

SCHLUSSBERICHT LADEINFRASTRUKTUR 2.0

des Fraunhofer Instituts für Energiewirtschaft
und Energiesystemtechnik (IEE)

Bewilligungszeitraum 01.12.2018 bis 30.11.2023

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) unter dem Förderkennzeichen 0350048A gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Ladeinfrastruktur 2.0 - Schlussbericht

Optimierung des koordinierten Ausbaus und Betriebs der Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge und der Verteilungsnetze

Teilvorhaben: Analyse zur optimierten Koordinierung des Ausbaus und Betriebs der Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge und der Verteilnetze

Christian Bendfeld, Dr. Anton Bergmann, Dr. Ron Brandl, Prof. Dr. Martin Braun, Tatjana Dabrowski, Alexander Dreher, Felix Frischmuth, Dr. Philip Gauglitz, Dr. Norbert Henze, Dr. Lars-Peter Lauen, Dr. Zheng Liu, Hendrik Maschke, Juan Montoya, Dr. Jan Ringelstein, Dr. Alexander Scheidler, Victor Schmitz, Fabian Schnabel, Andrea Schön, Jonas Steffen, Jan Ulfers, Michael von Bonin

Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik
in Kassel

Förderkennzeichen: 350048A

Datum: 12.07.2024

Projektpartner: Fraunhofer IEE; Universität Kassel Fachgebiete e²n und INES; Volkswagen AG; Vitesco Technologies Group AG; Netze BW GmbH; Thüga AG; Stromnetz Hamburg GmbH; SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG

Inhalt

I .	Kurzdarstellung der Aufgabenstellung	4
I.1	Aufgabenstellung.....	4
I.2	Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde	5
I.3	Planung und Ablauf des Vorhabens	7
I.4	Wissenschaftlicher und technischer Stand	9
I.5	Zusammenarbeit mit anderen Stellen	9
I.6	Referenzen.....	10
II .	Eingehende Darstellung der Ergebnisse	11
II.1	Ergebnisse im Einzelnen	11
II.1.1	Ergebnisse für das Themenfeld Szenarien	11
II.1.2	Ergebnisse für das Themenfeld Netzbetriebsführung.....	30
II.1.3	Ergebnisse für das Themenfeld Netzberechnung	54
II.1.4	Ergebnisse für das Themenfeld Ladesystem	72
II.1.5	Ergebnisse für das Themenfeld Normung und Öffentlichkeitsarbeit.....	89
II.2	wichtigste Positionen des zahlenmäßigen Nachweises.....	95
II.3	Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit	95
II.4	Nutzen und Verwertbarkeit der Ergebnisse	95
II.5	Fortschritt an anderer Stelle	96
II.6	Veröffentlichungen	98

I . Kurzdarstellung der Aufgabenstellung

I.1 Aufgabenstellung

[Kapitelautor*innen: Dr. Lars-Peter Lauven, Dr. Philip Gauglitz]

Die Aufgabenstellung des Forschungsvorhabens „Ladeinfrastruktur 2.0 – Optimierung des koordinierten Ausbaus und Betriebs der Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge und der Verteilungsnetze“ war es, die Ladeinfrastruktur von Elektrofahrzeugen energie- und netzwirtschaftlich zu optimieren. Um dieses Ziel zu erreichen, wurde eine integrierte Analyse der gesamten Wertschöpfungskette im Bereich der Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge vorgenommen. Ziel war es, die verschiedenen Stakeholder in die Lage zu versetzen, eine aufeinander abgestimmte gesamtwirtschaftlich betrachtet beste Lösung anzubieten, welche die Bedarfe/Interessen der Fahrzeugnutzer, Fahrzeug- und Ladeinfrastrukturhersteller sowie Netzbetreiber und Energieversorger optimiert bedient.



Abbildung 1: zentrale Fragestellungen des Projekts „Ladeinfrastruktur 2.0“

Die ganzheitliche Analyse sollte dabei die verschiedenen Wechselwirkungen rund um den Ladeprozess von Elektrofahrzeugen bewerten, um entsprechende Produkt-, Planungs-, Betriebs- und Tarifverbesserungen sowie Verbesserung der technischen und regulatorischen Regelwerke bei allen Akteuren zu ermöglichen. Das Projekt hat unterschiedlicher Aspekte der zukünftigen Ladeinfrastruktur beleuchtet, die zum Teil aufeinander aufbauen (siehe Abbildung 1). Der vorliegende Abschlussbericht soll nun sowohl im Einzelnen auf die erzielten Forschungsergebnisse eingehen als auch allgemeine Kernaussagen begründen.

Zur Abschätzung des zukünftigen E-Kfz-Bestands und dessen Ladebedarfs wurden räumlich- und zeitliche hochaufgelöste Szenarien erstellt. Um darauf aufbauend die Auswirkungen auf Netze und Netzausbau zu analysieren wurde beispielsweise untersucht, inwiefern Netzausbau zur Spitzenlastabdeckung durch den Einsatz intelligenter Ladestrategien und -technik sowie intelligenter Anreizsysteme sinnvoll reduziert werden kann. Auch die Flexibilitäten aus der Betriebsführung und die Anforderungen an die Batterietechnik waren Schwerpunkte entsprechender Arbeitspakete. Die zu entwickelnden Planungswerkzeuge, Ladestrategien und Ladelösungen sollen dabei helfen, den E-Mobilitätshochlauf kostenminimal zu unterstützen und auch für einen sprunghaften Anstieg der E-Mobilität anwendbar sein.

Im Projekt wurden somit zum einen neue Methoden zur Abbildung und zum Verständnis der zukünftigen Ladeinfrastruktur entwickelt, und zum anderen konkrete (Zahlen-) Ergebnisse beispielsweise möglicher zukünftiger Netzauslastungen ermittelt. Die Ergebnisse wurden einerseits durch Modellrechnungen (wie beispielsweise über Sensitivitätsanalysen und Modellvergleiche) und andererseits auch über Feldtests (siehe Forschungsarbeiten der Projektpartner Thüga AG und SH Netz AG) validiert. Mit diesen Modellergebnissen, Befragungsergebnissen und einem neu entwickelten

Lade-Prototypen können die Projektergebnisse zum Verständnis zukünftiger Hürden und deren Überwindung beitragen. Sofern dies gelingen kann, würde damit auch ein Beitrag zu der Umsetzung der Mobilitätswende und damit des Klimaschutzes geleistet.

I.2 Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde

*[Kapitelautor*innen: Dr. Philip Gauglitz, Norbert Henze]*

Gesellschaftlich und politisch weitgehender Konsens ist, dem Klimawandel mit Emissionsreduzierungen zu begegnen und ihn somit abzuschwächen. Die Nutzung von Verbrennungsfahrzeugen im Verkehrsbereich spielt für die Emissionen von Treibhausgasen eine signifikante Rolle, deren Reduktion einen wichtigen Baustein für den Klimaschutz darstellt. Grundsätzlich können verschiedene Aspekte zu einer geminderten Nutzung von Verbrennungsfahrzeugen führen:

- Verstärkte Nutzung vom ÖPNV
- Reduzierung von Wegen, bspw. durch stärkere Verbreitung von Homeoffice
- Verstärkte Nutzung von (Elektro-)Fahrrädern
- Gemeinsame Nutzung von (bspw. automatisierten) Taxen / Kleinbussen
- Nutzung von Elektrofahrzeugen

Der Umstieg auf Elektrofahrzeuge stellt damit nur einen von mehreren möglichen Beiträgen zum Klimaschutz im Mobilitätsbereich dar. Für das Verständnis des Forschungsprojektes ist deswegen von Bedeutung, was Forschungsfokus ist: Es geht darum, abzubilden, wie sich ein Ausbau der Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge gestalten könnte, und welche Folgen dies, beispielsweise für die Netzauslastungen auf Verteilnetzebene, haben kann. Der Fokus der Untersuchungen liegt deswegen klar auf der Elektrofahrzeug-Nutzung, um diesen Aspekt breit und umfassend zu untersuchen, das stellt jedoch keineswegs ein Statement gegen die anderen Bausteine einer Mobilitätswende dar.

Zum Zeitpunkt des Projektstarts (Ende 2018) lässt sich das politische Umfeld hinsichtlich der Elektromobilität durch mehrere Fördermaßnahmen der Bundesregierung und damit verbundene Ziele charakterisieren. Einige dieser Ziele bzw. Fördermaßnahmen waren [Bundestag 19/3342], [Richtlinie Elektrobusse 2018], [6. EFP]:

1. Eine Million Elektrofahrzeuge bis 2020 auf deutschen Straßen. Dieses Ziel sollte durch verschiedene Maßnahmen wie Kaufprämien und den Ausbau der Ladeinfrastruktur erreicht werden. Insbesondere die staatliche Kaufprämie von 6.000 € bis 2021 und die Steuererleichterungen für elektrische Dienstwagen sind hier zu nennen.
2. Ausbau der Ladeinfrastruktur: Die Bundesregierung hatte das Ziel, bis zum Jahr 2020 mindestens 100.000 öffentlich zugängliche Ladepunkte für Elektrofahrzeuge in Deutschland zu schaffen. Ein Drittel davon sollten Schnellladesäulen sein. Damit sollte die damals vorherrschende „Reichweitenangst“ der potenziellen Elektroautokäufer verringert und die Nutzung von Elektrofahrzeugen attraktiver gemacht werden.
3. Förderung der Elektromobilität im öffentlichen Nahverkehr: Finanzielle Anreize für den Kauf und Betrieb von Elektrobussen.
4. Forschung und Entwicklung: Durch Investitionen und Förderprogramme im Rahmen des 6. Energieforschungsprogramms der Bundesregierung sollten innovative Technologien und Lösungen für die Elektromobilität entwickelt werden.

Mittlerweile sind die Ziele deutlich nach oben angepasst worden. Der „Masterplan Ladeinfrastruktur der Bundesregierung“ sieht 1 Million Ladepunkte für 10 Millionen Fahrzeuge bis 2030 vor. Das Ladesäulenregister der Bundesnetzagentur verzeichnet 87.155 Normalladepunkte und 21.111 Schnellladepunkte, die am 1. Oktober 2023 in Betrieb waren [BNetzA E-Mobilität].

Darüber hinaus wurde das Projektumfeld auch von technischen Randbedingungen bestimmt, die bei der Entwicklung des On-Board-Chargers und dessen Anschluss an das Niederspannungsnetz berücksichtigt werden mussten (VDE-AR-N 4105).

Errichtung, Betrieb und Nutzung von Ladestellen findet in Deutschland durch verschiedene Akteure statt, die in unterschiedlichen Rollen auftreten und jeweils eigene Interessen und Geschäftsmodelle haben. Diese Akteure sollten im Projektverlauf (z.B. im Rahmen der Workshops) eingebunden werden. Die wichtigsten Rollen sind:

Ladepunkt-Betreiber (Charge-Point-Operator, CPO)

Der Ladepunkt-Betreiber plant und verantwortet die Ladeinfrastruktur und häufig auch den zugehörigen Stellplatz. Er stellt sicher, dass die für den Ladebetrieb erforderliche Leistung und Energie zur Verfügung steht.

Elektromobilitätsanbieter (Electric Mobility Provider, EMP)

Der EMP ermöglicht den Nutzern von Elektrofahrzeugen den Zugang zu Ladepunkten. Hierfür stellt er Smart-Cards oder elektronische Dienste wie Apps zur Verfügung. Er bietet Ladetarife an und schließt Verträge mit den E-Fahrzeugnutzern ab. Um ihren Kunden ein flächendeckendes Ladenetz zu ermöglichen, vernetzen EMP die Ladeeinrichtungen verschiedener CPO in einem Roaming-Verbund.

Betreiber von Elektrofahrzeugen und Flotten-Manager (Electric Vehicle Operator – EVO fleet manager)

Dieser Betreiber organisiert und managt den Betrieb eines E-Fahrzeugs oder einer E-Fahrzeugflotte. Er verantwortet sowohl die allgemeinen Fahrzeugkosten als auch die Ladekosten der Elektrofahrzeuge. Der Betreiber plant die Ladefahrpläne für die Elektrofahrzeuge und deren Einsatzplanung.

Dienstleister E-Mobility (E-Mobility Service Provider, EMSP)

Der Dienstleister E-Mobility bietet Mehrwertdienste wie die Anmietung von E-Fahrzeugen, die Reservierung von Parkplätzen mit Ladestationen, eine energetisch optimierte Navigation zu Fahrzielen oder die Optimierung von Ladefahrplänen an.

Stromlieferant (Electricity Supplier)

Stromlieferanten beschaffen bei Stromerzeugern oder Energiehändlern (teilweise direkt an Strombörsen) genau die Menge elektrische Energie, die ihre Kunden verbrauchen.

Netzbetreiber (Grid-Operator)

Netzbetreiber planen, bauen und betreiben die Netzinfrastruktur. Sie bereiten elektrische Energie in der richtigen Qualität auf und transportieren den Strom zum Kunden oder dem nachgelagerten Netzbetreiber. Zu unterscheiden sind Übertragungsnetzbetreiber, die für das Höchstspannungsnetz zuständig sind und Verteilnetzbetreiber, die über Hoch-, Mittel-, und Niederspannungsnetze den Strom zu den Kunden transportieren.

Flexibilitätsvermarkter (Aggregator) (Flexibility Operator)

Flexibilitätsvermarkter analysieren die relevanten Energiemärkte (Kurzfrist- bzw. Spotmarkt, Regenergiemarkt, etc.) und vermarkten die Flexibilität steuerbarer Verbraucher und Erzeuger. Außerdem reagieren sie auf netzbedingte Restriktionen (z. B. Hochlastzeitfenster der atypischen Netznutzung) und senken so die Stromkosten ihrer Kunden. Auch Stromlieferanten können diese Dienstleistung in Anspruch nehmen und einen Teil der erzielten Kosteneinsparungen (meist in Form von reduzierten Strompreisen) an ihre Kunden weiterleiten.

Fahrzeughersteller

In der Fahrzeugindustrie spielt die Elektrifizierung des Individualverkehrs mittlerweile eine zentrale Rolle. Der Anteil elektrifizierter Fahrzeuge nimmt seit einigen Jahren rasant zu. Immer mehr Hersteller bieten batterieelektrische Fahrzeuge an. Mit dem Wechsel der Antriebsart verändert sich auch das Zusammenspiel der Marktteilnehmer. Bisher wurden die Fahrzeuge an der Tankstelle aufgetankt und die Systemgrenze war eindeutig definiert. Mit dem Wechsel hin zur elektrischen Energie verlagert sich das „Tanken“ oftmals nach Hause oder an den Arbeitsplatz und die Systemgrenzen beginnen zu verschmelzen.

Für die verstärkte Nutzung von Elektromobilität spielt die Verfügbarkeit von Ladeinfrastruktur eine zentrale Rolle, wie unter anderem die folgenden sozioökonomischen Untersuchungen zeigen:

- siehe das „Meinungsbild der Bevölkerung zur Elektromobilität“ vom Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft [BDEW 2019]
- Untersuchungen zu gesellschaftlichen Profilen von Elektrofahrzeugkäufern und -Nutzern von KUHNMHOF und NOBIS in „Mobilität in Deutschland“ [Kuhnimhof und Nobis 2020] und FRENZEL ET. AL. [Frenzel et al. 2019]
- Eingehendere Analyse der Sozioökonomischen Aspekte im Kontext des Projektfokus siehe [Gauglitz 2023] und insbesondere die Darstellung des Projektpartners Thüga AG, der mit der Durchführung eines Feldtests zu Anwenderakzeptanz hier einen Fokus hat [Baumbusch 2024]

Der Ausbau der Ladeinfrastruktur stellt somit folgerichtig einen Forschungsschwerpunkt dar.

Bezogen auf die Voraussetzungen aus wissenschaftlicher und Entwicklungssicht kann festgestellt werden, dass es in allen behandelten Themenfeldern des vorliegenden Forschungsprojektes umfangreiche wissenschaftliche Vorarbeiten sowohl von den beteiligten Projektpartnern als auch anderen Akteuren gibt. Beispielhaft in Bezug auf die Modellierung von regionalisierten (also räumlich verorteten) Ladestellen sei hier die Metastudie von PAGANY ET. AL. [Pagany et al. 2019] genannt, die mehrere hundert Publikationen zu Ladeinfrastruktur analysiert, deren Publikationen ab etwa 2010 stark in der Anzahl zunahmten. Für eine Darstellung des wissenschaftlichen Standes siehe Kapitel I.4. An dieser Stelle sei damit nur dargestellt, dass die Voraussetzung, unter dem das Vorhaben durchgeführt wurde, also keineswegs in einem Gebiet erfolgt, wo gänzlich neue Konzepte erfunden werden müssten, sondern im Gegenteil die Herausforderung darin besteht, umfangreiche bestehende Forschung zu berücksichtigen, Aspekte zusammenzuführen und einzelne Akteure zusammenzuführen.

Das Forschungsvorhaben ist im Bereich der anwendungsorientierten Forschung zu verorten. Das Forschungsfeld hierzu ist sehr dynamisch, es galt also, den – sich schnell weiterentwickelnden – Stand der Technik zu berücksichtigen und einen Mehrwert aus wissenschaftlicher wie anwendungsorientierter Sicht zu schaffen.

I.3 Planung und Ablauf des Vorhabens

[Kapitelautor*innen: Dr. Philip Gauglitz]

Die Planung und Durchführung des Vorhabens erfolgte in enger Abstimmung mit den Projektpartnern:

- Volkswagen AG
- Stromnetz Hamburg GmbH
- Universität Kassel, beteiligte Fachgebiete:
 - o Energiemanagement und Betrieb elektrischer Netze
 - o Integrierte Energiesysteme*(nach Umstrukturierung einzelner Arbeiten in AP 3 aus dem Projekt)*
- Vitesco Technologies GmbH *(zuvor bis zum 31.12.2019 Continental Automotive GmbH, vom 01.01.2019 bis zum 30.09.2019 CPT Group GmbH, ab dem 01.10.2019 Vitesco Technologies GmbH)*
- Thüga Aktiengesellschaft
- SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG – Stadtwerke München
Projektpartner 2018-2022
- Netze BW GmbH

Das Vorhaben gliedert sich in die folgenden Arbeitspakete:

- Arbeitspaket 1: Projektmanagement
- Arbeitspaket 2: Workshops, Gremienarbeit und Verbreitung der Ergebnisse
- Arbeitspaket 3:
Szenarien des Energie- und Leistungsbedarfs der E-Mobilität im Kontext des Gesamtsystems
- Arbeitspaket 4: Ladesystem
- Arbeitspaket 5: Systembetrieb
- Arbeitspaket 6: Netz- und Ladeinfrastrukturplanung
- Arbeitspaket 7: Gesamtkostenbetrachtung und Roadmap
- Arbeitspaket 8: Demonstration der erarbeiteten Lösungen

Die Arbeitspakete als Ganzes liegen dabei fast durchgehend unter Leitung des Fraunhofer IEE. Sie sind jeweils in Arbeitsschritten unterteilt, für die in der Gesamtvorhabensbeschreibung Arbeitsschritt-Steckbriefe dargestellt waren. Während der Projektlaufzeit wurden Arbeiten im Rahmen dieser Arbeitspakets- und Arbeitsschritte strukturiert. Ganz bewusst wurde dieser Bericht jedoch losgelöst von den Arbeitspaketen alternativ in fünf Themenfeldern (siehe Kapitel II.1.1 bis II.1.5) verfasst, um die Lesbarkeit und die jeweils inhaltlich zusammengehörigen Ergebnisse besser nachvollziehbar darzustellen.

Die verschiedenen Phasen, die die einzelnen Arbeitspakete zum Teil gemeinsam durchlaufen haben, lassen sich zudem in drei Entwicklungspfade zusammenfassen. Zum einen ist die ein Entwicklungspfad zum Thema Netzplanungsstudien, ein weiterer zum Thema Ladesystem und ein dritter Entwicklungspfad zum Thema Netzbetriebsführung.

In ersterem wurden zunächst Szenarien für den Hochlauf der Ladeinfrastruktur einerseits und Methoden für den Netzplanungsprozess andererseits entwickelt. Aufbauend auf den Szenarien und unter Einsatz der Netzplanungsmethoden konnten anschließend Netzplanungsstudien durchgeführt werden. Schließlich wurden die Netzplanungsmethoden in die IT-Landschaft zweier beteiligter Verteilnetzbetreiber integriert und getestet.

Beim Ladesystem kam es nach der initialen Auslegung und Simulation zunächst zur Beschaffung der Komponenten und dann zu deren Integration. Das Ladesystem wurde im Anschluss zuerst im Labor und schließlich im Fahrzeug getestet.

Im dritten Entwicklungspfad wurden Module für die Netzbetriebsführung, insb. eine Netzzustandsschätzung für die Niederspannung, entwickelt und anschließend über die vom Projektpartner Fraunhofer IEE entwickelte Datenintegrationsplattform beeDIP an das Leitsystem eines beteiligten Verteilnetz-betreibers angekoppelt, so dass sie letztendlich im Feldtest eingesetzt werden konnte.

I.4 Wissenschaftlicher und technischer Stand

*[Kapitelautor*innen: Dr. Lars-Peter Lauen, Hendrik Maschke]*

In ganz Europa entstehen derzeit zahlreiche Ladestationen für Elektrofahrzeuge. Bis auf wenige Ausnahmen besitzen diese Ladepunkte keine netzunterstützenden Funktionen und verhalten sich wie herkömmliche Lasten. Insbesondere während der Abendstunden könnte dies bei einem starken Anstieg der Nutzung von Elektromobilität zu erheblichen Netzbelastungen führen.

Die rasche Entwicklung der Wind- und Solarenergie in der Vergangenheit hat gezeigt, dass Markteinschätzungen schnell von der tatsächlichen Entwicklung überholt werden können, wobei systemweite Aspekte oft zunächst vernachlässigt werden. Beispielsweise wurden anfänglich Anlagen ohne netzstützende Funktionen installiert, was später zu hohen Nachrüstkosten führte, wie etwa die „50,2 Hz“-Nachrüstung. Es hat sich herausgestellt, dass durch geringe Investitionen in die Anlagen erhebliche Netzinvestitionen vermieden werden können.

Das Projekt Ladeinfrastruktur 2.0 zielt darauf ab, eine umfassende Betrachtung der gesamten Ladeinfrastruktur von Batterie bis zum Netzanschluss zu gewährleisten, um das energie- und netzwirtschaftliche Optimum in Bezug auf den Ausbau der Ladeinfrastruktur, Ladestrategien und Netzausbau zu ermitteln. Weiterhin sollen spezifische Lösungen für die Integration von Elektrofahrzeugen in bestehende Netzsegmente entwickelt werden, sowohl im umfangreichen Bereich des „Vehicle to Grid“ (Rückspeisung) als auch in kleineren Bereichen wie „Vehicle to Home“, wobei hier auch der Einfluss auf Photovoltaikanlagen, Eigenverbrauch und kleine Batteriespeicher betrachtet wird.

Netzbetreiber und die Automobilindustrie haben oft keine vollständige Übersicht über die Anforderungen und Prozesse des jeweils anderen, was zu Missverständnissen führen kann. Deshalb wurden im Rahmen des Projekts Workshops geplant, um die Perspektiven beider Seiten zu klären und eine Zusammenarbeit an der optimalen Gesamtlösung zu fördern.

Bisherige Erfahrungen der Projektpartner in zahlreichen Forschungsprojekten zur E-Mobilität haben gezeigt, dass es weniger an der Weiterentwicklung einzelner Technologien mangelt als vielmehr an Methoden und Werkzeugen, die eine ganzheitliche Analyse ermöglichen. Dies führt zu Unsicherheiten bei den Netzbetreibern hinsichtlich der erwarteten Nachfrage nach Ladeleistung und den erforderlichen Investitionen in die Infrastruktur sowie bei den Fahrzeugherstellern und Nutzern bezüglich der Verfügbarkeit der Ladeinfrastruktur.

I.5 Zusammenarbeit mit anderen Stellen

*[Kapitelautor*innen: Dr. Philip Gauglitz, Norbert Henze]*

Für die Erstellung von Ladeprofilen in AP3 hat das Fraunhofer IEE mit der Volkswagen AG zusammengearbeitet. Die Fahrprofilmethodik wurde dabei von der Volkswagen AG erarbeitet. Das Fraunhofer IEE hat daraus dann die Ladeprofile abgeleitet. Die Annahmen für eine konsistente Struktur und funktionierende Schnittstellen zu anderen Arbeitspaketen wurden gemeinsam abgestimmt.

In AP 2 wurde im Rahmen der Vorbereitung und Durchführung von Workshops mit externen Experten zusammengearbeitet. Szenarien für zentrales und dezentrales Laden von Elektrofahrzeugen wurden gemeinsam mit Ubitricity für einen Impulsvortrag aufbereitet. Laden am Arbeitsplatz als ein exemplarisches Beispiel für die Errichtung und den Betrieb von Ladeinfrastruktur wurde vom Fraunhofer IAO dargestellt. Ebenfalls im Rahmen eines Workshops wurden Aspekte der Netzplanung, insbesondere der automatisierten Netzanschlussprüfung von Ladestellen von reflow vorgestellt. Im Bereich der Standardisierung wurde im Rahmen der ETG Taskforce „Intelligente Ladeinfrastruktur“ mitgewirkt und Projektergebnisse eingebracht.

Die im Rahmen des Projektvorhabens entwickelte leistungselektronische Umsetzung der spezifizierten Ladesysteme wurde durch eine enge und kooperative Zusammenarbeit zwischen der Vitesco Technologies GmbH, einem maßgeblichen Projektpartner, und dem Fraunhofer IEE umfassend konzipiert, entwickelt und sowohl im Labor als auch in realen Feldtests erfolgreich erprobt.

Das Fraunhofer IEE hat mit der Thüga AG und dem Braunschweiger Netzbetreiber BSJNetz sowie dem Smart Home Anbieter Kiwigrad im Rahmen der Konzeption, Vorbereitung und Durchführung des Feldtests in zwei Braunschweiger Netzgebieten zusammengearbeitet. Dies betraf die Erhebung von Anforderungen zusammen mit der Thüga AG, die Teilnahme bei Diskussionen zur Ausgestaltung und den Einsatz von künstlicher Intelligenz zur Netzzustandsüberwachung. Aus der Zusammenarbeit entstanden zwei Veröffentlichungen auf wissenschaftlichen Konferenzen. Eine weitere Veröffentlichung entstand aus der Zusammenarbeit mit der Netze BW GmbH in Bezug auf die Betriebsführungsstrategie in der „E-Mobility-Allee“.

In Zusammenarbeit mit den Partnern Stromnetz Hamburg und BSJNetz wurde eine Methodik zur Auswirkungsanalyse entwickelt sowie ein Visualisierungstool erprobt. Für Stromnetz Hamburg wurden die Auswirkungen des erwarteten Hochlaufs von Elektrofahrzeugen auf etwa 5000 Niederspannungsnetze analysiert. Die entwickelten Tools wurden dabei in die IT-Systeme von Stromnetz Hamburg integriert. Basierend auf den vorhandenen Quellsystemen und Netzdaten des Netzbetreibers wurde ein Prozess implementiert, der zunächst rechenfähige Netzmodelle im pandapower-Format für alle bestehenden Netze erstellt.

Die Stadtwerke Wiesbaden Netz GmbH hat für das Projekt Netzdaten zur Verfügung gestellt und aktiv an der Erarbeitung der Methodiken zur Netzberechnung mitgewirkt.

I.6 Referenzen

[Bundestag 19/3342] Deutscher Bundestag Drucksache 19/3342. <http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/19/033/1903342.pdf>

[Richtlinie Elektrobusse 2018] Richtlinie zur Förderung der Anschaffung von Elektrobussen im öffentlichen Personennahverkehr vom: 05.03.2018. https://www.bmuv.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Verkehr/elektrobusse_foerderrichtlinie_bf.pdf

[6. EFP] 6. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/6-energieforschungsprogramm-der-bundesregierung.html>

[BNetzA E-Mobilität] Bundesnetzagentur. Elektromobilität: Öffentliche Ladeinfrastruktur. <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/E-Mobilitaet/start.html>

[BDEW 2019] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: Meinungsbild E-Mobilität. Meinungsbild der Bevölkerung zur Elektromobilität. Berlin (2019). https://www.bdew.de/media/documents/Awh_20190527_Fakten-und-Argumente-Meinungsbild-E-Mobilitaet.pdf, 10.02.2020.

[Kuhnimhof und Nobis 2020] Kuhnimhof, T. und Nobis, C.: Mobilität in Deutschland – MiD Ergebnisbericht. Studie von infas, DLR, IVT und infas 360 im Auftrag des Bundesministers für Verkehr und digitale Infrastruktur. Bonn, Berlin (2018). http://www.mobilitaet-in-deutschland.de/pdf/MiD2017_Ergebnisbericht.pdf, 11.02.2020.

[Frenzel et al. 2019] Frenzel, I., Jarass, J., Trommer, S., Lenz, B.: Erstnutzer von Elektrofahrzeugen in Deutschland. Nutzerprofile, Anschaffung, Fahrzeugnutzung (2015). http://www.dlr.de/vf/Portaldata/12/Resources/dokumente/projekte/pakt2/Ergebnisbericht_E-Nutzer_2015.pdf, 22.10.2019.

[Baumbusch 2024] Katharina Baumbusch K. (Projektleiterin); Sven Martens, S. und Rodler S.: Schlussbericht Forschungsprojekt Ladeinfrastruktur 2.0. Thüga Aktiengesellschaft. Verbundvorhaben: Optimierung des koordinierten Ausbaus und Betriebs der Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge und der Verteilungsnetze; Teilvorhaben: Strategisch Netzplanung und Potentiale zur netzdienlichen Steuerung hinter dem Kundenanschluss
Förderkennzeichen: 0350048E

[Pagany et al. 2019] Pagany, R.; Ramirez Camargo, L. und Dorner, W.: A review of spatial localization methodologies for the electric vehicle charging infrastructure. International Journal of Sustainable Transportation 13 (2019), S. 433–449. DOI: 10.1080/15568318.2018.1481243.

II . Eingehende Darstellung der Ergebnisse

II.1 Ergebnisse im Einzelnen

Im Folgenden werden die Schwerpunkte des Projektes in fünf Themenfelder unterteilt und die erzielten Ergebnisse detailliert beschrieben. Die Aufteilung erfolgt demnach in folgende Unterkapitel:

- Ergebnisse für das Themenfeld Szenarien
- Ergebnisse für das Themenfeld Netzbetriebsführung
- Ergebnisse für das Themenfeld Netzberechnung
- Ergebnisse für das Themenfeld Ladesystem
- Ergebnisse für das Themenfeld Normung und Öffentlichkeitsarbeit

II.1.1 Ergebnisse für das Themenfeld Szenarien

*[Kapitelautor*innen: Dr. Philip Gauglitz, Michael von Bonin, Felix Frischmuth, Daniel Horst, Hendrik Maschke]*

Die Ergebnisse des Themenfeldes Szenarien schaffen über eine punktgenaue Modellierung und die Berücksichtigung von sozioökonomischen Aspekten und Ladezeitreihen einen Mehrwert für die Netzberechnung.“

II.1.1.1 Einleitung für die Ergebnisse des Themenfelds Szenarien

Die Beschreibung der Ergebnisse dieses Kapitels umfasst alle Projektaspekte der Szenarien, angefangen von der Modellierung der bundesweiten Fahrzeughochläufe, über die Modellierung des demografischen Wandels und sozioökonomischer Aspekte der Bevölkerungsstruktur, der Fahrzeug- und Ladestellenanzahlen auf Gemeindeebene, der Feinräumigen Regionalisierung von Ladestellen unterschiedlichen Typs, der Modellierung von damit verknüpfbaren Ladezeitreihen, bis hin zur Zusammenstellung auf Auswertung von Szenarienvarianten für die Zukunft der Ladeinfrastruktur.

II.1.1.2 bundesweite Fahrzeughochläufe nach TCO-Modell

*[Kapitelautor*innen: Felix Frischmuth]*

Methodik

Für die Erzeugung deutschlandweiter Markthochlaufszszenarien der Elektromobilität wurde das TCO (Total cost of ownership) Fahrzeugbestandsmodell aktualisiert und weiterentwickelt [Trost 2017, Trost et al. 2017, Gauglitz et al. 2020]. Dieses Modell ermöglicht eine detaillierte Simulation der Marktdurchdringung verschiedener Fahrzeugantriebe basierend auf umfangreichen Eingangsparametern. Der Modellierungsansatz kombiniert ein disaggregiertes Nachfragemodell mit einem dynamischen Stock-Flow-Ansatz, bei dem die individuelle Kaufentscheidung anhand von Vergleichskalkulationen der Gesamtkosten erfolgt (siehe Abbildung 1). Um Fahrzeugbestandsszenarien daraus abzuleiten, wurde mit Hilfe des Fahrzeugbestandsmodells ein jährlicher Simulationslauf (d. h. für jedes Jahr erfolgt eine einzelne Simulation des Fahrzeugbestands) durchgeführt und die Entwicklung differenziert nach Größenklassen, Antriebstechnologien und Kraftstoffarten dargestellt.

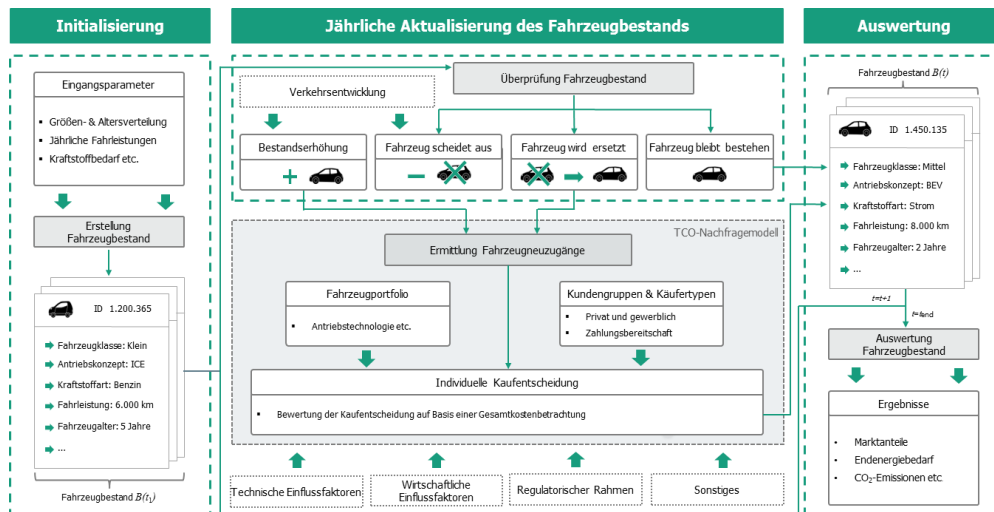


Abb. 2: Schematischer Aufbau des TCO-Modells [Trost 2017]

Mithilfe dieses Modells und einem detailliert ausgearbeiteten regulatorischen Rahmen wurde die jahresscharfe Entwicklung simuliert, die als Grundlage für die Regionalisierung dient.

Regulatorischer Rahmen

Die Entwicklung des Fahrzeugbestandes hängt von einer Vielzahl von Faktoren mit unterschiedlich großem Einfluss ab. So hat z.B. das für 2035 angesetzte Verbot von Neuzulassungen von Verbrennungsmotoren einen sehr starken Einfluss auf die Entwicklung des Fahrzeugbestands. Einen weiteren Einfluss stellen die Energieträgerpreise dar. Die Entwicklung der Endverbraucherpreise für Strom- und Energieträger hängt wiederum stark von regulatorischen Vorgaben und der Entwicklung des Energiesystems im nationalen und internationalen Raum ab. Für die Bestimmung des Fahrzeughochlaufs ist ein in sich stimmiger Rahmen notwendig, der auf prognostizierten zukünftigen Entwicklungen beruht. Heute macht die Mineralölsteuer bzw. Energiesteuer für Benzin und Diesel einen hohen Anteil an den Einnahmen des Fiskus aus. Für die Ausgaben des Staates im Verkehrsbereich und den höheren Zahlungsbereitschaften für Mobilität ist es deswegen notwendig, dass bei steigenden Anteilen von E-Mobilität und fallenden Anteilen von Benzin- und Dieselmotoren auch hier zukünftig Einnahmen generiert werden. Eine technologieneutrale Option wäre hierfür eine Einführung einer kilometerabhängige KFZ-Steuer. Aus diesem Grund wird langfristig ein sukzessiver Wegfall der Mineralölsteuer bzw. Energiesteuer für Benzin und Diesel unterstellt, was die Abnahme der Benzin- und Dieselpreise ab 2037 in Abb. 3 erklärt. Doch aufgrund des hohen CO₂-Preises, der zu den Benzin- und Dieselpreisen hinzuzurechnen ist, und der damit verbunden zusätzlichen Kosten bzw. dem vergleichbaren Kostenniveau von synthetischen Kraftstoffen bleibt die Stromnutzung insbesondere beim Heimladen. Die grundsätzliche Entwicklung der Höhe des Strompreises für Ladestrom ist mit Unsicherheiten behaftet. Durch den Wegfall der EEG-Umlage stehen hier insbesondere die Netzentgelte als auch der Börsenpreis im Fokus. Beim Börsenstrompreis ist mit zunehmender Durchdringung von Wind- und Solarstrom in Europa eine Stabilisierung der mittleren Strompreise auf dem Niveau der Vollkosten von EE-Strom zu erwarten, trotz steigender CO₂-Preise, aber mit hohen Schwankungen innerhalb eines Jahres. Hohe Übergewinne für EE-Strom sind in einem funktionierenden Strommarkt nicht zu erwarten oder werden wahrscheinlich regulatorisch eingegrenzt. Extreme Endverbraucherpreise des Jahres 2022 und 2023 werden deswegen als eine Ausnahmeerscheinung gewertet (siehe Abb. 4). Im Bereich der Netzentgelte wird in dem Szenario unterstellt, dass E-Kfz im Rahmen des Smart-Meter-Rollouts mittelfristig häufiger und höhere Reduktionen als unterbrechbare Stromverbraucher nach §14a erhalten. Langfristig werden aber aufgrund der hohen Durchdringung von unterbrechbaren Stromverbrauchern diese Reduktionen abgebaut, weil sie sonst stark zu Lasten anderer Verbraucher gehen würden. Neben der hier berücksichtigten horizontalen Kostenwälzung (Ausgleich zwischen Netzbetreibern) stellt sich zusätzlich die Frage welche Entwicklung der Kostenwälzung zwischen den Spannungsebenen (vertikale Kostenwälzung, Ausnahmen für die energieintensive Industrie) unterstellt werden. Hier wird ein mittleres Szenario unterstellt. Die im Rahmen des Li2.0 Projektes getroffenen Annahmen zur Entwicklung der Endverbraucherpreise sind in Abb. 3 dargestellt.

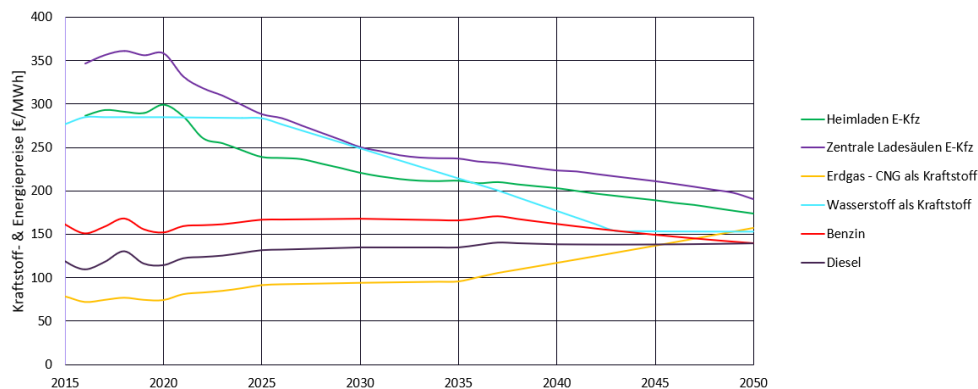


Abb. 3: Entwicklung der Endverbraucherpreise des Li2.0 Szenarios [Magdowski et al. 2021]

Ein Update der Annahmen unter Einbeziehung der Energiekrise in den Jahren 2022 und 2023 hat stattgefunden, siehe dazu Abbildung 3.

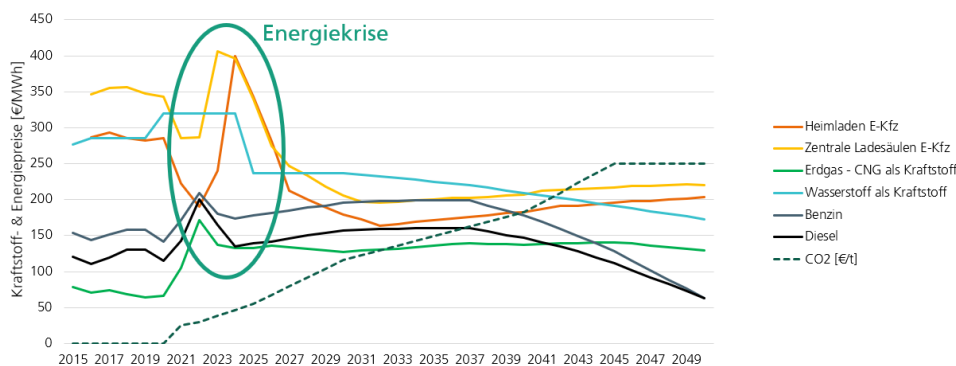


Abb. 4: Entwicklung der Endverbraucherpreise nach Ende des Li2.0 Projektes (2023)

Ergebnisse Deutschlandweiter Hochläufe

Die modellierte Entwicklung des Fahrzeugbestandes geht von den Bestandswerten des Kraftfahrtbundesamtes (KBA) aus dem Jahr 2021 aus [Kraftfahrtbundesamt 2022], nähert sich in der Gesamtanzahl im Jahr 2030 an ca. 50 Millionen an (orientiert an [Prognos et al. 2021]) und nimmt bis zum Jahr 2050 auf ca. 40 Millionen Pkw und LNF aufgrund des demografischen Wandels ab. Abgesehen von diesen Vorgaben zur Gesamtanzahl ergibt sich die Entwicklung des Pkw- und LNF-Bestandes aus den modellierten jährlichen Neuzulassungen.

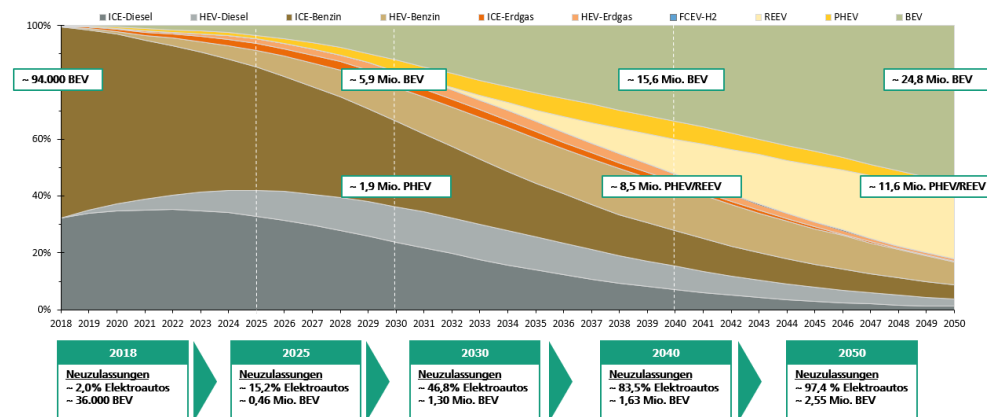


Abb. 5: Modellierter jährlicher Entwicklung des Pkw- und LNF-Fahrzeugbestands in Deutschland für das Li2.0 Szenario

Abbildung 4 zeigt die modellierte jährliche Entwicklung des Pkw- und LNF-Fahrzeugbestands in Deutschland für das Li2.0 Szenario, welches für die Regionalisierung im Folgenden verwendet wird. Für dieses wurde eine Kalibrierung an den tatsächlichen KBA-Zahlen von 2022 vorgenommen.

In einem Update der Annahmen zu Endverbraucherpreisen und andere regulatorische Annahmen, wie z.B. einem Zulassungsstopp für sämtliche Verbrennungsmotoren ab dem Jahr 2035, wurde 2023 ein aktualisierter Hochlauf simuliert. Die Ergebnisse dazu sind in Abbildung 5 dargestellt.

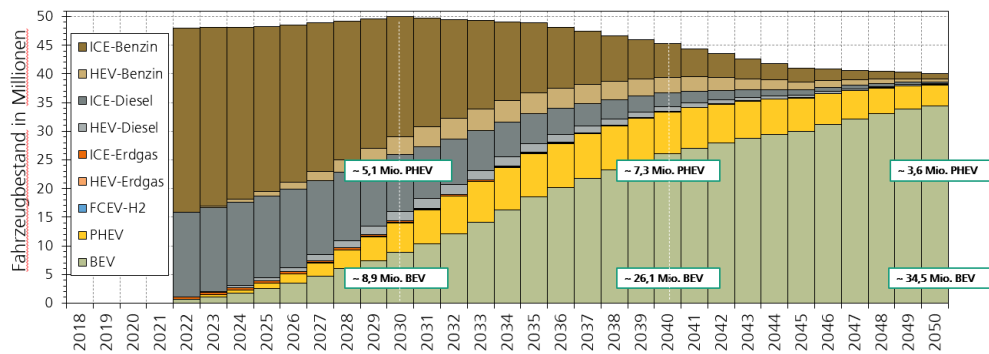


Abb. 6: Modellierter jährlicher Entwicklung des Pkw- und LNF-Fahrzeugbestands in Deutschland für das 2023 Szenario

Einordnung der Ergebnisse

Zur Einordnung der Ergebnisse wurden diese mit politischen Zielen der Bundesregierung und anderen wissenschaftlichen Studien verglichen. Dabei ist zu beachten, dass die Entwicklungen und geänderte Rahmenbedingung mittel- bis langfristig von Li2.0 Szenario (2020) nicht alles enthalten sind.

Ein Vergleich der Anzahl an E-Kfz:

- Politisches Ziel von der Bundesregierung auf 15 Mio. BEV im Jahr 2030 angehoben
- NEP 2022 Szenariorahmen [BNetzA 2022]
 - 2037: 21,0 - 27,4 Mio. BEV + 4 Mio. PHEV
 - 2045: 31,6 - 34,9 Mio. BEV + 2 - 3 Mio. PHEV
- Li2.0 Szenario (2020)
 - 2030: 5,9 Mio. BEV + 1,9 Mio. PHEV
 - 2050: 24,8 Mio. BEV + 11,6 Mio. PHEV
- Update Szenario 2023
 - 2030: 8,9 Mio. BEV + 5,1 Mio. PHEV
 - 2050: 34,5 Mio. BEV + 3,6 Mio. PHEV

Aus den Ergebnissen lassen sich folgende Schlussfolgerungen ableiten:

- Das Ziel von 15 Mio. BEV bis 2030 wird in keinem Szenario erreicht.
- Langfristig werden bis zu 35 Mio. BEV in Deutschland erwartet.
- Anders als noch im Li2.0 Szenario von 2020 angenommen, spielen PHEV in den aktualisierten Szenarien langfristig keine Rolle mehr.

II.1.1.3 Demografischer Wandel und Sozioökonomik

[Kapitelautor*innen: Dr. Philip Gauglitz]

Die wissenschaftliche Methodik der Modellierung des demografischen Wandels und der Sozioökonomik wurde umfangreich beschrieben in der Masterarbeit von Thomsen [Thomsen 2020], der Dissertation von Gauglitz [Gauglitz 2023] (beide deutschsprachig) und einem Journalpaper [Gauglitz et al. 2020] (englischsprachig). Die Methodik wird hier zusammenfassend dargestellt, und bezieht sich auf die genannten Publikationen, auf die an dieser Stelle auch für Details der Modellierungsschritte verwiesen sei.

Grundlage für nachfolgende Modellierungsschritte ist die Untersuchung und Abbildung der Bevölkerungsstruktur einschließlich sozioökonomischer Aspekte, und zwar für einen möglichen zukünftigen Zeitpunkt. Dafür werden die aktuell

vorhandenen Bevölkerungsstruktur abgebildet und mögliche Änderungen modelliert. Zielsetzung ist dabei insbesondere eine feinträumige Abbildung. Sowohl aus Datenverfügbarkeitsgründen als auch aus Effizienzgründen in der Modellierung und einer Vermeidung einer Pseudogenauigkeit ergibt es dabei Sinn, die Bevölkerungsstruktur und Änderung zunächst auf Gemeindeebene zu modellieren, um dann in weiteren Schritten eine Feinträumige Modellierung bis auf Haushaltsebene vorzunehmen [Gauglitz 2023, Thomsen 2020].

Als Grundlage für die zukünftige Bevölkerungsstruktur wurden die Demografiedaten der Bertelsmann-Stiftung [Bertelsmann Stiftung 2022] genutzt und in weiteren Modellierungsschritten ergänzt [Gauglitz 2023, Thomsen 2020].

Die Daten der Bertelsmann Stiftung bieten dabei zunächst:

- Die Bevölkerungsentwicklung bis 2030
- Auf Gemeindeebene für größere Gemeinden
- In zusammengefassten Gruppen auf Kreisebene für kleinere Gemeinden
- Alters-, Geschlecht- und Regionsspezifisch

Die eigene Modellierung ergänzt diese Daten zunächst mit:

- Der Bevölkerungsentwicklung zwischen 2030 und 2040
- Der Aufteilung der Bevölkerungsentwicklung für einzelne Gemeinden, auch für kleinere Gemeinden

Um eine Grundlage zu bieten für die spätere Aufteilung auf Haushalte, wie nachfolgenden beschrieben wird.

Die Modellierung der zukünftigen Bevölkerungsentwicklung berücksichtigt dabei:

- Geburtenzahlen
- Sterbefälle
- Zu- und Fortzüge,

die jeweils:

- Alters-
- Geschlechts-
- Regionsspezifisch sind [Gauglitz 2023, Thomsen 2020].

Für jedes Jahr wird dabei rollierend die Bevölkerung neu bestimmt.

Als Beispiel ist in der folgenden Grafik die Modellierete Altersstruktur für Hamburg dargestellt. Die Gruppierung in Altersgruppen erfolgt dabei aus Darstellungsgründen, die Modellierung erfolgt in Einzeljahren.

Modellierte Altersstruktur in Hamburg – Gegenüberstellung 2031 und 2040

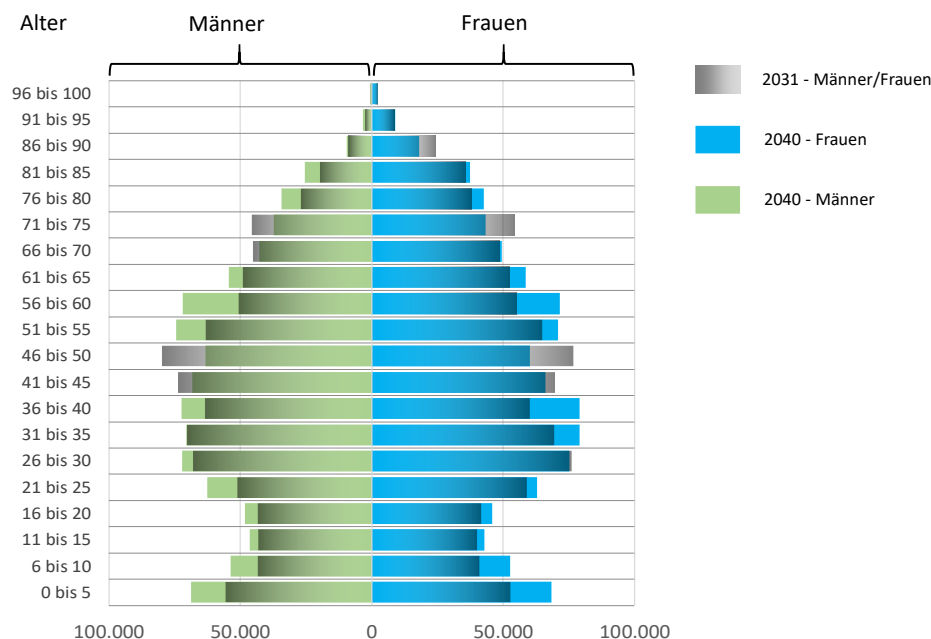


Abb. 7: Alterspyramide für Hamburg, vergleiche [Thomsen 2020]

Neben den Bevölkerungsanzahlen auf Gemeindeebene stellt die Bevölkerungsverteilung auf Straßenzugsebene [GfK Geomarketing 2017] einen wichtigen Grundsatz dar, um eine feinräumige, synthetische Bevölkerung zu modellieren (vergleiche [Gauglitz 2023, Thomsen 2020]). Die hier genutzten Daten enthalten dabei Informationen zu Einkommensgruppen und dem Haushaltstyp, sind allerdings zunächst nicht in Einzelhaushalten gegliedert. Zusammen mit Adressdaten und dem Gebäudevolumen werden Einzelne Haushalt modelliert [Gauglitz 2023, Thomsen 2020].

