

Res Electricae Magdeburgenses

Magdeburger Forum zur Elektrotechnik



Abschlussbericht zum Verbundprojekt

InKoLa

Infrastrukturkopplung - Platzierung und Betrieb von Ladestationen
aus Verkehrs- und Energienetztsicht

gefördert von:



SACHSEN-ANHALT



EUROPÄISCHE UNION
EFRE
Europäischer Fonds für
regionale Entwicklung

MAFO
Band 87

Res Electricae Magdeburgenses

Magdeburger Forum zur Elektrotechnik, Jg. 2022, Band 87, 2022

www.mafo.ovgu.de

Impressum

Herausgeber:

- Prof. Dr.-Ing. Andreas Lindemann, Lehrstuhl für Leistungselektronik, Institut für Elektrische Energiesysteme
- Prof. Dr.-Ing. habil. Martin Wolter, Lehrstuhl für Elektrische Netze und Erneuerbare Energie, Institut für Elektrische Energiesysteme
- Prof. Dr. rer. nat. Georg Rose, Lehrstuhl für Medizinische Telematik/Medizintechnik, Institut für Medizintechnik
- Prof. Dr.-Ing. Ralf Vick, Lehrstuhl für Elektromagnetische Verträglichkeit, Institut für Medizintechnik

Gründungsherausgeber:

- Prof. Dr. rer. nat. habil. Jürgen Nitsch
- Prof. Dr.-Ing. habil. Zbigniew Antoni Styczynski
alle: Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg

V.i.S.d.P.:

Ines Hauer, Otto-von-Guericke-Universität, Institut für Elektrische Energiesysteme,
Universitätsplatz 2, 39106 Magdeburg

Projektbearbeitung:

Ines Hauer, Muhammad Tayyab, Sebastian Helm, Maik Heuer, Institut für Elektrische Energiesysteme

Julius Brinken, Marcel Müller, Niels Schmidtke, Institut für Logistik und Materialflusstechnik

Nicole Hildebrand, Sven Wagener Stadt Burg

Mathias Holzberger, Stadtwerke Burg Energienetze GmbH

Assoziierte Partner:

Stadtwerke Burg Energienetze GmbH, Fraunhofer-Institut für Fabrikbetrieb und -
automatisierung

ISBN: 978-3-948749-15-6

DOI: 10.24352/UB.OVGU-2022-014

Magdeburg, 2022

© Copyright 2022 Ines Hauer Bezug über die Herausgeber

Druck: docupoint GmbH
Otto-von-Guericke-Allee 14, 39179 Barleben

Inhaltsverzeichnis

1	Motivation und Ziele	5
2	Projektübersicht	6
3	Modellbildung und Szenarienentwicklung.....	7
3.1	Modellbildung und Szenarienentwicklung - Netzmodell	7
3.2	Modellierung des elektrischen Netzes	8
3.3	Modellierung von Verbraucherprofilen	9
3.4	Modellierung der Ladeinfrastruktur	12
3.5	Modellierung von Erzeugerprofilen	14
3.6	Beschreibung der untersuchten Szenarien.....	15
3.7	Mathematische Methoden zur Bestimmung des Einflusses von Ladeinfrastruktur ..	17
3.8	Modellbildung Verkehrsmodell	20
3.9	Szenarienentwicklung Verkehrsmodell	26
4	Modellverknüpfung und Methodenentwicklung	30
4.1	Entwicklung von Algorithmen und von Kriterien zur Platzierung und Priorisierung von Ladeinfrastruktur aus Verkehrssicht.....	30
4.2	Modellverknüpfung.....	32
4.3	Szenariomatrix	33
4.4	Kopplung mit dem öffentlichen Nahverkehr	36
4.5	Entwicklung von Kriterien für die Standortentscheidung	38
4.6	Versorgung von Ladeinfrastruktur aus dem elektrischen Netz unter Einbindung von erneuerbaren Erzeugern.....	40
5	Simulation und Bewertung.....	61
5.1	Simulation und Anwendung der entwickelten Algorithmen im Verkehrsmodell	61
5.2	Sensitivitätsanalyse.....	66
5.3	Simulation und Anwendung der entwickelten Algorithmen im Netzmodell	71
5.4	Platzierung und Priorisierung von Ladeinfrastruktur aus Verkehrs- und Energienetztsicht	82
5.5	Versorgungs- und Betriebskonzeptes der Ladeinfrastrukturen aus Verkehrs- und Energienetztsicht	89
5.6	Übertragbarkeit der Verkehrsanalyse	89
6	Aufbau von Ladeinfrastruktur	95
7	Ergebnisse des Projektes.....	100
8	Öffentlichkeitsarbeit.....	104
9	Literaturverzeichnis	108
10	Anhang.....	111
10.1	Anhang AP 1.2.....	111
10.2	Anhang AP 2.2.....	115

10.3	Ergebnisse des Platzierungsalgorithmus.....	122
10.4	Ihlethal	122
10.5	Innenstadtring	122
10.6	West August Bebel.....	123
10.7	Nord Ost.....	124
10.8	Nord West.....	126
10.9	West.....	127
10.10	Süd	128
10.11	Nord	129
10.12	Steckbriefe: Auswertung der Szenarien.....	131
	PUBLISHED MAFO BOOKS.....	151

1 Motivation und Ziele

Die Bundesregierung arbeitet an der Umsetzung ambitionierter Klimaziele (Energiewende). Diese sollen vor allem durch den Ausbau des elektrischen Netzes und der regenerativen Erzeugungsanlagen sowie die Liberalisierung der Energiemärkte erreicht werden. Auf der anderen Seite steht die Bundesrepublik vor Herausforderungen im Verkehrssektor, einem steigenden Aufkommen sowie dem zunehmenden Substanzverlust der Verkehrsinfrastruktur, gegenüber [KLS17], [SHRS15]. Dadurch werden zukünftig sehr komplexe sektorübergreifende Lösungen sowie Werkzeuge notwendig sein, um sowohl die technische Betriebssicherheit als auch die ökonomische und ökologische Ausrichtung der beiden Systeme (Verkehr, Energie) zu sichern. Die Energiewende führt zu einer stetig wachsenden Integration von erneuerbaren Energien, sodass bereits ein Anteil an der Bruttostromerzeugung von ca. 45% in Deutschland (2020) und ca. 58% (2019) in Sachsen-Anhalt erreicht ist. Um die langfristigen Ziele zur Reduktion der Treibhausgase erreichen zu können, müssen insbesondere der Verkehrs- und der Wärmesektor dekarbonisiert werden. Das Ziel für 2030 liegt bei 65% CO₂-Einsparung gegenüber 1990. Vor diesem Hintergrund subventioniert die Bundesregierung den Kauf von Elektrofahrzeugen und die Installation öffentlicher und privater Ladestationen. Dies führt bereits zu Wartezeiten bei den deutschen E-Fahrzeugherstellern bis zu einem Jahr [RMHW17]. Auf der anderen Seite zeichnet sich durch die aktuellen Gerichtsbeschlüsse zu Dieselfahrzeugen in Ballungszentren, eine Reduktion dieselbetriebener Fahrzeuge im Fahrzeugmix ab. Gleichzeitig werden zunehmend Forderungen nach einem Zulassungsverbot für Verbrenner ab 2030 laut. Diese werden langfristig durch emissionsärmere bzw. emissionsfreie Fahrzeuge wie Hybrid- und Elektrofahrzeuge ersetzt werden [SK11], [KMRHW17]. Auch wenn der Bedarf und die Anfragen steigen, wird die Verbreitung der Nutzung von Hybrid- und Elektrofahrzeugen immer noch durch die Anschaffungskosten, die Reichweite und insbesondere die fehlende Ladeinfrastruktur gehemmt [SKN12]. Mit einer Anzahl von 669 installierten öffentlichen Ladesäulen nimmt Sachsen-Anhalt nur einen der letzten Plätze im Bundesländervergleich ein. Zur Deckung des steigenden Bedarfs sind in Sachsen-Anhalt 1.300 öffentlich zugängliche Ladepunkte für Elektrofahrzeuge geplant. Aktuell ist insbesondere in kleineren Städten und Verwaltungsgemeinschaften kaum Ladeinfrastruktur installiert. In den Städten Magdeburg, Potsdam und Berlin ist bereits ein breites Ladeinfrastrukturnetz vorhanden – beste Voraussetzungen um die Ausweitung der Ladeinfrastruktur in Burg, gelegen an der Bundesautobahn A2, voranzutreiben. Vor Projektbeginn waren in Burg nur zwei öffentliche Ladepunkte im Stadtrandbereich vorhanden. Im Ladeinfrastrukturkonzept des Landes Sachsen-Anhalt [SK11] ist bereits für das Jahr 2020 die Mindestausstattung an öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur auf 19 Ladepunkte für das Untersuchungsgebiet Burg beziffert worden, sodass unmittelbarer Handlungsbedarf bestand. Vor diesem Hintergrund entwickelten die Projektpartner des Projektes „InKoLa“ für die Stadt Burg ein Konzept zur optimalen Platzierung, Versorgung und Betrieb von Ladeinfrastruktur aus Netz- und Verkehrssicht unter Einbindung erneuerbarer Erzeugung. Darauf aufbauend wurde an ausgewählten Orten Ladeinfrastruktur installiert.

2 Projektübersicht

Im Mittelpunkt des Vorhabens steht die infrastrukturübergreifende Planung und der Betrieb für Verkehrs- und Energiesysteme. Es soll eine modellhafte Verknüpfung von Verkehrs- und Energieinfrastruktur erfolgen, auf dessen Basis eine optimierte Strategie für die Planung und den Betrieb von Ladeinfrastrukturen erarbeitet und unter Zuhilfenahme von Verkehrsflussdaten und Netzdaten evaluiert wird.

Für die Analysen wurden das elektrische Niederspannungsnetz und der Verkehr in der Stadt Burg modelliert. Am Lehrstuhl LENA erfolgte die Nachbildung des elektrischen Netzes, in das die Ladeinfrastruktur integriert werden muss. Dazu wurden von den Stadtwerken Burg GmbH die Netzdaten zur Verfügung gestellt. Das Netz wurde in einer geeigneten Simulationssoftware nachgebildet, um Lastflussberechnungen durchzuführen. Anschließend wurden aufbauend auf vorhandenen Studien (Netzentwicklungspläne, Klimaschutzplan Burg u. A.), Szenarien für die zukünftige Entwicklung hinsichtlich Energieerzeugung und Energieverbrauch in Abstimmung mit der Stadtwerke Burg GmbH definiert und im Netzmodell nachgebildet. Um den Einfluss von öffentlicher und privater Ladeinfrastruktur bewerten zu können, wurden sowohl Ladeinfrastruktur als auch Elektrofahrzeuge modelliert.

Am Lehrstuhl für Logistische Systeme wurde ein Verkehrsmodell entwickelt, auf dessen Grundlage aus verkehrlicher Sicht eine Priorisierung der Standorte von Ladestationen vorgenommen wird. Es wurden verfügbare Datenquellen analysiert, hinsichtlich einer ausreichenden Genauigkeit überprüft und erweitert. Die Stadt Burg wird in ein Modell überführt und nach einer Quartierstypologie unterteilt. Das Modell berücksichtigt Einflüsse und Wechselwirkungen abgeleitet aus soziodemografischen Daten, Daten zum Verkehrsaufkommen, Zugang zum ÖPNV sowie Erkenntnisse aus dem Einstellungsmuster der BürgerInnen gegenüber der Elektromobilität. Aufbauend auf vorhandenen Studien (Nationale Plattform Elektromobilität, Laden 2020, u. A.) werden Diffusionsszenarien (unterschiedliche Durchdringung von Elektrofahrzeugen) definiert und in dem Modell nachgebildet. Die Anwendung und Adaption geeigneter Optimierungsalgorithmen zeigt die optimale Platzierung von Ladesäulen aus verkehrlicher Sicht.

Unterstützt wurde die Verkehrsmodellierung durch eine Mobilitätsbefragung, die die Verkehrsentwicklung und Tendenzen der Bevölkerung zur Elektromobilität abschätzt.

Aufbauend auf dem Netz- und Verkehrsmodell wurden Platzierungsalgorithmen entwickelt, anhand dessen die geeignetsten Netzanschlusspunkte für öffentliche Ladeinfrastruktur und ungeeignete Netzanschlusspunkte identifiziert werden können. Für ungeeignete Netzanschlusspunkte wurden alternative Versorgungsstrategien aus erneuerbaren Energien, Batteriespeichern, Photovoltaikanlagen und Blockheizkraftwerke mit Brennstoffzellen entwickelt. Final wurden aus den besten Netzanschlusspunkten für öffentliche Ladeinfrastruktur diese identifiziert, die eine unmittelbare Nähe zum ÖPNV haben.

3 Modellbildung und Szenarientwicklung

Für die Analysen wurden das elektrische Niederspannungsnetz und der Verkehr in der Stadt Burg modelliert. Am Lehrstuhl LENA erfolgte die Nachbildung des elektrischen Netzes, in das die Ladeinfrastruktur integriert werden muss. Dazu wurde von den Stadtwerken Burg GmbH die Netzdaten zur Verfügung gestellt. Diese Daten wurden analysiert, hinsichtlich einer ausreichenden Genauigkeit geprüft und ergänzt. Das Netz wurde in einer geeigneten Simulationssoftware nachgebildet, damit Lastflussberechnungen durchgeführt werden können. Anschließend wurden aufbauend auf vorhandenen Studien (Netzentwicklungspläne, Klimaschutzplan Burg u. A.), Szenarien für die zukünftige Entwicklung hinsichtlich Energieerzeugung und Energieverbrauch in Abstimmung mit der Stadtwerke Burg GmbH definiert und im Netzmodell nachgebildet. Um den Einfluss von Ladeinfrastruktur bewerten zu können, wurden Modelle für die Ladeinfrastruktur und Elektrofahrzeuge entwickelt.

Am Lehrstuhl für Logistische Systeme wurde ein Verkehrsmodell entwickelt, auf dessen Grundlage aus verkehrlicher Sicht eine Priorisierung der Standorte von Ladestationen vorgenommen wird. Es wurden verfügbare Datenquellen analysiert, hinsichtlich einer ausreichenden Genauigkeit überprüft und erweitert. Die Stadt Burg wird in ein Modell überführt und nach einer Quartierstypologie unterteilt. Das Modell berücksichtigt Einflüsse und Wechselwirkungen, abgeleitet aus soziodemografischen Daten, aus Daten zum Verkehrsaufkommen, aus dem Zugang zum ÖPNV sowie aus den Erkenntnissen zum Einstellungsmuster der BürgerInnen gegenüber der Elektromobilität. Aufbauend auf vorhandenen Studien (Nationale Plattform Elektromobilität, Laden 2020, u.A.) werden Diffusionsszenarien (unterschiedliche Durchdringung von Elektrofahrzeugen) definiert und in dem Modell nachgebildet. Die Anwendung und Adaption geeigneter Optimierungsalgorithmen zeigt die optimale Platzierung von Ladesäulen aus verkehrlicher Sicht.

Unterstützt wurde die Verkehrsmodellierung durch eine Mobilitätsbefragung, die die Verkehrsentwicklung und Tendenzen der Bevölkerung zur Elektromobilität abschätzen wird.

3.1 Modellbildung und Szenarientwicklung - Netzmodell

Das Netzgebiet, das im Rahmen des Projektes nachgebildet wurde, besteht aus 11 Stadtteilen (Ihletal, Industriegebiet Süd, Innenstadtring, Nord, Nord-Ost, Nord-West, Ost, Sanierungsgebiet, Süd, West, West-August-Bebel). In diesem Gebiet leben insgesamt 23. 654 Personen.

Die Stadtwerke Burg Energienetze GmbH haben dem Lehrstuhl LENA, die Topologie und Parameter der Betriebsmittel zum Netz zur Verfügung gestellt, die sie im Vorfeld aus der Leitwarte extrahiert und aufbereitet hatten. Dabei wurde festgestellt, dass einige relevante Informationen nicht vollständig sind. In einer intensiven Zusammenarbeit mit den Stadtwerken und einer ausführlichen Literaturrecherche wurde das elektrische Netz nachgebildet. Im Folgenden sind Modellierungsansätze für das elektrische Netz dargelegt

3.2 Modellierung des elektrischen Netzes

Das elektrische Netz der Stadt Burg (nur Stadt Burg, ohne Ortsteile) besteht aus einem 15 Mittelspannungsnetz, das aus dem Übertragungsnetz der 50 Hertz Transmission versorgt wird. Über 93 verteilten Ortsnetztransformatoren gelangt der Strom aus dem Mittelspannungsnetz in das 400 V Niederspannungsnetz, an dem Endkunden (Haushalte, Betriebe und Gewerbe) und Ladeinfrastruktur angeschlossen sind. Zur Verdeutlichung ist in Abbildung 1 ein Netzausschnitt des Zentrums (im Projekt „Sanierungsgebiet“ genannt) dargestellt. Dort beschreibt die rote Linie die Abgrenzung des Stadtteils. Die grünen und orangen Linien kennzeichnen den Verlauf verschiedener Mittelspannungskabel, während die blauen Linien den Verlauf der Niederspannungskabel darstellen.

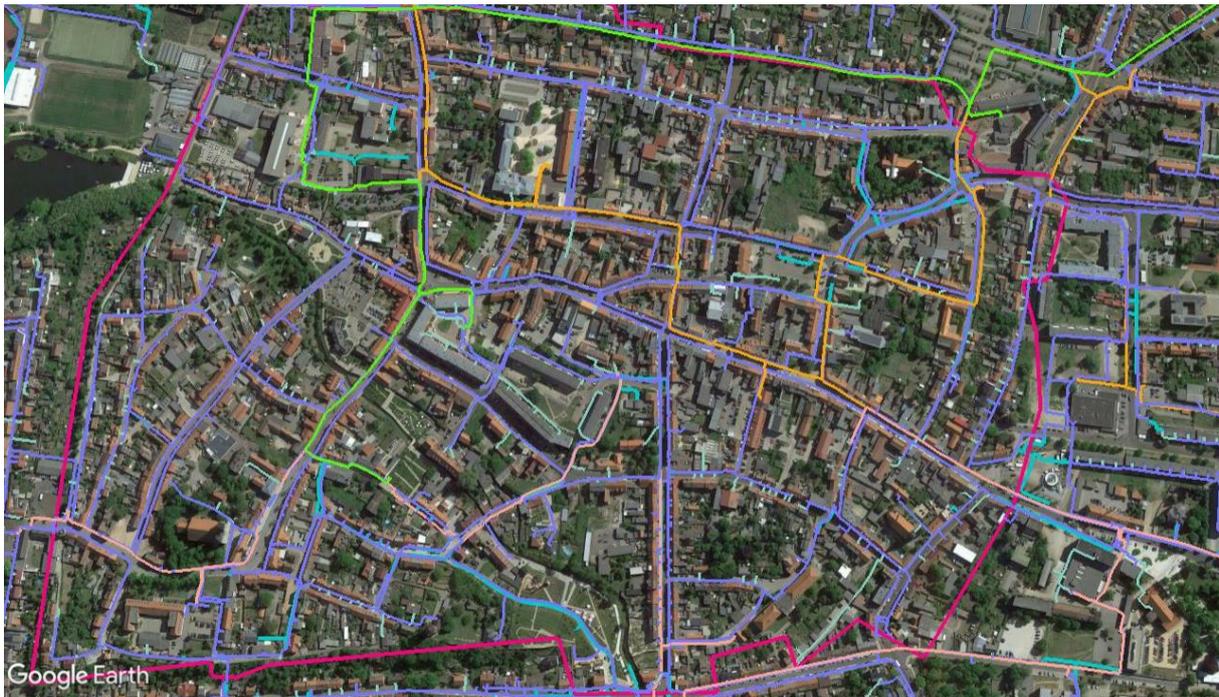


Abbildung 1 Netzausschnitt des Sanierungsgebietes.

Um mögliche Installationsorte der Ladeinfrastruktur zu prüfen, muss insbesondere das Niederspannungsnetz der Stadt Burg nachgebildet werden. Zur Modellierung gehören: das elektrische Netz selbst, die angeschlossenen Verbraucher und die angeschlossenen Erzeuger. Aus den Netzinformationen der Stadtwerke, die im Google Earth Format übermittelt wurden, konnte der Verlauf der Niederspannungskabel, die zugehörigen Kabelparameter (R, X, C, maximaler Strom) und die Netzverknüpfungspunkte zu den Endkunden ermittelt werden. Die Kabeltypen reichen von NAYY 4x150 (AL) bis NAYY 4x70 (AL), NYY 4x16 (Cu), wobei in der Kabelbezeichnung die Aderanzahl und der Kabelquerschnitt definiert sind. Je geringer die Kabelquerschnitte sind, desto geringer ist die Strombelastbarkeit. Für die Verbindung vom Netzanschlusspunkt an der Straße bis zum Gebäudeanschlusskasten werden aktuell typischerweise Kabel geringen Querschnitts verwendet (NAYY 4x25 und NAYY 4x35). Durch den historischen Zuwachs des elektrischen Netzes sind ebenfalls Kabel mit geringeren Kabelquerschnitten verlegt. Zu den konkreten Leitungslängen und den an den Netzanschlusspunkten angeschlossenen Verbrauchern gab es keine konkreten Informationen. Diese wurden

innerhalb einer intensiven Recherche aus den Google Earth Dateien ermittelt. Die Leitungslängen für 8.596 Kabel wurden in Google Earth vermessen.

3.3 Modellierung von Verbraucherprofilen

Die Modellierung der angeschlossenen Verbraucher war deutlich komplexer. Jeder Netzanschlusspunkt wurde analysiert und in eine der folgenden Kategorien eingeordnet.

- freistehendes Einfamilienhaus
- Reihenhaus
- Mehrfamilienhaus
- Wohnblock
- Gewerbe
- Freier Anschluss

Eine Auswahl der genannten Kategorien ist in Abbildung 2 dargestellt.



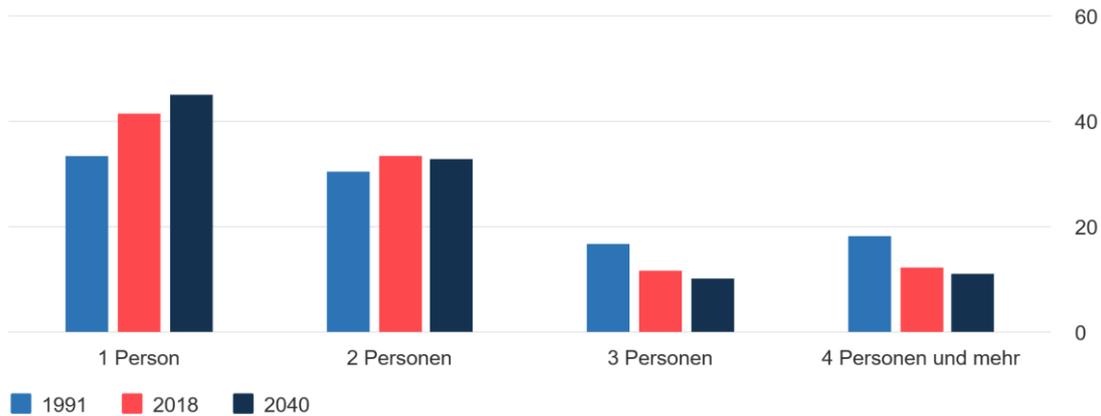
Einfamilienhaus freier Anschluss Mehrfamilienhaus

Abbildung 2 Klassifizierung der Verbraucher mit Hilfe von Google Earth.

Die Anzahl der Wohnungen in Mehrfamilienhäusern und Wohnblocks wurde auf Grundlage der Etagenanzahl, Anzahl der Balkone und der Fläche angenommen. Dabei ist aus verfügbaren Statistiken jeder Kategorie eine Anzahl, von dort wohnenden Personen zugeordnet. Die Entwicklung der Anzahl der Personen pro Wohnung ist in Abbildung 3 dargestellt.

Privathaushalte nach Haushaltsgröße

in %



1991, 2018: Ergebnisse des Mikrozensus; 2040: Ergebnisse der Haushaltsvorausberechnung 2020

© Statistisches Bundesamt (Destatis), 2020

Abbildung 3 Statistik zur Anzahl von Personen nach Haushaltsgröße.

Um den Energiebedarf pro Wohnung abzuschätzen, wurde der Durchschnittswert von zwei Personen pro Haushalt zu Grunde gelegt. Der Energieverbrauch der Haushalte wurde auf Grundlage aktueller Stromspiegel [ST19] ermittelt und ist in

Tabelle 1 zusammengefasst.

Tabelle 1 Energieverbrauch der Verbraucherkategorien

Personenanzahl im Haushalt	Jährlicher Energieverbrauch (MWh) im Einfamilienhaus	Jährlicher Energieverbrauch (MWh) im Mehrfamilienhaushalt / Wohnblock
eine Person	2,3	1,4
zwei Personen	3	2
drei Personen	3,6	2,6
vier Personen	4	3
fünf Personen	5	3,6

Für die Ermittlung der Netzbelastung sind konkrete Verbraucherprofile notwendig, welche die aus dem Netz bezogene Leistung der Verbraucher pro 15 Minuten widerspiegeln. Zur Erzeugung dieser Verbraucherprofile wurde die Datenbasis der HTW Berlin herangezogen [Tja15]. An der HTW wurden genaue und repräsentative elektrische Haushaltslastprofile entwickelt, die auf Grundlage einer Vielzahl von wissenschaftlichen Untersuchungsmethoden im Bereich der Energieversorgung und -speicherung beruhen. Die Haushaltprofile bestehen aus insgesamt 74 Profilen, die einen jährlichen Energieverbrauch von 1,4 bis 8,6 MWh charakterisieren. Jedem Verbraucher im Niederspannungsnetz in Burg wurde basierend auf

Tabelle 1 eines dieser Verbraucherprofile der HTW zugeordnet, sodass für jede Viertelstunde eines Jahres ein Leistungswert zugeordnet werden konnte. Mit dieser Methode wurden Profile für 4.496 Verbraucheranschlussknoten entwickelt.

Für die Nachbildung des Energiebedarfs des Gewerbes wurde ebenfalls ein öffentlich verfügbares Profil verwendet [Com19]. Das verwendete Profil ist in Abbildung 4 dargestellt.

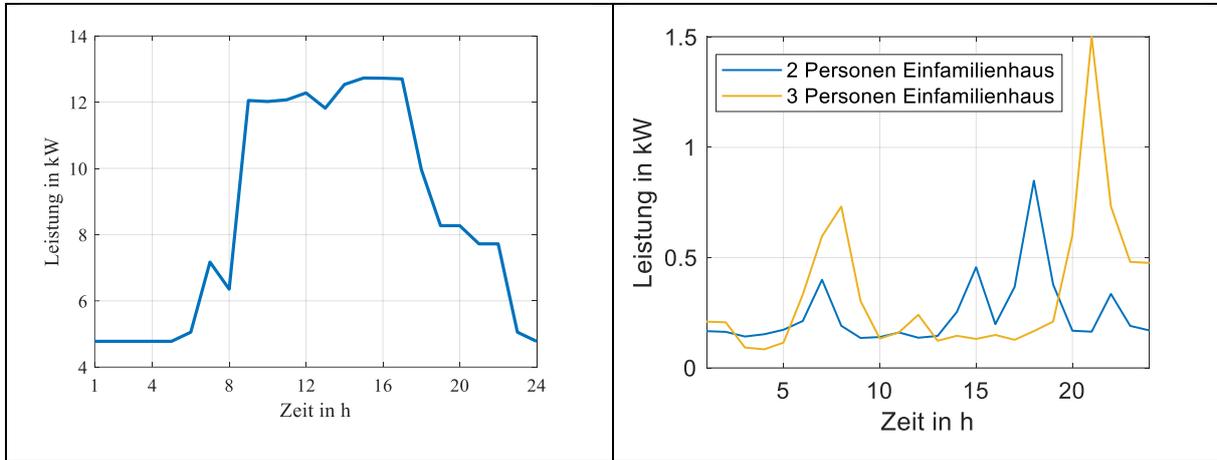


Abbildung 4 Lastprofil für Gewerbe (links), Lastprofil Haushalte (rechts).

Neue Einfamilienhäuser nutzen Wärmepumpen für die Bereitstellung von Warmwasser und der Raumwärme. Die Berücksichtigung der elektrischen Leistung der Wärmepumpe erfolgte basierend auf dem Profil in Abbildung 5. Dieses Profil addiert sich auf das Verbraucherprofil in Abbildung 4 auf.

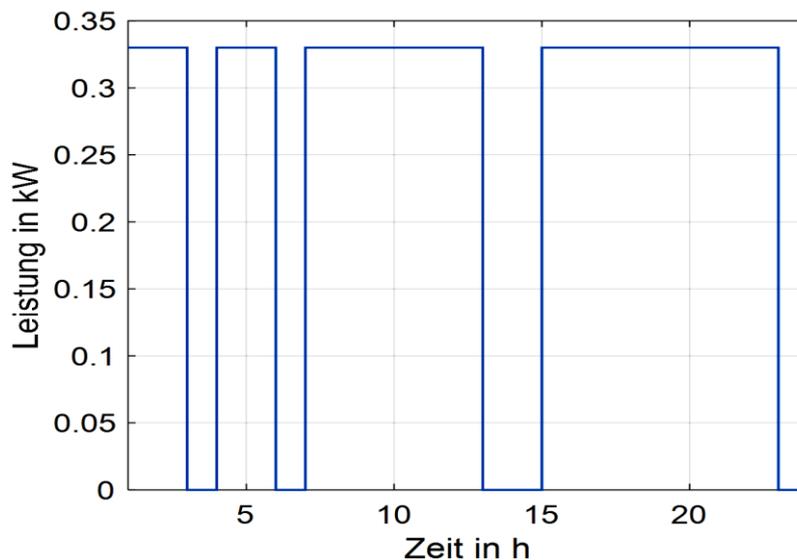


Abbildung 5 Lastprofil einer Wärmepumpe.

3.4 Modellierung der Ladeinfrastruktur

Für die Modellierung aktueller Ladeinfrastruktur wurde recherchiert, welche typischen Ladeleistungen öffentliche und private Ladeinfrastruktur besitzen. Es erfolgt die Unterscheidung in Schnellladestationen, die hauptsächlich an Autobahnen installiert wurden, um den Fernverkehr zu versorgen und Normalladestationen.

Schnellladestationen

- DC 50 kW, 125 A
- vereinzelt: DC mit 100 kW, 135 kW 150 kW 350 kW Ladeleistung
- AC 44 kW, dreiphasig, 63 A pro Phase

Normalladestationen

- AC 22 kW, dreiphasig, 32 A pro Phase
- AC 11 kW, dreiphasig, 16 A pro Phase
- AC 7 kW, einphasig, 32 A
- AC 3,6 kW, einphasig, 16 A

Für die Modellierung von öffentlicher AC-Ladestationen wurde eine Ladeleistung von maximal 22 kW pro Ladepunkt herangezogen. DC-Ladestationen beziehen eine Leistung von 50-350 kW aus dem Netz. Da erstere am weitesten verbreitet und höhere Leistungsklassen nur vereinzelt installiert sind, wird bei der Untersuchung von DC-Ladestationen eine Ladeleistung von 50 kW zu Grunde gelegt. Für private Ladestationen, die zur Ladung von Elektrofahrzeugen im häuslichen Bereich genutzt werden, wird eine Ladeleistung von 11 kW herangezogen.

Die Abschätzung von Ladevorgängen eines BEVs ist nur möglich, wenn das zeitabhängige Vorhandensein des BEV am Hausladepunkt und der zeitabhängige Ladezustand des BEVs abgebildet werden. Aus diesem Grund müssen typische Fahrstrecken nach dem WLTC (Worldwide harmonized Light vehicles Test Procedure) abgebildet und der aktuelle Ladezustand der BEV unter Berücksichtigung unterschiedlicher Fahrstrecken, Abfahr- bzw. Ankunftszeiten, Anzahl der Fahrten, Fahrzeit abgebildet. Die Informationen werden aus dem gekoppelten Modell (vgl. Tabelle 8: Szenariomatrix (Ausschnitt)) bezogen.

In Abbildung 6 ist die Verteilungsfunktion für Ankunftszeiten im Stadtteil Ihletal gegeben. Es wird deutlich, dass die Anwohner hauptsächlich am Nachmittag zuhause eintreffen.

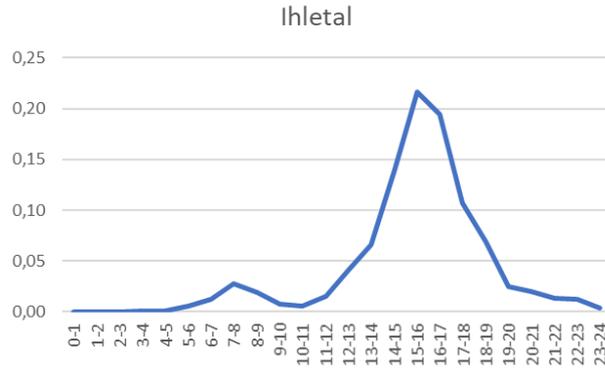


Abbildung 6 Verteilungsfunktion zu Ankunftszeiten im Ihletal.

Aus dieser Verteilung wird z.B. eine Ankunftszeit (z.B. 20 Uhr) für ein Elektrofahrzeug zu Hause ausgewählt. Der Ladevorgang startet mit einer Ladeleistung P_L von 11 kW. Die Ladedauer basiert auf den aktuellen Ladezustand (State-of-Charge $SOC_{BEV,t}$) der Fahrzeugbatterie zur Ankunftszeit t .

Um den Ladezustand zu bestimmen, ist eine Nachbildung des Fahrverhaltens und des Energiebedarfs des BEVs $E_{\text{Verbrauch}}$ erforderlich. Nach Tabelle 5 wurde letzteres mit 0,178 kWh/km festgelegt. Mit $E_{BEV,bat}$ als Gesamtkapazität der Fahrzeugbatterie lässt sich der $SOC_{E-KFZ,t}$ zur Ankunftszeit t bestimmen, siehe Gleichung 1.

$$SOC_{E-KFZ,t} = SOC_{E-KFZ,t-1} - \frac{E_{\text{Verbrauch},t}}{E_{E-KFZ,bat}} \quad \text{Gl. 1}$$

Wenn der SOC_{BEV} bei Ankunft kleiner 85% ist, wird das BEV der Ladeleistung P_L geladen, bis die Ladezeit t_L erreicht oder die Batterie vollgeladen ist. Während des Ladevorgangs ist der SOC_{BEV} in Gleichung 2 gegeben.

$$SOC_{E-KFZ,t+1} = SOC_{E-KFZ,t} + \frac{P_L t_L}{E_{E-KFZ,bat}} \quad \text{Gl. 2}$$

Das sich daraus ergebende Ladeprofil wird entsprechend Abbildung 7 auf das Lastprofil des Anschlussknoten (Abbildung 4) addiert.

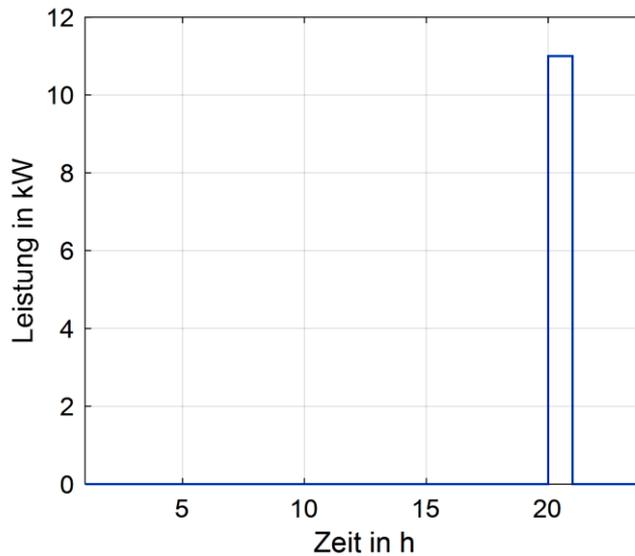


Abbildung 7 Ladeprofil für ein BEV an einer privaten Ladestation.

Der entworfene Algorithmus entwickelt für jede Ladestation ein individuelles Ladeprofil, das auf Grund unterschiedlich gewählter Eingangswerte aus der Verteilungsfunktion jeden Tag variiert. Dabei verteilen sich die Ankunftszeiten, Fahrtstrecken usw. ganzheitlich entsprechend der Verteilungsfunktion. Diese Vorgehensweise ermöglicht es im besonderen Maße Gleichzeitigkeitsfaktoren zu berücksichtigen, die für die Netzplanung relevant sind.

Die Verteilung der privaten Ladestationen im elektrischen Netz erfolgt linear gleichverteilt, wobei die Gesamtanzahl der (erwarteten) Elektrofahrzeuge und die Anzahl der Netzanschlussknoten genutzt wird, um ein Verteilungsverhältnis zu ermitteln.

$$\text{Verhältnis} = \frac{\text{Anzahl Netzknoten}}{\text{Anzahl E-KFZ}}$$

Ist das Verhältnis 10, wird für jeden 10. Netzanschlussknoten ein Ladeprofil nach dem bereits beschriebenen Algorithmus erstellt.

3.5 Modellierung von Erzeugerprofilen

Der Anschluss von Ladeinfrastruktur erfolgt im Niederspannungsnetz. Dort sind aus dem Bereich erneuerbarer Energietechnologien nur Photovoltaikanlagen angeschlossen. Andere erneuerbare Erzeuger wie Biomasseanlagen und Windenergieanlagen sind in der Mittel- bzw. Hochspannungsebene angeschlossen, sodass sie in diesem Fall keine Relevanz haben.

Im Niederspannungsnetz Burgs sind im Jahr 2019 insgesamt 134 Photovoltaikanlagen mit einer Gesamtleistung von 3,2 MW installiert. Die Netzanschlusspunkte der einzelnen Anlagen konnten aus den zur Verfügung gestellten Netzdaten ermittelt werden. Zur Modellierung der Einspeisung an jedem Anschlusspunkt wurde ein Einspeiseprofil der HTW genutzt, das Einspeisewerte in viertelstündlicher Auflösung für ein Jahr enthält [Ber16]. Das Profil wurde normiert, indem jeder Leistungswert auf die installierte Leistung der Anlage bezogen wurde.

Das Ergebnis für einen sonnigen Julitag ist in Abbildung 8 gegeben. Um 12 Uhr beträgt die eingespeiste Leistung in das Netz ungefähr 85% der installierten Photovoltaikleistung. Mithilfe dieses Profils kann die Einspeisung aus unterschiedlichen Anlagengrößen für ein Untersuchungsjahr modelliert werden.

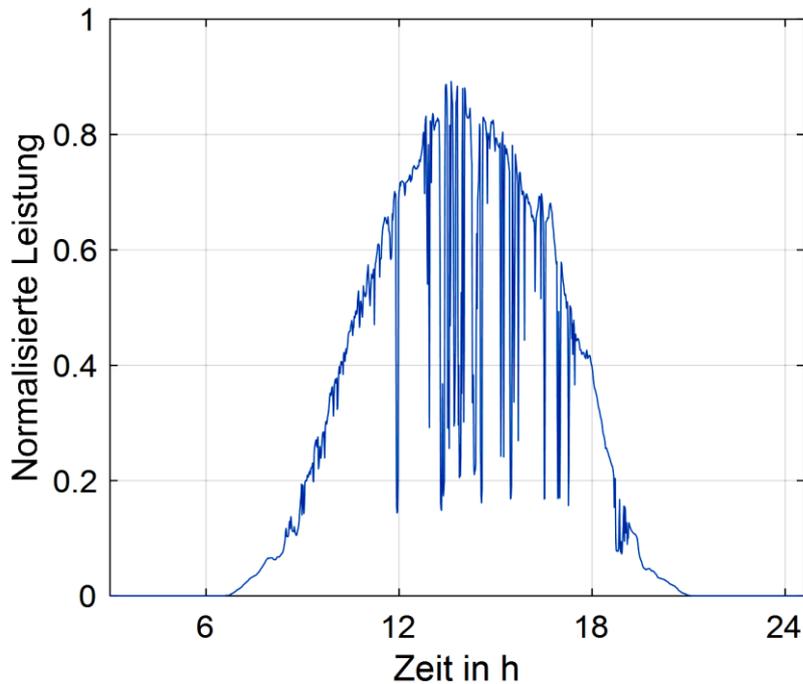


Abbildung 8 Normiertes Einspeiseprofil einer PV-Anlage.

3.6 Beschreibung der untersuchten Szenarien

Um die zukünftige Entwicklung des Netzes zu untersuchen, werden verschiedene Netzszenarien entworfen. Für die Untersuchung des Einflusses der Ladeinfrastruktur auf das elektrische Netz in Burg wurde zunächst ein Basisszenario festgelegt, das die heutige Last- und Erzeugungssituation widerspiegelt. Das Basisszenario entspricht den vorangegangenen Beschreibungen.

Unter Berücksichtigung der Entwicklungstendenz der Lasten und Erzeugungsanlagen in den nächsten Jahren wurden Zukunftsszenarien definiert. Um nach den Zielen der Bundesregierung von 2019 den Anteil der PV-Anlagen bis 2030 auf 98 GW installierte Leistung auszubauen, ist ein mittlerer jährlicher PV-Zubau von mindestens 4,5 GW notwendig [FISE20]. Der Szenarienbildung liegt ein jährlicher Zubau von 4,5 GW in Deutschland zu Grunde. Im Niederspannungsnetz ist von einem Zubau auf Dächern von Einfamilienhäusern und Mehrfamilienhäusern auszugehen. Größere Freiflächenanlagen werden an die Mittelspannung angeschlossen. Die Anlagenart wird aber für den städtischen Untersuchungsraum nicht berücksichtigt. Aus aktuellen Studien ist nicht abschätzbar, wie sich neue Photovoltaikanlagen im untersuchten Netzgebiet verteilen werden. Aus diesem Grund

wurde ein Durchschnittsszenario entworfen, bei dem sich die zusätzliche installierte Leistung aus den PV-Anlagen gleichmäßig auf die 83 Transformatoren verteilen. Für 2025 ergibt sich zum Beispiel eine zusätzliche Photovoltaikleistung von 19,2 kW pro Transformator, die gleichmäßig auf die Netzanschlüsse der Verbraucher, die noch keine Photovoltaikanlage vorweisen, verteilt worden ist.

Von einem weiteren Zubau erneuerbarer Technologien, wie Biomasseanlagen und Windenergie, wird eher im ländlichen Raum gesehen und wird in Burg daher nicht explizit berücksichtigt.

Die Entwicklung der elektrischen Last wird durch die sich ändernden Bevölkerungsanzahl, dem Zubau von Wärmepumpen und der Entwicklung des BEV Anteiles bestimmt. Insbesondere letzteres wird einen großen Einfluss auf die Lastentwicklung haben, da nach aktuellem Stand 85% aller Ladevorgänge zuhause stattfinden. Der Anteil der BEV und dessen Verteilung im Netzgebiet ergibt sich aus der Szenariomatrix (Vgl. Tabelle 8). Der Zuwachs an Wärmepumpen in Neubauten betrug im Jahr 2018 41,2 % [STa20], wobei der Anteil an Wärmepumpen an allen Heizarten lediglich 5 % beträgt [Bre20]. Der Zuwachs an Wärmepumpen in Bestandsbauten ist kaum aus Studien abschätzbar und wird nur in Einfamilienhäusern erwartet. Ein Heizungssystem wird mit einer Betriebszeit von durchschnittlich 17 Jahren angegeben [HEI20]. Da das Heizungssystem für das Haus optimiert ist (z.B. Nutzung von Fußbodenheizung ist optimal für Wärmepumpen), sind Wärmepumpen als Ersatz für konventionelle Heizungssysteme selten geeignet. Vor diesem Hintergrund wurde eine zufällige Verteilung von Wärmepumpen derart auf die Häuser umgesetzt, dass ab 2025 5% allen Einfamilienhäusern ein Wärmepumpenprofil zuzuordnen ist.

Ergebnisse aus dem statistischen Landesamt Sachsen-Anhalt zeigen eine stetige Abnahme der Bevölkerung in der Stadt Burg. Zukünftig ist von einer Verringerung der Einwohnerzahl (-1,5% bis 2025, -4,8% bis 2030) auszugehen.

Entsprechend der beschriebenen Grundlagen ergeben sich die folgenden Annahmen zu den untersuchten Szenarien aus Netzsicht:

- **Basis Szenario**
 - Anzahl der Bewohner 23.654
 - Installierte Photovoltaikleistung 3,2 MW
 - 49 BEV Besitzer
 - Wärmepumpen vernachlässigt
- **Zukunftsszenario 2025**
 - Anzahl der Bewohner 23.299
 - Installierte Photovoltaikleistung 4,7 MW
 - 159-253 BEV- Besitzer
 - Wärmepumpen 369
- **Zukunftsszenario 2030**

- Installierte Photovoltaikleistung 6,3 MW
- 724-1593 BEV- Besitzer
- Bewohner 22589
- Wärmepumpen 369

3.7 Mathematische Methoden zur Bestimmung des Einflusses von Ladeinfrastruktur

Zur Simulation der entwickelten Szenarien und Bestimmung der Netzauslastung wurden mathematische Methoden zur Bestimmung des Einflusses von Ladeinfrastruktur angewandt.

Mit Hilfe der Lastflussberechnung lassen sich, unter Angabe von Verbraucherlasten und Erzeugung, Spannungen und Ströme im elektrischen Netz berechnen. Dabei werden physikalische Effekte mit mathematischen Formeln beschrieben und nachgebildet. In diesem Fall wird die Lastflussberechnung angewendet, um den Systemzustand zu bestimmen, kritische Stellen im elektrischen Netz zu identifizieren und den Einfluss sowie die Einflussgrößen von Elektrofahrzeugen durch das Laden darzustellen. Der ausschlaggebende Indikator ist hierbei die Spannung, die laut IEC 50160 $\pm 10\%$ der Nennspannung betragen darf.

Elektrische Leitungen können nach dem Pi-Ersatzschaltbild (Abbildung 9) berechnet werden [BRO17], [Wol20]. Durch die kapazitive- und induktive Kopplung kommt es zu einer vollbesetzten Impedanzmatrix für die drei Leiter.

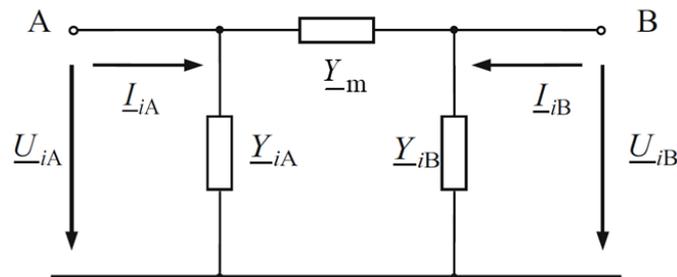


Abbildung 9 Pi-Ersatzschaltbild [Wol20].

Für die weiteren Betrachtungen ist es sinnvoll mit dem Kehrwert der Impedanzen, den Admittanzen Y , zu arbeiten. Der komplexe Admittanzwiderstand der Leitung wird durch einen ohmschen Widerstand R und einer Induktivität L (Gl. 3) sowie zwei Kapazitäten C (Gl.4) charakterisiert.

$$\underline{Y}_A = \underline{Y}_B = \frac{1}{2}(G + j\omega C) \quad \text{Gl. 3}$$

$$\underline{Y}_m = R + j\omega L \quad \text{Gl. 4}$$

Aus dem Ersatzschaltbild wird die Stromgleichung zur Modellierung der Leitung aufgestellt. Hierbei wird die Admittanz für die Stromflussrichtungen von Punkt A im Leerlauf, A nach B, B nach A und B in Leerlauf angegeben und nach Gl. 5 bis Gl. 7 bestimmt.

$$\underline{Y}_{AA} = \underline{Y}_A + \underline{Y}_m \quad \text{Gl. 5}$$

$$\underline{Y}_{AB} = \underline{Y}_{BA} = -\underline{Y}_m \quad \text{Gl. 6}$$

$$\underline{Y}_{BB} = \underline{Y}_B + \underline{Y}_m \quad \text{Gl. 7}$$

Da von einem symmetrischen Aufbau der Betriebsmittel und symmetrischer Abnahme der Verbraucher ausgegangen wird, ist eine einphasige Betrachtung ausreichend. Die berechneten Admittanzen resultieren aus den Leitungsbelegen und den Kopplungen zwischen den Leitern und werden für die Verknüpfung mit anderen Betriebsmitteln nach dem Knotenpunktverfahren als Stromgleichung dargestellt (Gl. 8).

$$\begin{bmatrix} \underline{i}_A \\ \underline{i}_B \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Y}_{AA} & \underline{Y}_{AB} \\ \underline{Y}_{BA} & \underline{Y}_{BB} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{u}_A \\ \underline{u}_B \end{bmatrix} \quad \text{Gl. 8}$$

Im Anschluss erfolgt die Modellierung des Transformators mit der Schaltgruppe Dy5 (Abbildung 10) [BRO17].

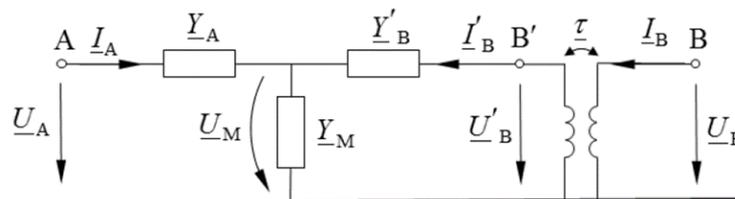


Abbildung 10 Transformator Ersatzschaltbild [Wol20]

Dabei werden die primärseitigen Wechselstromgrößen in Dreieckschaltung auf die Sekundärseite in Sternschaltung bezogen und eine Phasenverschiebung von 150° berücksichtigt. Für das Aufstellen der Stromgleichung werden, parallel zur Modellierung der Leitung, die Admittanzen der einzelnen Ersatzschaltungen benötigt. Aus den Transformatorparametern werden die ohmschen- und Blindwiderstände (Gl. 9 und Gl. 10) sowie das Übersetzungsverhältnis (τ), aus Primär- zu Sekundärseite, bestimmt.

$$R_A = R'_B = \frac{1}{2} \frac{P_{V,k}}{3I_{r,T}^2} \quad \text{Gl. 9}$$

$$X_A = X'_B = \frac{1}{2} u_k \frac{U_T}{\sqrt{3}I_T} \quad \text{Gl. 10}$$

Im Anschluss können die Admittanzen aus dem Schaltbild abgeleitet werden, sodass Ersatzschaltungen für Primär- und Sekundärseite sowie den Mittelpunkt zu bestimmen sind (Gl. 11 bis Gl. 13). Für die Berechnung der Mittelpunktadmittanz werden die Eisen- und Streuverluste des Transformators verwendet.

$$\underline{Y}_A = \frac{1}{R_A + jX_A} \quad \text{Gl. 11}$$

$$\underline{Y}'_B = \frac{1}{R'_B + jX'_B} \quad \text{Gl. 12}$$

$$\underline{Y}_m = \frac{1}{R_{Fe}} + \frac{1}{jX_h} \quad \text{Gl. 13}$$

Die Darstellung der Wicklungsgrößen erfolgt nach dem Knotenpunktverfahren als Admittanzmatrix, bezogen auf die Primärseite (Gl. 14).

$$\begin{bmatrix} \underline{i}_A \\ \underline{i}_B \end{bmatrix} = \frac{1}{\underline{Y}_A + \underline{Y}'_B + \underline{Y}_m} \begin{bmatrix} \underline{Y}_A(\underline{Y}'_B + \underline{Y}_m) & -\tau \underline{Y}_A \underline{Y}'_B \\ -\tau \underline{Y}_A \underline{Y}'_B & |\tau|^2 \underline{Y}'_B (\underline{Y}_A + \underline{Y}_m) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{u}_A \\ \underline{u}_B \end{bmatrix} \quad \text{Gl. 14}$$

Im Anschluss kann eine Diagonalmatrix mit allen Betriebsmitteln \underline{Y}_T (Gl. 15) erstellt und mittels der Knoten-Tor-Inzidenzmatrix \underline{K}_{KT} die Knotenadmittanzmatrix \underline{Y}_{KK} (Gl. 16) aufgestellt werden.

$$\underline{Y}_T = \begin{bmatrix} \underline{Y}_{T,AA} & \underline{Y}_{T,AB} & & & \\ \underline{Y}_{T,BA} & \underline{Y}_{T,BB} & & & \\ & & & & \\ & & & \underline{Y}_{L,AA} & \underline{Y}_{L,AB} \\ & & & \underline{Y}_{L,BA} & \underline{Y}_{L,BB} \end{bmatrix} \quad \text{Gl. 15}$$

$$\underline{Y}_{KK} = -\underline{K}_{KT} \underline{Y}_T \underline{K}_{KT}^T \quad \text{Gl. 16}$$

Neben der \underline{Y}_{KK} dienen die Lasten und die Erzeuger sowie die Nennspannung als Eingangsdaten für die Lastflussberechnung. Die Definition des Slackknotens (Bezugsknoten) sorgt für eine ausgeglichene Leistungsbilanz und bedeutet, dass eine konstante Spannung U , mit einem dazugehörigem Winkel δ vorgegeben wird. Der Slackknoten ist in der Mittelspannungsebene angenommen. Alle weiteren Knoten werden als Lastknoten definiert, d.h. eine Wirk- und Blindleistung wird als Last oder Erzeugung vorgegeben. Die Berechnung der Leistungsbilanz der Netzknoten erfolgt nach dem Newtonverfahren. Dabei lässt sich die Netzleistung mit Hilfe der aufgestellten Knotenadmittanzmatrix und der Netzspannung berechnen (Gl. 17) und in Wirk- und Blindleistung aufteilen.

$$\underline{s}_N = 3\underline{U}_K (\underline{Y}_{KK} \underline{u}_K)^* \quad \text{Gl. 17}$$

Im Anschluss kann die Differenz von Netz- und Knotenleistung sowie von Netz- und Knotenblindleistung auf Null gesetzt werden, um eine ausgeglichene Bilanz zu erzeugen. Durch eine Taylor-Reihen-Entwicklung können Näherungswerte bzw. Verbesserungsvektoren von ΔU und $\Delta \delta$ bestimmt werden, welche nach x-Iterationsschritten und dem Erreichen einer vorgegebenen Genauigkeit abgeschlossen sind (Gl. 18, Gl. 19).

