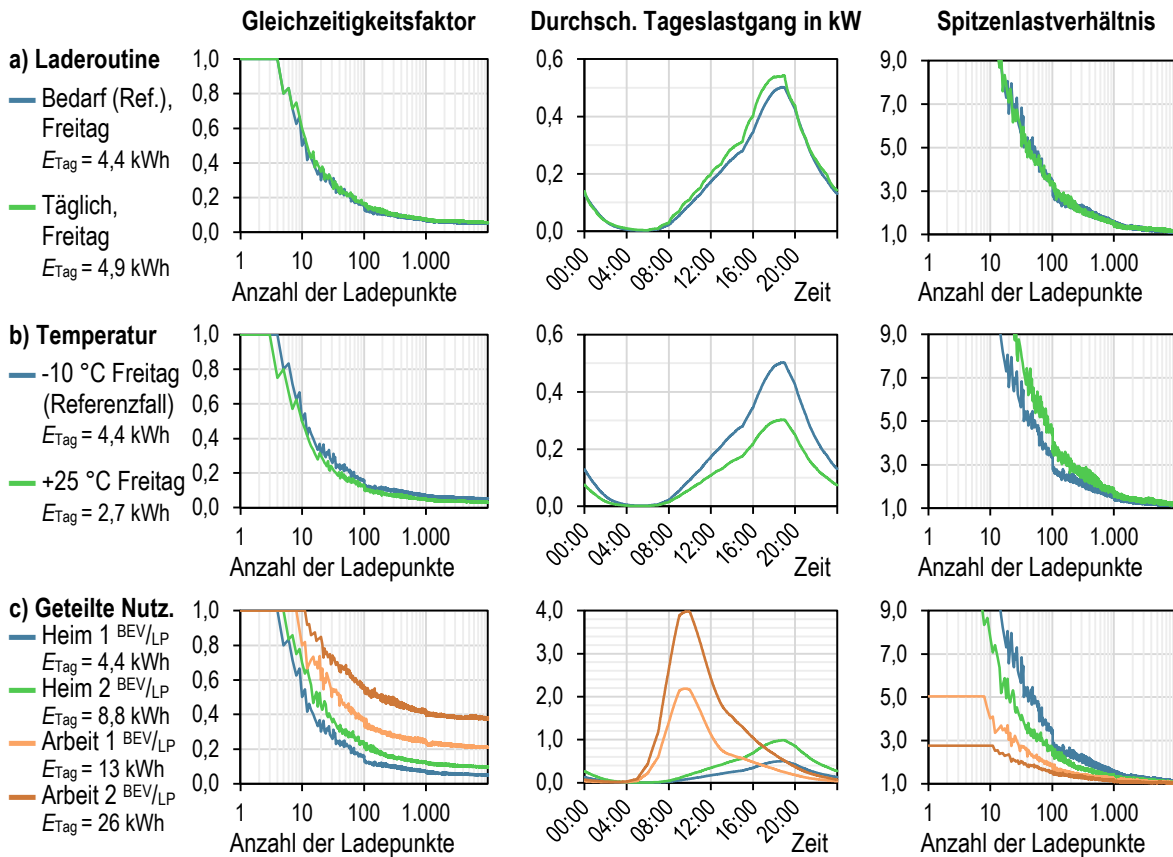


Abbildung 3-10: Gleichzeitigkeitsfaktor, durchschnittlicher Tageslastgang und Spitzenlastverhältnis für Heim- und Arbeitsladepunkte bei unterschiedlichen Bedingungen

Umgebungstemperatur: Bei der Umgebungstemperatur wird abweichend von den bisher betrachteten Winterwerktagen bei $-10 \text{ }^\circ\text{C}$ ein Sommerwerktag bei $+25 \text{ }^\circ\text{C}$ betrachtet. Die Gleichzeitigkeitsfaktoren in Abbildung 3-10 b) sind bei geringer Anzahl von Ladepunkten sehr ähnlich, was für niedrige Spannungsebenen ähnlich hohe Spitzenlasten bedeutet. Für eine große Anzahl an Ladepunkten reduziert sich die abendliche Lastspitze im durchschnittlichen Tageslastgang bei $+25 \text{ }^\circ\text{C}$ von etwa $0,5 \text{ kW}$ auf $0,3 \text{ kW}$.

Geteilte Nutzung von Ladepunkten: Im Rahmen dieser Arbeit wird grundsätzlich angenommen, dass jeder private Ladepunkt nur von einem BEV genutzt wird. Abweichend davon wird in Abbildung 3-10 c) betrachtet, wie sich die Belastung verändert, wenn ein Heim- und Arbeitsladepunkt jeweils von zwei BEVs genutzt wird. Bei einer großen Anzahl

von Ladepunkten wird die Spitzenlast im durchschnittlichen Tageslastgang fast verdoppelt und die Profilform bleibt annähernd gleich. Für den Fall, dass 10 BEVs typischerweise an 10 oder 5 Arbeitsladepunkten geladen werden, werden die Auswirkungen erläutert:

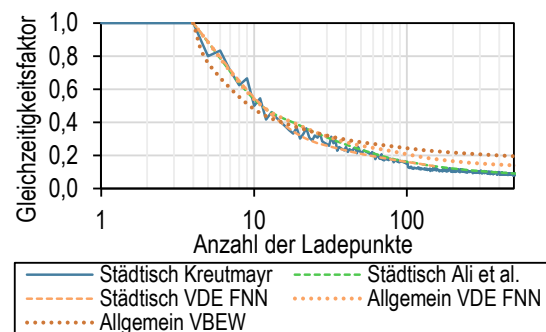
- 10 Arbeitsladepunkte (Abbildung 3-10 c), orange) → GZF = 0,8
→ $P_{\max} = 11 \text{ kW} \cdot 10 \cdot 0,8 = 88 \text{ kW}$
- 5 Arbeitsladepunkte (Abbildung 3-10 c), braun) → GZF = 1,0
→ $P_{\max} = 11 \text{ kW} \cdot 5 \cdot 1,0 = 55 \text{ kW}$

Wie der Vergleich zeigt, wirkt sich das Teilen der Ladepunkte bei einer geringen Anzahl von Ladepunkten sehr begünstigend auf die Spitzenlast aus. Die Annahme, dass jedes BEV seinen eigenen Ladepunkt hat, stellt somit den Worst Case dar.

3.3.4 Literaturvergleich

Die ermittelten Gleichzeitigkeitsfaktoren und durchschnittlichen Tageslastgänge werden abschließend in Abbildung 3-11 mit anderen Studien aus der Literatur verglichen. Beim Vergleich ist zu berücksichtigen, dass sich die Kennlinien entweder auf städtisches Umfeld oder ganz allgemein auf Deutschland beziehen. Der größte Unterschied ist die angenommene Tagesgesamstrecke und der Durchschnittsverbrauch. In Tabelle A-4 werden die Annahmen aus unterschiedlichen Quellen miteinander verglichen. Die im Rahmen dieser Arbeit ermittelten Gleichzeitigkeitsfaktoren für 11 kW zeigen eine gute Übereinstimmung beim Raumtyp städtisch mit [ALI21] und [FNN21]. Die allgemeinen Gleichzeitigkeitsfaktoren von [VBE22] und [FNN21] liegen ab einer Anzahl von 50 Ladepunkten etwas höher.

a) Gleichzeitigkeitsfaktor



b) Durchschnittlicher Tageslastgang

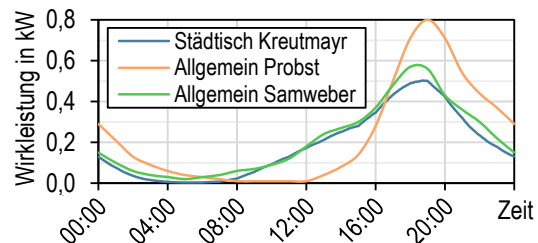


Abbildung 3-11: Vergleich von Gleichzeitigkeitsfaktoren und durchschnittlichen Tageslastgängen aus der Literatur (Heimladen 11 kW)

Bei den durchschnittlichen Tageslastgängen in Abbildung 3-11 b) hat das hier entwickelte Profil für städtisches Umfeld eine gute Übereinstimmung mit dem allgemeinen Profil für Deutschland aus [SAM18], wofür aber keine Temperaturannahme bekannt ist. Das Profil von [PRO14] hat zwar ebenfalls um etwa 19 Uhr die Spitzenlast, erreicht aber auf Grund länger angesetzter Tagesstrecken eine um 0,3 kW höhere Spitzenlast. Für einen Literaturvergleich an den Arbeitsladepunkten sind bisher keine geeigneten Studien bekannt.

3.4 Dynamisches Lastmanagement am Netzanschluss

Spitzenlastmanagement kann, wie bereits in Kapitel 1 erwähnt, zur Begrenzung von Spitzenlasten am Netzanschlusspunkt durch den Anschlussnehmer eingesetzt werden. Wesentliche Erkenntnisse in diesem Abschnitt basieren auf [KRE21a] und [KRE22b].

3.4.1 Spitzenlastmanagement allgemein

Beim Einsatz eines Spitzenlastmanagements können Überlastungen des Netzanschlusses verhindert und Kosten für den Netzausbau eingespart werden. Das Spitzenlastmanagement reduziert bei Überschreitung definierter Grenzwerte die Ladeleistung der BEVs. Die Grenzwerte für die Ladeleistung können entweder statisch oder dynamisch definiert werden, woraus ein statisches oder dynamisches Lastmanagement (DLM) resultiert. Der Unterschied zwischen dem statischen und dynamischen Lastmanagement wird mit Hilfe von Abbildung 3-12 erklärt.

In Abbildung 3-12 a) ist das statische Spitzenlastmanagement beschrieben. Die Bestandslast (blau) von acht Haushalten am Netzanschluss beträgt am betrachteten Beispieltag 22 kVA und eine angenommene Jahresspitzenlast 30 kVA. Der Netzanschluss hat eine Belastungsgrenze von ca. 49 kVA (rot). Zum ungünstigsten Zeitpunkt sind somit noch 19 kVA zur Beladung von BEVs verfügbar. Bei einem statischen Lastmanagement wird somit die Summenladeleistung aller BEVs an diesem Netzanschluss auf 19 kVA dauerhaft begrenzt. Es resultiert am dargestellten Beispieltag der ungenutzte Bereich zwischen der grünen Fläche und der roten Linie, der beim DLM in Abbildung 3-12 b) vollständig genutzt werden kann.

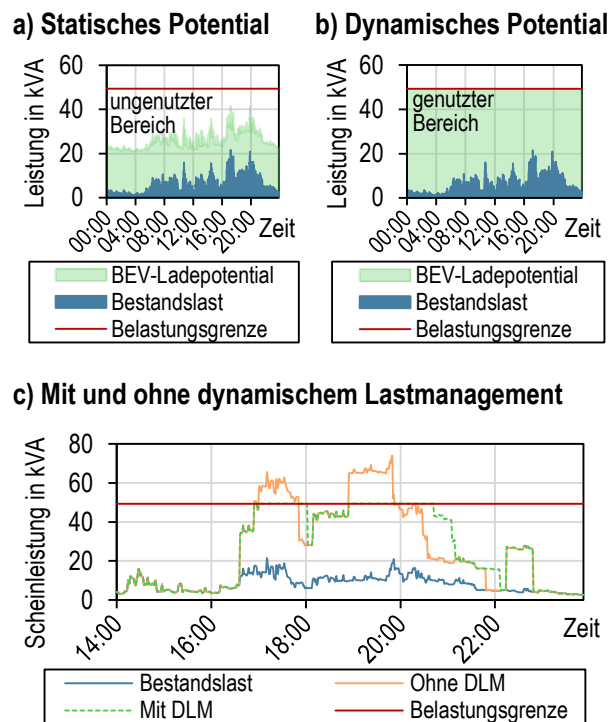


Abbildung 3-12: Spitzenlastmanagement an einem Netzanschluss mit einem Nennstrom von 80 A, 8 Haushalten und 39 Heimpladepunkten

Die maximale Summenladeleistung aller Ladepunkte wird beim DLM durch die Messung der Bestandslast dynamisch angepasst. Die Einschränkungen auf das Ladeverhalten werden dadurch deutlich reduziert. Weil das erwartete Integrationspotential für BEVs und die Spitzenlasten für das Verteilnetz beim DLM deutlich größer sind als beim statischen Lastmanagement, richtet sich der weitere Fokus auf das DLM. In Abbildung 3-12 c) ist der Beispieltag von 14 Uhr bis 24 Uhr bei der Beladung mehrerer BEVs dargestellt. Die grüne

Linie beschreibt das Ladeverhalten mit DLM und die Line in orange ohne DLM. Das DLM führt zu einer längeren Dauer der Ladevorgänge bei reduzierter Ladeleistung. Die Modellierung des DLM an den Niederspannungsnetzanschlüssen erfolgt im Lastprofilgenerator mit Hilfe der Strombelastbarkeit der betrachteten Netzanschlüsse.

3.4.2 Modellierung im Niederspannungsnetz

Ein DLM ist eine Leistungsregelung, die in Bezug auf einen gemessenen Momentwert (z. B. Strom) und einer Führungsgröße (z. B. maximale Strombelastbarkeit) die Leistung von Verbraucher oder Erzeuger anpassen kann. Das hier betrachtete DLM reduziert die Ladeleistung von Ladepunkten, wenn der gemessene Laststrom am Netzanschluss die maximale Strombelastbarkeit des Netzanschlusses überschreitet. Die Installation und der Betrieb dieses DLMs erfolgen durch die Motivation des Anschlussnehmers, um seinen Netzanschluss effizient auszunutzen. Um die Netzanschlusssicherungen nicht zu überlasten, wird in der Praxis eine Reserve ΔI_{res} von ca. 5 A zwischen dem eingelegten Sicherungswert I_{si} und dem maximalen Laststrom $I_{\text{max,DLM}}$ bei DLM gewählt (Gleichung (3-6)).

$$I_{\text{max,DLM}} = I_{\text{si}} - \Delta I_{\text{res}} \quad (3-6)$$

| | |
|-------------------------|--|
| $I_{\text{max,DLM}}$ | Bezugsgröße für max. Strom am Netzanschluss bei DLM |
| I_{si} | Nennstrom der Sicherung am Netzanschluss |
| ΔI_{res} | Reserve zwischen dem Sicherungswert am Netzanschluss und der maximalen Belastung bei DLM |

Der in Abbildung 3-12 gezeigte Simulationsverlauf bezieht sich auf einen Netzanschluss mit 80 A Sicherung (55 kVA Anschlussleistung), der acht Haushalte und eine Tiefgarage des gesamten Gebäudekomplexes mit 39 Heimpladepunkten versorgt. Das DLM regelt die Summenleistung aus Haushalten und BEV-Ladepunkten des Netzanschlusses durch Reduktion der Leistung an den BEV-Ladepunkten auf 75 A oder 49 kVA bei 380 V. Damit eine Rückkoppelung aus der Netzberechnung zum Lastprofilgenerator nicht erforderlich ist, wird vereinfacht eine Netzspannung von 380 V ($U_n \cdot 0,96$) angenommen.

3.4.3 Gleichzeitigkeitsfaktoren und durchschnittliche Tageslastgänge

Private Ladepunkte für BEVs werden meist zusammen mit anderen Verbrauchern wie Haushalten oder Gewerbebetrieben über einen gemeinsamen Netzanschluss versorgt und gegebenenfalls ein DLM installiert. Weil es bei der Kombination aus Netzanschlussgröße, Anzahl Haushalte und Anzahl Ladepunkte viele Gestaltungsmöglichkeiten gibt, wird für eine verallgemeinerte Betrachtung ein Netzanschluss mit einem Nennstrom von 63 A (43 kVA) gewählt, der nur Heimpladepunkte versorgt. An dem Netzanschluss mit 63 A werden im Beispiel 1 insgesamt sechs und im Beispiel 2 insgesamt 60 Heimpladepunkte mit jeweils 11 kW Ladeleistung in Kombination mit einem DLM versorgt. Um in diesem

Abschnitt die Darstellbarkeit der Ergebnisse zu vereinfachen, gelten abweichend von Abschnitt 3.4.2 und der Analysen in Kapitel 5 nachfolgende Randbedingungen: $U = 400 \text{ V}$, $\cos(\varphi) = 1$, $\Delta I_{\text{res}} = 0 \text{ A}$.

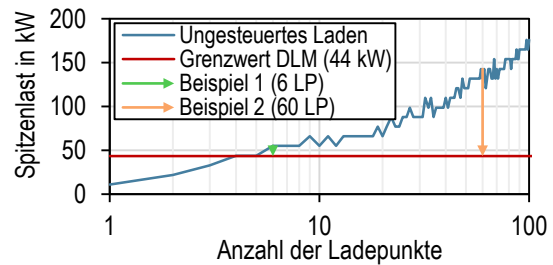
Reduktion der Spitzenlasten: In einer ersten Betrachtung wird basierend auf den in Abbildung 3-7 ermittelten Gleichzeitigkeitsfaktoren für das ungesteuerte Laden untersucht, ob das DLM in den beiden Beispielen (6 und 60 Ladepunkte) überhaupt eingreifen muss. Im Beispiel 1 wurde für das ungesteuerte Laden ein Gleichzeitigkeitsfaktor von 0,83 und damit eine Spitzenlast von 55 kW ermittelt, die sich bei einem Netzanschluss von 63 A mit DLM auf 44 kW reduziert. Im Beispiel 2 liegt die Spitzenlast des ungesteuerten Ladens bei 132 kW (Gleichzeitigkeitsfaktor 0,2) und reduziert sich ebenfalls mit DLM auf 44 kW. In Abbildung 3-13 a) ist die Veränderung der Spitzenlast durch das DLM dargestellt.

Häufigkeit der Eingriffe durch das DLM: In einer zweiten Betrachtung in Abbildung 3-13 b) und c) ist die relative Häufigkeit der Spitzenlasten über 10.000 Simulationstage mit jeweils 6 und 60 Ladepunkten bei ungesteuertem Laden dargestellt (blaue Balken). Die rote Line markiert in beiden Diagrammen den definierten Grenzwert des DLM mit 44 kW. In Beispiel 1 sind kaum Eingriffe durch das DLM notwendig, da die Spitzenlasten sehr selten größer als 44 kW sind. In Beispiel 2 ist in etwa 50 % aller Tage ein Eingriff notwendig, wobei eine Last von mehr als 88 kW selten ist. Bei Spitzenlasten zwischen 44 kW und 88 kW verbleibt mehr als die Hälfte der Nennleistung für jedes ladende BEV. Das Ladeverhalten und die resultierende Netzbelastung werden somit auch im Extremfall von Beispiel 2 nur geringfügig beeinflusst.

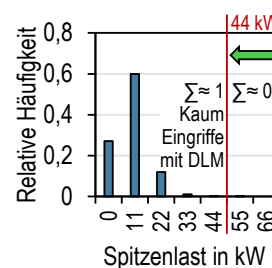
Auswirkung von DLM auf durchschnittliche Tageslastgänge: In der dritten Betrachtung wird untersucht, welche Auswirkung eine Vielzahl von Netzanschlüssen mit DLM auf den durchschnittlichen Tageslastgang hat.

Hierzu werden wieder die beiden Beispiele (6 und 60 Ladepunkte je Netzanschluss) herangezogen, von denen jeweils gleichzeitig 2.000 Netzanschlüsse dieser Art mit DLM simu-

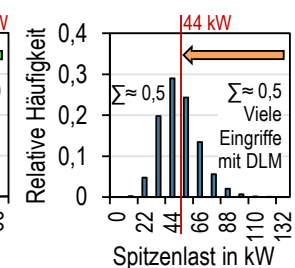
a) Reduktion der Spitzenlasten durch DLM



b) Beispiel 1 (6 LP)



c) Beispiel 2 (60 LP)



d) Durchsch. Tageslastgang mit und ohne DLM

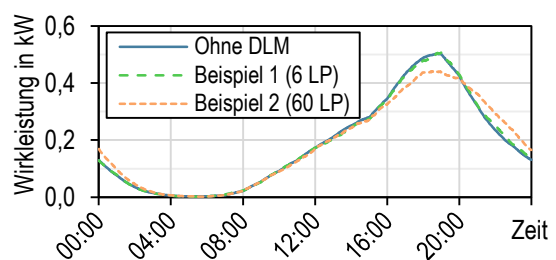


Abbildung 3-13: Auswirkungen von DLM auf die Spitzenlast und den durchschnittlichen Tageslastgang (LP - Ladepunkte)

liert werden. Die resultierenden Tageslastgänge stehen in Abbildung 3-13 d) zum Vergleich. Bei Beispiel 1 ist kaum ein Unterschied zum ungesteuerten Laden zu erkennen und im Extremfall bei Beispiel 2 verändert sich die Profilform nur geringfügig. Die orangene Kurve in Abbildung 3-13 verdeutlicht, dass die Ladevorgänge durch das DLM teilweise länger andauern und dadurch die Last weiter in die Nacht verlagert wird.

Einordnung der Beispiele im realen Gebäudebestand: Die untersuchten Beispiele mit DLM beziehen sich auf einen Netzanschluss mit einer Strombelastbarkeit von 63 A. Laut DIN 18015-1 [DIN20b] werden über diese Anschlussgröße typischerweise Wohngebäude mit einer bis fünf Wohneinheiten versorgt. Bei einer durchschnittlichen Anzahl von etwa einem PKW je Haushalt in deutschen Städten [NOB18] müssten bei einer Vollelektrifizierung des PKW-Bestands an einem Netzanschluss mit 63 A bis zu fünf private Ladepunkte versorgt werden. Unter Vernachlässigung der Haushaltslast (je Haushalt ca. 2900 kWh Energiebedarf pro Jahr) kommt Beispiel 1 mit sechs Ladepunkten (je privatem Heimpladepunkt ca. 1.500 kWh/Jahr) der Realität näher als Beispiel 2 mit 60 Ladepunkten. Beispiel 2 stellt somit einen Extremfall dar, wie auch das Beispiel in Abbildung 3-12 c).

Auswirkung von DLM auf Mittelspannungsnetze: Die Modellierung der Lasten in den Mittelspannungsnetzen basiert auf durchschnittlichen Tageslastgängen, wofür eigene Profile mit DLM am Netzanschluss entwickelt werden müssten. Auf Grund der Erkenntnisse von Abbildung 3-13 d) wird der Effekt des DLM vernachlässigt und die Tageslastgänge des ungesteuerten Ladens verwendet bzw. das Szenario S8 (mit DLM) in Mittelspannungsnetzen nicht untersucht, weil es dem Szenario S3 (ohne DLM) entspricht.

3.5 Marktgetriebenes Laden

Vor dem Hintergrund einer möglichst effizienten Deckung des zukünftigen Strombedarfs aus erneuerbaren Energien ist es sinnvoll, den Verbrauch flexibler Lasten, wie BEVs, an das Erzeugungsdargebot anzupassen. Dieser Abschnitt beschäftigt sich mit den Auswirkungen des marktgetriebenen Ladens auf städtische Verteilnetze, wovon wesentliche Inhalte bereits in [KRE22c] und [KRE22b] veröffentlicht wurden.

3.5.1 Motivation

Die Differenz aus Stromverbrauch und (volatiler) erneuerbarer Erzeugung wird als Residuallast bezeichnet. Die Höhe der Residuallast ist heute bereits ein entscheidender Einfluss für den Börsenstrompreis [BUN22e]. Die Residuallast aus Zukunftsszenarien wie dem Szenario B2040 des Netzentwicklungsplans [BUN22c] eignet sich demzufolge als Grundlage für die Untersuchung zukünftiger Zeitverläufe des Börsenstrompreises. Aus den Schwankungen der Residuallast kann somit abgeleitet werden, zu welchen Zeitpunkten Anreize für marktgetriebenes Laden entstehen. Anreize können über Aggregatoren an den Endverbraucher weitergegeben werden. Aggregatoren kaufen dafür z. B. am Day-Ahead-Markt Energie, die in Zeiträumen mit möglichst niedrigen Preisen angeboten wird,

und versuchen, die von Ihnen versorgten Endverbraucher so zu steuern, dass die gesamte Energie im entsprechenden Zeitraum abgerufen wird. Diese Steuerung kann direkt oder indirekt erfolgen. Bei direkter Steuerung sendet der Aggregator Steuersignale an die Fahrzeuge, bei indirekter Steuerung reagiert das Fahrzeug auf einen dynamischen Strompreisverlauf. [TÜV22] Unabhängig davon, ob eine direkte oder indirekte Ansteuerung vorliegt, versucht der Aggregator den Abruf der Energie hinsichtlich Zeit und Leistung deckungsgleich auf die gekaufte Energie zu optimieren. Damit für die Optimierung möglichst viele Fahrzeuge gleichzeitig zur Verfügung stehen, eignen sich vor allem Ladepunkte mit langen Standzeiten zum Beispiel zu Hause oder am Arbeitsplatz.

3.5.2 Untersuchungsansatz

Verzögerter Ladestart: Die Modellierung der privaten Ladepunkte, ungesteuert und mit DLM, wird um die Funktionalität des marktgetriebenen Ladens erweitert. Der tägliche Energieverbrauch (Abbildung 3-2) und die Ladewahrscheinlichkeit an einem bestimmten Tag (Abbildung 3-3) entspricht dem ungesteuerten Laden. Wenn der Nutzer das Fahrzeug mit dem Ladepunkt verbunden hat, startet der Ladevorgang aber nicht sofort, sondern durch den Startbefehl des Aggregators mit Verzögerung. Die maximale Verzögerungszeit berücksichtigt einen Ladezeitpuffer um sicherzustellen, dass die Ladevorgänge vor der nächsten Abfahrt weitestgehend abgeschlossen sind. Es wird außerdem angenommen, dass alle Ladevorgänge bis 6 Uhr am Folgetag weitestgehend (> 80 %) abgeschlossen sind, da ab diesem Zeitpunkt eine Abfahrt sehr wahrscheinlich ist. Dadurch wird auch verhindert, dass sich die Verzögerung nicht über mehrere Tage erstreckt. Die Ladevorgänge werden ohne zwischenzeitliche Unterbrechung durchgeführt.

Analyse der Residuallast: Basierend auf dem gewählten Untersuchungsansatz werden Strompreisschwankungen über eine Zeitspanne von 24 Stunden, jeweils beginnend um 6 Uhr morgens, betrachtet. Die Residuallast des Netzentwicklungsplans wird dafür in 365 einzelne Zeitreihen aufgeteilt und die 24-Stunden-Intervalle miteinander verglichen. Um aus netztechnischer Sicht auslegungsrelevante Tage zu identifizieren, werden im Datensatz jeweils Tage mit starker Spreizung der Residuallast gesucht.

Die blauen Kennlinien in Abbildung 3-14 a) und b) zeigen zwei von insgesamt 25 normierten Verläufen der Residuallast mit einer tageszeitabhängigen Spreizung von mehr als 55 GW. Eine eindeutige Abhängigkeit der in Abbildung A-2 dargestellten 25 Profile zu bestimmten Wochentagen und Jahreszeiten ist nicht festzustellen.

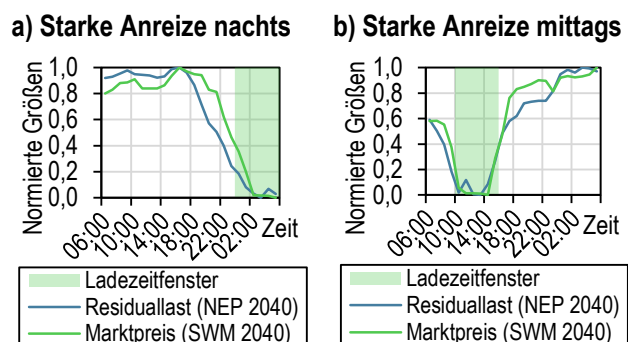


Abbildung 3-14: Identifikation von Ladezeitfenstern mit extremen Anreizen

Die Residuallast in Abbildung 3-14 a) (blau) zeichnet sich durch ein hohes Niveau während des Tages, einem Abfall in den Abendstunden und dem Minimum zwischen 0 Uhr und 6 Uhr am Folgetag aus. Die Profilform in Abbildung 3-14 b) (blau) zeigt eine starke Beeinflussung der Residuallast durch Photovoltaikeinspeisung über die Mittagszeit. Ein Abgleich mit einem unabhängigen Strompreismodell für das Jahr 2040 (SWM 2040) [ROT22] zeigt sehr ähnliche normierte Profilformen bei Tagen mit extremen Preisspreizungen in den Abbildung 3-14 a) und b) in grün, da der Strompreisverlauf der Residuallast folgt. Die als Ladezeitfenster markierten Bereiche fallen nicht auf die Abendstunden, in denen heute in vielen Niederspannungsnetzen die Spitzenlast liegt.

Fahrzeugverfügbarkeit im Ladezeitfenster: In Abbildung 3-15 ist die Aufenthaltswahrscheinlichkeit berufstätiger Personen am Wohnort und Arbeitsplatz dargestellt. Grundlage hierfür sind Mobilitätsdaten aus der Studie MiD2017 für deutsche Metropolen und Großstädte [NOB18].

Die Zeiten mit hoher Anwesenheitswahrscheinlichkeit am Wohnort zwischen 0 Uhr und 6 Uhr (Abbildung 3-15 a)) überschneiden sich mit dem in Abbildung 3-14 identifizierten nächtlichen Ladezeitfenster und lassen für diesen Zeitraum auf eine hohe Fahrzeugverfügbarkeit für preisgesteuertes Laden schließen. Für das Ladezeitfenster mittags wird eine Fahrzeugverfügbarkeit von 40 % für die folgenden Untersuchungen angenommen.

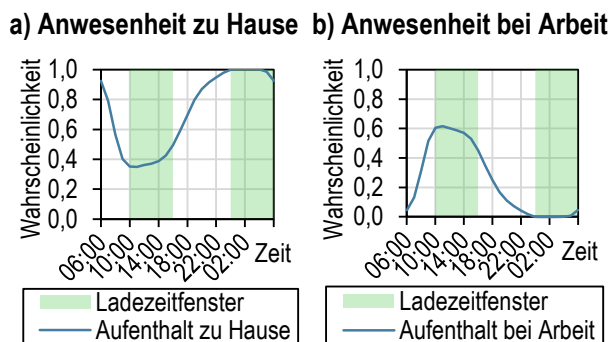


Abbildung 3-15: Aufenthaltswahrscheinlichkeit am Wohnort und von berufstätigen Personen am Arbeitsort

Am Arbeitsladeort liegt die Anwesenheitswahrscheinlichkeit in Abbildung 3-15 b) und dadurch die Ladeverfügbarkeit mittags bei etwa 60 % und nachts annähernd bei 0 %. Im weiteren Verlauf werden vorerst nur Heimpladepunkte bei unterschiedlicher Ansteuerung betrachtet.

Steuerungsvarianten: Die von einem Aggregator gesteuerten Lasten können neben Ladepunkten für Elektrofahrzeuge auch andere flexible Verbraucher umfassen und über ganz Deutschland verteilt sein. Bei kleiner regionaler Auflösung, wie einem Niederspannungsnetz, kann das zu einer sehr ungleichmäßigen Ansteuerung der Ladepunkte führen und kurzzeitig extreme Netzbelastungen hervorrufen. Die zu erwartenden Netzbelastungen sind somit stark von den Steuerungsalgorithmen der Aggregatoren abhängig. Zur Bewertung der Netzbelastung werden drei Steuerungsvarianten an einem exemplarischen Niederspannungsnetz untersucht. Der Fokus liegt zuerst auf dem Referenzszenario mit Anreizen nachts mit Bezug auf Abbildung 3-16 a):

- Worst Case (blau): Alle ladebereiten BEVs starten gleichzeitig den Ladevorgang um 0 Uhr mit 11 kW entsprechend der Wahrscheinlichkeitsverteilung.
- Middle Case (grün): Die BEVs starten den Ladevorgang zeitlich versetzt zwischen 0 Uhr und 02:49 Uhr mit 11 kW entsprechend der Wahrscheinlichkeitsverteilung. Die Zeit zwischen 02:49 Uhr und 6 Uhr entspricht dem benötigten Ladezeitpuffer, um alle Ladevorgänge bis zur Abfahrt bzw. bis 6 Uhr weitestgehend (80 %) abzuschließen.
- Best Case (nicht dargestellt): Die BEVs werden so gesteuert, dass über das gesamte Ladezeitfenster zwischen 0 Uhr und 6 Uhr eine konstante Summenleistung resultiert. Das Summenlastprofil wird mit einem durchschnittlichen Energiebedarf von 4,4 kWh (siehe Abschnitt 3.3.2) pro Winterwerktag und BEV direkt generiert, weshalb es für den Best Case keine Wahrscheinlichkeitsverteilung in Abbildung 3-16 gibt.
- Ungesteuert (braun): Die BEVs starten den Ladevorgang mit 11 kW direkt nach der Ankunft zu Hause mit der Wahrscheinlichkeitsverteilung.

Neben dem Referenzszenario (nachts), das typische Randbedingungen in Anlehnung an das ungesteuerte Laden aufweist, wird ein Extremszenario (nachts) betrachtet, bei dem die Eingangsparameter so gewählt sind, dass extreme Netzbelastungen durch marktgetriebenes Laden möglich werden. Die Dauer des Ladezeitfensters wird von sechs auf drei Stunden, mit Start um 3 Uhr, reduziert. Die BEVs werden nicht mehr bedarfsgerecht, sondern nach jeder Fahrt geladen, was die Ladeverfügbarkeit von 16 % auf 56 % aller Heimplader erhöht und die geladene Energie je Ladevorgang von durchschnittlich 25 kWh auf 8 kWh reduziert.

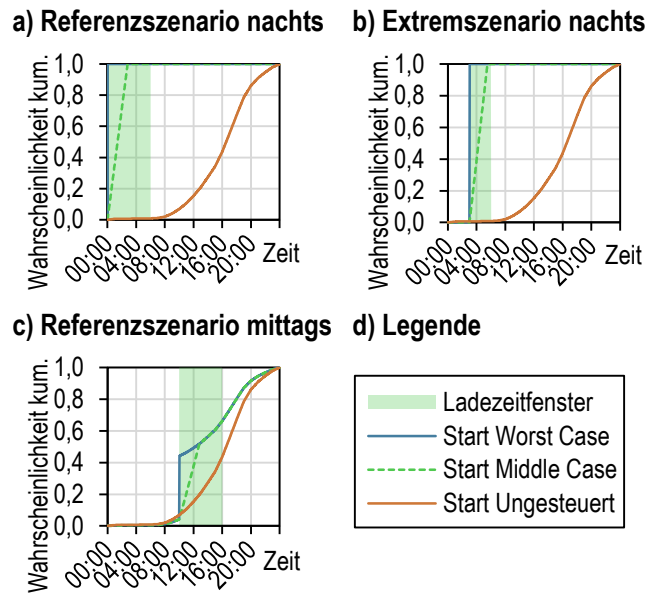


Abbildung 3-16: Definition der Startwahrscheinlichkeit von Ladevorgängen für unterschiedliche Steuerungsvarianten

Die Ladeleistung je Ladepunkt und BEV wird außerdem von 11 kW auf 22 kW erhöht. Im Middle Case reduziert sich der benötigte Ladezeitpuffer auf Grund höherer Ladeleistung und weniger Energie je Ladevorgang von 191 Minuten auf 33 Minuten. Daraus resultieren die neuen Verläufe für die Startwahrscheinlichkeit im Extremszenario (nachts) in Abbildung 3-16 b). Bei der Definition der Startwahrscheinlichkeit für das Ladezeitfenster über die Mittagszeit ist zu berücksichtigen, dass nur etwa 40 % der BEVs am Stellplatz zu

Hause stehen (vgl. Abbildung 3-15 a)). 60 % der PKW verhalten sich deshalb so, als würden sie ungesteuert nach der Rückkehr laden, wie am Mischverhalten in den Kennlinien von Abbildung 3-16 c) zu sehen ist.

3.5.3 Lastgänge im Beispielnetz

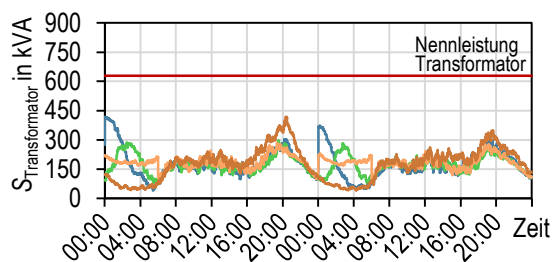
Für die Untersuchung wird eine 100 %-Elektrifizierung des PKW-Bestandes im Wohngebietsnetz C2_T1 angenommen. Nachfolgend ist die Versorgungsaufgabe von Tabelle A-2 für das Niederspannungsnetz C2_T1 bei Szenario S3 aufgeführt:

- 690 Bewohner, Mehrfamilien- und Reihenhäuser
- 146 Heimstellplätze mit 131 ladenden BEVs in 5 privaten Tiefgaragen
- 59 Straßenstellplätze mit öffentlichen AC-Ladesäulen für 47 BEVs
- 26 BEVs beziehen ihre Ladeenergie an Ladepunkten in anderen Verteilnetzen

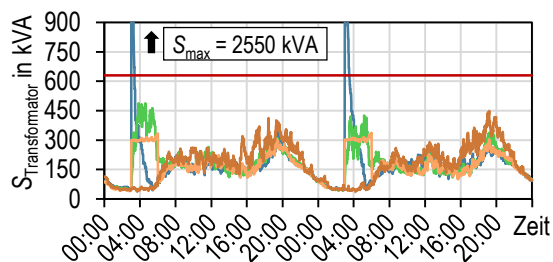
Der Fokus der Untersuchung liegt auf den BEVs mit Heimladepunkten, die alle marktgetrieben entsprechend Abbildung 3-16 geladen werden. Die Ladevorgänge an den öffentlichen AC-Ladesäulen bleiben ungesteuert. Es wird vorerst angenommen, dass die Netzanschlüsse ausreichend groß sind und das Ladeverhalten nicht einschränken. Die Simulationsergebnisse in Abbildung 3-17 zeigen die thermische Belastung des Ortsnetztransformators über zwei Winterwerktag bei unterschiedlichen Szenarien.

Referenzszenario nachts: Im Referenzszenario (Abbildung 3-17 a)) ist die maximale Belastung im Worst Case und bei ungesteuertem Laden mit ca. 450 kVA etwa gleich groß. Sowohl Middle Case als auch Best Case verhalten sich sogar netzdienlich durch die Verlagerung der Ladevorgänge von der abendlichen Spitzenlast in die Nacht mit niedriger Bestandslast.

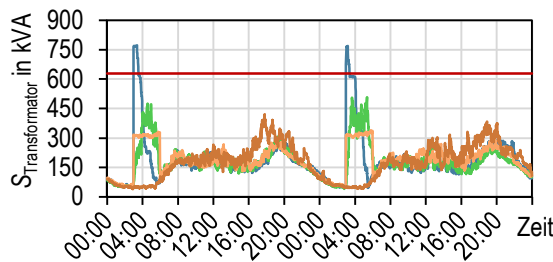
a) Referenzszenario nachts



b) Extremszenario nachts



c) Extremszenario nachts mit DLM



d) Referenzszenario mittags

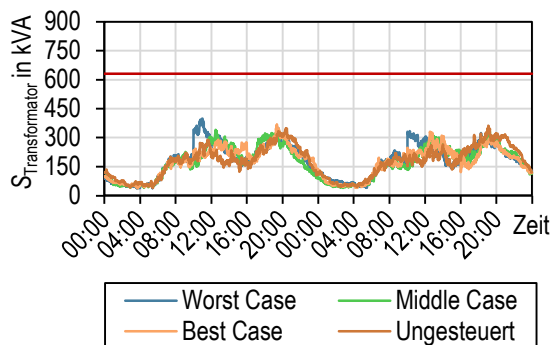


Abbildung 3-17: Simulationsergebnisse am Beispielnetz über zwei Tage bei unterschiedlichen Steuerungsvarianten

Die Bestandslast ohne BEVs entspricht in Abbildung 3-17 a) annähernd dem Verlauf von ungesteuertem Laden zwischen 0 Uhr und 6 Uhr sowie gesteuert (z. B. Worst Case) zwischen 6 Uhr und 0 Uhr.

Extremszenario nachts: Im Extremszenario (Abbildung 3-17 b)) steigt die anfängliche Lastspitze im Worst Case auf 2.550 kVA. Der Middle Case liegt auf dem Niveau des ungesteuerten Ladens bei ca. 450 kVA und der Best Case etwas darunter.

Extremszenario nachts mit DLM: Im dritten Szenario (Abbildung 3-17 c)) wird durch den Einsatz eines dynamischen Lastmanagements sichergestellt, dass die begrenzte Anschlussleistung der Netzanschlüsse nicht überschritten wird. Das kann in der Praxis verhindern, dass die Installation großer Netzanschlüsse erforderlich wird, die mit hohen Kosten bei Netzbetreiber und Anschlussnehmer verbunden sind. Der Dimensionierung eines möglichst kleinen Netzanschlusses mit DLM steht das uneingeschränkte marktgetriebene Laden mit größtmöglichem Netzanschluss gegenüber. Abweichend zur beschriebenen Methode für das DLM in Abschnitt 3.4 und den Ergebnissen in Kapitel 5 werden an den fünf Gebäuden mit Tiefgaragen nicht die existierenden Netzanschlussgrößen verwendet, sondern diese vergrößert. Die Vergrößerung der Netzanschlüsse hat zur Folge, dass die auf das Verteilnetz wirkende Spitzenlast weniger stark gedämpft werden und damit gezielt ein ungünstigerer Fall abgebildet wird. Die Berechnung der Netzanschlussleistung bezieht sich auf die Anzahl der Wohneinheiten nach DIN 18015-1 [DIN20b] ohne Wärmeerzeugung und zusätzlich 3 kW pro Heimpladepunkt. Die Annahme von 3 kW je Ladepunkt orientiert sich an Experteninterviews zur aktuellen Auslegung von Ladelösungen bei weitestgehend ungesteuertem Laden und DLM am Netzanschluss. Aus der berechneten Anschlussleistung wird der nächst größere Sicherungswert gewählt. Im Simulationsmodell reduziert das DLM die Ladeleistung der Ladepunkte hinter dem Netzanschluss, wenn der Laststrom am Netzanschluss den Nennstrom der Sicherung (inkl. 5 A Puffer, Gleichung (3-6)) überschreitet. Es werden somit die Startbefehle für die Ladevorgänge vom Aggregator versendet und die Ladeleistung der Fahrzeuge bei Bedarf durch das DLM am Netzanschluss reduziert, wie Abbildung 3-17 c) im Extremszenario mit DLM zeigt. Im Worst Case kann die Lastspitze durch das DLM von 2.550 kVA auf 750 kVA reduziert werden. Im Middle Case sind die Lastspitzen schon so stark reduziert, dass an den beiden dargestellten Tagen ein Eingriff durch das DLM nicht erkennbar ist.