Dabei werden die folgenden Schritte modelliert:

- Deaggregation der Randsummen in Einzelhaushalte anhand Statistisch wahrscheinlich Kombinationen von Haushaltstyp und Einkommensklasse mit einem Iterative-Proportional Fitting-Algorithmus [Gauglitz 2023]
- Ergänzung oder Wegnahme von Haushalten anhand des demografischen Wandels auf Gemeindeebene [Thomsen 2020]
- Zuordnung von Straßenzügen auf Adressen anhand eines Levenstein-Vergleichs der Adressnamen, danach Berücksichtigung der Hausnummern
- Zuordnung der Einzeladressen auf Gebäudevolumina
- Umrechnung der Gebäudevolumina auf Wohnfläche [Gauglitz 2023, Thomsen 2020]
- Zuordnung der Einzelhaushalte auf spezifische (räumlich verortete) Wohnungen. Dabei wird die statistische Wohnfläche, spezifisch je nach Gebäudetyp, berücksichtigt [Thomsen 2020]

Im Ergebnis steht damit also eine synthetische Bevölkerung zur Verfügung, die eine realistische Bevölkerungsverteilung für das Jahr 2040 einschließlich Angaben des Haushaltstyps (Single, Mehrpersonenhaushalt mit/ohne Kind) und der Einkommensgruppe. Methodik und Ergebnisse wurden validiert, siehe dafür [Gauglitz 2023, Thomsen 2020].

II.1.1.4 Fahrzeug- und Ladestellenanzahlen auf Gemeindeebene

[Hinweis: Die folgende Methodik- und Ergebnis-Entwicklung aus diesem Unterkapitel wurde in enger Kooperation am Fraunhofer IEE und an der Universität Kassel, Fachgebiet Integrierte Energiesysteme vollzogen. Für die bessere Lesbarkeit sind alle diese thematisch zusammengehörigen Themen hier am Stück dokumentiert und sind so gleichlautend im Schlussbericht der Universität Kassel zu finden.]

Die wissenschaftliche Methodik der Modellierung des demografischen Wandels und der Soziökonomik wurde umfangreich beschrieben in der Dissertation von Gauglitz [Gauglitz 2023] (deutschsprachig) und einem Journalpaper [Gauglitz et al. 2020] (englischsprachig). Die Methodik wird hier zusammenfassend dargestellt, und bezieht sich auf die genannten Publikationen, auf die an dieser Stelle auch für Details der Modellierungsschritte verwiesen sei.

Basis für die Verteilung der Fahrzeugzahlen auf Gemeindeebene stellen die Bundesweiten Hochlaufzahlen, siehe Kapitel II.1.1.2, dar. Diese bundesweite Zahl wird anhand einer Zuordnungsgröße per Top-Down-Verfahren auf die Gemeinden übertragen. Die Zuordnungsgröße setzt sich dabei zusammen aus:

- Der zukünftigen Bevölkerungszahlen (und damit der Bevölkerungszahl 2017 und der Änderung durch den demografischen Wandel)
- Ein- und Auspendler-Anzahlen je Gemeinde
- Nach einer Validierung zusätzlich hinzugefügt und damit in der finalen Version außerdem enthalten: Die PKW-Meldezahlen. Diese haben sich insbesondere als hilfreich herausgestellt, um strukturelle Unterschiede von Großstädten mit (aktuell wie absehbar auch in Zukunft) breiter ausgebautem öffentlichen Nahverkehr und kleineren Orten sachgerecht abzubilden.

Für die Zuordnung zunächst üblicher Ladestellenanzahlen pro Fahrzeug wurde sich an der „Ladeinfrastruktur nach 2025/2030: Szenarien für den Markthochlauf. Studie im Auftrag des BMVI.“ [Windt und Arnhold 2021] orientiert, und die entsprechenden Zahlen dabei an die höheren Werte durch das spätere Zieljahr angepasst. Zu beachten ist, dass die somit festgelegten Ladestellenanzahlen nur als Startwert für die Modellierung dienen, Güte und Mehrwert der im Projekt entwickelten Modellierung ist genau, Ladestellenanzahlen nach verschiedenen Zukunftsvisionen variieren zu können, siehe Kapitel II.1.1.8.

II.1.1.5 Feinräumigen Regionalisierung von Ladestellentypen

[Hinweis: Die folgende Methodik- und Ergebnis-Entwicklung aus diesem Unterkapitel wurde in enger Kooperation am Fraunhofer IEE und an der Universität Kassel, Fachgebiet Integrierte Energiesysteme vollzogen. Für die bessere Lesbarkeit sind alle diese thematisch zusammengehörigen Themen hier am Stück dokumentiert und sind so gleichlautend im Schlussbericht der Universität Kassel zu finden.]

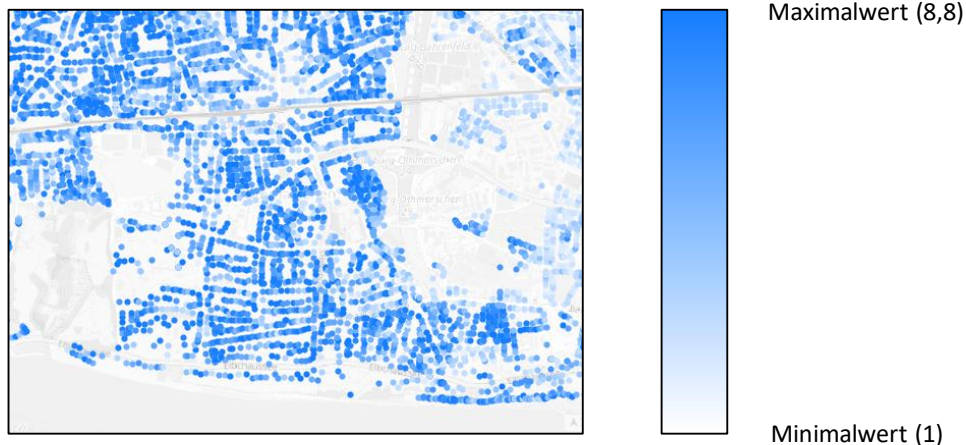
Die wissenschaftliche Methodik der Modellierung des demografischen Wandels und der Soziökonomik wurde umfangreich in der Dissertation von Gauglitz [Gauglitz 2023] (deutschsprachig) und zwei Journal-Papern [Gauglitz et al. 2020, Gauglitz et al. 2021] (englischsprachig) dargestellt. Die Methodik wird hier zusammenfassend dargestellt, und bezieht sich auf die genannten Publikationen, auf die an dieser Stelle auch für Details der Modellierungsschritte verwiesen sei.

Die Modellierung von Ladestellen gliedert sich in die folgenden Modelle:

- Modell für den Fahrzeugbesitz
- Modell für Heimpladestellen
- Modell für öffentlich zugängliche Ladestellen
- Modell für das Firmenladen
- Modell für Ladehubs

Für einen möglichen zukünftigen Fahrzeugbesitz wird eine Bewertungsgröße erstellt, die der Methodik einer Nutzwertberechnung entspricht [Gauglitz 2023]. Sie baut auf die sozio-ökonomischen Attribute aus Kapitel II.1.1.3 auf. Statistische Untersuchungen für heute zeigen eine starke Abhängigkeit von den Wohnverhältnissen (also dem Gebäudetyp, wo potenzielle Käufer*innen leben), dem Einkommen und dem Haushaltstyp. [Kuhnimhof und Nobis 2020, Frenzel et al. 2019], für eine ausführlichere Untersuchung sei auf [Gauglitz 2023] verwiesen. Sie stellen als Basisfall die Kriterien für die Bewertungsgröße da. Analog zu der Zuordnung üblicher Ladestellenanzahlen pro Fahrzeuganzahlen gilt auch hier: Die Gewichtung der Kriterien (Beispiel für Kriterium: „Haushaltseinkommen“) und Bewertung der Ausprägungen (Beispiel für Ausprägung: „unter 2000€“) stellt eine mögliche Variante dar, Güte und Mehrwert der im Projekt entwickelten Modellierung darzustellen. Dabei können verschiedene Zukunftsvisionen erzeugt werden. Die folgende Grafik zeigt ein Beispiel für die Haushaltsbewertungen in Hamburg.

Haushaltsbewertung – Mittelwert über Gebäude



Hintergrundkarte: © OpenStreetMap contributors 2022.
Distributed under the Open Data Commons Open Database License (ODbL) v1.0

Abb. 8: Haushaltsbewertungen, Beispiel Ausschnitt Hamburg, vergleiche [Gauglitz 2023]

Diese Haushaltsbewertung wird interpretiert als relative Wahrscheinlichkeit der Haushalte zueinander, ein Elektrofahrzeug (als nächstes) anzuschaffen. Zum Hintergrund, weshalb eine Bewertung aus einer Nutzwertanalyse geeignet ist, als relative Wahrscheinlichkeit für einen Zuteilalgorithmus genutzt zu werden, siehe [Gauglitz 2023].

Anhand der relativen Wahrscheinlichkeiten können mit gewichteten Zufallsverteilungen räumliche Verteilungen vom Fahrzeugbesitz erstellt werden, das Modell zeichnet sich hier insbesondere dadurch aus, dass diese Verteilungen erstens wiederholt für dieselben Szenarien erstellt werden können (erhöht die Güte der nachfolgenden Netzberechnung), und zweitens unterschiedliche Szenario-Annahmen abgebildet werden könne (ermöglicht eine Szenario-Variation) [Rego1].

Aufbauend darauf werden Heimpladestellen modelliert, wiederum mit einer Zufallsziehung, wobei der Gebäudetyp hier ein zweites Mal Einfluss findet.

Die Modellierung der öffentlichen Ladestellen wiederum hat als eine Einflussgröße jene Fahrzeuge zur Grundlage, denen keine Heimpladestelle zugeordnet sind. Diese verursachen einen Bedarf nach Lademöglichkeiten in der Umgebung des Fahrzeugs. Daneben sind Fahrziele weitere mögliche Orte für Ladebedarfe. Sie ergeben sich aus allen Orten, die mit dem Fahrzeug angefahren werden, bestimmt anhand der statistischen Auswertung von Fahrziel-Kategorien aus den MiD-Daten [Kuhnimhof und Nobis 2020] und diesen zugeordneten Open-Street-Map Objekten [Gauglitz et al. 2021].

Firmenladestellen werden über eine zweistufige Top-Down-Regionalisierung berücksichtigt. Zunächst werden die gemeindeweiten Firmenladestellen (siehe Kapitel II.1.1.4) auf Industrie- und Gewerbeflächen verteilt, siehe Abb. 9.

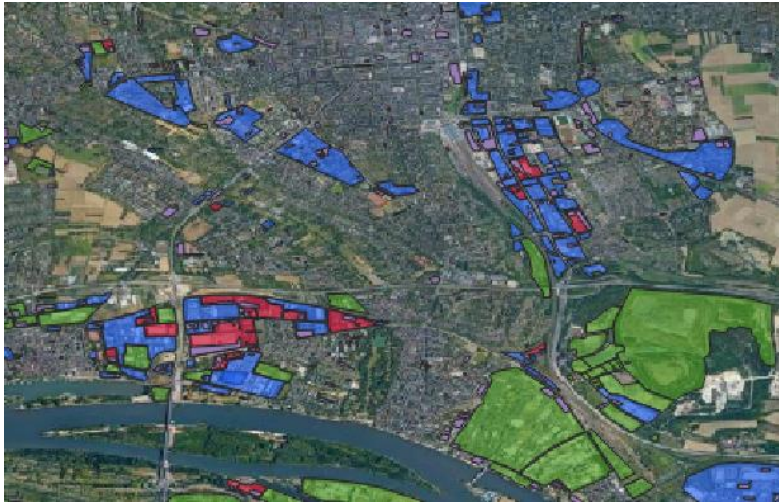


Abb. 9: Beispiel für Gewerbe- (blau) und Industrieflächen (grün) in Hamburg. (Rote Flächen entsprechen Gebieten für Handel, und werden für die Methodik des Firmenladens bewusst nicht genutzt).

Die sich so ergebende Anzahl wird dann wiederum – soweit vorhanden – auf einzelne Parkflächen innerhalb der Gewerbe- oder Industriefläche verteilt, siehe Abb. 10.



Abb. 10: Beispiel für Parkflächen (Lila) in einer Gewerbefläche (blau) in Hamburg

Schnellladehub-Möglichkeiten bestimmen sich über die Standorte von Tankstellen sowie den Suchräumen für das Deutschlandnetz. Das Deutschlandnetz ist ein Netzwerk von über 1.000 Standorten in ganz Deutschland, die mit insgesamt rund 9.000 Schnellladepunkten ausgestattet werden sollen. Diese Standorte sind sowohl in städtischen, vorstädtischen als auch ländlichen Gebieten sowie entlang der Bundesautobahnen platziert. Das Ziel des Deutschlandnetzes ist es, eine flächendeckende und bedarfsgerechte Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge bereitzustellen. Es soll sicherstellen, dass die Nutzer schnell und bequem Zugang zu Schnellladepunkten haben, unabhängig von ihrem Standort in Deutschland. Das Deutschlandnetz trägt dazu bei, die Akzeptanz und Nutzung von Elektromobilität im Land zu fördern. Die Standorte im Deutschlandnetz sind in verschiedenen Kategorien unterteilt, basierend auf der Anzahl der verfügbaren Ladepunkte. Es gibt die folgenden Kategorien: [DEU 2021]

- Standortkategorie S: Diese Standorte bieten 4 Ladepunkte.
- Standortkategorie M: Diese Standorte verfügen über 8 Ladepunkte.
- Standortkategorie L: Diese Standorte bieten 12 Ladepunkte.
- Standortkategorie XL: Diese Standorte sind die größten und bieten 16 Ladepunkte.

Die Kategorien basieren auf der Kapazität der Standorte und sollen sicherstellen, dass an jedem Standort ausreichend Ladepunkte zur Verfügung stehen, um die Nachfrage zu decken. Abb. 11 zeigt potenzielle Standorte am Beispiel Hamburg. Dort gibt es insgesamt 8 Schnelllade-Hubs im Deutschlandnetz. Davon sind 6 Standorte der Kategorie L mit jeweils 12 Ladepunkten und 2 Standorte der Kategorie XL mit jeweils 16 Ladepunkten. Diese Standorte bieten eine umfangreiche Schnelllademöglichkeit für Elektrofahrzeuge in Hamburg. Sollte die Anzahl an Schnellladepunkten für ein bestimmtes Szenario nicht ausreichen, so werden zusätzlich Standorte von Tankstellen zur Platzierung der Schnellladepunkte benutzt. [NLS 2021]

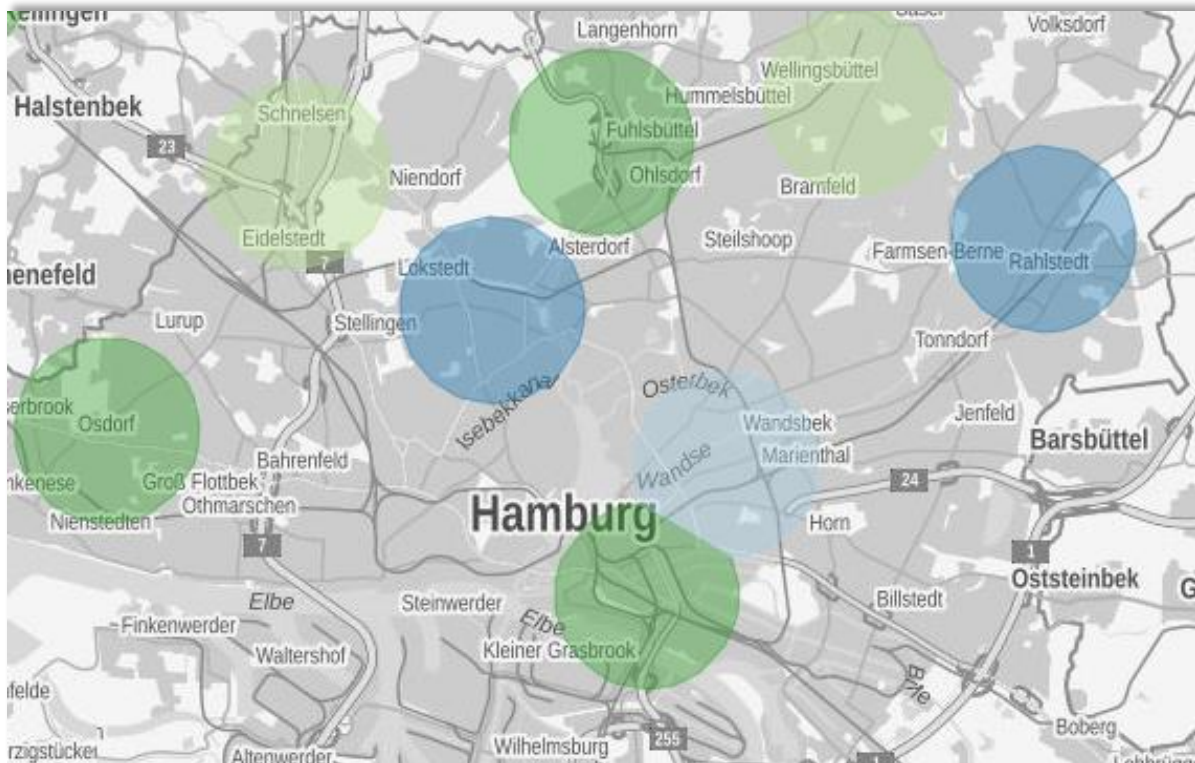
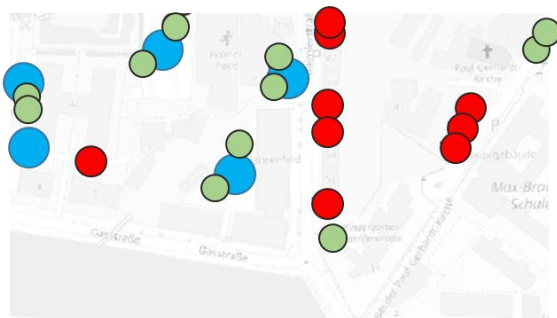


Abb. 11: Standort TOOL Deutschlandnetz (Strom) am Beispiel Hamburg [DEU 2021]

Die Ladestellendaten zeichnen sich insbesondere durch die folgenden Eigenschaften aus:

- Sie sind punktgenau (zur Veranschaulichung siehe Abb. 12)
- Sie können je nach Ausbauzustand auch für Zwischenjahre zusammengestellt werden (Ablage in einer PostGIS -Datenbank inklusive einer Zubau-Reihenfolge)
- Die Modellierungsschritte konnten entkoppelt werden von der weiteren Szenarien-Zusammenstellung: Es werden mehr mögliche Ladestellen für „überhöhte“ Ausbauzustände berechnet, die eine flexible Szenario-Auswahl ermöglichen, ohne dass das Regionalisierungsmodell (das einige Wochen Berechnungszeit in Anspruch nimmt) Berechnungen durchführen muss. Die Zugriffszeit auf die so vorbereiteten Datenbanktabellen stellt damit nur eine Filterung dar, die in wenigen Sekunden durchführbar ist, und damit eine effiziente Schnittstelle zu nachfolgenden Modellschritten (siehe u.a. Kapitel II.1.1.8 und II.1.3).

Für genauere Ausführung der oben genannten entwickelten Modellstruktur siehe auch [Gauglitz 2023].



- Heimladestellen (beispielhaft mit Zubau-Nr.)
- Öffentliche und halböffentliche Ladenstellen (beispielhaft mit Zubau-Nr.)
- Firmenladestellen

Hintergrundkarte: © OpenStreetMap contributors 2022.
Distributed under the Open Data Commons Open Database License (ODbL) v1.0

Abb. 12: Beispiel für Punktgenaue Ladestellendaten in Hamburg [Gauglitz 2023]

Die Daten werden in einer PostGIS gespeichert, was einen performanten Zugriff (insbesondere im Sinne der Filterung der Vorberechneten Daten, siehe letzter Punkt der vorherigen Liste) erlaubt, und somit eine sehr gut geeignete Schnittstelle zu den anderen Arbeitspaketen bzw. Themenfeldern darstellt.

II.1.1.6 Feinräumige Regionalisierung von Photovoltaik und Wärmepumpen

[Kapitelautor*innen: Daniel Horst]

Als Grundlage für die feinräumige Regionalisierung von Photovoltaik und Wärmepumpen dient das Gebäudemodell Level of Detail (LOD 1). Beim Gebäudemodell LOD 1 handelt es sich um eine grundlegende Darstellung, die das Gebäude als einfache geometrische Formen wie Blöcke oder Würfel repräsentiert. Es enthält Details wie die Gebäudeumrisse und Höhenangaben.

Feinräumige Regionalisierung von Photovoltaik

Bei der ersten Phase der Regionalisierung wird die maximale PV-Anlagenkapazität pro Gebäude anhand der Gebäudeumrisse ermittelt. Dabei wird angenommen, dass die für PV-Installationen nutzbare Dachfläche eines Gebäudes etwa 33% der Grundfläche entspricht [Gauglitz 2023]. Dieser Prozentsatz berücksichtigt bereits Dachaufbauten wie Gauben, Schornsteine oder Dachfenster, die nicht im LOD1-Modell erfasst sind. Zur Berechnung der PV-Anlagengröße wird ein pauschaler Faktor von 1 kWp (Kilowattpeak) pro 7 m² Dachfläche angenommen [Thomsen 2020].

Die Zuordnung von einzelnen PV-Anlagenkapazitäten erfolgt durch die Aufteilung der installierten Leistung pro Gemeinde und Szenario Jahr in Größenklassen von 1 kWp bis 100 kWp mit einer Schrittweite von 1 kWp, basierend auf groben regionalen Vorgaben. Dabei wird angenommen, dass die relative Verteilung der historischen Anlagengrößen auch zukünftig beibehalten wird. Die historische Verteilung der Anlagengrößen wird regional je Postleitzahlengebiet anhand des Marktdatenregisters ermittelt [Horst et al. 2018]. Die Zuweisung der PV-Anlagen erfolgt durch zufällige Auswahl von Gebäuden mit einer installierbaren Kapazität von mindestens der benötigten PV-Anlagengröße, wobei kein Gebäude mehrfach ausgewählt wird. Dieser Vorgang wird wiederholt, bis die erforderliche installierte Leistung pro Gemeinde erreicht ist. Um Unsicherheiten in der Verteilung besser zu berücksichtigen, wird dieser Prozess 50-mal wiederholt (50 Seeds) und auf diese Weise verschiedene Verteilungsszenarien berechnet. Dadurch können unterschiedliche Ergebnisse der PV-Anlagenplatzierung modelliert und analysiert werden, was ein umfassenderes Verständnis für potenzielle Auswirkungen und Verteilungsmuster ermöglicht.

Feinräumige Regionalisierung von Wärmepumpen

Für die detaillierte Regionalisierung der Wärmepumpen wird zunächst das Gebäudevolumen jedes LOD1-Gebäudes ermittelt. Basierend auf diesem Volumen wird eine Abschätzung des Wärmebedarfs durchgeführt und daraus die ent-

sprechende Wärmepumpengrößenklasse abgeleitet. Die Zuweisung der Wärmepumpenanlagen erfolgt dann durch zufällige Auswahl von Gebäuden, wobei jedes Gebäude nur einmal ausgewählt wird. Dieser Vorgang wird wiederholt, bis die erforderliche installierte Leistung pro Gemeinde erreicht ist.

Hier wird ebenfalls zur Berücksichtigung von Unsicherheiten in der Verteilung dieser Prozess 50-mal wiederholt, um verschiedene Szenarien der Verteilung zu generieren. Auf diese Weise können unterschiedliche Ergebnisse der Wärmepumpenplatzierung modelliert und analysiert werden, was zu einem umfassenderen Verständnis potenzieller Auswirkungen und Verteilungsmuster führt.

II.1.1.7 Ladezeitreihen

[Hinweis: Die folgende Methodik- und Ergebnis-Entwicklung aus diesem Unterkapitel wurde in enger Kooperation am Fraunhofer IEE und an der Universität Kassel, Fachgebiet e²n vollzogen. Für die bessere Lesbarkeit sind alle diese thematisch zusammengehörigen Themen hier am Stück dokumentiert und sind so gleichlautend im Schlussbericht der Universität Kassel zu finden.]

*[Kapitelautor*innen: Michael von Bonin]*

Für die Ableitung von Ladeprofilen aus Fahrprofilen ist die Menge an empirischen Ladedaten sehr gering und nicht repräsentativ, da die heutigen Besitzer von Elektroautos hauptsächlich zur Gruppe der Early Adapter mit eigenem nicht repräsentativem Fahrverhalten gehören. Daher müssen für die Erstellung von Ladeprofilen eine Reihe von Annahmen getroffen werden, die auf ersten Erfahrungen, verfügbaren Technologien und Einschätzungen von Experten beruhen. Da die künftige Entwicklung ungewiss ist, müssen die Auswirkungen der wichtigsten und unsicheren Parameter variiert werden, um die Sensitivität zu bewerten. Zu den wichtigen Annahmen gehören die Verfügbarkeit und die Leistung (kW) von Ladepunkten an jedem Standort (zu Hause, am Arbeitsplatz, an anderen Orten) und der Hauptladeort der einzelnen Nutzer.

Zur Bestimmung des zeitlichen Verlaufs des Strombedarfs für E-Mobilität an jeder Ladestelle sind Ladeprofile von E-Pkw notwendig, die den einzelnen Ladestellen zugeordnet werden können. Ein Ladeprofil gibt in 15-minütiger Auflösung an, wieviel Strom im Jahresverlauf von einem Fahrzeug geladen wird. Wichtigster Input für die Erzeugung von Ladeprofilen sind die Fahrprofile, die in 15-minütiger Auflösung das Fahrverhalten eines Pkw-Nutzers aufzeigen. Um für jedes potenzielle Niederspannungsnetz das Fahr- und Ladeverhalten der Autobesitzer in richtiger Weise abzubilden und eine räumliche Zuordnung auf Häuserebene zu ermöglichen, werden Haushalte nachfolgenden Kriterien in insgesamt 63 Mobilitätsgruppen differenziert:

- 7 Raumtypen
- 3 Haushaltsnettoeinkommen
- Haushaltstyp

Innerhalb einer Mobilitätsgruppe ist das Fahrverhalten der einzelnen Fahrzeuge statistisch repräsentativ abgebildet. Das betrifft u. a. die Jahresfahrleistung, das Pendelverhalten und das Reiseverhalten. Da sich ein Niederspannungsnetz immer innerhalb eines gleichen Raumtyps befindet, können Kombinationen von bis zu neun verschiedenen Mobilitätsgruppen, unterschieden nach Haushaltseinkommen und Haushaltstyp vorkommen.

Darüber hinaus beinhaltet das Fahrprofil, noch allgemeine Informationen zum Fahrzeug, bzw. zum Haushalt des Fahrzeugs. Sie sind wichtig für eine sinnvolle statistische Zuordnung von Fahrzeugeigenschaften (Batteriegröße, elektrischer Verbrauch) und Präferenzen für den Ladeort (Heim, Arbeit öffentlich/halböffentlich), sowie für die geographische Zuordnung des Fahrprofils zu einem Haushalt, über bestimmte Haushaltseigenschaften.

In Abbildung II-13 ist die Modellkette zur Erstellung der Ladeprofile aus den Fahrprofilen dargestellt.

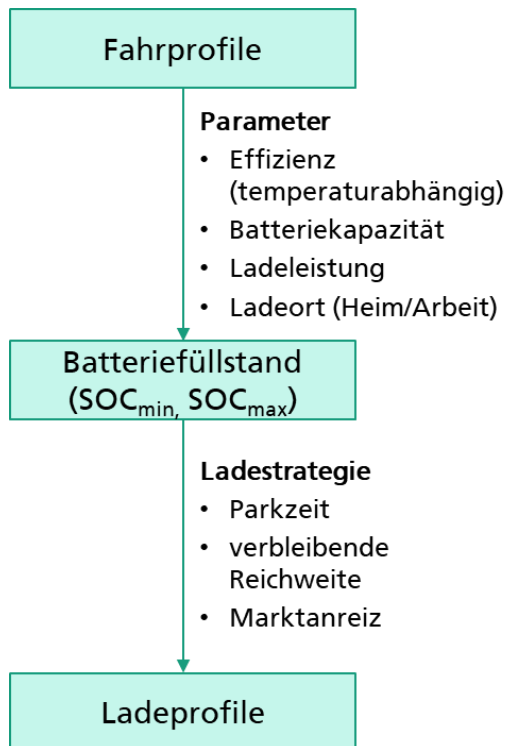


Abbildung II-13: Aufbau des Modells zur Erstellung der Ladeprofile.

Zunächst werden aus den Fahrprofilen die Batteriefüllstands-Profile (State of Charge – SOC) mithilfe von Annahmen zu Verbrauch, Batteriekapazität, Ladeverfügbarkeit/Ladetyp, und Temperaturabhängigkeit erstellt. Die Annahmen entstammen dabei der Literatur oder einer gemeinsamen Abstimmung im Konsortium. Für die Differenzierung sind alle Kriterien aus den Metadaten der Ladeprofile denkbar. Dabei wird unterschieden zwischen dem minimalen Batteriefüllstand SOC_{min} und dem maximalen Batteriefüllstand SOC_{max}. Für den SOC_{min} wird immer so spät wie möglich geladen, sodass der nächste Weg noch geschafft werden kann. Beim SOC_{max} wird entsprechend so früh wie möglich geladen, sodass der nächste Weg noch geschafft wird. Der SOC_{min} und SOC_{max} geben dann den Rahmen vor, innerhalb dessen, der Nutzer sein Auto je nach Präferenz in Bezug auf Parkzeit und verbleibende Reichweite lädt. Für den Fall, dass der Nutzer sein Ladevorgang in Abhängigkeit vom Strommarktpreis durchführt, geben der SOC_{min} und SOC_{max} ebenfalls den Rahmen für eine Optimierung am Strommarkt oder auf kleiner Ebene an regionalen Märkten vor; vgl. Abbildung II-14.

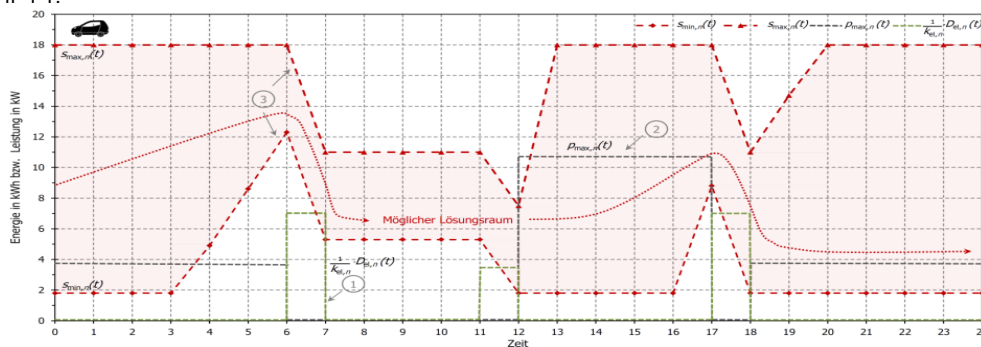


Abbildung II-14: Batteriefüllstand und möglicher Lösungsraum für eine Optimierung des Ladevorgangs am Strommarkt. (Quelle: Trost 2017)

Die Publikation [Bonin et al. 2022] zeigt ein Beispiel, wie das Ladeverhalten so optimiert werden kann, dass der einzelne Haushalt seine Stromkosten oder den Eigenstromverbrauch mit der PV-Anlage optimiert.

Temperaturabhängigkeit des Ladeverhaltens

Zur korrekten Berücksichtigung der Temperaturabhängigkeit des Ladeverhaltens wurde ein Modell erstellt, dass diese berücksichtigt. Dies ist gerade im Hinblick auf Verteilnetzbetrachtungen wichtig, da ein starker Zusammenhang mit anderen temperaturabhängigen Verbrauchern und Erzeugern, vor allem Wärmepumpen besteht, der für die Auslegung relevant ist.

Für die Untersuchungen wurde das Wetterjahr 2012 ausgewählt, da es in diesem Jahr eine besonders lange kalte Periode gab, die eine Extremsituation darstellt für die Systemauslegung, vgl. Abbildung II-15.

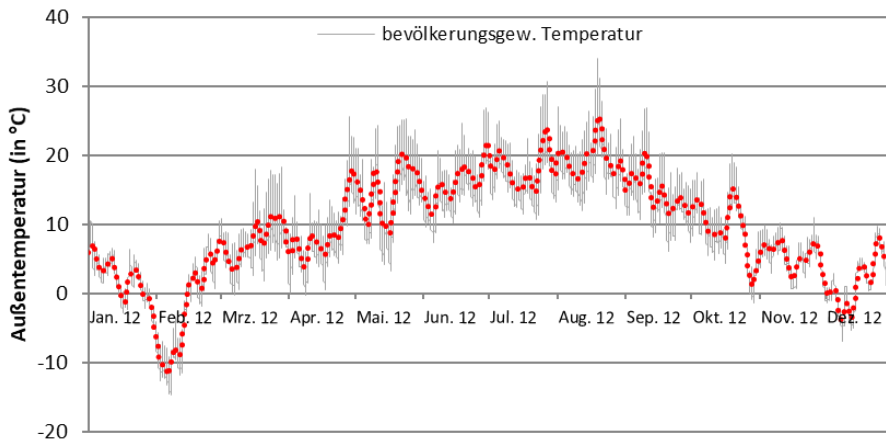


Abbildung II-15: bevölkerungsgewichtete Temperatur in Deutschland für das Jahr 2012. Die roten Punkte entsprechen dem 3-Tages-Mittelwert.

Dabei muss unterschieden werden zwischen stationärem und instationärem Leistungsbedarf. In Abbildung II-16 ist ein thermodynamisches System eines Fahrzeuges dargestellt. Der stationäre temperaturbedingte Leistungsbedarf kann aufgeteilt werden in die Komponenten Luftaustausch, Solareintrag, Wärmeleitung und Stoffwechselrate der Insassen eines Fahrzeuges.

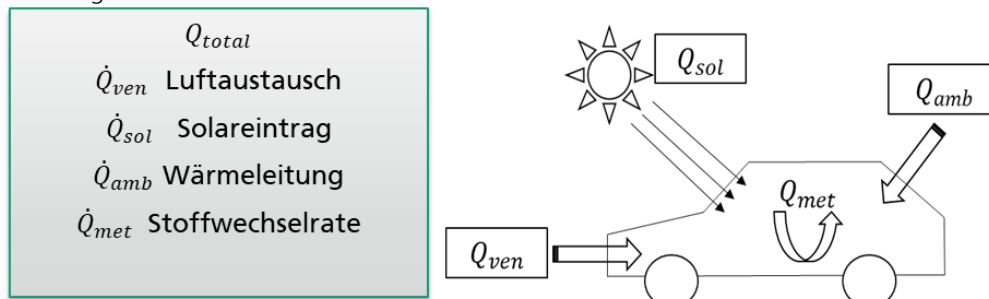


Abbildung II-16: Thermodynamisches Modell eines Fahrzeugs. (Eigene Darstellung)

In Summe ergibt sich der in Abbildung II-17 dargestellte erhöhte Leistungsbedarf bei Berücksichtigung der Außentemperatur. Der Leistungsbedarf des Systems steigt unterhalb von -10°C , auf Grund des eingeschränkten Betriebsbereiches

der Wärmepumpe, sprunghaft von 2,95 kW auf 4,65 kW an. Im Temperaturbereich zwischen -10°C und +40°C verhält sich der elektrische Leistungsbedarf näherungsweise symmetrisch um den 15°C Wert.

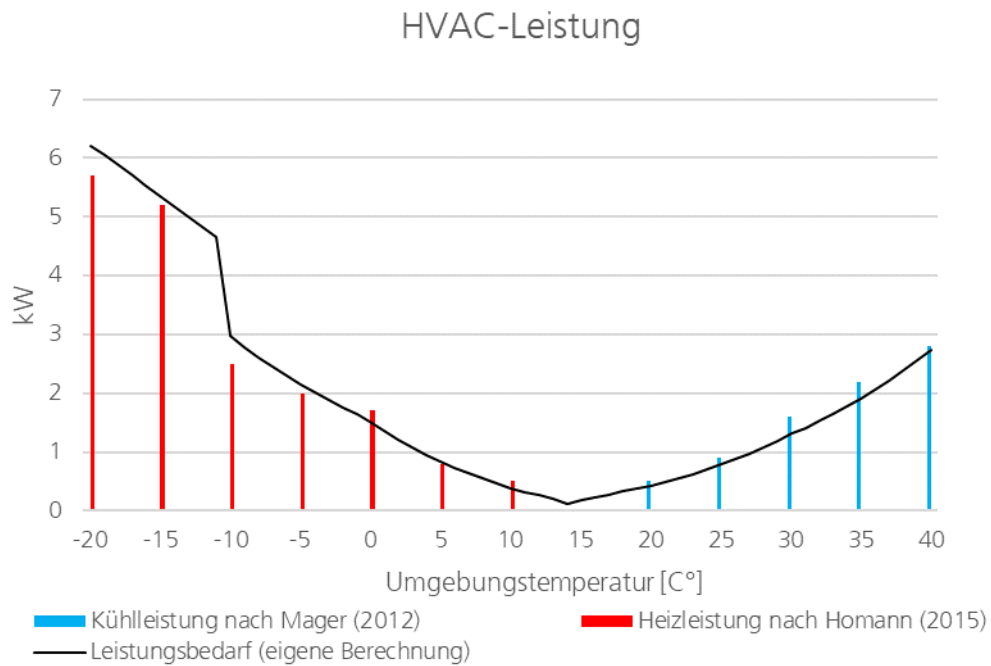
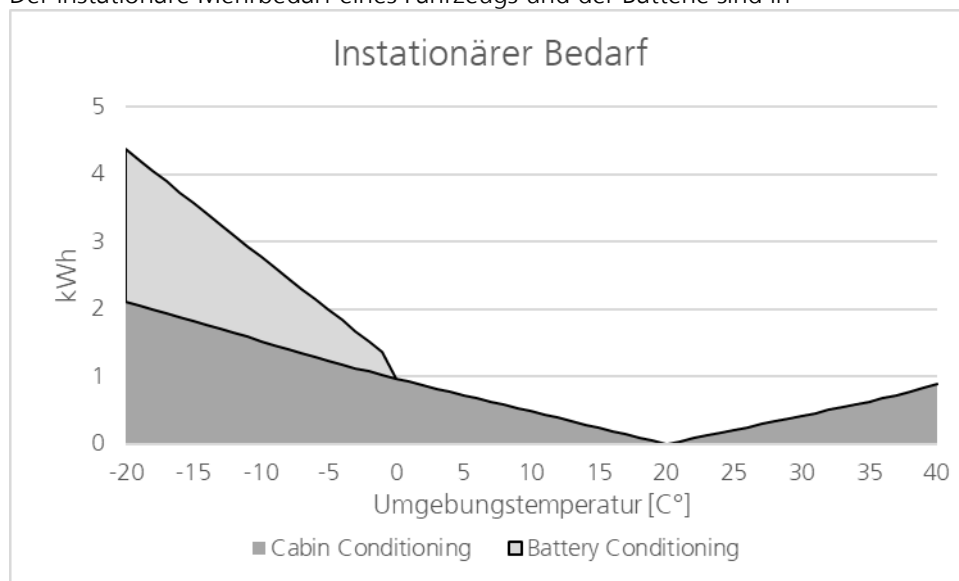


Abbildung II-17: Temperaturabhängiger stationärer Mehrverbrauch eines Fahrzeuges nach der Modellierung im Vergleich mit Literaturangaben.

Der instationäre Mehrbedarf eines Fahrzeuges und der Batterie sind in



dargestellt. Die benötigte Energie zur Vorkonditionierung der Batterie und des Fahrzeuges folgen näherungsweise linear der Umgebungstemperatur. Die Batterie wird bei Temperaturen < 0° C konditioniert.

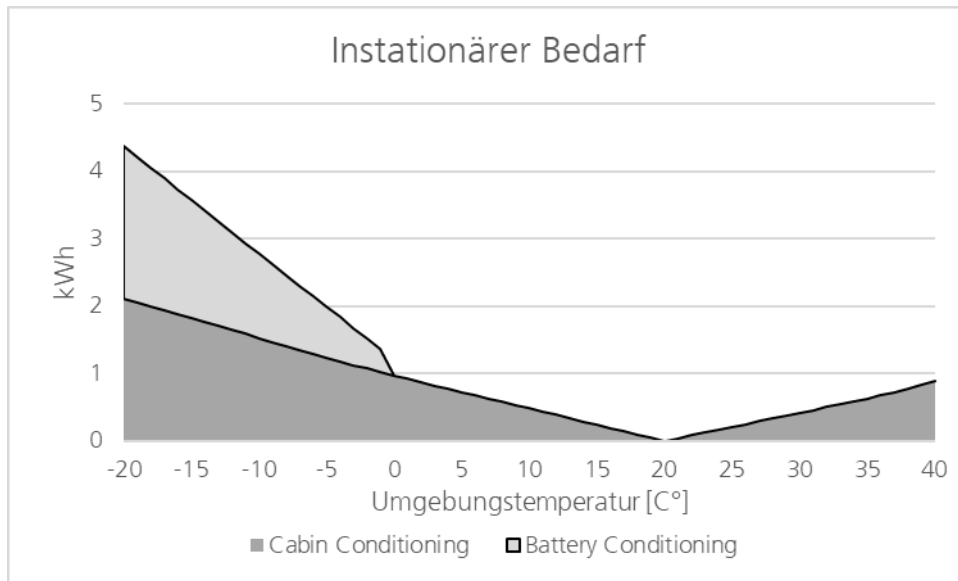


Abbildung II-18: Thermische Konditionierung eines E-Fahrzeugs. (Eigene Darstellung)

Im Ergebnis zeigt sich für 1000 Fahrzeuge folgender Verbrauch im Zusammenhang mit der Außentemperatur

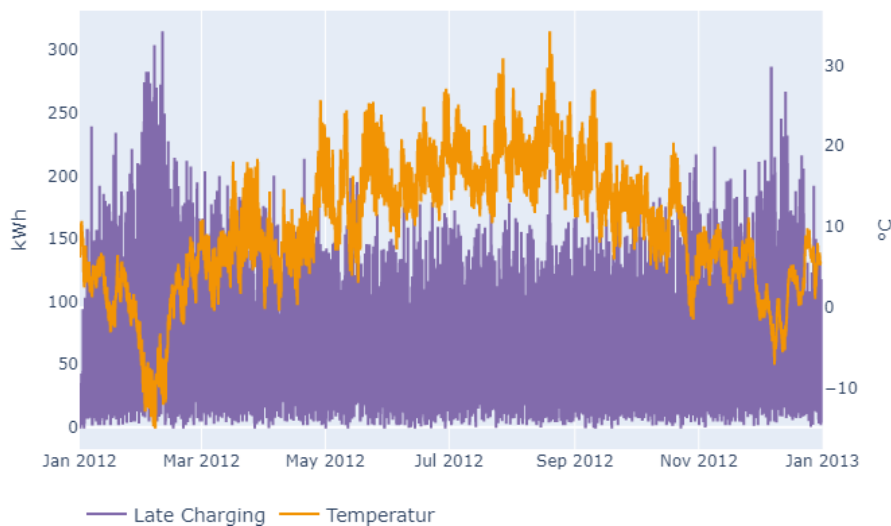


Abbildung II-19: Jahresverbrauch von 1000 Fahrzeugen in Abhängigkeit der Temperatur. (Eigene Darstellung).

Ergebnisse Ladeprofile

Für die zu treffenden Annahmen können für ausgewählte Netzgebiete dieselben Profile verwendet werden, wie für eine deutschlandweite Betrachtung, es sollte lediglich berücksichtigt werden, dass die Profile für den entsprechenden Raumtyp ausgewählt werden. Abbildung II-20 zeigt ein Beispiel, wie viele Fahrzeuge von 100 Fahrzeugen, die zu Hause geladen werden, gleichzeitig angeschlossen wären. Dabei ergeben sich folgende Beobachtungen:

- Maximal 13 Fahrzeuge von 100 Fahrzeugen laden gleichzeitig (Gleichzeitigkeitsfaktor: 0,13).
- Leicht erhöhter Bedarf in „kalten“ Monaten.
- Bei 200 Fahrzeugen laden nicht mehr als 20 Fahrzeuge gleichzeitig (Gleichzeitigkeitsfaktor: 0,1).
- Bei 20 Fahrzeugen laden bis zu 5 gleichzeitig (Gleichzeitigkeitsfaktor: 0,25).

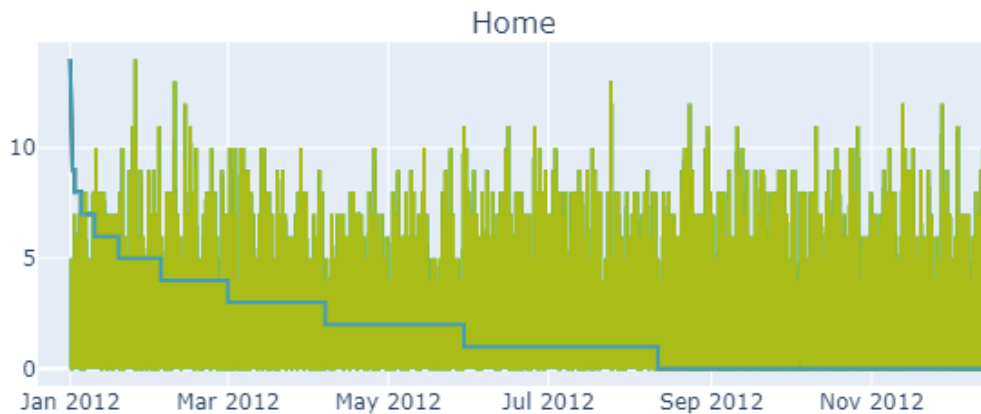


Abbildung II-20: Anzahl gleichzeitig ladender Fahrzeuge für 100 zufällig ausgewählte Fahrzeuge im Jahresverlauf, sowie die Jahresdauerlinie.

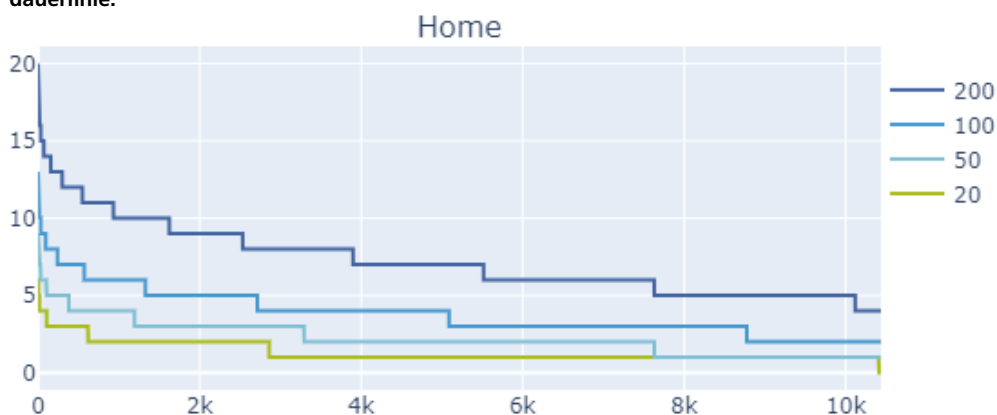


Abbildung II-21: Jahresdauerlinie, für die Anzahl der gleichzeitig Strom beziehenden Fahrzeuge für eine unterschiedlich hohe Anzahl im Vergleich.

II.1.1.8 Zusammenstellung unterschiedlicher Szenario Varianten

[Kapitelautor: Hendrik Maschke]

Die vorangegangenen Projekteinhalte beinhalteten den Fahrzeughochlauf, unterschiedliche Regionalisierungen je Ladestellentyp sowie Ladezeitreihen. Um damit konkrete Auswirkungenanalysen von Stromnetzen durchführen zu können, wurden unterschiedliche Szenario-Varianten entwickelt. Diese untersuchen insbesondere den Einfluss von Anzahl und Verteilung der unterschiedlichen Ladestellentypen in unterschiedlichen Szenario Alternativen, welche im Folgenden erläutert werden.

Die Szenarien wurden aus der Studie "Ladeinfrastruktur nach 2025/2030: Szenarien für den Markthochlauf" [NOW 2020] abgeleitet und anschließend mit den entsprechenden Ergebnissen aus den vorherigen Projektarbeiten angepasst. Die Szenario Zahlen wurden aus der Studie übernommen und für das Jahr 2040 angepasst. Das zentrale öffentliche Laden wurde auf Basis des Szenarios HPC-Laden ermittelt ohne Berücksichtigung von digitalen Angeboten und auf Basis des Szenarios geringe Verfügbarkeit privater Ladepunkte. Folgende Szenarien wurden im Rahmen vom Projekt Ladeinfrastruktur 2.0 entwickelt:

- Referenzszenario (NEP23)
- Hohe Verfügbarkeit intelligenter privater Ladeinfrastruktur (privat)
- hohe Verfügbarkeit zentraler öffentlicher Schnellladeinfrastruktur (zentral)
- hohe Verfügbarkeit dezentraler öffentlicher Ladeinfrastruktur (dezentral)

Im Referenzszenario wird keine Steuerung der Ladevorgänge angewendet und die Verteilung der Ladeinfrastruktur erfolgt prozentual auf die einzelnen Ladeorte. Im privaten Szenario wird eine hohe Verfügbarkeit von intelligenter privater Ladeinfrastruktur angestrebt, insbesondere durch eine erhöhte Anzahl von 11 kW Ladesäulen an Orten wie Eigenheimen, Mehrfamilienhäusern oder Arbeitgebern, die technisch in der Lage sind, Betriebsführungsstrategien umzusetzen. Beim zentralen Szenario wird eine hohe Verfügbarkeit von zentraler öffentlicher Schnellladeinfrastruktur erwartet, die durch eine erhöhte Anzahl von Ladesäulen mit 150 kW Leistung (Lade-Hubs) im öffentlichen Raum gewährleistet wird. Das dezentrale Szenario erwartet vermehrten Ausbau dezentraler öffentlicher Ladeinfrastruktur. Dies wird durch eine erhöhte Anzahl von 11 kW Ladesäulen am Straßenrand und auf Kundenparkplätzen erreicht. Abb. 22 zeigt die prozentuale Verteilung von Ladestation je Ladestellentyp für die definierten Szenarien.

Basierend auf diesen vier Verteilungs-Szenarien können weitere Ladetechnologien und Betriebsführungsstrategien untersucht werden wie beispielsweise marktorientiertes Laden. Dadurch können auch Steuerungsmechanismen für Ladevorgänge durch Preissignale eingeführt werden. Dies ermöglicht eine dynamische Anpassung der Ladevorgänge entsprechend der aktuellen Nachfrage und Verfügbarkeit von Energie. Darüber hinaus können lokale Energiemanagementsysteme (HEMS) berücksichtigt werden, um die Integration erneuerbarer Energien und eine effiziente Nutzung der vorhandenen Energiequellen zu ermöglichen. Diese Systeme tragen dazu bei, die Ladeinfrastruktur intelligent zu steuern und den Energieverbrauch zu optimieren, haben jedoch keinen Einfluss auf die örtliche Verteilung der Ladestationen.

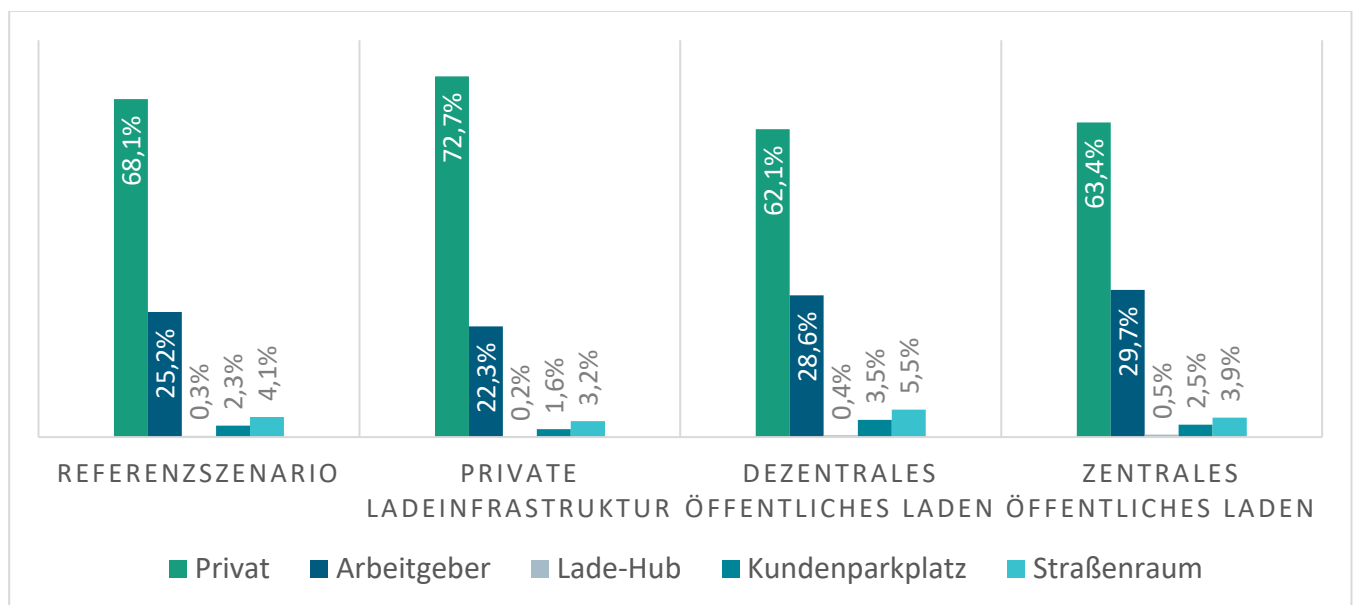


Abb. 22: Prozentuale Aufteilung je Szenario und Ladestellentyp

Die in diesem Kapitel entwickelten Szenarien und Methoden dienen als wesentliche Basis für die anschließenden Netzberechnungen in Kapitel II.1.3. Durch die exakte Modellierung verschiedener Ladeinfrastruktur-Typen und Nutzerverhalten können im nächsten Schritt fundierte Analysen und Berechnungen durchgeführt werden, um die Auswirkungen auf das Netz zu verstehen und mögliches Optimierungspotential zu identifizieren.