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta p}{\partial \delta} & \frac{\partial \Delta p}{\partial u} \\ \frac{\partial \Delta q}{\partial \delta} & \frac{\partial \Delta q}{\partial u} \end{bmatrix}_v \begin{bmatrix} \partial \delta \\ \partial u \end{bmatrix}_{v+1} = \begin{bmatrix} \partial p \\ \partial q \end{bmatrix}_v \quad \text{Gl. 18}$$

$$J_v \Delta x_{v+1} = \Delta y_v \quad \text{Gl. 19}$$

Ergebnis der Lastflussberechnung sind die Spannungen und deren Phasenlage an den einzelnen Netzknoten, die sich bei der aktuell entnommenen (Verbraucher) oder eingespeisten (Erzeuger) Leistung ergeben. Die Netzspannung im Niederspannungsnetz muss immer im Bereich 400 V +/- 10 % liegen, damit alle angeschlossenen Verbraucher eine ausreichende Versorgungsqualität haben.

3.8 Modellbildung Verkehrsmodell

Ein weiterer Schwerpunkt war die Erarbeitung des Verkehrsmodells. Daraus leiten sich einerseits die Ermittlung des Ladebedarfs und die Analyse verschiedener Standortoptionen ab. Als Teil der Datenerhebung für die Modellbildung und als Unterstützung für die Standortentscheidung wurde eine Mobilitätsbefragung durchgeführt. Zudem werden für die Mobilität in Burg verschiedene Zukunftsszenarien erarbeitet (Vgl. Tabelle 8 und Abbildung 17).

Im ersten Schritt wurde eine Mobilitätsbefragung in Burg durchgeführt. Der Fragebogen mit neun inhaltlichen Fragen wurde von 98 Bürger Einwohnern (Insgesamt 129 Teilnehmende) beantwortet. Enthalten waren Fragen zur Erfahrung mit BEV und Einstellung gegenüber E-Mobilität, Fahrverhalten und Präferenzen bezüglich der Ladeinfrastruktur. Unter Berücksichtigung der Einwohnerzahl Burgs ($M = 23.654$ Personen) ergab sich unter Anwendung der „Slovin Formel“ eine Fehlerspanne f von etwa 10% (Konfidenzniveau 0,90) für 98 befragte Personen (N).

$$f = \sqrt{\frac{1}{N} - \frac{1}{M}} \quad \text{Gl. 20}$$

Die Mobilitätsbefragung ergibt, dass insbesondere eine hohe Reichweite (67 % der Befragten geben dies an) einen großen Kaufanreiz darstellt (siehe Anhang, Abbildung 66). Dies deutet auf eine räumliche Unterversorgung an öffentlicher Ladeinfrastruktur und eine u.a. daraus resultierende Reichweitenangst im Untersuchungsraum hin. Da räumliche (76%) und zeitliche Verfügbarkeit (62%) als bedeutend eingeschätzt werden, ist eine optimierte Ladestandortverteilung besonders wichtig, um Akzeptanz für die neue Technologie zu schaffen. Am wichtigsten ist eine kurze Ladedauer (86%), was zeigt, dass der richtigen Wahl der Ladeleistung an dieser Stelle ebenfalls eine große Bedeutung beizumessen ist (Abbildung 11).

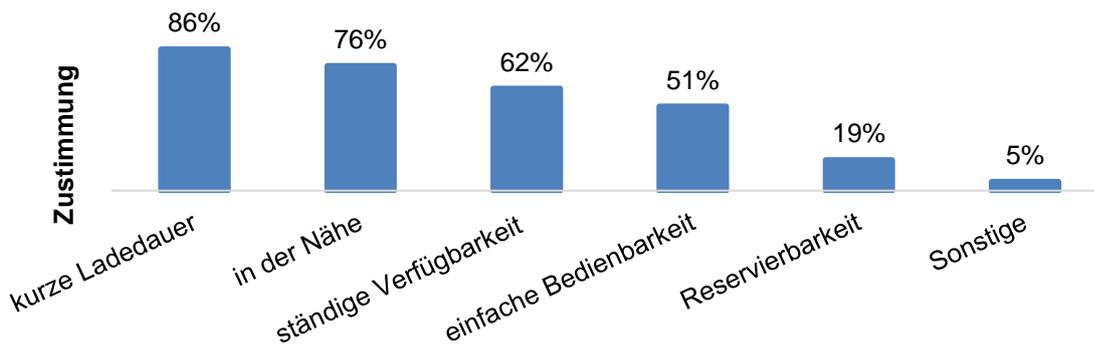


Abbildung 11 Ansprüche der Befragten an Ladepunkte.

Die Antworten zum Fahrverhalten lassen vermuten, dass ein Großteil der Bürger für alltägliche Fahrten keine Reichweitenprobleme zu erwarten hat (siehe Abbildung 12). Bestärkt wird diese Vermutung dadurch, dass weniger als jeder fünfte Befragte (17%) angibt mindestens fünfmal monatlich Strecken von über 200 km zurückzulegen (siehe Anhang, Abbildung 68), während 31 % der Befragten angeben weniger als einmal monatlich Strecken von über 200 km zurückzulegen.

■ unter 10 km ■ 10 bis 40 km ■ 40 bis 80 km ■ über 80 km ■ Keine Angabe

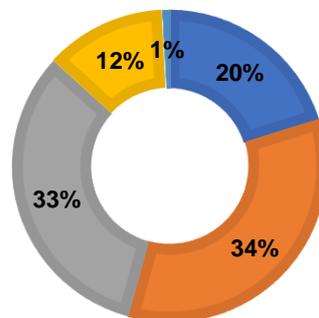


Abbildung 12 Tägliche Fahrstrecke der Befragten.

Die Antworten zur Ladeinfrastruktur zeigen, dass die Befragten öffentliche Lademöglichkeiten an Einkaufsmöglichkeiten, beim Arbeitgeber oder in Wohngebieten nahezu gleichermaßen präferieren (siehe Abbildung 13) und daher keine eindeutige Tendenz abzuschätzen ist. Mehr als jeder zweite Befragte (54%) gibt an, länger als drei Stunden an dem Ort zu verweilen, an dem er das öffentliche Laden voraussichtlich nutzen würde. Dieses Erkenntnis begründet sich damit, dass viele der Befragten idealerweise den Wohn- oder Arbeitsort als präferierten Ladeort für öffentliches Laden sehen. Personen die Angaben weniger als eine Stunde (25%) am präferierten Ladeort zu verweilen, geben oftmals auch an, dass es sich bei diesem um einen Einkaufsmöglichkeit handelt (siehe Anhang, Abbildung 69).

■ Wohngebiet ■ Arbeitgeber ■ POS ■ Park & Ride ■ Sonstige ■ Keine Angabe

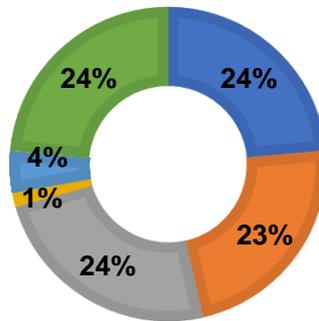


Abbildung 13 Präferenz der räumlichen Nutzung der Befragten.

Bei der Erfragung der präferierten Points of Interest (POI) wurde von 25 % der Befragten ein Standort im Quartier „Sanierungsgebiet“ und von 26 % der Befragten einen Standort im Quartier „Süd“ gewünscht. Diese Quartiere vereinen über die Hälfte aller Standortvorschläge auf sich (siehe Anhang, Abbildung 70). Dies lässt darauf schließen, dass sich die Befragten, aufgrund der hohen Anziehungskraft der POI, durch die Einrichtung von Ladepunkten (LP) in diesen Quartieren (bspw. Marktkauf in Süd, Rolandplatz in Sanierungsgebiet) einen besonders großen Vorteil versprechen.

Ein weiteres wesentliches Ergebnis für die Platzierung der LP wird in Abbildung 14 dargestellt. Den Befragten wurden vier Optionen zur Auswahl gestellt, dabei wurden sie gefragt, welche Distanzen sie zwischen ihrem Ziel- oder Ausgangsort und dem LP akzeptieren würden. Es hat sich herausgestellt, dass die Befragten zu einem großen Teil bereit sind, auch längere Entfernungen zum LP zurückzulegen. In einer kleineren Stadt wie Burg, macht dies die Abdeckung des Stadtgebietes mit Ladeinfrastruktur leichter.

■ unter 100 m ■ 100 bis 200 m ■ 200 bis 300 m ■ über 300 m

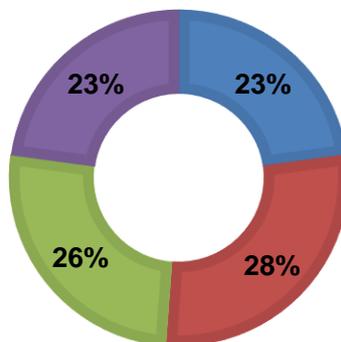


Abbildung 14 Akzeptable Entfernungen der Ladesäule.

Der zweite Schritt ist die Modellierung des Verkehrs in Burg durch ein Verkehrsnachfragemodell. Methodisch werden im Wesentlichen die Schritte der Verkehrserzeugung und der Verkehrsverteilung durchgeführt und nach Beschreibungen von [SL11] und [Tre19] umgesetzt.

Zunächst wird das Untersuchungsgebiet in Verkehrszellen unterteilt und für diese werden Strukturmerkmale möglichst detailliert erfasst. Das Verkehrsaufkommen zwischen den Verkehrszellen wird stark durch deren Strukturmerkmale geprägt (Tabelle 2). Da demographische Kennzahlen durch die Stadt Burg für elf verschiedene Stadtteile (Ihletal, Industriegebiet Süd, Innenstadtring, Nord, Nord-Ost, Nord-West, Ost, Sanierungsgebiet, Süd, West, West-August-Bebel) erhoben wurden, ist eine Definition der Verkehrszellen auf Basis dieser Stadtteile naheliegend (siehe Abbildung 15). An den Grenzen des Untersuchungsgebietes werden sogenannte Kordonbezirke (KB) definiert, welche eine Modellierung von Verkehren ermöglichen, die in das Untersuchungsgebiet hinein oder aus diesem heraus stattfinden.¹

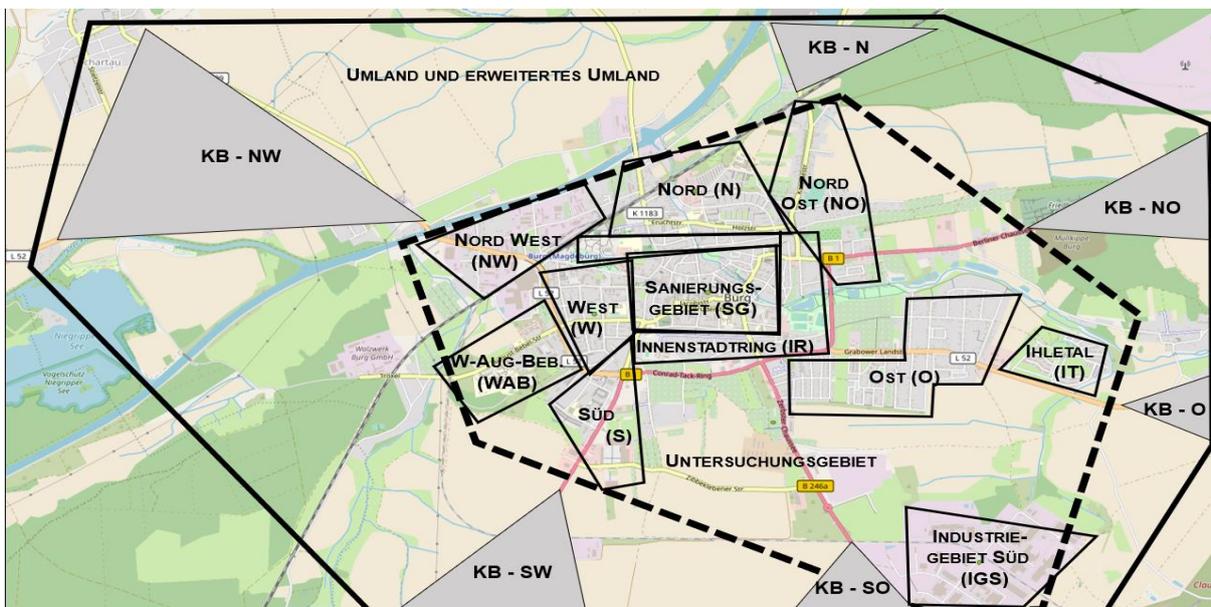


Abbildung 15 Aufteilung der Burger Stadtteile und angrenzender Kordonbezirke (KB).

Die einer Verkehrszelle zugeordnete Ausprägung eines Strukturmerkmals (z.B.: 154 Arbeitsplätze im tertiären Sektor im Gebiet Nord-Ost) wird genutzt, um mit Hilfe vom spezifischen Verkehrsaufkommen (SV) und von Erzeugungsraten (ER) das Gesamtverkehrsaufkommen einer Verkehrszelle zu bestimmen (siehe Tabelle 2) [Tre19]. Das SV sagt aus, wie

¹ Relevant für die Untersuchung sind hier insbesondere Ein- und Auspendler. Transitverkehre werden nicht berücksichtigt, da angenommen wird, dass diese durch Schnelllader versorgt werden (nicht Gegenstand des Forschungsvorhabens).

viele Wege von einer Quelle bzw. von einem Strukturmerkmal (z.B.: Strukturmerkmal: Schüler Quelle: Wohnung) pro Tag erzeugt werden. So führen 2.240 Schüler (Strukturmerkmal) bei einem SV von 1,1 zu insgesamt $1,1 \times 2240 = 2.464$ Wegen pro Tag, die von der Wohnung der Schüler zu ihrer Schule zurückgelegt werden. Die ER ergeben ebenfalls eine Zahl von zurückgelegten Wegen pro Tag, jedoch abhängig vom Ziel (Einkaufen/Verkaufsfläche). Bei einer ER von 0,2 erzeugt ein m²-Verkaufsfläche täglich 0,2 Wege. Das Verfahren wird im Detail in [SL11] und [Tre19] dargestellt.

Tabelle 2 Strukturmerkmale und Raten des Aufkommens bzw. der Erzeugung nach [Tre19]

Strukturmerkmal	Ausprägung Stadt Burg	Quelle	SV	ER
Einwohner (absolut)	23.654	Stadt Burg - Einwohnerdaten	0,4	-
Kleinkinder	1.139	Stadt Burg –Einwohnerdaten (Einwohner im Alter von 0-5J)	1,2	-
Schüler	2.240	Stadt Burg – Einwohnerdaten (Einwohner im Alter von 6-17J)	1,1	-
Erwerbstätige	11.870	Erwerbsfähige (Einwohner im Alter von 15-64 J) x 0,809 (Erwerbstätigenquote) - Auspendler + Einpendler	0,7	-
Betreuungsplätze Kita und Kindergarten (absolut)	865	Onlinerecherche mit verschiedenen Einzelquellen	-	2,0
Schulplätze (absolut)	2.246	Onlinerecherche mit verschiedenen Einzelquellen	-	1,1
Arbeitsplätze (absolut)	11.912	Annahme: 7.800 AP in Burg (Beschäftigungsstatistik für Jerichower Land auf Burg gerechnet) dann Subtraktion Auspendler und Addition Einpendler (aus Pendleratlas auf Burg gerechnet)	-	0,8
Verkaufsfläche in m²	67255	Recherche der Einkaufsmöglichkeiten und grobe Vermessung via Onlinekarten	-	0,2
Arbeitsplätze (Dienstleistungs-Sektor)	8935	Annahme: 75% der Arbeitsplätze	-	0,8

Neben der Aggregation und Aufarbeitung der soziodemographischen Strukturdaten wurden für die Verkehrszellen mit Onlinekarten eine Reisedistanzmatrix und Reisezeitmatrix (siehe Anhang Tabelle 37 und Tabelle 38) erstellt. Hierzu wurden zunächst geometrische Schwerpunkte für die Verkehrszellen ermittelt. Die Verkehrszellen sind einfache Polygone (Vielecke) deren Schwerpunkte durch die Einteilung in kleinere Polygone (z.B. Dreieck) bestimmt wird. Anschließend wurden die Routen zwischen diesen Schwerpunkten auf ihre Länge (Luftlinie, Fahrtstrecke) und die benötigte Fahrtzeit untersucht. Dabei wird angenommen, dass die Distanz und die Reisezeit zwischen den geometrischen

Schwerpunkten der durchschnittlichen Reisezeit und Distanz zwischen den Verkehrszellen entsprechen.

Neben den soziodemographischen Strukturdaten, dem spezifischen Verkehrsaufkommen und den Erzeugungsraten ist für das Verständnis der Modellierung die Einteilung der mobilen Personen in sogenannte Quelle-Ziel-Gruppen (QZG) von Bedeutung. Eine QZG umfasst alle Personen, die einen vergleichbaren Weg zurücklegen (Bsp. Für QZG: Wohnung zur Arbeit; Bildungseinrichtung zur Wohnung; Arbeit zu Freizeit). Es werden drei Typen von QZG unterschieden: 1. Wohnung als Quelle, 2. Wohnung als Ziel und 3. Sonstige Wege. Bei der Verkehrserzeugung wird für jeden der drei Typen und für jeden Stadtteil aufgestellt, wie viel Wege sich aus den Strukturdaten und dem SV oder der ER ergeben. Wenn in Burg insgesamt 11.870 Personen erwerbstätig sind und das SV bei 0,7 liegt (jeder Erwerbstätige verursacht 0,7 Wege von der Wohnung zur Arbeit), dann werden im Modell jeden Tag $0,7 \times 11870 = 8.309$ Wege von der Wohnung zum Arbeitsort erzeugt. Gleichzeitig zieht jeder Arbeitsplatz eine bestimmte Anzahl dieser erzeugten Wege an (ER = 0,8 Wege *Wohnung-Arbeitsplatz* pro Arbeitsplatz). Für das finale Ergebnis werden diese beiden Zahlen verknüpft. Gleichzeitig fließt ein, dass durch den höheren Aufwand bei längeren Entfernungen und Reisezeiten von Quelle zu Ziel, ein geringeres Verkaufsaufkommen zu erwarten ist. In diesem Modell wurde der Aufwand mit einer EVA3-Funktion bewertet. Ein Beispiel zur Erklärung: Es wird eher ein Supermarkt zum Einkaufen ausgewählt, der sich in der Nähe (vom Ausgang- oder Zielort) befindet und daher keine längere Fahrt nötig macht. Die EVA3-Funktion bildet das Verhalten, dass eher Ziele in der Nähe angefahren werden, annäherungsweise ab.

Die Verkehrsstrommatrix kann dann mithilfe der erzeugten Verkehre, der Aufwandsbewertung und Hilfszahlen (aus einem Iterationsverfahren) gebildet werden (siehe Tabelle 3, vollständig im Anhang siehe Tabelle 39). Diese gibt die Anzahl der täglich zurückgelegten Wege zwischen den Verkehrszellen wieder. Zum Beispiel werden täglich aus der Verkehrszelle Ost 755 Wege ins Sanierungsgebiet, 553 Wege nach Süd und 504 Wege nach West zurückgelegt. Gleichzeitig haben täglich Wege die Verkehrszelle Ost als Ziel, darunter 415 Wege aus West, 505 Wege aus Süd, 595 Wege aus dem Sanierungsgebiet und auch 250 Wege aus Ost selber. Die Zielverkehrsmatrix (Tabelle 39) stellt das Ergebnis der Verkehrsmodellierung dar. Einen Ausschnitt davon zeigt Tabelle 3.

Tabelle 3 Gesamtzahl der Wege zwischen den Verkehrszellen

Quartier	Ost	Sanierungsgebiet	Süd	West
Ost	250	755	553	503
Sanierungsgebiet	595	1811	1322	1203
Süd	505	1530	1122	1020
West	415	1261	923	841

3.9 Szenarientwicklung Verkehrsmodell

Der nächste wesentliche Schritt ist die Entwicklung von Zukunftsszenarien. Da die optimale Ladepunktverteilung von einer Vielzahl von Variablen abhängig ist, ist es notwendig die Variablen und ihre zukünftige Entwicklung detailliert zu analysieren. Weiter unten in Abbildung 18 sind die wesentlichen Variablen dargestellt und es wird sichtbar, an welchen Stellen diese in die Ladepunktverteilung einfließen.

Zuerst wird für die Abschätzung der Diffusion der BEV im Automobilmarkt die Szenariotechnik genutzt. Es werden drei Szenarien (Trend-, Positiv- und Negativ-Szenario) voneinander abgegrenzt. Dafür werden Schlüsselfaktoren definiert, die zusammengenommen die Szenarien vollständig und jeweils konsistent beschreiben. Es wird angenommen, dass die Bestandsentwicklung von batterieelektrischen Fahrzeugen abhängig von vier Schlüsselfaktoren ist (Investitions- und Betriebskosten, Fahrnutzen, Zusatznutzen), welche das Kosten-Nutzen-Verhältnis von BEV gegenüber konventionellen Fahrzeugen beeinflussen. Bei jedem Faktor wird zuerst durch Literaturrecherche ein Trend für die jeweiligen Schlüsselfaktoren identifiziert und deren Entwicklung bis 2025 abgeschätzt. Die Positiv- und Negativ-Szenarien ergeben sich dann aus einer Verschiebung der Schlüsselfaktorenausprägung in positive und negative Richtung (Tabelle 40 im Anhang). Tabelle 4 zeigt, wie die BEV im Vergleich zu den konventionellen Antrieben auf Basis der Szenariotechnik abschneiden. Eine weitere Annahme ist, dass diese Ergebnisse die Zulassungsquoten prägen: Wenn BEV bei allen Faktoren besser sind als konventionell angetriebene Fahrzeuge, dann werden sie auch häufiger gekauft und zugelassen. Dabei wird berücksichtigt, dass es Beharrungskräfte bezüglich der älteren und bereits bekannten Technologie gibt.

Tabelle 4 Bewertung der Schlüsselfaktoren in den Szenarien (2025)

Schlüsselfaktor	Positives Szenario	Trendszenario	Negatives Szenario
Investitionskosten	BEV besser	Indifferenz	BEV schlechter
Betriebskosten	BEV deutlich besser	BEV besser	BEV marginal besser
Fahrnutzen	BEV besser	Indifferenz	BEV schlechter
Zusatznutzen	BEV besser	Indifferenz	BEV marginal besser
Anteil BEV an Neuzulassungen (Annahme)	55%	40%	20%

Auf Basis dieser Zukunftserwartungen wurden die Neuzulassungszahlen der Jahre 2020 bis 2024 mittels Retropolation kalkuliert. Daraus wurden die Bestandsentwicklungen in den Szenarien, unter Berücksichtigung zu erwartender Außerbetriebsetzungen, errechnet (Abbildung 16).

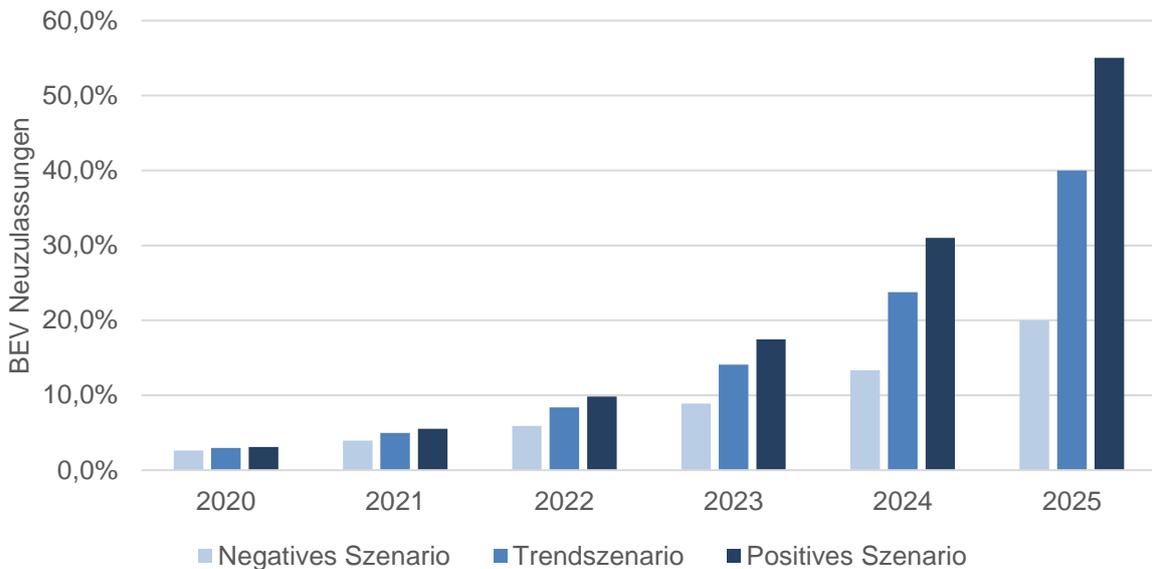


Abbildung 16 Jährliche BEV Neuzulassungen bis 2025 nach Szenarien, Retropolation.

Zusätzlich zu diesen Diffusionsszenarien wurden auf Basis der bisherigen Entwicklung Trendextrapolationen von 2025 - 2030 aufgestellt. Die Grundlage für diese Berechnungen bilden die Neuzulassungs- und Bestandszahlen des Kraffahrtbundesamts, wobei vorerst angenommen wird, dass die Neuzulassungszahlen und Bestandszahlen konstant bleiben (2019:3,6 Mio Neuzulassungen bei 47,7 Mio. PKWs im Bestand) [Kra20].

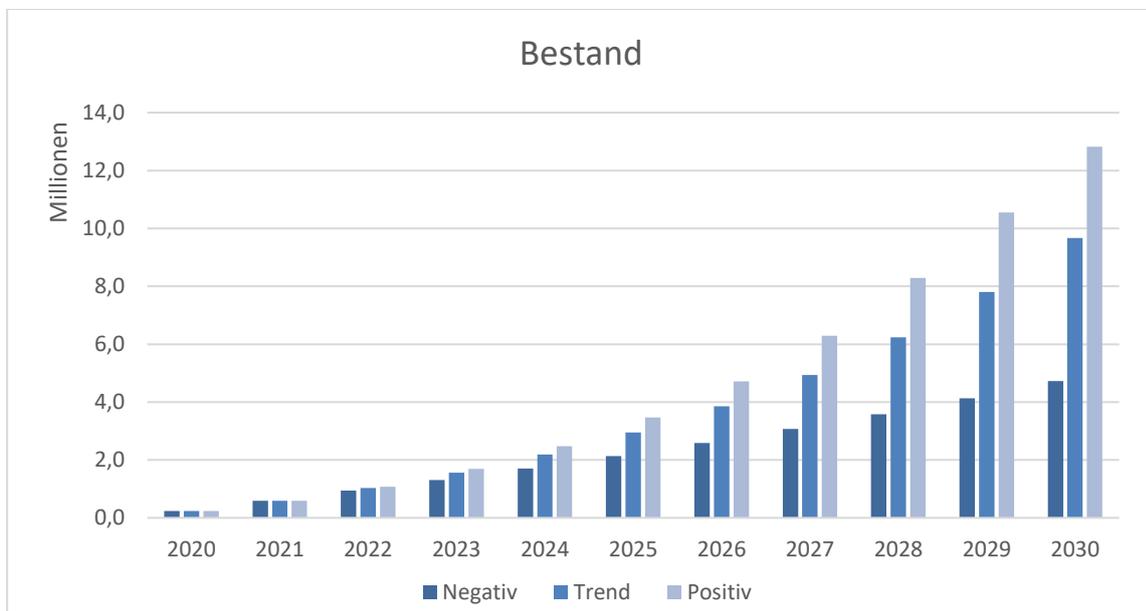


Abbildung 17 Verknüpfung Retropolation und Extrapolation.

Neben dem Marktanteil von Elektrofahrzeugen, sind ihr Verbrauch, das Verhältnis von öffentlichen zu privaten Ladevorgängen, sowie die Auslastung der Ladesäulen relevante Einflussgrößen. Tabelle 5 gibt eine Übersicht über die Annahmen und deren Herleitung für diese Einflussgrößen.

Tabelle 5 Annahmen zu kritischen Einflussgrößen

Einflussgröße	Angenommener Wert	Begründung / Quelle
Anteil BEV an Gesamtzahl PKW	2025: 3,5% (1,7 Mio.) 2030: 26,8% (12,8 Mio.) (Szenario: Trend)	Szenarientwicklung 2025 Annahmen für Zulassungsraten 2025, Retropolation Zulassungsraten2025 - 2020, Extrapolation Bestände 2020 - 2030 auf Grundlage von Zulassungszahlen [Kra20]
Verbrauch in kWh pro 100km	17,8	Durchschnittsverbrauch Modelle auf Basis von Herstellerangaben (WLTP); Anteil der Modelle am Marktvolumen [Kra20], Durchschnittswert Flotte, Zuschlag für Temperatur in Höhe von 15%
Auslastung	15%	Wirtschaftlichkeitsgrenze für Normalladestationen [JK19]
Anteil öffentlichen Ladens	15,1%	[Bun19]

Ein weiterer wichtiger Aspekt ist die Bevölkerungsentwicklung. Zukünftig ist von einer Verringerung der Einwohnerzahl (-1,5% bis 2025, -4,8% bis 2030) und einer signifikanten Veränderung der Altersstruktur ausgezugehen [Ber20]. Insbesondere Altersgruppen mit einer hohen Mobilität nehmen ab (Erwerbstätige, Schüler), während die Personenzahl mit einer geringen Mobilität erheblich zunimmt [Ber20]. Es ist zu erwarten, dass das Verkehrsaufkommen in der Zukunft sinkt.

Der vierte Schritt ist die Berechnung des Ladebedarfs, der dafür nötigen Ladepunkte, sowie eine, an die räumliche Verteilung des Bedarfs angepasste, Standortentscheidung. Die Verkehrsmatrix bildet dafür den Ausgangspunkt. In Abbildung 18 ist dargestellt, wie dabei vorgegangen wird und welche Zahlen und Annahmen jeweils besonders relevant sind. Im weiteren Projektverlauf wurde das Modell erweitert, damit Schnellladesäulen ebenfalls geplant und platziert werden können. In dem Fall werden zuerst so viele Schnellladesäulen verteilt, wie durch den Ladebedarf zu rechtfertigen sind. Der verbleibende Ladebedarf wird dann mit Normal-Ladesäulen abgedeckt.

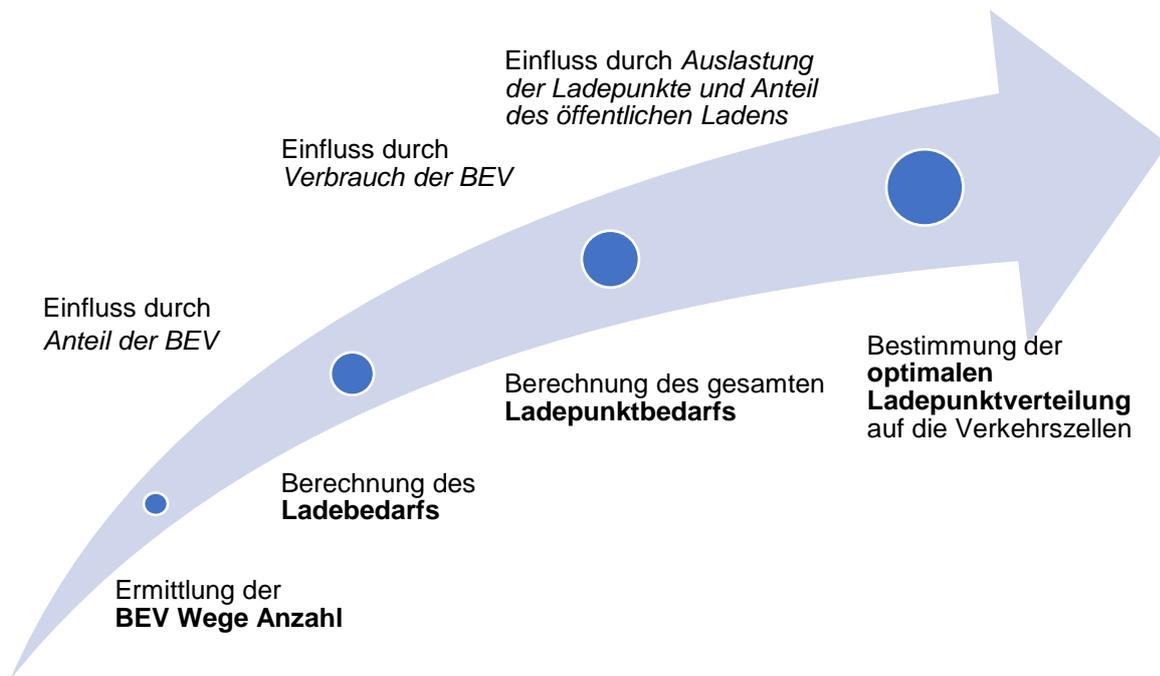


Abbildung 18 Vorgehen zur Bestimmung der optimalen Ladepunktverteilung auf die Verkehrszellen.

4 Modellverknüpfung und Methodenentwicklung

Die entwickelten Modelle zum Netz und Verkehr werden simulationstechnisch verknüpft, sodass die geographischen Installationsorte der Ladeinfrastruktur festgelegt werden können. Davon unabhängig wurden Algorithmen und Kriterien zur Platzierung und Priorisierung von Ladeinfrastruktur aus Verkehrssicht entwickelt. Dabei sind die Standortwahl, die Technologiewahl (DC-/AC-Ladeinfrastruktur) wichtige Eingangsgrößen und die Anzahl der Ladepunkte wichtige Ergebnisse. Diese Informationen stellen die Eingangsparameter für die Entwicklung von Algorithmen und Kriterien zur Versorgung von Ladeinfrastruktur aus dem elektrischen Netz dar. Die Algorithmen sollen u.a. die Möglichkeiten zur Sektorenkopplung, der Nutzung erneuerbarer Erzeugung und Speicher und verteilte Ladestrategien berücksichtigen.

4.1 Entwicklung von Algorithmen und von Kriterien zur Platzierung und Priorisierung von Ladeinfrastruktur aus Verkehrssicht

Unter Berücksichtigung des Modal Splits (Anteil W_{PKW}) [Deu18] und den in Tabelle 5 dargestellten Einflussgrößen ist eine Ermittlung des täglichen öffentlichen Ladebedarfs von BEV in der Stadt Burg möglich (siehe Tabelle 6). Es wird zuerst die täglich gefahrene Strecke berechnet. Über den angenommenen Verbrauch kann die Menge der dafür nötigen Energie abgeschätzt werden. Unter Berücksichtigung der bestehenden Ladepunkte und der angenommenen Auslastung dieser und der geplanten Ladepunkte, sowie der Annahme für die Quoten von öffentlichen Ladevorgängen (Tabelle 5) kann eine Anzahl von öffentlichen Ladepunkten als Planungsgröße errechnet werden. Dabei wird vorerst mit 22 kW-AC-Ladepunkten geplant. Zum einen sind für den innerstädtischen Verkehr sogenannte Normalladestationen (AC-Ladepunkte) häufiger, da die kurzen Distanzen ein Ladevorgang zwischen Start und Ziel unnötig machen. Für Strecken, bei denen die Distanz größer ist als die Reichweite der Fahrzeuge (im Fernverkehr), kommen häufiger Schnelladestationen zum Einsatz (DC-Ladepunkte), welche ein relativ kurzes Zwischenladen ermöglichen. Bei der Planung und Verteilung der LP kann deren Ladeleistung beliebig eingerechnet werden. Falls im späteren Verlauf mit höherer Ladeleistung geplant werden soll, kann diese angepasst werden. Eine höhere Ladeleistung reduziert die insgesamt nötige Anzahl an LP, um den täglichen öffentlichen Ladebedarf (siehe Tabelle 6) abzudecken. So ist die Frage nach der Ladetechnologie (AC/DC) auch eine ökonomische, da ein teurer Schnellladepunkt denselben Ladebedarf abdecken kann, wie mehrere günstigere Normalladepunkte.

Tabelle 6 Vorgehen zur Berechnung des täglichen öffentlichen Ladebedarfs

Gesuchte Größe	Berechnung
tägliche Verkehrsleistung _{PKW}	tägliche Verkehrsleistung _{Gesamt} x Anteil Wege _{PKW}
tägliche Verkehrsleistung _{BEV}	tägliche Verkehrsleistung _{PKW} x Anteil BEV
täglicher Ladebedarf _{Gesamt}	tägliche Verkehrsleistung _{BEV} x durchschnittlicher Verbrauch _{BEV}
täglicher Ladebedarf _{öffentlich}	[Anteil öffentlicher Ladungen x Auslastung _{geplant} x tägliche Ladebedarf _{Gesamt}] – [Anzahl Ladepunkte _{vorhanden} x Ladeleistung _{vorhanden} x Auslastung _{vorhanden}]

Die Verteilung der Ladepunkte auf die Verkehrszellen erfolgt durch einen Algorithmus², welcher schrittweise in Abhängigkeit vom relativen Zielverkehrsaufkommen und den in der Iterationsstufe platzierten Ladepunkten eine Zuweisung eines weiteren Ladepunkts vornimmt. Der Algorithmus läuft, bis alle zur Abdeckung des Ladebedarfs notwendigen Ladepunkte platziert sind.

Das Vorgehen des Algorithmus ist hierbei wie folgt:

- Auswahl Stadtteil mit den meisten Ankünften/ Tag und Zuordnung des ersten LP
- Reduzierung der Ankünfte im ausgewählten Stadtteil, um den durch den LP abgedeckten Anteil
- erneute Auswahl Stadtteil mit den meisten Ankünften/ Tag und Zuordnung der nächsten LP
- Wiederholung des zweiten und dritten Schrittes bis alle geplanten LP verteilt sind

Die Platzierung von LP in einer Verkehrszelle ist von ihrem Verkehrsaufkommen abhängig. Die LP dienen der Befriedigung des Ladebedarfes unter der Annahme, dass der entstehende Ladebedarf an den Zielorten der Wege bedient wird. In Tabelle 7 wird das Ergebnis des Platzierungs-Algorithmus aufgezeigt. Der Algorithmus wird für das Szenario 2030 positiv dargestellt, dem die Annahmen aus Tabelle 5 zugrunde liegen. Dabei wird einbezogen, dass in verschiedenen Stadtteilen (Süd, etc.) Ladepunkte vorhanden sind und daher erst später in der Reihenfolge erscheinen.

² Ähnliche Algorithmen werden als Greedy-Algorithmen bezeichnet.

Tabelle 7 Ergebnis des Platzierungsalgorithmus (Szenario 2030 positiv)

Verkehrszelle	Rangfolge der Platzierung
Sanierungsgebiet	1
Industriegebiet Süd	2
Sanierungsgebiet	3
West	4
Industriegebiet Süd	5
Innenstadtring	6
Nord	7
Sanierungsgebiet	8
West	9
Ost	10
Industriegebiet Süd	11

Basierend auf der Liste erfolgte die Auswahl der Standorte für zu errichtende Ladeinfrastruktur. Der Algorithmus wurde so erweitert, bei einem ausreichend hohen Ladebedarf pro Stadtteil optional auch Schnelladesäulen (Typ 2 mit 150 kW – andere Ladeleistungen sind ebenfalls mit dem erstellten Tool abbildbar) platziert werden. Aufgrund der schon installierten Ladepunkte ist der Bedarf jedoch so weit gedeckt, dass Schnelladesäulen nicht benötigt werden. Nach der Platzierung von Schnelladesäulen läuft der Algorithmus weiter wie oben beschrieben ab.

4.2 Modellverknüpfung

Nachdem die beiden Modelle domänenspezifisch und separat voneinander³ aufgebaut wurden, sollen sie nun so gestaltet werden, dass sie über (programmierte) Schnittstellen Berechnungsergebnisse austauschen und die Standortsuche und -entscheidung unterstützen.

Die Verkehrsmodellierung hat dabei die Funktion, die Nachbildung des Verkehrs abzuschätzen sowie den Ladebedarf im Untersuchungsgebiet Burg zu ermitteln. Im Netzmodell wird simuliert, wie sich das Spannungsverhalten im zeitlichen Verlauf entwickelt, insbesondere, wenn Ladestationen und somit zusätzliche Lasten ins Netz integriert werden. Die Verknüpfung der beiden Ergebnisse liefert die Anzahl und Position der notwendigen Ladepunkte sowie die Position und die notwendige Prüfung der Netzanschlusskapazität zur Installation der Ladepunkte.

Die Verknüpfung der Modelle birgt verschiedene Herausforderungen. Zum einen werden mit MS-Excel und MatLab zwei verschiedene Simulationstools genutzt – zwar sind vordefinierte Schnittstellen zum Datenaustausch vorhanden, die Input- und Output-Daten der beiden Modelle müssen jedoch an diesen Schnittstellen so bereitgestellt werden, dass sie vom jeweils

³ Trotz des getrennten Aufbaus der Modelle, wurde bei der Konzeption die geplante Verknüpfung berücksichtigt (Gestaltung der Input/Outputparameter etc.)

anderen Programm fehlerfrei übernommen werden können. Eine wesentlich aufwändigere Herausforderung ist es, dass die beiden Modelle auf zwei unterschiedlichen Ebenen und Abstraktionen arbeiten. Bei der Modellierung des Lastflusses muss jeder Netzknoten und jede Last berücksichtigt werden, daraus folgt, dass bis auf die Ebene von einzelnen Haushalten simuliert wird (Mikroebene). Bei der Verkehrsnachfragemodellierung wird auf der Ebene von Verkehrszellen modelliert, die Verkehrszellen müssen ausreichend genau beschrieben werden und bekommen dadurch ihre Eigenschaften (bspw. Einwohner, Arbeitsplätze, Einzelhandel, siehe Tabelle 2) (Meso- bzw. Makroebene). Hier sind einer fortschreitenden Detaillierung und Verkleinerung der Verkehrszellen Grenzen gesetzt, da aufgrund begrenzter Ressourcen vor allem bestehende Datensätze genutzt werden und die Verkehrszellen mit den Stadtteilen gleichgesetzt wurden, da zu diesen bereits ein Teil der Daten vorliegt. Auf der anderen Seite lässt sich auch das Abstraktionslevel der Lastflussmodellierung nicht weiter steigern, da in bestehenden Netzen potentielle Abweichungen von der Nennspannung an einzelnen Knoten auftreten können. Diese Herausforderung wurde behoben, in dem alle Transformatoren, Netzknoten und Lasten den verschiedenen Stadtteilen zugeordnet wurden.

In den vorangegangenen Abschnitten ist dargestellt, wie die einzelnen Modelle für sich genommen funktionieren. An dieser Stelle wird die Beschreibung teilweise nochmal aufgegriffen, um die Funktionsweise der Verknüpfung darzustellen. Das Verkehrsmodell zeigt auf, welche Wege zwischen den Stadtteilen zurückgelegt werden. Daraus wird der Energiebedarf für den Anteil an Wegen abgeschätzt, der mit Elektrofahrzeugen zurückgelegt wird. Außerdem lässt sich unter Berücksichtigung der Ladeleistung (bspw. 22 kW) und einer angenommenen Auslastung der Ladepunkte die Anzahl von Ladepunkten für das gesamte Untersuchungsgebiet planen. Ein Lösungsalgorithmus verteilt die geplanten Ladepunkte auf die verschiedenen Stadtteile, nach der Häufigkeit, mit der diese Stadtteile angefahren werden. Die Informationen, die bei der Verknüpfung in das Netzmodell übertragen werden, müssen in der sogenannten „Szenariomatrix“ definiert werden. Im Netzmodell werden jedem Lastknoten typische Lastprofile hinterlegt und deren Einfluss auf das gesamte elektrische Netz berechnet, dafür werden die Daten aus der Szenariomatrix genutzt. Um zu untersuchen, an welchen Punkten im Netz eine Integration von Ladepunkten risikofrei, d.h. ohne Spannungsabfall von -10%, möglich ist, wird an allen Lastknoten nacheinander die Integration von Ladesäulen simuliert. Das Netzmodell liefert die möglichen Netzanschlusspunkte für die erforderlichen Ladepunkte für den jeweiligen Stadtteil. Die Szenariomatrix wird im folgenden Abschnitt detailliert beschrieben.

4.3 Szenariomatrix

Für die Kopplung der Modelle wurde eine Szenariomatrix entwickelt. Um den Austausch der Daten zu realisieren, wurde die Szenariomatrix erweitert, um die Veränderungen im Verkehrsmodell zu erfassen und um weitere Parameter zu ergänzen, die bei der netzseitigen Modellierung notwendig sind. In Tabelle 8 ist ein Ausschnitt der Szenariomatrix abgebildet, der alle übergebenen Parameter, aber nicht alle untersuchten Szenarien umfasst. (vollständige Szenariomatrix im Anhang Tabelle 45)

Tabelle 8: Szenariomatrix (Ausschnitt)

	Start	verschiedene E-Fhrg Zahlen					auf Basis der Trendszenarien		
		20 Basis	25 Negativ	25 Trend	25 Positiv	30 Trend	30 Positiv	25 DC	30 DC
Eingangsparameter									
Bezugsjahr	2020	2025	2025	2025	2030	2030	2025	2030	2025
Einwohner pro Stadtteil									
Ihletal	958	924	924	924	895	895	924	895	924
Innenstadtring	2257	2176	2176	2176	2109	2109	2176	2109	2176
Nord	2511	2421	2421	2421	2346	2346	2421	2346	2421
Nord-Ost	1420	1369	1369	1369	1327	1327	1369	1327	1369
Nord-West	811	782	782	782	758	758	782	758	782
Ost	2250	2169	2169	2169	2102	2102	2169	2102	2169
Sanierungsgebiet	3622	3492	3492	3492	3384	3384	3492	3384	3492
Süd	2126	2050	2050	2050	1986	1986	2050	1986	2050
West	2983	2876	2876	2876	2787	2787	2876	2787	2876
West-August-Bebel	345	333	333	333	322	322	333	322	333
Industriegebiet Süd	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ØVerbrauch/100km [kWh/100km]	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9
ØAuslastung Ladesäulen	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,3
Anteil öffentlicher Ladungen	0,15			0,15	0,15	0,15			
ØAbgabewirkleistung Ladepunkte [kW]	1	0,151	0,151	1	1	1	0,151	0,151	0,151
	22	22	22	22	22	22	150	150	22
Ausgangsparameter									
Tägliche Verkehrsleistung aller Elektrofahrzeuge [km]	1157	6845	9225	10769	27668	36698	9225	27668	9225
Tägliche Verkehrsleistung pro Fahrzeug [km]	23,6	20,87	20,82	20,8	20,4	20,4	20,82	20,4	20,82
Täglicher Ladebedarf [kWh]	207	1225	1651	1927	4952	6568	1651	4953	1651
Täglicher öffentlicher Ladebedarf [kWh]	31	185	249	291	748	992	249	748	249
Elektrofahrzeuge pro Stadtteil									
Ihletal	4	11	15	17	42	55	15	42	15
Innenstadtring	4	30	41	47	125	164	41	125	41
Nord	4	27	36	43	112	148	36	112	36
Nord-Ost	4	17	23	27	67	89	23	67	23
Nord-West	4	16	22	25	65	85	22	65	22
Ost	4	22	30	35	92	121	30	92	30
Sanierungsgebiet	6	57	78	92	243	322	78	243	78
Süd	5	47	63	74	196	260	63	196	63
West	5	39	52	62	163	215	52	163	52

Modellverknüpfung und Methodenentwicklung

	Start	verschiedene E-Fhrg Zahlen					auf Basis der Trendszenarien		
		20 Basis	25 Negativ	25 Trend	25 Positiv	30 Trend	30 Positiv	25 DC	30 DC
Eingangsparameter									
Bezugsjahr	2020	2025	2025	2025	2030	2030	2025	2030	2025
Einwohner pro Stadtteil									
West-August-Bebel	4	11	14	15	38	50	14	38	14
Industriegebiet Süd	5	51	69	80	213	282	69	213	69
Summe	49	328	443	517	1356	1791	443	1356	443
Geplante öff. Ladepunkte pro Stadtteil									
Ihletal	0	0	0	0	0	1	0	0	0
Innenstadtring	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nord	0	0	0	0	1	2	0	1	0
Nord-Ost	0	0	0	0	1	1	0	1	0
Nord-West	0	0	0	0	1	1	0	1	0
Ost	0	0	0	0	1	2	0	1	0
Sanierungsgebiet	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Süd	0	0	0	0	1	2	0	1	0
West	0	0	0	0	2	3	0	2	0
West-August-Bebel	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Industriegebiet Süd	0	0	0	0	3	4	0	3	0
Summe	0	0	0	0	10	16	0	10	0
Wegeanteile nach Distanz - Distanzen	0 bis 1 km	1 bis 2 km	2 bis 3 km	3 bis 4 km	5 bis 6 km	6 bis 7 km	7 bis 8 km	8 bis 9 km	9 bis 10 km
Wegeanteile nach Distanz - Anteile	13,5 3%	22,34 %	12,78 %	6,56 %	3,36 %	3,76 %	4,23%	5,24%	0,29%
Wegeanteile nach Reisezeit - Reisezeit	0 bis 1 min	1 bis 2 min	2 bis 3 min	3 bis 4 min	5 bis 6 min	6 bis 7 min	7 bis 8 min	8 bis 9 min	9 bis 10 min
Wegeanteile nach Reisezeit - Anteile	8,12 %	2,83 %	7,01 %	6,41 %	8,13 %	8,07 %	7,58%	3,56%	3,87%

Final werden folgende Werte mit Hilfe der Szenariomatrix vom Verkehrsmodell an das elektrische Modell übergeben.

- das Untersuchungsjahr
- Einwohner pro Stadtteil
- ØVerbrauch/100 km [kWh/100km]
- ØAuslastung Ladesäulen
- Anteil öffentlicher Ladungen
- ØAbgabewirkleistung Ladepunkte [kW]

- Tägliche Verkehrsleistung aller Elektrofahrzeuge [km]
- Tägliche Verkehrsleistung pro Fahrzeug [km]
- Täglicher Ladebedarf [kWh]
- Täglicher öffentlicher Ladebedarf [kWh]
- Elektrofahrzeuge pro Stadtteil + Summe der E-Fahrzeuge
- geplante Ladepunkte pro Stadtteil und insgesamt
- Weganteile nach Distanz (Wie viele der zurückgelegten Wege sind wie lang?)
- Wegeanteile nach Reisezeit (Wie viele der zurückgelegten Wege dauern wie lange?)

Die Definition dieser Übergabeparameter war eine erhebliche Herausforderung. In mehreren Workshops wurde diskutiert, welche Daten notwendig wären und welche Daten im Verkehrsmodell verfügbar sind. Beispielsweise sind die letzten beiden Punkte der Liste für die Modellierung der Ladestände der im Netzmodell modellierten E-Fahrzeuge notwendig, da diese Verteilung eine erhebliche Verbesserung im Vergleich zu der bisherigen Nutzung von Durchschnittswerten darstellt. Die Reisezeiten ermöglichen eine genauere Simulation der Ankünfte und lassen damit die Simulation von Gleichzeitigkeit von Ladevorgängen zu, die erheblichen Einfluss auf die Netzbelastung durch beginnende Ladevorgänge ausübt. Die Auflösung der Fahrzeugzahlen nach Stadtteilen ist weniger für die Simulation der öffentlichen Ladevorgänge notwendig, jedoch wurde im Projektverlauf deutlich, dass auch private Ladevorgänge im erheblichen Maße zur Netzbelastung beitragen, da etwa 85 % der Ladevorgänge privat stattfinden. Für die Berücksichtigung dieser Ladevorgänge ist eine Zuordnung von E-Fahrzeugen zu den einzelnen Stadtteilen notwendig und wird deswegen als Parameter übergeben.

4.4 Kopplung mit dem öffentlichen Nahverkehr

Ein wichtiger Aspekt einer modernen Verkehrsentwicklung ist die Verknüpfung von verschiedenen Verkehrsträgern. Leichte Umstiege zwischen dem öffentlichen Personennahverkehr und dem motorisierten Individualverkehr haben das Potential die Menschen zu einer stärkeren Nutzung von emissionsarmen Verkehrsmitteln zu bewegen. Um diese Potentiale an den öffentlichen Ladestandorten bestmöglich zu nutzen und im Modell zu berücksichtigen, wurde eine Analyse des öffentlichen Verkehrsnetzes durchgeführt, deren Eckpunkte an dieser Stelle dargestellt werden.

Der schienengebundene Verkehr hat für den Nahverkehr eine geringe Bedeutung. Burg ist an das regionale Bahnnetz angebunden, dadurch sind jedoch nur Verbindungen zu Orten außerhalb des Stadtgebietes erreichbar. Weiterhin ist am Bahnhof bereits öffentliche Ladeinfrastruktur geplant und eine Kopplung erreicht bzw. absehbar. Der schienengebundene Verkehr wird daher in den weiteren Analysen nicht berücksichtigt.

Im Fokus der Kopplung steht der Nahverkehr der in Burg durch das Busnetz bewerkstelligt wird. In der Abbildung 19 ist das Busnetz in Burg dargestellt. Die Linie 700 deckt das

Stadtgebiet ab, die anderen Linien führen sternförmig in allen Richtungen aus Burg heraus und bedienen die umliegenden Orte. Eine Nähe/Kopplung von Ladeinfrastruktur zum Busnetz ist besonders an Knotenpunkten sinnvoll, da hier mehrere Busse halten und eine höhere Frequentierung und höhere Verkehrsströme erwartet werden. Knotenpunkte sind solche, die auch einen sinnvollen Umstieg (geringe Umstiegsdauern, Erweiterung möglicher Reiseziele/optionen für Passagiere) ermöglichen. Durch das relativ kleine Busnetz und die überschaubare Anzahl an Linien sind nur wenige Umstiege möglich. Bushaltestellen an denen nur einzelne oder wenige Linien halten, bedürfen keine besondere Berücksichtigung bei der Platzierung von Ladepunkten – ohnehin sind diese über das gesamte Stadtgebiet verteilt. Durch eine Abdeckung der Stadtteile sind auch diese Bushaltestellen abgedeckt.

