

Wissenschaftlicher Abschlussbericht

E-Mobility LAB Hessen

Förderung aus den Mitteln des Europäischen Fonds für regionale Entwicklung (EFRE)

Bewilligungszeitraum / Berichtszeitraum
01.10.2018 bis 30.09.2021

Gefördert durch:



Hessisches Ministerium
für Wirtschaft, Energie,
Verkehr und Wohnen



EUROPÄISCHE UNION
Investition in unsere Zukunft
Europäischer Fonds
für regionale Entwicklung

vorgelegt von

Universität Kassel (Konsortialführer)

Projektpartner Universität Kassel:

- Fachgebiet Fahrzeugsysteme und Grundlagen der Elektrotechnik
- Fachgebiet Mikroökonomik und empirische Energieökonomik
- Fachgebiet Kommunikationstechnik

Inhalt

I. Fachgebiet Fahrzeugsysteme und Grundlagen der Elektrotechnik	5
1. Einleitung	5
2. Simulationsumgebung	7
2.1. Allgemeine Beschreibung der Simulationsumgebung	7
2.2. Generierung von Kilometerfahrleistungen	11
2.3. Validierung mittels Reallabor-Daten	13
3. Aktuelle und künftige Handlungsfelder	15
3.1. Untersuchung der Verteilung und Ausnutzung von Ladestationen in Hessen.....	15
3.1.1. Simulationsdurchlauf der verschiedenen Regierungsbezirke	21
3.1.2. Vergleich der Auslastung von Ladestationen mit verschiedenen Leistungen	24
3.1.3. Fazit der Verteilung von Elektrofahrzeugen auf Ladepunkte.....	25
3.2. Betrachtung verschiedener Lastmanagements	26
3.2.1. Lademanagement-Konzepte	27
3.2.2. Beschreibung der Testszenarien (Parkplätze)	29
3.2.3. Simulationsstudien der implementierten Lademanagements.....	32
3.2.4. Bewertung der Lademanagementszenarien	45
3.2.5. Fazit der unterschiedlichen Lademanagementstrategien.....	67
4. Übertragbarkeit der Ergebnisse.....	68
II. Fachgebiet Mikroökonomik und empirische Energieökonomik	69
1. Einleitung	69
1.1. Motivation	69
1.2. Inhalt und Aufbau des Dokuments	70
2. Ladeinfrastruktur als Erbringer von Flexibilität für verschiedene Märkte	72
2.1. Notwendigkeit von Flexibilität im Energiesystem: Verteilnetzstudie Hessen 2024-2034.....	72
2.2. Bedarf an Flexibilität im zukünftigen Energiesystem	72
3. Literaturauswertung	75
3.1. Überblick	75
3.2. Clusterung der Literatur nach Themenschwerpunkten	76
3.2.1. Cluster Elektromobilität und Ladeinfrastruktur.....	77
3.2.2. Cluster Flexibilität im Energiesystem	78
3.2.3. Cluster Systemauswirkungen durch Netzintegration von Elektrofahrzeugen	78
3.2.4. Cluster Rechtliche, regulatorische und wirtschaftliche Aspekte	79
3.2.5. Cluster Ausgestaltung der Prozesse	79
3.3. Cluster und Literaturarten	80

3.4. Überblick über Metastudien.....	81
3.5. Auswirkung der Netzintegration von Elektrofahrzeugen.....	91
3.5.1. Bereitstellung systemdienlicher Flexibilität.....	91
3.5.2. Bereitstellung netzdienlicher Flexibilität	92
3.5.3. Nutzung marktdienlicher Flexibilität.....	94
3.6. Zwischenfazit	94
4. Anreizgestaltung für die Bereitstellung netzdienlicher Flexibilität	95
4.1. Explizite und implizite Flexibilität	95
4.2. Systematisierung der Anreizgestaltung für netzdienliche Flexibilität	95
4.2.1. Regulierte Flexibilitätserbringung.....	97
4.2.2. Flexibilitätsmärkte	99
4.2.3. Variable Preise.....	101
4.2.4. Unmittelbare Steuerung durch Verteilnetzbetreiber.....	102
4.3. Anwendungsbereiche der Flexibilitätsmechanismen bei privater, halb-öffentlicher und öffentlicher Ladeinfrastruktur	102
5. Möglichkeiten der Übertragbarkeit der techno-ökonomischen Optimierungsansätze auf ein reguliertes Verteilnetz	104
5.1. Energiewirtschaftliche Akteure in der E-Mobilität.....	104
5.2. Vergleich zwischen reguliertem Verteilnetz und privatem Liegenschaftsbetreiber	106
5.2.1. Technische Ausgangsbasis	108
5.2.2. Rechtliche Einordnung	110
5.2.3. Fazit	112
5.3. Reform des § 14a EnWG.....	112
6. Auswirkungen von Flexibilitätserbringung auf den Nutzungskomfort.....	117
6.1. Nutzungskomfort im Bereich Elektromobilität	117
6.2. Simulationsstudie	120
6.3. Ergebnisse der Simulationsstudie	122
7. Zusammenfassung.....	126
III. Fachgebiet Kommunikationstechnik.....	127
Zusammenfassung	127
1 Einleitung	127
2 Erweiterung von 'Alignment for Context Prediction' um zeitbezogene Vorhersagen	130
2.1 Daten aus dem E-Lab Versuchsaufbau.....	130
2.1.1 Daten für die Kontextvoraussage.....	131
2.1.2 Aufarbeitung der Daten	131

