

Masterarbeit Nr. 3793  
cand. M. Sc. Elisabeth Wegner

Analyse der Potentiale zur  
Regelleistungsbereitstellung durch  
Elektrofahrzeuge mittels  
Batteriewechselkonzepten

Analysis of potentials for the provision of  
balancing power by electric vehicles using  
battery swap concepts

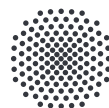
Ausgabe: 15.11.2023

Abgabe: 01.06.2024

Betreuer: Benedikt Jahn

Prüfer: Prof. Dr. Hendrik Lens

Vorgelegt an der Universität Stuttgart



**Universität Stuttgart**  
Institut für Feuerungs-  
und Kraftwerkstechnik



## Eigenständigkeitserklärung

Ich versichere, dass die bereitgestellte elektronische Fassung der studentischen Arbeit mit der von der Universität Stuttgart nach Maßgabe der einschlägigen Prüfungsordnung angenommenen bzw. bewerteten Originalfassung der studentischen Arbeit in Form und Inhalt übereinstimmt.

Ich erkläre, dass ich die Arbeit selbständig verfasst und bei der Erstellung die einschlägigen Bestimmungen, insbesondere zum Urheberrechtsschutz fremder Beiträge, eingehalten habe. Soweit meine Arbeit fremde Beiträge (z.B. Bilder, Zeichnungen, Textpassagen) enthält, erkläre ich, dass diese Beiträge als solche gekennzeichnet sind (z.B. Zitat, Quellenangabe) und ich eventuell erforderlich gewordene Zustimmungen der Urheber zur Nutzung dieser Beiträge in meiner Arbeit eingeholt habe. Für den Fall der Verletzung Rechte Dritter durch meine Arbeit erkläre ich mich bereit, der Universität Stuttgart einen daraus entstehenden Schaden zu ersetzen bzw. die Universität Stuttgart auf deren Aufforderung von eventuellen Ansprüchen Dritter freizustellen. Weiterhin erkläre ich, dass diese Arbeit weder vollständig noch in wesentlichen Teilen Gegenstand eines anderen Prüfungsverfahrens gewesen ist und dass ich die Arbeit weder vollständig noch in Teilen bereits veröffentlicht habe.

Ich erkenne die Aufgabenstellung an und beachte das "Merkblatt zur Durchführung und Anfertigung von studentischen Arbeiten am IFK" in der aktuellen Fassung.

Stuttgart, 1.6.24



---

Ort, Datum, Unterschrift



**Universität Stuttgart**Institut für Feuerungs- und  
Kraftwerkstechnik

Pfaffenwaldring 23 • 70569 Stuttgart • T +49 (0) 711 685-63487 • F +49 (0) 711 685-63491 • ifk@ifk.uni-stuttgart.de



Stuttgart, 18.12.2023

**Masterarbeit Nr. 3793**  
**für Frau cand. M.Sc. ENT Elisabeth Wegner**  
**Matr.-Nr. 3719417**

**Analyse der Potentiale zur Regelleistungsbereitstellung durch  
Elektrofahrzeuge mittels Batteriewechselkonzepten**

-

**Analysis of potentials for the provision of balancing power by  
electric vehicles using battery swap concepts**

**1. Problembeschreibung**

Der Umstieg der Mobilität von Verbrennungs- auf batterieelektrische Fahrzeuge bietet große Potentiale zur flexiblen kurzfristigen Anpassung von Stromangebot- und Nachfrage durch kontrolliertes Laden und perspektivisch Rückspeisung ins Netz. Die dezentral verteilten Speicher weisen in ihrer Verfügbarkeit allerdings im Vergleich mit stationären Batteriespeichern zeitliche Abhängigkeiten und andere Randbedingungen auf. Dadurch sind deren Flexibilisierungspotentiale eingeschränkt. Gleichzeitig hat der steigende Anteil erneuerbarer Stromerzeugung zur Folge, dass sich der Anteil an rotierenden Massen zur Bereitstellung von Primärregelleistung im Energieversorgungssystem verringert. E-PKW-Flotten können hierfür nicht ohne weiteres genutzt werden, da Anlagen zur Bereitstellung von Primärregelleistung dauerhaft mit dem Netz verbunden sein müssen. Allerdings eröffnen Batteriewechselkonzepte – bei welchen ein Anteil an Speicherkapazität stationär verfügbar ist – neue Möglichkeiten zur Regelleistungsbereitstellung.

**2. Zielsetzung**

Übergeordnet analysiert die Arbeit das Potential von Batteriewechselkonzepten zur Bereitstellung von Primärregelleistung und zum Ausgleich der fluktuierenden Einspeisung von Photovoltaik- und Windkraftanlagen. Es sollen Vor- und Nachteile von Wechselkonzepten gegenüber klassischen E-PKW-Konzepten in Hinsicht auf den sich ergebenden (flexiblen) Ladebedarf erarbeitet werden. Durch die stationäre Vorhaltung zusätzlicher Batteriekapazität



entstehen Flexibilitäten bei deren Ladung, die sowohl flexibler geladen werden können als auch präqualifizierbar für die Bereitstellung von Primärregelleistung sind. Für E-PKW-Nutzer:innen ergeben sich dadurch ähnliche Zeiten an Wechselstationen wie heutzutage an Tankstellen. Entscheidende Eingangsgröße für die Dimensionierung der vorzuhaltenden Kapazität ist die benötigte Wechselrate, respektive der Energiebedarf für E-PKW an einer Station. Hierfür wird auf empirische Erhebungen heutiger Mobilitätsmuster zurückgegriffen. Mithilfe des Tools `venco.py` und Szenarioannahmen werden dann benötigte Energiemengen abgeschätzt. Die zusätzliche Berücksichtigung der Regelleistungsbereitstellung im Rahmen von Vehicle-To-Grid-Anwendungen soll die Bewertung von Doppelnutzungsstrategien von Batteriewechselstationen ermöglichen.

### 3. Durchzuführende Arbeiten

1. Recherche aktueller Betriebsstrategien von Batteriewechselstationen sowie methodischer Vorgehensweisen zur Bewertung der Potentiale zur Bereitstellung von Regelleistung durch Vehicle-To-Grid-Anwendungen
2. Entwicklung einer Methode zur Abschätzung des (Wechsel-)Batteriebedarfs für eine entsprechende E-PKW-Flotte, unter Berücksichtigung
  - a. des zeitlich aufgelösten Mobilitätsverhaltens in Deutschland und zu treffender Annahmen hinsichtlich räumlicher Verteilung und Marktdurchdringung von E-PKW mit Wechselbatterie sowie
  - b. der Anforderungen zur zeitlich aufgelösten Bereitstellung von Regelleistung.
3. Implementierung der entwickelten Methoden (idealerweise) in das Python basierte Tool `venco.py`
4. Anwendung der Tools in Fallstudien zur Bestimmung des Batteriebedarfs und möglicher Flexibilisierung
5. Sensitivitätsanalysen z.B. in Bezug auf verschiedene regionale Raumtypen, Batteriegrößen und den Regelleistungsabruf durchgeführt
6. Auswertung, Visualisierung, Diskussion und Präsentation der Ergebnisse

Die studentische Arbeit wird beim *Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Institut für Vernetzte Energiesysteme* durchgeführt und dort von *Herrn Niklas Wulff* und *Herrn Karl-Kiên Cao* betreut. Die Betreuung am IFK erfolgt durch *Herrn Benedikt Jahn*.

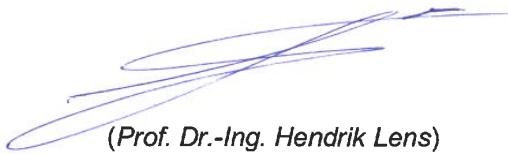
Das Merkblatt zur Durchführung und Anfertigung von studentischen Arbeiten am IFK ist zu beachten, ebenso die „Richtlinie für die Abwicklung von studentischen Arbeiten in den Studiengängen der Gemeinsamen Kommission Maschinenbau der Fakultäten 4 und 7“ vom



01.02.2023. Über den Fortgang der Arbeit ist in regelmäßigen Abständen (alle 4 - 6 Wochen) am IFK zu berichten.

Beginn der Arbeit: 15.11.2023

Abgabetermin: 15.05.2024



(Prof. Dr.-Ing. Hendrik Lens)



(Benedikt Jahn)

<u>Adresse/Kontakt Daten Betreuer/in (extern):</u>	<u>Adresse/Kontakt Daten des/der Studierenden:</u>
Niklas Wulff Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) Institut für Vernetzte Energiesysteme Energiesystemanalyse Curiestr. 4 70563 Stuttgart Telefon: +49 711 6862-348 E-Mail: <a href="mailto:niklas.wulff@dlr.de">niklas.wulff@dlr.de</a>	Elisabeth Wegner Allmandring 15 70569 Stuttgart Telefon: 015122182901 E-Mail: <a href="mailto:st176259@stud.uni-stuttgart.de">st176259@stud.uni-stuttgart.de</a>
Dr. Karl-Kiên Cao Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) Institut für Vernetzte Energiesysteme Energiesystemanalyse Curiestr. 4 70563 Stuttgart Telefon: +49 711 6862-459 E-Mail: <a href="mailto:karl-kein.cao@dlr.de">karl-kein.cao@dlr.de</a>	





## Abstract

The climate crisis is an unprecedented catastrophe and affects every area of life. There is an urgent need to stop climate-damaging behavior as quickly as possible. The use of battery swapping stations could help in several ways. The transport sector continues to emit high levels of emissions and concerns, such as range anxiety, bar the way of progress of the switch to electromobility. At the same time, the growing share of renewable energies in the grid poses a challenge for the frequency containment reserve market. This is where battery exchange stations could be deposited: They make the use of electric cars more convenient and, as a secondary benefit, can provide frequency containment reserve by means of the batteries kept in stock, whereby they could make a contribution to the energy transition.

Specifically, this master's thesis examines the following questions: Firstly, how many batteries are required to cover the needs of operating a battery swapping station, and secondly, to what extent these batteries are suitable for frequency containment reserve and at what times this is possible.

First, the status quo of transport in Germany and the current and necessary developments in the area of battery swap stations and frequency containment reserve are analyzed. A methodology for answering the research questions is developed and the results are presented and discussed. The study shows that the expected results regarding the number of batteries per visit were confirmed. For example, that fewer batteries are needed per visit if there are more visits per day. Sensitivity analyses were also carried out on charging power, arrival distribution, battery level and battery capacity.

Furthermore, it is discussed that the provision of frequency containment reserve by battery exchange stations is technically possible, but is made impossible in some respects by the current prequalification conditions. If the points that make the provision of frequency containment reserve impossible are excluded, it is possible to provide frequency containment reserve even with today's small-scale stations by pooling fewer systems. The lower the battery-per-visit ratio, the more evenly the possible bids are distributed throughout the day. If, on the other hand, the batteries are less utilized by the operation, proportionally higher bids are possible, but at times of more visitor arrivals, significantly less.

Finally, it is concluded that the work can be used to predict the influence of the parameters on the number of batteries and primary control reserve bids. In view of the advantages, multi-use battery swapping stations should be implemented. However, the specific design of their implementation also depends on costs and demand.

## Kurzfassung

Die Klimakrise stellt eine beispiellose Katastrophe dar und betrifft jeden Lebensbereich. Es ist dringend notwendig, klimaschädigendes Verhalten so schnell wie möglich einzustellen. Der Einsatz von Batteriewechselstationen könnte hierbei mehrfach hilfreich sein. Der Verkehrssektor stößt weiterhin hohe Emissionen aus, und Bedenken, wie die sogenannte Reichweitenangst, stehen dem Umstieg auf Elektromobilität im Wege. Gleichzeitig stellt der wachsende Anteil erneuerbarer Energien im Netz eine Herausforderung für den Primärregelleistungsmarkt dar. Batteriewechselstationen setzen hier an: Sie machen die Nutzung von Elektroautos bequemer und können als sekundären Nutzen Primärregelleistung mittels der vorgehaltenen Batterien bereitstellen, wodurch sie einen Beitrag zur Energiewende leisten könnten.

Konkret untersucht diese Masterarbeit die Fragestellungen: Erstens, wie viele Batterien erforderlich sind, um den Bedarf des Betriebs einer Batteriewechselstation zu decken, und zweitens, inwiefern diese Batterien zur Bereitstellung von Primärregelleistung geeignet sind und zu welchen Zeiten dies möglich ist.

Zunächst wird der Status Quo des Verkehrs in Deutschland sowie der derzeitigen und notwendigen Entwicklungen im Bereich Batteriewechselstation und Primärregelleistung analysiert. Anschließend wird eine Methodik zur Beantwortung der Forschungsfragen entwickelt und die Ergebnisse präsentiert und diskutiert. Die Untersuchung zeigt, dass die erwartbaren Ergebnisse hinsichtlich der Batterienanzahl pro Besuch bestätigt werden konnten. Beispielsweise, dass weniger Batterien je Besuch benötigt werden, wenn die Besuche pro Tag mehr sind. Ebenfalls wurden Sensitivitätsanalysen zur Ladeleistung, Ankunftsverteilung, Batteriefüllstand und Batteriekapazität durchgeführt.

Des Weiteren wird erörtert, dass die Bereitstellung von Primärregelleistung durch Batteriewechselstationen technisch möglich ist, jedoch durch die derzeitigen Präqualifikationsbedingungen in manchen Punkten unmöglich gemacht wird. Klammert man die Punkte aus, die Primärregelleistungsbereitstellung noch unmöglich machen, ist es auch mit heutigen klein dimensionierten Stationen über Pooling weniger Anlagen möglich Primärregelleistung bereitzustellen. Hierbei gilt, umso geringer das Batterie-je-Besuch-Verhältnis ist, umso gleichmäßiger sind die möglichen Gebote über den Tag verteilt. Sind die Batterien hingegen weniger ausgelastet durch den Betrieb, so sind anteilig höhere Gebote möglich, jedoch zu Zeiten von mehr Besuchsankünften, deutlich weniger.

Abschließend wird festgestellt, dass durch die Arbeit die Einflüsse der Parameter auf Batterienanzahl und Primärregelleistungsgebote vorhergesagt werden können. Angesichts der Vorteile sollten Multi-use Batteriewechselstationen umgesetzt werden. Die konkrete Ausgestaltung ihrer Implementierung hängt jedoch zusätzlich von den Kosten und der Nachfrage ab.

# Inhaltsverzeichnis

<b>Aufgabenstellung</b>	<b>V</b>
<b>Abstract</b>	<b>IX</b>
<b>Kurzfassung</b>	<b>X</b>
<b>Inhaltsverzeichnis</b>	<b>XI</b>
<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>XIII</b>
<b>1 Einleitung</b>	<b>1</b>
<b>2 Status Quo und Motivation</b>	<b>3</b>
2.1 Autoverkehr und Mobilität . . . . .	3
2.2 Batterietwechselstationen . . . . .	4
2.2.1 Status Quo der Batteriewechselstationen . . . . .	4
2.2.2 Motivation Batterietauschstation . . . . .	6
2.3 Primärregelleistung . . . . .	8
<b>3 Methodik</b>	<b>11</b>
3.1 Allgemeines Vorgehen . . . . .	11
3.2 Annahmen und Limitationen der Berechnungsschritte . . . . .	13
3.2.1 Inputdaten . . . . .	13
3.2.2 Batteriewechselstationsmodell . . . . .	20
3.2.3 Optimierungsmodell . . . . .	25
3.2.4 Präqualifikationsbedingungen . . . . .	30
3.2.5 Primärregelleistungsabruf . . . . .	32
<b>4 Ergebnisse</b>	<b>43</b>
4.1 Anzahl der Batterien . . . . .	43
4.1.1 Ergebnisse der Batterienanzahl-Auswertung . . . . .	43
4.1.2 Vergleich Ergebnisse mit Betriebsweisen aus der Praxis . . . . .	54
4.2 Ladekonzept/-vorgänge Batteriewechselstation und Primärregelleistungsgebote . . . . .	57
4.2.1 Ladevorgänge an Batteriewechselstationen . . . . .	57
4.2.2 Primärregelleistungsgebote . . . . .	58
4.3 Vergleich mögliche PRL-Gebote BSS und Primärregelleistungsbedarf Netz	68
<b>5 Fazit</b>	<b>71</b>
<b>Literatur</b>	<b>75</b>
<b>Anhang A</b>	<b>81</b>



# Abbildungsverzeichnis

2.1	Batteriewechselstation (Wehner 2022b)	5
3.1	Prozessschaubild	12
3.2	Füllstände zu Beginn des Tankvorgangs	16
3.3	Anteil des Volltankens je Tankhäufigkeit	17
3.4	Histogramm Füllstände inklusive Verteilfunktionen	18
3.5	geeignetste Verteilungsfunktionen jährlich	19
3.6	Wochenverlauf der Ankünfte, aus Tankdaten und Ladesäulendaten ohne Wartezeit	21
3.7	Wochenverlauf der Ankünfte, aus Tankdaten und Ladesäulendaten	21
3.8	Batteriewechselstation: Ankunftsverläufe	23
3.9	Batteriewechselstation: Füllstandsverläufe einiger Batterien	24
3.10	Eingangsinformation Optimierungsmodell: fixe Füllstände der Batterienslots	26
3.11	Vergleich PRL-Abruf-Daten mit errechneten Frequenzdaten, über Mittelwertbildung	34
3.12	Vergleich PRL-Abruf-Daten mit errechneten Frequenzdaten, konservative Berechnung	35
3.13	Vergleich PRL-Abruf-Daten mit errechneten Frequenzdaten, sekundlich, positiv	35
3.14	Vergleich PRL-Abruf-Daten mit errechneten Frequenzdaten, sekundlich, negativ	36
3.15	Tagesverläufe aktivierte PRL an fünf zufällig ausgewählten Winterwochen- tagen	37
3.16	Tagesverlauf Frequenz über die Kalenderwochen	38
3.17	Lastgang (H0) und Frequenz	39
3.18	Stundenübergänge zu neun zufällig ausgewählten Stunden	40
4.1	Histogramm Batterienanzahl für unterschiedlich viele Abrufe am Tag	44
4.2	Histogramm relative Batterienanzahl (pro tägliche Abrufanzahl)	45
4.3	relative Batterienanzahl	46
4.4	Batterienanzahl bei variierten Leistungen mit Annäherungsgleichungen	47
4.5	Batterienanzahl mit Variation der Ankunftszeiten	48
4.6	relative Batterienanzahl mit Variation der Ankunftszeiten	49
4.7	relative Batteriedifferenz bei variierten Ankunftszeiten	49
4.8	Batterienanzahl mit Variation der Füllstände	51
4.9	relative Batteriedifferenz bei variierten Füllständen	51
4.10	Batterienanzahl mit Variation der Batterienkapazität	52
4.11	relative Batteriedifferenz bei variierten Kapazitäten	53
4.12	Batterien über Abrufe bis 1000 Abrufe mit Literaturbetriebspunkten	56
4.13	SOC-Verläufe aller Batterien eines Betriebspunktes (11 kW, 50 kWh, 10 Abrufe am Tag), batterieweise Optimierung	58

4.14	SOC-Verläufe aller Batterien eines Betriebspunktes (11 kW, 50 kWh, 10 Abrufe am Tag), stationsweise Optimierung . . . . .	59
4.15	PRL-Verläufe Betriebspunkte mit variierten Abrufzahlen (11 kW, 50 kWh), batterieweise Optimierung . . . . .	60
4.16	PRL-Verläufe Betriebspunkte mit variierten Leistungen (50 kWh, 100 Abrufe am Tag), batterieweise Optimierung . . . . .	62
4.17	PRL-Verläufe Betriebspunkte mit variierten Kapazitäten (11 kW, 100 Abrufe am Tag), batterieweise Optimierung . . . . .	64
4.18	PRL-Verläufe verschiedener Betriebspunkte, stationsweise Optimierung . .	65
4.19	SOC-Verläufe in kWh verschiedener Betriebspunkte, stationsweise Optimierung . . . . .	66
4.20	PRL-Verläufe verschiedener Betriebspunkte bei variierten Kapazitäten, stationsweise Optimierung . . . . .	67
A.1	Ladestand am Ende des Ladevorgangs, MOP-Daten . . . . .	82
A.2	Ladedauer, MOP-Daten . . . . .	83
A.3	Ladedauer öffentlich und privat, MOP-Daten . . . . .	84
A.4	Betaverteilfunktion, mehrere Durchläufe . . . . .	85
A.5	Betaverteilfunktion, Binanzahl variiert . . . . .	86
A.6	Betaverteilfunktion, Eingangsparameter variiert . . . . .	87
A.7	Batteriewechselstation: Füllstandsverläufe aller Batterien . . . . .	87
A.8	Tagesverläufe aktivierte PRL an fünf zufällig ausgewählten Sommersamstage	88
A.9	Tagesverläufe aktivierte PRL an fünf zufällig ausgewählten Übergangswochentage . . . . .	88
A.10	Tagesverläufe PRL über die Kalenderwochen . . . . .	89
A.11	Tagesverlauf Frequenz über eine Woche . . . . .	90
A.12	Tagesverlauf Frequenz über eine Winterwoche (KW 5) . . . . .	90
A.13	Standardlastprofile . . . . .	91
A.14	Batterienanzahl über Abrufe . . . . .	91
A.15	SOC-Verläufe verschiedener Betriebspunkte, stationsweise Optimierung . .	92
A.16	PRL-Gebote der Durchläufe, stationsweise Optimierung . . . . .	93

# 1 Einleitung

2023 war das heißeste Jahr seit mindestens 125.000 Jahren. (*2023 wohl so heiß wie seit mindestens 125.000 Jahren nicht 2023*) Dadurch wird deutlich, wie weit der menschengemachte Klimawandel bereits fortgeschritten ist. Bereits heute sind die Auswirkungen so enorm, dass sie für jede(n) spürbar sind und auch gesundheitliche Gefahren mit sich bringen. („*Studie: Große Gesundheitsrisiken durch Klimawandel*“ 2023) Dennoch wurde im Jahr 2022 der weltweit zweithöchste (nach 2019) Anstieg der CO<sub>2</sub>-Emissionen verzeichnet. (Beckhardt 2022)

Obwohl es den meisten Menschen bewusst ist, welche negativen Auswirkungen der Klimawandel auf jeden Lebensbereich hat, fällt es in den überwiegenden Situationen doch schwer, das persönliche Verhalten zu ändern. Dabei spielt die individuelle Kosten-Nutzen-Rechnung eine Rolle: Viele haben das Gefühl, dass das individuelle Verhalten nur sehr geringen Einfluss hat. (*IPCC- Bericht zeigt: Klimaschutz braucht Psychologie* 2024) Außerdem möchte man nicht, dass der Lebensstandard sinkt. Die Ausgangssituation ist also wie von Werner Mitsch beschrieben: „Alle wollen zurück zur Natur. Nur keiner zu Fuß.“ (Manis 2021)

Um Emissionen einzusparen, sollten daher bestehende Systeme effizienter gemacht, oder die Hürden zur Nutzung neuer Technologien gesenkt werden.

In Deutschland verzeichnen alle Sektoren, mit Ausnahme des Verkehrssektors, einen Rückgang der Emissionen. (Umweltbundesamt 2024) Ein umfassender Verzicht auf das energiereiche Verkehrsmittel Auto ist jedoch nicht absehbar. Elektroautos reduzieren zwar den Bedarf an fossilen Energien, doch bleibt die sogenannte Reichweitenangst bestehen (siehe dazu auch Kapitel 2.1). Eine mögliche Lösung bietet der Einsatz von Batteriewechselstationen, die von Elektroautos mit gewissen technischen Grundvoraussetzungen genutzt werden können. Dort werden entleerte Batterien innerhalb weniger Minuten gegen volle ausgetauscht (siehe dazu auch Kapitel 2.2).

Um die Effizienz dieser Lösung weiter zu steigern, könnten die vorgehaltenen Batterien zusätzlich für Systemdienstleistungen genutzt werden. Dies bietet mehrere Vorteile: Emissionseinsparungen, Kostenreduktion und somit eine Verbesserung der Kosten-Nutzen-Rechnung, sowie die Unterstützung der Netzstabilität, was die Integration weiterer erneuerbarer Energien erleichtert.

Im Rahmen dieser Arbeit wird der Forschungsfokus auf Primärregelleistung als zusätzliche Netzstabilitätsaufgabe der Batteriewechselstation gerichtet (siehe dazu auch Kapitel 2.3).

Diese Masterarbeit untersucht die technische Umsetzbarkeit dieses Ansatzes und adressiert dabei folgende Fragestellungen:

1. Wie viele Batterien sind erforderlich, um den erwarteten Bedarf einer Batteriewechselstation zu decken?
2. Eignen sich diese Batterien zur Bereitstellung von Primärregelleistung als sekun-

därer Nutzen? Zu welchen Zeiten und in welchem Ausmaß können sie diese Funktion erfüllen?

Zunächst wird in Kapitel 2 genauer auf den Status Quo und mögliche bzw. nötige Entwicklungen des Verkehrs in Deutschland, der Batteriewechselstationen und der (Primär-)regelleistung eingegangen. Kapitel 3 befasst sich mit der im Rahmen dieser Masterarbeit entwickelten Methodik zur Beantwortung der Forschungsfragen. Die Ergebnisse, welche im direkten Zusammenhang mit den Forschungsfragen stehen, werden in Kapitel 4 vorgestellt und diskutiert. Daraufhin fasst Kapitel 5 die Ergebnisse dieser Arbeit zusammen und zeigt weitere, verwandte Themengebiete auf, die weitere Forschungsfelder eröffnen.



## 2 Status Quo und Motivation

Zunächst soll in diesem Kapitel der Status Quo der Automobilität und dabei vor allem der Elektroautos vorgestellt werden (vgl. Kapitel 2.1). Daraufhin wird der aktuelle Stand und die Pläne der Vergangenheit und die für die Zukunft für Batteriewechselstationen vorgestellt (vgl. Kapitel 2.2). Außerdem wird auf die Primärregelleistung eingegangen (vgl. Kapitel 2.3).

### 2.1 Autoverkehr und Mobilität

In Deutschland sind Stand 1.1.23 48,8 Millionen Personenkraftwagen (Pkw) zugelassen. Darunter befinden sich 31 Millionen Benzin verbrennende Autos und 14 Millionen Diesel-Autos. Neben 400.000 Gas betriebenen Pkws und 2,3 Millionen Hybridautos befinden sich nur 900.000 Plug-in Hybrid-Autos und 1 Million rein elektrisch betriebene Pkws. (Kraftfahrtbundesamt 2023a) Diese legten im Jahr 2022 knapp 600 Milliarden Kilometer zurück (Kraftfahrtbundesamt 2023b) und emittierten zusammen mit anderen Mobilitätsarten 150 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> - äquivalent, was 19,8% der gesamten Treibhausgasemissionen Deutschlands ausgemacht hat. (Umweltbundesamt 2024)

Aufgrund des dadurch verursachenden Klimawandels ist eine Veränderung des Verkehrsverhaltens notwendig. Bei der Fortbewegung mittels Pkws handelt es sich um eine energieintensive Art der Mobilität (2,3 Megajoule pro Pkm (Personenkilometer), nur Fliegen ist mit knapp 3 MJ/Pkm energieintensiver, zum Vergleich: Eisenbahn Fernverkehr: 0,5 MJ/Pkm). (Umweltbundesamt 2023) Der Pkw-Verkehr hat auch global gesehen laut (IEA 2024) den größten Anteil an den CO<sub>2</sub> - Emissionen des Verkehrssektors. Aufgrund der Energieintensität ist es vergleichsweise einfacher dort Energie einzusparen und sollte auch aufgrund des Ausmaßes der Umweltbelastung schnellstmöglich umgesetzt werden.

Eine einfache Möglichkeit der Reduktion wäre auf weniger energieintensive Mobilitätsarten umzusteigen. Für kürzere Distanzen bietet sich Fahrradfahren oder zu Fuß gehen an und für weitere Strecken der öffentliche Nahverkehr. Auch Mitfahrgelegenheiten reduzieren die Emissionen pro Person. Aber zum einen ist die Nutzung anderer Fortbewegungsmittel nicht immer möglich. Gründe hierfür sind beispielsweise der Mangel an Alternativen, körperliche Einschränkungen oder Mangel an Stauraum für Transportgüter bei anderen Mobilitätsarten. Zum anderen stellt das Fortbewegen mit Pkw eine bequeme Art der Mobilität dar ohne der Witterung ausgesetzt zu sein und Kontakt zu einer Masse an fremden Menschen haben zu müssen. Neben dem sozialen Status, der das Auto für viele darstellt, ist das der Hauptgrund, warum viele Menschen nicht auf andere Mobilitätsarten umsteigen wollen. Man könnte politisch eingreifen um den Mobilitätsumstieg attraktiver zu machen (z.B. durch Verteuerung des Autofahrens, Vergünstigung und Ausbau des ÖPNV (öffentlicher Personennahverkehr), Verbesserung der Gehwege- und Fahrradinfrastruktur), was laut einer Studie des ADAC einen Einfluss auf die Autonutzung hätte („Klimaschutz und Mobilität: Was die Menschen 2023 bewegt“ 2024) und teilweise lokal und auch national umgesetzt wird (wie z.B. Deutschlandticket für den ÖPNV).

Allerdings nimmt die Umstellung, sofern politisch gewollt, Zeit in Anspruch und es wird

immer noch Fahrten geben, für die allein der Pkw infrage kommt. Darum ist es notwendig die Technologie hinsichtlich der Umweltauswirkungen zu optimieren. Die Verbesserungen beim Verbrennerauto haben deshalb keine Emissionseinsparung hervorgerufen, da diese durch mehr gefahrene Kilometer und schwerere Pkws kompensiert wurden. (Statistisches Bundesamt 10.04.2024) Im Gegenteil sind die CO<sub>2</sub> - Emissionen seit 1990 um 21% gestiegen. (Umweltbundesamt 2024) Auf die Notwendigkeit der Reduzierung der gefahrenen Kilometer und Umsetzung dieser wurde bereits oben eingegangen und auch zur Größe bzw. Schwere der Pkws lässt sich sagen, dass falls die Politik nicht regulierend eingreift, mit keiner Trendwende zu rechnen ist.

Um dennoch Emissionen reduzieren zu können und diese langfristig auf 0 zu senken, ist eine andere Antriebsart zielführend. Im Pkw-Bereich ist laut (ISE 2019) (eine Studie im Auftrag der H2 Mobility) zukünftig ein entweder rein elektrischer oder mit Wasserstoff zu betriebener Autoverkehr am sinnvollsten. Dass das neben weiteren Möglichkeiten, wie beispielsweise synthetischen Kraftstoffen, die beste Variante darstellt, liegt an dem Gewicht, der durchschnittlichen Fahrtstrecke und der nötigen Antriebsleistungen dieses Fortbewegungsmittels. Welche von diesen beiden Technologien sich am Ende durchsetzen wird, hängt laut (GIS u. a. 2019) vom Vorhandensein der Infrastruktur ab.

In Deutschland wird hierfür der Ausbau der Elektromobilitätsinfrastruktur forciert: Ziel ist es eine Million Ladepunkte bis 2030 zu errichten und ebenfalls bis 2030 15 Millionen E-Autos auf die Straßen zu bringen. (Bundesregierung 2022) Laut (Bundesnetzagentur 2023) gab es deutschlandweit am 1.11.2023 115.308 Ladepunkte. Sollte der Ausbau im gleichen Tempo fortschreiten (+40% im Vergleich zum Vorjahr) werden bis 2030 die Zahl von einer Million Ladepunkten erreicht, was aber nicht zwingend bedeutet, dass diese ausreichend sein werden.

Ob und wie schnell sich die Elektromobilität durchsetzt, ist nicht direkt absehbar. Beispielsweise hält die sogenannte Reichweitenangst noch vom Kauf eines Elektroautos ab (Sindha u. a. 2023), trotz Ausbau der Ladesäuleninfrastruktur. Das Fortschreiten des Elektromobilitätsanteils lässt sich aber durch ein Optimieren dieser Infrastruktur erzielen. Batteriewechselstationen, die im folgenden Kapitel vorgestellt werden, stellen eine solche Optimierung dar.

## 2.2 Batterietwechselstationen

Die Grundidee von Batteriewechselstationen ist, dass Elektroautos bei geringem Füllstand zu einer dieser Stationen gefahren werden, um die geleerte Batterie gegen eine vollständig geladene zu tauschen. Dieser Tausch funktioniert dabei automatisiert. Wie eine solche Station aussieht, ist in Abbildung 2.1 zu sehen. Was der Status und die Pläne der Umsetzung (siehe Kapitel 2.2.1) und was die Vorteile einer solcher Batteriewechselstation sind (siehe Kapitel 2.2.2), wird im Folgenden vorgestellt.

### 2.2.1 Status Quo der Batteriewechselstationen

Die Idee der Batteriewechselstation existiert laut (Ahmad u. a. 2020) seit dem 19. Jahrhundert und ist damit älter als die Konzepte heute bekannter Elektroautos. Erste kommerzielle Umsetzungsversuche wurden von 2011 bis 2013 unternommen. Das Unternehmen „Better Place“ plante zusammen mit dem Autobauer Renault eine Infrastruktur in



Abbildung 2.1: Batteriewechselstation (Wehner 2022b)

Israel aufzubauen. Allerdings scheiterte diese Unternehmung an den hohen Entwicklungs- und Investitionskosten sowie geringer Marktdurchdringung der Elektroautos. (Ahmad u. a. 2020) (Knecht u. a. 2022)

Seit einigen Jahren wird in China die Idee neu belebt und dort sind bereits 1100 Stationen errichtet worden. Der Autokonzern NIO hat es sich zur Aufgabe gemacht nun auch den Markt in Europa zu erschließen. (Ahmad u. a. 2020) (Knecht u. a. 2022) Insgesamt sollen außerhalb Chinas 1000 Stationen bis 2025 entstehen.

In China ist das gesetzte Ziel, dass innerhalb von 5-10 km eine Batterietauschstation erreichbar ist. Das bedeutet die Errichtung so vieler Batteriewechselstationen vergleichbar mit Tankstellen mit ausreichend Batterien bestückt, sodass keine Wartezeiten entstehen. (Wu 2022) Es ist nicht bekannt, wie es in China standortmäßig gehandhabt wird, aber es würden sich die Tankstellenorte auch für Batteriewechselstationen anbieten. Laut Bundesverband freier Tankstellen e. V. (bft) ist an solchen Standorten eine ausgereifte und qualitativ hochwertige Aufenthaltsqualität, Kompetenz zu kritischer Infrastruktur, eine verkehrsgünstige Lage und schnellere Reparatur vorhanden. (bft 2023))

Europaweit sind heute 15 Stationen im Betrieb, davon zwei in Deutschland. Allerdings sind für Europa der Bau von mindestens 55 weiteren bis Ende 2023 geplant. (NIO 2023) In Deutschland ist langfristig der Bau von 50 weiteren vorgesehen, wobei sich die Standorte an Autobahnen befinden.

Für Deutschland ist geplant, dass diese Stationen eine Ergänzung zur klassischen Ladeinfrastruktur darstellen (sagt NIO-Deutschlandchef Ralph Kranz). (Wehner 2022a) Mögliche Zielgruppen sind hierbei Vielfahrende oder Personen ohne Lademöglichkeit zu Hause. (*Batteriewechselstationen – Die Technik im Überblick* 2023) Wechselstationen sind auch nützlich für die Fahrten, für die keine Zeit zu laden besteht. (Wu 2022) Dazu lässt sich sagen, dass die Fahrten, die über die Reichweite der Autos hinausgehen, einen vergleichs-

weise geringen Anteil ausmachen. Denn in Deutschland gibt es insgesamt 14.460 Tankstellen, davon aber nur 359 Autobahntankstellen (Stand 2022). (*bft: Daten und Fakten zur Entwicklung des Tankstellenmarktes bzw. der Tankstellenbranche 2023*) Natürlich können theoretisch auch abseits der Autobahn weite Strecken zurückgelegt werden, ohne dass die Fahrt zum Laden unterbrochen werden muss. Dennoch führen die meisten über Autobahnen, sodass aus dem Verhältnis der Tankstellen eine Tendenz abzuleiten ist. Für Personen ohne Lademöglichkeit zu Hause besteht auch die Möglichkeit an klassischer Infrastruktur zu laden, wie beispielsweise am Arbeitsplatz oder an öffentlichen Ladesäulen in der näheren Umgebung. Wie in Kapitel 2.2.2 verdeutlicht wird, stehen Batteriewechselstationen vor allem mit Schnellladesäulen in Konkurrenz bzw. haben einige Vorteile gegenüber diesen.

Noch sind die Batteriewechselstationen in Deutschland am Anfang der Ausbreitung. Die Investitionskosten sind hoch (Sindha u. a. 2023) und ebenso hoch sind die Kosten für einen Wechsel: es werden pauschal 10 € erhoben plus 20 ct/kWh Energieunterschied der Batterien. Ebenfalls kommen noch 170€ pro Monat für die Batteriemiete hinzu. (*Batteriewechselstationen – Die Technik im Überblick 2023*) Für Batteriewechselstationen sollte sich Profitabilität abzeichnen, da es bei Ladesäulen auch den Trend gibt, dass Ladesäulen mit hohen Leistungen und hohen Investitionskosten profitabler sind, als die mit niedrigeren Ladeleistungen und damit auch niedrigeren Investitionskosten. (Hecht u. a. 2022)

Außerdem ist die vorzunehmende Dimensionierung der Stationen noch unklar. (Sindha u. a. 2023) Stand heute stehen in Deutschland nur drei Automodelle, alle der Firma NIO (NT7, ET5 und EL7), zum Kauf, die mit Batterietauschstationen kompatibel sind. (*Batteriewechselstationen – Die Technik im Überblick 2023*) Das stellt eine Hürde für den Einstieg in die Nutzung dieser Technologie dar, aber zugleich ist es unwahrscheinlich, dass Kund:innen abwandern. (Giordano u. a. 2011) Weitere Hürden sind neben der ökonomischen (hohe Investitionskosten) und technischen (wenige kompatible Autos) auch politische (wie zur weiteren Nutzung zur Primärregelungsbereitstellung, siehe dazu Kapitel 2.3). (Giordano u. a. 2011) Allerdings lassen sich durch die Nutzung von Batteriewechselstationen beispielsweise die soziale Hürde der Reichweitenangst (Giordano u. a. 2011) oder Wartezeiten an Ladepunkten (Sindha u. a. 2023) überwinden, worauf im nächsten Kapitel genauer eingegangen wird.

## 2.2.2 Motivation Batterietauschstation

Der Ausbau einer Batteriewechselstationsinfrastruktur hat einige Vorteile gegenüber der klassischen Ladesäuleninfrastruktur, worauf im Folgenden genauer eingegangen wird:

1. Für Kund:innen: Ladezeit, Wartezeit
2. Für Betreibende und für die Netzstabilität: zeitliche Entkopplung von Laden der Batterien und Nachfrage an vollen Batterien
3. Möglichkeit der Kopplung mit Primärregelungsbereitstellung

Zu 1.: Ein Anreiz eine Batteriewechselstation aufzusuchen ist aus Sicht der Kund:innen, dass die benötigte Zeit für einen Wechsel gering ist: Es werden Wechselzeiten von weniger als einer Minute versprochen. (Kocer u. a. 2022) Je nach Generation der Batteriewechselstation kann der Wechsel an sich auch etwas mehr Zeit in Anspruch nehmen. Der

Gesamtvorgang aus Auto abstellen, automatischem Einparken in die Batterietauschstationsbox und Wechsel dauert um die fünf Minuten. (NIO 2023) (Knecht u. a. 2022) Auch Schnellladesäulen sind den Zeitaufwand betreffend nicht konkurrenzfähig. Beispielsweise benötigt das zu 80% Aufladen eines Autos mit 50 kWh Batteriekapazität an einer Ladesäule mit 150 kW 16 Minuten. Werden nur geringere Anteile der Batterie geladen, könnte ein Stopp an einer Ladesäule kürzer dauern. Allerdings bleibt die Ladezeit für eine Akkufüllung dieselbe und dauert länger als ein Wechsel an der Batteriewechselstation. Außerdem kann es zusätzlich zu Verzögerungen an öffentlichen Ladesäulen kommen, falls diese bereits besetzt sind. Im Jahr 2019 kamen noch 10 Ladevorgänge auf eine Ladesäule, im Jahr 2021 25. An Schnellladesäulen ist dieser Anstieg höher als an Ladesäulen mit geringerer Ladeleistung. (Hecht u. a. 2022)

Es zeigt sich ein Trend, dass die Batterien der Elektroautos mit immer mehr Leistung geladen werden können. Allerdings steigt gleichzeitig auch die Batteriekapazität, sodass sich die minimal mögliche Ladedauer nicht oder nur geringfügig verringert (Im Jahr 2013: Tesla Model S: 60 kWh, 120 kW ergibt eine Ladedauer von 30 Minuten, 2021: Modell Rimac Nevera: 120 kWh, 500 kW ergibt eine Ladedauer von 24 Minuten). (Rivera u. a. 2023) Aus diesem Grund warb das Better Place Projekt damit, dass deswegen Batterietauschsysteme Elektroautos praktischer als Verbrennerautos machen. (Daniel 2010) Diese Ladezeitverkürzung wirkt damit der sogenannten Reichweitenangst entgegen. (Sindha u. a. 2023)

Zu 2.: Der Trend zu immer höheren Ladeleistungen der Elektroautos an Schnellladesäulen ist aus Sicht der Netzstabilität problematisch. Um hohe Leistungen bereitstellen zu können, müssen leistungsfähigere Leitungen verlegt werden und auch die hohen Laständerungen durch Zu- und Abschalten dieser Lasten können Stabilitätsprobleme verursachen. Die Batteriewechselstation hat den Vorteil, dass Bedarf und Bereitstellung zeitlich entkoppelt werden. Das hat aus Netzstabilitätssicht den Vorteil, dass zum einen mit geringeren Leistungen geladen werden kann, zum anderen auch dann, wenn es sinnvoll scheint. Sinnvolle Ladezeiträume können beispielsweise dann sein, wenn der Anteil an erneuerbarer Energieerzeugung hoch ist. (Revankar u. a. 2021) So kann selbst erzeugter PV-Strom am besten selbst genutzt werden oder billige Stromkostenzeiten ausgenutzt werden. (Kocer u. a. 2022) Außerdem werden durch geringere Ladeleistungen Peaks verhindert (sogenanntes „Peak shaving“ (Kocer u. a. 2022)) und damit der Einfluss auf das Netz. Zudem sind geringere Ladeleistungen Batterie schonend und verlängern deren Lebenszeit. (Sindha u. a. 2023) Die Batteriealterung fällt demnach geringer aus als an Schnellladestationen. (Kocer u. a. 2022)

Zu 3.: Zusätzlich zu dem Kostenvorteil, dass bei geringen Strompreisen geladen werden kann, bietet sich durch das Vorhalten der Batterien noch eine weitere Einnahmequelle: Es können Systemdienstleistungen angeboten werden. (Kocer u. a. 2022) Dafür bietet sich das Bereitstellen von Primärregelleistung an. Denn hierfür ist keine komplizierte Regelungstechnik notwendig, da diese allein durch die Frequenzänderung abgerufen wird. Wie genau das möglich ist, wird in Kapitel 3.2.4 vorgestellt und darauf, was Primärregelleistung ist und warum diese notwendig ist, wird im folgenden Kapitel 2.3 eingegangen.



## 2.3 Primärregelleistung

Die Nennfrequenz ist im europäischen Verbundnetz auf 50 Hertz festgelegt. Die reale Frequenz entspricht nicht zu jedem Zeitpunkt dieser Nennfrequenz, da diese direkt von dem Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch abhängt. Sowohl auf Erzeugungsseite als auch auf Verbrauchsseite kann es zu unvorhersehbaren Abweichungen kommen (bspw. aufgrund von Kraftwerksausfall, Abweichung zur Prognose der Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen oder Wegfall von großen Lasten). Diese Abweichungen und damit Frequenzänderungen können beispielsweise Schäden an Betriebsmitteln oder auch zeitweises Zusammenbrechen der Stromversorgung mit sich bringen.