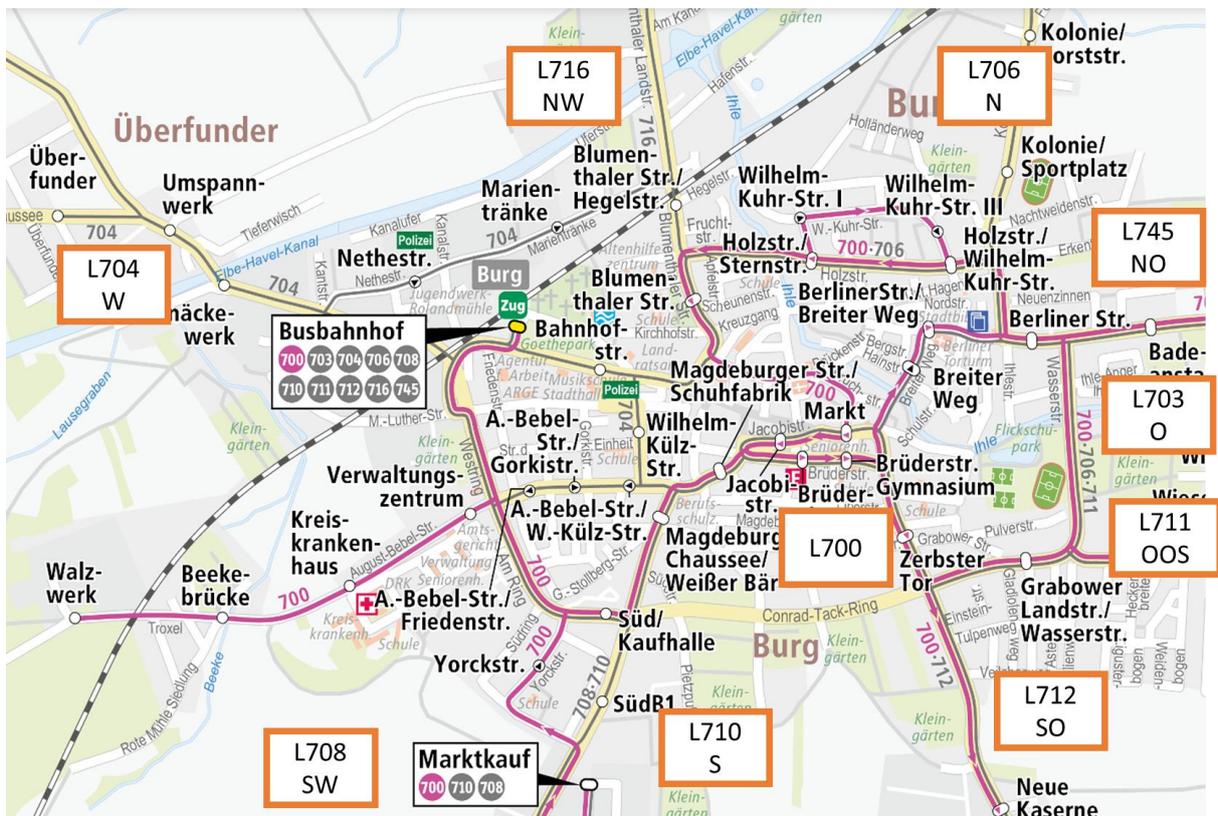


Abbildung 19: Busnetzkarte Burg

Zentraler Knotenpunkt ist der Busbahnhof für den eine Kopplung als erreicht angesehen wird, da er direkt am Bahnhof von Burg liegt. Einzelne Umstiege sind dort möglich (Bspw. von den Linien 704, 706, 710, 708, 712, 745 auf die Linien 700, 711, 703). Ein weiterer Knotenpunkt ist die Brüderstraße, dort sind Umstiege von den Linien 716, 711 und 700 auf die Linien 712, 706, 704, 711, 703, 710, 745 und 708 möglich. In unmittelbarer Nähe wurden im Rahmen des Projektes Ladepunkte errichtet, weshalb auch hier eine Kopplung realisiert wurde.

In Abbildung 20 wird eine Verknüpfung mit den Ergebnissen der Verkehrsbefragung vorgenommen. Die Befragten wurden nach akzeptablen Lauf-Distanzen zur nächsten Ladesäule gefragt. Die Visualisierung der Ergebnisse zeigt, dass schon bei einer geringen Anzahl an Standorten von Ladesäulen eine relative hohe Abdeckung des Stadtgebietes erreicht wird. Selbst die Haltestellen im Stadtgebiet, bei denen eine Kopplung keine hohe

Priorität hat sind zum Großteil abgedeckt und für viele Bürger noch in einer akzeptablen Laufentfernung.

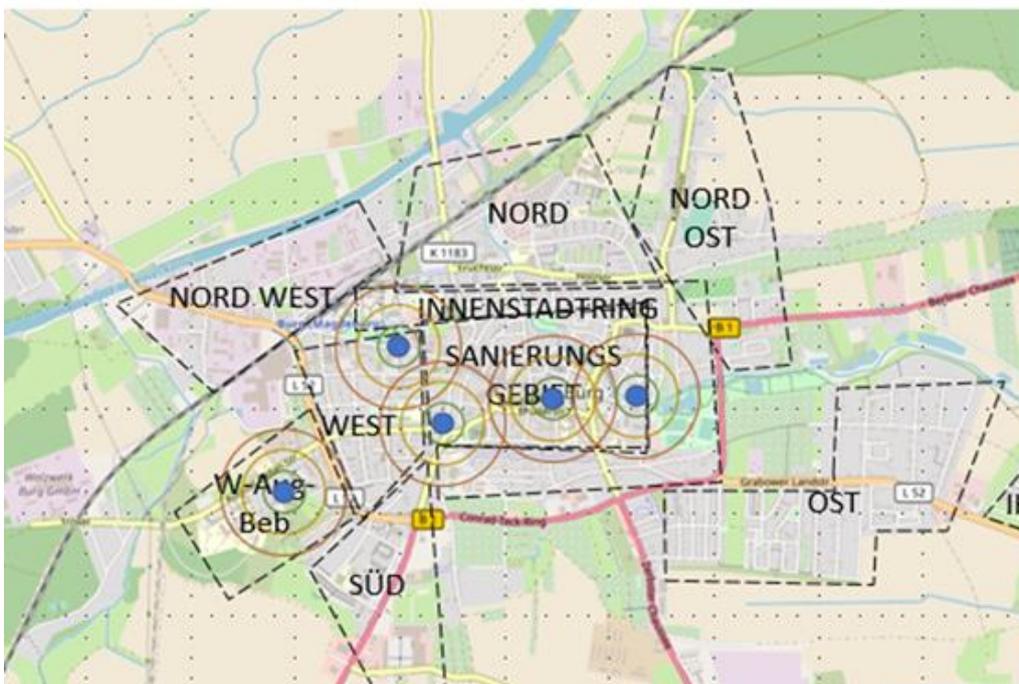
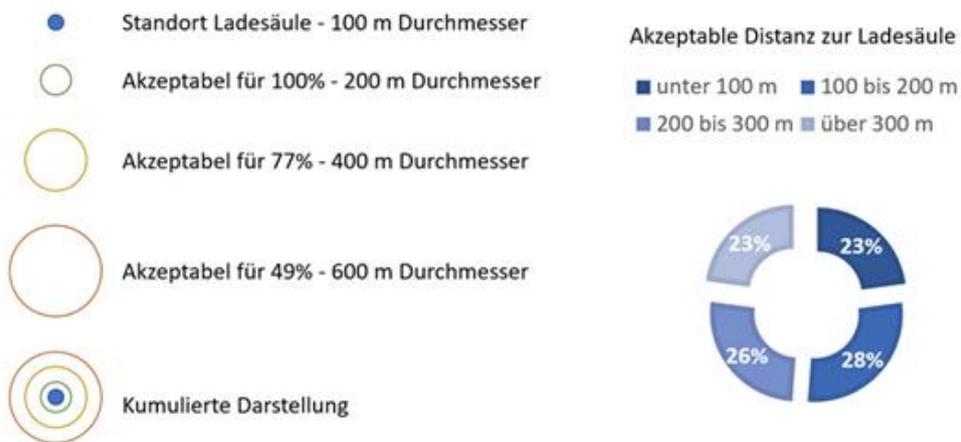


Abbildung 20 Abdeckung des Stadtgebietes - Laufentfernung zu LP:

4.5 Entwicklung von Kriterien für die Standortentscheidung

Der entwickelte Standortwahl-Kriterienkatalog, kann als Leitfaden zur Verteilung von Ladeinfrastruktur in urbanen Räumen angewendet. Der Entwicklungsablauf gliederte sich hierbei wie folgt:

- Entwicklung der Standortkriterien
- Grundlegende Entwicklung der Kriterien-Gewichtung
- Überarbeitung der Kriterien und deren Gewichtung mit Hilfe von Experteninterviews

Modellverknüpfung und Methodenentwicklung

- Anwendung auf die Stadt Burg

Die Kriterien sind in Pflichtkriterien (PK) (Ausschluss von Standorten) und Qualitätskriterien (QK) (Vergleich von Standorten) unterteilt. Die Qualitätskriterien sind in drei Schichten aufgeteilt: Anbietersicht, Nutzersicht und gesellschaftliche Sicht (siehe Tabelle 9, nähere Definitionen der Kriterien im Anhang)

Tabelle 9 Standortkriterien, Gewichtung der Qualitätskriterien in Klammern

PK	QK Anbietersicht	QK Nutzersicht	QK Gesellschaftssicht
Ausreichendes Flächenangebot	Nutzerpotential (14%)	Verweildauer (14%)	Personenfrequenz (Personenanzahl, POI) (16%)
Stromanschluss möglich	Investitionen (13%)	Attraktivität des Parkplatzes (7%)	Anbindung an das übergeordnete Verkehrsnetz (9%)
Ausreichende Netzspannung	Laufende Erträge (7%)	Einfache Zufahrt & Zugänglichkeit (5%)	Integration ins Stadtbild und Erkennbarkeit (5%)
Unterirdische Beschaffenheit	Erweiterbarkeit (3%)	Parkdruck (5%)	
Pflichtkriterien (ohne Gewichtung)			
Naturschutz			
Denkmalschutz			
Städtebau			
Beachtung lokaler Vorschriften			
Öffentliches Grundstück			
Öffentlicher Zugang			

Die Gewichtung der Kriterien basiert auf einem paarweisen Vergleich und den Experteninterviews, wobei gegenseitige Beeinflussung der Kriterien untereinander und die Relevanz der Kriterien im Fokus stehen. Beispielsweise wurden, um dem Einfluss des ÖPNV möglichst objektiv Rechnung zu tragen, die Kriterien „Personenfrequenz“ und „Nutzerpotential“ gebildet.

Im Verkehrsmodell wird der Ladepunktbedarf pro Verkehrszelle bestimmt. Eine Vorbetrachtung potenzieller Standorte (halb-/öffentliche Parkplätze mit mehr als 20 Stellplätzen) hat die in Tabelle 10 dargestellte Bewertung und daraus resultierende Rangfolge ergeben.

Tabelle 10 Bewertung der Parkplätze als Standort (**Fett:** realisierte Standorte)

Rang	Parkplatz	Zugehörige Verkehrszelle	Bewertung
1	P Rewe/Netto	Innenstadtring	4,62
2	P Marktkauf	Süd	4,37
3	P Rolandplatz	Sanierungsgebiet	4,36
4	P Lidl	Süd	4,03
5	P Stadthalle	West	4,00
6	P Markt	Sanierungsgebiet	3,94
7	P Bruchstraße	Sanierungsgebiet	3,92
8	P Hauptbahnhof	West	3,64
9	P Rewe Fruchtstraße	Nord	3,62
10	P Schwimmhalle	West	3,59
11	P Edeka Wilhelm-Külz-Straße	West	3,46
12	P Stadtverwaltung	West-August-Bebel	3,41
13	P Amtsgericht	West-August-Bebel	3,40
14	P Kesselstraße	Sanierungsgebiet	3,32
15	P Edeka Fruchtstraße	Nord	3,15
16	P Sonderpreis Baumarkt	Ost	3,12
17	P Magdeburger Straße	Sanierungsgebiet	3,09
18	P NP – Ihletal	Ihletal	3,05
19	P Jacobistraße	Sanierungsgebiet	3,01
20	P Südring	Süd	2,96
21	P Zerbster Straße	Innenstadtring	2,85
22	P Lagaschau	Nord	2,53

4.6 Versorgung von Ladeinfrastruktur aus dem elektrischen Netz unter Einbindung von erneuerbaren Erzeugern

Es werden drei Versorgungsstrategien für öffentliche Ladeinfrastruktur untersucht.

- 1) Versorgung der Ladeinfrastruktur aus dem elektrischen Netz
- 2) Versorgung der Ladeinfrastruktur aus einem Batteriespeicher und Photovoltaikanlage
- 3) Versorgung der Ladeinfrastruktur aus einem Gasnetz mittels Sektorkopplungstechnologien und Photovoltaikanlagen

Fall 1: Versorgung der Ladeinfrastruktur aus dem elektrischen Netz

Hier ist es das Ziel die öffentliche Ladeinfrastruktur optimal im elektrischen Netz zu platzieren, sodass diese bestmöglich versorgt werden können. Ein ladendes Fahrzeug stellt einen Verbraucher dar, der eine Leistung (z.B. 22 kW/50 kW) bezieht. Da die Ladung an einer

öffentlichen Ladeinfrastruktur konstant (24/7) möglich sein soll, wird davon ausgegangen, dass die notwendige Leistung zu jeder Zeit abgerufen werden kann, ohne dass die Netzspannung kritisch wird. Um die Eignung eines Ladestandortes zu überprüfen, wird die notwendige Ladeleistung als konstante Ladeleistung (24/7) zu den aktuellen Verbraucherlasten am Anschlusspunkt summiert. Anschließend wird mit Hilfe der Lastflussberechnung geprüft, ob die Spannungsgrenzwerte im Untersuchungszeitraum unterschritten wurden. Eine Vorgehensweise zur Prüfung eines Knotens für den Anschluss einer Ladeinfrastruktur ist in Abbildung 21 dargestellt.

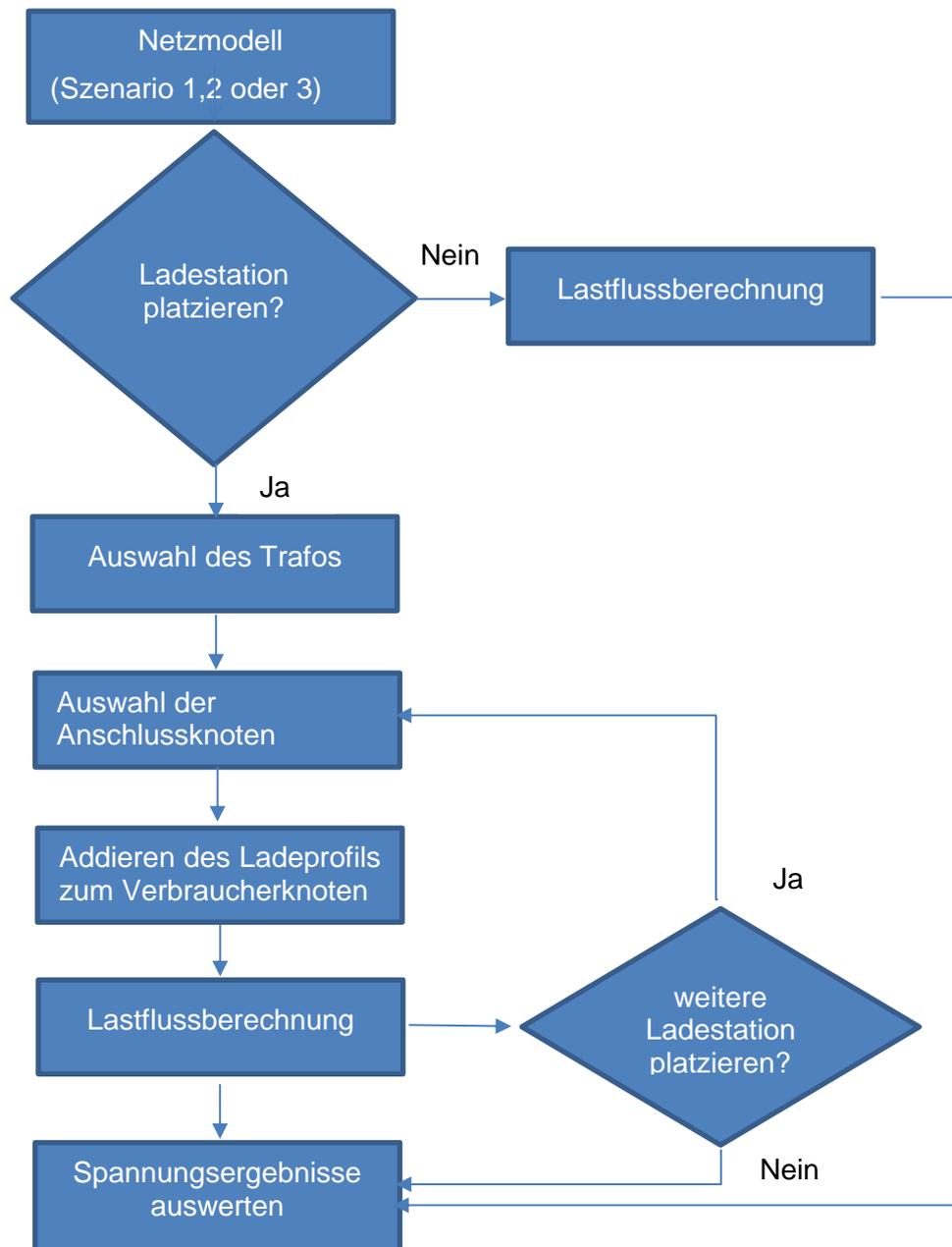


Abbildung 21 Methodik zur Bestimmung einer geeigneten Platzierung.

Die Bestimmung des Ladeprofils an der öffentlichen Ladeinfrastruktur und die Bestimmung geeigneter Anschlussknoten erfolgt mit Hilfe einer Sensitivitätsanalyse der Netzanschlussknoten und einer anschließenden Monte Carlo Simulation.

Zur Bestimmung der Knotenspannungssensitivitäten wird der Network Voltage Sensitivity Index (NVS_I) berechnet, der den Einfluss einer angeschlossenen Last (hier z.B. 22 kW für AC oder 50 kW für DC) auf die Spannung aller Netzknoten angibt. Je geringer der NVS_I eines Netzknoten ist, desto geringer ist der Einfluss auf die Spannung. Der Anschlussknoten mit dem geringsten NVS_I ist der geeignetste Anschlussknoten. Anschlussknoten, die einen Spannungsabfall unter die vorgegebene minimale Spannungsgrenze z.B. kleiner 400 V-10% verzeichnen, sind ungeeignet und werden im anschließenden Platzierungsalgorithmus nach Monte Carlo nicht berücksichtigt.

$$NVS_{I_i} = \sqrt{\frac{\sum_{k=1}^n (U_n - U_k)^2}{n}} \quad \text{Gl. 21}$$

mit

U_n Nennspannung

U_k Spannung am Netzknoten

n Knotenanzahl im untersuchten Netzgebiet (Strang, Trafo oder Stadtteil möglich)

Die Monte Carlo Simulation benötigt als Eingangsinformation die Daten aus der Szenariomatrix (z.B. Verteilungen zu Ankunfts- und Abfahrtszeiten, Ladedauern, öffentliche geladene kWh, Leistung der Ladeinfrastruktur z.B. 22 kW oder 50 kW)) und insbesondere die notwendigen Ladepunkte pro Stadtteil aus dem Verkehrsmodell. Darauf aufbauend wählt der Monte Carlo Algorithmus zufällig einen oder mehrere geeigneten Anschlussknoten aus der vorangegangenen Sensitivitätsanalyse aus. Aus den Verteilungsfunktionen wird z.B. eine Ankunftszeit und eine Abfahrtszeit zugeordnet. Das sich daraus ergebende Ladeprofil wird entsprechend Abbildung 22 auf das Lastprofil des Anschlussknoten aufaddiert und die daraus resultierenden Spannungen bestimmt. Der Vorgang wird mehrfach (ca. 1000-mal) wiederholt, sodass sehr viele Variationen mit unterschiedlichen Ladeprofilen, Anschlussknoten und auch die Anzahl der Ladepunkte pro Anschlussknoten, mehrere Ladepunkte pro Netzstrang hinsichtlich ihrer Eignung geprüft werden. Der Monte-Carlo Algorithmus gibt die geeigneten Anschlussknoten aus, wobei sichergestellt wird, dass die im Verkehrsmodell geforderten Ladepunkte optimal im untersuchten Netzgebiet verteilt sind. Die Ergebnisse werden im Kapitel: „Ergebnisse des Projektes“ vorgestellt.

Die vorangegangene Netzanalyse identifiziert ungeeignete Anschlussknoten für die öffentliche Ladeinfrastruktur. Ist es trotzdem notwendig an einen dieser Netzanschlusspunkte Ladeinfrastruktur zu installieren, müssen alternative Versorgungskonzepte herangezogen werden.

Im Rahmen der Platzierung wird die gängigste Ladevariante angewendet, das unregelmäßige Laden. Das Laden beginnt, sobald das Fahrzeug am Ladepunkt angeschlossen ist, und endet entweder durch Erreichen der Vollladung oder durch Lösen der Verbindung. [Büd10] [28]

Die einfachste Möglichkeit kritische Unterspannung zu vermeiden, ist die Reduktion der Ladeleistung im Vorkommensfall. Darüber hinaus existieren diverse Konzepte zum geregelten Laden, mit denen die Optimierung verschiedener Kriterien angestrebt wird. Dabei können die Ladeleistungen und die -zeitpunkte beeinflusst werden. [Ein11] Eine Einteilung der geregelten Strategien kann auf verschiedene Weise erfolgen. Nach Einfalt et al. (2011) können Laderegeln verbrauchs-, netz- oder erzeugungsorientiert sein. Wird verbrauchsorientiert geladen, liegt der Fokus auf der Vermeidung von Spitzenlasten zur Glättung des Verbrauchs. Bei netzorientiertem Laden wird hingegen angestrebt, Netzparameter wie die Spannungsgrenze einzuhalten. Durch erzeugungsorientiertes Laden wird der Energiebedarf an die momentane Erzeugung aus fluktuierend verfügbaren regenerativen Quellen angepasst. [Ein11] In der Praxis wird zudem zwischen statischem und dynamischem Lastmanagement unterschieden. Demnach erfolgt mit statischer Anpassung eine Begrenzung der Summenleistung, die auf die Fahrzeuge aufgeteilt wird. [Rud20] Dies kann zum Beispiel gleichmäßig [HDR20] oder auf Basis von prognostizierten Abfahrtszeiten priorisiert [Büd10] erfolgen. In einer dynamischen Strategie wird die Ladeleistung dagegen kontinuierlich an den momentanen lokalen Stromverbrauch angepasst [Rud20].

Voraussetzungen für diese Strategien sind eine Kommunikation zwischen Fahrzeug und Netz sowie der jeweiligen Strategie entsprechende technische Implementierungen [Ein11] [Lei11][Ber14]. Beispielsweise sind derzeit Ladestationen und Energiemanagementsysteme serienmäßig erhältlich, mit denen statisches Laden mit gleichmäßiger Aufteilung der Leistung erfolgen [HDR20] oder der Eigenverbrauch von lokal erzeugtem Strom durch dynamisches Laden mit überschüssigem Strom erhöht werden kann. Dabei können möglichen Einschränkungen in der Fahrzeugnutzung mit verschiedenen Konzepten begegnet werden. Es existieren beispielsweise Systeme, mit denen manuelles Wechseln in einen Schnelllademodus mit Netzbezug möglich ist [Daf20]. Mit anderen Systemen kann das Überschussladen grundsätzlich auf einen gewählten Zeitraum beschränkt werden [Kla20] oder ein minimaler Ladezustand der Fahrzeuge durch zusätzlichen Netzbezug gewährleistet werden [OWB20].

Ist das elektrische Netz an einem möglichen Anschlusspunkt, bereits sehr stark ausgelastet müssen Alternativen zur Energiebereitstellung angeboten werden. Eine Möglichkeit ist die Nutzung eines stationären Batteriespeichers in Kombination mit einer Photovoltaik-Anlage.

Fall 2: Versorgung der Ladeinfrastruktur aus einem Batteriespeicher und Photovoltaikanlage

Die Kapazität und Leistung der zu dimensionierenden Batterie sowie der Photovoltaik Anlage ist abhängig von der Anzahl der zu installierenden Ladeinfrastruktur (oder der geforderten Gesamtladeleistung), sowie die Spannungssensitivität am Netzanschlusspunkt. Letzteres ist definiert durch den Faktor X_{NVP} , der den Einfluss einer Laständerung auf die Änderung der

Spannung am Netzverknüpfungspunkt (NVP) wiedergibt. Diesen Faktor lässt sich in der Praxis mit einer Ersatzlast P_{NVP} , bestimmen, die man im Vorfeld an die NVP anschließt.

$$X_{NVP} = \frac{\Delta U_{NVP}}{P_{NVP}} \quad \text{Gl. 22}$$

$$\Delta U_{NVP}(P_{NVP}) = U_{NVP,ref} - U_{NVP}(P_{NVP}) \quad \text{Gl. 23}$$

Die Spannung $U_{NVP,ref}$ definiert die Spannung ohne Ersatzlast, $U_{NVP}(P_{NVP})$ die Spannung, die sich nach Anschluss verschiedener Ersatzlasten ergibt.

Der Speicher und die Photovoltaikanlage sollen derart dimensioniert werden, dass sowohl der Leistungsbezug aus dem Netz P_N als auch die Kosten minimiert werden. Der Optimierungsansatz ist als mixed-integer programming formuliert.

$$\text{Min } C_{bat} E_{bat,Kap} + C_{PV} P_{PV,max} + \sum_1^t C_N P_N \quad t \in T \quad \text{Gl. 24}$$

mit

$E_{bat,Kap}$ Speicherkapazität

$P_{PV,max}$ PV Nennleistung

Folgende Nebenbedingungen wurden berücksichtigt:

$$0 \leq \lambda_1 P_{BD}(t) \leq P_{bat}$$

$$0 \leq \lambda_2 P_{BC}(t) \leq P_{bat}$$

$$\lambda_1 + \lambda_2 \leq 1$$

$$E_{bat}(t+1) = E_{bat}(t) + \eta_{BC} P_{BC}(t) - P_{BD}(t)/\eta_{BD}$$

$$0 \leq E_{bat}(t) \leq E_{bat,Cap}$$

$$SOC_{bat}(t) = E_{bat}(t) / E_{bat,Kap}$$

mit

E_{bat} - aktueller Energieinhalt der stationären Batterie

P_{BC} - Ladeleistung der Batterie mit dem Ladewirkungsgrad η_{BC}

P_{BD} - Entladeleistung der Batterie mit einem Entladewirkungsgrad η_{BD}

SOC_{bat} - Ladestand in %

Mit Hilfe des Speichers soll ein bestimmter Spannungsabfall am NVP ΔU_{Ziel} vermieden werden. Daraus ergibt sich die notwendige Leistung des Batteriespeichers P_{bat} zu.

$$P_{\text{bat}} = \frac{\Delta U_{\text{Ziel}}}{X_{\text{NVP}}} \quad \text{Gl. 25}$$

$$\Delta U_{\text{ziel}} = U_{\text{ziel}} - U_{\text{min}} \quad \text{Gl. 26}$$

Die Ladung der BEVs kann aus der Photovoltaikanlage, dem Netz oder dem Batteriespeicher erfolgen, wobei die maximal bezogene Leistung aus dem Netz von der Spannung am NVP abhängig ist.

$$P_{\text{E-KFZ, Ladung}}(t) = P_{\text{PV}}(t) + P_{\text{N}}(t) + P_{\text{BD}}(t) - P_{\text{BC}}(t) \quad \text{Gl. 27}$$

$$0 \leq P_{\text{N}}(t) \leq \frac{(U_{\text{NVP, ref}} - U_{\text{ziel}})}{X_{\text{NVP}}} \quad \text{Gl. 28}$$

$$0 \leq P_{\text{PV}}(t) \leq P_{\text{Irr}}(t) P_{\text{PV, max}} \quad \text{Gl. 29}$$

Die aktuelle Leistung aus der PV Anlage muss kleiner sein als dessen Bemessungsleistung und ist abhängig von der Einstrahlung.

Die Untersuchung dieses Ansatzes erfolgte an einem Beispielnetzanschlusspunkt. Der Anschluss der Ersatzlast bewirkt, die in Tabelle 11 dargestellten Zusammenhänge. Mehrfache Analysen an unterschiedlichen Netzanschlusspunkten zeigen einen linearen Zusammenhang.

Tabelle 11 Ersatzlasten und Spannungsänderungen

	ΔU_{NVP} in V	P_{NVP} in kW	X_{NVP}
1	4,07	10	0,00040784
2	8,24	20	0,00041227
3	12,50	30	0,0004169
4	16,87	40	0,00042175

Hier soll der Anschluss einer 22 kW Doppelladestation untersucht werden. Die Änderung der Spannungsverteilung bei dessen Anschluss ist in Abbildung 22 dargestellt.

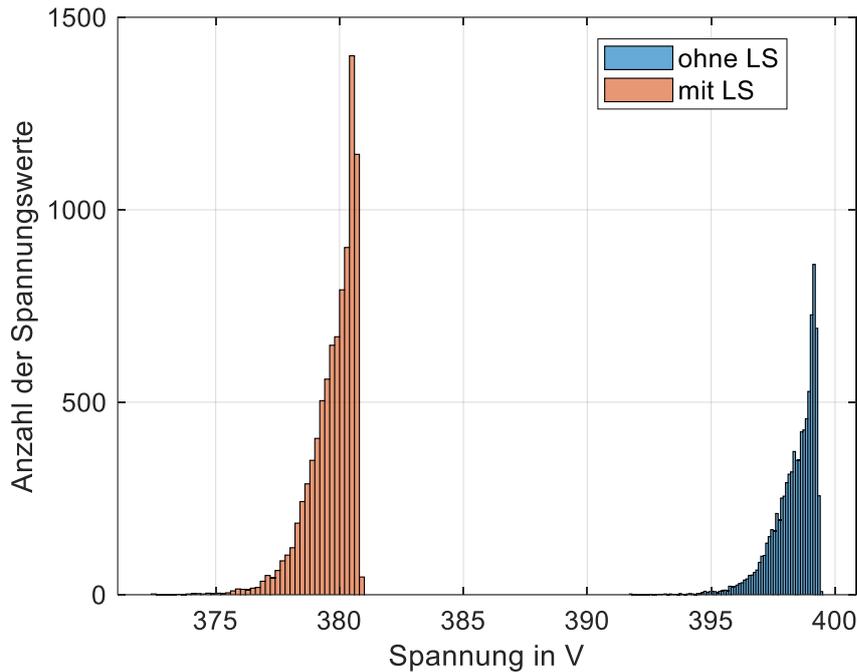


Abbildung 22 Spannungsprofil abhängig von einer 44 kW Ladeleistung

Die minimale Spannung U_{\min} des Profils mit Ladeinfrastruktur beträgt 372 V. Entsprechend einer vorgegebenen Zielspannung U_{Ziel} z.B. 380 V nach Gleichung Gl.26 ergibt sich die Leistung des Batterieumrichters entsprechend Abbildung 23.

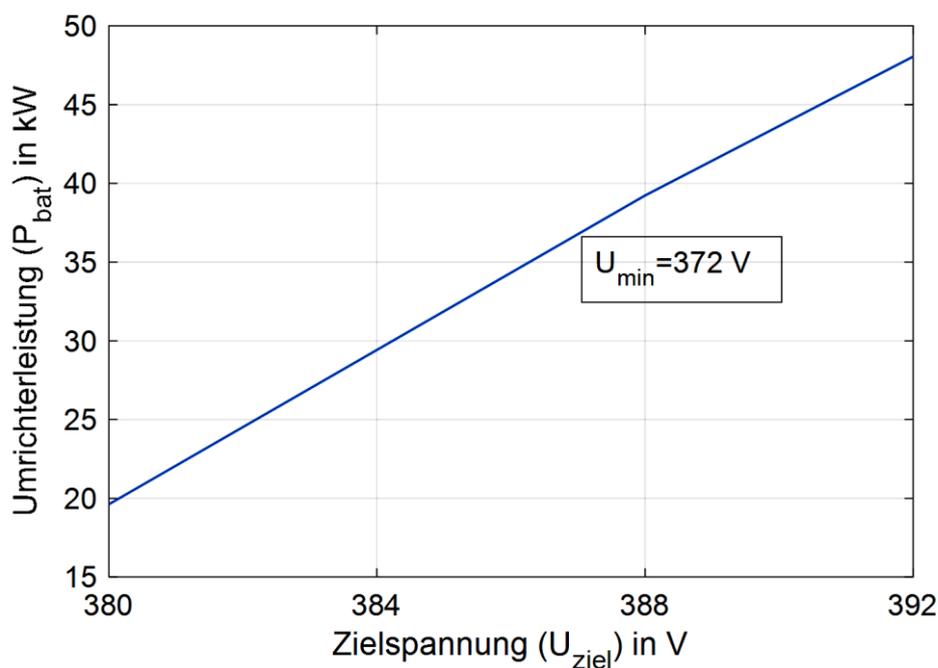


Abbildung 23 Leistung des Batterieumrichters.

Für die Bestimmung der Batteriekapazität ist der Ladebedarf der BEVs heranzuziehen. Hier werden die Ankunfts- und Ladezeitverteilung und entsprechenden Profile aus Kapitel 3.4

genutzt. Ein Beispielverlauf für einen Tag ist in Abbildung 24 dargestellt. An diesem Tag tanken drei Fahrzeuge, wobei am Abend zwei gleichzeitig laden.

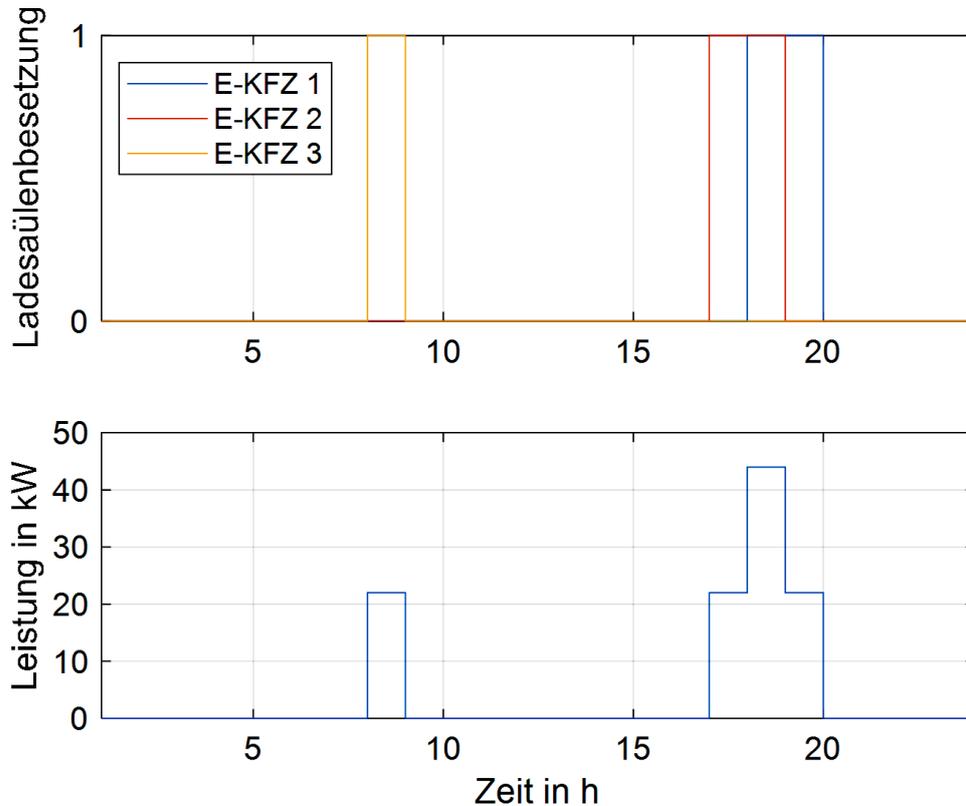


Abbildung 24 Lastprofil der öffentlichen Ladeinfrastruktur.

Die Simulation und die Optimierung erfolgten in Stundenauflösung für ein Jahr. Die Ergebnisse für unterschiedliche Zielspannungen sind in Abbildung 26 dargestellt. Je höher die Zielspannung definiert ist, desto höher ist der Ladeanteil aus dem Batteriespeicher bzw. der PV Anlage. Eine volle Kompensation des Spannungsabfalls erfordert eine Kapazität von 74 kWh, eine Umrichterbemessungsleistung von 47 kW (Abbildung 25) und eine PV Anlage mit einer Bemessungsleistung von 16 kW.

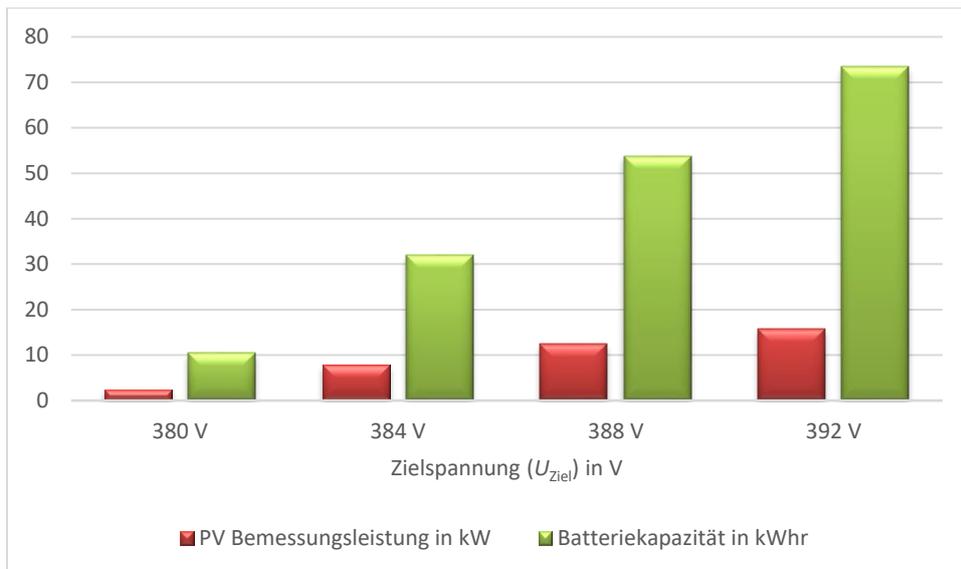


Abbildung 26: Optimale Konfigurationen

Abschließend wird für einen Wintertag an dem zwei Fahrzeuge von 20-22 Uhr laden ein Profil in Abbildung 27 gezeigt. Im dritten Unterbild wird die Spannungskompensation deutlich. Der Batteriespeicher stellt 80% der notwendigen Ladeleistung bereit, der Rest wird aus dem Netz zur Verfügung gestellt.

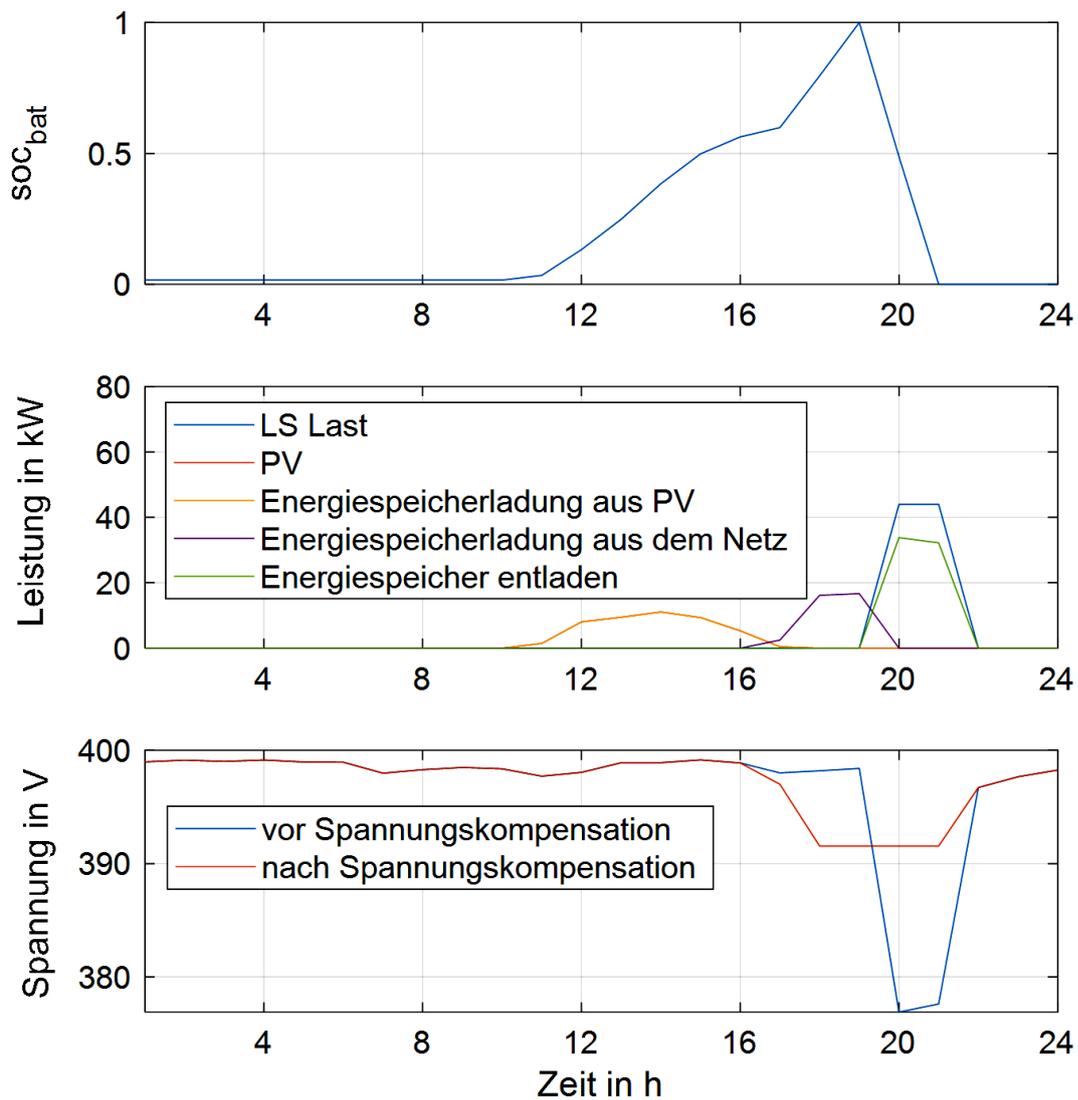


Abbildung 27 Leistungsprofile in der Simulation.

Tabelle 12 Kostenbestandteile [Tay20]

Kosten	
Batteriekosten inkl. Umrichter	66 €/kWh/pro Jahr
Battery Lebensdauer	10 Jahre
PV Kosten	40 €/kW/pro Jahr
Energiekosten aus dem Netz	0,30 €/kwh

Die Photovoltaikanlage wird so betrieben, dass entweder die Fahrzeuge laden oder der Batteriespeicher geladen wird. Es erfolgt keine Einspeisung in das Netz. Kosten für das Ladesystem selbst sind nicht berücksichtigt worden.

Die jährlichen Kosten für das Gesamtsystem bei einer Laufzeit von zehn Jahren sind in der folgenden Abbildung zusammengefasst. Bei einer Laufzeit von zehn Jahren ergeben sich Kosten von 28.000 € für die Installation einer PV Anlage mit Batteriespeicher an einer 22 kW Doppelladesäule an einen schwachen Netzanschlusspunkt. Bei Kosten von 12.000 € für die 22 kW Doppelladesäule und der Annahme aus dem Verkehrsmodell, das diese bei 15 % Nutzungsgrad wirtschaftlich wird, müssten die Ladesäulen zu 60% der Gesamtzeit besetzt sein. Das ist nicht realistisch, so dass eine Amortisation des Systems in der Betriebszeit nicht erwartet wird.

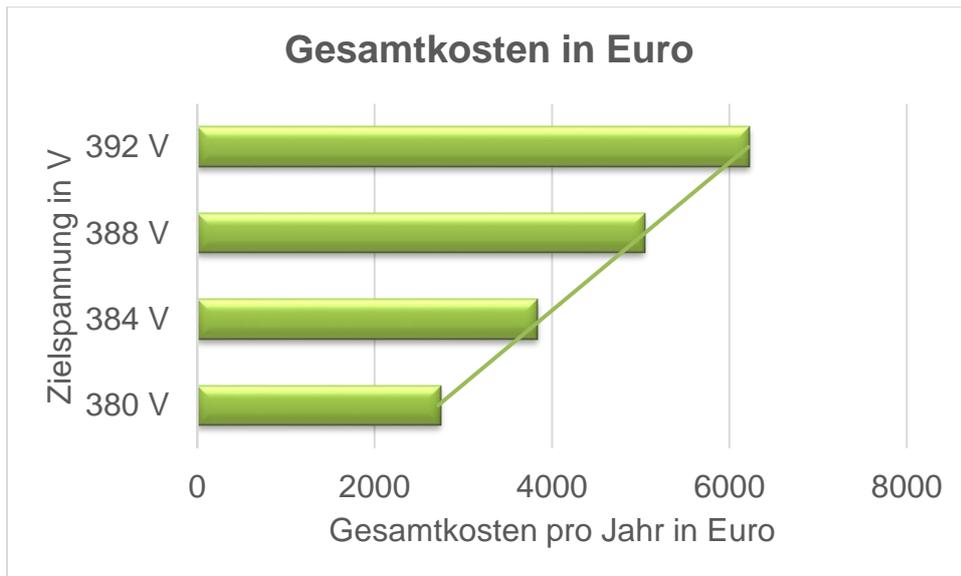


Abbildung 29 Kostenanalyse.

Für den Netzausbau sind nach Angabe des Netzbetreibers für die Innenstadt ca. 190 €/lfd m und für die Stadtrandlage 160 €/lfd m (Stand 2020) zu veranschlagen. Die Preise gelten für Kabel NAYY-J 4x 150qmm.

Für den Ersatz eines Kabels einer Länge von 1 km im Innenstadtbereich sind mit Kosten von 190.000 € zu rechnen, wobei eine Preisreduktion aufgrund des großen Volumens nicht berücksichtigt sind.

Vor diesem Vergleich stellt die Batteriespeicher-PV für Kombination für lange Leitungen eine geeignete Alternative dar.

Fall 3: Versorgung der Ladeinfrastruktur aus einem Gasnetz mittels Sektorkopplungstechnologien und Photovoltaikanlagen

Sektorkopplungstechnologien sind nur dort sinnvollerweise einsetzbar, wo es neben dem elektrischen Bedarf der Ladeinfrastruktur auch einen Abnehmer für die erzeugte Wärme gibt. Vor diesem Hintergrund erfolgte die Analyse für Brennstoffzellen-Blockheizkraftwerke (BZ-BHKW) als Sektorkopplungstechnologie, die sowohl Häuser versorgen als auch ausreichend Ladestrom zur Verfügung stellen. Da die BZ-BHKW wärmegeführt betrieben wird, kommt es im Sommer zu Stillstandzeiten, sodass auch die Ladeinfrastruktur nicht versorgt wird. Aus diesem Grund wurde das BZ-BHKW mit einer Adsorptionskältemaschine (AKM) zur

Auslastungssteigerung des BHKWs im Sommer kombiniert. Die AKM nutzt die Abwärme des BZ-BHKW zur Erzeugung von Kälte zur Klimatisierung. Weiterhin wurde das BZ-BHKW mit einer PV Anlage kombiniert zur Überbrückung der Stillstandzeiten im Sommer. Zur verbesserten Nutzung der lokal erzeugten Energie durch Sektorkopplung in Wohngebäuden und einer Netzentlastung wurde für jedes Untersuchungsszenario eine unregelmäßige und eine erzeugungsorientierte, dynamische Laderegulierung ergänzt. Die reguläre Ladestrategie sah eine ausschließliche Ladung der Fahrzeuge mit dem lokal erzeugten Strom (aus BZ-BHKW und PV) vor, sobald der Ladezustand eines Fahrzeugs bei Ankunft unter 85 % fiel.

Zusammenfassend wurden folgende Szenarien untersucht.

- Referenzszenario: BEV laden aus dem elektrischen Netz
- Szenario KWK: Einsatz eines wärmegeführten Brennstoffzellen-BHKWs mit Wärmespeicher
 - unregelmäßiges Laden
 - reguliertes Laden
- Szenario AKM: Einsatz eines wärmegeführten Brennstoffzellen-BHKWs mit Wärmespeicher und einer Adsorptionskältemaschine
 - unregelmäßiges Laden
 - reguliertes Laden
- Szenario PV: Einsatz eines wärmegeführten Brennstoffzellen-BHKWs mit Wärmespeicher und einer Photovoltaikanlage
 - unregelmäßiges Laden
 - reguliertes Laden

Die elektrische Leistung des BZ-BHKWs wird entsprechend Abbildung 28 reguliert. Es wird deutlich, dass das BZ BHKW nur in Betrieb ist, wenn ein Wärmebedarf besteht oder der zugehörige Wärmespeicher nicht voll geladen ist.

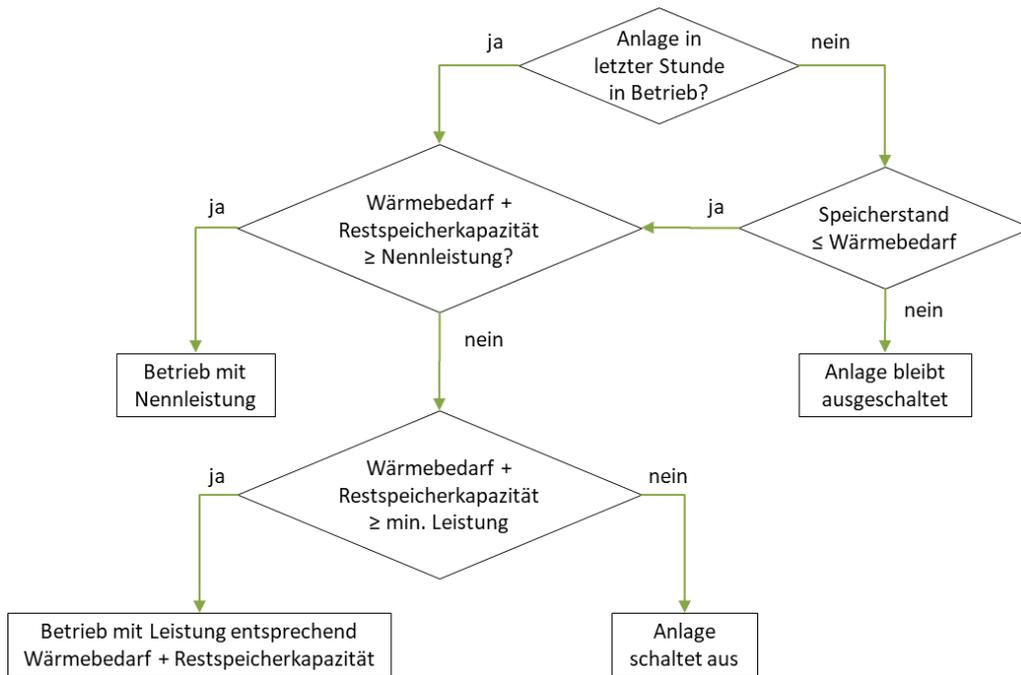


Abbildung 28 Berechnung der Leistung des BZ-BHKW.

Die Abbildung der Stromerzeugung aus PV Anlagen erfolgt entsprechend der Modellierung der Stromerzeugung (s.o). Die Laderegulung der Fahrzeuge ist in Abbildung 29 dargestellt, wobei die Fahrzeugnutzungsprofile im Modellierungsabschnitt erstellt wurden.

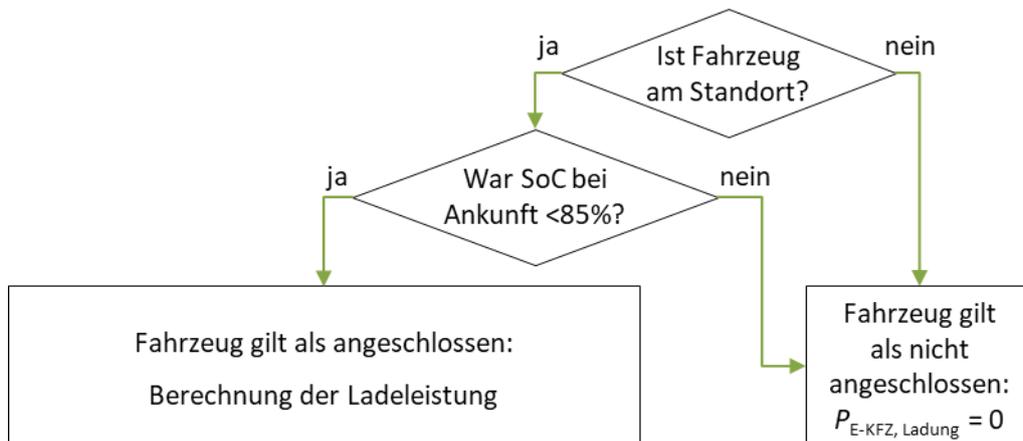


Abbildung 29 Laderegulung für BEV am Mehrfamilienhaus.

Die Ladeleistung $P_{BEV, Ladung}$ errechnet sich nach Gl. 30

$$P_{E-KFZ, Ladung} = \min \left\{ (1 - SOC_{E-KFZ} \cdot 1 / \eta_{BC}, P_{E-KFZ, Ladung, max}, P_{gen, el, t} \right\} \cdot \alpha \quad \text{Gl. 30}$$

$$\alpha = \frac{P_{\text{gen,el,t}}}{P_{\text{E-KFZ, conv, t}}}$$

Gl. 31

Mit:

$P_{\text{gen,el,t}}$ Leistung aus PV Anlage oder BZ-BHKW zum Zeitpunkt t

$P_{\text{BEV,t}}$ geforderte Ladeleistung im unregelmäßigen Fall

Für die Analyse wurde ein bestehendes Mehrfamiliengebäude mit 16 Wohneinheiten ausgewählt, das mit bis zu sechs Ladestationen ausgestattet werden soll, die nicht aus dem elektrischen Netz versorgt werden können. Die für die Analyse notwendigen Strom-, Wärme- und Kältebedarfsprofile wurden mithilfe einer BHKW Software und BIM 6.0 erstellt.

Der Anlagenbetrieb wurde mit stündlicher Auflösung modelliert, wobei in der Fallstudie folgende Kenngrößen zu Grunde liegen.

Energetische Kenngrößen des Mehrfamiliengebäudes und der Anlagen

Energetische Kenngrößen

Energiebedarf der Ladeinfrastruktur	5.529 kWh Strom bei zwei Fahrzeugen 11.225 kWh Strom bei vier Fahrzeugen 16.918 kWh Strom bei sechs Fahrzeugen
Energiebedarf der Wohneinheiten	36.571 kWh Strom 46.295 kWh Raumwärme 24.403 kWh Trinkwasserwärme 18.968 kWh Kälte
Leistung des BHKW	4,2 kW elektrisch 7,5 kW thermisch
Leistung der Adsorptionskältemaschine	8,4 kW Kälteerzeugung 12,9 kW Antriebswärmebedarf
Leistung der Photovoltaikanlage	20 kW

Szenariovergleich unregelmäßiger Ladestrategien

Ergebnisse Szenario BHKW unregelmäßig:

Durch das Brennstoffzellen-BHKW im Szenario KWK wurde eine Autarkie der Ladeinfrastrukturversorgung von 23 bis 27 % erreicht. Dabei unterschied sich der Wert zwischen zwei und sechs versorgten Fahrzeugen mit 4 % kaum, obwohl sich die Ladestrommenge von ca. 5.500 kWh auf ca. 16.900 kWh verdreifachte. Durch selten gleichzeitig auftretende Ladelasten

war eine bessere Ausnutzung der Erzeugungsleistung möglich. Der Jahresstrombezug (siehe Abbildung 30) fiel mit etwa 25.000 bis 36.300 kWh gegenüber vormals ca. 41.700 kWh etwa 13 bis 40 % niedriger aus als im Gebäude ohne Ladeinfrastruktur.