2.2	Timing im 'Alignment for Context Prediction': Wiederholdende Symbole entsprechend der Länge eines Zeitraums.....	132
2.2.1	Idee der Lösung	132
2.2.2	Methodik der Untersuchungen	132
2.2.3	Erwartete Ergebnisse	134
2.2.4	Voraussagegenauigkeit Ergebnisse.....	135
2.2.5	Ergebnisse Voraussagehorizont.....	136
2.2.6	Fazit Wiederholdende Symbole entsprechend der Länge eines Zeitraums	137
2.3	Timing im 'Alignment for Context Prediction': unterschiedliche Symbole für unterschiedlich lange Zeiträume.....	138
2.3.1	Idee der Lösung	138
2.3.2	Methodik für das Experiment	139
2.3.3	Erwartete Ergebnisse	141
2.3.4	Ergebnisse des Experiments	142
2.3.5	Fazit Zeitsymbole.....	143
2.3.6	Fazit Erweiterungen für Zeitbezogene Vorhersagen.....	144
3	Ausgabe des zukünftigen Ladeverhaltens als Wahrscheinlichkeitsfunktion.....	146
3.1.1	Funktionsweise Alignment	146
3.1.2	Erweiterung auf Wahrscheinlichkeitsverteilung.....	147
3.1.3	Bewertungsfunktion.....	148
4	Anpassung der Kostenmatrix, um Ereignisse unterschiedlich zu bewerten	149
4.1.1	Strafkostenmatrix.....	149
4.1.2	Optimierung der Gap – und Missmatchkosten	150
4.1.3	Optimierung des Suchalgorithmus	153
4.1.4	Optimierung der Matchkosten / Missmatchkosten	154
4.1.5	Fazit optimierte Strafkostenmatrix.....	154
5	Fazit	156
	Literaturverzeichnis.....	157
	Abbildungsverzeichnis.....	169
	Tabellenverzeichnis.....	171
	Anhang	174

I. Fachgebiet Fahrzeugsysteme und Grundlagen der Elektrotechnik

Autoren:

Tim Schmidt

Benjamin Löwer

Janik Lanatowitz

apl. Prof. Dr.-Ing. Mohamed Ayeb

Prof. Dr. rer. nat. Ludwig Brabetz

1. Einleitung

Elektromobilität spielt eine zentrale Rolle für die Energiewende. Zugleich hat sie enormen Einfluss auf die elektrischen Netze. Bisher fehlen jedoch realitätsnahe Daten. Diese Lücke schließt das Projekt E-Mobility-LAB der Unternehmen Opel, Flavia, Plug'n Charge und der Universität Kassel. Die große Entwicklungsflotte von Opel erlaubt die Vorwegnahme einer Ladesituation, wie sie erst 2035 zu erwarten ist. In dieser einmaligen Situation werden intelligentes Laden, intelligente Netze und intelligente Märkte praxisnah erprobt. Die gesammelten Daten ermöglichen die Simulation von Ladedaten für künftige Alltagssituationen in einer neuen Qualität. In diesem flexiblen und kostengünstigen „Hybridlabor“ können wichtige Erkenntnisse für einen optimierten Ausbau der Ladeinfrastruktur in Hessen abgeleitet und nicht zuletzt die Anforderungen an das elektrische System definiert werden. Im durchgeführten Projekt stand die Betrachtung der „smartten“ Systemkomponenten Erzeugung, Markt, Netz, (Zwischen-) Speicherung und Laden von Elektrofahrzeugen im Gesamtkontext im Vordergrund. Hierbei wird untersucht, welche Art und Ausprägung der „Smartness“ bei gegebenem, nutzerdefinierten Anforderungsprofil an die Fahrzeuge zu einem minimalen Ausbau der vorhandenen elektrischen Netze führt. Daraus lassen sich die erforderlichen künftigen Eigenschaften der einzelnen Komponenten ableiten.

Im Fachgebiet Fahrzeugsysteme und Grundlagen der Elektrotechnik lag der Schwerpunkt im Projekt E-Mobility LAB in der Entwicklung einer Simulationsumgebung zur Abbildung von Ladeinfrastruktur-Szenarien für Elektrofahrzeuge. Mit dieser agentenbasierten Simulationsumgebung ist es möglich, durch die Variation von Parametern wie Fahrkilometerleistungen, Ladeleistungen, Batteriekapazitäten und einigen mehr auf der Fahrzeugseite sowie vielen weiteren Parametern von Ladestationen, Ladepunkten sowie zugehörigen Unterverteilungen und Lastmanagements, sehr komplexe Simulationen durchzuführen und die Ergebnisse zu analysieren und auszuwerten.