Um die Frequenzabweichung und deren Folgen zu minimieren, wird Regelleistung eingesetzt. Hierbei wird zwischen Primär-, Sekundär- und Tertiärregelleistung unterschieden. Primärregelleistung muss bis 30 Sekunden nach einer Frequenzabweichung von mindestens 10 mHz voll aktiviert sein. Die Hauptaufgabe dieser Regelleistung ist das Reduzieren des Frequenzabfalls. Da diese nur 15 Minuten voll vorgehalten werden muss, braucht es eine Ablösung in Form von Sekundärregelleistung. Diese wird bereits nach 5 Minuten aktiviert und dient dem Zurückführen auf Nennfrequenz. Tertiärregelleistung ist im Gegensatz dazu nicht reaktiv nach einer Frequenzänderung. Diese wird vorgesteuert und dient zusätzlich der Netzstabilisierung. Diese Schutzmechanismen sind heutzutage relativ zuverlässig (letzte größere Störung: Januar 2021: Aufspaltung des Netzes. (Amprion GmbH 2024))

Allerdings ist das Energiesystem im Wandel und das bringt neue Herausforderungen für die Netzstabilität mit sich. Es findet eine Entwicklung weg von großen thermischen Kraftwerken und Wasserkraftwerken hin zu (anderen) erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen statt. Das hat zur Folge, dass die rotierenden Massen der thermischen Erzeugungsanlagen nicht mehr der Netzstabilität dienen können. Die Änderungsrate der Frequenz hängt nämlich direkt von den vorhandenen Schwungmassen ab. Es verbleibt demnach weniger Zeit bis Regelleistung aktiviert sein muss bzw. Frequenzgrenzen überschritten werden. Um diese Problematik einzudämmen, gäbe es theoretisch die Möglichkeit, die Frequenzgrenzen zu erweitern. Das ist aber aus Gründen der Betriebssicherheit nicht möglich. Welche Ansätze stattdessen verfolgt werden, sind eine schnellere Aktivierung der Regelreserven oder eine Gewährleistung einer ausreichend großen Schwungmasse. Auch eine Kombination dieser Ansätze ist denkbar. (Gawlik u. a. 2018)

Es muss sich demnach im Bereich der Regelleistungsbereitstellung etwas ändern. Das liegt auch daran, dass Regelleistung traditionell erzeugerseitig vorgehalten wurde. Nun steigt der Anteil der Erzeugungsleistung aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen. Deren Leistung ist witterungsabhängig und kann demnach nur bedingt geregelt werden. Das erhöht die Flexibilitätsanforderungen der verbleibenden Erzeugungsanlagen und gleichzeitig ist es notwendig häufiger auf Verbraucherseite einzugreifen. (Gawlik u. a. 2018)

Beispielsweise kann Regelleistung mittels Elektrofahrzeuge bereitgestellt werden. Laut (Schill u. a. 2016) könnten dadurch nahezu 30% positive und 45% negative Primärregelleistung bereitgestellt werden (bei stündlicher verfügbaren Ladeleistung von 4,4 Mio. Fahrzeugen im Jahresmittel). Batteriespeichersysteme allgemein haben bereits einen großen Anteil an PRL (Primärregelleistung, in Deutschland im Jahr 2019: 2/3). Aus Kostenminimierungsgründen ist es vor allem sinnvoll, Multiuse-Batterien zur Regelleistung einzusetzen. (Figgener u. a. 2022) In dieser Arbeit wird ein Multiuse-Ansatz untersucht, in dem Batterien zum Betrieb einer Batteriewechselstation eingesetzt werden und gleichzei-

tig Primärregelleistung bereitstellen.

Wie oben beschrieben ist dieser Wandel weg vom Einsatz konventioneller Kraftwerke hin zum Einsatz erneuerbarer Energieerzeugungsanlagen und Verbrauchern aus Netzstabilitätssicht notwendig. Um die Regelleistungsbereitstellung allen interessierten Akteuren möglich zu machen, ist es gesetzlich vorgegeben, dass die Beschaffung der Systemdienstleistungen transparent, diskriminierungsfrei und marktgestützt sein muss. (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz 2023) Im Bereich der Primärregelleistung ist eine Flexibilisierung der Anforderungen zur Bereitstellung zu beobachten. Beispielsweise wurden die Betriebszeiten von 24 auf 4 Stunden verkürzt. (Figgener u. a. 2022) Trotz der bereits erfolgten Flexibilisierung gibt es Hürden bei der Kombination von Batteriewechselstationsbetrieb mit Primärregelleistungsbereitstellung. Auf diese wird genauer in Kapitel 3.2.4 eingegangen.





## 3 Methodik

In diesem Kapitel wird die angewendete Methodik vorgestellt, die im Rahmen dieser Arbeit entwickelt und durchgeführt wird, um die Forschungsfragen zu beantworten. Diese lauten:

- Wie viele Batterien sind nötig, um den erwarteten Bedarf einer Batteriewechselstation zu decken?
- Sind diese geeignet als sekundären Nutzen Primärregelleistung bereitzustellen und zu welchen Zeiten und zu welchem Ausmaß können sie das tun?

Dazu wird zunächst auf die notwendigen Berechnungsschritte eingegangen (Kapitel 3.1) und dann die Annahmen, Limitationen und konkreten Umsetzungen dieser im Kapitel 3.2 vorgestellt.

### 3.1 Allgemeines Vorgehen

Um die Forschungsfragen beantworten zu können und das Potenzial für Primärregelleistung von Batteriewechselstationen zu untersuchen, wird ein Modell einer solchen Station erstellt. Wie genau dieses funktioniert, wird in Kapitel 3.2.2) vorgestellt. Dieses Modell benötigt Eingangsinformationen, wie auch Abbildung 3.1) zu entnehmen ist.

Benötigt werden konkret zwei Wahrscheinlichkeitsverteilungen: eine, die angibt mit welcher Wahrscheinlichkeit der Füllstand der Batterie beim Eintreffen welchen Wert annimmt. Zudem wird eine weitere Verteilung benötigt, die Informationen darüber erhält, zu welchen Uhrzeiten die Autos für den Wechselvorgang ankommen. Die Füllstands-Wahrscheinlichkeits-Verteilung muss zunächst aus den „Deutsches Mobilitätspanel“(MOP)-Daten erarbeitet werden. Für die Ankunftszeiten liegen Daten vor, wobei zusätzlich welche aus Ladesäulendaten der niederländischen Verteilnetzbetreiber erzeugt werden können (alles Weitere dazu siehe Kapitel 3.2.1).

Ausgehend von den Ergebnissen des Batteriewechselstationsmodells kann bereits die erste Forschungsfrage beantwortet werden: Es kann berechnet werden, wie viele Batterien benötigt werden, um den Bedarf der ankommenden PKWs zu decken. Aufgrund des Wissens über Zeitpunkt und Restfüllstand der Tauschanfragen, ist ebenso bekannt, zu welchem Ausmaß und zu welchen Zeiten die benötigten Batterien ausgenutzt werden. Um von diesem Batterieanzahlen und -ausnutzungsstand ausgehend zu analysieren und zu maximieren, wann und wie viel Primärregelleistung bereitgestellt werden kann, wird ein Optimierungsmodell erstellt, das in Kapitel 3.2.3 vorgestellt wird. Neben der möglichen PRL-Bereitstellung lässt sich durch dieses Optimierungsmodell auch das optimale Ladeverhalten ermitteln.

Zur Bereitstellung von Primärregelleistung gibt es einige Vorgaben, die erfüllt werden müssen und das sowohl an die technischen Einheiten als auch an Höhe der Leistung, Energiemenge und Mindestbereitstellungszeitraum. Die Präqualifikationsbedingungen (PQ-Bedingungen) sowie weitere Informationen zur PRL-Bereitstellung werden in Kapitel 3.2.4 vorgestellt. Für das weitere Vorgehen bedeutet das, dass anhand der Ergebnisse

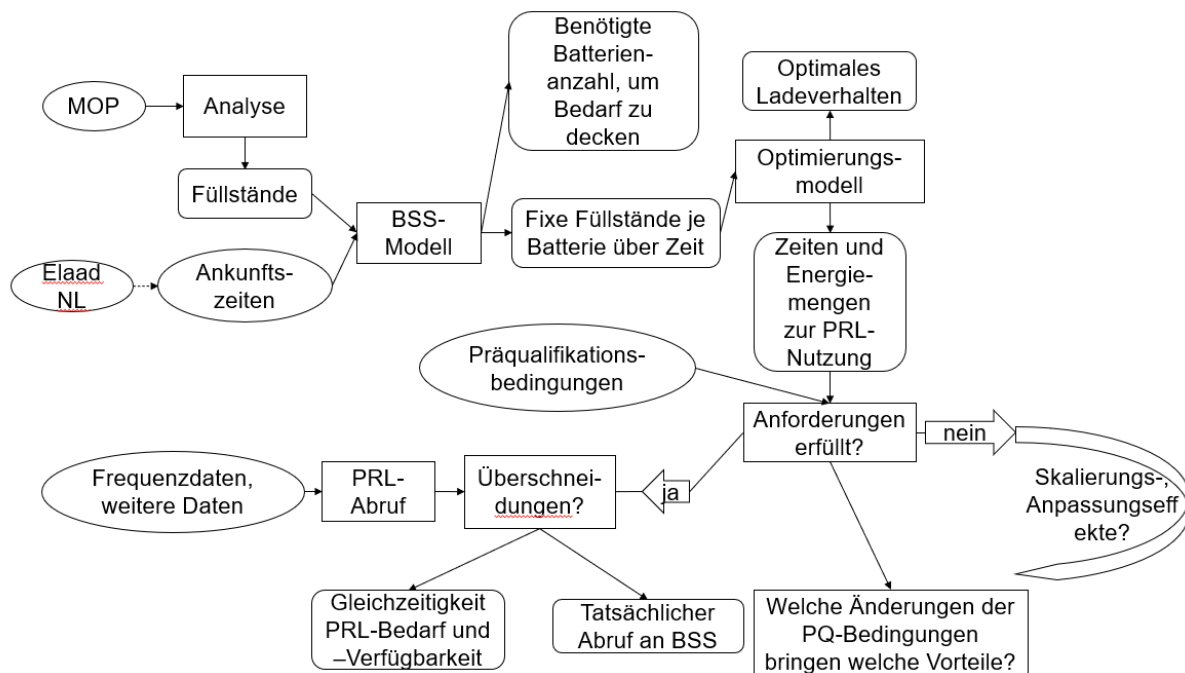


Abbildung 3.1: Prozessschabild

des Batteriewechselstations- und Optimierungsmodells überprüft werden muss, ob so die Bedingungen zur PRL-Bereitstellung erfüllt sind.

Wie in Kapitel 3.2.4 deutlich wird, sind die PQ-Bedingungen im Wandel und werden tendenziell flexibler. Durch die Untersuchung lässt sich feststellen, welche Bedingungen für Batteriewechselstationen die größten Herausforderungen darstellen und welche möglichen Veränderungen der Bedingungen einen Vorteil bringen würden.

Es ist zwar so, dass für PRL nur der Leistungspreis, also die Vorhaltung, und nicht der tatsächliche Abruf vergütet wird (*SMARD / Marktdaten visualisieren 2023*). Trotzdem ist es interessant festzustellen, mit wie viel tatsächlichem Abruf zu rechnen ist. Da für den Strom, der aufgrund des PRL-Abrufs ins Netz fließt trotzdem bezahlt werden muss und bei negativem Abruf dem PRL-Anbietenden Energie „geschenkt“ wird, ist die Untersuchung des zu erwartenden Abrufs für eine wirtschaftliche Betrachtung von Bedeutung. Aus technischer Sicht lässt sich so die Alterung der Batterien genauer bestimmen. Außerdem kann man dadurch feststellen, wie sinnvoll es ist PRL mithilfe von Batteriewechselstationen bereitzustellen. Sollten Bedarf an PRL und Vorhaltungsmöglichkeit der Batteriewechselstation häufig zur gleichen Zeit vorliegen, ließe sich dadurch schlussfolgern, dass Batteriewechselstationen und die PRL-Vorhaltung zukünftig wichtig für Netzstabilität sein könnten.

Der tatsächliche PRL-Abruf muss zunächst (unter anderem aus Frequenzdaten) bestimmt werden und wie das gemacht wird, ist in Kapitel 3.2.5 beschrieben.

## 3.2 Annahmen und Limitationen der Berechnungsschritte

In diesem Kapitel werden in dieser Reihenfolge die getroffenen Annahmen, Limitationen und konkreten Berechnungsschritte zu den Inputdaten, das Batteriewechselstationsmodell, das Optimierungsmodell, die Präqualifikationsbedingungen und der Primärregelleistungsabruf vorgestellt.

### 3.2.1 Inputdaten

Wie in 3.1 beschrieben, werden für das Modell der Batterietauschstation Eingangsdaten benötigt. Neben im Internet frei verfügbaren Daten liegen zwei Datensätze vor:

- Der Datensatz des deutschen Mobilitätspanels (MOP). Hier wurden von 1994 bis 2022 jährlich etwa 3900 Personen zu ihrem Mobilitätsverhalten befragt. Da diese ihr Pkw-Fahrverhalten sowie die Nutzung weiterer Fortbewegung über einen längeren Zeitraum (etwa 2 Monate lang, April bis Juni) angegeben haben, liegen pro Jahr etwa 70.000 Wege vor. Dieser Arbeit liegen die Daten von 1994 bis 2020 vor. (Ecke 2024) (Bundesministerium für Digitales und Verkehr 2022)
- Zudem liegen Daten der ElaadNL vor. Das ist eine Initiative der niederländischen Verteilnetzbetreiber, die Forschung rund um Elektromobilität und nachhaltiges Laden betreibt. (ElaadNL 2023) Hiervon stehen Daten zur Verfügung, die zwischen Februar 2019 und Februar 2020 erhoben wurden.

Wie bereits beschrieben, werden Informationen über den Füllstand bei Ankunft sowie die Ankunftszeit benötigt.

Betrachtet man zunächst den MOP-Datensatz, fällt auf, dass hieraus keine Informationen über die Ankunftszeit gezogen werden können. Das Datum des Tankvorgangs ist zwar angegeben, nicht aber die Uhrzeit. Hingegen genauer angegeben sind einige Parameter, aus denen sich der Füllstand zu Beginn des Tankens berechnen lässt (siehe 3.2.1.2).

Die Daten, die von ElaadNL bereitgestellt wurden, erhalten unzureichende Informationen über den Füllstand zu Beginn, dafür aber über die Ankunftszeiten (siehe 3.2.1.3).

#### 3.2.1.1 Tankverhalten der Elektroautos mit Batterietauschköglichkeit

Der MOP-Datensatz beschreibt sowohl das Tankverhalten von Autos mit Verbrennungsmotor als auch Ladeverhalten von Elektroautos, wohingehend die Daten von ElaadNL ausschließlich Ladesäulen betrachten. Es muss nun zunächst untersucht werden, ob sich Elektroautos mit Batterietauschköglichkeit vom Tankverhalten eher wie Autos mit Verbrennermotor oder E-Autos ohne eine solche Tauschköglichkeit verhalten. So können die Ergebnisse, die durch Nutzung der hier beschriebenen Inputdaten erzeugt werden, evaluiert werden.

Vergleicht man das Tankverhalten mittels der Daten des MOPs, lassen sich diese Hauptunterschiede feststellen:

1. An Ladesäulen wird anteilig **weniger** geladen (33% des Akkus werden aufgeladen, bei Verbrennerautos werden durchschnittlich 70% des Tankvolumens aufgefüllt).

2. Ladesäulen werden **seltener mit vollem Akku** verlassen (im Durchschnitt liegt der Akkustand bei 80%, Histogramm des Endladezustands siehe Abbildung A.1). An Ladesäulen wird zu 37% vollgeladen, an Tankstellen zu 81% vollgetankt.
3. Aus den beiden genannten Punkten ergibt sich bereits, dass E-Autos **häufiger** laden als Verbrennerautos tanken. Im durchschnittlich gleich langem Betrachtungszeitraum von 60 Tagen tanken Verbrennerautos 3,1 mal wohingegen E-Autos 17,5 mal laden.
4. Das Aufladen dauert deutlich **länger**: Im Durchschnitt ist das Elektroauto 285 Minuten mit der Ladesäule verbunden, der Median liegt bei 160 Minuten (Einheit Minuten angenommen, da keine Angabe, siehe auch Abbildung A.2). Zur Tankdauer sind keine Zahlenwerte angegeben, es ist dennoch bekannt, dass dieser Vorgang wenige Minuten dauert.

Es lässt sich also festhalten, dass das Tankverhalten unterschiedlich ist, aber nicht beantworten, wie sich das Tankverhalten an Batterietauschstationen ergeben wird. Für jeden eben aufgeführten Punkt wird nun hier beschrieben, warum der Besuch einer Batteriewechselstation am ehesten der Besuch einer Tankstelle ähnelt:

1. Untersuchungen haben ergeben, dass an Schnellladesäulen, die von ihrem Einsatzbereich her der BSS (Batteriewechselstation: englisch: battery swapping station) am nächsten kommen, **mehr geladen** wird (im Vergleich zu anderen Ladesäulen (Hecht u. a. 2022)).
2. Zum zweiten Punkt (von Auflistung oben) lässt sich sagen, dass an BSS **volle Akkus** angeboten werden, sodass diese in diesem Punkt ebenfalls wie eine Tankstelle operiert.
3. Momentan wird es so gehandhabt, dass Kund:innen der Batterietauschstation für jeden Wechsel eine Gebühr von 10 € (plus 20ct/kWh Batterieenergieunterschied) zahlen (*Batteriewechselstationen – Die Technik im Überblick* 2023), was **selteneres Laden** begünstigt.
4. Die Untersuchung der MOP-Daten hat zudem ergeben, dass an privaten Ladesäulen im Durchschnitt 403 Minuten lang geladen wird und an öffentlichen 80 Minuten (vgl. Abbildung A.3). An öffentlichen Ladesäulen wird demnach **kürzer** geladen. Ebenso dauert der Batteriewechselvorgang nur wenige Minuten (NIO 2023) bzw. sogar weniger als eine Minute (Kocer u. a. 2022) und ist somit deutlich **kürzer** als das klassische Laden.

Was auch für die Ähnlichkeit von BSS zu Tankstellen spricht, sind die laut (Wu 2022) und (*Batteriewechselstationen – Die Technik im Überblick* 2023) adressierten Zielgruppen. Diese führen Personen ohne eigene Lademöglichkeit zu Hause und Vielfahrer auf. Das bedeutet, dass die Batteriewechselstation sinnvoll ist, wenn die klassische Ladeinfrastruktur aufgrund von Länge der Aufladung an die Grenzen stößt.

Außerdem deutet der Vorschlag des Bundesverbands freier Tankstellen e.V. die Ladeinfrastruktur an Tankstellen aufzubauen auf die Sinnhaftigkeit der Nutzung ähnlich zu Tankstellen hin. Neben dem sicherlich ökonomischen Nutzen und Zukunftssicherheit für Tankstellenbetreibende, liegen diese Standorte verkehrsgünstig. (bft 2023)

Es wird demnach im Folgenden davon ausgegangen, dass die Nutzung der Batteriewechselstationen ähnlich der von Tankstellen ist. Andere Aspekte wie beispielsweise Reichweitenunterschiede, mögliches unterschiedliches Fahrverhalten (mehr Kurzstrecken, Nutzung von E-Autos eher als Zweitwagen etc.) werden vernachlässigt.

### 3.2.1.2 Füllstand

Aufgrund der eben erlangten Erkenntnis werden zur Berechnung des Füllstands die Tankdaten des MOP-Datensatzes herangezogen. Für die weitere Berechnung mithilfe des Batterietauschstationsmodells wird eine Wahrscheinlichkeitsverteilung der Füllstände bei Ankunft benötigt. Es werden, je nachdem mit wie vielen Ankünften am Tag gerechnet wird, Füllstände gezogen und das mit den Wahrscheinlichkeiten, die nun hier ermittelt werden sollen. Dafür werden zunächst alle Füllstände zu Beginn des Tankvorgangs der vorliegenden MOP-Daten berechnet. Das lässt sich über folgende Parameter durchführen:

- Vollgetankt: ja oder nein
- getankte Liter des Tankvorgangs
- Tankgröße des PKWs in Litern

Die relative Füllstandsdifferenz lässt sich wie folgt berechnen:

$$\text{relative Füllstandsdifferenz} = \frac{\text{getankte Liter}}{\text{Tankgröße in Litern}} \quad (3.1)$$

Benötigt wird zur Berechnung des Füllstands zu Beginn demnach noch die Information, mit wie viel Tankfüllung der Pkw die Tankstelle verlassen hat:

$$\text{Füllstand zu Beginn} = \text{Füllstand beim Verlassen} - \text{relative Füllstandsdifferenz} \quad (3.2)$$

Darüber, wie hoch der Füllstand beim Verlassen war, gibt es keine quantitativen Daten, sondern nur die qualitativen in der Form, ob vollgetankt wurde oder nicht. Das bedeutet, dass nur die Datenreihen, die „vollgetankt“ angeben, zur Berechnung herangezogen werden und der Füllstand zu Beginn anhand derer ermittelt wird:

$$\text{Füllstand zu Beginn} = 1 - \text{relative Füllstandsdifferenz} \quad (3.3)$$

Da zu 81% vollgetankt wird, können die meisten Datenpunkte verwendet werden. Nimmt man für die 19% nicht vollgetankten Tankvorgänge an, dass die Tankstelle zwischen 1% und 50% Tankfüllung verlassen wird (je Tankvorgang zufällig angenommener Wert), ergibt sich kein stark verändertes Bild, wie Abbildung 3.2 zu entnehmen ist. Vergleicht man alle erzeugten Datenpunkte des Füllstands mit nur denen, bei denen vollgetankt wurde, verschiebt sich der Trend etwas in die mehr gefüllte Tankstandsanzeige-Richtung. Im Mittel wird bei Tankvorgängen, bei denen vollgetankt wird, die Tankstelle mit 29,9% Füllstand erreicht. Bei allen Datenpunkten liegt der Durchschnitt bei 31,9%. Dennoch wird das Heranziehen der nicht-vollgetankten-Datenpunkte aufgrund der Schätzung und Zufallswert des Endtankstandes als zu ungenau angesehen und für weitere Berechnungen nicht herangezogen.

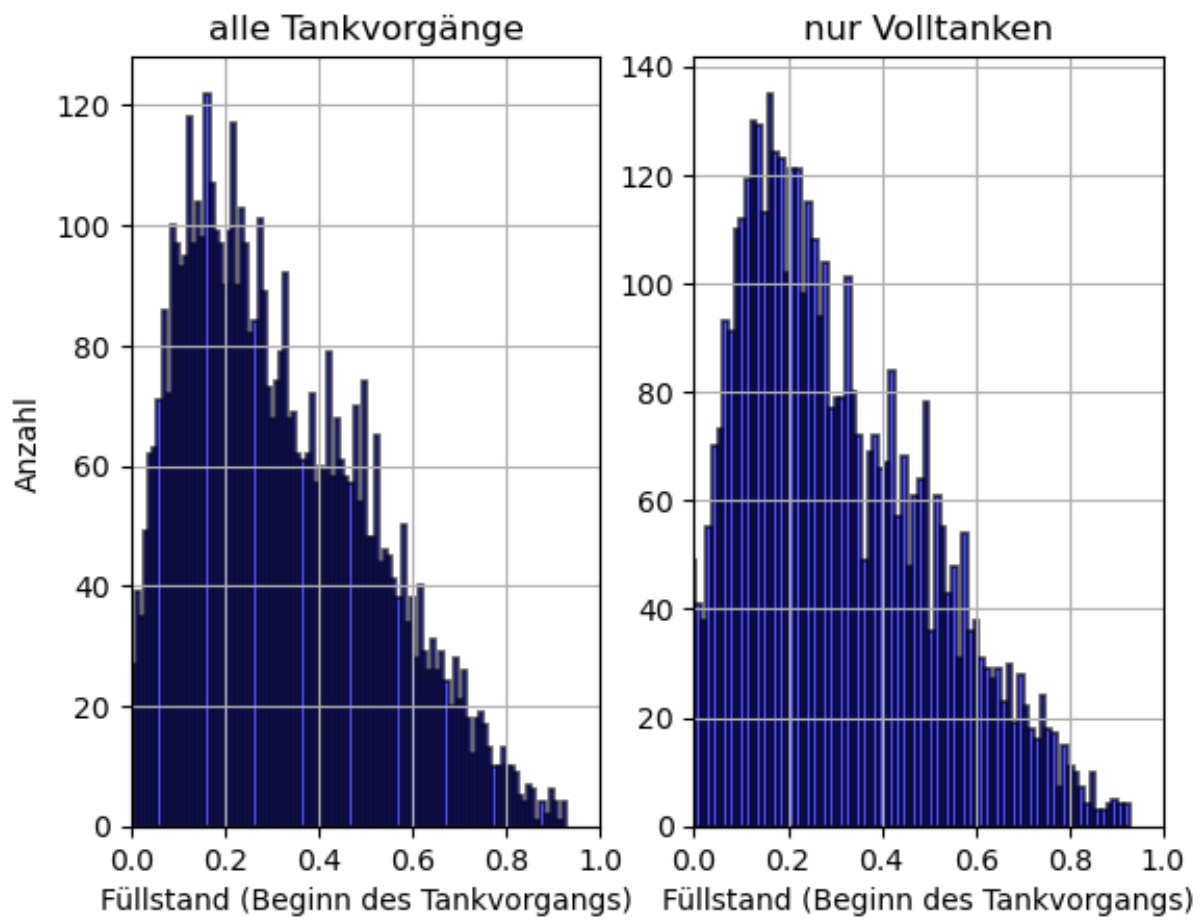


Abbildung 3.2: Füllstände zu Beginn des Tankvorgangs

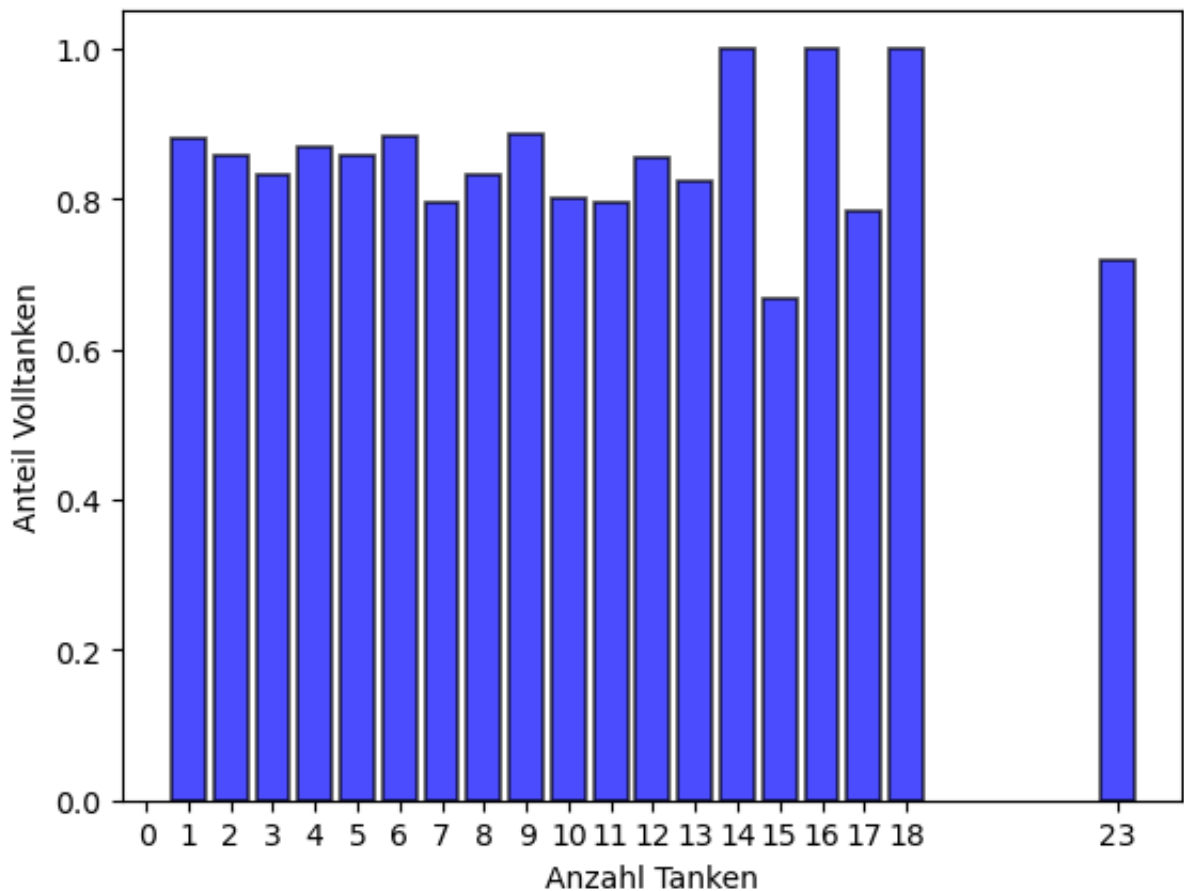


Abbildung 3.3: Anteil des Volltankens je Tankhäufigkeit

Anhand der Daten kann auch analysiert werden, ob die Anzahl der Tankvorgänge im Betrachtungszeitraum einen Einfluss auf den Füllstand bzw. die Häufigkeit des Volltankens hat. Sollte das der Fall sein, könnte das in die Wahrscheinlichkeitsverteilungen mit eingearbeitet werden, um den Füllstand noch besser abschätzen zu können. Wie Abbildung 3.3 zeigt, ist kein direkter linearer Zusammenhang zwischen Häufigkeit des Tankens und Häufigkeit des Volltankens zu erkennen.

Die Häufigkeiten, anhand des Histogramms dargestellt (Abbildung 3.2 rechts), werden nun mithilfe von Verteilfunktionen approximiert, wovon anschließend die als Approximation gewählt wird, die den Verlauf am besten nachbildet. Es werden diese Verteilfunktionen herangezogen: Weibull, Lognormal, Beta, Normal und Exponential. Die Auswahl wird getroffen, indem von den aufgelisteten kontinuierlichen Verteilungen, die das Python Package `scipy.stats` zur Verfügung (vgl. (*Statistical functions (scipy.stats) 2024*)) hat, einige zufällig ausgewählt werden. Mithilfe von eben diesen Python Package werden die Verteilfunktionen an das Füllstandsdiagramm angepasst und das Ergebnis (für Daten aus dem Jahr 2020) zeigt Abbildung 3.4.

Um festzustellen, welche davon die geeignetste ist, wird die Wurzel des mittleren qua-

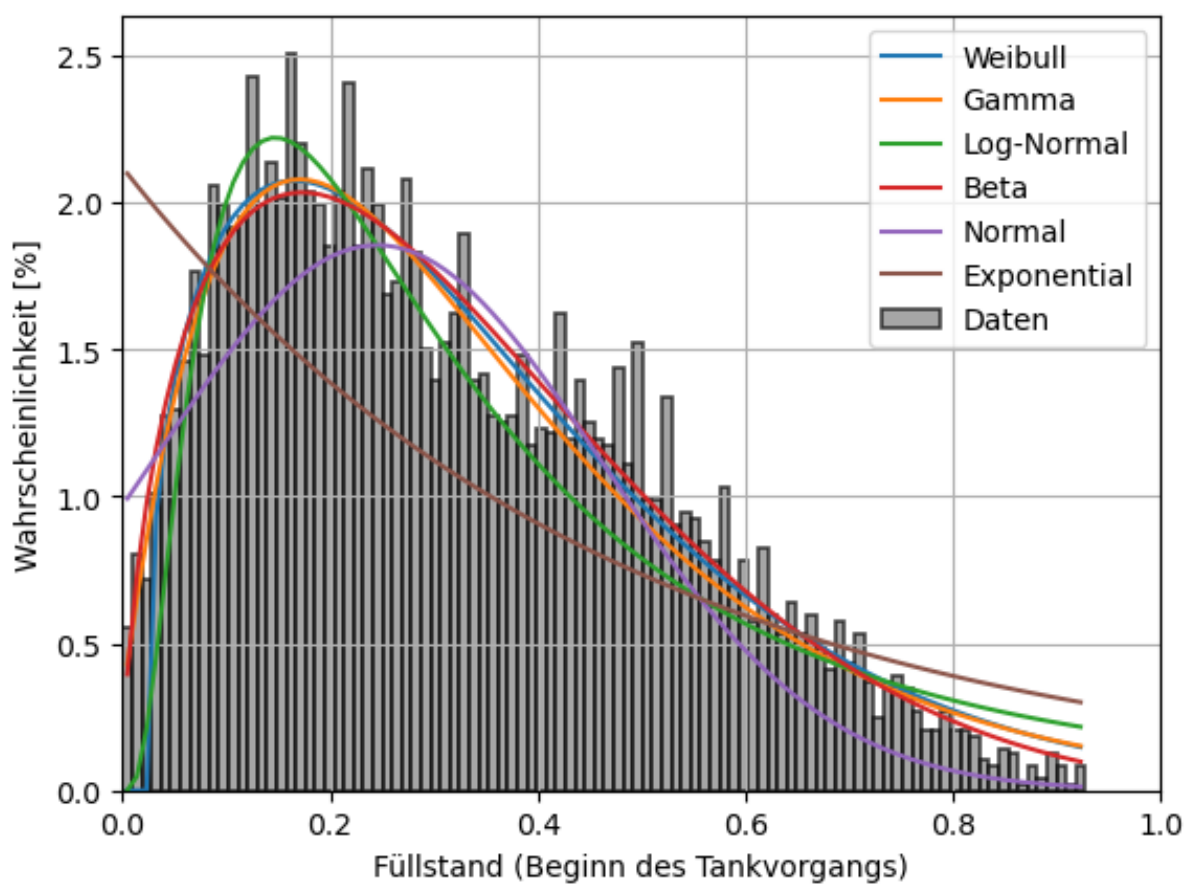


Abbildung 3.4: Histogramm Füllstände inklusive Verteilfunktionen



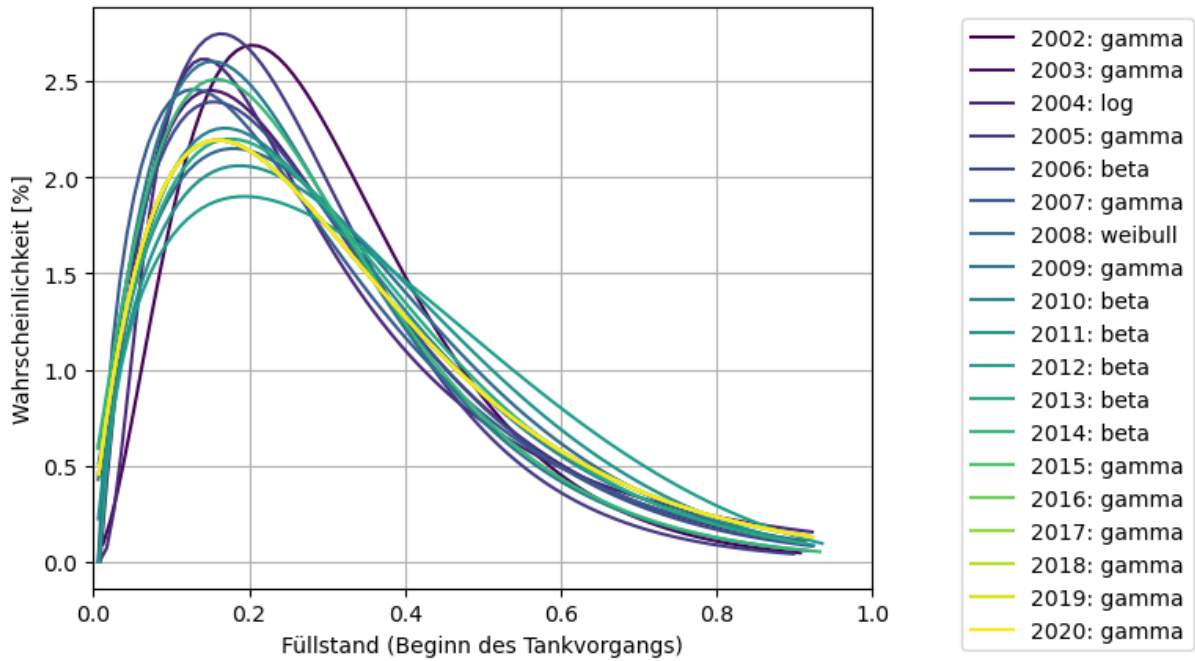


Abbildung 3.5: geeignetste Verteilungsfunktionen jährlich

dratischen Fehlers (der root mean squared error, RMSE) berechnet.

$$\text{RMSE} = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (h(x_i) - f(x_i))^2} \quad (3.4)$$

Hierbei steht  $h(x)$  für die Wahrscheinlichkeiten der Füllstände und  $f(x)$  ist die Verteilungsfunktion. Diese gewichtete Abweichungsberechnung wird für die mittleren Füllstandswahrscheinlichkeiten der Daten über alle Jahre hinweg (2002 bis 2020) berechnet und hat für die Beta-Verteilung den geringsten Wert (0,18) ergeben (alle RSME-Werte siehe Tabelle A.1).

Anzumerken sei hierzu noch, dass die Füllstandsverteilung jährlich unterschiedlich ist und somit auch andere optimale Approximationskurven gefunden wurden (siehe Abbildung 3.5). Dennoch wird im weiteren Verlauf der Arbeit die Beta-Verteilung, die alle Jahre am besten approximiert, herangezogen.

Die Variablen der Betafunktion werden mittels Python in einem iterativen Prozess ermittelt. Die Variablen sind im Falle der Betafunktion „scale“ und „loc“, um Skalierung und Positionierung festzulegen, sowie  $a$  und  $b$ : ([scipy.stats.beta — SciPy v1.12.0 Manual 2024](#))

$$f(x, a, b) = \frac{\Gamma(a + b)x^{a-1}(1 - x)^{b-1}}{\Gamma(a)\Gamma(b)} \quad (3.5)$$

Trotz der robust scheinenden Berechnung, werden Untersuchungen angestellt, ob die gefundene Beta-Verteilung optimal ist. Dazu werden zum einen mehrere Berechnungsdurchläufe durchgeführt (vgl. Abbildung A.4), sowie die Binanzahl des Histogramms verändert (also wie viele Füllstandsdatenpunkte zu einem Histogrammbalken zusammengefasst werden, vgl. Abbildung A.5), als auch die Eingangsparameter variiert (vgl. Abbildung A.6).

Für die ersten beiden genannten Untersuchungen werden identische Verläufe errechnet. Die Eingangsparameter wurden so variiert, dass diese zufällig zwischen 0 und 5 gewählt wurden. Das hat zur Folge, dass manche Verläufe durchwegs 0 als y-Achsenwert ergeben, ein Wertepaar einen fehlerhaften Verlauf, aber die restlichen Durchläufe auch alle denselben Verlauf zeigen (vgl. Abbildung A.6). Diese immer gleich errechnete Betaverteilung gibt demnach die Wahrscheinlichkeiten an, mit welchem Füllstand ein Auto die Batteriewechselstation erreicht und wird dafür im Rahmen dieser Arbeit genutzt.

### 3.2.1.3 Ankunftszeit

Neben der oben beschriebenen Füllstandsverteilung wird ebenso eine Wahrscheinlichkeitsverteilung für die Ankunftszeiten benötigt. Für Tankstellenbesuche in den USA sind Daten unter (GasBuddy u. a. 2017) verfügbar. Diese stammen aus dem Jahr 2017 und zur Erhebung wurden 121 Millionen Kund:innen betrachtet. Für jeden Wochentag und jede Stunde liegt die Besuchswahrscheinlichkeit vor. Der Verlauf ist Abbildung 3.6 zu entnehmen.

Ebenfalls liegen dieser Arbeit Ladesäulendaten der Verteilnetzbetreiber der Niederlande (ElaadNL) vor (vgl. Kapitel 3.2.1). Obwohl wie in Kapitel 3.2.1.1 ausgearbeitet wurde, Batteriewechselstationen eher wie Tankstellen als wie Ladesäulen genutzt werden, werden diese Ladesäulendaten untersucht und mit den Tankstellendaten verglichen.

Die ElaadNL-Daten beinhalten neben der sekundengenauen Startladezeit auch Informationen darüber, ob mit oder ohne Wartezeit geladen wurde. Mit „mit Wartezeit“ ist gemeint, ob nach dem vollständigen Aufladevorgang das Auto noch weiterhin, verbunden mit der Ladesäule, dort gestanden hat. Deshalb wird davon ausgegangen, dass Kund:innen, die ohne Wartezeit geladen haben, eher der Zielgruppe einer Batteriewechselstation entsprechen. Denn diese nutzen nicht die Parkzeit des Autos, um zu laden (ob es nötig ist oder nicht), sondern laden so viel wie möglich ist und das in begrenzter Zeit (wie es auch an Batteriewechselstationen geschieht).

Vergleicht man nun den Ankunftszeitverlauf der Tankstellen und der Ladesäulen ohne Wartezeit (Abbildung 3.6), lassen sich Unterschiede feststellen, jedoch sind die Verläufe nicht stark verschieden. Samstag ist wohl der Tag mit der größten Abweichung, da das Mittagspeak an Ladesäulen deutlich höher ist. An Wochentagen hat der Ladesäulendatenverlauf drei Peaks anstatt nur zwei wie der Tankdatenverlauf. Dieses zusätzliche erste Maximum ist bei den Ladesäulen-Aufladevorgängen noch deutlicher, wenn diese mit Wartezeit durchgeführt wurden (vgl. Abbildung 3.7). Dies liegt vermutlich an Verbraucher:innen, die ihr Fahrzeug an der Arbeitsstelle aufladen und dieses kurz vor Arbeitsbeginn mit der Ladesäule verbinden.

Obwohl demnach dieser erste Peak eher nicht an Batteriewechselstationen auftreten wird, werden dennoch die Ladesäulendaten ohne Wartezeit neben den Tankdaten zur Sensitivitätsanalyse herangezogen (vgl. Kapitel 4).

## 3.2.2 Batteriewechselstationsmodell

Im Rahmen dieser Arbeit wird ein Berechnungsmodell erstellt, das die technischen Abläufe einer Batteriewechselstation beschreibt und berechnet. Betrachtungszeitraum ist ein Tag in minutlichen Zeitschritten.

Wie bereits beschrieben, benötigt dieses als Eingang Wahrscheinlichkeitsverläufe der Ankunftszeiten und Füllstände, die in den Kapiteln 3.2.1.3 und 3.2.1.2 beschrieben wurden.

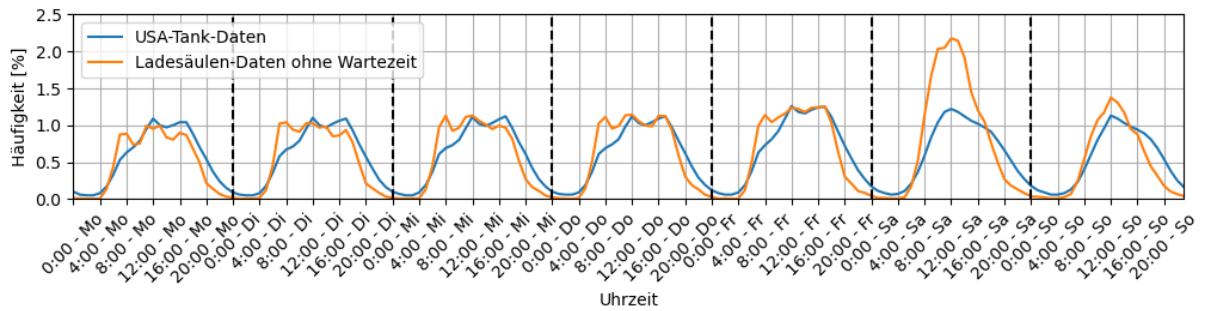


Abbildung 3.6: Wochenverlauf der Ankünfte, aus Tankdaten und Ladesäulendaten ohne Wartezeit

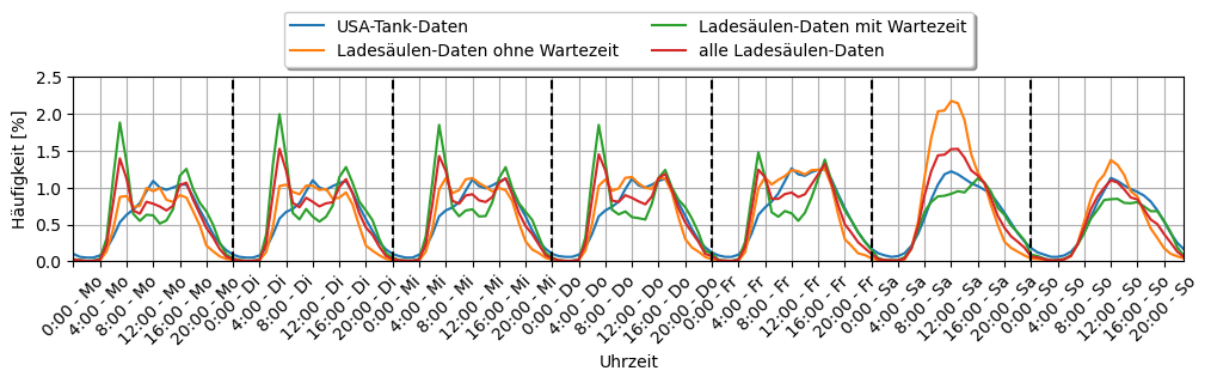


Abbildung 3.7: Wochenverlauf der Ankünfte, aus Tankdaten und Ladesäulendaten

Ebenso kann man vorgeben, wie viele Ankünfte es am Tag geben soll, mit welcher Leistung maximal geladen werden soll und wie groß die Batterienkapazität sein soll. Daraus wird in einem ersten Schritt anhand dieser Verteilungen so viele Ankünfte wie gewählt gezogen. Man erhält demnach eine Tabelle mit Uhrzeitangabe des Wechsels und jeweiliger Restfüllstand der Autobatterie.