Referenzszenario mittags: Beim Referenzszenario mittags (Abbildung 3-17 d)) teilt sich die zusätzliche Last auf die Mittags- und Abendspitze auf. Die Lastgänge der drei Steuerungsvarianten haben am Ortsnetztransformator einen ähnlichen Verlauf und bleiben wie beim Referenzszenario nachts unter der Spitzenlast von 450 kVA.

3.5.4 Erkenntnisse basierend auf der Modellierung am Beispielnetz

Extreme Anreize für marktgetriebenes Laden entstehen meist mittags sowie nachts und fallen daher in typischen Wohngebieten nicht auf die bisherige abendliche Verbrauchsspitze. Im untersuchten Wohngebiet reduziert sich bei optimaler Ansteuerung der Ladepunkte sogar die Spitzenlast im Vergleich zum ungesteuerten Laden, sofern die marktlichen Anreize gesamtheitlich sinnvoll ausgenutzt werden. Wesentliche Elemente sind die möglichst gleichmäßige Ausnutzung des gesamten Tiefpreis-Zeitfensters und die Verteilung über das Netzgebiet. Eine ungünstige marktgetriebene Ansteuerung wie lokale Häufungen können zu einer massiven Erhöhung der Spitzenlast führen. Ansätze zur Vermeidung kritischer Netzzustände sind Netzzustandsüberwachung und eine Steuerungsmöglichkeit durch Netzbetreiber sowie die Erarbeitung von Richtlinien für die marktgetriebene Steuerung durch Aggregatoren. Steuerungsrichtlinien könnten Aggregatoren verpflichten, geografisch oder topologisch benachbarte Ladepunkte so anzusteuern, dass Ladevorgänge mit einem zeitlichen Versatz starten und sich dadurch weniger belastend auf das Netz auswirken. Weitere Optimierungsziele wie die Minimierung der Netzanschlussgröße bei DLM verhindern ebenfalls extreme Belastungen.

3.5.5 Gleichzeitigkeitsfaktoren und durchschnittliche Tageslastgänge

Basierend auf der Methode von Abschnitt 3.3 werden Gleichzeitigkeitsfaktoren und durchschnittliche Tageslastgänge für das marktgetriebene Laden entwickelt. Für die entwickelten Profile wird die Steuerungsvariante Middle Case herangezogen. Es wird somit vorausgesetzt, dass die Steuerung koordiniert abläuft, aber die Last nicht gleichmäßig über das Ladezeitfenster verteilt wird. Die Annahmen sind gut reproduzierbar und kommen der Praxis mit dem täglichen glockenförmigen Einspeiseverlauf von Photovoltaikanlagen zur Mittagszeit am nächsten. In Abbildung 3-18 a) sind Kennlinien für Anreize mittags und nachts bei Heimpladepunkten dargestellt. Die nächtliche Lastspitze im durchschnittlichen Tageslastgang ist etwa dreimal so hoch wie beim ungesteuerten Laden in den Abendstunden. Bei Anreizen zur Mittagszeit liegt die Spitzenlast um etwa 13 Uhr an. Für das marktgetriebene Laden am Arbeitsplatz wird analog zu Abbildung 3-16 die Startwahrscheinlichkeit in Abbildung A-3 definiert. Es werden dabei nur die Anreize zur Mittagszeit betrachtet, weil nachts die Anwesenheit der Mitarbeiter bzw. BEVs am Arbeitsplatz sehr unwahrscheinlich ist (siehe Abbildung 3-15). Beim marktgetriebenen Laden am Arbeitsplatz verschiebt sich die Spitzenlast von etwa 9 Uhr auf 12 Uhr und von 2,2 kW auf 2,7 kW.

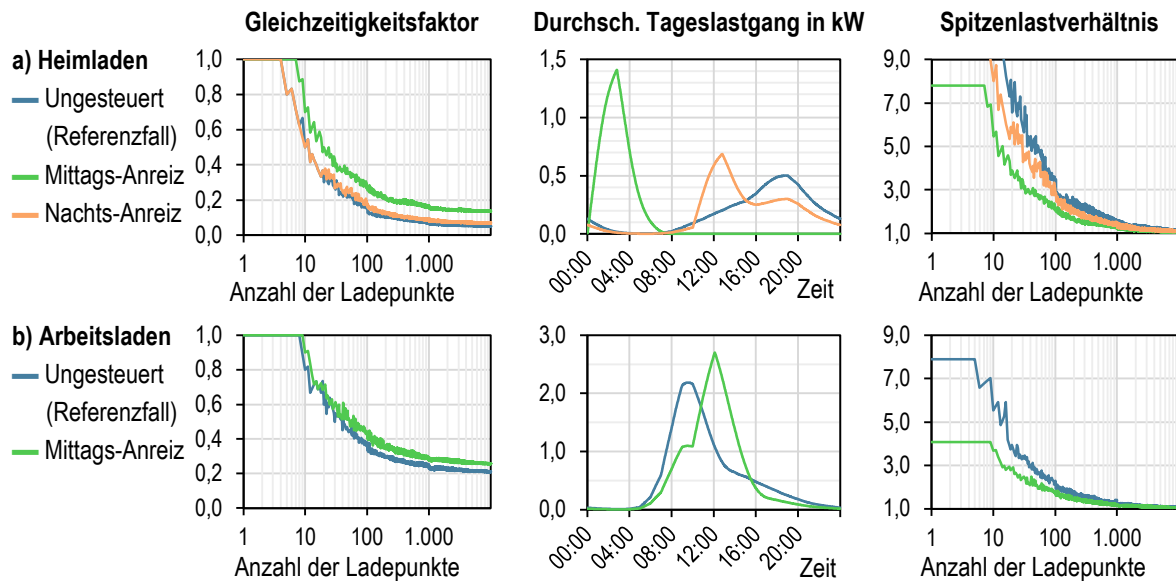


Abbildung 3-18: Gleichzeitigkeitsfaktor, durchschnittlicher Tageslastgang und Spitzenlastverhältnis für Heim- und Arbeitsladepunkte bei marktgetriebenem Laden

3.5.6 Beeinflussung des Nutzerverhaltens und bidirektionales Laden

Die Beeinflussung des Ladeverhaltens der Nutzer schafft mehr Flexibilität für die Optimierung des Aggregators und ermöglicht die Verschiebung der Ladevorgänge über mehrere Tage. So könnte der Nutzer durch finanzielle Anreize sein Fahrzeug immer nach der Rückkehr zum Stellplatz mit dem Ladepunkt verbinden, auch wenn möglicherweise kein Ladevorgang stattfindet. Der resultierende „Anstau“ an Ladebedarf über mehrere Tage bei gleichzeitig hoher Ladeverfügbarkeit kann die Netzbelastung durch Elektromobilität auch bei Ansteuerung im Best Case (Abbildung 3-17) vervielfachen. Ähnliche Extremfälle können durch bidirektionales Laden entstehen, wenn die Fahrzeugbatterien durch vorherige Rückspeisung entladen und in Zeiträumen mit Anreiz große Energiemengen aufnehmen. Sollten die zukünftigen Schwankungen der Residuallast ausreichendes Potential für die genannten Anwendungen bieten und sich als Geschäftsmodell durchsetzen, erscheint eine Netzzustandsüberwachung mit Steuerungsmöglichkeit durch den Netzbetreiber im Großteil der urbanen Verteilnetze bis in die Niederspannungsebene erforderlich. Welchen Vorteil marktgetriebenes und bidirektionales Laden für das gesamte Energiesystem hat, wird in Abschnitt 7.3.4 diskutiert.

4 Öffentliche Ladepunkte und Profilformen

Basierend auf einer Messkampagne, die hauptsächlich im Jahr 2021 an 32 öffentlichen Ladesäulen in München stattfand, wird das städtische Ladeverhalten analysiert. Das Ergebnis der Analyse sind probabilistische Verteilungen für die Modellierung von typischen öffentlichen Ladepunkten in den Simulationsmodellen. Analog zu den privaten Ladepunkten entstehen Gleichzeitigkeitsfaktoren und durchschnittliche Tageslastgänge für die öffentlichen Ladepunkte. Die Messdaten der Messkampagne werden außerdem in Kapitel 4 hinsichtlich Ladeprofilformen, Umgebungstemperatur, Außenleiterbelastung und monatlicher Veränderung untersucht. Ergebnisse aus Kapitel 4 wurden bereits im Rahmen von [KRE22a] und [KRE22b] veröffentlicht.

4.1 Messkampagne an repräsentativen Ladesäulen

Auswahl der Ladesäulen: Die Grundlage der Analyse ist die Auswahl und Vermessung repräsentativer Ladesäulen im Jahr 2020 und 2021 in der Stadt München. Für die Auswahl werden bevorzugt Ladesäulen mit einer hohen Auslastung herangezogen, um möglichst viele Ladevorgänge zu erfassen. Die Ladesäulen unterscheiden sich außerdem beim Ladesäulentyp und Standort wie Tabelle 4-1 zeigt. Die Ladesäulentypen lassen sich in AC-Ladesäulen und DC-Ladesäulen unterteilen. Bei der Ladung an AC-Ladesäulen erfolgt die Gleichrichtung der Wechselspannung aus dem Stromnetz durch den On-Board-Charger im Fahrzeug. Die Ladesäule selbst enthält somit nur die Schnittstelle für das Ladekabel sowie Infrastruktur für Messung, Abrechnung und Sicherheitseinrichtungen. AC-Ladesäulen bestehen heute typischerweise aus zwei AC-Ladepunkten mit je 22 kW Ladeleistung. Bei DC-Ladesäulen wird die Wechselspannung bereits in der Ladesäule gleichgerichtet und die Leistung über das Ladekabel an das Fahrzeug übertragen. Die Ladeleistung von DC-Ladesäulen liegt je nach Ausführung heute zwischen 20 kW und 350 kW [BAY22]. An DC-Ladesäulen gibt es außerdem meist die Möglichkeit für eine AC-Ladung an einem zweiten Ladepunkt mit bis zu 22 kW. Die untersuchten Ladesäulen haben unterschiedliche DC-Ladeleistung von 20 kW (Typ 4), 50 kW (Typ 2), und 150 kW bzw. 225 kW (Typ 3). Typ 3 ist modular aufgebaut und unterscheidet sich lediglich durch die Anzahl der verwendeten Gleichrichtermodule in der maximalen Ladeleistung. Für die Auswahl und Einordnung der Ladesäulenstandorte am Straßenrand von Typ 1 (22 kW AC) und Typ 2 (50 kW DC) wird der Flächennutzungsplan [LAN20] herangezogen. Vorangegangene Untersuchungen zeigen, dass es Abhängigkeiten zwischen dem Nutzungsverhalten und der

Flächennutzung in der Umgebung einer Ladesäule gibt [NIE21][KRE21b]. Bei Ladesäulentyp 3 und 4 kann der Standort direkt einem Tankstellengelände oder einem Kundenparkplatz zugeordnet werden. Die Messzeiträume an den 32 Ladesäulen im Münchner Stadtgebiet liegen primär im 3. und 4. Quartal des Jahres 2021 und decken jeweils einen Zeitraum von 63 bis 511 Tagen ab. Die unterschiedliche Dauer der Messzeiträume (Anzahl Messtage) ist auf Herausforderungen bei der praktischen Durchführung der Messkampagne zurückzuführen (u. a. Verzögerungen beim Einbau von Messequipment).

Tabelle 4-1: Übersicht zu den 32 öffentlichen Ladesäulen, die im Rahmen einer Messkampagne vermessen wurden (LV* - Ladevorgänge)

| Name | Typ | Standort und Flächennutzungstyp u. a. laut Flächennutzungsplan (Abkürzung) | Anzahl Messtage | Anzahl LV* | LV* eindeutig |
|----------|-------|--|-----------------|---------------|---------------|
| 22_GB_1 | Typ 1 | Straßenrand, Gemeinbedarfsfläche (GB) | 112 | 730 | 461 |
| 22_GB_2 | Typ 1 | Straßenrand, Gemeinbedarfsfläche (GB) | 142 | 961 | 309 |
| 22_GB_3 | Typ 1 | Straßenrand, Gemeinbedarfsfläche (GB) | 142 | 980 | 557 |
| 22_MK_1 | Typ 1 | Straßenrand, Kerngebiet (MK) | 141 | 876 | 581 |
| 22_MK_2 | Typ 1 | Straßenrand, Kerngebiet (MK) | 183 | 961 | 566 |
| 22_MK_3 | Typ 1 | Straßenrand, Kerngebiet (MK) | 141 | 801 | 440 |
| 22_SO_1 | Typ 1 | Straßenrand, Sondergebiet-Gewerbe (SO) | 153 | 262 | 97 |
| 22_SO_2 | Typ 1 | Straßenrand, Sondergebiet-Gewerbe (SO) | 183 | 365 | 273 |
| 22_SO_3 | Typ 1 | Straßenrand, Sondergebiet-Gewerbe (SO) | 112 | 540 | 332 |
| 22_WA_1 | Typ 1 | Straßenrand, Allgemeines Wohngebiet (WA) | 183 | 845 | 560 |
| 22_WA_2 | Typ 1 | Straßenrand, Allgemeines Wohngebiet (WA) | 183 | 860 | 544 |
| 22_WA_3 | Typ 1 | Straßenrand, Allgemeines Wohngebiet (WA) | 183 | 947 | 638 |
| 22_WB_1 | Typ 1 | Straßenrand, Besonderes Wohngebiet (WB) | 183 | 1.025 | 607 |
| 22_WB_2 | Typ 1 | Straßenrand, Besonderes Wohngebiet (WB) | 112 | 480 | 310 |
| 22_WR_1 | Typ 1 | Straßenrand, Reines Wohngebiet (WR) | 183 | 566 | 376 |
| 22_WR_2 | Typ 1 | Straßenrand, Reines Wohngebiet (WR) | 112 | 420 | 247 |
| 22_WR_3 | Typ 1 | Straßenrand, Reines Wohngebiet (WR) | 141 | 283 | 205 |
| 50_AG_1 | Typ 2 | Rastplatz, Allgemeine Grünfläche (AG) | 192 | 104 | 94 |
| 50_GB_1 | Typ 2 | Straßenrand, Gemeinbedarfsfläche (GB) | 141 | 569 | 400 |
| 50_GE_1 | Typ 2 | Straßenrand, Gewerbegebiet (GE) | 71 | 172 | 132 |
| 50_MK_1 | Typ 2 | Straßenrand, Kerngebiet (MK) | 149 | 423 | 390 |
| 50_W_1 | Typ 2 | Straßenrand, Wohnbaufläche (W) | 95 | 658 | 445 |
| 50_WA_1 | Typ 2 | Straßenrand, Allgemeines Wohngebiet (WA) | 415 | 1.201 | 997 |
| 50_WA_2 | Typ 2 | Straßenrand, Allgemeines Wohngebiet (WA) | 140 | 453 | 332 |
| 50_WA_3 | Typ 2 | Straßenrand, Allgemeines Wohngebiet (WA) | 141 | 250 | 207 |
| 50_WA_4 | Typ 2 | Straßenrand, Allgemeines Wohngebiet (WA) | 28 | 105 | 66 |
| 50_WR_1 | Typ 2 | Straßenrand, Reines Wohngebiet (WR) | 71 | 75 | 69 |
| 150_Ku_1 | Typ 3 | Kundenparkplatz an Baumarkt (Ku) | 252 | 1.480 | 1.010 |
| 150_Ta_1 | Typ 3 | Tankstellengelände (Ta) | 149 | 802 | 682 |
| 150_Ta_2 | Typ 3 | Tankstellengelände (Ta) | 511 | 2.665 | 1.998 |
| 225_Ta_1 | Typ 3 | Tankstellengelände (Ta) | 344 | 1.521 | 1.123 |
| 20_Ku_1 | Typ 4 | Kundenparkplatz an Supermarkt (Ku) | 63 | 506 | 454 |
| | | Summe | 5.351 | 22.886 | 15.502 |

Vermessung der Ladesäulen: Die Vermessung der Ladesäulen erfolgt mit Hilfe von Netzanalysatoren im Netzanschlusskasten der Ladesäule (Typ 1), im vorgelagerten Zähl- und Wandlerschrank (Typ 2 und 3), an der Anschlussleitung aus der Trafostation (Typ 3) oder in der Gebäudeverteilung (Typ 4). Im Fokus der Analyse stehen gemessene Wirkleistungsverläufe von Ladevorgängen. Die Blindleistung und weitere Messgrößen wurden zwar im Rahmen der Messkampagne aufgezeichnet, aber für diese Auswertung nicht detaillierter untersucht, weil der Wirkleistungsfaktor bei Nennleistung nahe bei 1 liegt.

Erfassung einzelner Ladevorgänge: Die Erkennung eines stattfindenden Ladevorgangs in einer Messzeitreihe über viele Tage ist über die Erfassung ansteigender und abfallender Wirkleistungsflanken möglich. Anschließend erfolgen die Klassifizierung und Speicherung in einer Datenbank. Bei Ladesäulen mit mehr als einem Ladepunkt (Typ 1 bis 3) können sich auf Grund der Lage des Messpunktes (Messung der Summenlast aller Ladepunkte der Ladesäule) Ladevorgänge in den Messzeitreihen überschneiden, wodurch die eindeutige Bewertung eines Ladevorgangs nicht mehr möglich ist. Die Identifikation von Start- und Endzeitpunkt sich überlappender Ladevorgänge ist zwar möglich, aber nicht die Aufteilung in zwei oder mehrere Leistungsprofile. Das hat zur Folge, dass davon abgeleitete Größen, wie z. B. die maximale Ladeleistung je Ladevorgang oder die bezogene Energie je Ladevorgang, welche für die Klassifizierung der Ladevorgänge benötigt werden, nicht berechnet werden können. Besonders an AC-Ladesäulen (Typ 1) mit hoher Auslastung tritt die Überlappung häufig auf. Die Validierung des Algorithmus für die Identifikation von Ladevorgängen ist schwierig, da die Messzeitreihen die einzigen Eingangsinformationen sind. Eine manuelle Überprüfung der Profilformen über eine begrenzte Messdauer ergibt eine Fehlerquote $< 1\%$ und ist daher vernachlässigbar klein. Fehler entstehen zum Beispiel, wenn sich überlappende Ladevorgänge fälschlich als einzelner Ladevorgang erkannt werden. Dies ist der Fall, wenn die steigenden und fallenden Flanken im Leistungsverlauf (Ladestart und -ende) eine niedrige Anstiegs- bzw. Abfallgeschwindigkeit haben.

4.2 Analyse der Ladevorgänge

Aus den erfassten Ladevorgängen werden in diesem Abschnitt probabilistische Verteilungen für die Modellierung von Lastgängen ermittelt.

4.2.1 Untersuchungsmethode

Die Verallgemeinerung des Ladeverhaltens erfolgt mit der in Abbildung 4-1 dargestellten Methodik. Auf Grund der besseren Verständlichkeit sind in Abbildung 4-1 bereits die in Abschnitt 4.2 identifizierten Abhängigkeiten zwischen typischen Ladesäulenstandorten, Wochentagen und Ladesäulentypen dargestellt. Typische Ladesäulenstandorte werden basierend auf den Eigenschaften der vermessenen Ladesäulen (Abbildung 4-1 a)) und mit Hilfe des Flächennutzungsplans gebildet. Die Analyse des Ladeverhaltens besteht aus dem

Vergleich allgemeiner Kennzahlen in Abschnitt 4.2.3 und fokussiert sich auf nachfolgende Größen:

- Geladene Energie je Ladevorgang E
- Anzahl Ladevorgänge je Tag n_{lv}
- maximale Ladeleistung je Ladevorgang P_{max}

Die allgemeinen Kennzahlen werden hinsichtlich des Wertebereichs sowie der Abhängigkeit zu Wochentagen und der Ladeleistungsklassen analysiert. Zusammen mit den Wahrscheinlichkeitsverteilungen der Startzeitpunkte in Abschnitt 4.2.4 resultieren die identifizierten Abhängigkeiten in Abbildung 4-1 b). Abbildung 4-1 c) beschreibt das Endergebnis der Verallgemeinerung, wofür in Abschnitt 4.2.5 die ermittelten probabilistischen Verteilungen dargestellt sind. Eine Unterscheidung der Jahreszeit oder Umgebungstemperatur findet auf Grund der kurzen Messzeiträume bei der Ermittlung der probabilistischen Verteilungen nicht statt. Die tatsächliche Profilform der Ladevorgänge wird vorerst vernachlässigt und in Abschnitt 4.3 zusammen mit der Außenleiterbelastung, der Temperaturabhängigkeit und der monatlichen Entwicklung thematisiert.

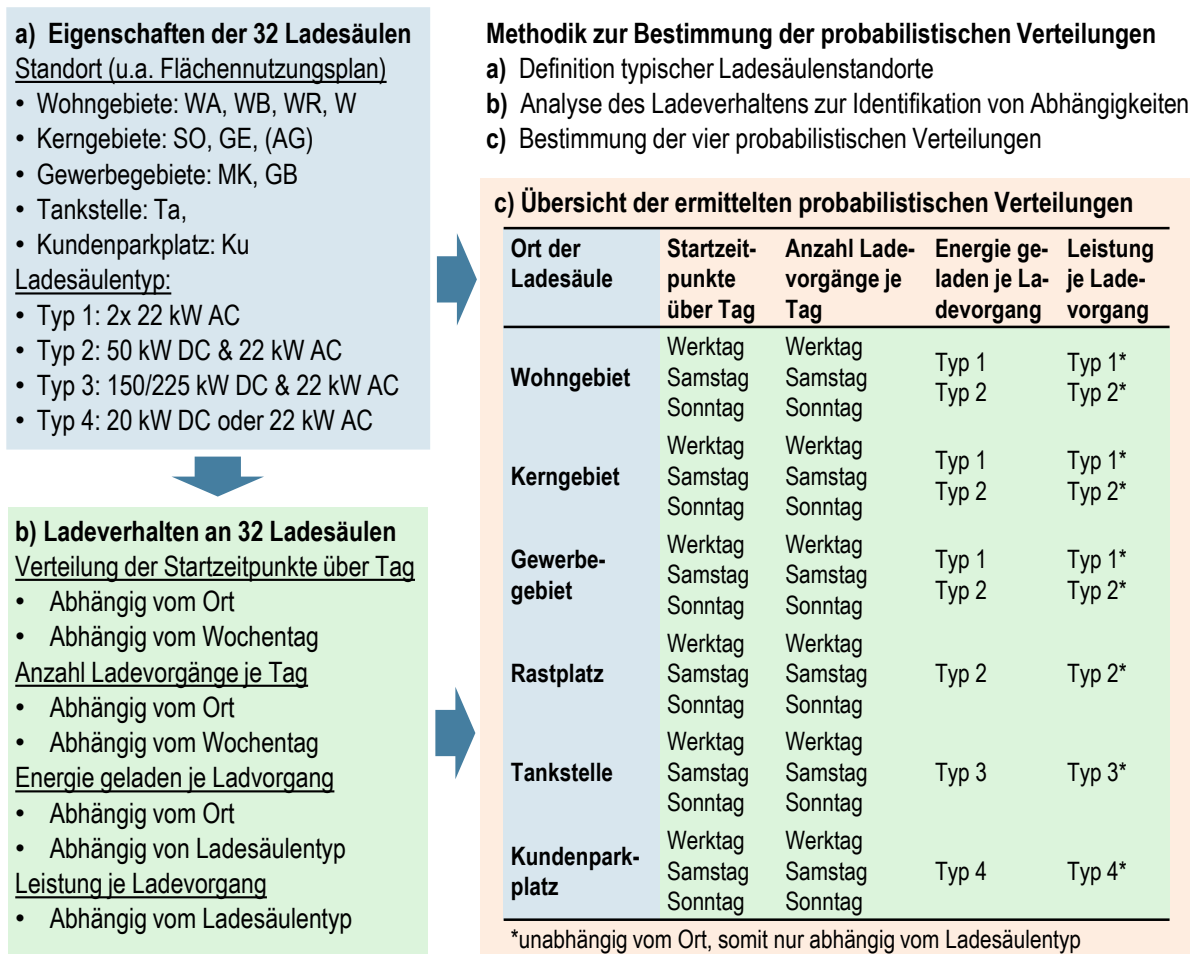
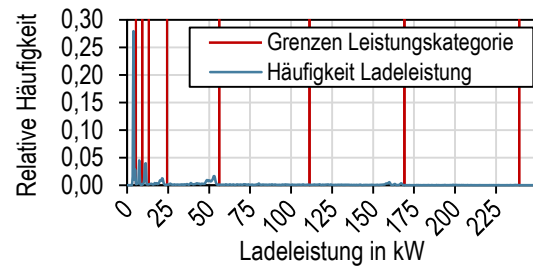


Abbildung 4-1: Untersuchungsmethode zur Ermittlung probabilistischer Verteilungen für typische öffentliche Ladeorte, Ladepunkttypen und Wochentage

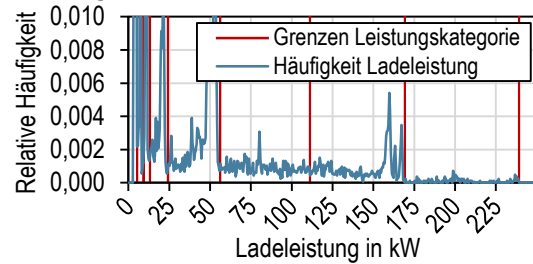
4.2.2 Kategorisierung der Ladevorgänge nach Ladeleistung

Für den Vergleich allgemeiner Kennzahlen werden die Ladevorgänge unter anderem nach der Ladeleistung kategorisiert. Zur Definition der Wertebereiche für die einzelnen Leistungskategorien werden die 15.502 eindeutig identifizierten Ladevorgänge aller vermessenen Ladesäulen herangezogen. Es wird die Häufigkeitsverteilung der maximal erreichten Ladeleistung je Ladevorgang mit einer Klassenbreite von 0,5 kW ermittelt. Die Abbildung 4-2 a) und b) zeigen die Häufigkeitsverteilung mit unterschiedlicher Skalierung der vertikalen Achse jeweils mit den roten Linien als Grenzwerte für die Kategorisierung. Die Zahlenwerte der definierten Leistungskategorien sind Abbildung 4-2 c) zu entnehmen. Die Grenzwerte der Leistungskategorien orientieren sich an typischen Nennleistungen von Ladesäulen bzw. BEVs [NAT20b], [EVD23] und liegen jeweils über den Häufigkeitsmaxima bzw. beim darüber liegenden Häufigkeitsminimum von Abbildung 4-2 a) bzw. b). Während bei Leistungen bis 22 kW (primär AC-Ladevorgänge) der ermittelte Grenzwert nur knapp über dem Nennwert der Leistung liegt (ca. 2 kW), sind die Abweichungen ab 50 kW (DC-Ladevorgänge) deutlich größer.

a) Gesamter Wertebereich



b) Häufigkeit skaliert auf 0,010



c) Definierte Wertebereiche in Zahlen

| Kategorie nach Leistung P_n | Wertebereich für P_{max} der Ladevorgänge |
|-------------------------------|---|
| 3,7 kW | $P_{max} \leq 5$ kW |
| 7,4 kW | 5 kW $< P_{max} \leq 9$ kW |
| 11 kW | 9 kW $< P_{max} \leq 13$ kW |
| 22 kW | 13 kW $< P_{max} \leq 24$ kW |
| 50 kW | 24 kW $< P_{max} \leq 56$ kW |
| 100 kW | 56 kW $< P_{max} \leq 111$ kW |
| 150 kW | 111 kW $< P_{max} \leq 169$ kW |
| 225 kW | 169 kW $< P_{max} \leq 239$ kW |

Abbildung 4-2: Kategorisierung der Ladevorgänge nach Ladeleistung

Der Unterschied entsteht dadurch, dass bei AC-Ladevorgängen die verlustbehaftete Gleichrichtung im Fahrzeug stattfindet, bei DC-Ladevorgängen hingegen in der Ladesäule. Bei AC-Ladevorgängen hat das zur Folge, dass die tatsächliche Ladeleistung des Batteriesystems, unter Berücksichtigung der Verluste des On-Board-Chargers, geringer ist als die Nennleistung. Die AC-Ladesäule selbst hat nur einen geringen Energiebedarf für die Kommunikationsinfrastruktur und wird zum Beispiel vom Hersteller Compleo mit Standby-Verlusten von 13 W beziffert [COM22a]. Die Abweichungen der Ladeleistung von ca. 2 kW bei AC-Ladevorgängen können somit nur durch Messfehler oder Toleranzen bei der Be-

zugsleistung der BEVs erklärt werden. An einzelnen Ladesäulen können größere Messfehler durch eine ungünstige Kombination aus geringer Ladeleistung und Rogowski-Strommessspulen mit sehr großem Messbereich von 3.000 A begründet werden. Bei DC-Ladevorgängen entspricht die Nennleistung der tatsächlichen Ladeleistung des Batteriesystems. Gleichrichterverluste werden durch zusätzlich bezogene Leistung der Ladesäule ausgeglichen. Die Datenblätter der DC-Ladesäulen von Typ 2 und Typ 3 beschreiben bei maximaler Ausgangsleistung von 50 kW und 150 kW bzw. 225 kW einen Wirkungsgrad von 94 % [COM22b][ALP22]. Daraus resultieren Leistungen von 53 kW und 160 kW bzw. 239 kW. Außerdem kann Typ 3 zusätzlich, je nach Ausführung, ein oder zwei Kühlsysteme für eine aktive Kühlung der Ladekabel enthalten. Der zusätzliche Leistungsbedarf der Kabelkühlsysteme wird in den öffentlich zugänglichen Informationen des Herstellers nicht beschrieben. Andere Hersteller nennen eine Größenordnung von 0,6 kW bis 3 kW [PH018] [BRU22] je nach Kabelsystem, verwendetem Kühlaggregat und abhängig von der Umgebungstemperatur. Zu berücksichtigen sind außerdem Leitungsverluste zwischen Messpunkt und Ladesäulenstandort, wenn sich der Messpunkt nicht direkt an der Ladesäule befindet. An zwei Standorten von Typ 3 machen sich die Leitungsverluste im Verteilnetz mit dem Kabeltyp NA2X2Y 4x150 mm² bei ca. 60 m und 120 m bemerkbar. Eine Überschlagsrechnung analog zu [BRE07] ergibt Leitungsverluste von 3,4 kW bei nachfolgenden Randbedingungen: 160 kW Bezugsleistung, 400 V Netzspannung, 120 m Kabellänge, Drehstromsystem mit 150 mm² Aluminiumleiter und Vernachlässigung von Blindströmen.

4.2.3 Vergleich allgemeiner Kennzahlen

Der systematische Vergleich allgemeiner Kennzahlen ermöglicht die Identifikation relevanter Einflussfaktoren auf das Ladeverhalten. Im nachfolgenden Abschnitt sind jeweils die relevantesten Erkenntnisse für die Verallgemeinerung beschrieben. Bei der Darstellung von Wertebereichen wird ein Diagramm mit Boxplots verwendet. Die Boxplot-Darstellung (z. B. in Abbildung 4-3) ist wie nachfolgend beschrieben definiert und in [VIG17] genauer erläutert:

- Die (blaue) Box beginnt beim 1. Quartil (Q_1) und endet beim 3. Quartil (Q_3) der Werte. Sie enthält 50 % der Werte und definiert den Interquartilsabstand (IQR):
($IQR = Q_3 - Q_1$)
- Die Whisker (Line) umschließen 100 % aller Werte ohne Ausreißer
- Die Ausreißer (Punkte) entstehen bei nachfolgenden Bedingungen für Werte von x : $x > Q_3 + 1,5 \cdot IQR$ oder $x < Q_1 - 1,5 \cdot IQR$
- Der Median teilt die (blaue) Box beim 2. Quartil in zwei Bereiche
- Das Kreuz kennzeichnet den arithmetischen Mittelwert

Abbildung 4-3 vergleicht die bezogene Energie aller eindeutig identifizierter Ladevorgänge an den 32 untersuchten Ladesäulen. Der Wertebereich erstreckt sich von 0 kWh bis

100 kWh mit folgender Tendenz: Je höher die Ladeleistung der Ladesäule, desto größer die bezogene Energie je Ladevorgang. Die ungleichen Längen des oberen und unteren Whiskers sowie die Lage von Median und Mittelwert deuten auf eine ungleichmäßige Verteilung der Wertebereiche hin. Es treten an allen Ladesäulen viele Ladevorgänge mit vergleichsweise geringem Energiebezug und wenige Ladevorgänge mit vergleichsweise großem Energiebezug auf. Eine Besonderheit ist an der Ladesäule 20_Ku_1 zu sehen: Die maximale Ladeleistung ist hier auf 22 kW und die Ladedauer auf 1 h begrenzt, woraus eine maximale Energie von 22 kWh resultiert.

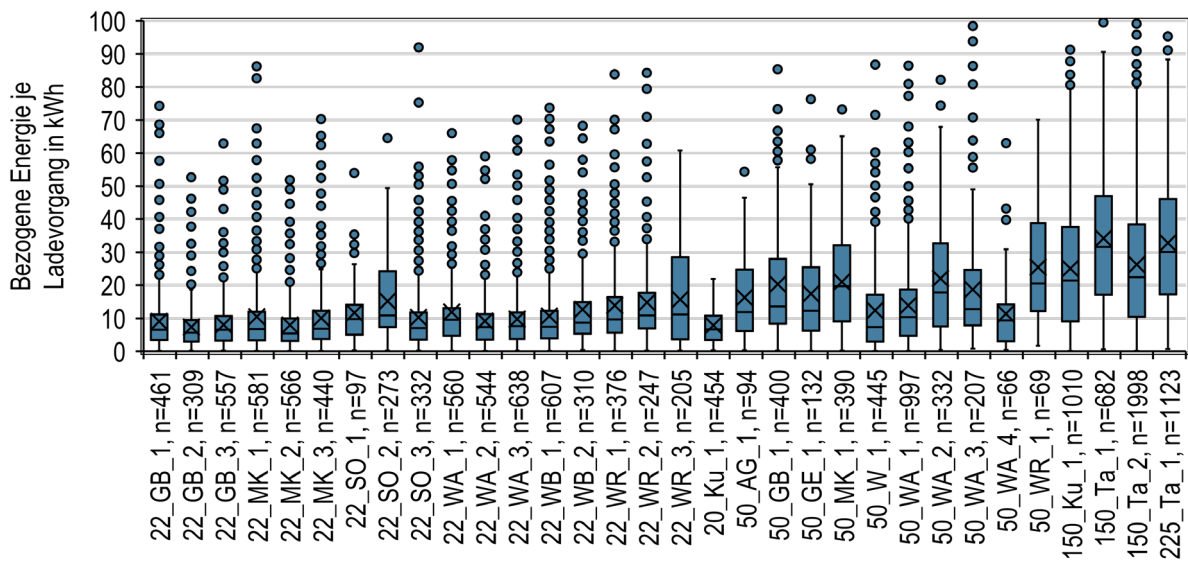


Abbildung 4-3: Werteverteilung bezogener Energie je Ladevorgang

Bei der Kategorisierung der bezogenen Energie jeweils nach der Nennleistung der Ladevorgänge gemäß Abbildung 4-2 c) wird der Zusammenhang zwischen Leistung und Energie noch deutlicher. Die Mittelwerte der bezogenen Energie je Ladevorgang in Abbildung 4-4 liegen meist mit aufsteigender Leistungskategorie übereinander.

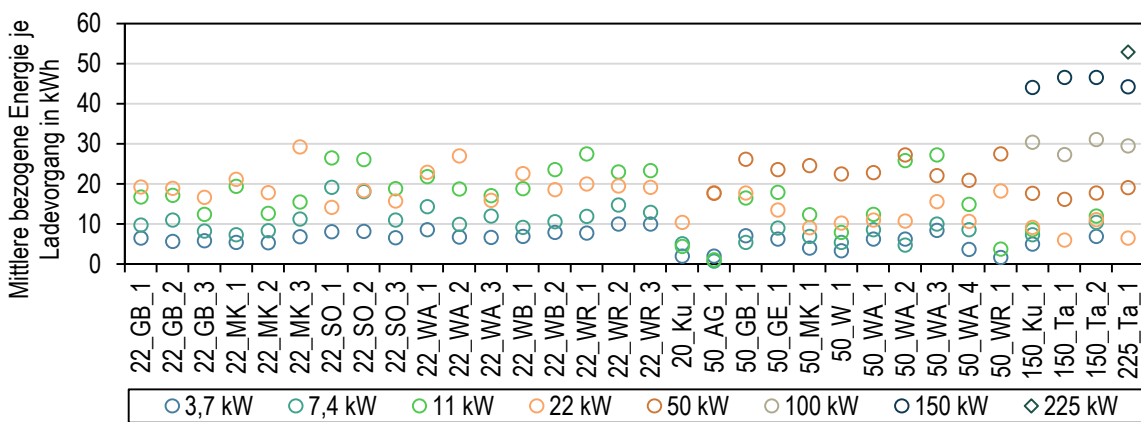


Abbildung 4-4: Mittelwerte bezogener Energie der Ladevorgänge unterteilt nach Nennleistung

AC-Ladevorgänge und damit Ladeleistungen unter 22 kW sind an den Ladesäulen 150_Ta_1 und 225_Ta_1 bedingt durch das an der Ladesäule installierte Kabelsystem nicht möglich. Die Verallgemeinerung der bezogenen Energie erfolgt unter Berücksichtigung des Ladeortes und Ladesäulentyps sowie bei Vernachlässigung von Unterschieden zwischen Wochentagen. In Abbildung 4-5 ist die relative Anzahl der Ladevorgänge in Bezug auf die Ladeleistung dargestellt. Die Ladesäulen von Typ 1 haben mit etwa 65 % einen hohen Anteil an Ladevorgängen mit 3,7 kW. Typ 2 ist mit etwa 60 % dominiert von Ladevorgängen mit 50 kW. Ein Zusammenhang zwischen Flächennutzungstyp und der Verteilung ist nicht zu erkennen. Die Ladesäule vom Typ 4 (20_Ku_1) enthält einen großen Anteil von Ladevorgängen mit 22 kW, welcher auf die Möglichkeit zur DC-Ladung mit 20 kW zurückzuführen ist. Die Ladevorgänge an den Ladesäulen von Typ 3 setzen sich etwa zu gleichen Anteilen aus 50 kW, 100 kW und 150 kW zusammen. Die Anteile an Ladevorgängen je Nennleistung werden bei der Verallgemeinerung nur auf den Ladesäulentyp bezogen.

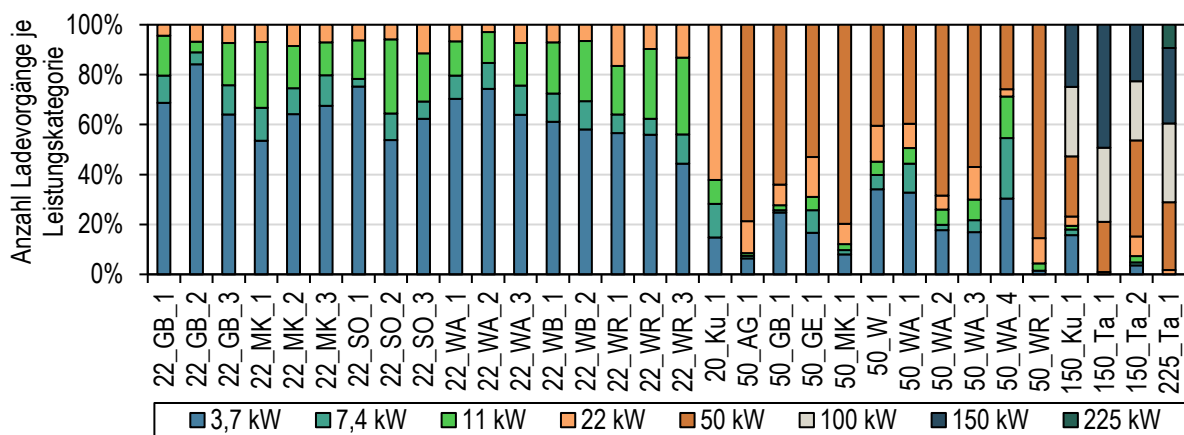


Abbildung 4-5: Anteil der Ladevorgänge je Nennleistung

Die Anzahl der Ladevorgänge, die pro Tag an einer Ladesäule stattfinden, ist durch die Attraktivität des Standortes beeinflusst. Bei der Auswahl der zu vermessenden Standorte von Typ 1 wurden Ladesäulen mit hoher Auslastung je Flächennutzungstyp, basierend auf Informationen aus dem Jahr 2019, gewählt. Auf Grund der geringen Anzahl von Ladesäulen von Typ 2 bis 4 im untersuchten Stadtgebiet erfolgte die Auswahl durch die beste Zugänglichkeit für die Messung. Eine niedrigere Anzahl von Ladevorgängen an den Standorten von Typ 2 gegenüber Typ 1 könnte deshalb auch auf eine geringere Attraktivität des Standortes zurückgeführt werden oder auf geringere Bekanntheit, weil viele Ladesäulen von Typ 2 zusammen mit dem Messsystem neu aufgestellt wurden.