Mit dieser Simulationsumgebung werden in Kapitel 3 Untersuchungen für aktuelle und zukünftige Handlungsfelder innerhalb des Landes Hessen durchgeführt. In einer allgemeinen Betrachtung des Landes und der Aufteilung in die drei verschiedenen Regierungsbezirke werden Simulationen vorgestellt, bei

denen das Verhältnis von Ladepunkten und Fahrzeugen betrachtet wird. Aus diesen Ergebnissen können Aussagen und Empfehlungen über den Ausbau der künftigen Ladeinfrastruktur getroffen werden. Bei einer weiteren Simulation werden unterschiedliche Lademanagementsysteme konzipiert, wobei hier auch auf zukünftige mögliche Konzepte eingegangen wird. Anhand von Daten aus Parkhäusern und der Auslastung von einem Autobahnrastplatz in Hessen sowie den Ladedaten aus dem Reallabor des Projektpartners Opel, werden die jeweiligen Modelle innerhalb der Simulation erstellt und parametriert. Die hieraus resultierenden Ergebnisse werden im Weiteren analysiert und die Lademanagementsysteme verglichen, wobei hierbei ebenso die unterschiedlichen Parkplatzarten betrachtet werden.

2. Simulationsumgebung

2.1. Allgemeine Beschreibung der Simulationsumgebung

Im ersten Schritt wurden die benötigten Klassen, die als eine Art Baupläne für die Abbildung realer Objekte im Simulationsprogramm dienen sollen, mit deren Parametern und Funktionen in einem Klassendiagramm definiert. Abbildung 1 zeigt das Klassendiagramm, wobei zusammengehörige Klassen in derselben Farbe markiert sind.

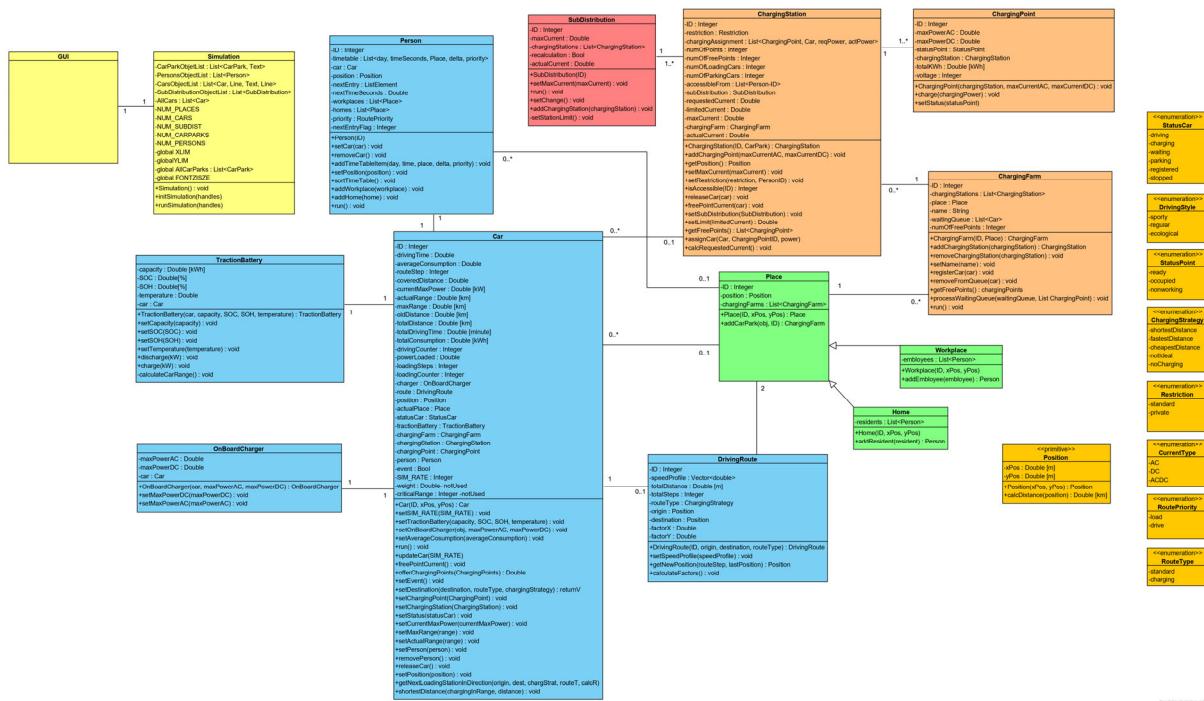


Abbildung 1: Klassendiagramm der Simulationsumgebung

Einige dieser Klassen werden innerhalb der Simulationsausführung in jedem Simulationsschritt ausgeführt und können somit als eigenständige Agenten betrachtet werden. Dies ist zum einen die Klasse „Person“, der ein Fahrzeug (Car) zugeordnet ist. Anhand eines vor der Simulation definierten Zeitplans (Timetable) wird festgelegt, wann diese Person von einer bestimmten Position P1 zu einer Position P2 fahren soll und ob sie dort, falls eine Lademöglichkeit besteht, laden soll. Anhand ebenfalls der vor der Simulation festgelegten Parametern wie der Fahrzeuggeschwindigkeit, der maximal möglichen Ladeleistungen für AC sowie DC laden seitens des Fahrzeugs, der Batteriekapazität und einigen weiteren Parametern, können somit für jede einzelne Person und das zugehörige Fahrzeug, sehr unterschiedliche Eigenschaften erreicht werden. Ein weiterer Agent in der Simulationsumgebung stellt die Unterverteilung (SubDistribution) dar. Jede dieser Unterverteilungen kann beliebig viele Ladestationen verwalten und ist unter anderem für die Regulierung und Verteilung des maximal zur Verfügung stehenden Stroms