Da diese Parameter dem Modell vorgegeben sind, wird hier also von „perfect foresight“ ausgegangen. Zunächst könnte man meinen, dass das eine stark vereinfachte Annahme sei, da man in Realität wissen müsste, zu welcher Uhrzeit, welches Auto mit welchem Restfüllstand die Station erreicht. Allerdings gibt es Ansätze, bei denen die Kommunikation mit den Kund:innen so aussieht: diese stellen Anfragen (beispielsweise mittels einer App), bei welcher Batteriewechselstation sie eine geladene Batterie erhalten können. Es wird daraufhin berechnet, wie weit der Füllstand für sie noch reichen würde und wann die Ankunftszeit bei den BSS wäre und ob dann dort eine volle Batterie verfügbar wäre. (Wu 2022) Dass diese Art der Kommunikation zwischen Kund:innen und Batteriewechselstation in einer immer mehr vernetzten Welt kommen wird, ist nicht unrealistisch, aber dennoch wird es zumindest eine Kombination aus den bekannten Ankünften und spontanen geben. Dennoch wird im Rahmen dieser Arbeit vereinfacht der perfect foresight Ansatz weiterverfolgt.

Folgende Berechnungsschritte sind durchzuführen, die im folgenden Verlauf des Kapitels genauer erläutert werden:

1. Ermittlung (Mindest-)Ladezeiten je Abruf
2. Berechnung welche Abrufe auf einen Batterienslot (Vorhalteanzahl auf BSS-Seite) passen und somit Ermittlung der (Mindest-)Anzahl Batterien
3. Ermittlung des optimalen Ladevorgangs zum Maximieren der möglichen PRL-Vorhaltezeiträumen (mithilfe des Optimierungsmodells, siehe Kapitel 3.2.3)

Zu 1.: Von den Eingangsdaten ausgehend gilt es nun zu ermitteln, was für das Bedienen der Kund:innen seitens der Batteriewechselstation zu erfüllen ist. Von dieser Seite ist es notwendig eine Batterie zu laden, sodass diese zum gewünschten Zeitraum vollgeladen vorliegt. Da der primäre Nutzen der Batteriewechselstation der Betrieb und nicht die PRL-Bereitstellung ist, wird hier zunächst mit der minimalen Zeit, die zum vollständigen Laden nötig ist, gerechnet. Es wurde also zunächst davon ausgegangen, dass zum spätmöglichen Zeitpunkt mit maximaler Leistung geladen wird.

In diesem Schritt beginnt die Ladung immer bei einem Füllstand von 0%. Es ist möglich, dass der Abruf zu früh für eine gesamte Ladung im Betrachtungszeitraum ist, sodass nur ein Teil des Ladezeitraums dargestellt wird (in diesem Fall ist der Startfüllstand bereits größer als 0%). Welche Verläufe sich hier ergeben ist beispielhaft für 5 Abrufe (von im Beispiel gewählten 50 Abrufen am Tag, einer Batteriekapazität von 50 kWh und einer maximalen Ladeleistung von 11 kW) in Abbildung 3.8 dargestellt. Wie zu erkennen ist, hat die Batterie in der Station nach dem Abruf den Füllstand der eingewechselten Batterie (gezogen aus der Füllstandsverteilung). Die Wechsel sind an dem nahezu senkrechten Verlauf zu erkennen (Annahme: Tauschzeit 1 Minute).

Zu 2.: In diesem Schritt soll festgestellt werden, wie viele Batterienslots (Anzahl an Batterien, die zeitgleich in der BSS vorhanden sind, wird im folgenden nur Batterie genannt) notwendig sind, um alle Kund:innen bedienen zu können. Dabei werden die Abrufe folgendermaßen auf die Batterien verteilt: Es wird der Reihe nach vorgegangen. Passt der

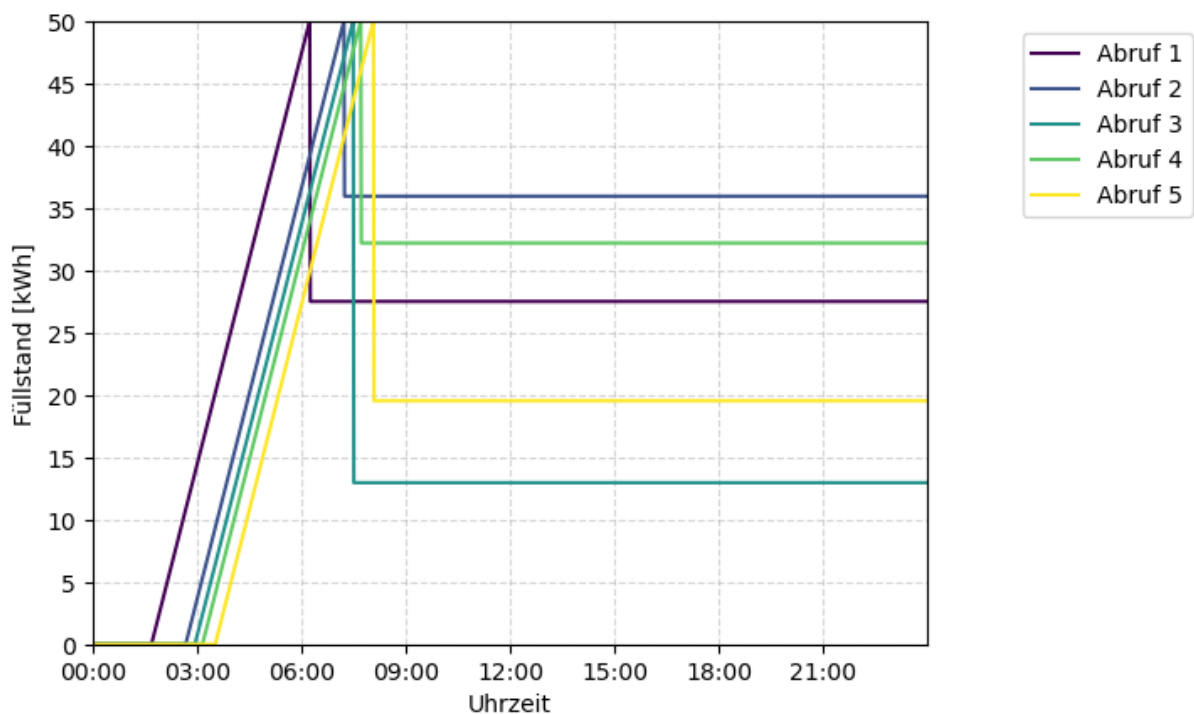


Abbildung 3.8: Batteriewechselstation: Ankunftsverläufe

Abruf auf Batterie 1, wird er dieser zugeteilt. Falls nicht, wird getestet, ob dieser auf Batterie 2 passt etc. Das hat zur Folge, dass die Batterien nicht gleichmäßig ähnlich viele Abrufe bedienen, aber es dennoch ein Weg ist, um die minimale Anzahl an Batterien zu ermitteln. Wie der Füllstand an einer Batterie konkret aussehen kann, ist Abbildung 3.9 zu entnehmen (50 Abrufe am Tag, 11 kW Ladeleistung, 50 kWh Kapazität). Nach Vollerfüllung dieses Berechnungsschrittes, lässt sich bereits die erste Forschungsfrage dieser Arbeit beantworten: die Frage nach der notwendigen Batterienanzahl. Die Auswertung dazu ist in Kapitel 4.1 aufgeführt.

Zu 3.: Dass der Betrieb der Batteriewechselstation funktioniert, wird durch die Auslegung nach 1. und 2. gesichert. Nun lässt sich ermitteln, zu welchen Uhrzeiten und zu welchem Ausmaß die vorhandenen Batterien zur Primärregelleistung herangezogen werden können. Um dies berechnen zu können sind folgende Punkte zu beachten:

- Zu den ermittelten Abrufzeiten hat die Batterie vollständig aufgeladen vorzuliegen.
- Die maximale Ladeleistung (inklusive mögliche Primärregelleistung) darf zu keinem Zeitpunkt überschritten werden.
- Die Primärregelleistung ist symmetrisch anzubieten: positives sowie negatives Angebot sind zu allen Zeiten gleich groß (vgl. dazu Kapitel 3.2.4)
- Die Primärregelleistung soll für mindestens eine Viertelstunde bzw. vier Stunden lang vorgehalten werden (vgl. Kapitel 3.2.4)

Welches Ladekonzept optimal hinsichtlich der maximalen Primärregelleistungsgebote ist, ist nicht direkt ersichtlich, sodass zur Ermittlung dessen ein Optimierungsmodell heran-

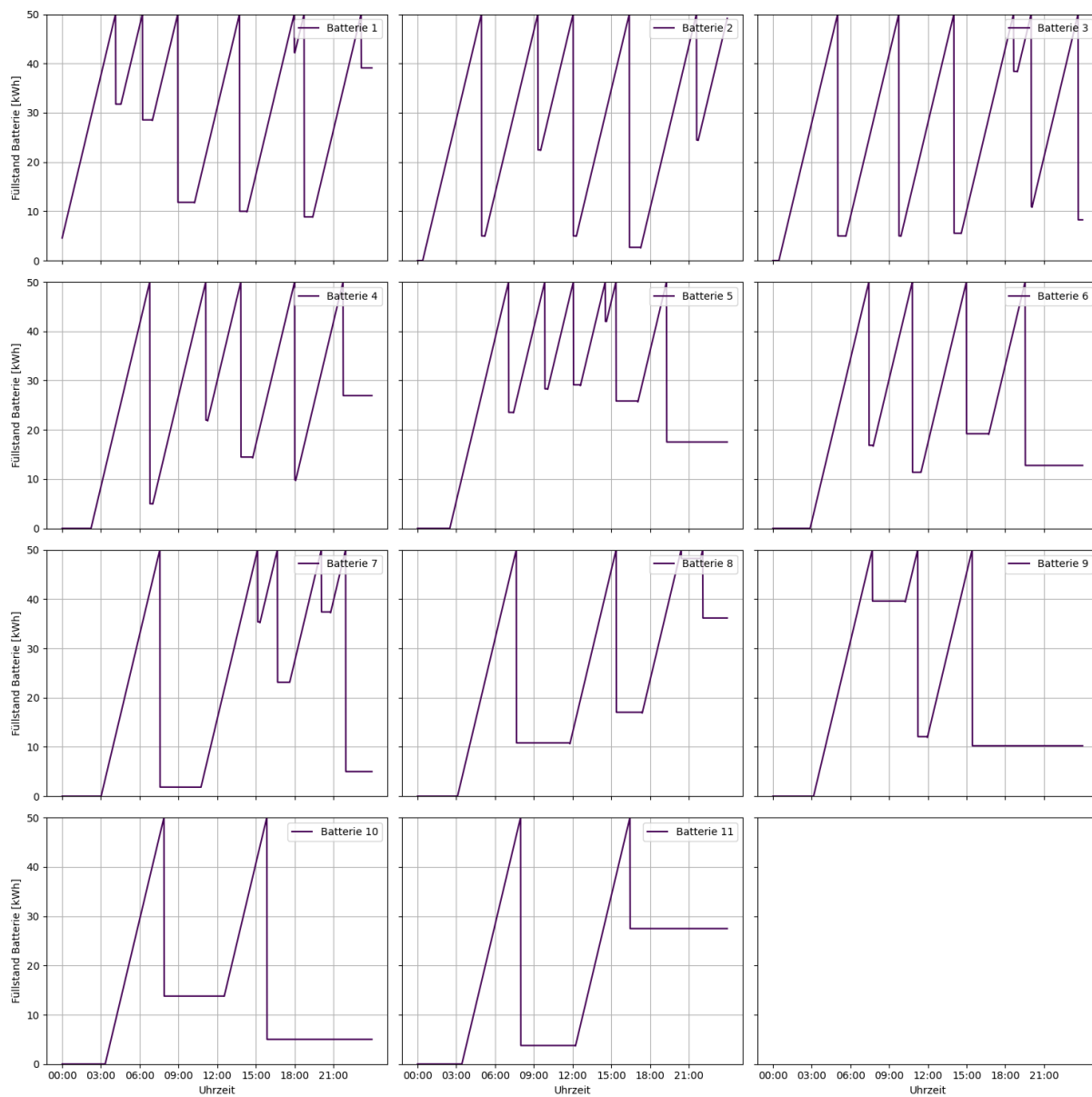


Abbildung 3.9: Batteriewechselstation: Füllstandsverläufe einiger Batterien

gezogen wird. Dieses wird nun in Kapitel 3.2.3 vorgestellt.

### 3.2.3 Optimierungsmodell

Dieses Optimierungsmodell wird dafür herangezogen, die Ladevorgänge zwischen den Abrufen hinsichtlich des maximalen PRL-Abrufs zu optimieren. Das geschieht, nachdem die Ankunftszeiten und Füllstände bei Ankunft aus den Verteilungen gezogen wurden und mittels des vorangegangenen Modells die minimalen Ladevorgangszeiten ermittelt wurden, die Zuordnung der Abrufe auf die Batterienslots gemacht wurde und die Ermittlung der Anzahl an notwendigen Batterien durchgeführt wurde (vgl. Kapitel 3.2.2).

Benötigte Inputdaten sind demnach einige fixe Füllstände an bestimmten Zeitpunkten (in der Modellbeschreibung `soc_fix_points` genannt, vgl. Abbildung 3.10). Zeitpunkt 1 (0:00 Uhr) ist immer vorgegeben, da dieser notwendig für die Berechnungen ist. Die fixen Punkte bei 100% SOC entsprechen den Abrufzeitpunkten. Da hier die Annahme getroffen wird, dass der Wechsel eine Minute dauert (vgl. Kapitel 2.2.2), entspricht der Füllstand der Batterie einen Zeitschritt nach dem Abrufzeitpunkt dem, der vom Auto abgegebenen Batterie.

Das Optimierungsproblem wird mittels Pyomo aufgesetzt (Hart u. a. 2021) und mittels Gurobi-Solver gelöst. (Gurobi Optimization, LLC 2023)

Der Betrachtungszeitraum  $T$  ist auch hier (wie in Kapitel 3.2.2) ein Tag in minütlichen Zeitschritten:

$$t \in [1, 1440] \quad (3.6)$$

Im Rahmen dieser Arbeit werden zwei Modelle zur Berechnung herangezogen. Zum einen wird ein Batterienslot der Station betrachtet und hierfür die Ladevorgänge so angepasst, dass möglichst viel PRL bereitgestellt werden kann. Des Weiteren wird auch ein Modell erstellt, das die Station als Ganzes betrachtet. Die PRL wird hier zu jedem Zeitpunkt von allen Batterien gemeinsam erbracht. Zunächst wird das Modell der batterieweisen Optimierung vorgestellt. Davon ausgehend wird daraufhin die stationsweise Optimierung erklärt.

Zum Berechnen des optimalen Ladeverhaltens sind einige Variablen notwendig, die in Tabelle 3.1 aufgelistet sind. Es gibt drei unterschiedliche SOC-Verläufe, die sich durch jeweils eine diesem SOC-Verlauf zugeordnete Leistung ändern ( $P_{\text{Vollladen}}(t)$ ,  $P_{\text{Lade positiv}}(t)$  und  $P_{\text{Lade negativ}}(t)$ ).  $\text{SOC}_{\text{pos}}$  beschreibt den SOC-Verlauf bei maximal negativem PRL-Abruf. Die Bezeichnung wurde so gewählt, da durch PRL-Abruf der Batterieladestand erhöht wird. Die Ermittlung der drei Verläufe ist notwendig, da das Stattfinden der Abrufe ungewiss ist. Denn die Möglichkeit PRL in kommenden Zeitschritten anzubieten, hängt vom aktuellen Füllstand ab und dieser wiederum von vorangegangenen Abrufen. Deswegen wird sowohl der SOC-Verlauf ohne Abruf, sowie die möglichen SOC-Verläufe ausgehend von vorherigen PRL-Abrufen berechnet (anhand von  $\text{SOC}_{\text{pos}}$  oder  $\text{SOC}_{\text{neg}}$ ). Das stellt eine konservative Berechnung dar, da die möglichen Gebote ausgehend von maximal möglichem Abruf zu jeder Zeit berechnet werden.

Der Verlauf von SOC zeigt demnach nicht direkt die mögliche PRL. Allerdings gibt dieser vor, wie geladen werden sollte, sodass über den Zeitraum hinweg am meisten PRL angeboten werden kann. Außerdem lässt sich so feststellen, welche Leistungen zusätzlich benötigt werden, um PRL bereitzustellen ( $P_{\text{auxpos}}$  und  $P_{\text{auxneg}}$ ). Diese Leistungen sind



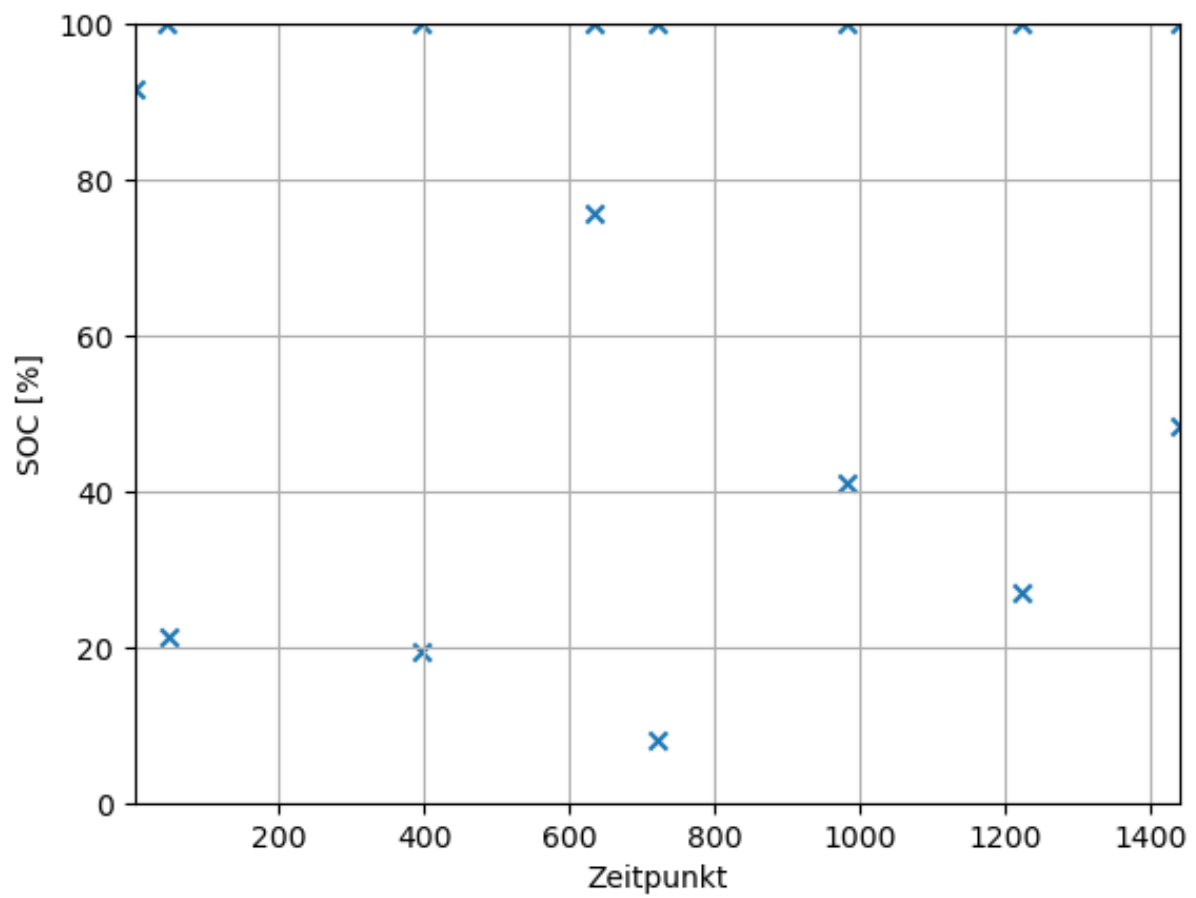


Abbildung 3.10: Eingangsinformation Optimierungsmodell: fixe Füllstände der Batterienlots



zusätzlich notwendig, damit die  $SOC_{\text{pos}}$ - und  $\text{neg}$ -Verläufe ebenfalls die 100% Füllstand zum Zeitpunkt des Abrufs erreichen.

Variablenname	Erläuterung	Definitionsbereich
$SOC(t)$	Füllstand der Batterie bei keinem PRL-Abruf (zum Zeitpunkt $t$ , Erläuterung von $t$ wird in der Beschreibung aller weiterer Variablen weggelassen, gilt aber ebenfalls dort)	$[0, 100]$
$SOC_{\text{pos}}(t)$	Füllstand der Batterie bei maximal möglichem positiven PRL-Abruf, der der Gebotshöhe entspricht	$[0, 100]$
$SOC_{\text{neg}}(t)$	Füllstand der Batterie bei maximal möglichem negativen PRL-Abruf	$[0, 100]$
$P_{\text{Vollladen}}(t)$	Auflade- bzw. Entladeleistung ohne PRL-Abruf zum Erreichen der 100% zum nächsten Abrufzeitpunkt	$[-P_{\text{Lade, max}}, P_{\text{Lade, max}}]$
$P_{\text{Lade positiv}}(t)$	Gesamt(ent)ladeleistung bei maximal möglichem negativen PRL-Abruf	$[-P_{\text{Lade, max}}, P_{\text{Lade, max}}]$
$P_{\text{Lade negativ}}(t)$	Gesamt(ent)ladeleistung maximal möglichem positiven PRL-Abruf	$[-P_{\text{Lade, max}}, P_{\text{Lade, max}}]$
$P_{\text{PRLpos}}(t)$	maximal mögliche positive Primärregelleistung	$\mathbb{R}_0^+$
$P_{\text{PRLneg}}(t)$	maximal mögliche negative Primärregelleistung	$\mathbb{R}_0^+$
$P_{\text{auxpos}}(t)$	Leistung bei maximal möglicher negativer PRL (hebt den SOC deshalb mit "pos"bezeichnet): zusätzlich notwendig, um zum Abrufzeitpunkt auf 100% SOC zu kommen	$\mathbb{R}_0^+$
$b_{\text{pos}}(t)$	gibt an, ob negative PRL abgerufen wird, oder $P_{\text{auxpos}}$	$\{0, 1\}$
$P_{\text{auxneg}}(t)$	Leistung bei maximal möglicher positiver PRL: zusätzlich notwendig, um zum Abrufzeitpunkt auf 100% SOC zu kommen	$\mathbb{R}_0^+$
$b_{\text{neg}}(t)$	gibt an, ob negative PRL abgerufen wird, oder $P_{\text{auxneg}}$	$\{0, 1\}$
$\text{minPRL}_i$	Primärregelleistung je Viertelstundenabschnitt	$\text{minPRL} : \mathbb{R}, i \in [\frac{T}{15}], T \in [t]$

Tabelle 3.1: Beschreibung der Variablen

Wie genau diese Leistungen und SOC-Verläufe berechnet werden, ist den nun aufgelisteten Zusammenhängen und Constraints der Variablen zu entnehmen. Zu beachten ist hierbei, dass „positiv“ für Anhebung des Ladestandes und damit von Netzseite negativen Primärregelleistungsabruf bedeutet.

Ladeleistungszusammenhänge:

$$P_{\text{Lade positiv}}(t) = P_{\text{Vollladen}}(t) + P_{\text{PRLpos}}(t) - P_{\text{auxpos}}(t) \quad (3.7)$$

$$P_{\text{Lade negativ}}(t) = P_{\text{Vollladen}}(t) - P_{\text{PRLneg}}(t) + P_{\text{auxneg}}(t) \quad (3.8)$$

$$b_{\text{pos}}(t) * 100 \geq P_{\text{auxpos}} \quad (3.9)$$

$$100 * (1 - b_{\text{pos}}(t)) \geq P_{\text{PRLpos}}(t) \quad (3.10)$$

$$b_{\text{neg}}(t) * 100 \geq P_{\text{auxneg}} \quad (3.11)$$

$$100 * (1 - [b_{\text{neg}}(t)]) \geq P_{\text{PRLneg}}(t) \quad (3.12)$$

$$P_{\text{PRLpos}}(t \in \text{soc\_fix\_points}) = 0 \quad (3.13)$$

$$P_{\text{PRLneg}}(t \in \text{soc\_fix\_points}) = 0 \quad (3.14)$$

Daraus geht hervor, dass die Hilfsleistungen (damit  $\text{SOC}_{\text{pos}}$  und  $\text{neg}$  100% Füllstand erreichen können) nur dann aktiviert sein können, wenn das PRL-Gebot 0 ist und umgekehrt. Das liegt an der Berechnung von  $P_{\text{Lade positiv}}$  und  $P_{\text{Lade negativ}}$ . Hier summieren sich PRL und Hilfsleistung mit umgekehrtem Vorzeichen. Da auf die PRL hin maximiert wird (siehe unten), würde diese immer maximal aktiviert sein und durch die entgegenwirkende Hilfsleistung so ausgeglichen werden, dass die Maximalleistung nicht überschritten wird. Das würde das Ergebnis verfälschen. Der Ausschluss der gegenseitigen Aktivierung wird mittels der „big-M-Methode“ implementiert (M hier 100).

Zudem ist die PRL zu Zeiten der Wechsel auf 0 gesetzt. Das erschließt sich aus der Logik heraus, dass während die Batterien gewechselt werden, diese nicht mit dem Netz verbunden sind und deshalb keine PRL bereitstellen können.

SOC-Zusammenhänge:

$$\text{SOC}(t) = \begin{cases} \text{if } t \notin \text{soc\_fix\_points}: \\ \quad \text{SOC}(t-1) + \frac{P_{\text{Vollladen}}(t) \times 100\%}{60 \text{min}/h \times \text{Kapazitt}} \\ \text{else:} \begin{cases} \text{if } \text{soc\_fix\_points}(t) = 100 \text{ and } t \neq 1: \\ \quad \text{SOC}(t-1) + \frac{P_{\text{Vollladen}}(t) \times 100\%}{60 \text{min}/h \times \text{Kapazitt}} = \text{soc\_fix\_points}(t) \\ \text{else:} \\ \quad \text{soc\_fix\_points}(t) \end{cases} \end{cases} \quad (3.15)$$

$$\text{SOC}_{\text{pos}}(t) = \begin{cases} \text{if } t \notin \text{soc\_fix\_points}: \\ \quad \text{SOC}_{\text{pos}}(t-1) + \frac{P_{\text{Lade positiv}}(t) \times 100\%}{60 \text{min}/h \times \text{Kapazitt}} \\ \text{else:} \begin{cases} \text{if } \text{soc\_fix\_points}(t) = 100 \text{ and } t \neq 1: \\ \quad \text{SOC}_{\text{pos}}(t-1) + \frac{P_{\text{Lade positiv}}(t) \times 100\%}{60 \text{min}/h \times \text{Kapazitt}} = \text{soc\_fix\_points}(t) \\ \text{else:} \\ \quad \text{soc\_fix\_points}(t) \end{cases} \end{cases} \quad (3.16)$$

$$\text{SOC}_{\text{neg}}(t) = \begin{cases} \text{if } t \notin \text{soc\_fix\_points}: \\ \text{SOC}_{\text{neg}}(t-1) + \frac{P_{\text{Lade\_negativ}}(t) \times 100\%}{60 \text{min}/h \times \text{Kapazitt}} \\ \text{else: } \begin{cases} \text{if } \text{soc\_fix\_points}(t) = 100 \text{ and } t \neq 1 : \\ \text{SOC}_{\text{neg}}(t-1) + \frac{P_{\text{Lade\_negativ}}(t) \times 100\%}{60 \text{min}/h \times \text{Kapazitt}} = \text{soc\_fix\_points}(t) \\ \text{else:} \\ \text{soc\_fix\_points}(t) \end{cases} \end{cases} \quad (3.17)$$

Aus oben genannten Gründen gibt es drei SOC-Verläufe. Zwischen den Abrufen (dadurch erkennbar, dass ein fixer Wert für den SOC vorgegeben ist) ist der SOC vom SOC im Zeitschritt davor, verändert durch die jeweilige Leistung, abhängig. Um von der Leistung in kW auf eine minütliche Füllstandsänderung zu kommen und diese zu normieren (SOC in %) sind Umrechnungsfaktoren notwendig.

Zum Zeitpunkt des Abrufs müssen alle SOC's 100% betragen. Trotzdem muss der Zusammenhang mit dem SOC im Zeitschritt davor bestehen, dass die maximale Ladeleistung nicht überschritten wird.

Dieser Zusammenhang muss hingegen aber nicht vom Zeitpunkt des Abrufs (SOC 100%) bis Vollendung des Wechsels (1 Minute später,  $\text{SOC} \hat{=} \text{RestfüllstanddereingewechseltenBatterie}$ ) beachtet werden.

PRL-Zusammenhänge:

$$P_{\text{PRLpos}}(t) \geq P_{\text{PRLneg}}(t) \quad (3.18)$$

Wie in Kapitel 3.2.4 beschrieben, muss PRL symmetrisch angeboten werden. Diese Gleichung im Zusammenhang mit der Zielfunktion gewährleistet das (dort wird auf  $P_{\text{PRLneg}}$  hin maximiert).

$$P_{\text{PRLneg}}(t) \geq \min PRL_i \quad (3.19)$$

Aufgrund dessen, dass PRL mindestens für eine Viertelstunde vorgehalten werden muss (vgl. Kapitel 3.2.4), wird je Viertelstunde ein Skalar ( $\min PRL_i$ ) eingeführt. Um in dieser Gleichung dem jeweiligen  $P_{\text{PRLneg}}(t)$  die korrekte Variable für  $\min PRL$  zuzuordnen, wird  $i$  über  $t/15$  ermittelt.  $\min PRL_i$  beschreibt den Minimalwert der PRL in diesem Zeitraum und sorgt dafür, dass dieser konstante Wert (Minimum) über eine Viertelstunde hinweg angeboten werden kann.

Zielfunktion:

$$\max \left( \sum_{i=1}^{T/15} \min PRL_i \right) \quad (3.20)$$

Das Ziel der Optimierung ist demnach, dass die Viertelstundenblöcke an PRL jeweils möglichst groß sind.

Welche Primärregelleistungen erreicht werden können und wie das Ladeverhalten aussieht, ist den Kapiteln 4.2 zu entnehmen.

Dort befinden sich auch die Ergebnisse der stationsweisen Optimierung. Das Prinzip dieser ist ähnlich der eben vorgestellten batterieweisen Optimierung. Der Unterschied ist hierbei, dass alle in Tabelle 3.1 aufgeführten Variablen bis auf  $\min PRL_i$  je Batterie vorliegen. Das bedeutet, dass beispielsweise  $SOC(t)$  ein Vektor der Länge der Batterien ist.

Zudem gibt es zwei weitere Variablen: „ $Summepos(t)$ “ und „ $Summeneg(t)$ “. Diese geben die Summe der PRL positiv bzw. negativ in jedem Zeitschritt an.

$$Summepos(t) = P_{PRL_{posj}}(t) \text{ for } j \text{ in } [1, \text{Anzahl Batterien} + 1] \quad (3.21)$$

$$Summeneg(t) = P_{PRL_{negj}}(t) \text{ for } j \text{ in } [1, \text{Anzahl Batterien} + 1] \quad (3.22)$$

Die oben beschriebenen Zusammenhänge gelten hier ebenfalls. Mit dem Unterschied, dass diese für jede Batterie gelten. Was aber nicht für jede Batterie gilt und der Vorteil der stationsweisen Betrachtung ist, ist, dass nicht in jeder Minute für jede Batterie die Symmetrie zwischen positiver und negativer PRL gegeben sein muss. Anstatt, dass also für jeden Zeitschritt  $P_{PRL_{pos}}(t) \geq P_{PRL_{neg}}(t)$  gilt (wie oben), gilt hier stationsübergreifend:

$$Summepos(t) \geq Summeneg(t) \quad (3.23)$$

Die Variable  $\min PRL_i$  muss hier nun  $\geq Summeneg(t)$  sein (und nicht wie oben batterie-scharf  $\geq P_{PRL_{neg}}(t)$ ). Ein weiterer Unterschied ist, dass bei der stationsweisen Optimierung statt Viertelstundenblöcke der PRL, Vierstundenblöcke gewählt werden. Grund hierfür ist, dass Vierstundengebote gemacht werden müssen (vgl. Kapitel 3.2.4). Für die batterieweise Optimierung werden Viertelstundenblöcke gewählt, da beim Wechsel die PRL mit 0 vorgegeben ist und es ansonsten selten möglich wäre überhaupt  $PRL \geq 0$  anzubieten. Da innerhalb der vier Stunden aber nur für eine Viertelstunde abgerufen werden muss und sich der PRL-Markt immer mehr flexibilisiert, ist die Viertelstundenuntersuchung bei der batterieweisen Optimierung auch ein untersuchenswerter Ansatz. Bei der stationsweisen Optimierung gilt für  $\min PRL_i$  demnach folgendes:

$$Summeneg(t) \geq \min PRL_i, i \in [0, 6] \quad (3.24)$$

Und die Zielfunktion lautet:

$$\max \left( \sum_{i=1}^6 \min PRL_i \right) \quad (3.25)$$

### 3.2.4 Präqualifikationsbedingungen

Um Regelleistung am Regelleistungsmarkt anbieten zu können, muss nachgewiesen werden, dass bestimmte Bedingungen erfüllt sind. Wie bereits beim allgemeinen Vorgehen (vgl. Kapitel 3.1) erwähnt, beeinflussen diese Vorgaben die Betriebsweise der Batterie-wechselstation, falls diese in der Lage sein sollte, Primärregelleistung bereitzustellen. Darüber hinaus bestimmen diese, ob Batteriewechselstationen generell in der Lage sind, PRL bereitzustellen.

Festgelegt sind die PQ-Bedingung durch die Übertragungsnetzbetreiber Deutschlands (50 Hertz, Amprion, Tennet und TransnetBW), die demnach deutschlandweit gültig sind. Konkret werden darin die Bedingungen zur Regelleistungsbereitstellung über

1. Zusammensetzung des Gebotes/ der technischen Einheiten,

2. Anforderungen an die Höhe des Leistungs- und Energieaustausches,
3. Anforderungen an den zeitlichen Verlauf des Leistungs- und Energieaustausches

beschrieben.

Zur Zusammensetzung (1) lässt sich sagen, dass zwischen technischen Einheiten (hier: einzelne Batterien), Reserveeinheiten (hier: eine Batteriewechselstation) und Reservegruppen (hier: mehrere Batteriewechselstationen) unterschieden wird. Daraus geht bereits hervor, dass mehrere Batteriewechselstationen zusammenarbeiten können, um die Anforderungen zu 2 und 3 erfüllen zu können. Es kann demnach sogenanntes Pooling betrieben werden und Reserveeinheiten, auch aus unterschiedlichen Spannungsebenen, eines Leistungs-Frequenz-Regelblockes können zusammengefasst werden. Allerdings kann diese Zusammensetzung nicht beliebig geändert werden: für die Dauer einer Viertelstunde darf keine Veränderung stattfinden und findet diese nach Ablauf der Viertelstunde statt, darf es zu keinem negativen Effekt auf die Qualität der Erbringung führen. Eine Veränderung der Zusammensetzung innerhalb dieser Viertelstunde darf nur erfolgen, wenn eine technische Störung vorliegt. (ÜNB 2022)

Für den Betrieb einer Batteriewechselstation, an der im Minutentakt Autos eine geladene Batterie anfordern können und somit eine Veränderung der Zusammensetzung anfordern, ist diese Viertelstundengrenze unpraktisch. Für die Analysen in dieser Arbeit wird davon ausgegangen, dass es diese Einschränkung in der Veränderung der Zusammensetzung in Zukunft für BSS nicht geben wird.

Ein weiterer Aspekt, der Stand heute für alle Regelleistungsanbieter gilt, ist: Wenn sich die Zusammensetzung der Reserveeinheit oder Reservegruppe ändert, was für BSS bedeutet, dass eine Batterie getauscht wurde, muss eine detaillierte Beschreibung über die Änderungen und Beeinflussung der Präqualifikation abgegeben werden. (ÜNB 2022) Auch sollte bis am Vortag um 17 Uhr angegeben werden, welche Batterien zur PRL-Bereitstellung im Einsatz sein werden. Das ist aufgrund der Ungewissheit, welcher Kunde zum Tausch kommen wird, nicht möglich. (*Frequency Containment Reserve* 2024) Aber auch diese Aspekte werden im weiteren Verlauf der Arbeit vernachlässigt und es wird davon ausgegangen, dass die Wechsel ohne Verlust der Präqualifikation durchgeführt werden können. Diese Vereinfachungen werden gemacht, damit Batteriewechselstationen aufgrund dessen, wie diese operieren, nicht von vorneherein ausgeschlossen werden PRL bereitzustellen. Da sich in der Vergangenheit die Präqualifikationsbedingungen für die Bereitstellung von Primärregelleistung flexibilisiert haben, wird von einer weiteren Flexibilisierung zugunsten der Batteriewechselstationen ausgegangen (vgl. Kapitel 2.3).

Um die PQ-Bedingungen zu erfüllen, muss zudem die Mindesthöhe des Gebots erfüllt sein (Punkt 2 in Auflistung oben): Es muss eine Mindestleistung von 1 MW abgegeben werden können und es dürfen nur Angebote in ganzen Zahlen (MW) gemacht werden. PRL muss symmetrisch angeboten werden, was bedeutet, dass die gleiche Leistung positiv wie negativ zeitgleich vorgehalten werden muss. Dabei gilt, dass nicht mehr Leistung angeboten werden darf, als über den gesamten Produktzeitraum (siehe Beschreibung zu Punkt 3) gesichert bereitgestellt werden kann, wobei geringe Schwankungen erlaubt sind (erlaubt +/- 10% (95% aller Werte) und tolerierbar +/- 20% (max. 5% aller Werte), darüberhinaus nicht zulässig). (*Frequency Containment Reserve* 2024) („Modalit

ten für Regelreserveanbieter“ 2022) (ÜNB 2022) Insgesamt sollten alle Angebote maximal 3 GW im zentraleuropäischen Synchrongebiet betragen. (Official Journal of the

European Union 2024)

Auch für die Energiemenge, die vorhanden sein muss, gibt es Vorgaben: bei einem Gebot über 1 MW und Vorhaltung für 15 Minuten, muss diese 0,91 MWh betragen. Ohne Sicherheitsfaktoren wären für diesen Zeitraum nur 0,25 MWh nötig. Allerdings sollen negative Effekte von vorangegangenen Abrufen, verzögerten Wirkungen der Speichermanagementmaßnahmen und abrupter gleichzeitiger Beendigung der Regelleistungsbereitstellung verhindert werden, weshalb diese 0,66 MWh extra erforderlich sind.

Auch für nach einem Abruf gibt es Vorschriften: Der Speicherstand muss spätestens nach zwei Stunden wiederhergestellt sein. (ÜNB 2022) Das ist ebenfalls eine Vorschrift, die im Zusammenhang mit dem Batteriewechselstationsbetrieb schwer zu erfüllen ist. Dennoch wird im Rahmen dieser Arbeit davon ausgegangen, dass die PRL-Bereitstellung möglich ist.

Zum zeitlichen Aspekt (Punkt 3) wurde bereits mehrfach die Viertelstunde erwähnt. Tatsächlich müssen Vierstunden-Gebote gemacht werden, wobei die Speicher in der Lage sein müssen für 15 Minuten konstant die gebotene Leistung zu erbringen. (ÜNB 2022)

Abschließend lässt sich sagen, dass die hier aufgeführten PQ-Bedingungen für Energiespeicher und Primärregelleistung gelten und nicht unbedingt für andere Anwendungsfälle. Zum einen wird davon ausgegangen, dass Batterien technisch in der Lage sind die Anforderungen an Reaktionszeit, an Steuerbarkeit und an Anschlüsse erfüllt (vgl. (Kocer u. a. 2022), (Figgner u. a. 2022), (Goncearuc u. a. 2023)). Da sich in der Vergangenheit zum anderen ein Trend hin zu immer mehr Flexibilisierung des Primärregelleistungsmarktes gezeigt hat (Figgner u. a. 2022), wird im Rahmen dieser Arbeit damit gerechnet, dass die Hürden, die für Batteriewechselstationen aufgrund der Betriebsweise (ständiger unvorhergesehener Wechsel der technischen Einheiten) noch gelten, vollständig abgebaut sein werden.

Festhalten lässt sich demnach an dieser Stelle, dass die Präqualifikationsbedingungen bestimmen, ob Batteriewechselstationen tatsächlich in der Lage sind Primärregelleistung bereitzustellen. Um die zweite Forschungsfrage abschließend zu beantworten, müssen zunächst noch Analysen zu Zeit und Ausmaß der Möglichkeit der PRL-Bereitstellung durchgeführt werden (Ergebnisse siehe Kapitel 4.2).

### 3.2.5 Primärregelleistungsabruf

Wie unter 3.1 beschrieben, soll das errechnete Primärregelleistungspotential mit dem tatsächlichen Abruf verglichen werden. Obwohl bei der PRL nur das Vorhalten und nicht der tatsächliche Abruf vergütet wird (*SMARD / Marktdaten visualisieren 2023*), ist diese Untersuchung aus folgenden Gründen dennoch interessant:

1. Aus Sicht der Netzstabilität sollten üblicherweise auftretende Abrufe und Vorhaltungsmöglichkeit zeitlich übereinstimmen. Dadurch lässt sich abschätzen, ob es möglich und sinnvoll wäre, PRL überwiegend oder auch nur teilweise durch Batteriewechselstationen bereitzustellen.
2. Aus Sicht des Betriebs der Batteriewechselstation ist dennoch wichtig die Kosten für das Gebot abschätzen zu können. Diese können sowohl für das Erbringen der PRL entstehen, oder es wird durch negative PRL-Bereitstellung Gewinn erbracht. Die Batteriealterung wird durch den tatsächlichen Abruf beeinflusst. Tritt beispielsweise

in den Zeiten der Vorhaltung Abruf von positiver PRL auf, so muss die Energie der entladenen Batterie wieder zugeführt werden, was Kosten verursacht.

Um in Kapitel 4 die Ergebnisse aus dem Batteriewechselstationsmodell mit den PRL-Abrufdaten vergleichen zu können, werden diese zunächst in diesem Kapitel vorgestellt und ausgewertet. Eine genaue Kostenbetrachtung wird im Rahmen dieser Arbeit nicht durchgeführt.

### 3.2.5.1 Datenlage

Im Internet gibt es einige frei verfügbare Daten zur Primärregelleistung. (*SMARD / Marktdaten visualisieren 2024*) gibt beispielsweise die vorgehaltene Leistungsmenge deutschlandweit und den Leistungspreis für den Zeitraum 5.1.15, 0:00 Uhr bis 31.12.2017, 24 Uhr an. Die vorgehaltene Leistungsmenge liegt deutschlandweit bei circa 600 MW. Eine genauere Untersuchung der dort enthaltenen Daten ist in dieser Arbeit nicht vorgesehen. (*Accepted Offers and Activated Balancing Reserves 2023*) gibt vor viertelstündlich sowohl die vorgehaltene als auch abgerufene Primärregelleistung anzugeben (auch für Sekundär-, Tertiär-regelleistung und Minutenreserve und alle Länder in der entso-e) und das für den Zeitraum 1.1.15, 0:00 Uhr bis 30.9.22, 24 Uhr. Allerdings gibt es für die Abrufspalten keine Einträge und auch die Vorhaltung ist lückenhaft.

Für eine Auswertung im Rahmen dieser Arbeit relevant sind die unter (*Aktivierete Regelleistung 2023*) verfügbaren Daten zur aktivierten Primärregelleistung. Diese sind verfügbar vom 22.6.22, 0:00 Uhr bis 31.1.24, 24 Uhr im Viertelstundenrhythmus, in positiv und negativ unterteilt, regelzonenscharf und werden regelmäßig aktualisiert. Allerdings gibt es hier Auffälligkeiten, die dagegen sprechen, diese Daten zur weiteren Analyse dieser Arbeit heranzuziehen:

- Die Berechnung der Höhe der Primärregelleistung ist unklar.
- Berechnet man die Primärregelleistung aus sekundlichen Frequenzdaten (verfügbar unter (*Sekündliche Daten 2023*)) ergeben sich Unterschiede zu den hier vorgestellten viertelstündlichen Daten.