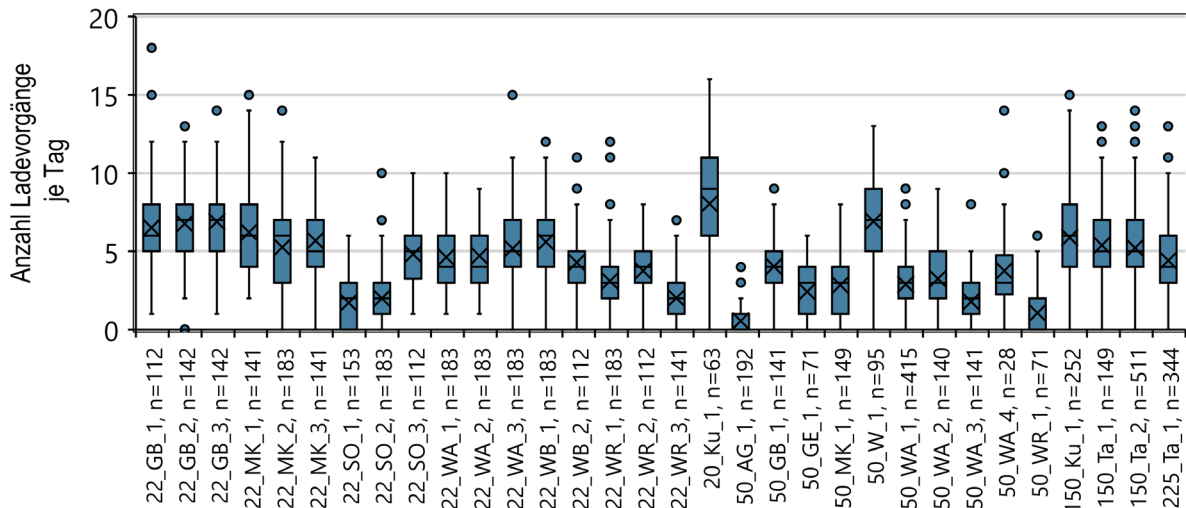


Abbildung 4-6: Wertebereich der Anzahl an Ladevorgängen je Tag

Die größte Attraktivität besitzt der Kundenparkplatz mit Typ 4 (20_Ku_1) auf Grund des kostenlosen Angebots und der maximalen Ladedauer von einer Stunde mit durchschnittlich acht Ladevorgängen pro Tag. Die Boxplots in Abbildung 4-6 zeigen eine annähernd symmetrische Verteilung der Einzelwerte um den Mittelwert, wofür sich eine Gaußverteilung zur Annäherung eignet.

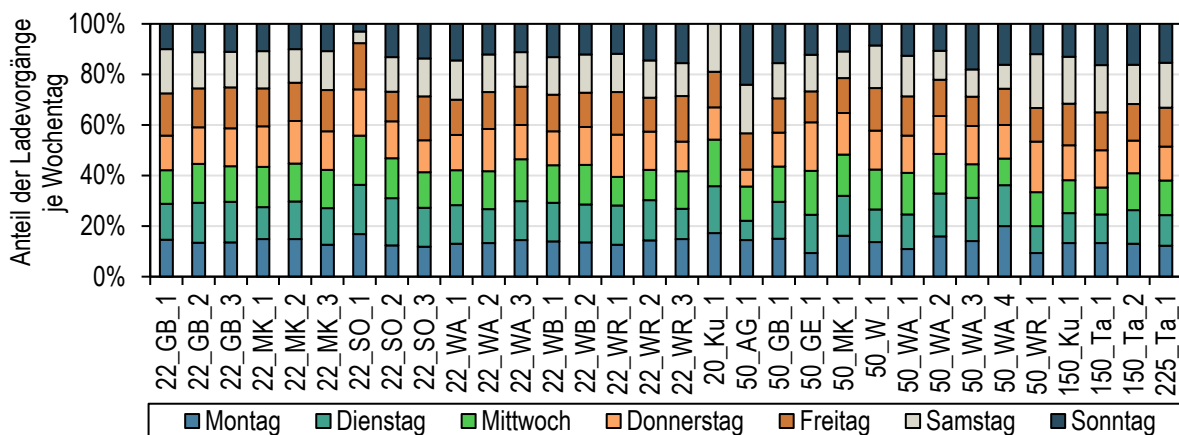


Abbildung 4-7: Anteil an Ladevorgängen je Wochentag

Die Anzahl von Ladevorgängen je Wochentag ist an den meisten Ladesäulen gleichmäßig verteilt (vgl. Abbildung 4-7). Drei Ladesäulen weichen davon ab:

- 22_SO_1: Kaum Ladevorgänge an Samstag und Sonntag wegen des Gewerbegebiets
- 20_Ku_1: Die Ladesäule ist nur während der Öffnungszeiten des Supermarktes in Betrieb und daher am Sonntag ohne Ladevorgänge
- 50_AG_1: Die Ladesäule am Rastplatz zeigt die meisten Ladevorgänge am Sonntag

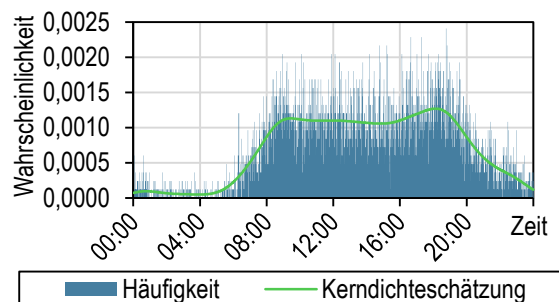
Die Verallgemeinerung der Anzahl an Ladevorgängen erfolgt nur unter Berücksichtigung des Ladesäulenstandortes und der Typtage Werktag, Samstag und Sonntag.

4.2.4 Wahrscheinlichkeitsverteilung der Startzeitpunkte

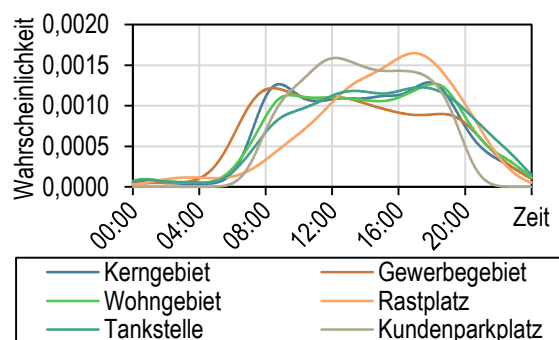
Die Verteilung der Startzeitpunkte von Ladevorgängen über einen Tag hinweg kann verlässlich nur als Wahrscheinlichkeitsverteilung ermittelt und nicht auf eine einzelne Kennzahl heruntergebrochen werden.

Die Verteilung wird mit einer Auflösung von einer Minute bestimmt (Abbildung 4-8 a), blaue Balken). Zur Glättung der Verteilung wird eine Kerndichteschätzung (KDE [DIC12]) angewendet (Abbildung 4-8 a), grüne Kurve). Als Kern dient dabei die Gaußsche Normalverteilung. Ein Vergleich der Wahrscheinlichkeitsverteilungen aller Ladesäulen (nicht dargestellt) zeigt Ähnlichkeiten für die nachfolgenden Standorte mit entsprechender Flächennutzung: Kerngebiet (GB, MK), Gewerbegebiet (SO, GE), Wohngebiet (WA, WB, WR, W), Rastplatz (AG), Tankstelle (Ta, Ku 150 kW) und Kundenparkplatz (Ku 20 kW). Bei gleichem Standort ist bei Ladesäulen von Typ 1 und Typ 2 kein relevanter Unterschied erkennbar, weshalb für diese jeweils gemeinsame Verteilungen ermittelt werden. In Abbildung 4-8 b) stehen die definierten Standortgruppen zum Vergleich. Bei Unterscheidung zwischen Wochentagen durch Zusammenfassung ähnlicher Tage (nicht dargestellt) ergeben sich die drei Typtage Werktag, Samstag und Sonntag. In Abbildung 4-8 c) sind die Unterschiede zwischen den Wochentagen für Kerngebiete dargestellt.

a) Häufigkeit im Wohngebiet mit und ohne KDE



b) Verteilung bei unterschiedlichen Standorten



c) Verteilung an Wochentagen im Kerngebiet

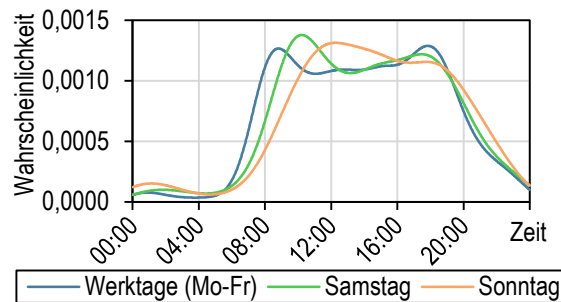


Abbildung 4-8: Wahrscheinlichkeitsverteilungen für Startzeitpunkte

4.2.5 Probabilistische Verteilungen für die Modellierung

Abbildung 4-9 zeigt die ermittelten probabilistischen Verteilungen, welche mit der in Abbildung 4-1 dargestellten Untersuchungsmethode ermittelt werden. Die Wahrscheinlichkeitsverteilungen für Startzeitpunkte sind in der ersten Spalte von Abbildung 4-9 dargestellt.

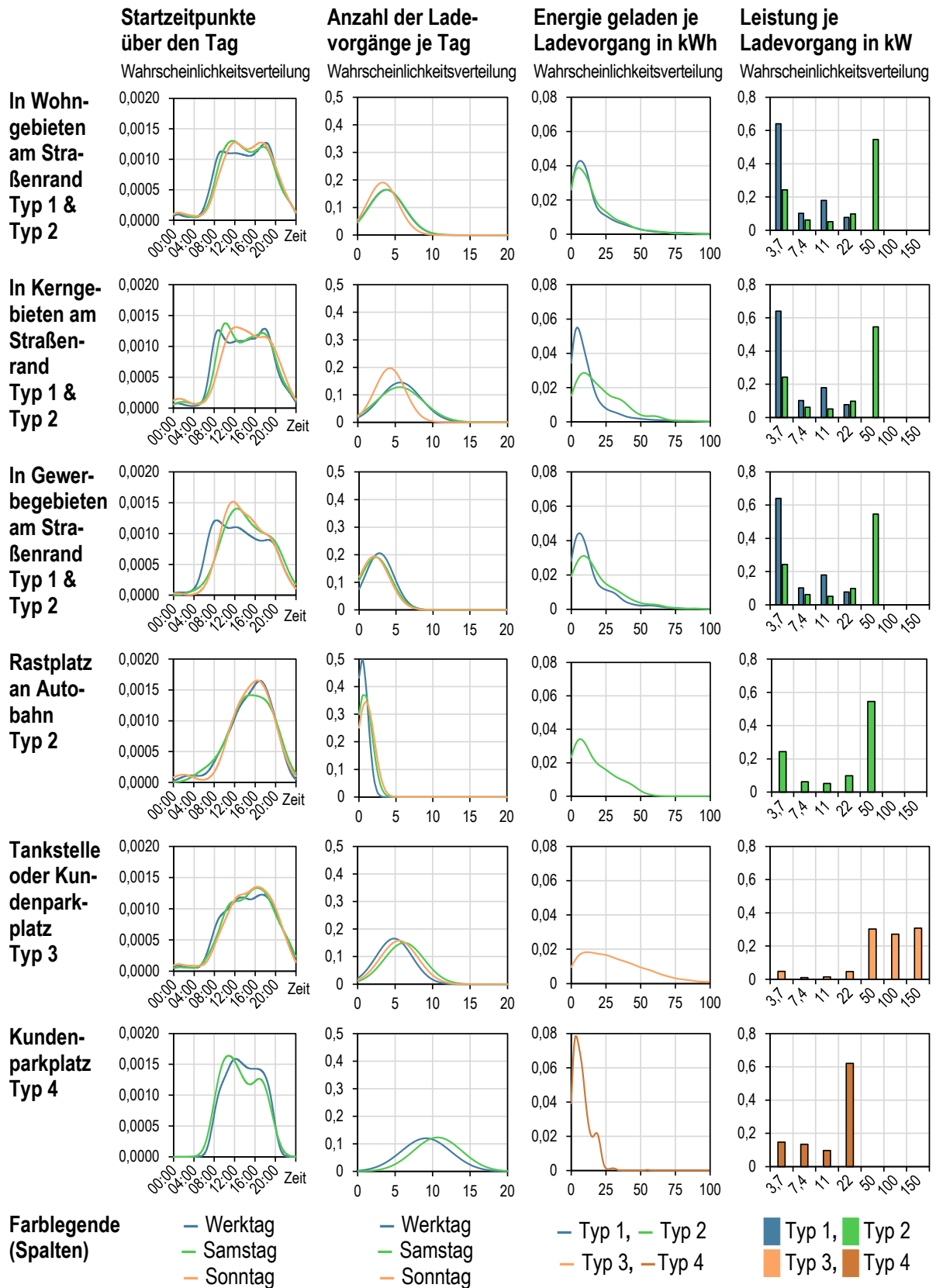


Abbildung 4-9: Probabilistische Verteilungen für das Ladeverhalten an öffentlichen Ladesäulen

Aus den Rohdaten der Anzahl an Ladevorgängen je Standort und Typtag wird die Wahrscheinlichkeitsverteilung mit der Normalverteilung in der zweiten Spalte approximiert.

Die Verteilung der Energie wird analog zu den Startzeitpunkten mit einer KDE und einem Intervall von 1 kWh bestimmt (dritte Spalte). Die Verteilung der Ladeleistung wird nur in Abhängigkeit vom Ladesäulentyp bestimmt (vierte Spalte), wobei an der Ladesäule 225-Ta_1 der Anteil der Leistungskategorie 225 kW in die Kategorie von 150 kW überführt wird. Zu berücksichtigen ist, dass die für die Standorte Rastplatz und Kundenparkplatz ermittelten Verteilungen nur begrenzt aussagekräftig sind, da jeweils nur eine Ladesäule über eine kurze Dauer von 192 bzw. 63 Tagen vermessen wurde. Der Rastplatz repräsentiert außerdem nicht die Bedingungen, wie sie typischerweise auf Rastplätzen vorzufinden sind. Anstatt der Ladeleistung von 50 kW sind dort Ladeleistungen ab 150 kW vorzufinden [BAY22]. Der Rastplatz befindet sich außerdem am Ende einer Autobahn und verfügt auch über ein kleines Café, das im Messzeitraum geschlossen war (COVID-19-Pandemie), was die geringe Anzahl von Ladevorgängen pro Tag erklären kann. Die Ladesäule am Kundenparkplatz ist für das Jahr 2021 mit einem kostenlosen Ladepunkt sowie mit begrenzter Lade- und Betriebsdauer repräsentativ für Ladesäulen auf Kundenparkplätzen. Durch steigende BEV-Durchdringungen und dem damit verbundenen steigenden Ladebedarf könnten sich die Geschäftsmodelle mit entsprechender Ladefrastruktur von Ladesäulenbetreibern auf Kundenparkplätzen zukünftig stark verändern.

4.3 Profilformen und weitere Einflussfaktoren

4.3.1 Profilformen gemessener Ladevorgänge

Die Profilform der Ladevorgänge wurde im bisherigen Verlauf der Arbeit vereinfacht als rechteckig angenommen. Das hat zur Folge, dass die modellierte Profilform beim Start sprunghaft von 0 kW auf die maximale Leistung ansteigt, dort konstant bleibt und am Ende wieder auf 0 kW zurückfällt. In der Praxis zeigt sich ein Abfall oder auch Anstieg der Ladeleistung mit steigendem Batteriefüllstand, welcher durch das Batteriemanagementsystem im BEV gesteuert wird [MÜL21].

Volllastfaktor: Im nachfolgenden Abschnitt wird beschrieben, wie das reale Verhalten ist und welche Auswirkungen die Vereinfachung hat. Mit Gleichung (4-1) wird der Volllastfaktor k_v zur vereinfachten Beschreibung der Ladeprofilform eingeführt.

$$k_v = \frac{E}{P_{\max} \cdot \Delta t} \quad (4-1)$$

| | |
|------------|--|
| k_v | Volllastfaktor des Ladevorgangs |
| E | Bezogene Energie während des Ladevorgangs |
| P_{\max} | Maximale Wirkleistung während des Ladevorgangs |
| Δt | Ladedauer des Ladevorgangs (mit Energiebezug) |

Während bei $k_v = 1$ die Ladeleistung während des gesamten Ladevorgangs konstant bleibt (Abbildung 4-10, blau), verändert sich bei $k_v < 1$ die Ladeleistung im zeitlichen Verlauf. Beim grünen Ladeprofil von Abbildung 4-10 resultiert $k_v = 0,7$.

(Berechnung: $k_v = \frac{22 \text{ kWh}}{11 \text{ kW} \cdot 3 \text{ h}} = 0,7$)

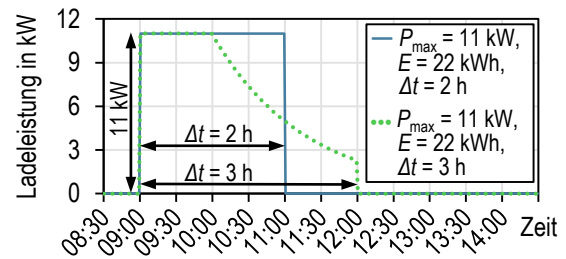


Abbildung 4-10: Exemplarische Ladeprofilformen für die Berechnung von k_v

In Abbildung 4-11 sind die Volllastfaktoren der Ladevorgänge an den 32 vermessenen öffentlichen Ladesäulen dargestellt. Mit steigender Ladesäulennennleistung sinkt der Volllastfaktor. Die Wertebereiche des Volllastfaktors liegen hauptsächlich zwischen 1 und 0,3. Die Ausreißer mit einem k_v unter 0,3 (ca. 50 Ausreißer) entstehen hauptsächlich durch überlappende Ladevorgänge, die fälschlich als einzelne Ladevorgänge erkannt wurden. Bei einer Anzahl von 15.502 betrachteten Ladevorgängen ist die Fehlerquote aber vernachlässigbar klein.

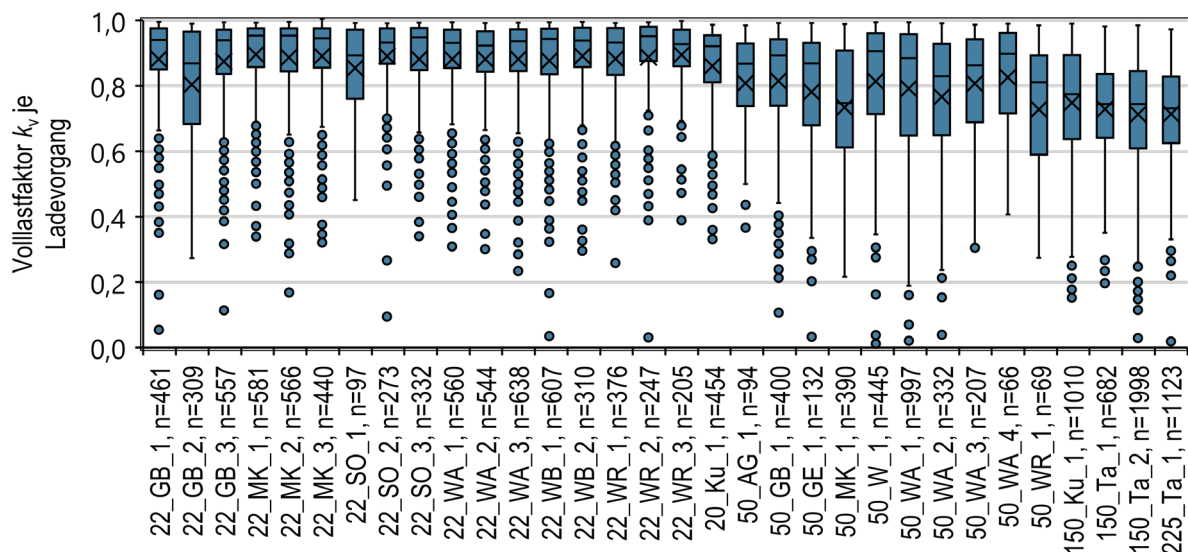


Abbildung 4-11: Werteverteilung des Volllastfaktors je Ladevorgang

Die Unterteilung in Leistungskategorien in Abbildung 4-12 zeigt weiterhin den Trend, dass mit steigender Ladeleistung der Volllastfaktor sinkt. Für Abweichungen wie an 22_GB_2 und 50_WR_1 sind die dominierende Nutzung durch einzelne BEVs oder die geringe Datenbasis mögliche Erklärungen. An den Ladesäulen von Typ 3 (z. B. 150_Ku_1) mit hoher Ladeleistung (bis zu 150 kW bzw. 225 kW) sind die Volllastfaktoren am geringsten.

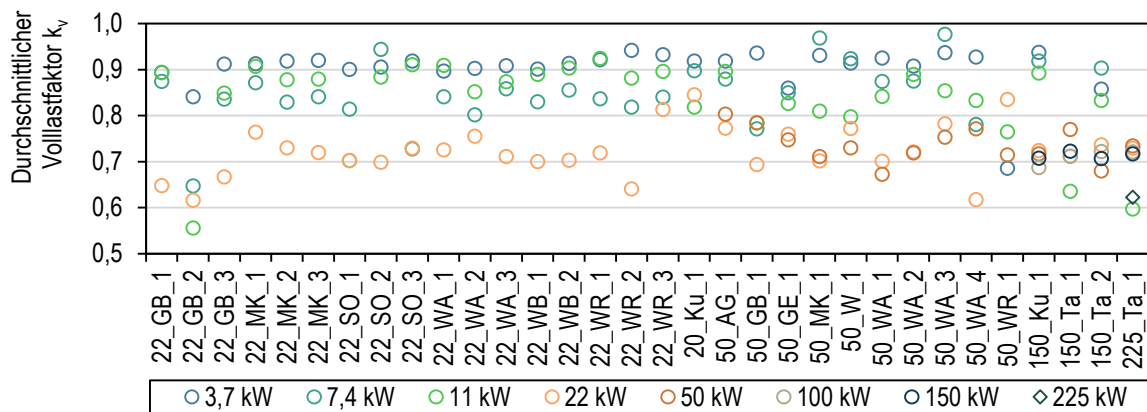


Abbildung 4-12: Mittelwerte des Volllastfaktors der Ladevorgänge unterteilt in Nennleistung

Mit Fortschreiten der Batterietechnologieentwicklung und steigenden Ladeleistungen bis 350 kW ist anzunehmen, dass der Volllastfaktor bei kleinen Ladeleistungen (AC-Laden bis 22 kW) zukünftig gegen den Wert von 1 geht [HAB19], [KHA19]. Untersuchungen in [MÜL21] mit 11 kW und 22 kW Ladeleistung zeigen, dass die Gleichzeitigkeitsfaktoren und damit die Netzbelastung bei $k_v = 1$ höher ist als bei Profilformen mit exponentiellem Abfall der Ladeleistung während des Ladevorgangs. Die Modellierung von Ladeprofilen bis 22 kW Ladeleistung mit einem k_v von 1 (rechteckige Form) für Zukunftsszenarien ist daher sinnvoll. Der Fokus für die weiteren Betrachtungen der Profilformen liegt bei höheren Ladeleistungen und wird nachfolgend exemplarisch für eine Nennladeleistung von 150 kW analysiert.

Exemplarische Ladeprofile: Die Mittelwerte des Volllastfaktors bei einer Nennleistung von 150 kW liegen in Abbildung 4-12 bei etwa 0,7. Die Whisker der Boxplots an Ladesäulen von Typ 3 in Abbildung 4-11 schließen einen Wertebereich zwischen 0,3 und 1,0 ein. Abbildung 4-13 zeigt gemessene Ladeprofile von Typ 3 Ladesäulen aus der Leistungskategorie mit 150 kW. Die Profile sind in Intervalle, jeweils mit Schrittweiten für Ladeenergie und Volllastfaktor von 5 kWh und 0,1, unterteilt. Die Farbe der Kennlinien gibt die genäherte Umgebungstemperatur während des Ladevorgangs an. Die Näherung bezieht sich auf eine Temperaturmessstation am Flughafen München [DWD21], dessen Stundenmittelwerte den Startzeitpunkten der Ladevorgänge zugeordnet wurden. Bei einem k_v zwischen 1,0 und 0,9 ist die Profilform annähernd rechteckig und nicht von der Temperatur beeinflusst. Zwischen $k_v = 0,9$ und $k_v = 0,7$ bleibt die Leistung bei einer Temperatur > 10 °C (orange, grün) anfangs bei ihrem Maximalwert und sinkt später ab. Bei gleichem k_v und einer Temperatur ≤ 10 °C (blau) steigt die Leistung von Beginn mit ca. 80 kW auf ihren Maximalwert von ca. 160 kW am Ende des Ladevorgangs. Für niedrige k_v zwischen 0,7 und 0,3 hat die Profilform typischerweise zu Beginn einen sprunghaften Anstieg und anschließend direkt einen (exponentiellen, linearen oder stufenförmigen) Abfall der Leistung ohne erkennbare Abhängigkeit zur Temperatur. Neben der Temperatur beeinflusst der Batteriefüllstand zum Ladestart und das BEV-Modell die Profilform [FAS23].

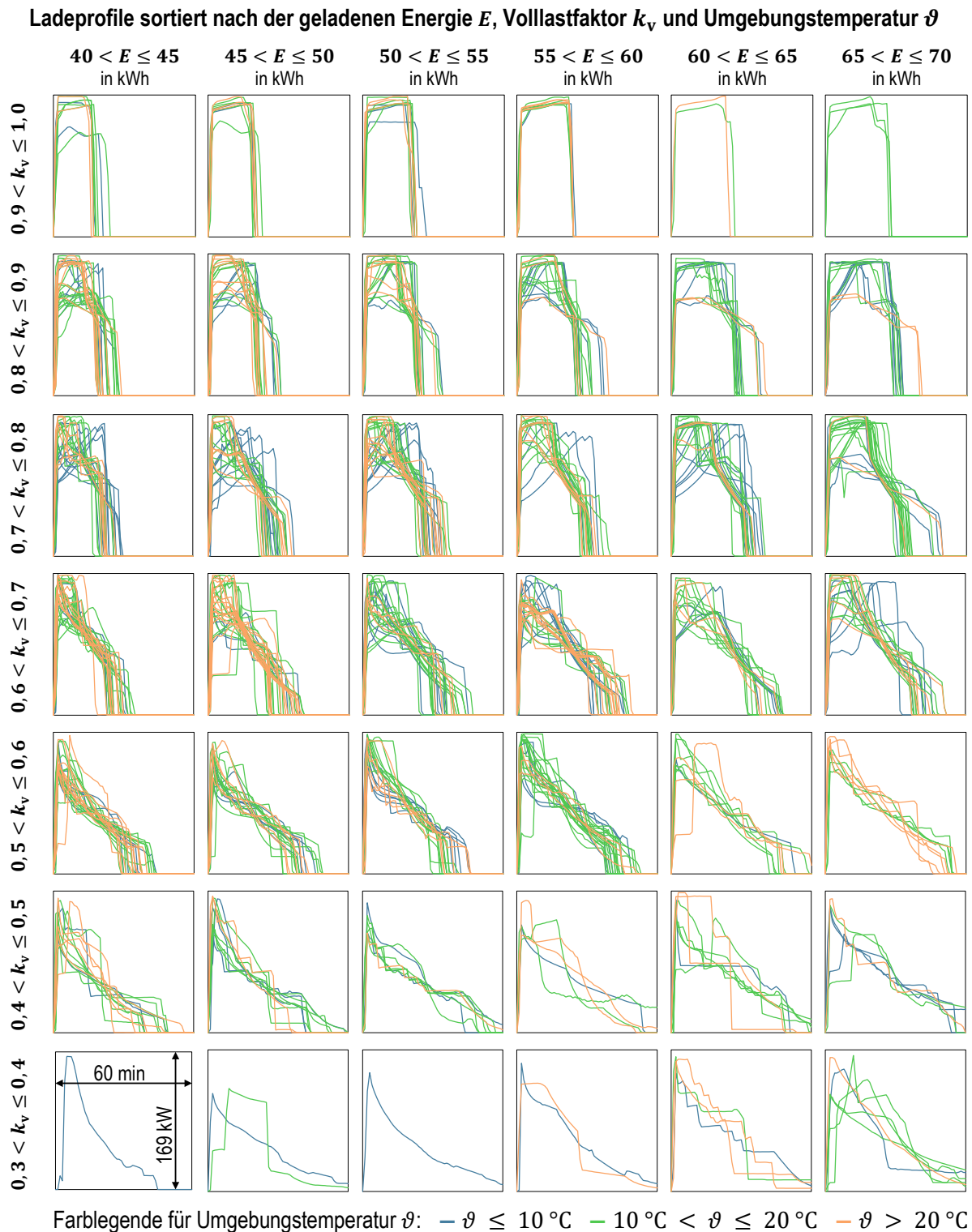


Abbildung 4-13: Gemessene Ladeprofile mit Nennladeleistung von 150 kW

Für die Modellierung von Ladeprofilen mit 150 kW bzw. bei $> 22\text{ kW}$ stellt sich somit ebenfalls die Frage, ob eine realgetreue Nachbildung der Ladeprofile mit abfallender bzw. ansteigender Leistung während des Ladevorgangs sinnvoll ist. Weil sich Ladepunkte mit $> 22\text{ kW}$ Ladeleistung meist nicht in großer Anzahl lokal häufen und die Dimensionierung der Netzkomponenten stark von einzelnen Ladesäulen mit hoher Ladeleistung abhängt,

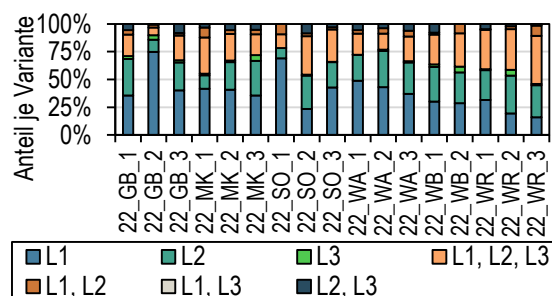
wird die Situation bei der Netzintegration betrachtet. Ladesäulen mit Ladeleistungen ab 50 kW werden im untersuchten Netzgebiet mit einer separaten Niederspannungsleitung direkt an eine Trafostation angebunden. An einem typischen städtischen Ortsnetztransformator mit 630 kVA Nennleistung können bei einer durchschnittlichen Auslastung von etwa 40 % (siehe Abschnitt 2.4.3) maximal drei Ladepunkte mit je 150 kW Nennleistung integriert werden. Bei einer Anzahl von drei Ladepunkten ist der Worst-Case, dass an jedem Ladepunkt ein BEV mit einem Volllastfaktor von $k_v = 1$ zeitgleich lädt, nicht auszuschließen. Ein Gleichzeitigkeitsfaktor von 1 ist in diesem Fall auslegungsrelevant für das Verteilnetz. Ein Gleichzeitigkeitsfaktor kleiner 1 ist bei einer größeren Anzahl an Schnellladesäulen im Mittel- oder Hochspannungsnetz möglich. Die vereinfachte Modellierung von $k_v = 1$ führt somit tendenziell zu einer Überschätzung der Netzbelastung, bringt aber aus Sicht der Netzplanung keinen wirtschaftlichen Nachteil bei der Dimensionierung der Netzkomponenten.

4.3.2 Weitere Einflussfaktoren auf das Ladeverhalten

Als weitere Einflussfaktoren auf die Netzbelastung und das Nutzerverhalten werden die Belastung der Außenleiter, monatliche Entwicklung der Anzahl an Ladevorgängen und der Temperatureinfluss auf die Vergleichsparameter betrachtet.

Außenleiterbelastung: Der Fokus bei den belasteten Außenleitern liegt auf den AC-Ladesäulen (Abbildung 4-14 a)), da bei DC-Ladevorgängen die drei Außenleiter symmetrisch belastet werden (nicht dargestellt). Besonders dominant sind einphasige Belastungen der Leiter L1 und L2, was auf den hohen Anteil an Ladevorgängen mit 3,7 kW (vgl. Abbildung 4-5) zurückzuführen ist. Es resultiert eine un-symmetrische Belastung, die sich durch die prognostizierten steigenden AC-Ladeleistungen der BEVs mit primär 11 kW [NAT20b] zukünftig zu einer zunehmend symmetrischen Netzbelastung entwickeln wird.

a) Anteil belasteter Außenleiter an Ladesäulentyp 1



b) Monatliche Anzahl Ladevorgänge an 150_Ta_2

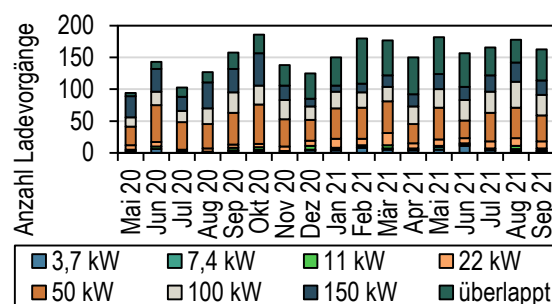


Abbildung 4-14: Anteil belasteter Außenleiter und monatliche Entwicklung der Anzahl an Ladevorgängen

Monatliche Entwicklung: Da an nur sehr wenigen Ladesäulen eine Messung mit mehr als sechs Monaten Dauer stattgefunden hat, wird in Abbildung 4-14 b) exemplarisch die monatliche Entwicklung an der Ladesäule 150_Ta_2 vom 05.05.2020 bis 29.09.2021 betrachtet. Abgesehen von den unvollständigen Monaten beim Start und Ende des Messzeitraums war das Ladeverhalten vermutlich durch die COVID-19-Maßnahmen stark beeinflusst. In Abbildung A-4 ist das veränderte Mobilitätsverhalten während des Messzeitraums dargestellt, welches eine Übereinstimmung mit dem Verlauf der monatlichen Zu- und Abnahme der Ladevorgänge aufweist. Der in Abbildung 4-14 ersichtliche Anstieg der Ladevorgänge von Mai 2020 mit etwa 100 Ladevorgängen zu 170 Ladevorgängen im September 2021 ist daher primär auf die genannten Effekte zurückzuführen und vermutlich nicht auf mehr BEVs. Mit steigender Anzahl der Ladevorgänge erhöhen sich die Überlappungen von mehreren Ladevorgängen. Die Anteile der Leistungskategorie bleiben über den Betrachtungszeitraum in etwa gleich. Die Jahreszeiten haben keinen erkennbaren Einfluss auf die Anzahl der Ladevorgänge.

Temperatureinfluss: Neben der Profilform wird die Abhängigkeit der Vergleichsparameter (E , n_{IV} , P_{max} und k_v) von der Umgebungstemperatur untersucht. Auf Grund der längeren Messzeiträume werden auch hier die Ladesäulen von Typ 3 untersucht. Es konnten keine eindeutigen Abhängigkeiten zwischen der Umgebungstemperatur und den Vergleichsparametern gefunden werden, auch wenn ein steigender Energiebedarf bei kalten Temperaturen zu erwarten gewesen wäre. Abhängigkeiten zwischen der Temperatur und dem Ladeverhalten wurden unter anderem in [FAS16] untersucht. Die relevante Erkenntnis aus [FAS16] ist, dass das Ladeverhalten durch die Temperaturen des Batteriesystems und nicht direkt durch die Umgebungstemperatur beeinflusst wird. Trotz geringer Umgebungstemperaturen kann die Temperatur des Batteriesystems durch eine Fahrt vor dem Ladevorgang erwärmt sein. Vor allem bei öffentlichen Ladesäulen mit hohen Ladeleistungen ist zu erwarten, dass längere Strecken vor dem Ladevorgang zurückgelegt wurden. Ideale Betriebsbedingungen für die Fahrzeugbatterie liegen bei Außentemperaturen von 10 °C bis 25 °C und einer Betriebstemperatur der Batterie von 20 °C bis 40 °C vor [DOR21].

4.4 Gleichzeitigkeitsfaktoren und durchschnittliche Tageslastgänge

Die Ermittlung der Gleichzeitigkeitsfaktoren und durchschnittlichen Tageslastgänge basiert auf der in Abschnitt 3.3.1 beschriebenen Vorgehensweise und erfolgt wie bei den privaten Ladepunkten.

4.4.1 Aufbereitung der Eingangsdaten

Als Datenbasis dienen die aus der Messkampagne ermittelten probabilistischen Verteilungen für öffentliche Ladesäulen von Abbildung 4-9. Weil sich die probabilistische Ver-

teilung der Anzahl an Ladevorgängen je Tag meist auf Ladesäulen mit mehreren Ladepunkten beziehen, müssen diese zuerst auf einen Ladepunkt umgerechnet werden. Die AC-Ladesäulen vom Typ 1 besitzen zwei Ladepunkte. Es wird vereinfacht angenommen, dass sich die Ladevorgänge gleichmäßig auf die beiden Ladepunkte aufteilen. Die Anzahl der Ladevorgänge wurde mit Hilfe einer Gaußverteilung angenähert, die sich durch einen Mittelwert μ und eine Standardabweichung σ beschreiben lässt. Es wurden zum Beispiel für die Ladesäulen in Wohngebieten an Werktagen (vgl. Abbildung 4-9) $\mu = 3,82$ und $\sigma = 2,42$ bestimmt. Durch mathematische (Rück-)Faltung wird die Verteilung für zwei Ladepunkte auf zwei gleiche Verteilungen für jeweils einen Ladepunkt mit $\mu = 1,91$ und $\sigma = 1,71$ bestimmt. Die DC-Ladesäulen (Typ 2 und Typ 3) bestehen meist aus einem DC-Ladepunkt und zusätzlich einem AC-Ladepunkt. Weil die Anzahl der Ladevorgänge am AC-Ladepunkt (≤ 22 kW) vergleichsweise klein war (vgl. Abbildung 4-9), wird vereinfacht angenommen, dass alle Ladevorgänge an dem einen DC-Ladepunkt stattgefunden haben und die Verteilungen für DC-Ladesäulen direkt verwendet werden können. Die Ladesäule vom Typ 4 besitzt nur einen Ladepunkt, weshalb dort eine Umrechnung nicht notwendig ist.

4.4.2 Unterschiedliche Ladeorte

Während private Ladepunkte typischerweise von einem BEV genutzt werden, stehen öffentliche Ladepunkte für alle BEVs zur Verfügung. Die geteilte Nutzung von öffentlichen Ladepunkten resultiert in höherer Auslastung und damit höherer Netzbelastung. In Abbildung 4-15 a) werden die Kennzahlen der AC-Ladesäulen am Straßenrand von Wohn-, Kern-, und Gewerbegebieten verglichen.

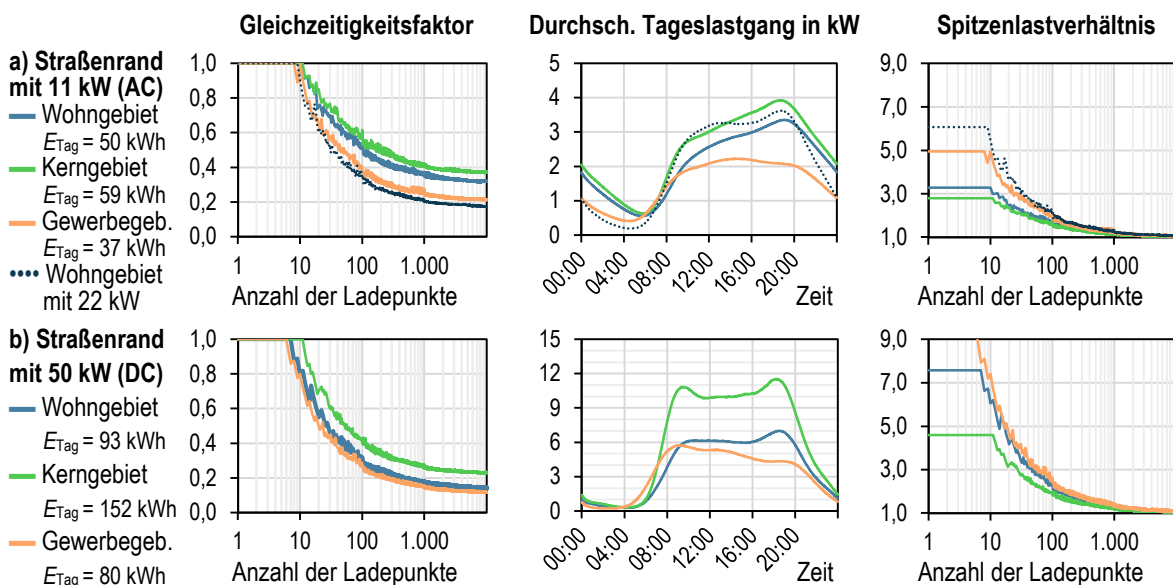


Abbildung 4-15: Gleichzeitigkeitsfaktor, durchschnittlicher Tageslastgang und Spitzenlastverhältnis für öffentliche AC- und DC-Ladepunkte am Straßenrand

Wie auch in Abbildung 4-15 b) bei den DC-Ladepunkten, ist im Kerngebiet die höchste Auslastung vorzufinden. Die Flächen unter den Profilen der durchschnittlichen Tageslastgänge und die daraus resultierenden Energiemengen sind bei den DC-Ladepunkten etwa doppelt so groß wie bei den AC-Ladepunkten. Der Vergleich im Wohngebiet mit zusätzlich 22 kW Ladeleistung (Abbildung 4-15 a)) führt gegenüber den 11 kW zu einer Lastanhebung am Vormittag und einer Reduzierung in der Nacht. Hohe Ladeleistungen von 50 kW, 100 kW und 150 kW an Tankstellen in Abbildung 4-16 a) resultieren in ähnlicher Profilform beim Tageslastgang. Die besonderen Voraussetzungen am vermessenen Kundenladepunkt in Abbildung 4-16 b) sind auch bei der Modellierung zu erkennen. Die hohe Auslastung auf Grund kostenloser Lademöglichkeit führt zu hohen Gleichzeitigkeitsfaktoren.