für diese Ladestationen zuständig. Der dritte Agent ist der Parkplatz (CarPark), welcher wie die Unterverteilung, Ladestationen verwaltet sowie für die Zuordnung von einem Fahrzeug zu einem Ladepunkt zuständig ist.

Über die Klasse Simulation wird die eigentliche Simulation gestartet. In einer Initialisierungsphase werden die jeweiligen Objekte der Klassen erstellt und die Parameter anhand einer Simulations-Datei festgelegt. Neben den Parametern der einzelnen Fahrzeuge werden hierin auch die Zeitpläne erstellt. Die Fahrkilometerleistungen der einzelnen Fahrzeuge werden hierbei aus einem Modell erzeugt, welches innerhalb des Projekts anhand von echten Fahrdaten aus dem Projekt Auto21 der Universität Winnipeg erstellt wurde. Dieses wird im Abschnitt „Generierung von Kilometerfahrleistungen“ genauer erläutert.

In der Ausführungsphase werden die beschriebenen Agenten in jedem Simulationsschritt ausgeführt, wobei diese wiederum über die verschiedenen Schnittstellen ihre Parameter austauschen und interne Berechnungen durchführen. Ein Objekt der Klasse „Person“ kann hierbei verschiedene Status annehmen. Wie schon erläutert, wird in einem Zeitplan festgelegt, wann eine Person eine Route antreten soll. Dementsprechend wartet dieses Objekt entweder auf den Zeitpunkt zum Fahrtantritt, oder aber es befindet sich auf dem Weg zu einer neuen Position. Falls letzteres, ruft dieses Objekt die Ausführungsfunktion des zugehörigen Car-Objekts auf. Dieses beinhaltet einen Fahrtcounter, der in jedem Schritt dekrementiert wird. Nach Erreichen des Ziels (Fahrtcounter = 0) wird das Fahrzeug in den Status „parking“ gesetzt, falls keine Lademöglichkeit besteht oder nicht geladen werden soll. Ansonsten wird das Fahrzeug an dem Parkplatz der Zielposition registriert und in den Zustand „registered“ gesetzt. Die Objekte des Agenten „CarPark“ werden wie schon erläutert ebenfalls in jedem Simulationsschritt ausgeführt und sind für die Zuteilung von registrierten Fahrzeugen an die Ladepunkte zuständig. Hierbei wird eine Liste im FIFO-Prinzip (First-in First-Out) der registrierten Fahrzeuge abgearbeitet und jedem Fahrzeug die verfügbaren Ladeplätze angeboten. Je nach Ladeleistungen und ob AC oder DC geladen werden soll, wählt das Fahrzeug einen der Ladepunkte aus. Der Status des Fahrzeugs wird dann auf „charging“ gesetzt und ein Ladecounter gesetzt, welcher wiederum in jedem Simulationsschritt dekrementiert wird, bis die Ladung abgeschlossen ist. Sobald die Ladung abgeschlossen ist (Ladecounter = 0), wird das Fahrzeug in den Zustand „parking“ versetzt, wobei der Ladeplatz weiterhin besetzt wird, bis das Fahrzeug die nächste Route antritt. Der dritte Agent „SubDistribution“ wird immer dann ausgeführt, wenn eine Änderung an einer der verwalteten Ladepunkte aufgetreten ist. Dieser beinhaltet ein Lastmanagement was für die Zuteilung der Ströme an die Ladestationen und der dahinterliegenden Ladepunkte zuständig ist. Immer dann, wenn ein Fahrzeug einem Ladepunkt zugeordnet wird oder diesen verlässt, muss eine Neuberechnung der Stromverteilung erfolgen. Hierbei wird, je nachdem ob der festgesetzte Maximalstrom erreicht wird, die Ladeleistung der einzelnen Ladepunkte gedrosselt und dementsprechend auch der Ladecounter der Fahrzeuge neu berechnet.

Neben den Parametrisierungsmöglichkeiten der Objekte einer Simulation sowie der Verwendung von unterschiedlichen Lastmanagements und Parkplatzstrukturen können ebenso Stromlimitierungen der Unterverteilungen zeitlich gesteuert werden, wodurch Erzeuger-Profile in die Simulation mit eingebracht werden können und somit die Ladeleistungen bzw. der verfügbare Strom der einzelnen Ladestationen sowie auch in der gesamten Simulation, zeitlich limitiert werden.