II.1.1.9 Referenzen Themenfeld Szenarien

[Gauglitz 2023] Gauglitz, P. Regionalisierung von E-Kfz-Ladestellen in Szenarien für den zukünftigen Ausbau in Deutschland. Dissertation zur Erlangung des akademischen Grades Doktor der Naturwissenschaften (Dr. rer. nat.) Fachbereich Elektrotechnik/Informatik. Universität Kassel. Kassel, April 2023. Verfügbar unter: <http://dx.doi.org/doi:10.17170/kobra-202311088983>

[Thomsen 2020] Thomsen, G.: Entwicklung eines Modells zur Regionalisierung von Ladestellen für Elektrofahrzeuge. Masterarbeit. Europa Universität Flensburg. Flensburg (16.06.2020).

-
- [Gauglitz et al. 2020] Gauglitz, P.; Ulfers, J.; Thomsen, G.; Frischmuth, F.; Geiger, D. und Scheidler, A.: Modeling Spatial Charging Demands Related to Electric Vehicles for Power Grid Planning Applications. ISPRS International Journal of Geo-Information (2020). DOI: 10.3390/ijgi9120699.
- [Gauglitz et al. 2021] Gauglitz, P.; Geiger, D.; Ulfers, J. und Zauner, E.: Modeling public charging in-frastructure considering spatial distribution of e-car ownership and points of interests. EGU General Assembly 2021, Session ERE2.2, EGU21-4935. Wien / online (2021). DOI: 10.5194/egusphere-egu21-4935.
- [Horst et al. 2018] Horst, D.; Gauglitz, P. und Pape, C.: Konzept zur Abbildung der räumlichen und zeitlichen Entwicklung von PV-Aufdachanlagen. In: Wittmann, J., Wolf, L., Ahlers, V., Koschel, A., Pump, R. (Hg.): Simulation in Umwelt- und Geowissenschaften. Workshop Hannover 2018. Aachen: Shaker Verlag (2018).
- [Bertelsmann Stiftung 2022] Webseite BertelsmannStiftung. Demografischer Wandel. Publikationen (2021). <https://www.bertelsmann-stiftung.de/de/tag/demografischer-wandel>, 20.01.2022.
- [GfK Geomarketing 2017] GfK Geomarketing: GfK Bevölkerungsstrukturdaten Deutschland 2017. Daten zur soziodemografischen Struktur der Haushalte (2017).
- [Windt und Arnhold 2021] Windt, A. und Arnhold, O.: Ladeinfrastruktur nach 2025/2030: Szenarien für den Markthochlauf. Studie im Auftrag des BMVI. Berlin (2020). https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2020/11/Studie_Ladeinfrastruktur-nach-2025-2.pdf, 14.04.2021.
- [Bonin et al. 2022] von Bonin, M.; Dörre, E.; Al-Khzouz, H.; Braun, M.; Zhou, X. Impact of Dynamic Electricity Tariff and Home PV System Incentives on Electric Vehicle Charging Behavior: Study on Potential Grid Implications and Economic Effects for Households. *Energies* **2022**, *15*, 1079. <https://doi.org/10.3390/en15031079>
- [NLS 2021] Nationalen Leitstelle Ladeinfrastruktur (2021, August 16). Koordinaten zu den Suchräumen [PDF]. Abgerufen von https://nationale-leitstelle.de/wp-content/uploads/2021/08/koordinaten_zu_den_suchraeumen.pdf
- [DEU 2021] Standorttool. Deutschlandnetz. Abgerufen von <https://www.standorttool.de/strom/deutschlandnetz/>
- [NOW 2020] NOW GmbH. (2020). Ladeinfrastruktur nach 2025/2030: Szenarien für den Markthochlauf [PDF]. Abgerufen von https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2020/11/Studie_Ladeinfrastruktur-nach-2025-2.pdf
- [Trost 2017] Trost, T.: „Erneuerbare Mobilität im motorisierten Individualverkehr, Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik“ Dissertation,
- [Trost et al. 2017] Trost, T., Sterner, M. u. Bruckner, T.: Impact of electric vehicles and synthetic gaseous fuels on final energy consumption and carbon dioxide emissions in Germany based on long-term vehicle fleet modelling. *Energy* **141** (2017), S. 1215–1225
- [Magdowski et al. 2021] Magdowski A., von Bonin M., Frischmuth F., Gauglitz P., „Prognostizierter Hochlauf der Ladeinfrastruktur in Hamburg und Modellierung des Ladestrombedarfs von Elektroautos für Niederspannungsnetze“ in Hamburger Beiträge zum technischen Klimaschutz, page 93 – 101, 2021, <https://doi.org/10.24405/13959>
- [Kraftfahrtbundesamt 2022] Kraftfahrtbundesamt 2022: Zulassungszahlen bis 2022 (https://www.kba.de/Shared-Docs/Downloads/DE/Statistik/Fahrzeuge/FZ1/fz1_2022.xlsx?blob=publicationFile&v=5)
- [Prognos et al. 2021] Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2021): Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann.
- [BNetzA 2022] BNetzA (2022) Genehmigung des Szenariorahmens 2023-2037/2045

II.1.2 Ergebnisse für das Themenfeld Netzbetriebsführung

II.1.2.1 Einleitung und Zielstellung im Projektkontext

[Kapitelautor: Dr. Jan Ringelstein]

Die Netzbetriebsführung unter möglichst optimaler Einbeziehung von Ladeinfrastruktur ist ein zentrales Thema im künftigen elektrischen Energiesystem. Der Begriff bezieht sich auf alle Prozesse, die die jederzeitige, sichere Versorgung aller Verbraucher, aber auch den sicheren Betrieb dezentraler Einspeiser gewährleistet. Im Verteilnetzbereich sind dazu die Vermeidung von Überlastungen, die Spannungshaltung, die Sicherheit und die Minimierung von Kosten und Netzverlusten wesentlich. Zur Einbeziehung einer steuerbaren, netzdienlich betriebenen Ladeinfrastruktur in der Mittel- und Niederspannungsebene gibt es verschiedene Möglichkeiten, die im Projekt untersucht wurden. Ausgangspunkt dazu war eine Anforderungsanalyse, die eine Definition von Markttrollen und die Entwicklung von Use Cases beinhaltete. Teil der Analyse war auch eine Aufstellung und Einordnung von IKT-Konzepten und vorhandenen Standards entlang der gesamten Kommunikationskette von Fahrzeug über Ladevorrichtung, Haushalt, Gebäude, Ortsnetzstation, Netzleitstelle sowie weiterer Marktteilnehmer und Clouddienste (z.B. Smart Home – Anbieter).

Basierend auf dieser grundsätzlichen Annäherung an die Thematik und unter Verwendung der Szenarien und Netzmodelle als Eingabedaten wurden im Anschluss verschiedene Lade-, Netzbetriebsführungs- und Energiemanagementstrategien untersucht. Dies umfasst eine Konzeption und Klassifikation der Strategien. Bei der weiteren Arbeit waren drei projektkinterne Anforderungen zu erfüllen:

- Die Entwicklung von verschiedenen Algorithmen für die Betriebsführung und deren Bewertung in Hinblick auf theoretische Netzauswirkungen
- Das Liefern von Daten und Methoden zur Bewertung von Betriebsführungsstrategien im Rahmen der Netzausbauplanung
- Die Vorbereitung der Algorithmen für den Feldeinsatz in einer demonstrationsnahen Umgebung

Im Projektverlauf wurde festgestellt, dass diese drei Anforderungen mittels eines einzigen Werkzeugs nicht zu erfüllen waren. Der Hauptgrund dafür ist, dass die Anforderungen stark unterschiedliche Detailgrade und Zeithorizonte bei der Modellierung und Simulation erfordern. Für die Netzplanung wird typischerweise ein Zeitraum von einem Jahr und eine zeitliche Auflösung von 15 Minuten zu Grunde gelegt; Untersuchungsgegenstand ist der Netzzustand. Der interne Zustand von einzelnen Anlagen oder privaten Gebäudenetzen sowie etwaige Steuersignale und Kommunikation zwischen verschiedenen Regelebenen sind dagegen nicht relevant. Bei der feldtestnahen Untersuchung von Algorithmen mit hohem Detailgrad steht dagegen Letzteres im Vordergrund, wohingegen der Zeithorizont auf wenige Tage mit minütlicher Auflösung begrenzt sein kann, um z.B. eine bestimmte Situation, wie die Reaktion auf einen Netzengpass, zu modellieren. Diese unterschiedlichen Anforderungen führten zur Entwicklung von drei verschiedenen Werkzeugen, deren Ausgestaltung und Umsetzung zu einem Schwerpunkt der Arbeiten wurde, was zum Zeitpunkt der Antragstellung aber nicht vorhersehbar war. Generelle Untersuchungsziele waren Spannungshaltung, Engpassmanagement sowie die Vermeidung bzw. Verzögerung von Netzausbau. Weiterer Fokus wurde im Projektverlauf auf die Betrachtung eines Flexibilitäts-Marktes gesetzt. Dieser wurde vom IEE mit Hilfe der auf der „beeDIP“-Plattform basierenden Demonstrationsumgebung als Proof-of-Concept umgesetzt.

Parallel zu dem o.g. Hauptarbeitspfad gab es einige nebenläufige Pfade:

- Die Netzzustandsschätzung und -Prognose mittels künstlicher Intelligenz. Die Hauptarbeiten in diesem Bereich fanden an der Universität Kassel statt. Das IEE unterstützte besonders bei der Umsetzung und Demonstration der Ergebnisse.
- Der Anwendungsfall Frequenzhaltung wurde ebenfalls schwerpunktmäßig an der Universität Kassel untersucht.
- Im Bereich des Liegenschafts-Energiemanagements wurde ein neuartiges Modellierungs- und Optimierungstool namens „EnergyPilot“ entwickelt und in der Demonstrationsumgebung getestet
- Auf Basis der entwickelten Konzepte war das IEE bei der Planung und Umsetzung der Feldtests, insbesondere des Piloten in Braunschweig tätig.

Die genannten Arbeiten sind in Abbildung 23 in Form einer Prozesskette zur Modellierung und Analyse von Betriebsführungsstrategien von der Konzeptualisierung bis hin zu Feldtests dargestellt.

	Konzeptualisierung	Simulationen		Labortests	Feldtests
		Netzplanung	Netzbetriebsführung		
Entwicklungsumfang	Konzeptualisierung und Klassifizierung	Modellierung der Auswirkungen auf das Netz	Modulare Modellierungen von Netzkomponenten und Kommunikation	Micro-service-basierte Komponentenmodellierung mit Kommunikations- und Datenprotokollen	Berücksichtigung von Benutzerinteraktion, Messungen, Hardwareeigenschaften, Regulatorik und wirtschaftl. Abhängigkeiten
Detailgrad der Modellierung					
Analysetools	Anwendung vergleichbarer Klassifizierungskriterien	Leistungsfluss, Netzausbauplanung, betriebliche Analysen		Erweiterte betriebliche Analysen unter Berücksichtigung zusätzlicher Aspekte	Feldtest in passend vorbereitetem Netzgebiet
Analyseumfang	Anwendbare Anwendungsfälle	Große Anzahl von Netzkonfigurationen	Ausgewählte Netze mit passenden Zeitdauern	Ausgewähltes Netz mit passender Zeitdauer	Ausgewähltes Netzgebiet mit teilnehmenden Haushalten
Haupt-erkenntnisse	Klare, einheitliche und vergleichbare Beschreibung	Einfluss auf Leistungsflussergebnisse, Netzausbaumaßnahmen, notwendige Kommunikation und Komponentenverhalten		Algorithmen vorbereitet für die praktische Implementierung	Machbarkeitsstudie inkl. Benutzerfeedback
KPIs	Verständliche Konzeptualisierung	Reduktion von Netzausbaumaßnahmen	Verbesserung der Netzsituation, notwendige Kommunikation	Technische Machbarkeit: notwendige Messungen und IKT Infrastruktur	Gleichzeitigkeitsfaktoren, Beteiligung an kritischen Netzsituationen

Abbildung 23: Prozesskette zur Modellierung und Analyse von Betriebsführungsstrategien (Grafik: Andrea Schön)

Der Prozess beginnt mit der theoretischen Konzeptionierung von Betriebsführungsstrategien; diese umfasst u.a. die Identifikation von Use Cases (Anwendungsfälle). Der folgende simulationsbasierte Prozessschritt betrifft die Netzplanung und den Netzbetrieb. Labortests erlauben die weitere Detaillierung der Strategien in einer Umgebung mit praxisnahen Kommunikationsstandards. In Feldtests können abschließend funktionale und nicht funktionale Aspekte untersucht werden (z.B. Kundeninteraktion mit einem Webinterface, Systemstabilität, Installationsaufwand etc.).

Hinweis: Die nachfolgenden Abschnitte beschreiben Entwicklungen im Themenfeld Netzbetriebsführung, welche im Rahmen des Projekts schwerpunktmäßig am Fraunhofer IEE durchgeführt wurden. Während des Projekts wurde in diesem Themenfeld eng mit der Universität Kassel zusammengearbeitet und die Universität Kassel hat einige Entwicklungen in diesem Themenfeld unterstützt und begleitet. Die Beiträge der Universität Kassel beziehen sich v.a. auf die Konzeptionierung und Entwicklung des Systems zur Algorithmenentwicklung, als auch die Mitwirkung am Konzept der umsetzungsnahen Umgebung. Zur besseren, zusammenhängenden Lesbarkeit sind die Aktivitäten nur im Bericht des Fraunhofer IEE beschrieben.

II.1.2.2 Gegenüberstellung zu vorgegebenen Zielen

[Kapitelautor: Dr. Jan Ringelstein]

Der Großteil der hier vorgestellten Arbeiten liegt im Arbeitspaket 5 „Systembetrieb“. AS 5.1 bis 5.3 beziehen sich auf die Anforderungsanalyse, Use Case - Definition und IKT.

Im Bereich der Netzzustandsschätzung und -Prognose wurden die Arbeiten der Universität Kassel wie geplant begleitet und deren Einbindung in der Demonstrationsumgebung sichergestellt. Letzteres wurde durch die Entwicklung einer Anbindung an die Softwareplattform „beeDIP“ erreicht, auf der die Demonstrationsumgebung basiert.

Die unten detaillierte Ausarbeitung von Betriebsführungsstrategien und Konzepten führte zu einer ersten Veröffentlichung zum Themenfeld [Schön et al. 2020]. Bei der Entwicklung der Netzbetriebsführungen (5.7) bis hin zur Entwicklung der Demonstrationsumgebung gab es wegen der Notwendigkeiten im Projekt diverse Detailanpassungen der jeweiligen Zielstellungen. Generell stand die Netzdienlichkeit und die Umsetzung der o.g. Werkzeuge stärker im Fokus als die explizite Einbeziehung von Marktsignalen (5.9) in die Betriebsführungsstrategien. Letztere spielten aber bei verschiedenen Einzelstrategien (marktdienliches Laden, Flex-Markt, Strategie Feldtest Braunschweig) eine Rolle. Was die Reaktion der Endkunden auf Marktsignale betrifft, erlaubt ein Pilottest erheblich bessere Rückschlüsse als eine Simulation; daher wurde auf die durch AS 5.9 nahe gelegte, über die Szenarien und grundsätzliche Annahmen hinausgehende Modellierung des marktsignalabhängigen Nutzerverhaltens verzichtet (soweit es sich bei Nutzern um Personen handelt, nicht um automatische Systeme). Bei der Algorithmenentwicklung zu optimalen Ladevorgängen in Liegenschaften (AS 5.8) stand die Entwicklung der Energiemanagementsoftware „EnergyPilot“ im Fokus. Die Vorbereitung und Durchführung von Simulationen (AS 5.10, 5.11) bezog sich einerseits auf den Test der o.g. Werkzeuge und entwickelten Algo-

rithmen, andererseits auf die für AP 7 wesentlichen Szenarien. Für AS 5.12 und 5.13 wurde schließlich die Systemplattform beeDIP, die auch zur Einbindung in eine Leitwartenumgebung und dem Empfang von Informationen des Netzbetreibers dienen kann, gemäß der AP-Ziele angepasst.

Wie bereits erwähnt, wurde im Projektverlauf die Notwendigkeit offensichtlich, drei verschiedene Werkzeuge zur Abdeckung der projektinternen Anforderungen zu entwickeln. Dies stellt einen Unterschied zur ursprünglichen Planung dar und führte zu einem gewissen Mehraufwand. Dieser musste durch geringere Beteiligung an der Auswertung der Feldtests aufgefangen werden. Dies hatte auf das Projekt aber keine negativen Auswirkungen, da sich der Feldtest in Hamburg - insbesondere durch pandemiebedingte Lieferschwierigkeiten von Hardwarebauteilen - verzögerte und die an den anderen beiden Feldtests beteiligten Partner (Thüga AG, NetzeBW) die Auswertung vollumfänglich übernehmen konnten.

II.1.2.3 Anforderungsanalyse und IKT

[Kapitelautor: Dr. Jan Ringelstein]

Um ein gemeinsames Verständnis über die netzdienliche Anwendung von Ladeinfrastruktur zu entwickeln und Anforderungen dafür zu ermitteln, wurde zu Beginn des Projektes eine Use-Case Analyse unter Einbeziehung aller Partner durchgeführt. Dies erfolgte mit Hilfe von Fragebögen an alle Partner sowie mehreren Workshops. Eine Literaturrecherche zum Stand der Forschung in den Bereichen Vehicle-to-Grid und Systemdienstleistungen durch Elektromobilität diente als zusätzlicher Input. Die Anwendungsfälle wurden in folgende Kategorien unterteilt:

- High Level Use Cases (HLUCs) beschreiben abstrakte Aktionen für bestimmte Akteure bzw. Markttrollen, ohne spezifische Systeme oder technische Einrichtungen zu nennen (z.B. „VNB vermeidet Netzüberlast durch angepasste Netzausbauplanung“).
- Primary Use Cases (PUCs) beinhalten eine funktionelle Beschreibung und Abbildung von HLUCs auf spezifische Systeme, Methoden oder Prozesse (z.B. „VNB nutzt vorausschauende Netzbetriebsplanung, um Häufigkeit der nötigen Steuereingriffe auf Ladestellen zu schätzen“).
- Secondary Use Cases (SUCs) beschreiben eine Kernfunktion, die von mehreren PUCs genutzt wird (z.B. „VNB nutzt Netzzustandsprognose zur Planung des Netzzustands“).

Die Analyse resultierte in der Definition von 21 Akteuren bzw. Markttrollen sowie 13 Geschäftszielen (Business Goals) aus den Bereichen Netz und Energieversorgung, E-Mobilität und Hersteller, private Kunden und gewerbliche Kunden. Zu den Akteuren wurden eine Reihe von Anforderungen aufgestellt, von denen sich die meisten auf Autofahrer und VNB beziehen. Es wurden 16 HLUCs, 16 PUCs und 14 SUCs aufgestellt. Wesentliche HLUCs beziehen sich auf die Vermeidung von Netzüberlast, die Sicherstellung der Spannungsqualität, die Kostensenkung beim VNB und den Kundenservice. Wesentliche PUCs beziehen sich auf die netz- und kundendienliche Nutzung von Netzbetriebsführung und Lademanagement im Endkundennetz, während die meisten SUCs die Themen Steuerung, Messung und Netzzustandserfassung seitens VNB sowie Informationsabfrage und -Verteilung betreffen. Basierend auf dieser Analyse wurden die Use Cases mittels UML-Modellen funktionell beschrieben.

Diese Beschreibung ermöglichte im Anschluss die Definition von Systemen und Subfunktionen, Informationsströmen zwischen den Akteuren bzw. beteiligten Systemen sowie die Beschreibung einer IKT-Architektur. Abbildung 24 zeigt eine Variante der sich ergebenden Architekturgrafik. Diese beinhaltet auf der linken Seite eine Reihe von Marktakteuren mit zentralen Funktionen sowie auf der rechten Seite drei Ausprägungen von Systemanordnungen bei den Endkunden. Dabei bezieht sich Typ (1) auf eine private Ladeinfrastruktur, die lokal aufgrund von Vorgaben z.B. des VNB geregelt wird, z.B. ein mit einem Energiemanagement ausgestattetes Einfamilienhaus, das über einen Smart Meter Gateway Informationen vom VNB erhält. Diese Variante ist auch mit dem aktuellen Entwurf für §14a EnWG gesetzlich verankert. In Typ 2 gibt es mehrere unabhängige Nutzer der Ladeinfrastruktur; die Regelung erfolgt nach wie vor lokal und es findet keine Abrechnung durch Dritte statt. Beispiel dafür wäre der Parkplatz eines Arbeitgebers, der den Mitarbeitern das Laden ermöglicht. In Typ 3 wird die Ladeinfrastruktur durch einen Flottenbetreiber (e-Mobility Service Provider, eMSP) zentral gesteuert, der auch Authentifizierung und Abrechnung vornimmt. Die Nutzung kann einer bestimmten Personengruppe vorbehalten sein, z.B. die Einwohner eines Mehrfamilienhauses oder wiederum Mitarbeitende eines Unternehmens.

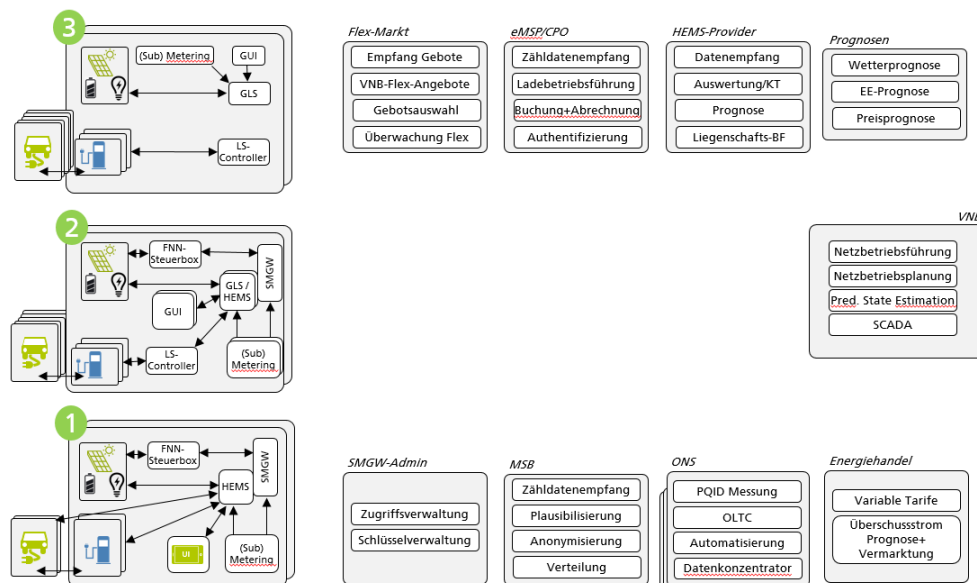


Abbildung 24: Marktakteure und Endkundentypen

Die relevanten Akteure, Systeme und Informationsströme dazwischen sind je nach Ausprägung unterschiedlich. Abbildung 25 zeigt typische IKT-Protokolle und Technologien für die relevantesten Schnittstellen.

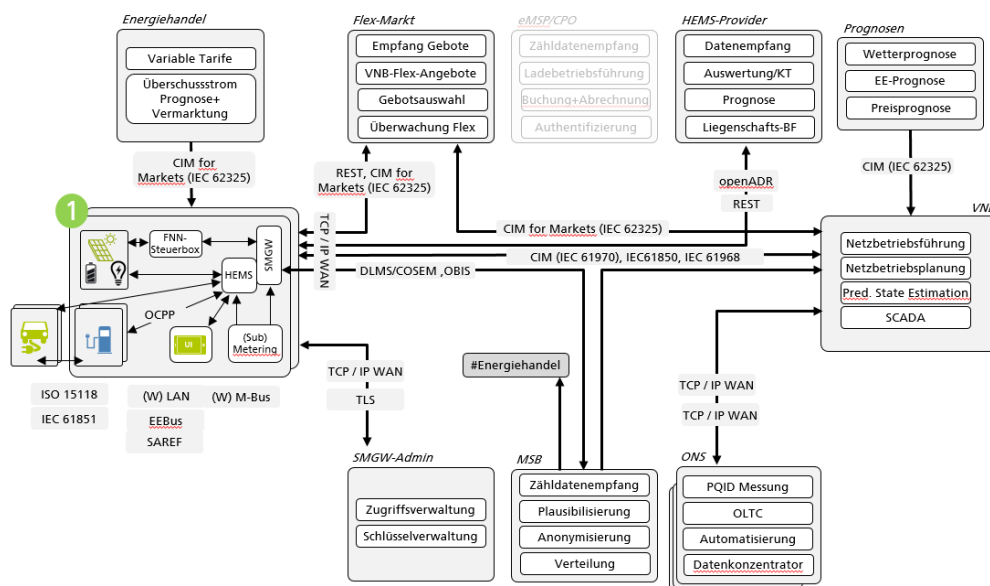


Abbildung 25: Typische IKT-Schnittstellen zwischen Marktakteuren

Auf Basis dieser Analyse wurden im Folgenden Kommunikationsstandards für die relevanten Verbindungen recherchiert. Grundsätzliches Ergebnis war, dass für jede Verbindung mindestens ein Standard definiert ist, allerdings einige Standards noch nicht im breiten Einsatz sind. Dazu gehört z.B. der Standard IEC 15118 zur Kommunikation zwischen Fahrzeug und Ladestelle. Ferner sind für manche Verbindungen, bzw. zwischen Gebäude und HEMS-Provider, auch noch herstellerspezifische Protokolle gebräuchlich.

Diese Ergebnisse flossen einerseits in die Planungen des Feldtests in Braunschweig, andererseits auch in die weiteren Überlegungen zur Konzeption von Betriebsführungsstrategien ein. Die im Projektverlauf umgesetzten Simulationswerk-

zeuge modellieren einen Teil der dargestellten Marktakteure, Systeme sowie Verbindungen in abstrakter und vereinfachter Form bzw. sind so gestaltet, dass eine detailliertere Modellierung möglich ist. Hierbei erlaubt die Simulationsumgebung für die Algorithmen-Entwicklung eine mittlere, die umsetzungsnahe Demonstrationsumgebung die höchste Detailtiefe.

II.1.2.4 Konzeption von Betriebsführungsstrategien

[Kapitelautorin: Andrea Schön]

Weitere Informationen sind außerdem im Jahr 2020 [Schön et al. 2020] und 2023 [Schön et al. 2023a] veröffentlicht worden.

Eine Betriebsführungsstrategie beinhaltet Konzepte für Netzbetriebsführung aus Sicht des VNB, Liegenschafts-Betriebsführung durch Gebäudenetzbetreiber sowie Ladebetriebsführung durch Ladestellenbetreiber oder E-Mobility-Serviceanbieter. Diese Teile stehen miteinander in Interaktion. Betriebsführungsstrategien lassen sich nach ihrem Einsatzzweck (BDEW-Ampelphase), dem Ort und Zeitpunkt von Regelentscheidungen sowie der Architektur (zentral, verteilt, dezentral) unterscheiden.

Um eine eindeutige Beschreibung einer Strategie sowie die Vergleichbarkeit zu anderen Strategien sicherzustellen, ist ein klar strukturiertes Vorgehen bei der Konzeption notwendig.

Die methodische Entwicklung von Betriebsführungsstrategien beginnt mit der Definition von Anwendungsfällen für verschiedene Szenarien, wie im vorausgehenden Kapitel beschrieben. Diese Szenarien können Aspekte wie Netzdienlichkeit, Stromregulierung, Anforderungen des Netzbetreibers, Benutzerpräferenzen und mehr umfassen. Der Detailgrad der Anwendungsfälle kann von abstrakten Zielen wie "Reduzierung von Netzüberlastung" bis hin zu detaillierten Spezifikationen wie "Reduzierung der Leistung der Ladestation für Elektrofahrzeuge um 50 % zwischen 18:00 und 21:00 Uhr" reichen. Auf Basis der definierten Anwendungsfälle können die Betriebsführungsstrategien konzipiert werden. Aktuelle Literatur, praktische Beispiele sowie Diskussionen mit Netzbetreibern und Herstellern unterstützen diesen Prozess immens. Da Betriebsführungsstrategien unterschiedliche Eigenschaften aufweisen können, unterstützt ihre klare Beschreibung die Klassifizierung nach festen Kriterien. Die Klassifizierungskriterien, die im Projekt „Ladeinfrastruktur“ betrachtet wurden, umfassen: Betriebsarchitektur, Ampelphase, Steuerungsprozess, Strategieziel, Eingangs- und Steuerungsvariablen. Das Ergebnis dieser Konzeption ist eine klare, einheitliche und vergleichbare Beschreibung von Betriebsführungsstrategien, die die Grundlage für die nächsten Schritte bildet.

Betriebsarchitektur

Der Begriff Betriebsarchitektur (engl. „operation architecture“) bezieht sich hier auf eine Einordnung von Smart-Grid-Lösungen, bei der eine Unterscheidung zwischen lokalen, dezentralen, verteilten und zentralen Architekturen getroffen wird [Schön et al. 2020]. Abbildung 26 fasst die relevanten Betriebsarchitekturen für die Betriebsführungsstrategien im Projekt zusammen: zentralisiert, dezentralisiert und verteilt. Die dunkelgrauen Kreise (oben) repräsentieren hierbei Betriebseinheiten und die hellgrauen Kreise (unten) die gesteuerten Elemente. Der Begriff Betriebseinheit bezieht sich auf eine Komponente, die Entscheidungen für den Betrieb auf Basis von verarbeiteten Informationen trifft. Eine Komponente des Energiesystems, die lokal oder von einer anderen Einheit gesteuert wird, wird als kontrolliertes Element bezeichnet.

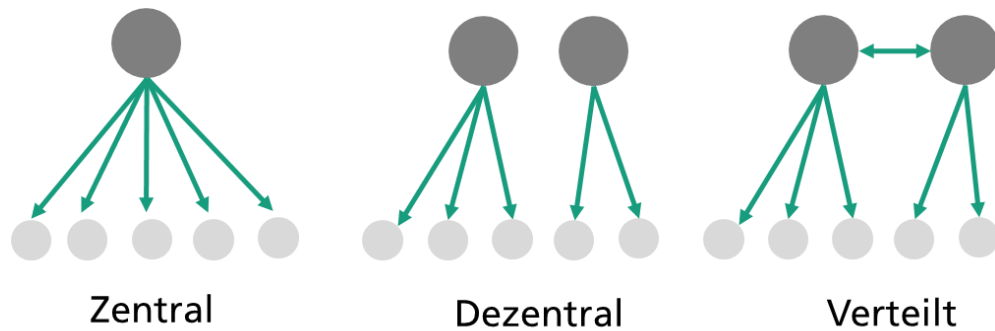


Abbildung 26: Betriebsarchitekturen zentral, dezentral und verteilt (eigene Darstellung nach [Wenderoth et al., 2019])

Neben den in Abbildung 26 gezeigten Architekturen gibt es eine hierarchische Architektur, bei der Betriebseinheiten auf verschiedenen Ebenen angeordnet sind, die voneinander abhängig sind und eine eindeutige Rangordnung haben. Diese Ebenen werden im Rahmen des Projekts als Hierarchieebenen definiert. Im Projekt wurden vier für Betriebsführungsstrategien relevante Hierarchieebenen identifiziert, die in Abbildung 27 dargestellt sind. Trotz mehrerer Ebenen sind hier auch lokale, zentrale, dezentrale und verteilte Architekturen denkbar, da z.B. häufig der VNB als alleinige Betriebseinheit auftritt und die Prosumer allein die gesteuerten Elemente sind. Andere Ebenen sind dann zwar an der Strategie beteiligt, bspw. zur Kommunikation, allerdings nicht an Entscheidungen.

Die relevanten Hierarchieebenen für die Modellierung von Betriebsführungsstrategien sind: Verteilnetzbetreiber (VNB), Ortsnetzstationen, Home Energy Management Systems (HEMS) und Prosumer. Abbildung 27 stellt jeweils ein Element in einem System mit einem Netzbetreiber dar, wobei Ebenen 2, 3 und 4 mehrere Komponenten beinhalten kann. Diese Hierarchieebenen können in den verschiedenen in Abbildung 26 gezeigten Betriebsarchitekturen zusammenarbeiten. Im Allgemeinen werden die HEMS und Prosumer auf den unteren Hierarchieebenen entweder von der Ortsnetzstation oder vom VNB auf den oberen Hierarchieebenen gesteuert. Abbildung 27 stellt die Hauptkommunikationsströme der Betriebsführungsstrategien dar, aber zusätzliche Kommunikationsströme sind ebenfalls möglich (z.B. direkt zwischen VNB und HEMS). Darüber hinaus zeigt die Abbildung auch die Ziele der Ebenen und mögliche Interaktionen mit übergeordneten Spannungsebenen [Schön et al. 2023a].

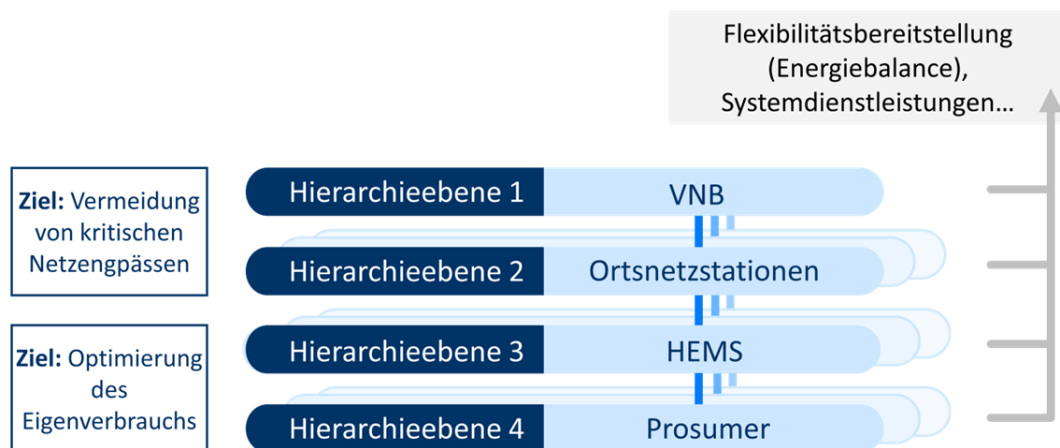


Abbildung 27: Relevante Hierarchieebenen für Betriebsführungsstrategien für die Elektromobilität (angepasst aus [Schön et al. 2023a] - CC BY 4.0)

Ampelphase

Die Betriebsführungsstrategien werden zudem in Verbindung mit dem BDEW-Ampelkonzept [BDEW 2017] betrachtet, um ihre praktischen Anwendungsbereiche detaillierter zu beschreiben, wie in [Schön et al. 2020] eingeführt. Zwar wird das Ampelkonzept mittlerweile nicht mehr aktiv genutzt, dennoch bietet es eine gute Grundlage für die Einordnung

der Strategien. Es stellt dar, wie Netzbetreiber und Marktteilnehmer bei drohenden Engpässen im Verteilernetz interagieren, mit dem Ziel, den Bedarf für Netzausbau durch die Nutzung von flexiblen Netzoptionen zu reduzieren. Es werden drei Ampelphasen eingesetzt – grün, gelb und rot –, die die Möglichkeiten für den Einsatz dieser Flexibilität definieren:

- In der grünen Phase (Marktphase) ist die Netzlage stabil, und der Netzbetreiber greift nicht in den Markt ein.
- Zeichnet sich ein Engpass in einem bestimmten Netzgebiet ab, beginnt die gelbe Phase (Interaktionsphase). Der Netzbetreiber kann dann durch Anfordern verfügbarer Flexibilität den Engpass beheben.
- In der roten Phase (Netzphase), wenn der sichere Betrieb des Verteilernetzes in Gefahr ist, greift der Netzbetreiber direkt in den Markt und die Betriebsmittel ein, was zum Beispiel das Anpassen der Ladeleistung von Ladesäulen umfassen kann.

Die genauen Grenzen jeder Ampelphase werden vom Netzbetreiber festgelegt. Abbildung 28 illustriert, wie solche technischen Kriterien aussehen könnten, basierend auf einem Beispiel des BDEW.

	Strom I [p.u.]	Spannung U [p.u.]
Grün	$0 < I < 0,80$	$0,92 < U < 1,08$
Gelb	$0,80 < I < 1,00$	$0,90 < U < 0,92$ und $1,08 < U < 1,10$
Rot	$I > 1,00$	$U < 0,90$ und $U > 1,10$

Abbildung 28: Beispiel für Ampelphasen [BDEW 2017]

Steuerungsprozess

Beim Steuerungsprozess von Betriebsführungsstrategien wird zwischen Regelvorgabe und Steuersignal unterschieden. Regelvorgaben müssen von den gesteuerten Elementen befolgt werden und bestimmen deren Zustand und Verhalten. Dies kann im vorliegenden Beispiel etwa die Festlegung von Sollwerten für die Ladeleistung einer Ladestation oder die definierten Zeiträume für Ladevorgänge sein. Die Umsetzung der Regelvorgaben kann sofort oder mit einer Verzögerung geschehen. Wie oft eine Betriebseinheit, beispielsweise die Leitstelle eines Netzbetreibers, die Regelvorgaben aktualisiert und kommuniziert, wird als Regelhäufigkeit bezeichnet. Diese kann mehrmals stündlich, stündlich, mehrmals täglich, täglich, mehrmals jährlich oder jährlich sein. Die Zeitspanne zwischen der Bekanntmachung der Regelvorgabe und deren Ausführung hängt u.a. vom Verhalten der kontrollierten Elemente, der Zahl der zu durchlaufenden Hierarchiestufen und der Kommunikationslatenz ab. Im Gegensatz zu Regelvorgaben, die eine Verzögerung erlauben, bewirkt ein Steuersignal durch die sofortige Anpassung der Betriebsparameter, wie beispielsweise der Ladeleistung, eine direkte Beeinflussung des Betriebs der gesteuerten Elemente. Ein Unterscheidungsmerkmal bei der Beschreibung des Steuerungsprozesses ist es, diese in Echtzeit-, Intraday- oder Day-Ahead-Strategien zu klassifizieren. Für Regelvorgaben ist hierbei die Zeitspanne bis zur Umsetzung entscheidend. Da Steuersignale unverzüglich umgesetzt werden, zählen sie stets zu den Echtzeitstrategien [Schön et al. 2020].

Strategieziel

Das Ziel einer Strategie bezieht sich auf das gewünschte Ergebnis ihrer Anwendung, wie Vermeidung von Netzengpässen, sowie Spannungshaltung [Schön et al. 2020].

Eingangs- und Steuerungsvariablen

Eingangsvariablen beziehen sich auf die Werte, die benötigt werden, um eine Betriebsführungsstrategie umzusetzen. Dies können Messungen oder Sollwerte sein. Steuerungsvariablen können ebenfalls Sollwerte oder physikalische Größen sein [Schön et al. 2023a].

II.1.2.5 Netzzustandsschätzung und -Prognose

[Kapitelautor: Dr. Jan Ringelstein]

Die Zustandsschätzung und -Prognose in Stromnetzen ist eine Herausforderung auf verschiedenen Spannungsebenen. Während auf der Hochspannungsebene Messfehler bereinigt werden müssen, besteht auf der Mittel- und Niederspannungsebene die Schwierigkeit darin, aus einer begrenzten Zahl von fehlerbehafteten Messwerten ein umfassendes Netzzustandsbild zu erstellen. Im Projekt Ladeinfrastruktur 2.0 wurde eine Methode entwickelt, um die elektrischen Variablen in den Niederspannungsnetzen mithilfe von künstlichen neuronalen Netzen (KNN) zu schätzen und so die Transparenz im Netz zu verbessern.

Der Hauptteil der grundlegenden Arbeiten wurde an der Universität Kassel durchgeführt und ist in deren Endbericht detailliert. Der Schwerpunkt der folgenden Beschreibung liegt auf Arbeiten, die vom IEE unterstützt wurden, insbesondere dem Online-Test für die Feldtestgebiete in Braunschweig.

Die Problemstellung liegt darin, für eine gegebene Netztopologie und historischen sowie aktuellen Messwerten für Strom, Spannung und Wirkleistung an einer endlichen Zahl verschiedener Netzknoten zu schätzen bzw. zu prognostizieren, welche aktuellen und künftigen Knotenspannungen und Leitungs-/Transformatorbelastungen auftreten. Damit sollen mögliche Verletzungen des Spannungsbands oder Überlastungen erkannt werden. Der Lösungsansatz hierzu sind Künstliche Neuronale Netze (KNN), die mit synthetisch erzeugten Ein- und Ausgabedaten trainiert werden, so dass dieses die Beziehung zwischen den Daten für das gegebene Netzmodell erlernt. Zur Erzeugung der Trainingsdaten wird pandapower verwendet. Zur Umsetzung des KNN wird das Python Machine-Learning-Package *Pytorch* eingesetzt. Nach Durchlaufen der Trainingsphase wird das fertig trainierte KNN eingesetzt, um mittels der tatsächlichen Messungen als Eingabe die gewünschten Netzzustandsvariablen in Echtzeit zu schätzen.

Die beschriebene Methode wurde im Rahmen des Feldtests in Braunschweig eingesetzt, um ein Tool zur Überwachung der Netzzustände im Zeitverlauf bis hin zu jeder Leitung und jedem Knoten zu demonstrieren. Ziel war es darzustellen, wie die überwachten bzw. geschätzten Netzzustände dem Verteilnetzbetreiber BSJNETZ zur Verfügung gestellt werden können, damit dieser spezifischere Begrenzungen für die Ladeleistung pro Trafoabgang festlegen und den Anpassungsbedarf im Netzbetrieb oder Netzausbau bewerten kann.

In den Feldtest waren zwei vorstädtische Niederspannungsnetze einbezogen: ein Wohngebiet mit Einfamilien- und Reihenhäusern aus den 1960er Jahren und ein neueres Gebiet mit Einfamilienhäusern. Die Netze versorgen über 350 Haushalte, von denen 30 Testkunden mit Ladepunkten für Elektrofahrzeuge ausgestattet sind. Die Messungen von Spannung, Wirkleistung und Strom für jeden Trafoabgang werden ausschließlich in den Ortsnetzstationen abgenommen, an die Netzleitstelle übermittelt und dort mit einer Zeitauflösung von 1 Minute aufgezeichnet.

Diese Daten sowie die detaillierten Netzmodelle wurden durch die Universität Kassel zum Training von KNN für Netzzustandsschätzung verwendet. In einem Offline-Test ergab sich bei der Zustandsschätzung ein absoluter Fehler von bis zu 3% bei der Trafoauslastung und bis zu 16% bei der Leitungsauslastung. Letzterer Fehler trat nur bei Leitungsauslastungen unter 50% auf. Bei höheren Belastungen, die für die Betrachtung den interessanteren Fall darstellen, lag der Fehler bei maximal 8%. Ein KNN zur Netzzustandsprognose lässt sich ähnlich trainieren, benötigt aber PV- und Ladeprognosedaten als zusätzliche Eingabegrößen (vgl. Endbericht Universität Kassel).

Für die praktische Demonstration wurde die Datenintegrationsplattform beeDIP eingesetzt. Dabei handelt es sich um eine Softwarelösung mit einer modularen Architektur, mit der Anwendungen im Bereich des Netzbetriebs realisiert und über standardisierte Protokolle mit externen Datenquellen verbunden werden können. Netzbetreiber können damit ihre Leitstelle um Funktionen von Drittanbietern oder individuelle Funktionen erweitern, ohne dass die existierende Leitstellensoftware angepasst werden muss. Die erforderlichen Eingabedaten aus verschiedenen Quellen (z. B. TASE.2, CSV usw.) werden dabei typischerweise durch beeDIP-Datendienste einheitlich in das Common Information Model (CIM) konvertiert und den Netzberechnungsdiensten (z. B. Leistungsflussoptimierung, Netzzustandsschätzung) zur Verfügung gestellt. Dabei ist beeDIP intern in Form einer Mikroservice-Architektur aufgebaut: jeder Datendienst und jeder Netzberechnungsdienst ist als Mikroservice umgesetzt, der innerhalb des beeDIP-Systems mit anderen Mikroservices kommuniziert. BeeDIP erlaubt die Umsetzung von Microservices mit verschiedenen Programmiersprachen (Java, Python usw.).

Damit besitzt beeDIP keine zentrale Komponente, sondern basiert rein auf der Interaktion der Microservices, die autonome interagierende Softwareelemente darstellen. Sie können beliebig komplex sein und kommunizieren über ein Message-Queue Protokoll (AMQP oder Kafka). Jeder Microservice verfügt über eine eigene Datenbank und einen Representational State Transfer (REST) - Server. Letzterer wird zum gegenseitigen Datenabruf unter Nutzung des definierten Datenmodells verwendet. Der Ablauf dieser Kommunikation ist in Abbildung 29 exemplarisch dargestellt.

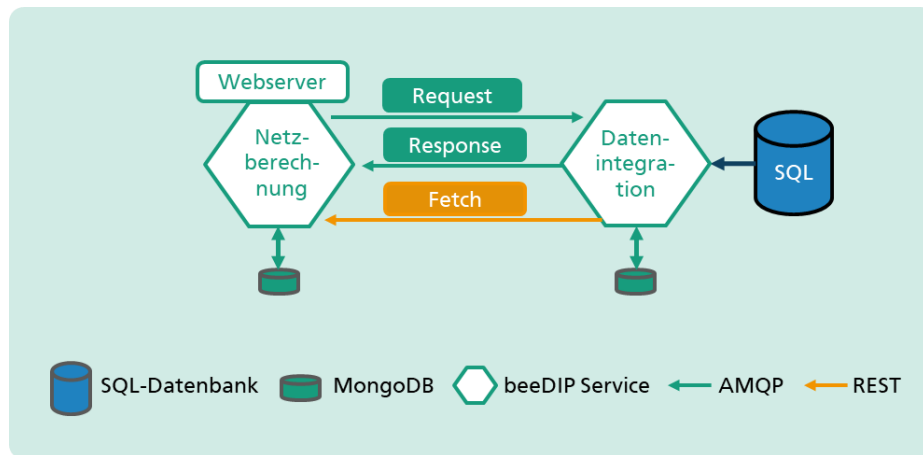


Abbildung 29: Kommunikation zwischen zwei Microservices in beeDIP

Hier gibt es einen Datenintegrationsservice, der mit einer externen SQL-Datenbank verbunden ist; es kann sich dabei aber auch um eine andere Datenquelle handeln, z.B. einen FTP-Server, der Messzeitreihen im CSV-Format bereitstellt. Der Datenintegrationsservice speichert intern Daten aus dieser Quelle in seiner eigenen MongoDB-Datenbank. Ein zweiter Service, die Netzberechnung, möchte diese Daten abfragen. Dazu sendet er zunächst über die Message Queue (hier AMQP) eine Anfrage („Request“) an den Datenintegrationsservice. Dieser antwortet mit einer „Response“, die die nötigen Informationen enthält, damit der Netzberechnungsservice die Daten per REST abrufen kann („Fetch“). Anschließend kann letzterer Service die Daten seinerseits in seiner MongoDB speichern und z.B. mittels eines Webservers darstellen.

Im Feldtest wurde beeDIP eingesetzt, um eine webbasierte Umsetzung der Online-Zustandsschätzung zu erstellen. Die dazu vorgesehenen Microservices sowie ihre Verbindungen sind schematisch in Abbildung 30 dargestellt. Die Datenquelle ist hier der Leitstellenrechner von BS|Netz auf der linken Seite, der die Messdaten (P, I, U) in minütlicher Auflösung fortlaufend in Form von CSV-Dateien zum Abruf mittels einer sicheren FTP-Verbindung (sftp) bereitstellt. Diese Daten werden durch einen beeDIP-Datenintegrationsservice fortlaufend in der serviceeigenen mongoDB aufgezeichnet. Dieselben Daten werden zusammen mit den Netzmodellen für die beiden Feldtestgebiete von einer externen Anwendung („KNN-Training“) verwendet, um die KNN für Netzzustandsschätzung und -prognose zu trainieren. Die fertigen KNN werden dann in beeDIP von den beiden entsprechenden Services genutzt, wobei die aufgezeichneten Messdaten des Datenintegrationsservice als Eingaben verwendet werden. Das Ergebnis sind Schätz- und Prognosewerte für die Leitungs- und Trafoauslastungen im ganzen Netz, die die beiden Services in ihren Datenbanken ablegen.

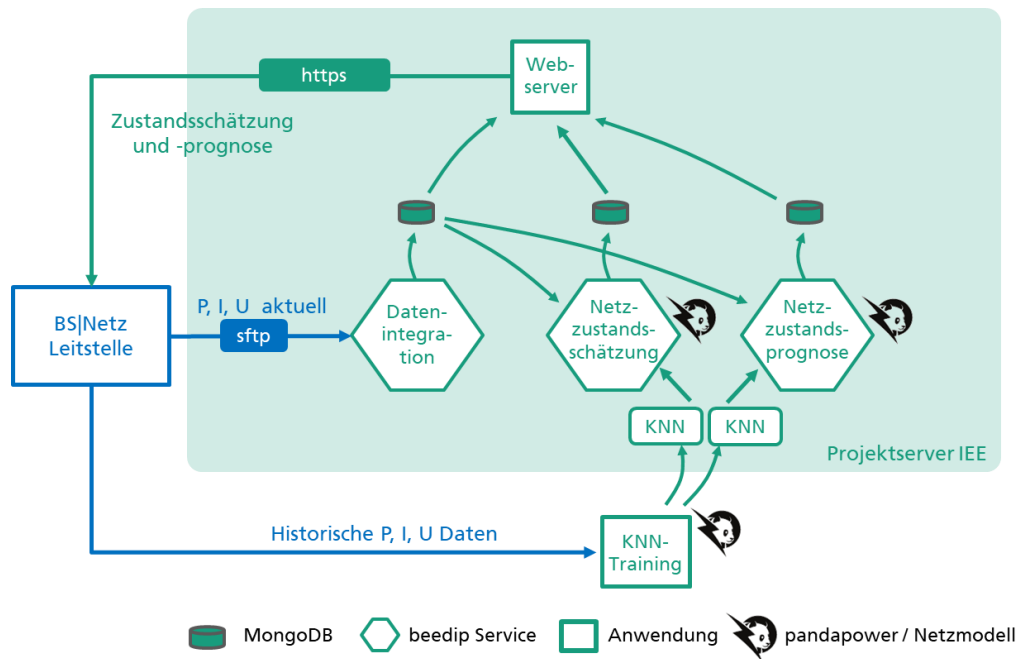


Abbildung 30: Schema der beeDIP-Microservices für die Netzzustandsschätzung und -prognose

Der Webserver ist schließlich als eigenständige, von beeDIP unabhängige Anwendung realisiert. Das hat den Vorteil, dass man diesen auch eigenständig entwickeln und – z.B. bei Änderungen – problemlos neu starten kann, ohne in das beeDIP-System eingreifen zu müssen. Der Webserver greift als externe Anwendung direkt auf die mongoDBs der beeDIP-Services zu und visualisiert die Netzmodelle, die aktuellen Messdaten, die geschätzten und die prognostizierten Zustandsdaten in einer interaktiven html-Seite. Abbildung 31 zeigt einen Screenshot dieser Seite. Hier ermöglichen die Eingabeelemente in „Area 1“ die Vorgabe eines Anzeigezeitraums; unter „Area 2“ kann man ein Netz, das Element (z.B. Leitung) sowie die anzuzeigende Variable auswählen. Die Elemente lassen sich auch durch Anklicken in der Netzgrafik „Area 4“ auswählen. Diese stellt das Netz in einer geografischen Karte dar. In „Area 3“ werden die ausgewählten Werte dargestellt. Außerdem lässt sich hier ein genauer Zeitpunkt wählen. In diesem Fall werden die Werte auch in der Netzgrafik zum Färben der Elemente verwendet. Man erhält dadurch eine „Heatmap“-Grafik, in der z.B. überlastete Leitungen rot eingefärbt sind. Die Oberfläche wurde basierend auf *Python Dash* und dem Visualisierungstoolset von *pandapower* entwickelt.

Das Ergebnis wurde im August 2022 in einem Termin mit Thüga AG und BS|Netz erfolgreich live demonstriert. Leider konnte im Rahmen des Projekts keine weitere Validierung erfolgen, da zur Beurteilung der Genauigkeit der Methode zusätzliche Netzmessungen erforderlich wären, die nicht vorlagen. Solche Messungen könnten perspektivisch mit Hilfe von mobilen Netzzustandsmessgeräten an Kabelverteilern über einige Wochen aufgezeichnet werden, um eine Vergleichsbasis für die KNN-Schätzergebnisse zu gewinnen.