Ergebnisse Szenario AKM ungeregelt:

Die Adsorptionskältemaschine im Szenario AKM bewirkte über eine Auslastungssteigerung des BHKW eine Autarkie der Ladeinfrastruktur von 33 bis 40 %. Der restliche Jahresstrombezug des Gebäudes mit Ladeinfrastruktur lag aufgrund der höheren Auslastung der KWK-Anlage und der vermiedenen Strombezüge der Kompressionskältemaschine um etwa 31 bis 59 % deutlich unterhalb des jährlichen Strombedarfs der Wohneinheiten ohne Ladeinfrastruktur.

Ergebnisse Szenario PV ungeregelt:

Durch Ergänzung des BHKWs um die Photovoltaik Anlage im Szenario PV wurde die Autarkie der Ladungen mit insgesamt 47 bis 54 % etwa verdoppelt. Der Jahresstrombedarf des gesamten Gebäudes wurde mit 38 bis 62 % gegenüber dem Strombedarf der Wohneinheiten ohne jegliche Ladeinfrastruktur ähnlich hoch wie im Szenario AKM gesenkt.

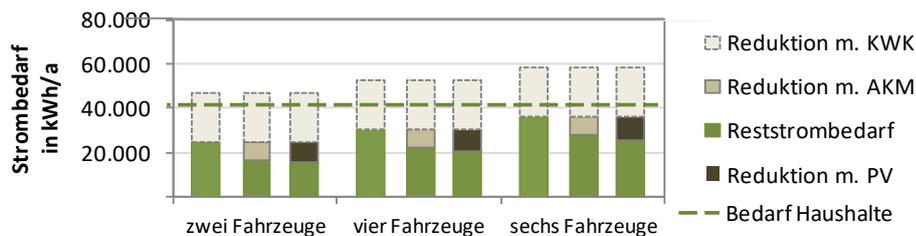


Abbildung 30 Jährlicher Strombezug und selbsterzeugte Anteile in den Szenarien.

Das maximale Potential, die Ladelasten zu reduzieren, entspricht der maximalen Erzeugungsleistung. Wie in Abbildung 31 zu sehen, konnte mit der Absenkung von etwa zwei Dritteln der stündlichen Lasten im Szenario KWK ein Großteil des Potentials ausgeschöpft werden. Im Szenario AKM waren die stündlichen Ladelasten fast ausschließlich um die maximale Erzeugungsleistung des BHKWs und damit deutlich zuverlässiger reduziert. Die zusätzlich erreichten Reduktionen gegenüber dem Szenario KWK waren jedoch gering, da dort das Potential bereits häufig ausgeschöpft war. Der Anteil der Stunden mit reduzierter Ladelast bei sechs versorgten Fahrzeugen stieg von 65 bis 68 % auf 93 bis 94 % um knapp ein Drittel. Wäre die KWK-Anlage weniger ausgelastet, würde der Mehrgewinn größer ausfallen. Auch im Szenario PV erfolgte die Reduktion der stündlichen Ladelasten mit 96 % der Ladestunden zuverlässiger als im Szenario KWK. Teilweise wurden jedoch Leistungsabsenkungen von deutlich über 4,2 kW erreicht.

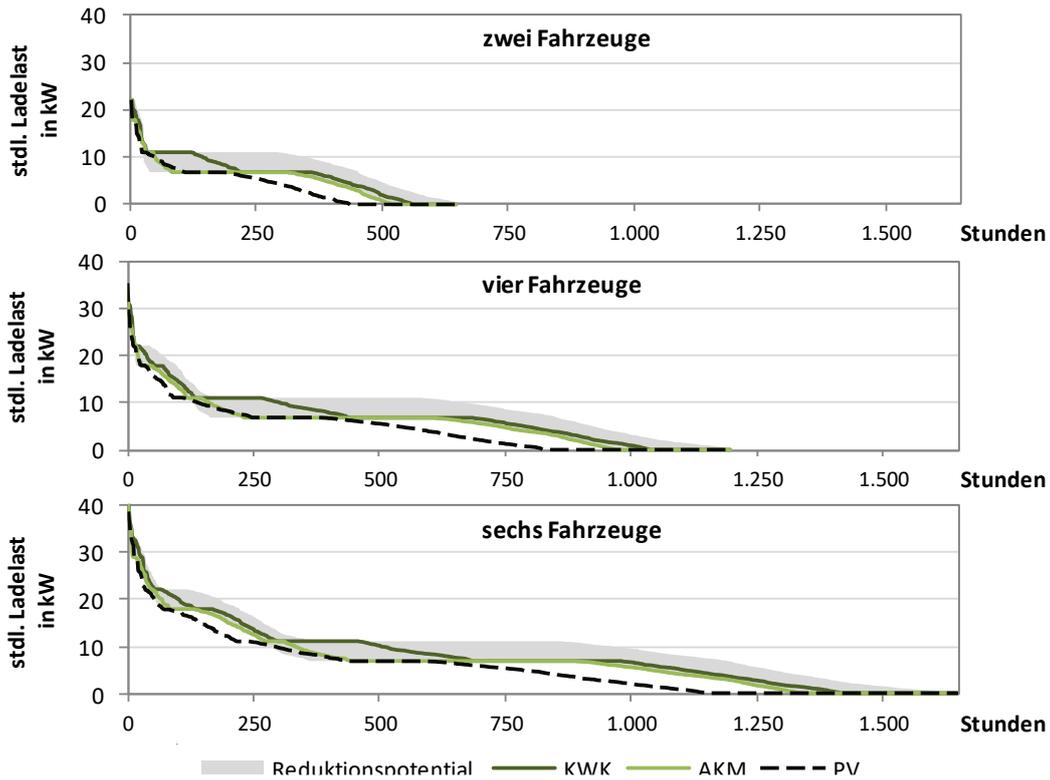


Abbildung 31 Reduktionen der stündlichen Ladelasten.

Durch die gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung im Szenario KWK konnten Einsparungen von etwa 9 bis 11 % Primärenergie sowie 8,1 bis 8,6 Tonnen CO₂-Äquivalenten pro Jahr erzielt werden (siehe Abbildung 32). Zudem besteht die Möglichkeit, mit Biogas oder nachhaltig erzeugtem Wasserstoff deutlich größere Einsparungen zu erzielen. Mit der Integration der Kältetechnik im Szenario AKM sanken die durch die KWK-Anlage erzeugten Primärenergieeinsparungen auf etwa 6 bis 8 % ab. Die Treibhausgasemissionen blieben mit jährlich ca. 8,3 bis 8,9 Tonnen CO₂-Äquivalenten pro Jahr etwa konstant. Mögliche Einsparungen durch reduzierten Einsatz von klimaschädlichem Kältemittel in der substituierten Kompressionskältemaschine wurden nicht berücksichtigt. Durch die PV-Anlage im Szenario PV wurde die eingesparte Menge an Primärenergie und Treibhausgasemissionen der anderen beiden Szenarien deutlich übertroffen. Es wurden mit 29 bis 34 % und 19,9 bis 20,4 Tonnen CO₂-Äquivalenten pro Jahr jeweils etwa die dreifachen Einsparungen verglichen mit denen im Szenario KWK erreicht.

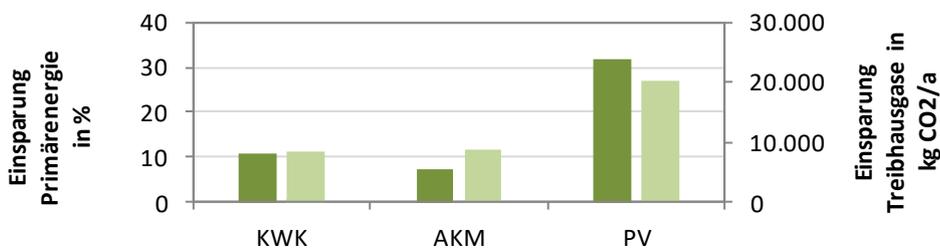


Abbildung 32 Mittlere Primärenergie- und Treibhausgasemissionseinsparungen.

Im Szenario KWK wurden innerhalb der zwanzigjährigen Nutzungsdauer Gewinne von etwa 44.600 bis 44.800 € erzielt, wie Abbildung 33 entnommen werden kann. Dagegen war die Kältetechnik im Szenario AKM nicht rentabel. Nach zwanzig Jahren wurden mit ca. 24.400 bis 24.800 € geringere Gewinne erzielt als durch den alleinigen Betrieb des BHKW. Zwar wurden durch vermiedenen Strombezug der Kompressionskältetechnik sowie einer stärkeren Auslastung der KWK-Anlage Energiekosten vermieden. Die Einsparungen (ca. 1.200 €) waren jedoch zu gering, um die hohen Investitions- und Wartungskosten (ca. 29.600 € und 890 €/a) auszugleichen. Dies liegt zum einen daran, dass der KWK-Zuschlag und die EEG-Umlagebefreiung für den zusätzlich mit dem BHKW erzeugten Strom aufgrund der Förderobergrenzen entfielen. Zum anderen wurde die Kältemaschine mit 12,9 kW Antriebswärmeleistung in Kombination mit der KWK-Anlage mit 7,5 kW Wärmeleistung in 90 % der Betriebsstunden mit niedrigem Teillastgrad von unter 50 % betrieben, da sie nur bei ausreichender Wärmeversorgung durch das BHKW in Betrieb ist. Dagegen ergab eine Simulation mit doppelter Wärmeleistung der KWK-Anlage einen Anteil von 10 % der Betriebsstunden mit einem Teillastgrad von unter 50 %. Eine sinnvollere Auslegung (energetisch & ökonomisch) wäre demgemäß entweder durch eine kleinere Kältemaschine oder durch eine größere KWK-Anlage möglich. Derzeit fehlen jedoch entsprechende Anlagen auf dem Markt. Es könnten mehrere BHKW kaskadiert eingesetzt werden, sollte dadurch keine Überdimensionierung der Wärmeerzeugung resultieren. An Standorten mit hohen Energieverbräuchen wie Quartierslösungen könnte eine abgestimmte Dimensionierung mit den derzeit verfügbaren Modellen gelingen. Bei der Ergänzung des BHKWs um die Photovoltaik-Anlage im Szenario PV wurden mit 82.000 bis 93.500 € nach zwanzig Jahren etwa doppelt so hohe Gewinne erzielt wie mit dem alleinigen Betrieb der KWK-Anlage. Darüber hinaus könnten sich für die Vermietung finanzielle Vorteile aus einer verbesserten Kundenakquise und -bindung ergeben, indem ökonomische und ökologische Vorteile gegenüber Interessenten und Mietparteien kommuniziert werden.

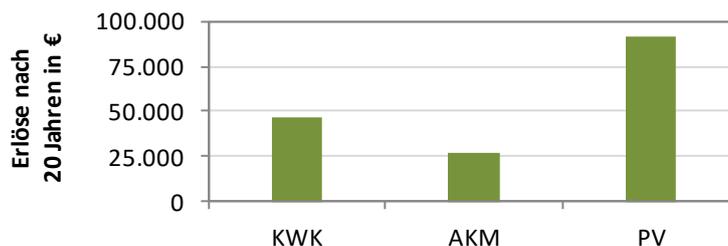


Abbildung 33 Mittlere Erlöse nach zwanzig Betriebsjahren.

Optimale Lade- und Betriebsstrategien zur Berücksichtigung der Nutzerbedürfnisse, Netzanforderungen und erneuerbarer Erzeugung

Zur verbesserten Nutzung der lokal erzeugten Energie durch Sektorkopplung in Wohngebäuden und einer Netzentlastung wurde die durchgeführte Analyse um eine erzeugungsorientierte, dynamische Laderegulierung ergänzt.

Durch die gewählte Laderegulierung wurde der Ladestrombedarf vollständig gedeckt. Selbst wenn der Netzabschnitt bereits nahe an der Belastungsgrenze sein sollte, könnte somit ein Betrieb von zusätzlichen Ladepunkten ermöglicht werden. Stattdessen ist die Zumutbarkeit der Regelung trotz Einschränkungen der Fahrzeugnutzung zu prüfen. Mit alleinigem Betrieb des BZ-BHKWs im Szenario KWK war bei zwei versorgten Fahrzeugen die Anzahl an Tagen, an denen Ladezustände von weniger als 85 % erreicht wurden, mit 1 % der Tage vernachlässigbar gering (siehe Abbildung 34). Der minimale Ladezustand im Jahr war mit 71 % für den täglichen Gebrauch ausreichend. Bei vier versorgten Fahrzeugen reichten die Stunden zwischen Ankunft und Abfahrt mit 18 % der Tage im Sommer häufiger nicht mehr aus, um Ladezustände von mindestens 85 % zu erreichen. An einzelnen Tagen lagen die erreichten Ladezustände bei bis zu 7 %. Die Einschränkungen für die Fahrzeugnutzung wären somit vereinzelt stark. Da bei sechs versorgten Fahrzeugen die Speicher an fast jedem zweiten Tag nicht zur Hälfte aufgeladen werden konnten, wurden die Nutzungseinschränkungen diesbezüglich als nicht zumutbar gewertet. Eine ausreichende Versorgung der Fahrzeuge mit der gewählten Ladestrategie wäre lediglich im Winter möglich. Darüber hinaus müsste die Laderegulierung ausgesetzt werden, wodurch die Netzbelastung hoch wäre. Alternativ könnten andere Ladestrategien zur Sicherung eines minimalen Ladezustands eingesetzt werden, wodurch der Netzbezug zumindest reduziert wäre. Durch die Adsorptionskältemaschine im Szenario AKM wurde in den Sommermonaten eine zusätzliche Wärmesenke geschaffen und die Stromproduktion erfolgte häufiger. Dadurch konnten mit der Laderegulierung deutlich höhere Ladezustände erreicht werden. Während im Szenario KWK eine ganzjährige Versorgung lediglich für zwei Fahrzeuge möglich war, gelang dies im Szenario AKM auch für vier und sechs Fahrzeuge. Bei sechs versorgten Fahrzeugen traten allerdings an 6 % der Tage erste vereinzelte Einschränkungen auf. Die niedrigsten Ladezustände im Jahr waren mit 59 bis 77 % vermutlich selbst bei der größten untersuchten Anzahl an versorgten Fahrzeugen in einem für den Alltag ausreichenden Bereich.

Durch die Photovoltaik-Anlage im Szenario PV wurden die Speicher auch im Sommer zuverlässig geladen. Sechs Fahrzeuge konnten an 95 % der Tage vollständig geladen werden. Die niedrigsten Ladezustände waren mit 57 bis 79 % ähnlich hoch wie im Szenario AKM. Lediglich bei sechs versorgten Fahrzeugen traten überwiegend an denselben Tagen wie bereits im Szenario AKM, also unter ungünstigen Bedingungen, Tage mit niedrigeren Ladezuständen auf. Diese waren jedoch vermutlich für den Alltag nach wie vor im ausreichenden Bereich.

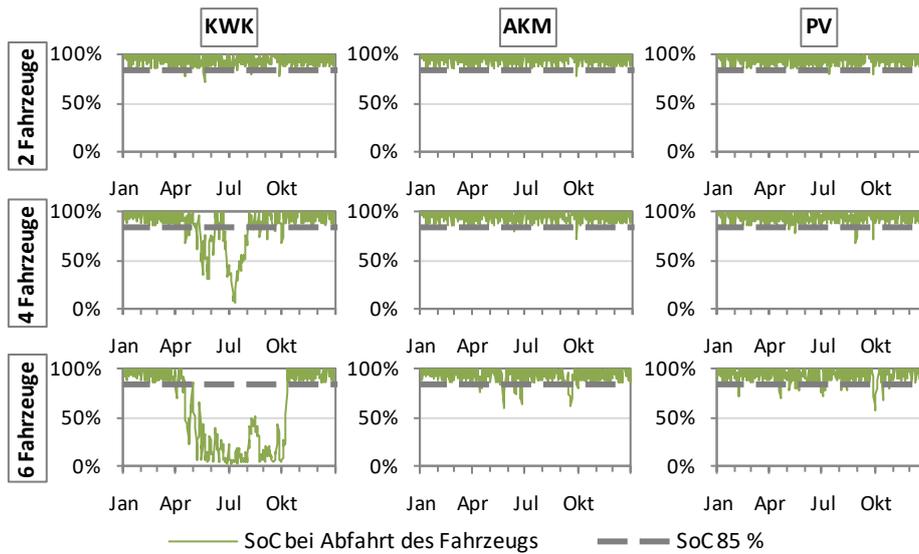


Abbildung 34 Ladezustände bei Abfahrt der geregelt geladenen Fahrzeuge.

Während trotz Laderegulung folglich in allen drei Szenarien bis zu einer gewissen Anzahl an versorgten Fahrzeugen etwa unverändert hohe Ladezustände erreicht werden konnten, dauerte das Laden stets länger (siehe Abbildung 35). Die Dauer war durch die Modellierung der Fahrzeugnutzung bestimmt, nach der die Aufenthalte an etwa 97 % der Tage mindestens zehn Stunden betragen. Daher wurden die Ladevorgänge ab etwa zehn Stunden zunehmend häufig durch Abfahrt unterbrochen. Der Anteil der Tage mit längeren als zehnstündigen Ladevorgängen konnte zwar durch den kombinierten Einsatz des BZ-BHKW mit der Kältetechnik bzw. der Photovoltaik-Anlage gesenkt und das Laden dadurch flexibilisiert werden. Selbst im günstigsten Fall bei zwei versorgten Fahrzeugen in den Szenarien AKM und PV dauerte die Ladung jedoch mit maximal 17 bis 22 Stunden deutlich länger als bei unregelmäßigem Laden mit maximal drei Stunden. Solange die erreichten Ladezustände allerdings im hohen Bereich liegen, ist die Einschränkung Ladevorgänge vermutlich hinnehmbar, da sie relativ lang sind und nachts stattfinden.

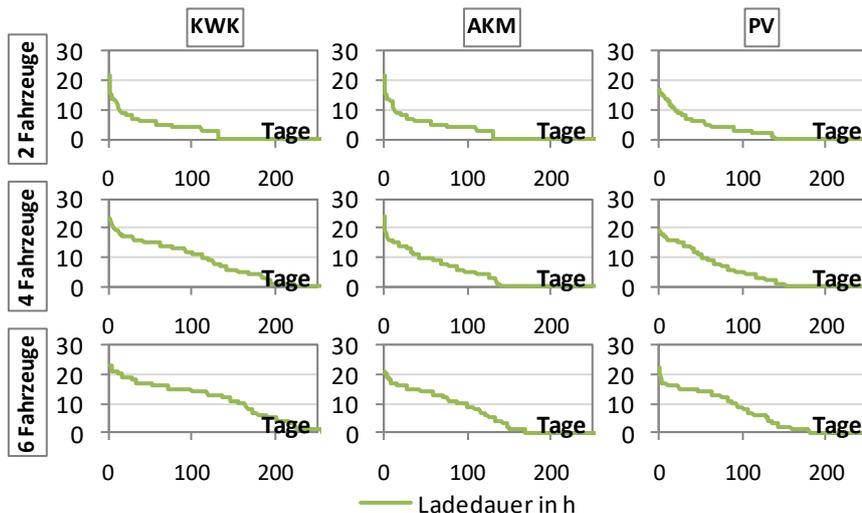


Abbildung 35 Dauer der täglichen Ladevorgänge mit zugehörigen Ladezuständen bei Abfahrt der Fahrzeuge.

Tabelle 13 Gesamtergebnisse für 2/4/6 BEV in den Szenarios

	Szenario CHP	Szenario ADC	Szenario PV
ungeregeltes Laden			
Eigenversorgung der Ladung in %	27/26/23	40/37/33	54/50/47
Reduktion der stündlichen Ladelasten in %	65/68/68	93/94/93	96/96/96
geregeltes Laden			
Anteil eines erreichten SoC $\geq 85\%$ in %	99/82/56	100/99/94	99/99/95
minimaler SOC bei Abfahrt in %	71/7/3	77/71/59	79/67/57
Anteil der Ladezeit $\geq 10\text{h}$ in %	37/56/62	10/36/56	14/35/49
Nachhaltigkeit und ökonomische Effizienz			
Einsparung Primärenergie in %	9 - 11	6 - 8	29 - 34
CO2 Einspaung in t/a	8,1 – 8,6	8,3 – 8,9	19,9 – 20,3
Erlöse nach 20 Jahren Betriebszeit in €	44.600 -52.700	24.400– 34.500	85.000 –102.700

Übertragbarkeit der Untersuchung

Der untersuchte Ansatz lässt unter Berücksichtigung eines Verbrauchsprofils sehr gut auf andere Gebiete übertragen, da er unabhängig ist vom elektrischen Netz.

Mittels statistischer Modelle wurde versucht, ein möglichst realistisches Nutzungsprofil der Fahrzeuge abzubilden. Es wurden randomisierte Ankunfts- und Abfahrtszeiten für jeden Tag sowie randomisierte Fahrtweitenverteilung und die in Deutschland durchschnittliche Jahresfahrleistung für Elektrofahrzeuge auf Basis der Erhebungen „Mobilität in Städten“ und „Mobilität in Deutschland“ angenommen. Die verwendeten Fahrzeugdaten, Tesla Model 3 und Renault Zoe, entsprechen zwei derzeit häufig verkauften Modellen. In der Praxis ist jedoch mit abweichenden Profilen zu rechnen. Diese Abweichungen könnten Einfluss auf die Versorgung der Fahrzeuge haben. So würden zum Beispiel höhere Gleichzeitigkeitsfaktoren der Ladung zu einer größeren Netzbelastung und einer geringeren Kompensation der Ladelast durch die KWK-Anlage führen. Der gegenteilige Effekt wäre ebenfalls möglich.

Des Weiteren wurde die Möglichkeit zum wärmegeführten und gleichzeitig stromoptimierten Betrieb der Brennstoffzellen-BHKWs aufgrund von fehlenden Informationen und der Diversität der Umsetzungen vernachlässigt. Mit dieser Betriebsweise ließe sich in der Praxis der Eigenverbrauchsanteil des erzeugten Stroms und damit die Wirtschaftlichkeit der Anlagen sowie die Versorgung der Ladeinfrastruktur steigern. In weiteren Untersuchungen könnten verschiedene Optimierungsalgorithmen bezüglich möglicher Vorteile für die Versorgung der Ladeinfrastruktur getestet werden.

Abweichende Energieprofile in anderen Gebäuden können die Ergebnisse teils stark beeinflussen. So hängen die Auslastung des Brennstoffzellen-Heizgeräts im Sommer und

damit die Versorgung der Ladeinfrastruktur stark vom Trinkwasserwärmeprofil ab. Auch kann ein anderes Verhältnis zwischen Strom- und Wärmebedarf die Wirtschaftlichkeit und Nachhaltigkeit der KWK-Anlage beeinflussen, da der Eigenverbrauchsanteil diesbezüglich großen Einfluss hat. In Gebäuden mit geringerem Strom- oder Wärmebedarf könnten die anlagentechnischen Maßnahmen unrentabel sein und auch die lokale Stromerzeugung durch das BHKW wäre geringer. Die Versorgung der Ladeinfrastruktur in Projekten mit größerem Energiebedarf wäre dagegen vermutlich mindestens gleichwertig mit der Versorgung, die in der Simulation ermittelt wurde. Bei der Variation der Energiebedarfsprofile im Szenario KWK mit zwei unregelmäßig geladenen Fahrzeugen und des BHKWs mit 4,2 kW elektrischer Leistung durch Skalierung der stündlichen Werte ergab, dass einen minimaler Strombedarf der Haushalte von ca. 31.900 kWh/a und ein minimaler Wärmebedarf von 61.700 kWh/a vorliegen muss, damit die Amortisation innerhalb der ersten zehn Betriebsjahre stattfindet. In einer früheren Arbeit am Lehrstuhl [13] wurde festgestellt, dass der Einsatz der Brennstoffzellentechnik gegenüber der Brennwertechnik in Gebäuden ab einem Wärmebedarf von 7.000 kWh/a unter Verwendung des Modells BlueGen (1,5 kW el. Leistung, 0,6 kW th. Leistung) und 80.000 kWh/a unter Verwendung des Modells inhouse5000+ (4,2 kW el. Leistung, 7,5 th. Leistung) rentabel ist. Dabei wurde mit 98 % ein höherer Jahresnutzungsgrad der Therme angenommen.

5 Simulation und Bewertung

Die entwickelten Modelle und Algorithmen werden angewendet, um geeignete Ladeinfrastrukturstandorte zu identifizieren und ein geeignetes Versorgungs- bzw. Betriebskonzept aus der Sicht des elektrischen Netzes zu ermitteln. Als Ergebnis steht ein Konzept von möglichen Ladestandorten aus Verkehrs- und Netzsicht mit Priorisierung und Versorgungskonzept für die Stadt Burg.

5.1 Simulation und Anwendung der entwickelten Algorithmen im Verkehrsmodell

Die Ergebnisse aus den einzelnen Szenarien des Verkehrsmodells werden in Ausschnitten folgend aufgeführt, eine vollständige Zusammenstellung aller Auswertungen wird in dem zusätzlichen Dokument „Szenarien-Steckbriefe“ dargestellt. Für die Modellierung und Simulation wurde die MS-Excel-Software genutzt. Das erste Tabellenblatt wird Dashboard genannt und dient der Bedienung des Modells: es können einerseits vordefinierte Szenarien eingestellt werden, andererseits können Eingabegrößen frei variiert werden. In Abbildung 36 ist ein Screenshot mit wesentlichen Eingabe- und Ausgabegrößen dargestellt.

		Eingabegrößen												
I n p u t	Varianten	Δ Gesamt- einwohner	Δ Pers. bis 6	Δ Pers. 6 bis 17	Δ Pers. 18 bis 64	Δ Pers. ab 65	Personen pro PKW	BEV in DE	Anteil BEV/PKW	Ladeleistung in kW		Verbrauch in kWh/100km	Auslastung	Anteil öff. Laden
	2020 2025 Szenarien									Typ 1	Typ 2			
	2020 2025 Szenarien	-6,59%	-20,70%	-8,92%	-20,43%	28,65%	1,48	12.822.287	26,62%	22,0	150,0	17,9	15,0%	15,1%
	ODER													
	Vollvariation	-6,58%	-0,1360	-0,0392	-0,1342	0,2100	1,46	2945803	6,11%	22	50	17,90	0,15	0,151
	Durch INKOLA bereits platzierte Ladesäulen berücksichtigen													
O u t	Ausgabegrößen													
	Verkehrszelle	Anzahl EV	Verkehrsleistung EV in km/d	Verkehrsleistung pro EV in km/d	Ladebedarf in kWh/d	Öffentlicher Ladebedarf in kWh/d	Gesamte Ladepunkte Typ 1 Typ 2	Spitzenauslastung Ladepunkt		Mittlere Auslastung Ladepunkt				
	Inletal	55	1182	21,13	208	31	1 0	61,3%		11,8%				
	Innenstadtring	164	3254	19,84	582	88	2 0	69,4%		17,8%				
	Nord	148	2869	19,38	513	78	2 0	62,8%		16,0%				
	Nord-Ost	89	1791	20,12	320	48	1 0	78,3%		19,3%				
	Nord-West	85	1737	20,44	311	47	1 0	71,5%		18,4%				
	Ost	121	2476	20,47	443	67	2 0	54,6%		13,1%				
	Sanierungsgebiet	322	6394	19,86	1144	173	4 0	72,1%		17,4%				
	Süd	260	5080	19,46	906	137	4 0	76,1%		14,1%				
	West	215	4376	20,36	783	118	3 0	55,2%		15,5%				
	West-August-Bebel	50	1021	20,42	183	28	2 0	27,0%		5,4%				
	Industriegebiet Süd	282	6658	23,26	1174	177	4 0	91,2%		15,3%				
	Summe/Mittelwert	1791	36698	20,49	6568	992	26 0	65,4%		14,90%				

Abbildung 36 Dashboard.

Für die Dokumentation der Auswertung wurde eine Art Steckbrief für jedes Szenario angelegt. An zwei Beispielen sollen die Inhalte des Steckbriefs erklärt werden.

Szenario Trend 2025 ist das erste ausgewählte Beispiel. Ergänzend zu den Steckbriefen wird an dieser Stelle auch immer eine Abbildung aus dem Dashboard eingefügt (Abbildung 37). Hierbei werden die Stadtteile farblich markiert, so dass grüne Gebiete einen Stadtteil mit einer geringen Spitzenauslastung der Ladepunkte darstellt und rote Gebiete hohe Spitzenauslastungen (hier nicht der Fall) aufweisen.

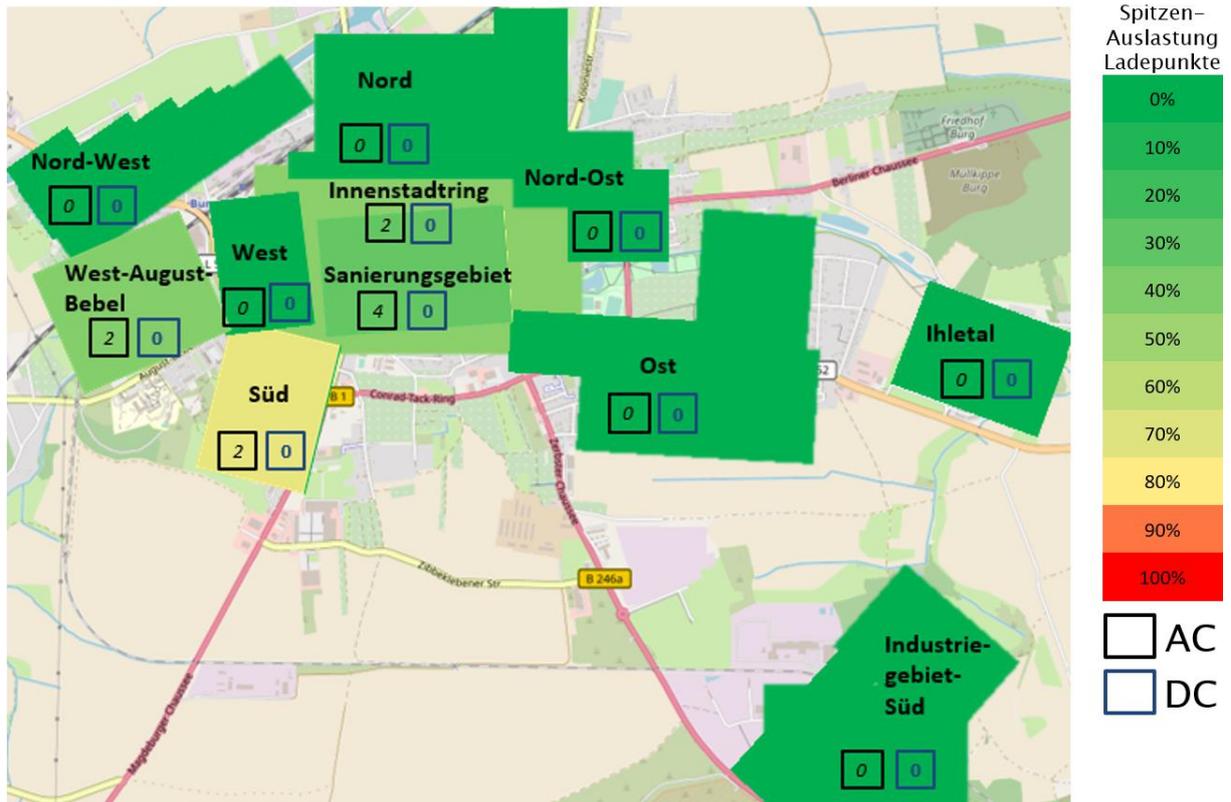


Abbildung 37 Platzierungen der Ladepunkte für das Szenario „Trend 2025“.

Der Steckbrief umfasst zuerst die Eingangsparameter, die das Szenario definieren. Die Szenarien unterscheiden sich neben dem Bezugsjahr, welches in der Szenario-Bezeichnung (Trend 2025) enthalten ist, vor allem im Anteil der batterieelektrischen Fahrzeuge am gesamten Fahrzeugbestand. Die weiteren Eingangsparameter (durchschnittlicher Verbrauch, Auslastung, Anteil des öffentlichen Ladens, Leistung der Ladepunkte (AC oder DC)) werden in den grundlegenden Szenarien nicht verändert, sondern erst in den Szenarien, die sich im rechten Bereich der Szenariomatrix (vollständige Szenariomatrix im Anhang, Tabelle 45) befinden. Die Tabelle 14 stellt den Kopf des Steckbriefes dar.

Tabelle 14: Ausschnitt Steckbrief Trend 2025 - Eingangsparameter

Eingangsparameter				
Anteil BEV/PKW	Durchschnittlicher Verbrauch	Auslastung	Anteil öffentliches Laden	Leistung der Ladepunkte
6,11 %	17,9 kWh / 100 km	15,0 %	15,1 %	22 kW

Die nächsten beiden Abschnitte des Steckbriefes werden in Tabelle 15 dargestellt. Hier sind Anzahl Elektrofahrzeuge, Verkehrsleistung Elektrofahrzeuge, Tägliche Verkehrsleistung pro Fahrzeug, durchschnittlicher täglicher Ladebedarf, durchschnittlicher täglicher öffentlicher Ladebedarf für das jeweilige Szenario dargestellt, also die Werte, die das Modell auf Basis der Eingaben errechnet. Weiterhin wird eine Tabelle geliefert, die einerseits zeigt, wie viele

Ladepunkte in welchen Stadtteilen platziert werden. Eine weitere Spalte gibt die Rangfolge der Platzierung an, damit werden die Priorität der Stadtteile und Ladepunkte angezeigt.

Tabelle 15: Ausschnitt Steckbrief Trend 2025 - Ausgabeparameter, Ladepunktezurordnung/priorität

Anzahl Elektrofahrzeuge :	Verkehrsleistung Elektrofahrzeuge :	Tägliche Verkehrsleistung pro Fahrzeug:	Durchschnittlicher täglicher Ladebedarf:	Durchschnittlicher täglicher öffentlicher Ladebedarf
443	9225km	20,82 km	1651 kWh	249kWh

Verkehrszelle	Zugeordnete Ladepunkte	Platzierungsposition
Sanierungsgebiet		
Industriegebiet Süd		
West		
Innenstadtring		
Nord		
Ost		
Nord Ost		
Nord West		
Süd		
West-August-Bebel		
Ihletal		

Der Steckbrief besteht weiterhin aus einem dritten Abschnitt, der in Tabelle 16 abgebildet ist. Dieser Abschnitt umfasst eine kurze qualitative Beschreibung des Szenarios, sowie eine Zusammenfassung der wesentlichen quantitativen Ergebnisse des Szenarios.

Tabelle 16: Ausschnitt Steckbrief Trend 2025 - Ergebnispräsentation

<p>5.1.1 Hintergrund/Ergebnisinterpretation:</p> <p>Die sinkenden Produktionskosten für Elektrofahrzeuge werden in Form sinkender Investitionskosten an die Verbraucher weitergegeben. Die zunehmende Besteuerung von Kraftstoffen führt zu größeren Vorteilen für Elektrofahrzeuge hinsichtlich der Betriebskosten. Der demographische Wandel in der Stadt Burg führt zur Abnahme der Mobilität und in der Folge zu einer moderaten Verringerung der Gesamtfahrzeuganzahl.</p> <p>Im Jahr 2025 werden 443 Elektrofahrzeuge mit einer Quelle-Ziel-Beziehung zur Stadt Burg erwartet, welche täglich eine Gesamtstrecke von 9.225 km zurücklegen. Von der öffentlichen Ladeinfrastruktur entnehmen die Elektrofahrzeuge durchschnittlich 249 kWh am Tag.</p> <p>Zusätzlich zu den bestehenden zehn Ladepunkten besteht kein Bedarf an weiteren Ladepunkten.</p>

Szenario „2025 Öffentlich Laden“ soll als weiteres Beispiel dienen. Die Abbildung 38 zeigt, dass die Platzierungen und auch die Spitzenauslastung deutlich vom oben beschriebenen Szenario abweichen. In der Abbildung weisen grüne Bereiche eine geringe Spitzenauslastung auf, rote dagegen eine hohe Spitzenauslastung. Die Änderung in der Platzierung und Spitzenauslastung ist dadurch begründet, dass dieses Szenario durch einen deutlich höheren Anteil von öffentlichen Ladungen definiert ist.

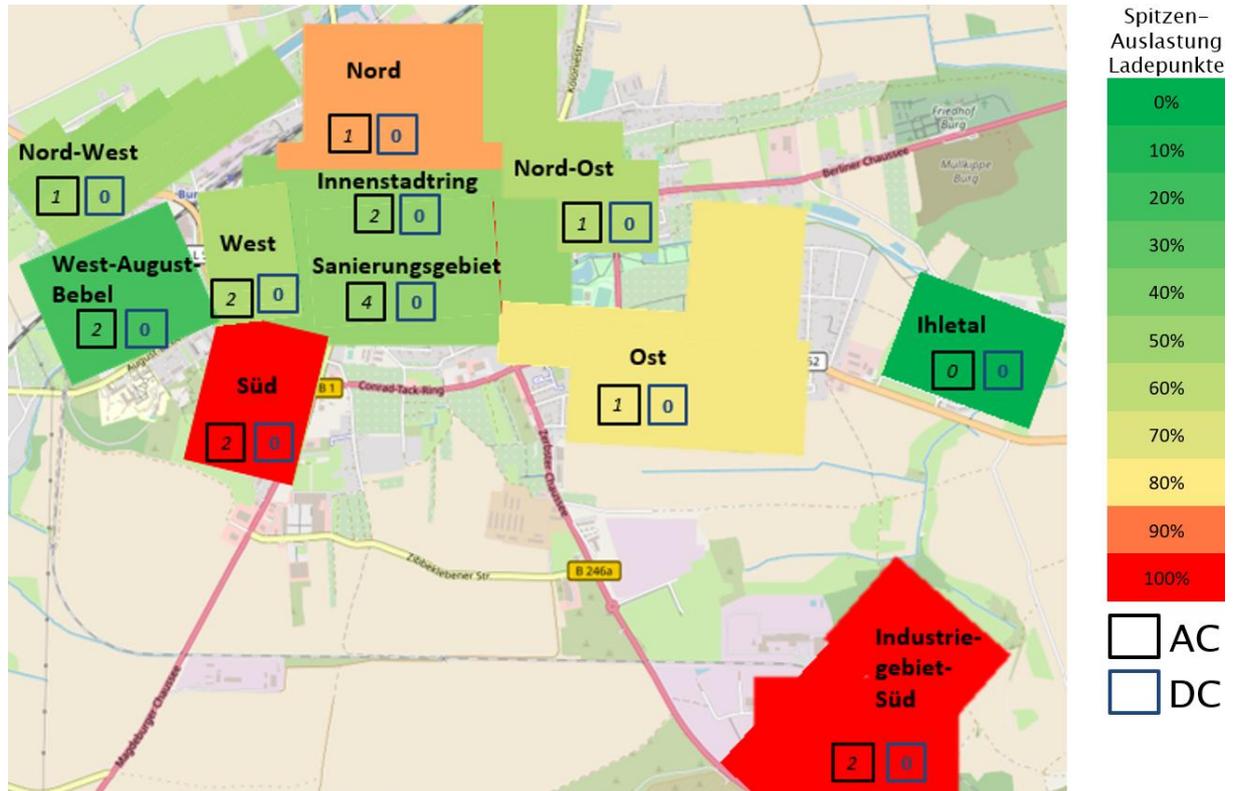


Abbildung 38 Platzierungen der Ladepunkte für das Szenario „2025 Öffentlich Laden“.

Der Steckbrief (vollständige Darstellung in Abbildung 39) zeigt die unterschiedlichen Abweichungen. Während der Anteil an Elektrofahrzeugen dem Szenario Trend 2025 entspricht, weicht der Anteil öffentlicher Ladevorgänge deutlich ab. Das führt zu einem deutlich erhöhten täglichen öffentlichen Ladebedarf bei gleichbleibenden Fahrzeugzahlen.

Szenario 2025 Öffentlich Laden



Eingangsparameter				
Anteil BEV/PKW	Durchschnittlicher Verbrauch	Angestrebte mittlere Auslastung	Anteil öffentliches Laden	Leistung der Ladepunkte
6,11 %	17,9 kWh / 100 km	15,0 %	40 %	22 kW
Ausgabeparameter:				
Anzahl Elektrofahrzeuge :	Verkehrsleistung Elektrofahrzeuge :	Tägliche Verkehrsleistung pro Fahrzeug:	Durchschnittlicher täglicher Ladebedarf:	Durchschnittlicher täglicher öffentlicher Ladebedarf
443	9225 km	20,82 km	1651 kWh	661 kWh
Ladepunktzuordnung/Priorisierungsliste:				
Verkehrszelle	Zugeordnete Ladepunkte	Platzierungsposition		
Sanierungsgebiet				
Industriegebiet Süd	2	(1), (3)		
West	2	(2), (6)		
Innenstadtring				
Nord	1	(4)		
Ost	1	(5)		
Nord Ost	1	(7)		
Nord West	1	(8)		
Süd				
West-August-Bebel				
Ihletal				
Hintergrund/Ergebnisinterpretation:				
<p>Dieses Szenario stellt eine Modifikation des Szenarios „2025 Trend“ dar, da sämtliche Eingangsparameter mit Ausnahme des Anteils öffentlichen Ladens identisch hierzu angenommen werden. Es wird davon ausgegangen, dass die öffentliche Ladeinfrastruktur häufiger, bei einer gleichbleibenden durchschnittlichen Auslastung, genutzt wird. Diese Annahme bezieht sich auf das Anwenderverhalten und führt zu einem deutlich höheren Bedarf von öffentlicher Ladeinfrastruktur, wenn der Anwendernutzen hierbei konstant bleibt. Dieses Szenario trifft ein, wenn private bzw. halböffentliche Lademöglichkeiten in unzureichender Kapazität eingerichtet werden und ein auslastungsbedingter Disnutzen an den Ladesäulen vermieden werden soll.</p> <p>Im Jahr 2025 werden 443 Elektrofahrzeuge mit einer Quelle-Ziel-Beziehung zur Stadt Burg erwartet, welche täglich eine Gesamtstrecke von 9225 km zurücklegen. Von der öffentlichen Ladeinfrastruktur entnehmen die Elektrofahrzeuge durchschnittlich 661 kWh am Tag.</p> <p>Es besteht der Bedarf von acht weiteren Ladepunkten, sodass insgesamt 18 Ladepunkte in Burg platziert werden.</p>				

Abbildung 39 Steckbrief Szenario 2025 Öffentlich Laden.

Weiterhin wurde der Einfluss folgender Einflussparameter auf die Ergebnisse untersucht:

- Anteil öffentlichen Ladens
- Auslastung der Ladepunkte
- Elektrofahrzeuge in Deutschland
- Veränderung der Erwerbstätigen in Burg
- Gesamtbevölkerungsentwicklung
- Verbrauch der Elektrofahrzeuge

5.2 Sensitivitätsanalyse

Die Sensitivitätsanalyse basiert auf dem Trendszenario 2030. In der Analyse wird überprüft welchen Einfluss die prozentuale Veränderung der Eingangsgrößen auf die entsprechenden Ausgangsparameter hat. Als Eingangsgrößen fungieren der Anteil öffentlichen Ladens, die Ladepunktauslastung, die Elektrofahrzeuge in Deutschland, die Veränderung der Erwerbstätigen und der Gesamtbevölkerung in Burg sowie der Verbrauch der Elektrofahrzeuge. Als Ausgangsparameter werden die benötigten Ladepunkte in Burg, die mittlere Auslastung, die Spitzenauslastung und der öffentliche Ladebedarf verwendet. Die betrachtete Veränderung liegt im Bereich von -50 % bis 100 %. Als Instrument für die Durchführung der Analyse ist die Was-Wäre-Wenn Analyse aus Excel verwendet worden.

In der Abbildung 40 sind die Auswirkungen der prozentualen Veränderung der Eingangsgrößen auf den öffentlichen Ladebedarf grafisch dargestellt. Die Veränderung des Verbrauchs, des Anteils öffentlichen Ladens und der Elektrofahrzeuge in Deutschland spiegeln sich in einem linearen Verlauf der Graphen wider. Eine Verdopplung der drei Eingangsgrößen führt somit zu einer Verdopplung des öffentlichen Ladebedarfs. Wohingegen die Veränderung der Ladepunktauslastung keinen Einfluss auf den öffentlichen Ladebedarf hat. Die prozentuale Abnahme der Gesamtbevölkerung und den Erwerbstätigen in Burg führt zu einer Abnahme des Ladebedarfs. Grundsätzlich lässt sich bei allen Ausgangsparametern festhalten, dass sich die Veränderung der Gesamtbevölkerung bzw. der Erwerbstätigen in einem analogen graphischen Verlauf der beiden Eingangsgrößen widerspiegelt. Die Erwerbstätigen haben den größten Einfluss auf das betrachtete spezifische Verkehrsaufkommen und die Erzeugungsraten.

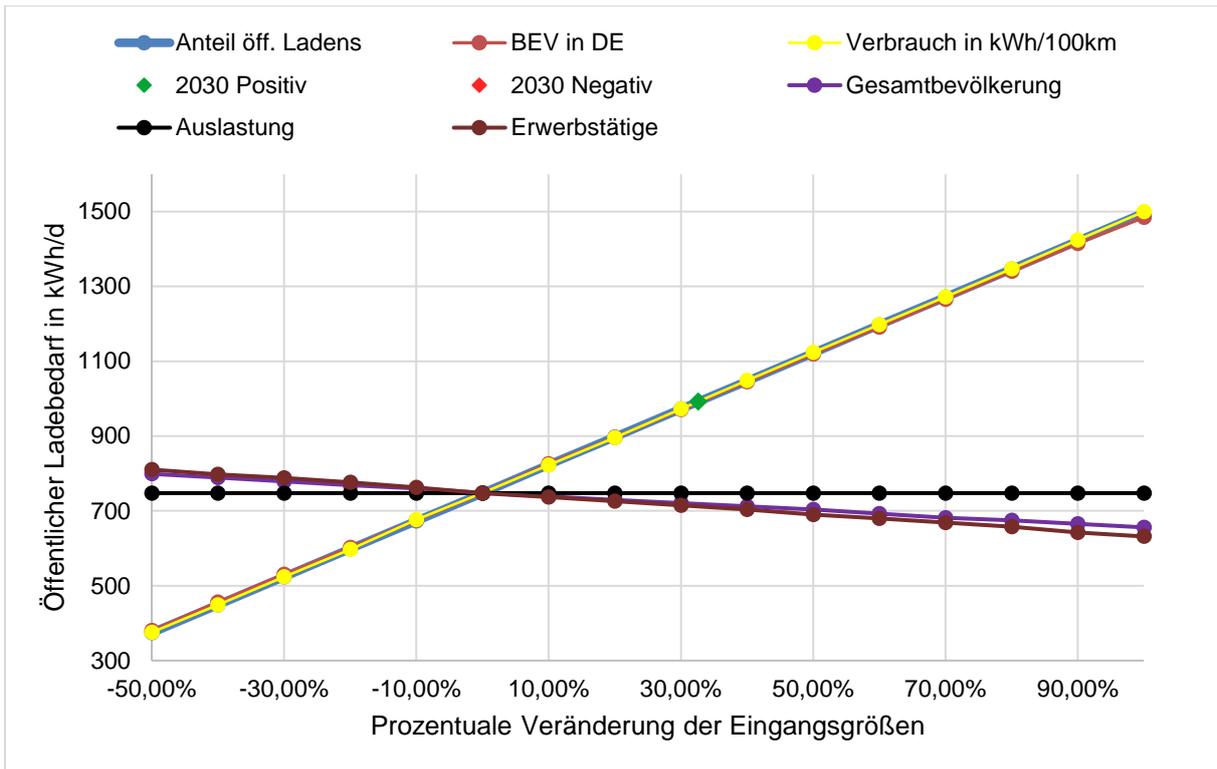


Abbildung 40 Öffentlicher Ladebedarf in kWh/d.

Zwischen der prozentualen Veränderung der Elektrofahrzeuge in Deutschland, des Anteils öffentlichen Ladens und des Verbrauchs sowie den resultierenden gesamten Ladepunkten besteht ein linearer Zusammenhang. Eine Verdopplung der Eingangsparameter führt somit zu einer Verdopplung der gesamten Ladepunkte in Burg, was sich wiederum in einem linearen Graphen darstellt. Sowohl das positive als auch das negative Szenario für 2030 liegen auf dem besagten Graphen. Ein Anstieg der Ladepunktauslastung führt zu einer Abnahme der benötigten Ladepunkte in Burg. Eine Veränderung der Gesamtbevölkerung und der Zahl der Erwerbstätigen spiegeln sich in einem ähnlichen linearen Verlauf des Graphen wider. Es zeigt sich, dass eine Abnahme der Bevölkerung zu einer verminderten Anzahl an benötigten Ladepunkten führt.

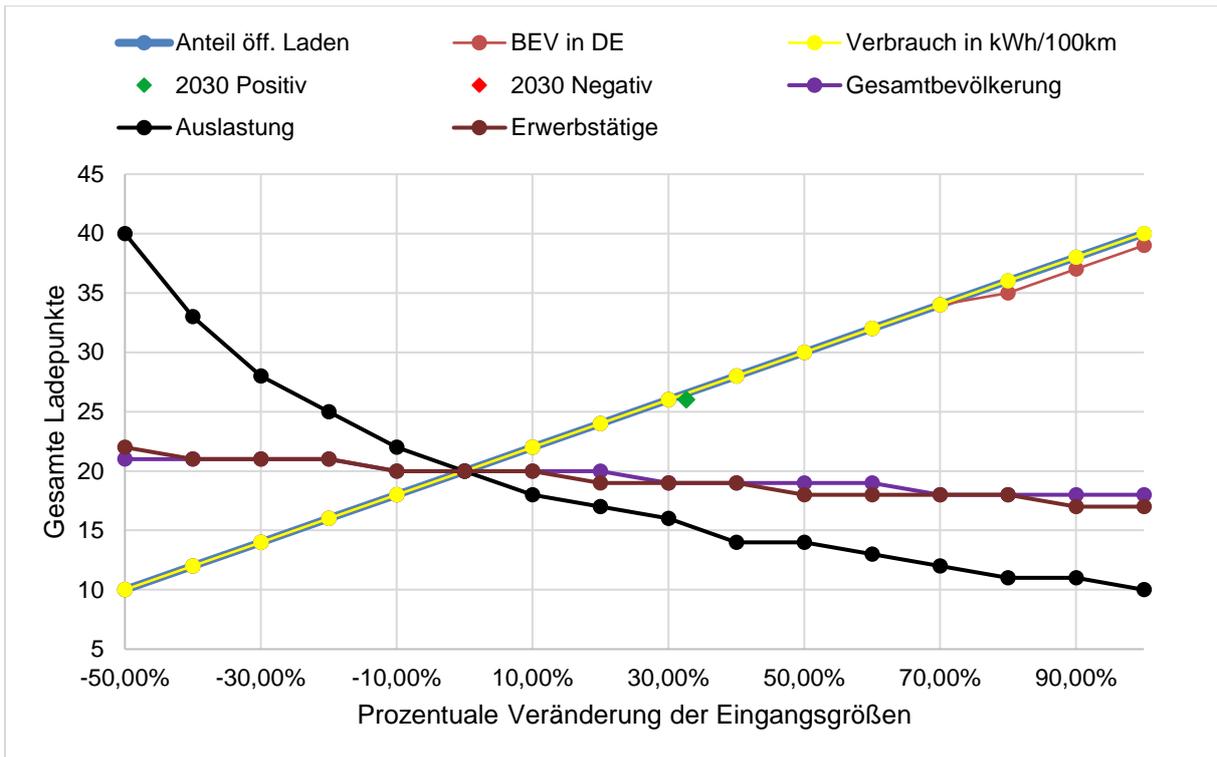


Abbildung 41 Gesamte Ladepunkte.

Durch die Veränderung der Ladepunktauslastung kommt es zu einem Anstieg der mittleren Auslastung. Der entsprechende Graph weist, wie in Abbildung 42 ersichtlich, einen linearen Verlauf auf. Dahingehend konvergiert der Wert für die mittlere Auslastung gegen den entsprechenden Wert der vorher angenommenen Auslastung. Im Gegensatz dazu charakterisieren sich die weiteren Eingangsgrößen durch einen ähnlichen graphischen Verlauf, da die mittlere Auslastung gegen 15,0 % konvergiert.

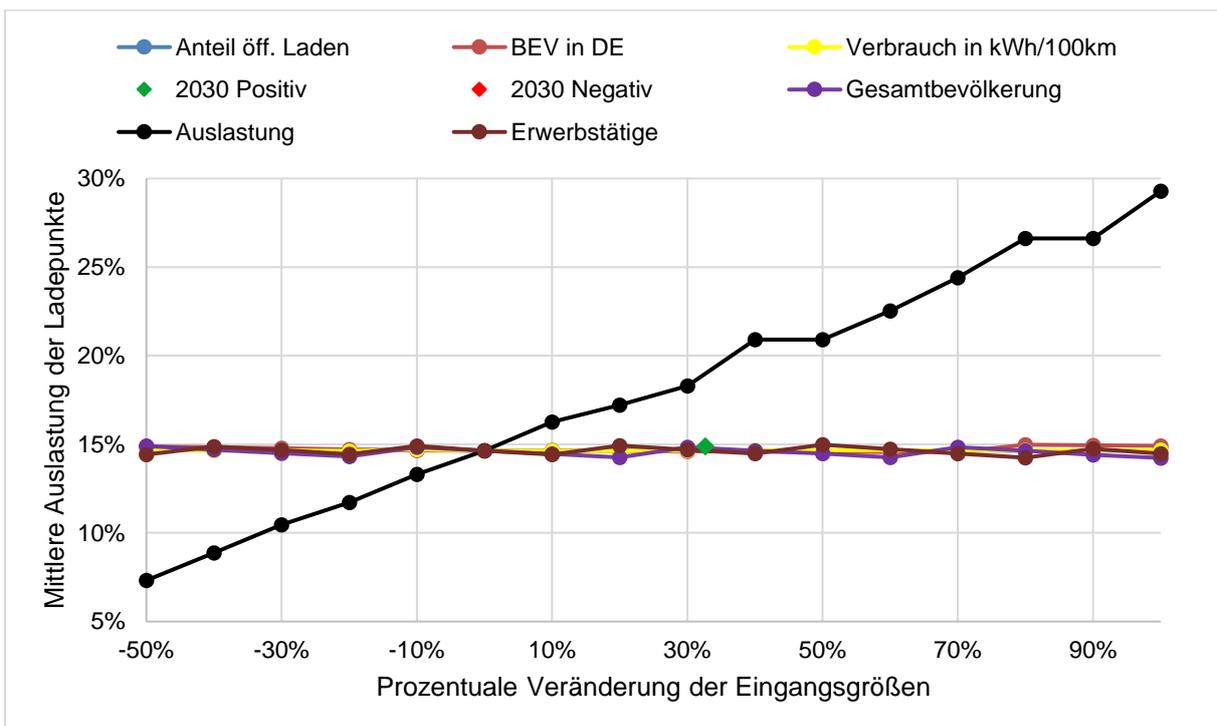


Abbildung 42 Mittlere Auslastung der Ladepunkte.