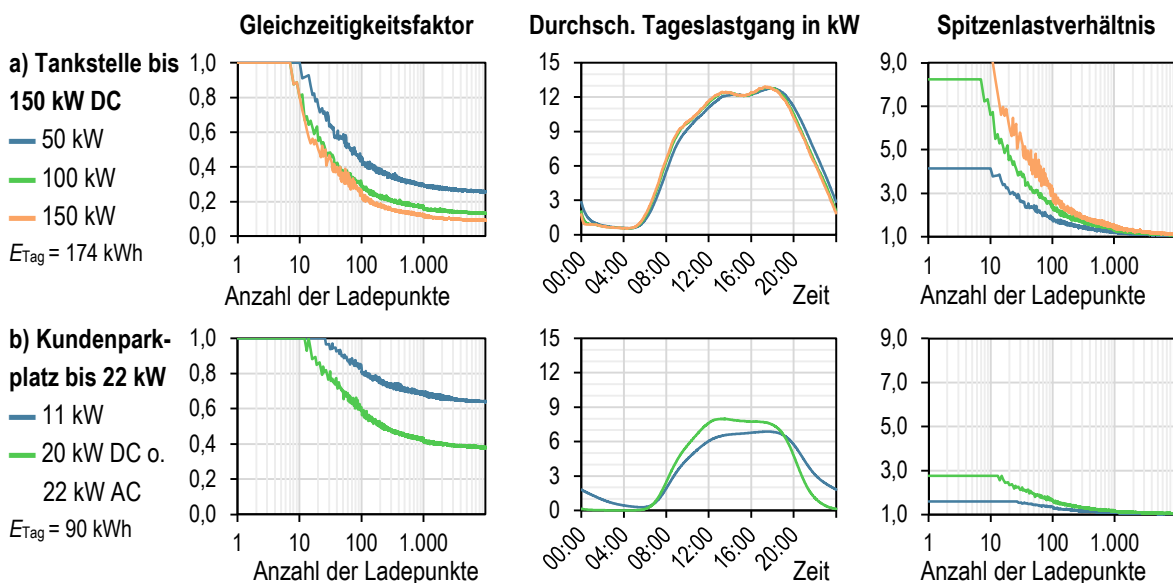


Abbildung 4-16: Gleichzeitigkeitsfaktor, durchschnittlicher Tageslastgang und Spitzenlastverhältnis für öffentliche Ladepunkte an Tankstellen und Kundenparkplätzen

4.4.3 Unterschiedliche Wochentage und Auslastungen

Abschließend werden unterschiedliche Wochentage und Ladepunkteauslastungen miteinander verglichen. Beim Vergleich der Wochentage wird die Ladung mit 11 kW in Wohngebieten herangezogen. Die Unterschiede zwischen Werktag, Samstag und Sonntag sind gering, wobei die Auslastung am Samstag am höchsten ist. Die veränderte Auslastung wird an 50 kW Ladepunkten in Wohngebieten untersucht, die im Referenzfall einen Mittelwert von $\mu = 3,82$ und Standardabweichung von $\sigma = 2,42$ haben. Die Anzahl der Ladevorgänge wird jeweils verdoppelt bzw. halbiert sowie die Standardabweichung durch mathematische (Rück-)Faltung der Normalverteilung ermittelt. Es resultieren $\mu_{\text{doppel}} = 7,64$ und $\sigma_{\text{doppel}} = 3,42$ sowie $\mu_{\text{halb}} = 1,91$ und $\sigma_{\text{halb}} = 1,71$ in Abbildung 4-16. Die Profilform des durchschnittlichen Tageslastgangs bleibt annähernd gleich, wodurch eine veränderte Auslastung der Ladesäulen auch durch die Skalierung des durchschnittlichen Tageslastgangs erreicht werden kann. Bei geringer Anzahl von Ladepunkten (5 bis 100) verdoppelt

bzw. halbiert sich der Gleichzeitigkeitsfaktor nicht, sondern ändert sich nur in etwa um den Faktor 1,3 und 0,7.

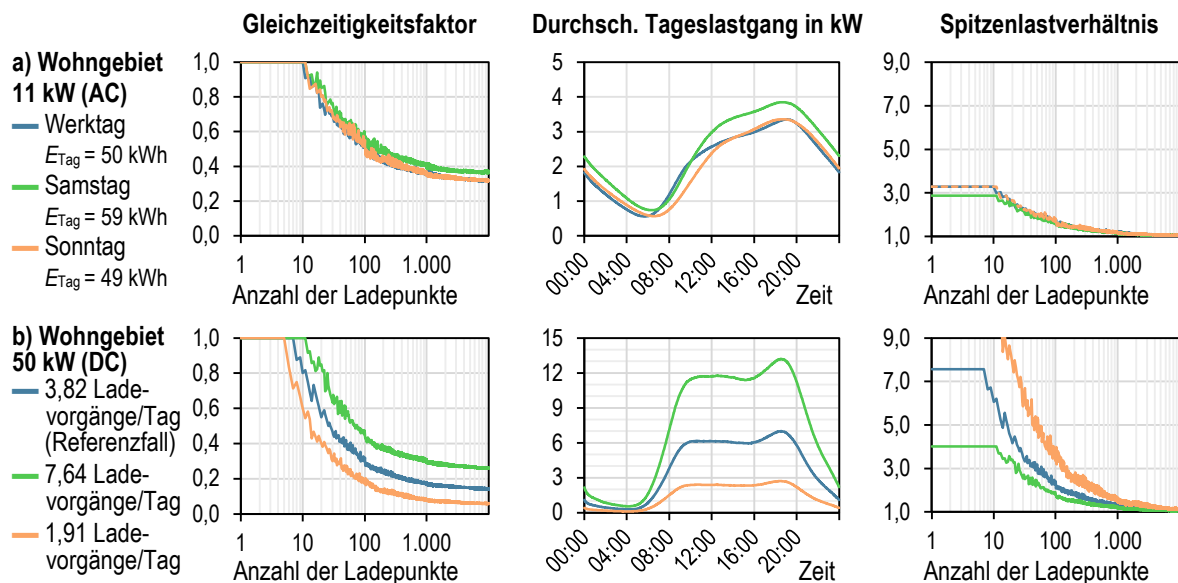


Abbildung 4-17: Einfluss der Wochentage und Auslastung auf Gleichzeitigkeitsfaktor, durchschnittlicher Tageslastgang und Spitzenlastverhältnis für öffentliche Ladepunkte

5 Auswirkungen auf Niederspannungsnetze

Die Grundlagen aus Kapitel 2 sowie die Modellierung privater und öffentlicher Ladepunkte aus Kapitel 3 und 4 kommen in Kapitel 5 bei der Niederspannungsnetzberechnung zur Anwendung. Die entwickelte Untersuchungsmethode ermöglicht die Bewertung der Netzbelastungen bei unterschiedlichen Szenarien für das Laden der BEVs. Wesentliche Inhalte aus Kapitel 5 wurden bereits in [KRE23b] veröffentlicht.

5.1 Untersuchungsmethode

Die Untersuchungsmethode basiert auf vier Arbeitsschritten, die jeweils am betrachteten Niederspannungsnetz in Kombination mit Szenarien für Elektromobilität angewendet werden. Abbildung 5-1 beschreibt die Schrittfolge, in die als Eingangsinformation die bereits definierten repräsentativen Niederspannungsnetze und Szenarien einfließen.

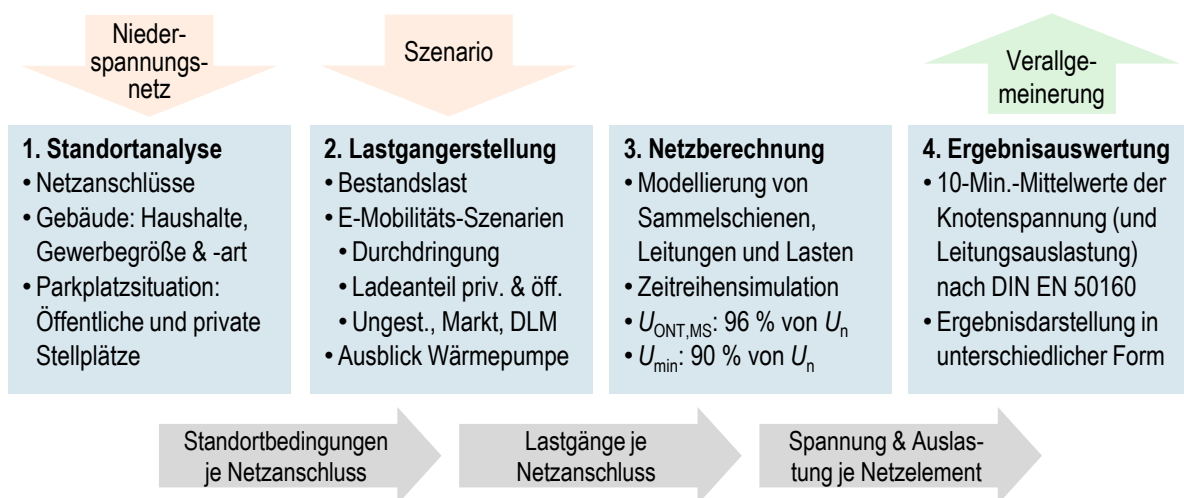


Abbildung 5-1: Untersuchungsmethode für Niederspannungsnetze

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 zehn Elektromobilitätsszenarien bei unterschiedlicher Durchdringung mit Elektrofahrzeugen und Ladestrategien erstellt. Bei der Netzberechnung im dritten Schritt wird eine Zeitreihensimulation je Szenario und Netz über 300 Winterwerkstage 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.

5.1.1 Standortanalyse und Anschluss der Ladepunkte im Netz

Die Analyse der Versorgungsaufgabe wurde bereits in Abschnitt 2.3 definiert. Das Ergebnis daraus sind Kennzahlen für die Modellierung der Bestandslast und für Ladepunkte von BEVs. Der weitere Fokus richtet sich auf den Anschluss der Ladepunkte im Niederspannungsnetz und auf ortsbezogenes Ladeverhalten an einzelnen Ladepunkttypen. Tabelle 5-1 gibt einen Überblick zu den gewählten Anschlussorten und dem Ortsbezug.

Tabelle 5-1: Anschlussort und Ortsbezug der Ladepunkte

| Ladesäulentyp (Bezugsgröße) | Ortsbezug | Anschlussort |
|--|------------------------|-----------------------|
| Heimladepunkte AC (Anzahl Stellplätze) | Allgemein (1 Variante) | Gebäudenetzanschluss |
| Straßenladepunkte AC (Anz. Stellplätze) | Wohnen, Kern, Gewerbe | Bei 2/3 Stranglänge |
| Arbeitsladepunkte AC (Anz. Mitarbeiter) | Allgemein (1 Variante) | Gebäudenetzanschluss |
| Kundenladepunkte DC (Betriebsgröße) | Allgemein (1 Variante) | Gebäudenetzanschluss |
| Straßenladepunkte DC (Anz. je NS-Netz) | Wohnen, Kern, Gewerbe | Ortsnetztransformator |
| Tankstelle DC (Anzahl je NS-Netz) | Allgemein (1 Variante) | Ortsnetztransformator |

Ortsbezug: Für AC- und DC-Straßenladepunkte wird jeweils ein ortsbezogenes Ladeverhalten implementiert. Die Datengrundlage dafür wurde in Kapitel 4 mit der Messkampagne geschaffen. Das ortsbezogene Ladeverhalten ist in einem Niederspannungsnetz gleich und orientiert sich am Bebauungscluster (siehe Tabelle 2-1) 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 an dem Netzanschluss hängt von der ermittelten Anzahl der jeweiligen Stellplätze (bzw. Mitarbeiter, Betriebsgröße) an den Netzanschlüssen und den angewendeten Szenarien (Abschnitt 2.5) ab. DC-Straßenladepunkte und DC-Tankstellenladepunkte werden auf Grund hoher Anschlussleistungen direkt an die Trafostation angeschlossen. Die Anzahl der jeweiligen

DC-Ladesäulen je Niederspannungsnetz wird in den Szenarien direkt vorgegeben (Abschnitt 2.5). Bei den AC-Straßenladepunkten folgt die Ermittlung der benötigten Anzahl an Ladepunkten und der Anschluss im Niederspannungsnetz der hier beschriebenen Systematik:

- In Abschnitt 2.3 wird eine Anzahl an öffentlichen Straßenstellplätzen für das ganze 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 am Straßenrand laden. Außerdem wird angenommen, dass es sich dabei hauptsächlich um private BEVs handelt, die im Winter einen täglichen Durchschnittsverbrauch von 4,4 kWh (Abschnitt 3.3.2) haben.
- Basierend auf dem berechneten Energiebedarf der BEVs mit Straßenstellplätzen im betrachteten Niederspannungsnetzgebiet wird die Anzahl der benötigten Ladesäulen ermittelt. Die Ladesäulen werden entsprechend Abbildung 4-9 als Typ 1 (2x 22 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.

5.1.2 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 und die Validierung mit Messdaten ist bereits in Abschnitt 2.4 erfolgt. Die vereinfachte Modellierung der Wärmepumpen an Wohngebäuden für Szenario S9 ist in Abschnitt 2.5 beschrieben. Die Lastgangerstellung für BEVs erfolgt mit Hilfe von Lastprofilgeneratoren sowie den probabilistischen Eingangsdaten für private (Kapitel 3) und öffentliche (Kapitel 4) Ladepunkte, die sich abhängig von den in Tabelle 2-10 definierten Szenarien unterscheiden. 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 Ergebnisse in Abbildung 4-9 zu je einem Drittel mit 50 kW, 100 kW und 150 kW auf, um die begrenzte Ladeleistung („preiswerter“) BEV-Modelle zu berücksichtigen.

Simulierte Wochentage: Weil das Ladeverhalten an privaten Ladepunkten auch zwischen den Wochentagen schwankt, werden basierend auf den Erkenntnissen von Abbildung 3-9 von Haushalten dominierte Netze (C0, C2, C4) für den Wochentag Freitag modelliert und von Gewerbe dominierte Netze (C1, C3, C5) für den Wochentag Montag. Die Lastprofilgeneratoren liefern außerdem Lastgänge mit einer zeitlichen Auflösung von einer Minute und einer Umgebungstemperatur von -10 °C im Winter.

Anzahl der Iterationen: Auf Grund 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 Tagen zu betrachten, die wie in Abschnitt 3.3 als Iterationen bezeichnet werden. 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 dies meist erst bei einem Faktor

von 10 spürbare Effekte bringt (Abschnitt 3.3), aber den Simulationsaufwand verzehnfacht. Beim Vergleich der Anzahl an Iterationen mit anderen Studien wie [AIG21], [SAM18] 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 [AIG21] werden 1.000 unterschiedliche Ortsverteilungen mit Nennleistung und Gleichzeitigkeitsfaktor (kein Tageslastgang) untersucht. In [SAM18] 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 °C charakterisiert, die in München typischerweise jedes Jahr in etwa einmal als Kälteperiode mit einer Dauer von durchschnittlich fünf Tagen auftritt, wie Abbildung 2-9 zeigt. Das entspricht einem betrachteten Zeithorizont von etwa 60 Jahren ($300\text{ Tage} / 5\text{ Tage pro Jahr} = 60\text{ Jahre}$). Eine Variation der Ortsverteilung der Verbraucher ist in dieser Arbeit nicht vorgesehen, da die Position der Verbraucher in den Netzen auf Grund der detaillierten Standortanalyse weitestgehend bekannt ist. Basierend auf den Erkenntnissen von [WEI21] kann die Aussagekraft hinsichtlich der Netzbelastungen durch die Variation der Ortsverteilungen nicht erhöht werden, sofern die Ortsverteilung bekannt ist.

5.1.3 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 Abbildung 2-3. Es verbleibt somit ein maximal zulässiger Spannungsfall von 6 % über Ortsnetztransformatoren und Leitungen, um das zulässige Spannungsband laut DIN EN 50160 [DIN20a] einhalten zu können. Die Auslastung der Ortsnetztransformatoren und Leitungen sowie die Knotenspannungen werden für alle 18 Netze, zehn Szenarien und 300 Simulationstage abgespeichert.

5.1.4 Ergebnisauswertung

Die Ergebnisauswertung bezieht sich auf die in Abschnitt 5.2.2 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 5.2.2 werden aus den Zeitreihen mit 1-Minuten-Auflösung die 10-Minuten-Mittelwerte gebildet. Das Mittelungsintervall von zehn Minuten entspricht den Randbedingungen, die auch für die Bewertung der Spannungsqualität laut DIN EN 50160 [DIN20a] 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 5.2.2 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 die Hausanschlusssicherung passend zur Leitung dimensioniert wird und bei Überlast die Sicherung auslöst. 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 und Überlastung im Simulationsmodell vernachlässigt. 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 mit bis zu 47 %.

5.2 Simulationsergebnisse an repräsentativen Netzen

Die Beschreibung der Simulationsergebnisse besteht aus exemplarischen Lastgängen, einem Vergleich zwischen den repräsentativen Netzen und Szenarien sowie der Untersuchung von Abhängigkeiten.

5.2.1 Exemplarische Lastgänge

Eine übersichtliche Darstellung der zeitlichen Verläufe von Auslastung und Spannung an allen Netzelementen ist auf Grund der großen Anzahl an Elementen und betrachteten Tagen nicht möglich. Es werden deshalb in Abbildung 5-2 an einem Beispielnetz (C2_T1) Verläufe der Leitungsauslastung (I/I_n) und Knotenspannung (U/U_n) an Netzstrang 1 über die ersten 3 der 300 Simulationstage gezeigt (Winterwerkstage, ohne Samstag und Sonntag, im 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 vorzufinden sind.

Beispielnetz in einem Wohngebiet

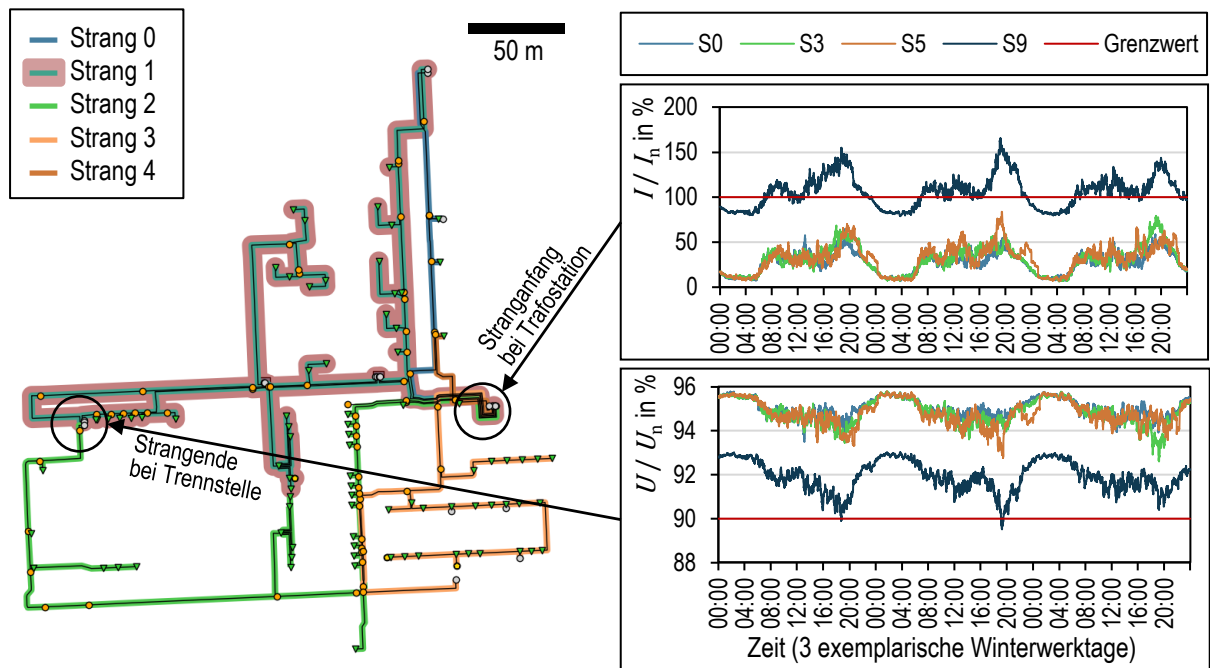


Abbildung 5-2: Leitungsauslastung und Knotenspannung über drei Tage von Strang 1 aus Netz C2_T1

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 und DLM am Netzanschluss der Abbildung 3-17 zu entnehmen. Nachfolgend ein Auszug aus Tabelle 2-10 zur Einordnung der Szenarien in Abbildung 5-2:

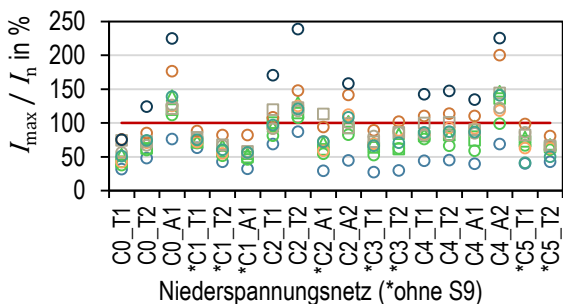
- S0: Bestandslast der Haushalte und Gewerbebetriebe ohne BEVs
- S3: 100 % Durchdringung mit BEVs, 11 kW an AC-Ladepunkten
- S5: 100 % Durchdringung mit BEVs, 22 kW an AC-Ladepunkten
- S9: S3 und 60 % Wärmepumpen-Durchdringung in Wohngebäuden

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 Winterwerkstage.

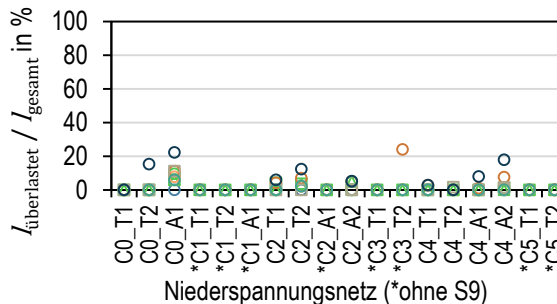
5.2.2 Vergleich der Netze und Szenarien

Im Vergleich aller 18 Niederspannungsnetze und zehn 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 5.1.4 beschrieben, erfolgt die Auswertung basierend auf den 10-Minuten-Mittelwerten.

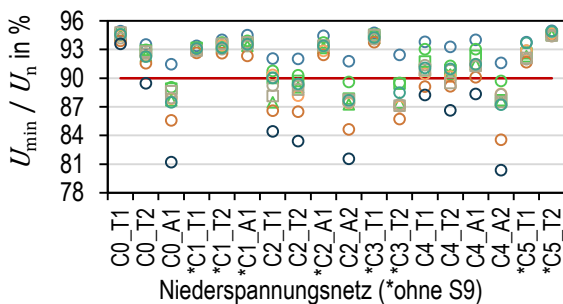
a) Maximale Leitungsauslastung



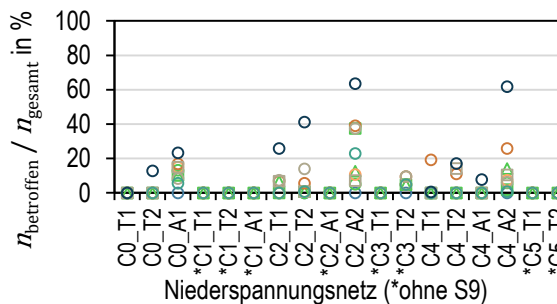
b) Anteil überlasteter Leitungen



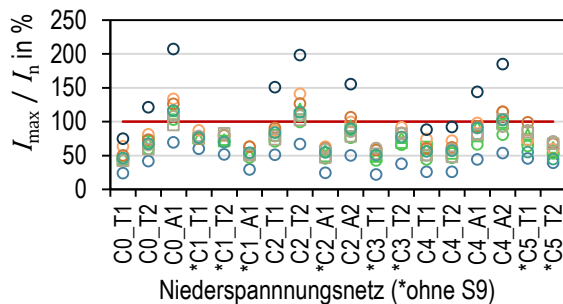
c) Minimale Knotenspannung



d) Anteil betroffener Knoten



e) Maximale Transformatorauslastung



f) Legende für Szenarien

| | BEV-Durchdringung | Ladestrategie | Ortsverteilung | AC-Ladeleistung | Wärmepumpe |
|------|-------------------|---------------|----------------|-----------------|------------|
| ○ 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. öffentlich | 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 5-3: Vergleich der Simulationsergebnisse zwischen den unterschiedlichen Niederspannungsnetzen und Szenarien

Auslastung und Knotenspannung allgemein: Die Simulationsergebnisse für die maximale Leitungsauslastung (I_{\max}/I_n) sind in Abbildung 5-3 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. Für die maximal zulässige Auslastung von Leitungen und Transformatoren ist ein Grenzwert von 100 % definiert, wobei eine mögliche Anpassung des Grenzwertes für

Transformatoren in Abschnitt 6.3 diskutiert wird. In Abbildung 5-3 b) ist der Anteil aller überlasteter Leitungen ($l_{\text{überlastet}}$) an der gesamten Leitungslänge des Netzes (l_{gesamt}) dargestellt. Analog zur Leitungsauslastung zeigen Abbildung 5-3 c) und d) die minimale Knotenspannung (U_{min}/U_n) sowie den Anteil der betroffenen Knoten ($n_{\text{betroffen}}$) bei Spannungsbandverletzungen von allen Netzknoten (n_{gesamt}). Bei der Transformatorauslastung werden nur die Maximalwerte in Abbildung 5-3 e) gezeigt, weil in fast allen Netzen nur ein Transformator betrieben wird und falls zwei Transformatoren verwendet werden, diese auf Grund 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 5-3 verzichtet wird.

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 einzeln 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 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 (Abschnitt 3.3). 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 5.1.2 beschriebenen statistischen Genauigkeit von ± 5 % bei der Transformator- und Leitungsauslastung treten zum Beispiel beim Netz C2_T1 im Szenario S2 minimal 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 sechs Netzen sind vier 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 für BEVs 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 am Straßenrand und gleichzeitig reduziertes Ladeaufkommen an privaten Ladepunkten führt tendenziell zu einer Reduzierung der Leitungsauslastung und des Spannungsfalls. In Szenario S4 sind 5 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 Abbildung 3-7 zu sehen. Daher setzt sich das Szenario S5 bei der Transformatorauslastung auf Grund 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). 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 Heimpladepunkten 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 Abschnitt 3.5.2 (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 Abbildung 3-17 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 zwischen 20 und 100 Heim- oder Arbeitsladepunkte 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 [DIN20b] 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 und der simulierte Fall praxisingerecht ist, wird an dieser Stelle nicht bewertet. Das Potential zur Reduzierung der Spitzenlasten an Leitungen und Transformatoren ist somit im Bebauungscluster C5 sehr groß und in allen andern Bebauungsclustern verschwindend klein.

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 in Niederspannungsnetzen 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 im Durchschnitt über die untersuchten Netze bei etwa 10 %. 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 auf Grund der thermischen Überlastung lösen.

Bebauungsstruktur: Bedingt durch die Parkplatzsituation und die zugelassenen 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 zeigt sich in C1 (Stadtkern). 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.

5.2.3 Abhängigkeiten und Verallgemeinerungen

In diesem Abschnitt wird untersucht, ob es Abhängigkeiten zwischen Leitungsauslastung, Knotenspannung und Transformatorauslastung gibt. In den drei Diagrammen der Abbildung 5-4 sind jeweils zwei der Größen aus Abbildung 5-3 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 5-4 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 5-4 enthalten bis auf eine Ausnahme in b) keine Datenpunkte. Nachfolgende Aussagen lassen sich davon ableiten:

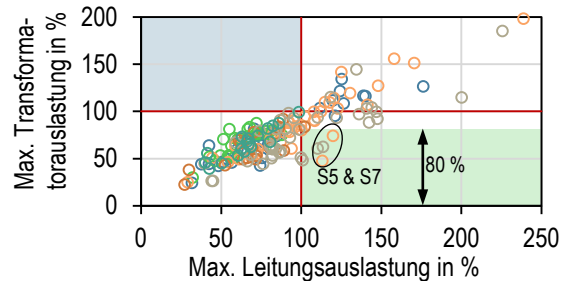
- Transformatorüberlastung erst nach Leitungsüberlastung (Abbildung 5-4 a))
- Leitungsüberlastungen immer in Kombination mit Spannungsbandverletzung (Abbildung 5-4 b))
- Transformatorüberlastungen immer in Kombination mit Spannungsbandverletzung (Abbildung 5-4 c))

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

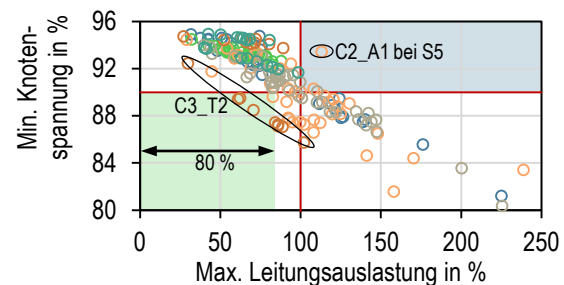
- Leitungsüberlastungen erst ab 80 % Transformatorauslastung mit Ausnahme von Netzen aus C2 und C4 bei S5 und S7 (Abbildung 5-4 a))
- Spannungsbandverletzungen erst ab 80 % Leitungsauslastung mit Ausnahme von Netz C3_T2 (Abbildung 5-4 b))
- Spannungsbandverletzungen erst ab 80 % Transformatorauslastung mit Ausnahme von C2 & C4 bei S5 & S7 sowie C3_T2 (Abbildung 5-4 c))

Die Ausnahmen in den Darstellungen von Abbildung 5-4 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.

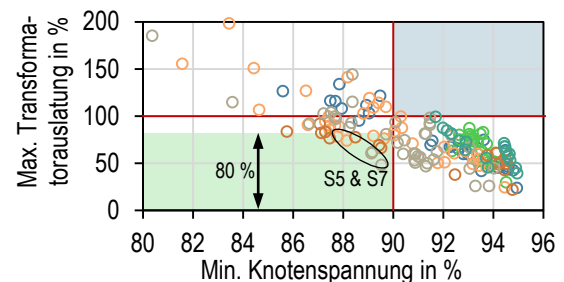
a) Max. Transformator- & max. Leitungsauslastung



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- und Reihenhäuser |
| ○ C3 | Gewerbegebiete: Einzel- & Großhandel mittlerer Höhe |
| ○ C4 | Wohngebiete locker: Kleinere Wohngebäude |
| ○ C5 | Sondergebiete: Gewerbe & Mischnutz., dicht & hoch |

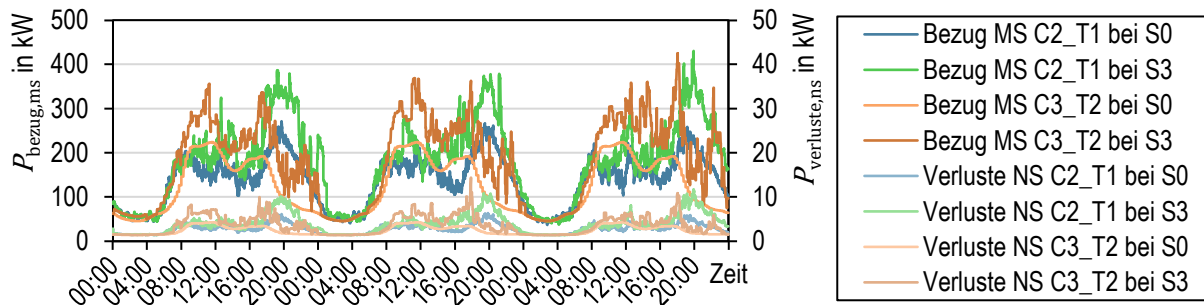
Abbildung 5-4: Abhängigkeiten zwischen Leitungs- und Transformatorauslastung sowie Knotenspannung

Verallgemeinerung: Auf Basis der untersuchten Netze (Abbildung 5-4) kann festgestellt werden, dass Leitungsüberlastungen und Spannungsbandverletzungen typischerweise erst ab einer Transformatorauslastung von 80 % auftreten. Für den Zusammenhang gibt es keine direkte Erklärung, wobei Planungsgrundsätze einen entscheidenden Einfluss auf die Eigenschaften der Netze haben. Die Kennzahlen der untersuchten Netze aus dem Projekt E2G sind bei der Diskussion der Übertragbarkeit auf andere Städte in Abbildung 7-2 zusammengefasst.

5.3 Netzverluste

Für die vereinfachte Modellierung der Lastgänge in Mittelspannungsnetzen (Kapitel 6) müssen die Netzverluste berücksichtigt werden. In diesem Abschnitt werden an zwei Beispielnetzen (C2_T1 und C3_T2) die Verluste der Ortsnetztransformatoren und Leitungen mit Hilfe des Simulationsmodells ermittelt. Abbildung 5-5 a) zeigt jeweils einen simulierten 3-Tages-Verlauf für den Leistungsbezug aus dem Mittelspannungsnetz und den Anteil der Netzverluste.

a) Wirkleistungsbezug und Netzverluste über die Dauer von drei Tagen



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

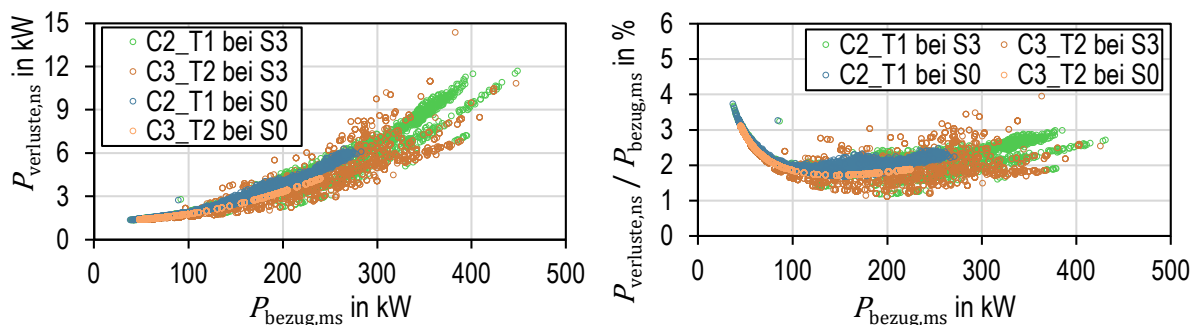


Abbildung 5-5: Ermittlung der Verluste in der Niederspannung an zwei Beispielnetzen

Auf den Datenpunkten der zeitlichen Verläufe von Abbildung 5-5 a) basieren Abbildung 5-5 b) und c). In Abbildung 5-5 b) ist der Zusammenhang zwischen der bezogenen Leistung und den absoluten Verlusten im Niederspannungsnetz zu erkennen. Die Verluste teilen sich bei hoher Bezugslast ($P_{\text{bezug,ms}} > 200 \text{ kW}$) etwa gleichmäßig auf den Ortsnetztransformator und die Niederspannungsleitungen auf (nicht dargestellt). Das Minimum von $P_{\text{bezug,ms}}$ liegt in beiden Netzen bei etwa 50 kW, wobei die Verlustleistung

($P_{\text{verluste,ns}}$) in diesem Betriebspunkt annähernd den Leerlaufverlusten des Ortsnetztransformators mit etwa 1,5 kW entspricht. Mit steigendem Leistungsbezug aus dem Mittelspannungsnetz ($P_{\text{bezug,ms}}$) steigt die Verlustleistung $P_{\text{verluste,ns}}$ auf bis zu 15 kW an. Der relative Anteil der Verlustleistung am Leistungsbezug aus dem Mittelspannungsnetz bewegt sich in Abbildung 5-5 c) je nach Netz, Szenario und Auslastung zwischen 1 % und 4 %. Bei geringem $P_{\text{bezug,ms}}$ sind die relativen Verluste besonders hoch, da die Leerlaufverluste des Transformators primär den Eisenverlusten entsprechen, die weitestgehend unabhängig vom Belastungszustand des Transformators sind. Bei der Bestandslast (S0) sind die Verluste im Netz C3_T2 auf Grund geringerer Leitungslängen tendenziell etwas geringer als bei C2_T1. Basierend auf diesen Erkenntnissen, wird die Verlustleistung im Niederspannungsnetz vereinfacht mit einem konstanten Faktor von 1,03 bei der Lastmodellierung der Ortsnetzstationen in Kapitel 6 berücksichtigt (3 % Verluste).

6 Auswirkungen auf Mittelspannungsnetze

Die Untersuchung der repräsentativen Mittelspannungsnetze basiert auf den entwickelten durchschnittlichen Tageslastgängen aus Kapitel 3 und 4. Die Bewertung der Auswirkungen von BEVs auf die Mittelspannungsnetze konzentriert sich auf den Normalbetrieb und den gestörten Betrieb in den sogenannten (n-1)-Fällen. Außerdem wird die vereinfachte Modellierung mit den durchschnittlichen Tageslastgängen validiert und Zusammenhänge wie Gleichzeitigkeitsfaktoren zwischen Ortsnetzstationen analysiert. Auszüge aus diesem Kapitel wurden bereits in [KRE23a] veröffentlicht.

6.1 Untersuchungsmethode

Die Untersuchungsmethode orientiert sich an der Vorgehensweise im Niederspannungsnetz mit vier Arbeitsschritten (Abbildung 5-1). In Tabelle 6-1 sind die Unterschiede in den vier Arbeitsschritten an den Nieder- und Mittelspannungsnetzen gegenübergestellt. Die Arbeitsschritte an den Mittelspannungsnetzen werden in den nachfolgenden Abschnitten mit Bezug auf den Inhalt von Tabelle 6-1 beschrieben. Die ausgewählten Netze und definierten Szenarien sind Abschnitt 2.2 und 2.5.4 zu entnehmen.

Tabelle 6-1: Vergleich der Untersuchungsmethoden im Nieder- und Mittelspannungsnetz

| Arbeitsschritt | Methodik Niederspannung | Methodik Mittelspannung |
|-------------------------------|--|--|
| 1. Standort-analyse | Analyse der Versorgungsaufgabe je Niederspannungsnetzanschluss | Analyse der Versorgungsaufgabe je Niederspannungsnetzanschluss → Aggregation der NS-Anschlüsse auf die gesamte Ortsnetzstation |
| 2. Lastganger-stellung | Stochastisches Simulationsmodell bei Modellierung von 300 Tagen | Durchschnittliche Tageslastgänge bei Modellierung eines Tages |
| 3. Netzberechnung | Standardschaltzustand Speisespannung 9,6 kV ($U/U_n = 96\%$) am Ortsnetztransformator → Minimal zulässige Spannung von 360 V ($U/U_n = 90\%$) im Niederspannungsnetz | Standardschaltzustand & zusätzlich → Ungünstige (n-1)-Fälle Speisespannung 10,0 kV ($U/U_n = 100\%$) im Umspannwerk → Minimal zulässige Spannung von 9,6 kV ($U/U_n = 96\%$) an den Ortsnetzstationen |
| 4. Ergebnis-auswertung | Berücksichtigung aller Niederspannungsleitungen → Ohne Hausanschlussleitungen | Berücksichtigung aller Mittelspannungsleitungen |

6.1.1 Standortanalyse

Zur Definition der Versorgungsaufgabe der Mittelspannungsnetze werden die unterlagerten Niederspannungsnetze analog zur Methodik der Niederspannungsnetze in Abschnitt 6.1.1 analysiert. Das ermöglicht eine detaillierte Modellierung der Lastsituation. Die Versorgungsaufgabe jedes einzelnen Niederspannungsnetzanschlusses (vgl. Abschnitt 2.3) wird für das jeweilige unterlagerte Niederspannungsnetz aggregiert, sodass für jede Ortsnetzstation die zu erwartende Anzahl unterschiedlicher Verbrauchertypen vorliegt.

6.1.2 Lastgangerstellung

Durchschnittliche Tageslastgänge: Entsprechend der ermittelten Versorgungsaufgabe wird eine bestimmte Anzahl an durchschnittlichen Tageslastgängen unterschiedlicher Verbraucher zu einem Summenlastgang zusammengestellt. Die Modellierung der Bestandslast mit Hilfe der VBEW-Standardlastprofile für Haushalte, Gewerbebetriebe und Nachtspeicherheizungen ist in Abschnitt 2.4.2 beschrieben. Für die Modellierung von BEV-Ladepunkten werden die in Kapitel 3 und 4 ermittelten durchschnittlichen Tageslastgänge verwendet. Es wird dabei wie im Niederspannungsnetz das ortstypische Ladeverhalten berücksichtigt (vgl. Tabelle 5-1). Die Verwendung der durchschnittlichen Tageslastgänge hat den Vorteil, dass der Modellierungsaufwand gegenüber einem stochastischen Simulationsmodell deutlich reduziert werden kann. Für die Mittelspannungsmodellierung wird zum Beispiel nur noch ein Wintertag entwickelt, anstatt der 300 Winterwerktage in der Niederspannung, da die mit durchschnittlichen Tageslastgängen modellierten Tage identisch sind. Die Modellierung mit durchschnittlichen Tageslastgängen hat den Nachteil, dass bei niedriger Anzahl der Verbraucher an den Ortsnetzstationen Lastspitzen unterschätzt werden und die Rauigkeit der Lastgänge nicht realgetreu abgebildet wird. Die Rauigkeit von Lastgängen wird zum Beispiel auch in [WAG16] betrachtet. Die Abweichungen der vereinfachten Modellierung werden vorerst vernachlässigt und im Abschnitt 6.3 genauer analysiert.

Szenario S8 mit DLM (S8): Basierend auf den Erkenntnissen von Abschnitt 3.4.3 wird das Szenario S8 an den Mittelspannungsnetzen nicht weiter untersucht. Die Auswirkungen des DLM am Netzanschluss werden als vernachlässigbar klein angenommen. Damit ist die Betrachtung von Szenario S3 ausreichend.

Netzverluste im Niederspannungsnetz: Durch die Aggregation der Verbraucher an den Niederspannungsnetzanschlüssen auf die Ortsnetzstationen werden die Verluste im Niederspannungsnetz (Niederspannungsleitungen und Ortsnetztransformator) nicht berücksichtigt. Die Untersuchung der Netzverluste an zwei Beispielnetzen bei Szenario S0 und S3 in Abschnitt 5.3 ergibt eine Größenordnung zwischen 1 % und 4 % des Wirkleistungsbezugs aus dem Mittelspannungsnetz. Zur Berücksichtigung der Netzverluste werden die Wirkleistungsverläufe der durchschnittlichen Tageslastgänge mit einem Faktor

von 1,03 multipliziert und damit konstante Verluste im Niederspannungsnetz von 3 % angesetzt.

6.1.3 Netzberechnung

Die Simulationsmodelle der repräsentativen Mittelspannungsnetze bestehen aus einer Spannungsquelle im Umspannwerk, Mittelspannungsleitungen, Ortsnetzstationen mit Mittelspannungssammelschienen und Mittelspannungslasten in den Ortsnetzstationen, die die Last der unterlagerten Niederspannungsnetze repräsentieren.

Spannungsband: Die Spannungsquelle speist die Mittelspannungsringe mit einer konstanten Außenleiterspannung von 10,0 kV gemäß der Spannungsaufteilung von Abbildung 2-3 ($U/U_n = 100\%$). Im Mittelspannungsnetz verbleibt somit im Normalbetrieb ein maximal zulässiger Spannungsfall von 4 % auf ein Minimum von $U/U_n = 96\%$. Die Anforderungen an die Grenzwerte werden für einen Störfall mit einem Fehler ((n-1)-Fall) auf eine minimale Netzspannung von $U/U_n = 94\%$ ausgeweitet. Durch die Ausweitung des Spannungsbands im (n-1)-Fall werden in sehr ungünstigen Konstellationen zeitlich begrenzte Spannungsbandverletzungen im Niederspannungsnetz in Kauf genommen und dadurch Kosten für notwendige Maßnahmen eingespart.

Untersuchung von (n-1)-Fällen: Wie in Abschnitt 2.1.2 beschrieben, muss beim Ausfall eines Betriebsmittels ((n-1)-Fall) die Versorgung im Mittelspannungsnetz weiter möglich sein. Die ungünstigsten (n-1)-Fälle in Mittelspannungsringen treten auf, wenn eine der Kabelstrecken betroffen ist, die aus dem Umspannwerk zur ersten Ortsnetzstation führt.