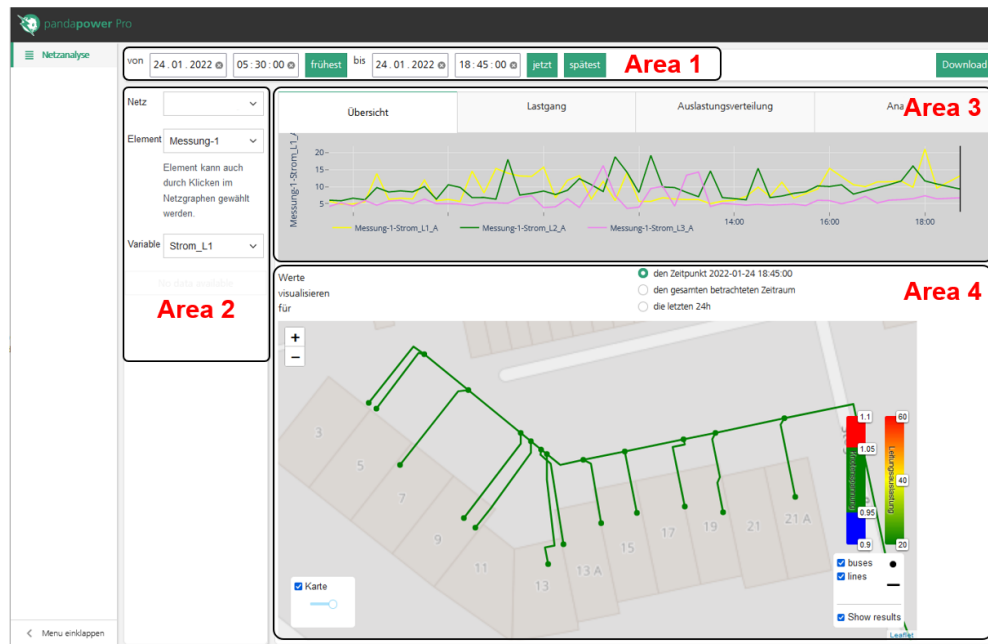


Abbildung 31: Interaktive Webseite für die Netzzustandsschätzung und -prognose

II.1.2.6 Energiemanagementsystem und Smart-Home Anbindung

[Kapitelautor: Dr. Jan Ringelstein]

Zu Beginn des Projekts umfassten die Arbeiten in diesem Bereich die Unterstützung der Thüga AG bei der Ausarbeitung der Spezifikation des Smart Home Systems für den Feldtest in Braunschweig. Dies beinhaltete eine Marktrecherche und die Ableitung von Anforderungen aus der Projektbeschreibung. Das Ergebnis war ein detaillierter Anforderungskatalog, der von der Thüga AG durchgeführten Ausschreibung zu Grunde lag. Nach der Entscheidung für den Anbieter KiwiGrid war das IEE in verschiedenen Gesprächsrunden zur Umsetzung des Feldtests in beratender Funktion beteiligt. Im Verlauf des Feldtests ergaben sich verschiedene Erweiterungen des existierenden Smart Home Produkts von KiwiGrid. Die anfängliche Planung, die KiwiGrid – Energiemanagementalgorithmen durch IEE-Algorithmen zu erweitern, wurde zu Gunsten der Stabilität des erweiterten Systems zurückgestellt.

Aus diesem Grund legte das IEE im weiteren Projektverlauf den Fokus auf die Entwicklung und den simulationsbasierten Test des „EnergyPilot“, insbesondere dessen Einsatz für die Liegenschaftsbetriebsführung und das lokale Lademanagement. Es handelt sich dabei um eine cloudbasierte Energiemanagementsoftware und ein Optimierungstool, das zur Fahrplanoptimierung und Einsatzplanung dezentraler Erzeuger, Speicher und Lasten eingesetzt werden kann. Die Zielfunktion der Optimierung ist dabei eine Maximierung der Gewinne bzw. Minimierung der Betriebskosten. Optionale Bestandteile der Zielfunktion können die Optimierung der CO₂-Bilanz oder der lokalen Energieverwendung sein. Die Optimierung findet unter Berücksichtigung technischer und wirtschaftlicher Nebenbedingungen statt. Zu Ersteren gehören die Zustände, Nennwerte und Steuerungseigenschaften der Anlagen sowie Last- und Erzeugungsprofile. Zu Letzteren gehören Tarifstrukturen, Netzentgelte, weitere Betriebskosten sowie entsprechende Preisprognosen. Der EnergyPilot wird sowohl für die Simulation als auch im Echtzeitbetrieb (virtuelles Kraftwerk) eingesetzt.

Im Rahmen von Ladeinfrastruktur 2.0 wurde der EnergyPilot derart weiterentwickelt und eingesetzt, dass die Modellierung und Fahrplanoptimierung eines Gebäudes mit steuerbarer Ladeinfrastruktur, PV-Anlage und Wärmepumpe möglich war. Damit wurde die Energiemanagement-Komponente eines „Smart Home“ nachgebildet. Die praktische Umsetzung erfolgte mittels der umsetzungsnahen Demonstrationsumgebung (vgl. Abschnitt). Abbildung 32 zeigt ein einfaches Gebäudeenergiesystem, das sich mit dem EnergyPilot modellieren lässt. Zwei Ladestationen und eine Wärmepumpe sind neben den nicht steuerbaren Lasten vorhanden. Diese werden von zwei Quellen gespeist: einer lokalen PV-Anlage und dem öffentlichen Stromnetz. Letzteres taucht in der Abbildung zweimal auf: einerseits als „Netz Quelle“ für den Bezug elektrischer Energie, andererseits als „Netz Senke“ für die Einspeisung von residualer Erzeugung.

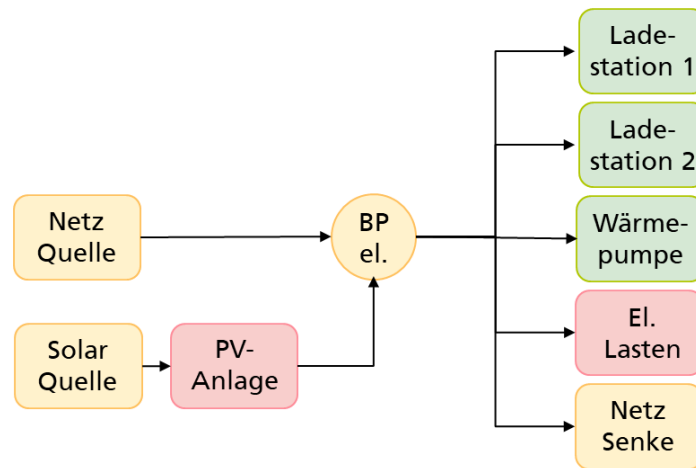


Abbildung 32: Einfaches Gebäudeenergiesystem zur Modellierung mittels EnergyPilot

Wenn die aus der PV-Anlage zur Verfügung stehende Leistung den Netzbezug übersteigt, wird diese ins Netz zurück gespeist. Die Elemente sind mittels eines elektrischen Bilanzpunktes („BP el.“) verbunden, der dafür sorgt, dass die Leistungsbilanz jederzeit ausgeglichen ist. Ein solches System lässt sich programmiertechnisch im zentralen EnergyPilot-Service durch Nutzung eines REST-basierten Fernzugriffs modellieren. Ferner lassen sich auch Prognosen für den zeitlichen Verlauf der Einspeisung und Lasten sowie Nebenbedingungen für die Optimierung hinterlegen (z.B. die Verfügbarkeit der Elektrofahrzeuge oder Preise für den Energiebezug aus dem Netz). Anschließend kann man ebenfalls per REST einen Optimierungslauf starten und erhält als Ergebnis optimale Fahrpläne für die grün dargestellten Elemente.

In diesem Zusammenhang wurde außerdem eine Masterarbeit mit dem Titel „Concept and Machine Learning Based Simulation for Intelligent Charging Schemes of Electric Vehicles in Energy Management Systems“ verfasst [Burger 2021]. In dieser Arbeit wurden KI-basierte Ansätze zur Optimierung von Ladefahrplänen in Wohngebäuden untersucht und simuliert. Dafür haben sich Softwareagenten, die Reinforcement Learning nutzen, als geeignet erwiesen. Die entwickelte Methode wurde auch in Hinblick auf ihre praktische Anwendbarkeit unter Nutzung aktueller Kommunikationsprotokolle untersucht.

II.1.2.7 Betriebsführungsstrategien in der Netzausbauplanung

[Kapitelautorin: Andrea Schön]

Ein wichtiger Aspekt bei der Untersuchung von Betriebsführungsstrategien ist die Betrachtung ihres Einflusses auf den Netzausbaubedarf. Hierfür wurden in Ladeinfrastruktur 2.0 zwei Ansätze entwickelt, um Betriebsführungsstrategien so zu modellieren, dass sie in Netzausbautools berücksichtigt werden können: Funktionen, die eine effiziente Anpassung von Zeitreiheninformationen gemäß dem gewünschten Betriebsführungsverhalten ermöglichen, und speziell konfigurierte pandapower Controller für die Modellierung von Betriebsführungsstrategien von Prosumern.

Durch die Abbildung des Betriebsführungsverhaltens in den Zeitreihen kann dieses Verhalten bei der Bestimmung zeitabhängiger Gleichzeitigkeitsfaktoren verwendet werden (siehe [Schön et al. 2023b]). So abgebildet, können Betriebsführungsstrategien in groß angelegten Netzstudien verwendet werden, um ihren Einfluss auf große Netzgebiete zu analysieren, wie in Abbildung 33 dargestellt. Die Zeitreihenanpassung wird vor der Verknüpfung mit den Netzmodellen durchgeführt, so dass es hier Einschränkungen bezüglich der Detailtiefe der Modellierung gibt. Beispielsweise kann eine so modellierte Betriebsführungsstrategie nicht direkt auf Topologieänderungen des Netzes oder Leistungsflussergebnisse reagieren, die sich während der Zeitreihenberechnung ergeben. Dennoch ermöglicht diese Methodik die Abbildung des zentralen Verhaltens einer Betriebsführungsstrategie, zum Beispiel durch Voruntersuchungen, wie Analyse von auf Netzregionen zugeschnittene Standardlastprofile, Erfahrungswerte zum Verlauf des Netzzustands, Preiskurven und ähnliche Informationen oder Kombinationen davon. Diese Art der Modellierung erlaubt einen großen Simulationsumfang, d.h. ist besonders geeignet für die Analyse einer großen Anzahl an Kombinationen von Eingangsparametern (wie Zukunftsszenarien und räumliche Verteilung von Ladestationen), große Netzregionen und Zeiträume in der Größenordnung eines Jahres. Damit kann der generelle Einfluss von Betriebsführungsstrategien analysiert und u.a. der Einfluss auf den Netzausbau quantifiziert werden.



Abbildung 33: Detailtiefe der Modellierung und Simulationsumfang bei der Abbildung der Betriebsführungsstrategien durch Zeitreihenanpassung (Quelle: Ladeinfrastruktur 2.0 Abschlussveranstaltung, Grafik von A. Schön)

Abbildung 34 zeigt stark vereinfacht das Vorgehen bei dieser Art der Modellierung: Durch die Zeitreihenanpassung (mittig) können aus ungesteuerten Zeitreihen die gesteuerten Zeitreihen bestimmt werden, welche das zentrale Verhalten der Betriebsführungsstrategie abbilden.



Abbildung 34: Modellierung von Betriebsführungsstrategien durch Zeitreihenanpassung I (Quelle: Ladeinfrastruktur 2.0 Abschlussveranstaltung, Grafik von A. Schön)

In Abbildung 35 sind einige weitere Details zur Zeitreihen-Anpassung dargestellt. Zu den notwendigen Eingangsdaten gehört je nach Art des Prosumers auch eine Verfügbarkeitszeitreihe, die angibt, wann der Prosumer verfügbar ist. Dies ist insbesondere für Ladestationen und die Verfügbarkeit der Elektrofahrzeuge relevant. Neben den ungesteuerten Zeitreihen und den Verfügbarkeitszeitreihen sind auch noch die Strategievorgaben, welche die Strategie genauer beschreiben, notwendige Eingangsdaten für die Zeitreihenanpassung. Darunter können beispielsweise Vorgaben bezüglich der Zeitpunkte und Höhe von Abregelung als auch Preisvorgaben fallen. Normalerweise wird in der Zeitreihen-Anpassung jede Zeitreihe einzeln Zeitschritt für Zeitschritt angepasst. Einige Strategien ermöglichen auch alternative Vorgehensweisen, bei denen alle Zeitschritte einer Zeitreihe oder sogar alle Zeitreihen gleichzeitig angepasst werden. In der Regel kommt allerdings aufgrund der Anforderungen der Betriebsführungsstrategien das in Abbildung 35 gezeigte Verhalten zum Einsatz. Hier wird jeder Zeitschritt jeder Zeitreihe basierend auf den Strategievorgaben einzeln angepasst. Die Anpassung umfasst je nach aktueller Situation die gezeigten Schritte:

- Der aktuelle Wert der Zeitreihe $P(t)$ wird nach den Strategievorhaben angepasst unter Berücksichtigung der Verfügbarkeit $V(t)$,
- Falls notwendig und möglich, wird abgeregelte Energie aus vorausgehenden Zeitschritten verarbeitet,
- Falls in diesem Zeitschritt abgeregelt wurde, wird diese in folgenden Zeitschritten verarbeitet.

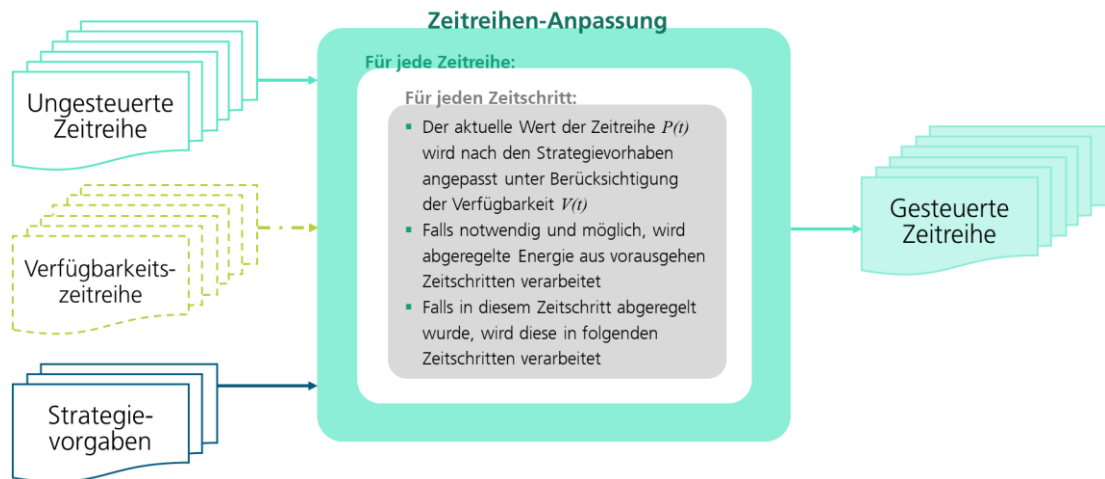


Abbildung 35: Modellierung von Betriebsführungsstrategien durch Zeitreihenanpassung II (Grafik: Andrea Schön)

Darüber hinaus wurde ein Ansatz für die Integration in die zeitreihenbasierte Netzplanung entwickelt, bei dem jede Art von Strategie abgebildet und außerdem bezüglich des zeitlichen Verhaltens über ein gesamtes Jahr analysiert werden kann [Schön et al 2021b]. Der Ansatz beruht auf speziell konfigurierten Leistungsflussreglern, die jedem zu steuerndem Element zugeordnet werden. Die Leistungsflussregler ermöglichen vielfältige Modellierungs- und Analysetypen, allerdings sind die Zeitreihenberechnungen mit einem hohen Rechenaufwand verbunden, insbesondere, wenn sie zur Netzausbaubestimmung häufig wiederholt werden. Abbildung 36 zeigt, wie durch die Leistungsflussregler eine höhere Detailtiefe der Modellierung der Betriebsführungsstrategien ermöglicht wird, allerdings dadurch auch der mögliche Simulationsumfang eingeschränkt wird.

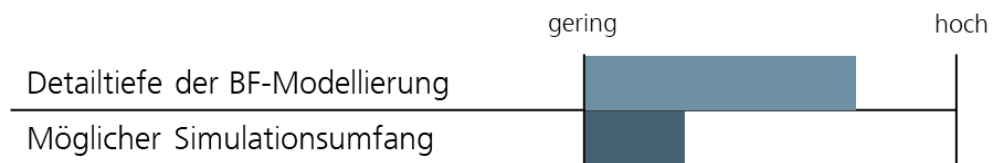


Abbildung 36: Detailtiefe der Modellierung und Simulationsumfang bei Abbildung der Betriebsführungsstrategien als Leistungsflussregler (Quelle: Ladeinfrastruktur 2.0 Abschlussveranstaltung, Grafik von A. Schön)

Abbildung 37 veranschaulicht die Zuordnung von Leistungsflussreglern zu den jeweiligen Ladestationen/Elektrofahrzeugen in einem Abschnitt eines Niederspannungsnetzes. Hierdurch ist eine individuelle Ansteuerung der einzelnen zu steuernden Elemente möglich.



Abbildung 37: Modellierung von Betriebsführungsstrategien als Leistungsflussregler I (Quelle: Ladeinfrastruktur 2.0 Abschlussveranstaltung, Grafik von A. Schön)

Abbildung 38 zeigt das Verhalten eines Leistungsflussreglers in einem Zeitschritt. Neben den Informationen, die auch in der Zeitreihen-Anpassung zur Verfügung stehen, können hier auch Leistungsflussergebnisse und weitere Informationen über das Netz berücksichtigt werden. In jedem Zeitschritt bestimmt der Leistungsflussregler den sich ergebenden

Wert $P_{ctrl}(t)$ des zu steuernden Elements, der sich aus den Eingangsparametern für den aktuellen Zeitschritt ergibt. Hierbei ist das Vorgehen vergleichbar mit dem in der Zeitreihen-Anpassung:

- Bestimmung von $P_{ctrl}(t)$ je nach Strategievorhaben unter Berücksichtigung der Verfügbarkeit $V(t)$, sowie der Leistungsflussergebnisse für $t-1$ und weiterer Informationen über das Netz,
- Falls notwendig und möglich, wird abgeregelte Energie aus vorausgehenden Zeitschritten verarbeitet,
- Falls in diesem Zeitschritt abgeregelt wurde, wird diese in folgenden Zeitschritten verarbeitet.

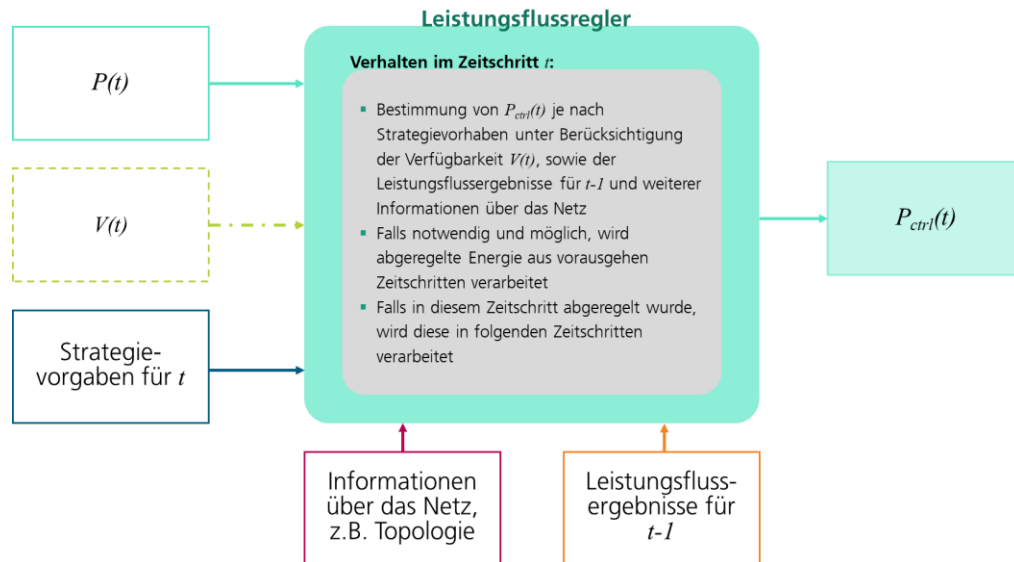


Abbildung 38: Modellierung von Betriebsführungsstrategien als Leistungsflussregler II (Grafik: Andrea Schön)

Beide Methoden (Zeitreihenanalyse und Leistungsflussregler) können verwendet werden, um den Einfluss von Betriebsführungsstrategien auf Worst-Case-Situationen für die Netzplanung zu bestimmen. Dazu werden die gesteuerten Zeitreihen ausgewertet, um relevante kritische Zeitschritte zu finden (siehe [Schön et al. 2023b] und AP6). Worst-Case-Situationen mit Zeitreihensimulationen mit Leistungsflussreglern werden durch die Verwendung von Leistungsflussberechnungen für ein ganzes Jahr und einer anschließenden Auswertung der kritischsten Netzsituationen ermittelt (siehe [Schön et al. 2021b] und AP6). Die Zeitreihensimulationen ermöglichen zudem zusätzliche Analysen zum Verhalten der Betriebsführungsstrategien und deren Einfluss auf Leistungsflussergebnisse und Netzkomponenten. Die ermittelten Worst-Case-Situationen können als Grundlage für die Bestimmung von Netzverstärkungs- und Ausbaumaßnahmen dienen, die erforderlich sind, um Verletzungen der Betriebsgrenzen zu vermeiden. Dies erfolgt mit einem heuristischen Ansatz, der einen Hill-Climbing-Algorithmus verwendet [Scheidler et al. 2018].

II.1.2.8 Algorithmenentwicklung für Betriebsführungsstrategien

Der nachfolgende Schritt des Entwicklungs- und Analyseprozesses berücksichtigt Aspekte des Netzbetriebs und präzisiert dadurch weiter die Modellierung von Steuerungsstrategien. Die Verwendung eines modularen, auf Python basierenden Simulationstools [Schön et al. 2023a] ermöglicht die Erweiterung der Entwicklung um Aspekte wie das individuelle Verhalten von Komponenten des Energiesystems sowie deren Interaktion und notwendige Kommunikation zwischen ihnen. Dies ermöglicht einen höheren Detailgrad der Modellierung der Betriebsführungsstrategien, schränkt allerdings auch den Simulationsumfang ein, da damit höhere Berechnungszeiten einhergehen (s. Abbildung 39).

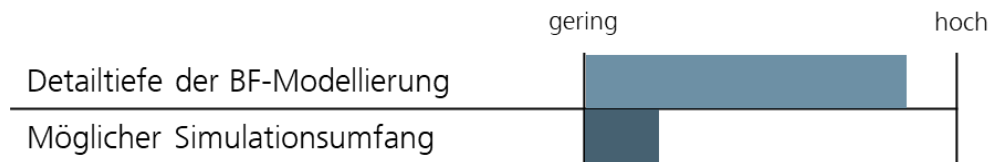


Abbildung 39: Detailtiefe der Modellierung und Simulationsumfang des Systems zur Algorithmenentwicklung (Quelle: Ladeinfrastruktur 2.0 Abschlussveranstaltung, Grafik von A. Schön)

Das System zur Algorithmen-Entwicklung wurde bereits in [Schön et al. 2023a] veröffentlicht und wird im Rahmen des Projekts auch modulares Simulationstool genannt. Weitere Details sind der Veröffentlichung zu entnehmen. Die nachfolgenden Texte und Grafiken sind aus der Veröffentlichung entnommen und für diesen Bericht angepasst (CC BY 4.0).

Tool-Architektur

Das Ziel des Tools ist die Modellierung der in Abbildung 26 präsentierten Architekturen sowie der in Abbildung 27 dargestellten Komponenten. Die Tool-Architektur ist durch die Architektur von OpSim [IEE 2024] motiviert mit dem Unterschied, dass es direkt pandapower-Controller verwendet [Thurner et al. 2018], [pandapower 2024a]. Abbildung 40 gibt einen Überblick über den Aufbau des Tools. Es besteht aus verschiedenen Komponenten, zu denen der Netzbetreiber (VNB), die Ortsnetzstation(en) und die HEMS/Prosumer [BDEW 2017] gehören. Prosumer werden als Teil der HEMS-Komponente modelliert und können jede Art von Lasten oder Erzeuger sein, die mit dem Haushalt in Verbindung stehen. Zudem gibt es die Komponente Netz-Berechnung, die notwendig ist, um das elektrische Netz zu modellieren. Letzteres Modell beinhaltet auch alle Lasten und Erzeuger, die nicht zu den Prosumern gehören. Darüber hinaus ermöglicht der Simulationskern die Kommunikationen zwischen allen Komponenten. Dazu stellt er eine öffentliche Nachrichtenliste in einer postfachähnlichen Struktur bereit. Außerdem stellt er die effiziente Initialisierung der Simulation sicher, indem er die relevanten Parameter an die entsprechenden Komponenten liefert. Die Simulationssteuerung ist erforderlich, um die Parameter der Simulation festzulegen.

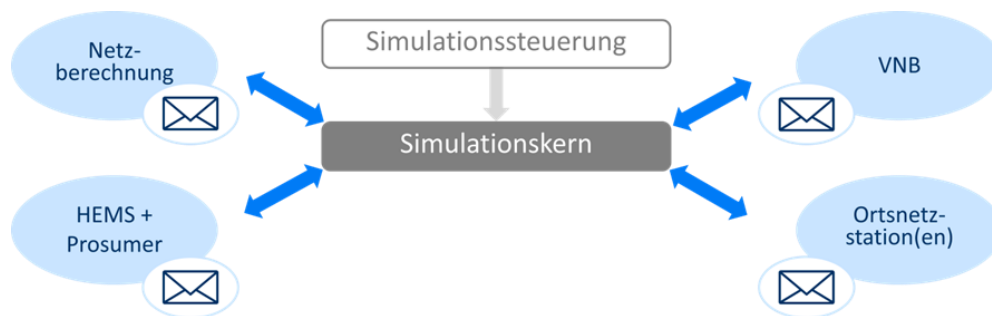


Abbildung 40: Tool-Komponenten (angepasst aus [Schön et al. 2023a] - CC BY 4.0)

Abbildung 41 veranschaulicht, wie die Komponenten während der Simulation zusammenarbeiten. Simulationssteuerung und Simulationskern sind dafür verantwortlich, den korrekten Simulationsablauf (einschließlich Initialisierung, Kommunikation und Reihenfolge) zu gewährleisten. Die Komponenten Netz-Berechnung, VNB, Ortsnetzstation(en) und HEMS/Prosumer sind Teil des Simulationsprozesses und werden nacheinander aufgerufen, um Leistungsflussberechnungen durchzuführen und das Verhalten der Betriebsführungsstrategien umzusetzen. Deshalb werden im Folgenden die Begriffe Strukturkomponenten und Prozesskomponenten verwendet. Jede der Prozesskomponenten wird durch eine Python-Klasse mit einer Vielzahl von Funktionalitäten modelliert. Um eine effiziente Implementierung dieser Komponenten zu ermöglichen, sind sie in drei Schichten strukturiert, wie in Abbildung 42 dargestellt. Die hellblaue Ellipse repräsentiert eine Prozesskomponente, wie sie in Abbildung 40 und Abbildung 41 gezeigt wird.

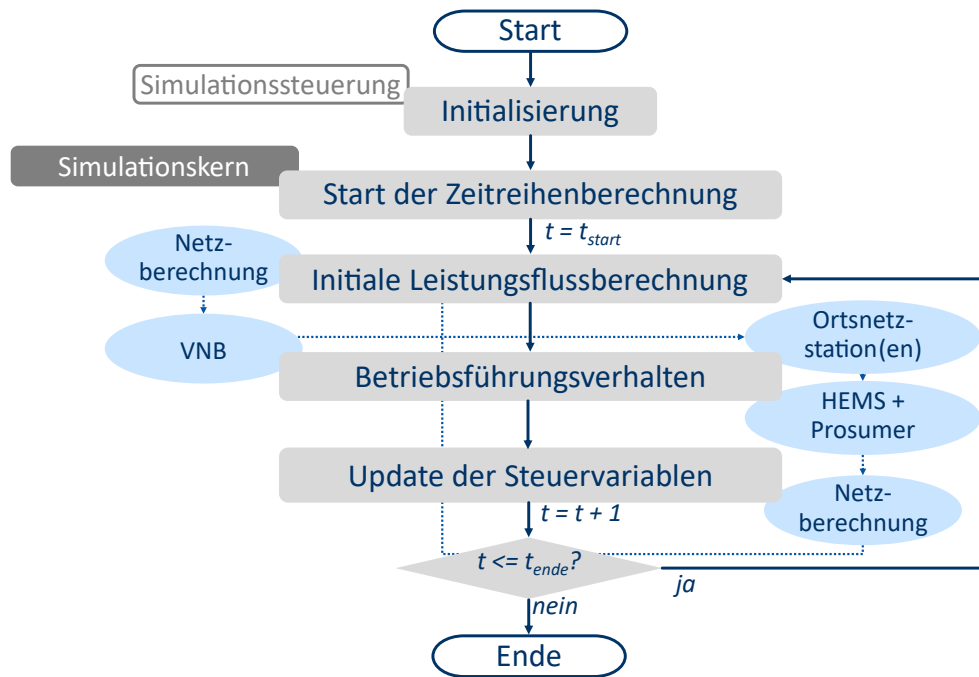


Abbildung 41: Simulationsablauf (angepasst aus [Schön et al. 2023a] - CC BY 4.0)

Die obere Schicht Initialisierung wird verwendet, um die Komponenten und ihre Variablen zu erstellen. Die zweite Schicht ist der Controller selbst, der in der Schicht Initialisierung erstellt wird. Je nach Komponente können mehrere Controller erstellt werden. Da die Betriebsführung recht komplex sein kann, werden den Controllern in der dritten Ebene Betriebsführungs-Funktionalitäten zugeordnet. Nachrichten werden während der Initialisierung der Simulation und in jedem Zeitschritt verarbeitet und gesendet. Aus diesem Grund sind die Schichten Initialisierung und Betriebsführungs-Funktionalität jeweils mit einer Nachrichtenbox ausgestattet. Die Integration der Nachrichtenfunktionalität unter Verwendung von pandapower-Controllern ist ein Schlüsselmerkmal des modularen Simulationstools. Nach Kenntnis der Autoren handelt es sich hierbei um eine neuartige Verwendung von pandapower-Controllern.

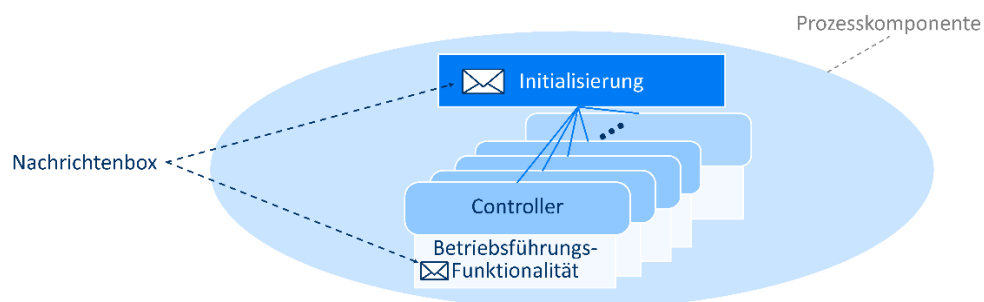


Abbildung 42: Drei-schichtige Implementierung der Prozesskomponenten (angepasst aus [Schön et al. 2023a] - CC BY 4.0)

Strukturkomponenten des modularen Simulationstools / System zur Algorithmenentwicklung

Die Komponenten Simulationskern und Simulationssteuerung gewährleisten die Initialisierung, Kommunikation und korrekte Simulationsabfolge.

Simulationskern

Der Simulationskern erfüllt die folgenden Hauptaufgaben:

- Starten der Simulation: Auslösen der Initialisierung aller Komponenten und Start der Zeitreihensimulation, sobald alle Komponenten initialisiert sind,
- Handhabung der Kommunikation zwischen den Komponenten durch Hinzufügen aller eingehenden Nachrichten zu den vorgesehenen Posteingängen (Verarbeiten) und Senden aller ausgehenden Nachrichten an die vorgesehenen Empfangskomponenten (Senden).

Simulationssteuerung

Mit dem modularen Simulationstool können unterschiedliche Netze, Zukunftsszenarien, verschiedene Betriebsführungsstrategien und beliebige Kombinationen davon berücksichtigt werden. Zusätzliche Parameter werden ebenfalls definiert, z.B. der Zeitrahmen, der simuliert werden soll, wo die Eingangsdaten gesammelt werden sollen und welche Leistungsflussergebnisse wo abgelegt werden sollen. Alle relevanten Simulationsparameter werden in der Simulationssteuerung festgelegt, wo sie leicht angepasst werden können. Wenn eine Simulation vom Simulationskern gestartet wird, werden die zuvor genannten Parameter von der Simulationssteuerung an die relevanten Komponenten verteilt, um die Simulation zu initialisieren. Sobald alle Komponenten initialisiert sind, startet der Simulationskern die Zeitreihensimulation. Es ist auch möglich, die Simulation über eine Grafische Benutzeroberfläche (GUI) zu parametrisieren, die mit Plotly Dash [Dash 2024] implementiert ist. Sie kann verwendet werden, um alle oben genannten Simulationsparameter zu definieren, die Simulation zu starten und zu stoppen sowie die Ergebnisse der Simulation anzuzeigen.

Prozesskomponenten des modularen Simulationstools / System zur Algorithmenentwicklung

Die Prozesskomponenten Netz-Berechnung, VNB, Ortsnetzstation(en) und HEMS/Prosumer arbeiten alle nach demselben Prinzip, bei dem sie zunächst einen Initialisierungsprozess durchlaufen müssen, bevor die Zeitreihensimulation beginnt. Die Eigenschaften und das Verhalten dieser Komponenten werden in zwei Schritten beschrieben: Initialisierung und Verhalten in jedem Zeitschritt. Während der Initialisierung verarbeiten die Komponenten die eingehenden Nachrichten und bereiten sich entsprechend vor. Falls nötig, senden sie auch während der Initialisierung Nachrichten, um andere Komponenten über ihren Status zu informieren. Die Initialisierung variiert je nach Komponente, aber die folgenden Aktionen müssen für alle Komponenten durchgeführt werden, wie in Abbildung 43 gezeigt:

- Strategievorgaben handhaben: Alle Parameter, die mit der aktiven Strategie oder Strategien zusammenhängen, werden verarbeitet und entsprechend behandelt. Allgemein bedeutet das, die entsprechenden Klassenvariablen zu aktualisieren oder neue hinzuzufügen, so dass die Vorgaben während der Simulation leicht abgerufen oder aktualisiert werden können. Einige Beispiele für Variablen, die anfangs gesetzt (und später falls nötig aktualisiert) werden können sind: Betriebsgrenzen, Leistungsgrenzen, Preiskurven usw.
- Controller erstellen: Die definierte Anzahl von Controllern wird erstellt:
 - Netz-Berechnung: Zwei Controller GridControl1 und GridControl2 werden erstellt.
 - VNB: Ein Controller wird erstellt, da davon ausgegangen wird, dass ein VNB für das modellierte Netz verantwortlich ist.
 - Ortsnetzstation(en): Pro Ortsnetzstation im modellierten Netz wird ein Controller erstellt.
 - HEMS/Prosumer: Für jeden Haushalt wird ein Controller erstellt.

```
for message in messageBox do:
    sender = message[0], receiver = message[1], content = message[2]
    if receiver == currentComponent then
        variablesInfo = interpret(content)
        initVariables = updateVariables(variablesInfo)
        strategy = initVariables.strategy
        controllers = createControllers(Core)
        controllers.addControlFunctionality(Core)
```

Abbildung 43: Pseudocode für Komponenten-Initialisierung ((angepasst aus [Schön et al. 2023a] - CC BY 4.0))

Die Controller werden mit dem Simulationskern sowie der Komponente selbst verbunden, und die Betriebsführungs-Funktionalität wird hinzugefügt. Sollten während der Initialisierung weitere Aktionen erforderlich sein, werden diese explizit im Folgenden angegeben. Andernfalls wird nur das Verhalten der Komponenten in jedem Zeitschritt beschrieben. Innerhalb eines Zeitschritts zeigt jede Komponente das in Abbildung 44 dargestellte Verhalten, welches in der Schicht Betriebsführungs-Funktionalität realisiert wird. Die If-Abfrage kann je nach Anzahl der implementierten Strategien erweitert werden. Hier können alle zuvor initialisierten Variablen aktualisiert werden.

```

for message in messageBox do:
    sender = message[0], receiver = message[1], content = message[2]
    if receiver == currentComponent then
        timestepVariablesInfo = interpret(content)
        timestepVariables = updateVariables(timestepVariablesInfo)
    if strategy == strategyA then
        perform strategyAbehavior(timestepVariables)
    else if strategy == strategyB then
        perform strategyBbehavior(timestepVariables)
    [...]
send new messages to new receiver

```

Abbildung 44: Pseudocode für Zeitschritt-Verhalten ((angepasst aus [Schön et al. 2023a] - CC BY 4.0))

Ablauf und Kommunikation im modularen Simulationstool / System zur Algorithmenentwicklung

Dieser Abschnitt stellt den Simulationsablauf vor, wie er ursprünglich in [Schön et al. 2021a] eingeführt wurde, und wie die Komponenten miteinander kommunizieren. Die „Cascade Control“ Funktionalität von pandapower-Controllern [pandapower 2024b] wird innerhalb dieses Simulationstools verwendet, um die korrekte Reihenfolge der Komponenten in jedem Zeitschritt der durchgeführten Zeitreihensimulationen zu gewährleisten. Tabelle 1 zeigt die Hierarchie der Komponenten des Tools, welche mithilfe der Variable „Level“ (Ebene) und „Order“ (Ordnung) der Controller festgelegt werden.

Tabelle 1: Hierarchie der Tool-Komponenten (angepasst aus [Schön et al. 2023a] - CC BY 4.0)

Komponente	Level	Order
Netz-Berechnung	0 und 5	1 und 1
VNB	1	1
Ortsnetzstation(en)	2	1, 2, ..., m ₁
Profilaktualisierung	3	1
HEMS / Prosumer	4	1, 2, ..., m ₂

Die Variablen Level und Order werden verwendet, um die korrekte Reihenfolge in einem Zeitschritt zu gewährleisten (siehe Abbildung 41). Die Komponente Netz-Berechnung hat zwei Hauptaufgaben und wird daher zweimal aufgerufen: (i) Durchführung des initialen Leistungsflusses zu Beginn eines Zeitschritts und (ii) Aktualisierung von Netzparametern (z.B. Ladeleistungen), falls diese während des Zeitschritts aufgrund des Verhaltens der Betriebsführungsstrategie geändert wurden. Zusätzlich zu allen in Abbildung 40 gezeigten Komponenten wird eine weitere Funktionalität für die Zeitreihensimulationen benötigt: das Aktualisieren aller Lasten und Erzeuger mit den entsprechenden Profildaten (Wirkleistung und - falls zutreffend - Blindleistung) in jedem Zeitschritt. Dies geschieht intern in der Zeitreihensimulation und wird hier als Profilaktualisierung bezeichnet. Dies geschieht nach dem Aufruf des VNB und der Ortsnetzstation(en), da ihr Verhalten auf den Ergebnissen des vorherigen Zeitschritts basieren soll, um das Verhalten des realen Energiesystems so genau wie möglich zu modellieren, wo Entscheidungen des VNB oder anderer Akteure im Allgemeinen nur auf der Basis dessen getroffen werden können, was bereits im elektrischen Netz geschehen ist. Bis Entscheidungen getroffen werden, ist in der Regel Zeit vergangen und die Netzsituation hat sich geändert. Die Reihenfolge der Komponenten, insbesondere der Profilaktualisierung, soll dieses Verhalten nachbilden.

Jede der Komponenten in Tabelle 1 (ausgenommen die Profilaktualisierung) ist mit einer Nachrichtenbox ausgestattet (s. Abbildung 40) um Nachrichten von anderen Komponenten empfangen zu können. Jede Komponente kann auch Nachrichten an jede andere Komponente senden. Beide Funktionalitäten werden durch die Nutzung des Simulationskerns realisiert, der Nachrichten zwischen den Komponenten verteilen kann. Obwohl eine Kommunikation zwischen allen Komponenten theoretisch möglich ist, kann jedes Kommunikationsverhalten (z.B. welche Komponenten mit welcher Häufigkeit miteinander kommunizieren) implementiert werden, um verschiedene bestehende und zukünftige Kommunikationsinfrastrukturen im Energiesystem zu modellieren. Eine der Anwendungen dieses Systems ist die Entwicklung und das Testen von Betriebsführungsalgorithmen vor ihrer Integration in Co-Simulationsplattformen wie OpSim [IEE 2024] oder anwendungsnahe Implementierungen (vgl. Kapitel II.1.2.9). Daher zielt das modulare Simulationstool darauf ab, eine nachrichtenbasierte Kommunikation nachzuahmen. Jede Komponente ist mit einer Struktur ausgestattet, die als Nachrichtenliste implementiert ist, die vom Simulationskern gespeist wird. Eine Synchronisation ist

nicht erforderlich, da die Controller während der Zeitreihensimulation durch pandapower selbst nacheinander ausgeführt werden, wobei die Reihenfolge durch die festgelegten Level und Order bestimmt wird. Das Datenmodell für die Nachrichten ist einfach gehalten, um einen effizienten Implementierungsprozess zu gewährleisten und den Fokus des Systems auf die Bewertung der Netzauswirkungen von Betriebsführungsstrategien zu legen. Zu diesem Zweck werden einfache Python-Strings verwendet, in denen Absender, Empfänger und Nachrichteninhalte angegeben sind. Jede Nachricht enthält ein Stichwort, das ihren Inhalt beschreibt, z.B. „Kritische Lasten“, und die entsprechenden Informationen in einem Format, das in den String integriert und später leicht interpretiert werden kann. Der Empfänger teilt diese Nachrichten dann in ihre Elemente auf (Absender, Empfänger, Inhalt), überprüft ob sie korrekt zugestellt wurden und interpretiert die Nachricht entsprechend.

Abbildung 45 zeigt ein Kommunikationsbeispiel mit vier Komponenten, das innerhalb eines Zeitschritts stattfindet. In diesem Beispiel sendet Komponente A zwei Nachrichten, eine für Komponente B und eine für Komponente C. Der Simulationskern verteilt die Nachrichten an die vorgesehenen Empfänger. Diese verarbeiten die Nachrichten intern und senden beide eine Nachricht an Komponente D. Die Verarbeitung aller Nachrichten erfolgt durch den Simulationskern und die korrekte Komponentenreihenfolge wird durch die definierte Ebene und Ordnung der Komponenten sichergestellt.

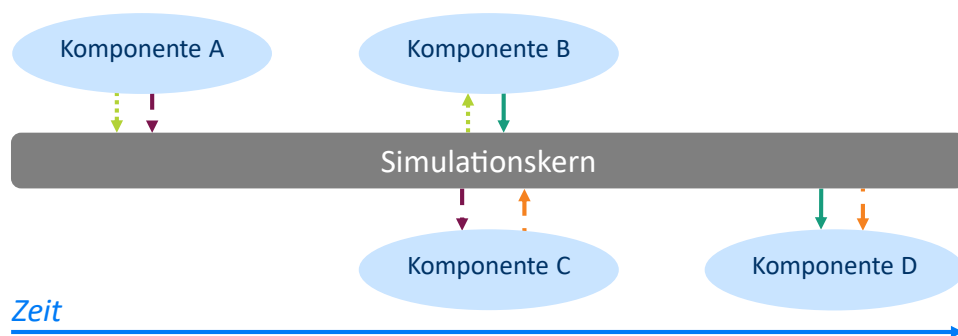


Abbildung 45: Kommunikationsbeispiel mit vier Komponenten (angepasst aus [Schön et al. 2023a] - CC BY 4.0)

II.1.2.9 Umsetzungsnahe Demonstrationsumgebung

[Kapitelautor: Dr. Jan Ringelstein]

Wie bereits in Abbildung 23 dargestellt, sind anwendungsnahe Simulationen und Labortests ein wichtiger Bestandteil in der Prozesskette zur Modellierung und Analyse von Betriebsführungsstrategien. Sie bieten von allen simulationsbasierten Ansätzen die größte Detailtiefe bei der Modellierung sowie die größte Praxisnähe und stellen die Vorstufe eines zeitlich und räumlich begrenzten, kontrollierten Feldtests dar.

Als Basis hierzu wurde in Ladeinfrastruktur 2.0 die Datenintegrationsplattform beeDIP eingesetzt, die bereits in Kapitel II.1.2.5 eingeführt wurde. Im Unterschied zu der dort beschriebenen Anwendung für die Netzzustandsschätzung und -prognose werden hier allerdings andere Microservices umgesetzt. Diese bilden im Wesentlichen die in Kapitel II.1.2.8 **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** beschriebenen Komponenten sowie einige zusätzliche Elemente ab. Daraus ergibt sich zunächst das in folgender Abbildung 46 dargestellte System von Microservices, die zum Teil mit externen Komponenten verbunden sind.

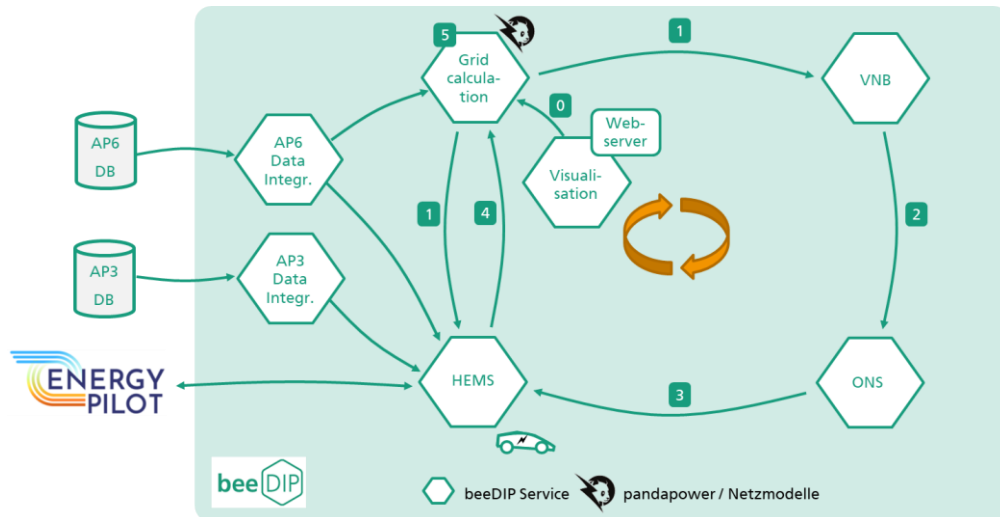


Abbildung 46: beeDIP-Microservices der umsetzungsnahen Demonstrationsumgebung

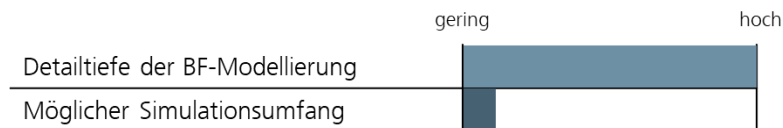


Abbildung 47: Detailtiefe der umsetzungsnahen Demonstrationsumgebung

Die externen Komponenten auf der linken Seite sind:

- Eine mongoDB – Datenbank „AP6 DB“, welche die in AP6 gesammelten Netzmodelle zur Verfügung stellt. Die Methoden zum Zugriff auf diese Modelle umfassen auch die automatische Verteilung von Ladestellen, PV-Anlagen und Wärmepumpen auf die Anschlusspunkte sowie die Generierung von entsprechenden Jahreszeitreihen, basierend auf den Szenariodaten für das jeweilige Netzgebiet und Zieljahr. Die Zeitreihen umfassen insbesondere die Verfügbarkeiten von Fahrzeugen an jeder Ladestelle und den Ladefahrplan ohne netzdienlich optimiertes Lademanagement. Diese Daten werden durch einen „AP6 Data Integration Service“ in beeDIP eingelesen.
- Eine mySQL – Datenbank „AP3 DB“, welche die in AP3 bereitgestellten Szenariodaten beinhaltet. Hier wird insbesondere definiert, welche Haushalte, PV-Anlagen, Ladestellen und Wärmepumpen zu einem Gebäude gehören. Zu dem jeweiligen Gebäude gibt es außerdem Zusatzinformationen, z.B. Baujahr, beheiztes Raumvolumen, Wärmebedarf sowie die Zahl der Bewohner. Diese Informationen sind in den AP6-Netzmodellen nicht enthalten. Die AP3 DB Daten werden vom „AP3 Data Integration Service“ in beeDIP eingelesen und mit den AP6-Daten verschnitten. Dies ist nicht trivial, da manche Elemente im Netzmodell zwar per Identifikationsnummern den Szenario-Äquivalenten zugeordnet werden können, diese Zuordnung aber nicht immer eindeutig oder vollständig ist. Daher muss eine Vielzahl von Sonderfällen behandelt werden. Erst dadurch ist es aber möglich, ein konsistentes Modell mit Gebäuden, Haushalten und auf Netzanschlusspunkte zugeordnete Elemente (PV, Wärmepumpen, Ladestellen) zu erstellen.
- Der EnergyPilot, der hier von einem der beeDIP-Microservices zur Fahrplanoptimierung verwendet wird.

Die Software ist dabei so gestaltet, dass die Daten aus den externen Datenbanken lokal gespiegelt werden. Damit sind auch dann Simulationen möglich, wenn keine Verbindung zu diesen Datenbanken besteht. Lediglich bei Änderung der Daten oder Betrachtung eines neuen Szenarios oder Zieljahrs müssen die Daten neu aus den externen Quellen gelesen werden.

Innerhalb von beeDIP gibt es neben den Datenintegrationsservices fünf verschiedene Microservices:

- Die Visualisierung („Visualization“) stellt die Verbindung zu einer webbasierten Konfigurations- und Bedienoberfläche zur Verfügung. Hier kommt die gleiche Oberfläche wie bei der Algorithmen-Entwicklung (vgl. Kapitel II.1.2.8) zum Einsatz. Der Programmcode dieser Oberfläche wurde derart angepasst, dass erkannt wird, ob der Aufruf von beeDIP erfolgt. In diesem Fall werden die grafischen Elemente leicht angepasst. U.a. werden Funktionen aktiviert, die es erlauben, die Daten von den externen Datenbanken neu einzulesen. Die Visualisierung erlaubt zudem die Wahl von Netzgebiet, Zieljahr, Simulationszeitraum und einer oder mehrerer Betriebsführungsstrategien. Das Vornehmen der Einstellungen führt dazu, dass die für das Szenario benötigten Daten an die Microservices verteilt werden. Dabei erhält die „Grid calculation“ das Netzmodell nebst Zeitreihen. Die Netztopologie (Netzmodell ohne Zeitreihen) wird zudem an den „HEMS“-Service und die Visualisierung weitergeleitet; letztere stellt diese grafisch dar. Der „HEMS“-Service erhält außerdem das konsistente Gebäudemodell vom AP3 Data Integration Service und verfügt damit über ein vollständiges Modell des Szenario-Netzes. Nachdem alle Einstellungen vorgenommen wurden, kann der Benutzer die beeDIP-Simulation mit einem Knopfdruck starten (Schritt 0 in der Abbildung). Das führt dazu, dass die anderen vier Microservices pro Simulationsschritt je einmal aktiv werden, wobei die Reihenfolge in der Abbildung durch die Pfeile angegeben ist.
- Der Grid calculation service führt mit Hilfe von pandapower Lastflussrechnungen im Netzmodell aus. Das geschieht erstmals, wenn der Benutzer über die Bedienoberfläche des Visualization Service das Kommando zum Start gegeben hat (Schritt 0). Die Ergebnisse der Lastflussrechnungen sind unter anderem die Spannungen an den Netzanschlusspunkten der Gebäude. Diese werden dem HEMS-Service zum Abruf per REST bereitgestellt (Schritt 1 Richtung HEMS). Weitere Ergebnisse, wie z.B. Leitungs- und Trafoauslastungen, können dem VNB-Service über die gleiche Schnittstelle bereitgestellt werden (Schritt 1 Richtung VNB); dieses wurde allerdings im Rahmen des Projekts noch nicht benötigt. Ferner werden die Ergebnisse auch dem AP6 Data Integration Service bereitgestellt, der sie zur späteren Auswertung in die AP6 Datenbank zurückspielen kann.
- Der VNB Service bildet die Netzleitstelle eines Netzbetreibers ab. Diese entscheidet je nach Betriebsführungsstrategie und Netzzustand über Maßnahmen, die den sicheren Netzbetrieb garantieren, hier typischerweise die (Teil-)Abregelung von Ladevorgängen. Je nach Strategie erfolgt diese möglichst gezielt in den betroffenen NSN-Strängen. Da im Projektverlauf die Untersuchung der Strategien im Wesentlichen mit dem Simulationssystem zur Algorithmen-Entwicklung erfolgte, wurden hier zunächst nur die Strategien mit fixem Leistungs- und/oder Zeitkorridor umgesetzt. Im Anschluss daran lag der Fokus auf der Implementierung der FLEX-Markt-Simulation. Bei dieser Strategie geht die Anforderung von Flexibilität vom VNB aus (s. unten). Die Höhe und der Zeitpunkt dieser Anforderungen sind testhalber konstant gewählt, können aber ohne Änderung der Service-Architektur vom Netzzustand abhängig gemacht werden. Der VNB-Service leitet die Maßnahmen in Form von Steuerkommandos oder Informationen an den ONS-Service weiter und übergibt diesem den Kontrollfluss (Schritt 2).
- Der ONS Service modelliert eine oder mehrere Ortnetzstationen und gibt die Vorgaben des VNB an die HEMS weiter. Perspektivisch können sich die Vorgaben des VNB auch auf einen oder mehrere ONS-Trafos beziehen. In diesem Fall wäre es möglich, dass der ONS-Service selbst entscheidet, welche Ladevorgänge im eigenen Netz abgeregelt werden sollen bzw. wie die notwendige Abregelung fair auf die Ladestellen verteilt werden soll. Das Ergebnis wird in Form von strangweisen Steuerkommandos oder Informationen für die Haushalte an den HEMS Service weiter gegeben (Schritt 3).
- Der HEMS Service modelliert alle im Netz angeschlossenen Gebäude mit Haushalten und steuerbaren Lasten. Er beinhaltet Funktionen zur Abregelung von Ladevorgängen nach Vorgaben des ONS Service. Für die FLEX-Markt Simulation wird der externe EnergyPilot verwendet, um die Fahrpläne der steuerbaren Lasten zu optimieren (s. unten). Der HEMS-Service kommt für einen gegebenen Simulationszeitschritt als letzter Service zum Aufruf und stellt die (ggf. nach den Vorgaben der Betriebsführungsstrategie angepassten) Anschlussleistungen dem Grid Calculation Service zur Verfügung (Schritt 4). Im Anschluss daran zählt dieser den aktuellen Zeitschritt hoch und verwendet die neuen Anschlussleistungen für die nächste Lastflussrechnung (Schritt 5).