In der Analyse wird weiterhin untersucht, inwieweit sich die Kombination von prozentual veränderten Eingangsgrößen auf einen bestimmten Ausgangsparameter auswirkt. In der Abbildung 43 wird die prozentuale Veränderung des Anteils öffentlichen Ladens mit der Entwicklung der Elektrofahrzeuge in Deutschland kombiniert, um zu untersuchen, wie sich diese Konstellation auf den öffentlichen Ladebedarf auswirkt. Zusätzlich werden die Werte der betrachteten Szenarien anhand von Punkten in die Abbildung integriert. Der grüne Punkt stellt das positive Szenario für das Jahr 2030 dar. Bei diesem Szenario wird ein öffentlicher Ladebedarf von 992 kWh/d angenommen. Die Veränderung der Elektrofahrzeuge beträgt 32,62 %. Der öffentliche Anteil öffentlichen Ladens verändert sich hingegen nicht. Das negative Szenario für 2030 wird durch den roten Punkt dargestellt. Die Anzahl der Elektrofahrzeuge sinkt bei diesem Szenario um 51,17 %, sodass sich ein öffentlicher Ladebedarf von 374 kWh/d ergibt. Für das Trendszenario sowie für die Szenarien der erhöhten Ladepunktleistung und -auslastung ergibt sich ein öffentlicher Ladebedarf von 748 kWh/d. In der Abbildung 43 sind die drei Szenarien durch einen blauen Punkt gekennzeichnet. Zur Veranschaulichung des Szenarios „Erhöhter Anteil öffentlichen Ladens“ wird ein schwarzer Punkt verwendet. Der Anstieg von 15 % auf 40 % Anteil öffentlichen Ladens resultiert in einem erhöhten öffentlichen Ladebedarf von 1981 kWh/d.

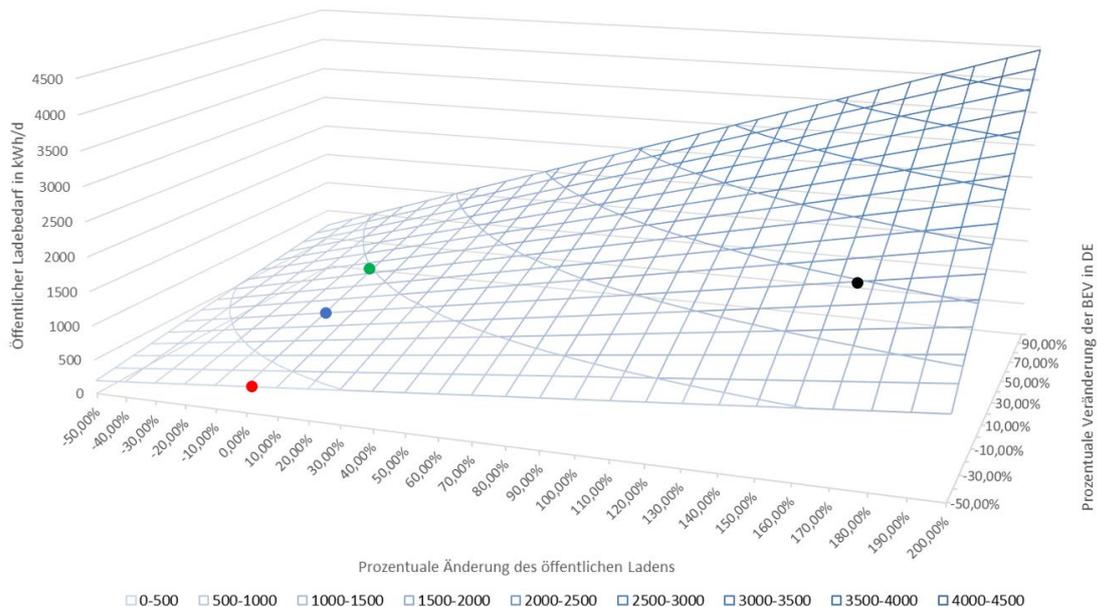


Abbildung 43 Änderung öffentlichen Ladens und BEV in Deutschland.

In der Sensitivitätsanalyse wird zudem überprüft welche Auswirkungen die Kombination der prozentualen Änderung von Ladepunktauslastung und dem Anteil öffentlichen Ladens auf die Ladepunkanzahl hat. Die Ergebnisse sind in Abbildung 44 visualisiert. Eine Verdopplung der Ladepunktauslastung resultiert in zehn benötigten Ladepunkten. Das zugrundeliegende Szenario wird in der Abbildung durch einen gelben Punkt gekennzeichnet. Eine erhöhte Ladepunktleistung und das negative Szenario hinsichtlich der Elektrofahrzeugentwicklung resultieren ebenfalls in zehn benötigten Ladepunkten. Es werden 52 Ladepunkte in Burg benötigt, falls der Anteil öffentlichen Ladens auf 40 % steigt. Der schwarze Punkt in der Abbildung 44 veranschaulicht das entsprechende Szenario. Das Trendszenario 2030 ist in der

Abbildung 44 hingegen durch einen blauen Punkt markiert. Hierbei wird angenommen, dass die Ladepunktauslastung bei 15 % liegt und der Anteil öffentlichen Ladens bei 15,10 % verbleibt. Basierend auf diesen Annahmen resultiert im Jahr 2030 ein Bedarf von 20 Ladepunkten in Burg.

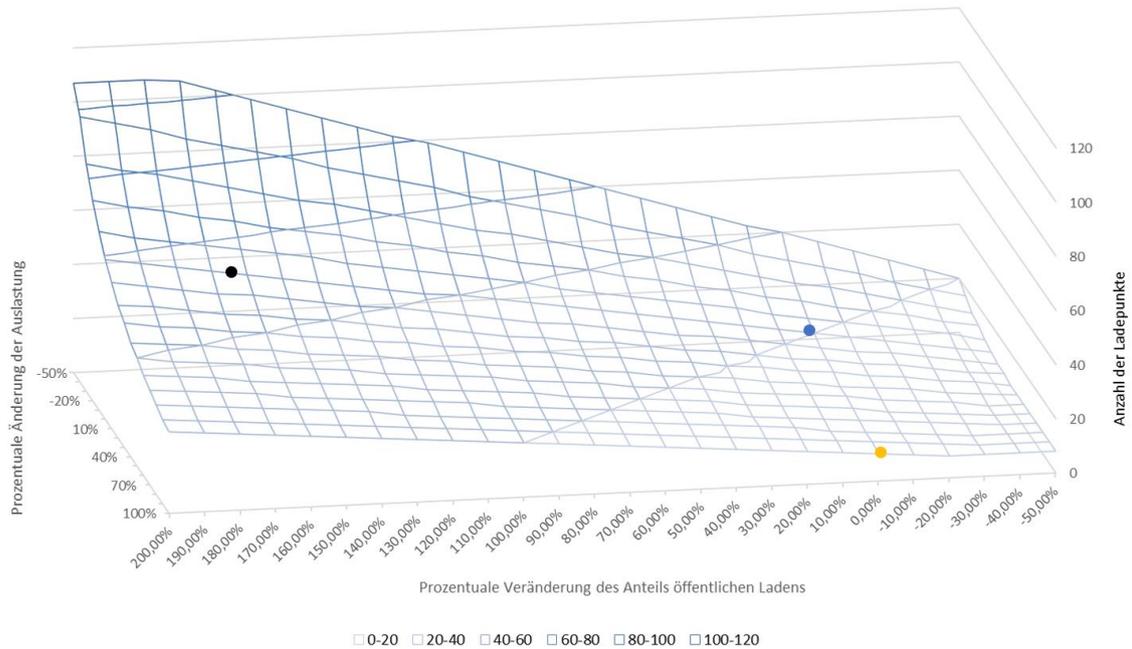


Abbildung 44: Kombination von Anteil öff. Ladens und Ladepunktauslastung.

5.3 Simulation und Anwendung der entwickelten Algorithmen im Netzmodell

Die entwickelten Modelle und Algorithmen werden angewendet, um geeignete Ladeinfrastrukturstandorte zu identifizieren und ein geeignetes Versorgungs- bzw. Betriebskonzept aus der Sicht des elektrischen Netzes zu ermitteln.

Dazu werden, die in Kapitel 3 und 4, vorgestellten Modelle und Berechnungsverfahren angewendet. Vor diesem Hintergrund werden hier die ersten Lastflussergebnisse für die entwickelten Szenarien dargestellt. Die Lastflussergebnisse zeigen, ob die Spannungen innerhalb der notwendigen Stabilitätsgrenzen bleiben. Diese sind im Niederspannungsnetz mit $400\text{ V} \pm 40\text{ V}$ festgelegt. Ist die Netzspannung kleiner 360 V kommt es zu einer Verletzung des Spannungsbandes, was schwerwiegende Folgen für den Netzbetrieb darstellt. Auf der einen Seite können einige elektrische Geräte nicht mehr vollumfänglich genutzt werden, andererseits trennen sich aus Sicherheitsgründen Wechselrichter betriebene Anlagen, wie PV Anlagen und Ladeinfrastrukturen, vom elektrischen Netz und schalten ab. Für die Platzierung wurde in Absprache mit dem Netzbetreiber eine Spannungsuntergrenze von 380 V festgelegt.

Die Auswertung der Lastflussberechnung wird systematisch an einem Transformator dargestellt (siehe Abbildung 45). Der Transformator befindet sich im Stadtteil „Ost“ wobei 2 Netzstränge versorgt werden (Abbildung 46).



Abbildung 45: Untersucher Netzabschnitt.

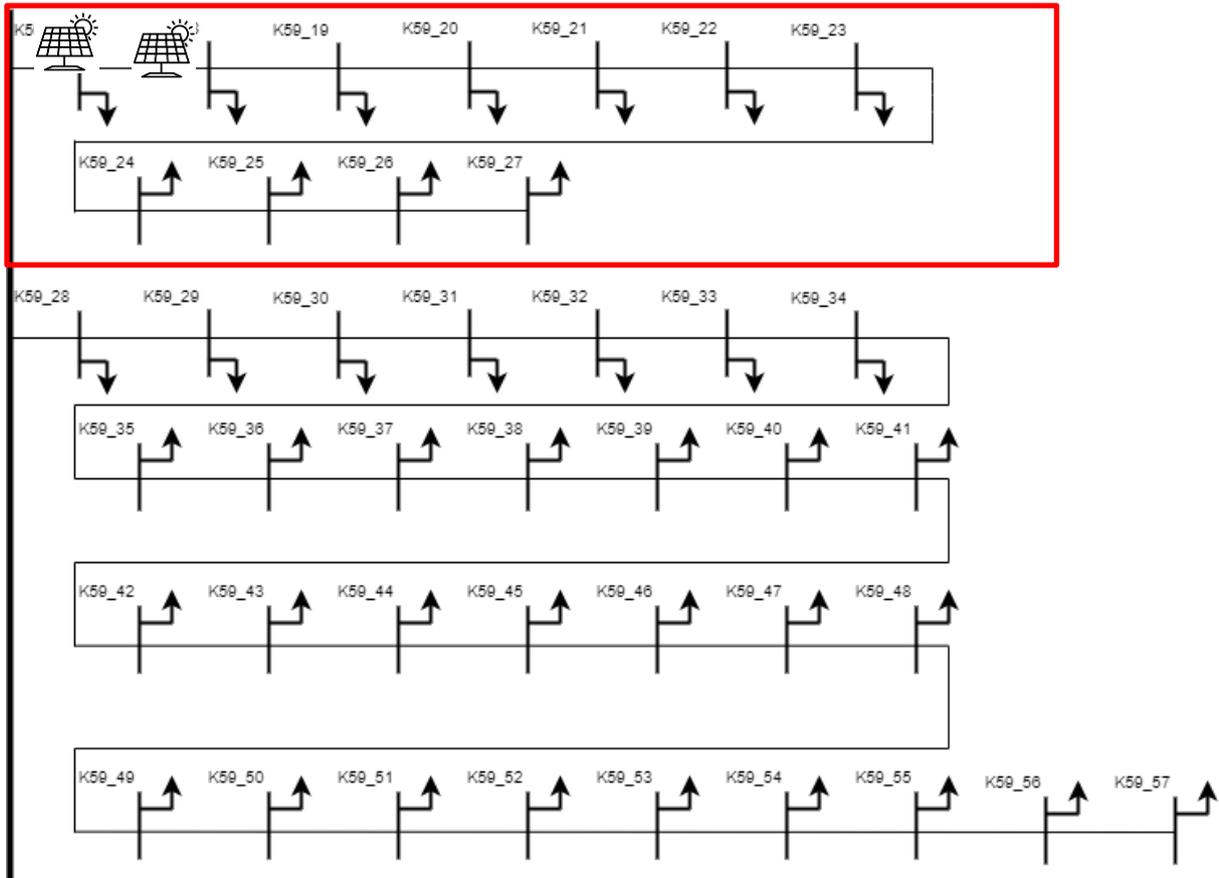


Abbildung 46: Netzschema.

Im rotmarkierten Abschnitt sind 11 Einfamilienhäuser angeschlossen, wobei 2 mit Photovoltaikanlagen ausgestattet sind.

Die Netzentwicklung, entsprechend der Szenarien, ist in Tabelle 17 zusammengefasst, wobei die Anzahl der privaten BEVs aus der Kopplung zum Verkehrsmodell stammen.

Tabelle 17: Szenario im Stadtteil Ost

	PV in kW	Last MWh	Private BEV
2020 Basis	127,4	2.730	4
2025 Positiv	281	2.680	17
2030 Positiv	415,4	2.650	104

Die privaten BEV wurden entsprechend des beschriebenen Verteilungsansatzes auf die Netzknoten verteilt. Das Ergebnis ist in Tabelle 18 zusammengefasst. Im Szenario 30 Positiv, welches für die Platzierung herangezogen wurde, befindet sich im Stadtteil Ost an jedem 9. Netzknoten eine private Ladestation mit 11 kW.

Tabelle 18: Verteilung der BEV in Ost

Szenario	Anzahl BEV	Anzahl Netzknoten	Verhältnis
20 Basis	4	861	216
25 Negativ	10	861	87
25 Trend	14	861	62
25 Positiv	16	861	54
30 Negativ	46	861	19
30 Trend	89	861	10
30 Positiv	103	861	9

Die zugehörigen Ladeprofile wurden modelliert. Die Lastflussberechnung würde in $\frac{1}{4}$ h stündiger Auflösung für ein 1 Jahr durchgeführt. Dabei werden sowohl tages- und jahresspezifisches unterschiedliches Ladeverhalten, Lastverhalten und PV Einspeisung berücksichtigt. Im Folgenden wird der Einfluss der Einzellasten auf die Netzspannung erläutert, anhand des untersuchten Netzstranges in Abbildung 46. Der Einfluss der Einspeisung der PV Anlagen an K59_17 und K59_18 auf die Spannung wird in Abbildung 47 gezeigt. Durch die Einspeisung aus der PV Anlage ist die Spannung zur Mittagszeit höher als in den Abendstunden des Beispieltages im Mai. Die Abbildung 48 beschreibt hauptsächlich die Einflüsse der elektrischen Last, die eine Absenkung der Spannung bewirkt. Hier wird insbesondere der Spannungsabfall in Folge der BEV sichtbar.

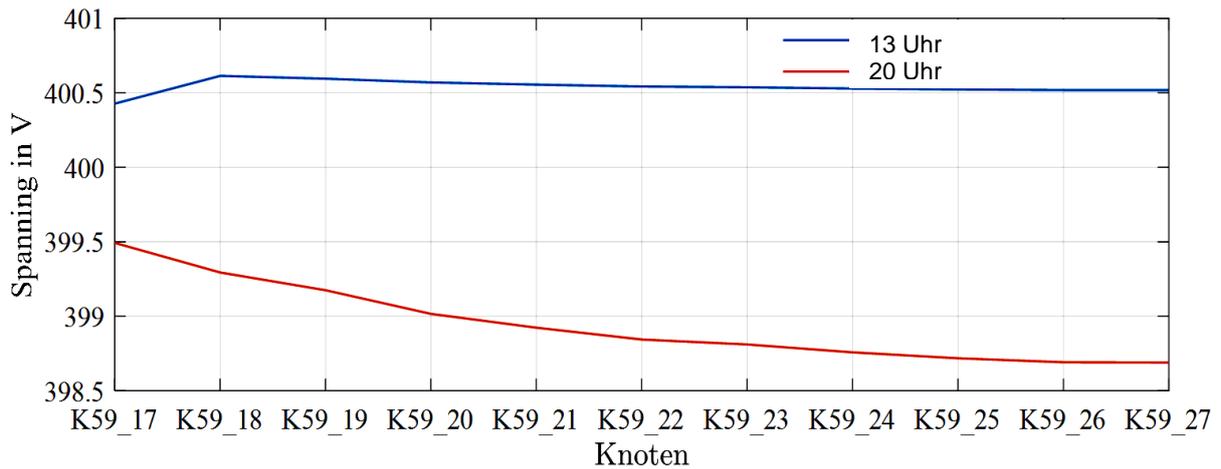


Abbildung 47 Einfluss der PV Anlage auf die Netzspannung.

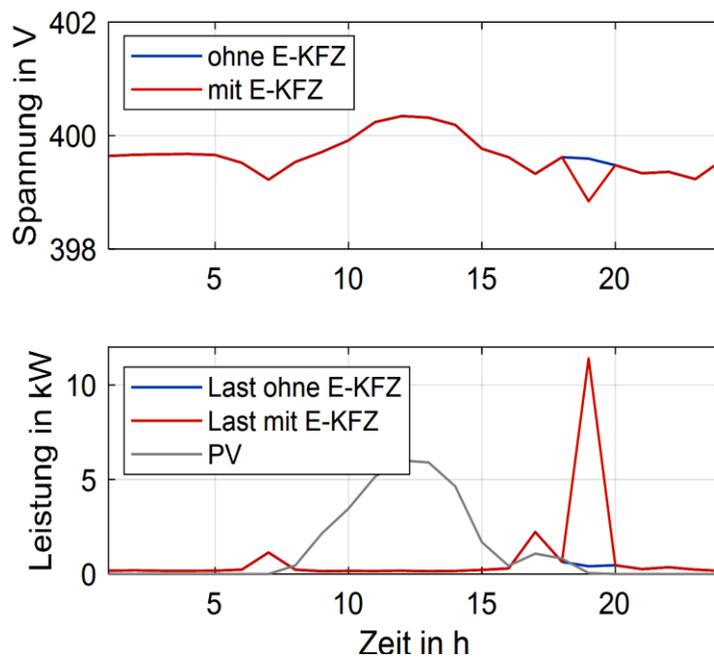


Abbildung 48 Einfluss der PV Anlage und des BEVs auf die Netzspannung.

Die Verteilung der Spannungswerte für das Untersuchungsjahr des Netzstranges im Stadtteil Ost ist in Abbildung 49 dargestellt. Die Verteilung ist unkritisch und innerhalb der Grenzen im Basisszenario 2020.

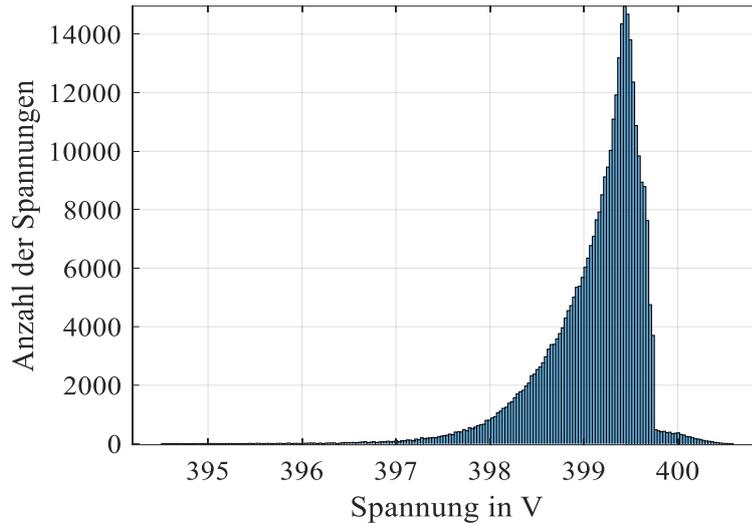


Abbildung 49 Spannungsverteilung im Basisszenario des Untersuchungsstranges.

Im untersuchten Netzabschnitt wird die Entwicklung der Spannungen hauptsächlich durch den zunehmenden Anteil privater Ladestationen beeinflusst. In Tabelle 19 ist die Anzahl der erwarteten privaten Ladeinfrastruktur zusammengefasst.

Tabelle 19 Szenarioabhängige Ladeinfrastruktur im Untersuchungsstrang

Szenario	Position Ladeinfrastruktur
Basis 2020	0
Trend 2030	5
Positiv2030	8

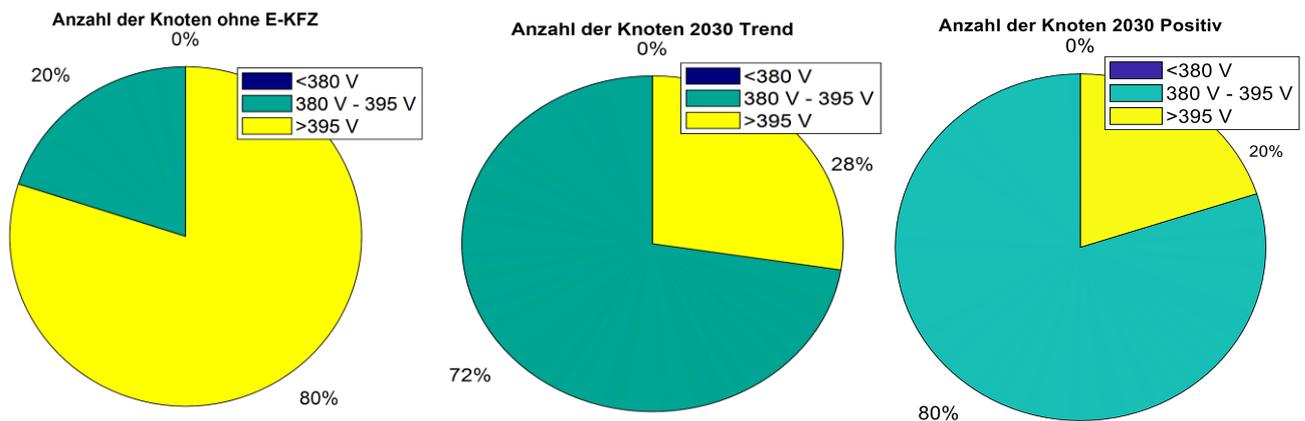


Abbildung 50 Einfluss der Ladeinfrastruktur auf die Spannung im Untersuchungsstrang.

Der Einfluss auf die Spannungen ist in Abbildung 50 dargestellt. Es zeigt sich, dass sich die Spannungen vom Bereich größer 395 V in den Bereich 380 V – 395 V verschieben. Für die Netzbetreiber ist unabhängig von der Norm eine Spannung kleiner 380 V nicht mehr im Normalbereich. Im Großen und Ganzen ist das Netzgebiet unkritisch. Ein ähnliches Bild zeigt sich auch für das gesamte Stadtgebiet Ost.

Einen weiteren Einblick bieten die berechneten Daten der Lastflussberechnung für die gesamte Stadt Burg. Die Spannungen wurde zunächst ohne BEV und Ladeinfrastruktur an allen Verbraucheranschlussknoten zu jeder Viertelstunde des Jahres für das Basisszenario 2020 und für das 2030 Positiv Szenario (inklusive private Ladeinfrastruktur) aufgetragen. Die Spannungen aller Knoten sind in Abbildung 51 dargestellt. Im Basis Szenario sind die Spannungen im Normalbereich; nur wenige Einzelwerte führen zu Spannungen kleiner 380 V, die eher auf die Modellierung zurückzuführen sind. Die Ergebnisse für das Szenario 2030 zeigen deutlich den Einfluss der zusätzlichen Ladelaast. An 25 % der Netzknoten treten zeitweise Spannungen unterhalb von 380 V auf.

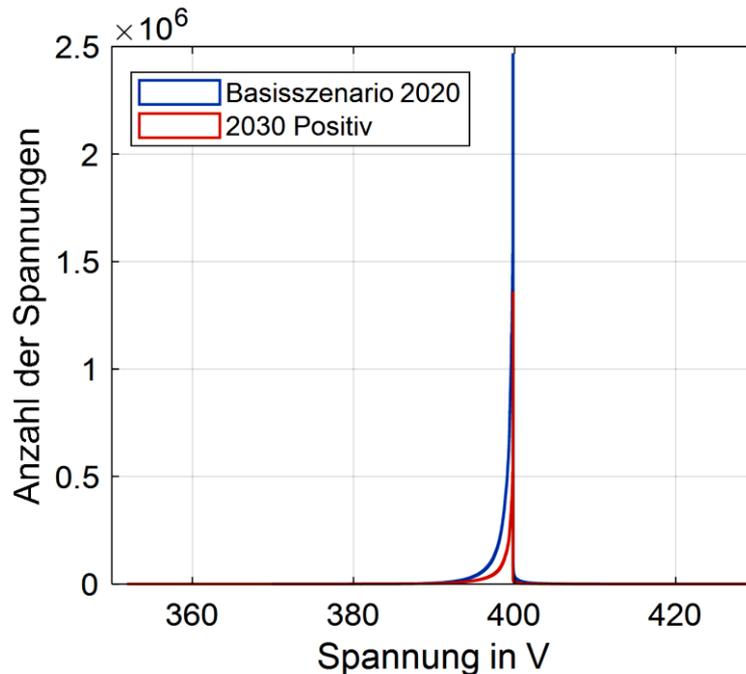


Abbildung 51 Spannungsverteilung im gesamten Netzgebiet.

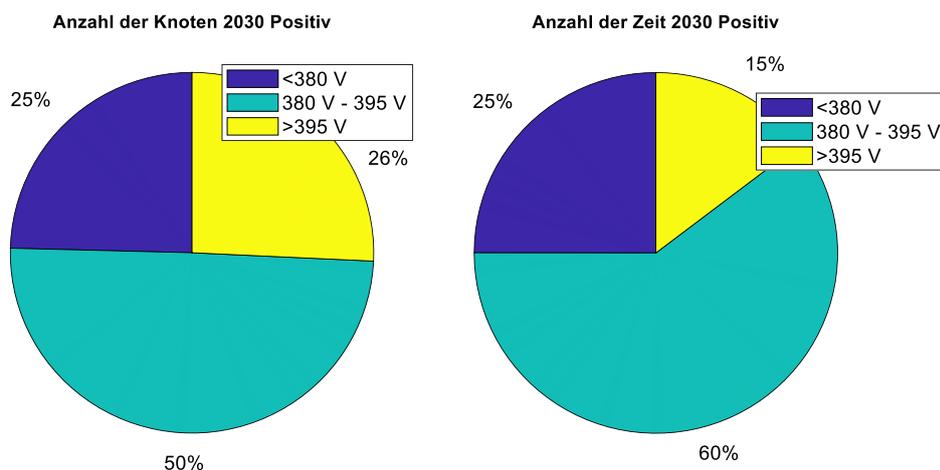


Abbildung 52 Einfluss der Ladeinfrastruktur auf die Spannung in ganz Burg.

Vor diesem Hintergrund wurde analysiert, welche Netzgebiete 2030 besonders betroffen wären. Abbildung 53 zeigt, dass der Transformator 8 (T20) und 9 (T49) in der Innenstadt (Sanierungsgebiet) und Trafo 3 und 7 im Stadtteil West betroffen sind.

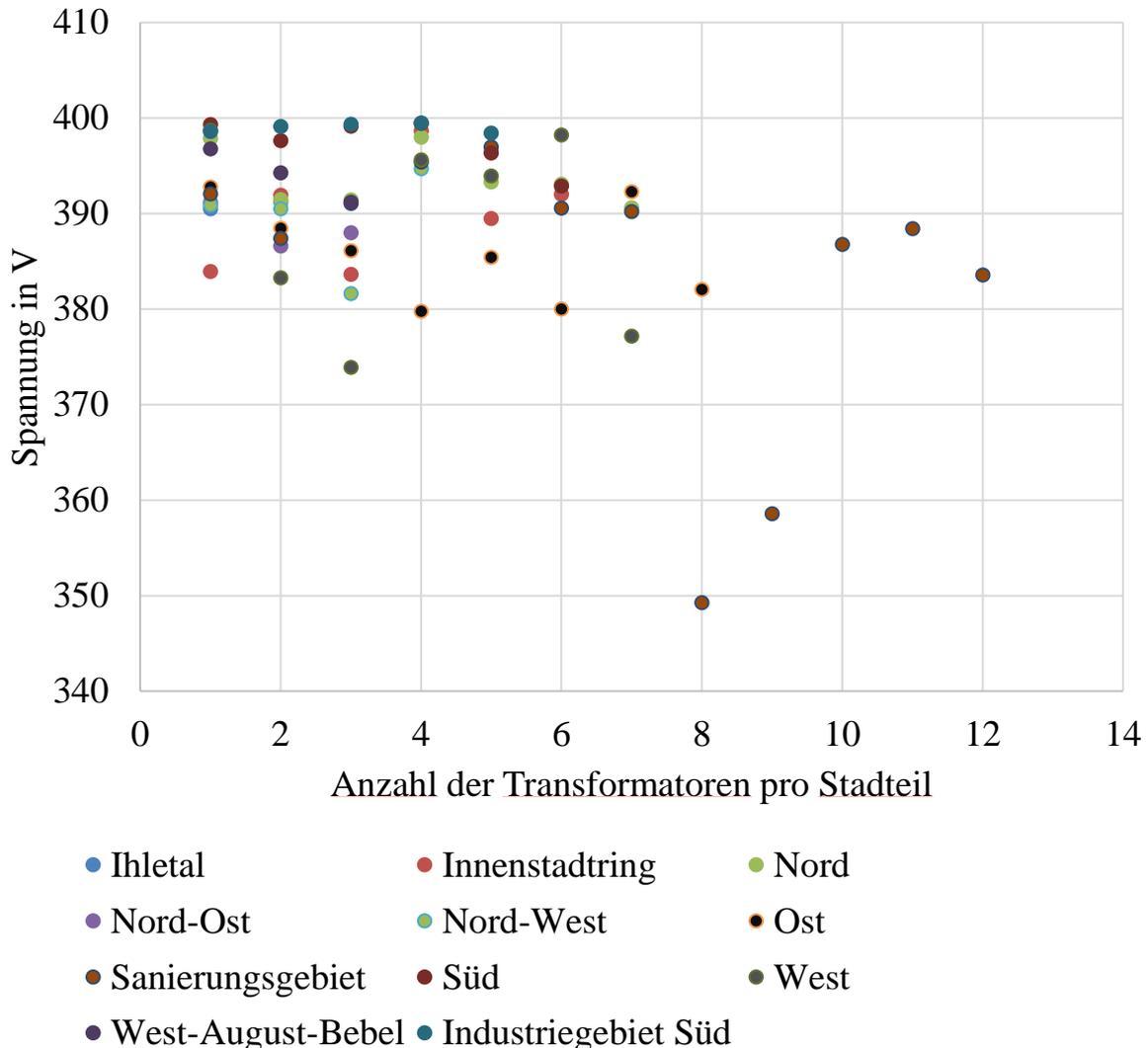


Abbildung 53 Identifizierung der Netzgebiete, die kritische Spannungen aufweisen.

Zur näheren Analyse wurde ein Transformatorbelastungsdiagramm für T20 entwickelt, das die aufsummierte elektrische Last am Transformator, die zugehörigen Stunden im Jahr und die erreichten Spannungswerte zusammenfasst. Es wird deutlich, dass der Transformator selbst zu keiner Zeit überlastet ist. Unterspannungsprobleme werden durch die Kabel und Verbrauchercharakteristik verursacht. Während der Trafo bis 2025 nur in wenigen $\frac{1}{4}$ Stunden (2020 $4 \frac{1}{4}$ h in Tabelle 20) mit 160 kW belastet ist und die Spannung bis auf 380 kV sinkt, steigt dieser Anteil bis 2030 auf etwa 1.000 Stunden also einem $\frac{1}{8}$ des Jahres. Eine Charakteristik einzelner Trafos im Sanierungsgebiet ist in Tabelle 21 gegeben. Es wird deutlich, dass der in Abbildung 54 dargestellte Transformator, lange Leitungen mit geringem Kabelquerschnitt und vielen Verbrauchern versorgt. Dabei wird besonders ein Stang mit 1,16 km Länge als auffällig angemerkt.

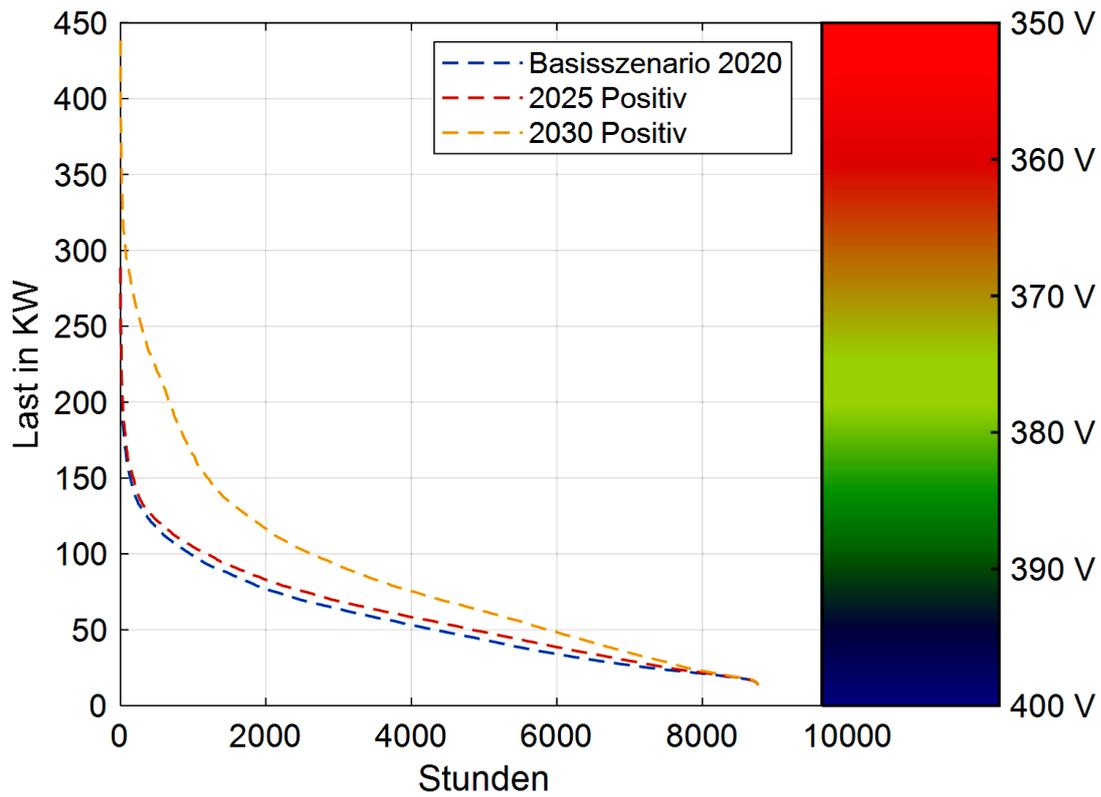


Abbildung 54 Transformatorauslastung.

Tabelle 20 Minimale Spannungswerte im Strang 1 und 2 Szenario 2020

2020	Summenlast in kW				Minimale Spannungswerte			
	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4
Strang 1	68	69	77	79	380	380	379	379
Strang 2	29	30	32	35	394	393	393	392

Tabelle 21 Vergleich von Transformatoren

Transformator	T17	T20	T49
Transformatorbemessungsleistung in MVA	0.63	0.63	0.63
Kabelquerschnitt	NYN 4x150	NYN 4x70	NYN 4x120
Anzahl der Netzstränge	7	12	7
Einfamilienhäuser	18	126	54
Mehrfamilienhäuser	16	47	51
Anzahl der EKfZ 2020	0	0	0
Anzahl der EKfZ 2025	2	7	4
Anzahl der EKfZ 2030	15	49	30
Durchschnittslänge der Netzstränge in m	0.232	<u>0.522</u>	0.376
Längster Strang in m	0.25	1.16	0.792

Zur näheren Analyse der Abhängigkeiten wurden zwei Netzabschnitte von T20 unterschiedlicher Länge für die verschiedenen Szenarien verglichen.

Strang 1: 0.6 km, 20 Anschlussknoten, 0 BEV(2020) , 6 BEV (2030), maximale Last 35 kW

Strang 2: 1.16 km, 46 Anschlussknoten, 0 BEV, 18 BEV (2030), maximale Last 79 kW

Im Basisszenario wird deutlich, dass die Belastung am langen Strang 2 und die zugehörige Spannung niedriger wird. Im Szenario 2030 wird der Einfluss der privaten BEV am Strang 2 deutlich, 184 h im Jahr wird ein Unterschreiten der Spannung unter 380 V erwartet. Das heißt der Anschluss privater BEV muss hier beobachtet werden. Am kürzeren Strang 1, bleibt die Spannung oberhalb von 385 V.

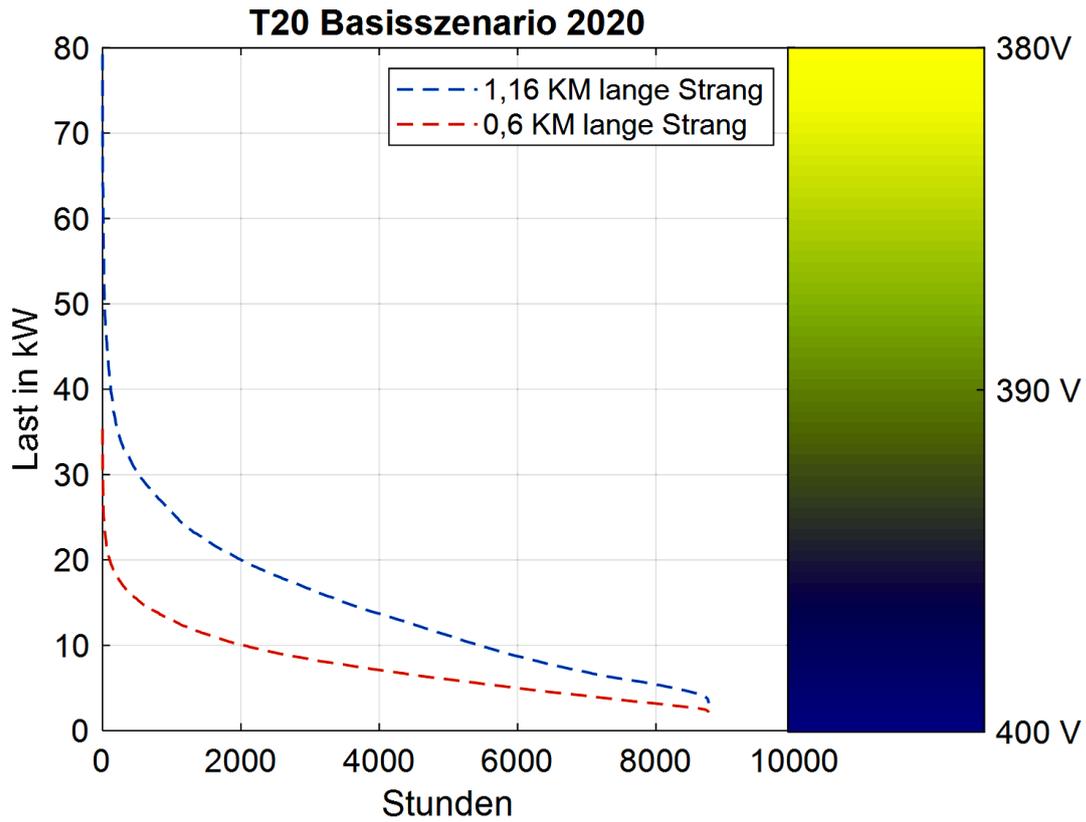


Abbildung 55 Belastung am Strang 1 und 2 Transformator 20.

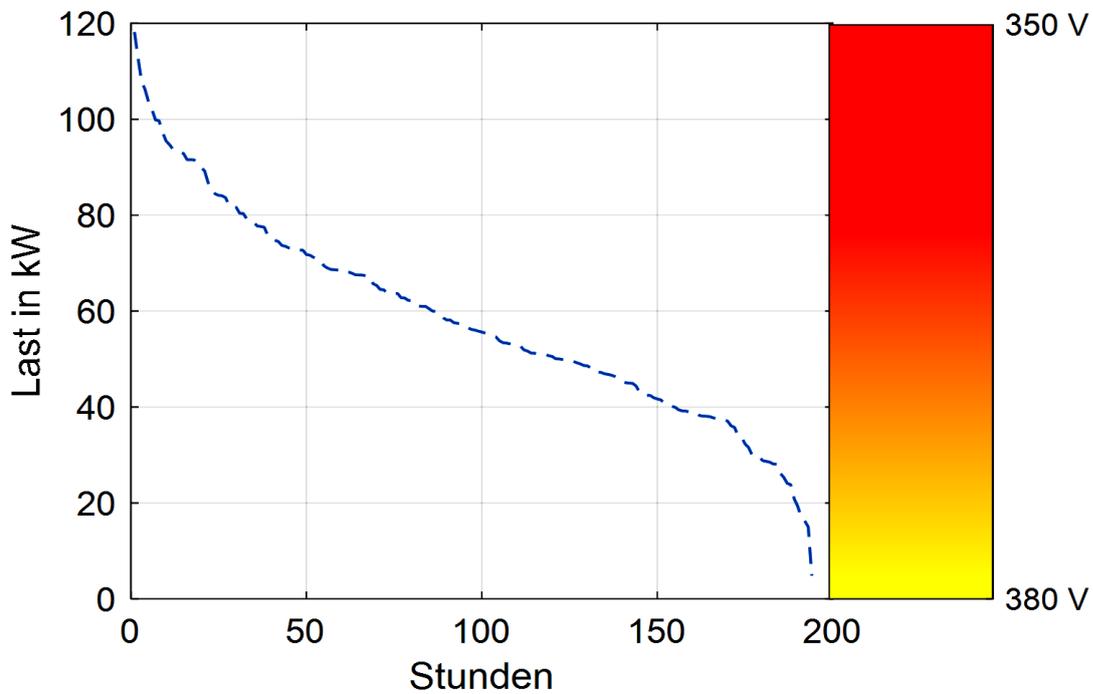


Abbildung 56 Belastung Strang 2 2030.

Zusammenfassend muss in dicht besiedelten Regionen mit langen Leitungen eine Versorgung der privaten Ladeinfrastruktur genau geprüft werden.

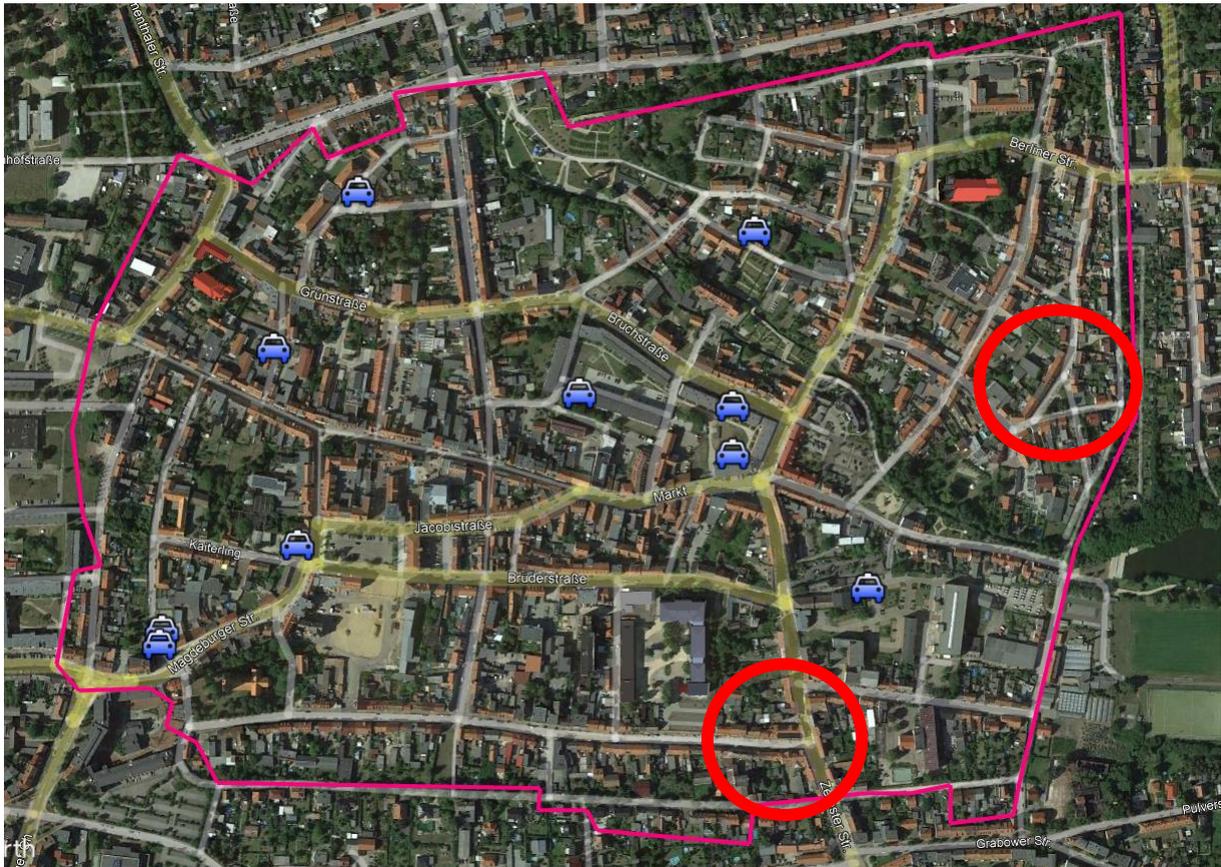


Abbildung 57 Darstellung auffälliger Netzgebiete im Sanierungsgebiet.

Die zusätzliche Last der Ladeinfrastrukturen kann in einem schwachen Netzabschnitt, zu einem kritischen Zeitpunkt (gleichzeitigen Laden), eine Verletzung des Spannungsbandes hervorrufen. Das Szenario Positiv 2030 zeigt eindeutig, wie wichtig Alternativen zur Versorgung herkömmlichen Ladetechnologie oder auch die Möglichkeit der Spannungsstufung am Trafo sind und welchen Herausforderungen die Integration der Elektromobilität in das elektrische Netz hervorrufen.

Die zusammengefassten Simulationsergebnisse sind in Tabelle 22 dargestellt. Zu sehen ist, dass der Mittelwert der Spannungen mit zunehmender Anzahl von BEV stark abnimmt. Hier wird der Abfall der Spannung im Verhältnis zu den steigenden Lasten sichtbar. Weiterhin wird aufgezeigt, wie wichtig die zukünftige Kopplung von Ladeinfrastruktur mit erneuerbaren Energien sein wird. Bei einer Betrachtung der minimalen Spannungswerte wird deutlich, dass die kritische Unterspannungsgrenze von 360 V in einzelnen Stunden unterschritten werden wird.

Tabelle 22 Zusammenfassung Spannungen mit privater Ladeinfrastruktur

Szenario	2020 Basic	2025 Negativ	2025 Trend	2025 Positiv	2030 Negativ	2030 Trend	2030 Positiv
PV-Leistung	3,2 MW		4,7 MW			6,3 MW	
Anzahl BEV	65	229	306	353	1.532	2.042	2.555
Spannungsmittelwert	394,7 V	394,3 V	393,3 V	391,8 V	387 V	386 V	385,39 V
Minimale Spannung	379,7 V	379,7V	379,7 V	375,0 V	354,4 V	353,6 V	349,8 V

5.4 Platzierung und Priorisierung von Ladeinfrastruktur aus Verkehrs- und Energienetztsicht

Das Ziel ist es geeignete Anschlusspunkte für öffentliche Ladeinfrastruktur im elektrischen Netz zu identifizieren. Als Grundlage für die Platzierung wird das Szenario „2030 Positiv“ genutzt, um den hohen Anteil privater BEV zu berücksichtigen und eine langfristig geeignete Positionierung zu ermitteln. Ziel des Platzierungsalgorithmus ist es die Ladeinfrastruktur optimal und ohne Ladeleistungsreduktion, Netzausbau, Sektorkopplungstechnologien usw. aus dem Netz zu versorgen. Die Alternativen sind dort einzusetzen, wo eine Ladeinfrastruktur installiert werden muss, das Netz aber bereits stark ausgelastet ist.

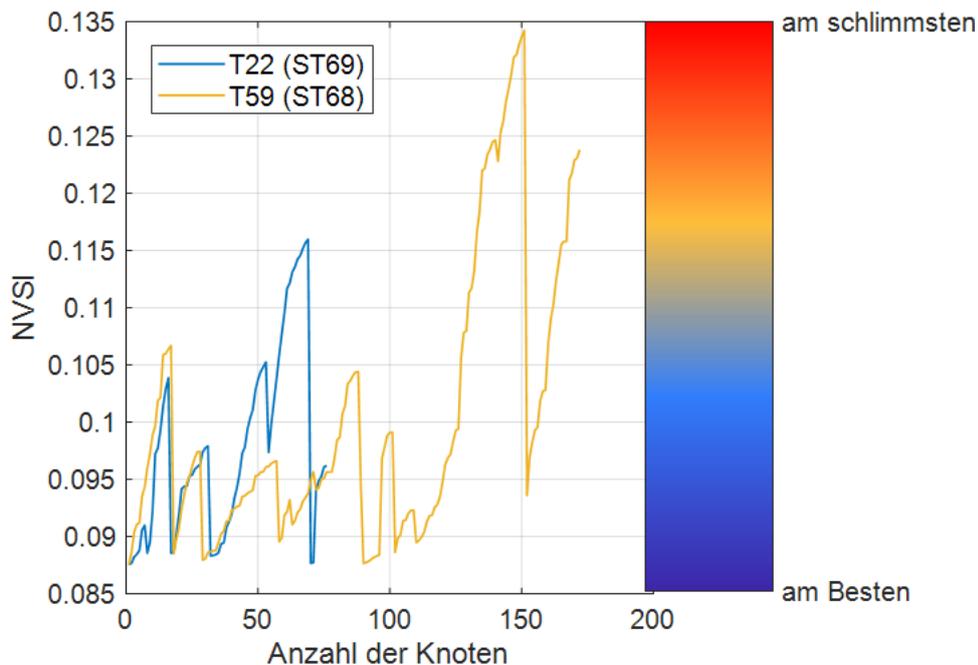


Abbildung 58 NVSI an T22 und T59.

Dazu wurde der bereits vorgestellte NVSI in Kombination mit dem Monte Carlo Algorithmus verwendet. Als Ergebnis werden die besten zehn möglichen Anschlussknoten pro Stadtteil dargestellt. Die zehn besten Netzanschlussknoten und die zehn besten Anschlussvarianten für zwei 22 kW Ladestationen im Stadtteil Ost sind in Tabelle 23 und in Abbildung 61 mit Hilfe blauer Fahrzeuge dargestellt. Diese wurden in google earth hinterlegt. Die grünen Pins verdeutlichen den Standort der Transformatoren. Die geeignetsten Anschlusspunkte liegen generell Transformator nah. Besonders geeignet sind Anschlusspunkte in der Nähe vom Transformator T22, da dessen Auslastung im Vergleich zu anderen im Szenario „2030 Positiv“ gering ist.

Zur Veranschaulichung der Ergebnisse wird der NSVI für alle Netzknoten des Stadtteiles Ost in Abbildung 59 und der NSVI für den geeignetsten (T22) und weniger geeignete Netzstränge in Abbildung 60 (T59) zusammengefasst. Im Stadtteil Ost sind mehr als 97% der Knoten geeignet, um eine 22 kW Ladestation anzuschließen, wobei die zehn besten Kombinationen in Tabelle 23 zusammengefasst sind. T22 hat sechs Netzstränge mit insgesamt 76 Netzanschlussknoten. Der in Abbildung 51 dargestellte blaue Netzstrang ist sehr kurz, daher ist er besonders gut geeignet eine 22 kW Ladestation anzuschließen. T59 hat zehn Stränge und insgesamt 171 Netzanschlusspunkte. Die Knoten mit einen NVSI größer 0,1237 sind nicht mehr geeignet, um 22 kW Ladestationen an das Netz anzuschließen und diese uneingeschränkt zu versorgen.

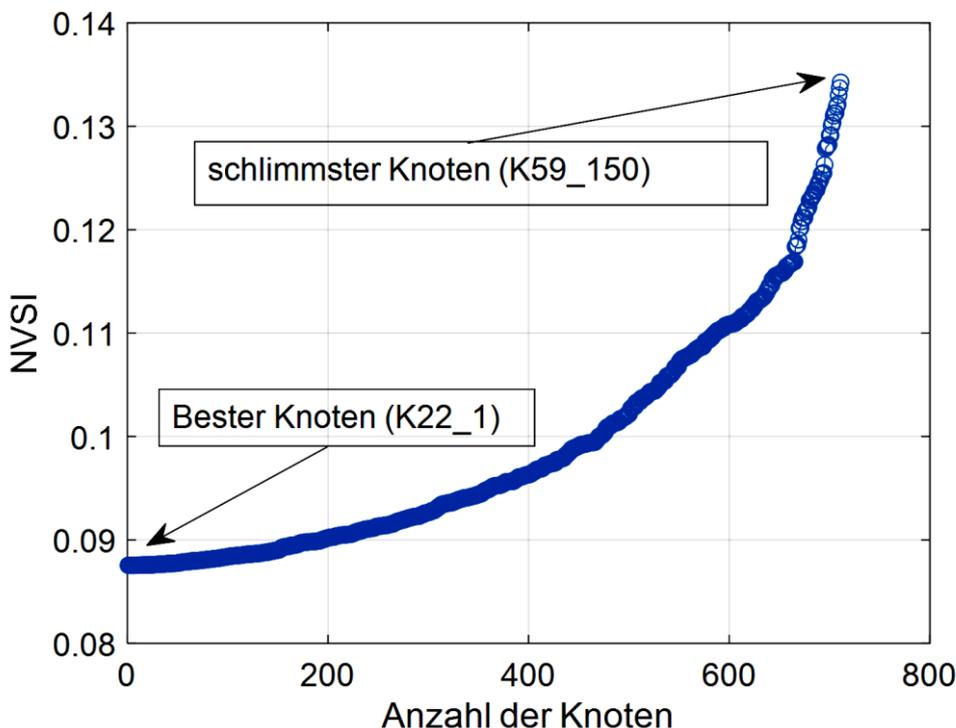


Abbildung 59 NVSI für alle Netzknoten Ost.