Das hat zur Folge, dass die gesamte Last über die andere Ringhälfte versorgt werden muss. Bei Ringen ohne Mittelsehne wird somit jeweils der Ausfall der beiden Anfangskabelstrecken als ungünstigste (n-1)-Fälle betrachtet. Bei Ringen mit Mittelsehne gibt es im (n-1)-Fall mehr Handlungsspielraum, wobei in der Praxis das Ziel verfolgt wird, eine stabile Wiederversorgung mit möglichst wenigen Schalthandlungen zu erreichen. Daraus resultieren vier besonders ungünstige (n-1)-Fälle, die in Abbildung 6-1 beschrieben sind und für die Untersuchung in Abschnitt 6.2.4 angewendet werden.

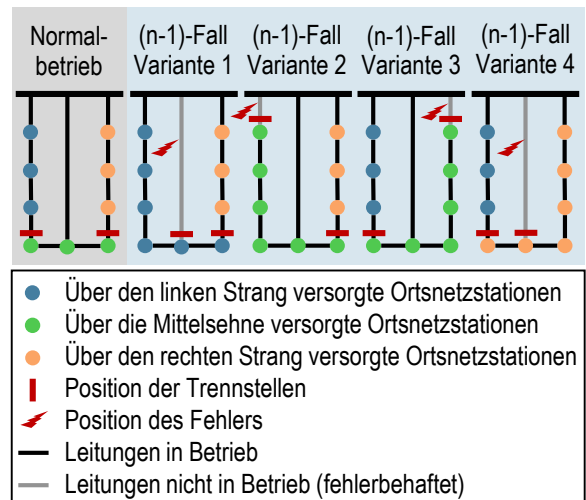


Abbildung 6-1: Kritische (n-1)-Fälle in Mittelspannungsringen mit Mittelsehne

Strombelastbarkeit von Leitungen: Im Normalbetrieb wird die maximale Leitungsauslastung auf 60 % begrenzt, um in (n-1)-Fällen eine zeitlich beschränkte Auslastung von bis zu 120 % zu ermöglichen (vgl. Abschnitt 2.1.2).

6.1.4 Ergebnisauswertung

Die Ergebnisauswertung orientiert sich an der Methodik der Niederspannungsnetze mit 10-Minuten-Mittelwerten von Strom und Spannung. Es werden außerdem alle Leitungsabschnitte und Netzknoten in den Auswertungen berücksichtigt.

6.2 Simulationsergebnisse an repräsentativen Netzen

Die Simulationsergebnisse beziehen sich auf exemplarische Lastgänge, Vergleich der Netze und Szenarien, Abhängigkeiten und Verallgemeinerungen sowie ungünstige Schaltzustände im Fehlerfall.

6.2.1 Exemplarische Lastgänge

In Abbildung 6-2 sind exemplarische Lastgänge von drei ausgewählten Mittelspannungsringen dargestellt. Die Lastgänge basieren auf der Überlagerung der durchschnittlichen Lastgänge unterschiedlicher Verbraucher. Diese unterscheiden sich zwischen den dargestellten Netzen in Typ und Anzahl.

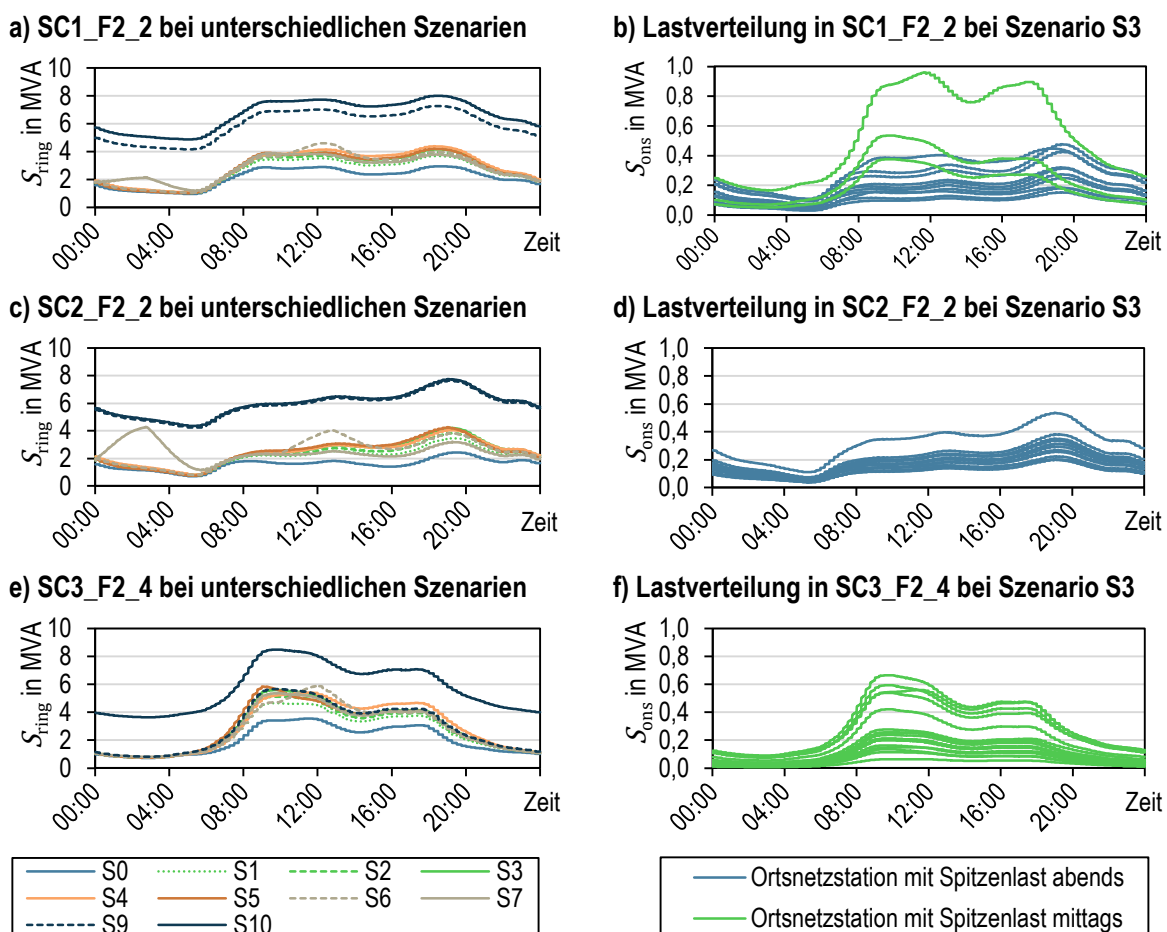


Abbildung 6-2: Lastgänge an ausgewählten Mittelspannungsnetzen bei unterschiedlichen Szenarien

In der linken Spalte (Abbildung 6-2 a), c), e)) ist jeweils die Summenlast von drei Mittelspannungsringen für die definierten Szenarien (vgl. Tabelle 2-10) dargestellt. In der

rechten Spalte (Abbildung 6-2 b), d), f)) jeweils die Lastgänge der einzelnen Ortsnetzstationen bei Szenario S3. Die drei ausgewählten Netze stammen aus den Bebauungsclustern der Mittelspannungsnetze SC1 (Stadtkern), SC2 (Wohngebiete) und SC3 (Gewerbegebiete).

SC1 F2 2 im Stadtkern: Die Bestandslast (Abbildung 6-2 a), S0) setzt sich aus Haushalts- und Gewerbebetrieben mit einer über den Tag hinweg relativ konstanten Last von etwa 3 MVA zusammen. Bei einer Durchdringung mit 100 % BEVs wird in den Szenarien S3 bis S7 ein Lastanstieg auf etwa 4,5 MVA erreicht. Eine veränderte Ladeortverteilung (S4) und Ladeleistung (S5) verursacht im Vergleich zu Szenarios S3 nur geringe Unterschiede im Profilverlauf. Die größten Unterschiede in den BEV-Szenarien treten beim marktgetriebenen Laden mit Ausprägungen mittags (S6) und nachts (S7) auf. In den Szenarien mit BEVs und Wärmepumpen ist ein extremer Lastanstieg auf 7,5 MVA (S9) bzw. 8 MVA (S10) zu erwarten, was einer Steigerung gegenüber der Bestandslast um den Faktor 2,7 entspricht. In Abbildung 6-2 b) ist dargestellt, wie sich die Summenlast des Mittelspannungsringes aus den einzelnen Ortsnetzstationen bei Szenario S3 zusammensetzt. Während in drei Ortsnetzstationen die Spitzenlast zur Mittagszeit auftritt (grün), liegt in den restlichen zehn Ortsnetzstationen die Lastspitze abends (blau).

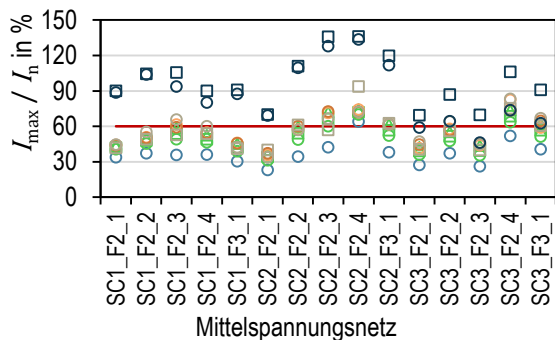
SC2 F2 2 im Wohngebiet: In reinen Wohngebieten (Abbildung 6-2 c)) ist die typische Spitzenlast in den Abendstunden zu erkennen. Die Lastspitze der Bestandslast ist in SC2_F2_2 mit etwa 2,5 MVA zwar niedriger als in SC1_F2_2 (ca. 3 MVA), erfährt aber durch die BEV-Szenarien einen stärkeren Anstieg auf ebenfalls ca. 4,5 MVA. Der Effekt ist auf einen größeren Fahrzeugbestand in Wohngebieten zurückzuführen, was auch besonders gut bei den Ausprägungen des marktgetriebenen Ladens (S6 und S7) zu erkennen ist. Hinsichtlich des marktgetriebenen Ladens ist an dieser Stelle nochmals zu erwähnen, dass die Ergebnisse stark von der angenommenen Steuerungsvariante (siehe auch Abschnitt 3.5) abhängig sind. Die Kombination aus 100 % BEVs und 60 % Wärmepumpen führt zu einer Verdreifachung der Spitzenlast gegenüber der Bestandslast. Die Lastgänge der Ortsnetzstationen erreichen in Szenario S3 zeitgleich um etwa 19 Uhr die Spitzenlast (Abbildung 6-2 d)).

SC3 F2 4 im Gewerbegebiet: Im Gewerbenetz SC3_F2_4 liegt die heutige Spitzenlast um 11 Uhr mittags bei etwa 3,5 MVA (Abbildung 6-2 e)). In den meisten BEV-Szenarien verschiebt sich die Lastspitze auf etwa 9 Uhr mit bis zu 6 MVA. Nennenswerte Auswirkungen des marktgetriebenen Ladens mit Anreizen nachts sind auf Grund einer geringen Anzahl von Haushalten nicht erkennbar. Das kombinierte BEV- und Wärmepumpenszenario S10 führt zu einer Steigerung der Bestandslast um den Faktor 2,4. Die Spitzenlast in den einzelnen Ortsnetzstationen in Szenario S3 wird um etwa 10 Uhr erreicht (Abbildung 6-2 f)).

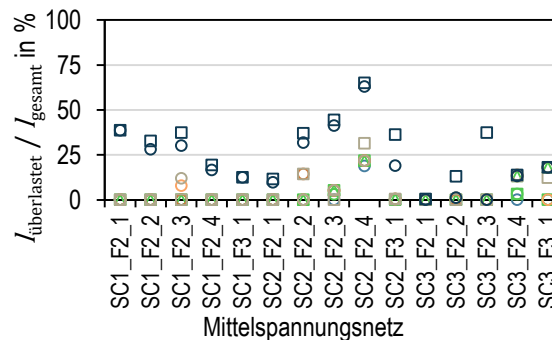
6.2.2 Vergleich der Netze und Szenarien

In diesem Abschnitt werden die 15 Mittelspannungsringe bei unterschiedlichen Szenarien verglichen. Die Darstellungsweise von Abbildung 6-3 ist analog zu Abbildung 5-3 (Ergebnisse an Niederspannungsnetzen), weshalb auf den Aufbau an dieser Stelle nicht weiter im Detail eingegangen wird.

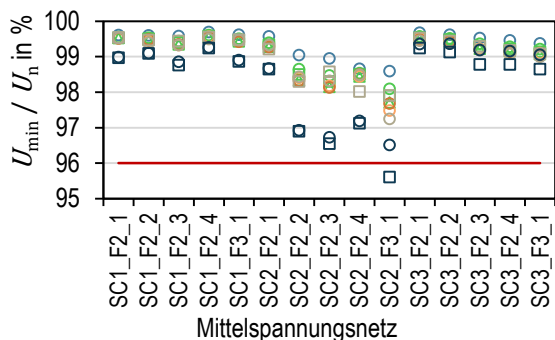
a) Maximale Leitungsauslastung



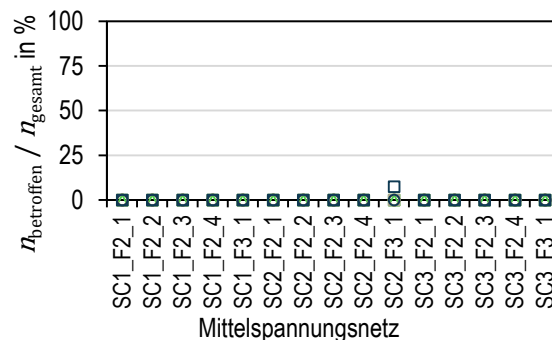
b) Anteil der Leitungen mit > 60 % Auslastung



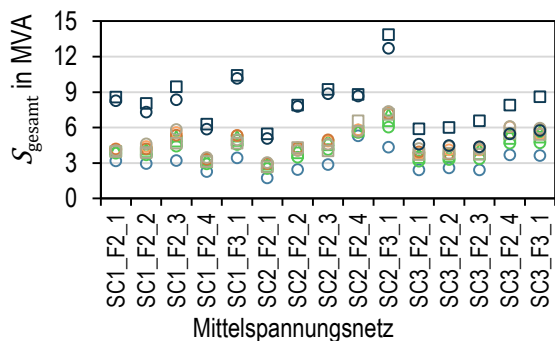
c) Minimale Knotenspannung



d) Anteil betroffener Knoten



e) Spitzenlast des gesamten Rings



f) Legende für Szenarien

| | BEV-Durchdringung | Ladestrategie | Ortsverteilung | AC-Ladeleistung | Wärmepumpe |
|-------|-------------------|---------------|----------------|-----------------|---------------------|
| ○ 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. öffentlich | 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* |
| □ S10 | 100 % | Ungesteuert | P. privat | 11 kW | 1 kW HH* & 1 kW GF* |

HH* 1 kW je 2-Personen-Haushalte ≈ 60 % Wärmepumpendurchdringung
 GF* 1 kW je 100 m² Gewerbefläche ≈ 60 % Wärmepumpendurchdringung

Abbildung 6-3: Vergleich der Simulationsergebnisse zwischen den unterschiedlichen Mittelspannungsnetzen und Szenarien

Maximale Leitungsauslastung in Abbildung 6-3 a): Grenzwertverletzungen (> 60 %) sind bereits bei der Bestandslast (S0) im Netz SC2_F2_4 mit 64 % Leitungsauslastung vorzufinden. Als Ursache hierfür wurde bereits bei der Bestandslastvalidierung (vgl. Abbildung 2-8 i)) der hohe Anteil von Nachtspeicherheizungen (ca. 8 % Durchdringung) identifiziert. Der Grund für den aufgeschobenen Netzausbau ist nicht bekannt, aber vermutlich auf die

rückläufige Nachtspeichertechnologie, seltenes Auftreten der Grenzwertüberschreitung (sehr kalte Tage) und zeitlich begrenztes Auftreten der Überschreitungen (ca. 22 Uhr bis 2 Uhr am Folgetag) zurückzuführen. Besonders problematisch ist in diesem Zusammenhang das marktgetriebene Laden mit Anreizen nachts (SC2_F3_4 bei S7), das die nächtliche Spitzenlast noch deutlich erhöht. Die maximale Leitungsauslastung liegt im Szenario S0 im Durchschnitt über alle Netze bei 37 %. Insgesamt 8 der 15 Netze sind in den BEV-Szenarien von Grenzwertverletzungen betroffen, wobei starke Grenzwertverletzungen mit > 65 % Auslastung nur noch in SC2_F2_3, SC2_F2_4 und SC3_F2_F4 auftreten. Die drei genannten Netze haben die größten Leitungsvorbelastungen mit 42 %, 64 % und 52 %. In den Szenarien mit BEVs und Wärmepumpen sind in allen Netzen Grenzwertverletzungen festzustellen, die vereinzelt die maximale zulässige Leitungsauslastung von 60 % um mehr als einen Faktor von 2 übersteigen.

Anteil der Leitungslängen mit > 60 % Auslastung in Abbildung 6-3 b): Der Anteil der Leitungslänge mit > 60 % Auslastung bei den BEV-Szenarien (ohne Wärmepumpen) liegt in den acht betroffenen Netzen zwischen 0,4 % und 31 %. Das Wärmepumpenszenario S10 verursacht typischerweise in weniger als 40 % der Leitungslänge und im Durchschnitt über alle Netze in etwa 25 % der Leitungslänge Grenzwertverletzungen.

Minimale Knotenspannung in Abbildung 6-3 c): Der Spannungsabfall in den untersuchten Mittelspannungsnetzen ist trotz unzulässig hoher Leitungsauslastung gering. Das zulässige Spannungsband zwischen $U/U_n = 100,0$ % und $U/U_n = 96,0$ % wird in den Netzen der Bebauungscluster SC1 (Kerngebiete) und SC3 (Gewerbegebiete) nur im Bereich zwischen 100,0 % und 98,8 % ausgenutzt. In Wohngebieten (SC2) sind auf Grund größerer Leitungslänge (vgl. Tabelle 2-4) stärkere Spannungsfälle zu erkennen, wobei eine Grenzwertverletzung nur im Netz SC2_F3_1 beim Extremszenario mit BEVs und Wärmepumpen (S10) auftritt.

Anteil betroffener Knoten in Abbildung 6-3 d): Die relevanten Ergebnisse reduzieren sich auf das bereits genannte Netz SC2_F3_1 in Szenario S10 mit einem Anteil der betroffenen Knoten von 7,4 %. Es treten in diesem Fall in zwei der insgesamt 27 Ortsnetzstationen Spannungsbandverletzungen auf, wobei zugleich auch Leitungsüberlastungen stattfinden.

Spitzenlast der Mittelspannungsnetze in Abbildung 6-3 e): Die Bestandslast liegt in allen Netzen bei einer Größenordnung von 3 MVA. Die BEV-Szenarien erhöhen die Bestandslast um den Faktor 1,5 bis 2, die Kombination aus BEVs und Wärmepumpen um den Faktor 2,5 bis 3. Auf Unterschiede zwischen den BEV-Szenarien und den Profilformen wurde bereits in Abbildung 6-2 eingegangen.

6.2.3 Abhängigkeiten und Verallgemeinerung

Die Untersuchung von Abhängigkeiten und die Verallgemeinerung der in Abbildung 6-3 dargestellten Simulationsergebnisse beziehen sich nur auf die Spitzenlast der untersuchten Mittelspannungsnetze und die maximale Leitungsauslastung, da Spannungsbandverletzungen nur in einem Ausnahmefall auftreten.

In Abbildung 6-4 ist die Abhängigkeit zwischen der Leitungsauslastung und der Spitzenlast dargestellt. Es wird außerdem zwischen Ringen mit und ohne Mittelsehne unterschieden. Analog zur Verallgemeinerung bei den Niederspannungsnetzen sind Bereiche des Diagramms blau und grün hinterlegt, wovon nachfolgende Aussagen abgeleitet werden können:

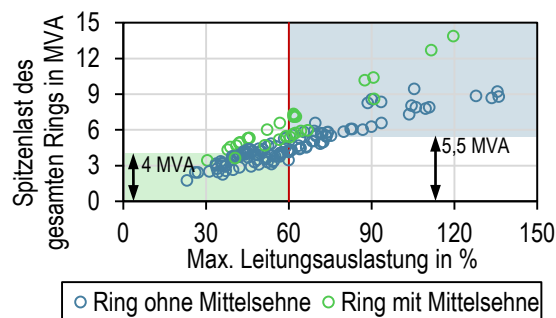


Abbildung 6-4: Abhängigkeiten zwischen Spitzenlast und Leitungsauslastung in Mittelspannungsringen

- Keine Grenzwertverletzung (Leitungsauslastung $\leq 60\%$) in Ringen ohne Mittelsehne bei einer Spitzenlast im Ring bis 4 MVA (Abbildung 6-4, grüne Fläche)
- Grenzwertverletzungen (Leitungsauslastung $> 60\%$) immer in Mittelspannungsringen ohne Mittelsehne bei mehr als 5,5 MVA Last (Abbildung 6-4, blaue Fläche)

Auf Grund der geringen Anzahl von drei untersuchten Ringen mit Mittelsehne lässt sich nur ein grober Trend erkennen, bei welchem unzulässig hohe Leitungsauslastungen ($> 60\%$) ab 5 MVA bzw. 7 MVA auftreten. Wie bei den Niederspannungsnetzen sind die Zusammenhänge an den untersuchten Mittelspannungsringen auf die Planungsgrundsätze zurückzuführen. Planungsgrundsätze und typische Betriebsmittel der untersuchten Mittelspannungsnetze sind Tabelle 7-2 zu entnehmen.

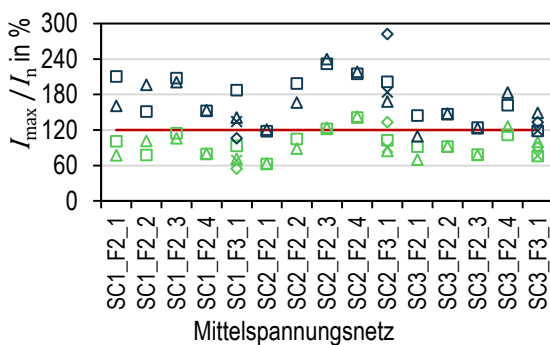
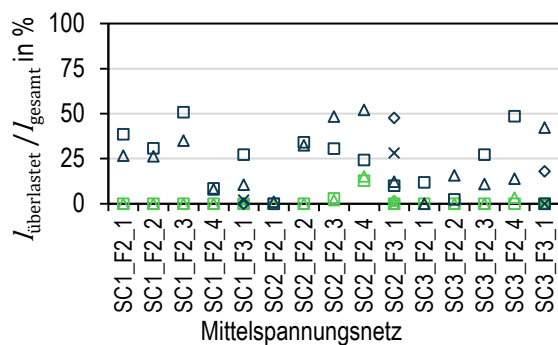
6.2.4 Schaltzustände im (n-1)-Fall

Wie in Abschnitt 6.1.3 beschrieben, werden für Mittelspannungsringe ohne Mittelsehne zwei und für Mittelspannungsringe mit Mittelsehne vier (n-1)-Fälle untersucht. Als Grenzwerte sind eine maximale Leitungsauslastung von $I_{\max}/I_n = 120\%$ und eine minimale Knotenspannung von $U_{\min}/U_n = 94\%$ definiert. Zur besseren Übersicht sind in Abbildung 6-5 nur noch die beiden Szenarien S3 und S10 dargestellt.

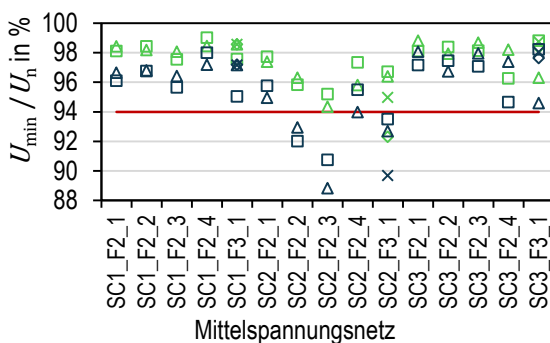
Maximale Leitungsauslastung und Anteil der Leitungslänge mit Grenzwertverletzung: Bei der Bewertung der Leitungsauslastung in Szenario S3 treten in 4 der 15 Mittelspannungsringe Grenzwertverletzungen auf, wobei bei der Auswertung im Normalbetrieb (Abbildung 6-3) fünf Netze betroffen sind. Die Bewertung der Leitungsauslastung im Normalbetrieb ist konservativer, da zusätzliche Grenzwertverletzungen durch die ungünstige Lage der Trennstellen bzw. ungünstige Verhältnisse bei der Lastaufteilung in die Halbringe

(Netzstränge) entstehen können. Der Effekt ist am Netz SC3_F3_1 beim Vergleich von Szenario S3 zwischen Abbildung 6-3 a) und Abbildung 6-5 a) zu beobachten. Unterschiede sind außerdem beim Leitungsanteil mit $> 120\%$ (Abbildung 6-3 b) und Abbildung 6-5 b)) zum Beispiel am Netz SC3_F2_4 zu erkennen. Ob der Normalbetrieb oder die ungünstigsten (n-1)-Fälle zur Bewertung der Leitungsauslastung herangezogen werden, ist Definitionssache. Im Rahmen dieser Arbeit wird die konservative Variante und damit der Normalbetrieb gewählt. In Szenario S10 wird in allen Netzen die Belastungsgrenze erreicht oder überschritten, was sich in einigen Netzen und kritischen (n-1)-Fällen auf bis zu 50 % des Leitungslängenanteils auswirkt.

a) Maximale Leitungsauslastung

b) Anteil der Leitungen mit $> 120\%$ Auslastung

c) Minimale Knotenspannung



d) Anteil betroffener Knoten

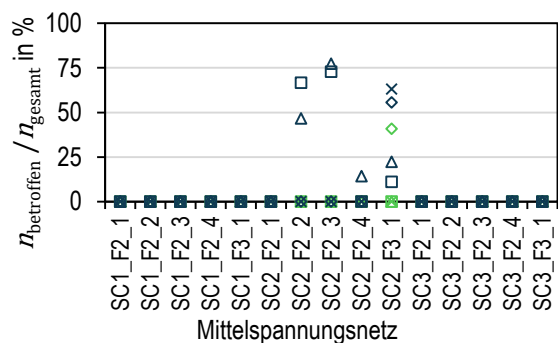


Abbildung 6-5: Leitungsauslastung und Knotenspannung im Mittelspannungsnetz bei (n-1)-Fällen

Minimale Knotenspannung und Anteil betroffener Knoten: In den (n-1)-Fällen ist die Bewertung der Knotenspannung von besonderem Interesse, weil sich die Netztopologien durch die Veränderung der Schaltzustände ändern. Es resultieren Netzstränge, die im Vergleich zum Normalbetrieb auf der ersten Kabelstrecke in etwa die doppelte Auslastung erfahren und in etwa doppelt so lang werden. Das erhöht den Spannungsabfall deutlich, wobei es in Szenario S3 nur zu einer Grenzwertverletzung an Netz SC2_F3_1 bei Schaltungsvariante 3 kommt. In Szenario S10 sind vier Netze betroffen, die aber gleichzeitig unzulässig hohe Leitungsauslastungen ($> 120\%$) erfahren. Durch die Behebung der

Grenzwertverletzungen bei unzulässig hoher Leitungsauslastung können gegebenenfalls auch die Spannungsbandprobleme behoben werden.

6.3 Validierung der vereinfachten Modellierung

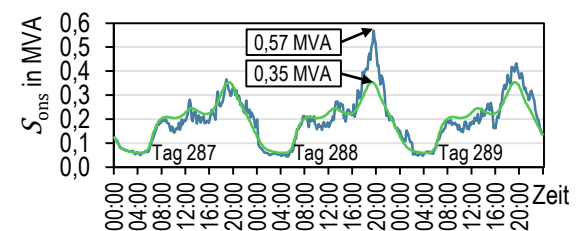
In diesem Abschnitt erfolgt die Validierung der vereinfachten Modellierungsmethode, die auf durchschnittlichen Tageslastgängen basiert.

Validierung mit stochastischem Modell: Für die Validierung werden die stochastischen Simulationsmodelle aus Kapitel 3, 4 und 5 herangezogen. Die Simulationsergebnisse für private Ladepunkte (z. B. Abbildung 3-7) zeigen, dass die Abweichungen vom durchschnittlichen Tageslastgang in Form des Spitzenlastverhältnisses erst ab einer Anzahl von mehreren tausend gleichen Ladepunkten geringer werden. Die modellierten Lastgänge der Ortsnetzstationen versorgen typischerweise nur mehrere hundert Ladepunkte unterschiedlicher Typen (Ladeorte und Ladeleistung) in Kombination mit der Bestandslast. In diesem Abschnitt wird deshalb untersucht, welche Größenordnung das Spitzenlastverhältnis in Mittelspannungsnetzen aufweist und wie stark dadurch einzelne Lastspitzen unterschätzt werden. Für die Untersuchung werden die Simulationsergebnisse der repräsentativen Niederspannungsnetze (Abschnitt 2.2.1) mit detaillierter (stochastisches Modell) und vereinfachter (durchschnittliche Tageslastgänge) Modellierung verglichen.

Spitzenlastverhältnis an Ortsnetzstationen:

In Abbildung 6-6 a) sind die modellierten Scheinleistungsverläufe exemplarisch über drei Tage für das Niederspannungsnetz C2_T1 (Wohngebiet) im Szenario S3 dargestellt. Während der durchschnittliche Tageslastgang (grün) eine tägliche Spitzenlast von 0,35 kVA erreicht, liegt die Spitzenlast des Lastgangs aus dem stochastischen Modell (blau, 10-Minuten-Mittelwert) über den Betrachtungszeitraum von 300 Tagen bei 0,57 MVA. Das entspricht einem Spitzenlastverhältnis für den Lastgang am Ortsnetztransformator im Netz C2_T1 von 1,63 ($0,57 \text{ MVA} / 0,35 \text{ MVA} = 1,63$).

a) Lastgänge einer Ortsnetzstation (C2_T1) bei S3



b) Summenlastgang von 14 Ortsnetzstationen bei S3

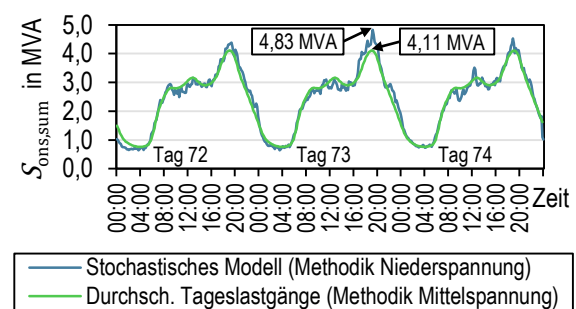


Abbildung 6-6: Vergleich der Lastgänge bei detaillierter und vereinfachter Modellierung

Spitzenlastverhältnis im Mittelspannungsnetz: Die höchsten und damit kritischsten Netzbelastungen entstehen typischerweise an den Kabelanfangsstrecken der Mittelspannungsringen und setzen sich aus der Summe mehrerer Ortsnetzstationen zusammen. Das Spitzenlastverhältnis ist somit besonders an den Kabelanfangsstrecken von Interesse. In

Abbildung 6-6 b) ist exemplarisch der Summenlastgang von 14 Niederspannungsnetzen aus Wohn- und Kerngebieten dargestellt (repräsentative Netze aus Tabelle 2-2). Das Spitzenlastverhältnis der 14 Ortsnetzstationen über 300 Simulationstage reduziert sich in diesem Beispiel auf einen Wert von 1,18 ($4,83 \text{ MVA} / 4,11 \text{ MVA} = 1,18$). Im weiteren Verlauf wird mit Hilfe der Lastgänge aus der Niederspannungssimulation das Spitzenlastverhältnis für eine Anzahl von 1 bis 14 Ortsnetzstationen ermittelt und in Abbildung 6-7 für das Szenario S0 und S3 dargestellt. Weil bei mehr als einer und weniger als 14 Ortsnetzstationen die unterschiedlichsten Kombinationen aus den 14 Ortsnetzstationen möglich sind, werden alle n Kombinationen in Abbildung 6-7 untersucht. Die Beschreibung der Boxplot-Darstellung ist in Abschnitt 4.2.3 enthalten. Das Spitzenlastverhältnis liegt bei einzelnen Ortsnetzstation ($n = 1$) im Szenario S3 zwischen 1,4 und 1,9. Mit steigender Anzahl von Ortsnetzstationen ($n > 1$) sinkt das Spitzenlastverhältnis auf einen Wert von etwa 1,2 bei $n = 14$. Beim Szenario S0 (Bestandslast) ist das Spitzenlastverhältnis und damit die Rauigkeit der Lastgänge vor allem bei geringer Anzahl von Ortsnetzstationen ($n \leq 5$) deutlich kleiner. Der Energiebezug der BEVs führt somit neben der grundsätzlich höheren Netzbelastung außerdem zu einer Erhöhung der Rauigkeit bei den Lastgängen.

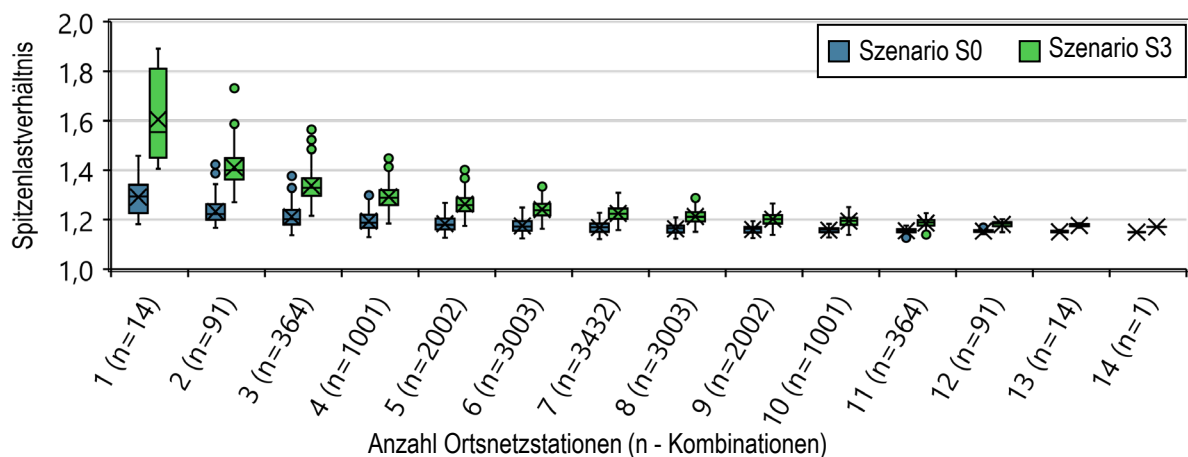


Abbildung 6-7: Spitzenlastverhältnis bei unterschiedlicher Anzahl von Ortsnetzstationen

Relevanz der Abweichungen auf die Simulationsergebnisse: Nachfolgend wird beschrieben, welche Auswirkungen die vernachlässigte Rauigkeit der Lastgänge auf die thermische Belastung der Mittelspannungskabel und das Spannungsband hat. Der Lastgang aus dem stochastischen Simulationsmodell streut symmetrisch in positiver und negativer Richtung um den durchschnittlichen Tageslastgang (vgl. Abbildung 6-6), weshalb unter den nachfolgenden Bedingungen die vernachlässigten Lastspitzen unkritisch sind:

- Im Normalbetrieb sind Spitzenlastverhältnisse bis zu einem Wert von 1,7 unkritisch, weil Mittelspannungskabel als thermische Reserve für $(n-1)$ -Fälle nur mit 60 % ausgelastet werden ($100 \% / 60 \% = 1,7$). Da in typischen Netzen (siehe Tabelle 2-4) ≥ 5 Ortsnetzstationen über einen Mittelspannungshalbring versorgt

werden und das Spitzenlastverhältnis in Abbildung 6-7 für $n = 5$ bei $\leq 1,5$ liegt, ist die vereinfachte Modellierung im Normalbetrieb gerechtfertigt.

- In (n-1)-Fällen werden in typischen Netzen (siehe Tabelle 2-4) und bei ungünstigen Fehlerorten ≥ 11 Ortsnetzstationen über einen Mittelspannungsabgang versorgt, wofür in Abbildung 6-7 ein Spitzenlastverhältnis von $\leq 1,2$ ermittelt wurde. Es ist zu berücksichtigen, dass in (n-1)-Fällen zusätzliche thermische Überlastungen durch die Lastspitzen schon bei einem Spitzenlastverhältnissen > 1 möglich sind. Wie kritisch die Lastspitzen im Einzelfall sind, hängt davon ab, welche Erwärmung die Mittelspannungskabel vor der Lastspitze erfahren haben und wie groß die thermische Trägheit des Kabels ist. Nach einer zehnstündigen konstanten Kabelauslastung mit 90 % ist zum Beispiel basierend auf den Kennlinien von [CIC12] eine konstante Lastspitze mit einem Spitzenlastverhältnis von 1,2 (Auslastung: $90 \% \cdot 1,2 = 108 \%$) über eine Dauer von vier Stunden möglich. Weitere Annahmen aus [CIC12] sind: Kabeltyp NA2XS2Y 3×1×150 RM/25 12/20 kV, Verlegung in Erde im Dreieck 0,7 m tief, Umgebungstemperatur 20°C, EVU-Lastspiel mit ungünstigem Einsetzzeitpunkt nach zehn Stunden. Das Beispiel zeigt, dass kurze Lastspitzen mit einem Spitzenlastverhältnis von 1,2 auch bei hoher Vorbelastung unkritisch sind und die vereinfachte Modellierung valide ist.

Der Spannungsfall wird direkt von den Lastspitzen beeinflusst und kann durch das Mittelungsintervall von zehn Minuten gemäß DIN EN 50160 nur bedingt geglättet werden. Der tatsächliche Spannungsfall in den untersuchten Netzen wird somit etwas stärker ausfallen als die auf durchschnittlichen Lastgängen basierten Simulationsergebnisse zeigen. Weil aber vom verfügbaren Spannungsband von 4 % im Normalbetrieb bei den meisten untersuchten Netzen nur 1 % bis 2 % beansprucht werden (Abbildung 5-3 c)), ist nicht zu erwarten, dass die vernachlässigten Spitzenlasten zu einer deutlichen Veränderung der Ergebnisse und damit zu Grenzwertverletzungen führen werden.

Rückschlüsse für die Belastbarkeit von Ortsnetztransformatoren: Für Ortsnetztransformatoren wird im Rahmen dieser Arbeit eine Belastungsgrenze von 100 % Auslastung definiert. Bei der Bewertung der Auslastung werden die detaillierten Lastgänge aus dem stochastischen Simulationsmodell mit einem Mittelungsintervall von zehn Minuten herangezogen. Basierend auf den ermittelten Spitzenlastverhältnissen für jeweils eine Ortsnetzstation in Abbildung 6-7 (Wertebereich bei S3: 1,4 – 1,9) und der Kenntnis der thermischen Zeitkonstanten von Öltransformatoren mit mehreren Stunden [VDE77], [VDE08] ist festzustellen, dass die thermischen Grenzen der Öltransformatoren mit dieser Bewertung nicht ausgereizt werden. Um die thermischen Grenzen der Ortsnetztransformatoren besser ausnutzen zu können, müssten die durchschnittlichen Tageslastgänge an den Ortsnetztransformatoren zur Bewertung der Auslastung herangezogen werden oder die de-

taillierten Lastgänge in Kombination mit einer Belastungsgrenze über 100 %. Bei der Bewertung der Transformatorauslastung in Abschnitt 5.2.2 mit den durchschnittlichen Tageslastgängen würde es in den BEV-Szenarien S1 bis S8 keine Transformatorüberlastung geben (nicht dargestellt). Bei Verwendung der Lastgänge aus dem stochastischen Modell und einer maximal zulässigen Transformatorauslastung von 140 % (Spitzenlastverhältnis 1,4) würde mit Ausnahme von (C2_T2 bei S4) ebenfalls keine Grenzwertverletzung in Abbildung 5-3 e) auftreten. Ähnliche Überlegungen zur kurzzeitigen Überlastung von Ortsnetztransformatoren werden zum Beispiel in [KER10] im Zusammenhang mit der Netzintegration von Photovoltaikanlagen vorgestellt. Basierend auf thermischen Simulationen wird dort die Auslastung von Öltransformatoren in Höhe der 1,5-fachen Bemessungsscheinleistung empfohlen. Trockentransformatoren sind in diesem Zusammenhang auf Grund anderer thermischer Eigenschaften gesondert zu betrachten.

6.4 Zusammenhänge zwischen Stations- und Abgangslasten

Gleichzeitigkeitsfaktor zwischen Ortsnetzstationen: Die Spitzenlast eines Mittelspannungsabgangs kann basierend auf den Spitzenlasten der Ortsnetzstationen und typischen Gleichzeitigkeitsfaktoren ermittelt werden. Mit Hilfe der Lastgänge aus dem stochastischen Simulationsmodell werden analog zu den Spitzenlastverhältnissen in Abbildung 6-7 Gleichzeitigkeitsfaktoren in Abbildung 6-8 ermittelt. Die durchschnittlichen Tageslastgänge finden in dieser Betrachtung keine Anwendung. Die Gleichzeitigkeitsfaktoren werden entsprechend der Gleichung (6-1) über eine Dauer von 300 Tagen ermittelt.

$$GZF(M) = \frac{\max(S_{\text{ons,stoch,sum}})}{\sum_{i \in M} \max(S_{\text{ons,stoch},i})} \quad (6-1)$$

| | |
|----------------------------|--|
| $GZF(M)$ | Gleichzeitigkeitsfaktor einer Menge M ausgewählter Ortsnetzstationen |
| $S_{\text{ons,stoch,sum}}$ | Summenlastgang der ausgewählten Ortsnetzstationen aus dem stochastischen Simulationsmodell |
| $S_{\text{ons,stoch},i}$ | Lastgang einer Ortsnetzstation i aus dem stochastischen Simulationsmodell |

Die Gleichzeitigkeitsfaktoren in Abbildung 6-8 reduzieren sich mit steigender Anzahl von Ortsnetzstationen und liegen zum Beispiel bei einer Anzahl von sechs Stationen im Mittel bei 0,86 in S0 (Bestandslast) bzw. bei 0,76 in S3 (100 % BEV). Der Unterschied zwischen S0 und S3 ist gegensätzlich zum Spitzenlastverhältnis und auf die Berechnung zurückzuführen.