Zur Berechnung ist angegeben, dass die Primärregelleistung über

$$k \times \Delta f \tag{3.26}$$

berechnet wird. Der k-Faktor wird vom zuständigen Übertragungsnetzbetreiber bestimmt und ist abhängig von der vorgehaltenen Primärregelleistung. Die Höhe wird nicht angegeben. Für einige Zeitpunkte ist positiv wie negativ größer 0 und das Verhältnis der Werte zueinander ist je Regelzone unterschiedlich. Das ist aufgrund dessen, dass die Frequenz sich je Regelzone nur minimal unterscheidet, unrealistisch.

Errechnet man aus den Frequenzdaten die Primärregelleistung, lassen sich Unterschiede feststellen, wie beispielsweise Abbildung 3.11 zeigt.

Die Primärregelleistung wurde für  $f(t) \in (49,8 \text{ Hz}, 50,2 \text{ Hz})$  wie folgt berechnet:

$$\text{relative aktivierte PRL}(t) = \begin{cases} \frac{50 \text{ Hz} - f(t) + 0,01 \text{ Hz}}{0,19 \text{ Hz}} & \text{für } f(t) > 50,01 \text{ Hz} \\ \frac{50 \text{ Hz} - f(t) - 0,01 \text{ Hz}}{0,19 \text{ Hz}} & \text{für } f(t) < 49,99 \text{ Hz} \\ 0 & \text{für } 49,99 \text{ Hz} < f(t) < 50,01 \text{ Hz} \end{cases} \tag{3.27}$$

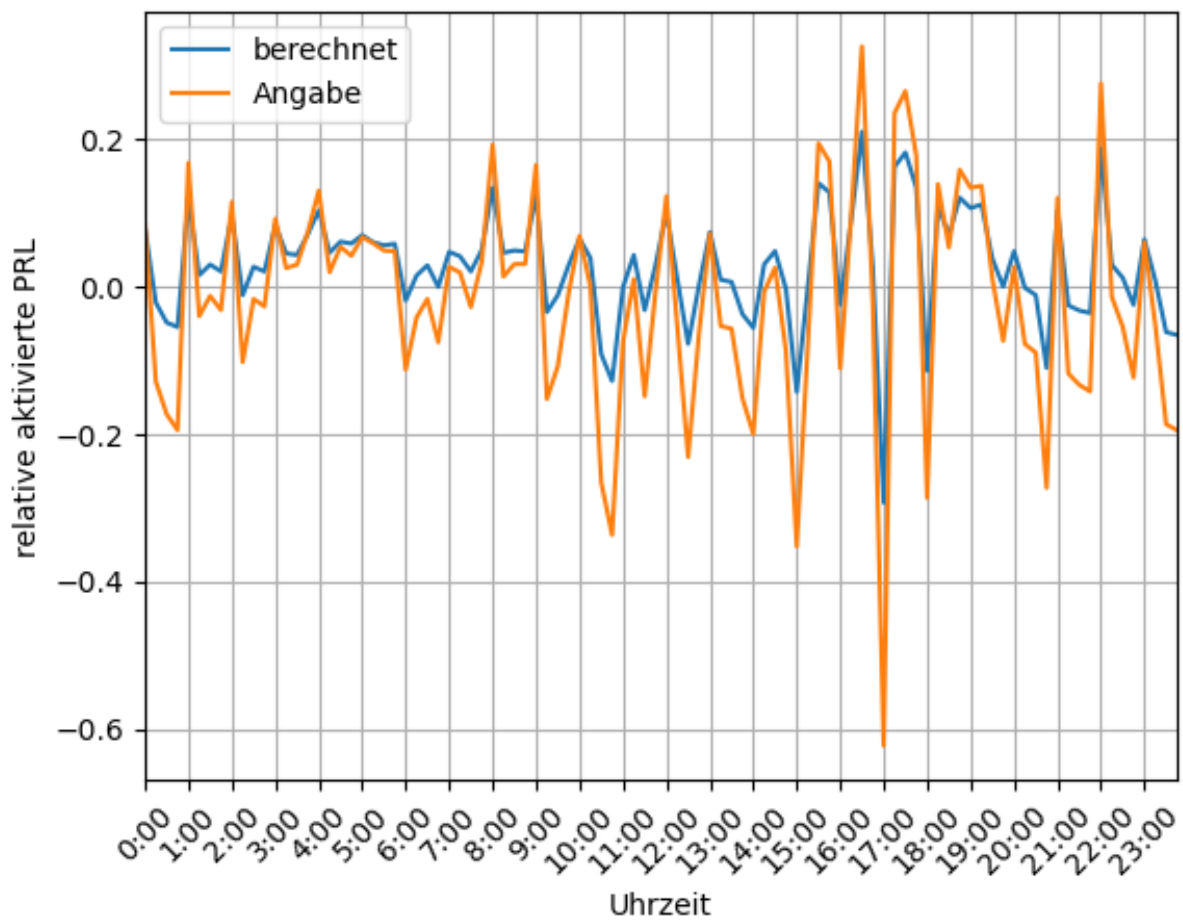


Abbildung 3.11: Vergleich PRL-Abruf-Daten mit errechneten Frequenzdaten, über Mittelwertbildung



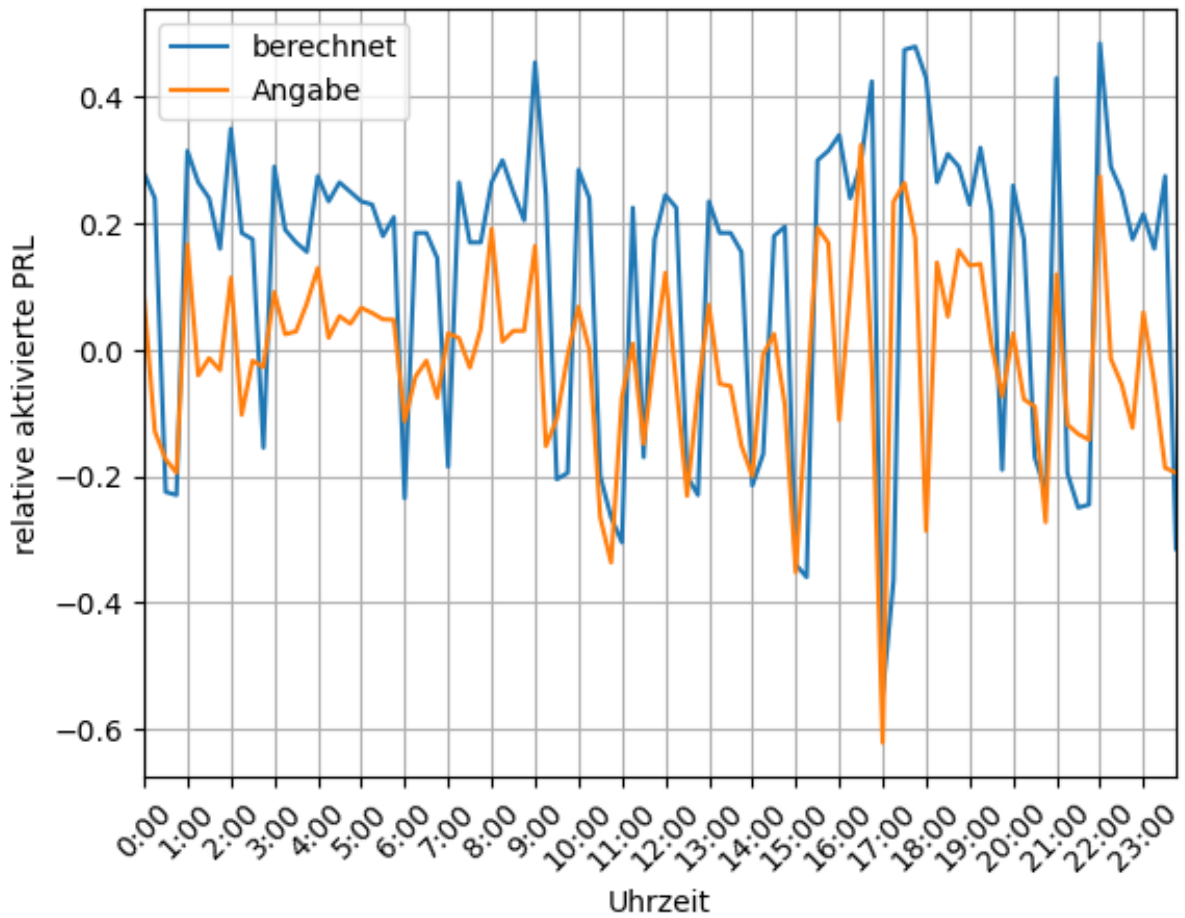


Abbildung 3.12: Vergleich PRL-Abruf-Daten mit errechneten Frequenzdaten, konservative Berechnung

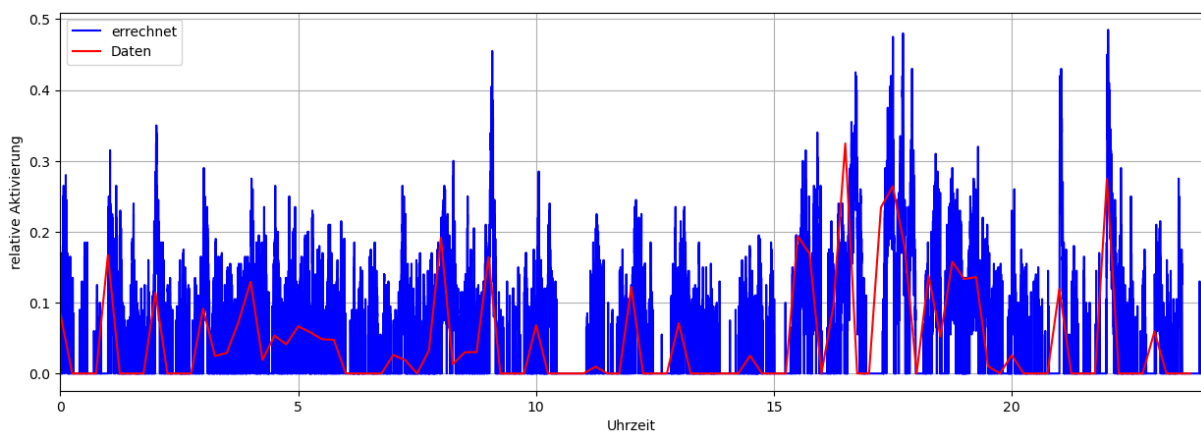


Abbildung 3.13: Vergleich PRL-Abruf-Daten mit errechneten Frequenzdaten, sekundlich, positiv

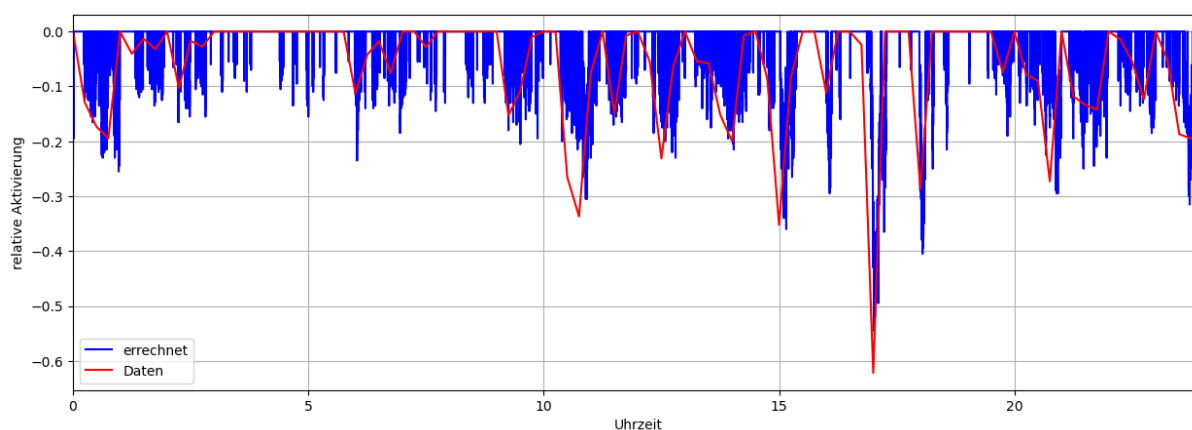


Abbildung 3.14: Vergleich PRL-Abruf-Daten mit errechneten Frequenzdaten, sekundlich, negativ

Die Unterschiede, die sich konkret feststellen lassen, zeigen Abbildung 3.11, 3.12, 3.13 und 3.14. In Abbildung 3.11 und 3.12 werden die errechneten Primärregelleistungen auf Viertelstundenwerte gerundet. Dies wird in der ersten Abbildung durch Mittelwertbildung gemacht und weil dort, wie in der Abbildung zu erkennen ist, die Abweichung von den über Frequenzdaten berechneten Werten durchwegs geringer ausfällt, werden für die Erstellung des Graphen, der in Abbildung 3.12 zu sehen ist, die Werte konservativer berechnet. Das bedeutet konkret, dass immer der Wert für die Viertelstunde herangezogen wird, der am stärksten von 0 abweicht. Dennoch ist die berechnete aktivierte Primärregelleistung zu einigen Zeitpunkten geringer, als die angegebene. Außerdem fallen die Maxima in negativer Richtung stärker aus als die in positiver.

Genauer wird der Unterschied zwischen positiver und negativer PRL in Abbildungen 3.13 und 3.14 gezeigt. Dort wird mit sekundlichen errechneten PRL verglichen.

Aus diesen Untersuchungen geht nicht hervor, wie die Daten der Netztransparenz- Webseite (*Aktivierte Regelleistung 2023*) zur PRL-Aktivierung entstanden sind. Aufgrund dessen wird im folgenden die aktivierte Primärregelleistung mittels Frequenzdaten ermittelt.

### 3.2.5.2 Schemata Abruf

Um in einem nächsten Schritt die Zeiten von aktivierter Primärregelleistung und Vorhaltungsmöglichkeiten der Batteriewechselstation vergleichen zu können, muss zunächst untersucht werden, ob es wiederkehrende Muster im Primärregelleistungsabruf gibt und wie diese aussehen.

Wählt man zufällig fünf Winterwochentage aus (in Abbildung 3.15 16.1., 20.1., 13.12., 7.12. und 23.2.) und lässt sich die Viertelstundenmittelwerte anzeigen, so kann man zunächst keinen klaren Trend ablesen (ebenso für andere Jahreszeiten, vgl. Abbildungen A.8 und A.9).

Ebenso ist kein klarer Trend abzulesen, falls man den Tagesfrequenzverlauf über eine Winterwoche (z.B. KW 5 vgl. Abbildung A.12) betrachtet. Ein anderes Bild ergibt sich für den Durchschnittsfrequenzverlauf über eine Woche (Abbildung A.11, hierauf wird unten noch genauer eingegangen).

Mehr ableiten lässt sich aus dem Frequenzverlauf über ein ganzes Jahr (hier 2023), indem

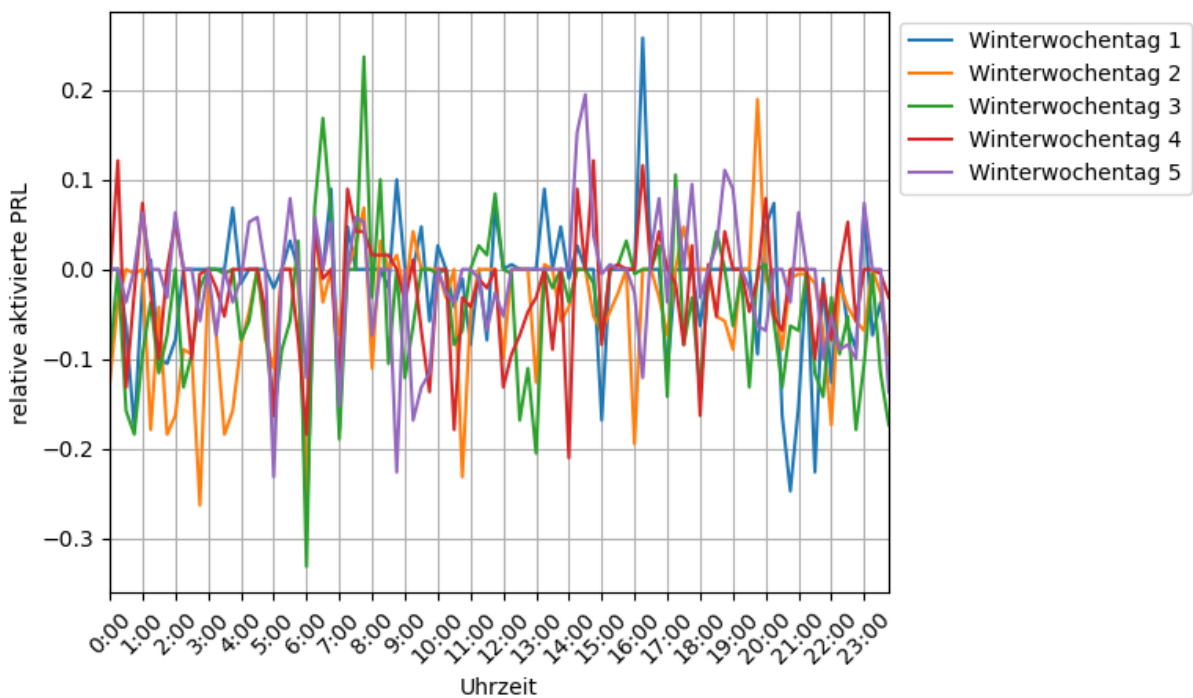


Abbildung 3.15: Tagesverläufe aktivierte PRL an fünf zufällig ausgewählten Winterwochentagen

für jede Kalenderwoche Tagesverläufe erstellt werden (vgl. Abbildung 3.16). Zu identifizieren ist sowohl der Zusammenhang mit dem Lastgang als auch mit den Stundenblöcken des Börsenhandels. Auf dem Day-Ahead-Markt werden bis 12 Uhr Stromerzeugungs-Gebote für den Folgetag abgegeben, woraufhin die Zuschläge erteilt werden. Dabei handelt es sich um Stundengebote, weshalb es zum Stundenwechsel zu Abweichungen kommen kann. Denn dort gibt es zeitliche Verzögerungen beim Zu- und Abschalten von Lasten. Zudem gibt es den Intraday-Handel, bei dem Strommengen bis 30 Minuten vor der Lieferung bzw. in derselben Regelzone bis fünf Minuten davor gehandelt werden. Da dabei neben Stundenblöcken auch mit 15-Minuten-Blöcken gehandelt wird, muss es nicht zwingend nur zum Stundenwechsel zu diesen Effekten kommen, sondern diese können auch viertelstündlich auftreten (*So funktioniert der Strommarkt 2024*) (*Was ist der Intraday-Handel? 2024*)

Abbildung 3.16 zeigt, dass es hauptsächlich zum Stundenwechsel zu einer Vorzeichenumkehr der Frequenzabweichung kommt. Außerdem ist auch ein Muster zu erkennen, in welche Richtung die Frequenzabweichung vorkommt: ausgehend von 0 Uhr ist die Frequenz zunächst zu hoch, dann in den Morgenstunden zu gering, um die Mittagszeit zu hoch, abends nochmals zu gering und nach Sonnenuntergang wieder zu niedrig (in Abbildung 3.16 ist für jeden Monat beispielsweise eine Sonnenauf- und -untergangszeit aufgetragen). Zwischen diesen Wechseln von eher zu hoher und eher zu niedriger Frequenz ist die Umkehr der Frequenzabweichung zum Stundenwechsel nicht so stark ausgeprägt. Die PRL verhält sich aufgrund der oben aufgeführten Berechnung innerhalb der definierten Grenzen umgekehrt linear zur Frequenz (vgl. Abbildung A.10).

Sowohl dass dieser Effekt beim Stundenwechsel nicht so stark ausfällt, als auch warum die Frequenzabweichung in diese Richtung ausfallen, liegt am Lastgang, was im Folgenden

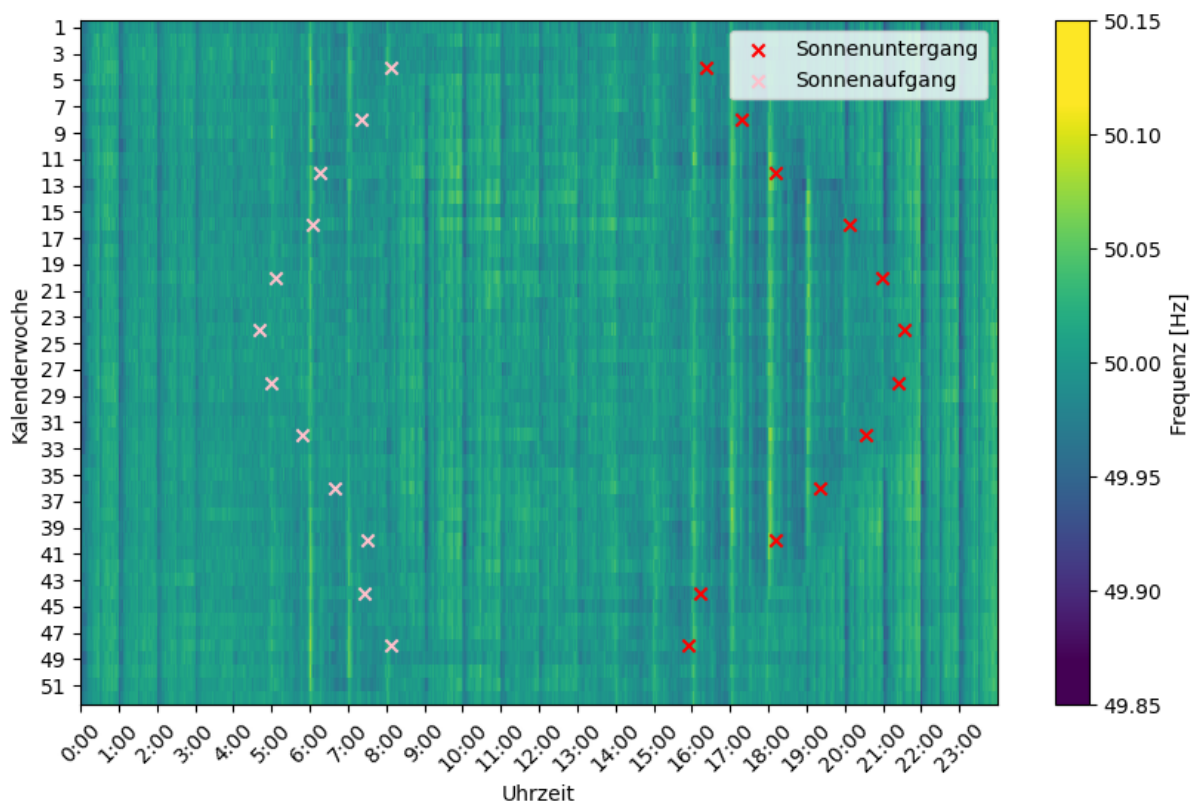


Abbildung 3.16: Tagesverlauf Frequenz über die Kalenderwochen

erläutert werden soll.

Den Zusammenhang zwischen Frequenz und Lastgang lässt sich noch genauer erkennen, betrachtet man den Durchschnittsfrequenzverlauf einer Woche und die Standardlastprofile. In Abbildung 3.17 ist das H0-Standardlastprofil (Haushalte) sowie die Durchschnittsfrequenzverläufe für einen Werktag sowie Samstag und Sonntag aufgetragen. Da sich hier der Zusammenhang zeigt, wurde auf das Auftragen der anderen Standardlastprofile verzichtet. (Diese sind in Abbildung A.13 zu finden). Steigt der Lastgang an, so ist die Frequenz zu diesen Zeiten höher, bei einem Abfallen, ist die Frequenz niedriger als die Nennfrequenz. Das liegt daran, dass beim Day-Ahead-Markt in Stundenblöcken gehandelt wird. Ausgehend von der benötigten Leistung zum Abdecken der Last zu Beginn der Stunde und der benötigten Leistung am Ende des Zeitraums, wird eine Durchschnittsleistung und bereitzustellende Energiemenge errechnet. Da die Durchschnittsleistung, mit der die Kraftwerke in etwa fahren werden, bzw. soviel Strom aus erneuerbaren Energiequellen erzeugt wird, nur zu einem Zeitpunkt der Last entspricht, gibt es diese Frequenzabweichung. Zum Ende des Stundenblockes ist zum einen die gefahrene (Durchschnitts-)leistung (bei steigendem Lastgang) geringer als die Last und zusätzlich haben Kraftwerke eine Anfahrts- und auch Herunterfahrzeit, sodass diese die Leistung zum Ende des Zeitraums verringern. So kommt es zu der Abweichungsumkehr.

Wenn die Lastgangänderung über die Stunde hinweg gering ist, bzw. ein Maximum oder Minimum vorliegt (Trendumkehr), kommt es nicht oder nur im geringen Ausmaß zu der stündlichen kurzzeitigen Frequenzumkehr. Das liegt daran, dass die gefahrene Leistung

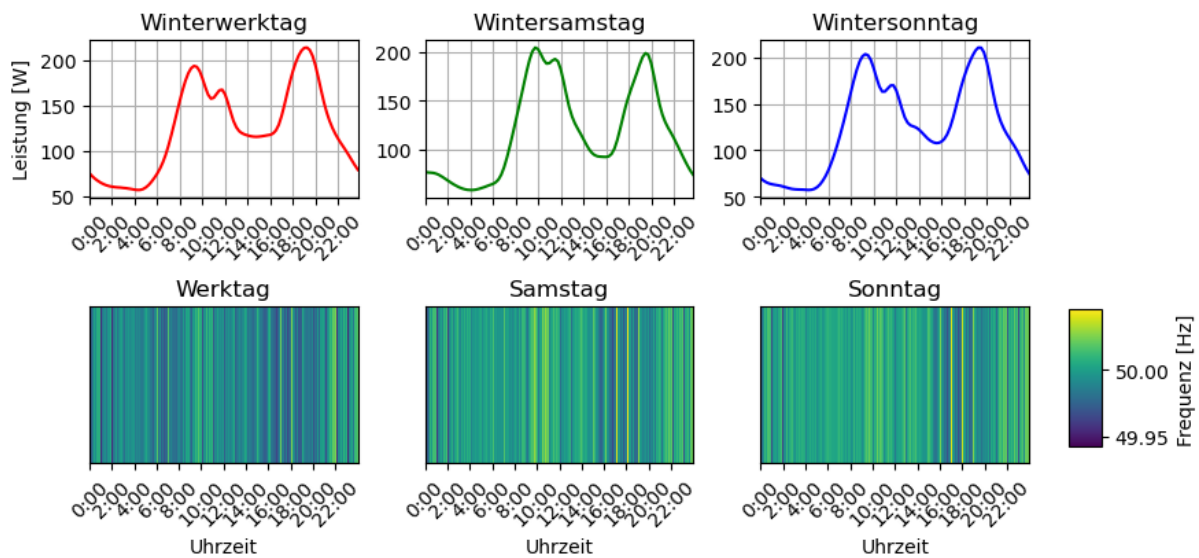


Abbildung 3.17: Lastgang (H0) und Frequenz

eher der tatsächlichen Last entspricht. Auch hier gilt wieder, dass das im Durchschnitt so ist, aber nicht zwingend immer der Fall sein muss. Wie sich die Frequenz an neun zufällig ausgewählten Stundenübergängen verhält ist in [Abbildung 3.18](#) zu sehen.

Es lässt sich demnach festhalten, dass es zwar Trends im Verlauf der Frequenz und damit der PRL gibt, aber die täglichen Verläufe doch häufig auch so stark vom Mittelwert abweichen, sodass nicht an jedem Tag der grundsätzliche Trend zu erkennen ist (hohe Standardabweichung).

Der Trend der sich im Mittel ergibt lässt sich so zusammenfassen:

- von Sonnenuntergang bis Sonnenaufgang eher zu hohe Frequenz, negative Primärregelleistung (bis etwa 50% im Durchschnitt aktiviert)
- von ca. 15 Uhr bis Sonnenuntergang und an einigen Winterwochen auch bis vor Sonnenaufgang (ab ca. 5 Uhr): zu niedrige Frequenz, positive PRL (bis ca. 30% im Durchschnitt)
- ca. 9-11 Uhr: eher zu hohe Frequenz, negative PRL (bis ca. 40% im Durchschnitt)
- zum Zeitpunkt des Sonnenaufgangs, des Sonnenuntergangs, um etwa 14-15 Uhr: Änderung des Vorzeichens der Steigung des Lastgangs, PRL gegen 0
- zum Stundenwechsel (außer um Sonnenaufgang-, Sonnenuntergang herum, und ca. 12-15 Uhr) Ausschlag der PRL in die vorzeichenmäßig andere Richtung

Diese Erkenntnisse zum PRL-Abruf werden dazu genutzt, um diese in [Kapitel 4](#) mit der vorgehaltenen PRL der Batteriewechselstation zu vergleichen.

Zudem wird untersucht wie häufig welche Art der Primärregelleistung im Jahr 2023 aktiviert wurde. Es zeigte sich, dass zu 35% keine PRL aktiviert war. Mit 35% wurde häufiger negative PRL abgerufen, als positive (30%). Es lässt sich demnach als Erkenntnis festhalten, dass das Vorhalten der PRL für Batteriewechselstationsbetreibende auch deshalb

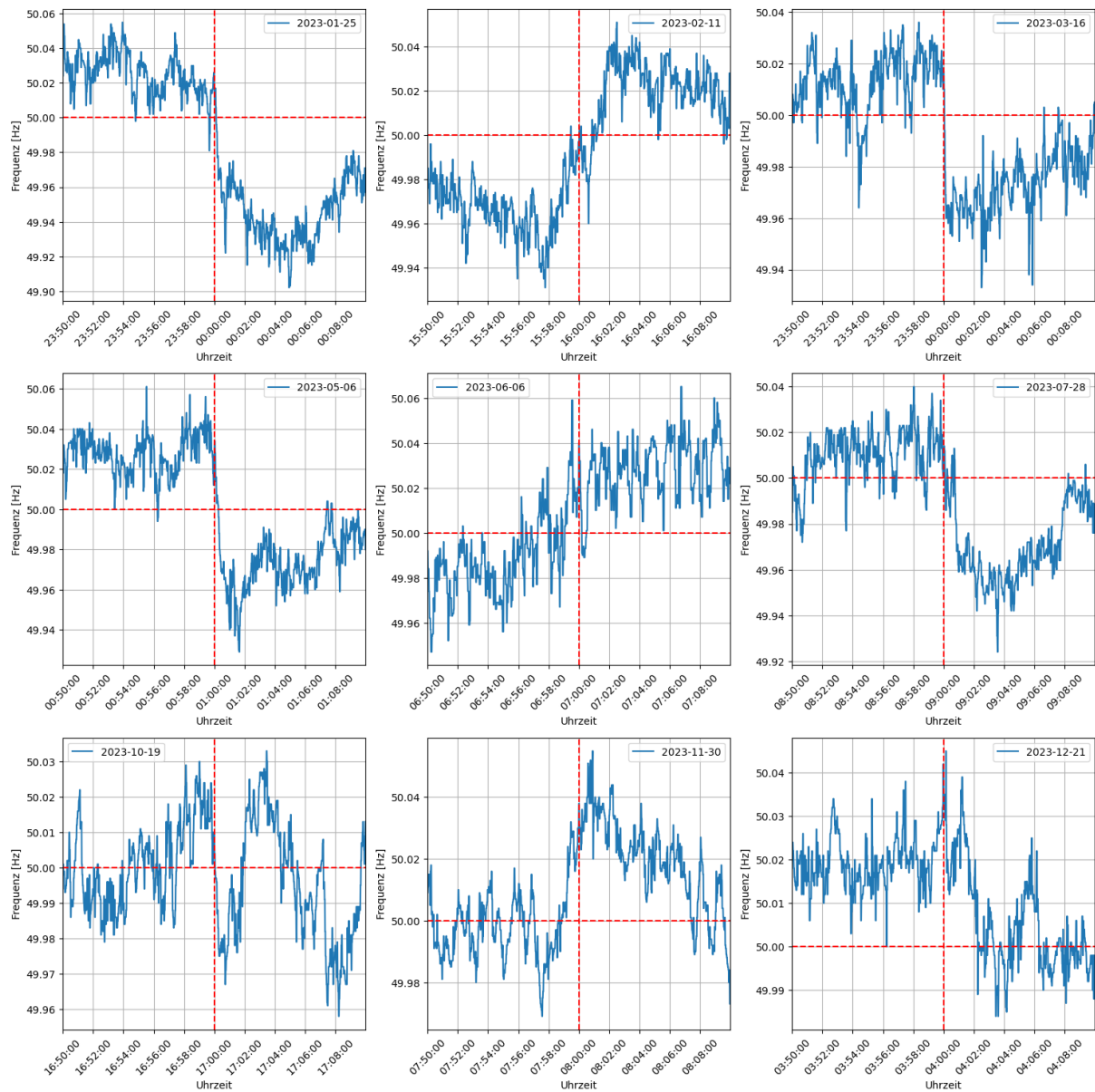


Abbildung 3.18: Stundenübergänge zu neun zufällig ausgewählten Stunden

eher lukrativ sein könnte, da eher Energie „geschenkt“ wird als unvergütet ins Netz eingespeist werden muss. Dabei gilt es zu beachten, dass dieses Verhältnis von negativ zu positiv auch stark von der angebotenen Zeit abhängig ist, auf das in Kapitel 4 eingegangen wird.





## 4 Ergebnisse

In diesem Kapitel folgt die Vorstellung und Auswertung der Modellergebnisse. Kapitel 4.1 untersucht die benötigte Batterienanzahl und die Einflüsse von Ankunftszeit, Füllstand, Ladeleistung, Batterienkapazität und Dimensionierung der Anlage (Abrufanzahl am Tag) darauf.

### 4.1 Anzahl der Batterien

Die erste Forschungsfrage lautet: Wie viele Batterien sind nötig, um den erwarteten Bedarf einer Batteriewechselstation zu decken? Für deren Beantwortung werden zunächst die im Rahmen dieser Arbeit errechneten Ergebnisse vorgestellt (Kapitel 4.1.1) und anschließend mit Literaturangaben verglichen und diskutiert (Kapitel 4.1.2).

#### 4.1.1 Ergebnisse der Batterienanzahl-Auswertung

Um die erste Forschungsfrage zu beantworten wurde mittels des Batteriewechselstationsmodells je Abrufanzahl 50 mal die benötigte Batterienanzahl berechnet. Dadurch können Aussagen sowohl über die konkreten Zahlenwerte der Batterien getroffen werden, als auch Einflüsse der Variation der Anzahl der Ankünfte am Tag, Ladeleistungen, Ankunftszeiten, Füllstände und Kapazität analysiert werden. Die Ergebnisse dieser Aspekte werden im folgenden in dieser Reihenfolge vorgestellt.

##### 4.1.1.1 Abrufanzahlen - Sensitivitätsanalyse

Welche Abrufzahlen gewählt werden, ist zunächst den Abbildungen 4.1 und 4.2 zu entnehmen (diese wurden mit Ankunftszeiten der Tankstellen berechnet).

In Abbildung 4.1 ist zu erkennen, dass die benötigte Batterienanzahl ansteigt, wenn mehr Autos pro Tag ankommen. Dies ist zu erwarten. Interessant ist hingegen, wie stark sich die Batterienanzahl in Relation zur Abrufanzahl erhöht. Die relative Batterienanzahl wird dazu in Abbildung 4.2 aufgetragen.

$$\text{relative Batterienanzahl} = \frac{n_{\text{Batterien}}}{n_{\text{Abrufe}}} \quad (4.1)$$

Hier schneiden die 10 Abrufe am Tag am schlechtesten ab. Die relative Batterienanzahl ist dem Wert 1 am nächsten. Ein Wert von 1 würde bedeuten, dass eine Batterie nur einen einzigen Abruf bedient (0 würde bedeuten, dass eine Batterie unendlich viele Abrufe bedient). Auf der anderen Seite erreichen viele Abrufe die besten Ergebnisse (aufgrund der größeren Schwankung in der Batterienanzahlberechnung bei geringeren Abrufanzahlen, haben 20000 Abrufe nicht in jedem Durchlauf die geringste relative Batterienanzahl, in Summe allerdings schon).

Das liegt daran, dass sich hier die Abrufzeiten besser ergänzen können und sich mit höherer Wahrscheinlichkeit einen Batterienslot teilen können, als dass eine weitere Batterie

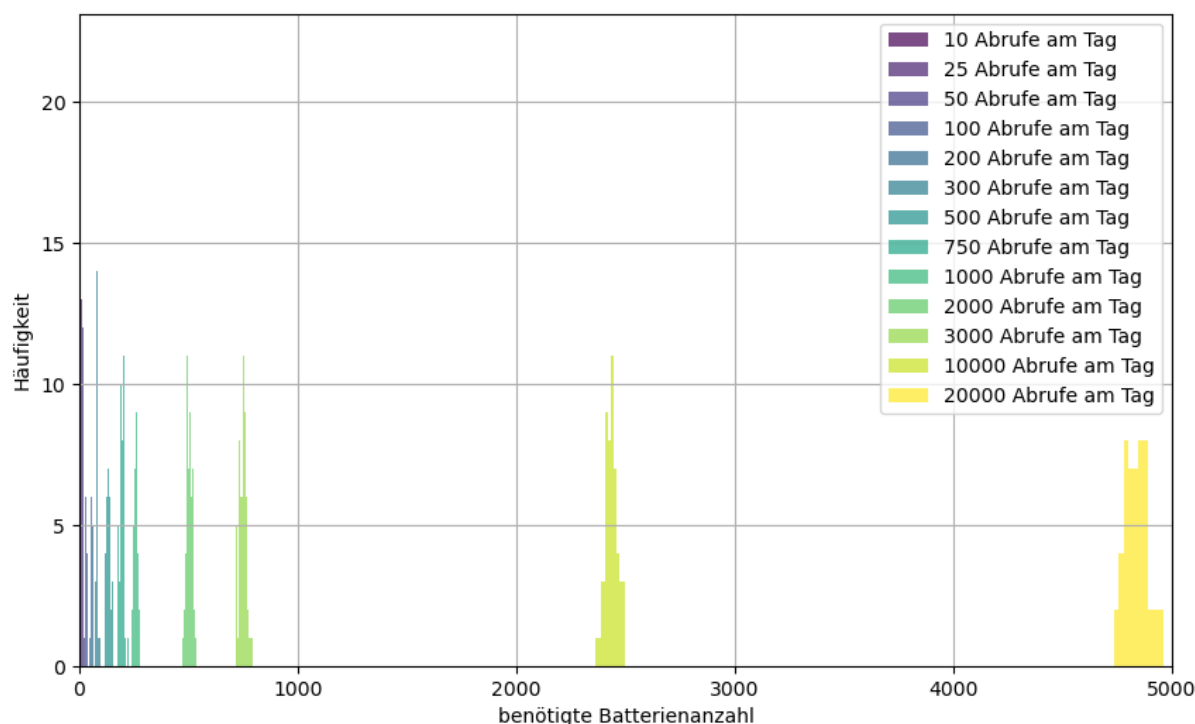


Abbildung 4.1: Histogramm Batterienanzahl für unterschiedlich viele Abrufe am Tag

bereitgestellt werden muss.

Diese Verbesserung, dass relativ gesehen weniger Batterien bei mehr Abrufen benötigt werden, ist nicht linear. Im Bereich bis 1000 Abrufe ist ein deutlicherer Abfall der Skalierungskurve zu erkennen als bei höheren Abrufanzahlen (vgl. Abbildung 4.3). Im Betrachtungszeitraum bis zu 20.000 Abrufen fällt die Skalierungskurve dennoch durchgehend ab, wenn auch geringfügig. Das bedeutet, dass eine Erhöhung der Abrufanzahl mindestens bis dahin Vorteile bringt.

Allerdings wird in Realität eine Batteriewechselstation nicht unbedingt unendlich groß dimensioniert werden. Um 20.000 Abrufe am Tag bedienen zu können, müssten mindestens 14 parallele Wechsel möglich sein (bei Annahme der Dauer von 1 Minute pro Wechsel und ohne Pause zwischen den Wechseln, die senkrechten Striche in Abbildung 4.3 geben an, ab welcher Abrufanzahl erneut ein paralleler Wechsel mehr möglich sein müsste). Um diese Anzahl an Batteriewechselstationen an einem Standort unterbringen zu können, sind hohe Anforderungen an die vorhandene Fläche und die Batterieverteilungslogistik zu den einzelnen Stationen des Standortes gestellt. Zudem ist in Realität eine Nachfrage in dieser Höhe unwahrscheinlich.

Es lässt sich festhalten, dass umso mehr Abrufe am Tag bedient werden, umso weniger Batterien pro Abruf vorgehalten werden müssen. Allerdings setzen die Gegebenheiten vor Ort Grenzen. Der Nachteil dieser Begrenzung ist nicht allzu hoch, wenn zumindest ca. 1000 Abrufe am Tag bedient werden. Zudem ist in Kombination mit Primärregelungsbereitstellung die längere Lagerzeit der Batterien (was bei einer höheren relativen Batterienanzahl der Fall ist) nicht unbedingt negativ zu bewerten, da diese so länger für

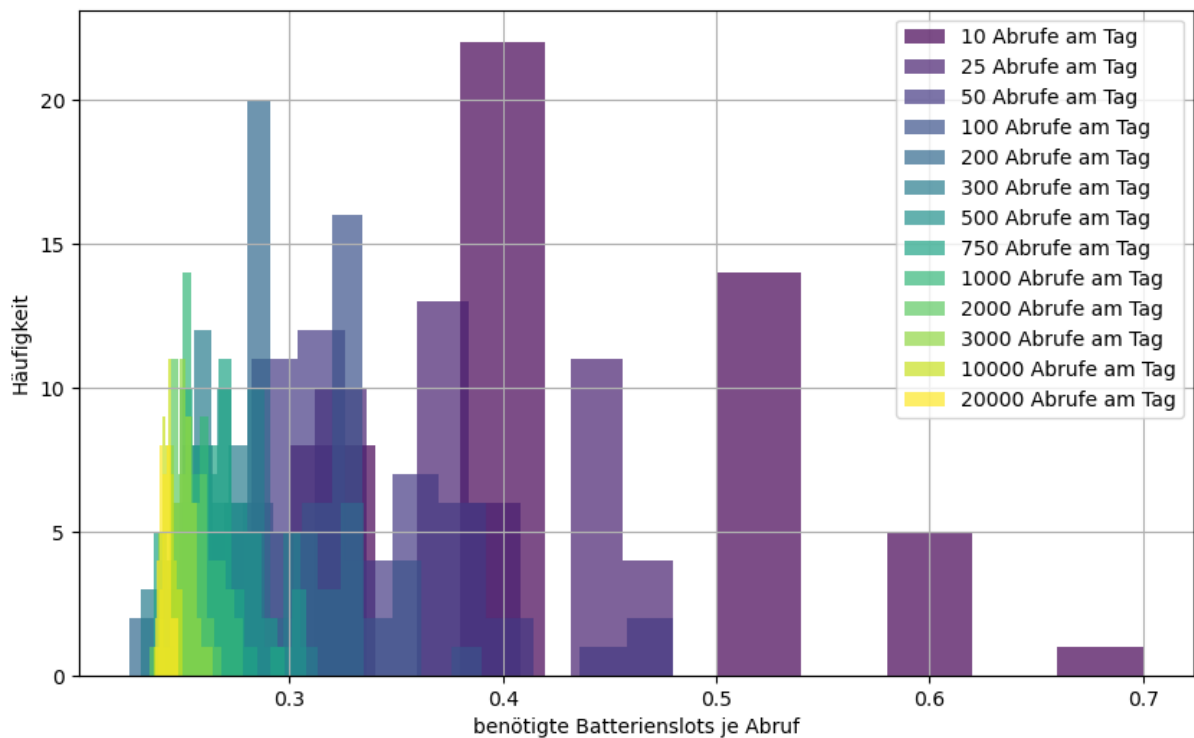


Abbildung 4.2: Histogramm relative Batterienanzahl (pro tägliche Abrufanzahl)

PRL-Gebote zur Verfügung stehen.

#### 4.1.1.2 Ladeleistungen - Sensitivitätsanalyse

Bei höheren Ladeleistungen sind weniger Batterien nötig, um die gleiche Anzahl an Abrufen bedienen zu können (siehe hierzu auch Abbildung 4.3), was an den verkürzten Ladezeiten liegt. Das führt dazu, dass höhere Ladeleistungen geringere relative Batterienanzahlen erreichen können. Das ist demnach ein positiver Effekt. Warum eventuell trotzdem geringe Ladeleistungen zu bevorzugen sind, wird in Kapitel 4.1.2 diskutiert.