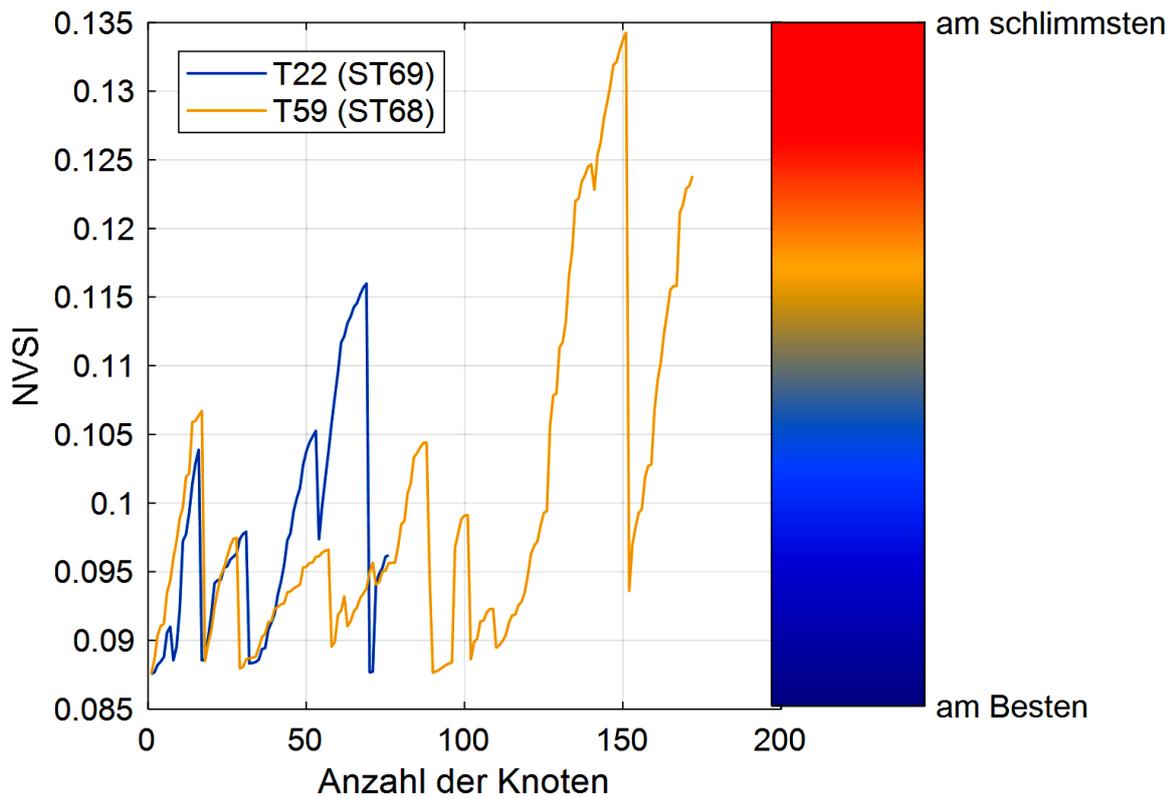


Abbildung 60 NVSI an T22 und T59.

Tabelle 23 geeignetste Netzanschlussknoten für öffentliche Ladeinfrastruktur in Ost Szenario 2030 Positiv

Trafo	Knoten	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
T22	K22_1	2	1	0	1	1	0	1	0	0	0
T22	K22_2	0	1	2	0	0	1	0	0	0	0
T22	K22_3	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
T22	K22_31	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
T59	K59_17	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
T59	K59_18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
T59	K59_19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
T60	K60_11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
T60	Loadbus_60_39	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
T23	K23_51	0	0	0	0	0	0	1	2	1	1

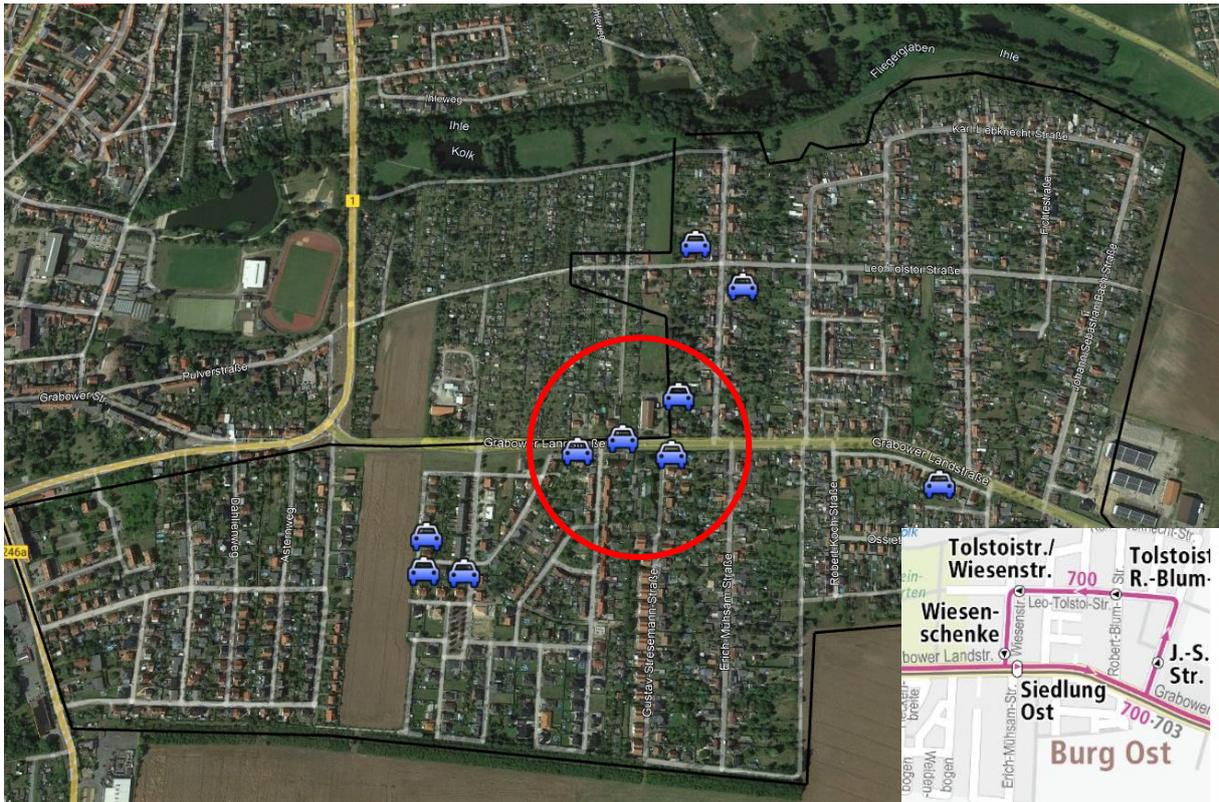


Abbildung 61: Platzierung öffentlicher Ladeinfrastruktur in Ost Szenario „2030 Positiv“.

Basierend auf der Analyse des öffentlichen Nahverkehrs in 4.4 wurden die geeigneten Anschlusspunkte weiter eingegrenzt. Der rote Kreis in Abbildung 61 markiert einen Umkreis von 300 m um die Bushaltestelle Siedlung Ost. Eine hier installierte öffentliche Ladeinfrastruktur würde einen Zugang zur Busanbindung gewährleisten.

Die Darstellung bedeutet nicht dass andere Anschlusspunkte ungeeignet sind. Wirklich ungeeignete Ladepunkte sind in Tabelle 24 zusammengefasst.

Tabelle 24: Ungeeignete Anschlusspunkte für 22 kW Ladestation Szenario „2030 Positiv“

T59	T58	T60
K59_134 - K59_150	K58_14-K58_17	K60_38-K60_41
K59_164 - K59_170	-	K60_104-K60_106

Interessant ist die Analyse auch für das Sanierungsgebiet, wo im Szenario „2030 Positiv“, vier weitere Ladepunkte notwendig sein werden. Hier zeigt sich ebenfalls, dass transformatornahe Knoten die geeignetsten sind. Bereits in der Voranalyse wurde durch die erwartete Anzahl privater Ladepunkte deutlich, dass gewisse Netzgebiete stark ausgelastet werden (Abbildung 57). Für diese Netzgebiete um T20 und T49 werden keine öffentlichen Ladeinfrastrukturen vorgeschlagen, diese sind auch ungeeignet für die öffentliche Ladeinfrastruktur. Die vorgeschlagenen Anschlusspunkte korrespondieren gut mit den Anschlusspunkten der

installierten Ladeinfrastruktur. Die ungeeigneten Netzanschlusspunkte sind in Tabelle 26, dargestellt.



Abbildung 62: Platzierung öffentlicher Ladeinfrastruktur im Sanierungsgebiet.

Tabelle 25: Favorisierte Netzanschlussknoten für öffentliche Ladeinfrastruktur im Sanierungsgebiet Szenario „2030 Positiv“

Trafo	Knoten	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
T55	Last_55_5	2	2	2	0	1	1	1	1	0	0
T19	K_19_1	0	0	1	0	1	0	1	1	0	0
T19	K_19_42	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
T32	K_32_49	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0
T31	K31_1	0	0	0	0	1	0	0	0	1	1
T53	K53_2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
T16	Last_16_3	0	1	1	2	0	0	0	1	0	1
T16	Last_16_4	2	1	0	2	1	1	1	0	0	0

Trafo	Knoten	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
T17	Last_17_19	0	0	0	0	0	1	1	0	1	0
T38	K38_25	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0

Tabelle 26: Ungeeignete Netzanschlusspunkte im Sanierungsgebiet Szenario „2020 Positiv“

T20 (22kW)	T49(22kW)
K57_23 - K57_47	K69_53-K64_74
K57_139 - K57_145	K69_80-K64_83
K57_171 - K57_187	

Entsprechend des Verkehrsszenarios (30 DC - 50kW) wurden auch geeignete Netzanschlusspunkte für 50 kW DC Ladesäulen identifiziert. Im Stadtteil Ost müsste ein Ladepunkt installiert werden. Die Ergebnisse für die geeignetsten Anschlussknoten in Tabelle 27 zeigen, dass dieselben Anschlussknoten, wie in den AC Szenarien geeignet sind. Im Fall der höheren DC Leistung wird allerdings maximal ein Ladepunkt pro Netzanschluss platziert. Der Anteil der ungeeigneten Netzanschlussknoten ist wie zu erwarten größer. Abbildung 63 zeigt, dass im DC Szenario 90 % anstatt 97 % (AC Szenario) für den Anschluss von 50 kW geeignet sind. Netz-knoten mit einem NVSI > 0,1237 sind ungeeignet.

Tabelle 27: Favorisierte Netzanschlussknoten für öffentliche Ladeinfrastruktur im OST DC Szenario 2030

Trafo	Knoten	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
T22	K22_1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
T22	K22_2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
T22	K22_3	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
T22	K22_31	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
T59	K59_17	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
T59	K59_18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
T59	K59_19	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
T60	K60_11	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
T60	Loadbus_60_39	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
T23	K23_51	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0

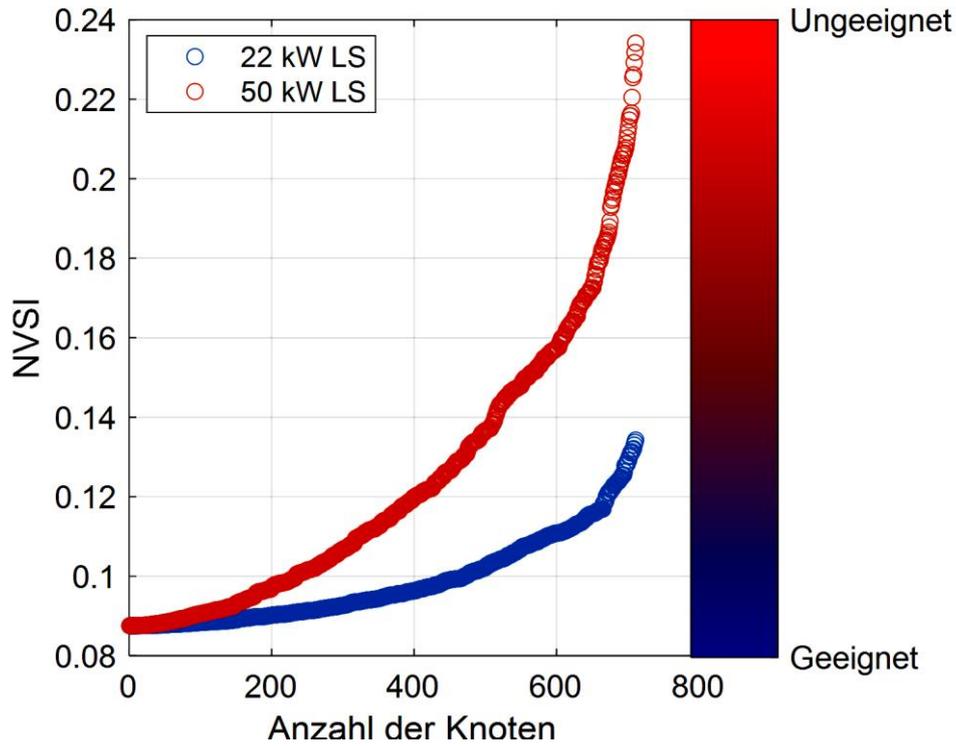


Abbildung 63: NVSI Vergleich AC Szenario und DC Szenario 2030 in Ost.

Tabelle 28 Ungeeignete Anschlusspunkte für 50 kW Ladestation

T59	T58	T60	T22
K59_124 - K59_150	K58_14 - K58_17	K60_38 - K60_41	K22_51 - K22_68
K59_164 - K59_170	K58_26 - K58_30	K60_104 - K60_106	

Die Ergebnisse für das Sanierungsgebiet sind analog, die geeignetsten Knoten sind in Tabelle 29 zusammengefasst für den Bedarf an zwei 50 kW Ladepunkten in 2030.

Tabelle 29 Favorisierte Netzanschlussknoten für öffentliche Ladeinfrastruktur im Sanierungsgebiet

Trafo	Knoten	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
T55	Last_55_5	1	1	1	0	1	1	1	0	0	0
T19	K_19_1	0	0	1	1	0	0	0	1	1	1
T19	K_19_42	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
T32	K_32_49	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
T31	K31_1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1

Trafo	Knoten	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
T53	K53_2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
T16	Last_16_3	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0
T16	Last_16_4	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
T17	Last_17_19	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0
T38	K38_25	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0

Platzierungsvorschläge für die anderen Stadteile befinden sich im Anhang.

5.5 Versorgungs- und Betriebskonzeptes der Ladeinfrastrukturen aus Verkehrs- und Energienetztsicht

Es wurden drei Platzierungs- und Versorgungsstrategien für öffentliche Ladeinfrastruktur untersucht.

- 1) unregelmäßige Versorgung der Ladeinfrastruktur aus dem elektrischen Netz
- 2) unregelmäßige Versorgung der Ladeinfrastruktur aus einem Batteriespeicher und Photovoltaikanlage
- 3) geregelte und unregelmäßige Versorgung der Ladeinfrastruktur aus einem Gasnetz mittels Sektorkopplungstechnologien und Photovoltaikanlagen

Die Auswahl der vorgeschlagenen Standorte für öffentliche Ladeinfrastruktur erfolgte derart, dass sie immer unregelmäßig aus dem elektrischen Netz versorgt werden können und auch unter Berücksichtigung einer Zunahme der privaten Ladeinfrastruktur geeignet sind. Für ungeeignete Netzknoten kann alternativ zum Netzausbau für einen Zeithorizont 10-15 Jahre auf eine Kombination aus Batterie und Photovoltaikanlage zurückgegriffen werden. Im privaten Sektor im Bereich von Mehrfamilienhäusern wird eine Nutzung von Photovoltaikanlagen und Blockheizkraftwerken vorgeschlagen, um eine Versorgung von Ladeinfrastruktur auch in allen Gebieten zu erreichen. Hierbei ist auf eine optimale Nutzung der Abwärme des BHKWs zu achten.

5.6 Übertragbarkeit der Verkehrsanalyse

Im Kontext der Validierung der Arbeitsergebnisse ist nicht nur die Erfüllung der Praxisanforderungen des Gesamtmodells für das Untersuchungsgebiet Burg, sondern auch die Übertragbarkeit des Modells auf andere Regionen und Städte diskutiert worden. Um den im Rahmen dieses Forschungsprojektes integrativen Ansatz und damit eine Modellverknüpfung durchführen zu können, kann die vorliegende methodische Vorgehensweise gewählt werden, um eine Übertragbarkeit auf andere urbane Räume (Städte mit ähnlichen

Strukturen / Demografie) zu realisieren. Im Folgenden wird ein Überblick über die notwendigen bzw. zu erhebenden Daten gegeben:

Verkehrsnachfragemodellierung:

- Ortspezifische Zahlen (je Stadtteil): Demografische Daten, wie z.B. Einwohner, Kleinkinder, Schüler, Erwerbstätige, Pendler, Arbeitsplätze, Betreuungsplätze KiTa, Schulplätze, Verkaufsfläche, vorhandene Ladepunkte, Distanzen und Reisezeiten zwischen den Stadtteilen (recherchierbar in einschlägigen, öffentlichen Statistiken, ableitbar aus Literaturquellen)
- Verkehrszahlen: Spezifisches Verkaufskommen und Erzeugungsraten (Quelle: Treiber), Tagesganglinien (Quelle: SRV), Personen pro Fahrzeug, Anteil Elektrofahrzeuge (Quelle: KBA)

Auch die entwickelten Algorithmen lassen sich übertragen. Grundsätzlich richtet sich die Funktionsweise der Algorithmik für die verkehrliche Analyse nach der Bedarfsrechnung, abgeleitet aus dem Verkehrsaufkommen. Es lässt sich als eine wesentliche Erkenntnis konstatieren, dass nicht verallgemeinert werden kann, dass in Industriegebieten / Randbezirken mehr oder weniger Ladepunkte benötigt werden, sondern die Stadtteile (Quartiere) hinsichtlich ihres Verkaufsaufkommens und -wege klassifiziert werden müssen. Vor allem Stadtteile mit hohen Einwohnerzahlen, vielen Arbeitsplätzen und Verkaufsflächen haben einen hohen Anteil am Verkehrsaufkommen. Es ergibt sich tendenziell eher im Zentrum als in dünn besiedelten und wenig durchmischten Randbereichen ein Ladebedarf.

Eine Übertragbarkeit der konkreten Ergebnisgrößen des vorliegenden Projektes ist nicht gegeben, da die absoluten Zahlen von den Eingangsgrößen abhängen. Es gibt Stadttypen mit ähnlichen Bevölkerungsstrukturen und abzuleitendem Verkehrsgeschehen, sodass zwar eine grobe Aussage zu benötigten Ladesäulen möglich ist, der Netzausbau ist jedoch stark von den infrastrukturellen Gegebenheiten vor Ort abhängig und nicht ohne Daten der hiesigen Stadtwerke / Energienetze nachzubilden, sodass in der Detailbetrachtung eine Neubewertung notwendig ist.

Die entwickelte Bewertungsmatrix (Kriterienkatalog) für die Detailplanung des Ladestandortes kann für andere Untersuchungsgebiete genutzt werden. Einschränkungen werden insgesamt lediglich im ruralen Raum gesehen, da sowohl die Bewertungskriterien zum Teil anders gelagert sind als auch die Typisierung und Datenanalyse differenziert getätigt werden muss.

Weitere Punkte, die aus dem Projekt heraus übernommen werden können, sind:

- Der mittlere Verbrauch der E-Fahrzeuge: Die Verbrauchswerte wurden von den Herstellern recherchiert und nach den Zulassungszahlen gewichtet.
- Die Zulassungszahlen und Raten für Deutschland in den verschiedenen Szenarien (nach KBA)

- Durch Bürgerbefragung (Stichprobe): Ladepunkte an öffentlichen Plätzen werden weitaus mehr nachgefragt als an Park&Ride-Stationen / Schnittstellen zum ÖPNVÜbertragbarkeit der Netzanalyse

Die Ergebnisse der Netzanalyse wurden einer Sensitivitätsanalyse unterzogen, die das Ziel hat eine Übertragbarkeit der Ergebnisse auf andere Niederspannungsnetze zu prüfen. Die Netzstränge im Stadtgebiet haben folgende Charakteristik:

- Minimale Netzstranglänge: 0,15 km
- Maximale Netzstranglänge: 1,18 km
- Durchschnittliche Netzstranglänge: 0,7 km
- Kleinste Anzahl an Netzknoten pro Strang: 4
- Größte Anzahl an Netzknoten pro Strang: 46
- Durchschnittliche Anzahl von Netzknoten: 16

Darauf aufbauend wurde ein Referenznetzstrang aus dem Netzgebiet Ihletal ausgewählt, anhand dessen eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt wurde. Der Referenzstrang hat folgende Eigenschaften:

- 20 Netzanschlussknoten
- Netzstranglänge 0,87 km
- Transformatorbemessungsleistung 630kVA; 15 kV/ 400 V

Um die Einflussfaktoren zu identifizieren, wurden die Kabelquerschnitte und die Kabellänge für unterschiedliche Lastszenarien variiert. Dazu wurden drei Lastszenarien untersucht:

- Lastszenario 1 (LS 1): angeschlossene Lasten: 100% Einfamilienhäuser
- Lastszenario 2 (LS 2): angeschlossene Lasten: 50% Einfamilienhäuser; 50% Mehrfamilienhäuser
- Lastszenario 3 (LS 3): angeschlossene Lasten: 100% Mehrfamilienhäuser

Die Ergebnisse in Form der minimalen Spannungen für verschiedene Kabeltypen und Längen sind in Tabelle 30 zusammengefasst. Hier wurde das Kabel künstlich verlängert, bis zu 100% der Ursprungslänge.



Tabelle 30 Ergebnisse der Netzsensitivitätsanalyse

	Kabel 4x150			Kabel 4x120			Kabel 4x70		
Leitungslänge in %									
LS 1	391,9	380,8	374,0	384,4	376,2	367,6	383,2	374,1	364,3
LS 2	384,9	376,9	368,5	381,4	371,3	360,4	379,7	368,1	355,2
LS 3	374,4	362,5	347,7	370,0	352,7	333,0	366,8	346,3	320,8

In den Ergebnissen zeigen Grüntöne akzeptable Werte, ab orange befindet sich die minimale Spannung in der Nähe der 360 V Grenze, Rottöne unterhalb der Grenze. Der Einfluss der drei Parameter: Last, Kabelquerschnitt und Kabellänge auf die Spannung wird sehr deutlich. Den größten Einfluss hat die angeschlossene Last (hier Mehrfamilienhäuser), gefolgt von der Kabellänge und dem Kabelquerschnitt.

Die Kombination langer Netzstrang und ein Anschluss vieler Mehrfamilienhäuser lässt keinen Raum für den Anschluss von Ladeinfrastruktur. Netzstränge bis 1 km, die Einfamilienhäuser oder einen guten Mix entsprechend LS2 versorgen, zeigen keine Grenzwertannäherung. Des Weiteren wurde analysiert, welchen Einfluss der Anschluss privater Ladeinfrastruktur auf die Spannungen hat. Dazu wurde die Durchdringung der privaten Ladesäulen (11 kW) im Referenzstrang zwischen 0-100 % variiert und der Einfluss auf die minimalen Spannungswerte dokumentiert. Die Ergebnisse sind in Tabelle 31 zusammengefasst.

Tabelle 31 Einfluss der BEV Durchdringung auf die Spannung

	Kabel 4x150 BEV Durchdringung in %			Kabel 4x120 BEV Durchdringung in %			Kabel 4x70 BEV Durchdringung in %		
	0 - 30	30 - 60	60 - 100	0 - 30	30 - 60	60 - 100	0 - 30	30 - 60	60 - 100
LS 1	392-384V	384-372V	372-362V	384-372V	372-361V	361-341V	383-369V	369-357V	357-333V
LS 2	385-377V	377-371V	371-360V	381-367V	367-350V	350-336V	379-361V	361-352V	352-327V
LS 3	374-371V	371-367V	367-354V	370-355V	355-338V	338-331V	366-350V	350-330V	330-320V

Die Ergebnisse zeigen, dass in einem Strang mit Einfamilienhäuser (LS1) oder ein Mix aus Ein- und Mehrfamilienhäusern (LS2) bis zu 30 % BEV Durchdringung realisiert werden kann. Das heißt in diesem Fall an 6 der 20 Anschlusspunkte kann 11 kW Ladeinfrastruktur angeschlossen werden. Insbesondere bei Kabelquerschnitten von 150 cm² ist der Anschluss bis 60% BEV Durchdringung möglich. Der Anschluss weiterer Ladeinfrastruktur ist grundsätzlich möglich, sollte aber genauer untersucht werden. Im LS3 wird der Anschluss von 11 kW Ladeinfrastruktur bereits schwieriger und muss genau geprüft werden.

Zur Überprüfung des Übertragungsansatzes wurden die Ergebnisse des auffälligsten Stranges und einiger anderen Stränge im Netzgebiet ausgewertet und mit den Ergebnissen der Sensitivitätsanalyse verglichen. Die Ergebnisse sind in Tabelle 32 zusammengefasst.

Tabelle 32 Verifizierung der Übertragbarkeitsergebnisse

	Strang 1	Strang 2	Strang 3
Stranglänge	1,16 km	0,6 km	0.8 km
Kabelquerschnitt	4x70	4x70	4x150
Anzahl MFH	5	5	0
Anzahl EFH	35	15	20
Anzahl Netzknoten	46	20	25
Anzahl BEV	0/18	0/6	0/12
2020/2030Positiv			
Spannungsminimum 2020	379,7 V	390	394
Spannungsminimum 2030 Positiv	350 V	382	384

Strang 3 besteht zu 100 % aus EFH bei einer Stranglänge von 0,8 km. Entsprechend ist dieser Strang LS1 zuzuordnen. Ein BEV Durchdringung von 60 % führt zu einer minimalen Spannung von 384 V, welche im angebenen Bereich in Tabelle 31 liegt. Für diese Charakteristik wird ein minimaler Spannungsbereich zwischen 384 – 372V erwartet. Strang 1 (LS1 zugeordnet) würde sich bei der dargestellten BEV Durchdringung von 40 % in 2030 im roten Bereich befinden. Strang 2 ist durch 75 % Einfamilienhäuser charakterisiert mit einer erwarteten BEV Durchdringung von 30 % wird 2030 eine minimale Spannung von 382 V, erwartet, welche ebenfalls mit Werten in Tabelle 31 übereinstimmt. Da die Leitung kürzer als die Referenzleitung ist, werden grundsätzlich bessere Ergebnisse erwartet.

Die Ergebnisse korrespondieren mit der Sensitivitätsanalyse, sodass Tabelle 31 als Grundlage genutzt werden kann, um über die Integration weiterer privater Ladestationen zu entscheiden.

Fazit

Bei Kenntnissen zur Kabellänge, des Kabeltyps und der Art der angeschlossenen Lasten (MFH, EFH) kann aus Tabelle 31 ein erwarteter Spannungsbereich für die niedrigsten Spannungsbereiche abgeschätzt werden. Das kann generell bei Netzplanungsansätzen berücksichtigt werden. Darauf aufbauen kann die integrierbare Anzahl von privaten BEV abgeschätzt werden. Generell wird deutlich, dass im ländlichen Bereich mit vielen Einfamilienhäusern, die Integration von privaten BEV und damit auch öffentlichen Ladestationen bis zu 30 % Durchdringung in allen Kabelquerschnitten realisierbar ist. Das gilt

für Stränge bis 1 km. Im Innenstadtbereich dominieren Mehrfamilienhäuser, sodass die Integration genau zu beobachten ist. Für den Anschluss öffentlicher Ladeinfrastruktur sollten möglichst kurze gering belastete Stränge ausgewählt werden, wobei die Anschlusspunkte nah am Transformator liegen sollten. Regelbare Ortsnetztransformatoren können ggf. Unterspannung vermeiden.

6 Aufbau von Ladeinfrastruktur

Aufbauend auf den Ergebnissen des gekoppelten Verkehrs- und Netzmodells haben die Partner gemeinsam geeignete Standorte für die Ladeinfrastruktur identifiziert. Hier standen insbesondere der Zugang zum ÖPNV und zentrale Attraktionspunkte im Vordergrund. Die Stadt Burg hat vier Doppelladesäulen ausgeschrieben, beschafft und in Betrieb genommen.

Die Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg hat die Ergebnisse erster Analysen genutzt, um eine Vorauswahl der möglichen Ladeinfrastrukturstandorte zu treffen. Dazu wurden die erarbeiteten Ergebnisse aus der Verkehrs- und der Netzmodellierung herangezogen sowie die Angaben aus einer Online-Befragung sowie einem persönlichen Interview auf dem Bürger Autofrühling am 27.04.2019 berücksichtigt. Das Ergebnis der Verkehrsmodellierung ist in Tabelle 2 für die ersten öffentlichen Ladepunkte dargestellt.

Tabelle 33 Ergebnis des Platzierungsalgorithmus

Verkehrszelle	Rangfolge der Platzierung
Sanierungsgebiet	1
Industriegebiet Süd	2
Sanierungsgebiet	3
West	4
Industriegebiet Süd	5
Innenstadtring	6
Nord	7
Sanierungsgebiet	8
West	9
Ost	10
Industriegebiet Süd	11

Diese Standorte wurden zunächst unabhängig von den Gegebenheiten vor Ort und den Erfahrungen der Partner aus Burg für die Ladeinfrastrukturstandorte vorgeschlagen. Unter der Vernachlässigung des Standortvorschlags im Stadtgebiet Süd (hier sind bereits 2 Ladestationen im Betrieb), sind Standorte im Sanierungsgebiet, West und im Innenstadtring die erste Priorität und in den Stadtgebieten Nord, Ost als nächste Priorität charakterisiert. Im Industriegebiet wird die Verantwortung für den Aufbau von Lademöglichkeiten bei den ansässigen Unternehmen gesehen, da es der Bedarf von ihren Mitarbeitern und Kunden ausgeht und ihre privaten Parkplätze betrifft. Basierend aus den Mobilitätsumfragen, wurden die Standorte Rolandplatz (Sanierungsgebiet), Bahnhof und Marktkauf (Süd) und auch die Eignung der verschiedenen Parkflächen (siehe *Tabelle 10*) zur Diskussion gestellt.

Neben dem gekoppelten Modell entwickelte die Otto-von-Guericke Universität einen Standortwahl-Kriterienkatalog, der als Leitfaden zur Verteilung von Ladeinfrastruktur in urbanen Räumen angewendet werden kann. Der Entwicklungsablauf gliederte sich hierbei wie folgt:

- Entwicklung der Standortkriterien
- Grundlegende Entwicklung der Kriteriengewichtung
- Überarbeitung der Kriterien und deren Gewichtung mit Hilfe von Experteninterviews
- Anwendung auf die Stadt Burg

Die Kriterien sind in Pflichtkriterien (PK) (Ausschluss von Standorten) und Qualitätskriterien (QK) (Vergleich von Standorten) unterteilt. Die Qualitätskriterien sind in drei Schichten aufgeteilt: Anbietersicht, Nutzersicht und gesellschaftliche Sicht (siehe Tabelle 9). Aufbauend auf den Kriterienkatalog und den Ergebnissen aus dem Modell erfolgte in intensivem Austausch die Festlegung der Installationsorte. Die potenziellen Ladeinfrastrukturstandorte sind mit den Partnern aus Burg in einer Besprechung am 26. November 2019 in Burg definiert worden. Unter Berücksichtigung der lokalen Voraussetzungen der Standorte, wie Standortrechte (Flächenrechte im Besitz der Stadt), Umsetzbarkeit, Erreichbarkeit, Attraktivitätspunkte in der Umgebung, der elektrischen Anschlusssituation und den ermittelten Daten aus dem Verkehrs- und Netzmodell sowie Tabelle 10 wurden die in Tabelle 34 definierten drei Standorte für die Ladeinfrastruktur ausgewählt. Zusätzlich wurden zwei optionale Standorte festgelegt. Die Orte der Ladestationen sind in Abbildung 64 dargestellt und die besonderen Bemerkungen zu den Standorten in Tabelle 34 zusammengefasst.

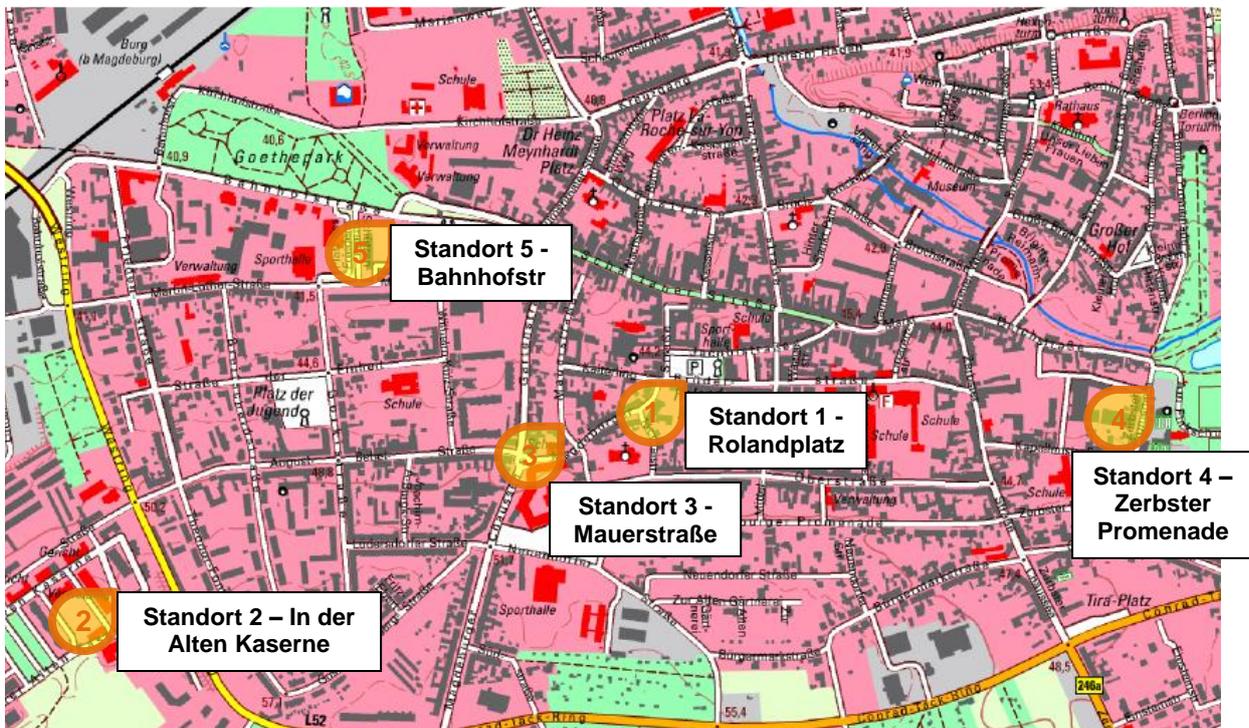


Abbildung 64 Markierung der definierten Standort für die Ladeinfrastruktur.

Tabelle 34 Definierte Ladeinfrastrukturstandorte für die Stadt Burg

Standort	Bemerkung
Rolandplatz	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Favorit bei den Einwohnern (Mobilitätsumfrage) ▪ größte Stellplatzanlage mit 38 Parkplätzen im Altstadtgebiet ▪ befindet sich im Sanierungsgebiet ▪ Nähe zu ÖNPV (Bus gegeben) <p>Lokale Voraussetzungen</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ neben ehemaliger Telefonzelle ▪ geringe Entfernung zum Netzanschluss ▪ Aufprallschutz notwendig, weil kein Bordstein vorhanden ist
Alte Kaserne	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ärztehaus und Dienstleistungszentrum mit viel Betrieb und Durchgangsverkehr ▪ Im Umkreis von 100 m befindet sich die Stadtverwaltung, das Amtsgericht, ein Hotel und Restaurants ▪ befindet sich im Stadtteil West-August-Bebel, der Standort ist aber nur 200m entfernt vom Stadtteil West ▪ Nähe zu ÖNPV (Bus gegeben) <p>Lokale Voraussetzungen</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ kein Bügel notwendig, weil ein Bordstein vorhanden ist ▪ Parkplatz mit Rasengittersteinen ▪ Größere Entfernung zum Netzanschluss
Mauerstraße	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Parkplatz mit 18 Parkplätzen an der nördlichen Zufahrt zum Stadtzentrum, gute Sichtbarkeit ▪ Nähe zum Zentrum und Restaurants ▪ befindet sich im Sanierungsgebiet, an der Grenze zu West und dem Innenstadtring ▪ Nähe zu ÖNPV (Bus gegeben) <p>Lokale Voraussetzungen</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ geringster Installationsaufwand ▪ Poller nicht nötig
OPTIONALE STANDORTE	
Bahnhofstraße an der Polizei	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Nähe zur Polizei und zur Stadthalle, Göthepark, Kreisverwaltungen und Schulen ▪ Nähe zu ÖNPV (Bus gegeben), Bahnhof ist 500 m entfernt ▪ Befindet sich im Stadtteil West <p>Lokale Voraussetzungen</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Einrichtung eines Kopfloches und die Anmuffung an ein vorhandenes Kabel ▪ Oberfläche Natursteinpflaster
Zerbster Straße	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Direkt am Naherholungsgebiet am Park und der Fußball Spielstätte ▪ dominiert von Wohngebieten ▪ Stadtteil Innenstadtring ▪ Nähe zu ÖNPV (Bus gegeben) <p>Lokale Voraussetzungen</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Rasenstegplatten mit Rasenfuge ▪ Einrichtung eines Kopfloches und die Anmuffung an ein vorhandenes Kabel

Der Standort Bahnhof konnte nicht berücksichtigt werden, da er sich innerhalb der Projektlaufzeit im Umbau befindet und dort kein Eingriff möglich ist. Unabhängig von diesem Projekt sind hier ein Ladepunkt geplant, der im Projekt ZOB, durch die NASA gefördert wird (ist auch umgesetzt). Auch der favorisierte Standort der Einwohner im Stadtteil Süd am Marktkauf konnte nicht berücksichtigt werden, weil keine öffentlichen Flächen zur Verfügung stehen. Die Information zum Bedarf und der Wunsch nach Ladeinfrastruktur an diesem Standort werden allerdings an die Verantwortlichen weitergegeben.

Auch wenn einige Standorte durch unterschiedliche Kriterien zunächst nicht berücksichtigt werden könnten (zum Beispiel durch anstehende Umbauarbeiten, fehlende öffentliche Parkplätze, schwieriger Tiefbau, schlechte elektrische Anschlussmöglichkeit, stark ausgelastetes Netz), korrespondieren die ausgewählten Standorte gut mit den Ergebnissen der Verkehrsmodellierung und Netzmodellierung. In Tabelle 33 sind die Ergebnisse aus der Verkehrsmodellierung zusammengefasst. Die erste öffentliche Ladestation sollte demnach im Sanierungsgebiet installiert werden, das sehr gut mit den präferierten Ladepunkten der Einwohner übereinstimmt. Als zweites sieht das Modell einen Bedarf im Gewerbepark der Stadt, zurückzuführen auf die Art des Gebietes (Gewerbegebiet – Vielzahl an Arbeitsplätzen). In diesem Stadtteil sind bereits zwei Ladepunkte installiert, weitere Ladepunkte sollten durch die Arbeitgeber installiert werden. Eine dritte Ladestation ist wieder im Sanierungsgebiet sinnvoll, wobei hier der Standort „Mauerstraße“ eingeordnet wurde. Eine vierte Ladestation wird im Stadtteil West vorgeschlagen. Hier lassen sich die Standorte „Alte Kaserne“ (200 m fußläufig entfernt) und „Bahnhofstrasse“ zuordnen, die in unmittelbarer Nähe viele öffentliche Einrichtungen und andere Attraktivitätspunkte haben. Die sechste Ladestation im Innenstadtbereich kann der Zerbster Promenade direkt zugeordnet werden.

Tabelle 35 Vergleich Verkehrsmodell und Standortauswahl

Stadtteile	Rangfolge der Platzierung aus der Verkehrsmodellierung	Ausgewählter Standort	Bemerkungen
Sanierungsgebiet	1	Rolandplatz	
Industriegebiet Süd	2	-	Bereits vorhanden
Sanierungsgebiet	3	Mauerstrasse	
West	4	Alte Kaserne Bahnhofstrasse	Alte Kaserne grenzt an West
Industriegebiet Süd	5	-	bereits vorhanden
Innenstadtring	6	Zerbster Promenade	bereits vorhanden

Zur Reduzierung der Kosten des Tiefbaus, wurden an den jeweiligen Standorten Ladestationen mit zwei 22 kW Ladepunkten geplant.

Die Formulierung der Ausschreibung erfolgte in enger Zusammenarbeit mit der Stadt Burg und der Otto-von-Guericke-Universität. Um die Möglichkeit der Reservierbarkeit der Ladeinfrastruktur für eine spätere Nachrüstung vorzusehen, müssen die installierten

Ladesäulen dem OPPC Protokoll 1.6 entsprechen. OPPC ist ein universelles Anwendungsprotokoll, das die Kommunikation zwischen Ladestationen für Elektroautos und einem zentralen Managementsystem standardisiert.

Nach der Ausschreibung wurden Doppelladesäulen an folgenden Standorten umgesetzt und im August 2020 eröffnet:

- Rolandplatz
- Alte Kaserne
- Mauerstrasse
- Zerbster Promenade

7 Ergebnisse des Projektes

Mit Abschluss des Projektes wurden folgende theoretische und praktische Ergebnisse erreicht

Theoretische Ergebnisse:

- Modellhafte Verknüpfung von Verkehrs- und Energieinfrastruktur zur Planung und Betrieb von Ladeinfrastrukturen,
- Methoden zur Priorisierung von Ladestandorten und deren Auslegung aus Verkehrs- und Nutzersicht,
- Methoden und Kriterien zur Definition des Versorgungskonzeptes (einfache Netzintegration, Netzausbau, Sektorenkopplung) für verschiedene Ladetechnologien und Standorte,
- entwickeltes Verfahren zur Priorisierung von Ladestandorten eignet sich zur Übertragung auf baulich und verkehrlich ähnlich gestaltete Stadträume,
- optimale Lade- und Betriebsstrategien zur Berücksichtigung der Nutzerbedürfnisse, Netzanforderungen und erneuerbarer Erzeugung,
- Dimensionierung Brennstoffzellen-BHKWs als Sektorkopplungstechnologie, die sowohl Häuser versorgen als auch ausreichend Ladestrom zur Verfügung stellen,
- Kriterien und deren Gewichtung zur Priorisierung von Ladestandorten aus Verkehrs- und Netzsicht
 - Netzsicht
 - Transformatornahe Knoten
 - Transformatoren mit kurzen Leitungen und wenig Last, hohen Kabelquerschnitten

Praktische Ergebnisse

- Abgeleitete Handlungsempfehlungen für die Installation von Ladestandorten aus Verkehrs- und Energienetztsicht mit Priorisierung und Versorgungskonzept für die Stadt Burg
- Umsetzung von geeigneten Infrastrukturmaßnahmen im Untersuchungsraum (5-7 Ladepunkte zur Ladung von Plug-in-Hybridfahrzeugen und Elektrofahrzeugen)

Ableitend aus den Simulationen wurden vier Doppelladestationen an verkehrstechnisch und netztechnisch optimalen Standorten errichtet und in Betrieb genommen. Mit diesen Doppelladestationen kann laut Analyse der öffentliche Ladebedarf bis 2030 gedeckt werden ohne das weitere Ladestationen installiert werden müssen.

Die Auswahl der nächsten Ladestationsstandorte erfolgt anhand des erwarteten Trend-Szenarios 2030. In diesem Szenario werden die durch Lern- und Skaleneffekte herbeigeführte

Ergebnisse des Projektes

Reduktion der Herstellungskosten von Elektrofahrzeugen an den Verbraucher weitergegeben, wodurch die Investitionskosten deutlich sinken. Es wird erwartet, dass etwaige Förderprogramme für die Elektromobilität bestehen bleiben. Die geringeren Kraftfahrzeugsteuern für Elektrofahrzeuge und die zunehmende Besteuerung von Verbrennungsfahrzeugen begünstigen Elektrofahrzeuge. In dem Szenario wird ein Anteil elektrifizierter Fahrzeuge von 20,07% erwartet, die 17,9 kWh/100km verbrauchen und zu 15% an öffentlichen Ladestationen Strom kaufen.

Im Jahr 2030 werden in dem Szenario 1.356 Elektrofahrzeuge mit einer Quelle-Ziel-Beziehung zur Stadt Burg erwartet, welche täglich eine Gesamtstrecke von 27.668 km zurücklegen. Von der öffentlichen Ladeinfrastruktur entnehmen die Elektrofahrzeuge durchschnittlich 748 kWh am Tag.

Zusätzlich zu den bestehenden Ladepunkten besteht ab 2030 der Bedarf von zehn weiteren Ladepunkten. Diese teilen sich auf sieben Verkehrszellen/Stadtteile auf. Besonders wichtig ist hierbei der Aufbau von Ladepunkten im Bereich des Industriegebietes Süd, wo viele Arbeitsplätze existieren. Es ist davon auszugehen, dass die ansässigen Betriebe selbst aktiv werden und Ladeinfrastruktur für ihre Mitarbeiter installieren.

Als zweite Platzierungsoption ist der Stadtteil West geplant. Die Stadt Burg ist hier bereits aktiv und realisiert gerade den Aufbau einer Ladesäule am Hauptbahnhof, wo als zentrales Bindeglied zum ÖNPV die nächste Ladeinfrastruktur erreicht werden wird.

Damit sind die zentralen ÖNPV Verknüpfungspunkte versorgt. Die nächsten Ladepunkte sollten in den Wohngebieten entstehen. Eine entsprechende Reihenfolge aus dem Verkehrsflussmodell ist in Tabelle 36 zusammengefasst. Des Weiteren ergeben sich aus dem Netzmodell geeignete Transformatoren zum Anschluss der Ladeinfrastruktur. Hier sind Transformatornahe Anschlusspunkte zu bevorzugen. In Tabelle 36 werden geeignete Transformatoren vorgeschlagen, die auch bei einem Anstieg der privaten Ladeinfrastruktur geeignet sind. Die dick und kursiv markierten Transformatoren weisen eine fußläufige Nähe (<300m) zu einer Bushaltestelle auf.

Eingangsparameter des Verkehrsmodell				
Anteil BEV/PKW	Durchschnittlicher Verbrauch	Angestrebte mittlere Auslastung	Anteil öffentliches Laden	Leistung der Ladepunkte
20,07 %	17,9 kWh / 100 km	15,0 %	15,1 %	22 kW

Ausgangsparameter des Verkehrsmodell				
Anzahl Elektrofahrzeuge :	Verkehrsleistung Elektrofahrzeuge :	Tägliche Verkehrsleistung pro Fahrzeug:	Durchschnittlicher täglicher Ladebedarf:	Durchschnittlicher täglicher öffentlicher Ladebedarf

Ergebnisse des Projektes

1356	27668 km	20,40 km	4952 kWh	748 kWh
------	----------	----------	----------	---------

Tabelle 36: Platzierung nächster Ladeinfrastruktur

Verkehrszelle/Stadtteil	Zugeordnete Ladepunkte	Platzierungsposition	Versorgung aus dem Netz/ Transformator
Sanierungsgebiet			T16,T17,T46,T82
Industriegebiet Süd	3	(1), (3), (7)	Individuell
West	2	(2)	T39,T38, T36
Innenstadtring			T65,T40,T43
Nord	1	(4)	T90,T93,T94,T95
Ost	1	(6)	T22,T60,T59
Nord Ost	1	(8)	T74, T73 , T96
Nord West	1	(9)	T50,T78,
Süd	1	(10)	T104,T109,T58
West-August-Bebel			T51,T101
Ihletal			T76, T77

Für das Trend-Szenario im Jahr 2030 stellt Abbildung 65 die platzierten Ladepunkte dar. Es kommt teilweise zu höheren Spitzenauslastungen. Dennoch liegt die mittlere Auslastung bei 14,64 %. Zusätzlich zu den bestehenden zehn Ladepunkten besteht der Bedarf von zehn weiteren Ladepunkten. Diese teilen sich auf sieben Verkehrszellen auf. Besonders wichtig ist hierbei der Aufbau von Ladepunkten im Bereich des Industriegebietes Süd.

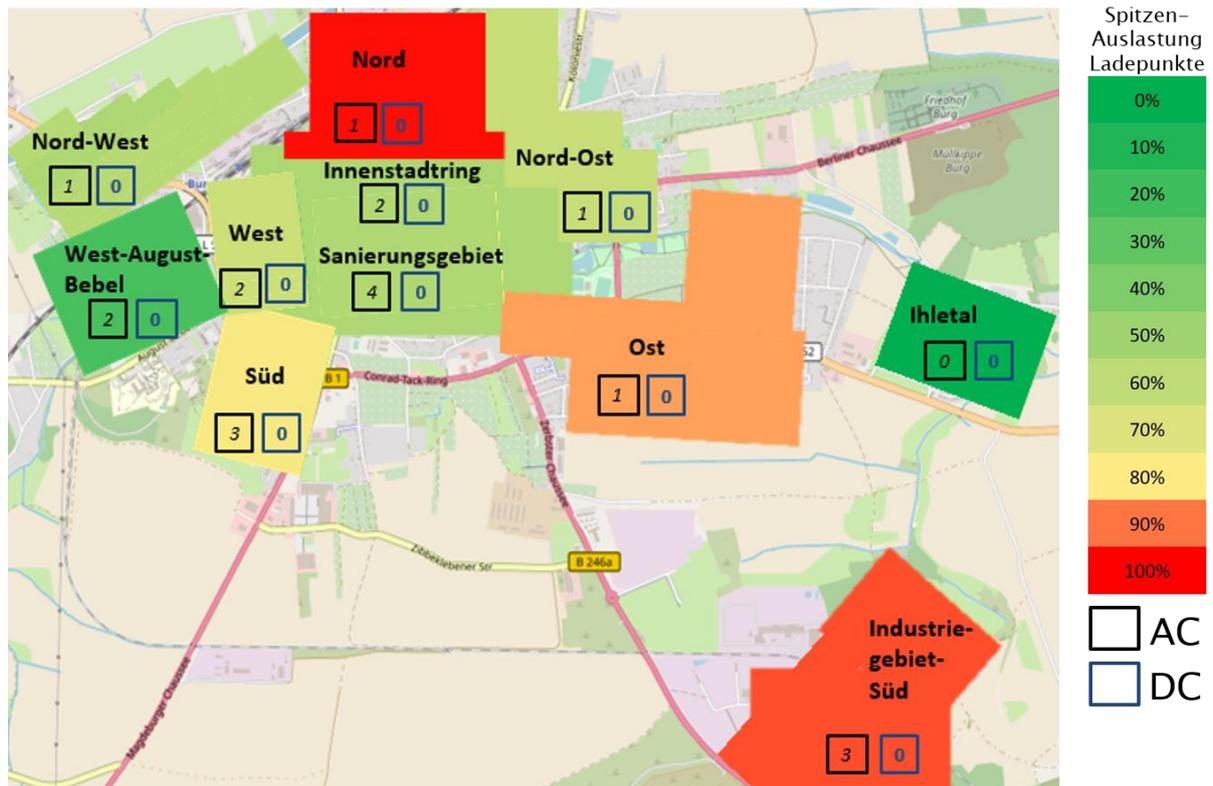


Abbildung 65: Platzierung der Ladepunkte für das Szenario „Trend 2030“.

8 Öffentlichkeitsarbeit

Im Rahmen des Projektes erfolgten vier Veröffentlichungen:

European Transport Conference (ETC), Online Konferenz (September 2020)

Titel: INTEGRATED CHARGE SITE ALLOCATION FOR ELECTRIC VEHICLES

Autoren: Julius Brinken, Niels Schmidtke, Tim Schulz, Sebastian Helm, Ines Hauer

Kurzzusammenfassung:

In the era of combating climate change it became more than necessary to transform all sectors into an ultra-low carbon emission economy. Despite improvements in efficiency, the transportation sector has hardly made any contribution to reducing its emissions due to the steady increasing number of vehicles [1]. The substitution of conventional vehicles by electric vehicles (PHEVs & BEVs) offers the opportunity to decarbonise the transport sector, provided that renewable energy sources are used [2;3]. The implementation of a public charging infrastructure is contributing towards measures of this substitution. The aim is to diminish obstacles associated with electromobility, such as limited range and few charging options [4].

The needs for charging depend on traffic-related and socioeconomic factors [5;6], therefore charging infrastructure connects power grid and traffic events. Previous planning approaches regarding public charging infrastructure mainly consider one of the application areas, either traffic or energy. Studies focusing on traffic use algorithms, such as the maximum coverage location problem algorithm, a modified sweep algorithm or evaluation matrices to identify optimal locations [4;6;7]. These approaches are mainly considering the benefits for users and the costs for providers, while the effects on the electrical grid are only marginally addressed. Research with an electrotechnical focus concentrate on the usage of renewable energy sources and load management [8]. The research project "linking infrastructure - placement and operation of charging stations from a transport and energy network perspective" pursues an interdisciplinary approach. With its holistic planning approach, it promises better solutions for the allocation of charging sites.

The methodology for site optimization is divided into three steps. The first step is a traffic model, that maps the traffic flows within the investigated area. The model is created using indicators from the national transport survey, structural data and socio-demographic data of the examined districts. An approach to determine public charging needs derived from the modelled traffic flows is presented in this paper. In the second step, a simulative replication of the current low-voltage electrical grid is carried out, using information from the regional energy supplier. Different scenarios regarding load and energy generation are used to make detailed load flow calculations of all possible scenarios, considering voltage band violations, and line and transformer overload. The third step includes an evaluation and prioritisation of possible locations for charging sites through linking these two models together. Not only the methodology, including its advantages and challenges, but also the results of the first two steps, will be presented in the paper.