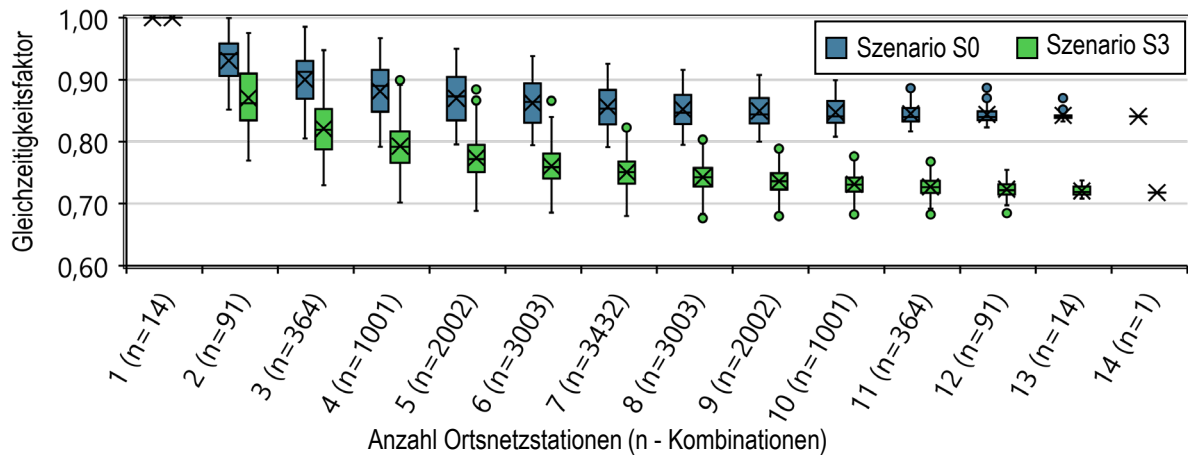


Abbildung 6-8: Gleichzeitigkeitsfaktor bei unterschiedlicher Anzahl von Ortsnetzstationen

Profilmfaktor: Die berechneten Gleichzeitigkeitsfaktoren berücksichtigen die Rauigkeit der Lastgänge und den zeitlichen Versatz der Spitzenlasten. Die Rauigkeit der Profile wird in Abschnitt 6.3 in Form des Spitzenlastverhältnisses bewertet. Der weitere Fokus richtet sich auf den zeitlichen Versatz der Spitzenlasten zwischen den Ortsnetzstationen, wofür der Profilmfaktor PF in Gleichung (6-2) eingeführt wird. Die Berechnung unterscheidet sich zu Gleichung (6-1) nur in der Verwendung der durchschnittlichen Tageslastgänge anstatt der Lastgänge aus dem stochastischen Modell.

$$PF(M) = \frac{\max(S_{\text{ons,dtlg,sum}})}{\sum_{i \in M} \max(S_{\text{ons,dtlg},i})} \quad (6-2)$$

- $PF(M)$ Profilmfaktor einer Menge M ausgewählter Ortsnetzstationen
- $S_{\text{ons,dtlg,sum}}$ Summenlastgang der ausgewählten Ortsnetzstationen, modelliert mit durchschnittlichen Tageslastgängen
- $S_{\text{ons,dtlg},i}$ Lastgang einer Ortsnetzstation i , modelliert mit durchschnittlichen Tageslastgängen

Für die 15 repräsentativen Mittelspannungsnetze und unterschiedlichen Szenarien sind in Abbildung 6-9 die ermittelten Profilmfaktoren dargestellt. Zur besseren Darstellbarkeit der Ergebnisse werden die Profilmfaktoren über den ganzen Ring ermittelt und dadurch die Schaltzustände (z. B. Trennstellen im Normalbetrieb) vernachlässigt. Die Netze von SC1 (Kerngebiete) haben die kleinsten Profilmfaktoren. Die Profilmfaktoren von SC2 (Wohngebiete) und SC3 (Gewerbegebiete) liegen meist nahe bei 1, wobei die Netze SC1_F2_1 und SC3_F2_2 davon abweichen.

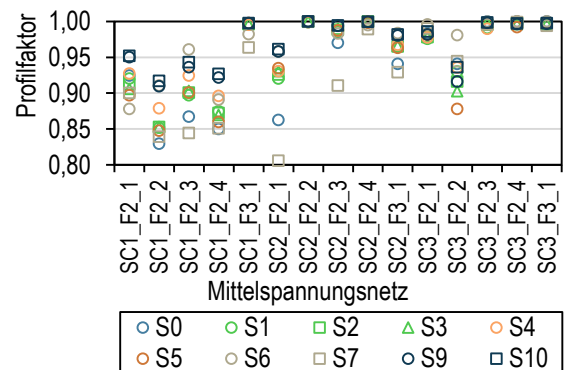


Abbildung 6-9: Profilmfaktor zwischen den Ortsnetzstationen der untersuchten Mittelspannungsnetze

Der grundsätzliche Unterschied zwischen SC1, SC2 und SC3 lässt sich mit Hilfe der Lastgänge in Abbildung 6-2 b), d) und f) erklären. Während bei reinen Wohngebieten (SC2) in allen Ortsnetzstationen die Spitzenlasten abends durch die Dominanz des H0-Profiles und der Heimladepunkte auftreten (Abbildung 6-2 d)), liegt die Spitzenlast in reinen Gewerbegebieten (SC3) durch das dominierende G0-Profil und die Arbeitsladepunkte während der Mittagszeit (Abbildung 6-2 f)). Im Kerngebiet (SC1) sind Haushalte und Gewerbebetriebe mehr oder weniger stark durchmischt, wodurch sich die einzelnen Spitzenlasten nicht mehr direkt überlagern und der Profilmfaktor dadurch sinkt. Beim Netz SC1_F3_1 mit einem Profilmfaktor von annähernd 1 ist die Durchmischung von Haushalten und Gewerbe weniger stark als in den anderen Netzen von SC1. Bei den Netzen SC_F2_1 und SC3_F2_2 sind vereinzelt Ortsnetzstationen aus Gewerbe- und Wohngebieten enthalten, die den Profilmfaktor reduzieren.

Erkenntnisse zum Profilmfaktor: Der Profilmfaktor reduziert sich mit steigender Durchmischung von Haushalts- und Gewerbelasten und Spitzenlasten. Im Idealfall entstehen etwa zwei gleich große Spitzenlasten mittags und abends (Abbildung 6-2 a)). In der Netzplanung kann durch die gezielte Durchmischung (Haushalts- und Gewerbelasten) der Ortsnetzstationen in Mittelspannungsringen die Übertragungskapazität effizient ausgenutzt und dadurch mit derselben Infrastruktur mehr Last übertragen werden.

Belastungsgrad: Beim Betrieb von Leitungen nahe der thermischen Belastungsgrenze ist zu berücksichtigen, dass sich die Strombelastbarkeit von Kabeln häufig auf einen Belastungsgrad von 0,7 (EVU-Last) und nicht auf die Dauerbelastbarkeit (Belastungsgrad 1,0) bezieht. Der Belastungsgrad beschreibt das Verhältnis der durchschnittlichen Tageslast zur Tagesspitzenlast und berücksichtigt bei einem Wert von 0,7 (EVU-Last) Zeiträume in einem Tageslastgang, in denen sich die Kabel abkühlen können. [VDE18a] Für die Lastgänge in Abbildung 6-2 a), c) und d) bei Szenario S3 liegen die Belastungsgrade bei 0,68 (SC1_F2_2), 0,58 (SC2_F2_2) und 0,51 (SC3_F2_4). Mit den Korrekturfaktoren aus [VDE18a] und [VDE18c] kann die zulässige Strombelastbarkeit für die entsprechenden Belastungsgrade ermittelt werden, was in den genannten Beispielen sogar zu einer Erhöhung des maximal zulässigen Betriebsstroms führen würde. Die Korrekturfaktoren berücksichtigen außerdem zum Beispiel die Verlegetiefe, den thermischen Widerstand des Erdbodens, eine Parallelverlegung mit anderen Kabelsystemen und die Leiteranordnung.

7 Diskussion und Ausblick

Im letzten Kapitel werden die drei Forschungsfragen und die Übertragbarkeit auf andere Städte diskutiert sowie ein Ausblick auf weiterführende Forschungsaktivitäten gegeben. Die Diskussion der Forschungsfragen gibt zugleich einen Überblick zu den Kernergebnissen der Arbeit. Die Übertragbarkeit bezieht sich hauptsächlich auf deutsche Großstädte. Weiterführende Forschungsaktivitäten können sich auf großflächige Netzberechnungen mit detaillierter Modellierung von Wärmepumpen und die Bewertung von Integrationsmaßnahmen beziehen.

7.1 Diskussion der Forschungsfragen

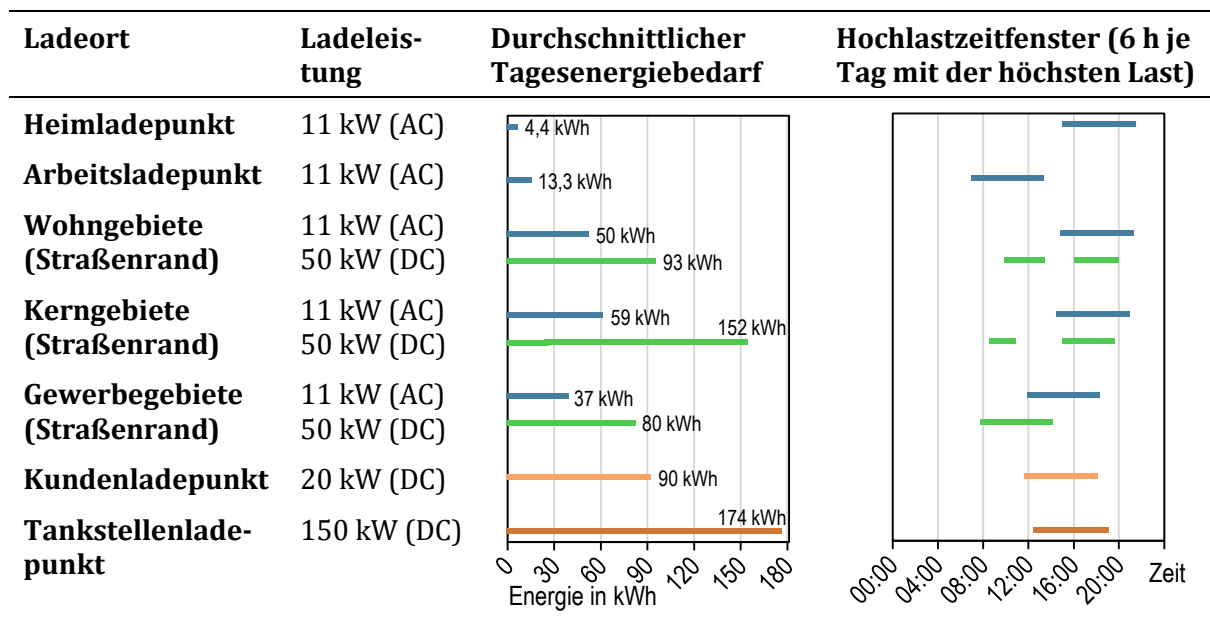
7.1.1 Forschungsfrage 1

Wie unterscheidet sich das Ladeverhalten von BEVs an charakteristischen privaten, halböffentlichen und öffentlichen Ladepunkten im städtischen Umfeld?

Im Rahmen dieser Arbeit werden in Kapitel 3 zwei private Ladepunkttypen und in Kapitel 4 fünf öffentliche bzw. halböffentliche Ladepunkttypen modelliert. Bei den privaten Ladepunkten werden Heim- und Arbeitsladepunkte als typische Ladeorte definiert und dafür geeignete Mobilitätsdaten zur Modellierung herangezogen. Für öffentliche Ladepunkte werden charakteristische Ladesäulentypen und -orte basierend auf dem Ladesäulenbestand des Jahres 2020 identifiziert. Die Standorte werden außerdem mit Hilfe des Flächennutzungsplans eingeordnet und das Ladeverhalten an 32 Ladesäulen detailliert vermessen. Aus der Analyse resultieren fünf typische Ladeorte im städtischen Umfeld mit unterschiedlichen Ladepunkttypen: Öffentliche Ladepunkte am Straßenrand in Wohn-, Kern- und Gewerbegebieten sowie Ladepunkte auf halböffentlichem Grund wie Kundenparkplätzen und Tankstellen. Die Unterschiede des Ladeverhaltens sind am besten beim Vergleich der durchschnittlichen Tageslastgänge erkennbar. Die in Tabelle 7-1 dargestellten Größen sind von den durchschnittlichen Tageslastgängen aus Abbildung 3-7, Abbildung 4-15 und Abbildung 4-16 abgeleitet. Der durchschnittliche Tagesenergiebedarf ist bei den privaten Heimpladepunkten mit 4,4 kWh je Tag am geringsten und bei den Schnellladepunkten an Tankstellen mit 174 kWh je Tag am größten. Die zu erwartenden Netzbelastungen sind an öffentlichen und halböffentlichen Ladepunkten um ein Vielfaches größer als an privaten Ladeorten. In Tabelle 7-1 sind außerdem die Hochlastzeitfenster dargestellt, die die sechs Stunden der durchschnittlichen Tageslastgänge mit der höchsten

Last markieren. Während an Arbeitsladepunkten um 07:10 Uhr das Hochlastzeitfenster beginnt, startet das Hochlastzeitfenster bei Heimpladepunkten erst um 15:14 Uhr. An öffentlichen und halböffentlichen Ladepunkten liegen die Hochlastzeitfenster meist am Nachmittag oder Abend. Bei den 50 kW DC-Ladepunkten in Wohn- und Kerngebieten teilt sich das Hochlastzeitfenster in zwei Bereiche auf.

Tabelle 7-1: Vergleich des Ladeverhaltens an unterschiedlichen privaten und öffentlichen Ladorten basierend auf den entwickelten durchschnittlichen Tageslastgängen



7.1.2 Forschungsfrage 2

Welche Auswirkungen hat das ungesteuerte Laden von BEVs auf städtische Nieder- und Mittelspannungsnetze?

Die Auswirkungen des ungesteuerten Ladens von BEVs auf Nieder- und Mittelspannungsnetze sind in Abbildung 7-1 zusammengefasst. Die Zusammenfassung beschränkt sich auf die BEV-Szenarien S1 und S3, da das Eintreten der angesetzten Randbedingungen (hauptsächlich privates Laden bei 11 kW) zum aktuellen Zeitpunkt als am wahrscheinlichsten angesehen wird. Die Szenarien S9/S10 geben einen Ausblick auf die Auswirkungen der Vollelektrifizierung mit BEVs zusammen mit einem hohen Anteil an Wärmepumpen.

Grenzwertverletzungen nach Szenario und Netzebene: In Abbildung 7-1 a) sind die Anzahl der untersuchten Nieder- und Mittelspannungsnetze mit Grenzwertverletzungen bei den Szenarien S1 (50 % BEVs), S3 (100 % BEVs) und S9/S10 (100 % BEVs und 60 % Wärmepumpen) gegenübergestellt. Der Vergleich zeigt, dass im selben Szenario ähnlich häufig Grenzwertverletzungen in den Nieder- und Mittelspannungsnetzen auftreten und damit das Integrationspotential in den beiden Netzebenen etwa gleich hoch ist. Bei S1 treten in etwa einem Fünftel der untersuchten Netze Grenzwertverletzungen auf, bei S3 in einem

Drittel und bei S9/S10 in fast jedem Netz (Abbildung 7-1 a)). Die Ursache für Grenzwertverletzungen in der Mittelspannungsebene ist immer eine unzulässig hohe Leitungsauslastung (> 60 % Auslastung im Normalbetrieb) und im Niederspannungsnetz fast immer Leitungsüberlastungen (> 100 % Auslastung). Der weitere Fokus richtet sich deshalb auf den Leitungslängenanteil mit unzulässig hoher Auslastung.

Anteil der betroffenen Leitungslängen: Der Anteil der Leitungslänge bei unzulässig hoher Leitungsauslastung (von Netzen mit Grenzwertverletzungen) ist in Abbildung 7-1 b) dargestellt. Auf Grund der geringen Anzahl an Netzen und der damit verbundenen Ungenauigkeit der Verallgemeinerung sind die in Abbildung 7-1 b) angegebenen Werte auf eine 5 % Schrittweite gerundet.

Während in Szenario S1 die betroffenen Leitungslängenanteile in der Nieder- und Mittelspannungsebene mit einer Größenordnung von 5 % ähnlich sind, ist der Längenanteil bei S3 und S9/S10 im Mittelspannungsnetz etwa doppelt so hoch (Abbildung 7-1 b)). Unter der Annahme, dass die untersuchten Netze den gesamten Netzbestand repräsentieren, müssen bei S9/S10 an durchschnittlich (\varnothing in Abbildung 7-1 b)) 10 % der Leitungslänge in der Niederspannungsebene und 25 % der Leitungslänge in der Mittelspannungsebene Maßnahmen zur Netzintegration ergriffen werden. Für das Szenario S3 wäre der Handlungsbedarf deutlich kleiner mit 2 % ($((6/18) \cdot 5 \% \approx 2 \%)$) der Leitungslänge in der Niederspannungsebene und 3 % ($((5/15) \cdot 10 \% \approx 3 \%)$) der Leitungslänge in der Mittelspannungsebene, weil nur in einem Drittel der Netze Grenzwertverletzungen auftreten (Abbildung 7-1 a)).

a) Grenzwertverletzungen nach Szenario und Ebene

| Szenario | Niederspannungsebene | Mittelspannungsebene |
|--|----------------------|----------------------|
| 50 % BEVs (S1) | 4 von 18 Netzen | 3 von 15 Netzen |
| 100 % BEVs (S3) | 6 von 18 Netzen | 5 von 15 Netzen |
| BEV + WP* (S9/S10) | 9 von 10 Netzen | 10 von 10 Netzen |
| * 100 % BEVs und zusätzlich 60 % Wärmepumpen | | |

b) Anteil der Leitungslänge bei unzulässig hoher Leitungsauslastung in Netzen mit Grenzwertverletzungen

| Szenario | Niederspannungsebene | Mittelspannungsebene |
|--|----------------------------------|----------------------------------|
| 50 % BEVs (S1) | $\leq 5 \% (\varnothing 5 \%)$ | $\leq 5 \% (\varnothing 5 \%)$ |
| 100 % BEVs (S3) | $\leq 10 \% (\varnothing 5 \%)$ | $\leq 20 \% (\varnothing 10 \%)$ |
| BEV + WP* (S9/S10) | $\leq 20 \% (\varnothing 10 \%)$ | $\leq 40 \% (\varnothing 25 \%)$ |
| * 100 % BEVs und zusätzlich 60 % Wärmepumpen | | |

c) Priorisierung nach Handlungsdruck (BEV-Szenarien)

1. Unzulässig hohe Leitungsauslastungen in Nieder- und Mittelspannungsnetzen
2. Spannungsbandverletzungen im Niederspannungsnetz
→ Präzisierung der Modelle durch spannungsebenenübergreifende Untersuchungen
3. Überlastung des Ortsnetztransformators
→ Bewertung der thermischen Auslastung zur Erhöhung des Integrationspotentials
4. Spannungsbandverletzungen in Mittelspannungsnetzen bei kritischen (n-1)-Fällen

Abbildung 7-1: Auswirkungen unterschiedlicher BEV-Szenarien auf das Verteilnetz

Priorisierung nach Handlungsbedarf in den BEV-Szenarien (S1 bis S8): Basierend auf den gewonnen Erkenntnissen in Kapitel 5 und 6 enthält Abbildung 7-1 c) eine Priorisierung des Handlungsdrucks für BEV-Szenarien (100 % BEVs ohne Wärmepumpen). Unzulässig

hohe Leitungsauslastungen sind die Hauptursache für Grenzwertverletzungen im Nieder- und Mittelspannungsnetz. Spannungsbandverletzungen im Niederspannungsnetz sind die zweithäufigste Ursache für Grenzwertverletzungen. Da für den gewählten (vereinfachten) Untersuchungsansatz das Spannungsband gemäß Abbildung 2-3 aufgeteilt wird, treten Spannungsbandverletzungen im Simulationsmodell tendenziell häufiger als im realen Betrieb auf. Durch spannungsebenenübergreifende Untersuchungen kann die Präzision in den Simulationsmodellen erhöht werden, wodurch die Simulationsergebnisse weniger konservativ ausfallen. Die Überlastung des Ortsnetztransformators ist die dritthäufigste Ursache für Grenzwertverletzungen. Durch die Berücksichtigung der thermischen Trägheit von Öltransformatoren, wie in Abschnitt 6.3 erläutert, sind nur in Ausnahmefällen Maßnahmen an den Ortsnetztransformatoren bei den BEV-Szenarien notwendig. Spannungsbandverletzungen treten im Mittelspannungsnetz selten und nur in kritischen (n-1)-Fällen auf, deren Relevanz gegebenenfalls auch durch spannungsebenenübergreifende Untersuchungen widerlegt werden kann.

Verallgemeinerungen zur Bebauungsstruktur: In den typischen städtischen Kerngebieten (SC1 bzw. C0 und C1) führt eine 100 % Durchdringung mit BEVs (ohne Wärmepumpen) zu keinen Grenzwertverletzungen. Die Bebauungsstruktur der Kerngebiete mit Supercluster SC1 (Mittelspannungsebene) sowie Cluster C0 und C1 (Niederspannungsebene) haben einen Anteil von 52 % (Tabelle 2-3) und 50 % (Tabelle 2-1) am gesamten Versorgungsgebiet. Die Wohngebiete in den Bebauungsclustern (SC2 bzw. C2 und C4) erfahren auf Grund der hohen PKW-Zulassungszahlen den größten Lastzuwachs, weshalb dort vereinzelt ab 50 % Durchdringung mit BEVs Grenzwertverletzungen bei der Leitungsauslastung auftreten. In Gewerbegebieten (SC3 bzw. 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 bei der Dimensionierung der Netze entstehen. Der größte Handlungsbedarf besteht somit in den Wohngebieten, deren Anteil am gesamten Netzbestand in der Mittelspannungsebene bei 26 % (Tabelle 2-3, SC2) und in der Niederspannungsebene (Tabelle 2-1, C2 und C4) bei 33 % liegt.

7.1.3 Forschungsfrage 3

Wie verändert sich die Netzbelastung durch gesteuertes Laden bei Spitzenlastmanagement am Netzanschluss und marktgetriebenes Laden?

Das Spitzenlastmanagement durch DLM am Netzanschluss wird in dieser Arbeit mit Szenario S8 als DLM am Netzanschluss untersucht sowie das marktgetriebene Laden mit Anreizen mittags und nachts mit Szenario S6 und S7.

Spitzenlastmanagement mit 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 werden jeweils zwischen 20 und 100 private Ladepunkte zusammen mit Haushalten oder Gewerbebetrieben über direkte Anschlussleitungen von der Ortsnetzstation versorgt. Die Netzentlastung durch das DLM am Netzanschluss reduziert sich mit steigender Anzahl an Netzanschlüssen, die ein DLM nutzen, wie die Untersuchungen in Abschnitt 3.4.3 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 starker Preisreize, kann lokal zu extremen Überlastungen führen wie die Erkenntnisse in Abschnitt 3.5 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 Vervielfachung der Belastung im Verteilnetz. Die mittlere Verzögerungszeit liegt bei Arbeitsladepunkten bei etwa zwei Stunden und bei Heimladepunkten (Anreize nachts) bei etwa acht Stunden (siehe Abbildung 3-18). Der Nutzerkomfort ist somit nur geringfügig eingeschränkt.
- Bedingung 2: Gleichmäßige Verteilung der Ladestarts über den Zeitraum mit Preisreizen 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.

Die beiden Bedingungen könnten in der Praxis zum Beispiel durch Steuerungsrichtlinien für Aggregatoren berücksichtigt werden. Für die Untersuchungen an den repräsentativen Niederspannungsnetzen wird die koordinierte Ansteuerung entsprechend eines gemäßigten Szenarios (vgl. „Middle Case“ Abbildung 3-16) 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 Stunden (Bedingung 1) für das koordinierte Laden führt zwar zu weniger starker 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 und für den realen Netzbetrieb umfangreiche Mess- und Steuerungsinfrastruktur im Netzbetrieb eingesetzt werden, um kritische Netzzustände zu verhindern. Ein Gesamtkonzept zur Steuerung mit intelligenten Messsystem wird zum Beispiel in [FNN22] vorgestellt.

7.2 Übertragbarkeit auf andere Städte

In diesem Abschnitt wird die Übertragbarkeit der Erkenntnisse aus München auf andere Städte diskutiert. Die Diskussion gliedert sich in die Übertragbarkeit der Modellierung von Ladevorgängen, Simulationsergebnisse an den repräsentativen Nieder- und Mittelspannungsnetzen sowie die Untersuchungsmethode im Allgemeinen.

7.2.1 Modellierung der Ladepunkte

Private Ladepunkte: Die Modellierung der Heim- und Arbeitsladepunkte basiert auf Mobilitätsdaten, Annahmen zur Fahrzeugtechnologie von BEVs, Annahmen zum Ladeverhalten der BEV-Besitzer und den Umgebungsbedingungen aus Abschnitt 3.2.

- Mobilitätsdaten: Tagesgesamstrecken und Ankunfts Wahrscheinlichkeit
- Fahrzeugtechnologie: Energieverbrauch, Netto-Batteriekapazität (60 kWh)
- Umgebungsbedingungen: Auslegungsrelevante Umgebungstemperatur (-10 °C)
- Ladeverhalten: Ladewahrscheinlichkeit abhängig vom Batteriefüllstand

Die Mobilitätsdaten aus [NOB18] beziehen sich auf deutsche Großstädte und Metropolen und sind daher auch für andere deutsche Großstädte gültig. Die Fahrzeugtechnologie mit Energieverbrauch und Netto-Batteriekapazität von durchschnittlich 60 kWh hat keinen direkten Ortsbezug, da die meisten Fahrzeugmodelle europa- oder weltweit verkauft werden. Randbedingungen wie die Umgebungstemperatur haben einen Ortsbezug, wobei die Unterschiede innerhalb von Deutschland gering sind, wie der Vergleich zwischen München und Berlin in Abschnitt 2.5.3 zeigt. Das Ladeverhalten ist beeinflusst von der Batteriekapazität sowie den tatsächlichen Fahrstrecken und der „Reichweitenangst“ der einzelnen BEV-Nutzer. Die Modellierung der privaten Ladepunkte trifft somit für alle deutschen Großstädte zu. Bei der Übertragung auf Großstädte außerhalb von Deutschland

sind gegebenenfalls die auslegungsrelevante Umgebungstemperatur und das Mobilitätsverhalten anzupassen. Das gesteuerte Laden durch Spitzenlastmanagement und marktgetriebenes Laden ist ebenfalls auf andere Städte in Deutschland übertragbar.

Öffentliche Ladepunkte: Das Ladeverhalten an öffentlichen Ladesäulen wird mit Hilfe einer Messkampagne in der Stadt München erfasst. Basierend auf den Messungen erfolgt die Verallgemeinerung auf typische Ladeorte und Ladepunkttypen sowie die Bestimmung probabilistischer Verteilungen:

- Ladeorte: Wohn-, Kern-, Gewerbegebiete, Kundenparkplatz, Tankstelle
- Ladepunkttypen: 22 kW AC, 50 kW DC, 20 kW DC und 150 kW DC
- Probabilistische Verteilungen: Startzeitpunkte der Ladevorgänge, Anzahl Ladevorgängen je Tag, Geladene Energie je Ladevorgang, Ladeleistung je Ladevorgang

Die typischen Ladeorte sind auch in anderen deutschen oder europäischen Städten vorzufinden [BAY22]. Die Ladepunkttypen richten sich nach der Ladetechnologie der BEVs und sind deshalb wie die Fahrzeugmodelle europa- oder weltweit genormt, wie zum Beispiel das Combined Charging System [DEU21]. Die zur Modellierung verwendeten probabilistischen Verteilungen beinhalten weitere Einflüsse. Die Startzeitpunkte von Ladevorgängen haben einen Zusammenhang zum Mobilitätsverhalten der BEV-Nutzer. Gemäß der Verallgemeinerungen in [NOB18] ist das Mobilitätsverhalten in deutschen Großstädten und Metropolen ähnlich, weshalb die in München erfassten Verteilungen zum Ladestart auch auf andere deutsche Großstädte übertragbar sind. Die Anzahl der Ladevorgänge je Ladepunkt und die damit verbundene Auslastung ist vom Ladesäulenangebot abhängig, wobei die tatsächliche Auslastung jedes einzelnen Ladepunktes von der Attraktivität der einzelnen Standorte beeinflusst wird. Die unterschiedlich starke Auslastung der Ladepunkte ist somit in jeder Stadt zu beobachten. Welche Auswirkungen eine veränderte Auslastung hat, ist Abschnitt 4.4.3 zu entnehmen. Die Verteilung der geladenen Energie und Ladeleistung bezieht sich auf die Fahrzeugmodelle (z. B. Batteriegröße) und deren Ladetechnologie, was einer Übertragbarkeit europa- und weltweit entspricht. Basierend auf den angestellten Betrachtungen sind die modellierten öffentlichen Ladepunkte auf deutsche Städte und bei ähnlichem Mobilitätsverhalten auch auf Städte außerhalb von Deutschland übertragbar.

7.2.2 Simulationsergebnisse an Nieder- und Mittelspannungsnetzen

Zur Reduzierung des Modellierungsaufwands werden in dieser Arbeit 18 repräsentative Niederspannungs- und 15 Mittelspannungsnetze aus dem Forschungsprojekt E-Motion-to-Grid (E2G) [HOC22] detailliert modelliert. Die repräsentativen Netze werden im Rahmen einer Clusteranalyse in [NIE23] ausgewählt und repräsentieren das Netzgebiet der Stadt München mit etwa 4.800 Niederspannungsnetzen und 250 Mittelspannungsringen.

Um die Simulationsergebnisse auf andere Städte übertragen zu können, muss nachgewiesen werden, dass die repräsentativen Netze aus München auch typisch für andere Städte sind. Weil die Netzdaten aus anderen Städten für eine gemeinsame Clusteranalyse oder einen detaillierten Vergleich von Kennzahlen nicht zur Verfügung stehen, erfolgt ein Vergleich mit Beispiel- und Typnetzen aus anderen Studien. Die größte Datenerhebung und Identifikation von Typnetzen deutscher Großstädte findet in [WIN21] im Rahmen des Forschungsprojektes PuBStadt (Planungs- und Betriebsgrundsätze für städtische Netze) statt. Die Datenbasis besteht aus 7.370 Nieder- und 146 Mittelspannungsnetzgebieten von sechs städtischen Netzbetreibern. Als Ergebnis einer Clusteranalyse resultieren 20 Niederspannungsnetze und 11 Mittelspannungsnetzgebiete.

Niederspannungsnetze: Für die Niederspannungsnetze ist ein direkter Vergleich von Kennzahlen der repräsentativen Netze aus E2G und PuBStadt möglich. In Abbildung 7-2 a) bis d) werden die Kennzahlen Transformatorscheinleistung, Gesamtleitungslänge, Anzahl der Netzstränge und Anzahl der Netzanschlüsse der 20 Netze aus PuBStadt und 18 Netze aus E2G miteinander verglichen. In der Boxplot-Darstellung von Abbildung 7-2 sind auf Grund der geringen Anzahl an Werten die einzelnen Datenpunkte wie die Ausreißer mit einem Punkt markiert. Zum Vergleich sind außerdem elf Kerber-Typnetze [KER10] aus den Kategorien Land und Dorf dargestellt.

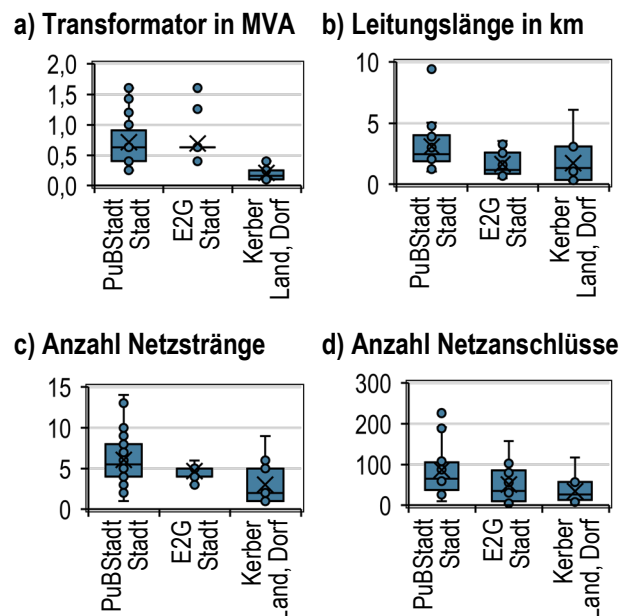


Abbildung 7-2: Vergleich von Kennzahlen städtischer Niederspannungsnetze aus den Projekten PuBStadt [WIN21] und E2G [NIE23] sowie Netze von Kerber [KER10] aus Land und Dorf

Der Inter-Quartils-Abstand (blaue Boxen in Abbildung 7-2) und die Mittelwerte der Kennzahlen aus E2G und PuBStadt liegen in einer ähnlichen Größenordnung. Die Diversität der Kennzahlen ist bei den Netzen von PuBStadt größer, was möglicherweise auf die unterschiedlichen Clusterverfahren und die Auswahl der Repräsentanten zurückzuführen ist. In den Netzen von Kerber sind die Transformatorscheinleistung, die Anzahl der Netzstränge und die Anzahl der Netzanschlüsse typischerweise kleiner als in den städtischen Netzen. Der Vergleich in Abbildung 7-2 zeigt, dass die Kennzahlen der städtischen Netze von PuBStadt und E2G ähnlich sind und sich die ländlichen und dörflichen Netze von Kerber deutlich davon unterscheiden. Entscheidend für die elektrischen Eigenschaften der Niederspannungsstränge sind neben den betrachteten Kennzahlen von Abbildung 7-2 die

verwendeten Kabeltypen. Sowohl in den Netzgebieten von PubStadt als auch in E2G wurden in der nahen Vergangenheit Kabeltypen aus Aluminium und einem Querschnitt von 150 mm^2 verbaut. Der Altbestand besteht in den Netzen von E2G aus Kabeltypen mit ähnlicher Strombelastbarkeit und vereinzelt mit schwächeren Kabeltypen. Schwache Kabeltypen aus dem Altbestand von PubStadt sind zum Beispiel NAKBA 95 mm^2 und NAKBA 150 mm^2 .

Mittelspannungsnetze: Ein direkter Vergleich mit Kennzahlen von Mittelspannungsnetzen aus dem Projekt PubStadt ist nicht möglich, da in PubStadt ganze Umspannwerksbezirke mit jeweils mehreren Mittelspannungsringen untersucht wurden und in E2G der Fokus auf einzelnen Mittelspannungsringen liegt. Der Vergleich in Tabelle 7-2 bezieht sich deshalb auf die Planungsgrundsätze und eingesetzten Betriebsmittel aus der Vergangenheit. Die Planungsgrundsätze hinsichtlich Nennspannung sowie Topologie im Netzaufbau und Normalbetrieb in den Mittelspannungsnetzen von PubStadt und E2G sind fast identisch. Bei den eingesetzten Betriebsmitteln richtet sich der Fokus auf die Standardkabeltypen und Kabeltypen im Altbestand.

Tabelle 7-2: Vergleich der Planungsgrundsätze und eingesetzten Betriebsmittel der repräsentativen Netze aus PubStadt [WIN21] und E2G

| | PuBStadt | E2G |
|---|---|---|
| Nennspannung | 10 kV (vereinzelt 20 kV) | 10 kV |
| Topologischer Aufbau | Ringnetze (Weitere Details nicht bekannt) | Ringtopologie und vereinzelt Ringe mit Mittelsehne |
| Topologie im Normalbetrieb | Betrieb als Halbringe (Stränge) durch offene Trennstellen | Betrieb als Halbringe (Stränge) durch offene Trennstellen |
| Standardkabeltyp bis heute ($I_{n,erde}$) | NA2XS2Y 150 mm^2 (315 A) NA2XS2Y 185 mm^2 (450 A) | NA2XS2Y 150 mm^2 (315 A) |
| Kabeltypen im Altbestand ($I_{n,erde}$) | NAKBA 95 mm^2 (209 A) NAKBA 150 mm^2 (270 A) (Keine weiteren Kabeltypen aus dem Datenbestand bekannt) | NAKBA 95 mm^2 (209 A) NAKBA $3 \times 120 \text{ mm}^2$ (240 A) NAEKYBA 185 mm^2 (312 A) (Weitere mit geringem Anteil) |

In PubStadt gibt es zusätzlich zum Standardkabeltyp NA2XS2Y 150 mm^2 den Kabeltyp NA2XS2Y 185 mm^2 , der eine höhere Belastbarkeit zulässt als in den Netzen von E2G. Die Kabeltypen im Altbestand verursachen ähnliche Schwachstellen in Bezug auf die Strombelastbarkeit $I_{n,erde}$. Weitere Kabeltypen werden für Sonderlösungen wie große Kundenanlagen im Mittelspannungsnetz eingesetzt, die jedoch nicht weiter betrachtet werden. Untersuchungen im Rahmen von PubStadt zeigen außerdem, dass die Verteilnetze der sechs beteiligten Netzbetreiber zueinander ähnlich sind.

Fazit: Der Vergleich der verwendeten Nieder- und Mittelspannungsnetze aus München mit dem Projekt PuBStadt zeigt, dass die Verteilnetze in anderen Großstädten ähnlich sind und deshalb die Erkenntnisse auf andere Großstädte in Deutschland übertragbar sind.

7.2.3 Untersuchungsmethode

Die Untersuchungsmethode für Nieder- und Mittelspannungsnetze basiert auf dem in Abbildung 5-1 beschriebenen Vorgehen mit den Arbeitsschritten Standortanalyse, Lastgangerstellung, Netzberechnung und Auswertung. Für die Standortanalyse und die damit verbundene Definition der Versorgungsaufgabe werden die in Tabelle 2-5 aufgeführten Datenquellen benötigt. Die meisten Datenquellen, wie die Lage von Netzanschlüssen und Gebäuden, liegen bei den Netzbetreibern typischerweise in den Geo- und Netzinformati-onssystemen vor. Zusatzinformationen wie Bewohner- und PKW-Meldezahlen werden in den Stadtverwaltungen erfasst. Besonders die Analyse der Parkplatzsituation ist in München eine Herausforderung, da eine flächendeckende Erfassung von privaten Tiefgaragen mit Ort und Stellplatzanzahl nicht vorhanden ist. In anderen Städten ist die Datenbasis zu privaten Tiefgaragen möglicherweise besser und dadurch die Unsicherheiten bei der Abschätzung kleiner. Für die Lastgangerstellung wurde die Übertragbarkeit bei der Modellierung von Ladepunkten bereits in Abschnitt 7.2.1 diskutiert. Die Netzberechnung und Auswertung kann direkt auf andere Städte übertragen werden.

7.3 Ausblick auf weiterführende Forschungsaktivitäten

Der Ausblick auf weiterführende Forschungsaktivitäten richtet sich auf die detaillierte Untersuchung aller Netze, Wärmewende mit Wärmepumpen, Integrationsmaßnahmen und zukünftige Randbedingungen.

7.3.1 Detaillierte Untersuchungen am gesamten Netzbestand

Die Simulationsergebnisse an den repräsentativen Nieder- und Mittelspannungsnetzen zeigen, dass Verallgemeinerungen nur bedingt getroffen werden können, da das Integrationspotential für BEVs und Wärmepumpen häufig von den individuellen Bedingungen vor Ort abhängt. In der Vergangenheit wurden diese Unsicherheiten durch eine konservative Netzplanung und der damit verbundenen Überdimensionierung der Netze berücksichtigt. Zur vollständigen Ausnutzung der Belastbarkeit der bestehenden Betriebsmittel müssen die detaillierten Netzberechnungen von den repräsentativen Netzen auf den gesamten Netzbestand ausgeweitet werden, um gezielt die überlasteten Leitungen und Transformatoren zu identifizieren und Maßnahmen zu ergreifen. Die vorgestellte Untersuchungsmethode eignet sich für die Ausweitung der Netzberechnung auf das gesamte Netzgebiet, wenn flächendeckende Standortdaten zur Parkplatzsituation zur Verfügung stehen oder Unsicherheiten bei der Parkplatzsituation in Kauf genommen werden. Auch wenn die reine Berechnungszeit mit den entwickelten Modellen für ein Niederspannungs-

netz bei etwa einem Tag lag, kann diese durch effizientere Rechenmodelle und leistungsstarke Rechenmaschinen um ein Vielfaches reduziert werden. Basierend auf den Erkenntnissen von Kapitel 5 und 6 liegt der Ausbaubedarf für Leitungen bei 100 % BEVs und 60 % Wärmepumpendurchdringung (Szenarien S9, S10) im Niederspannungsnetz bei einem Längenanteil von durchschnittlich 10 % und im Mittelspannungsnetz von 25 % der Gesamtleitungslänge. Wenn bezogen auf die Gesamtleitungslänge (Nieder- und Mittelspannung in München) mit etwa 12.000 km [SWM21] durch detaillierte Netzberechnungen der Ausbaubedarf zum Beispiel um 1 % (120 km) reduziert werden kann, entspricht das Einsparungen von 12 Millionen Euro. Für die Überschlagsrechnung werden in Anlehnung an [SAM16] Kosten von 100.000 Euro je Kilometer Leitungsbau angesetzt. Es lohnt sich somit, mehr Aufwand in detaillierte Netzberechnung mit gezieltem Netzausbau zu investieren, als in einen verallgemeinerten Netzausbau.

7.3.2 Wärmewende mit Wärmepumpen

Der Gebäudesektor hat laut [PRO21] das viertgrößte Einsparpotential für Treibhausgasemissionen nach der Energiewirtschaft, der Industrie und dem Verkehr. Die klimaneutrale Wärmeversorgung soll durch den Neubau oder Sanierung (Dämmung) des Gebäudebestands, Wärmenetze und Wärmepumpen erreicht werden. Wärmepumpen sind demzufolge zukünftig neben BEVs fester Bestandteil der elektrischen Verbraucher in städtischen Verteilnetzen, sofern keine Wärmenetze oder andere klimaneutrale Alternativen zur Verfügung stehen. [PRO21] Besonders an kalten Tagen ist der Wärmebedarf und der damit verbundene Bezug elektrischer Energie von Wärmepumpen beachtlich.