Im Rahmen dieser Arbeit werden für die Leistungen 11, 50 und 100 kW Berechnungen zur Batterienanzahl mittels des Modells durchgeführt, um den konkreten Einfluss der Leistungsvariation auf die Batterienanzahl zu untersuchen. Zur Ableitung einer vereinfachten Faustformel zur Bestimmung der Batterienanzahl werden zunächst in einem ersten Schritt die Graphen in Abbildung 4.4 durch eine Gleichung der Form  $y = m_P \times x + a_P$  approximiert und eine allgemeingültige Gleichung abhängig von der Leistung  $P$  aufgestellt. Der y-Achsenabschnitt mit „a“ bezeichnet, ist bei allen drei Leistungen größer 0. Da es sich bei diesen Gleichungen um Approximationen handelt und sich aus der Logik heraus schließen lässt, dass, falls es keine Nachfrage nach Batterien gibt (Abrufanzahl 0), auch keine Batterien vorgehalten werden müssen ( $a = 0$ ), ist  $a$  gleich 0 gewählt. Die Abschätzung für die Steigung  $m$  mit  $3/P$  trifft für 50 und 100 kW relativ gut die berechneten Werte (über den gesamten Zeitraum eine durchschnittliche Abweichung von 3,4 bzw. 5,2%). Für 11 kW liegt die Abweichung im Durchschnitt bei 12,8%. Die Faustformel ist folglich eher

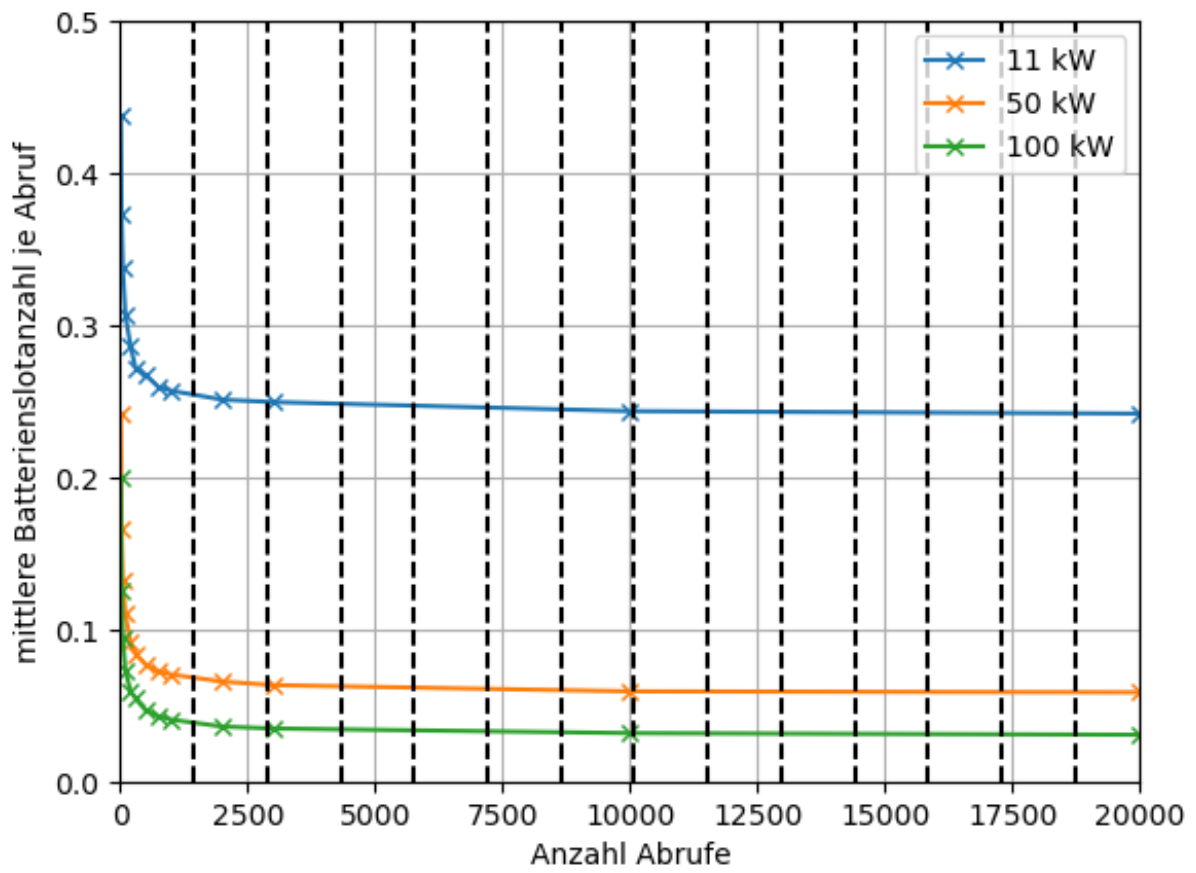


Abbildung 4.3: relative Batterienanzahl

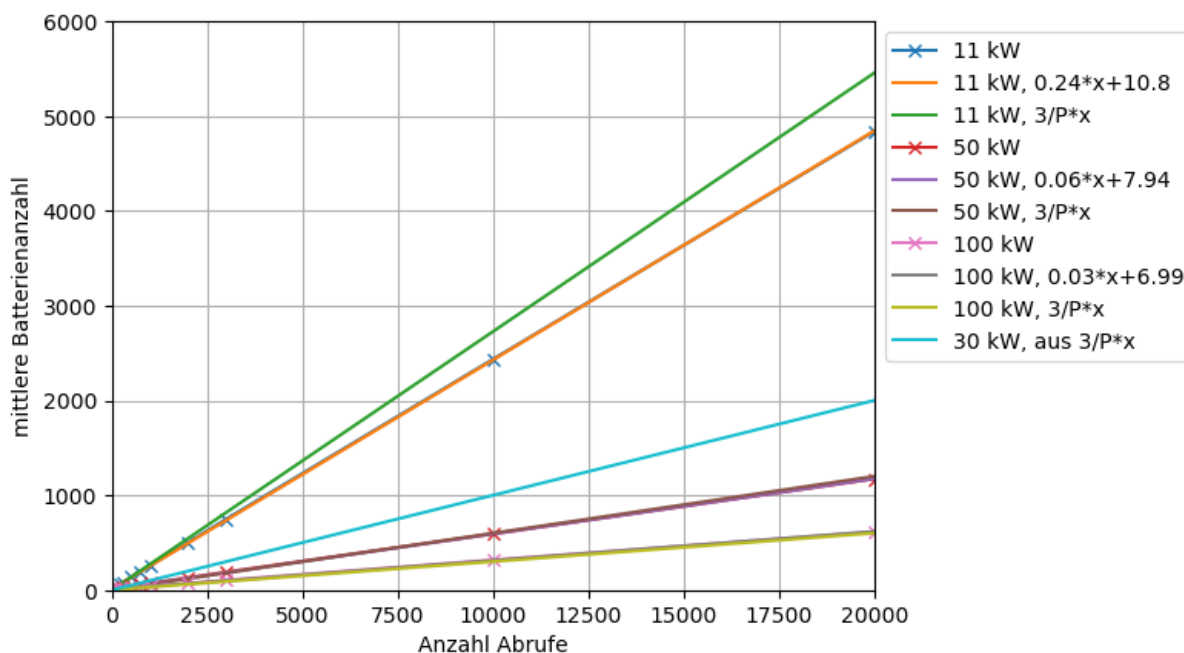


Abbildung 4.4: Batterienanzahl bei variierten Leistungen mit Annäherungsgleichungen

für verhältnismäßig große Ladeleistungen nutzbar.

$$\text{Batterienanzahl} = P/3 \times \text{Abrufanzahl} \quad (4.2)$$

Zu den im weiteren Verlauf durchgeführten Sensitivitätsanalysen werden keine Formeln zur Abschätzung genannt, da diese prozentual noch weiter abweichen und kein Muster in der Abweichung zu erkennen ist (hier: bei höheren Leistungen ist die Abweichung geringer).

#### 4.1.1.3 Ankunftszeiten - Sensitivitätsanalyse

Neben der Variation der Ladeleistung ist es auch interessant festzustellen, welchen Einfluss die Variation der Ankunftszeiten als Input in das Modell hat (vgl. Kapitel 3.2.1.3). Für 11 und 50 kW Ladeleistung wird die mittlere Batterienanzahl (aus jeweils 50 Durchläufen pro Abrufanzahl) ebenfalls mit Ankunftszeitendaten berechnet, welche die Starts der Ladungen an Ladesäulen ohne Wartezeit beschreiben (vgl. Kapitel 3.2.1.1). Zudem wird die Berechnung mit gleichverteilten Ankünften durchgeführt. Diese Annahme dient dazu die Relevanz und Auswirkung der Ankunftszeitverteilung einzuordnen.

Abbildungen 4.5 und 4.7 zeigen die Ergebnisse dieser Untersuchung. In Abbildung 4.5 sind geringe Unterschiede zwischen den Kurven der Tankstellen- und Ladesäulen-Ankunftszeiten bei 50 kW zu erkennen. Bei 11 kW wird der Unterschied deutlicher, dass die Ankunftszeiten an Tankstellen sich besser über den Tag verteilen, sodass weniger Batterien für den Betriebsablauf notwendig sind. Berechnet man die relative Batteriedifferenz wie im Folgenden beschrieben, können dennoch bei 50 kW Ladeleistung teilweise relativ gesehen mehr Batterien eingespart werden (vgl. Abbildung 4.7). Im Mittel ist die relative Einsparung bei 11 und 50 kW etwa gleich.

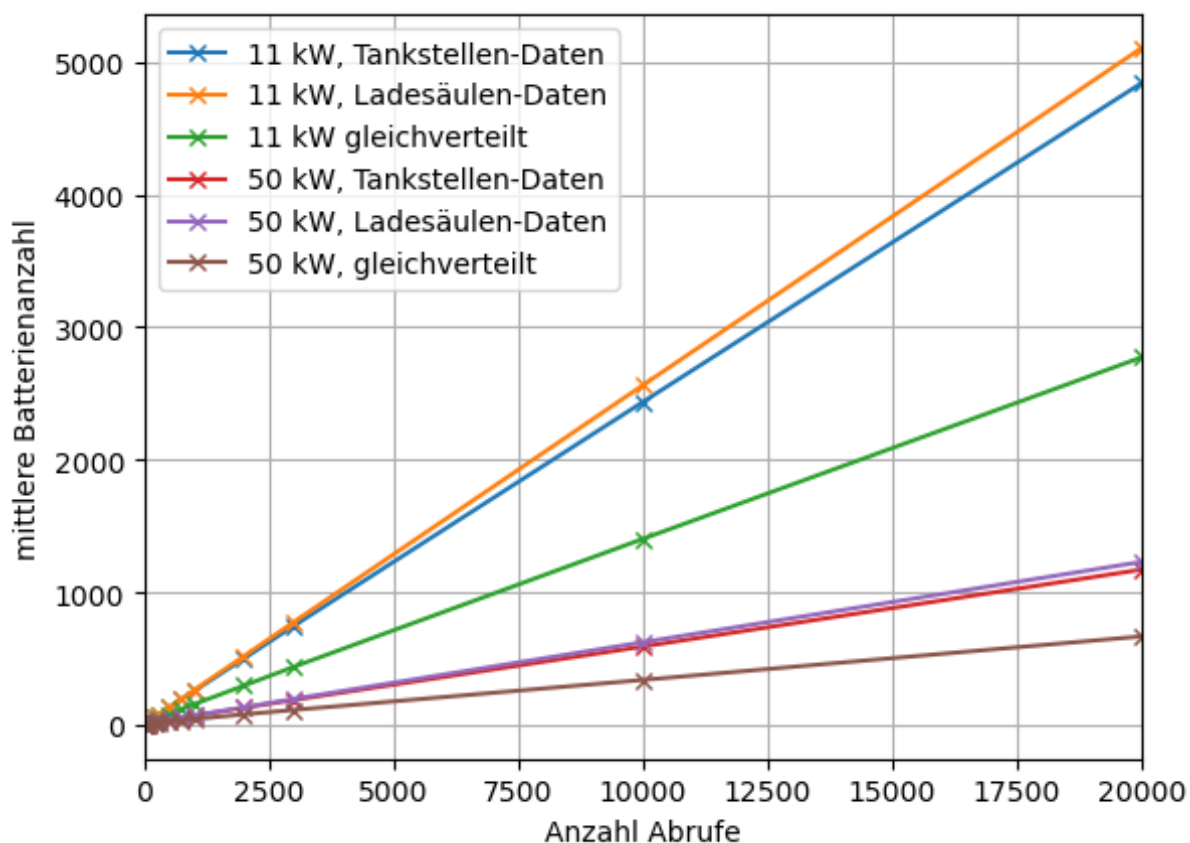


Abbildung 4.5: Batterienanzahl mit Variation der Ankunftszeiten

$$\text{relative Batteriedifferenz} = \frac{n_{\text{Batterien Inputdaten verändert}} - n_{\text{Batterien Tankstellendaten}}}{n_{\text{Batterien Tankstellendaten}}} \quad (4.3)$$

Die gleichverteilte Ankunftszeitverteilung wirkt sich, wie zu erwarten war, positiv auf die Batterienanzahl aus und verringert diese. In Abbildung 4.7 zeigt sich, dass das Ausmaß der Batterienanzahlverringering deutlich größer ist, als die Erhöhung, die Ankünfte wie an Ladesäulen mit sich bringt. Auch hier werden relativ gesehen unabhängig von der Ladeleistung gleich stark die Batterienanzahl verringert.

Hierbei ist auffällig, dass die relative Batterienanzahldifferenz mit zunehmenden Abrufanfragen steigt. Das lässt sich so erklären, dass sich dieser Effekt mit steigender Abrufanzahl aufsummiert. Da der Unterschied in der Verteilung zwischen Tankstellen- und Ladesäulendaten ohne Wartezeit deutlich geringer ist, ist diese Steigerung nicht erkennbar.

Die Ankunftszeitverteilung hat demnach Einfluss auf die notwendige Batterienanzahl, wobei der Einfluss bei steigender Batterienanzahl größer wird. Bei einer gleichverteilten Ankunftszeitverteilung lassen sich beim Betrieb mit 11 kW relativ gesehen mehr Batterien einsparen als bei 50 kW. Das liegt daran, dass bei 11 kW durch die längere Ladezeit ein zeitlich ungünstig gelegener Abruf mehr ins Gewicht fällt.

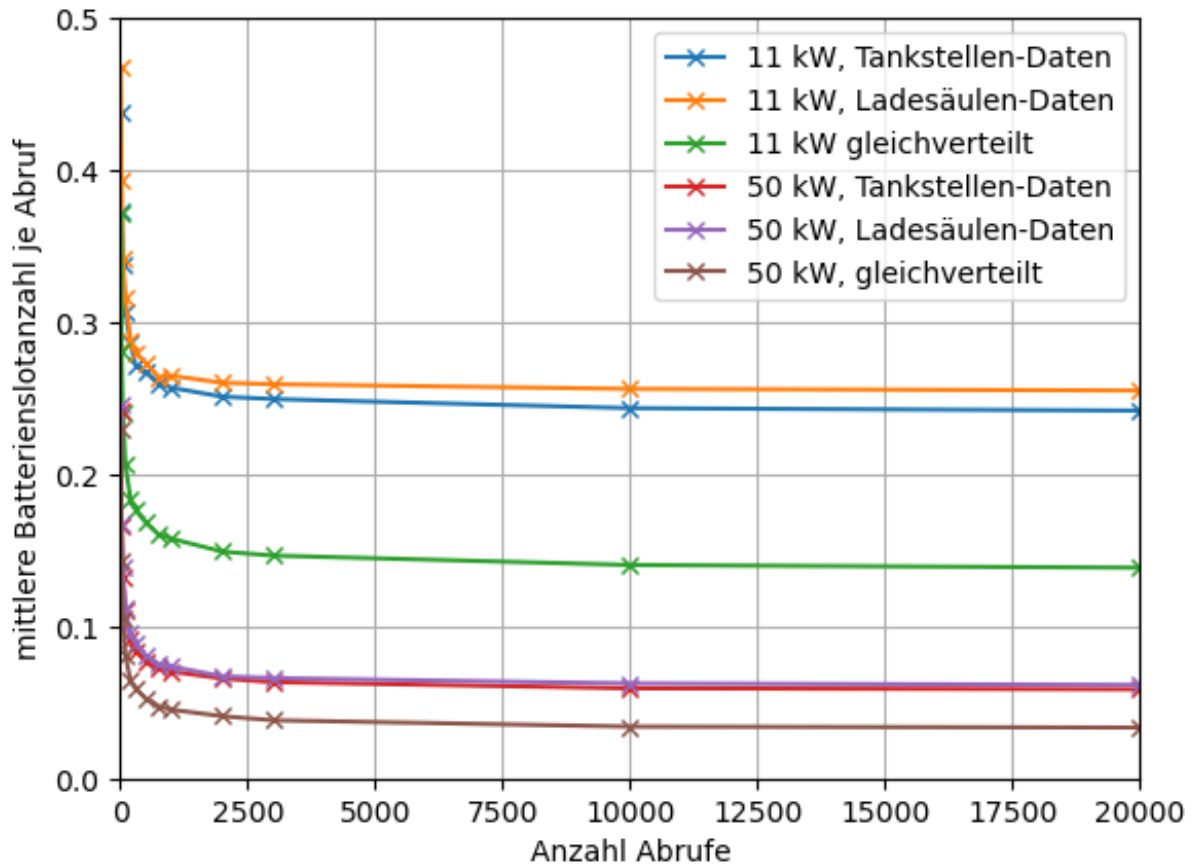


Abbildung 4.6: relative Batterienanzahl mit Variation der Ankunftszeiten

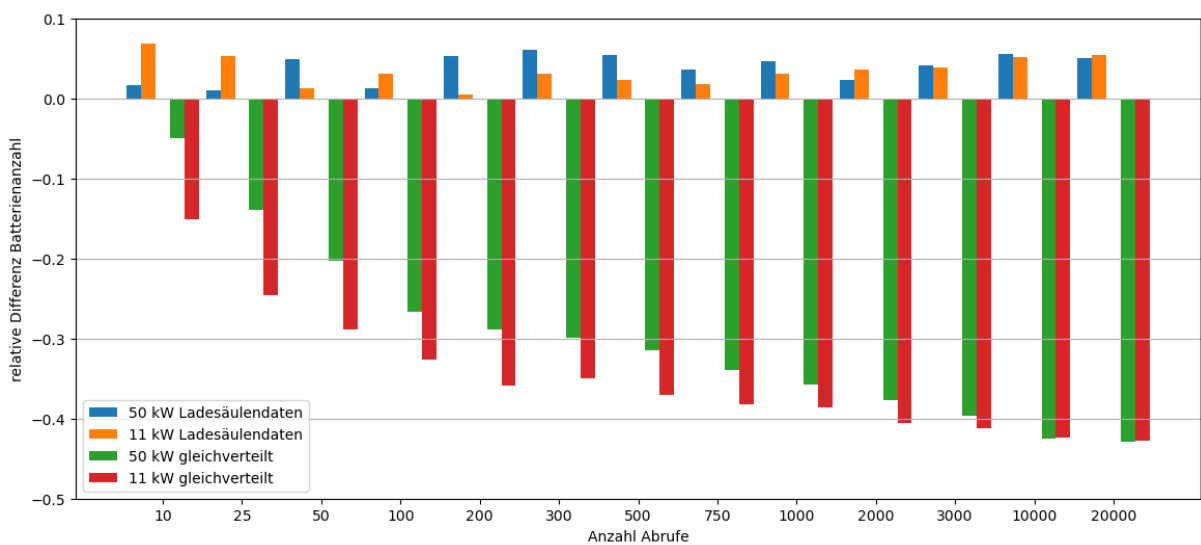


Abbildung 4.7: relative Batteriedifferenz bei variierten Ankunftszeiten

#### 4.1.1.4 Füllstände - Sensitivitätsanalyse

Des Weiteren soll untersucht werden, welchen Einfluss der Füllstand der Batterien der ankommenden Autos hat. Aus der Logik lässt sich schließen, dass höhere Füllstände die mindestens notwendige Batterienanzahl verringert, da sich die Ladezeiten verkürzen. Die Füllstandsverteilung ist, anders als bei der Ankunftszeit, nicht entscheidend für die notwendige Batterienanzahl (Füllstandswerte beeinflussen einander nicht). Deshalb werden die Füllstände für diese Analyse so verändert, dass nach dem Ziehen, aus der unter Kapitel 3.2.1.2 vorgestellten Füllstandsverteilung, die Werte auf unterschiedliche Arten angepasst werden. Abbildung 4.8 und 4.9 zeigen die Ergebnisse der Untersuchungen, bei denen die Füllstandswerte im Nachhinein relativ um 5% verringert bzw. um 5% oder 10% erhöht wurden. Außerdem wurde analysiert, wie eine absolute Erhöhung um 0.05 bzw. 0.1 die notwendige Batterienanzahl verändert.

Die Analysen der Füllstandsvariation haben ergeben (siehe dazu Abbildung 4.8 und 4.9), dass ...

- ... keine Erhöhung der Differenz zwischen Referenzfall und variiertem Füllstand bei vielen Abrufen (wie bei Ankunftszeitverteilung) stattfindet.
- ... die relative Erhöhung und Verringerung um 5% (bzw. 10%) nicht dieselbe absolute Differenz zum Referenzfall ergeben.
- ... die absolute Erhöhung um 0.10 (ab 50 Abrufen) zu mehr als 10% Abweichung gegenüber dem Referenzfall (Füllstände aus Füllstandsverteilung) führt (bei + 0.05 ebenfalls mehr als 5% Verringerung der Batterienanzahl ab 200 Abrufen)
- ... bei relativ 5% erhöhtem Füllstand bei Ankunft nicht 5% weniger Batterien, sondern weniger als 5% Differenz (eher minus 0 bis 2 %) benötigt werden, was bei relativ um 10% erhöhtem Füllstand ebenfalls der Fall ist.

All diese Effekte lassen sich so erklären: anders als bei der Variation der Ankunftszeiten, gibt es nicht den Effekt der Ergänzung der Ankunftszeiten (siehe Erklärung oben), weshalb sich die Differenzen bei steigenden Abrufanzahlen nicht vergrößern. Was aber bei mehr Abrufen geschieht, ist, dass die errechneten Batterienanzahlen eher miteinander verglichen werden können, da die Stichproben größer sind und sich die verschiedenen gezogenen Füllstände ausgleichen (es wurde nicht einmal aus der Füllstandsverteilung gezogen und davon ausgehend 5% bzw. 10% hinzugefügt, sondern für jede Analyse erneut gezogen). Das begründet, warum relativ 5% Erhöhung nicht dieselben Werte wie 5% Verringerung ergibt. Außerdem lässt sich damit auch begründen, dass die konkreten Zusammenhänge zwischen Füllstand und Batterienanzahl erst bei mehreren Abrufen zeigt.

Denn, dass die Erhöhung des Füllstandes zu einer Verringerung der benötigten Batterienanzahl führt, ist auch bei geringeren Abrufanzahlen erkennen. Allerdings ist der Zusammenhang nicht direkt. Ab Abrufzahlen von 500 (und höher) und bei relativer Erhöhung um 5% bzw. ab 50 Abrufen bei Erhöhung um relativ 10% ist der Faktor in etwa 0,4. Das bedeutet, dass sich die relative Füllstandserhöhung zu 40% auf die Batterienanzahl auswirkt (ist beispielsweise der Füllstand relativ 10% höher, so ist die benötigte Batterienanzahl 4% niedriger).



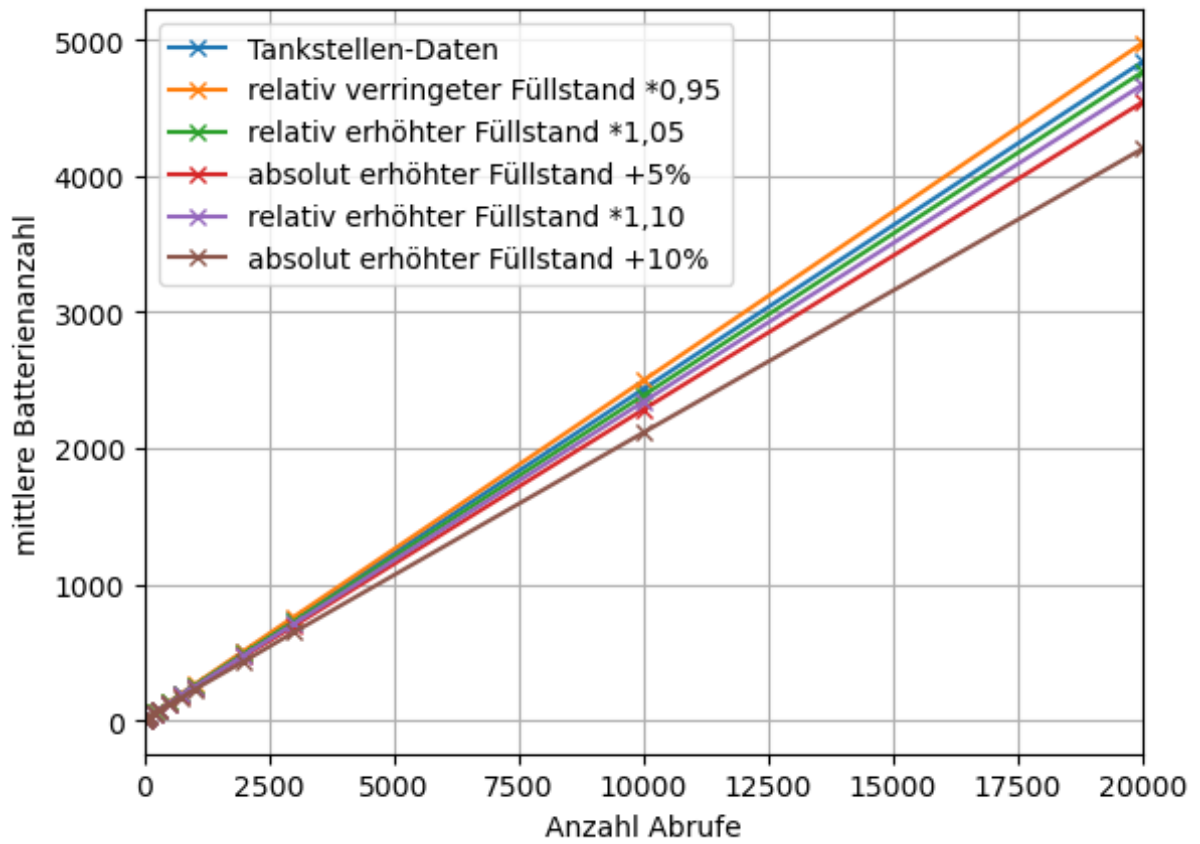


Abbildung 4.8: Batterienanzahl mit Variation der Füllstände

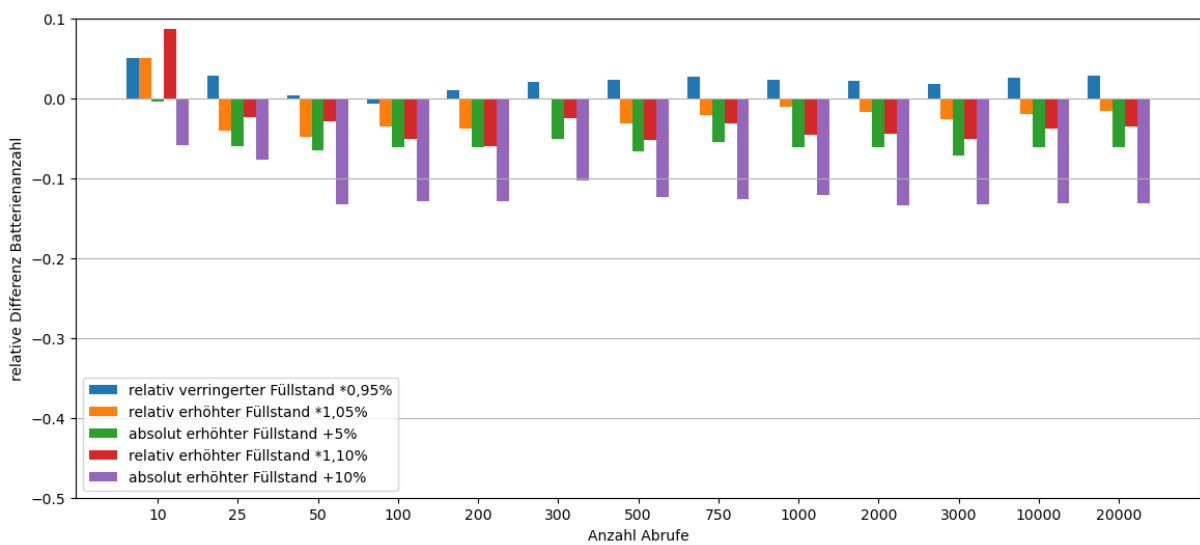


Abbildung 4.9: relative Batteriedifferenz bei variierten Füllständen

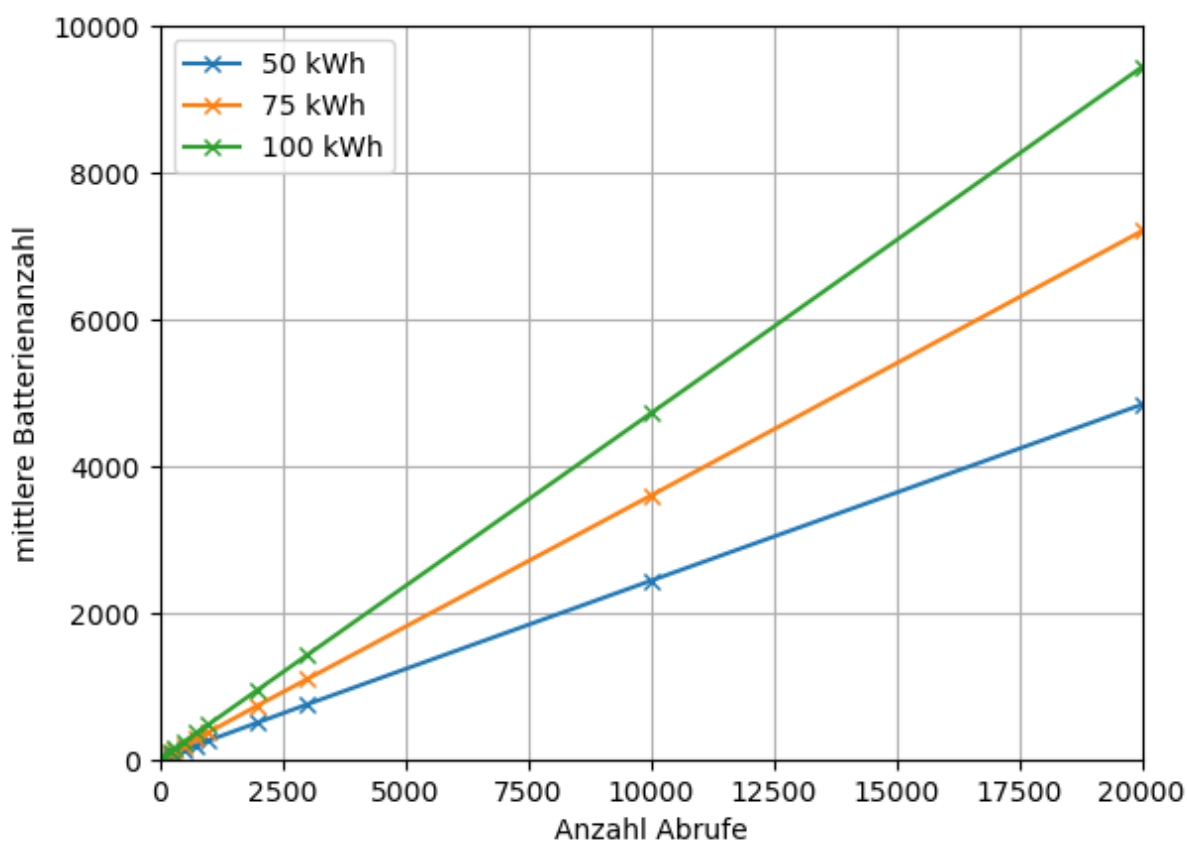


Abbildung 4.10: Batterienanzahl mit Variation der Batterienkapazität

#### 4.1.1.5 Batterienkapazitäten - Sensitivitätsanalyse

Ebenfalls wird im Rahmen dieser Arbeit untersucht, inwieweit sich eine Veränderung der Batterienkapazität auf die benötigte Batterienanzahl auswirkt. Abbildung 4.10 zeigt, dass umso höher die Kapazität ist, umso mehr Batterien benötigt werden. Da es bei beispielsweise doppelt so hoher Kapazität doppelt so lange dauert, bis die Batterie vollgeladen ist, sind relative Batteriedifferenzen von in etwa 100% zwischen 50 und 100 kWh Kapazität zu erwarten. In Abbildung 4.11 sind die Differenzen aufgetragen und es ist zu erkennen, dass die Differenzen etwas unter dem erwarteten Wert (für 75 kWh: 0,5 und 100 kWh: 1) bleiben. Dass sich der erhöhte Bedarf nicht 1 : 1 widerspiegelt, lässt sich so erklären, dass sich die Abrufe aufgrund der höheren Batterienanzahl besser ergänzen können bzw. die Batterien sich mit ihren verfügbaren Ladeleistungen besser gegenseitig „aushelfen“ können. Die relative Differenz steigt mit der Zahl der täglichen Abrufe an. Der Grund hierfür ist, dass die Möglichkeit der Ergänzung bei geringeren Kapazitäten bereits gut ausgenutzt werden kann, sodass höhere Kapazitäten nicht diese noch fehlende Ergänzungsmöglichkeit zusätzlich nutzen können. Bei der Variation der Kapazitäten pendelt sich der Faktor zwischen relativer Veränderung der Batterienanzahl zu relativer Veränderung der Batterienkapazität bei höheren Abrufzahlen bei etwa 0,9 ein (die relative Veränderung der Kapazität wirkt sich zu 90% auf die relative Batterienanzahl aus).

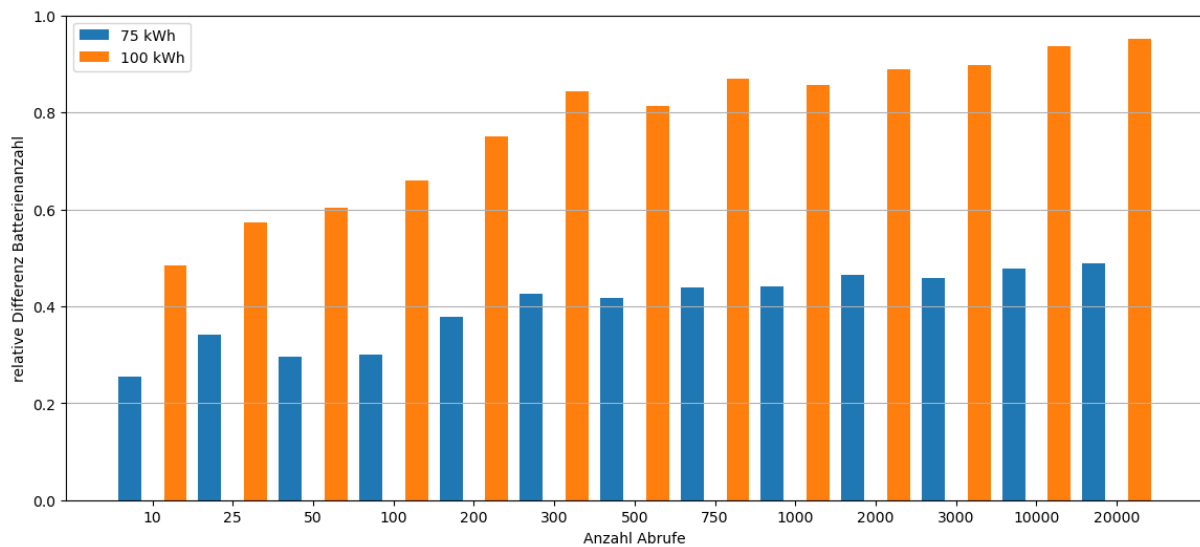


Abbildung 4.11: relative Batteriedifferenz bei variierten Kapazitäten

#### 4.1.1.6 Zusammenfassung der Erkenntnisse aus 4.1

Die Erkenntnisse dieses Kapitels lassen sich so zusammenfassen:

- Mehr Abrufe am Tag führen zu relativ gesehen weniger benötigten Batterien, wobei der Zusammenhang Batterienanzahl zu Abrufanzahl nicht linear ist. Es sind Skalierungseffekte zu erkennen. Aufgrund von räumlichen Begrenzungen und auch realer Nachfrage (siehe dazu auch 4.1.2), wird die Batteriewechselstation nicht unbedingt möglichst groß dimensioniert werden. Welche Dimensionierung für die Primärregelleistungsbereitstellung am besten geeignet ist, wird in Kapitel 4.2 vorgestellt.
- Höhere Ladeleistungen führen zu weniger Batterien, die für den Betrieb notwendig sind. Aus Betriebssicht sind demnach höhere Ladeleistungen erstrebenswert. Was die Batteriealterung und Netzauslastung betrifft, sind hohe Ladeleistungen problematisch (siehe dazu auch Kapitel 4.1.2). Eine Variation der Ladeleistung stellt einen Kompromiss dar: zu Stoßzeiten wird mit hoher Leistung geladen, um die Batterienanzahl gering zu halten und ansonsten wird batterieschonend mit geringen Leistungen geladen werden (Ladekonzepte siehe Kapitel 4.2). Dennoch sollte die Maximalleistung limitiert werden (siehe dazu auch Kapitel 4.1.2). Die Variation der Ladeleistung zwischen den Abrufen hat hier keinen Einfluss auf die Batterienanzahl, da die Anlage immer von der Maximalleistung ausgehend dimensioniert werden muss.
- Der Einfluss der Variation der Ankunftszeiten nimmt bei höheren Abrufanzahlen zu (zumindest bei der Gleichverteilung deutlich zu erkennen). Umso gleichmäßiger verteilt die Abrufe am Tag stattfinden (sind bei den Tankstellendaten gleichmäßiger verteilt als bei den Ladesäulendaten), umso weniger Batterien sind notwendig. Eine Möglichkeit, die Batterienanzahl zu verringern, wäre demnach Abfragen zu Stoßzeiten abzulehnen. Ob das aus Kund:innenzufriedenheitssicht sinnvoll ist, wird in dieser Arbeit nicht untersucht.

- Die Füllstandsvariation hingegen wirkt sich auch bei vielen Abrufen noch ähnlich wie bei wenigen auf die Batterienanzahl aus, nämlich konstant über die Abrufe. Hierbei gilt, dass eine relative Erhöhung des Füllstands dazu führt, dass sich die Batterienanzahl um 40% der Veränderung verringert.
- Bei höheren Batteriekapazitäten steigt die Batterienanzahl, da die zuzuführende Energie höher ist und damit der Ladevorgang länger dauert. Allerdings steigt die Batterienanzahl relativ gesehen nicht in dem Ausmaß, wie die Kapazität ansteigt (bei höheren Abrufanzahlen Faktor 0,9, bei geringeren weniger: bis 0,4 bei 10 Abrufen).

Auf die Dimensionierung der Batteriewechselstation, was Abrufanzahl, Leistung und Batterienanzahl angeht, wird auch bei der Auswertung eingegangen, die in Kapitel 4.2 vorgestellt wird. Wie die Dimensionierung in der Praxis umgesetzt wird, wird nun im folgenden Kapitel vorgestellt und diskutiert.

### 4.1.2 Vergleich Ergebnisse mit Betriebsweisen aus der Praxis

Es wird angenommen, dass in der Realität an Batteriewechselstationen mehr Batterien vorgehalten werden als die errechneten Ergebnisse dieser Arbeit als nötig befunden haben. Denn man kann in der Praxis nicht unbedingt von perfect foresight ausgehen (vgl. Kapitel 3.2.2) und um Unsicherheiten in der Abschätzung und Ausfall einiger Komponenten auszugleichen, werden zusätzliche Batterien vorgehalten. Alternativ müsste in Kauf genommen werden, dass eventuell Kund:innen abgelehnt werden oder keine komplett gefüllte Batterie bekommen.

Diese Annahme wird beim Vergleich mit realen Betriebsweisen bestätigt: Über die in Zusmarshausen bei Augsburg gelegene Batteriewechselstation ist bekannt, dass dort eine Box für 100 Abrufe am Tag ausgelegt ist. Dafür werden 13 Batterien herangezogen, die mit 40 bis 80 kW geladen werden. (*bft: Daten und Fakten zur Entwicklung des Tankstellenmarktes bzw. der Tankstellenbranche 2023*) Zum Vergleich liegt der im Rahmen dieser Arbeit errechnete Durchschnitt bei einer Ladeleistung von 50 kW bei 11 Batterien (bei 100 Abrufen). Zudem ist auffällig, dass die Abrufanzahl mit 100 gering gewählt wurde und so die relative Batterienanzahl von 0,13 vergleichsweise hoch ist. Grund hierfür wird vermutlich die noch sehr geringe Nachfrage in Deutschland sein. Laut Kraftfahrtbundesamt (*Marken, Hersteller 2023*) waren zum 1.1.2023 deutschlandweit nur 504 Pkws der Marke NIO zugelassen. Laut (Janson 2024) wurden im Jahr 2023 1263 Autos der Marke NIO neuzugelassen, was nur 0,04% der Neuzulassungen entspricht, aber die Gesamtanzahl zumindest nahezu verdreifacht hat.

Andere Quellen, die Angaben zu Batterieanzahlen machen, geben keine Ladeleistung an, sodass diese Zahlen nicht direkt verglichen werden können. Es lassen sich aber Rückschlüsse auf die dort verwendeten Ladeleistungen ziehen, was im folgenden durchgeführt und analysiert wird. Feststellen lässt sich hierbei, dass die Ladeleistungen bei 1. und 2. (siehe Aufzählung unten) tendenziell eher hoch sein müssen. Eher hoch meint in diesem Fall: Im Kapitel 2.2.2 wurden die Vorteile der Batteriewechselstation vorgestellt, wozu unter anderem zählt, dass mit geringen Ladeleistungen batterie- und netzschonend geladen werden kann. Ab 50 kW spricht man von Schnellladesäulen (Sindha u. a. 2023), sodass die Verwendung solcher Ladeleistungen für Batteriewechselstationen als hoch angesehen

werden können. Da eigentlich versucht werden sollte, geringere Leistungen als die Schnellladesäulen zu nutzen, um die positiven Effekte für Batterie und Netz beizubehalten.

1. Nach (*Batteriewechselstationen – Die Technik im Überblick 2023*): 12 Wechsel pro Stunde ( $\hat{=}$  288 am Tag) und „rund ein Dutzend“ vorgehaltene Batterien. Dieser Betriebspunkt sowie die unter 2. und 3. vorgestellten Betriebsweisen sind in Abbildung 4.12 aufgetragen. Bei dieser Abbildung handelt es sich um einen Teil der Graphik, welche die realen Batterienanzahlen abhängig von der Leistung zeigt (vgl. Abbildung A.14). Wie zu erkennen ist, liegt der mit „1.“ markierte Punkt noch unter der 100 kW-Kurve, sodass noch höhere Leistungen benötigt werden.
2. Nach (Wu 2022): NIO 2. Generation BSS: 13 Batterien, 312 Abrufe am Tag. Auch dieser Punkt liegt ähnlich zu „1.“ noch unterhalb der 100 kW-Kurve.
3. (Kocer u. a. 2022) gibt nur an, dass die Gesamtladeleistung 150 kW beträgt und es 50 Lademöglichkeiten gibt. Da der Batterienwechsel in etwa eine Minute beträgt, kann in diesem Zusammenhang vereinfachend Lademöglichkeit gleich vorhandener Batterie gesetzt werden. Aus Abbildung 4.12 lässt sich ablesen, dass das Verhältnis von Batterien zu Gesamtladeleistung eher unpassend ist. Werden alle der 50 Batterien mit durchschnittlich 3 kW geladen, so können trotz der vergleichsweise vielen Batterien nur 64 Abrufe am Tag bedient werden (Schnittpunkt lila Linie mit „3.“, bezeichnet und 3 kW -Linie). Sinnvoller wäre es entweder die Anzahl der Batterien zu reduzieren, oder die Gesamtladeleistung zu erhöhen. Auch für die Primärregelleistungsbereitstellung ist es in diesem Fall nicht von Vorteil, wenn mehr Batterien vorhanden sind, da deren Einsatzzeiten dennoch durch die Gesamtladeleistung begrenzt ist.