In addition, this paper outlines the methods and ideas for the development of future electromobility scenarios, in regard to the integration of the traffic, the electrical grid model, and the charging and operation strategy development.

The model basis for this project is a medium-sized town in an urban area located in a rather structurally weak region (Burg near Magdeburg). At present there are comparatively few electric vehicles in the investigated area. This can be changed with the development of a public charging infrastructure, therefore a constant exchange with the local authorities and energy suppliers was established. One of the central aims of this project is to establish a comprehensive base for transferring our approach to similar areas of study, helping cities to develop an overall concept for public charging infrastructure.

2020 The 4th. IEEE International Conference on Smart Grid and Smart Cities, Marocko (Dezember 2020)

Titel: Infrastructure linking for placement of Charging stations using Monte Carlo simulation

Autoren: M. Tayyab, S. Helm, N. Schmidtke, J. Brinken, I. Hauer

Kurzzusammenfassung

Germany plans to invest in the charging station's infrastructure to meet the 50,000 charging points by 2022. For a smooth transition from traditional to electrical vehicles, several electric vehicle charging stations must be planned. Rigorous placement of public charging stations may lead to stability problems in the power network grid. This can be avoided by intelligent Electric vehicle charging stations (EVCS) placement with consideration of traffic and grid planning. The stability problems associated with the electric vehicle charging due to high load may be solved by the expensive grid expansion. Another way to handle the situation is to place EVCS by planning algorithms to avoid the grid expansion for the coming years. In this paper, the authors present a new EVCS placement algorithm based on Monte Carlo simulation considering traffic model and grid modeling. The algorithm determines the optimal EVCS connection nodes taking into account different amounts/configurations of EVCS. Furthermore, the electric vehicles charging power of several EVCS has been scheduled optimally for the resulted configuration to reduce power losses. The input for the algorithm, the daily charge requirement, the amount of EVCS, and the number of electric vehicles has been determined by traffic modeling. The methodology has been implemented and tested in a low voltage network based on real data.

NEIS 2021 - Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems, Hamburg

Titel: New sizing methodology of energy storage and PV systems for electric vehicle charging stations considering voltage compensation in a low voltage grid.

Autoren: Muhammad Tayyab, Sebastian Helm, Ines Hauer and Leonardo Nogueira da Silva

Kurzzusammenfassung:

The rapid increase in the number of electric vehicles has a massive contribution to the environmental aspect. However, the associated power demand may result in an overload on the power system grid. The additional load of the electric vehicle charging station (EVCS) can force a critical voltage drop. The energy storage system is a solution to the voltage problem resulted from the EVCS load. The energy storage system can be more efficient if used with a PV system. The energy storage systems need to be optimally sized properly to overcome EVCS demand while optimally dimensioned photovoltaic systems (PV) charge the storage sustainably. As standard, the energy storage and photovoltaic systems are optimally sized for EVCS considering the grid efficiency in terms of voltage stability. However, these methods require optimal power flow calculation. Due to the lack of grid data in practical implementations, optimal sizing problem considering voltage deviation is challenging.

In this paper, a new methodology for optimal sizing for the energy storage and PV systems for EVCS is analysed for a low voltage grid, where the required grid data are unknown parameters. However, the voltage profile at the connection point is known. Based on the voltages, a new factor is introduced defined as the change in voltage per load. It is used in optimization to determine the optimal capacity of the energy storage and PV system. In this way, the grid data can be omitted. The energy storage charging and discharging is optimized for the EVCS load for one year. The resulted mixed-integer linear programming intending to decrease the power from the grid is solved using the gurobi solver. The EVCS load profile has been modelled using Monte-Carlo simulation. The EVCS load profile consists of the electric vehicle traveling and charging behavior considering the real traffic model. The results show that the methodology has the potential to be used under these circumstances and the critical voltage deviation can be minimized.

NEIS 2021 - Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems, Hamburg

Titel: Optimal operation of charging infrastructure and sector coupling technologies to supply residential units

Autoren: Janna Wortelker, Maik Heuer, Ines Hauer

Kurzzusammenfassung:

With the current sharp increase in the number of registered battery electric vehicles (BEVs), the demand for domestic charging points is growing. Particularly in the low-voltage grid, overloads could occur due to high simultaneity of the charging processes. In order to install sufficient domestic charging infrastructure, new grid-relieving measures have to be developed. The authors examine the potential of local electricity generation with sustainable sector coupling technologies regarding this aspect in Germany. For this purpose, the supply of residential units and charging infrastructure was modelled and simulated in a case study based on an apartment building. The modelled and evaluated systems were a fuel cell micro combined heat and power system (CHP) alone, supplemented by an adsorption chiller (ADC) and extended by photovoltaics (PV). The purpose of the ADC was to increase the load of the CHP. The PV was utilised to bridge the low production during summer. The charging was

performed with and without regulation. The results show that the charging infrastructure could be supplied effectively, sustainably and lucratively with the CHP and especially with the addition of the PV system. The addition of the ADC, on the other hand, proved to be uneconomical using currently available systems.

9 Literaturverzeichnis

- [Bad17] Badenhop, Thomas ; Schellen, Marc: Brennstoffzelle. 2017
- [Ber14] Bertram, Mathias ; Bongard, Stefan: Elektromobilität im motorisierten Individual-verkehr: Grundlagen, Einflussfaktoren und Wirtschaftlichkeitsvergleich. Wiesba-den, Springer Vieweg, 2014
- [Ber16] J. Bergner, J. Weniger, T. Tjaden, "Algorithmus zur Umsetzung der prognosebasierten Batterieladung für PV-Speichersysteme mit messewertbasierten PV-und Lastprognosen (Version 1.1) Berlin Forschungsgruppe Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW Berlin 2016
- [Ber20] BertelsmannStiftung: *Demographiebericht-Burg*. URL ", <https://www.wegweiser-kommune.de/kommunen/burg> – Überprüfungsdatum 2020-03-28
- [Bre20] Breisig, Deutsch, Homann, Linden und Neuhaus: „Chancen und Risiken für die deutsche Heizungsindustrie im globalen Wettbewerb“. PricewaterhouseCoopers GmbH für den Bundesverband Wärmepumpe e.V., 2020
- [Bro17] Bernd R. Oswald: Berechnung von Drehstromnetzen, 3. Auflage, Springer Vieweg, Hannover 2017
- [Büd10] Büdenbender, Kathrin ; Stetz, Thomas ; Emmerich, Roy ; Bäß-Oberhäuser, Fabian ; Einfeld, Hauke ; Braun, Martin ; Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energie-systemtechnik: Ladestrategien für Elektrofahrzeuge. In: Kreusel, Jochen Walter (Hrsg.): E-Mobility : Technologien – Infrastruktur – Märkte ; VDE-Kongress 2010 Leipzig, 8. – 9. November 2010 Congress Center Leipzig ; Kongressbeiträge. 1. Aufl. Berlin, VDE-Verl., 2010
- [Bun19] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft: *Meinungsbild E-Mobilität*. Berlin, 2019
- [Com19] Commercial and Residential Hourly Load Profiles for all TMY3 Locations in the United States", July. 2013, Accessed on: oct 10, 2019 [Online]. Available: <https://openei.org/datasets/files/961/pub/>
- [DAf20] DAfi GmbH: Solarenergie intelligent nutzen: Broschüre zum Smartfox Pro. [Onli-ne], URL: http://www.smartfox.at/download/Brosch%C3%BCren/SMARTFOX%20Pro_Brosch%C3%BCre.pdf [Zugriff am 14. Nov 2020]
- [Deu18] Deutsches Zentrum für Luft und Raumfahrt e.V. (DLR); Nobis Claudia (Mitarb.); Kuhnimhof Tobias (Mitarb.) : *MiD - Mobilität in Deutschland : Ergebnisbericht*. 2018
- [Ein11] Einfalt, Alfred ; Leitinger, Christoph ; Schuster, Andreas ; Tiefgraber, Dietmar ; Litzlbauer, Markus ; Ghaemi, Sara ; Wertz, Dietrich ; Frohner, Andreas ; Karner, Christoph, Technische Universität Wien (Hrsg.): Energie der Zukunft:

- ADRES-Concept - Konzeptentwicklung für ARDES - Autonome Dezentrale Regenerative EnergieSysteme. Publizierter Endbericht. Wien, 2011
- [FISE20] Recent Facts about Photovoltaics in Germany, Fraunhofer ISE, download
from <https://www.pv-fakten.de>, Überprüfungsdatum 2020-03-26.
- [HEI20] Heizungswissen , <https://heizung.de/heizung/wissen/wie-alt-darf-ihre-heizungsanlage-sein/> Überprüfungsdatum 2020-03-28
- [HDR20] Heidelberger Druckmaschinen AG, Fachbereich eMobilität: Heidelberg Wallbox. Energy Control. [Online], URL: https://wallbox.heidelberg.com/wp-content/uploads/2020/10/Wallbox_Energy_Control.pdf [Zugriff am 14. Nov 2020]
- [Ing17] Ingenieurgruppe IVV GmbH & Co.KG: *Elektromobilität vor Ort : Ergebnisbericht des zentralen Datenmonitorings des Förderprogramms Elektromobilität vor Ort des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur*. 2017
- [JK19] JELONNEK, Denis ; KROMMES, Sandra: *Abschlussbericht : wissenschaftliche Begleitung "Betreibermodelle für (halb-)öffentliche Ladeinfrastruktur" im Rahmen des Projekts e-MOTICON*". Rosenheim, 2019
- [Kla20] Klatt, Uwe: PV-gesteuertes Laden eines Elektroautos. [Online], URL: <https://sun-watch.net/index.php/eigenverbrauch/eigenverbrauchauto-laden/> [Zugriff am 14. Nov 2020]
- [KLS17] Komarnicki, P; Lombardi, P.; Styczynski, Z.: „Electric Energy Storage Systems: Flexibility Options for Smart Grids“, Springer Verlag, 2017
- [KMRHW17] Klabunde, C.; Moskalenko, N.; Richter, A.; Hauer, I.; Wolter, M. Referenzarchitektur für die Integration von Energiespeichern in den Energiemarkt In: Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien: 4. OTTI-Konferenz: 31. Januar/01. Februar 2017, Berlin
- [Kra20] Kraftfahrtbundesamt: *Neuzulassungen*. URL https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Neuzulassungen/neuzulassungen_node.html – Überprüfungsdatum 2020-03-28
- [Lei11] Leitinger, C. ; Litzlbauer, M.: Netzintegration und Ladestrategien der Elektromobilität. In: e & i Elektrotechnik und Informationstechnik 128, 1-2, 2011, S. 10–15
- [RMHW17] Richter, A.; Moskalenko, N.; Hauer, I.; Schröter, T.; Wolter, M. Technical integration of virtual power plants into German system operation, 2017 14th International Conference on the European Energy Market (EEM): 6-9 June 2017, Dresden, Germany
- [Rud20] Rudschies, Wolfgang: Wallbox mit Lastmanagement: So können Elektroautos gleichzeitig laden. [Online], URL: <https://www.adac.de/rund-ums-fahrzeug/tests/elektromobilitaet/wallbox-lastmanagement/> [Zugriff am 14. Nov 2020]
- [SHRS15] Stötzer, M., Hauer, I., Richter, M., Styczynski, Z.A., Potential of demand side integration to maximize use of renewable energy sources in Germany, Journal of applied energy, Volume 146, May 05, 2015, Pages 344-352
- [SK11] Styczynski, Z. A.; Komarnicki, P.: „E-Energy- Projekt RegModHarz und IKTEM-Projekt Harz.EE-Mobility: Integration von Elektromobilität in den Netzbetrieb“, Symposium „Innovative Informations- und Kommunikationstechnologien als Rückgrat von Smart Distribution 2011“, Darmstadt, April 2011.

- [SKN11] Styczynski, Z. A.; Komarnicki, P.; Naumann, A.: „Einsatz der Elektromobilität vernetzt mit dem RegModHarz-Projekt – Abschlussbericht; Harz.ErneuerbareEnergien-mobility“ in *Res electricae Magdeburgenses* 43, 1. Aufl., Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, Magdeburg, 115 S., ISBN: 978-3-940961-71-6, 2012.
- [SR11] SCHATZINGER, Susanne ; ROSE, Hannes: *Praxisleitfaden Elektromobilität : Hinweise für Bauherren, Architekten und Ingenieure zum Ausbau elektrifizierter Infrastrukturen in der Hafencity*. URL www.hafencity.com%2Fupload%2Ffiles%2Ffiles%2FHafenCity_Praxisleitfaden_Elektromobilitaet.pdf&usg=AOvVaw0Q8Aybnr-xgerkzhmt4JRg
- [SL11] SCHNABEL, Werner ; LOHSE, Dieter: *Grundlagen der Straßenverkehrstechnik und der Verkehrsplanung 1*. 2011
- [ST19] Stromspiegel Stromverbrauch in Haushalten Überprüfungsdatum 2019-05-28 <https://www.stromspiegel.de/stromkosten/stromverbrauch-im-haushalt/>
- [STa20] Statista , Statistik über Wärmepumpen im Neubau, <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/237364/umfrage/bedeutung-der-waermepumpen-im-neubau-in-deutschland/>
- [US13] US Department of Energy , Commercial and Residential Hourly Load Profiles for all TMY3 Locations in the United States”, July.2013, Available: <https://openei.org/datasets/files/961/pub/>
- [Tay20] M. Tayyab, I. Hauer, C. Klabunde and M. Wolter, "Optimal hybrid storage planning under different tariffs in a microgrid," 2020 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT-Europe), 2020, pp. 61-65, doi: 10.1109/ISGT-Europe47291.2020.9248828.
- [Tja15] Tjaden, T; J. Bergner, J. Weniger, and V. Quaschnig, "Representative electrical load profiles of residential buildings in Germany with a temporal resolution of one second," Work. Pap. HTW Berlin -HTW Berlin - Univ. Appl. Sci. Res., pp. 1–7, 2015.
- [Tre19] TREIBER, Martin: *Verkehrsökonomie für Bachelor-Studierende*. Dresden, 2019
- [Wir16] WIRGES, Johannes: *Planning the Charging Infrastructure for Electric Vehicles in Cities and Regions*. 2016
- [Wol20] Wolter, Martin, Skript zur Vorlesung „Elektrische Netze 1“, 2020

10 Anhang

10.1 Anhang AP 1.2

Tabelle 37 Reisedistanzmatrix

Von / Zu (in km)	IT	IR	N	NO	NW	O	SG	S	W	WAB	IGS	KB - NW	KB - N	KB - NO	KB - O	KB - SO	KB - SW
IT	0,50	3,02	4,05	3,64	5,50	1,34	3,22	3,96	4,33	4,75	5,61	11,32	8,48	8,07	3,43	44,1	33,61
IR	3,47	2,00	1,83	2,16	2,76	2,22	0,26	1,77	1,17	2,01	4,22	8,58	6,99	6,94	6,43	42,71	31,42
N	4,04	1,30	0,70	1,35	1,61	2,79	1,34	2,90	1,98	2,82	5,81	7,43	6,2	6,92	7,01	44,31	32,55
NO	3,62	1,41	1,35	1,40	2,87	2,37	1,63	3,74	2,57	3,42	5,39	8,69	5,55	5,87	6,58	43,88	33,39
NW	5,48	2,44	2,04	2,87	0,80	4,23	2,49	2,52	1,59	1,90	6,23	5,82	7,7	8,21	8,44	44,72	32,17
O	1,32	1,75	2,79	2,37	4,23	0,85	2,00	2,69	3,06	3,48	4,34	10,05	7,21	7,31	4,28	42,83	32,34
SG	3,25	0,59	1,83	1,94	2,54	1,95	1,30	1,55	0,95	1,79	4,00	8,36	6,57	7,1	6,83	43,11	31,20
S	3,94	1,88	3,06	3,74	2,52	2,69	2,08	0,85	1,35	1,77	4,18	8,34	8,48	8,45	6,81	42,77	29,65
W	4,02	1,31	1,98	2,71	1,59	2,77	1,51	1,33	0,60	0,84	4,77	7,41	7,54	7,86	6,98	43,26	30,98
WAB	4,82	2,25	2,91	3,64	1,99	3,57	2,45	1,86	0,93	0,50	5,58	7,81	8,48	8,53	7,79	44,06	31,51
IGS	5,59	3,76	5,81	5,39	6,23	4,34	3,96	4,18	4,64	5,48	0,70	12,05	10,23	9,1	8,55	39,75	32,91
KB - NW	11,32	8,58	7,43	8,69	5,82	10,05	8,36	8,34	7,41	7,81	12,05						
KB - N	8,48	6,99	6,20	5,55	7,70	7,21	6,57	8,48	7,54	8,48	10,23						
KB - NO	8,07	6,94	6,92	5,87	8,21	7,31	7,10	8,45	7,86	8,53	9,10						
KB - O	3,43	6,43	7,01	6,58	8,44	4,28	6,83	6,81	6,98	7,79	8,55						
KB - SO	44,1	42,71	44,31	43,88	44,72	42,83	43,11	42,77	43,26	44,06	39,75						
KB - SW	33,61	31,42	32,55	33,39	32,17	32,34	31,2	29,65	30,98	31,51	32,91						

Tabelle 38 Reisezeitmatrix

Von / Zu (in min)	IT	IR	N	NO	NW	O	SG	S	W	WAB	IGS	KB - NW	KB - N	KB - NO	KB - O	KB - SO	KB - SW
IT	0	6	8	7	10	3	8	7	10	10	8	17	10	13	4	45	30
IR	6	0	4	3	6	5	2	5	4	6	7	13	9	9	8	44	28
N	7	5	0	3	4	6	4	8	6	8	9	11	7	9	9	46	31
NO	7	4	3	0	7	5	5	6	8	10	9	14	6	6	8	45	29
NW	10	6	5	7	0	7	5	4	4	4	10	7	9	13	11	46	27
O	3	4	5	5	7	0	6	3	6	7	7	14	8	11	4	43	26
SG	8	2	3	5	5	6	0	5	5	7	8	12	8	11	9	45	28
S	6	5	7	6	4	3	5	0	3	4	5	11	10	12	8	43	23
W	9	5	6	7	3	6	5	3	0	4	7	10	10	13	8	44	26
WAB	9	7	8	10	4	7	7	4	4	0	8	11	12	16	10	46	27
IGS	8	5	9	9	10	7	8	5	7	8	0	17	13	15	10	40	25
KB - NW	17	13	11	14	7	14	12	11	10	11	17						
KB - N	10	9	7	6	9	8	8	10	10	12	13						
KB - NO	13	9	9	6	13	11	11	12	13	16	15						
KB - O	4	8	9	8	11	4	9	8	8	10	10						
KB - SO	45	44	46	45	46	43	45	43	44	46	40						
KB - SW	30	28	31	29	27	26	28	23	26	27	25						

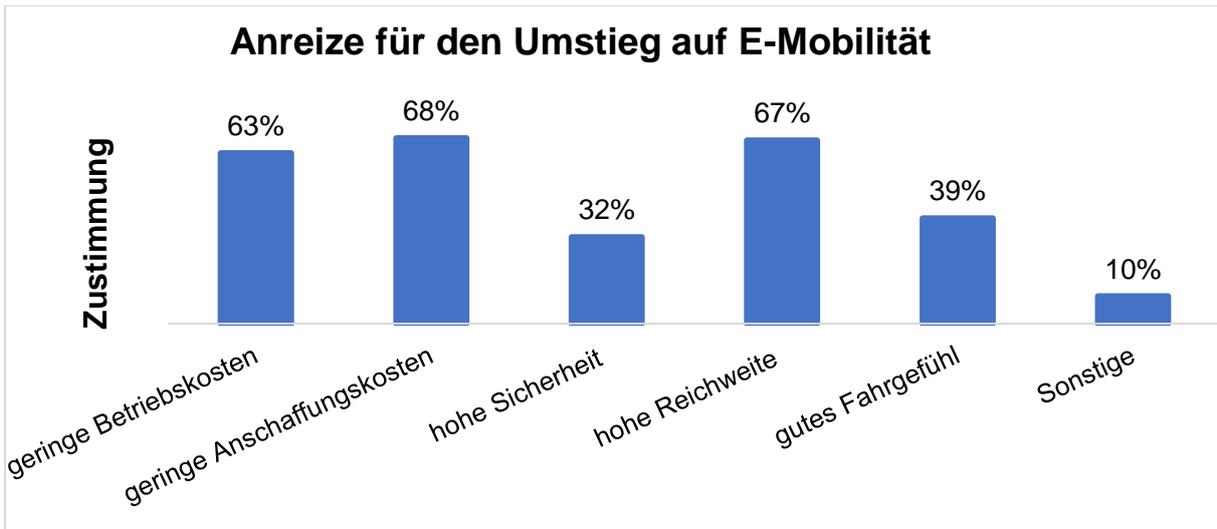


Abbildung 66 Anreize für den Umstieg auf E-Mobilität.

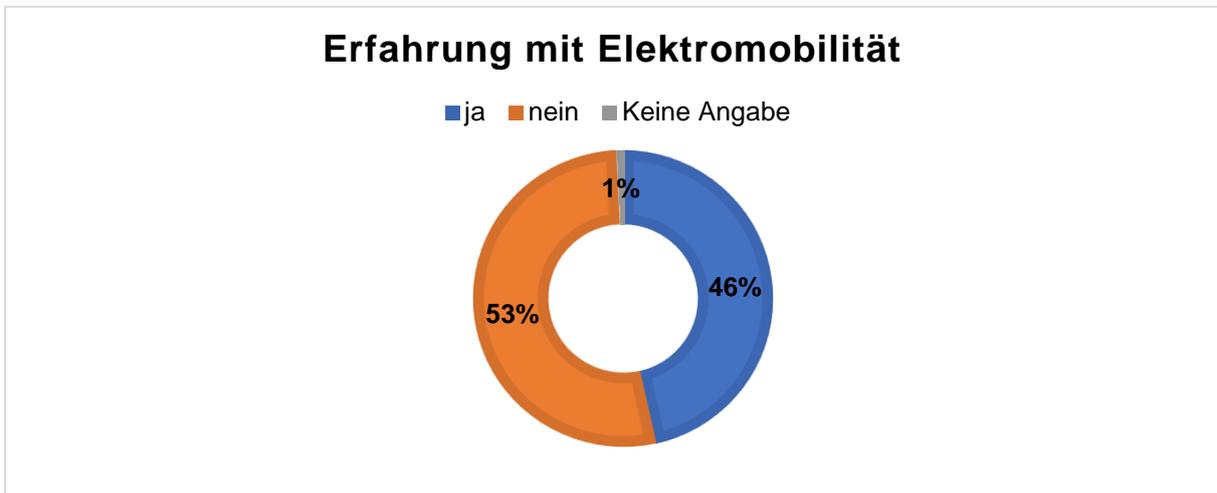


Abbildung 67 Erfahrungen mit der Elektromobilität der Bürger Einwohner.

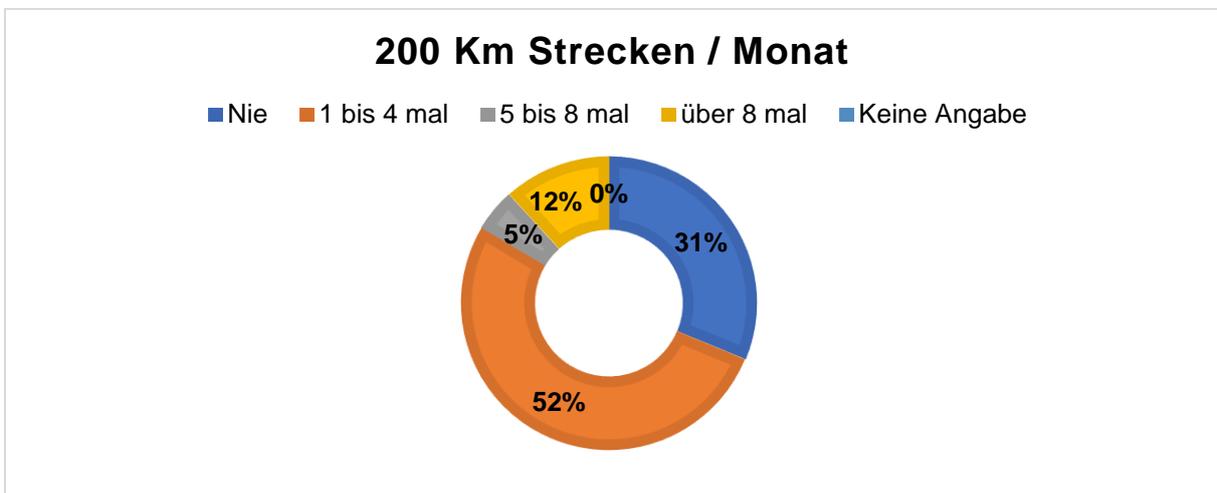


Abbildung 68 Anteil der Befragten mit Strecken über 200km pro Monat.

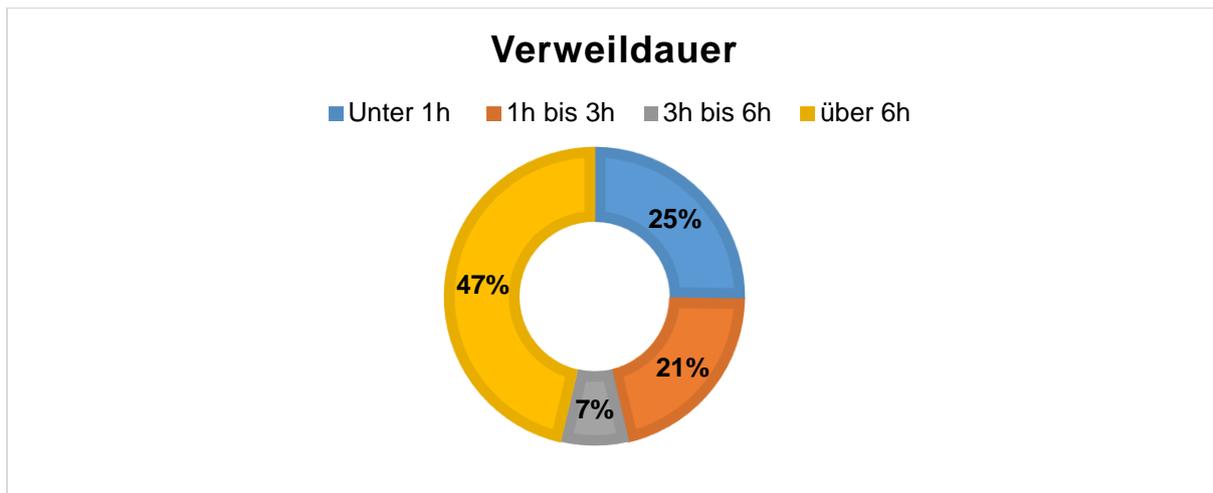


Abbildung 69 Verweildauer am präferierten Ladeort.

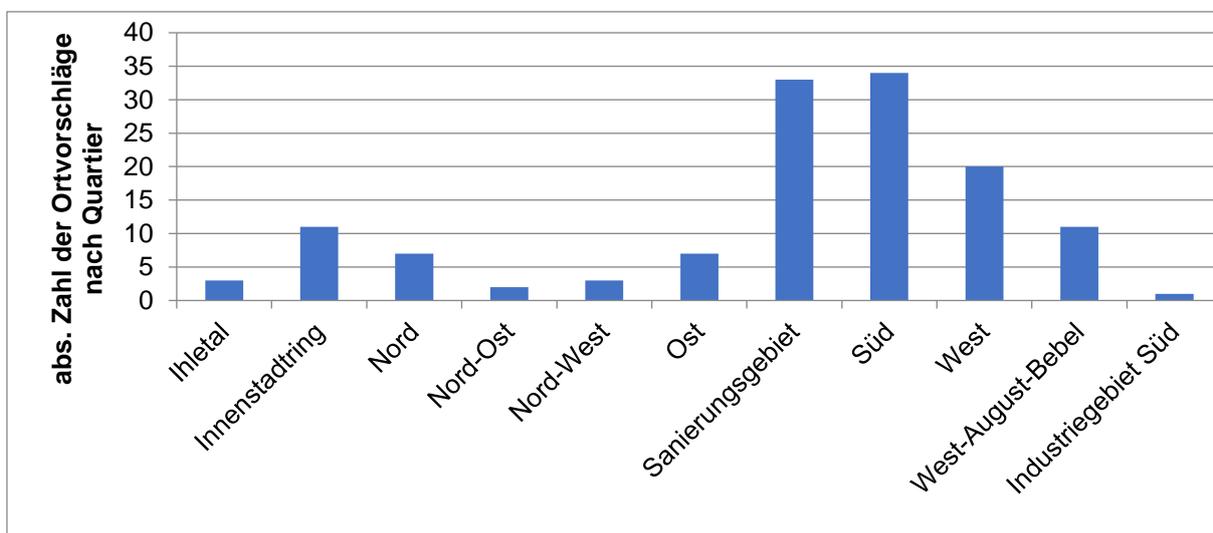


Abbildung 70 Absolute Zahl der Ortsvorschläge pro Quartier.

Tabelle 39: Zielverkehrsmatrix

Von / Zu (in Wege)	IT	IR	N	NO	NW	O	SG	S	W	WA B	IG S	KB - NW	KB - N	KB - NO	KB - O	KB - SO	KB - SW
IT	33	145	110	64	62	94	284	206	189	38	176	74	68	41	8	47	276
IR	117	516	392	227	222	332	1011	730	672	135	624	263	240	145	29	168	982
N	95	420	320	185	181	271	824	595	547	110	509	215	196	118	23	135	796
NO	56	245	187	108	106	158	481	348	319	64	297	125	115	69	14	79	467
NW	45	198	151	87	86	128	389	282	259	52	240	102	93	56	11	64	379
O	87	384	292	169	165	248	752	545	500	100	465	196	179	108	21	125	735
SG	209	919	699	404	395	592	1804	1303	1197	240	1112	469	429	258	51	297	1752
S	175	768	583	338	331	496	1506	1093	1003	202	933	393	358	215	43	251	1481
W	145	640	487	282	276	413	1255	909	837	168	776	328	299	179	36	208	1227
WAB	23	101	77	44	44	65	198	144	132	27	123	52	47	28	6	33	194
IGS	78	344	261	151	148	221	673	488	448	90	418	175	160	96	19	114	660
KB - NW	76	336	256	148	145	216	659	478	439	88	406	0	0	0	0	0	0
KB - N	66	288	220	127	124	186	566	409	376	75	349	0	0	0	0	0	0
KB - NO	30	134	102	59	58	86	262	190	174	35	162	0	0	0	0	0	0
KB - O	9	38	29	17	16	24	74	53	49	10	46	0	0	0	0	0	0
KB - SO	20	89	67	39	38	58	173	127	116	23	110	0	0	0	0	0	0
KB - SW	129	567	428	249	245	367	1112	813	743	149	693	0	0	0	0	0	0
Summe:	1393	6133	4659	2698	2641	3955	12025	8712	8000	1606	7439	2389	2183	1312	260	1522	8948

Tabelle 40 Qualitative Zukunftsbetrachtung mit Schlüsselfaktoren

Schlüsselfaktor	Negatives Szenario	Trendszenario	Positives Szenario
Investitionskosten	Kostenparität setzt erst später ein. 2025 sind Elektrofahrzeuge noch teurer. Der Bund hat die Förderung nicht verlängert (schlechtes Kosten/Nutzen; mehr Investitionen in ÖPNV oder andere Technologien)	durch Technologieverbesserungen, Lern- und Skaleneffekte sinken die Produktionskosten, vor allem auch die Batteriepreise. Es wird erwartet, dass Mitte der 20er Jahre Kostenparität erreicht wird. Es sollen rund 300.000 Fahrzeuge subventioniert werden.	Kostenparität setzt schon deutlich früher ein (bspw. 2023), daher 2025 schon Kostenvorteile. Der Bund fördert Fahrzeuge weiterhin um die Verkehrswende zu beschleunigen.
Betriebskosten	Energiekosten steigen, CO2 Steuer steigt mäßig, KFZ-Steuer wird erhoben; Versicherungen etwas teurer und Reparaturen vergleichbar mit Verbrennern (negative Erfahrungswerte)	Energiekosten steigen trotz geringerer Produktionskosten für Erneuerbare, KFZ-Steuer bleibt 10 Jahre erlassen, Vorteil CO2 Steuer steigt (höhere CO2 Preise bei gleichzeitiger Verringerung CO2 Intensität des Stroms), Versicherung kein Trend absehbar, Verschleiß und	Energiekosten sinken; CO2 Steuer steigt dynamisch, KFZ-Steuerbefreiung bleibt, Versicherungen und Reparaturen werden durch Erfahrungswerte günstiger

Anhang

Schlüsselfaktor	Negatives Szenario	Trendszenario	Positives Szenario
		Reparaturen ebenfalls kein Trend	
Fahrgenutzen	aus Effizienzgründen wird Beschleunigung und Fahrgefühl nicht weiterentwickelt, Reichweite stagniert, Ladedauer bleibt langsamer	keine größeren Entwicklungen bei Beschleunigung, Reichweite steigt kontinuierlich, immer mehr Schnellladestationen werden aufgebaut und Ladezeit nähert sich Tankdauer an	Beschleunigung und Fahrgefühl steigen zu einem deutlicheren Abstand gegenüber Verbrennern, größere Reichweite als bei Verbrennern, Ladung (bspw. durch Induktion) findet ohne zusätzlichen Aufwand statt
Zusatznutzen	Platzangebot nur wenig besser, Ausstattung ähnlich, kein Zusatznutzen durch Auto als Speicher, Variantenvielfalt bleibt geringer	Platzangebot steigt moderat durch weitere Optimierungen, Ausstattung wird umfangreicher, Zunahme der Bedeutung von Bi-Direktionalem Laden, Variantenvielfalt nähert sich den Verbrennern an	deutlich höheres Platzangebot, bessere Ausstattung in allen E-Modellen, jedes Auto wird als Speicher genutzt, Variantenvielfalt übersteigt Verbrenner

10.2 Anhang AP 2.2

Tabelle 41 Definition der Pflichtkriterien des Standortwahl-Kriterienkatalogs

Pflichtkriterium	Definition
Ausreichendes Flächenangebot	Ausreichende Fläche für Ladeinfrastruktur und Stellplatz, unter Berücksichtigung von §6 GarVO ~12,5m ² pro Ladeplatz
Stromanschluss möglich	Möglichkeit einer Stromversorgung
Ausreichende Netzspannung	Ausreichende Netzspannung zur Betreibung eines Normal- und Schnelladepunktes
Unterirdische Beschaffenheit	Möglichkeit der Durchführung von Tiefbauarbeiten (Beseitigung von Verhinderungsgründen wie Baumwurzeln etc.)
Naturschutz	Berücksichtigung von §13 BNatSchG
Denkmalschutz	Berücksichtigung des Denkmalschutzes [SR11]
Städtebau	Berücksichtigung des Bauordnungsrechtes und Einholung der entsprechenden Genehmigungen [SR11]
Beachtung lokaler Vorschriften	Berücksichtigung von Bebauungsplänen
Öffentliches Grundstück	Grundstück muss öffentlich sein

Anhang

Pflichtkriterium	Definition
Öffentlicher Zugang	Der potenzielle Standort muss dauerhaft und ohne Einschränkungen für jeden potenziellen Nutzer zugänglich sein

Tabelle 42 Definition der Qualitätskriterien aus Anbietersicht

Qualitätskriterium (AS)	Definition
Nutzerpotenzial	Berücksichtigung des vorhandenen Ladeinfrastrukturbedarfs
Investitionen	Kosten für Tiefbauarbeiten, Kabelverlegung und Netzwerkeinrichtung (Zahlungsmöglichkeit)
Laufende Erträge	Zusätzliche Erträge durch Werbung an den Ladesäulen
Erweiterbarkeit	Erweiterungsmöglichkeit eines Standortes, Umrüstung zu einer Schnellladeeinrichtung

Tabelle 43: Definition der Qualitätskriterien aus Nutzersicht

Qualitätskriterium (US)	Definition
Verweildauer	Zeit, welche der Nutzer durch andere Aktivitäten an oder in der Umgebung des Standortes verbringt
Attraktivität des Parkplatzes	Attraktivität des potenziellen Standortes aus individuellen subjektiven Gesichtspunkten des Nutzers (Vegetation, Schatten etc.)
Einfache Zufahrt & Zugänglichkeit	Vermeidung von schwieriger Zugänglichkeit (schmale Straßen, Einbahnstraßen) und Ermöglichung leichter Park- und Rangiermanöver
Parkdruck	Vermeidung hoch frequentierter Parkplätze, um Kontroversen durch die Nutzung von Ladestellplätzen durch konventionelle PKW zu unterbinden

Tabelle 44: Definition der Qualitätskriterien aus gesellschaftlicher Sicht

Qualitätskriterium (GS)	Definition
Personenfrequenz (Personenanzahl, POI)	Berücksichtigung der Anzahl und Art von POI in unmittelbarer Nähe zum sowie der durchschnittlichen Personenzahl am potenziellen Standort
Anbindung an das übergeordnete Verkehrsnetz	Berücksichtigung der Anzahl von Kreuzungen (höherer Wert führt zu höherer Bewertung) und der Kantenlänge der Straßen (höherer Wert führt zu niedrigerer Bewertung) in unmittelbarer Nähe
Integration ins Stadtbild und Erkennbarkeit	Einpassung in das Stadtbild, sodass die Ladeinfrastruktur erkennbar ist, jedoch nicht als störend wahrgenommen wird

Tabelle 45: Vollständige Szenariomatrix

	Start	verschiedene E-Fhrg Zahlen						auf Basis der Trendszenarien							
		20 Bas is	25 Neg ativ	25 Tre nd	25 Pos itiv	30 Neg ativ	30 Tre nd	30 Pos itiv	25 DC	30 DC	25 Ausla stHoc h	30 Ausla stHoc h	25 Öff en Lad en	30 Öff en Lad en	25 DC - 50k W
Eingangsparameter															
Bezugsjahr	2020	2025	2025	2025	2030	2030	2030	2025	2030	2025	2030	2025	2030	2025	2030
Einwohner pro Stadtteil															
Ihletal	958 225	924 217	924 217	924 217	895 210	895 210	895 210	924 217	895 210	924 217	895 210	924 217	895 210	924 217	895 210
Innenstadtring	7	6	6	6	9	9	9	6	9	2176	2109	2176	2109	2176	2109
Nord	251 1	242 1	242 1	242 1	234 6	234 6	234 6	242 1	234 6	2421	2346	2421	2346	2421	2346
Nord-Ost	142 0	136 9	136 9	136 9	132 7	132 7	132 7	136 9	132 7	1369	1327	1369	1327	1369	1327
Nord-West	811 225	782 216	782 216	782 216	758 210	758 210	758 210	782 216	758 210	782	758	782	758	782	758
Ost	0	9	9	9	2	2	2	9	2	2169	2102	2169	2102	2169	2102
Sanierungsgebiet	362 2	349 2	349 2	349 2	338 4	338 4	338 4	349 2	338 4	3492	3384	3492	3384	3492	3384
Süd	212 6	205 0	205 0	205 0	198 6	198 6	198 6	205 0	198 6	2050	1986	2050	1986	2050	1986
West	298 3	287 6	287 6	287 6	278 7	278 7	278 7	287 6	278 7	2876	2787	2876	2787	2876	2787
West-August-Bebel Industriegebiet Süd	345 0	333 0	333 0	333 0	322 0	322 0	322 0	333 0	322 0	333	322	333	322	333	322

Anhang

	Start	verschiedene E-Fhrg Zahlen						auf Basis der Trendszenarien								
		20 Bas is	25 Neg ativ	25 Tre nd	25 Pos itiv	30 Neg ativ	30 Tre nd	30 Pos itiv	25 DC	30 DC	25 Ausla stHoc h	30 Ausla stHoc h	25 Öff en Lade n	30 Öff en Lade n	25 DC - 50k W	30 DC - 50k W
Eingangsparameter																
Bezugsjahr	2020	2025	2025	2025	2030	2030	2030	2025	2030	2025	2030	2025	2030	2025	2030	
ØVerbrauch/100km [kWh/100km]	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	
ØAuslastung Ladesäulen	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,3	0,3	0,15	0,15	0,15	0,15	
Anteil öffentlicher Ladungen	0,151	0,151	0,151	0,151	0,151	0,151	0,151	0,151	0,151	0,151	0,151	0,4	0,4	0,151	0,151	
ØAbgabewirkleistung Ladepunkte [kW]	22	22	22	22	22	22	22	150	150	22	22	22	22	50	50	
Ausgangsparameter																
Tägliche Verkehrsleistung aller Elektrofahrzeuge [km]	1157	6845	9225	10769	13825	27668	36698	9225	27668	9225	27668	9225	27668	9225	27668	
Tägliche Verkehrsleistung pro Fahrzeug [km]	23,62	20,87	20,82	20,83	20,48	20,44	20,49	20,82	20,4	20,82	20,4	20,82	20,4	20,82	20,4	
Täglicher Ladebedarf [kWh]	207	1225	1651	1927	2474	4952	6568	1651	4953	1651	4953	1651	4953	1651	4953	
Täglicher öffentlicher Ladebedarf [kWh]	31	185	249	291	374	748	992	249	748	249	748	661	1981	249	748	

Anhang

	Start	verschiedene E-Fhrg Zahlen						auf Basis der Trendszenarien							
		20 Bas is	25 Neg ativ	25 Tre nd	25 Pos itiv	30 Neg ativ	30 Tre nd	30 Pos itiv	25 DC	30 DC	25 Ausla stHoc h	30 Ausla stHoc h	25 Öff en	30 Öff en	25 DC - 50k W
Eingangsparameter															
Bezugsjahr Elektrofahrzeuge pro Stadtteil	2020	2025	2025	2025	2030	2030	2030	2025	2030	2025	2030	2025	2030	2025	2030
Ihletal	4	11	15	17	21	42	55	15	42	15	42	15	42	15	42
Innenstadtring	4	30	41	47	62	125	164	41	125	41	125	41	125	41	125
Nord	4	27	36	43	56	112	148	36	112	36	112	36	112	36	112
Nord-Ost	4	17	23	27	34	67	89	23	67	23	67	23	67	23	67
Nord-West	4	16	22	25	33	65	85	22	65	22	65	22	65	22	65
Ost	4	22	30	35	46	92	121	30	92	30	92	30	92	30	92
Sanierungsgebiet	6	57	78	92	120	243	322	78	243	78	243	78	243	78	243
Süd	5	47	63	74	97	196	260	63	196	63	196	63	196	63	196
West	5	39	52	62	81	163	215	52	163	52	163	52	163	52	163
West-August-Bebel	4	11	14	15	20	38	50	14	38	14	38	14	38	14	38
Industriegebiet Süd	5	51	69	80	105	213	282	69	213	69	213	69	213	69	213
Summe	49	328	443	517	675	1356	1791	443	1356	443	1356	443	1356	443	1356
Geplante öff. Ladepunkte pro Stadtteil															
Ihletal	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	2	0	0
Innenstadtring	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0
Nord	0	0	0	0	0	1	2	0	1	0	0	1	4	0	1

Anhang

	Start	verschiedene E-Fhgz Zahlen						auf Basis der Trendszenarien									
		20 Basis	25 Negativ	25 Trend	25 Positiv	30 Negativ	30 Trend	30 Positiv	25 DC	30 DC	25 AuslastHoch	30 AuslastHoch	25 ÖffnenLaden	30 ÖffnenLaden	25 DC - 50k W	30 DC - 50k W	
Eingangsparameter																	
Bezugsjahr	2020	2025	2025	2025	2030	2030	2030	2025	2030	2025	2030	2025	2030	2025	2030		
Nord-Ost	0	0	0	0	0	1	1	0	1	0	0	1	3	0	1		
Nord-West	0	0	0	0	0	1	1	0	1	0	0	1	2	0	0		
Ost	0	0	0	0	0	1	2	0	1	0	0	1	4	0	1		
Sanierungsgebiet	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	0	0		
Süd	0	0	0	0	0	1	2	0	1	0	0	0	5	0	0		
West	0	0	0	0	0	2	3	0	2	0	0	2	6	0	1		
West-August-Bebel	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Industriegebiet Süd	0	0	0	0	0	3	4	0	3	0	0	2	8	0	1		
Summe	0	0	0	0	0	10	16	0	10	0	0	8	42	0	5		
Wegeanteile nach Distanz - Distanzen	0 bis 1 km	1 bis 2 km	2 bis 3 km	3 bis 4 km	4 bis 5 km	5 bis 6 km	6 bis 7 km	7 bis 8 km	8 bis 9 km	9 bis 10 km	10 bis 15 km	15 bis 20 km	20 bis 25 km	25 bis 30 km	30 bis 35 km	35 bis 40 km	über 40 km
Wegeanteile nach Distanz - Anteile	53%	34%	78%	6,5%	7,3%	3,3%	3,7%	4,23%	5,24%	0,29%	1,84%	0,00%	0,00%	2,60%	13,4%	0,24%	2,39%
Wegeanteile nach Reisezeit - Reisezeit	0 bis 1 min	1 bis 2 min	2 bis 3 min	3 bis 4 min	4 bis 5 min	5 bis 6 min	6 bis 7 min	7 bis 8 min	8 bis 9 min	9 bis 10 min	10 bis 15 min	15 bis 20 min	20 bis 25 min	25 bis 30 min	30 bis 35 min	35 bis 40 min	über 40 min

Anhang

	Start	verschiedene E-Fhrg Zahlen						auf Basis der Trendszenarien									
		20 Bas is	25 Neg ativ	25 Tre nd	25 Pos itiv	30 Neg ativ	30 Tre nd	30 Pos itiv	25 DC	30 DC	25 Ausla stHoc h	30 Ausla stHoc h	25 Öffen n	30 Öffen n	25 DC - 50k W	30 DC - 50k W	
Eingangsparameter																	
Bezugsjahr	2020	2025	2025	2025	2030	2030	2030	2025	2030	2025	2030	2025	2030	2025	2030		
Wegeanteile nach Reisezeit - Anteile	8,1 2%	2,8 3%	7,0 1%	6,4 1%	31,8 %	8,1 3%	8,0 7%	7,58 %	3,56 %	3,87 %	7,07 %	0,86 %	3,97 %	10,3 4%	1,32 %	0,24 %	2,33 %

10.3 Ergebnisse des Platzierungsalgorithmus

10.4 Ihlethal



Abbildung 62: Platzierung öffentlicher Ladeinfrastruktur in Ihlethal Szenario „2030 Positiv“.

Tabelle 46: Favorisierte Netzanschlussknoten für öffentliche Ladeinfrastruktur in Ihlethal Szenario „

Knoten	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
K24_2	0	1	2	0	0	0	0	0	1	0
K24_31	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
K24_53	2	1	0	1	1	1	1	0	0	0
K24_59	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
K24_29	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
K24_3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
K24_51	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
K25_1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
K25_57	0	0	0	1	0	1	0	0	0	1
K24_34	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0

10.5 Innenstadtring

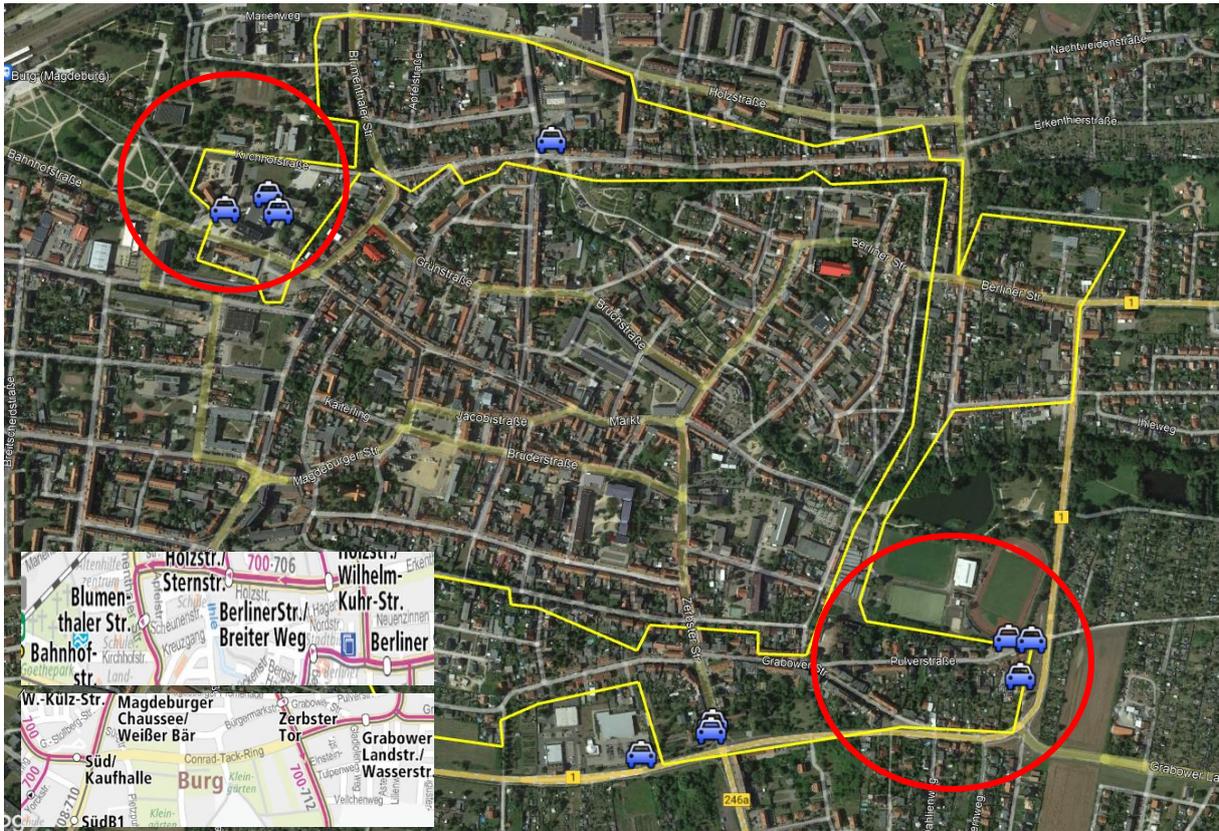


Abbildung 63: Platzierung öffentlicher Ladeinfrastruktur in Innenstadttring Szenario „2030 Positiv“

Tabelle 39: Favorisierte Netzanschlussknoten für öffentliche Ladeinfrastruktur in Innenstadttring Szenario „2030 Positiv“

Knoten	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Last_52_3	2	0	1	0	1	1	0	0	1	0
Last_52_5	0	2	1	0	0	0	1	0	0	0
K52_2	0	0	0	1	1	0	1	0	0	0
K33_66	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
K20_126	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Last_20_7	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
K20_117	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
K21_27	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
K21_1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
Last_21_29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1

10.6 West August Bebel

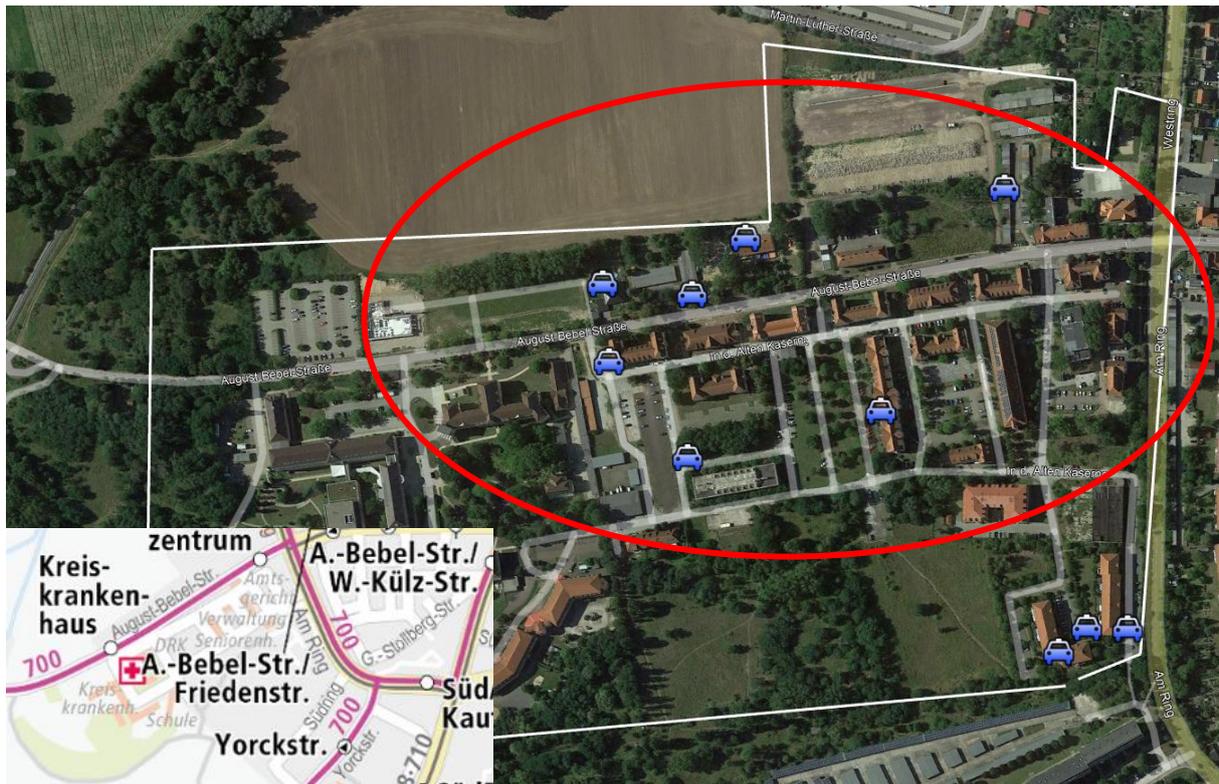


Abbildung 64: Platzierung öffentlicher Ladeinfrastruktur in West August Bebel Szenario „2030 Positiv“.

Tabelle 40: Favorisierte Netzanschlussknoten für öffentliche Ladeinfrastruktur in West August bebel Szenario „2030 Positiv“.

Knoten	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
K8_1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
K8_17	0	0	1	0	1	0	1	1	0	0
K8_13	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
K8_11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
K8_10	0	0	0	0	1	0	0	0	1	1
K7_5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
K7_1	0	1	1	1	0	0	0	1	0	0
Last_7_1	1	1	0	1	0	1	0	0	0	0
Last_7_2	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0
Last_7_3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

10.7 Nord Ost



Abbildung 65: Platzierung öffentlicher Ladeinfrastruktur in Nord Ost Szenario „2030 Positiv“.

Tabelle 41: Favorisierte Netzanschlussknoten für öffentliche Ladeinfrastruktur in Nord Ost Szenario „2030 Positiv“.