Abbildung 7-3 demonstriert stark vereinfacht die Größenverhältnisse des Energiebedarfs für einen 2-Personen-Haushalt mit einem BEV sowie einer Wärmepumpe für die Raumheizung und Warmwasseraufbereitung an einem Winterwerktag bei $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$. Die Lastgänge für den 2-Personen-Haushalt und den Heimpladepunkt entsprechen den in Kapitel 6 verwendeten durchschnittlichen Tageslastgängen.

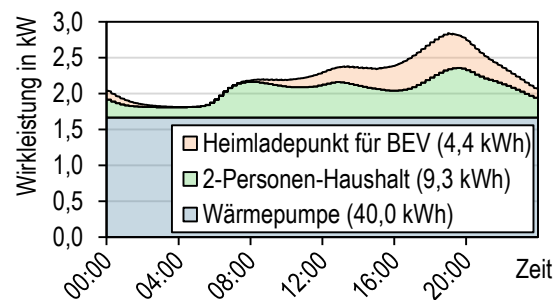


Abbildung 7-3: Zusammensetzung des Energieverbrauchs eines 2-Personen-Haushalts mit BEV und Wärmepumpe an einem Winterwerktag

Der Wärmepumpenlastgang von Szenario S9 mit konstant 1 kW je 2-Personen-Haushalt entspricht laut Gleichung (A-1) einer Wärmepumpendurchdringung von 60 %. Abweichend davon wird im Beispiel von Abbildung 7-3 die Wärmepumpenlast mit 1,7 kW ($1\text{ kW}/60\% = 1,7\text{ kW}$) berücksichtigt, damit die Leistungsannahme der vollständigen Beheizung des 2-Personen-Haushalts mit einer Wärmepumpe entspricht. Der Anteil der Wärmepumpe mit 40 kWh am gesamten Tagesenergiebedarf (53,7 kWh) ist im Vergleich zum Haushaltsstromverbrauch von 9,3 kWh und dem BEV mit 4,4 kWh extrem groß. Da

im Rahmen dieser Arbeit vereinfacht angenommen wird, dass unter anderem die Heizsysteme auf eine Temperatur von -10 °C ausgelegt sind, führt das zu einem dauerhaften Betrieb der Wärmepumpen und dadurch zu einem konstanten Lastgang mit $1,7\text{ kW}$ für einen 2-Personen-Haushalt in Abbildung 7-3. Die vereinfachte Modellierung der Wärmepumpen führt zu Unter- und Überschätzung der tatsächlichen Netzbelastung. Bei detaillierter Modellierung wären zum Beispiel nachfolgende Einflussfaktoren zu berücksichtigen:

- Wärmepumpentechnologien (z. B. Luft, Erdwärme, Grundwasser)
- Ausführung des Wärmepumpensystems: Monovalent (nur Wärmepumpe), monoenergetisch (mit zusätzlichem elektrischem Heizelement) oder bivalent (mit zusätzlicher Heizung aus einer anderen Energiequelle als Strom)
- Überdimensionierung der Wärmepumpen für gesteuerten Betrieb
- Wärmeverteilungssysteme (z. B. Flächenheizung oder Radiatoren)
- Energiestandard bzw. Dämmung der Gebäude heute und in Zukunft
- Mögliche alternative Heiztechnologien im Versorgungsgebiet (z. B. Fernwärme)

Die genannten Einflussfaktoren auf Wärmepumpen sind bei der Definition der Versorgungsaufgabe zu berücksichtigen und analog zu BEV-Ladepunkten individuell an die Bedingungen vor Ort anzupassen.

7.3.3 Untersuchung von Integrationsmaßnahmen

Konventioneller Netzausbau: Durch die Erfassung der Leitungs- und Transformatorauslastung wurde indirekt der Ausbaubedarf für die Behebung von Betriebsmittelüberlastungen ermittelt. Zur Bewertung der Knotenspannungen müssen zuerst in den Netzmodellen die überlasteten Betriebsmittel verstärkt werden und anschließend durch Netzberechnungen erneut die Knotenspannungen bestimmt werden. Die Untersuchungen an den repräsentativen Netzen zeigen bei der Kombination aus BEVs und Wärmepumpen in fast allen Netzen Ausbaubedarf. In Abschnitt 7.3.1 wird deshalb bereits die detaillierte Netzberechnung am gesamten Netzbestand empfohlen, um den Netzausbau auf das notwendige Minimum zu reduzieren.

Steuerung durch den Netzbetreiber: Für steuerbare Verbrauchseinrichtungen wie Ladepunkte von BEVs und Wärmepumpen werden im § 14a EnWG [BUN05a] seit dem 24.11.2022 die Randbedingungen für den netzdienlichen Betrieb geschaffen. Die Regelungen beziehen sich mit dem Stand vom 24.11.2022 [BUN22d] nur auf steuerbare Verbrauchseinrichtungen im Niederspannungsnetz. Eine Abregelung von Ladepunkten oder Wärmepumpen durch den Netzbetreiber ist außerdem nur strangscharf und bei unzulässigen Netzzuständen erlaubt. Die Abregelung kann sich je nach Wunsch des Letztverbrauchers direkt auf die steuerbare Verbrauchseinrichtung (Variante 1) oder auf den gesamten Netzanschluss (Variante 2) beziehen. Die Variante 2 ähnelt dem untersuchten Szenario S8, bei dem ein DLM am Netzanschluss stattfindet. Die Simulationsergebnisse bei S8

zeigen, dass unter bestimmten Voraussetzungen eine Entlastung im Niederspannungsnetz stattfindet, aber das überlagerte Mittelspannungsnetz durch die sporadischen Abregelungen keine Entlastung erfährt (vgl. Abschnitt 3.4.3). Bei Anwendung von Steuerungsmaßnahmen ist außerdem gemäß [BUN22d] der notwendige Netzausbau anzustoßen. Bei der langfristigen Netzplanung sind die Verteilnetze somit mindestens auf das ungesteuerte Laden auszulegen. Durch die vorgesehene Steuerung nach § 14a EnWG kann nur im Niederspannungsnetz der notwendige Netzausbau aufgeschoben werden. Eine besondere Relevanz für steuernde Eingriffe durch den Netzbetreiber wurde im Rahmen dieser Arbeit für unkoordiniertes marktgetriebenes sowie bidirektionales Laden identifiziert (siehe Abschnitt 3.5.6). Inwiefern bei dieser Konstellation ab der erstmaligen Abregelung ein Netzausbau sinnvoll ist, ist sowohl aus technischer, als auch wirtschaftlicher Sicht zu überprüfen.

Weitere innovative Maßnahmen: Innovative Maßnahmen sind aus der Vergangenheit von ländlichen Verteilnetzen für die Netzintegration von dezentralen Erzeugungsanlagen bekannt. Die Auflistung in Tabelle 7-3 beschreibt mögliche innovative Maßnahmen, die dem Netzbetreiber in Anlehnung an [SAM18] zur Verfügung stehen.

Tabelle 7-3: Mögliche innovative Maßnahmen des Netzbetreibers aus [SAM18] zur Erhöhung des Integrationspotentials für BEVs und Wärmepumpen in den untersuchten Netzen

| Maßnahme | Optimierungsgrößen | Erhöht Integrationspotential in unters. Netzen |
|---|-------------------------|--|
| Regelbarer Ortsnetztransformator & Transformator mit Stufensteller | Spannung | <input checked="" type="checkbox"/> |
| Längsregler | Spannung | <input checked="" type="checkbox"/> |
| Blindleistungsmanagement | Spannung | <input checked="" type="checkbox"/> |
| Freileitungsmonitoring | Auslastung | <input checked="" type="checkbox"/> |
| Quartierspeicher | Spannung und Auslastung | <input checked="" type="checkbox"/> |
| Topologische Schalthandlungen | Spannung und Auslastung | <input checked="" type="checkbox"/> |

Die Maßnahmen regelbarer Ortsnetztransformator, Transformator mit Stufensteller, Längsregler und Blindleistungsmanagement zielen auf das Spannungsband ab. Sie sind deshalb für die untersuchten Netze, die primär von Überlastungen betroffen sind, ungeeignet zur Erhöhung des Integrationspotentials für BEVs und Wärmepumpen. Das Freileitungsmonitoring kann in städtischen Verteilnetzen nicht angewendet werden, weil die Netze bis auf einzelne Ausnahmen aus Kabel bestehen. Das Konzept des Freileitungsmonitorings könnte aber auf die Temperaturüberwachung von Kabeln und Transformatoren übertragen werden und dadurch die thermische Belastbarkeit voll ausgereizt werden. Durch Quartierspeicher können Spitzenlasten geglättet und dadurch das Integrationspotential für neue Lasten erhöht werden, wobei unter den aktuellen Randbedingungen die Quartierspeicher deutlich teurer als der konventionelle Netzausbau sind [SAM18]

[WIN21]. Topologische Schalthandlungen sind in den betrachteten Nieder- und Mittelspannungsnetzen möglich, wenn durch ungleichmäßigen Lastzuwachs die aktuellen Positionen der Trennstellen zukünftig nicht mehr den optimalen Betriebszustand abbilden. Für Mittelspannungsringe mit Mittelsehne gibt es zukünftig durch die Automatisierung von Ortsnetzstationen in (n-1)-Fällen mehr Handlungsspielraum für topologische Schalthandlungen, wodurch im Normalbetrieb die Möglichkeit einer erhöhten Leitungsauslastung besteht. Das Konzept zur Erhöhung der Belastbarkeit von Mittelspannungsringen mit Mittelsehne durch Trennstellenoptimierung im Fehlerfall ist in [KRE20] detailliert beschrieben.

7.3.4 Zukünftige Randbedingungen und Anforderungen

Mobilitätsverhalten: Trotz jährlich steigendem PKW-Bestand in Deutschland [BUN23a] prognostizieren Studien ([PRO21] [BUN22h]) einen Rückgang des PKW-Bestands bis zum Jahr 2045. Bei konstanter Personenverkehrsnachfrage mit etwa 1.200 Milliarden Personenkilometern pro Jahr werden die reduzierten PKW-Strecken zukünftig durch die Erhöhung des Anteils an Schienenverkehr und öffentlichem Straßenverkehr kompensiert. Im öffentlichen Straßenverkehr soll es zukünftig neben zusätzlichen Bussen Angebote für die geteilte Nutzung von PKWs geben [PRO21] [LAN23]:

- Ridehailing: Kommerzieller Fahrdienst, der gleichzeitig nur von einer Person oder einer Personengruppe genutzt wird (z. B. Taxi, Uber)
- Ridepooling: Kommerzieller Fahrdienst, der gleichzeitig unterschiedliche Fahrfragen miteinander kombiniert (z. B. IsarTiger)
- Ridesharing: Mitfahrgelegenheiten ohne kommerziellen Hintergrund
- Carsharing: Geteilte Nutzung eines PKWs durch mehrere Personen zu unterschiedlichen Zeitpunkten

Die aufgeführten Angebote führen zwar zur Reduzierung des PKW-Bestands aber nur bei Ridepooling oder Ridesharing zur Reduzierung des Energiebedarfs, weil dabei Wegstrecken gemeinsam zurückgelegt werden können. Der öffentliche Ladeanteil erhöht sich durch die Sharing-Angebote, da die BEVs keinen privaten Stellplatz haben oder Zwischenladungen auf Grund langer Tagesgestreckten notwendig werden. Ein vermehrt öffentliches Ladeaufkommen ist auch durch autonome BEVs möglich, weil diese die öffentlichen Ladepunkte in Zeiträumen nutzen können, wo kein Personentransport stattfindet und dadurch der Aufbau von privater Ladeinfrastruktur eingespart werden kann.

Fahrzeugtechnologie und BEVs als flexible Lasten: Für die zukünftige Verteilnetzbelastung ist die fortschreitende Batterie- und Ladetechnologie von Interesse. Auch wenn Abschnitt 3.3.3 zeigt, dass bei ungesteuertem Laden das Ladeverhalten und die Batterie-

größe kaum Einfluss auf die Netzbelastung haben, so sind sie beim marktgetriebenen Laden ausschlaggebend für die Flexibilität im Stromversorgungssystem. Der Begriff Flexibilität wird von der Bundesnetzagentur mit nachfolgendem Satz definiert [BUN17]:

„Flexibilität ist die Veränderung von Einspeisung oder Entnahme in Reaktion auf ein externes Signal (Preissignal oder Aktivierung) mit dem Ziel, eine Dienstleistung im Energiesystem zu erbringen. Die Parameter, um Flexibilität zu charakterisieren, beinhalten: Die Höhe der Leistungsveränderung, die Dauer, die Veränderungsrate, die Reaktionszeit, der Ort etc.“

Die Flexibilität von BEVs kann durch nachfolgende Möglichkeiten erhöht werden:

- Höhere Verfügbarkeit am Ladepunkt: Durch Ladetechnologien wie das induktive Laden können BEVs automatisch mit Ladepunkten verbunden werden
- Größere Fahrzeugbatterien: Große Fahrzeugbatterien bieten die Voraussetzung zum Austausch und der Zwischenspeicherung großer Energiemengen
- Bidirektionales Laden: Durch das ein- und ausspeichern der Energie kann das Speicherpotential der Fahrzeugbatterien besser ausgenutzt werden

Je mehr Flexibilität durch flexible Lasten wie BEVs entsteht, desto effizienter können die erneuerbaren Energien in das Gesamtsystem integriert werden. Auf Grund der hohen zeitlichen und örtlichen Volatilität der erneuerbaren Quellen müssen die flexiblen Lasten der Erzeugung folgen. Die flexiblen Lasten wie BEVs werden dabei zeitlich über den Marktpreisverlauf und örtlich über das Stromnetz mit der erneuerbaren Erzeugung gekoppelt. Im Idealfall befinden sich die flexiblen Lasten direkt bei den Erzeugungsanlagen, weil dadurch keine Einschränkungen für den Austausch von Energie über das Stromnetz entstehen. In der Praxis muss die Energie von den ländlichen Erzeugungsstandorten zu den Lastzentren in Städten mit vielen BEVs transportiert werden. Sind die Übertragungskapazitäten des Stromnetzes nicht ausreichend groß, gibt es nachfolgende Möglichkeiten:

- Variante 1: Koordinierte Ansteuerung der flexiblen Lasten (BEVs), wodurch keine Netzengpässe entstehen
- Variante 2: Netzausbau zur Vermeidung der Engpässe
- Variante 3: Zwischenspeicherung der regenerativ erzeugten Energie mit zusätzlichen Speichern bis die Netzengpässe vorbei sind
- Variante 4: Abregelung der regenerativen Erzeugungsanlagen und Bereitstellung der Energie aus konventionellen Kraftwerken (CO₂-Emissionen)

Die Optimierung jeder einzelnen Variante selbst, die Kombination der Varianten innerhalb einer Netzebene und die Optimierung über alle Netzebenen hat eine hohe Komplexität. Weiterführende Arbeiten können einen Beitrag leisten, um das volkswirtschaftliche Optimum und die ambitionierten Ziele zum Klimaschutz schnellstmöglich zu erreichen.

A Anhang

A.1 Vergleich vorangegangener Arbeiten

In Tabelle A-1 (nächste Seite) sind vorangegangene Arbeiten zum Thema Netzintegration von BEVs aufgelistet. Zum Vergleich stehen nachfolgende Größen: Fokus der Arbeit (Titel), betrachtete Netze, Modellierungsart, Szenarien, modellierte Ladeorte und Ladestrategien. In Abschnitt 1.4.4 wird unter anderem beschrieben, wie sich die vorliegende Arbeit von den vorangegangenen Arbeiten unterscheidet.

Tabelle A-1: Vorangegangene Arbeiten im Zusammenhang mit der Netzintegration von BEVs [WIN21], [WUS21], [AGO19], [LIU18], [SAM18], [UHL17], [NOB16], [PRO14], [STÖ14]

| Fokus der Arbeit (Titel) | Betrachtete Netze | Modellierungsart | Szenarien | Ladeorte | Ladestrategien |
|---------------------------------|---|--|---|--|---|
| [WIN21] Projektbericht | Planungs- und Betriebsgrundsätze für städtische Verteilnetze | 20 NS-Netze, 11 MS-Netzgebiete, 5 HS-Netze (städt.) | Gleichzeitigkeitsfaktoren, Extremer Wintertag, und prog. Szenario | 2030, 2040, 2050 jeweils ein kons. und prog. Szenario | 1 Privat, 1 Öffentlich Ungesteuert, DLM in Bezug auf Netzzustand |
| [WUS21] Dissertation | Technische Lösungsansätze zur Erhöhung der Aufnahmekapazität von NS-Netzen für Elektrofahrzeuge | 3 NS-Netze (vorstädtisch) | Zeitreihensimulation, 1 Jahr 1-Minuten-Auflösung | Extrem-, Routine-, Gelegenheitsladen (bis Überlastung) | 1 Heimladen Ungesteuert, $P(U)$ -Regelung, $Q(U)$ -Regelung |
| [AGO19] Projektbericht | Verteilnetzausbau für die Energiewende - Elektromobilität im Fokus | Repräsentative NS- & MS-Netze in unbekannter Anzahl | Gleichzeitigkeitsfaktoren, Extremer Wintertag | 6 Mio, 15 Mio, 30 Mio, 45 Mio BEV in Deutschland | 3 Privat, 2 Öffentlich, 1 Busse Ungesteuert, zeitverzögert |
| [LIU18] Dissertation | Einfluss der privaten Elektrofahrzeuge auf Mittel- und Niederspannungsnetze | 18 MS-Netze, 9 NS-Netze, (Groß-, Kleinstadt, Land) | Zeitreihensimulation, 45 Wintertage, 15-Minuten-Auflösung | E-Mob.-Durchdringung mit 15%, 30 % und 50 % | 1 Heimladen Ungesteuert an Netze, gesteuert beispielhaft |
| [SAM18] Dissertation | Systematischer Vergleich netzoptimaler Maßnahmen zur Integration elektrischer Wärmereizer und Fahrzeuge in NS-Netze | 9 NS-Typ- bzw. Reale Netze (Großstadt, Kleinstadt, Dorf) | Zeitreihensimulation, 1 Jahr, 5-Minuten-Auflösung | E-Mob.-Durchdringung 25 %, 50 %, 75 %, 100 % | 1 Allgemein (primär Heimladen) Ungesteuert, $P(U)$ -Regelung, PV-Eigenverbrauchs-optimierung |
| [UHL17] Dissertation | Nutzung der Ladeflexibilität zur optimalen Systemintegration von Elektrofahrzeugen | 21 NS-Netze (städtisch und ländlich) | Zeitreihensimulation, 200 Wochen, (Vermutlich 15 min Aufl.) | E-Mob.-Durchdringung mit 10 %, 30 % und 80 % | 1 Heimladen Ungesteuert an Netze (gesteuert beispielhaft) |
| [NOB16] Dissertation | Entw. und Anw. eines Modells zur Analyse der Netzstabilität in Wohngebieten mit Elektrofahrzeugen, Hausspeichersyst. und PV-Anlagen | 17 NS-Typnetze und 17 reale NS-Netze (Ein- & Zweifamilienhäuser) | Zeitreihensimulation, 1 Jahr, 15-Minuten-Auflösung | Jahr 2030 | 1 Heimladen Ungesteuert, $P(U)$ -Regelung, PV-Eigenverbrauchs-optimierung |
| [PRO14] Dissertation | Auswirkungen von Elektromobilität auf Energieversorgungsnetze analysiert auf Basis probabilistischer Netzplanung | 1 städt. NS-Netz für E-Mob-Szenarien | Zeitreihensimulation, 10 bis 500 Winterwochen 15-Minuten-Auflösung | E-Mob.-Durchdringung 2,5 % und 12,5 % | 1 Heimladen Ungest., $P(U)$ - & $Q(U)$ -Regelung, zeitverzögert, marktgetrieben |
| [STÖ14] Dissertation | Integration der Elektromobilität in das Energieversorgungsnetz | 6 NS-Netze (ländlich, Dorf, vorstädtisch) | Zeitreihensimulation, 1000 Tage 1-Minuten-Auflösung | Durchdringung der HH mit 1 BEV: 10, 25, 50, 100 % | 1 Heimladen Ungest., marktgetrieben, Regelleistung, PV-Eigenver. |
| Eigene Arbeit | Elektromobilität im städtischen Verteilnetz - Modellierung und Auswirkungen auf die NS- & MS-Ebene | 18 NS-Netze, 15 MS-Netze (städtisch) | Zeitreihensimulation, 300 Winterwerktag, 1-Minuten-Auflösung | E-Mob.-Durchdringung 50 %, 75 % und 100 % | 2 Privat, 3 Öffentlich Ungesteuert, marktgetrieben, DLM am NA |

NS – Niederspannung, MS – Mittelspannung, HS – Hochspannung, PV – Photovoltaik, DLM – Dynamisches Lastmanagement, NA – Netzanschluss

A.2 Versorgungsaufgabe der Nieder- und Mittelspannungsnetze

Die Ergebnisse in Tabelle A-2 resultieren aus der Analyse der Versorgungsaufgabe von Abschnitt 2.3 für die repräsentativen Niederspannungsnetze aus Tabelle 2-2.

Tabelle A-2: Überblick zur definierten Versorgungsaufgabe der repräsentativen Niederspannungsnetze

| Bez. Netz | Anzahl Bewohner | Gewerbeenergie MWh/a | Gewerbebetriebe Mitarbeiter | Private Heimstellplätze | Öffentliche Straßestellplätze |
|------------------|------------------------|-----------------------------|------------------------------------|--------------------------------|--------------------------------------|
| C0_T1 | 316 | 2,3 | 0 | 55 | 44 |
| C0_T2 | 574 | 11,0 | 1 | 93 | 77 |
| C0_A1 | 592 | 30,0 | 4 | 114 | 87 |
| C1_T1 | 164 | 1.081,7 | 189 | 0 | 11 |
| C1_T2 | 336 | 803,6 | 140 | 15 | 39 |
| C1_A1 | 390 | 63,8 | 11 | 33 | 74 |
| C2_T1 | 690 | 34,5 | 4 | 146 | 59 |
| C2_T2 | 570 | 152,6 | 18 | 140 | 70 |
| C2_A1 | 226 | 447,6 | 57 | 98 | 37 |
| C2_A2 | 690 | 122,6 | 14 | 204 | 105 |
| C3_T1 | 90 | 347,6 | 45 | 36 | 30 |
| C3_T2 | 0 | 914,9 | 119 | 0 | 0 |
| C4_T1 | 334 | 35,9 | 9 | 97 | 42 |
| C4_T2 | 354 | 5,9 | 1 | 117 | 53 |
| C4_A1 | 616 | 103,0 | 22 | 206 | 94 |
| C4_A2 | 754 | 62,0 | 14 | 244 | 120 |
| C5_T1 | 0 | 2.205,2 | 383 | 0 | 0 |
| C5_T2 | 484 | 1.835,6 | 319 | 168 | 0 |

Tabelle A-3 gibt einen Überblick zur Versorgungsaufgabe der repräsentativen Mittelspannungsnetze von Tabelle 2-4, basierend auf der Methodik von Abschnitt 2.3.

Tabelle A-3: Überblick zur definierten Versorgungsaufgabe der repräsentativen Mittelspannungsnetze

| Bez. Netz | Anzahl Bewohner | Gewerbeenergie MWh/a | Gewerbebetriebe Mitarbeiter | Private Heimstellplätze | Öffentliche Straßestellplätze |
|-----------|-----------------|----------------------|-----------------------------|-------------------------|-------------------------------|
| SC1_F2_1 | 4.668 | 2.902,434 | 505 | 414 | 835 |
| SC1_F2_2 | 4.036 | 6.089,979 | 702 | 716 | 574 |
| SC1_F2_3 | 7.412 | 7.531,404 | 879 | 1.289 | 973 |
| SC1_F2_4 | 2.906 | 4.086,840 | 530 | 264 | 543 |
| SC1_F3_1 | 10.412 | 973,126 | 120 | 1.773 | 1.422 |
| SC2_F2_1 | 4.076 | 2.412,906 | 236 | 1.080 | 537 |
| SC2_F2_2 | 6.646 | 634,059 | 126 | 2.302 | 1.045 |
| SC2_F2_3 | 5.254 | 1.957,658 | 255 | 1.896 | 878 |
| SC2_F2_4 | 5.438 | 660,193 | 134 | 1.507 | 729 |
| SC2_F3_1 | 10.584 | 4.557,358 | 582 | 3.030 | 1.351 |
| SC3_F2_1 | 1.548 | 9.203,395 | 1.365 | 267 | 218 |
| SC3_F2_2 | 1.330 | 10.694,045 | 1.232 | 323 | 149 |
| SC3_F2_3 | 354 | 12.456,624 | 1.587 | 74 | 9 |
| SC3_F2_4 | 2 | 12.687,920 | 1.353 | 15 | 0 |
| SC3_F3_1 | 154 | 21.954,093 | 2.816 | 57 | 0 |

A.3 Durchdringung mit Wärmepumpen in Wohngebäuden

Gleichung (A-1) beschreibt die Zusammenhänge der einzelnen Größen für die resultierende Durchdringung mit Wärmepumpen von 60 % bei Wohngebäuden. Die Annahmen basieren auf ausgewählten Werten von [COR18].

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

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

| | |
|------------------------|---|
| $P_{\text{sum,el,wp}}$ | 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_{wp} | Durchdringung mit Wärmepumpen |
| $P_{\text{th,hh,wp}}$ | Thermische Heizleistung je Haushalt mit Wärmepumpe (Normheizlast) |
| COP | Coefficient of performance (Mittelwert am Auslegungstag) |

A.4 Durchdringung mit Wärmepumpen in Gewerbegebäuden

Eine Auswertung an Gebäuden mit gewerblicher und industrieller Nutzung aus dem Modell München [GÜN20] ergibt einen durchschnittlichen Heizenergiebedarf von $78 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$. Dabei sei darauf verwiesen, dass die Eingangsdaten in das Modell München für die Zuweisung von gewerblicher und industrieller Nutzung einer gewissen Unsicherheit unterliegen und flurstückscharf gelten. Daher kann es teilweise Abweichungen von der tatsächlichen Nutzung der Gebäude geben, sodass die $78 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$ eine grobe Näherung darstellen. Basierend auf [COR18],[GRE22] und [FFE21] wird Gleichung (A-2) aufgestellt. Es resultiert bei einer 60 % Durchdringung mit Wärmepumpen eine elektrische Heizleistung von annähernd 1 kW je 100 m^2 Gewerbefläche.

$$P_{\text{el,wp}} = \frac{P_{\text{th}}}{COP} = \frac{E_{\text{th}}}{T_{\text{voll}} \cdot COP} \cdot DD_{\text{wp}} = \frac{78 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \cdot \text{a}}}{1750 \frac{\text{h}}{\text{a}} \cdot 2,5} \cdot 0,6 = 0,0107 \frac{\text{kW}}{\text{m}^2} \quad (\text{A-2})$$

| | |
|--------------------|--|
| $P_{\text{el,wp}}$ | Elektrische Wärmepumpenleistung |
| P_{th} | Thermische Heizleistung |
| COP | Coefficient of performance (Mittelwert am Auslegungstag) |
| E_{th} | Jahresenergiebedarf für Wärme |
| T_{voll} | Volllast- oder Vollbenutzungsstunden der Wärmepumpe |
| DD_{wp} | Durchdringung mit Wärmepumpen |

A.5 Annahmen zum Tagesenergiebedarf

In Tabelle A-4 werden die Annahmen für den Tagesenergiebedarf bei der Modellierung von Gleichzeitigkeitsfaktoren und durchschnittlichen Tageslastgängen aus unterschiedlichen Studien verglichen. Die Studien beziehen sich unter anderem auf den Literaturvergleich von Abschnitt 3.3.4.

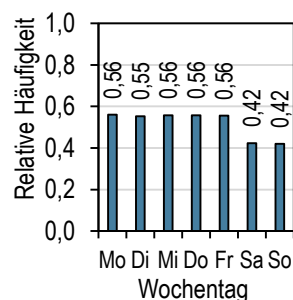
Tabelle A-4: Vergleich der Annahmen in unterschiedlichen Studien bei der Modellierung sowie der Generierung von Gleichzeitigkeitsfaktoren und durchschnittlichen Tageslastgängen

| Studie (Zulassungsart BEV) | Raumtyp | Ø Tages- strecke | Tem- peratur | kWh/ 100 km | Ø Tages- energie |
|-------------------------------|--------------|---------------------|-----------------|----------------|---------------------|
| Kreutmayr (private BEV) | Städtisch | 22 km | -10 °C | 20,0 | 4,4 kWh |
| Kreutmayr (gewerbl. BEV) | Städtisch | 31 km | -10 °C | 21,6 | 6,6 kWh |
| Kreutmayr (private BEV) | Städtisch | 22 km | 25 °C | 13,6 | 3,0 kWh |
| Kreutmayr (gewerbl. BEV) | Städtisch | 31 km | 25 °C | 13,4 | 4,1 kWh |
| Wussow [WUS21] | Ländlich | 41 km | -10 °C | 21,2 | 8,6 kWh |
| Wussow [WUS21] | Ländlich | 41 km | 25 °C | 13,1 | 5,3 kWh |
| VDE FNN [FNN21] | Städtisch | 31 km | Winter | 20,0 | 6,2 kWh |
| VDE FNN [FNN21] | Vorstädtisch | 38 km | Winter | 24,0 | 9,1 kWh |
| VDE FNN [FNN21] | Ländlich | 42 km | Winter | 28,0 | 11,8 kWh |
| Probst [PRO14] | Vorstädtisch | 37 km | --- | 21,0 | 7,8 kWh |
| Samweber [SAM18] | Deutschland | 36 km | Jahresmittel | 13,9 | 5,0 kWh |
| Ali et al. [ALI21] | Städtisch | --- | --- | 20,0 | --- |

A.6 Ladewahrscheinlichkeit und Ladeenergie

Die Ladehäufigkeit mit Wochentag und Ladeenergie in Abbildung A-1 beziehen sich auf Heimpladepunkte, an denen nach jedem Tag mit Fahrt nachgeladen wird. Die Verteilungen dienen als Eingangsdaten für die Erstellung von Abbildung 3-10 a) und wurden analog zu den Verteilungen in Abschnitt 3.2.3 ermittelt. Zwischen Montag und den restlichen Werktagen gibt es kaum einen Unterschied.

a) Heimpladen Tag



b) Heimpladen Energie

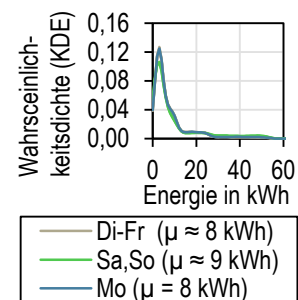


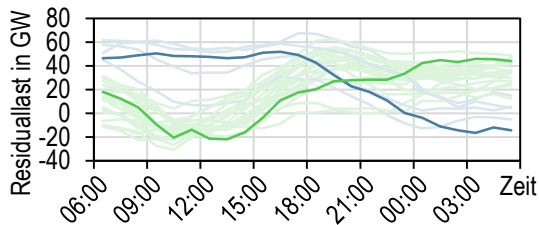
Abbildung A-1: Ladehäufigkeit je Wochentag und Ladeenergie je Ladevorgang bei Ladung an jedem Tag mit Fahrt

A.7 Analyse der Residuallasten im Jahr 2040

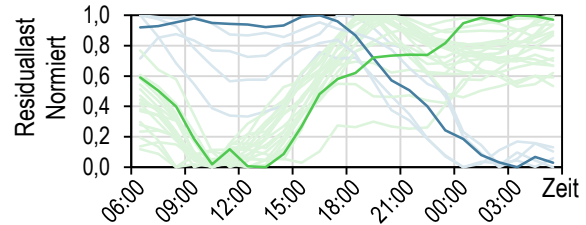
In Abbildung A-2 sind 25 ausgewählte Residuallastverläufe des Netzentwicklungsplans (Version 2021) aus dem Szenario B2040 dargestellt. Die ausgewählten Residuallastverläufe zeichnen sich durch eine Spreizung von mehr als 55 GW über die Dauer von jeweils 24 Stunden aus (von 6 Uhr bis 6 Uhr am Folgetag). Abbildung A-2 a) zeigt die absoluten Verläufe in GW und Abbildung A-2 b) die normierten Verläufe. Die dunkelblaue und dunkelgrüne Kennlinien aus Abbildung A-2 b) wird für die Definition der Ladezeitfenster in Abschnitt 3.5.2 verwendet. Sie zeichnen sich durch ein eindeutiges Tal der Residuallast im Tagesverlauf aus. Der blaue Verlauf repräsentiert den Fall mit extremen Anreizen nachts und grün mit extremen Anreizen zur Mittagszeit. Einige Verläufe in hellblau und

hellgrün haben zwei Täler im Residuallastverlauf. Diese werden als weniger netzbelastend angesehen, da sich die Anreize und dadurch die Ladevorgänge auf mittags und nachts aufteilen. Die Nummerierung in der Legende bezieht sich auf den Tag im Jahr (z. B. Tag Nummer 46 $\hat{=}$ Mi, 15.02.2040).

a) Residuallast absolut in GW



b) Residuallast normiert



| | | | | |
|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| 46 (Mi, 15.02.40) | 62 (Fr, 03.03.40) | 85 (So, 26.03.40) | 93 (Mo, 03.04.40) | 110 (Do, 20.04.40) |
| 129 (Di, 09.05.40) | 114 (Mo, 24.04.40) | 135 (Mo, 15.05.40) | 138 (Do, 18.05.40) | 150 (Di, 30.05.40) |
| 157 (Di, 06.06.40) | 162 (So, 11.06.40) | 178 (Di, 27.06.40) | 180 (Do, 29.06.40) | 183 (So, 02.07.40) |
| 192 (Di, 11.07.40) | 213 (Di, 01.08.40) | 217 (Sa, 05.08.40) | 236 (Do, 24.08.40) | 241 (Di, 29.08.40) |
| 246 (So, 03.09.40) | 285 (Do, 12.10.40) | 343 (Sa, 09.12.40) | 329 (Sa, 25.11.40) | 170 (Mo, 19.06.40) |

Abbildung A-2: Residuallasten im Jahr 2040 mit einer Spreizung von mehr als 55 GW

A.8 Marktgetriebenes Laden am Arbeitsplatz

Für die Modellierung des marktgetriebenen Arbeitsladens, unter anderem in Abbildung 3-18 b), wird analog zur Methodik von Abschnitt 3.5.2 die Startwahrscheinlichkeit in Abbildung A-3 definiert.

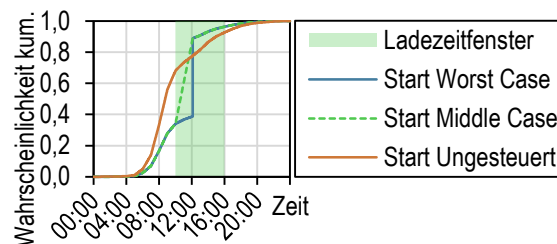


Abbildung A-3: Definierte Startwahrscheinlichkeit für marktgetriebenes Arbeitsladen

A.9 Verändertes Mobilitätsverhalten während des Messzeitraums

Die Veränderung des Mobilitätsverhaltens während der COVID-19-Pandemie wurde mit Hilfe von Mobilfunkdaten ermittelt. Die Veränderung bezieht sich auf die Mobilität im Jahr 2019. [STA22a] Es wird vereinfacht angenommen, dass sich das Mobilitätsverhalten in München ähnlich wie im ganzen Bundesland Bayern verändert hat. Der Betrachtungszeitraum in Abbildung 4-14 b) entspricht der blauen Markierung in Abbildung A-4.

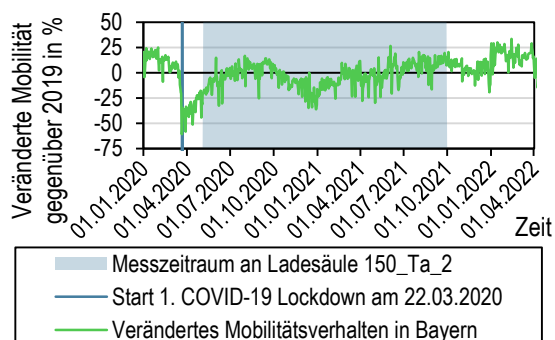


Abbildung A-4: Verändertes Mobilitätsverhalten in Bayern während dem Messzeitraum [STA22a]

Literaturverzeichnis

- [AGO19] Agora Verkehrswende; Agora Energiewende; Regulatory Assistance Project: *Verteilnetzausbau für die Energiewende - Elektromobilität im Fokus*, 2019.
- [AIG21] Aigner, C.: *Konzept zur statistischen Spannungshaltung in Verteilnetzen mit hoher dezentraler Einspeisung*, Dissertation, Technische Universität München, München, 2021.
- [ALI21] Ali, S.; Wintzek, P.; Zdrallek, M.; Böse, C.; Nonscheidt, J.; Gemsjäger, B.; Slupinski, A.: *Demand Factor Identification of Electric Vehicle Charging Points for Distribution System Planning*, CIRED Conference, 2021.
- [ALP22] alpitronic GmbH: *hypercharger HYC300*, <https://www.hypercharger.it>, Stand: 17.03.2023.
- [ARG20] Argue, Charlotte: *Wie wirkt sich die Temperatur auf die Reichweite des Elektrofahrzeugs aus?*, <https://www.geotab.com/de/blog/elektrofahrzeuge-batterie-temperatur/>, Stand: 17.03.2023.
- [BAY22] Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie; Bayerisches Staatsministerium für Wissenschaft und Kunst: *Ladeatlas Bayern*, <https://ladeatlas.elektromobilitaet-bayern.de/>, Stand: 17.03.2023.
- [BDE21] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: *FAQ zum Thema Energieeffizienz – in den Bereichen Private Haushalte, Industrie und Gewerbe und Kommunen*, <https://www.bdew.de/presse/pressemappen/faq-energieeffizienz/>, Stand: 17.03.2023.
- [BRE07] Brechmann, G.; Dzieia, M.; Hörnemann, E.; Hübscher, H.; Jagla, D.; Klaue, J.; Wickert, H.: *Elektronik Tabellen Betriebs- und Automatisierungstechnik*, westermann druck GmbH, Braunschweig, 978-3-14-23 5035-6, 2007.
- [BRU22] Brugg Kabel GmbH: *E-Mobilität: High Power Charging mit DC-Schnell-Ladesystem - Stromleistung bis zu 850 Ampère*, https://www.bruggeconnect.com/wp-content/uploads/2021/12/E-Mobility_PURWIL850Cooled_DE.pdf, Stand: 17.03.2023.

- [BUN05a] Bundesministerium der Justiz: *Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG)*, https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/_14a.html, Stand: 17.03.2023.
- [BUN05b] Bundesministerium der Justiz: *Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung - StromNEV)*, <https://www.gesetze-im-internet.de/stromnev/BJNR222500005.html>, Stand: 17.03.2023.
- [BUN17] Bundesnetzagentur: *Flexibilität im Stromversorgungssystem: Bestandsaufnahme, Hemmnisse und Ansätze zur verbesserten Erschließung von Flexibilität*, 2017.
- [BUN20] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: *Entwurf eines Gesetzes zur zügigen und sicheren Integration steuerbarer Verbrauchseinrichtungen in die Verteilernetze und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften, Referentenentwurf*, 2020.
- [BUN22a] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz: *Das Erneuerbare-Energien-Gesetz*, <https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Dossier/eeg.html>, Stand: 17.03.2023.
- [BUN22b] Bundesministerium für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung: *Klimaabkommen von Paris*, <https://www.bmz.de/de/service/lexikon/klimaabkommen-von-paris-14602>, Stand: 17.03.2023.
- [BUN22c] Bundesnetzagentur: *Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom, Bedarfsermittlung 2021-2035*, 2022.
- [BUN22d] Bundesnetzagentur: *Festlegungsverfahren zur Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a Energiewirtschaftsgesetz*, 2022.
- [BUN22e] Bundesnetzagentur: *SMARD Marktdaten*, <https://www.smard.de/home/downloadcenter/download-marktdaten>, Stand: 17.03.2023.
- [BUN22f] Bundesregierung: *Generationenvertrag für das Klima*, <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/klimaschutzgesetz-2021-1913672>.
- [BUN22g] Bundesnetzagentur: *Marktstammdatenregister, Öffentliche Marktakteursübersicht*, 2022.
- [BUN22h] Bundesnetzagentur: *Genehmigung des Szenariorahmens 2023-2037/2045 für den Netzentwicklungsplan*, 2022.

- [BUN23a] Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur: *Verkehr in Zahlen 2023*,
https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Jahresbilanz_Bestand/fz_b_jahresbilanz_node.html, Stand: 17.03.2023.
- [BUN23b] Bundesnetzagentur: *Statistiken ausgewählter erneuerbarer Energieträger zur Stromerzeugung - Januar 2023*, 2023.
- [CHR13] Christlich Demokratische Union Deutschlands (CDU); Christlich-Soziale Union (CSU); Sozialdemokratische Partei Deutschlands (SPD): *Deutschlands Zukunft gestalten, Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD der 18. Legislaturperiode*, 2013.
- [CIC12] Cichowski, R. R.; Kliesch, M.; Merschel, F.: *Kabelhandbuch*, EW Medien und Kongresse GmbH, Frankfurt am Main, 978-3-8022-1056-3, 2012.
- [COM22a] Compleo Charging Solution AG: *Compleo DUO*, <https://www.compleo-charging.com>, Stand: 17.03.2023.
- [COM22b] Compleo Charging Solution AG: *Compleo Cito 500*, <https://www.compleo-charging.com>, Stand: 17.03.2023.
- [COR18] Corradini, R.; Conrad, J.; Greif, S.: *Energierationalität im Eigenheim - Effiziente Energieversorgung von Wohngebäuden*, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., Wüstenrot Stiftung, Ludwigsburg, 2018.
- [DEU12] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena): *dena-Verteilnetzstudie - Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030*, Berlin, 2012.
- [DEU21] Deutsche Kommission Elektrotechnik; Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN); Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.; Verband der Automobilindustrie e. V.; Zentralverband der Deutschen Elektro- und Informationstechnischen Handwerke; Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie e. V.: *Technischer Leitfaden Ladeinfrastruktur Elektromobilität*, Version 4, 2021.
- [DEU22] Deutscher Bundestag: *Beschlussempfehlung des Ausschusses für Klimaschutz und Energie (25. Ausschuss)*, 2022.
- [DIC12] Dickhaus, T.: *Methoden der Statistik, Kapitel 2: Deskriptive Statistik*, Humboldt-Universität zu Berlin, 2012.
- [DIN20a] DIN: *DIN EN 50160:2020-11 Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen*, Beuth Verlag, 2020.