Die Erkenntnisse des Kapitels 4.1.2 sind diese:

- In der Realität werden aus Gründen der Unsicherheit der Ankünfte und möglichen Ausfällen etwas mehr Batterien vorgehalten (in dem oben genannten Beispiel der Station in Zusmarshausen 8% mehr).
- Sollte das Verhältnis von Ladeleistung zu Batterienanzahl erheblich von dem errechneten abweichen (wie bei 3. beschrieben), so kann weder ein Mehrwert für den Betrieb, noch für die Primärregelleistungsbereitstellung erzielt werden.
- Aufgrund der noch geringen Nachfrage werden Batteriewechselstationen eher klein dimensioniert, obwohl das bedeutet, dass relativ vergleichsweise viele Batterien je Abruf vorhanden sein müssen (vgl. Kapitel 4.1.1).
- Die Batteriewechselstationen werden mit hohen Ladeleistungen betrieben, sodass der Vorteil des batterie- und netzschonenden Ladens entfällt. Vermutlich sind entweder die Kosten für die Anschlüsse der hohen Ladeleistungen geringer als die der Batterien, oder es wurde durch die gelegten Anschlüsse bereits in die Zukunft investiert, mit Hinblick auf eine steigende Nachfrage.

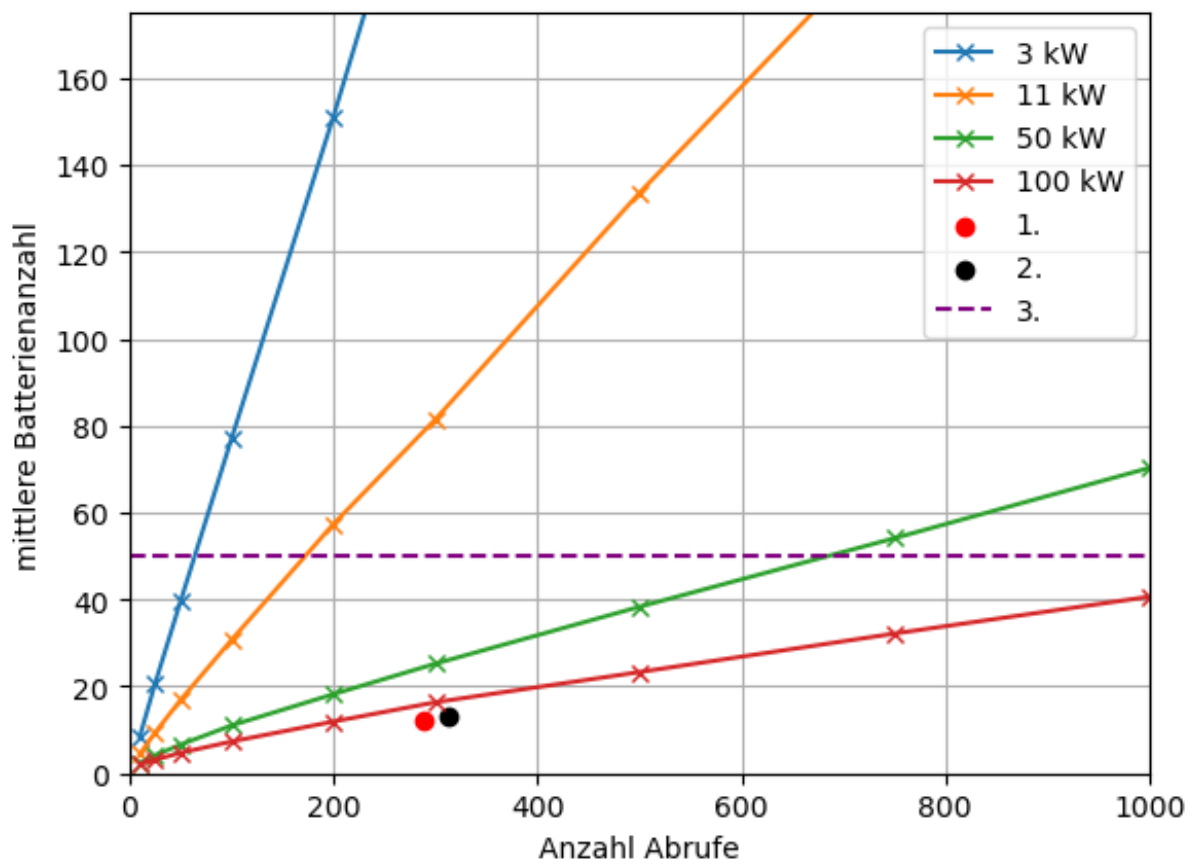


Abbildung 4.12: Batterien über Abrufe bis 1000 Abrufe mit Literaturbetriebspunkten

## 4.2 Ladekonzept/-vorgänge Batteriewechselstation und Primärregelungsgebote

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Optimierungsmodelle vorgestellt. Zur Analyse des Ladeverhaltens und zu den PRL-Geboten werden einige Untersuchungen angestellt: Es werden je fünf Berechnungen für eine Betriebsart durchgeführt. Zum einen wird die Ladeleistung, Abrufanzahl und Batteriekapazität variiert. Diese Analysen werden sowohl für die batterieweise Optimierung als auch die aggregierte Optimierung durchgeführt.

Aufgrund von Einschränkungen in der Rechenzeit wird der Umfang der Abrufanzahlen in diesen Analysen im Vergleich zur Batterienanzahluntersuchung (vgl. Kapitel 4.1.1) eingeschränkt. Es können nur Abrufanzahlen von 10, 50 und 100 untersucht werden.

Zunächst wird das Ladeverhalten vorgestellt (Kapitel 4.2.1, woraufhin in Kapitel 4.2.2 auf die möglichen PRL-Gebote eingegangen wird.

### 4.2.1 Ladevorgänge an Batteriewechselstationen

Die Abbildung 4.13 zeigt beispielhaft die Ladestandsverläufe (SOC-Verläufe) der batterieweisen Optimierung eines Betriebspunktes (welcher, siehe Abbildungsbeschriftung). Man sieht anhand der Graphen, wie oft diese 100% erreichen, dass aufgrund des gewählten Verteilungsalgorithmus, die 10 Abrufe im Verhältnis 5-2-2-1 auf die vier benötigten Batterien verteilt werden. Sollte wenig Zeit zwischen den Abrufen liegen um die Batterie vom neuen Füllstand an wieder komplett zu füllen, gibt es kaum Möglichkeit zur PRL-Bereitstellung. Der Graph steigt beispielsweise für Batterie 1 (links oben in Abbildung 4.13) vor dem dritten, vierten und fünften Abruf nahezu kontinuierlich und steil an, woraus sich ein Laden mit maximaler Leistung ableiten lässt. In dem Beispiel dieser Abbildung ist vor Abruf eins und zwei und nach dem letzten Abruf Zeit um PRL bereitzustellen. Die Ladestrategie, die ohne PRL-Abruf gewählt wurde (also SOC-Verlauf) ist, dass in manchen Viertelstundenblöcken die gesamte Leistung für das Aufladen aufgewandt wird und in anderen vollständig für die Primärregelungsbereitstellung. Betrachtet man die „SOCpos“- und „SOCneg“-Verläufe, die angeben, wie der Ladestand bei maximalem negativen bzw. positivem Abruf wäre, lässt sich Folgendes feststellen: Es liegt nicht unbedingt zeitlich zuerst der Fokus auf Primärregelung und dann im späteren Verlauf auf Erfüllen der 100% zum Abrufzeitpunkt. Dem Optimierungsmodell werden hierzu keine Vorgaben gemacht (die Summe der Primärregelung ist dieselbe, in welcher Reihenfolge die Zeitabschnitte gewählt werden, wird nicht vorgegeben). Auch in den PRL-Verläufen der Batterie vier sind diese Sprünge zu erkennen. Anhand des Verlaufs der Batterie vier (Abbildung 4.13) nach dem Abruf ist das zu erkennen: SOCneg (was für eine Verringerung des Füllstandes, also positiven Regelungsabruf steht) steigt zunächst an und liegt über dem SOC-Verlauf (was für SOC ohne PRL-Abruf steht). Es wird also zunächst geladen, um das Erfüllen der 100% zu einem späteren Zeitpunkt zu gewährleisten, woraufhin dann PRL bereitgestellt wird.

Betrachtet man den Verlauf ohne PRL-Abruf, so sind ebenfalls an manchen Stellen Sprünge zu sehen. Im tatsächlichen Einsatz wird es sinnvoller sein, diese zu vermeiden und eher konstant mit einer geringeren Ladeleistung zu laden, da das für das Altern der Batterien besser ist.

Was man ebenfalls in dieser Abbildung erkennen kann, ist, dass der Füllstand ohne PRL-



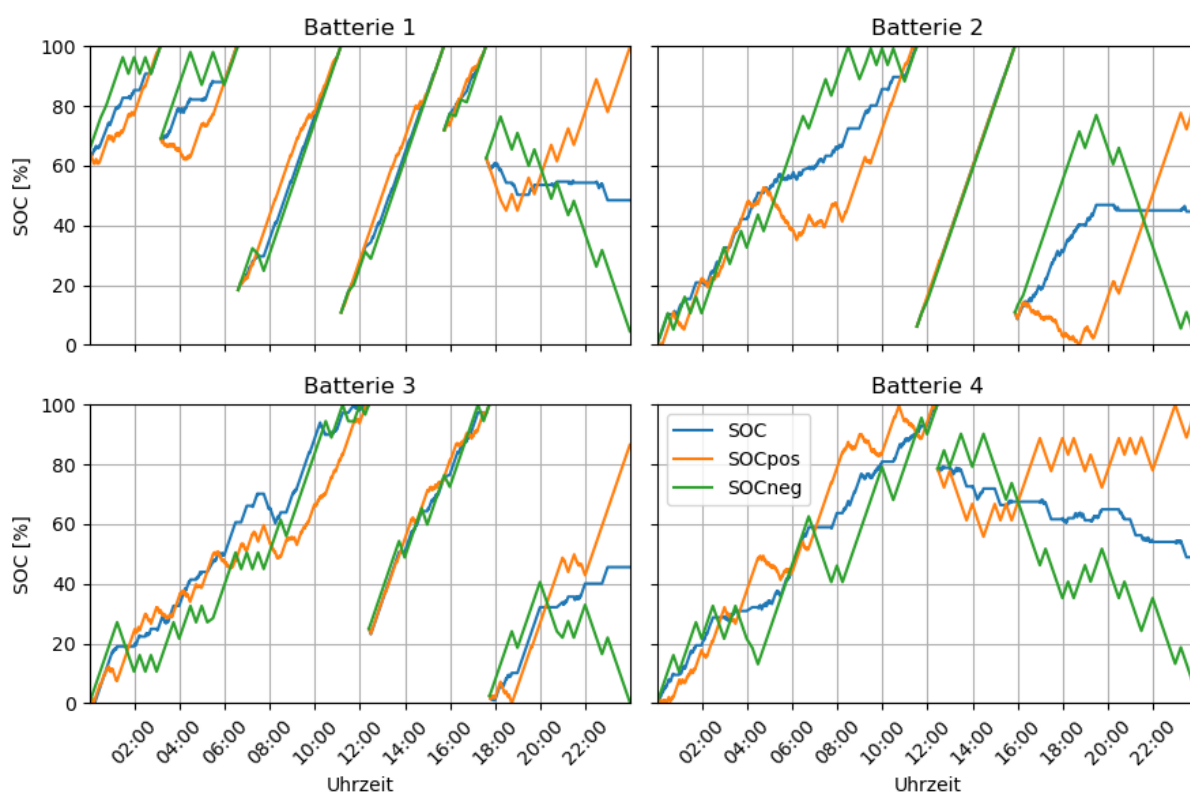


Abbildung 4.13: SOC-Verläufe aller Batterien eines Betriebspunktes (11 kW, 50 kWh, 10 Abrufe am Tag), batterieweise Optimierung

Abruf zwischenzeitlich verringert wird, sodass insgesamt mehr Primärregelleistung bereitgestellt werden kann (aufgrund der symmetrischen Bereitstellungsbedingung).

Die zwischenzeitliche Verringerung des SOC ist auch in Abbildung 4.14 zu erkennen (beispielsweise nach Abruf 2 der Batterie 3). Ebenso ist auch das „Vorarbeiten“ für die PRL-Bereitstellung zu erkennen (SOCneg erhöht sich zunächst, siehe z.B. Batterie 3 zu Beginn). Außer diesen beiden Punkten unterscheiden sich die Verläufe doch erheblich. Es sind keine Sprünge mehr vorhanden, was zum einen an der Erhöhung der Zeitspannen für die Bereitstellung liegt (4 Stunden statt 15 Minuten). Zum anderen gibt es nun die Möglichkeit, dass sich die Leistungen der Batterien ergänzen können. Diese Ergänzung hat den Vorteil, dass das Laden ohne Sprünge batterieschonender ist. Zudem kann dadurch mehr PRL bereitgestellt werden (siehe dazu auch Kapitel 4.2.2.2). Es gibt die einschränkende Vorgabe, dass gleich viel positive wie negative PRL angeboten werden kann. Im Verlauf der Batterie 2 und 4 ist zu erkennen, wie sich die SOCpos- und SOCneg-Verlauf zwischen 16 und 20 Uhr zu einem gemeinsamen größeren Gebot ergänzen.

## 4.2.2 Primärregelleistungsgebote

In diesem Kapitel wird vorgestellt, wie viel Primärregelleistung eine Batteriewechselstation bei verschiedenen Betriebspunkten bereitstellen könnte. Davon ausgehend wird analysiert, ob ein Angebot am Markt möglich wäre und wie viele identische Stationen dafür



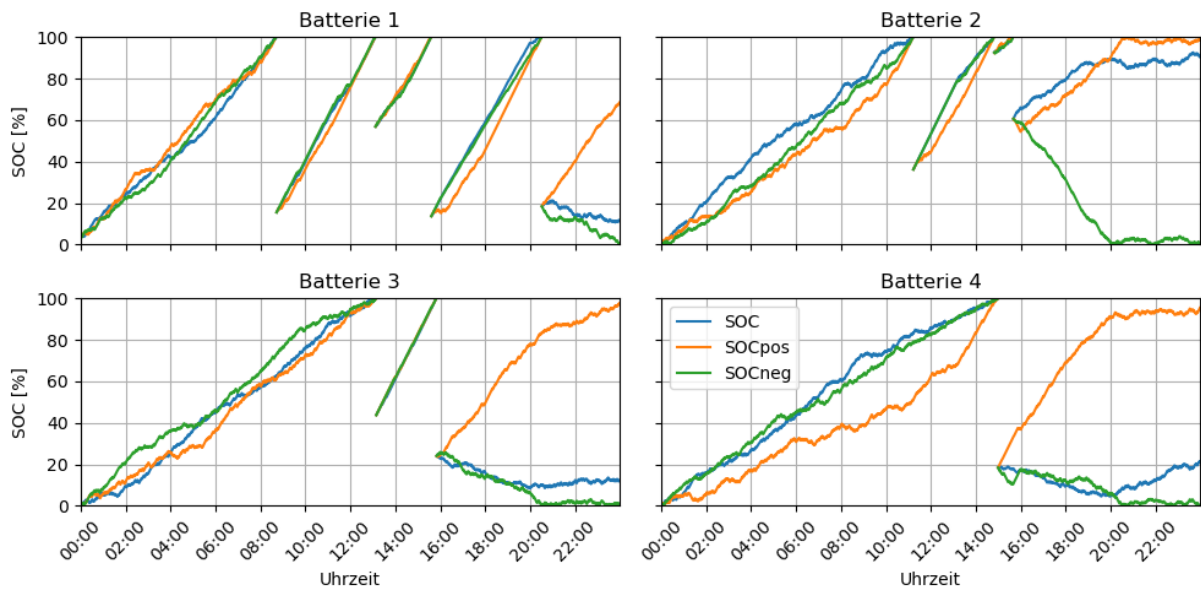


Abbildung 4.14: SOC-Verläufe aller Batterien eines Betriebspunktes (11 kW, 50 kWh, 10 Abrufe am Tag), stationsweise Optimierung

nötig wären.

#### 4.2.2.1 Batterieweise Optimierung

Bei der batterieweisen Optimierung, werden Leistung, Kapazität und Abrufanzahlen variiert und so mehrere Betriebspunkte erhalten. Die Abbildungen 4.15, 4.16 und 4.17 zeigen die Ergebnisse der Optimierung. Für jeden Betriebspunkt wird der Durchschnittswert der Primärregelleistung (der fünf gerechneten Durchläufe) berechnet.

Abbildung 4.15 zeigt, dass durch eine Skalierung der Anlage die bereitstellbare Primärregelleistung variiert, aber nicht gleichmäßig über den Tag hinweg. Es ist ein Zusammenhang mit den Ankunftszeiten zu erkennen: Reduziert sich die Wahrscheinlichkeit, dass ein Anknunft stattfindet (Verteilungskurve fällt), so steigt die Primärregelleistungskurve mit mehr Abrufen relativ zur PRL-Kurve mit weniger Abrufen stärker an. Ebenso fällt auch die Kurve mit den meisten Abrufen am stärksten, wenn die Verteilungskurve steigt. Begründen lässt sich das so, dass bei einer höheren Wahrscheinlichkeit für einen Abruf, die Batterien nahezu vollständig ausgelastet sind, was bedeutet, dass deren Ladekapazität für den Betrieb benötigt wird und wenig Ladeleistung zur Primärregelleistung herangezogen werden kann. Finden vergleichsweise weniger Abrufe statt, können die Batterien eher PRL bereitstellen, welche aufgrund der höheren Batterienanzahl, die bei mehr täglichen Abrufen notwendig ist, höher ausfällt.

Wie ebenfalls Abbildung 4.15 zu entnehmen ist, sind diese drei Betriebspunkte über den ganzen Tag hinweg unter der Mindestangebotsleistung von 1 MW. Wie viele identische BSS notwendig sind, um mindestens einmal für 4 Stunden 1 MW anzubieten und wie viele notwendig sind, um den ganzen Tag über mindestens 1 MW bereitstellen zu können, ist Tabelle 4.1 zu entnehmen. Zu sehen ist dort, dass durchwegs mindestens 1000 Stationen

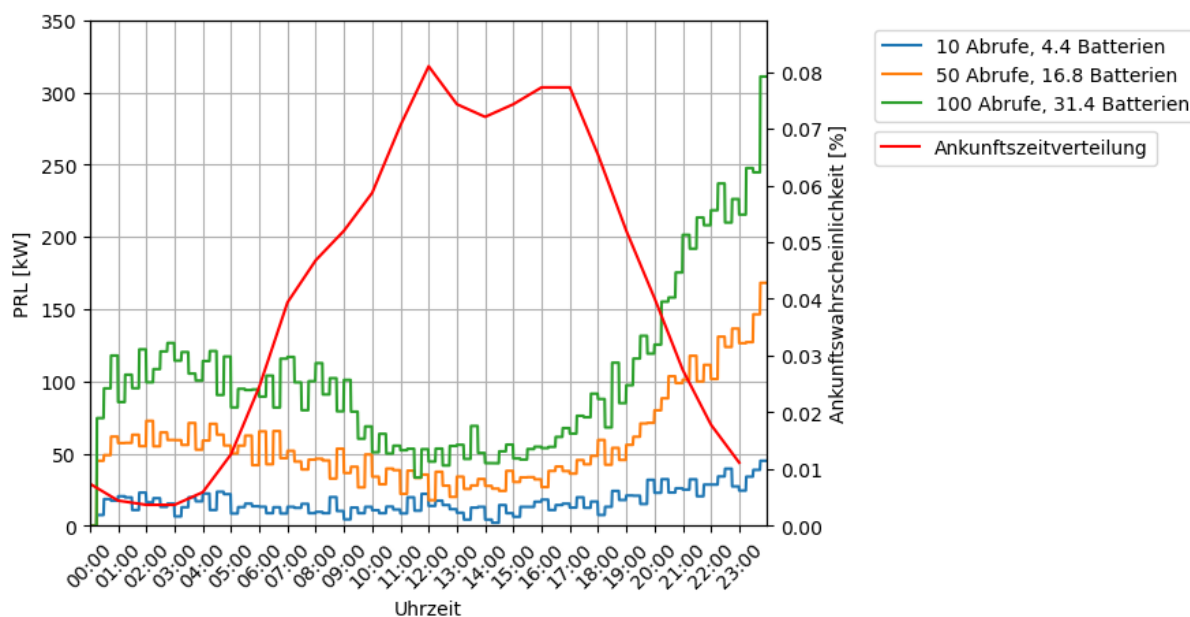


Abbildung 4.15: PRL-Verläufe Betriebspunkte mit variierten Abrufzahlen (11 kW, 50 kWh), batterieweise Optimierung

für die durchgängige Bereitstellung von 1 MW PRL benötigt werden. Grund dafür ist, dass für jeden Betriebspunkt die mögliche PRL mindestens einmal bei 0 kW liegt. Aus Gründen der Berechenbarkeit (damit nicht durch 0 geteilt werden muss), wird für diese Uhrzeiten 1 kW mögliche PRL-Bereitstellung angenommen. Um zu den Uhrzeiten, zu denen nur 1 kW PRL pro Station bereitgestellt werden kann, 1 MW zu erreichen, sind demnach 1000 solcher Stationen notwendig.

Die Anzahl an Stationen, um für einen Vierstundenblock PRL von 1 MW bereitzustellen, liegt deutlich unter 1000, da hierbei die 0 kW PRL Einträge keinen Einfluss haben. Aufgrund der geringen Batterienanzahl von 4,4 (Maximalleistung der Anlage im Durchschnitt demnach 48,4 kW) bei 10 Abrufen am Tag, werden hier die meisten Stationen zur Bereitstellung von PRL von 1 MW für einen Vierstundenblock benötigt. Auf der anderen Seite werden bei 100 Abrufen am Tag und hierfür 31,4 vorgehaltenen Batterien am wenigsten identische Stationen benötigt. Dass die PRL-Kurve bei mehr Abrufen am Tag stärker schwankt als bei wenigen, ist auch anhand des Ergebnisses für das durchgängige Minimalgebot von 1 MW abzuleiten. Trotz der 117 Stationen zur Bereitstellung von mindestens 1 MW (bei 10 Abrufen), beträgt das Maximalgebot nur 9 MW. Die 13 Stationen zur Mindestbereitstellung von durchgehend 1 MW bei 100 Abrufen am Tag, führen dazu, dass zeitweise bis zu 80 MW geboten werden können.

Auch bei den anderen Sensitivitätsanalysen unterscheidet sich die Stationsanzahl, da sich die Variation der Leistung und Kapazität auf die mögliche PRL-Bereitstellung auswirkt. Abbildung 4.16 zeigt, dass die Variation der Ladeleistung sich anders als die Variation der Abrufanzahlen auswirkt. Je höher die Ladeleistung ist, desto mehr schwankt die mögliche PRL-Bereitstellung. Das liegt daran, dass zu Zeiten von freien Leistungskapazitäten diese bei höheren Leistungen höher ausfallen. Anzumerken ist hierbei, dass

Tabelle 4.1: PRL-Gebote identischer Stationen für verschiedene Betriebspunkte

max. Ladeleistung [kW]	Kapazität der Batterien [kWh]	Abrufe am Tag	Anzahl identische Stationen für mindestens ein Gebot mit 1 MW PRL	Anzahl identische Stationen für durchgehend 1 MW PRL	maximales PRL-Gebot bei Minimum 1 MW [MW]
batterieweise Optimierung					
11	50	10	117	1000	9
11	50	50	26	1000	39
11	50	100	13	1000	80
50	50	100	7	1000	156
100	50	100	6	1000	179
11	75	100	13	1000	79
11	100	100	7	1000	147
stationsweise Optimierung					
11	50	10	28	39	1
11	50	50	9	24	2
11	50	100	13	48	3
50	50	10	14	19	1
50	50	50	4	6	1
50	50	100	3	4	1
100	50	10	13	13	1
100	50	50	5	6	1
100	50	100	3	4	1
11	75	10	21	50	2
11	75	50	7	24	3
11	75	100	25	1000	41
11	100	10	16	64	4
11	100	50	11	21	2
11	100	100	10	76	7

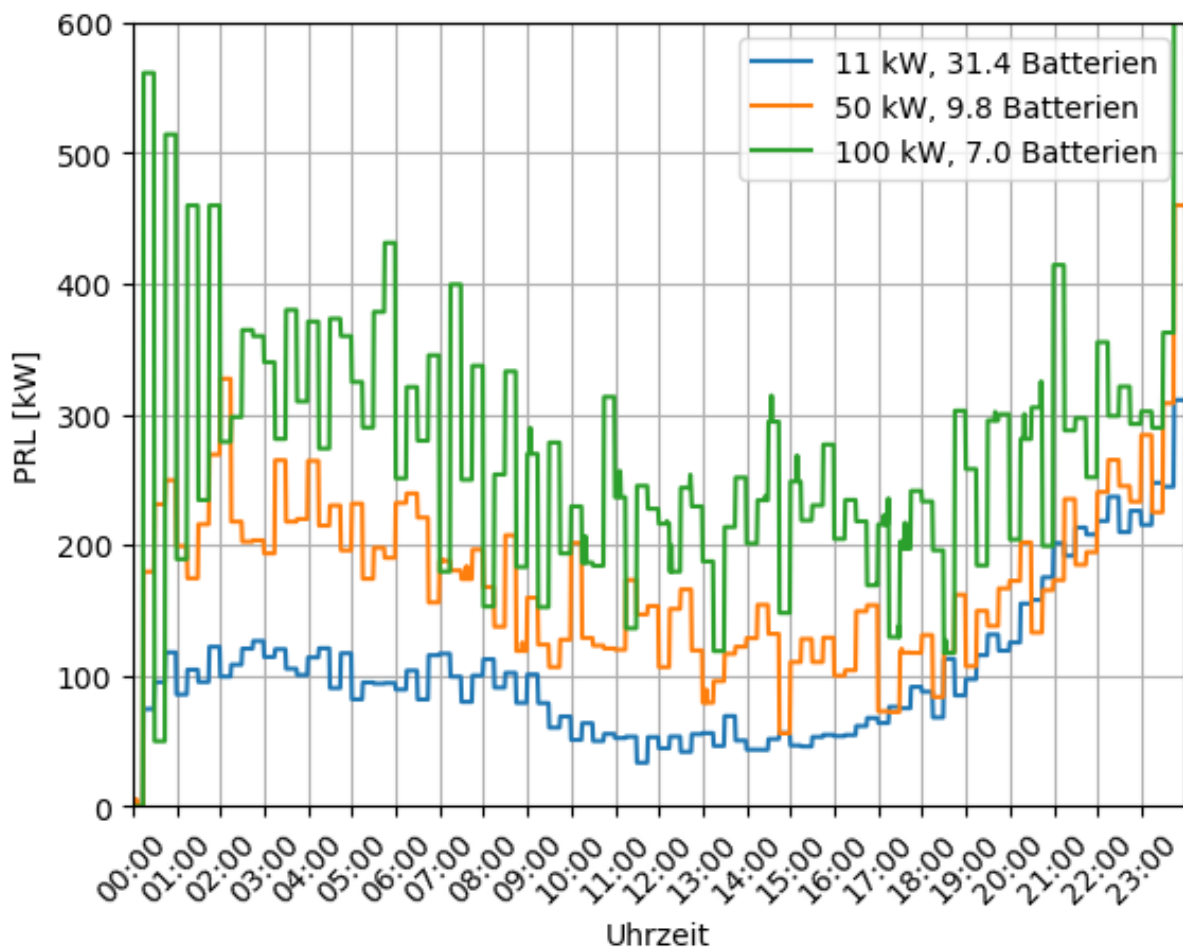


Abbildung 4.16: PRL-Verläufe Betriebspunkte mit variierten Leistungen (50 kWh, 100 Abrufe am Tag), batterieweise Optimierung

dem batterieweisen Optimierungsmodell nicht vorgegeben wurde, dass die aufeinanderfolgenden Viertelstundenblöcke möglichst identisch sein sollen. Das bedeutet, dass diese - sich auf die Gebotsvorgaben negativ auswirkende - Schwankung der PRL, auch geringer ausfallen könnte. Dennoch ist davon auszugehen, dass diese Schwankung aufgrund von höheren verfügbaren Ladeleistungen bei höheren Maximalleistungen größer ausfällt. Diese Schwankung bewirkt, dass die Stationsanzahl, die benötigt wird, um mindestens für vier Stunden 1 MW PRL anbieten zu können, für 100 kW mit 6 Stationen nur geringfügig unter der Anzahl von 7 Stationen bei 50 kW Ladeleistung liegt. Auch das Maximalgebot bei durchwegs mindestens 1 MW-Gebot ist mit 179 MW nicht viel höher als 156 MW bei 50 kW Ladeleistung (siehe Tabelle 4.1). Wie groß der Nutzen der Ladeleistungserhöhung für die PRL-Bereitstellung tatsächlich sein kann, muss demnach anhand der Ergebnisse des Optimierungsmodells über alle Batterien hinweg, genauer betrachtet werden (siehe Kapitel ).

Die mögliche PRL-Bereitstellung bei verschiedenen Kapazitäten der Batterien unterscheidet sich vor allem in den Abendstunden. Wie bei der Analyse des Füllstandes der

Batterien in Kapitel 4.2 deutlich wurde, wird in den letzten Stunden des Tages nach dem letzten Abruf, die gesamte verfügbare Leistung in die Primärregelungsbereitstellung investiert. Der limitierende Faktor ist hierbei das Erreichen der Kapazitätsgrenzen der Batterie (Batterie ganz voll bzw. komplett leer). Ist die Kapazität höher, so muss zum einen die Anzahl der vorgehaltenen Batterien höher sein, um den Betrieb zu ermöglichen und somit ist auch die mögliche Maximalleistung der Station höher. Zum anderen kommt der eben erwähnte Effekt hinzu, dass eine Batterie mit höherer Kapazität länger mit maximaler Leistung ge- bzw. entladen werden kann, bis die SOC-Grenzen erreicht sind. Das wirkt sich positiv auf die möglichen PRL-Gebote aus: die Anzahl der notwendigen Stationen für das Mindestgebot von 1 MW in einem Vierstundenblock ist geringer, sowie ebenso das Maximalgebot bei mindestens durchgehend 1 MW höher ist.

Ebenfalls dem Modellaufbau geschuldet ist, dass vor allem abends viel PRL bereitgestellt werden kann. In Realität könnte es sein, dass kurze Zeit nach 0 Uhr wieder ein Abruf stattfindet und der Füllstand dementsprechend in den Abendstunden vor 24 Uhr dafür vorbereitet werden muss. Deshalb wird die PRL-Möglichkeit in den Abendstunden eher überschätzt. Zum Ausgleich dessen, wird im Modell davon ausgegangen, dass der Füllstand um 0 Uhr bei 0% liegt (außer von 0% aus ist es nicht möglich beim ersten Abrufzeitpunkt 100% zu erreichen, dann wird der minimale Füllstand angesetzt, mit dem die 100% möglich sind). Das hat zur Folge, dass das PRL-Potential in den Morgenstunden eher unterschätzt wird (siehe dazu Methodikbeschreibung in Kapitel 3.2.2 und 3.2.3).

Zusammenfassend lässt sich anhand der durchgeführten Untersuchung sagen, dass sich eine Abrufzahlerhöhung, sowie eine Kapazitätserhöhung zu manchen Uhrzeiten positiv auf die Möglichkeit des PRL-Gebotes auswirken. Wie groß der Einfluss der Leistungserhöhung auf die Gebote sein kann, kann anhand dieser Untersuchung nicht abschließend geklärt werden. Wie viele Autos am Tag ankommen, kann nur indirekt über Werbung beeinflusst werden. Welche Kapazität die Batterien haben sollen, lässt sich direkter festlegen. Wie gewinnbringend die Kapazitätserhöhung tatsächlich ist, hängt auch davon ab, ob und welche Art von PRL (positiv oder negativ) tatsächlich auch abgerufen wird, was in Kapitel 4.3 vorgestellt wird. Zuvor werden noch weitere Sensitivitäten untersucht, die anhand des Optimierungsmodells, das die gesamte Station betrachtet, erstellt werden.

#### 4.2.2.2 Stationsweise Optimierung

Wie in Kapitel 3.2.3 bereits beschrieben, werden die Zeiträume, in denen die Primärregelung konstant bleiben muss, zwischen batterieweiser und aggregierter Optimierung variiert. Deswegen sind die im Folgenden vorgestellten Ergebnisse nicht direkt vergleichbar. Dennoch können die Auswirkungen der Sensitivitäten verglichen werden. Aufgrund der Berechnung auf Vierstundenblöcke (Tabelle 4.1), lassen sich auch diese Ergebnisse vergleichen. Dabei muss allerdings beachtet werden, dass die Ergebnisse der batterieweisen Optimierung auch deswegen niedriger ausfallen, da das Minimum der vier Stunden gewählt wird.

Auch bei dieser Optimierung werden Abrufzahlen, Leistung und Kapazität variiert. Da es sich um Vierstundenblöcke handelt, kann der gegensätzliche Verlauf zur Abrufverteilung über den Tag hinweg nicht mehr so deutlich erkannt werden. Dennoch sind bei 11 kW und 50 kW Ladeleistung um die Mittagszeit geringere PRL-Gebote möglich (vgl. Abbildung

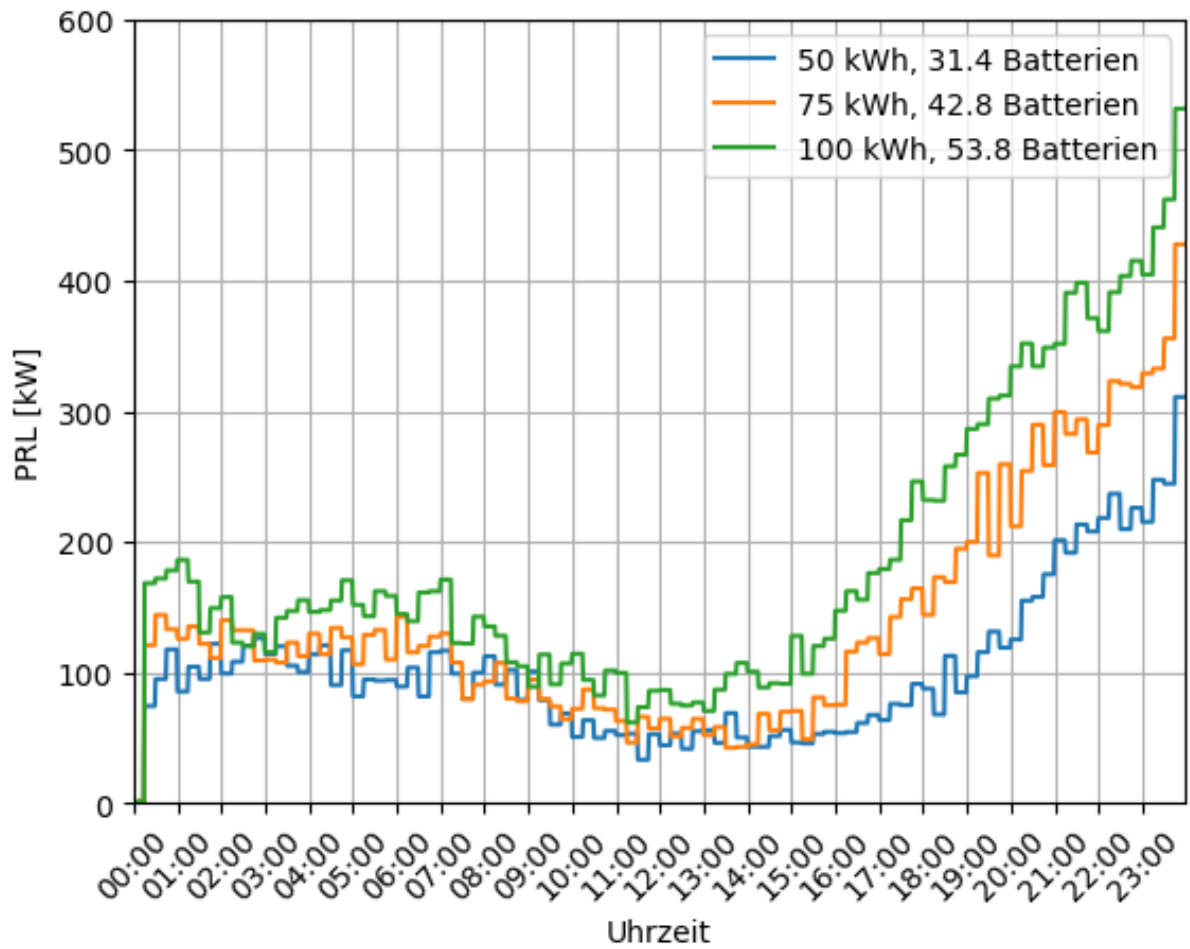


Abbildung 4.17: PRL-Verläufe Betriebspunkte mit variierten Kapazitäten (11 kW, 100 Abrufe am Tag), batterieweise Optimierung

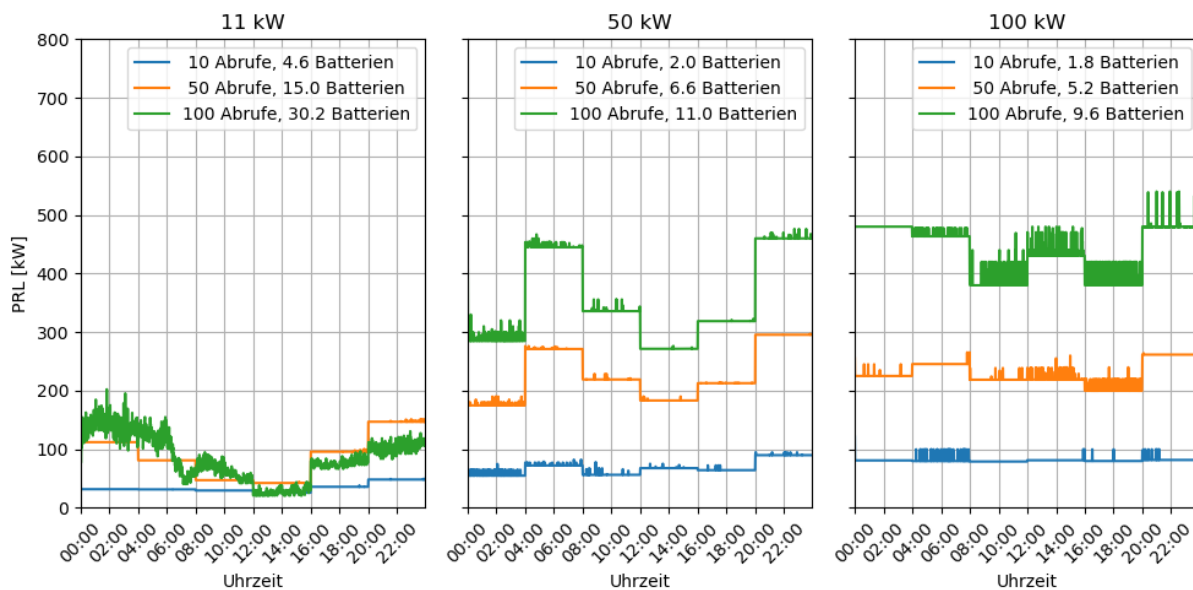


Abbildung 4.18: PRL-Verläufe verschiedener Betriebspunkte, stationsweise Optimierung

4.18). Dass zur Mittagszeit viele Abrufe stattfinden, ist auch aus Abbildung 4.19 abzuleiten (SOC in Prozent in Abbildung A.15): Dort ist der Gesamtladestand am höchsten. Aufgrund der symmetrischen PRL-Gebote kann hier weniger angeboten werden. Ebenfalls abzuleiten ist hieraus, dass bei 100 kW die Differenz der PRL-Gebote zwischen Mittagzeit und anderen Zeitpunkten geringer ausfällt.

Die PQ-Bedingungen (vgl. Kapitel 3.2.4) geben vor, dass falls für eine Viertelstunde PRL abgerufen wird, muss eine Speichertiefe von 0,91 MWh pro Gebot von 1 MW vorhanden sein. Berechnungen haben ergeben, dass die hier aufgeführten möglichen Gebote genug Speicherkapazität zur Verfügung haben und die PQ-Bedingungen in diesem Punkt erfüllen können.

Ähnlich zur batterieweisen Optimierung schwankt die PRL bei höheren Leistungen aus den oben genannten Gründen mehr. Aus Abbildung 4.16 wurde vorläufig abgeleitet, dass bei höheren Leistungen aufgrund dieser Schwankungen nicht unbedingt mehr PRL bereitgestellt werden kann (siehe oben). Vergleicht man nun beispielsweise die grünen 100-Abrufe-Linien in Abbildung 4.18, so kommt man zum gleichen Ergebnis: beim Anheben der Ladeleistung von 11 auf 50 kW ist eine Steigerung der PRL zu erkennen, von 50 auf 100 kW ist vor allem bei 10 und 50 Abrufen kein signifikanter Anstieg der PRL zu erkennen.

Anzumerken ist hierbei, dass es sich um den Mittelwert aus fünf Durchläufen handelt. Die möglichen PRL-Gebote aller Durchläufe werden in Abbildung A.16 visualisiert.

Ebenfalls werden die möglichen PRL-Gebote bei Kapazitäten von 75 und 100 kWh untersucht. Abbildung 4.20 ist zu entnehmen, dass hier vor allem in den Morgenstunden bei höheren Kapazitäten mehr PRL bereitgestellt werden kann. In den Abendstunden hingegen sind keine signifikanten Unterschiede zu erkennen.

Wie in Kapitel 4.2.2.1 beschrieben, sollte eigentlich abends der Vorteil der höheren Kapazitäten auftreten. Dass die Ergebnisse für die stationsweise Optimierung anders ausfallen



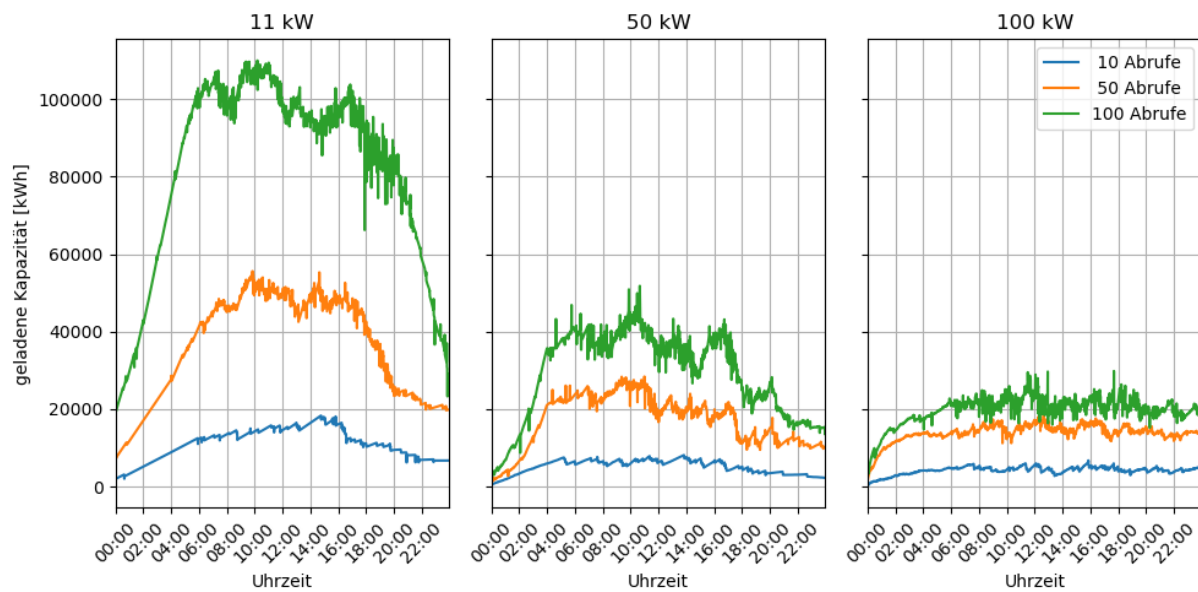


Abbildung 4.19: SOC-Verläufe in kWh verschiedener Betriebspunkte, stationsweise Optimierung

len, könnte an Problemen bei der Berechnung liegen. Da die stationsweise Optimierung Rechenzeit-intensiv ist, wurde diese auf 15.000 Sekunden begrenzt (4 Stunden, 10 Minuten). Bei mehr Abrufen wird das Modell komplexer, die Rechenzeit steigt und es wird wahrscheinlicher, dass das Modell nicht in der vorgegebenen Zeit zufriedenstellend gelöst wird. Zufriedenstellend bedeutet in diesem Fall, dass die Differenz des Ergebnisses der Zielfunktion aus Pre-solving und tatsächlicher, genauer Berechnung. Außerdem ist die Rechenzeit bei geringeren Ladeleistungen und bei höheren Kapazitäten länger. Grund hierfür ist, dass aufgrund dessen und mehr Abrufen mehr Batterien benötigt werden und das Modell so komplexer wird.