Zur Untersuchung der Betriebsführungsstrategie „FLEX-Markt“ (vgl. Endbericht Universität Kassel) wird die Service-Architektur um einen weiteren Service ergänzt, so dass die Anordnung nach Abbildung 48 entsteht.

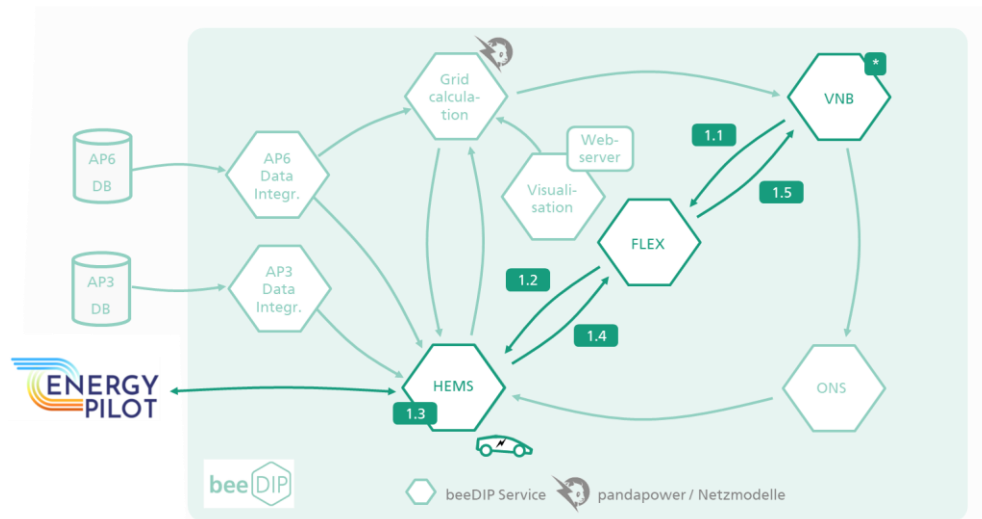


Abbildung 48: Ergänzung der Demonstrationsumgebung durch den FLEX-Markt

Der FLEX-Markt geht von dem Anwendungsfall aus, dass der VNB aufgrund einer Netzzustandsprognose für einen Zeitraum in der kurzfristigen Zukunft einen Bedarf zur netzdienlichen Nutzung von Flexibilitäten feststellt. Z.B. könnte durch eine Prognose um 10:00 eines Tages festgestellt werden, dass zwischen 12:00 und 13:00 desselben Tages in einem bestimmten NSN-Strang eine Netzüberlastung zu erwarten ist, so dass die Anschlussleistung während dieser Zeit reduziert werden soll. Diese Flexibilität kauft der VNB auf dem FLEX-Markt ein, der es den teilnehmenden Anschlussnehmern ermöglicht, die eigene Flexibilität zu vermarkten. Hierbei kommt eine klassische Auktion zum Einsatz. Eine Liste der Haushalte, die daran teilnehmen möchten, wird im Vorfeld vom HEMS-Service an den FLEX-Markt übermittelt. Das Auktionsverfahren stellt eine Unterbrechung des Simulationsablaufs dar; daher wurde ein Simulationsmodul „FLEX-Auktion“ eingeführt. Während dieser Modus aktiv ist, sind nur VNB, FLEX-Markt und HEMS aktiv, während alle anderen Microservices ruhen. Der Ausgangspunkt dazu stellt der VNB dar, der während eines normalen Simulationsschritts die Notwendigkeit für eine FLEX-Beschaffung feststellt (In der Abbildung mit dem Symbol ‚*‘ beim VNB markiert). Daraufhin ist der Ablauf wie folgt:

- Der VNB übermittelt den FLEX-Bedarf mit Angabe der benötigten Leistung, des Zeitraums und des betroffenen Netzstrangs an den FLEX-Markt (1.1)
- Der FLEX-Markt informiert die betroffenen HEMS. Diese rufen die o.g. Angaben vom FLEX-Markt ab (1.2).
- Die HEMS verwenden den EnergyPilot, um alternative Fahrpläne für die steuerbaren Lasten zu errechnen und so Flexibilität im angegebenen Zeitraum bereitzustellen. Darauf basierend errechnen sie Gebote. Ein Gebot enthält eine bereitgestellte Leistung und einen Preis (1.3).
- Die HEMS senden die Angebote an den FLEX-Markt (1.4)
- Der FLEX-Markt wählt einen Teil der eintreffenden Angebote aus, um den FLEX-Bedarf des VNB möglichst vollständig zu decken. Danach meldet er die insgesamt bereitgestellte Flexibilität an den VNB zurück. Außerdem meldet er dem HEMS-Service, welche HEMS den Zuschlag erhalten haben. Diese optimieren daraufhin wiederum mittels EnergyPilot ihre tatsächlichen Fahrpläne neu, um die Flexibilität bereitzustellen.

Der so beschriebene Ablauf wurde in vereinfachter Form implementiert und erfolgreich demonstriert. Ziel war hierbei die erfolgreiche Umsetzung in der Demonstrationsumgebung, nicht aber eine preisoptimale FLEX-Bereitstellung. Eine wichtige Vereinfachung war von daher, dass der FLEX-Markt die Angebote unabhängig vom Preis nach Reihenfolge ihres Eintreffens auswählt, bis der Bedarf des VNB gedeckt ist. Ferner wurde der FLEX-Markt nach Vorgaben der Universität Kassel mittels REST-Schnittstellen gegenüber VNB und HEMS umgesetzt. Die lauffähige Demonstration wurde zur weiteren Bearbeitung an die Universität Kassel übergeben (vgl. Endbericht Universität Kassel).

II.1.2.10 Referenzen Themenfeld Netzbetriebsführung

[BDEW 2017] BDEW, Hrsg., „Smart Grid Traffic Light Concept“, Zugriffen: 16. Februar 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20150310_Smart-Grids-Traffic-Light-Concept_english.pdf

[Burger 2021] J. Burger: Concept and Machine Learning Based Simulation for Intelligent Charging Schemes of Electric Vehicles in Energy Management Systems, Masterarbeit, Technische Universität München, 2021

[Dash 2024] „Dash Documentation & User Guide | Plotly“. Zugriffen: 16. Februar 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://dash.plotly.com/>

[IEE 2024] „OpSim“, Fraunhofer Institute for Energy Economics and Energy System Technology. Zugriffen: 16. Februar 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.iese.fraunhofer.de/en/schnelleinstieg-wirtschaft/themen/op-sim-homepage.html>

[Scheidler et al. 2018] Scheidler, A.; Thurner, L. und Braun, M.: Heuristic optimisation for automated distribution system planning in network integration studies. IET Renew. Power Gener., Bd. 12, Nr. 5, S. 530–538, 2018, DOI: 10.1049/iet-rpg.2017.0394.

[Thurner et al. 2018] L. Thurner u. a., „Pandapower—An Open-Source Python Tool for Convenient Modeling, Analysis, and Optimization of Electric Power Systems“, IEEE Trans. Power Syst., Bd. 33, Nr. 6, S. 6510–6521, 2018, DOI: 10.1109/TPWRS.2018.2829021.

[pandapower 2024a] „Controller Simulation — pandapower 2.13.1 documentation“. Zugriffen: 9. März 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://pandapower.readthedocs.io/en/latest/control.html>

[pandapower 2024b] „Cascade Control — pandapower 2.13.1 documentation“. Zugriffen: 9. März 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://pandapower.readthedocs.io/en/latest/control/control_loop.html#cascade-control

[Wenderoth et al., 2019] Wenderoth, F.; Drayer, E.; Schmoll, R.; Niedermeier, M. und Braun, M.: Architectural and functional classification of smart grid solutions, Energy Informatics, Bd. 2, Nr. S1, 2019, DOI: 10.1186/s42162-019-0083-1.

II.1.3 Ergebnisse für das Themenfeld Netzberechnung

[Kapitelautoren: Dr. Alexander Scheidler, Jan Ulfers, Hendrik Maschke]

Im Themenfeld Netzberechnung wurden Tools und Komponenten entwickelt, um automatisierte Lösungen für die Netzberechnung sowie Netzplanung in Verbindung mit Ladeinfrastruktur zu finden. Es wurden Tools für die strategische und operative Netzplanung entwickelt und in bestehende IT-Landschaften integriert. Dadurch können die Auswirkungen und Einflüsse der unterschiedlichen Ladeinfrastrukturtechnologien sowie Verteilungen in verschiedenen realen Netzmodellen und Aufgabenstellungen untersucht werden. Die Tools bieten die Möglichkeit, verschiedene Zukunftsszenarien zu berücksichtigen und Treiber des Netzausbaus zu identifizieren.

II.1.3.1 Anforderungen und Use Cases

Überprüfung Planungsprämissen	14
Bestimmung der zusätzlichen Aufnahmefähigkeit für BEV / PV	14
Auswirkung netzdienlicher Einsatz HEMS	12
Netzoptimierung	12
Bewertung innovative Netzbetriebsmittel	12
Auswirkung steuerbarer Lasten	11
Neue ONS oder KVS	11
Abbau von KVS	11
Berechnung von neuen Anfragen	10
Grüne Wiese Planung (Kommentar IEE: Wahrscheinlich aufgrund der Komplexität nicht realisierbar)	10
Trennstellenoptimierung zwischen Ortsnetzen	9
Überprüfung Modellierungsrichtlinien	8
Auswirkung von ein- oder zweiphasigem Laden	8
Überprüfung Anmelde-Dunkelziffer bei Verbrauchern	7
Blindleistungsmanagement	7
Übersicht über alle Netze	4
Erwartete Netzausbaukosten für Netzgebiet	4
Bestimmung Potential Smart-Grid Technologien	4
Berechnung optimierte Maßnahmen für Netzverstärkung zum Lösen konkreter Probleme	2

Abbildung 49: Liste der identifizierten Use-Cases priorisiert durch die beteiligten Netzbetreiber

Um die Anforderungen an die zu entwickelnden Planungstools zu identifizieren, wurde zunächst mit den im Projekt beteiligten Netzbetreibern ein Workshop durchgeführt. Im Workshop wurden gemeinsam eine Liste von relevanten Use-Cases erstellt. Ziel war mögliche Funktionalitäten zu identifizieren die den Netzbetreibern einen Mehrwert gegenüber ihren aktuell genutzten Lösungen bieten. In **Abbildung 49** sind die entwickelten Use-Cases aufgelistet. Zu jedem Use-Case wurde eine kurze Beschreibung der Funktionalität diskutiert und hinterlegt. Im Nachgang zum Workshop wurden die Use-Cases durch die Netzbetreiber priorisiert und dienten im Projekt anschließend als Zielmarken für die Umsetzung der Planungstools.

II.1.3.2 Netzdaten

Die im Projekt beteiligten Netzbetreiber BSI|Netz, SW|Netz und Stromnetz Hamburg lieferten jeweils Netzmodelle Ihrer Netzgebiete in unterschiedlichen Formaten. Die Daten wurden exemplarisch im Projekt bzw. vollständig in den jeweiligen Unteraufträgen in rechenfähige pandapower Netzmodelle konvertiert und anschließend aufbereitet und überprüft. Aufgrund der großen Zahl an Netzmodellen wurde die Plausibilisierung der Netzmodelle automatisiert und Auswertungen dieser automatisierten Plausibilisierungsroutinen wurden in die entwickelten Planungstools in tabellarischer Form integriert (siehe Grafik). Dadurch ist es Tool-Nutzern möglich schnell und effizient Datenlücken und -fehler zu identifizieren und zu beheben.

Um die großen Mengen an Netzdaten effizient verwalten zu können, wurde das Python Modul Pandahub innerhalb des Projektes entwickelt. Pandahub ist ein Open-Source Datenbank-Backend für pandapower. Mit Pandahub können große Mengen Netzdaten effizient in eine MongoDB Datenbank abgelegt und aus ihr geladen werden. Dies hat einige Vorteile gegenüber der bis dato üblichen Ablage der Netzdaten als Files. Durch den zentralen Ort in der Datenbank ist gewährleistet, dass alle Bearbeiter im Projekt immer die aktuelle Version der Netzmodelle nutzen. Darüber hinaus ist Pandahub so konzipiert, dass es möglich ist, immer nur die für den jeweiligen Untersuchungsgegenstand relevanten

Netzdaten zu laden. Es können Versorgungsgebiete von Trafos oder Abgängen einzeln und kombiniert aus der DB gelesen werden. Unterlagerte Netze können integriert oder als Ersatzlast modelliert werden. Weitere Aspekte sind, dass Pandahub eine regelmäßige Sicherung der Netzdaten erlaubt und ein User Management mit Rechteverwaltung beinhaltet. Auch alle Simulationsergebnisse, Szenario- und andere Metadaten wurden in der Datenbank abgelegt.

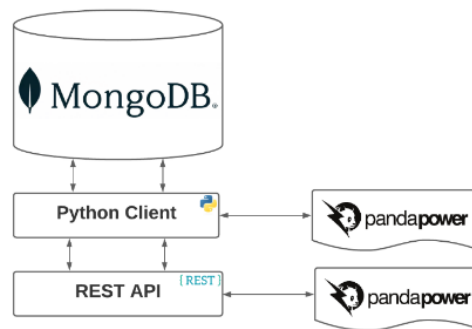


Abbildung 50: Pandahub ist ein Open-Source Datenbank-Backend für pandapower auf Basis von MongoDB

Dem Projekt standen eine große Zahl Niederspannungsnetzmodelle und einige Mittelspannungsnetze zur Verfügung. In den einzelnen Themenfeldern bzw. Unteraufträgen wurden jeweils sinnvolle Teilmengen dieser Netze herangezogen und entsprechend dem fokussierten Untersuchungsgegenstand analysiert.

id	name	status	Transformator	Anzahl Laster	Wohnheit	Anzahl Einspeise	LF konvergiert	Schleppzeige	max Trafolast	min Spannung
iter date:										
	Burgfeldstrasse	OK	630	64	64	0	true			
	Freibad	OK	630	54	54	5	true			
	Lindenstrasse	OK	630	80	80	6	true			
	Mulangstrasse	OK	630	74	74	4	true			
	ST0_52956796	keine Laster	630	0	0	0				
	ST100Sp_52782933	keine Laster	630	0	0	0				
	ST1006_51797347	keine Laster	1000	0	0	0				
	ST1007_53096144	kein Transformator		0	0	0				
	ST101_20142863	kein Transformator		0	0	0				
	ST102_20142754	kein Transformator		0	0	0				
	ST102_20142755	kein Transformator		0	0	0				
	ST104_20142746	kein Transformator		0	0	0				
	ST104_20142747	kein Transformator		0	0	0				
	ST105_20143595	kein Schleppengewert	630	8	35	0				
	ST106_20143185	OK	630	50	521	0	ja	326.3	51.5	0.828
	ST107_20143732	OK	630	8	52	0	ja	118.5	18.5	0.989
	ST108_20143259	OK	400	103	149	1	ja	58.0	14.5	0.966
	ST109_20142517	kein Transformator		0	0	0				
	ST109_20142518	kein Transformator		0	0	0				
	ST109_20142811	kein Transformator		0	0	0				
	ST10_20142769	kein Transformator		0	0	0				
	ST101_20142770	kein Transformator		0	0	0				
	ST101_20143183	OK	630	106	204	4	ja	218.2	34.4	0.969

Abbildung 51: Tabellarische Darstellung der automatisierten Plausibilitätsroutinen in den entwickelten Planungstools

II.1.3.3 Netzplanungssysteme

Im folgenden Kapitel werden die entwickelten Methoden und Anwendungstools vorgestellt. Diese Tools wurden entwickelt, um automatisiert für eine große Zahl von Netzen die Auswirkungen verschiedener Hochlaufszzenarien und Technologien bestimmen zu können. Für Netzbetreiber ermöglicht dies beispielsweise die frühzeitige Erkennung von potenziellen Problemen im Netz oder das Abschätzen der erwarteten Netzausbaukosten. Die vorgestellten Methoden und Tools bieten somit wertvolle Unterstützung für die effiziente und nachhaltige Gestaltung der Stromnetze unter den zukünftigen Herausforderungen.

Um die Ergebnisse der großen Zahl von Netzberechnungen in den Netzplanungssystemen einfach zugänglich zu machen, wurde ein Framework für webbasierte Visualisierungen entwickelt, das ein modernes und einheitliches Look and Feel im Projekt ermöglicht. Dieses Framework erlaubt die Kombination von Ergebnisgraphen und Steuerungselementen

und unterstützt zudem die Visualisierung von Netzdaten. Basis bilden die Software-Pakete Python Dash und pandapower. Ein wesentlicher Schwerpunkt der Entwicklung des Frameworks lag darauf, Nutzern auch ohne Vorerfahrung in der Entwicklung von webbasierten Anwendungen zu ermöglichen, visuell ansprechende Darstellungen ihrer Projektergebnisse einfach zu erstellen.

Neben den im Folgenden gezeigten Netzplanungstools nutzt die im Themenfeld Netzbetriebsführung entwickelte Visualisierung der State Estimation das Framework.

II.1.3.4 Szenario-Integration

Eine Voraussetzung für die Analyse der Auswirkung des erwarteten EKfz-Hochlaufs auf die Verteilnetze und der Bestimmung des notwendigen Netzausbaus ist, dass die entwickelten Szenarien in die konvertierten Netzmodelle integriert werden. Wie bereits beschrieben ist ein Ergebnis des Themenfeldes Szenarien die fein-regionalisierte Prognose von E-Kfz, Wärmepumpen, PV-Anlagen, ect. (siehe Abb. 12). Für die Integration dieser georeferenzierten Prognosen in die Netzmodelle wurden entsprechende Methoden entwickelt und sowohl im Themenfeld Netzbetriebsführung sowie im Themenfeld Netzberechnung genutzt. Im Folgenden werden diese Methoden beschrieben.

Für eine einzelne Netzberechnung werden verschiedene Eingangsdaten benötigt: ein Netzmodell des zu untersuchenden Netzes, ein Szenario inklusive zu betrachtendes Stütz-Jahr und einen Verteilungs-Seed. Auf Basis dieser Eingangsdaten werden zunächst alle prognostizierten Anlagen bestimmt, die in das Netzmodell integriert werden müssen.

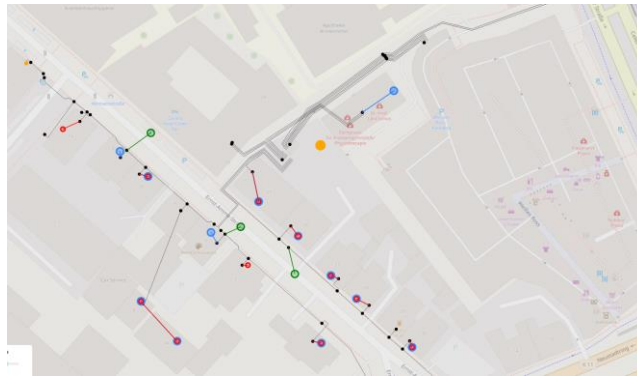


Abbildung 52: Visualisierung der Zuordnung der prognostizierten Anlagen in die Niederspannung

Je nachdem ob die Niederspannung oder die Mittelspannung untersucht werden soll, werden dieselben, als geographische Punkte prognostizierten Anlagen, unterschiedlich in die Netzmodelle integriert. Für die Berechnung von Niederspannungsnetzen werden Heimpladepunkte (blaue Kreise) und Wärmepumpenstandorte (rote Kreise) an den jeweils nächsten Hausanschluss angeschlossen. Die prognostizierten Standorte für öffentliches Straßen-Laden (grüne Kreise) werden hingegen dem nächsten Niederspannungs-Knoten, der kein Hausanschluss darstellt, zugeordnet (siehe **Abbildung 52 links**).

Für die Simulation der Auswirkungen auf die Mittelspannung werden die Niederspannungsnetze und alle ihre Lasten und Einspeiser jeweils als Ersatzlasten abgebildet. Die Zuordnung von Heimpladenpunkte, Wärmepumpen sowie Öffentlich Straßen-Laden zur versorgenden NS-Station wird entsprechend den Niederspannungsnetzdaten vorgenommen (siehe links). Durch die Zuordnung über die Niederspannungsnetzdaten wird eine wesentlich höhere Genauigkeit der Zuordnung erreicht, als wenn die Zuordnung zur versorgenden Station über die Entfernung bestimmt wäre. Falls die Zuordnung zur NS-Station nicht eindeutig auf Basis der NS-Netzdaten getroffen werden kann, weil das NS-Netz vermascht betrieben wird, wird die Zuordnung zu den Stationen über die Entfernung. Ladesäulen an Kundenparkplätzen und Firmenlader werden dem entfernungsmäßig nächsten MS Knoten zugeordnet (**Abbildung 53 rechts**).

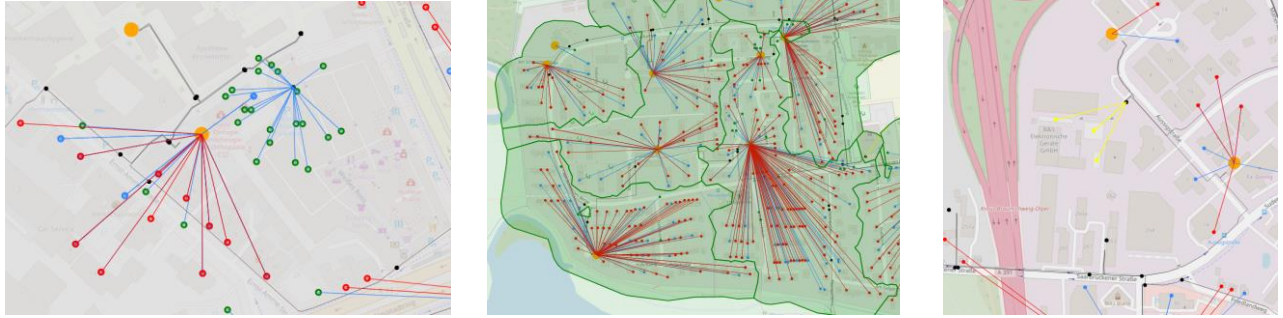


Abbildung 53: Visualisierung der Zuordnung der prognostizierten Anlagen auf der Mittelspannungsebene; EKFz und Wärmepumpen werden über die Niederspannungsversorgungsgebiete dem entsprechenden MS-Knoten zugeordnet (links bzw. Mitte); rechts: Zuordnung der Firmenlader (gelb)

II.1.3.5 Berechnungsmethodik Auswirkungsanalyse

Im Folgenden wird exemplarisch anhand eines einzelnen Niederspannungsnetzes beschrieben, wie die Auswirkung des erwarteten EKfz-Hochlaufs auf die Verteilnetze simuliert wird. Das betrachtete Netz befindet sich im Netzgebiet des Netzbetreibers Stromnetz Hamburg und versorgt 141 Haushalte.



Abbildung 54: das betrachtete Niederspannungsnetz versorgt 141 Haushalte

Auf der Ebene der Niederspannung macht die konkrete Lokalisation einzelner Lasten (EKfz- oder Wärmepumpe) und Einspeiser (PV-Anlage) potenziell einen deutlichen Unterschied. Andererseits, kann natürlich die konkrete Anzahl und Position neuer Anlagen für zukünftige Zeitpunkte nicht vorhergesehen werden. Um dieser Unsicherheit Rechnung zu tragen, wird in der im Projekt entwickelten Auswirkungsanalyse nicht nur eine konkrete Verteilung, sondern verschiedene sogenannte Ausprägungen analysiert. Eine Ausprägung bildet also eine konkrete mögliche Zukunft ab, d.h. für jedes betrachtete Stützjahr sind Leistung und Position für alle neu hinzugebauten Anlagen festgelegt. Da der Zubau ein Zufallsprozess ist, variiert in den verschiedenen Ausprägungen die Zahl der zugebauten Anlagen genauso wie deren Position.

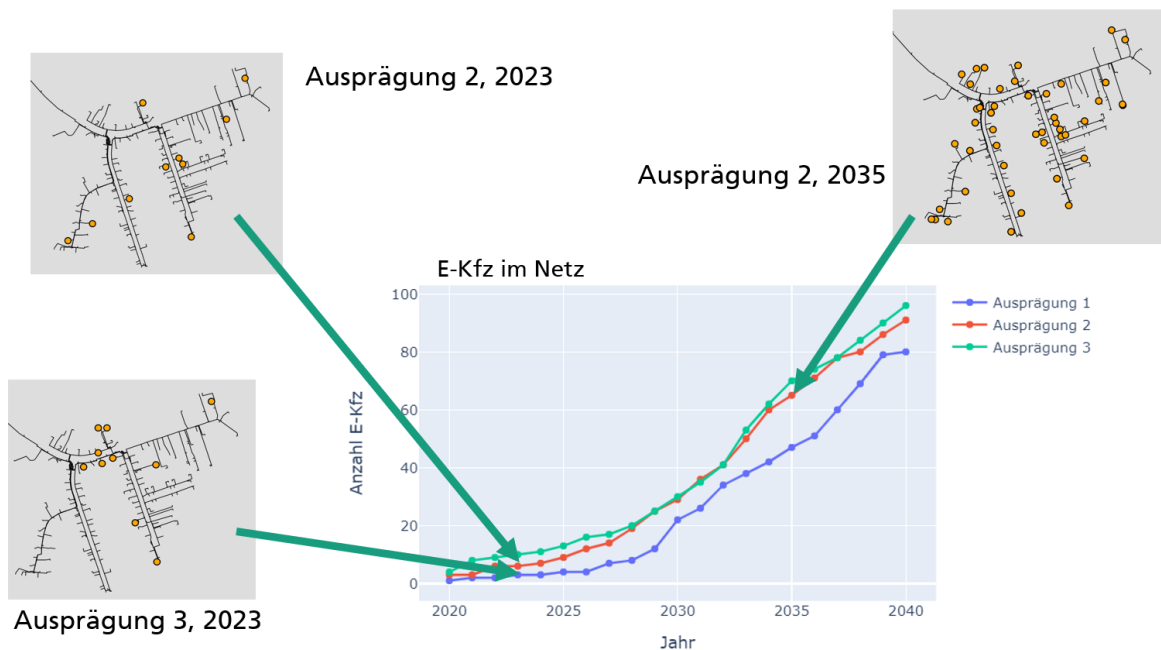


Abbildung 55: exemplarische Darstellung von drei Ausprägungen des E-Kfz-Hochlaufs im betrachteten Beispielnetz; Ausprägung 2 beinhaltet im Jahr 2035 alle Anlagen von Ausprägung 2 im Jahr 2023 plus die in den Zwischenjahren zugebauten Anlagen

Für jede Ausprägung wird für jedes Stützjahr die Auswirkung dieser konkreten Verteilung von Anlagen auf das Niederspannungsnetz berechnet. Dadurch lassen sich jeweils die erwarteten Betriebsmittelbelastungen und Spannungswerte bestimmen. Durch die Varianz in Anzahl und Position der Anlagen ergeben sich unterschiedliche Netzbelastungen in einem Stützjahr und damit auch potenziell unterschiedliche Wahrscheinlichkeiten für eine Grenzwertverletzung.

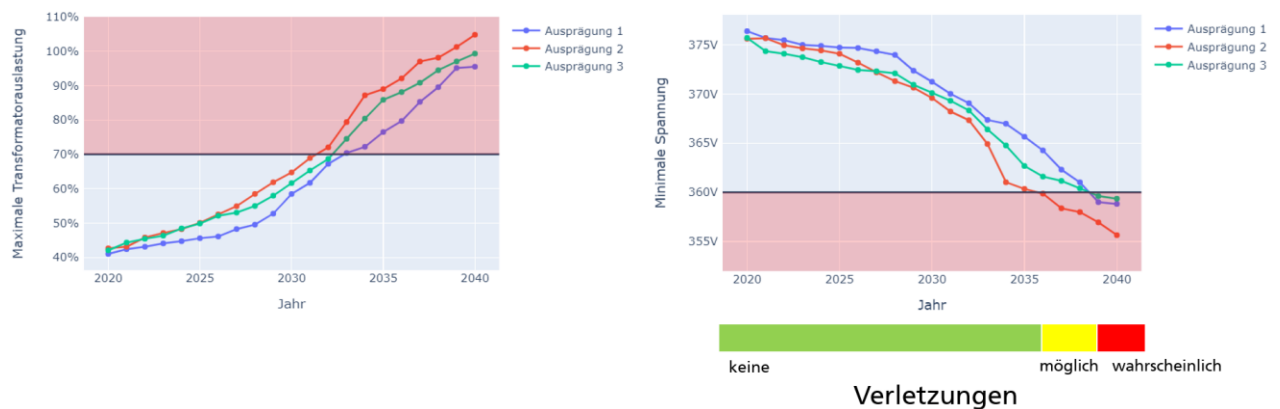


Abbildung 56: erwartete Transformatorauslastung und minimale Netz-Spannung für die drei betrachteten Ausprägungen im Beispielnetz

Um die Ergebnisse der Auswirkungsanalyse visuell schnell greifbar zu machen, wird in den entwickelten Planungstools eine Farbcodierung analog einer Ampel genutzt (siehe **Abbildung 56** rechts). Grün repräsentiert den Fall, dass Grenzwertverletzungen unwahrscheinlich sind, da im Stützjahr in keiner Ausprägung Grenzwertverletzungen berechnet wurden sind. Gelb entspricht dem Fall, dass Verletzungen möglich sind - in einigen Ausprägungen Grenzwertverletzungen wurden berechnet. Rot zeigt, dass alle Ausprägungen zu Grenzwertverletzungen im betrachteten Stützjahr führen, d.h. dass Verletzungen wahrscheinlich sind.

II.1.3.6 Auswirkungsanalyse

Die skizzierte Methodik zur Auswirkungsanalyse sowie die entwickelten Visualisierungstools wurden in Zusammenarbeit mit den Partnern Stromnetz Hamburg und BSJNetz erprobt. Für Stromnetz Hamburg wurden die Auswirkungen des erwarteten Hochlaufs von Elektrofahrzeugen auf etwa 5000 Niederspannungsnetze analysiert. Die entwickelten Tools wurden dabei in die IT-Systeme von Stromnetz Hamburg integriert. Basierend auf den vorhandenen Quellsystemen und Netzdaten des Netzbetreibers wurde ein Prozess implementiert, der zunächst rechenfähige Netzmodelle im pandapower-Format für alle bestehenden Netze erstellt. Anschließend berechnen die Planungstools die Auswirkungen verschiedener Szenarien und visualisieren diese.

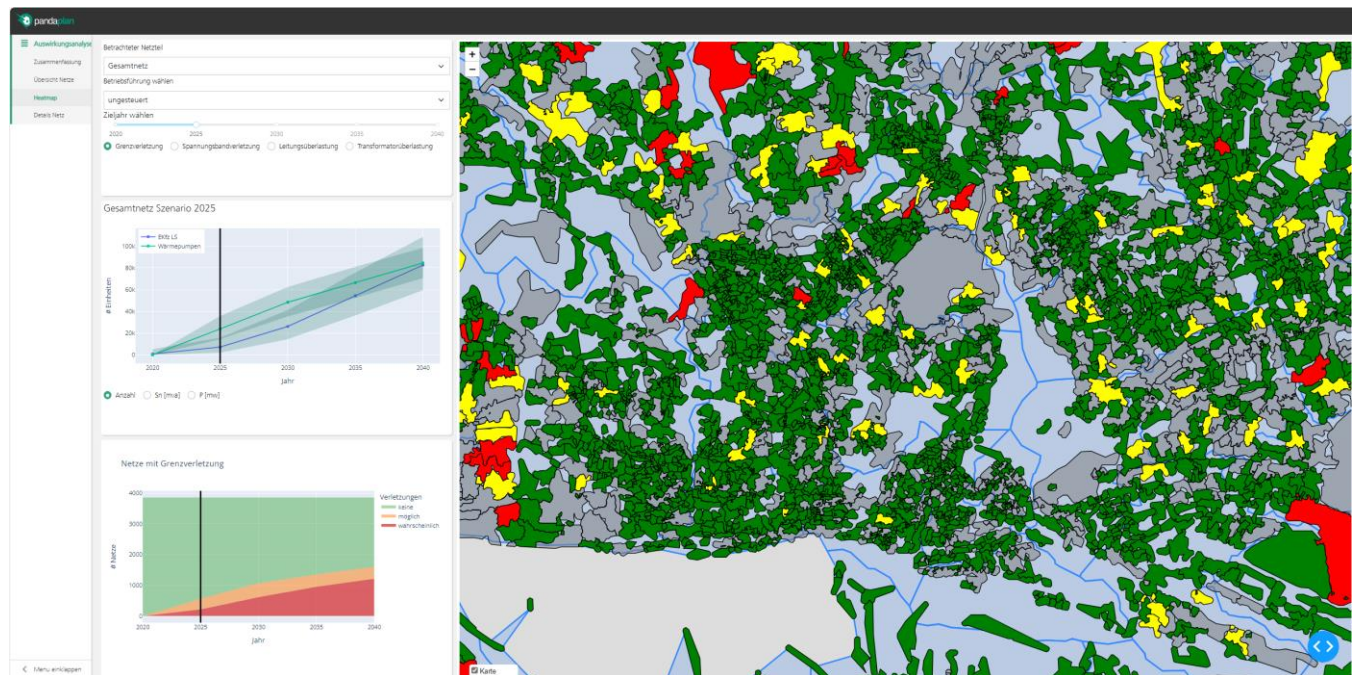


Abbildung 57: User Interface der Planungstools zur Auswirkungsanalyse

Die Oberfläche erlaubt einen Überblick über die Auswirkung des Hochlaufes auf das gesamte Netzgebiet und bietet dabei die Möglichkeit nach verschiedenen Kriterien zu filtern. So kann das betrachtete Jahr, die Art der relevanten Grenzverletzungen und die untersuchte Betriebsführung gewählt werden. Auf der linken Seite zeigt der obere Plot die Anzahl der zugebauten E-Kfz und Wärmepumpen pro Stützjahr. Der untere Plot zeigt die jeweils zu erwartende Zahl von Netzen mit Grenzverletzungen. Der dargestellte Screenshot zeigt, dass im Jahr 2030 in fast 1000 Niederspannungsnetzen Grenzverletzungen möglich und in rund 500 Netzen sogar wahrscheinlich sind. Auf der rechten Seite werden einzelne Niederspannungsnetze durch ihre jeweiligen Versorgungsgebiete visualisiert und entsprechend der beschriebenen Ampelfargebung eingefärbt. Es ist zu sehen, dass vor allem in Netzen in den äußeren Stadtgebieten mit Grenzverletzungen zu rechnen ist, während in den zentrumsnahen Netzen kaum damit zu rechnen ist. Die Gründe hierfür sind, dass zum einen der erwartete Zubau an E-Kfz und Wärmepumpen aufgrund der in den äußeren Bereichen eher anzutreffenden suburbanen Wohnstruktur (z.B. Einfamilienhäuser) höher ist als in den zentrumsnahen Bereichen. Zum anderen sind auch die typische Netzstruktur mit längeren Abgängen und niedrigeren Querschnitten anzutreffen als in den kompakten Netzen im Zentrum.

Abbildung 58 zeigt die Auswirkungsanalyse für die Niederspannungsnetze zweier Umspannwerksgebiete. Im zentrumsnahen Umspannwerk (links) wird der Zubau von E-Kfz und Wärmepumpen die maximale Residuallast nur um 10 MWp erhöhen. Wie man sieht, hat das so gut wie keinen Einfluss auf die Netze und Grenzverletzungen sind nicht zu erwarten. Auf der anderen Seite, im Gebiet eines im Randbezirk der Stadt liegenden Umspannwerks (rechts), wird ein Zubau erwartet, der die Maximallast um bis zu 35 MWp erhöht. Hierdurch wird es sehr wahrscheinlich in über 60% der Niederspannungsnetze zu Grenzverletzungen kommen.

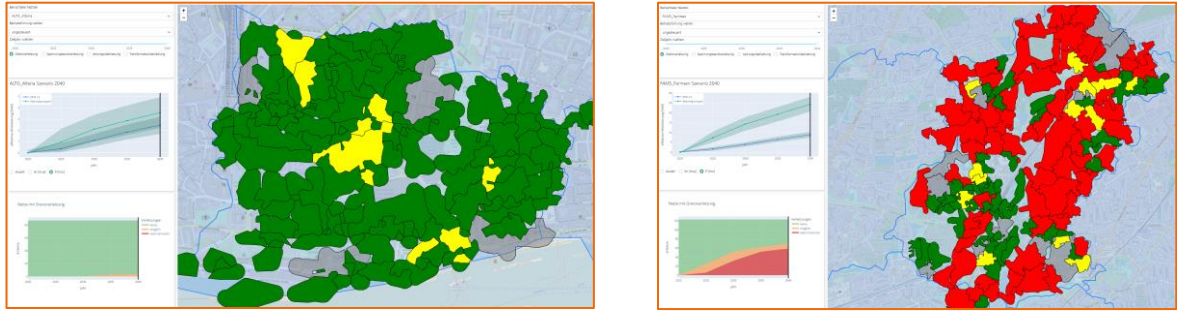


Abbildung 58: Details der Auswirkungsanalyse für zwei Umspannwerksgebiete

Wie bereits beschrieben werden für jedes Niederspannungsnetz jeweils für jedes betrachtete Stützjahr und jede mögliche Betriebsführung mehrere probabilistische Anlagenverteilungen (Ausprägungen) gerechnet und durch die grün/gelb/rote Farbcodierung dargestellt. So ist es einfach möglich einen Gesamtüberblick zu erhalten. Die entwickelten Planungstools erlauben aber auch eine detaillierte Auswertung der Berechnungen für einzelne Netze.

Abbildung 59 zeigt ein Screenshot der Planungstools mit der Einzelanalyse für ein Niederspannungsnetz. Der linke Box-Plot im oberen Bereich zeigt den sich durch die beschriebene Zubaumethodik ergebende Zubau für jedes Stützjahr in diesem Netz. Hier kann man wählen zwischen der Anzahl der E-Kfz, Anzahl der Wärmepumpen, Nennleistung der E-Kfz, Nennleistung der WP, erwartete Wirkleistungen nach Anwendung der Gleichzeitigkeiten jeweils für E-Kfz, WP und gesamt (d.h. mit Haushalten). Im rechten Boxplot werden die sich ergebende minimale Spannung, maximale Leistungsauslastung oder maximale Transformatorauslastung über die Stützjahre dargestellt.

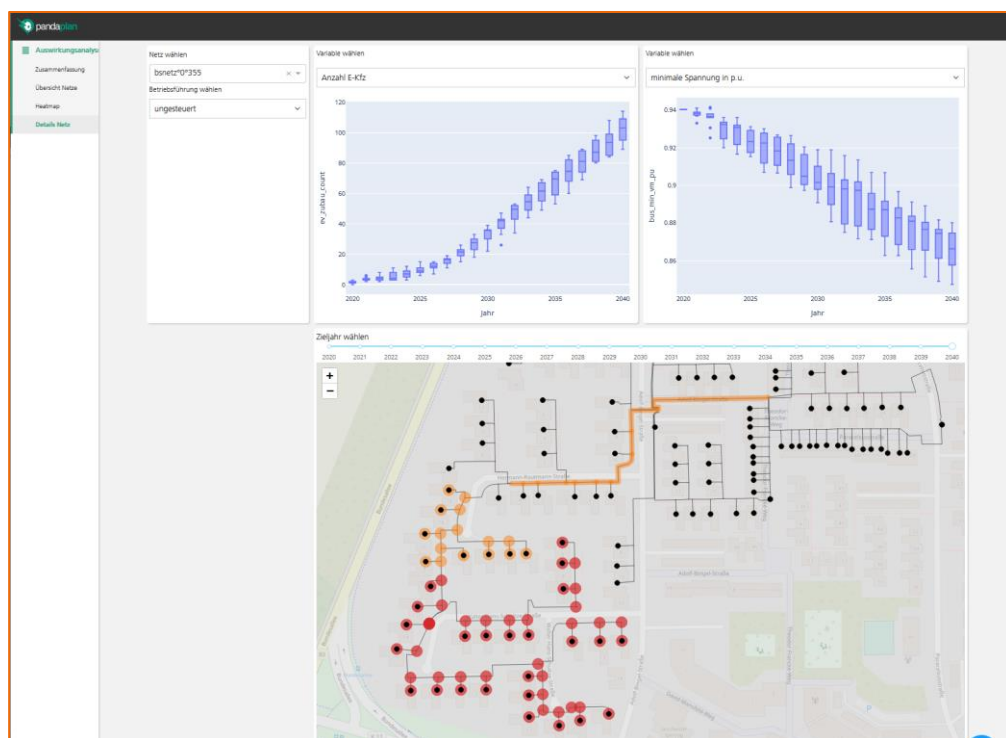


Abbildung 59: Screenshot der Einzelnetz-Auswirkungsanalyse

Im unteren Bereich ist eine Kartendarstellung des Netzes, in der erwartete Grenzverletzungen für ein einzelnes Stützjahr visualisiert werden. So kann exakt lokalisiert werden an welchem Knoten Spannungsverletzungen möglich bzw. wahrscheinlich sind. Ebenso wird dargestellt welche Leitungen möglicherweise bzw. wahrscheinlich überlastet sein werden. Die folgenden zwei Abbildungen zeigen, wie die Ergebnisse der Auswirkungsanalyse weiter aggregiert werden können. Sie können so beispielsweise Verteilnetzbetreiber ein Verständnis für die zu erwartenden Rückwirkungen auf das eigene Versorgungsgebiet ermöglichen und Investitionsentscheidungen lenken.

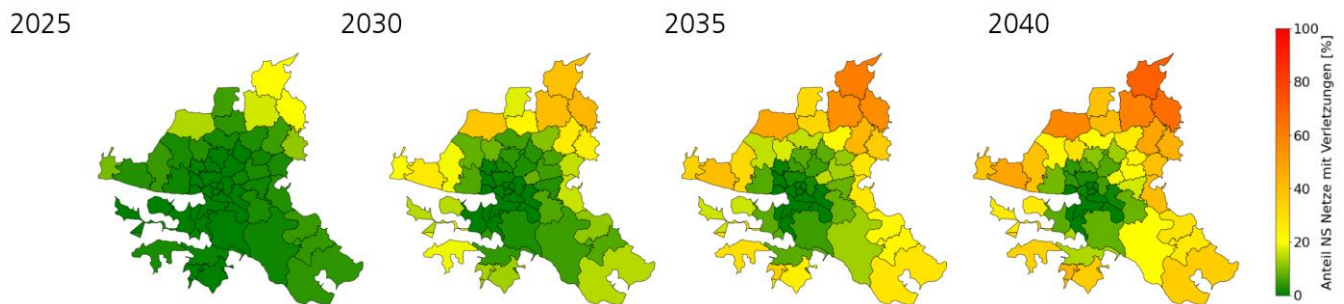


Abbildung 60: erwarteter Anteil an Niederspannungsnetzen mit möglichen Grenzverletzungen je Umspannungsgebiet

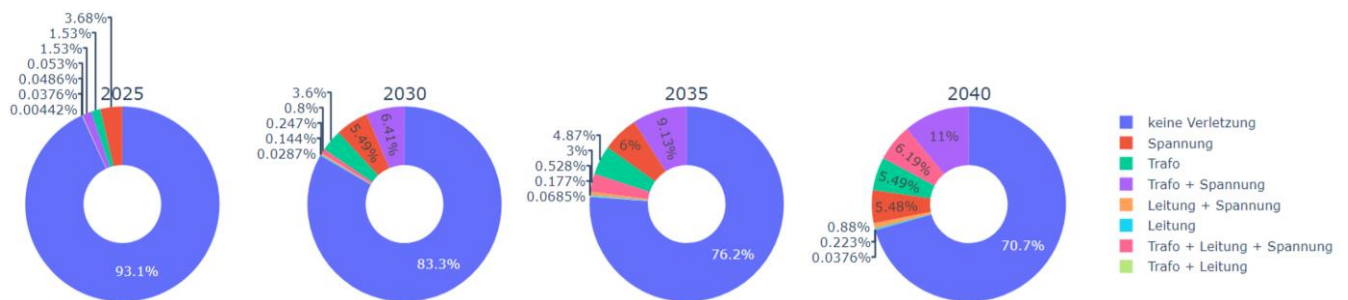


Abbildung 61: erwartete Art der Grenzverletzungen im gesamten Netzgebiet

Für den Projektpartner BS|Netz wurden die Planungstools mit Fokus auf die Mittelspannung angewandt. Dem Projekt standen 11 Mittelspannungsnetze zur Verfügung. Zur Untersuchung der Auswirkung des E-Kfz-Hochlaufs wurden die Netze entsprechend der beschriebenen Zubau-Methodik parametrisiert und die detailregionalisierten Zubauprognosen als Ersatzzlasten in die Mittelspannungsnetzmodelle integriert. Es ist anzumerken, dass die im Folgenden dargestellten Ergebnisse das Szenario „Netzentwicklungsplan 2030“ reflektieren. **Abbildung 62** (links) zeigt die daraus resultierenden Nennleistungswerte für die verschiedenen Lasttypen. Es ist deutlich zu sehen, dass Heimpladen hier den größten Anteil an zugebauter Leistung verzeichnet. Ausschlaggebend sind aber nicht die reinen Nennleistungen, sondern die sich nach Anwendung der Gleichzeitigkeitsfaktoren zum Worst-Case Zeitpunkt ergebenden wirksamen Leistungen. Diese sind im rechten Teil der Abbildung dargestellt. Man sieht, dass aufgrund der niedrigen Gleichzeitigkeit des Heimpladens die effektiven Leistungen, die durch Heimpladen zu erwarten sind, moderat sind. Die Worst-Case Leistungswerte der Wärmepumpen sind sogar mindestens so hoch wie die aller E-Kfz-Ladetypen zusammen (Heimpladen, öffentliches Laden, Firmenladen, Kundenparkplätze).

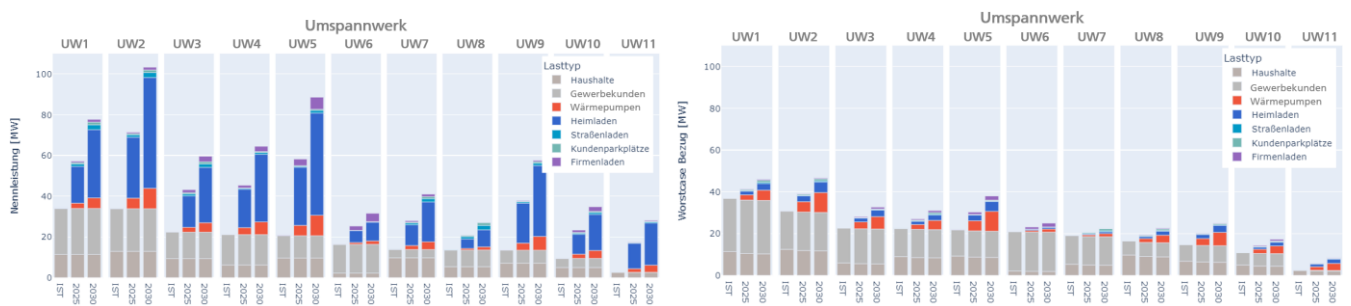


Abbildung 62: Nennleistungszuwachs (links) und Zuwachs der effektiv wirksamen Leistung nach Anwendung der Gleichzeitigkeitsfaktoren (rechts) für die 11 UW Gebiete

II.1.3.7 Netzengpass-Frühwarnsystem

Auswertungsanalyse				
Zusammenfassung				
Übersicht Netz				
Mapping				
Details Netz				

Stationenname	Spannungsverl.	Leitungsüberl.	Transformatorüberl.
filter data...			
S12245 S12249 S12246 T82005 T81285 T8342	2031	2032	2022
S12314 T82028 T8342 T8343	2030	2036	2023
S12022 S122020 S12023 T83109 T83043 T83045		2034	2024
S12219 T83049 (cidr: 204)	2036	2038	2024
S10678 T82856 (cidr: 303)	2034		2024
S12315 S12319 S12321 S12316 S12320 T8135	2033	2033	2023
S12255 T82606 (cidr: 651)			2024
S10302 T85203 (cidr: 630)			2025
S12230 T83213 (cidr: 273)			2025
S12145 T82951 (cidr: 312)	2040		2040
S10126 T83261 (cidr: 363)	2031	2033	2029
S12055 S12027 T81905 T82370 (cidr: 315)	2034	2034	2029
S12211 T81991 (cidr: 425)			2026
S12146 T82655 (cidr: 444)			2026
S10247 T82798 (cidr: 660)			2026
S12041 T81292 (cidr: 724)	2028	2029	2026
S10100 T81106 (cidr: 37)			2039
S10909 T83000 (cidr: 110)	2032	2026	2027
S10134 S10167 S10165 S10064 S10142 S10108	2031	2031	2027
S12064 T83217 (cidr: 120)	2039	2038	2027
S12251 S12253 S12254 T81931 T83013 T8294			2027
S10166 T81155 (cidr: 302)			2027
S12120 T82851 (cidr: 844)			2027
S10591 T83072 (cidr: 111)			2028
S10425 T83008 (cidr: 140)			2028
S12131 T83109 (cidr: 211)	2032	2031	2028
S12179 T83407 (cidr: 300)			2028
S10115 T83114 (cidr: 604)			2028
S10064 T83102 (cidr: 610)		2038	2028
S12244 T83215 (cidr: 747)	2036	2031	2028
S12100 T81997 (cidr: 121)			2029
S10221 T83130 (cidr: 311)			2029
S10401 T83120 (cidr: 551)	2038		2037
S10111 S10699 T81500 T83467 (cidr: 570)	2031		2029
S12119 T83481 (cidr: 505)			2029

II.1.3.8 Methodik für probabilistische, zeitkorrelierte Worst-Case-Ermittlung

Im Projekt wurde durch die Universität Kassel eine Methodik für probabilistische, zeitkorrelierte Worst-Case-Ermittlung entwickelt (siehe Endbericht der Universität Kassel). Mit dieser Methodik wurde für alle Netzsimulationen der Auswirkungsanalyse die anzunehmenden Gleichzeitigkeiten bestimmt.

In den Planungstools wurde eine GUI integriert welche auf einfach Art dem User ermöglicht dieses Modul zu nutzen, um für ein gegebenes Netz die planungsrelevanten Gleichzeitigkeits-Faktoren zu bestimmen. Als Eingabe verlangt die GUI eine konkrete Anzahl von Haushalten, E-Kfz Ladepunkten, Wärmepumpen und PV-Anlagen mit den jeweilig installierten Nennleistungen und den Betriebsweisen. Basierend auf den Eingaben visualisiert die GUI die durch das Probabilistik-Modul berechneten planungsrelevanten Worst-Case Fälle mit Zeitpunkt und sich zu diesem Zeitpunkt ergebende maximale Last. Im unteren Bereich des Fensters wird der jeweilige Zeitpunkt über den Jahresverlauf visualisiert. Man sieht, dass die verschiedenen Lasttypen zu unterschiedlichen Zeitpunkten im Jahr den Worst-Case haben.

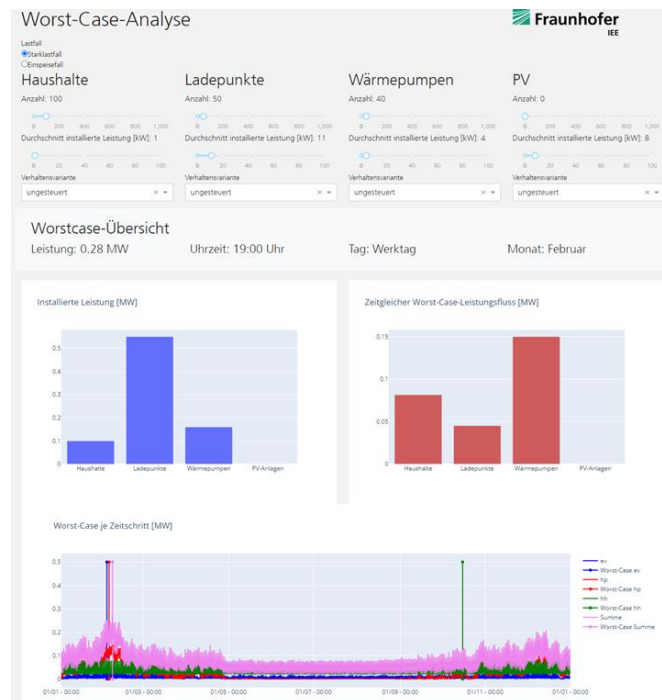


Abbildung 65: User-Interface für die probabilistische, zeitkorrelierte Worst-Case-Ermittlung

II.1.3.9 Tool zur Unterstützung der Bewertung von Anschlussgesuchen

Ein Anschlussgesuch wird durch einen Kunden initiiert, der beim Netzbetreiber anfragt, eine Anlage (E-Kfz, Wärmepumpe, Photovoltaik, ...) an das Netz anschließen zu dürfen. In den Planungstools wurde prototypisch ein Graphical User Interface für die automatisierte Bewertung solcher Anschlussgesuche integriert. Diese GUI unterstützt den Netzplaner dabei die Auswirkung des Anschlusses auf das Netz abzuschätzen. Im Falle, dass der Anschluss der Anlage zu Netzengpässen führen würde, berechnet das Tool verschiedene Möglichkeiten durch Netzverstärkung diese Engpässe zu vermeiden und bewertet die Lösungen bezüglich ihrer erwarteten Kosten.