Zur Steuerung der Simulation, zur Darstellung der Ladeleistungen und einiger weiterer Werte während der Simulation sowie zur Eingabe von Initialisierungswerten, wie der Anzahl von Fahrzeugen oder der Simulationszeit, wurde eine grafische Benutzeroberfläche erstellt. Während der Simulation kann zwischen vier verschiedenen Ansichten gewechselt werden. Hierbei kann die aktuelle Belegung eines einzelnen Parkplatzes, die aktuellen Gesamt-Ladeenergie in Stunden und Tagen aufgelöst (Abbildung 2, Abbildung 3), die Attribute eines bestimmten Fahrzeuges sowie eine Übersicht der Positionen der verschiedenen Fahrzeuge auf einer Kartenansicht dargestellt werden (Abbildung 4, Abbildung 5).

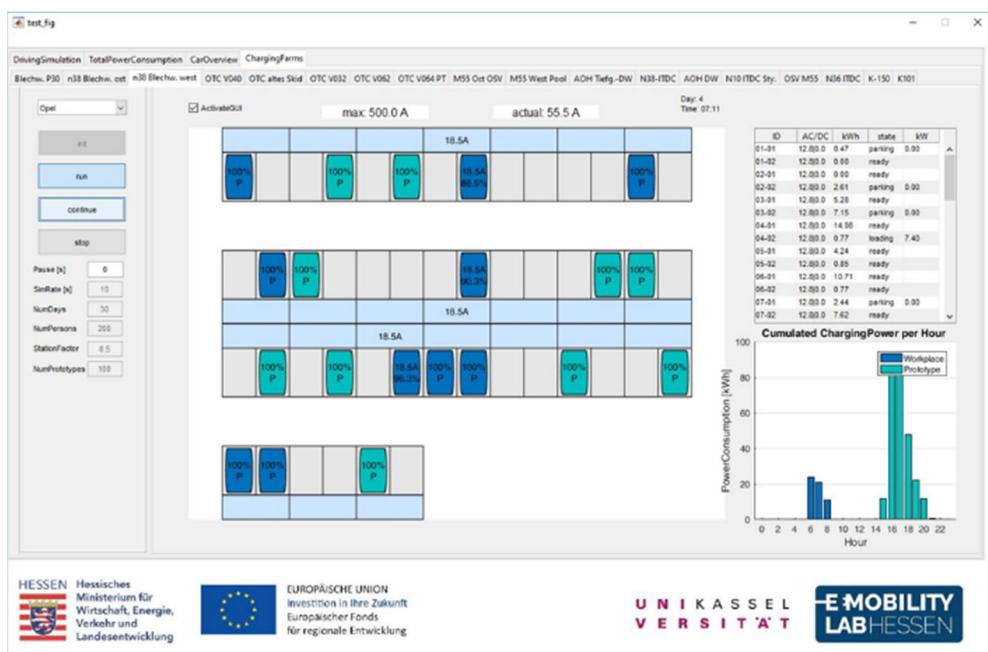


Abbildung 2: Parkplatzansicht

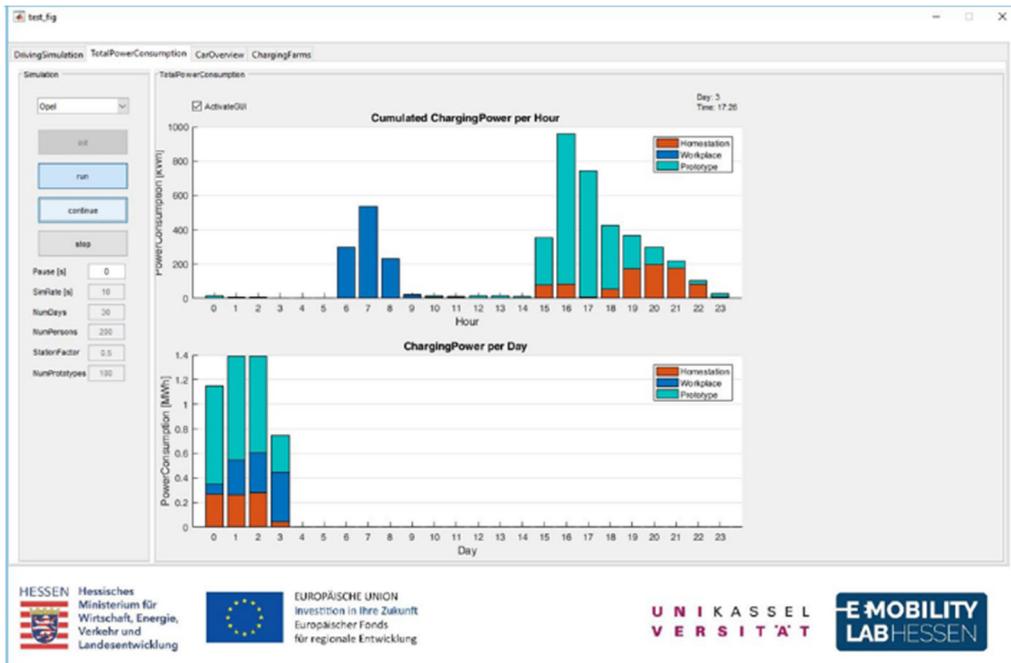


Abbildung 3: Ansicht der Gesamt-Ladeenergie