Knoten	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Last_35_200	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
Last_35_90	0	0	1	0	1	0	1	1	0	0
K35_1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
Last_35_1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
K42_4	0	0	0	0	1	0	0	0	1	1
K36_1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
K36_2	0	1	1	1	0	0	0	1	0	0
K36_3	1	1	0	1	0	1	0	0	0	0

Anhang

K36_4	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0
Last_36_42	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

10.8 Nord West



Abbildung 66: Platzierung öffentlicher Ladeinfrastruktur in Nord West Szenario „2030 Positiv“.

Tabelle 42: Favorisierte Netzanschlussknoten für öffentliche Ladeinfrastruktur in Nord West Szenario „2030 Positiv“.

Knoten	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Last_49_1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
Last_49_2	0	0	1	0	1	0	1	1	0	0
Last_49_3	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
K49_1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Last_49_11	0	0	0	0	1	0	0	0	1	1
K49_5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
K138_1	0	1	1	1	0	0	0	1	0	0
K138_2	1	1	0	1	0	1	0	0	0	0
K137_8	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0
K137_9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

10.9 West



Abbildung 67: Platzierung öffentlicher Ladeinfrastruktur in West Szenario „2030 Positiv“.

Tabelle 43: Favorisierte Netzanschlussknoten für öffentliche Ladeinfrastruktur in West Szenario „2030 Positiv“.

Knoten	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Last_2_1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
Last_2_7	0	0	1	0	1	0	1	1	0	0
Last_2_8	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
K5_4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Last_5_5	0	0	0	0	1	0	0	0	1	1
K5_1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
K5_9	0	1	1	1	0	0	0	1	0	0
K2_9	1	1	0	1	0	1	0	0	0	0
K2_8	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0
K2_7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

10.10 Süd

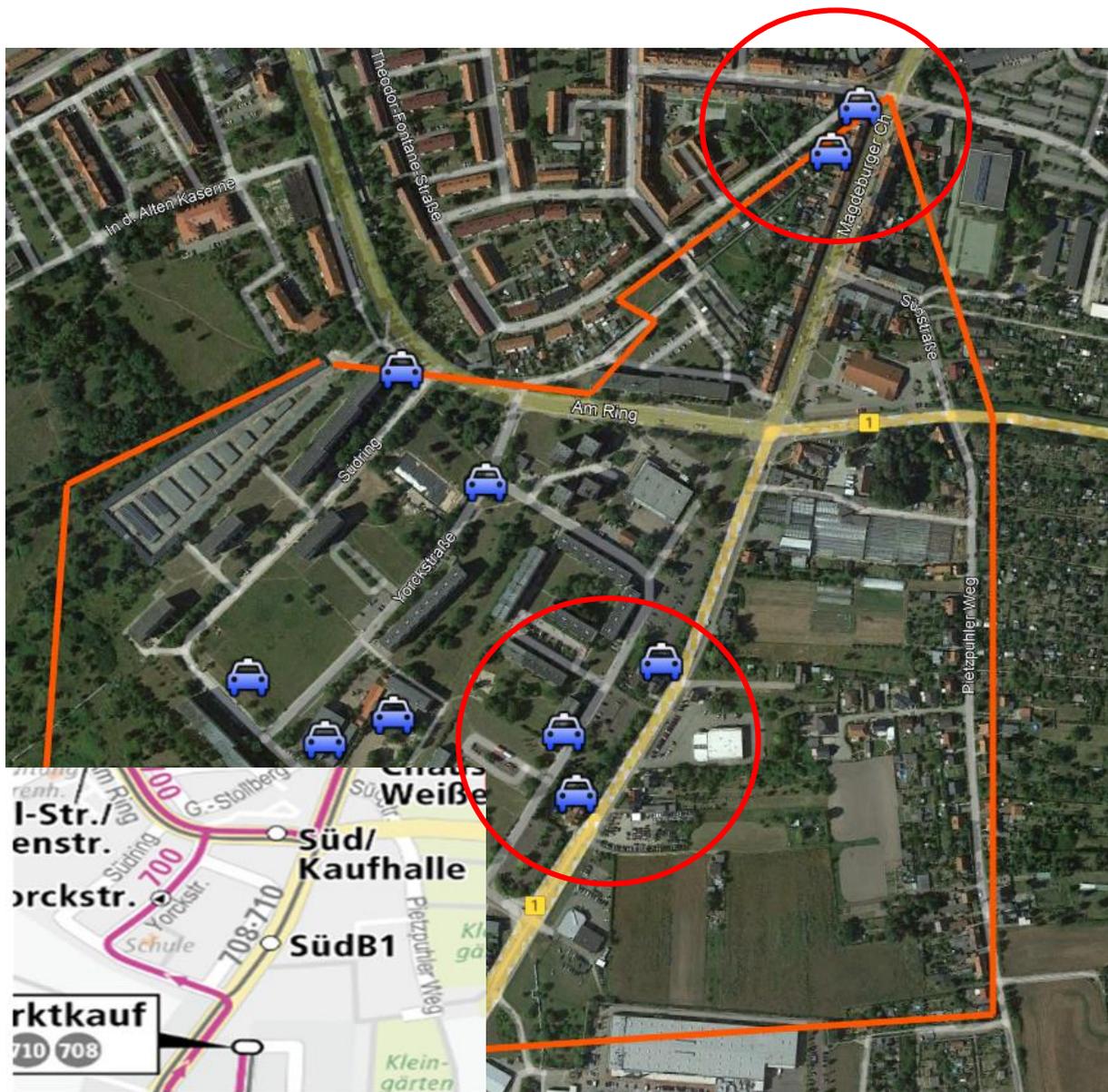


Abbildung 68: Platzierung öffentlicher Ladeinfrastruktur in Süd Szenario „2030 Positiv“.

Tabelle 44: Favorisierte Netzanschlussknoten für öffentliche Ladeinfrastruktur in Süd Szenario „2030 Positiv“.

Knoten	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
K13_1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
K13_2	0	0	1	0	1	0	1	1	0	0
K13_3	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
K111_1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
K111_2	0	0	0	0	1	0	0	0	1	1
Last_10_20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Last_10_20	0	1	1	1	0	0	0	1	0	0
Last_9_7	1	1	0	1	0	1	0	0	0	0
Last_9_10	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0
Last_9_11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

10.11 Nord

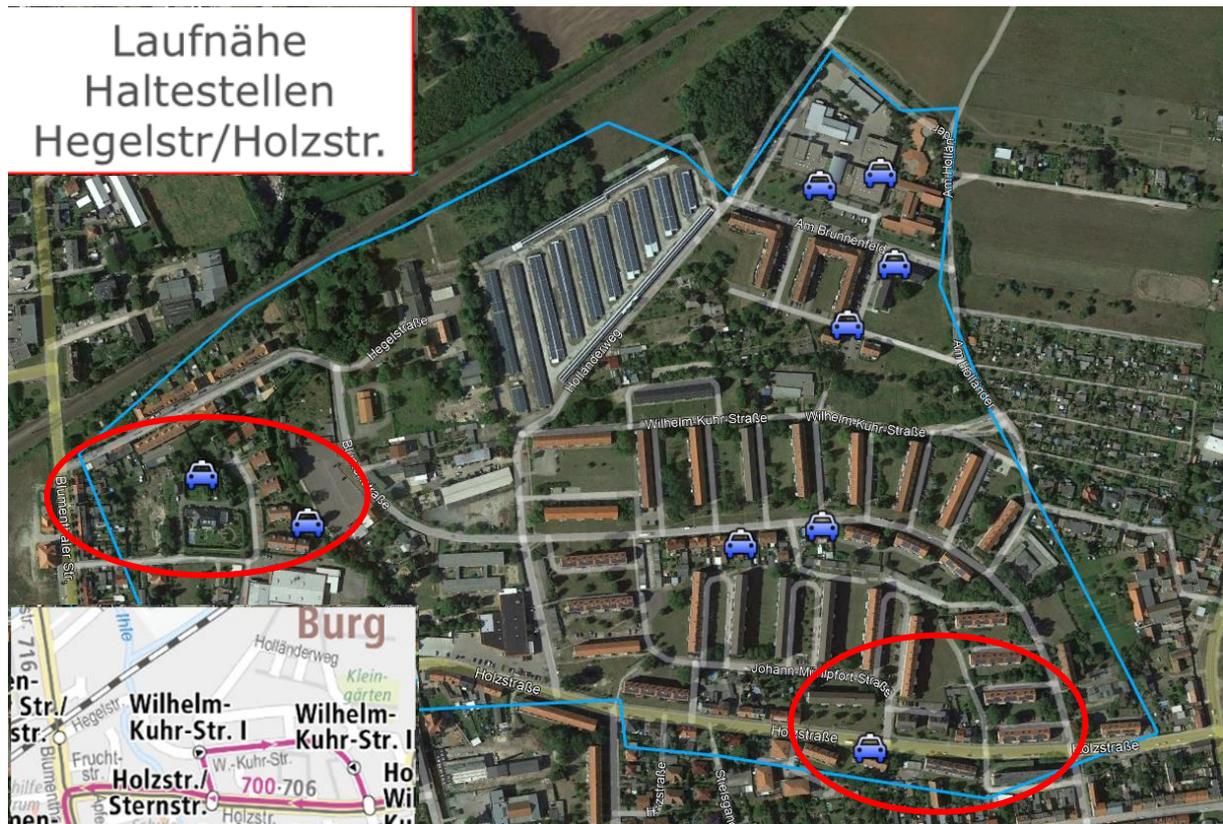


Abbildung 69: Platzierung öffentlicher Ladeinfrastruktur in Nord Szenario „2030 Positiv“.

Tabelle 45: Favorisierte Netzanschlussknoten für öffentliche Ladeinfrastruktur in Nord „2030 Positiv“

Anhang

Knoten	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Last_44_13	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
Last_44_9	0	0	1	0	1	0	1	1	0	0
K44_1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
K39_1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Last_39_1	0	0	0	0	1	0	0	0	1	1
K39_100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
K40_97	0	1	1	1	0	0	0	1	0	0
Last_40_92	1	1	0	1	0	1	0	0	0	0
Last_40_91	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0
K40_83	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

10.12 Steckbriefe: Auswertung der Szenarien

10.12.1 Szenario 2025 Negativ

Eingangsparameter				
Anteil BEV/PKW	Ø Verbrauch	Auslastung	Anteil öffentliches Laden	Leistung der Ladepunkte
2,01 %	17,9 kWh / 100 km	15,0 %	15,1 %	22 kW
Ausgabeparameter:				
Anzahl Elektrofahrzeuge	Verkehrsleistung Elektrofahrzeuge	Tägliche Verkehrsleistung pro Fahrzeug:	Øtäglicher Ladebedarf:	Øtäglicher Ladebedarf
<u>159</u>	3353 km	21,09 km	600 kWh	91 kWh
Ladepunktzuordnung/Priorisierungsliste:				
Verkehrszelle	Zugeordnete Ladepunkte	Platzierungsposition		
Sanierungsgebiet Industriegebiet Süd West Innenstadtring Nord Ost Nord Ost Nord West Süd West-August-Bebel Ihletal	1	(1)		
Hintergrund/Ergebnisinterpretation:				

Durch den Entfall von Förderprämien steigen die Investitionskosten von Elektrofahrzeugen. Steigende Strompreise führen dazu, dass die Betriebskosten von Elektrofahrzeugen sich denen von Verbrennungsfahrzeugen immer stärker annähern – Sanktionen für diese werden nicht weiter ausgebaut oder zurückgenommen. Die Variantenvielfalt von Elektrofahrzeugen ist gering und die Eingliederung in ein bidirektionales Netz nicht möglich.

Der demographische Wandel in der Stadt Burg führt zur Abnahme der Mobilität und in der Folge zu einer moderaten Verringerung der Gesamtfahrzeuganzahl.

Im Jahr 2025 werden 159 Elektrofahrzeuge mit einer Quelle-Ziel-Beziehung zur Stadt Burg erwartet, welche täglich eine Gesamtstrecke von 3.353 km zurücklegen. Von der öffentlichen Ladeinfrastruktur entnehmen die Elektrofahrzeuge durchschnittlich 91 kWh am Tag.

Es besteht der Bedarf von einem weiteren Ladepunkt im Bereich des Sanierungsgebietes.

10.12.2 Szenario 2025 Trend

Eingangsparameter				
Anteil BEV/PKW	Ø Verbrauch	Auslastung	Anteil öffentliches Laden	Leistung der Ladepunkte
2,85 %	17,9 kWh / 100 km	15,0 %	15,1 %	22 kW
Ausgabeparameter:				
Anzahl Elektrofahrzeuge :	Verkehrsleistung Elektrofahrzeuge :	Tägliche Verkehrsleistung pro Fahrzeug:	Ø täglicher Ladebedarf:	Ø täglicher Ladebedarf
215	4560 km	21,21 km	816 kWh	123 kWh
Ladepunktzuordnung/Priorisierungsliste:				
Verkehrszelle	Zugeordnete Ladepunkte	Platzierungsposition		
Sanierungsgebiet	1	(1)		

Industriegebiet Süd	1	(2)
West		
Innenstadtring		
Nord		
Ost		
Nord Ost		
Nord West		
Süd		
West-August-Bebel		
Ihletal		
Hintergrund/Ergebnisinterpretation:		
<p>Die sinkenden Produktionskosten für Elektrofahrzeuge werden in Form sinkender Investitionskosten an die Verbraucher weitergegeben. Die zunehmende Besteuerung von Kraftstoffen führt zu größeren Vorteilen für Elektrofahrzeuge hinsichtlich der Betriebskosten. Der demographische Wandel in der Stadt Burg führt zur Abnahme der Mobilität und in der Folge zu einer moderaten Verringerung der Gesamtfahrzeuganzahl.</p> <p>Im Jahr 2025 werden 215 Elektrofahrzeuge mit einer Quelle-Ziel-Beziehung zur Stadt Burg erwartet, welche täglich eine Gesamtstrecke von 4.560 km zurücklegen. Von der öffentlichen Ladeinfrastruktur entnehmen die Elektrofahrzeuge durchschnittlich 123 kWh am Tag.</p> <p>Es besteht der Bedarf von zwei weiteren Ladepunkt im Bereich des Sanierungsgebietes und des Industriegebietes Süd.</p>		

10.12.3 Szenario 2025 Positiv

Eingangsparameter				
Anteil BEV/PKW	Ø Verbrauch	Auslastung	Anteil öffentliches Laden	Leistung der Ladepunkte
3,39 %	17,9 kWh / 100 km	15,0 %	15,1 %	22 kW

Ausgabeparameter:				
Anzahl Elektrofahrzeuge :	Verkehrsleistung Elektrofahrzeuge :	Tägliche Verkehrsleistung pro Fahrzeug:	Ø täglicher Ladebedarf:	Ø täglicher Ladebedarf
<u>253</u>	5379 km	21,26 km	963 kWh	145 kWh
Ladepunktzuordnung/Priorisierungsliste:				
Verkehrszelle	Zugeordnete Ladepunkte	Platzierungsposition		
Sanierungsgebiet	1	(1)		
Industriegebiet Süd	1	(2)		
West				
Innenstadtring				
Nord				
Ost				
Nord Ost				
Nord West				
Süd				
West-August-Bebel				
Ihletal				
<u>Hintergrund/Ergebnisinterpretation:</u>				
<p>Die sinkenden Produktionskosten für Elektrofahrzeuge werden in Form sinkender Investitionskosten an die Verbraucher weitergegeben und Förderprogramme erweitert. Die zunehmende Besteuerung von CO₂-Emissionen führt zu größeren Vorteilen für Elektrofahrzeuge hinsichtlich der Betriebskosten. Elektrofahrzeuge sind in Betrieb und Anschaffung preiswerter als konventionelle Verbrennungsfahrzeuge. Der demographische Wandel in der Stadt Burg führt zur Abnahme der Mobilität und in der Folge zu einer moderaten Verringerung der Gesamtfahrzeuganzahl.</p> <p>Im Jahr 2025 werden 253 Elektrofahrzeuge mit einer Quelle-Ziel-Beziehung zur Stadt Burg erwartet, welche täglich eine Gesamtstrecke von 5.379 km zurücklegen. Von der öffentlichen Ladeinfrastruktur entnehmen die Elektrofahrzeuge durchschnittlich 145 kWh am Tag.</p> <p>Es besteht der Bedarf von zwei weiteren Ladepunkt im Bereich des Sanierungsgebietes und des Industriegebietes Süd.</p>				

10.12.4 Szenario 2030 Negativ

Eingangsparameter				
Anteil BEV/PKW	Ø Verbrauch	Auslastung	Anteil öffentliches Laden	Leistung Ladepunkte
10,56 %	17,9 kWh / 100 km	15,0 %	15,1 %	22 kW
Ausgabeparameter:				
Anzahl Elektrofahrzeuge :	Verkehrsleistung Elektrofahrzeuge :	Tägliche Verkehrsleistung pro Fahrzeug:	Ø täglicher Ladebedarf::	Ø täglicher Ladebedarf
<u>724</u>	14899 km	20,58 km	2666 kWh	403 kWh
Ladepunktzuordnung/Priorisierungsliste:				
Verkehrszelle	Zugeordnete Ladepunkte	Platzierungsposition		
Sanierungsgebiet	2	(1), (5)		
Industriegebiet Süd	2	(2), (8)		
West	1	(3)		
Innenstadtring	1	(4)		
Nord	1	(6)		
Ost	1	(7)		
Nord Ost	1	(9)		
Nord West				
Süd	2			
West-August-Bebel				
Ihletal				
<u>Hintergrund/Ergebnisinterpretation:</u>				
Durch den Entfall von Förderprämien steigen die Investitionskosten von Elektrofahrzeugen. Steigende Strompreise führen dazu, dass die Betriebskosten von Elektrofahrzeugen den				

Kosten von Verbrennungsfahrzeugen entsprechen– Sanktionen für diese werden nicht weiter ausgebaut oder zurückgenommen. Die Variantenvielfalt von Elektrofahrzeugen ist gering und die Eingliederung in ein bidirektionales Netz nicht möglich.

Der demographische Wandel in der Stadt Burg führt zur Abnahme der Mobilität und in der Folge zu einer signifikanten Verringerung der Gesamtfahrzeuganzahl.

Im Jahr 2030 werden 724 Elektrofahrzeuge mit einer Quelle-Ziel-Beziehung zur Stadt Burg erwartet, welche täglich eine Gesamtstrecke von 14.899 km zurücklegen. Von der öffentlichen Ladeinfrastruktur entnehmen die Elektrofahrzeuge durchschnittlich 403 kWh am Tag.

Es besteht ein Bedarf von neun Ladepunkten mit einer verkehrstechnisch optimalen Aufteilung auf sieben Bereiche.

10.12.5 Szenario 2030 Trend

Eingangsparameter				
Anteil BEV/PKW	Ø Verbrauch	Auslastung	Anteil öffentliches Laden	Leistung der Ladepunkte
20,37 %	17,9 kWh / 100 km	15,0 %	15,1 %	22 kW
Ausgabeparameter:				
Anzahl Elektrofahrzeuge :	Verkehrsleistung Elektrofahrzeuge :	Tägliche Verkehrsleistung pro Fahrzeug:	Ø täglicher Ladebedarf:	Ø täglicher Ladebedarf
<u>1377</u>	28188 km	20,47 km	5045 kWh	762 kWh
Ladepunktzuordnung/Priorisierungsliste:				
Verkehrszelle	Zugeordnete Ladepunkte	Platzierungsposition		
Sanierungsgebiet	3	(1), (3), (8)		
Industriegebiet Süd	3	(2), (5), (11)		

West	2	(4), (9)
Innenstadtring	2	(6), (15)
Nord	2	(7), (16)
Ost	1	(10)
Nord Ost	1	(12)
Nord West	1	(13)
Süd	3	(14)
West-August-Bebel	1	(18)
Ihletal	1	(17)

Hintergrund/Ergebnisinterpretation:

Die durch Lern- und Skaleneffekte herbeigeführte Reduktion der Herstellungskosten von Elektrofahrzeugen wird an den Verbraucher weitergegeben, wodurch die Investitionskosten deutlich sinken. Etwaige Förderprogramme für die Elektromobilität bleiben bestehen. Die geringeren Kraftfahrzeugsteuern für Elektrofahrzeuge und die zunehmende Besteuerung von Verbrennungsfahrzeugen begünstigen Elektrofahrzeuge. Der demographische Wandel in der Stadt Burg führt zur Abnahme der Mobilität und in der Folge zu einer moderaten Verringerung der Gesamtfahrzeuganzahl.

Im Jahr 2030 werden 1377 Elektrofahrzeuge mit einer Quelle-Ziel-Beziehung zur Stadt Burg erwartet, welche täglich eine Gesamtstrecke von 28.188 km zurücklegen. Von der öffentlichen Ladeinfrastruktur entnehmen die Elektrofahrzeuge durchschnittlich 762 kWh am Tag.

Es besteht der Bedarf von 18 weiteren Normalladepunkten, welche sich verkehrstechnisch optimal auf alle elf Verkehrszellen aufteilen. Besonders wichtig ist hierbei der Aufbau von Ladepunkten im Bereich des Sanierungsgebietes und des Industriegebietes Süd.

10.12.6 Szenario 2030 Positiv

Eingangsparameter				
Anteil BEV/PKW	Ø Verbrauch	Auslastung	Anteil öffentliches Laden	Leistung der Ladepunkte
23,66 %	17,9 kWh / 100 km	15,0 %	15,1 %	22 kW

Ausgabeparameter:				
Anzahl Elektrofahrzeuge :	Verkehrsleistung Elektrofahrzeuge :	Tägliche Verkehrsleistung pro Fahrzeug:	Ø täglicher Ladebedarf:	Ø täglicher Ladebedarf
1593	32602 km	20,47 km	5835 kWh	881 kWh
Ladepunktzuordnung/Priorisierungsliste:				
Verkehrszelle	Zugeordnete Ladepunkte	Platzierungsposition		
Sanierungsgebiet	4	(1), (3), (6), (14)		
Industriegebiet Süd	4	(2), (5), (10), (21)		
West	3	(4), (9), (18)		
Innenstadtring	2	(7), (15)		
Nord	2	(8), (17)		
Ost	1	(11)		
Nord Ost	1	(13)		
Nord West	1	(16)		
Süd	1	(12)		
West-August-Bebel	1	(20)		
Ihletal	1	(19)		
Hintergrund/Ergebnisinterpretation:				
<p>Die durch Lern- und Skaleneffekte herbeigeführte Reduktion der Herstellungskosten von Elektrofahrzeugen wird an den Verbraucher weitergegeben, wodurch die Investitionskosten deutlich sinken. Etwaige Förderprogramme für die Elektromobilität werden erweitert. Die entfallende Kraftfahrzeugsteuer für Elektrofahrzeuge und die zunehmende Besteuerung von Verbrennungsfahrzeugen begünstigen Elektrofahrzeuge. Der demographische Wandel in der Stadt Burg führt zur Abnahme der Mobilität und in der Folge zu einer signifikanten Verringerung der Gesamtfahrzeuganzahl.</p> <p>Im Jahr 2030 werden 1.593 Elektrofahrzeuge mit einer Quelle-Ziel-Beziehung zur Stadt Burg erwartet, welche täglich eine Gesamtstrecke von 32.602 km zurücklegen. Von der öffentlichen Ladeinfrastruktur entnehmen die Elektrofahrzeuge durchschnittlich 881 kWh am Tag.</p>				

Es besteht der Bedarf von 21 weiteren Normalladepunkten, welche sich verkehrstechnisch optimal auf alle Verkehrszellen aufteilen. Besonders wichtig ist hierbei der Aufbau von Ladepunkten im Bereich des Sanierungsgebietes und des Industriegebietes Süd.

10.12.7 Szenario 2025 AuslastHoch

Eingangsparameter				
Anteil BEV/PKW	Ø Verbrauch	Auslastung	Anteil öffentliches Laden	Leistung der Ladepunkte
2,85 %	17,9 kWh / 100 km	30,0 %	15,1 %	22 kW
Ausgabeparameter:				
Anzahl Elektrofahrzeuge :	Verkehrsleistung Elektrofahrzeuge :	Tägliche Verkehrsleistung pro Fahrzeug:	Ø täglicher Ladebedarf:	Ø täglicher Ladebedarf
215	4560 km	21,21 km	816 kWh	123 kWh
Ladepunktzuordnung/Priorisierungsliste:				
Verkehrszelle	Zugeordnete Ladepunkte	Platzierungsposition		
Sanierungsgebiet				
Industriegebiet Süd				
West				
Innenstadtring				
Nord				
Ost				
Nord Ost				
Nord West				
Süd				
West-August-Bebel				

Ihletal
Hintergrund/Ergebnisinterpretation:
<p>Dieses Szenario stellt eine Modifikation des Szenarios „2025 Trend“ dar, da sämtliche Eingangsparameter mit Ausnahme der Auslastung identisch hierzu angenommen werden. Es wird davon ausgegangen, dass die öffentliche Ladeinfrastruktur intensiver genutzt wird, der Anteil der öffentlichen Ladevorgänge zur Gesamtzahl der Ladevorgänge jedoch gleichbleibt. Entsprechend resultiert hieraus eine dem (Ladeinfrastruktur-)anbieternutzen vergleichsweise vorteilhafte und dem Konsumentennutzen (Wartezeiten) nachteilhafte Zuordnung der öffentlichen Ladeinfrastruktur.</p> <p>Im Jahr 2025 werden 215 Elektrofahrzeuge mit einer Quelle-Ziel-Beziehung zur Stadt Burg erwartet, welche täglich eine Gesamtstrecke von 4.560 km zurücklegen. Von der öffentlichen Ladeinfrastruktur entnehmen die Elektrofahrzeuge durchschnittlich 123 kWh am Tag.</p> <p>Es besteht kein Bedarf von weiteren Ladepunkten.</p>

10.12.8 Szenario 2030 AuslastHoch

Eingangsparameter				
Anteil BEV/PKW	Ø Verbrauch	Auslastung	Anteil öffentliches Laden	Leistung der Ladepunkte
20,37 %	17,9 kWh / 100 km	30,0 %	15,1 %	22 kW
Ausgabeparameter:				
Anzahl Elektrofahrzeuge :	Verkehrsleistung Elektrofahrzeuge :	Tägliche Verkehrsleistung pro Fahrzeug:	Ø täglicher Ladebedarf:	Ø täglicher Ladebedarf
<u>1377</u>	28188 km	20,47 km	5046 kWh	762 kWh
Ladepunktzuordnung/Priorisierungsliste:				
Verkehrszelle	Zugeordnete Ladepunkte	Platzierungsposition		

Sanierungsgebiet	1	(1), (6)
Industriegebiet Süd	1	(2), (8)
West	1	(3)
Innenstadtring	1	(4)
Nord	1	(5)
Ost	1	(7)
Nord Ost	1	
Nord West		
Süd		
West-August-Bebel		
Ihletal		

Hintergrund/Ergebnisinterpretation:

Dieses Szenario stellt eine Modifikation des Szenarios „2030 Trend“ dar, da sämtliche Eingangsparameter mit Ausnahme der Auslastung identisch hierzu angenommen werden. Es wird davon ausgegangen, dass die öffentliche Ladeinfrastruktur intensiver genutzt wird, der Anteil der öffentlichen Ladevorgänge zur Gesamtzahl der Ladevorgänge jedoch gleichbleibt. Entsprechend resultiert hieraus eine dem (Ladeinfrastruktur-)anbieternutzen vergleichsweise vorteilhafte und dem Konsumentennutzen (Wartezeiten) nachteilhafte Zuordnung der öffentlichen Ladeinfrastruktur.

Im Jahr 2030 werden 1.377 Elektrofahrzeuge mit einer Quelle-Ziel-Beziehung zur Stadt Burg erwartet, welche täglich eine Gesamtstrecke von 28.188 km zurücklegen. Von der öffentlichen Ladeinfrastruktur entnehmen die Elektrofahrzeuge durchschnittlich 762 kWh am Tag.

Durch die erhöhte Auslastung sinkt der Bedarf an öffentlicher Ladeinfrastruktur auf acht weitere Ladepunkte, welche sich auf sieben der elf Verkehrszellen aufteilen.

10.12.9 Szenario 2025 Öffentlich Laden

Eingangsparameter				
Anteil BEV/PKW	Ø Verbrauch	Auslastung	Anteil öffentliches Laden	Leistung der Ladepunkte
2,85 %	17,9 kWh / 100 km	15,0 %	40 %	22 kW
Ausgabeparameter:				
Anzahl Elektrofahrzeuge :	Verkehrsleistung Elektrofahrzeuge :	Tägliche Verkehrsleistung pro Fahrzeug:	Ø täglicher Ladebedarf:	Ø täglicher öffentlicher Ladebedarf
215	4560 km	21,21 km	816 kWh	327 kWh
Ladepunktzuordnung/Priorisierungsliste:				
Verkehrszelle	Zugeordnete Ladepunkte	Platzierungsposition		
Sanierungsgebiet	1	(1)		
Industriegebiet Süd	1	(2)		
West	1	(3)		
Innenstadtring	1	(4)		
Nord	1	(5)		
Ost	1	(6)		
Nord Ost	1	(7)		
Nord West				
Süd				
West-August-Bebel				
Ihletal				
Hintergrund/Ergebnisinterpretation:				
Dieses Szenario stellt eine Modifikation des Szenarios „2025 Trend“ dar, da sämtliche Eingangsparameter mit Ausnahme des Anteils öffentlichen Ladens identisch hierzu angenommen werden. Es wird davon ausgegangen, dass die öffentliche Ladeinfrastruktur				

häufiger, bei einer gleichbleibenden durchschnittlichen Auslastung, genutzt wird. Diese Annahme bezieht sich auf das Anwenderverhalten und führt zu einem deutlich höheren Bedarf von öffentlicher Ladeinfrastruktur, wenn der Anwendernutzen hierbei konstant bleibt. Dieses Szenario trifft ein, wenn private bzw. halböffentliche Lademöglichkeiten in unzureichender Kapazität eingerichtet werden und ein auslastungsbedingter Disnutzen an den Ladesäulen vermieden werden soll.

Im Jahr 2025 werden 215 Elektrofahrzeuge mit einer Quelle-Ziel-Beziehung zur Stadt Burg erwartet, welche täglich eine Gesamtstrecke von 4.560 km zurücklegen. Von der öffentlichen Ladeinfrastruktur entnehmen die Elektrofahrzeuge durchschnittlich 327 kWh am Tag.

Es besteht der Bedarf von sieben weiteren Ladepunkten in sieben Verkehrszellen zum Jahr 2025.

10.12.10 Szenario 2030 Öffentlich Laden

Eingangsparameter				
Anteil BEV/PKW	Ø Verbrauch	Auslastung	Anteil öffentliches Laden	Leistung der Ladepunkte
20,37 %	17,9 kWh / 100 km	15,0 %	40 %	22 kW
Ausgabeparameter:				
Anzahl Elektrofahrzeuge :	Verkehrsleistung Elektrofahrzeuge :	Tägliche Verkehrsleistung pro Fahrzeug:	Ø täglicher Ladebedarf:	Ø täglicher öffentlicher Ladebedarf
<u>1377</u>	28188 km	20,47 km	5046 kWh	2018 kWh
Ladepunktzuordnung/Priorisierungsliste:				
Verkehrszelle	Zugeordnete Ladepunkte	Platzierungsposition		

Sanierungsgebiet	9	(1), (2), (4), (6), (10), (15), (22), (31), (42)
Industriegebiet Süd	8	(3), (5), (8), (12), (18), (25), (34), (45)
West	6	(7), (11), (17), (24), (33), (44)
Innenstadtring	5	(13), (19), (26), (35), (46),
Nord	4	(16), (23), (32), (43)
Ost	4	(21), (29), (39), (50)
Nord Ost	3	(28), (37), (48)
Nord West	3	(30), (40), (51)
Süd	6	(9), (14), (20), (27), (36), (47)
West-August-Bebel	1	(41)
Ihletal	2	(38), (49)

Hintergrund/Ergebnisinterpretation:

Dieses Szenario stellt eine Modifikation des Szenarios „2030 Trend“ dar, da sämtliche Eingangsparameter mit Ausnahme des Anteils öffentlichen Ladens identisch hierzu angenommen werden. Es wird davon ausgegangen, dass die öffentliche Ladeinfrastruktur häufiger, bei einer gleichbleibenden durchschnittlichen Auslastung, genutzt wird. Diese Annahme bezieht sich auf das Anwenderverhalten und führt zu einem deutlich höheren Bedarf von öffentlicher Ladeinfrastruktur, wenn der Anwendernutzen hierbei konstant bleibt. Dieses Szenario trifft ein, wenn private bzw. halböffentliche Lademöglichkeiten in unzureichender Kapazität eingerichtet werden und ein auslastungsbedingter Disnutzen an den Ladesäulen vermieden werden soll.

Im Jahr 2030 werden 1.377 Elektrofahrzeuge mit einer Quelle-Ziel-Beziehung zur Stadt Burg erwartet, welche täglich eine Gesamtstrecke von 28.188 km zurücklegen. Von der öffentlichen Ladeinfrastruktur entnehmen die Elektrofahrzeuge durchschnittlich 2018 kWh am Tag.

Durch das hohe Aufkommen von Elektrofahrzeugen und die unzureichende Kapazität von Ladeinfrastruktur im privaten und halböffentlichen Bereich besteht ein Bedarf von 49 Ladepunkten in allen Verkehrszellen.

10.12.11 Szenario 2025 DC

Eingangsparameter				
Anteil BEV/PKW	Ø Verbrauch	Auslastung	Anteil öffentliches Laden	Leistung der Ladepunkte
2,85 %	17,9 kWh / 100 km	15,0 %	15,1 %	150 kW
Ausgabeparameter:				
Anzahl Elektrofahrzeuge	Verkehrsleistung Elektrofahrzeuge	Tägliche Verkehrsleistung pro Fahrzeug:	Ø täglicher Ladebedarf:	Ø täglicher Ladebedarf
:	:	:	:	:
215	4560 km	21,21 km	816 kWh	123 kWh
Ladepunktzuordnung/Priorisierungsliste:				
Verkehrszelle	Zugeordnete Ladepunkte	Platzierungsposition		
Sanierungsgebiet	1	(1)		
Industriegebiet Süd				
West				
Innenstadtring				
Nord				
Ost				
Nord Ost				
Nord West				
Süd				
West-August-Bebel				
Ihletal				
Hintergrund/Ergebnisinterpretation:				
Dieses Szenario stellt eine Modifikation des Szenarios „2025 Trend“ dar, da sämtliche Eingangsparameter mit identisch angenommen werden, jedoch anstatt einer Installation von Normalladepunkte (22kW) die Installation von Schnellladepunkten (150kW) erfolgt.				

Im Jahr 2025 werden 215 Elektrofahrzeuge mit einer Quelle-Ziel-Beziehung zur Stadt Burg erwartet, welche täglich eine Gesamtstrecke von 4.560 km zurücklegen. Von der öffentlichen Ladeinfrastruktur entnehmen die Elektrofahrzeuge durchschnittlich 123 kWh am Tag.

Es besteht der Bedarf von einem weiteren Ladepunkt im Sanierungsgebiet.

10.12.12 Szenario 2030 DC

Eingangsparameter				
Anteil BEV/PKW	Ø Verbrauch	Auslastung	Anteil öffentliches Laden	Leistung der Ladepunkte
20,37 %	17,9 kWh / 100 km	15,0 %	15,1 %	150 kW
Ausgabeparameter:				
Anzahl Elektrofahrzeuge :	Verkehrsleistung Elektrofahrzeuge :	Tägliche Verkehrsleistung pro Fahrzeug:	Ø täglicher Ladebedarf:	Ø täglicher Ladebedarf
<u>1377</u>	28188 km	20,47 km	5046 kWh	762 kWh
Ladepunktzuordnung/Priorisierungsliste:				
Verkehrszelle	Zugeordnete Ladepunkte	Platzierungsposition		
Sanierungsgebiet	1	(1)		
Industriegebiet Süd	1	(2)		
West	1	(3)		
Innenstadtring				
Nord				
Ost				
Nord Ost				
Nord West				
Süd				
West-August-Bebel				
Ihletal				
Hintergrund/Ergebnisinterpretation:				

Dieses Szenario stellt eine Modifikation des Szenarios „2030 Trend“ dar, da sämtliche Eingangsparameter mit identisch angenommen werden, jedoch anstatt einer Installation von Normalladepunkten (22kW) die Installation von Schnellladepunkten (150kW) erfolgt.

Im Jahr 2030 werden 1.377 Elektrofahrzeuge mit einer Quelle-Ziel-Beziehung zur Stadt Burg erwartet, welche täglich eine Gesamtstrecke von 28.188 km zurücklegen. Von der öffentlichen Ladeinfrastruktur entnehmen die Elektrofahrzeuge durchschnittlich 762 kWh am Tag.

Durch die deutlich höhere Abgabeleistung sinkt der Bedarf an Ladepunkten auf drei, welche sich auf die Gebiete Sanierungsgebiet, Industriegebiet Süd und West verteilen.

10.12.13 Szenario 2025 Trend EP

Eingangsparameter				
Anteil BEV/PKW	Ø Verbrauch	Auslastung	Anteil öffentliches Laden	Leistung der Ladepunkte
2,85 %	17,9 kWh / 100 km	15,0 %	15,1 %	22 kW
Ausgabeparameter:				
Anzahl Elektrofahrzeuge :	Verkehrsleistung Elektrofahrzeuge :	Tägliche Verkehrsleistung pro Fahrzeug:	Ø täglicher Ladebedarf:	Ø täglicher Ladebedarf
<u>215</u>	4560 km	21,21 km	816 kWh	123 kWh
Ladepunktzuordnung/Priorisierungsliste:				
Verkehrszelle	Zugeordnete Ladepunkte	Platzierungsposition		
Sanierungsgebiet				
Industriegebiet Süd				

West
Innenstadtring
Nord
Ost
Nord Ost
Nord West
Süd
West-August-Bebel
Ihletal
Hintergrund/Ergebnisinterpretation:

10.12.14 Szenario 2030 Trend EP

Eingangsparameter				
Anteil BEV/PKW	Ø Verbrauch	Auslastung	Anteil öffentliches Laden	Leistung der Ladepunkte
20,37 %	17,9 kWh / 100 km	15,0 %	15,1 %	22 kW
Ausgabeparameter:				
Anzahl Elektrofahrzeuge :	Verkehrsleistung Elektrofahrzeuge :	Tägliche Verkehrsleistung pro Fahrzeug:	Ø täglicher Ladebedarf:	Ø täglicher Ladebedarf
1377	28188 km	20,47 km	5046 kWh	762 kWh
Ladepunktzuordnung/Priorisierungsliste:				
Verkehrszelle	Zugeordnete Ladepunkte	Platzierungsposition		
Sanierungsgebiet				
Industriegebiet Süd	3	(1),(3),(7)		
West	2	(2),(5)		
Innenstadtring				
Nord	1	(4)		

Anhang

Ost	1	(6)
Nord Ost	1	(8)
Nord West	1	(9)
Süd	1	(10)
West-August-Bebel		
Ihletal		
Hintergrund/Ergebnisinterpretation:		

PUBLISHED MAFO BOOKS

- [1] A. Orths: Multikriterielle, optimale Planung von Verteilungsnetzen im liberalisierten Energiemarkt unter Verwendung von Spieltheoretischen Verfahren. ISBN: 3-929757-57-5, 2003
- [2] M. Purmann: Optimierung des Betriebsverhaltens von PEM-Brennstoffzellen unter Berücksichtigung von elektrischem und Gesamtwirkungsgrad bei unterschiedlichen Lastanforderungen und Betriebsparametern. ISBN: 3-929757-63-X, 2003
- [3] M. Al-Hamid: Extraktion von höheren Moden TEM-Wellenleitern. ISBN: 3 929757-64-8, 2004
- [4] H. Haase, J. Nitsch, T. Steinmetz: Transmission-Line Super Theory – A new Approach to an Effective Calculation of Electromagnetic Interference. ISBN: 3 929757-67-2, 2004
- [5] A. Bachry: Power Quality Studies in Distribution Systems Involving Spectral Decomposition. ISBN: 3-929757-68-0, 2004
- [6] Z. Styczynski (Editor): Power Network and Renewables – A Scientific Report- (5 Years Research). ISBN: 3-929757-69-9, 2004
- [7] E. Blume: Numerische Analyse der Kopplung linearer Antennen innerhalb eines Resonators. ISBN: 3-929757-71-1, 2004
- [8] E. Handschin, Z. Styczynski (Editors): Power System Application of the Modern Battery Storage. ISBN: 3-929757-75-3, 2004
- [9] H. Haase: Full-Wave Field Interactions of Nonuniform Transmission Lines. ISBN: 3-929757-78-8, 2005
- [10] D. Nitsch: Die Wirkung eingekoppelter ultrabreitbandiger elektromagnetischer Impuls auf komplexe elektronische System. ISBN: 3-929757-79-6, 2005
- [11] B. Hadzi-Kostova: Protection Concepts in Distribution Networks with Decentralised Energy Resources. ISBN: 3-929757-84-2, 2005
- [12] T. Steinmetz: Ungleichförmige und zufällig geführte Mehrfachleitungen in komplexen, technischen Systemen. ISBN: 3-929757-98-2, 2006
- [13] Z. Styczynski, J. Haubrock (Editors): Influence of Distributed and Renewable Generation on Power System Security. ISBN: 3-929757-99-0, 2006
- [14] G. Heideck: Ein autonomes Brennstoffzellensystem: Optimierungsansätze. ISBN: 3-929757-94-X, 2006
- [15] Z. Styczynski, H. D. Musikowski (Editors): Dresdener Kreis Elektroenergieversorgung 7. ISBN: 3-929757-85-0, 2006

- [16] F. Gronwald: Antenna Theory in Resonating Systems derived from Fundamental Electromagnetism. ISBN: 3-929757-93-1, 2006
- [17] G. Krauthäuser: Grundlagen und Anwendungen von Modenverwirbelungs-kammern.
ISBN: 978-3-929757-43-9, 2007
- [18] C. Dzienis: Ersatzmodelle nichtlinearer Lasten in elektrischen Verteilungs-netzen.
ISBN: 978-3-929757-07-1, 2007
- [19] Z. Styczynski, J. Haubrock (Editors): Renewable and Dispersed Power Generation in Power Systems. ISBN: 978-3-929757-44-6, 2008
- [20] J. Haubrock: Parametrierung elektrischer Äquivalentschaltbilder von PEM Brennstoffzellen. ISBN: 978-3-940961-02-0, 2008
- [21] N. Angelov: Rechnergestütztes Lernen im Bereich der Regenerativen Energien (Ausgewählte Aspekte). ISBN: 978-3-940961-03-7, 2008
- [22] P. Komarnicki: Anwendung hochgenauer, synchroner Messungen zur Verbesserung des Betriebs von Verteilungsnetzen. ISBN 978-3-940961-04-4, 2008
- [23] C. Roggatz: Trainingssimulator für die Führung von elektrischen Systemen mit dezentralen Energieeinspeisungen - Trainingsszenarien und Umsetzung. ISBN: 978-3-940961-05-1, 2008
- [24] K. Rudion: Aggregated Modelling of Wind Farms. ISBN: 978-3-940961-14-3, 2008
- [25] M. R. Ganjavi: Protection System Coordination Using Expert System.
ISBN: 978-3-940961-15-0, 2008
- [26] S. Bofinger: Energieversorgungsnetze mit einem hohen Anteil an photovoltaischer Solarenergie: Standortbestimmung, Solarstromprognose, Netzintegration.
ISBN: 978-3-940961-25-9, 2008
- [27] Z. Styczynski, P. Komarnicki (Editorial Board): Distributed and Renewable Power Generation. ISBN: 978-3-940961-26-6, 2008
- [28] S. Kochetov: Time- and frequency-domain modeling of passive interconnection structures in field and circuit analysis. ISBN: 978-3-940961-27-3, 2008
- [29] M. Magdowski: Entwicklung und Validierung eines Werkzeugs zur Berechnung der elektromagnetischen Einkopplung von stochastischen Feldern in Leitungs-strukturen.
ISBN: 978-940961-28-0, 2008
- [30] F. Sonnemann: Elektromagnetische Effekte an elektrischen Zündmitteln (EED) mit angeschlossener Zündkreiselektronik (ZKE) bei impulsförmiger, breit-bandiger Bestrahlung. ISBN: 978-3-940961-32-7, 2009

- [31] T. Smieja: Multikriterielle Planung interregionaler Elektrizitätsnetze im liberalisierten Energiemarkt. ISBN: 978-3-940961-35-8, 2009
- [32] C. O. Heyde: Dynamic Voltage Security Assessment for On-Line Control Room Application. ISBN: 978-3-940961-40-2, 2010
- [33] Z. A. Styczynski, N. I. Voropai (Editors): Renewable Energy Systems Fundamentals, Technologies, Techniques and Economics. ISBN: 978-3-940961-42-6, 2010
- [34] Z. A. Styczynski, N. I. Voropai (Editors): Renewable Energy Systems Fundamentals, Technologies, Techniques and Economics. ISBN: 978-3-940961-44-0, (Russian Version), 2010
- [35] Z. A. Styczynski, A. Lindemann (Editors): Integration of Renewable Energies into the Grid/ Proc. of the Power&Energy Student Summit 2010. ISBN: 978-3-940961-47-1, 2010
- [36] Z. A. Styczynski, H.-D. Musikowski (Editors): Dresdener Kreis Elektroenergieversorgung 11, ISBN: 978-3-940961-51-8, 2010
- [37] M. A. Gurbel: Definition and Testing of a Digital Interface of a Power Substation. ISBN: 978-3-940961-54-9, 2011
- [38] P. Lombardi: Multi criteria optimization of an autonomous virtual power plant. ISBN:978-3-940961-55-6, 2011
- [39] M. Powalko: Beobachtbarkeit eines elektrischen Verteilungsnetzes. Ein Beitrag zum Smart Grid. ISBN:978-3-940961-62-4, 2011
- [40] Z. A. Styczynski, K. Rudion, C. Nguyen-Mau (Editorial Board): Power System Dynamic Security Assessment. ISBN: 978-3-940961-61-7, 2011
- [41] M. Käbisch: Optimale Dimensionierung und Betriebsführung einer brennstoffzellenbasierten Auxiliary Power Unit im Fahrzeug. ISBN 978-3-940961-67-9, 2011
- [42] Z. A. Styczynski, N. I. Voropai (Editors): Special issue Grant 220 Russian Federation "Smart Grid for Efficient Energy Power System for the Future", Proceedings Volume I. ISBN: 978-3-940961-74-7, 2012
- [43] Z. A. Styczynski, P. Komarnicki, A. Naumann (Editors): Abschlussbericht Harz.ErneuerbareEnergien-mobility. ISBN: 978-3-940961-71-6, 2012
- [44] M. Heuer: Diagnosetool für stationär betriebene PEM-Brennstoffzellensysteme. ISBN: 978-3-940961-77-8, 2012
- [45] M. Stötzer: Demand Side Integration in elektrischen Verteilnetzen – Potenzialanalyse und Bewertung. ISBN: 978-3-940961-78-5 ,2012

- [46] M. Magdowski: Vergleich der Einkopplung deterministischer und statistischer elektromagnetischer Felder in Leitungen. ISBN 978-3-940961-75-4, 2012
- [47] A. Naumann: Leitwarte im Smart Grid. ISBN 978-3-940961-81-5, 2012
- [48] K. Rudion: Offshore Power System Planning-Selected Aspects. ISBN 978-3-940961-82-2, 2012
- [49] C. Nguyen Mau: Electric Power System Stability Enhancement by Voltage Source Converter based High Voltage Direct Current Technology. ISBN 978-3-940961-84-6, 2012
- [50] H. Guo: Measurement-based-Load Modeling for Smart Grid Planning. ISBN 978-3-940961-86-0, 2012
- [51] Z. A. Styczynski, N. Voropai, V. Stepanov, P. Lombardi (Editors): The power grid of the future. Proceedings No. 2 in the scope of Mega Grant Baikal. ISBN 978-3-940961-95-2, 2013
- [52] Z. A. Styczynski, N. Voropai, V. Stepanov, P. Lombardi (Editors): The power grid of the future. Proceedings No. 3 in the scope of Mega Grant Baikal. ISBN: 978-3-940961-98-3, 2013
- [53] Christoph Wenge: Optimaler Betrieb von mobilen Speichern im Smart Grid - Mobilitätsleitwarte-. Diss., Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, ISBN: 978-3-944722-01-6, 2014
- [54] Christian Röhrig: Smart Distribution Planung unter Berücksichtigung von residualen Lasten. Diss., Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, ISBN: 978-3-944722-06-1, 2014
- [55] Felix Middelstädt: Research of SEM Poles of Complex Wire Structures. ISBN: 978-3-944722-07-8, 2014
- [56] Zbigniew A. Styczynski (Editor): Power Network and Renewables - A Scientific Report- 15 Years Research. ISBN: 978-3-944722-08-5, 2014
- [57] N.N. Solonina, V.S. Stepanov, K.V. Suslov: Information technology in intelligent power networks. Monograph. ISBN: 978-3-944722-13-9, 2014
- [58] Rainer Krebs: Fundamentals of Power System Protection. ISBN: 978-3-944722-15-3, 2014
- [59] Natalia Moskalenko: Optimal Dynamic Energy Management System in Smart Homes. Diss., Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, ISBN: 978-3-944722-16-0, 2014
- [60] Ines Hauer: Optimale Last- und Erzeugungsanpassung bei kritischen Netzzuständen - Algorithmen und deren Bewertung-. Diss., Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, ISBN: 978-3-944722-18-4, 2014

- [61] Marc Richter: Dresdner Kreis Elektroenergieversorgung 15. Begleitband zum Workshop 2014. ISBN: 978-3-944722-21-4, 2014
- [62] Z. A. Styczynski, A. Richter, P. Kühne (Editors): Second ELECON Workshop. Begleitband zum Workshop 2014. ISBN: 978-3-944722-23-8, 2014
- [63] Paul Bernstein: Modellgestützte optimale Betriebsführung von PEM- Brennstoffzellen für autonome Anlagen. Diss., Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, ISBN: 978-3-944722-24-5, 2015
- [64] Steffen Rabe: Betrieb einer Zweipunkt-Offshore-HGÜ-Verbindung Modelluntersuchungen. Diss., Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, ISBN: 978-3-944722-31-3, 2015
- [65] Bartlomiej Arendarski: Reliability Assessment of Smart Grids. Diss., Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, ISBN: 978-3-944722-32-0, 2015
- [66] Xiaofeng Pan: Numerisches EMV-Simulationsverfahren zur Berechnung der Störaussendung elektrischer Antriebssysteme in Hybridfahrzeugen. Diss., Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, ISBN: 978-3-944722-34-4, 2016
- [67] Marc Richter: PMU-basierte Zustandsabschätzung in Smart Distribution. Diss., Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, ISBN: 978-3-944722-43-6, 2016
- [68] Illia Bielchev: Adaptiver Distanzschutz im Standard IEC 61850. Diss., Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, ISBN: 978-3-944722-45-0, 2016
- [69] Ahmed F. H. Hassan: Modeling of Single and Double-Shielded Cables for EMC Applications. Diss., Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, ISBN: 978-944722-41-2, 2016
- [70] Xudan Liu: Control of Voltage Source Converter Based High Voltage Direct Current Transmission Systems for Grid Code Compliance. Diss., Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, ISBN: 978-3-944722-46-7, 2016
- [71] Markus Kaiser: Fusion of Interventional Ultrasound & X-ray. Diss., Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, ISBN: 978-3-944722-51-1, 2016
- [72] Folkhart Grieger: Ein Beitrag zur Bestimmung der Zuverlässigkeit von Leistungshalbleiterbauelementen unter Berücksichtigung der Anwendung. Diss., Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, ISBN: 978-3-944722-52-8, 2016
- [73] Mengfei Li: Toward a Robust Electromagnetic Tracking System for Use in Medical Applications. Diss., Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, ISBN: 978-3-944722-66-5, 2018
- [74] C. Klabunde, J. Dancker, N. Gast, T. Schröter, F. Schulz, J. Rossberg, A. Richter: Statusbericht der Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg zum Verbundprojekt: Intelligentes Multi-Energie-System (SmartMES), ISBN: 987-3-944722-69-6, 2018

- [75] Tamara Schröter: 19. Dresdner Kreis Elektroenergieversorgung, Begleitband zum Workshop 2018 in Magdeburg, ISBN: 978-3-944722-79-5
- [76] C. Klabunde, J. Dancker, N. Gast, T. Schröter, F. Schulz, J. Rossberg: Intelligentes Multi-Energie-System (SmartMES). Statusbericht der Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg zum Verbundprojekt; 2. Statusseminar 04. April 2019 in Magdeburg, ISBN: 987-3-944722-80-1, 2019
- [77] S. Helm, J. Dancker, M. Fritsch, T. Schröter: Power and Energy Student Summit 2019, 09.-11. Juli 2019, Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, ISBN: 978-3-944722-84-9, 2019
- [78] I. Chychykina: Comparison of Different Redispatch Optimization Strategies. Diss., Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, ISBN: 978-3-944722-89-4, 2019
- [79] St. Balischewski: Multifunktionaler Einsatz von Batteriespeichern in elektrischen Verteilnetzen - Optimale Auslegung und Betrieb. Diss., Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, ISBN: 978-3-944722-92-4, 2020,
- [80] J. Petzold: Analytische Beschreibung der Kopplung elektromagnetischer Felder durch Aperturen in Resonatoren. Diss., Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, ISBN: 978-3-944722-91-7, 2020
- [81] L. Middelstädt: Transiente Effekte in leistungselektronischen Schaltungen mit schnellschaltenden Leistungshalbleitern unter besonderer Berücksichtigung der elektromagnetischen Verträglichkeit. Diss., Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, ISBN: 978-3-944722-95-5, 2020
- [82] Y. Liu: Contribution to improve the EMI performance of electrical drive systems in vehicles with special consideration of power semiconductor modules. Diss., Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, ISBN: 978-3-948749-01-9, 2021
- [83] A. Gerlach: Regelung von direktangetriebenen elektrischen Maschinen für Verbrennungsmotoren. Diss., Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, ISBN: 978-3-948749-03-3, 2021
- [84] Y. Zhang: Analysis and Control of Resonances in HVDC Connected DFIG-Based Offshore Wind Farms. Diss., Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, ISBN: 978-3-948749-05-7, 2021
- [85] E. Pannicke: Empfangsspulen für bildgeführte Eingriffe mittels Magnetresonanztomographie. Diss., Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, ISBN: 978-3-948749-12-5, 2021
- [86] J. Kasper: Analysis of the Stochastic Electromagnetic Field Coupling to Single and Multiconductor Transmission Line Structures. Diss., Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, ISBN: 978-3-948749-13-2, 2021