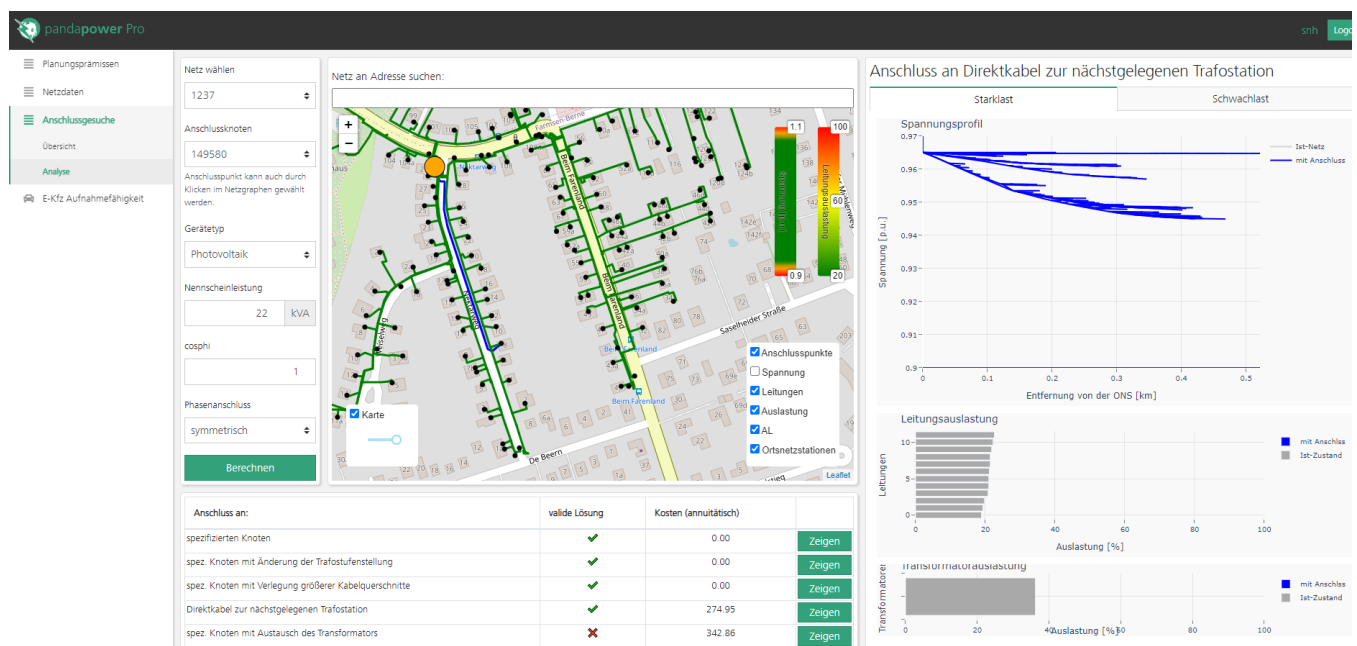


Abbildung 66: User-Interface der Planungstools für die Unterstützung der Bewertung von Anschlussgesuchen

II.1.3.10 Gesamtkostenberechnung

[Kapitelauteur: Hendrik Maschke]

Definition des Parameterraums für die Gesamtkostenberechnung

Basierend auf den Szenarien aus II.1.1 und den möglichen Betriebsführungskonzepten aus II.1.2 wurde ein Parameter-raum zur Gesamtkostenberechnung erzeugt. Dieser Parameterraum dient zur Berechnung von verschiedenen Szenario-alternativen und umfasst verschiedene Faktoren, wie die Netzausbaukosten, die Kosten für die Ladeinfrastruktur an verschiedenen Orten und die Kosten für Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT). Durch die Berücksichtigung dieser Parameter kann eine realistische Einschätzung der Gesamtkosten für den Ausbau und Betrieb der Ladeinfrastruktur erfolgen. Dabei werden sowohl die Investitionskosten als auch die laufenden Betriebskosten berücksichtigt. Die Kosten für den Netzausbau bemessen sich durch Transformatorer Austausch, Kabelverstärkungen und Installation von Kabelverteilern. Die konkreten Werte können aus Abbildung 67 entnommen werden.

Netzebene	Betriebsmittelklasse	Einheit	Investition	Betrieb	Nutzungsdauer	Jahr
NS	Kabel NS	EUR/km	40.000	1	45	2020
MS	Kabel MS	EUR/km	80.000	1	40	2020
NS	Trafo 630 kVA	EUR/Stk	20.000	2	35	2020
NS	Trafo 800 kVA	EUR/Stk	25.000	2	35	2020
NS	Trafo 1000 kVA	EUR/Stk	30.000	2	35	2020
NS	Verlegung Kabel befestigter Untergrund	EUR/km	250.000	1	45	2020
MS	Verlegung Kabel befestigter Untergrund	EUR/km	250.000	1	40	2020
NS	Neuinstallation NS-Kabelverteiler	EUR/Stk	3.500	2	35	2020

Abbildung 67: Kostentabelle Netzausbaumaßnahmen

Zusätzlich wurden vereinfachte pauschale Annahmen für die Installation, Wartung, Anschaffung und den Betrieb verschiedener Ladestellentypen getroffen. Diese Annahmen dienen dazu, eine grobe Abschätzung der Kosten für die verschiedenen Ladestellentypen zu ermöglichen. Dabei wurden typische Kostenfaktoren wie die Kosten für die Installation der Ladestation, die regelmäßige Wartung, den Kaufpreis der Ladestation selbst sowie die Betriebskosten berücksichtigt. Die Kosten gelten dabei je Ladepunkt, eine Ladestation an einem bestimmten Ort kann dabei mit mehreren Ladepunkten ausgestattet sein. Da sich die dezentrale öffentliche Ladeinfrastruktur im Straßenraum und auf Kundenpark-

plätzen im Wesentlichen durch das Nutzungsverhalten und die Platzierung unterscheiden, wurden gleiche Kostennahmen getroffen. Diese pauschalen Annahmen ermöglichen eine erste Einschätzung der Kosten und unterstützen die Gesamtkostenberechnung für die Ladeinfrastruktur. Es ist jedoch wichtig zu beachten, dass diese Annahmen vereinfacht sind und individuelle Faktoren wie Standortbedingungen und spezifische Anforderungen in der Realität berücksichtigt werden sollten, um eine genauere Kosteneinschätzung zu erhalten.

Ladestellentyp	Kosten in €
Wallbox (privat)	1.800
Kundenparkplatz (dezentral)	5.000
Straßenraum (dezentral)	5.000
Lade-Hub (zentral)	160.000

Abbildung 68: Kostentabelle je Ladestellentyp [LBS 2019]

Die IKT-Infrastruktur zur Steuerung von Ladevorgängen und Implementierung von Betriebsführungsstrategien für Elektrofahrzeuge ist noch nicht flächendeckend vorhanden in Deutschland. Aufgrund dieser Herausforderung und der Komplexität wurde in diesem Projekt lediglich ein vereinfachter Ansatz zur Steuerung über einen Rundfunksteuerempfänger untersucht. Dabei wurde ein pauschaler Kostenfaktor von 150 € angenommen. Dieser Ansatz ermöglichte eine grobe Abschätzung der Kosten für die IKT-Steuerung, berücksichtigt jedoch nicht die individuellen Anforderungen und die tatsächlichen Kosten für eine umfassende IKT-Infrastruktur. Es ist wichtig zu beachten, dass eine detailliertere Analyse und Berücksichtigung der spezifischen IKT-Implementierungskosten erforderlich ist, um eine genauere Kosteneinschätzung zu erhalten.

Gesamtkostenberechnung für feste Hochlaufziele

In [Schön 2023b] wird eine Methodik für die Planung von Stromnetzen vorgestellt, die eine groß angelegte Analyse unter Berücksichtigung von Steuerungsstrategien für das Laden von Elektrofahrzeugen ermöglicht. Diese Methodik wurde im Rahmen des Forschungsprojekts Ladeinfrastruktur 2.0 entwickelt, in den Empfehlungen für die kostengünstige Integration von Ladeinfrastruktur in das elektrische Verteilnetz abgeleitet werden sollen. Ein zeitreihenbasierter Planungsansatz wird vorgestellt, der verschiedene Arten von Steuerungsstrategien berücksichtigt und detaillierte Analysen ihres Einflusses auf ausgewählte Netze sowie erforderliche Netzverstärkungs- und Ausbaumaßnahmen ermöglicht. Darüber hinaus wird dieser Planungsansatz durch die Einbeziehung einer Methode zur Bestimmung von Worst-Case-Netzsituationen basierend auf Gleichzeitigkeitsfaktoren erweitert, ohne dass Zeitreihensimulationen erforderlich sind. Dadurch werden groß angelegte Netzanalysen und Netzplanungsstudien ermöglicht. Eine Fallstudie mit einer großen Anzahl realer deutscher Niederspannungsnetze wird durchgeführt, um die Funktionalität dieser neuen Methodik zu veranschaulichen. Dabei wird gezeigt, wie die modellierte netzfreundliche Steuerungsstrategie für das Laden von Elektrofahrzeugen zur Reduzierung von Netzverletzungen und somit zur Verringerung erforderlicher Netzverstärkungs- und Ausbaumaßnahmen beiträgt, während marktorientierte Ansätze den gegenteiligen Effekt haben.

Für die Fallstudie in Hamburg wurden insgesamt 110 Netze der Stromnetz Hamburg GmbH verwendet. Diese Daten bilden die Grundlage für die Analyse der Auswirkungen der Integration von Ladestationen für Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Photovoltaik-Aufdachanlagen in das Niederspannungsnetz. Zusätzlich wurden 50 verschiedene räumliche Verteilungen der Ladestationen betrachtet, um unterschiedliche Platzierungsszenarien zu simulieren. Um verschiedene Ladeszenarien abzudecken, wurden vier verschiedene Ladeverhaltensmodelle verwendet. Neben ungesteuertem Laden wurden auch zeitabhängige Ladeleistungslimits sowie marktorientiertes Laden (frühestmöglich und zufällig) berücksichtigt. Dies ermöglichte die Analyse der Auswirkungen unterschiedlicher Ladeverhalten auf die Netzbelastung. Darüber hinaus wurden zwei Lastfälle betrachtet: der Einspeisefall, bei dem eine hohe Einspeisung erwartet wird, und der Starklastfall, bei dem eine hohe Last erwartet wird. Dies erlaubte die Untersuchung der Netzbelastung unter verschiedenen Lastbedingungen. Für die Prognose zukünftiger Entwicklungen wurde ein Szenario für das Jahr 2040 erstellt. Dieses Szenario bildete die Grundlage für die Analyse der langfristigen Auswirkungen der Integration von Ladestationen und erneuerbaren Energien auf das Niederspannungsnetz. Insgesamt wurden 44.000 verschiedene Kombinationen von Niederspannungsnetzen, räumlichen Verteilungen, Ladeverhalten und Lastfällen untersucht. Durch diese umfassende Analyse konnten detaillierte Erkenntnisse über die Auswirkungen und Anforderungen der Integration von Ladeinfrastruktur und erneuerbaren Energien in das Niederspannungsnetz in Hamburg gewonnen werden. Für das

städtische Netzgebiet in Hamburg mit insgesamt ca. 28.000 Haushalten belaufen sich die Netzausbaukosten im ungesteuerten Fall auf ca. 7,2 Millionen Euro. Dies entspricht etwa 257 € pro Haushalt im ungesteuerten Fall. Die Ergebnisse in Bezug auf die Netzausbaukosten sind in Abbildung 69 dargestellt.

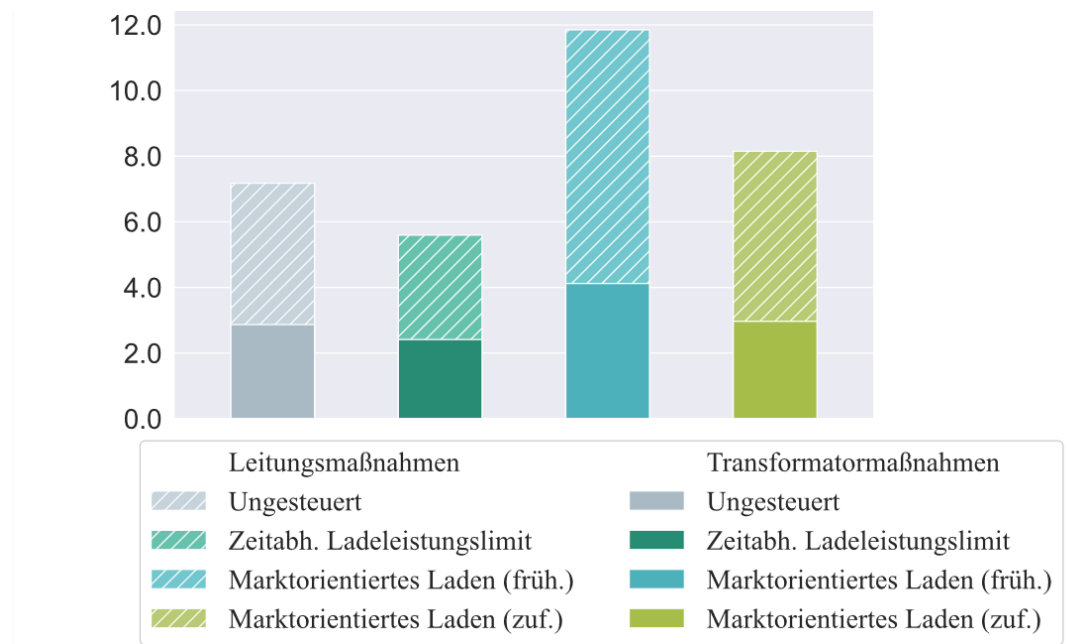


Abbildung 69: Summe durchschnittlicher Netzausbaukosten je Ladestrategie (Quelle: [Schön 2023b])

Die Implementierung eines zeitabhängigen Ladeleistungslimits für Heimplader kann dazu beitragen, die Netzausbaukosten zu reduzieren, wohingegen marktorientierte Ansätze zu einer Mehrbelastung führen können. Durch die Begrenzung der maximalen Ladeleistung zu Spitzenlastzeiten wird eine gleichmäßigere Verteilung der Ladevorgänge über den Tag erreicht. Dies führt zu einer Entlastung des Stromnetzes, da die Belastungsspitzen reduziert werden. Dadurch können potenzielle Engpässe vermieden und der Bedarf an teuren Netzverstärkungsmaßnahmen verringert werden. Durch die Reduzierung der Netzausbaukosten können Ressourcen effizienter genutzt werden und die Kosten für die Integration der Ladeinfrastruktur werden insgesamt gesenkt. Dieser Ansatz ermöglicht somit eine kosteneffektive Integration von Elektrofahrzeugen in das bestehende Stromnetz. Im Vergleich zu den potenziellen Einsparungen bei den Netzausbaukosten durch die Implementierung eines zeitabhängigen Ladeleistungslimits für Heimplader können jedoch die Mehrkosten einer umfassenden Implementierung von Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) höher ausfallen. Die Integration von IKT zur Steuerung der Ladevorgänge erfordert zusätzliche Investitionen in die Infrastruktur, wie beispielsweise die Installation von intelligenten Messgeräten und Kommunikationssystemen. Diese Mehrkosten können die potenziellen Einsparungen bei den Netzausbaukosten überwiegen. Mit einer konservativen Abschätzung der zusätzlichen IKT-Kosten über einen Rundfunksteuerempfänger, der 150 € pro Haushalt kostet, werden die Kosteneinsparungen von 57 € pro Haushalt bereits übertroffen. Siehe dazu Abbildung 70.

Ladeverhalten	Kosten pro Haushalt	Prozentuale Veränderung	Kostenveränderung pro Haushalt
ungesteuert	257 €	± 0 %	± 0 €
zeitabhängiges Ladeleistungslimit	200 €	-22%	-57 €
marktorientiertes Laden (früh.)	424 €	65%	167 €
marktorientiertes Laden (zuf.)	292 €	14%	36 €

Abbildung 70: Netzausbaukosten pro Haushalt je Ladeverhalten

Bei der Bewertung der Implementierung von IKT zur Steuerung der Ladeleistung sollten jedoch auch die langfristigen Auswirkungen über mehrere Jahre hinweg berücksichtigt werden. Obwohl die anfänglichen Mehrkosten höher ausfallen können, bietet die Flexibilität und Zukunftsfähigkeit von IKT-Lösungen die Möglichkeit, positive Effekte über die Zeit zu erzielen. Durch die Skalierbarkeit und Flexibilität der IKT-Infrastruktur können Anpassungen und Erweiterungen vorgenommen werden, um auf zukünftige Veränderungen im Ladeverhalten und in der Netzbelastung zu reagieren. Dies

ermöglicht eine effiziente Nutzung der vorhandenen Infrastruktur und kann potenzielle Einsparungen bei den Netzausbaukosten in der Zukunft bringen. Daher sollten neben den unmittelbaren Kosten auch die langfristigen Vorteile und Möglichkeiten, die durch die Flexibilität der IKT-Lösungen entstehen, berücksichtigt werden.

Im Netzgebiet der Braunschweiger Netz GmbH wurden 667 Niederspannungsnetze analysiert, die rund 45.000 Haushalte versorgen. Zudem kamen vier unterschiedliche Szenarien zur Anordnung von Ladestationen für Elektrofahrzeuge zur Anwendung, welche bereits in II.1.1.8 beschrieben wurden. Diese Szenarien variieren in der Verteilung der Ladestationen innerhalb des Netzgebiets und beeinflussen dadurch das Ladeverhalten und die Netzbelastung. Weiterhin wurden Prognosen und regionale Anpassungen für die Jahre 2020 bis 2030 einbezogen. Für alle betrachteten Simulationsparameter wurden Worst-Case-Analysen hinsichtlich der Netzbelastungen vorgenommen und anschließend in Bezug auf Netzausbaukosten, sowie Kosten für Ladeinfrastruktur ausgewertet. Die Ergebnisse werden in Abbildung 71 dargestellt.

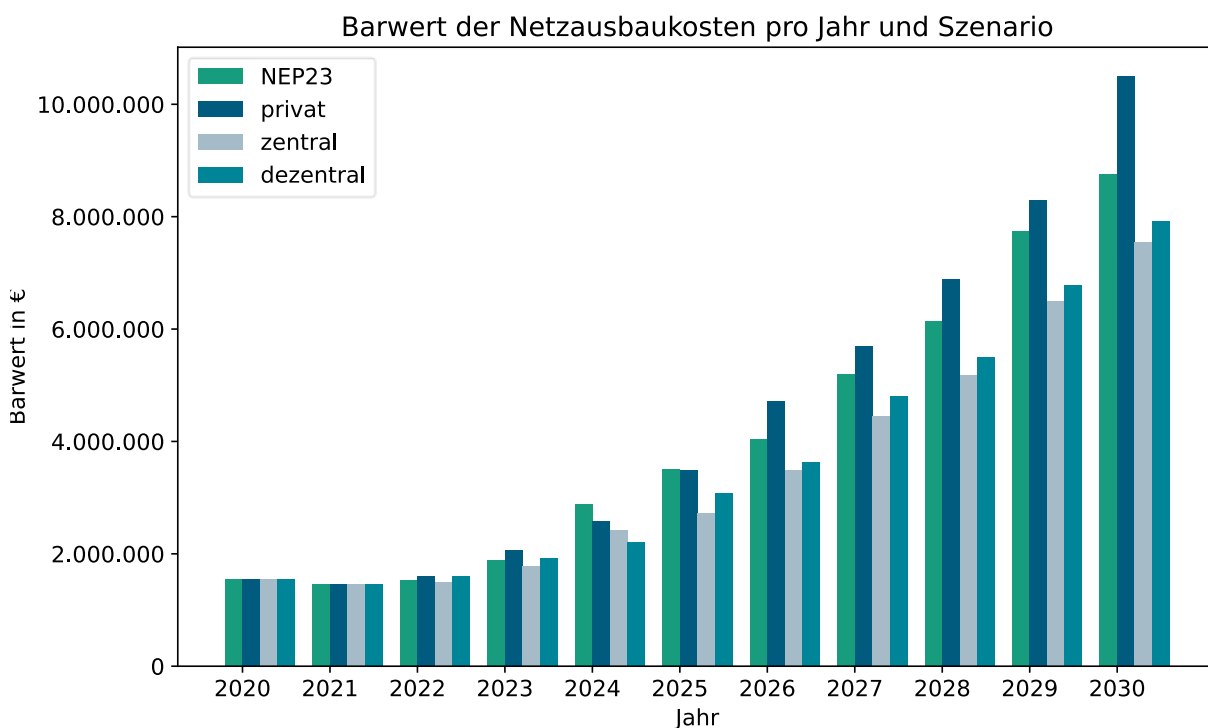


Abbildung 71: Barwert der Netzausbaukosten von 2020 bis 2030 je Szenariovariante

Im privaten Szenario, das die höchsten Netzausbaukosten aufweist, belaufen sich die Gesamtkosten auf etwa 10,5 Millionen Euro im Jahr 2030. Im Gegensatz dazu liegen die Netzausbaukosten im zentralen Szenario bei etwa 7,5 Millionen Euro. Dadurch ergibt sich eine Kostenersparnis von rund 30% im Vergleich zum privaten Szenario. Diese Kostenvorteile entstehen, da im privaten Szenario eine größere Anzahl von Ladestationen an unterschiedlichen Standorten im Netzgebiet verteilt werden müssen. Dadurch werden vermehrt Netzverstärkungsmaßnahmen in der Niederspannung notwendig. Weniger Ladestationen im zentralen Szenario bedeuten weniger Aufwand und Ressourcen, die für den Ausbau des Stromnetzes benötigt werden.

Wenn die Gesamtkosten auf alle 45.000 Haushalte im Netzgebiet gleichmäßig verteilt werden, entstehen pro Haushalt Kosten von etwa 194 € bis zum Jahr 2030 im Referenzszenario. Diese Kosten pro Haushalt sind in Abbildung 72 dargestellt. Im öffentlichen zentralen Szenario lassen sich im Vergleich zum Referenzszenario Kosteneinsparungen von etwa 16% erzielen.

Szenarioname	Kosten pro Haushalt	Prozentuale Veränderung	Kostenveränderung pro Haushalt
NEP23	194 €	± 0 %	± 0 €
privat	233 €	+ 20 %	- 39 €
öffentlich (zentral)	168 €	- 16 %	- 27 €

öffentlich (dezentral)	176 €	- 11 %	- 19 €
------------------------	-------	--------	--------

Abbildung 72: Gesamtkosten pro Haushalt je Szenariovariante

Die Gesamtkosten der Integration von Ladeinfrastruktur umfassen dabei die Kosten für die verschiedenen Ladestellentypen (Installation, Wartung, Anschaffung, Betrieb) inklusive der zu erwartenden Netzausbaukosten für das Szenario. Die Gesamtkosten für die Integration von Ladeinfrastruktur sind um bis zu 25% niedriger als im privaten Szenario, welches die höchsten Gesamtkosten aufweist. Diese Kostenvorteile resultieren aus der reduzierten Gesamtanzahl an Ladestationen im zentralen Szenario. Durch die geringere Anzahl werden sowohl die Kosten für den Netzausbau als auch die Integrationskosten der Ladestationen verringert. Zudem erfordert der Anschluss von Lade-Hubs keine größeren Ausbaumaßnahmen in der Mittelspannung. Diese Effizienzsteigerungen tragen zur Senkung der Gesamtkosten bei und ermöglichen eine kostengünstigere Implementierung von Ladeinfrastruktur. Eine Zentralisierung von Ladeinfrastruktur kann somit aus Kostensicht vorteilhaft sein. Im privaten Szenario entstehen bis zum Jahr 2030 die höchsten Gesamtkosten von ca. 55,5 Mio. €. Dies liegt an einem hohen Anteil an einzeln genutzten Individualladepunkten und somit gesteigerten Kosten für die private Ladeinfrastruktur. Durch eine Zentralisierung können sowohl Netzausbau-, als auch Ladeinfrastruktur-Kosten gesenkt werden und führen somit zu den geringsten Netzausbaukosten von ca. 41,9 Mio. €.

Gesamtkostenübersicht der Zubauszenarien für Ladeinfrastruktur

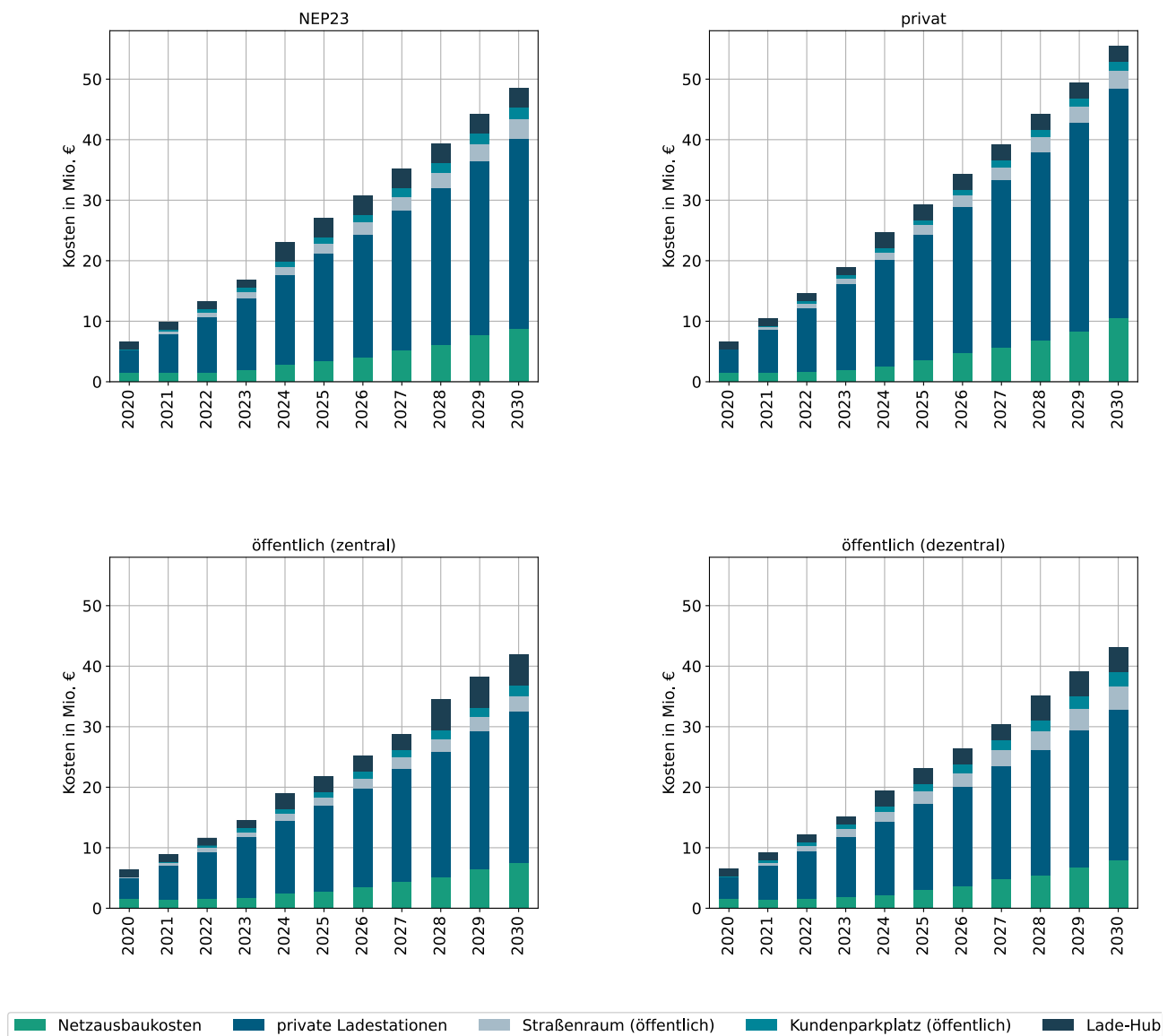


Abbildung 73: Gesamtkostenbetrachtung von 2020 bis 2030 je Szenariovariante

Optimale Pfade für unterschiedliche Ausbaustufen und Geschwindigkeiten (Roadmap)

Die Netzberechnungen zeigen einige Tendenzen für optimale Ausbaupfade auf. Im Zentrum der untersuchten Netzgebiete treten weniger Verletzungen auf, die Probleme liegen eher in den umliegenden Randnetzgebieten. Die Betriebsführungsstrategien haben positive Auswirkungen, jedoch ist der erwartete Einfluss auf die Netzspannung und die Leistungsauslastung eher gering. Eine Zentralisierung von Ladeinfrastruktur könnte die Kosten für den Netzausbau in der Niederspannung um etwa 30% und die Gesamtkosten der Integration von Ladeinfrastruktur um bis zu 25% reduzieren. Allerdings müssen möglicherweise längere Wege in Kauf genommen werden, um zu diesen zentralen Ladestationen zu gelangen, was den Komfort und die Flexibilität im Alltag beeinträchtigen kann. Dies kann insbesondere in ländlichen

Gebieten oder Regionen mit geringer Ladestationsdichte zu einem spürbaren Komfortverlust führen. Um dies auszugleichen, könnten zusätzliche Services wie Reservierungsmöglichkeiten, verbesserte Zugangszeiten und komfortable Wartebereiche angeboten werden. Diese Unterschiede zwischen zentralisierter und privater Ladeinfrastruktur sollten bei der Gestaltung von Anreizprogrammen berücksichtigt werden, um eine ausgewogene und benutzerfreundliche Lösung zu fördern. Betriebsführungsstrategien können Grenzwertverletzungen im Stromnetz reduzieren, besonders leistungsabhängige Strategien, wobei passende Analysen vor ihrer Anwendung wichtig sind und die notwendige IKT- und Messinfrastruktur sichergestellt sein muss. Zukünftig könnten transformatorlose bidirektionale Ladesysteme für Elektrofahrzeuge die Effizienz für V2G und V2H Anwendungen steigern und die Kosten senken. Gleichzeitigkeiten zwischen Ladepunkten und dem Betrieb von Wärmepumpen sind besonders in der Niederspannung ein wesentlicher Einflussfaktor, in Kälteperioden ist mit einer großen Überschneidung der Spitzenlast zu rechnen, was in der Netzplanung berücksichtigt werden muss. Die Kernerkenntnisse sind in Abbildung 74 dargestellt. Es gibt keine allgemeingültige Lösung, um einen erfolgreichen Hochlauf der Elektromobilität gewährleisten zu können oder optimale Pfade in Form einer Roadmap zu beschreiben. Vielmehr ist ein komplexes Zusammenspiel aus Flexibilitäten, Betriebsführung notwendiger IKT, Energiedienstleistungen z.B. Bidirektionalität und Zentralisierung von Ladeinfrastruktur. Technisch gesehen konnte zudem in Feldtests gezeigt werden, dass diese Technologien in der Realität umgesetzt werden können.

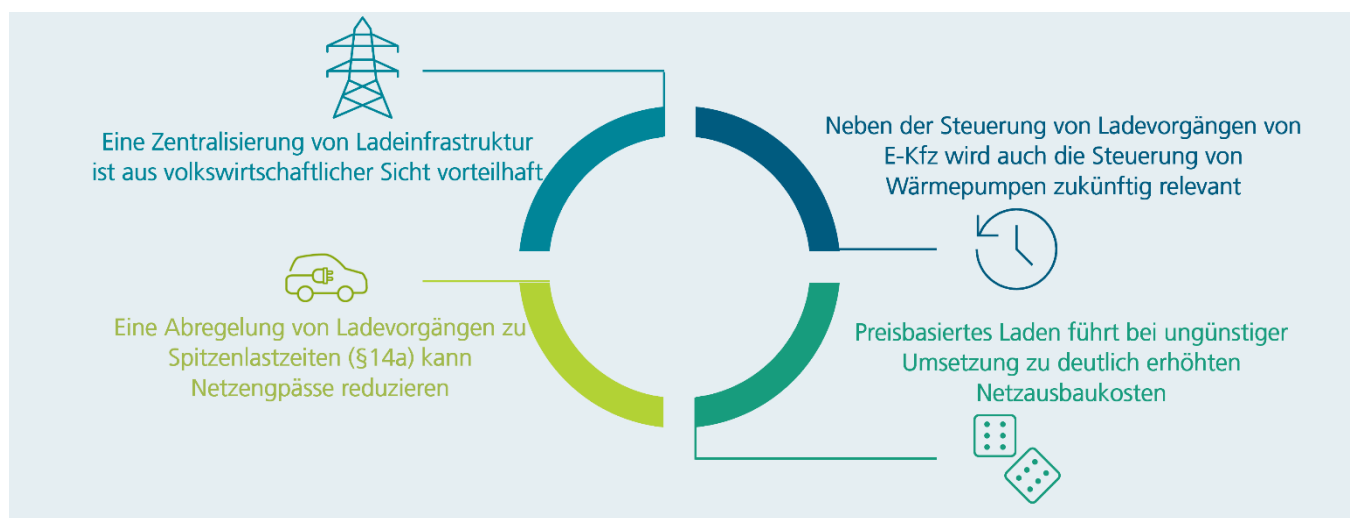


Abbildung 74: Kernerkenntnisse aus den Netzberechnungen

II.1.3.11 Handlungsbedarfe

Aufgrund der Komplexität und des Umfangs der berechneten Ergebnisse aus den vorangegangenen Themenfeldern konnte eine Vorstellung in den zuständigen Gremien bisher nicht erfolgen. Die erarbeiteten Lösungen und Handlungsbedarfe sind vielschichtig und erfordern eine tiefgehende Analyse und Bewertung, bevor sie effektiv kommuniziert werden können. Die Integration verschiedener technischer und regulatorischer Aspekte macht es notwendig, alle Informationen präzise zu validieren und sicherzustellen, dass sie den aktuellen Standards entsprechen und keine unvorhergesehenen Folgen nach sich ziehen. Diese umfassende Aufarbeitung nimmt zusätzliche Zeit in Anspruch, weshalb die Ergebnisse noch nicht in die entsprechenden Gremien eingebracht werden konnten. Basierend auf den Auswirkungsanalysen und Netzausbaurechnungen können jedoch Tendenzen für eine Roadmap Ladeinfrastruktur abgeleitet werden. Aktuell sind wenige Netzüberlastungen durch Ladeinfrastruktur (LI) zu erwarten. Die Implementierung von Ladestrategien könnte den anfänglichen Bedarf für einen Netzausbau verzögern. Allerdings ist ein vermehrter Zubau von LI besonders in städtischen Randbereichen zu erwarten. Langfristig machen der Zubau von LI und die damit einhergehende erhöhte Gleichzeitigkeit der Nutzung mit anderen Prosumern wie beispielsweise Wärmepumpen einen Netzausbau unabdingbar. Dabei fallen neben den reinen Netzausbaukosten auch weitere technologieabhängige Kosten für Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) sowie für die LI selber an. Eine Zentralisierung von LI kann dabei zu Kostenvorteilen führen. Zusätzlich können marktorientierte Anreize sowie Vehicle-to-Everything (V2X) Anwendungen die zukünftige Effizienz von LI steigern, was die Gesamteffektivität des Systems verbessert.

II.1.3.12 Referenzen Themenfeld Netzberechnung

[NOW 2020] NOW GmbH. (2020). Ladeinfrastruktur nach 2025/2030: Szenarien für den Markthochlauf [PDF]. Abgerufen von https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2020/11/Studie_Ladeinfrastruktur-nach-2025-2.pdf

[LBS 2019] Ludwig-Bölkow-Stiftung (2019) Infrastrukturbedarf E-Mobilität -Analyse eines koordinierten Infrastrukturaufbaus zur Versorgung von Batterie- und Brennstoffzellen-Pkw in Deutschland [PDF]. Abgerufen von https://www.ludwig-boelkow-stiftung.org/wp-content/uploads/2019/06/IBeMo_Abschlussbericht_final_190625.pdf

II.1.4 Ergebnisse für das Themenfeld Ladesystem

Die Elektromobilität hat sich in den letzten Jahren zu einem wichtigen Bestandteil des Verkehrssektors entwickelt. Mit der zunehmenden Verbreitung von Elektrofahrzeugen (E-KFZ) steigt auch der Bedarf an effizienten und zuverlässigen Ladesystemen. Im Rahmen des Vorhabens LI2.0 wurden die Anforderungen und Spezifikationen für zukünftige Ladesysteme untersucht, um den aktuellen und zukünftigen Anforderungen gerecht zu werden. Dabei wurden verschiedene Aspekte wie die Konzepte und der Aufbau aktueller E-KFZ Ladesysteme, normative Anforderungen, V2X (Vehicle-to-Everything) Operationen, netzseitige Anforderungen sowie Realisierungskonzepte von Ladesystemen betrachtet. Auf Basis dieser Untersuchungen wurde ein innovatives Ladekonzept entwickelt und demonstriert. Um eine effiziente Nutzung zu gewährleisten, wurde dabei der Einfluss auf die Batterie für den künftigen V2X Betrieb untersucht, um darauf aufbauend betriebsoptimierende Verfahren zu analysieren.

II.1.4.1 Anforderungen und Spezifikationen für künftige Ladesysteme

[Kapitelautor*innen: Dr. Ron Brandl,]

Die Anforderungen an Ladesysteme sind vielfältig und umfassen sowohl normative als auch V2X-Operationen. Normative Anforderungen beziehen sich auf Standards und Vorschriften, die eingehalten werden müssen, um die Sicherheit, Interoperabilität und Effizienz der Ladesysteme zu gewährleisten.

Im Verlauf des Projekts wurden insbesondere konduktive Ladesysteme untersucht, die nach Hardware-Topologie, Steckverbindung und Leistung klassifiziert wurden (siehe Abbildung 75).

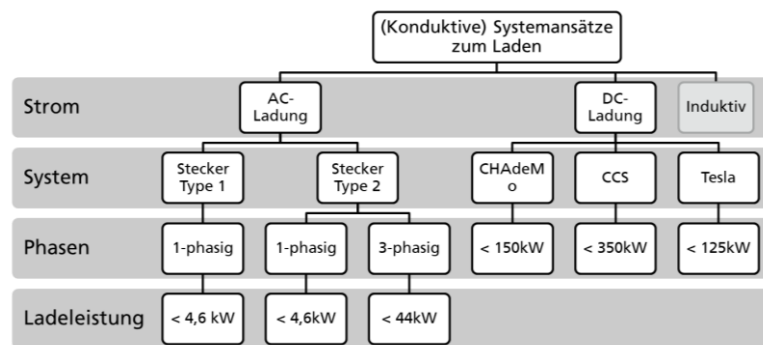


Abbildung 75 Übersicht aktueller Ladelösungen nach [Göhner 2020]

Induktive Ladesysteme wurden im Projektverlauf nicht weiter behandelt.

Die Klassifizierung konduktiver Ladesysteme erfolgt gemäß der Norm IEC 61851 in vier Ladebetriebsarten, wobei die Betriebsarten 2 bis 4 für PKW vorgesehen sind:

- Ladebetriebsart 2 beschreibt das Laden an Haushalts- und Industriesteckdosen mit einer Steuer- und Kommunikationseinrichtung im Kabel.
- Ladebetriebsart 3 umfasst das ein- bzw. Dreiphasige Laden mit Wechselstrom (AC) bei Nutzung einer fest installierten Ladestation.
- Ladebetriebsart 4 beschreibt das Laden mit Gleichstrom (DC) an fest installierten Ladestationen.

Für diese Betriebsarten wurden verschiedene Realisierungskonzepte möglicher Ladesysteme im Projekt entwickelt. Um die entsprechenden vorgeschriebenen Anforderungen in der Konzept- und Umsetzungsphase umzusetzen, wurde eine Übersicht über aktuelle Normen und Standards erstellt. Dabei wurden sowohl systemseitige Anforderungen (das Ladesystem selbst) als auch netzseitige Anforderungen (Anschluss an das Stromnetz) recherchiert. Des Weiteren wurden künftige Anforderungen für speziell bidirektionale Ladesysteme aufgestellt, die noch nicht normativ festgehalten wurden. Basierend auf den aktuellen und künftigen Anforderungen an bidirektionale Ladesysteme wurde im Team eine Liste potenzieller netzdienlicher Funktionen erstellt (siehe Tabelle 2)

Tabelle 2 Darstellung aktuell möglicher netzdienlicher Funktionen für Ladesysteme

Netzdienliche Funktion	Nutzen
Spannungsstabilität	
Low-Voltage-Ride-Through (LVRT)	Nicht abschalten bei Spannungseinbrüchen
Q(U)-Kennlinie (Erweiterung von Q-Kompensation)	Lokale Spannungshaltung
Blindleistungskompensation bzw. -bereitstellung	Gesteuerter Spannungshaltung
Frequenzstabilität	
Wirkleistungsbegrenzung	Leistungsbilanz
P(f)-Kennlinie	Lokale Frequenzhaltung
Wirkleistung-Rückspeisung (V2G)	Bereitstellung von Regelleistung
Netzqualität	
Schieflastfähigkeit/ -kompensation	Support der Netzqualität
Oberwellenkompensation	Steigerung der Netzqualität
Netzaufbauende Funktion (nach einem Blackout)	Siehe Betriebsführung „Netzbildende Funktion“
Inselnetzerkennung	Sicherheitsabschaltung im Fehlerfall
Betriebsführung	
Support Smart-Home	Integration mit weiteren Erzeugern
Support Smart-Grid	Netzdienstleistungen
Netzbildende Funktion	Notstromversorgung im Inselnetz
gesteuertes Laden (e.g. Nutzer, HEMS)	Nutzersteuerung, Strompreis-geführt

Folgende Realisierungskonzepte wurden im Projekt aufgebaut, analysiert und weiter ausgearbeitet:

Konzept 1: Unidirektionaler AC-Onboard Lader

Die Basis von Konzept 1 ist eine kostengünstige Variante eines Ladesystems für E-KFZ, welche für eine breite Masse an unterschiedlichen E-KFZ realisierbar wäre. In diesem Konzept kann mittels einer 1phasigen Ladeleitung bzw. 3phasigen AC-Wallbox ein ins E-KFZ integrierter Lader die Traktionsbatterie laden. Die Ladeleistung wird mit ≤ 11 kW angesetzt.

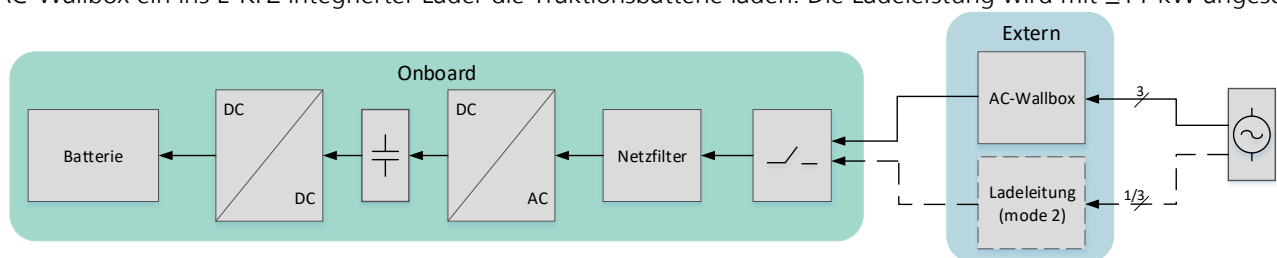


Abbildung 76 Schematischer Aufbau des 1. Realisierungskonzepts

Hauptmerkmal	Kostengünstigste Variante
Anwendung	Heimladen, (semi-)öffentliches Laden
Vorteile	- Geringer Entwicklungsaufwand, kostengünstige Realisierung - Kompakter Aufbau durch geringere Leistung

Nachteile

- Langsamste Variante durch geringere Ladeleistung
- Kein Entladen (V2G) möglich

Konzept 2: Bidirektionale DC-Wallbox

Konzept 2 beschreibt eine DC-Wallbox als Ladesystem mit erweiterter Funktion der Energierückspeisung (Bidirektionalität). Unidirektionale DC-Wallboxen finden derzeit speziell im öffentlichen Bereich Anwendung, mit höheren Ladeleistung von und im Anwendungsfall der Schnellladung bis zum mehreren 100kW. Die DC-Wallbox für das Laden zu Hause und (halb-)öffentliche Anwendungen mit 22 kW wird im Rahmen des Projekts untersucht.

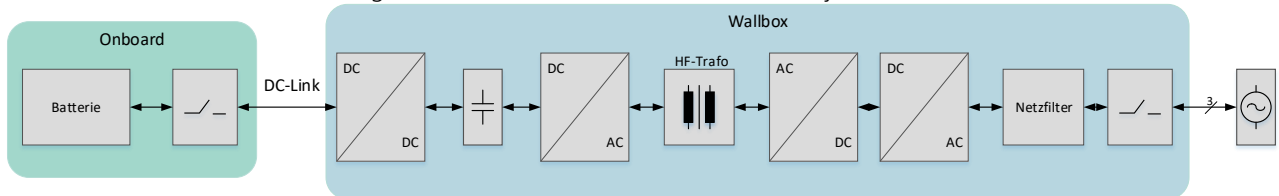


Abbildung 77 Schematischer Aufbau des 2. Realisierungskonzepts

Hauptmerkmal	Wallbox mit erweiterten Funktionen
Anwendung	Heimladen, (Semi-)öffentliches Laden
Vorteile	- Ladeelektronik außerhalb des KFZ - Rückspeisung/Zwischenspeichern von volatiler Erzeugung (V2G)
Nachteile	- Höhere normative Anforderungen (e.g. Rückspeisung) - Evtl galvanische Trennung notwendig

Konzept 3: Bidirektionaler AC-Onboard Lader

Konzept 3 beschreibt einen erweiterten AC-Onboard Lader, aufbauend auf Konzept 1. Zusätzliche Funktionen für Netzdienliche Unterstützung und Bidirektionalität für V2G, V2H und V2D sind inbegriffen. Die Ladeleistung wird mit 11kW angesetzt.

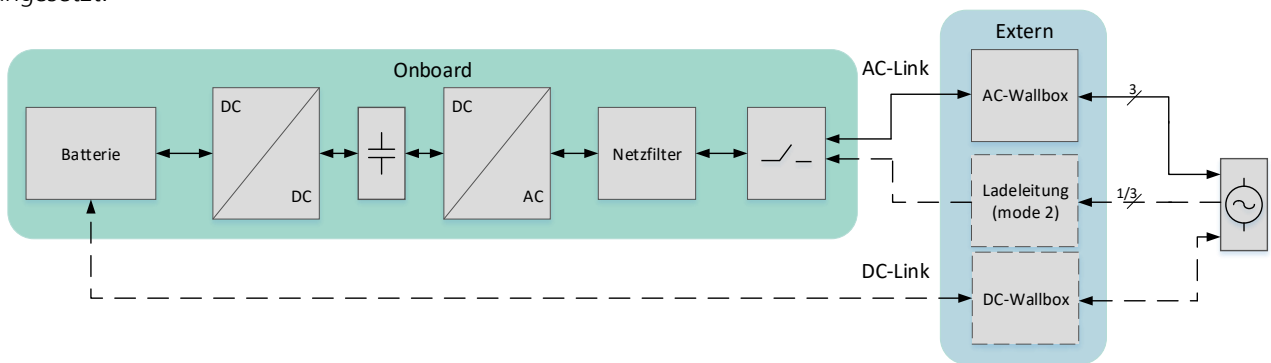


Abbildung 78 Schematischer Aufbau des 3. Realisierungskonzepts

Hauptmerkmal	Onboard Lader mit erweiterten Funktionen
Anwendung	Heimladen, (Semi-)öffentliches Laden
Vorteile	- Rückspeisung/Zwischenspeichern von volatiler Erzeugung (V2G) - Power2Device durch Lokalisierung der Ladeelektronik im Fahrzeug möglich
Nachteile	- Höhere normative Anforderungen (e.g. Rückspeisung) - Vorrausichtlich erhöhtes Fahrzeuggewicht zu Konzept 1

Konzept 4: Bidirektionaler integrierter Onboard Lader

Konzept 4 beinhaltet das Laden über den Motorumrichter wodurch sowohl AC als auch DC-Wallbox verbunden werden können. Das Konzept baut dabei auf die Konzepte 2 und 3 auf. Die AC-Ladeleistung liegt dabei im Bereich der Motorleistung des E-KFZ und wird hier mit 50kW angesetzt.

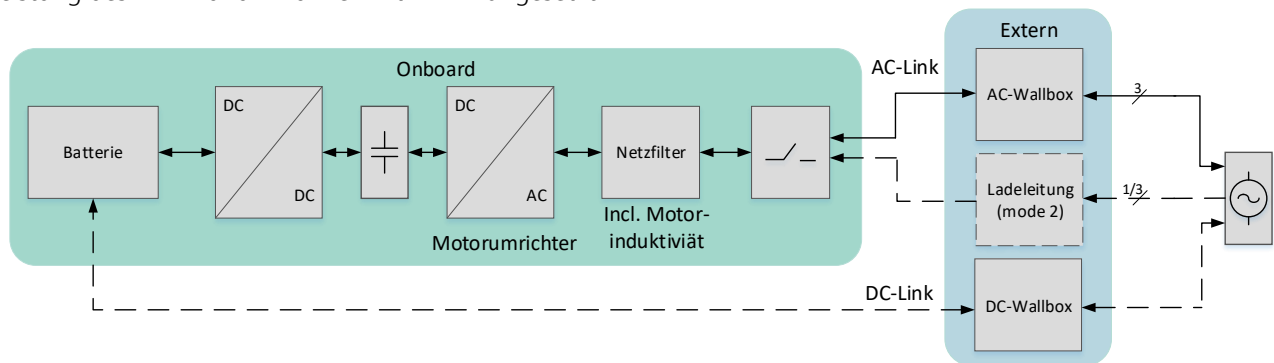


Abbildung 79 Schematischer Aufbau des 4. Realisierungskonzepts

<i>Hauptmerkmal</i>	KFZ-integrierter All-Lader
<i>Anwendung</i>	Infrastruktur unabhängiges Laden
<i>Vorteile</i>	- Rückspeisung / Zwischenspeichern von volatiler Erzeugung möglich (V2G/V2H) - Power2Device durch Lokalisierung der Ladeelektronik im Fahrzeug möglich - Potenzielle Kosten & Gewichts Reduktion durch Mehrfachnutzung der Komponenten
<i>Nachteile</i>	- Höhere normative Anforderungen (e.g. Rückspeisung) - Hoher Entwicklungsaufwand - Potenziell geringere Lebensdauer & Effizienz

In den folgenden Projektstätigkeiten wurde sich auf Konzept 3 als transformationsloser bidirektionaler On-Board Charge konzentriert.

II.1.4.2 Entwicklung eines transformationsloser On-Board Charger

[Kapitelautor*innen: Fabian Schnabel]

Ausgehend von der Entscheidung für die Umsetzung des Konzept 3 mit netzdienlichen Funktionen wurden verschiedene Konzepte für die konkrete Umsetzung der Leistungselektronischen Hardware miteinander verglichen. Für die Umsetzung der V2G Funktionalität ist ein hoher Wirkungsgrad der Leistungselektronik entscheidend um die Energieverluste beim Laden und Entladen des Speichers zu minimieren. Um einen hohen Wirkungsgrad in Verbindung mit geringen Kosten und Gewicht realisieren zu können wurde eine transformatorlose Topologie für das Ladegerät gewählt. Für den Vergleich der verschiedenen Schaltungstopologien wurden Simulationsmodelle für die Bewertung der zu erwartenden Schalt- und Leitverluste und die Dimensionierung der elektrischen Komponenten aufgebaut. Es wurde ein Vergleich zwischen folgenden Topologien durchgeführt:

- Sechspuls Brückengleichrichter (B6)
- T-Type Neutral Point Clamped (TNPC)
- Active Neutral Point Clamped (ANPC)

Für die B6 Topologie und die schnellschaltenden Halbleiter der NPC Topologien wurden Silicium Carbide Halbleiter (SiC) eingesetzt. Für die mit Netzfrequenz Schaltenden Elemente wurden Silicium IGBT verwendet. Die Simulationsergebnisse (Abbildung 80) haben gezeigt, dass der Einsatz von Si/SiC-Hybridmodulen, wie im PV-Bereich üblich, im Ladebetrieb zu erhöhten Verlusten in den Si-IGBT führt (TNPC-PV). Ein für den Ladevorgang optimiertes Hybrid Modul (TNPC-BEV) mit Si-IGBT für High- und Low-side-Schalter und SiC-Mosfets im Neutral-Zweig kann den Ladewirkungsgrad erhöhen, führt aber zu einem geringeren Entladewirkungsgrad. Eine vollständig mit SiC-Halbleitern ausgeführte Variante kann hingegen einen sehr hohen Lade- und Entladewirkungsgrad erzielen, führt aber zu höheren Kosten. In den Darstellungen

sind nur die Verlustanteile der Halbleiter enthalten, der resultierende Gesamtwirkungsgrad des Systems wird durch weitere Verlustanteile entsprechend niedriger liegen.