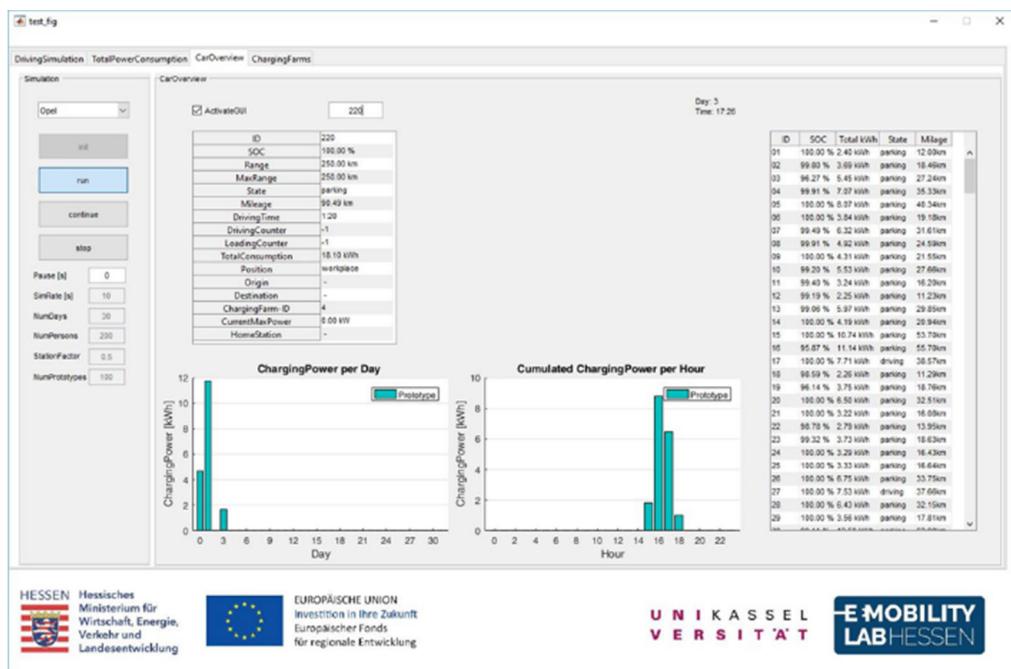


Abbildung 4: Fahrzeug Parameteransicht

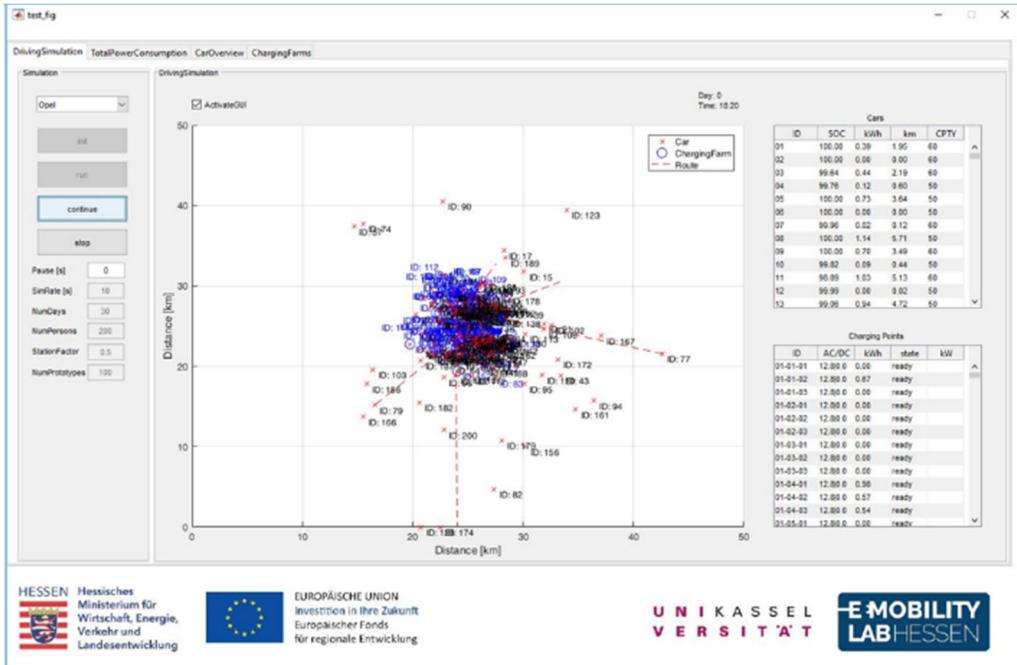


Abbildung 5: Kartenansicht mit Fahrzeugpositionen

2.2. Generierung von Kilometerfahrleistungen

Zur Erstellung der Zeitpläne und der hierfür benötigten Fahrkilometerleistungen wurde anhand von realen Fahrtaten, die innerhalb des Projekts Auto21 der Universität Winnipeg gesammelt und öffentlich zur Verfügung gestellt wurden, ein Modell entwickelt. Hierbei wurden mittels GPS-Loggeräten in den Jahren 2008 bis 2011 Fahrtaten von insgesamt 123 beteiligten Fahrern aufgezeichnet. Innerhalb des Projekts Auto 21 wurde das Fahr- und Parkverhalten der Fahrer untersucht, um zum einen die benötigte Kapazität der Batterie zu bestimmten und zum anderen die benötigte Ladeinfrastruktur, vor allem in Parkhäusern, abzuschätzen.