Beim „Standardfall“ mit den Inputdaten 11 kW und 50 kWh ist es nur bei drei Durchläufen bei 100 Abrufen der Fall (es wurden jeweils 5 Durchläufe für 10, 50 und 100 Abrufe durchgeführt), dass die Berechnung abgebrochen wurde, bevor die 1% Differenz erreicht wurde (siehe Tabelle 4.2). Bei 100 kWh kann bei 50 und 100 Abrufen durchgehend die gewünschte 1% Abweichung nicht erzielt werden. Es sind demnach weitere Untersuchungen mit mehr Rechenzeit bzw. -leistung notwendig, um die hier aufgeführten Ergebnisse zu validieren.

Darüber hinaus können anhand des im Rahmen dieser Arbeit erstellten Optimierungsmodells folgende weitere Analysen durchgeführt werden:

1. Analyse der Auswirkung zwei weiterer Batterien, die nicht für Betrieb notwendig sind, sondern nur zur Primärregelleistungsbereitstellung herangezogen werden
2. Analyse einer höheren Ladeleistung für die PRL-Bereitstellung als für den Betrieb
3. Analyse Auswirkung asymmetrischer Gebotsmöglichkeiten auf das Betriebsverhalten



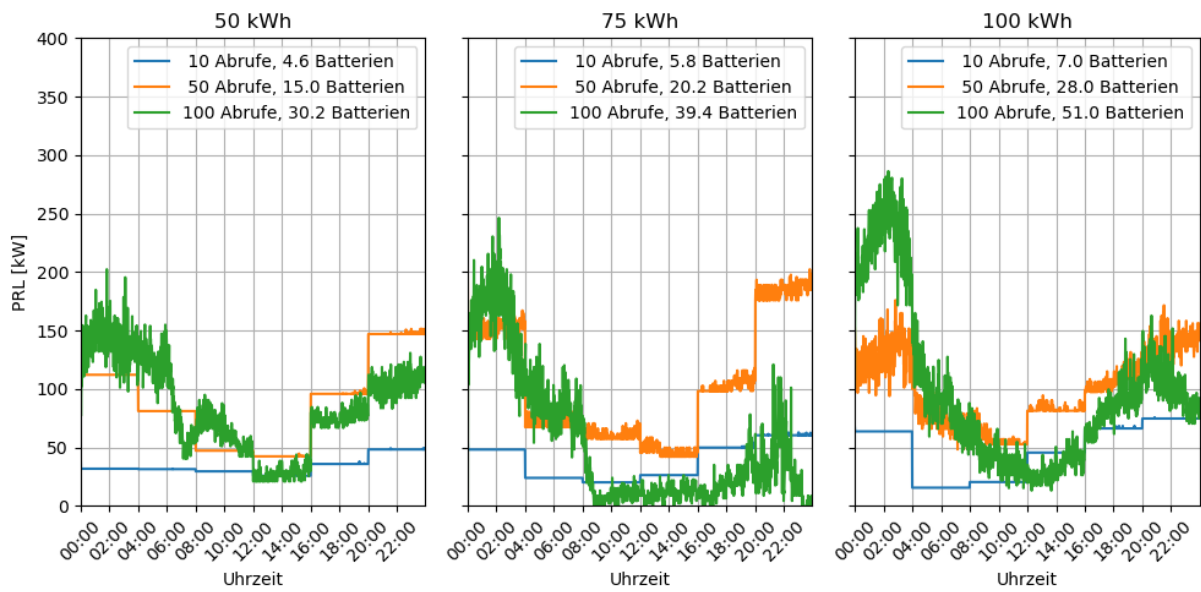


Abbildung 4.20: PRL-Verläufe verschiedener Betriebspunkte bei variierten Kapazitäten, stationsweise Optimierung

Tabelle 4.2: Restdifferenz Zielwert (Ladeleistung durchgehend 11 kW)

Kapazität der Batterien [kWh]	Abrufe am Tag	Durchlauf	Gap [%]
50	100	2	2,1
50	100	3	2,0
50	100	4	2,8
75	50	3	39,8
75	50	4	1,2
75	100	0	100,0
75	100	1	100,0
75	100	2	100,0
75	100	3	99,0
75	100	4	100,0
100	50	0	34,3
100	50	1	100,0
100	50	2	38,3
100	50	3	100,0
100	50	4	24,3
100	100	0	68,6
100	100	1	100,0
100	100	2	100,0
100	100	3	100,0
100	100	4	100,0

## 4. Analyse der minimalen Leistung, die über den ganzen Tag erbracht werden kann

Die Umsetzung dieser Analysen müsste im Optimierungsmodell wie folgt aussehen:

Zu 1.: Die Zahl von zwei wurde willkürlich gewählt. Was dafür angepasst werden muss, ist, dass die Vektoren für die Variablen zwei länger gewählt werden müssen. Für diese beiden Batterien gibt es keine fix vorgegebenen SOC-Werte.

Zu 2.: Zum Ermitteln der benötigten Batterienanzahl für den Betrieb wird eine geringere Leistung angenommen, als für die PRL-Bereitstellung.

Die anderen aufgeführten Punkte benötigen umfangreichere Anpassungen.

Zu 3.: Der Zusammenhang  $Summepos(t) \geq Summeneg(t)$  ist nun nicht mehr notwendig, genauso wenig wie die Berechnung aller Variablen mit „pos“ bzw. „neg“ in der Bezeichnung.

- für die nur positive Bereitstellung gilt:

$$Summepos(t) \geq minPRL_{(t/(4 \times 60))} \quad (4.4)$$

die Zielfunktion lautet unverändert:  $max(\sum_{i=1}^6 minPRL_i)$ .

- für die nur negative Bereitstellung gilt unverändert:

$$Summeneg(t) \geq minPRL_i$$

ebenso lautet die Zielfunktion nach wie vor:  $max(\sum_{i=1}^6 minPRL_i)$ .

Zu 4.: Diese Untersuchung wird durchgeführt, da der limitierende Faktor für die PRL-Bereitstellung das Mindestgebot von 1 MW darstellt (siehe Kapitel 3.2.4 und Kapitel 4.2). Es ist also Pooling notwendig, um das Mindestgebot von 1 MW zu erreichen. Damit nicht nur für einen Vierstundenblock angeboten werden kann, sondern am besten den ganzen Tag über, ist es gut, wenn die PRL möglichst gleichmäßig verteilt ist. Dafür werden mehr Stationen benötigt werden, als um für nur einen Block 1 MW zu erreichen, man kann aber für einen geringeren Einsatz an Stationen mehr Nutzen daraus ziehen.

Angepasst wird für die Berechnung, dass zusätzlich gilt:

$$minPRL_i \geq minPRL_{ges} \quad (4.5)$$

, wobei  $minPRL_{ges}$  eine zusätzlich eingeführte Variable ist. Die Zielfunktion lautet hier:

$$max(minPRL_{ges}) \quad (4.6)$$

Durch die aufgeführten Untersuchungen lassen sich weitere Einflüsse auf die Gebotshöhe untersuchen.

### 4.3 Vergleich mögliche PRL-Gebote BSS und Primärregelleistungsbedarf Netz

Die vorangegangenen Analysen haben Erkenntnisse dazu geliefert, wie viele Batterien notwendig sind, um den Betrieb zu garantieren. Ebenfalls wurde ermittelt, zu welchen Uhrzeiten PRL-Gebote in welcher Höhe gemacht werden können. Als einen weiteren Schritt kann davon ausgehend untersucht werden, mit wie viel Abruf zu rechnen ist und in welche

Richtung dieser stattfinden wird.

Das ist von Interesse, da so die Batteriealterung und der Gewinn durch die PRL-Gebote abgeschätzt werden kann. Für eine möglichst geringe Batteriealterung ist kein PRL-Abruf am besten. Für einen möglichst hohen Gewinn, ist es förderlich, wenn negative PRL abgerufen wird. Das bedeutet, dass Energie in die Batterien eingespeist wird, ohne dass für diese Energie gezahlt werden muss. Auf eine genaue Analyse dieser Kennwerte wird im Rahmen dieser Arbeit verzichtet.

In Kapitel 3.2.5 sind die Ergebnisse der Analyse des PRL-Abrufs im Detail vorgestellt. Da die vorangegangenen Analysen einen Durchschnittstag betrachten, wird hier die durchschnittliche Sonnenaufgangs- und -untergangszeit angesetzt (6:30 Uhr, 18:50 Uhr aus (*Sonnenaufgang und Untergang in Deutschland o.D.*)). Der Trend bzw. das Schema des Abrufs lässt sich danach so zusammenfassen:

- von ca. 19 Uhr bis ca. 6 Uhr: eher zu hohe Frequenz, negative Primärregelleistung (bis etwa 50% im Durchschnitt aktiviert)
- von ca. 15 Uhr bis 19 Uhr: zu niedrige Frequenz, positive PRL (bis ca. 30% im Durchschnitt)
- ca. 9 Uhr bis 11 Uhr: eher zu hohe Frequenz, negative PRL (bis ca. 40% im Durchschnitt)
- 6 Uhr bis 7 Uhr, 18 bis 19 Uhr und um etwa 14-15 Uhr: Änderung des Vorzeichens der Steigung des Lastgangs, PRL gegen 0
- zum Stundenwechsel (6 Uhr bis 7 Uhr, 18 bis 19 Uhr, und ca. 12-15 Uhr) Ausschlag der PRL in die vorzeichenmäßig andere Richtung

Zu den Stundenwechseln lässt sich sagen, dass die Präqualifikationskriterien vorsehen, dass es nach jeweils vier Stunden auch genau zum Stundenwechsel zu einem Gebotswechsel kommt. Da Batterien nahezu keine Anlaufzeit benötigen, ist das bei der PRL-Bereitstellung durch Batterien kein weiteres Instabilitätsproblem. Zusätzlich stellt der Stundenwechsel nur einen geringen Zeitabschnitt dar, sodass mehr Fokus auf die Zeiträume zwischen den Wechseln gelegt wird.

Aus der batterieweisen und aus der stationsweisen Optimierung der PRL geht hervor, dass vor allem nach etwa 18 Uhr PRL bereitgestellt werden kann (also im letzten Vierstundenblock von 20 bis 24 Uhr). Auch bis ca. 8 Uhr können höhere PRL-Gebote gemacht werden als zur Mittagszeit. Wie in Kapitel 4.3 beschrieben, liegt das an den vergleichsweise wenigen Ankünften von Autos zu diesen Zeiten. Wie der Auflistung der Erkenntnisse aus Kapitel 3.2.5 zu entnehmen ist, liegen zu diesen Uhrzeiten eher zu hohe Frequenzen vor. Das bedeutet, dass negative PRL bereitgestellt werden muss, was dadurch erfolgt, dass elektrische Ladung den Batterien zugeführt wird. Das ist positiv zu bewerten.

Aus Kapitel 4.3 geht auch hervor, dass bei Erhöhung der Kapazität oder Abrufanzahl vor allem in den Nachtstunden die PRL-Gebote erhöht werden können. Aufgrund der Parallelität zu negativen Abrufen, ist diese zeitlich abhängige Erhöhung von Vorteil und es kann umso mehr Gewinn erzielt werden.



## 5 Fazit

Im Rahmen dieser Arbeit wurden einige Erkenntnisse gewonnen. Bereits bei der Entwicklung der Methodik konnten wesentliche Aussagen formuliert werden. Darüber hinaus ist es mithilfe der erstellten Modelle möglich, die Forschungsfragen im untersuchten Parameterrahmen abschließend zu beantworten. Ausgehend von diesen Antworten sind neue Forschungsfragen identifiziert worden, die im Folgenden aufgeführt werden.

Eine Erkenntnis, die aus der Methodikentwicklung gezogen werden kann, betrifft das Ladeverhalten von Elektroautos mit Möglichkeit des Aufsuchens von Batteriewechselstationen. Analysen des Ladeverhaltens von Elektroautos an Ladesäulen sowie des Tankverhaltens von Autos mit Verbrennungsmotor haben Folgendes ergeben (vgl. Kapitel 3.2.1.1): Ankunftszeiten und Restfüllstände der eintreffenden Autos an Batteriewechselstationen ähneln denen an Tankstellen. Da von der Firma NIO zumindest für Deutschland geplant ist, dass die Batteriewechselstationen eine Ergänzung zur klassischen Ladeinfrastruktur darstellen, kann durch die vorliegenden Tankdaten nur eine Abschätzung des Verhaltens an BSS getätigt werden. In weiteren Untersuchungen gilt es diese Abschätzung zu validieren.

Die Betrachtung der Präqualifikationsbedingungen (vgl. Kapitel 3.2.4) hat ergeben, dass es Bedingungen zur Primärregelleistungsbereitstellung gibt, die BSS aufgrund ihrer Betriebsweise nicht erfüllen können. Diese Bedingungen sind im Wandel und haben sich in der Vergangenheit flexibilisiert, sind also heute weniger strikt. Die weiteren Entwicklungen gilt es zu beobachten und gegebenenfalls Einfluss auf die Entscheidungsfindung zu nehmen.

Ebenso wurde der zu erwartende PRL-Abruf analysiert (vgl. Kapitel 3.2.5). Im Rahmen dieser Arbeit konnte dokumentiert werden, dass sekundliche Frequenzdaten die am wenigsten fehlerhafte Datenquelle zur Ermittlung des PRL-Abrufs darstellen. Ergeben hat sich hierbei, dass bei der Betrachtung einzelner Tage kein Muster zu erkennen ist. Anders ist jedoch das Resultat bei einer Abbildung der Durchschnittswerte über eine Woche hinweg: Hier ist ein klares Schema erkennbar. Dies ist mittels Stromhandel und Standardlastprofilen erklärbar. Das bedeutet, dass der tatsächliche PRL-Abruf zwar eine hohe Standardabweichung hat, aber im Mittel die Abrufe erwartbar sind.

Die Erkenntnisse die erste Forschungsfrage betreffend, lassen sich so zusammenfassen: Alle erwartbaren Ergebnisse ließen sich generieren. Zu erwarten war nämlich, dass sich das Verhältnis benötigte Batterienanzahl pro Besuch reduzieren lässt, wenn ...

1. ... mehr Besuche am Tag stattfinden.
2. ... die Ladeleistung steigt.
3. ... die Ankünfte möglichst gleichverteilt über den Tag hinweg stattfinden.
4. ... der Füllstand der Batterie bei Ankunft höher ist.
5. die Kapazität der Batterien geringer ist.

Wie sich die Batterienanzahl verändert, ist dabei unterschiedlich. Während das Verhältnis Batterienanzahl je Besuch bei 1. exponentiell fällt, verändert sich die Batterienanzahl bei 2. im Verhältnis 3/P. Zu 3. lässt sich sagen, dass der Anteil an Batterien je Besuch, der durch die Gleichverteilung anstatt Ankünfte wie an Tankstellen eingespart werden kann, sich mit steigender Abrufanzahl vergrößert und im betrachteten Zeitraum über 40% erreicht.

Zu 4.: Ist der Füllstand der Autos relativ um einen Prozentsatz geringer, so wirkt sich dieser zu 40% auf die Batterienanzahl aus (z.B.: der Füllstand ist um 10% höher, so ist die Batterienanzahl um 4% geringer). Diese Differenz zwischen unverändertem Füllstand (nach der Füllstandsverteilung, siehe Kapitel 3.2.1.2) und verändertem bleibt über alle Stationsgrößen hinweg unverändert. Diese Differenz ändert sich bei 5. etwas. Bei hohen Abrufanzahlen liegt der Faktor 0,9 zwischen Kapazitätserhöhung und Batterieanzahlverringerung, wobei dieser bei geringen weniger sein kann (bei 10 Abrufen: 0,4).

Ein Vergleich der ermittelten Batterienanzahlen mit in der Literatur beschriebenen Betriebspunkten hat ergeben, dass die dort vorgestellten Batterienanzahlen etwas über den errechneten liegen. Das ist aufgrund der Beachtung von möglichen Ausfallzeiten sinnvoll. Was beim Vergleich ebenfalls aufgefallen ist, ist die hoch gewählte Ladeleistung (im Leistungsbereich von Schnellladesäulen). Dadurch entfallen einige unter Kapitel 2.2.2 vorgestellten Vorteile der BSS. Die Batterien werden so nicht netz- und Batteriehalterungsschonend geladen.

Hier kann im Rahmen dieser Arbeit nur vermutet werden, warum diese Ladeleistungen gewählt wurden (siehe Kapitel 4.1.2). Hierzu müsste eine detaillierte Kostenanalyse durchgeführt werden, um die im Rahmen dieser Arbeit erreichten Erkenntnisse kostentechnisch einzuordnen und die kostengünstigste Betriebsweise festzustellen. Beispielsweise könnte so folgende Fragestellung geklärt werden: Überwiegen die Kosten für neue Batterien, die aufgrund der Alterung durch hohe Leistungen entstehen? Oder überwiegen die Kosten für die Anschaffung von mehr Batterien, da bei geringeren Ladeleistungen mehr benötigt werden, um den Betrieb sicherzustellen?

Die optimale Betriebsweise charakterisiert sich nicht nur durch die Minimierung der vorzuhaltenden Batterienanzahl, sondern auch durch die möglichen Primärregelgebote, die mittels derselben Batterien getätigt werden. Hier lässt sich ein Zusammenhang erkennen, zwischen möglichem PRL-Gebot und Ausnutzung der Batterien. Wurde bei der Batterienanzahlauswertung festgestellt, dass die Batterienanzahl vergleichsweise hoch ist, so ist das PRL-Gebot ungleichmäßig über den Tag verteilt. Zur Zeiten mit höherer Ankunfts-wahrscheinlichkeit (über die Mittagszeit) kann weniger PRL angeboten werden, als in den Abend-, Nacht- und Morgenstunden. Tatsächlich sind das jedoch genau die Zeiten, an denen am ehesten negative PRL abgerufen wird. Das bedeutet, dass es zu diesen Zeiten wahrscheinlich ist, dass durch die PRL-Bereitstellung die Batterie gefüllt wird, ohne, dass für diese Energie gezahlt werden muss.

Nachteilig ist diese ungleichmäßige Verteilung aber, um überhaupt PRL-Gebote machen zu können. Bei allen untersuchten Betriebspunkten lag das Maximalgebot unter dem Limit von 1 MW aus den Präqualifikationsbedingungen. Um für einen 4-Stunden-Block die 1 MW zu überschreiten, sind bei einer ungleichmäßigen Verteilung weniger identische Stationen notwendig. Um aber durchwegs PRL anbieten zu können, sind dann aber umso mehr Batteriewechselstationen nötig. Heute gibt es nur so viele einsatzbereite und zeitnah fertig gestellte Stationen, dass bei der ungleichen Verteilung nicht zu allen Zeit-

blöcken PRL angeboten werden könnte. Deshalb wird im Rahmen dieser Masterarbeit die These aufgestellt, dass es heute sinnvoll ist, die BSS so zu betreiben, dass das PRL-Angebot gleichverteilter über den Tag ist und so viele Stationen gepoolt werden, dass zu jeder Zeit PRL angeboten werden kann. Aber auch hierzu kann erst nach einer genauen Gewinnabschätzung und unter Berücksichtigung der weiteren Entwicklung eine kostenoptimale Aussage getroffen werden. Ebenfalls stellen die unter 4.2.2.2 vorgestellten Sensitivitätsanalysen zu Anpassungen in der Betriebsweise zusätzliche Optionen dar, um die Gesamteffizienz der Anlage zu steigern.

Die weitere Entwicklung sieht mehr Stationen vor und hofft auch auf mehr Autos, die technisch in der Lage sind, BSS aufzusuchen. Aufgrund der Berechnungszeit des Optimierungsmodells war es im Rahmen dieser Arbeit nicht möglich höhere Abrufzahlen als 100 zu untersuchen. Die vorgestellten Beispiele aus der Literatur geben bereits höhere Abrufanzahlen an und es ist mit einem Anstieg der Nachfrage zu rechnen, sodass Untersuchungen bei höherer Nachfrage notwendig werden. Neben mehr Rechenleistung zur Berechnung kann eventuell auch Berechnungszeit durch die Formulierung des Problems in einer anderen Programmierumgebung, eine bessere Lösung des „big-M-Problems“, die Nutzung eines anderen Solvers oder weitere Anpassung in den Solvareinstellungen verkürzt werden.

Grundsätzlich bietet diese Arbeit eine Einordnung der nötigen Dimensionierung einer Batteriewechselstation, sowie gibt eine Größenordnung vor, in welcher Primärregelleistung bereitgestellt werden könnte. Für die konkrete Auslegung einer solchen Anlage kann auf die hier vorgestellten Auswirkungen der Parametervariation zurückgegriffen werden und mittels der entwickelten Modelle weitere Untersuchungen durchgeführt werden.

Batteriewechselstationen könnten eine Anwendung der Sektorenkopplung und gleichzeitig der Netzstabilisierung darstellen, die zukünftig verstärkt notwendig sein werden, um ein Energiesystem - zu 100% auf erneuerbaren Energiequellen basierend - sicher betreiben zu können.

## Abkürzungsverzeichnis

**BSS** Batteriewechselstation (engl.: Battery Swapping Station)

**kW** Kilowatt

**kWh** Kilowattstunden

**MOP** Deutsches Mobilitätspanel

**MW** Megawatt

**MWh** Megawattstunden

**ÖPNV** öffentlicher Personennahverkehr

**Pkm** Personenkilometer

**Pkw** Personenkraftwagen

**PQ** Präqualifikation

**PRL** Primärregelleistung

**RMSE** Root mean squared error

**SOC** State of Charge



# Literatur

- 2023 wohl so heiß wie seit mindestens 125.000 Jahren nicht (2023). URL: <https://www.tagesschau.de/ausland/klimawandel-hitze-extremwetter-100.html> (besucht am 23.05.2024).
- Accepted Offers and Activated Balancing Reserves (2023). URL: [https://transparency.entsoe.eu/balancing/r2/activationAndActivatedBalancingReserves/show?name=&defaultValue=false&viewType=TABLE&areaType=MBA&atch=false&dateTime.dateTime=06.10.2023+00:00%7CCET%7CDAYTIMERANGE&dateTime.endDateDateTime=06.10.2023+00:00%7CCET%7CDAYTIMERANGE&reserveType.values=A96&CTY%7C10YAT-APG-----L%7CSINGLE=CTY%7C10YAT-APG-----L%7CSINGLE&marketArea.values=CTY%7C10YAT-APG-----L!MBA%7C10YAT-APG-----L&dateTime.timezone=CET\\_CEST&dateTime.timezone\\_input=CET+\(UTC+1\)+/+CEST+\(UTC+2\)](https://transparency.entsoe.eu/balancing/r2/activationAndActivatedBalancingReserves/show?name=&defaultValue=false&viewType=TABLE&areaType=MBA&atch=false&dateTime.dateTime=06.10.2023+00:00%7CCET%7CDAYTIMERANGE&dateTime.endDateDateTime=06.10.2023+00:00%7CCET%7CDAYTIMERANGE&reserveType.values=A96&CTY%7C10YAT-APG-----L%7CSINGLE=CTY%7C10YAT-APG-----L%7CSINGLE&marketArea.values=CTY%7C10YAT-APG-----L!MBA%7C10YAT-APG-----L&dateTime.timezone=CET_CEST&dateTime.timezone_input=CET+(UTC+1)+/+CEST+(UTC+2)) (besucht am 06.10.2023).
- Ahmad, F., M. Saad Alam, I. Saad Alsaidan u. a. *Battery swapping station for electric vehicles: opportunities and challenges*. URL: <https://ietresearch.onlinelibrary.wiley.com/doi/pdfdirect/10.1049/iet-stg.2019.0059?download=true> (besucht am 08.12.2023).
- Aktivierete Regelleistung (2023). URL: <https://www.netztransparenz.de/de-de/Regelenergie/Daten-Regelreserve/Aktivierete-Regelleistung> (besucht am 27.09.2023).
- Amprion GmbH, Hrsg. (2024). *Zweites Update: Systemauftrennung im europäischen Stromnetz am 8. Januar 2021*. URL: <https://www.amprion.net/Netzjournal/Beitr%C3%A4ge-2021/Systemauftrennung-im-europ%C3%A4ischen-Stromnetz-zweites-Update.html> (besucht am 23.05.2024).
- Batteriewechselstationen – Die Technik im Überblick (2023). URL: <https://www.automobil-industrie.vogel.de/akku-batterie-tausch-wechsel-info-technik-preise-a-85484eeec2edc7f0c96c2f8388652076/> (besucht am 18.10.2023).
- Beckhardt, L. *Studie: CO<sub>2</sub>-Emissionen steigen 2022 weiter an*. URL: <https://www.tagesschau.de/wissen/klima/co2-ausstoss-carbon-project-101.html> (besucht am 23.05.2024).
- bft, Hrsg. (2023). *Aufbau von Ladeinfrastruktur an mittelständischen Tankstellen*. URL: <https://www.bft.de/themen/bft-und-mew-welchen-beitrag-koennen-tankstellen-zur-e-mobilitaet-leisten> (besucht am 10.12.2023).
- bft: *Daten und Fakten zur Entwicklung des Tankstellenmarktes bzw. der Tankstellenbranche* (2023). URL: <https://www.bft.de/daten-und-fakten/entwicklung-tankstellenanzahl> (besucht am 10.12.2023).
- Bundesministerium für Digitales und Verkehr, Hrsg. (2022). *Deutsches Mobilitätspanel (MOP): Längsschnittstudie zum Mobilitätsverhalten der Bevölkerung*. URL: <https://bmdv.bund.de/SharedDocs/DE/Artikel/G/deutsches-mobilitaetspanel.html> (besucht am 24.01.2024).
- Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Hrsg. (2023). *Netzbetrieb und Systemsicherheit*. URL: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Dossier/NetzeUndNetzausbau/netzbetrieb-und-systemsicherheit.html> (besucht am 20.09.2023).

- Bundesnetzagentur, Hrsg. (2023). *Ladesäulenkarte*. URL: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/E-Mobilitaet/Ladesaeulenkarte/start.html> (besucht am 20.12.2023).
- Bundesregierung. *Nachhaltige Mobilität: Nicht weniger fortbewegen, sondern anders*. URL: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/schwerpunkte/klimaschutz/nachhaltige-mobilitaet-2044132> (besucht am 10.04.2024).
- Daniel, R. *Global electric-car network brings drivers to Better Place?* URL: <https://www.marketwatch.com/story/electric-cars-take-drivers-to-better-place-2010-03-26?pagenumber=2> (besucht am 25.09.2023).
- Ecke, L. *Deutsches Mobilitätspanel (MOP) - Startseite*. URL: <https://mobilitaetspanel.ifv.kit.edu/> (besucht am 24.01.2024).
- ElaadNL. *About us*. URL: <https://elaad.nl/en/about-us/> (besucht am 28.02.2024).
- Figgner, J., B. Tepe, F. Rücker u. a. „The Influence of Frequency Containment Reserve Flexibilization on the Economics of Electric Vehicle Fleet Operation // The influence of frequency containment reserve flexibilization on the economics of electric vehicle fleet operation“. In: *Journal of Energy Storage* 53, S. 105138. URL: <https://arxiv.org/ftp/arxiv/papers/2107/2107.03489.pdf> (besucht am 18.09.2023).
- Frequency Containment Reserve* (2024). URL: <https://www.regelleistung.net/de-de/Allgemeine-Infos/Arten-der-Regelreserve/Frequency-Containment-Reserve> (besucht am 25.01.2024).
- GasBuddy und Cuebiq. *Foot Traffic Report & Driving Trends for the fuel & convenience store industry: 2017 year in review & 2018 Forecast*. URL: [https://www.mmaglobal.com/files/casestudies/foottrafficreportq42017\\_3.pdf](https://www.mmaglobal.com/files/casestudies/foottrafficreportq42017_3.pdf) (besucht am 04.12.2023).
- Gawlik, W., A. Kerdegarbakhsh, M. Pešek u. a. „Entwicklung des Bedarfs an schneller Regelleistung im europäischen Verbundsystem“. In: *e & i Elektrotechnik und Informationstechnik* 135.8, S. 507–513. URL: [https://publik.tuwien.ac.at/files/publik\\_299359.pdf](https://publik.tuwien.ac.at/files/publik_299359.pdf) (besucht am 01.06.2024).
- Giordano, V. und G. Fulli. „A business case for Smart Grid technologies: A systemic perspective“. In: *Energy Policy* 40, S. 252–259. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421511007804> (besucht am 01.06.2024).
- GIS, W. und Merksiz Jerzy. „The development status of electric (BEV) and hydrogen (FCEV) passenger cars park in the world and new research possibilities of these cars in real traffic conditions“. In: *Combustion Engines* 178.3, S. 144–149.
- Goncearuc, A., N. Sapountzoglou, C. de Cauwer u. a. „Profitability Evaluation of Vehicle-to-Grid-Enabled Frequency Containment Reserve Services into the Business Models of the Core Participants of Electric Vehicle Charging Business Ecosystem“. In: *World Electric Vehicle Journal* 14.1, S. 18.
- Gurobi Optimization, LLC. *Gurobi Optimizer Reference Manual*. URL: <https://www.gurobi.com> (besucht am 01.06.2024).
- Hart, W. E., C. D. Laird, J.-P. Watson u. a. *Pyomo — Optimization Modeling in Python*. Springer. URL: <https://link.springer.com/book/10.1007/978-3-030-68928-5> (besucht am 01.06.2024).
- Hecht, C., J. Figgner und D. U. Sauer. „Analysis of Electric Vehicle Charging Station Usage and Profitability in Germany based on Empirical Data“. In: *iScience*. URL: <https://arxiv.org/ftp/arxiv/papers/2206/2206.09582.pdf> (besucht am 18.02.2024).

- IEA. *Transport sector CO2 emissions by mode in the Sustainable Development Scenario, 2000-2030 – Charts – Data & Statistics - IEA*. URL: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/transport-sector-co2-emissions-by-mode-in-the-sustainable-development-scenario-2000-2030> (besucht am 10.04.2024).
- IPCC- Bericht zeigt: Klimaschutz braucht Psychologie (2024). URL: <https://www.germanwatch.org/de/16601> (besucht am 23.05.2024).
- ISE, F. „Treibhausgas-Emissionen für Batterie- und Brennstoffzellenfahrzeuge mit Reichweiten über 300 km: Studie im Auftrag der H2 Mobility“. In: URL: [https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/news/2019/ISE\\_Ergebnisse\\_Studie\\_Treibhausgasemissionen.pdf](https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/news/2019/ISE_Ergebnisse_Studie_Treibhausgasemissionen.pdf).
- Janson, M. *Wie viele Autos aus China gibt es in Deutschland?* URL: <https://de.statista.com/infografik/31635/pkw-neuzulassungen-chinesischer-automarken-in-deutschland-2023/> (besucht am 05.04.2024).
- „Klimaschutz und Mobilität: Was die Menschen 2023 bewegt“ (2024). In: ADAC (). URL: [https://assets.adac.de/image/upload/v1687437300/ADAC-eV/KOR/Text/PDF/Aufbereitung-ADAC\\_Mobilitaetsstudie\\_2023\\_v37\\_20-\\_20final\\_t8rsfc.pdf](https://assets.adac.de/image/upload/v1687437300/ADAC-eV/KOR/Text/PDF/Aufbereitung-ADAC_Mobilitaetsstudie_2023_v37_20-_20final_t8rsfc.pdf) (besucht am 10.04.2024).
- Knecht, J., S. Vitale und T. Harloff. *Nio Power Swap Stations in Europa: Mehr Batteriewechsel-Stationen in Deutschland*. URL: <https://www.auto-motor-und-sport.de/tech-zukunft/mobilitaetsservices/nio-wechselakkus-batterietausch-fuenf-minuten/> (besucht am 11.04.2024).
- Kocer, M. C., A. Onen, T. S. Ustun u. a. „Optimization of multiple battery swapping stations with mobile support for ancillary services“. In: *Frontiers in Energy Research* 10.
- Kraftfahrtbundesamt, Hrsg. (2023a). *Motorisierung*. URL: [https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Motorisierung/motorisierung\\_node.html](https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Motorisierung/motorisierung_node.html) (besucht am 20.12.2023).
- Kraftfahrtbundesamt, Hrsg. (2023b). *Verkehr in Kilometern (VK) - Fahrleistungen 2014-2022*. URL: <https://mobilithek.info/offers/607562459944738816> (besucht am 20.12.2023).
- Manis, F. *MAI CC4 CaRinA: Carbonfaser Recyclingwerkstoffe für industrielle Anwendungen*. URL: <https://publica.fraunhofer.de/bitstreams/579e5cae-00e2-4799-a129-c2f8551fbb81/download> (besucht am 20.05.2024).
- Marken, Hersteller (2023). URL: [https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/MarkenHersteller/marken\\_hersteller\\_node.html](https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/MarkenHersteller/marken_hersteller_node.html) (besucht am 05.04.2024).
- „Modalitäten für Regelreserveanbieter“ (2022). In: URL: [https://www.regelleistung.net/xsproxy/api/StaticFiles/Regelleistung/Marktinformationen/Modalit%C3%A4ten\\_/Modalit%C3%A4ten\\_f%C3%BCr\\_Regelreserveanbieter\\_MfRRA/1\\_MfRRA\\_Lesefassung\\_Zielmarktdesign\\_\(mit\\_Vergabefrist\).pdf](https://www.regelleistung.net/xsproxy/api/StaticFiles/Regelleistung/Marktinformationen/Modalit%C3%A4ten_/Modalit%C3%A4ten_f%C3%BCr_Regelreserveanbieter_MfRRA/1_MfRRA_Lesefassung_Zielmarktdesign_(mit_Vergabefrist).pdf) (besucht am 16.02.2024).
- NIO, Hrsg. (2023). *Weiterer Ausbau der NIO Infrastruktur in Deutschland: mit dem Elektroauto ohne Laden von Hamburg bis nach Südtirol*. URL: [https://www.nio.com/de\\_DE/news/202305150002](https://www.nio.com/de_DE/news/202305150002) (besucht am 25.09.2023).
- Official Journal of the European Union, Hrsg. (2024). *COMMISSION REGULATION (EU) 2017/1485 of 2 August 2017: establishing a guideline on electricity transmission system operation*. (Besucht am 10.01.2024).

- Revankar, S. R. und V. N. Kalkhambkar. „Grid integration of battery swapping station: A review“. In: *Journal of Energy Storage* 41, S. 102937. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X2100654X>.
- Rivera, S., S. M. Goetz, S. Kouro u. a. „Charging Infrastructure and Grid Integration for Electromobility“. In: *Proceedings of the IEEE* 111.4, S. 371–396. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=9940564> (besucht am 12.04.2024).
- Schill, W.-P., M. Niemeyer, A. Zerrahn u. a. „Bereitstellung von Regelleistung durch Elektrofahrzeuge: Modellrechnungen für Deutschland im Jahr 2035“. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 40.2, S. 73–87. URL: <https://link.springer.com/article/10.1007/s12398-016-0174-7> (besucht am 01.06.2024).
- scipy.stats.beta* — *SciPy v1.12.0 Manual* (2024). URL: <https://docs.scipy.org/doc/scipy/reference/generated/scipy.stats.beta.html#scipy.stats.beta> (besucht am 06.03.2024).
- Sekündliche Daten* (2023). URL: <https://www.netztransparenz.de/de-de/Regelenergie/Daten-Regelreserve/Sek%C3%BCndliche-Daten> (besucht am 27.09.2023).
- Sindha, J., J. Thakur und M. Khalid. „The economic value of hybrid battery swapping stations with second life of batteries“. In: *Cleaner Energy Systems* 5, S. 100066. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S277278312300016X>.
- SMARD | Marktdaten visualisieren* (2023). URL: <https://www.smard.de/page/home/marktdaten/78?marketDataAttributes=%7B%22resolution%22:%22day%22,%22region%22:%22DE%22,%22from%22:1672527600000,%22to%22:1675205999999,%22moduleIds%22:%5B17000420,18000422,18000423,18000427,18000426,19000434,19000435,19000430,19000431,17004363,17004367%5D,%22selectedCategory%22:null,%22activeChart%22:true,%22style%22:%22color%22,%22categoriesModuleOrder%22:%7B%7D%7D> (besucht am 06.10.2023).
- SMARD | Marktdaten visualisieren* (2024). URL: <https://www.smard.de/blueprint/servlet/page/home/marktdaten/78?marketDataAttributes=%7B%22resolution%22:%22hour%22,%22region%22:%22DE%22,%22from%22:1501279200000,%22to%22:1502228718742,%22moduleIds%22:%5B17004363,17004367%5D,%22selectedCategory%22:null,%22activeChart%22:true,%22style%22:%22color%22,%22categoriesModuleOrder%22:%7B%7D%7D> (besucht am 18.01.2024).
- So funktioniert der Strommarkt* (2024). URL: <https://www.smard.de/page/home/wiki-article/446/384> (besucht am 26.03.2024).
- Sonnenaufgang und Untergang in Deutschland* (o. D.). URL: <https://www.laenderdaten.info/Europa/Deutschland/sonnenuntergang.php>.
- Statistical functions (scipy.stats)* (2024). URL: <https://docs.scipy.org/doc/scipy/reference/stats.html> (besucht am 06.03.2024).
- Statistisches Bundesamt, Hrsg. (10.04.2024). *CO<sub>2</sub>-Ausstoß Straßenverkehr Europa*. URL: [https://www.destatis.de/Europa/DE/Thema/Umwelt-Energie/CO2\\_Strassenverkehr.html](https://www.destatis.de/Europa/DE/Thema/Umwelt-Energie/CO2_Strassenverkehr.html) (besucht am 10.04.2024).
- „Studie: Große Gesundheitsrisiken durch Klimawandel“ (2023). In: *Süddeutsche Zeitung*. URL: <https://www.sueddeutsche.de/gesundheit/klimawandel-gesundheit-studie-1.6303629> (besucht am 23.05.2024).
- Umweltbundesamt. *Energieverbrauch und Kraftstoffe*. URL: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/verkehr/endenergieverbrauch-energieeffizienz-des-verkehrs#kraftstoffe-dominieren> (besucht am 21.12.2023).

- Umweltbundesamt. *Emissionen des Verkehrs*. URL: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/verkehr/emissionen-des-verkehrs#verkehr-belastet-luft-und-klimaminderungsziele-der-bundesregierung> (besucht am 04.04.2024).
- ÜNB, D. „Präqualifikationsverfahren für Regelreserveanbieter (FCR, aFRR, mFRR) in Deutschland (PQ-Bedingungen)“. In: URL: [https://www.regelleistung.net/xsproxy/api/StaticFiles/Regelleistung/Infos\\_f%C3%BCr\\_Anbieter/Wie\\_werde\\_ich\\_Regelenergieanbieter\\_Pr%C3%A4qualifikation/Pr%C3%A4qualifikationsbedingungen\\_FCR\\_aFRR\\_mFRR/PQ-Bedingungen-03.06.2022\(deutsch\).pdf](https://www.regelleistung.net/xsproxy/api/StaticFiles/Regelleistung/Infos_f%C3%BCr_Anbieter/Wie_werde_ich_Regelenergieanbieter_Pr%C3%A4qualifikation/Pr%C3%A4qualifikationsbedingungen_FCR_aFRR_mFRR/PQ-Bedingungen-03.06.2022(deutsch).pdf) (besucht am 04.01.2024).
- Was ist der Intraday-Handel?* (2024). URL: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/intraday-handel> (besucht am 27.03.2024).
- Wehner, A. *Nio plant in Deutschland flächendeckendes Netz mit Batterietausch-Stationen*. URL: <https://www.automobil-industrie.vogel.de/nio-plant-in-deutschland-flaechendeckendes-netz-mit-batterietausch-stationen-a-05404e1ada00c958db3414d7b4?cflt=rel> (besucht am 18.10.2023).
- Wehner, A. *So funktioniert bei Nio der Batterietausch*. URL: <https://www.automobil-industrie.vogel.de/so-funktioniert-bei-nio-der-batterietausch-a-d946af03fc1cfec28729db6d29c21b2/?cflt=rdt> (besucht am 18.10.2023).
- Wu, H. „A Survey of Battery Swapping Stations for Electric Vehicles: Operation Modes and Decision Scenarios“. In: *IEEE Transactions on Intelligent Transportation Systems* 23.8, S. 10163–10185. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/ielx7/6979/9853713/09613817.pdf?tp=&arnumber=9613817&isnumber=9853713&ref=> (besucht am 05.12.2023).