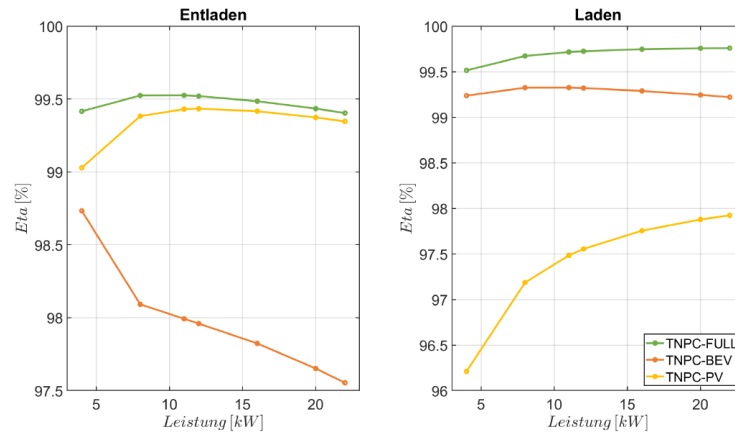


Abbildung 80: Vergleich der TNPC Varianten im Teillastbetrieb

Ein Vergleich der erreichbaren Wirkungsgrade für den Gleichrichter für die B6 und TNPC-Topologie ist in Abbildung 81 dargestellt. Auf Basis der Simulationen hat sich eine Schaltfrequenz im Bereich von 48 bis 72 kHz als zielführend herausgestellt.

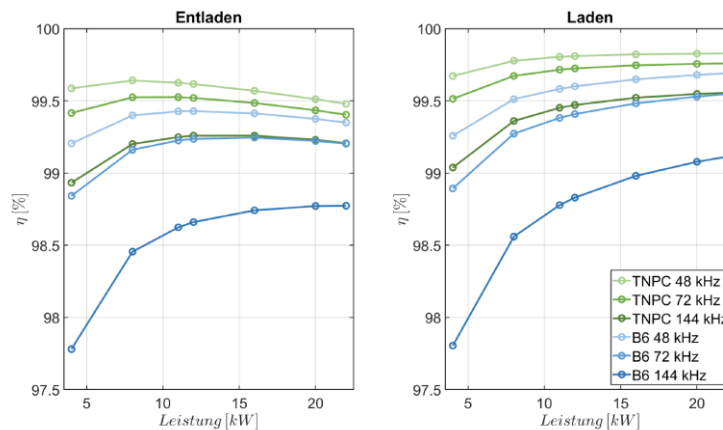


Abbildung 81: Wirkungsgradvergleich B6 und TNPC

Auf Basis der Simulationsergebnisse wurde für die Realisierung des Labormusters des transformatorlosen Onboard Ladegeräts die B6 Topologie und ein ‚interleaved‘-Gleichspannungswandler (IBC) für die Umsetzung ausgewählt. In Abbildung 82 ist die Schaltungstopologie für die Erstellung des dreiphasigen Referenzdesigns des favorisierten Konzepts dargestellt.

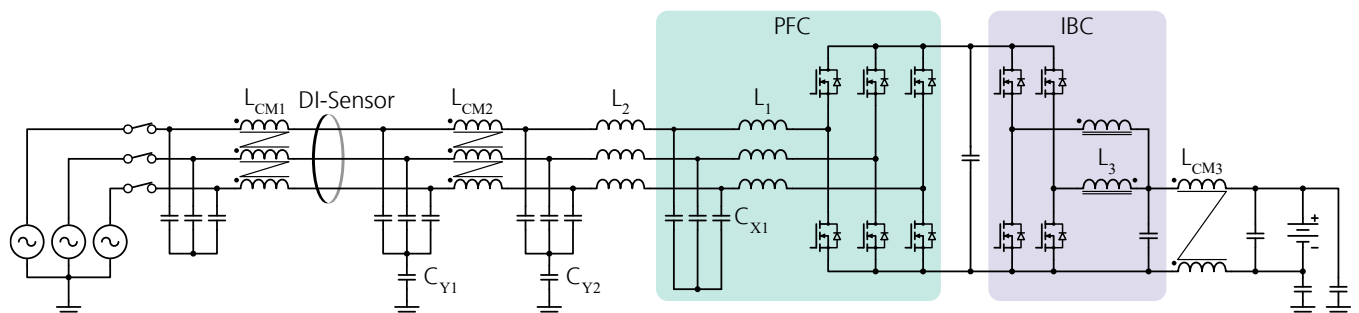


Abbildung 82: Schaltungstopologie für den dreiphasigen Betrieb

Die im Einphasigen Betrieb auftretende 100 Hz Leistungspulsation soll im System durch ein Aktives Filter (APF) reduziert werden, um die 100 Hz Komponente im Batteriestrom gering zu halten und gleichzeitig einen kleinen DC-Zwischenkreiskondensator zu ermöglichen. Dafür wird wie in Abbildung 83 dargestellt, eine der drei Phasen der B6 Topologie im einphasigen Betrieb für die APF verwendet.

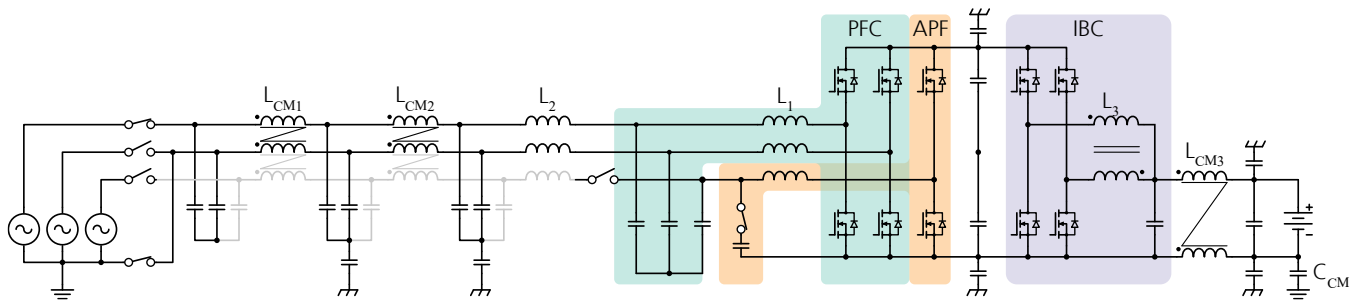


Abbildung 83: Schaltungstopologie für den einphasigen Betrieb

Im nächsten Schritt wurde eine detaillierte Filter-Auslegung durchgeführt, um den EMV-Anforderungen zu genügen und die notwendigen Bauteilspezifikationen für die magnetischen Komponenten erstellt. Aufbauend darauf wurden die einzelnen Schaltungsbestandteile ausgearbeitet und die Schaltpläne und Platinenlayouts erstellt. Das Onboard Ladegerät wurde dafür in zwei zentrale Baugruppen unterteilt.

Steuerbaugruppe:

Auf der Steuerbaugruppe wird als zentrale Recheneinheit (μC) ein System On Chip (SOC) verwendet, welcher einen ARM-Prozessor und einen FPGA kombiniert. Weiterhin sind auf dieser Baugruppe die notwendigen Spannungsmessungen und Analog-Digital-Wandler integriert. Die notwendige Isolation zwischen dem Hochvolt- und dem 12V-Bereich wird durch eine verstärkte Isolation aller Schnittstellen (z.B. CAN und 12V-Versorgung) sichergestellt.

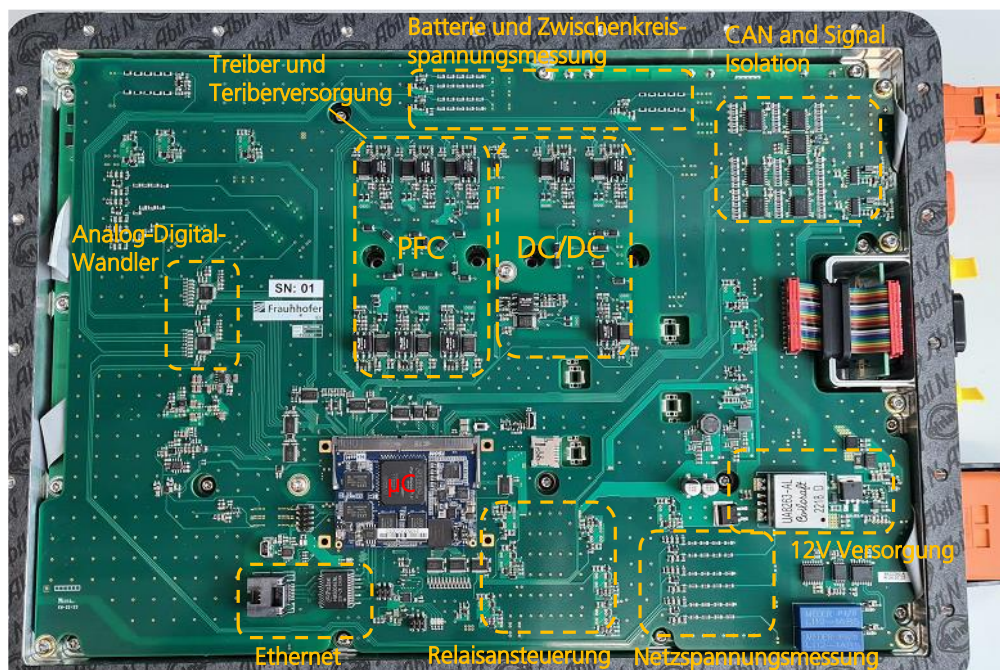


Abbildung 84: Übersicht der Steuerbaugruppe

Leistungsbaugruppe:

Die Leistungsbaugruppe enthält alle Bauteile, welche sich im Leistungspfad befinden. Aufgrund der Rückspeisefähigkeit wurden die Relais für die Netztrennung zum Rückspeiseschutz / Einfehlersicherheit redundant mit zwei Schaltkontakten

in Serie ausgeführt. Aufgrund der hohen Anforderungen an die Reduktion der Schaltfrequenten Ableitströme, wurde das AC-EMV-Filter zweistufig ausgeführt. Eine Fehlerstromüberwachungseinheit erfasst die Ableitströme als Gleich- und Wechselanteil und löst bei Überschreiten der Grenzwerte eine Netztrennung des Ladegeräts aus. Die Zwischenkreiskapazität konnte durch den Einsatz von schnellschaltenden SiC-Halbleitern und das Aktive Filter (APF) für den einphasigen Betrieb mit einer Kapazität von 60 μF sehr kompakt ausgeführt werden. Die SiC-Halbleiter (PFC und DC/DC) wurden mit Infineon Easy1B Modulen realisiert.

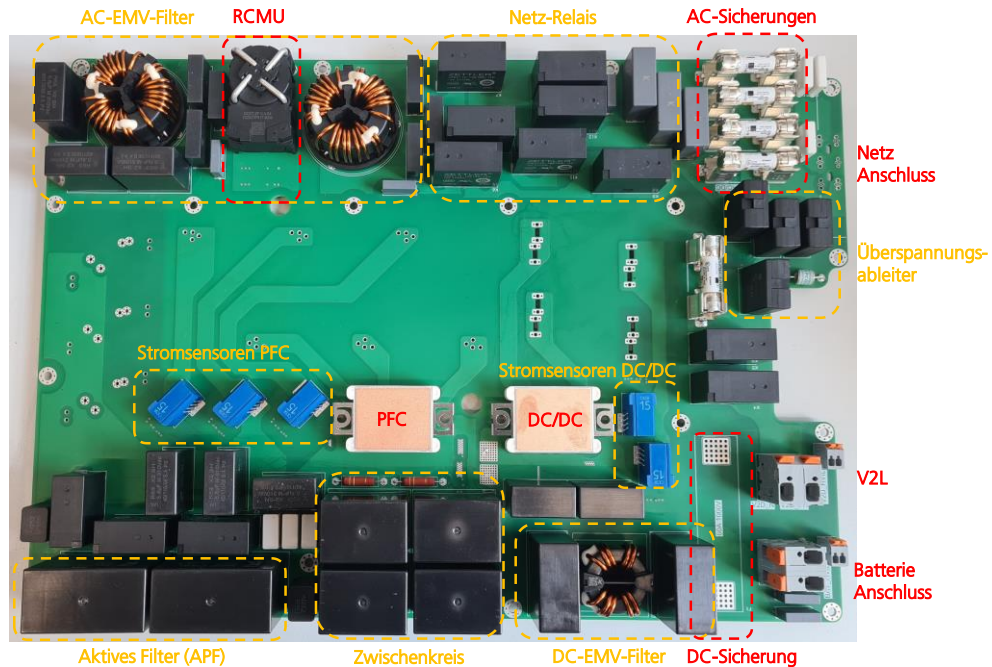


Abbildung 85: Übersicht des Leistungsbaugruppe

Die Entwärmung der SiC-Halbleitermodule und der Drosseln im Leistungspfad erfolgt wie in Abbildung 86 dargestellt über eine Wasserkühlung. Für die Entwärmung der Zwischenkreiskondensatoren und der EMV-Filterkomponenten wurde eine thermische Anbindung an das Gehäuse vorgesehen. Die thermischen Tests bei der Inbetriebnahme mit einer Wasserzulauftemperatur von 65°C bei einem Durchfluss von 8,8 l/min haben jedoch gezeigt, dass diese aus thermischer Sicht nicht notwendig ist. Um eine einfachere Demontage, während der Inbetriebnahme Tests zu ermöglichen, wurde deshalb auf die zusätzliche mechanische Fixierung und thermische Anbindung verzichtet.

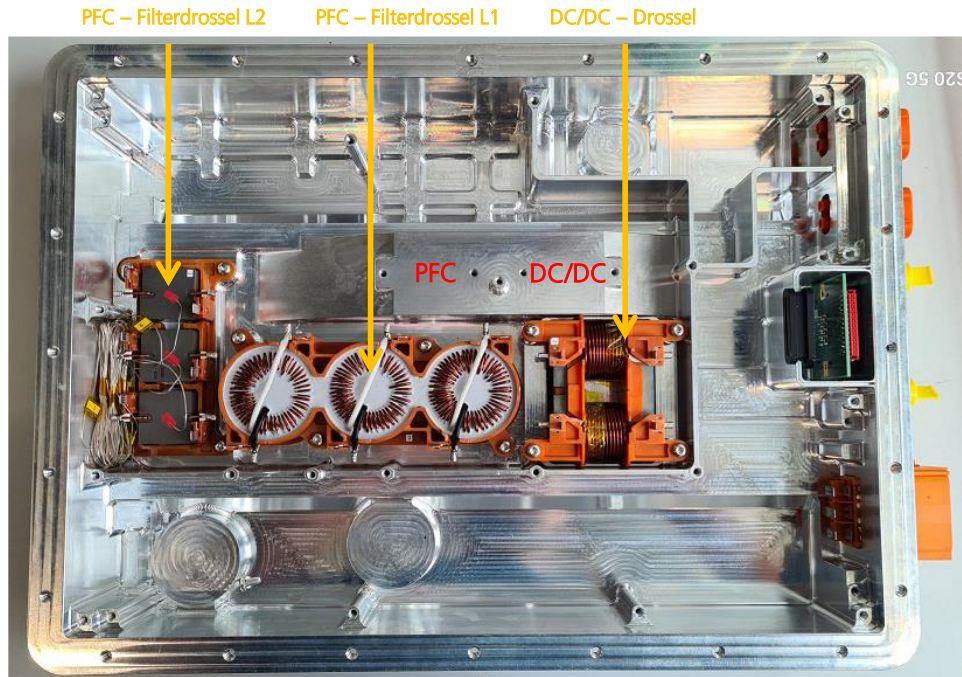


Abbildung 86: Gehäuseintegration der Magnetischen Komponenten

Die CAD-Gehäusekonstruktion wurde vom Projektpartner Vitesco Technologies Group AG durchgeführt und das in Abbildung 87 dargestellte Labormuster in einen VW-Golf integriert. Damit wurde ein Feldtest bei der Stromnetz Hamburg GmbH durchgeführt.



Abbildung 87: Realisiertes Labormuster

Mit dem realisierten Labormuster konnte ohne den Dichtungsrand und die elektrischen Anschlüsse eine Größe von 442 x 310 x 90 mm und damit ein Gesamtvolumen von 12,3 l erzielt werden. Damit konnte mit dem ersten Muster bereits eine Reduktion von 2,4 l gegenüber dem Stand der Technik erzielt werden [EETimes 2021]. Weiteres Reduktionspotential wird perspektivisch durch den Einsatz einer 3-Level Topologie für den Gleichrichter (PFC) und dem Einsatz einer aktiven Ableitstromkompensation zur Reduktion der Größe des AC-EMV-Filters gesehen.

Das Labormuster hat ein Gesamtgewicht von 14,88 kg (ohne Kühlwasser). In Abbildung 88 sind die Gewichtsanteile des Labormusters aufgeschlüsselt. Die Drosseln haben in Summe einen Anteil von 18 %, die Baugruppen / Platinen 22 % und das Gehäuse 60 % am Gesamtgewicht. Reduktionspotential wird auf Baugruppen- und Komponentenebene erwartet.

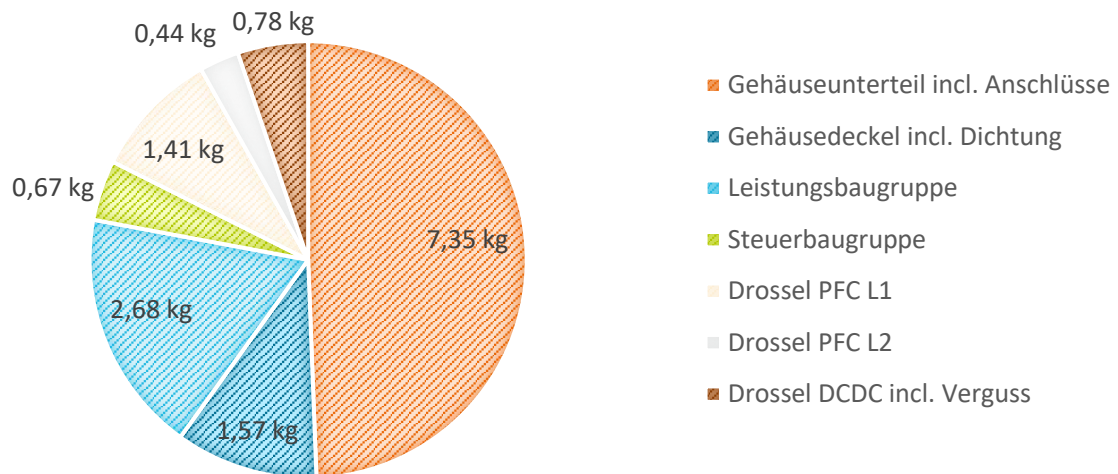


Abbildung 88: Gewichtsverteilung des realisierten Labormusters

Beim Betrieb von transformatorlosen Ladegeräten können Ableitströme über die Ladegerät-internen und die Fahrzeug-seitigen Y-Kondensatoren auftreten. Diese können zu erhöhten Berührungsströmen und damit einer Personengefährdung führen. Entsprechend der Norm DIN EN ISO 17409 darf der Effektivwert des Berührungsstroms 3,5 mA nicht überschreiten. Um die auftretenden Ableit- und Berührströme zu reduzieren, wurde der in Abbildung 89 gewählte Ansatz umgesetzt. Durch eine passende Auswahl der Schaltungstopologie und Modulationsart können die z.B. bei dritter Harmonischer oder Spacevektormodulation auftretenden Ableitstromanteile vermieden werden. Ein mehrstufiges passives EMV-Filter mit hoher Common Mode Induktivität soll eine hohe Filterdämpfung bei gleichzeitig geringen Y-Kapazitäten ermöglichen. Zur weiteren Reduktion der Niederfrequenten Ableitströme bis ca. 2 kHz wurde ein Reduktionsverfahren angewendet, welches in der Lage ist, Ableitstromanteile resultierend aus Oberschwingungen der Netzspannung, einer Verlagerungsspannung oder einer schwankenden Zwischenkreisspannung zu reduzieren. Die im Projekt durchgeführten Ableitstrom- und Berührstrommessungen haben gezeigt, dass für den höheren Frequenzbereich eine Aktive Filterung zur weiteren Reduktion notwendig sein kann.

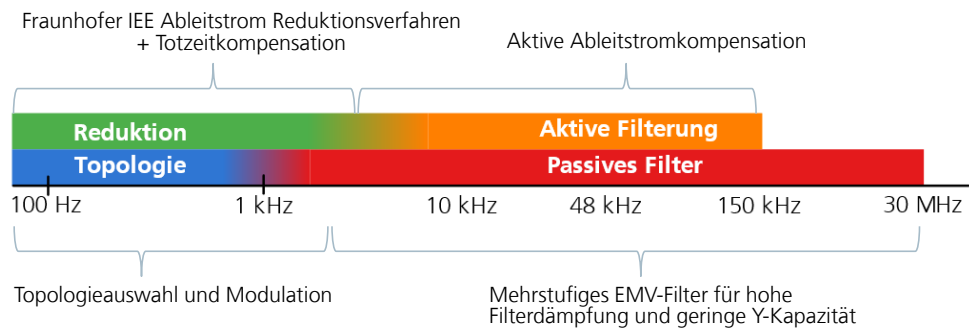


Abbildung 89: Ansatz zur Verringerung der Ableitströme

II.1.4.3 Regelungstechnische Umsetzung eines bidirektionalen On-Board Charger

[Kapitelautor*innen: Jonas Steffen, Juan Montoya]

Die Hauptaufgabe der Regelung des OBC ist es den Leistungsfluss zwischen dem Netz und der Batterie des Fahrzeugs einzustellen. Darüber hinaus soll die Regelung unerwünschte Schwingungen ausgleichen und den OBC so anzusteuern, dass Anschlussrichtlinien eingehalten werden. Eine Besonderheit des LI2.0 Ladegerätes ist es eine Umschaltung zwischen einem drei- und einphasigen Betrieb zu ermöglichen. Für dreiphasige netzgekoppelte bidirektionale Wechselrichter wird häufig ein Ansatz im D/Q-Frame gewählt, so lassen sich einfache Regelungsstrukturen einsetzen und eine getrennte Betrachtung von Wirk- und Blindstrom (sowie Leistung) realisieren. Dieser Ansatz wird netzseitig für den LI2.0 OBC ebenfalls verfolgt und auf eine Nutzung für den einphasigen Betrieb erweitert sowie um die aktive Filterung der Zwischenkreisspannung ergänzt. Batterieseitig wird eine interleaved verschaltete Drossel verwendet wodurch dort eine

kaskadierte Zwischenkreisspannungsregelung mit unterlagerten Stromregler eingesetzt wird. Im weiteren Verlauf wird genauer auf die netz- und batterieseitige Realisierung der Regelungskonzepte eingegangen. Die folgende Abbildung 90 zeigt den schematischen übergeordneten Aufbau des Regulationssystems.

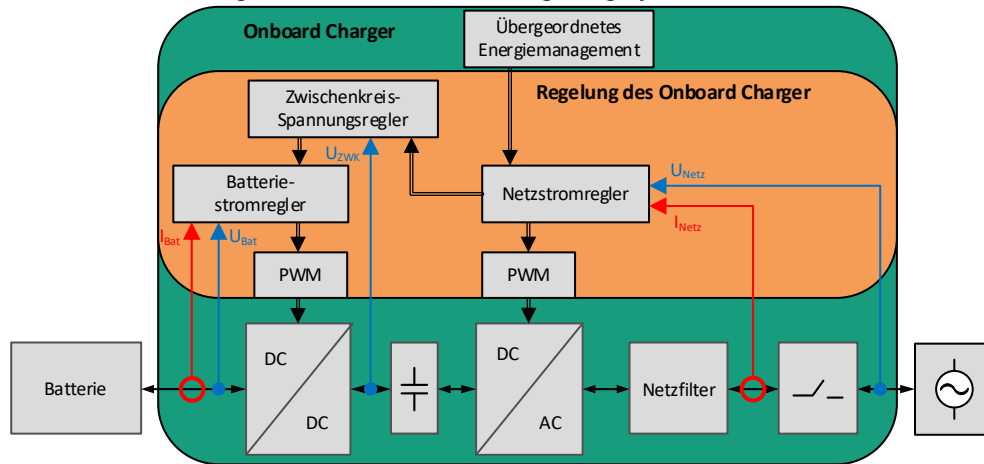


Abbildung 90 Schematischer Aufbau des Regelungskonzeptes

Auf der Abbildung 90 ist die Wechselrichterbrücke sowie der Tiefsetzsteller als Hardware des OBC dargestellt. Weiterhin verbindet der Netzfilter die Wechselrichterbrücke mit dem Netz. Der Tiefsetzsteller ist über eine Induktivität mit der Batterie verbunden und zwischen Wechselrichter und Tiefsetzsteller besteht eine Kopplung über eine Kapazität, dem Zwischenkreis. Die netzseitige Regelung steuert den Wechselrichter an, dazu werden die Messwerte der Spannung im Netzfilter sowie der Ausgangsstrom des Wechselrichters gemessen. Die Messwerte werden in die Netzstrom-Regelung zurückgeführt und in einem Soll/Ist-Vergleich verwendet. Die batterieseitige Regelung ist als eine kaskadierte Regelung ausgeführt und steuert den Tiefsetzsteller, um einen Energieaustausch mit dem Wechselrichter zu ermöglichen. Es werden der Batteriestrom und -spannung sowie die Spannung des Zwischenkreiskondensators erfasst. Weiterhin wird über ein übergeordnetes Energiemanagement basierend auf dem aktuellen Ladezustand, Batteriespannung und Netzsituation die Ladeleistung der Batterie vorgegeben. Das übergeordnete Energiemanagement wird im Weiteren nicht tiefer behandelt, sondern dient als Sollwertvorgabe für die netz- und batterieseitigen Regelungen.

Die netzseitige Regelung hat zum Ziel bidirektional einen Strom zwischen dem Netz auszutauschen. Der Strom wird zunächst in den Zwischenkreis gespeist und von dort aus über den Batteriesteller weiter zur Batterie geleitet. Ein gängiger Ansatz für symmetrische 3-phasige System ist ein Verfahren das Ströme und Spannungen über die Park-Transformation in den D/Q-Frame überträgt [Liserre et al., 2005]. Für den entwickelten OBC gibt es die Besonderheit, dass ebenfalls der 1-phasige Betrieb mit dem gleichen Gerät möglich ist. Die Regelung wurde daher auf eine Umschaltung für den 3 und 1-phasigen Betrieb hin optimiert. Im 1-phasigen Betrieb verliert man den symmetrischen Betrieb am Netz wodurch die entnommen/eingespeiste Leistung mit 100 Hz schwankt und somit der Zwischenkreis ebenfalls um diese Leistung belastet wird. Für den Betrieb des Wechselrichters ist es jedoch essenziell, dass nur eine geringe Spannungsschwankung im Zwischenkreis erlaubt ist und ebenfalls die Stromschwankung in die Batterie zu begrenzen ist. Zur Minimierung der Schwankung auf ein toleriertes Maß wird ein Freiheitsgrad, welches aus dem 3-phasigen Aufbau resultiert, ausgenutzt. Da die dritte Halbleiterbrücke nicht für den 1-phasigen Betrieb benötigt wird kann diese für einen aktiven Filter zur Unterdrückung der Leistungsschwankung genutzt werden.

Die Abbildung 91 zeigt den Aufbau der Regelung für die netzseitigen Anbindung. Ein Teil der Regelung ist die phase-locked-loop welche eine Synchronisierung mit dem angeschlossenen Netz ermöglicht und den aktuellen Phasenwinkel der Netzspannung ausgibt. Der Phasenwinkel wird benötigt, um eine korrekte Zuordnung von Wirk- und Blindstrom zu realisieren [Li et al, 2011]. Die sinusförmigen Messwerte werden über den Phasenwinkel und der D/Q Transformation in stationäre Werte gewandelt. Anschließend wird der gemessene Strom mit dem Sollwert verglichen und über einem klassischen PI-Regler die Stellwerte für die Ansteuerung des Wechselrichters berechnet. Die Erweiterung auf einen 1-phasigen Betrieb beschränkt sich lediglich um eine Anpassung der D/Q Transformation. Dort wird mithilfe der Sollwerte des Stromreglers die zur D/Q Transformation nötige orthogonale Komponente erzeugt, diese Annahme ist allerdings nur gültig, wenn der Stromregler eine hinreichend schnelle Dynamik hat und die Sollwerte ohne Abweichung einregelt [DQ Single Phase]. Darüber hinaus würde für den aktiven Filter eine Vorsteuerung eingesetzt. Die Vorsteuerung wird genutzt, um aus der erfassten Leistung die Ansteuerung der dritten Halbleiterbrücke zu berechnen. Durch die aktive

Filterung wird die Leistungsschwankung im Zwischenkreis beim 1-phasigen Betrieb unterdrückt. Nachdem die Stellwerte von dem Regler bereitgestellt werden, werden über eine Puls-Weiten-Modulation die Halbleiter des Wechselrichters angesteuert.

Die batterie-seitige Regelung des Tiefsetzstellers umfasst eine kaskadierte Regelung. Die kaskadierte Regelung zeigt Abbildung 91, wobei die äußere Schleife die Spannung des Zwischenkreises regelt und die innere Schleife den Strom der Batterie regelt. Die Regelung entspricht einer gängigen Realisierung für einen Tiefsetzsteller. Ein Leistungsfluss ergibt sich über die Regelung des Zwischenkreises. Sobald durch einen Ladebefehl der Wechselrichterbrücke im Zwischenkreis die Spannung steigt, wird ein Strom in die Batterie gespeist. Zum Entladen führt eine entsprechend fallende Zwischenkreisspannung dazu, dass ein Strom aus der Batterie entnommen wird.

Die Regelung wurde dann auf der Recheneinheit, einem FPGA-SoC von Intel, implementiert. Die Abbildung 91 zeigt die implementierte Struktur für den OBC. Entsprechend den Möglichkeiten der FPGA-SoC-Struktur wurden die zeitkritischen Regelung und die Puls-Weiten-Modulation auf dem FPGA implementiert und die nicht zeitkritischen Komponenten wie die Betriebsführung, Sollwertgenerierung, Kommunikation und Derating werden auf dem ARM-Prozessor implementiert.

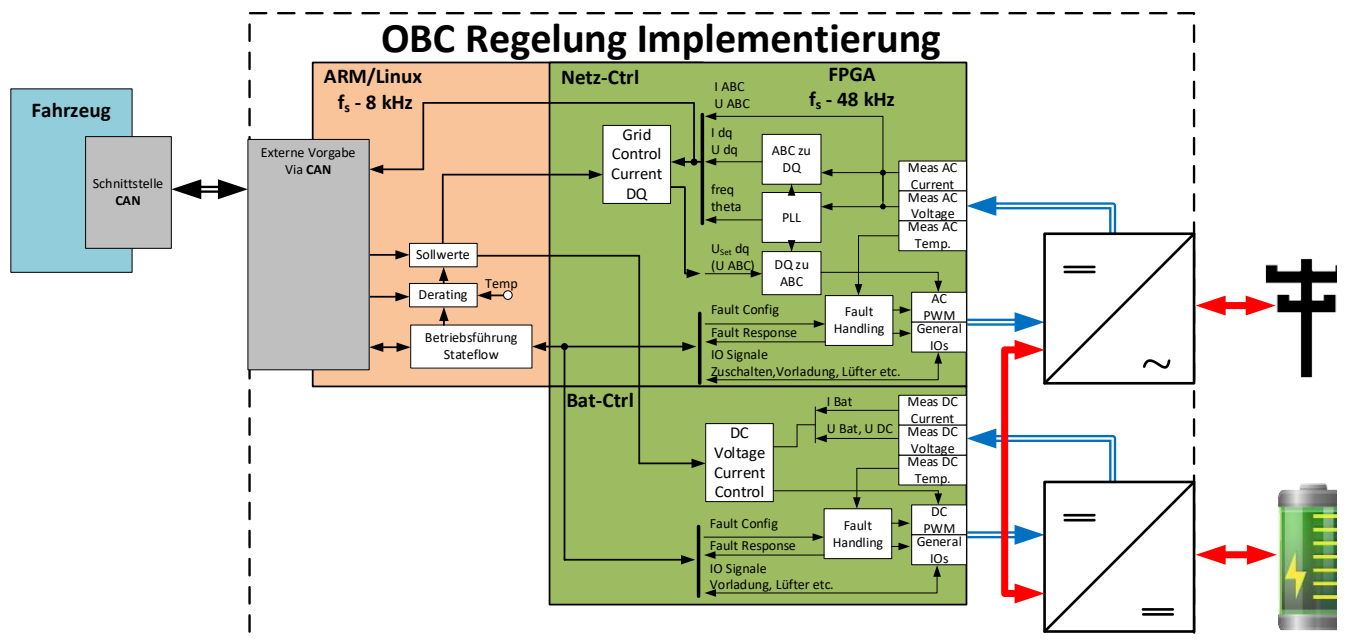


Abbildung 91 Implementierung der Regelung auf der Recheneinheit.

Nach der Implementierung und Inbetriebnahme ist das System bereit für die Validierung des Ladesystems.

II.1.4.4 Erprobung und Validierung neuartiger Ladesysteme

[Kapitelautor*innen: Christian Bendfeld, Fabian Schnabel]

Die Validierung des Ladesystems lässt sich in drei Tests unterteilen. Die Effizienz-, Ableitstrom- und Berührstrommessung. Abbildung 92 zeigt den Prüfaufbau des Ladegerätes. Die Netzspannung wird von einem EGSTON CSU200GAMP6 Leistungsverstärker gestellt. Dieser kann neben den Phasenspannungen auch eine N-PE Verlagerungsspannung ausgeben. Die DC-Spannung wird von einer Regatron G5 DC Quelle Senke ausgegeben. Zusätzlich wurde Y-Kondensatoren an dem DC+ und DC- angeschlossen welche optional zugeschaltet werden können. Diese bilden die Fahrzeugseitigen Kapazitäten gegen Erdpotential nach und kann entsprechend DIN EN ISO 17409:2020 bis zu 4 µF betragen. Für die Messungen wurden die Tests mit Hilfe eines Echtzeitrechners der Firma Opal automatisiert, um so möglichst viele Arbeitspunkte effizient zu messen. Dabei konnte die Wirkleistung sowohl für das Laden als auch das Entladen, des Ladegerätes über die integrierte CAN Schnittstelle eingestellt werden. Die Batteriespannung wurde durch eine angeschlossene DC-Quelle von Regatron ebenfalls über CAN variiert. Die Temperatur des Kühlwassers musste manuell eingestellt

werden. Es ergeben sich für die Effizienzmessung bei zwölf unterschiedlichen Leistungen jeweils für Laden und Entladen, elf Batteriespannungen und bei 4 Temperaturen insgesamt 1056 Arbeitspunkte. Um all diese Arbeitspunkte zu testen, wurde ein Echtzeitmodell in Simulink entwickelt, welches einen Arbeitspunkt einstellt, die Messwerte ausliest und automatisiert den nächsten Arbeitspunkt auswählt. Hierfür wurden für die Leistungen und Batteriespannungen in Vektoren an eine Logik übergeben, die iterativ alle Kombinationen angefahren ist. Die Effizienz wurde mittels eines Leistungsanalysators der Firma Zimmer vom Typ LMG 641 bestimmt. Die Effizienz konnte direkt via SCPI ausgelesen werden und im Echtzeitrechner abgespeichert werden.

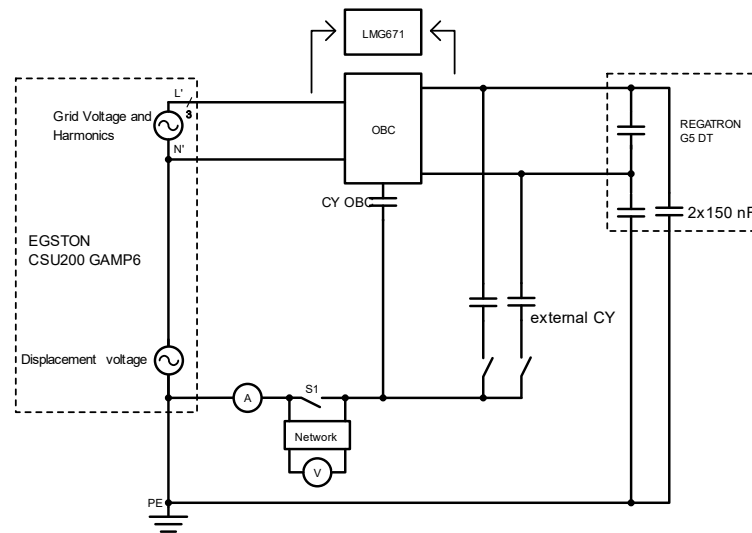
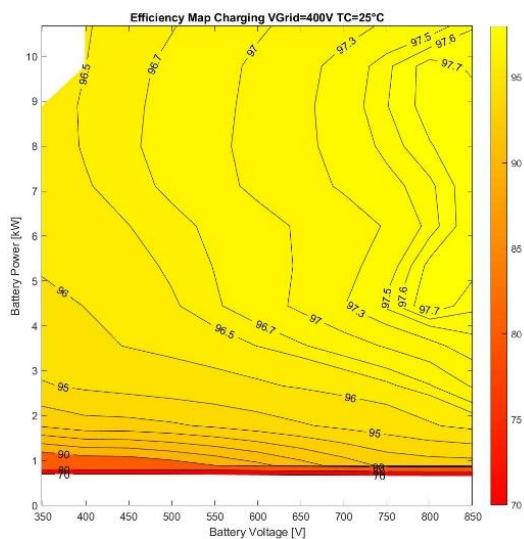
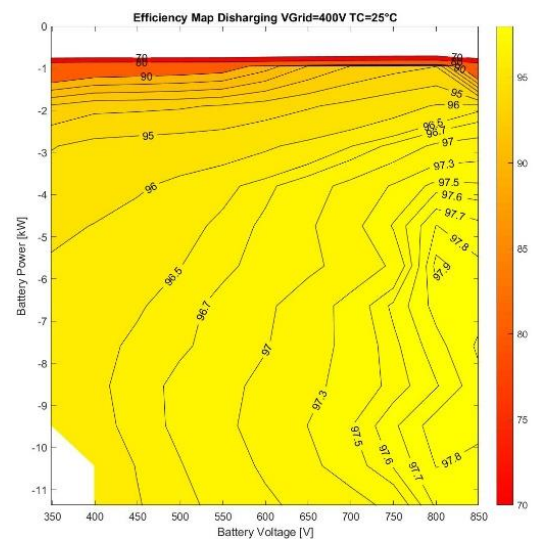


Abbildung 92: Aufbau des Prüfstands

Wie die Effizienzmessungen in Abbildung 93 zeigen das mit dem realisierten Prototypen für Fahrzeuge mit einer Systemspannung von 400 V ein Wirkungsgrad von $>96\%$ und für 800 V $>98\%$ erzielt werden konnte. Im Vergleich zu Ladegeräten mit galvanischer Trennung neben dem hohen Wirkungsgrad bei Nennleistung zusätzlich ein sehr hoher Teillastwirkungsgrad erzielt werden. Dies ist insbesondere für V2G- / V2H-Anwendungen sehr wichtig, da der Wirkungsgrad in diesem Fall sogar doppelt (Laden/Entladen) in die Bilanz eingeht. Mit der ausgewählten Halbleiter- und Schaltungstopologie kann für das Laden und Entladen ein etwa gleich hoher Wirkungsgrad erzielt werden. Durch die Realisierung des Gleichrichters (PFC) als T-NPC Topologie mit SiC-Halbleitern (Full-SiC) kann der Wirkungsgrad zukünftig perspektivisch weiter gesteigert werden.



a) Ladebetrieb



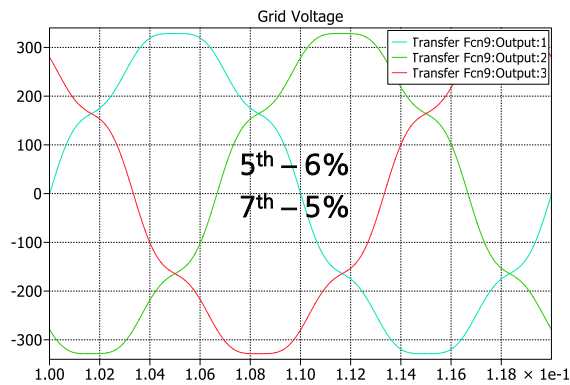
b) Entladebetrieb

Abbildung 93: Wirkungsgrad des Labormusters

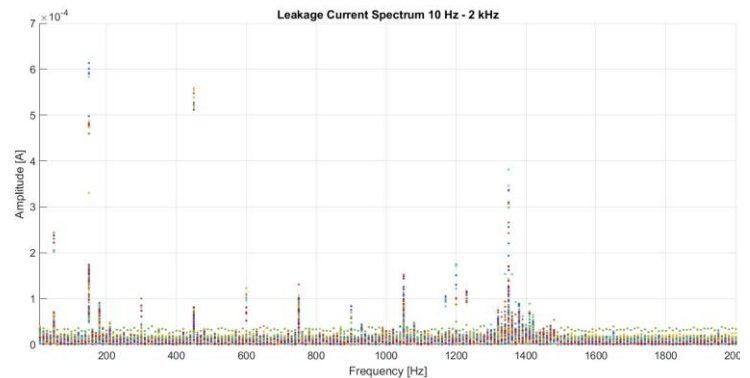
Um das Maximum der im Normalbetrieb auftretenden Ableitströme zu bestimmen, wurden folgende Einflussfaktoren berücksichtigt:

- Batteriespannung 500 V_{DC} und 850 V_{DC}
- Laden und Entladen mit jeweils 50 und 100 % der Nennleistung
- Netzspannungs-Oberschwingungen (Maximalwerte entsprechend DIN EN 50160 bis zur 25. Harmonischen)
- Netz-Verlagerungsspannung (5 % der Netzspannung)
- Y-Kapazität auf der DC-Seite (4 µF bei 500 V_{DC}, 2 µF bei 850 V_{DC})

In den Schaltungssimulationen konnten die Netzspannungs-Oberschwingungen, die Netz-Verlagerungsspannung und die Größe der Y-Kapazität auf der DC-Seite als dominierende Einflussfaktoren identifiziert werden. Die Grenzwerte für die Oberschwingungsspannung wurden entsprechend der DIN EN 50160 gewählt. In Abbildung 94 a) ist der Spannungsverlauf der Netzspannung mit der während dem Test verwendeten Amplitude von 6 % für die 5. und 5 % für die 7. Oberschwingung dargestellt. Zur Auswertung der Ergebnisse wurden die Ableitstrommesswerte mit Hilfe einer Fouriertransformation in ein Ableitstromspektrum überführt und das Maximum über alle Messpunkte gebildet.



a) Netzspannung mit 5. und 7. Oberschwingung



b) FFT-Auswertung

Abbildung 94: Ableitstrommessung

Abbildung 95 zeigt das mit dem Labormuster gemessene maximale Ableitstromspektrum über alle Messpunkte. Die durch die Netzspannungsoberschwingungen und die Verlagerungsspannung entstehenden Frequenzanteile sind im Ableitstromspektrum gut zu erkennen. Die Messung der Ableitströme wurde ohne (blau) und mit aktiviertem Kompensationsverfahren (rot) gemessen. Man kann gut erkennen, dass mit dem im Projekt entwickelten Verfahren eine deutliche Reduktion der Ableitstromanteile im niedrigen Frequenzbereich erzielt werden kann. Die Kompensation höherfrequenter Anteile kann perspektivisch durch eine zusätzliche aktive Kompensation erfolgen. In diesem Zusammenhang ist weitere Forschungsarbeit notwendig, um eine Reduktion über den gesamten Frequenzbereich zu ermöglichen.

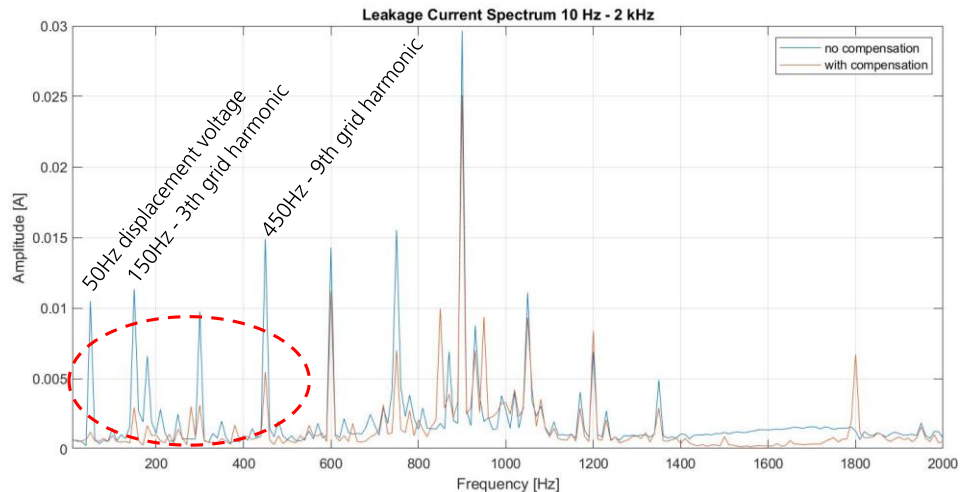


Abbildung 95: Ableitstromspektrum 10 Hz - 2 kHz

II.1.4.5 Nutzungseinflüsse auf die Batteriealterung

[Kapitelautor*innen: Dr. Tatjana Dabrowski]

Modell: Das für die Simulationsstudien verwendete Modell stellt ein physikalisches-elektrochemisches Modell [Newman und Thomas-Alyea 2014, Doyle und Newman 1995] der vom Fraunhofer IEE entwickelte Softwarepaket BaSiS (Battery Simulation Studio) dar. Dieses simuliert interne mikroskopische Größen sowie Transport- und Degradationsprozesse [Liu et al. 2014, Kupper und Bessler 2016], aus denen die makroskopischen Batteriegrößen Spannung, Strom, Widerstand, SOC (State-Of-Charge) und SOH (State-Of-Health) unter Einfluss der Alterungsprozesse abgeleitet werden können.

Batteriesystem und Parametrierung: Als Grundlage für die Simulation des Alterungsverhaltens einer Traktionsbatterie wurde der Batterietyp BEV2 (Battery Electric Vehicle II) verwendet, da dieser großformatige Batterietyp nach einer Studie der Fraunhofer-Allianz Batterie die Traktionsbatterien dominiert [Hettesheimer]. Die verwendeten Eckdaten des Batteriepacks entsprechen einem Mittelklassefahrzeug des Jahres 2017/2018 der Studie. Für die Batteriezellen innerhalb der im Batteriepack bzw. -modul verbauten BEV2 wurden Zellen vom Typ Kokam-10Ah verwendet. Diese Batteriezelle wurde innerhalb des Projektes im Labor parametrierung, d. h. über unterschiedliche elektrochemische und physikalische Messungen wurden die benötigten Parameter für eine physikalisch-elektrochemische Simulation ermittelt.

Batteriesimulationen – Betriebszustände: Untersucht wurden sowohl unterschiedliche Betriebszustände unter Variation von Strom, Temperatur, SOC-Hub und SOC-Lage als auch unterschiedliche Ladeszenarien im realen Nutzerkontext. Die Simulationszeit beträgt in beiden Fällen ein Jahr.

Batteriesimulationen – Ladeszenarien: Für den Entladestrom wird ein Verbrauch eines Mittelklassefahrzeugs von $B = 19$ kWh/100 km angenommen (aus AP 3). Die mittlere Fahrzeit, die mittlere Fahrstrecke und die Anzahl der Fahrten pro Tag werden der Studie Mobilität in Deutschland - Ergebnisbericht [infas 2017] entnommen und belaufen sich auf 45 min (0,75 h), 30 km und zwei Fahrten. Im vorliegenden Projekt wird ausschließlich mit Durchschnittswerten gearbeitet und keine Feinunterscheidung (Wochentage, Metropole/dörflicher Raum, Alter, Geschlecht, ökonomischer Status, etc.) gemacht. Folgende in Abbildung 96 dargestellte 24h-Ladeszenarien 1 - 4 werden mit den berechneten Strömen über ein Jahr für die Ladeleistungen $P = 3,7$ kW, 1 kW, 22 kW und die Temperaturen $T = 0^\circ\text{C}$, 20°C , 40°C simuliert.



Abbildung 96: 24h Ladeszenarien

Simulationsergebnisse - Kalendarische Alterung Den Erwartungen entsprechend zeigt die kalendarische Alterung eine besonders starke Alterung bei Lagerung der Batterie im aufgeladenen Zustand (hohe Potentiale) bei sehr hohen Temperaturen, während die Lagerung bei niedrigen Temperaturen und SOC kaum einen Einfluss auf den SOH besitzt (Abbildung 97).

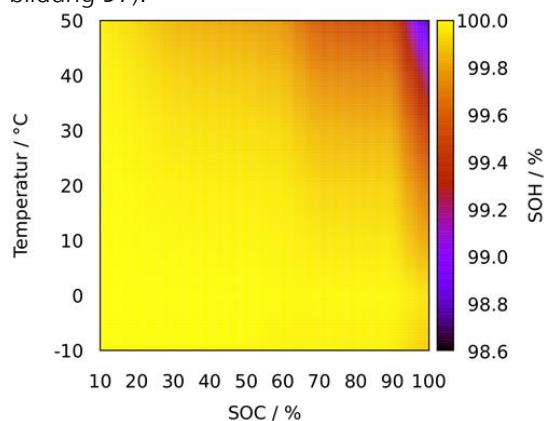


Abbildung 97: Simulationsergebnisse der kalendarischen Alterung

Simulationsergebnisse - Abhängigkeit vom Entladestrom: Eine Zyklisierung über ein Jahr bei konstanter Ladestromdichte führt zu einer deutlich stärkeren Alterung bei höheren Entladestromdichten. Hierbei ist der Einfluss der Temperatur nicht sichtbar bzw. vernachlässigbar gegenüber der Anzahl der durchgeführten Zyklen bei der jeweiligen Entladestromdichte. Erst bei einer Normierung auf die gleiche Anzahl an Zyklen ist ein deutlicher Einfluss der Temperatur zu beobachten (Abbildung 98, links). Die stärkste Alterung weisen sehr hohe und sehr niedrige Entladestromdichten bei hohen Temperaturen auf. Hierbei treten zwei konkurrierende Prozesse auf. Zunächst verweilt die Batterie bei niedrigen Entladestromdichten länger bei höheren Potentialen, was zu einer verstärkten Alterung führt. Gleichzeitig jedoch entsteht bei hohen Entladestromdichten deutlich mehr Wärme, die wiederum eine stärkere Alterung verursacht.

Simulationsergebnisse - Abhängigkeit vom Ladestrom: Variation des Ladestromes führt zu einem ähnlichen Bild wie im Fall der Variation des Entladestromes, jedoch zu einer stärkeren Alterung. Im Fall des Ladens überwiegt der Temperatureffekt trotz des sehr guten Wärmeaustausches die Verweildauer bei hohen Potentialen, da beim Laden mehr Wärme entsteht (Abbildung 98, rechts). Hohe Ladestromdichten führen somit zu einer stärkeren Alterung als hohe Entladestromdichten.

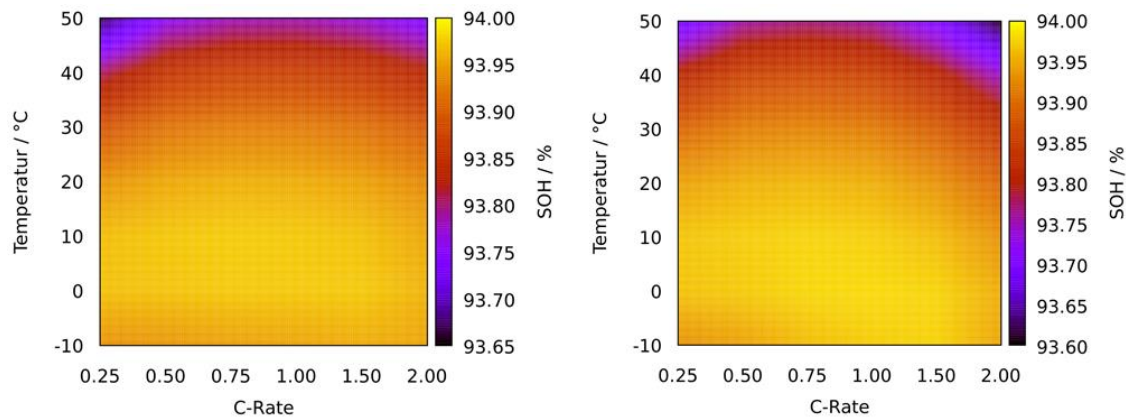


Abbildung 98: Simulationsergebnisse für Entlade- (links) und Ladestrom (rechts)

Simulationsergebnisse - Abhängigkeit vom SOC-Hub: Bei einer Normierung auf die gleiche Anzahl an Zyklen wird ersichtlich, dass die faktischen Vollzyklen bei einem sehr hohen SOC-Hub zu einer deutlich stärkeren Alterung führen. Die Temperatur spielt hierbei nur eine untergeordnete Rolle. Im Einklang mit den bisher gemachten Beobachtungen ist der Einfluss der Temperatur vernachlässigbar gegenüber der Anzahl der durchgeführten Zyklen.

Simulationsergebnisse - Abhängigkeit von der SOC-Lage: Eine Normierung auf die maximale gleiche Anzahl an Zyklen für alle Start-SOC ist eine deutlich stärkere Alterung mit zunehmendem SOC-Hub (unterschiedliche End-SOC) zu beobachten. Im Einklang mit den bereits gemachten Beobachtungen ist auch im Fall der SOC-Lage eine besonders starke Alterung bei hohen Start-SOC und hohen Temperaturen für alle SOC-Hübe zu beobachten. Des Weiteren nimmt die Alterung mit zunehmendem SOC-Hub den Erwartungen entsprechend zu (siehe Abschnitt Abhängigkeit vom SOC-Hub).