Für die Auswertungen innerhalb des Projekts E-Mobility-LAB, mussten diese Daten im ersten Schritt umfangreich gefiltert werden, da die Datendichte und Datenqualität sehr heterogen war. Beispielweise wurden bei einigen Fahrern nur wenige Tage, bei anderen wiederum mehrere hundert Tage aufgezeichnet. Hinzu kam, dass einige Fahrten nicht von Beginn an aufgenommen wurden. Nach einer Analyse der Daten stellte sich heraus, dass die einzelnen Tageskilometerfahrleistungen näherungsweise einer statistischen Exponentialverteilung unterliegen, während sich die Mittelwerte der Tageskilometer-Fahrleistungen der Fahrer mit einer statistischen log-Normalverteilung angenähert werden können (Abbildung 6). Die Parameter beider Verteilungen konnten aus den realen Daten gewonnen werden.

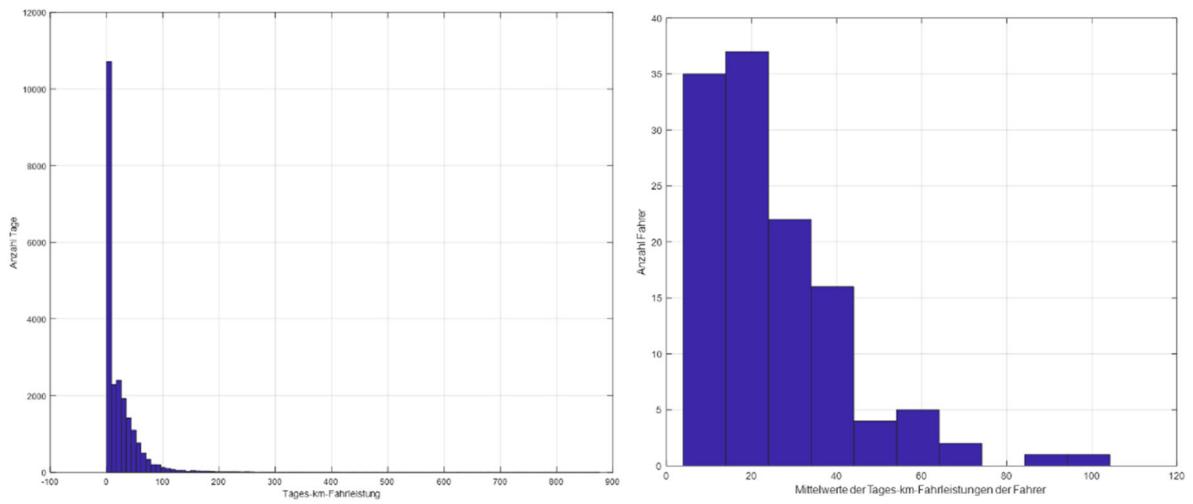


Abbildung 6: Tages km-Fahrleistungen (links) und Mittelwerte der Tageskilometer-Fahrleistungen (rechts)

Im nachfolgenden Schritt werden für die Anzahl der Tage innerhalb einer Exponentialverteilung Tageskilometerfahrleistungen mittels der vorher berechneten Mittelwerte für jedes Fahrzeug generiert. Folgende Abbildung (Abbildung 7) zeigt den Vergleich der kumulativen Verteilung der Tageskilometer-Fahrleistungen und der aus dem Modell generierten Tageskilometer Fahrleistungen. Hierbei lässt sich eine gute Übereinstimmung der Daten erkennen, lediglich bei sehr niedrigen Kilometer-Fahrleistungen lassen sich größere Abweichungen erkennen (Abbildung 7 - gezoomter Ausschnitt).