- [DIN20b] DIN: *DIN 18015-1:2020-05 Elektrische Anlagen in Wohngebäuden - Teil 1: Planungsgrundlagen*, Beuth Verlag, 2020.
- [DIN20c] DIN: *DIN 277:2021-08 Grundflächen und Rauminhalte im Hochbau*, Beuth Verlag, 2020.
- [DOR21] Dormmann, L.; Sann-Ferro, K.; Heininger, P.; Mähliß, J.: *Kompendium: Li-Ionen-Batterien, Grundlagen, Merkmale, Gesetze und Normen*, VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., Frankfurt am Main, 2021.
- [DWD21] DWD Deutscher Wetterdienst: *Klimadaten Deutschland*, <https://www.dwd.de/DE/leistungen/klimadatendeutschland/klimadatendeutschland.html>, Stand: 17.03.2023.
- [EBN19] Ebner, M.; Fattler, S.; Ganz, K.: *Kurzstudie Elektromobilität - Modellierung für die Szenarienentwicklung des Netzentwicklungsplans*, FFE Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2019.
- [ELE20] ELEKTRO+ Arbeitskreis Kommunikation: *Elektromobilität – Ladeinfrastruktur in Wohngebäuden*, GED Gesellschaft für Energiedienstleistung GmbH & Co. KG, 2020.
- [ENG00] Engels, K.: *Probabilistische Bewertung der Spannungsqualität in Verteilnetzen*, Dissertation, Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen, Aachen, 2000.
- [EUR22] European Parliament: *EU responses to climate change*, <https://www.europarl.europa.eu/news/en/headlines/society/20180703ST007129/eu-responses-to-climate-change>, Stand: 17.03.2023.
- [EVD23] EVDatabase: *Electric Vehicle Database*, <https://ev-database.de>, Stand: 17.03.2023.
- [FAS16] Fasthuber, D.; Litzlbauer, M.: *Erkenntnisse der Messung von Ladevorgängen der Elektrofahrzeuge in der Modellregion „e-pendler in niederösterreich“*, 14. Symposium Energieinnovationen, Graz, 2016.
- [FAS23] Fastned Deutschland GmbH & Co. KG: *Fastned FAQ >Laden bei Fastned > Fahrzeuge > Ladekurve*, <https://support.fastned.nl/hc/de/sections/4428932764573-Fahrzeuge>, Stand: 17.03.2023.
- [FFE21] FfE Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbh; Öko-Institut e. V.: *Klimaneutrale Wärme München 2035*, 2021.
- [FNN21] FNN Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE: *Ermittlung von Gleichzeitigkeitsfaktoren für Ladevorgänge an privaten Ladepunkten*, 2021.

- [FNN22] FNN Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE: *Gesamtkonzept zur Steuerung mit intelligenten Messsystemen*, 2022.
- [FÜß17] Füßel, A.: *Technische Potenzialanalyse der Elektromobilität, Stand der Technik, Forschungsausblick und Projektion auf das Jahr 2025*, 978-3-658-16696-0, 2017.
- [GER15] Gerblinger, A.: *Zukunftsfähige Marktmodelle der elektrischen Energiewirtschaft*, Dissertation, Technische Universität München, München, 2015.
- [GES00] Geschäftsstelle des Gutachterausschusses für Grundstückswerte in Berlin: *Wohn- und Nutzflächenfaktor*, Berlin, 2000.
- [GRE22] Greif, S.; Freiberger, L.; Corradini, R.; Trentmann, L.; Schenk, W.: *Wärmepumpen in Bestandsgebäuden - Möglichkeiten und Herausforderungen im Eigenheim*, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., Wüstenrot Stiftung, Ludwigsburg, 978-3-96075-027-7, 2022.
- [GÜN20] Günther, M.; Müller, A.: *Ortsaufgelöste Transformation des Gebäudebestands in München zur Prognose des Fernwärmebedarfs*, Simulation in den Umwelt- und Geowissenschaften, Workshop (2020), Bayreuth, 2020.
- [HAB19] Habedank, J. B.; Kriegler, J.; Zaeh, M.: *Enhanced Fast Charging and Reduced Lithium-Plating by Laser-Structured Anodes for Lithium-Ion Batteries*, Journal of The Electrochemical Society, 2019.
- [HEU10] Heuck, K.; Dettmann, K.-D.; Schulz, D.: *Elektrische Energieversorgung - Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis*, Vieweg + Teubner Verlag, 978-3-8348-0736-6, 2010.
- [HOC22] Hochschule Augsburg; Technische Universität München; Stadtwerke München GmbH: *E-Motion-to-Grid: Netzintegration der Elektromobilität im städtischen Verteilnetz*, <https://www.hs-augsburg.de/E-Motion-to-Grid.html>, Stand: 17.03.2023.
- [HYU23] Hyundai: *IONIQ 5*, <https://www.hyundai.de/modelle/ioniq-5>, Stand: 17.03.2023.
- [KER10] Kerber, G.: *Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilsystemen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen*, Dissertation, Technische Universität München, München, 2010.
- [KHA19] Khaligh, A.; D' Antonio, M.: *Global Trends in High-Power On-Board Chargers for Electric Vehicles*, IEEE TRANSACTIONS ON VEHICULAR TECHNOLOGY, 2019.

- [KOS08] Kosow, H.; Gaßner, R.; Erdmann, L.; Luber, B.-J.: *Methoden der Zukunfts- und Szenarioanalyse - Überblick, Bewertung und Auswahlkriterien*, IZT Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung, Berlin, 978-3-941374-03-4, 2008.
- [KRE19] Kreutmayr, S.; Steinhart, C. J.; Finkel, M.; Gutzmann, C.: *Bewertung von Methoden zur Lastabschätzung an städtischen Ortsnetztransformatoren – Grundlage für eine effiziente Integration zukünftiger Lasten*, 11. Internationale Energiewirtschaftstagung, Wien, 2019.
- [KRE20] Kreutmayr, S.; Steinhart, C.; Finkel, M.; Gutzmann, C.; Witzmann, R.; Samweber, F.: *Erhöhte Belastbarkeit von MS-Netzen durch Trennstellenoptimierung im Fehlerfall*, 16. Symposium Energieinnovation, Graz, 2020.
- [KRE21a] Kreutmayr, S.; Storch, D. J.; Niederle, S.; Steinhart, C.; Günther, M.; Finkel, M.; Witzmann, R.: *Elektromobilität im städtischen Niederspannungsnetz – Auswirkungen standortbezogener Szenarien auf ein dynamisches Lastmanagement am Netzanschluss*, 12. Internationale Energiewirtschaftstagung, Wien, 2021.
- [KRE21b] Kreutmayr, S.; Dominik, S. J.; Niederle, S.; Steinhart, C.; Gutzmann, C.; Finkel, M.; Witzmann, R.: *Time-Dependent and Location-Based Analysis of Power Consumption at Public Charging Stations in Urban Areas*, CIRED Conference, Genf, 2021.
- [KRE22a] Kreutmayr, S.; Allgaier, J.; Niederle, S.; Steinhart, C. J.; Gutzmann, C.; Finkel, M.; Witzmann, R.: *Ladeverhalten an öffentlichen Ladesäulen – probabilistische Verteilungen für die Modellierung*, 17. Symposium Energieinnovation, Graz, 2022.
- [KRE22b] Kreutmayr, S.; Niederle, S.; Steinhart, C. J.; Nußbaumer, C.; Finkel, M.; Witzmann, R.: *Modeling of Demand Factors and Average Daily Load Profiles for Private and Public Charging Points in Urban Areas*, NEIS Conference, Hamburg, 2022.
- [KRE22c] Kreutmayr, S.; Finkel, M.; Niederle, S.; Witzmann, R.; Steinhart, C.; Roth, H.: *Belastung von Niederspannungsnetzen durch marktgetriebenes Laden*. ew - Magazin für die Energiewirtschaft 05-2022, S. 20–25, 2022.
- [KRE23a] Kreutmayr, S.; Niederle, S.; Steinhart, C. J.; Gutzmann, C.; Finkel, M.; Witzmann, R.: *Hosting Capacity for Electric Vehicles in Urban Medium Voltage Grids with Different Building Structure and Charging Strategies*, CIRED Conference, Rom, 2023.

- [KRE23b] Kreutmayr, S.; Niederle, S.; Steinhart, C. J.; Gutzmann, C.; Günther, M.; Finkel, M.; Witzmann, R.: *Auswirkungen von Elektrofahrzeugen auf städtische Niederspannungsnetze bei unterschiedlichen Ladestrategien*, 13. Internationale Energiewirtschaftstagung, Wien, 2023.
- [LAN20] Landeshauptstadt München Referat für Stadplanung und Bauordnung: *Flächennutzungsplan mit integrierter Landschaftsplanung*, 2020.
- [LAN23] Landeshauptstadt München Mobilitätsreferat: *Was genau ist Ridehailing, Ridepooling, Ridesharing und Carsharing?*, <https://muenchenunterwegs.de/information/was-genau-ist-ridehailing-ridepooling-ridesharing-und-carsharing>, Stand: 17.03.2023.
- [LIU18] Liu, L.: *Einfluss der privaten Elektrofahrzeuge auf Mittel- und Niederspannungsnetze*, Dissertation, Technische Universität Darmstadt, Darmstadt, 2018.
- [MEI99] Meier, H.; Fünfgeld, C.; Adam, T.; Schieferdecker, B.: *Repräsentative VDEW-Lastprofile*, VDEW, Frankfurt (Main), 1999.
- [MÜL21] Müller, T.; Ali, S. A.; Becker, M.; Möller, C.; Zdrallek, M.; Boden, E.; Knoll, C.: *Impact of Different Electric Vehicle Charging Models on Distribution Grid Planning*, CIRED Conference, Genf, 2021.
- [NAT20a] Nationale Plattform Zukunft der Mobilität Arbeitsgruppe 5: *Factsheet "Vehicle to Grid" - Kundennutzen und Netzintegration*, 2020.
- [NAT20b] Nationale Plattform Zukunft der Mobilität Arbeitsgruppe 5: *Bedarfsgerechte und wirtschaftliche öffentliche Ladeinfrastruktur - Plädoyer für ein dynamisches NPM-Modell*, 2020.
- [NEU14] Neumeier, S.: *Modellierung der Erreichbarkeit von Supermärkten und Discountern*, Thünen-Institut für Ländliche Räume, Braunschweig, 2014.
- [NIE21] Niederle, S.; Kreutmayr, S.; Storch, D. J.; Steinhart, C. J.; Gutzmann, C.; Witzmann, R.; Finkel, M.: *Analysis of the Service Area of Public Charging Stations for Electric Vehicles in Urban Areas*, CIRED Conference, Genf, 2021.
- [NIE23] Niederle, S.; Kreutmayr, S.; Steinhart, C. J.; Gutzmann, C.; Witzmann, R.; Finkel, M.: *Selection of Representative Urban Low-Voltage Grids for Electric Vehicle Integration Studies*, CIRED Conference, Rom, 2023.
- [NOB16] Nobis, P. R.: *Entwicklung und Anwendung eines Modells zur Analyse der Netzstabilität in Wohngebieten mit Elektrofahrzeugen Hausspeichersystemen und PV-Anlagen*, Dissertation, Technische Universität München, München, 2016.

- [NOB18] Nobis, C.; Kuhnimhof, T.: *Mobilität in Deutschland – MiD Ergebnisbericht*, Studie von infas, DLR, IVT und infas 360 im Auftrag des Bundesministers für Verkehr und digitale Infrastruktur, Bonn, Berlin, 2018.
- [OPE23] OpenStreetMap contributors: *OpenStreetMap*, <https://www.openstreetmap.org/>, Stand: 17.03.2023.
- [PHO18] Phoenix Contact GmbH & Co. KG: *Ladetechnik für Elektromobilität 2019/2020*, https://www.phoenixcontact.com/assets/2018/interactive_ed/101_140772/index.html#0, Stand: 17.03.2023.
- [PLÖ21] Plötz, P.; Speth, D.; Gnann, T.; Scherrer, A.; Burghard, U.: *Infrastruktur für Elektro-Lkw im Fernverkehr; Hochleistungsschnelllader und Oberleitung im Vergleich – ein Diskussionspapier*, Karlsruhe, Berlin, Heidelberg: Fraunhofer ISI, Öko-Institut, ifeu, 2021.
- [PRO14] Probst, A.: *Auswirkungen von Elektromobilität auf Energieversorgungsnetze analysiert auf Basis probabilistischer Netzplanung*, Dissertation, Universität Stuttgart, Stuttgart, 2014.
- [PRO21] Prognos AG; Öko-Institut; Wuppertal-Institut: *Klimaneutrales Deutschland 2045, Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann*, Langfassung im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende, 2021.
- [ROH22] Rohs, M.; Krewerth, F.: *E-Bus-Radar*, PricewaterhouseCoopers GmbH, 2022.
- [ROT22] Roth, H.: *Firmeninternes Strommarktmodell der Stadtwerke München (Fundamentalmodell auf Basis linearer Programmierung)*, 2022.
- [SAM16] Samweber, F.; Köppl, S.; Bogensperger, A.; Murmann, A.; Zeiselmair, A.; Regett, A.; Gruber, A.; Conrad, J.; Wachinger, K.; Gallet, M.; Müller, M.; Hinterstocker, M.; Fischhaber, S.; Fattler, S.; Estermann, T.: *Projekt Merit Order Netz-Ausbau 2030: Teilbericht Maßnahmenklassifizierung*, 2016.
- [SAM18] Samweber, F. T.: *Systematischer Vergleich Netzoptimierender Maßnahmen zur Integration elektrischer Wärmeerzeuger und Fahrzeuge in NS-Netze*, Dissertation, Technische Universität München, München, 2018.
- [SCH09] Schwab, A. J.: *Elektroenergiesysteme: Erzeugung, Übertragung, und Verteilung elektrischer Energie*, Springer-Verlag, Berlin, 78-3-540-92226-1, 2009.
- [SCH13] Schlomann, B.; Steinbach, J.; Kleeberger, H.; Geiger, B.; Pich, A.; Gruber, E.; Mai, M.; Gerspacher, A.; Schiller, W.: *Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) in Deutschland für die Jahre 2007 bis 2010*, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, Karlsruhe, München, Nürnberg, 2013.

- [SCH18] Schlößer, T.; Tröster, E.; Hülsmann, L.: *Probabilistic Modeling of Charging Profiles in Low Voltage Networks*, 2nd E-Mobility Power System Integration Symposium, Stockholm, 2018.
- [SOZ21] Sozialdemokratische Partei Deutschlands (SPD); Bündnis 90 / Die Grünen; Freie Demokraten (FDP): *Koalitionsvertrag 2021-2025*, 2021.
- [STA21] Statistisches Amt München: *ZIMAS Auszug vom 28.01.2021*, 2021.
- [STA22a] Statistisches Bundesamt: *Mobilitätsindikatoren auf Basis von Mobilfunkdaten*, <https://www.destatis.de/DE/Service/EXDAT/Datensaetze/mobilitaetsindikatoren-mobilfunkdaten>, Stand: 17.03.2023.
- [STA22b] Statistisches Amt München: *Personenkraftwagenbestand 2019 - 2021 nach Kraftstoffart / Energiequelle*, <https://stadt.muenchen.de/infos/statistik-verkehr.html>, Stand: 17.03.2023.
- [STÖ14] Stöckl, G. M.: *Integration der Elektromobilität in das Energieversorgungsnetz*, Dissertation, Technische Universität München, München, 2014.
- [SWM21] SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG: *Strukturmerkmale Strom nach §23*, <https://www.swm-infrastruktur.de/strom/netzstrukturdaten/strukturmerkmale>, Stand: 17.03.2023.
- [SWM23] SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG: *Lastprofil Speicherheizung*, <https://www.swm-infrastruktur.de/strom/netzzugang/bedingungen/speicherheizung>, Stand: 17.03.2023.
- [TÜV22] TÜV Rheinland Consulting GmbH; Institut für Innovation und Technik (iit) in der VDI/VDE: *Gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen über Preisanreize: Kurzstudie mit Anwendungsbeispielen und Handlungsbedarf*, 2022.
- [UHL17] Uhlig, R.: *Nutzung der Ladeflexibilität zur optimalen Systemintegration von Elektrofahrzeugen*, Dissertation, Bergischen Universität Wuppertal, Wuppertal, 2017.
- [VBE22] VBEW - Verband der Bayerischen Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: *VBEW-Hinweis - E-Mobilität Netzanschluss und Netzverträglichkeit von Ladeeinrichtungen*, 2022.
- [VDE08] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.: *DIN IEC 60076-7 VDE 0532-76-7:2008-02 Leistungstransformatoren*, 2008.
- [VDE18a] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.: *DIN VDE 0276-620 VDE 0276-620:2018-04 Starkstromkabel*, 2018.

- [VDE18b] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.: *VDE-AR-N 4110 Anwendungsregel:2018-11 Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung)*, VDE, 2018.
- [VDE18c] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.: *E DIN VDE 0276-603 VDE 0276-603:2018-04: Verteilerkabel mit Nennspannung 0,6/1kV*, 2018.
- [VDE18d] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.: *VDE-AR-N 4105 Anwendungsregel:2018-11 Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz*, VDE, 2018.
- [VDE19] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.: *VDE-AR-N 4100 Anwendungsregel:2019-04 Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Niederspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Niederspannung)*, VDE, 2019.
- [VDE77] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.: *DIN 57536 VDE 0536:1977-03: Belastbarkeit von Öltransformatoren*, 1977.
- [VEN18] Vennegeerts, H.; Tran, J.; Rudolph, F.; Pfeifer, P.: *Metastudie Forschungsüberblick Netzintegration Elektromobilität*, FGH e.V., Aachen, 2018.
- [VIG17] Vignesh, V.; Dinakaran, K.; Pavithra, D.; Chandrasegar, T.: *Data analysis using Box and Whisker plot for Stationary shop analysis*, International Conference on Trends in Electronics and Information (ICEI), 2017.
- [VOL22] Volkswagen AG: *Der vollelektrische ID.3*, <https://www.volkswagen.de/de/modelle/id3.html>, Stand: 17.03.2023.
- [VON22] von Ohlen, N.: *Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032, Zwischenstand*, 2022.
- [WAG16] Wagler, M.; Witzmann, R.: *Erstellung und Evaluierung eines synthetischen Haushaltslastprofilgenerators für Wirk- und Blindleistung*, 14. Symposium Energieinnovation, Graz, 2016.
- [WEI16] Weißenmayer, M. F.: *Der Stadtblock - Untersuchung der Entstehung und Bedeutung einer urbanen Typologie*, Dissertation, Technischen Universität Kaiserslautern, Kaiserslautern, 2016.
- [WEI21] Weiß, A.; Reinhard, J.; Müller, M.: *Analyse methodischer Modellierungsansätze im Kontext von Verteilnetzsimulationen*, 12. Internationale Energiewirtschaftstagung, Wien, 2021.
- [WIE16] Wiest, M.: *Neue Belastungsannahmen für Haushaltskunden und deren Beitrag zur Planung von Verteilnetzen mit hohem Anteil an dezentraler Erzeugung*,

Dissertation, Technische Universität Carolo-Wilhelmina zu Braunschweig, Braunschweig, 2016.

- [WIN21] Wintzek, P.; Ali, S. A.; Monscheidt, J.; Gemsjäger, B.; Slupinski, A.; Zdrallek, M.: *Planungs- und Betriebsgrundsätze für städtische Verteilnetze - Leitfadens zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen*, Neue Energie aus Wuppertal, Band 35, Wuppertal, 2021.
- [WUS21] Wussow, J.: *Technische Lösungsansätze zur Erhöhung der Aufnahmekapazität von Niederspannungsnetzen für Elektrofahrzeuge*, Dissertation, Technische Universität Carolo-Wilhelmina zu Braunschweig, Braunschweig, 2021.

Eigene Veröffentlichungen

Während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter an der Hochschule Augsburg und im Rahmen der kooperativen Promotion an der Technischen Universität München (Professur für Elektrische Energieversorgungsnetze) sind 16 Veröffentlichungen entstanden:

Kreutmayr, S.; Niederle, S.; Steinhart, C. J.; Gutzmann, C.; 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, Italien, Paper No. 10174.

Niederle, S.; Kreutmayr, S.; Steinhart, C. J.; Gutzmann, C.; Witzmann, R.; Finkel, M.: *Selection of Representative Urban Low-Voltage Grids for Electric Vehicle Integration Studies*, CIRED 2023, 12.-15. Juni 2023, Rom, Italien, Paper No. 10961.

Kreutmayr, S.; Niederle, S.; Steinhart, C. J.; Gutzmann, C.; Günther, M.; Finkel, M.; Witzmann, R.: *Auswirkungen von Elektrofahrzeugen auf städtische Niederspannungsnetze bei unterschiedlichen Ladestrategien*, 13. Internationale Energiewirtschaftstagung, 15.-17. Februar 2023, Wien, Österreich.

Storch, D. J.; Kreutmayr, S.; Seifried, S.; Gutzmann, C.; Finkel, M.; Witzmann, R.: *Analyse typischer Trassenfaktoren von kabelbasierten Verteilnetzen und Validierung des Dijkstra-Algorithmus zur Modellierung der Kabelverlegung*, 13. Internationale Energiewirtschaftstagung, 15.-17. Februar 2023, Wien, Österreich.

Kreutmayr, S.; Niederle, S.; Steinhart, C. J.; Nußbaumer, C.; Finkel, M.; Witzmann, R.: *Modeling of Demand Factors and Average Daily Load Profiles for Private and Public Charging Points in Urban Areas*, NEIS Conference, 26.-27. September 2022, Hamburg.

Kreutmayr, S.; Finkel, M.; Niederle, S.; Witzmann, R.; Steinhart, C. J.; Roth, H.: *Elektromobilität im städtischen Verteilnetz – Belastung von Niederspannungsnetzen durch marktgetriebenes Laden*, ew - Magazin für die Energiewirtschaft, Ausgabe 5/22, S. 20-25.

Kreutmayr, S.; Allgaier, J.; Niederle, S.; Steinhart, C. J.; Gutzmann, C.; Finkel, M.; Witzmann, R.: *Ladeverhalten an öffentlichen Ladesäulen – probabilistische Verteilungen für die Modellierung*, 17. Symposium Energieinnovation, 16.-18. Februar 2022, Graz, Österreich.

Kreutmayr, S.; Storch, D. J.; Niederle, S.; Steinhart, C. J.; Gutzmann, C.; Finkel, M.; Witzmann, R.: *Time-Dependent and Location-Based Analysis of Power Consumption at Public Charging Stations in Urban Areas*, CIRED 2021, 20.-23. September 2021, Genf, Schweiz, Paper No. 82.

Niederle, S.; Kreutmayr, S.; Storch, D. J.; Steinhart, C. J.; Gutzmann, C.; Witzmann, R.; Finkel, M.: *Analysis of the Service Area of Public Charging Stations for Electric Vehicles in Urban Areas*, CIRED 2021, 20.-23. September 2021, Genf (Online), Schweiz, Paper No. 783.

Kreutmayr, S.; Storch, D. J.; Niederle, S.; Steinhart, C. J.; Günther, M.; Finkel, M.; Witzmann, R.: *Elektromobilität im städtischen Niederspannungsnetz – Auswirkungen standortbezogener Szenarien auf ein dynamisches Lastmanagement am Netzanschluss*, 12. Internationale Energiewirtschaftstagung, 8.-10. September 2021, Wien (Online), Österreich.

Kreutmayr, S.; Steinhart, C. J.; Finkel, M.; Gutzmann, C.; Witzmann R.; Samweber, F.: *Erhöhte Belastbarkeit von MS-Netzen durch Trennstellenoptimierung im Fehlerfall*, 16. Symposium Energieinnovation, 12.-14. Februar 2020, Graz, Österreich.

Kreutmayr, S.; Steinhart, C. J.; Finkel, M.; Gutzmann, C.; Witzmann R.: *Integration Potential of Urban MV Grids for Future Loads – Methodology and Analysis in a Real Grid*, CIGRE Chengdu 2019 Symposium, 20.-26. September 2019, Chengdu, China, Paper No. 155.

Kreutmayr, S.; Steinhart, C. J.; Finkel, M.; Gutzmann, C.: *Methodology for Annual Load Profile Estimation at the Outgoing Feeder of Distribution Transformers in Urban Areas*, CIRED 2019, 3.-6. Juni 2019, Madrid, Spanien, Paper No. 1068.

Kreutmayr, S.; Steinhart, C. J.; Finkel, M.; Gutzmann, C.: *Bewertung von Methoden zur Lastabschätzung an städtischen Ortsnetztransformatoren – Grundlage für eine effiziente Integration zukünftiger Lasten*, 11. Internationale Energiewirtschaftstagung, 13.-15. Februar 2019, Wien, Österreich.

Steinhart, C. J.; Kreutmayr, S.; Finkel, M.; Gratza, M.; Witzmann, R.: *Analysis of the Frequency-Dependent Load Response of Electrical Machines with Regard to the Frequency Stability of Isolated Grids*, CIDEL Argentina 2018, 24.-26. September 2018, Buenos Aires, Argentinien.

Steinhart, C.; Kreutmayr, S.; Finkel, M.; Witzmann, R.: *Computation of Electrical Equipment Load Behavior Regarding to Frequency Variations in Isolated Grids*, IEEE International Energy Conference, 3.-7. Juni 2018, Limassol, Zypern.

Studentische Arbeiten

Im Rahmen meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter und der kooperativen Promotion sind 18 studentische Arbeiten unter meiner Betreuung entstanden. Die Aufgabenstellungen der Abschluss-, Projekt- und Seminararbeiten wurden von mir definiert und die Bearbeitung begleitet. Für die erfolgreiche Zusammenarbeit möchte ich mich bei den Studierenden bedanken.

Abschlussarbeiten

| | |
|---------------------|--|
| Jonas Allgaier | Python basierte Analyse des Ladeverhaltens von Elektrofahrzeugen an öffentlichen Ladesäulen auf der Grundlage von Messdaten, Bachelorarbeit, 2022 |
| Lucas Binder | Modellierung der Oberschwingungsbelastung von Elektrofahrzeugen und deren Ladesäulen auf Basis von Messdaten, Bachelorarbeit, 2021 |
| Dominik J. Storch | Development of a Stochastic Model to Simulate the Charging Behaviour of Electric Vehicles in the Low Voltage Distribution Grid, Masterarbeit, 2021 |
| Dominik Reiter | Development of an Evaluation Tool for Measurement Data at Charging Stations for Electrical Vehicles, Masterarbeit, 2020 |
| Felix Merk | Netzdienliche Optimierung von Heizungssystemen mit Wärmepumpen und deren Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit, Bachelorarbeit, 2020 |
| Tammo Schade | Potentiale für Lastmanagement in städtischen Mittelspannungsringen, Bachelorarbeit, 2019 |
| Alexander Schiesser | Relevante Normen der Oberschwingungsbelastung beim Laden von Elektrofahrzeugen, Bachelorarbeit, 2019 |
| Louis Kalisch | Elektrifizierung des Straßenverkehrs – Ein internationaler Vergleich der Verbreitung sowie der Ladeinfrastruktur batteriebetriebener Elektroautomobile, Bachelorarbeit, 2019 |

| | |
|--------------------|---|
| Dominik Reiter | Analyse von Ladevorgängen an Ladeinfrastruktur der Elektromobilität mit Hilfe von Messdaten, Bachelorarbeit, 2019 |
| Martin Buchart | Untersuchung der Belastbarkeit städtischer Mittelspannungsnetze mit Hilfe eines Simulationsmodells, Bachelorarbeit, 2019 |
| Lukas Keller | Wirtschaftliche Analyse der Stromkosten hinsichtlich fixer und variabler Bestandteile für Betreiber von Ladesäulen der Elektromobilität, Bachelorarbeit 2018 |
| Dominik J. Storch | Abschätzung der zukünftigen Leistungsänderung einer Großstadt am Beispiel Münchens auf Umspannwerksebene mit Hilfe geographischer Daten, Bachelorarbeit, 2018 |
| Christoph Teichert | Analyse der veränderten Belastung charakteristischer Mittelspannungsnetze im urbanen Raum mit Hilfe von Zukunftsszenarien, Bachelorarbeit, 2018 |

Projekt- und Seminararbeiten

| | |
|---------------------------------|--|
| Leo Hillinger Jack McCurry | Electro Mobility Cluster Analysis, Miniprojekt im Masterstudiengang Mechatronic Systems, 2021 |
| James Heaney Cahir McDermott | Analysis of Power System with Measurement Data, Miniprojekt im Masterstudiengang Mechatronic Systems, 2021 |
| Dominik J. Storch | Metastudie zur Elektromobilität und Ladeinfrastruktur in Deutschland, Projektarbeit 1 im Master of Applied Research Studium, 2020 |
| Dominik J. Storch | Analyse des urbanen Ladeverhaltens an öffentlichen Ladestationen und Abschätzung der zukünftigen elektromobilitätsbedingten Leistungsänderung einer Großstadt, Projektarbeit 2 im Master of Applied Research Studium, 2020 |
| Sebastian Seitz | Wirtschaftlichkeitsrechnung für Ausbaumaßnahmen im Mittelspannungsnetz unter Berücksichtigung des kalkulatorischen Zinssatzes, Seminararbeit im Bachelorstudium, 2019 |

Abbildungsverzeichnis

| | |
|--|----|
| Abbildung 1-1: Aufbau der Arbeit..... | 10 |
| Abbildung 2-1: Aufbau des elektrischen Energieversorgungsnetzes in Deutschland [WUS21], [HEU10], [SCH09] | 14 |
| Abbildung 2-2: Netztopologien in städtischen a) Hoch-, b) Mittel- und c) Niederspannungsnetzen [HEU10], [SCH09] | 15 |
| Abbildung 2-3: Aufteilung des zulässigen Spannungsbands im Nieder- und Mittelspannungsnetz [WIN21]..... | 18 |
| Abbildung 2-4: Lage der Bebauungscluster C0 bis C5 in der Stadt München [NIE23]..... | 20 |
| Abbildung 2-5: Elektrische Eigenschaften der Niederspannungsnetze aus dem Bebauungscluster C4 basierend auf [NIE23] und [KRE23b]..... | 20 |
| Abbildung 2-6: Validierung der modellierten Spitzenlast im Netzbestand..... | 33 |
| Abbildung 2-7: Validierung der Auslastung der Ortsnetztransformatoren von Netz C2_T1 und C3_T2 | 33 |
| Abbildung 2-8: Profilverläufe bei der Validierung der Bestandslast der Mittelspannungsnetze unter Berücksichtigung der Skalierungsfaktoren aus Tabelle 2-8 | 34 |
| Abbildung 2-9: Kälteperioden in München von 1993 bis 2020 | 37 |
| Abbildung 3-1: Exemplarische Ladeprofile..... | 43 |
| Abbildung 3-2: Einflussfaktoren auf den Energiebedarf für Tagesgestamstrecken | 45 |
| Abbildung 3-3: Simulation des Batteriefüllstands mit Ladewahrscheinlichkeit | 47 |
| Abbildung 3-4: Ladehäufigkeit je Wochentag und Ladeenergie je Ladevorgang..... | 47 |
| Abbildung 3-5: Ankunfswahrscheinlichkeiten basierend auf MiD2017 | 48 |
| Abbildung 3-6: Methodik zur Ermittlung von Gleichzeitigkeitsfaktoren | 49 |
| Abbildung 3-7: Gleichzeitigkeitsfaktor, durchschnittlicher Tageslastgang und Spitzenlastverhältnis für Heim- und Arbeitsladepunkte an Winterwerktagen | 52 |
| Abbildung 3-8: Einfluss der Iterationen auf den Gleichzeitigkeitsfaktor | 53 |
| Abbildung 3-9: Gleichzeitigkeitsfaktor, durchschnittlicher Tageslastgang und Spitzenlastverhältnis für Heim- und Arbeitsladepunkte bei unterschiedlichen Wochentagen im Winter | 54 |
| Abbildung 3-10: Gleichzeitigkeitsfaktor, durchschnittlicher Tageslastgang und Spitzenlastverhältnis für Heim- und Arbeitsladepunkte bei unterschiedlichen Bedingungen..... | 55 |

| | |
|---|----|
| Abbildung 3-11: Vergleich von Gleichzeitigkeitsfaktoren und durchschnittlichen Tageslastgängen aus der Literatur (Heimladen 11 kW)..... | 56 |
| Abbildung 3-12: Spitzenlastmanagement an einem Netzanschluss mit einem Nennstrom von 80 A, 8 Haushalten und 39 Heimpladepunkten..... | 57 |
| Abbildung 3-13: Auswirkungen von DLM auf die Spitzenlast und den durchschnittlichen Tageslastgang (LP – Ladepunkte) | 59 |
| Abbildung 3-14: Identifikation von Ladezeitfenstern mit extremen Anreizen..... | 61 |
| Abbildung 3-15: Aufenthaltswahrscheinlichkeit am Wohnort und von berufstätigen Personen am Arbeitsort | 62 |
| Abbildung 3-16: Definition der Startwahrscheinlichkeit von Ladevorgängen für unterschiedliche Steuerungsvarianten..... | 63 |
| Abbildung 3-17: Simulationsergebnisse am Beispielnetz über zwei Tage bei unterschiedlichen Steuerungsvarianten | 64 |
| Abbildung 3-18: Gleichzeitigkeitsfaktor, durchschnittlicher Tageslastgang und Spitzenlastverhältnis für Heim- und Arbeitsladepunkte bei marktgetriebenem Laden..... | 67 |
| Abbildung 4-1: Untersuchungsmethode zur Ermittlung probabilistischer Verteilungen für typische öffentliche Ladeorte, Ladepunkttypen und Wochentage..... | 72 |
| Abbildung 4-2: Kategorisierung der Ladevorgänge nach Ladeleistung..... | 73 |
| Abbildung 4-3: Werteverteilung bezogener Energie je Ladevorgang | 75 |
| Abbildung 4-4: Mittelwerte bezogener Energie der Ladevorgänge unterteilt nach Nennleistung..... | 75 |
| Abbildung 4-5: Anteil der Ladevorgänge je Nennleistung | 76 |
| Abbildung 4-6: Wertebereich der Anzahl an Ladevorgängen je Tag | 77 |
| Abbildung 4-7: Anteil an Ladevorgängen je Wochentag..... | 77 |
| Abbildung 4-8: Wahrscheinlichkeitsverteilungen für Startzeitpunkte..... | 78 |
| Abbildung 4-9: Probabilistische Verteilungen für das Ladeverhalten an öffentlichen Ladesäulen | 79 |
| Abbildung 4-10: Exemplarische Ladeprofilformen für die Berechnung von k_v | 81 |
| Abbildung 4-11: Werteverteilung des Volllastfaktors je Ladevorgang..... | 81 |
| Abbildung 4-12: Mittelwerte des Volllastfaktors der Ladevorgänge unterteilt in Nennleistung..... | 82 |
| Abbildung 4-13: Gemessene Ladeprofile mit Nennladeleistung von 150 kW..... | 83 |
| Abbildung 4-14: Anteil belasteter Außenleiter und monatliche Entwicklung der Anzahl an Ladevorgängen..... | 84 |
| Abbildung 4-15: Gleichzeitigkeitsfaktor, durchschnittlicher Tageslastgang und Spitzenlastverhältnis für öffentliche AC- und DC-Ladepunkte am Straßenrand..... | 86 |

| | |
|--|-----|
| Abbildung 4-16: Gleichzeitigkeitsfaktor, durchschnittlicher Tageslastgang und Spitzenlastverhältnis für öffentliche Ladepunkte an Tankstellen und Kundenparkplätzen..... | 87 |
| Abbildung 4-17: Einfluss der Wochentage und Auslastung auf Gleichzeitigkeitsfaktor, durchschnittlicher Tageslastgang und Spitzenlastverhältnis für öffentliche Ladepunkte | 88 |
| Abbildung 5-1: Untersuchungsmethode für Niederspannungsnetze | 89 |
| Abbildung 5-2: Leitungsauslastung und Knotenspannung über drei Tage von Strang 1 aus Netz C2_T1 | 95 |
| Abbildung 5-3: Vergleich der Simulationsergebnisse zwischen den unterschiedlichen Niederspannungsnetzen und Szenarien..... | 96 |
| Abbildung 5-4: Abhängigkeiten zwischen Leitungs- und Transformatorauslastung sowie Knotenspannung..... | 101 |
| Abbildung 5-5: Ermittlung der Verluste in der Niederspannung an zwei Beispielnetzen | 102 |
| Abbildung 6-1: Kritische (n-1)-Fälle in Mittelspannungsringen mit Mittelsehne | 107 |
| Abbildung 6-2: Lastgänge an ausgewählten Mittelspannungsnetzen bei unterschiedlichen Szenarien | 108 |
| Abbildung 6-3: Vergleich der Simulationsergebnisse zwischen den unterschiedlichen Mittelspannungsnetzen und Szenarien..... | 110 |
| Abbildung 6-4: Abhängigkeiten zwischen Spitzenlast und Leitungsauslastung in Mittelspannungsringen..... | 112 |
| Abbildung 6-5: Leitungsauslastung und Knotenspannung im Mittelspannungsnetz bei (n-1)-Fällen | 113 |
| Abbildung 6-6: Vergleich der Lastgänge bei detaillierter und vereinfachter Modellierung..... | 114 |
| Abbildung 6-7: Spitzenlastverhältnis bei unterschiedlicher Anzahl von Ortsnetzstationen..... | 115 |
| Abbildung 6-8: Gleichzeitigkeitsfaktor bei unterschiedlicher Anzahl von Ortsnetzstationen..... | 118 |
| Abbildung 6-9: Profilmfaktor zwischen den Ortsnetzstationen der untersuchten Mittelspannungsnetze | 118 |
| Abbildung 7-1: Auswirkungen unterschiedlicher BEV-Szenarien auf das Verteilnetz ... | 123 |
| Abbildung 7-2: Vergleich von Kennzahlen städtischer Niederspannungsnetze aus den Projekten PuBStadt [WIN21] und E2G [NIE23] sowie Netze von Kerber [KER10] aus Land und Dorf | 128 |
| Abbildung 7-3: Zusammensetzung des Energieverbrauchs eines 2-Personen-Haushalts mit BEV und Wärmepumpe an einem Winterwerktag..... | 131 |
| Abbildung A-1: Ladehäufigkeit je Wochentag und Ladeenergie je Ladevorgang bei Ladung an jedem Tag mit Fahrt..... | 142 |

| | |
|---|-----|
| Abbildung A-2: Residuallasten im Jahr 2040 mit einer Spreizung von mehr als 55 GW..... | 143 |
| Abbildung A-3: Definierte Startwahrscheinlichkeit für marktgetriebenes Arbeitsladen | 143 |
| Abbildung A-4: Verändertes Mobilitätsverhalten in Bayern während dem Messzeitraum [STA22a] | 143 |

Tabellenverzeichnis

| | |
|--|-----|
| Tabelle 1-1: Systemintegration der unterschiedlichen Fahrzeugtypen basierend auf den aktuell zu erwartenden dominierenden Fahrzeugtechnologien..... | 3 |
| Tabelle 2-1: Einordnung der Versorgungsgebiete der Niederspannungsnetze nach Bebauungsstruktur [NIE23]..... | 20 |
| Tabelle 2-2: Elektrischen Eigenschaften der ausgewählten repräsentativen Niederspannungsnetze basierend auf [NIE23] und [KRE23b]..... | 21 |
| Tabelle 2-3: Einordnung der Mittelspannungsnetze nach der Bebauung der unterlagerten Niederspannungsnetze [NIE23] | 22 |
| Tabelle 2-4: Elektrischen Eigenschaften der ausgewählten repräsentativen Mittelspannungsnetze basierend auf [NIE23] und [KRE23a]..... | 23 |
| Tabelle 2-5: Datenquellen zur Analyse der Versorgungsaufgabe der Niederspannungsnetzanschlüsse..... | 24 |
| Tabelle 2-6: Umrechnungsfaktoren für Gewerbebetriebe von der Betriebsfläche auf den elektrischen Jahresenergieverbrauch und die Mitarbeiteranzahl [SCH13] | 25 |
| Tabelle 2-7: Vereinfachte Annahmen für die Gewerbebranche und die Stellplatzverteilung privat zugelassener PKWs in den repräsentativen Mittelspannungsnetzen..... | 27 |
| Tabelle 2-8: Skalierungsfaktoren für Bewohner und Gewerbeenergie sowie Anteil von Nachtspeicherheizungen | 35 |
| Tabelle 2-9: Ladeortverteilung für einen Fall mit primär privaten Ladepunkten und einem Fall mit verstärkt öffentlichem Ladeanteil | 39 |
| Tabelle 2-10: Definierte Szenarien für die Untersuchung an den repräsentativen Nieder- und Mittelspannungsnetzen | 42 |
| Tabelle 4-1: Übersicht zu den 32 öffentlichen Ladesäulen, die im Rahmen einer Messkampagne vermessen wurden..... | 70 |
| Tabelle 5-1: Anschlussort und Ortsbezug der Ladepunkte..... | 90 |
| Tabelle 6-1: Vergleich der Untersuchungsmethoden im Nieder- und Mittelspannungsnetz | 105 |
| Tabelle 7-1: Vergleich des Ladeverhaltens an unterschiedlichen privaten und öffentlichen Ladeorten basierend auf den entwickelten durchschnittlichen Tageslastgängen | 122 |

| | |
|--|-----|
| Tabelle 7-2: Vergleich der Planungsgrundsätze und eingesetzten Betriebsmittel der repräsentativen Netze aus PuBStadt [WIN21] und E2G | 129 |
| Tabelle 7-3: Mögliche innovative Maßnahmen des Netzbetreibers aus [SAM18] zur Erhöhung des Integrationspotentials für BEVs und Wärmepumpen in den untersuchten Netzen | 133 |
| Tabelle A-1: Vorangegangene Arbeiten im Zusammenhang mit der Netzintegration von BEVs [WIN21], [WUS21], [AGO19], [LIU18], [SAM18], [UHL17], [NOB16], [PRO14], [STÖ14] | 138 |
| Tabelle A-2: Überblick zur definierten Versorgungsaufgabe der repräsentativen Niederspannungsnetze | 139 |
| Tabelle A-3: Überblick zur definierten Versorgungsaufgabe der repräsentativen Mittelspannungsnetze | 140 |
| Tabelle A-4: Vergleich der Annahmen in unterschiedlichen Studien bei der Modellierung sowie der Generierung von Gleichzeitigkeitsfaktoren und durchschnittlichen Tageslastgängen | 142 |