Simulationsergebnisse - Szenario vs. Temperatur und Ladeleistung: Den Erwartungen entsprechend ist für alle Szenarien eine höhere Alterung bei hohen Temperaturen zu beobachten. Mit steigender Ladeleistungen ist nur eine geringfügig stärkere Alterung zu beobachten und ist vernachlässigbar gegenüber dem Temperatureffekt. Einen größeren Einfluss hat der SOC-Ladegrenzwert. Die Alterung ist ohne einen Ladegrenzwert am stärksten und nimmt unabhängig vom Szenario mit der Beschränkung 40 %, 30 %, 20 % ab.

Simulationsergebnisse - Temperatur vs. Ladeleistung und Szenario: Für alle drei Temperaturen zeigen die Szenarien mit einem unteren SOC-Ladegrenzwert von 20 % die geringste Alterung, die mit steigendem SOC-Ladegrenzwert zunimmt. Eine zusätzliche Einschränkung der Ladephasen und -dauer (best case Szenario 1c) führt dazu, dass sowohl nicht häufig geladen wird als auch dass die Batterie nicht vollständig aufgeladen wird, daher verbleibt die Batterie in einem niedrigeren Potentialbereich und altert somit langsamer (Abbildung 99, links). Dieses Verhalten ist abgestuft auch für alle anderen Einschränkungen (Dauer und Häufigkeit der Ladephasen, SOC-Ladegrenzwert) zu beobachten. Den Erwartungen entsprechend nimmt die Alterung mit der Temperatur und mit der Ladeleistung zu.

Simulationsergebnisse - Ladeleistung vs. Temperatur und Szenario: Wie bereits in den vorangegangenen Vergleichen zeigen die Szenarien mit einem unteren SOC-Ladegrenzwert von 20 % für alle drei Ladeleistungen die geringste Alterung, die mit steigendem SOC-Ladegrenzwert und der Häufigkeit der Ladevorgänge zunimmt (Abbildung 99, rechts). Erneut ist dies auf die höheren Potentialbereiche zurückzuführen. Hierbei wird ein deutlich stärkerer Einfluss der Temperatur gegenüber der Ladeleistung sichtbar.

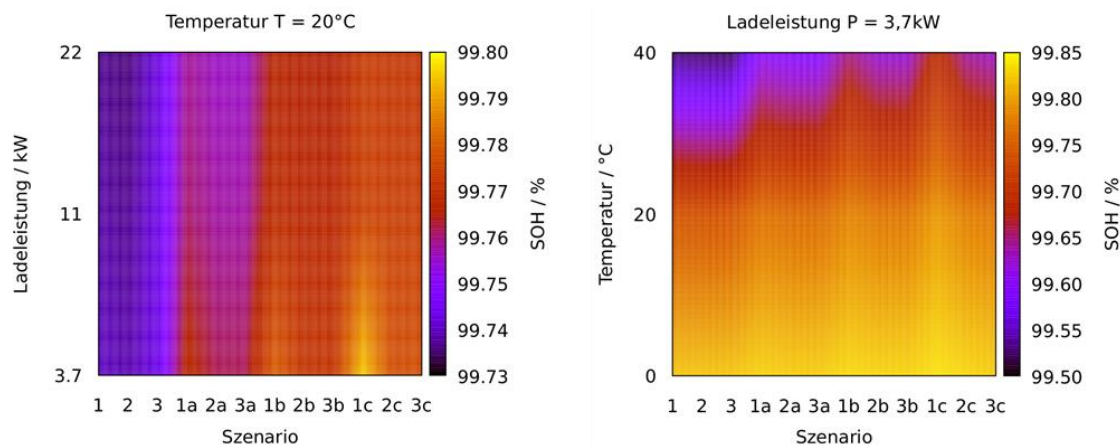


Abbildung 99: Simulationsergebnisse für Temperatur vs. Ladeleistung (links) und Ladeleistung vs. Temperatur (rechts)

II.1.4.6 Referenzen Themenfeld Ladesystem

[Doyle und Newman 1995] Marc Doyle and John Newman. The use of mathematical modeling in the design of lithium/polymer battery systems. *Electrochimica Acta*, 40, 1995. doi: 10.1016/0013-4686(95)00162-8.

[EETimes 2021] Under the Hood: The ID.3 and VW's Electrification Platform

[Under the Hood: The ID.3 and VW's Electrification Platform - EE Times Asia \(eetasia.com\)](https://www.eetimes.com/under-the-hood-the-id-3-and-vws-electrification-platform/)

[Göhner 2020] Göhler, Georg. Elektromobilität im zukünftigen Energiesystem: Planung von Ladeinfrastruktur und Netzintegration, Autoflotte Fuhrpark-Tag, 2020

[infas 2017] infas Institut für angewandte Sozialwissenschaft. Mobilität in Deutschland – Ergebnisbericht. 2017. URL <http://www.mobilitaet-in-deutschland.de/publikationen2017.html>.

[Kupper und Bessler 2016] Christian Kupper and Wolfgang G. Bessler. Multi-scale thermo-electrochemical modeling of performance and aging of a lifepo4 /graphite lithium-ion cell. *Journal of The Electrochemical Society*, 164, 2016. doi:10.1149/2.0761702jes.

[Li et al., 2011] Li, Hongbo; Zhang, Kai; Zhao, Hui (2011): Active DC-link power filter for single phase PWM rectifiers. In: 8th International Conference on Power Electronics - ECCE Asia. ECCE Asia (ICPE 2011- ECCE Asia). Jeju, Korea (South), 30.05.2011 - 03.06.2011: IEEE, S. 2920–2926

[Liserre et al., 2005] Liserre, M.; Blaabjerg, F.; Hansen, S. (2005): Design and Control of an LCL-Filter-Based Three-Phase Active Rectifier. In: *IEEE Trans. on Ind. Applicat.* 41 (5), S. 1281–1291. DOI: 10.1109/TIA.2005.853373.

[Liu et al. 2014] Lin Liu, Jonghyun Park, Xianke Lin, Ann Marie Sastry, and Wei Lu. A thermal-electrochemical model that gives spatial-dependent growth of solid electrolyte interphase in a li-ion battery. *Journal of Power Sources*, 268, 2014. doi:[10.1016/j.jpowsour.2014.06.050](https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2014.06.050).

[Newman und Thomas-Alyea 2014] J. Newman and K.E. Thomas-Alyea. *Electrochemical Systems. The ECS Series of Texts and Monographs*. Wiley, 2014.

II.1.5 Ergebnisse für das Themenfeld Normung und Öffentlichkeitsarbeit

Im Rahmen der Öffentlichkeitsarbeit wurden Forschungsansätze und Ergebnisse aus dem Projekt auf mehreren Tagungen, Workshops und in zahlreichen Veröffentlichungen dem Fachpublikum vorgestellt und diskutiert. Die folgende Tabelle zeigt eine Übersicht der Beiträge.

Titel	Tagung / Konferenz / Journal
2020	
Identifikation und Definition von Betriebsführungskonzepten für die Elektromobilität	16. Symposium Energieinnovation 2020, Graz, Österreich
Using Prosumer Flexibility through a Direct Energy Market	NEIS Conference on Sustainable Energy Supply; Energy Storage Systems 2020, Hamburg
Electric Vehicles Demonstration Projects - An Overview Across Europe	2020 55th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)
Modeling spatial; temporal charging demands for electric vehicles for scenarios with an increasing share of renewable energies	European Geosciences Union, EGU 2020, Wien
Modeling Spatial Charging Demands Related to Electric Vehicles for Power Grid Planning Applications	ISPRS International Journal of Geo-Information
2021	
Multi-level Analysis of Control Strategies for Electric Vehicles	CIREN 2021, Genf, Schweiz
Considering Control Approaches for Electric Vehicles in Grid Planning	Energietechnischen Gesellschaft, ETG Kongress 2021, Wuppertal
Modeling public charging infrastructure considering spatial distribution of e-car ownership; points of interests	European Geosciences Union, EGU 2021, Wien
Modeling public charging infrastructure considering points of interest and parking potentials	Advances in Geosciences
Ladeinfrastruktur 2.0 zur Netzintegration von Elektromobilität: Betriebsführung oder Netzausbau?	Online-Regionalnetzwerktreffen Nordhessen, 18.02.2021
Forschung im Bereich E-Mobilität und die Bedeutung für Stromnetze: Projekte Ladeinfrastruktur 2.0 und DiTourEE	Online-Regionalnetzwerktreffen Thüringen 2021
Prognostizierter Hochlauf der Ladeinfrastruktur in Hamburg und Modellierung des Ladestrombedarfs von Elektroautos für Niederspannungsnetze	Hamburger Beiträge zum technischen Klimaschutz
Allocation scenarios: Homecharging, public charging and an outlook for truck charging	Workshop on Electric Vehicle Charging Infrastructure 2021
Projekt Ladeinfrastruktur 2.0	Workshop „Infrastrukturen von Strom und Gas im Kontext der Transformation des Energiesystems“ 2021
2022	
Unsymmetrische Beiträge zur Momentanreserve durch Erzeugung, Verbrauch und Speicher	Tagung Zukünftige Stromnetze 2022
Asymmetric Contributions to Instantaneous Reserve by Generation, Loads, and Storage	Tagung Zukünftige Stromnetze 2022

AI agents assessing flexibility: the value of demand side management in times of high energy prices	18th European Energy Markets 2022, Ljubljana
Monitoring of Low-Voltage Grids Using Artificial Neural Networks and Its Field Test Application based on the beeDIP-Platform	6th E-Mobility Power System Integration Symposium, Den Haag
On the Control Interaction of Synchronous Machine and Grid-Connected Converter during System-Split Situation	Int. Jour. of El. Power & Energy Systems, Special Issue
2023	
Integrating Control Strategies for Electric Vehicle Charging into a Simultaneity-Factor-Based Grid Planning Approach	Energietechnischen Gesellschaft, ETG Kongress, Kassel 25.05 – 26.05.2023
Regionalisierung von E-Kfz-Ladestellen in Szenarien für den zukünftigen Ausbau in Deutschland	Dissertation, Universität Kassel
Künstliche Intelligenz in den Netzen der Netzbetreiber	E-Check-Jahresveranstaltung 2023
Modeling Control Strategies for Prosumers in a Python-based Modular Simulation Tool	Conference on Energy Informatics 2023

Weiterhin wurden in Zusammenarbeit mit allen Konsortialpartnern sowie externen Experten mehrere Workshops veranstaltet, die Bedingt durch die Corona-Pandemie teilweise als Online-Veranstaltungen durchgeführt wurden.

Im Kick-Off Workshop (parallel zum Kick-Off Meeting) wurden die Ziele und Forschungsansätze für jedes Arbeitspaket präsentiert und im Konsortium diskutiert. Weiterhin fanden auch mehrere AP-bezogene Workshops mit Konsortialpartnern statt.

Zum Austausch mit der Fachöffentlichkeit wurden öffentliche Workshops mit einem breiten Teilnehmerkreis aus verschiedenen Branchen durchgeführt (Netzbetreiber, Energiehändler, Forschungseinrichtungen, Komponenten- und Fahrzeughersteller, Stadtwerke, Verbände, etc.).

Der erste öffentliche Workshop fand in Stuttgart beim Konsortialpartner Netze BW GmbH statt. Insgesamt haben 44 Teilnehmer den Workshop besucht. Die folgenden Themen standen im Vordergrund und wurden mit Hilfe von Impulsvorträgen im Plenum vorgestellt:

- Planung und Betrieb von Verteilnetzen
- Mobilität und Kundenbedürfnisse
- Ladeinfrastruktur und -technik

Anschließend wurden an interaktiven Werkbänken verschiedene Themen vertieft und in kleineren Gruppen diskutiert. Die Teilnehmer konnten die Werkbänke mit den folgenden Themen jeweils nach ca. 30 Minuten wechseln.

- Thema 1: Szenarien und räumliche Verteilung von Ladestellen
- Thema 2: Das Elektroauto am Netz und am Gebäude
- Thema 3: Netzplanung
- Thema 4: Das Auto der Zukunft
- Thema 5: Ladetechnik und Batterietechnik

Der Workshop hat die Möglichkeit geboten, Bedarfe, Visionen und Herausforderungen der Elektromobilität und insbesondere der Ladetechnik aus Sicht verschiedener Beteiligter (Netzbetreiber, Stadtwerke, Hersteller, Nutzer etc.) gegenüber zu stellen und zu diskutieren, sowie Impulse für die Bearbeitung der einzelnen Arbeitspakete im Projekt abzuleiten.

Die folgenden Workshops wurden als Online-Veranstaltungen durchgeführt. Am 2. öffentlichen Workshop am 2. November 2021 haben mehr als 50 Teilnehmer aus unterschiedlichen Branchen teilgenommen. Die Teilnehmer kamen aus 40 unterschiedlichen Firmen (siehe Tabelle).

Branche	Anzahl der Teilnehmer
Automobilhersteller	2
Komponentenhersteller / Zulieferer	10
Service-Anbieter	4
Stadtwerke, Energieversorger, Netzbetreiber	10
Politik, Verbände, Projektträger	4
Forschungseinrichtungen, Universitäten, Hochschulen	10

Die Diskussion im Workshop wurde mit mehreren Impulsvorträgen motiviert und in verschiedenen Break-Out Session interaktiv mit den Teilnehmern durchgeführt. Der Workshop war auf folgende Themen fokussiert, die mit Impulsvorträgen motiviert wurden

- Klimaziele, regulatorischer Rahmen und Förderbedingungen für Elektromobilität
- Szenarien für zentrales und dezentrales Laden von Elektrofahrzeugen
- Anreizmodelle für netzdienliches Lademanagement im Einklang mit Netzausbau
- Ladepläne erstellen: Im Fahrzeug oder Home Energy Management System

Im Abschlussworkshop am 27.11.2023 wurden die Ergebnisse aus den verschiedenen Schwerpunkten des Projekts dargestellt und in den Gesamtkontext gestellt. Der starke Zuwachs an Elektrofahrzeugen erfordert bei der Integration der benötigten Ladeinfrastruktur in die deutschen Energiesysteme eine umfassende Betrachtung verschiedener Aspekte. Durch die Komplexität des Systems und die verschiedenen Abhängigkeiten technischer Lösungen untereinander ist eine reine Betrachtung einzelner Systeme und Aspekte nicht ausreichend für eine umfassende Betrachtung. Das Forschungsprojekt „Ladeinfrastruktur 2.0“ hat unterschiedliche Teilaspekte betrachtet, um den Einfluss der Elektromobilität auf die Energienetze der Zukunft umfassend zu untersuchen. Der Bogen der Untersuchungen spannt sich von Prognosen zur Entwicklung der Elektromobilität bis hin zu einer technisch-wirtschaftlichen Gesamtsystemanalyse, in der neben den verschiedenen Ladesystemen selbst auch intelligente Betriebsführungen der Ladepunkte und Netze sowie Netzausbauszenarien gegenübergestellt und bewertet werden.

Alle Maßnahmen verfolgen das Ziel, die vorhandenen Netzinfrasturktur bestmöglich zu nutzen und Netzausbaumaßnahmen auf Basis belastbarer Informationen strategisch zu planen. Die Bedarfe/Interessen der Fahrzeugnutzer, Fahrzeug- und Ladeinfrastrukturhersteller sowie Netzbetreiber und Energieversorger sollen dabei berücksichtigt und bedient werden. In begleitenden Feldtests wird der netzdienliche Betrieb von Ladepunkten unter realen Bedingungen getestet. Im Workshop wurden zunächst die Kernaussagen bzw. Projektergebnisse präsentiert. Ferner wurden von externen Experten Praxisbeispiele in Form von Impulsvorträgen zu bestimmten Aspekten der Ladeinfrastruktur vorgestellt (siehe unten). In der anschließenden Diskussion konnten die jeweiligen Themen vertieft werden. Dabei wurde auch erarbeitet, an welchen Stellen weiterer Forschungs- und Entwicklungsbedarf erforderlich ist.

Kernaussagen des Projekts

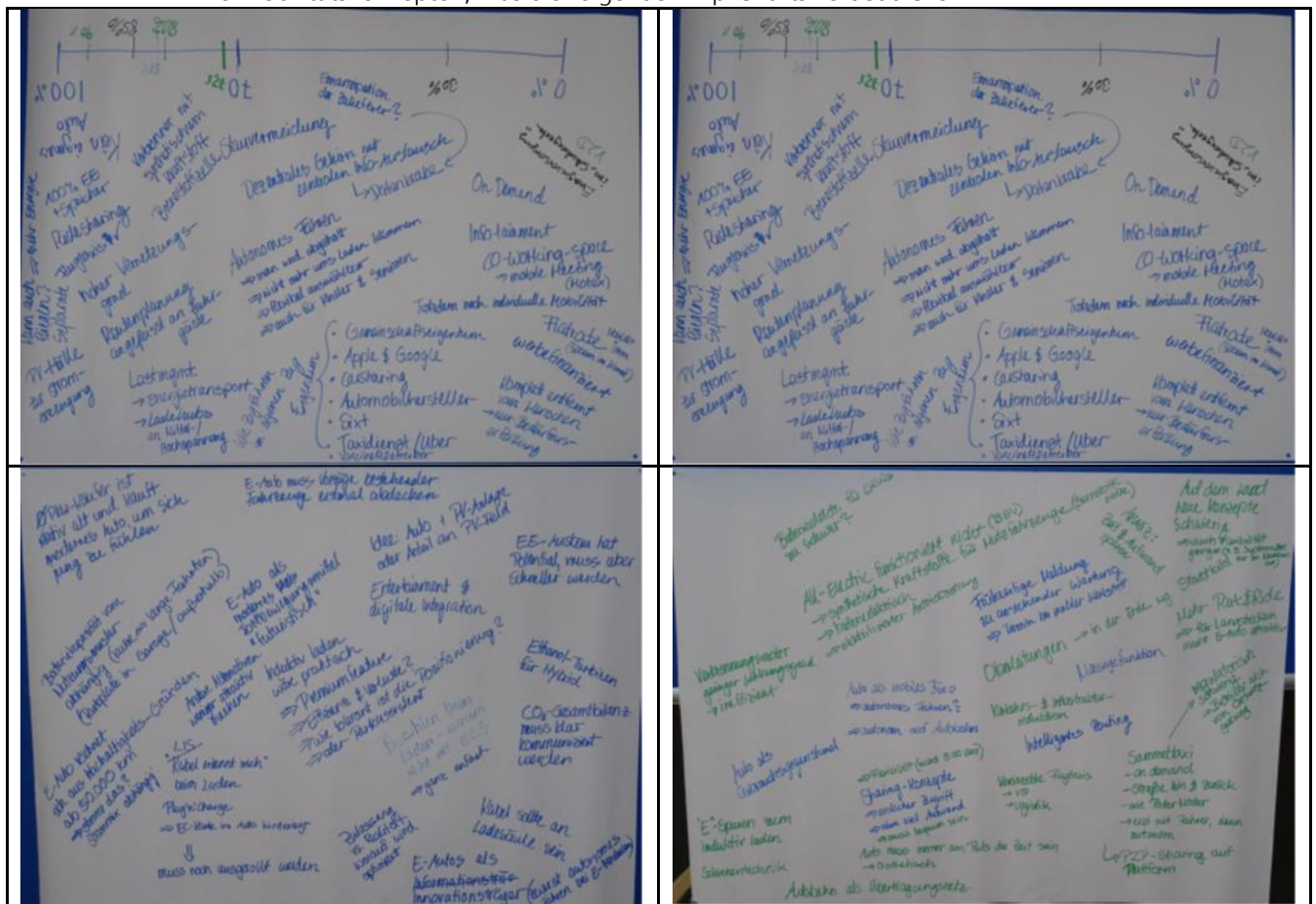
- Modelle zur Entwicklung der Elektromobilitätsinfrastruktur
- Intelligente Betriebsführung und Steuerung von Ladesystemen
- Netzplanung unter Berücksichtigung der Ladeinfrastruktur
- Kostenoptimale Ausgestaltung der Ladeinfrastruktur
- Innovative Ladesystemen
- Ergebnisse aus Feldtests

Impulsvorträge

- Forschungsausblick
- Laden am Arbeitsplatz – Praxisbeispiel (Fraunhofer IAO)
- Tool für strategische und operative Netzplanung (retoflow GmbH)

Die Workshops haben neben der Präsentation der Arbeiten im Projekt auch dazu gedient, die Arbeiten und Forschungsansätze an der Fachöffentlichkeit zu spiegeln, die Relevanz der Forschungsfragen zu diskutieren und neuen Erkenntnisse einfließen zu lassen. Werkzeuge hierzu waren Thementischen, Breakout-Rooms und Menitmeter-Umfragen. Wichtige Punkte, die diskutiert und in das Projekt eingebracht wurden sind:

- **Szenarien zum Hochlauf der Elektromobilität, Bedarf und räumliche Verteilung von Ladestellen**
 - Diskussion der Plausibilität der Annahmen und Eingangsdaten für die Szenarien-Entwicklung.
 - Politische Ziele und Randbedingungen sowie aktuelle Entwicklungen wurden diskutiert und in die Entwicklung der Szenarien eingebracht.
- **Das Elektroauto am Netz und am Gebäude**
 - Regulatorische Anforderungen und Steuerung der Ladepunkte nach § 14a EnWG kontrovers diskutiert. Insbesondere sollten dynamische bzw. zeitvariable Netzentgelte sowie Leistungsbegrenzung (Spitzenglättung) zur Ausgestaltung des § 14a umgesetzt werden (nichtrepräsentative Umfrage)
 - Die flexible und lokale Nutzung im Gebäude ist von großer Bedeutung für Endkunden. Eine zeitliche Verschiebung der Ladevorgänge ist für die große Mehrheit der Kunden akzeptabel (sofern das Fahrzeug zu dem gewählten Zeitpunkt vollgeladen ist (nichtrepräsentative Umfrage). Dabei ist die Höhe einer Rückvergütung nicht ausschlaggebend.
 - Ein Mehrwert sowohl für das Gebäude-Energiesystem als auch für das Netz wird grundsätzlich erkannt.
- **Netzplanung unter Berücksichtigung der Ladeinfrastruktur**
 - Zentrale Themen in der Diskussion sind Flexibilität der Lade-/Entladevorgänge, Anreize, künstliche Intelligenz. Die Netzplanung kann nicht statisch betrachtet werden
 - Einbindung vorhandener Infrastruktur Komponenten (Wärmepumpen, steuerbare Lasten) in die Netzplanung
- **Das Auto der Zukunft – aus Kundensicht und Industriesicht**
 - Sehr große Kreativität der WS-Teilnehmer zu neuen und multifunktionalen Fahrzeugkonzepten, sowie Mobilitätskonzepten, was die folgenden Flip-Charts verdeutlichen



- **Ladetechnik und Batterietechnik**
 - Das Fahrzeug bzw. die Batterie kann als mobiles Kraftwerk in Kombination mit anderen Systemen (z.B. PV) zur Eigenversorgung beitragen.

- Innovative Ladekonzepte müssen entwickelt werden: Induktives Laden (kabellos), Laden während der Fahrt, automatisches Laden in Ladeparks
- DC vs. AC-Laden: Beim DC-Laden werden Teile der Leistungselektronik aus dem Fahrzeug in die Ladestelle verlagert. Damit verlagern sich gleichfalls die Kosten teilweise in die Ladeinfrastruktur. Es sind in DC-Ladesystemen aber höhere Ladeleistungen möglich.
- Nach Schätzung der WS-Teilnehmer werden langfristig knapp 40% des Ladebedarfs durch öffentliche Ladepunkte abgedeckt (nichtrepräsentative Umfrage).

Neben Workshops und Veröffentlichungen wurden die Projektergebnisse von den Konsortialpartnern in verschiedene Normungsgremien eingebracht. Insbesondere erfolgte eine Mitarbeit in Gremien der DKE, VDE/ETG, BDEW und FNN. Im Rahmen dieser Gremien wurden u.a. folgende Themen bearbeitet:

- Standardschnittstelle für Ladepunkte/Ladestationen zur Anbindung an lokales Leistungs- und Energiemanagement
- Lastmanagement beim Laden von Elektrofahrzeugen
- Intelligente Ladeinfrastruktur
- Netzintegration Elektromobilität / Elektromobilität und Netze
- Technische Anschlussregel Niederspannung
- Intelligente Netze und Zähler

Seitens Fraunhofer IEE wurde aktiv in folgenden Gremien mitgearbeitet:

- *DKE AK 353.0.101: Lastmanagement beim Laden von Elektrofahrzeugen auch unter Berücksichtigung von bidirektionalem Energiefluss.*
 - Das Ergebnis ist die Erstellung eines „Standardisation Umbrella“. In diesem Dokument werden Normen und Richtlinien zur Elektromobilität zusammengefasst, Rollen der beteiligten Akteure beschrieben sowie Use-Cases erörtert. Dieses Dokument dient als Input für weitere Arbeitsgruppen der DKE/ETG und dient damit als Referenz, auf die hinsichtlich Normen und Use-Cases Bezug genommen werden kann.
- *DKE AK 353.0.12: Standardschnittstelle für Ladepunkte/Ladestationen zur Anbindung an lokales Leistungs- und Energiemanagement.*
 - Der AK beschäftigt sich mit der Datenkommunikation, die u. a. für Use-Cases bei Ladepunkten in Mehrfamilienhäusern notwendig ist.
- *VDE/ETG Taskforce: Intelligente Ladeinfrastruktur.*
 - Das Ziel der Taskforce ist die Erstellung einer Studie zur Ausgestaltung der Ladeinfrastruktur. In der Studie werden die verschiedenen Wechselwirkungen rund um den Ladeprozess von Elektrofahrzeugen bewertet, um entsprechende Produkt-, Planungs-, Betriebs- und Tarifverbesserungen sowie Verbesserung der technischen und regulatorischen Regelwerke bei allen Akteuren zu ermöglichen. Im Fokus stehen sowohl AC- als auch DC-Ladeinfrastruktur-Technologien für das Laden an Wohnorten, bei Arbeitgebern und im öffentlichen Raum.

Die Normung spielt eine wichtige Rolle beim Scale-Up der Ladeinfrastruktur von Elektrofahrzeugen. Die Vielfalt der beteiligten Akteure, Anwendungsfälle und Schnittstellen führt jedoch zu komplexen und umfangreichen Normungsprozessen. Darüber hinaus ist die Normung ein dynamischer Prozess, da sich Technologien und Anforderungen ständig weiterentwickeln. Das Ziel ist in jedem Fall die hersteller-unabhängige Kompatibilität der Ladetechnik mit allen Anforderungen, die sich aus der Integration in die Energiesysteme ergeben, sowie die Gewährleistung von Sicherheits- und Performance-Anforderungen. Die Normung hat dabei eine Relevanz auf verschiedenen Ebenen.

- IT, Kommunikation und Protokolle
 - Kommunikation zwischen Ladestation und Fahrzeug
 - Kommunikation zwischen Ladestation und Charge Point Operator (CPO)

-
- Kommunikation mit Home Energy Management Systemen (HEMS)
 - Kommunikation mit dem Stromnetz
 - Sicherheitsaspekte
 - Gerätesicherheit
 - Personensicherheit
 - Funktionale Anforderungen an Komponenten
 - Stecker
 - Funktionale Anforderungen und Leistungsparameter beim
 - Kabelgebundenen Laden (AC, DC)
 - Kabellosen Laden
 - Anforderungen der Systemintegration
 - Integration in elektrische Energieversorgungsnetze, Systemdienstleistungen
 - Integration in (Home)-Energy-Management Systeme (HEMS)

Im Rahmen des Projekts Ladeinfrastruktur 2.0 mussten insbesondere für folgende Arbeiten einschlägige Normen berücksichtigt werden:

- Entwicklung eines Onboard-Ladesystems (AP 4): Normen bzgl. Sicherheit, Netzintegration, Kommunikation Ladesäule - Fahrzeug, Anforderungen an Ladesysteme
- Systembetrieb (AP5): Normen bzgl. Kommunikation und Management von Ladeinfrastruktur, Integration in Backendsysteme

Dementsprechend sind aus Sicht der in LI2.0 behandelten Fragestellungen die Schwerpunkte für zukünftige Normung vor allem in den folgenden Bereichen zu sehen:

- Intelligentes Lademanagement: Definition von Schnittstellen zur Anbindung an ein Leistungs- oder Energiemanagementsystem.
- Bidirektionaler Ladesysteme: Erweiterung relevanter Normen um den Aspekt der Rückspeisung.
- Laden mit hohen Leistungen: Anpassung relevanter Normen an den technischen Fortschritt.

II.2 wichtigste Positionen des zahlenmäßigen Nachweises

Neben den zahlenmäßig bedeutendsten Positionen für Personalausgaben sind hier insbesondere die Anschaffung von GfK-Daten zu erwähnen. Zum Aufbau des entwickelten Ladesystems wurden im Projekt verschiedene bauelektronische Komponenten benötigt (Pos. 0813 Materialkosten). Hierzu zählen unter anderem:

- Steuerplatine zur regelungstechnischen Steuerung des Ladesystems
- Integrierbares Gehäuse
- Leistungselektronische Bauelemente wie Kondensatoren, Filter/Drosseln und Halbleiter
- Sensorik für interne Systemmessungen
- Kühlkörper, sowie diverses Labormaterial wie Widerstände, Kabel, Lötzinn, etc.

Zusätzlich zu den bauelektronischen Elementen vielen Kosten an für die Fertigung der Platinen und deren Bestückung (Pos. 0850 Sonstige Vorhabenskosten). Das Gesamtergebnis ist in Teilen in Kapitel 0 bildlich dargestellt.

II.3 Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit

Das Forschungsprojekt „Ladeinfrastruktur 2.0“ adressierte eine signifikante Herausforderung im Kontext der Elektrifizierung des Mobilitätssektors: die Entwicklung einer robusten und effizienten Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge. Die voraussichtlich notwendigen hohen Investitionen in diesem Bereich unterstreichen die Dringlichkeit, effiziente und kosteneffektive Lösungen zu entwickeln, um die Belastungen des Stromnetzes zu minimieren.

In Übereinstimmung mit den im Projektantrag dargelegten Zielen und Planungen fokussierte sich das Projekt auf die Entwicklung von Strategien und Technologien, die sowohl technisch innovativ als auch ökonomisch tragfähig sind. Die Kooperation mit Partnern aus Forschung und Industrie trug zur Entwicklung praxisnaher Lösungen bei, wobei der Feldtest in Braunschweig ein zentrales Element darstellte. Dieser Feldtest ermöglichte es, die netzdienliche Steuerung der Ladevorgänge in realen Umgebungen zu erproben und die theoretischen Modelle mit empirischen Daten zu untermauern.

Die im Projekt entwickelten Konzepte und Technologien haben das Potenzial, erhebliche Kosten zu sparen und den erforderlichen Netzausbau effizienter zu gestalten. Dies trägt nicht nur zum öffentlichen Interesse bei, sondern bietet auch anderen Netzbetreibern und Akteuren der Automobilbranche wertvolle Erkenntnisse. Die Untersuchung alternativer Fördermöglichkeiten durch das EU-Forschungsrahmenprogramm ergab keine passenden Optionen, was die Einzigartigkeit des Projekts hervorhebt.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass die im Rahmen des „Ladeinfrastruktur 2.0“ Projekts durchgeführten Arbeiten wichtig für die Entwicklung einer energie- und netzwirtschaftlich optimierten Ladeinfrastruktur sind. Die Ergebnisse des Projekts sind von hoher Bedeutung für die Gestaltung der zukünftigen Mobilitätsinfrastruktur in Deutschland und bieten fundierte Ansätze zur Bewältigung der Herausforderungen, die mit dem Anstieg der Elektromobilität verbunden sind.

II.4 Nutzen und Verwertbarkeit der Ergebnisse

Die große Bandbreite der in Ladeinfrastruktur 2.0 behandelten Themen (Netzzustandsschätzung und -prognose, Netzbetriebsführungsstrategien, Netzplanungsmodule, Momentanreserve, Szenarien, Ladesysteme) wurde bereits in weiteren Forschungsprojekten und -anträgen aufgegriffen und weiter vorangetrieben. Die grundlegenden Konzepte lassen sich oft über die Ladeinfrastruktur hinaus auch in anderen Kontexten gut anwenden, da sie meist nicht nur auf Ladeinfrastruktur beschränkt sind. Bspw. kann ein probabilistisches Netzplanungsverfahren nicht nur für den Umgang mit Unsicherheiten in Bezug auf die Ladeinfrastruktur eingesetzt werden, sondern auch für viele weitere Unsicherheiten mit denen Netzbetreiber in der Netzplanung konfrontiert sind.

Zum Verfahren zur probabilistischen, zeitreihenbasierten Worst-Case-Analyse sind weitere Publikationen in Arbeit. Das Verfahren ist zudem ein Teilaspekt einer Promotion. Die für die Entwicklung einer Methode zur Bestimmung kostenmi-

nimaler Transformationspfade beschriebene Reinforcement-Learning-Methode wird weiterentwickelt und nach Möglichkeit publiziert werden. Beide Themenaspekte werden zudem in zukünftigen Projekten weiter vorangetrieben (Projektskizze „Planungsradar“).

Die KNN-basierte Netzzustandsschätzung ist innerhalb des übergreifenden Forschungsteams, bestehend aus dem Fachgebiet Energiemanagement und Betrieb elektrischer netze (e²n) der Universität Kassel und dem Bereich Netze des Fraunhofer IEE, zu einem zentralen Forschungsthema geworden. Sie wurde bereits im Rahmen von anderen Forschungsprojekten weiterentwickelt, erweitert und es wurden weiterführende Untersuchungen mit ihr durchgeführt. Diese Aktivitäten sind in Promotionen eingeflossen und die Ergebnisse wurden teilweise veröffentlicht. Dieser Trend wird sich zukünftig fortsetzen. Die Erfolgsaussichten für die KNN-basierte Netzzustandsprognose sind ähnlich hoch mit den oben bereits erwähnten Verzögerungen gegenüber der KNN-SE.

Die Ergebnisse aus dem Themenfeld Netzbetriebsführung sind über das Projekt hinaus in verschiedenen Aktivitäten in Forschung und Lehre genutzt worden. So gab es zwei Beiträge zu Industrieprojekten unter Koordination der Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) Indien. Die Tätigkeiten umfassten im ersten Projekt die Analyse, Modellierung und Simulation von Betriebsführungsstrategien in indischen Netzen. Hier floss das im Projekt erarbeitete Know-How zur Modellierung der Strategien, Zeitreihenberechnungen und Aufbereitung von Netzdaten ein. Im zweiten Projekt ging es um die Beratung für einen indischen Feldtest zum bidirektionalen Laden. Dafür waren die Erfahrungen aus der Feldtestplanung für LI2.0 hilfreich.

Es gab außerdem zwei Industrienaufträge. Die Ergebnisse aus der Netzbetriebsführung wurden vor allem im zweiten Auftrag genutzt, hier zur Analyse von Betriebsführungen mittels Zeitreihenberechnungen [Wiemer et al. 2024].

Im Bereich der öffentlichen Projekte gibt es zwei Vorhaben, die an die Ergebnisse aus der Netzbetriebsführung anknüpfen. Im Projekt MOTIV (Modelltiefe in Verteilnetzen) ging es um die Modelltiefe und Komplexitätsreduzierung für die Worst-Case-Netzplanung und Zeitreihensimulation. Im Projekt *kurSyV* sind Implementierungsaspekte aus LI2.0 hilfreich. Weiterhin werden im Projekt SPIRIT-E zwei technologische Enabler, das bidirektionale Laden und die halböffentliche Bereitstellung privater Ladeinfrastruktur, für die Elektrifizierung im Bereich der Nutzfahrzeuge erprobt, die beide eine Schlüsselrolle in der zukünftigen Mobilität spielen könnten. Diese Technologien werden in Feldversuchen an Logistik-Depots getestet, um ihre praktische Umsetzung und das Potenzial zur Erwirtschaftung zusätzlicher Erlöse zu demonstrieren. Für Simulationen zum bidirektionalen Lademanagement wird dabei auf die Entwicklungen zum Lademanagement (EnergyPilot) dieses Projekts angeknüpft.

Im Bereich der wissenschaftlichen Nutzung wurden neben einer Vielzahl von Veröffentlichungen (s. unten) drei Masterarbeiten und zwei Seminararbeiten betreut. Außerdem ist ein Teil der Arbeiten eng verknüpft mit der Dissertation von Andrea Schön, die während des Projekts entstand.

II.5 Fortschritt an anderer Stelle

TÜV Rheinland & IIT (2021): Gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen über Preisanreize

<https://vdi.de/de/publikation/gesteuertes-laden-von-elektrofahrzeugen-ueber-preisanreize>

Die Elektromobilität stellt das Stromnetz vor neue Herausforderungen, insbesondere aufgrund der zunehmenden Anzahl elektrischer Verbrauchsanlagen und der steigenden Gleichzeitigkeit des Strombedarfs. Um diese Herausforderungen zu bewältigen und die Investitionen in das Stromnetz zu begrenzen, sollten intelligente Ladekonzepte beim Ausbau der Ladeinfrastruktur mitberücksichtigt werden. Preisgesteuertes Laden ist dabei eine Möglichkeit, eine effizientere Auslastung der Verteilnetze zu realisieren, Kosten für den Netzausbau und Ausgleichsmaßnahmen einzusparen und den Strombedarf an die regenerative Energieerzeugung anzupassen. Für die Umsetzung von Konzepten zum preisgesteuerten Laden müssen Schnittstellen und Kommunikationsstandards berücksichtigt, Regulatoriken angepasst und einfache Zugänge zu flexiblen Strompreisen geschaffen werden. Wirtschaftliche und technische Hürden sowie die Sicht der Nutzer:innen müssen in Betracht gezogen werden, um das Potenzial und den Handlungsbedarf gegenüber relevanten Akteuren zu adressieren und den Weg für eine weitere Umsetzung zu ebnen. Preissignale aus dem Stromnetz unterliegen bereits einem Regelrahmen, während die Nutzung von Preissignalen des Strommarktes bislang wenig verbreitet und kaum standardisiert ist. Für größere Verbraucher (RLM-Kunden) mit einem Jahresverbrauch von über 100.000 kWh elektrischer Energie sind Preissignale und individuelle Preisgestaltung durch registrierende Lastgangmessung umsetzbar. Für Anschlüsse im Niederspannungsnetz ist mit § 14a EnWG ein Gesetz für steuerbare Verbraucher in Kraft, das eine Nutzung preisvariabler Tarife ermöglicht

VDE & FNN (2019): Netzintegration Elektromobilität

<https://www.vde.com/resource/blob/1896384/8dc2a98adff3baa259dbe98ec2800bd4/fnn-hinweis--netzintegration-e-mobilitaet-data.pdf>

Zentral für die Netzbelastung durch Elektromobilität sind die Anzahl der Elektrofahrzeuge, deren Ladekurven, die Gleichzeitigkeit des Ladens und die lokale Netzsituation. Derzeit gibt es keine Engpässe im öffentlichen Niederspannungsnetz, aber eine hohe Marktdurchdringung von Elektrofahrzeugen kann lokal zu Engpässen führen. Die Verteilnetzbetreiber können bei Ladeeinrichtungen über 12-kVA-Steuerbarkeit fordern, um dies zu managen. Es gibt keine klaren Entwicklungspfade für die Elektromobilität, was Unsicherheit und Investitionsrisiken für Netzbetreiber bedeutet. Werkzeuge zum Umgang mit dieser Unsicherheit sind daher erforderlich. Die typische Ladeleistung gegenwärtiger Fahrzeuge variiert zwischen 37 kW und über 100 kW. Es wird erwartet, dass in privaten Ladeinfrastrukturen die Ladeleistung 22 kW nicht überschreiten wird. Zukünftig werden auch höhere Ladeleistungen bis zu 450 kW in der Entwicklung erwartet. Ladeinfrastrukturen können entweder an das Niederspannungs- oder an das Mittelspannungsnetz angeschlossen werden, abhängig von der Leistung der Ladestationen und lokalen Gegebenheiten. Insbesondere bei DC-Schnellladestationen ist ein Anschluss an das Mittelspannungsnetz empfehlenswert, um Netzurückwirkungen zu minimieren.

Agora Verkehrswende (2023): Gesteuertes Laden

https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2023/Gesteuertes-Laden/97_Analyse-Ge-steuertes_La-den.pdf

Gesteuertes Laden beschleunigt die Elektromobilität, senkt Stromkosten für E-Autofahrer:innen und beschleunigt den Anschluss von Ladeinfrastruktur an das Stromnetz. Es unterstützt zudem eine effiziente Einbindung von Elektrofahrzeugen in das Stromsystem. Variable Preise für Stromeinkauf und -vertrieb sowie für Netznutzung sind entscheidend. Dynamische Strompreistarife und variable Netzentgelte ermöglichen es E-Autofahrer:innen, sich beim Laden ihrer Fahrzeuge an der Verfügbarkeit von Strom und Netzkapazitäten zu orientieren und von niedrigen Preisen zu profitieren. Variable Preise für Netznutzung tragen dazu bei, Engpässe zu vermeiden und die bestehende Netzinfrastruktur besser auszulasten, was den Bedarf an zusätzlichem Netzausbau senkt. Direkte Eingriffe des Netzbetreibers in die Ladeleistung sollten Ausnahmen bleiben, da sie eine Orientierung des Ladevorgangs am Stromangebot erschweren und mit Komfortverlusten einhergehen. Variable Preise für Stromeinkauf und -vertrieb erleichtern die Integration von erneuerbaren Energien, indem sie die Stromnachfrage erhöhen, wenn der Strompreis niedrig und somit viel erneuerbare Energie verfügbar ist. Der Stromverbrauch der in Deutschland zugelassenen Elektrofahrzeuge betrug 2022 etwa 2 TWh, was weniger als 1 Prozent des gesamten Bruttostromverbrauchs ausmacht. Für 2030 wird mit einer Stromnachfrage von etwa 40 TWh gerechnet, was circa 6 Prozent des Bruttostromverbrauchs entsprechen würde. Der Strombedarf von Elektrofahrzeugen kann durch erneuerbare Energien gedeckt werden. Die flexible Anpassung der Stromnachfrage von Elektrofahrzeugen an das Angebot erneuerbarer Energien ermöglicht es, Stromangebot und -nachfrage im Gleichgewicht zu halten und Versorgungsunterbrechungen zu vermeiden. Der Ladeinfrastrukturausbau soll sich in Zukunft auf DC-Laden konzentrieren, wobei die Standortwahl durch die Aufenthaltsgewohnheiten und das Mobilitätsverhalten der Nutzer:innen bestimmt wird. Die Anschlussmöglichkeiten von Schnellladeinfrastrukturen an das Mittelspannungsnetz sind in der Regel gegeben. Aktuell verursacht der Anschluss weiterer Ladeeinrichtungen keine oder nur vereinzelte Netzengpässe, da ausreichende Transportkapazität vorhanden ist. Jedoch ist mit einem Hochlauf der Elektromobilität ein Netzausbau notwendig, um zukünftige Engpässe zu vermeiden. Die Netzbetreiber benötigen Instrumente, um Engpässe kurzfristig zu vermeiden und einen schnellen Netzanschluss von Ladeinfrastruktur sowie einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten.

VDE & BDEW (2018): Metastudie Forschungsüberblick Netzintegration Elektromobilität

<https://www.vde.com/resource/blob/1790048/d86a2bb62b27caa2345ff810c4d9c816/e-mobilitaet-downloadstudie-data.pdf>

Zentral für die Netzbelastung durch Elektromobilität sind die Anzahl der Elektrofahrzeuge, deren Ladeverhalten und die lokale Netzsituation. Allerdings lassen sich aus den Studien keine belastbaren Entwicklungspfade für die Elektromobilität und ihre technische Ausgestaltung ableiten, was Unsicherheiten für Netzbetreiber birgt. Zur Bewältigung dieser Unsicherheit sind geeignete Werkzeuge erforderlich. Die netzdienliche Steuerbarkeit der Ladeeinrichtungen ist entscheidend für eine erfolgreiche, kurzfristig realisierbare Netzintegration. Lokale Synergieeffekte zwischen Elektromobilität und erneuerbaren Energien sind möglich, erfordern jedoch sowohl die Steuerbarkeit als auch mittelfristig den Ausbau der Netze. Außerdem ist eine Weiterentwicklung der regulatorischen Rahmenbedingungen erforderlich, um bidirektionales

Laden und die Implementierung intelligenter Technologien zu ermöglichen. Der Netzausbaubedarf wurde in den untersuchten Studien kaum quantifiziert. Es besteht Forschungsbedarf hinsichtlich einer repräsentativen Ermittlung des Netzausbaubedarfs, insbesondere unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Versorgungsaufgaben. Die Studien konzentrieren sich meist auf städtische Niederspannungsnetze, daher sollten zukünftige Studien auch die Herausforderungen in ländlichen Netzen, insbesondere im Hinblick auf Spannungshaltung und Blindleistungsbereitstellung, untersuchen.

E-Mobil BW (2021): Wirtschaftsfaktor Ladeinfrastruktur

https://www.e-mobilbw.de/fileadmin/media/e-mobilbw/Publikationen/Studien/e-mobil_BW-Studie-Wirtschaftsfaktor-Ladeinfrastruktur.pdf

Die Bundesregierung prognostiziert bis 2030 einen Bestand von 148 Millionen Elektrofahrzeugen, darunter rund 96 Millionen vollelektrische Fahrzeuge. Für Deutschland wird bis dahin ein Bedarf von 440.000 bis 843.000 öffentlich zugänglichen Ladepunkten erwartet. In Baden-Württemberg sollen bis 2030 zwei Millionen private und öffentliche Ladepunkte bereitgestellt werden, mit dem Ziel, dass jeder dritte PKW klimaneutral unterwegs sein kann. Der Aufbau der Ladeinfrastruktur soll bedarfsgerecht erfolgen, wobei öffentliche Ladepunkte fußläufig erreichbar und Schnellladesäulen maximal fünf Kilometer entfernt sein sollen. Alle öffentlich zugänglichen Ladepunkte und Schnellladesäulen sollen einfach zu nutzen sein und einheitliche digitale Bezahlmöglichkeiten bieten. Um die Akzeptanz weiter zu fördern, wird der Einsatz von Photovoltaikstrom für Elektrofahrzeuge durch Kombiförderungen unterstützt. Die Wertschöpfungsstufen mit dem höchsten Potenzial in Baden-Württemberg sind kurz- bis mittelfristig der Hardwareverkauf und Installationsdienstleistungen. Langfristig, bis 2030, ist der Stromverkauf die entscheidende Wertschöpfungsstufe. Die Prognosen für das Wertschöpfungspotenzial für baden-württembergische Unternehmen im Jahr 2030 reichen von 145 Mrd. Euro im Stromverkauf, 800 Mio. Euro für Ladehardware bis hin zu 250 Mio. Euro für Installationsdienstleistungen. Diese Zahlen spiegeln die Bedeutung des Ausbaus und der Ertüchtigung der Netze für die Schaffung weiterer Ladepunkte wider.

II.6 Veröffentlichungen

Eingehende Darstellung der Veröffentlichungen im Rahmen des Projektes.

[Dreher et al. 2022] Dreher, A.; Martmann, L. M.; Lehna, M.; Roelofs, C.; Bergsträßer, J.; Scholz, C.; Slaby, W. und Wetzel, H.: AI agents addressing flexibility: the value of demand side management in times of high energy prices, 18. Int. Conf. on the European Energy Market (EEM), Ljubljana, Slovenien, 2022. DOI: [10.1109/EEM54602.2022.9920982](https://doi.org/10.1109/EEM54602.2022.9920982)

[Gauglitz 2023] Gauglitz, P. Regionalisierung von E-Kfz-Ladestellen in Szenarien für den zukünftigen Ausbau in Deutschland. Dissertation zur Erlangung des akademischen Grades Doktor der Naturwissenschaften (Dr. rer. nat.) Fachbereich Elektrotechnik/Informatik. Universität Kassel. Kassel, April 2023. Verfügbar unter: <http://dx.doi.org/doi:10.17170/kobra-202311088983>

[Gauglitz et al. 2020] Gauglitz, P.; Ulfers, J.; Thomsen, G.; Frischmuth, F.; Geiger, D. und Scheidler, A.: Modeling Spatial Charging Demands Related to Electric Vehicles for Power Grid Planning Applications. ISPRS International Journal of Geo-Information (2020). DOI: 10.3390/ijgi9120699.

[Gauglitz et al. 2021] Gauglitz, P.; Geiger, D.; Ulfers, J. und Zauner, E.: Modeling public charging infrastructure considering points of interest and parking potentials. Advances in Geosciences (2021), 1-12. DOI: 10.5194/ad-geo-56-1-2021.

[Heid et al. 2022] Heid, J., Schitteck, W., Hachmann, C., Braun, M., Unsymmetrische Beiträge zur Momentanreserve durch Erzeugung, Verbrauch und Speicher, In: (Hrsg.): Tagungsband Tagung Zukünftige Stromnetze 26./27. Januar 2022 (online). Conexio-PSE GmbH: Pforzheim 2022, S. 32-51; isbn:978-3-948176-16-7

[Holzhauer et al. 2020] Holzhauer, S., Krebs, F., Schön, A., Braun, M., Using Prosumer Flexibility through a Direct Energy Market, NEIS Conference 2020, Hamburg, 14 – 15 September 2020

-
- [Liu et al. 2022] Liu, Z.; Ringelstein, J.; Ernst, M.; Requardt, B.; Zauner, E.; Baumbusch, K.; Wende-von Berg, S. und Braun, M.: Monitoring of Low-Voltage Grids Using Artificial Neural Networks and Its Field Test Application Based on The BeeDIP Platform, 6. E-Mobility Power System Integration Symposium, Den Haag, 2022, 94.99. DOI: 10.1049/icp.2022.2721.
- [Marinelli et al. 2020] Marinelli, M., Calearo, L., Ried, S., Pfab, X., Diaz Cabrera, J. C., Spalthoff, C., Braun, M., Sæle, H., Torsæter, B.N., Divshali, P. H., Hänninen, S., Ceraolo, M., Barsali, S., Larsson, M., Magdowski, A., Gimenez, L., Fernández, G., Electric Vehicles Demonstration Projects - An Overview Across Europe, 2020 55th International Universities Power Engineering Conference (UPEC), Torino, Italy
- [Schön et al. 2020] Schön, A.; Ringelstein, J.; Spalthoff, C. und Braun, M.: Identifikation und Definition von Betriebsführungsstrategien für die Elektromobilität. 16. Symposium Energieinnovation, Graz, 2020.
- [Schön et al. 2021a] Schön, A.; Ringelstein, J.; Baumbusch, K. und Braun, M.: Multi-level Analysis of Control Strategies for Electric Vehicles, 26th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED), Online, 2021. DOI: 10.1049/icp.2021.1609.
- [Schön et al. 2021b] Schön, A.; Ulfers, J.; Maschke, H.; Junge, E.; Bott, C.; Thurner, L. und Braun, M.: Considering Control Approaches for Electric Vehicle Charging in Grid Planning. ETG Kongress, Online, 2021.
- [Schön et al. 2023a] Schön, A.; Ringelstein, J.; Mende, D. und Braun, M.: Modeling Control Strategies for Prosumers in a Python-based Modular Simulation Tool. Energy Informatics 2023, 6 (Suppl 1), 39 (2023). DOI: 10.1186/s42162-023-00275-2.
- [Schön et al. 2023b] Schön, A.; Ulfers, J.; Maschke, H.; Müller, L. und Braun, M.: Integrating Control Strategies for Electric Vehicle Charging into a Simultaneity-Factor-Based Grid Planning Approach. ETG Kongress, Kassel, 2023.
- [Schön et al. 2023c] Schön, A.; Schlüters, S.; Maitanova, N.; Schlachter, H.; Sarfarazi, S.; Nienhaus, K.; Förderer, K.; Poppenborg, R.; Leibfried, T.; Gielnik, F.; Wille-Haussmann, B.; Biener, W. und Stegner, C.: Energiewende ermöglichen durch Niederspannungsbetriebsführung, FVEE-Jahrestagung, Berlin, 2023.
- [Thurner et al. 2022] L. Thurner, J. Kupka, S. Drauz, J. Ulfers, A. Scheidler, „Integration von operativer und strategischer Verteilnetzplanung durch eine modulare Datenplattform mit offenen Schnittstellen“, Tagung Zukünftige Stromnetze, Berlin, Deutschland, 2022.
- [Ulfers et al. 2019] J. Ulfers, A. Scheidler, und M. Braun, Methods for Assessing Worst-Case Scenarios for Distribution Grids in the Context of Electric Mobility, 3rd E-Mobility Integration Symposium, Dublin, Ireland, 2019.
- [von Bonin et al. 2022] von Bonin, M.; Dörre, E.; Al-Khrouz, H.; Braun, M.; Zhou, X. Impact of Dynamic Electricity Tariff and Home PV System Incentives on Electric Vehicle Charging Behavior: Study on Potential Grid Implications and Economic Effects for Households. *Energies* **2022**, *15*, 1079. <https://doi.org/10.3390/en15031079>
- [Wiemer et al. 2024] Wiemer, J.; Schön, A.; Altayara, A.; Mende, D. und Braun, M.: Examining Grid-Oriented and Preventative Control Measures for Electric Vehicle Charging Stations and Heat Pumps: Implementation and Impact Analysis. CIRED Workshop 2024, Wien
- [Zhang et al. 2023] Zhang, Y., Unruh, P., Fischer, B., Braun, M., Comparative Impedance Characteristic Analysis of Grid-Following and Grid-Forming Inverters. Available at SSRN: <https://ssrn.com/abstract=4575545> or <http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.4575545>