# A

Verteilungsfunktion	RMSE
norm	0.41
expon	0.62
weibull_min	0.20
gamma	0.22
lognorm	0.26
beta	0.18

Tabelle A.1: RMSE für verschiedene Verteilungsfunktionen

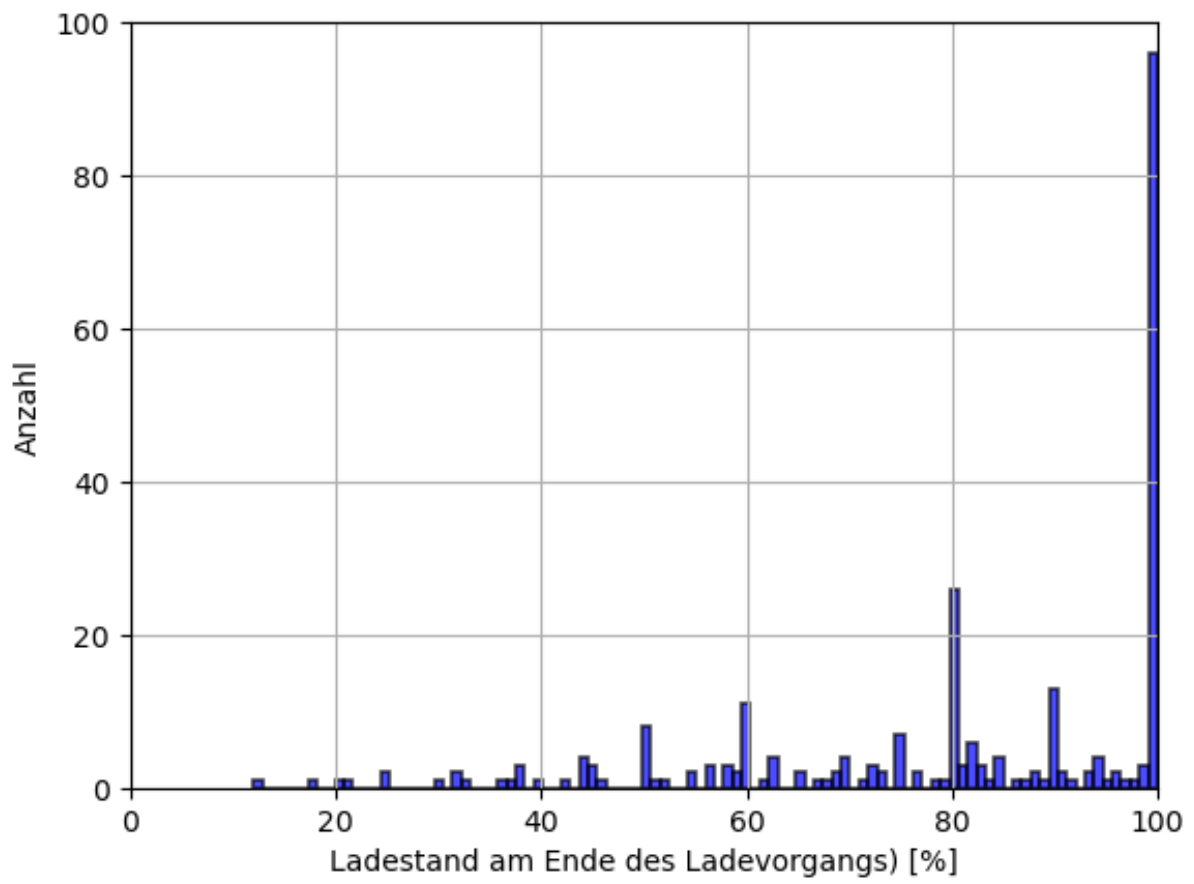


Abbildung A.1: Ladestand am Ende des Ladevorgangs, MOP-Daten



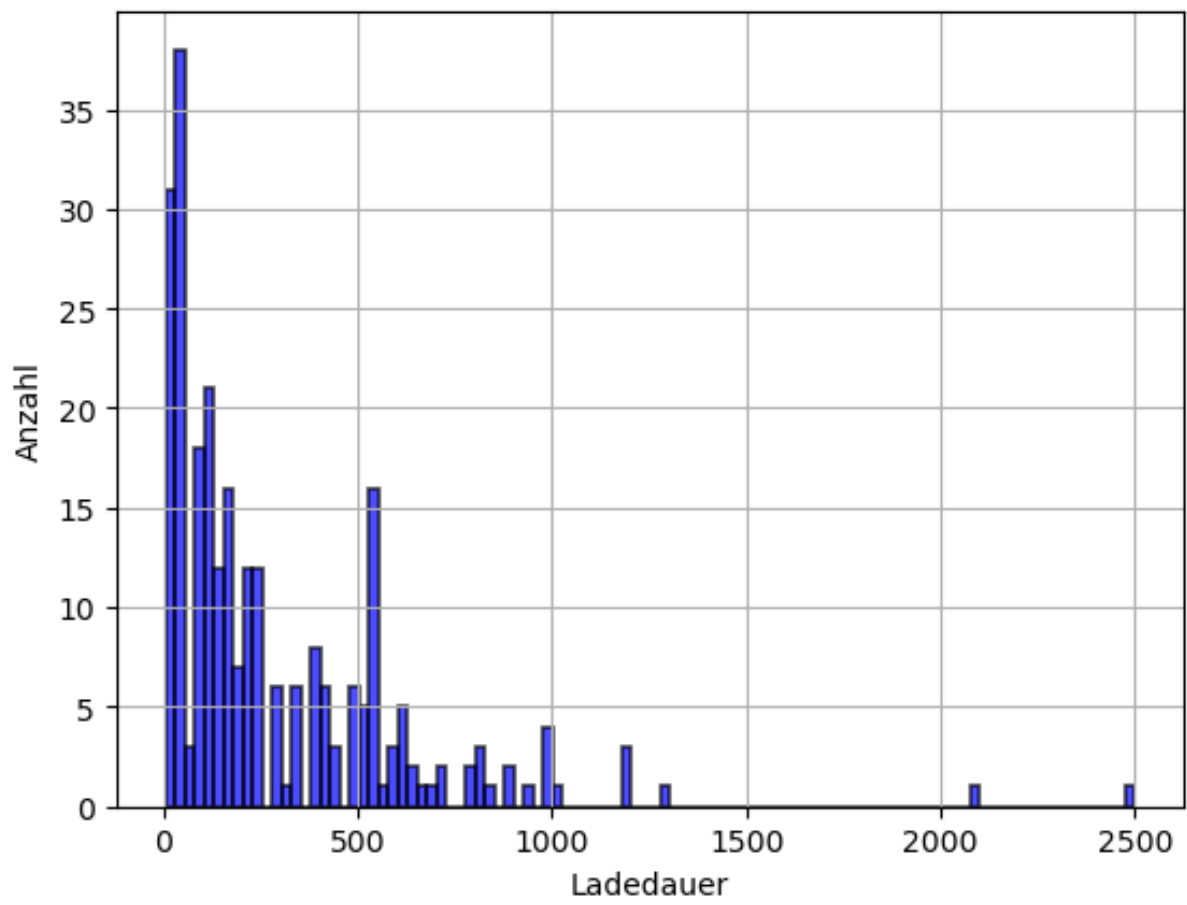


Abbildung A.2: Ladedauer, MOP-Daten

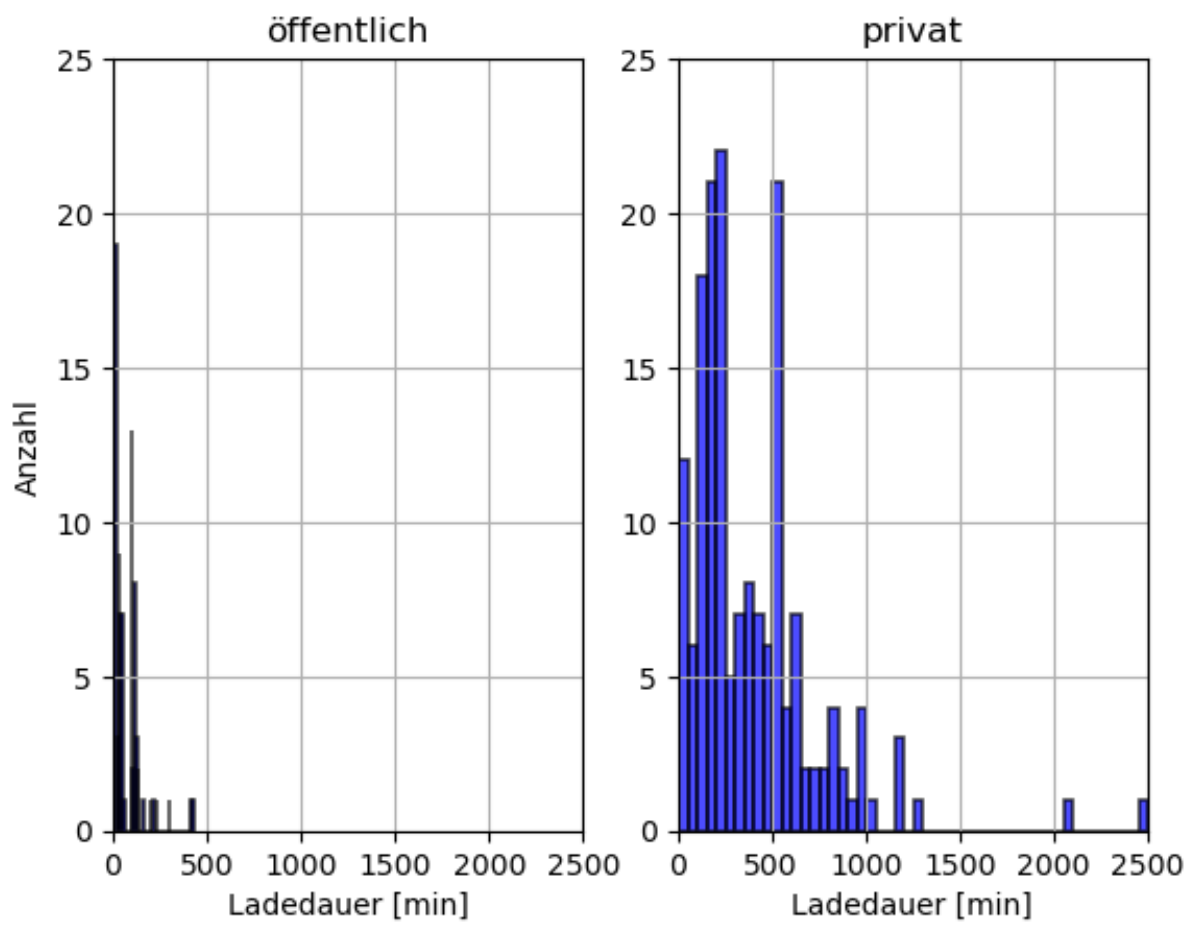


Abbildung A.3: Ladedauer öffentlich und privat, MOP-Daten

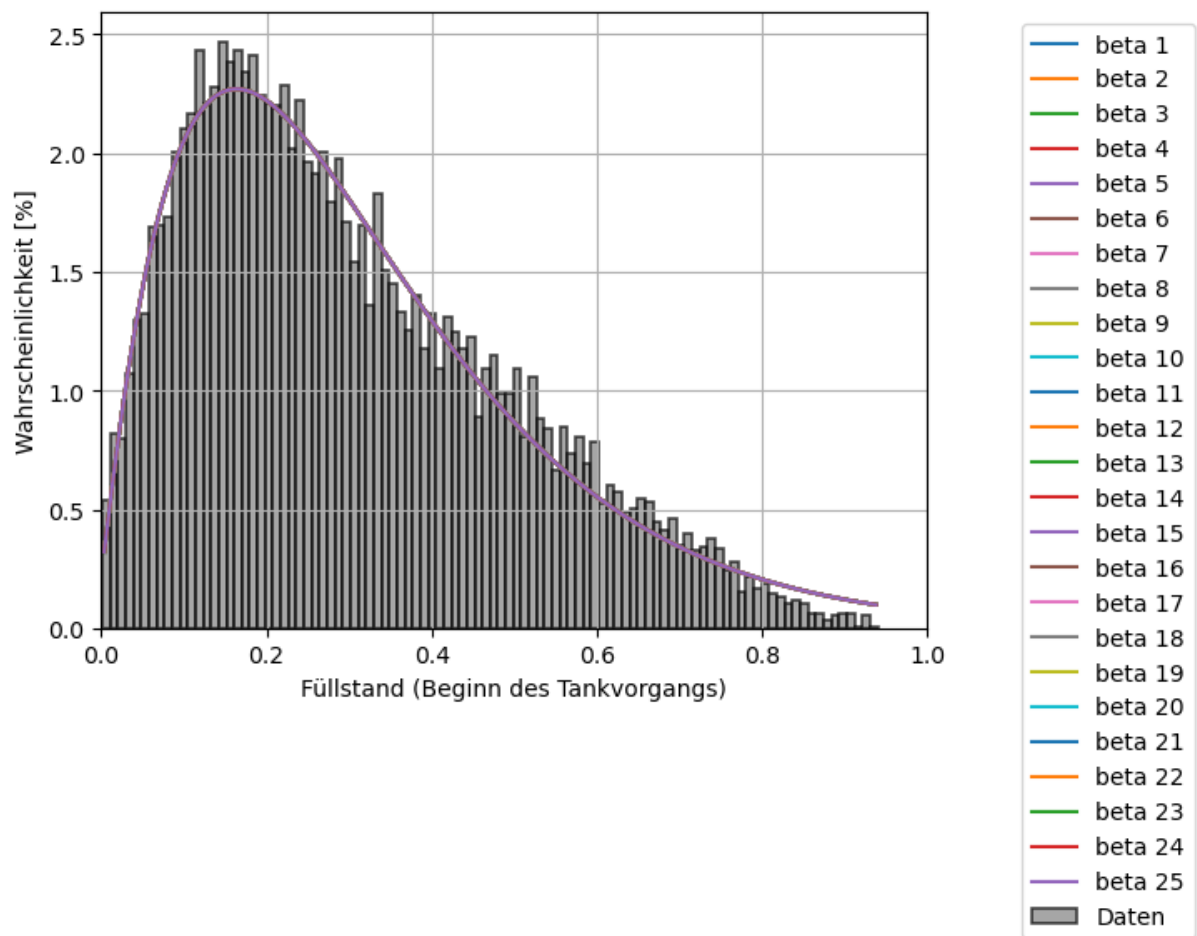


Abbildung A.4: Betaverteilungsfunktion, mehrere Durchläufe

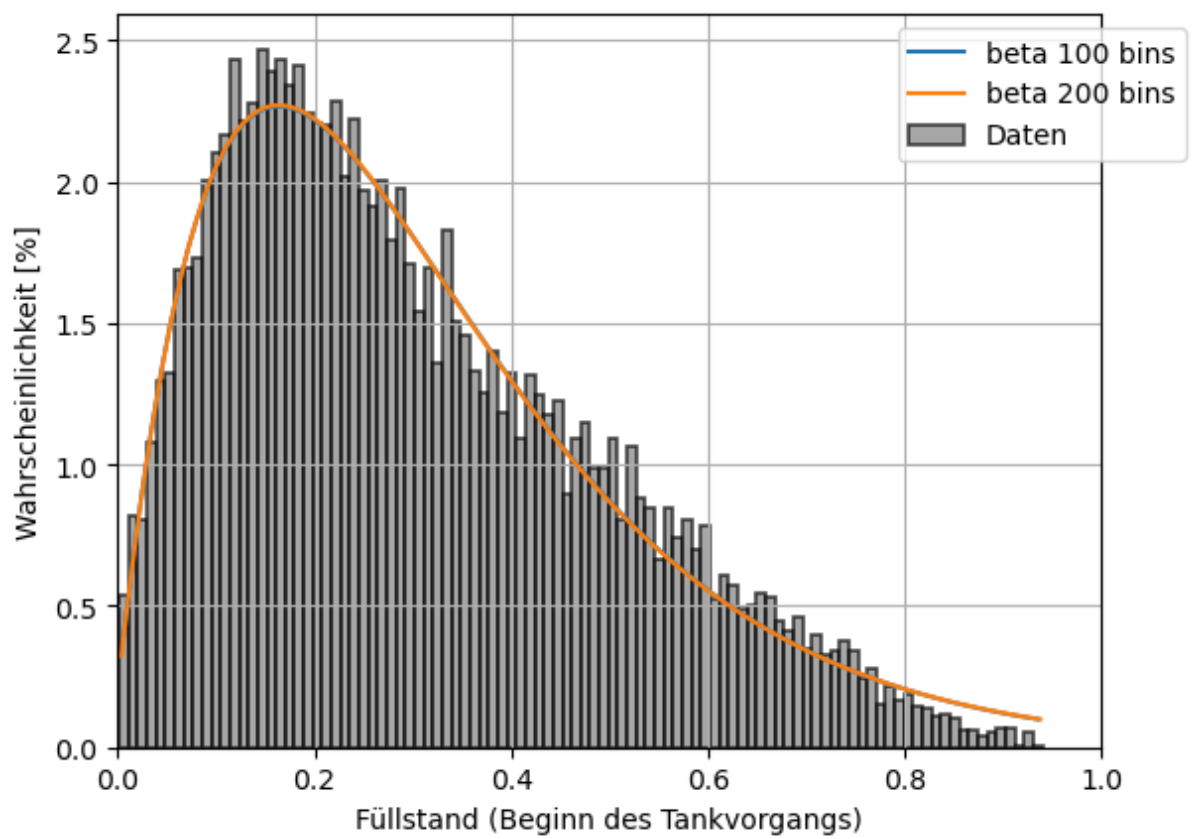


Abbildung A.5: Betaverteilungsfunktion, Binanzahl variiert

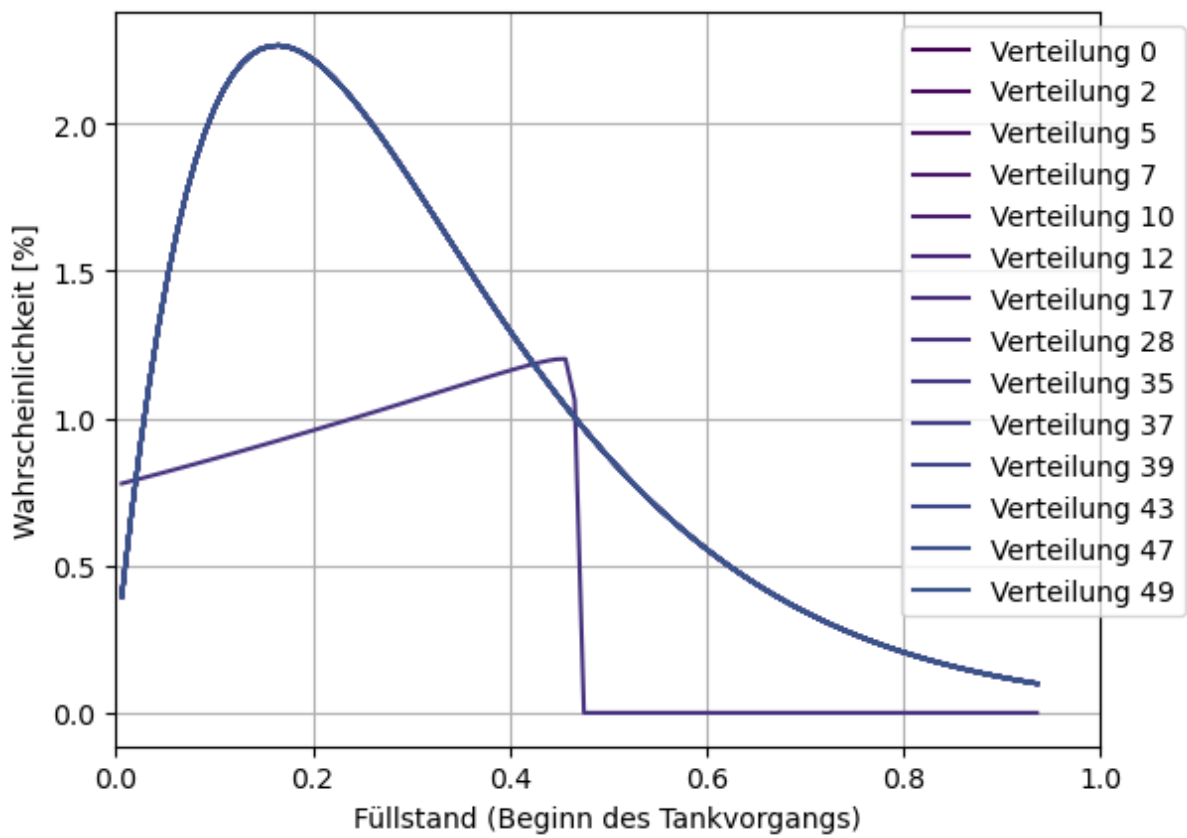


Abbildung A.6: Betaverteilfunktion, Eingangsparameter variiert

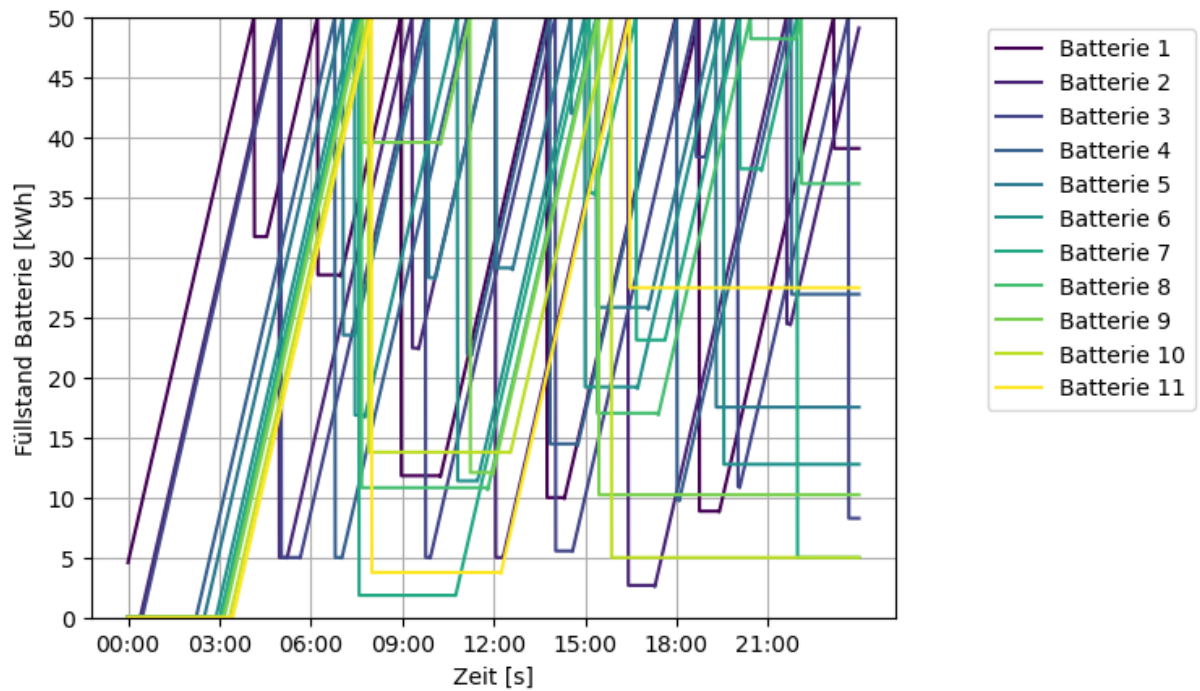


Abbildung A.7: Batteriewechselstation: Füllstandsverläufe aller Batterien

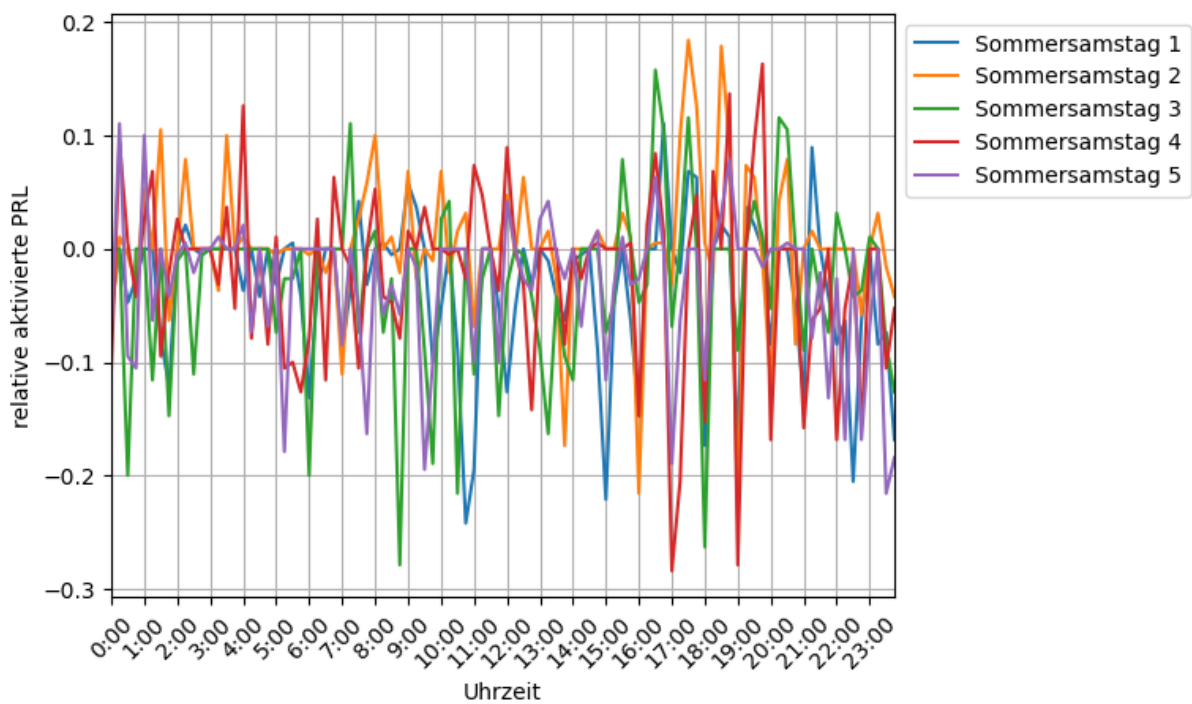


Abbildung A.8: Tagesverläufe aktivierte PRL an fünf zufällig ausgewählten Sommersamstagen

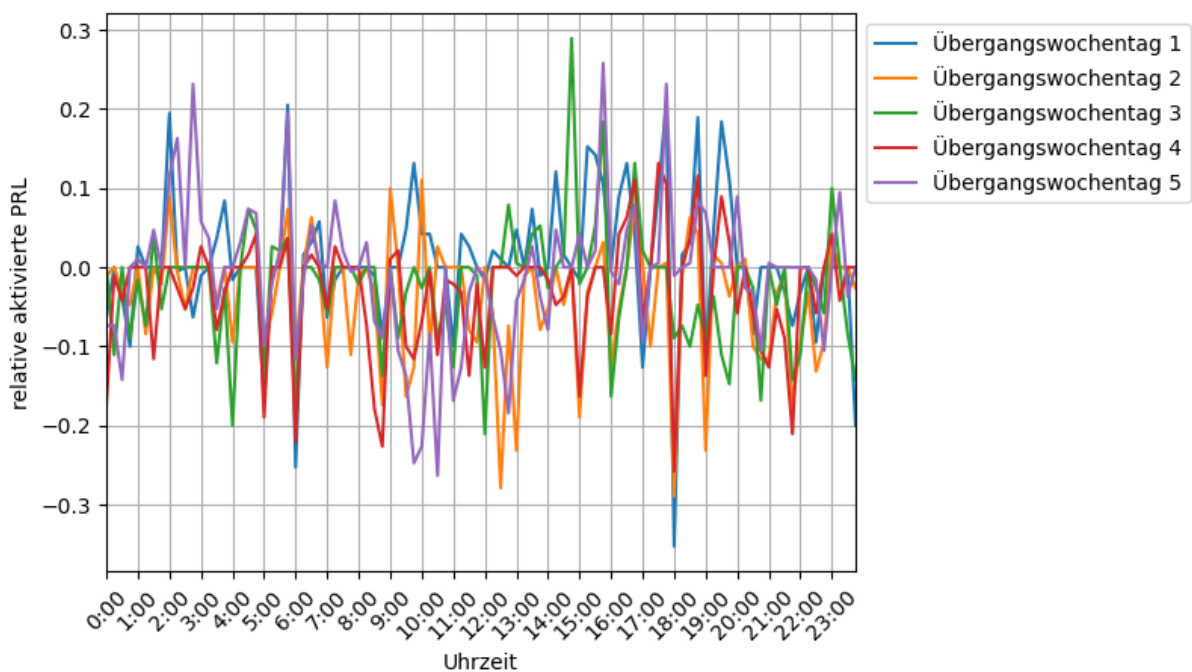


Abbildung A.9: Tagesverläufe aktivierte PRL an fünf zufällig ausgewählten Übergangswochentagen

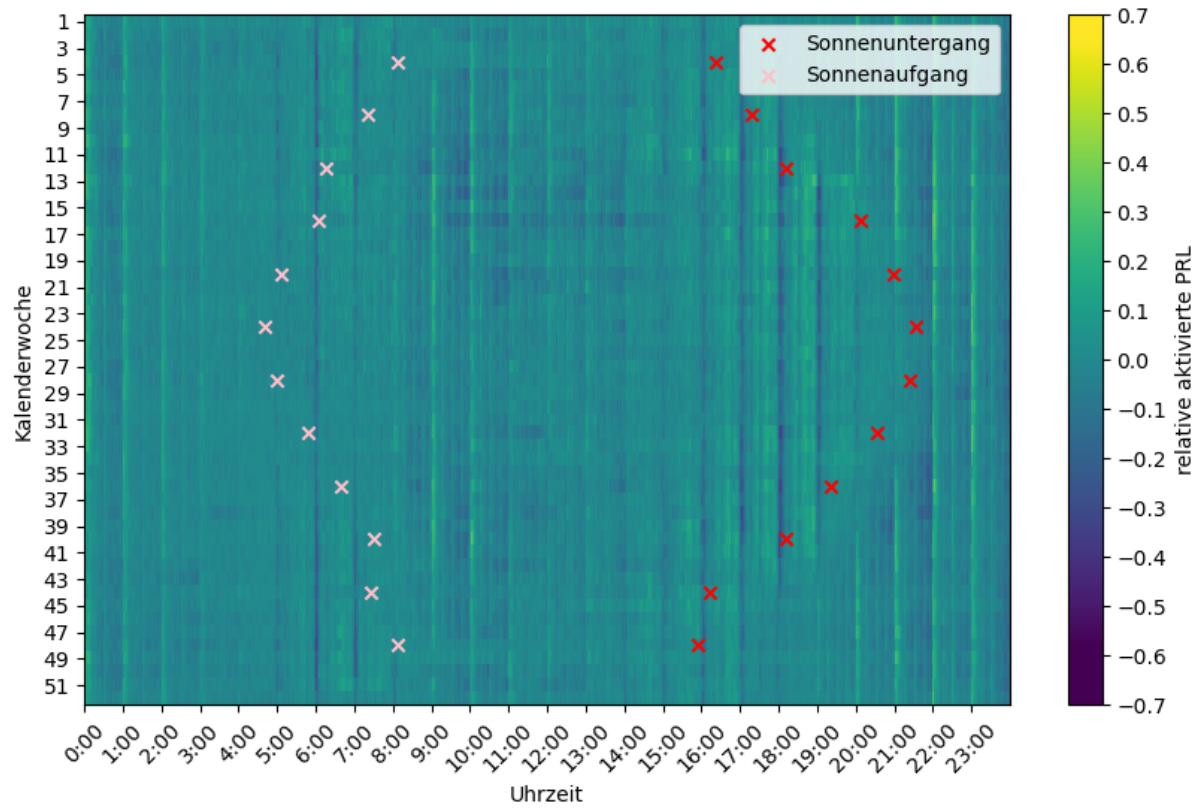


Abbildung A.10: Tagesverläufe PRL über die Kalenderwochen

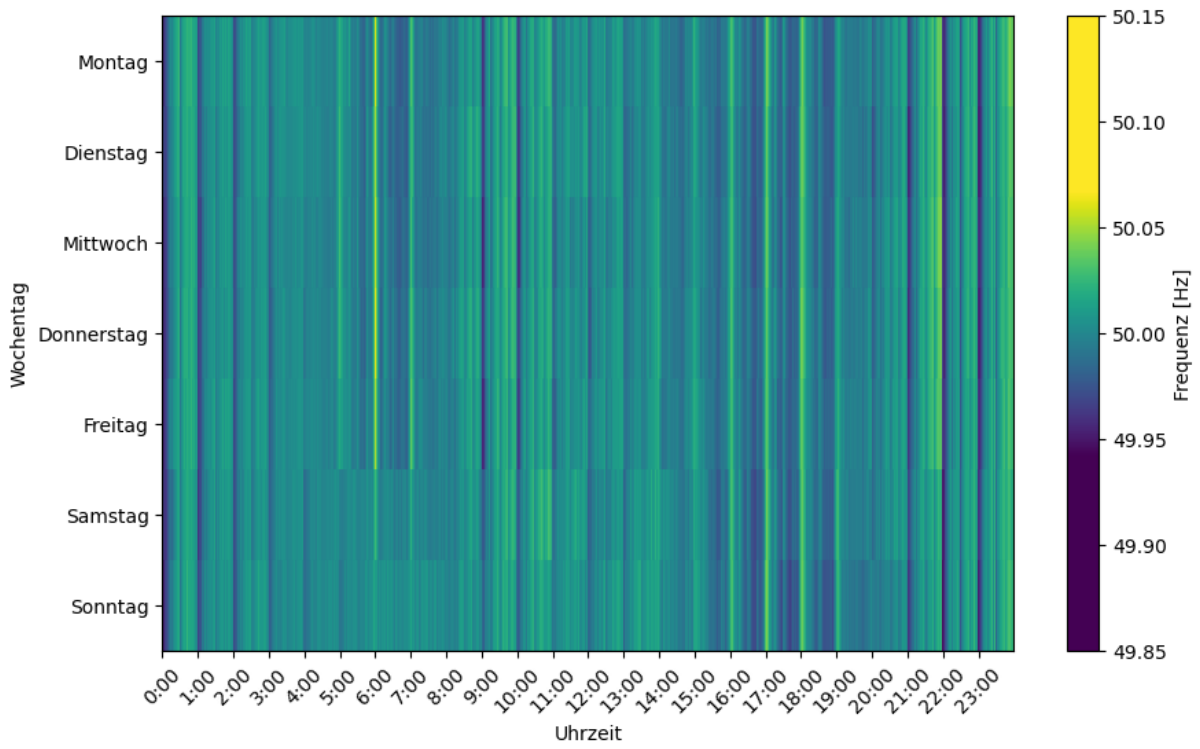


Abbildung A.11: Tagesverlauf Frequenz über eine Woche

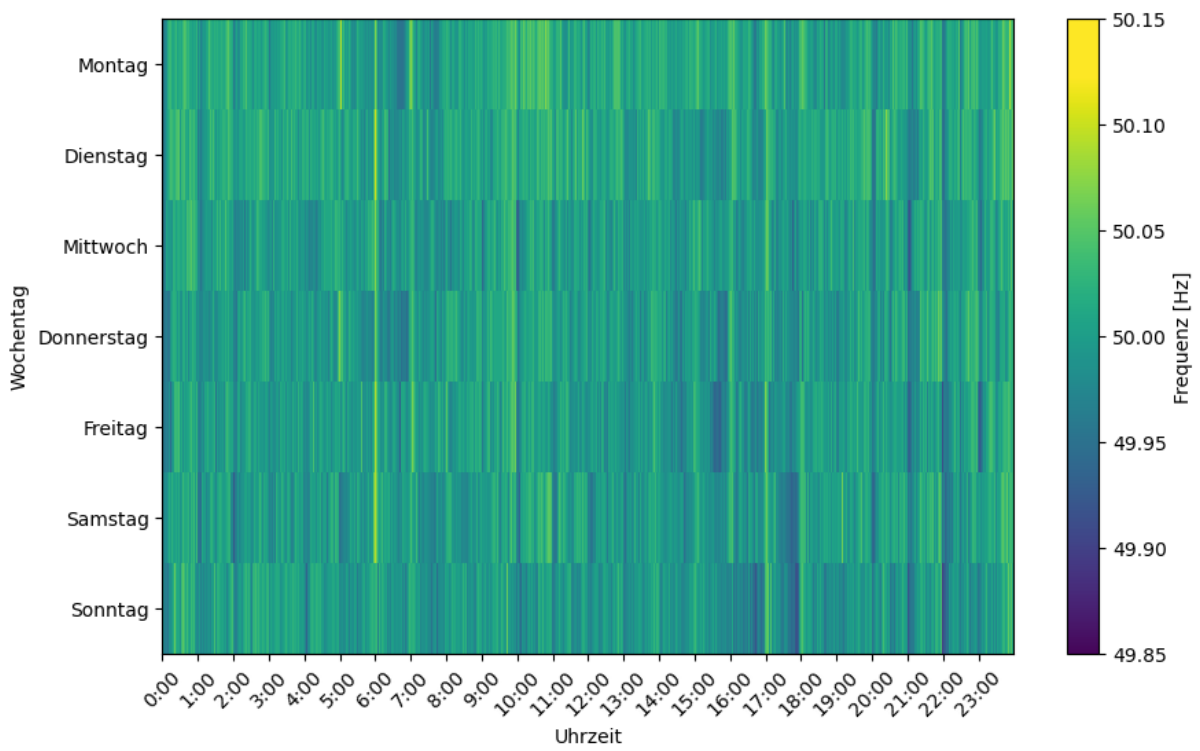


Abbildung A.12: Tagesverlauf Frequenz über eine Winterwoche (KW 5)



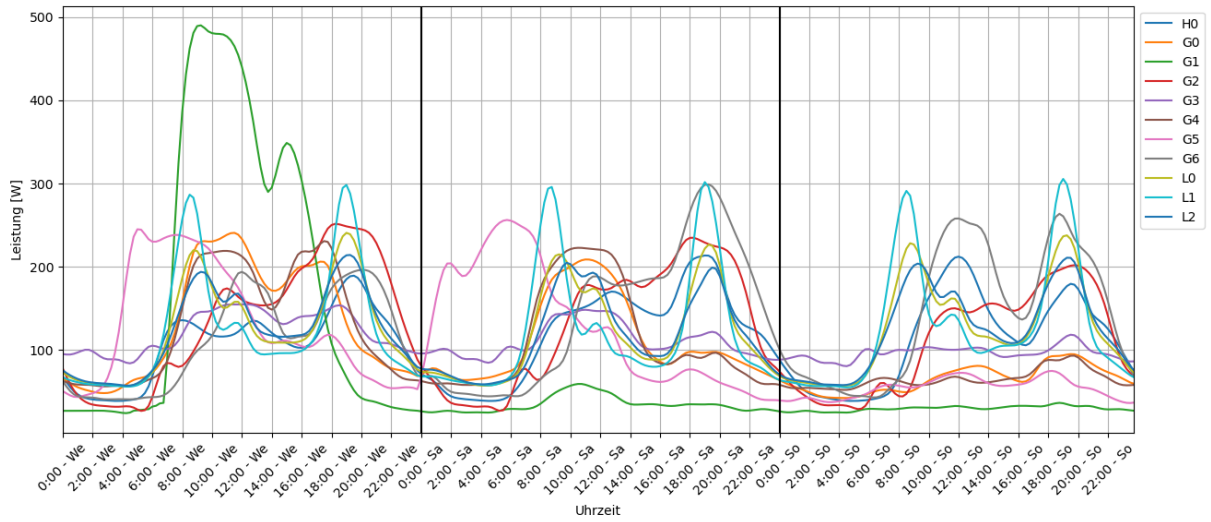


Abbildung A.13: Standardlastprofile

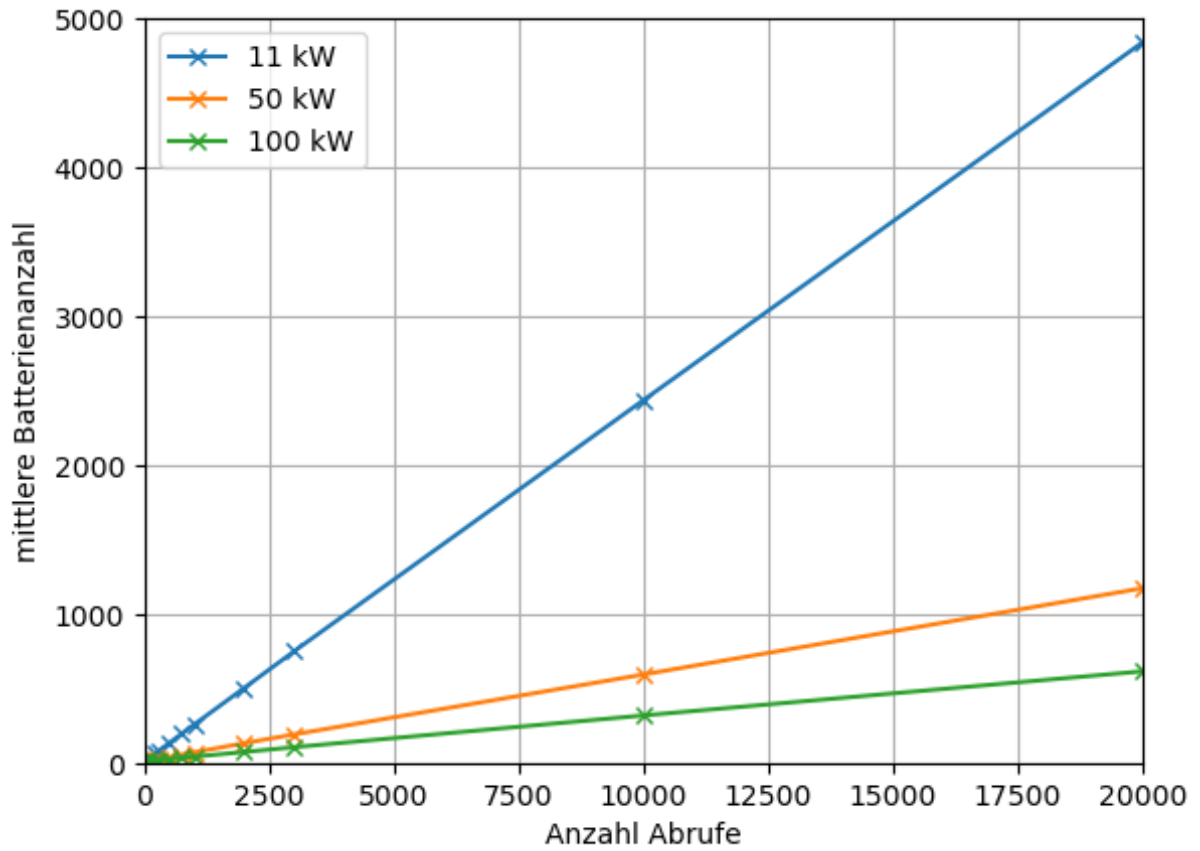


Abbildung A.14: Batterienanzahl über Abrufe

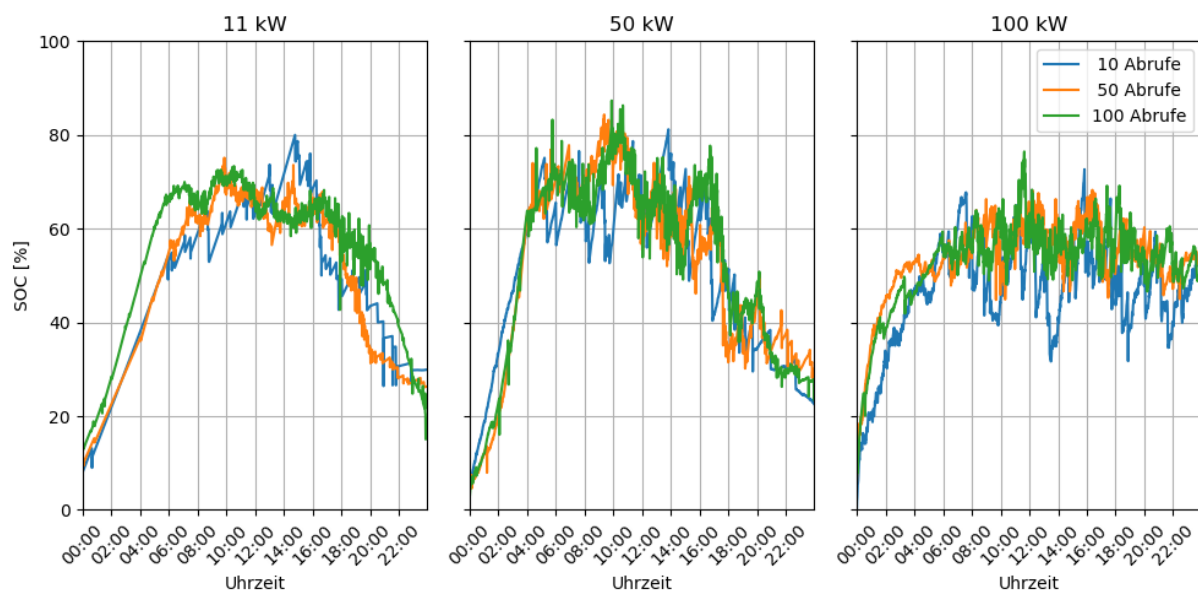


Abbildung A.15: SOC-Verläufe verschiedener Betriebspunkte, stationsweise Optimierung

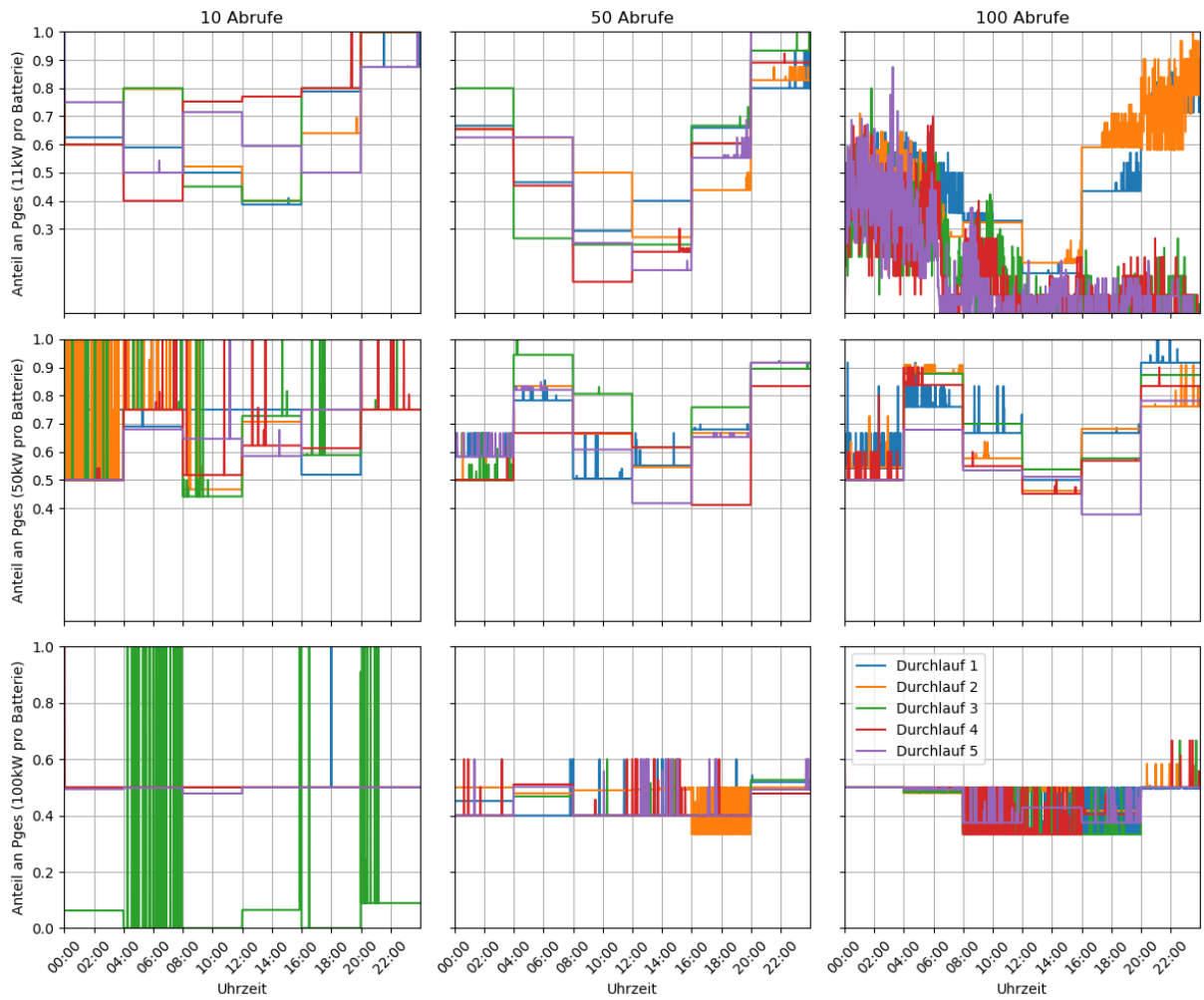


Abbildung A.16: PRL-Gebote der Durchläufe, stationsweise Optimierung