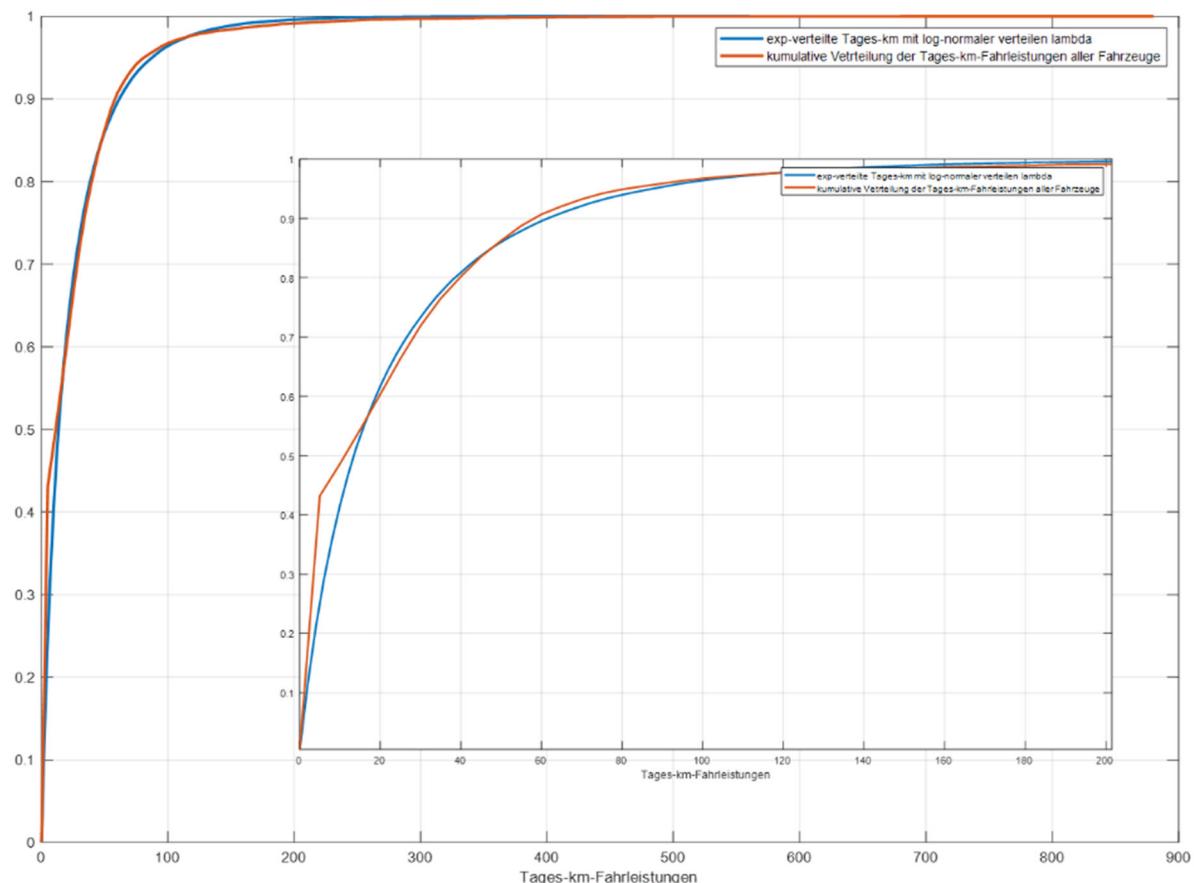


Abbildung 7: Vergleich der Verteilungen (Bereich niedriger km-Fahrleistungen gezoomt)

2.3. Validierung mittels Reallabor-Daten

Neben der Verwendung der Auto21 Daten wurden ebenso die vom Projektpartner Opel zur Verfügung gestellten Ladedaten aus dem Reallabor verwendet, um die Simulationsumgebung validieren zu können. Hierbei wurden sämtliche Parkplätze des Opel-Geländes, mit den jeweiligen Ladepunkten, deren Zusammensetzung sowie den Parametern, wie beispielsweise den Maximalströmen, in einer Simulation nachgestellt sowie das von Opel verwendete Lastmanagement integriert. Dieses sieht vor, dass für jeden Ladepunkt 6 Ampere reserviert werden und funktioniert nach dem First Come, First Served-Prinzip. Hierbei wird einem Fahrzeug, das als erstes an einer Ladestation eintrifft, der verfügbare Strom, abzüglich des für die restlichen Ladepunkte reservierten Stroms, zur Verfügung gestellt. Ein weiteres Fahrzeug, welches an derselben Station laden möchte, wird lediglich der restliche Strom, mindestens jedoch die reservierten 6 Ampere, zur Verfügung gestellt. Erst wenn das erste Fahrzeug den Ladevorgang beendet hat, wird der jeweilige Strom wieder freigegeben und kann an die nachfolgenden Fahrzeuge verteilt werden.

Die Ladedaten, wie beispielsweise Ladestartzeitpunkt, Ladeendzeitpunkt, geladene Energie, Fahrzeug-ID sowie einige weitere, werden pro Ladevorgang in einem Backend anonymisiert gespeichert, wodurch innerhalb des Projekts eine Datenbank von Ladedaten erstellt wurde. Aus diesen Daten wurden unter einigen Annahmen weitere Werte, wie beispielsweise die Kilometerfahrleistungen der Fahrzeuge bestimmt und eine Simulation innerhalb des Simulation-Modells erstellt, welche die zur Verfügung gestellten Ladevorgänge simuliert. Aus diesen Daten wurde eine Simulation mit insgesamt 436 Fahrzeugen über 197 Tage durchgeführt. Die jeweiligen Ladeenergien wurden aufgezeichnet und mit den realen Werten abgeglichen. Hierbei konnte eine gute Übereinstimmung der Ladeenergie aus der Simulation und der von Opel aufgezeichneten Ladeenergie erreicht werden. In Abbildung 8 ist das Ergebnis der Simulation dargestellt, wobei eine Abweichung von etwa 6,6% zu verzeichnen ist.

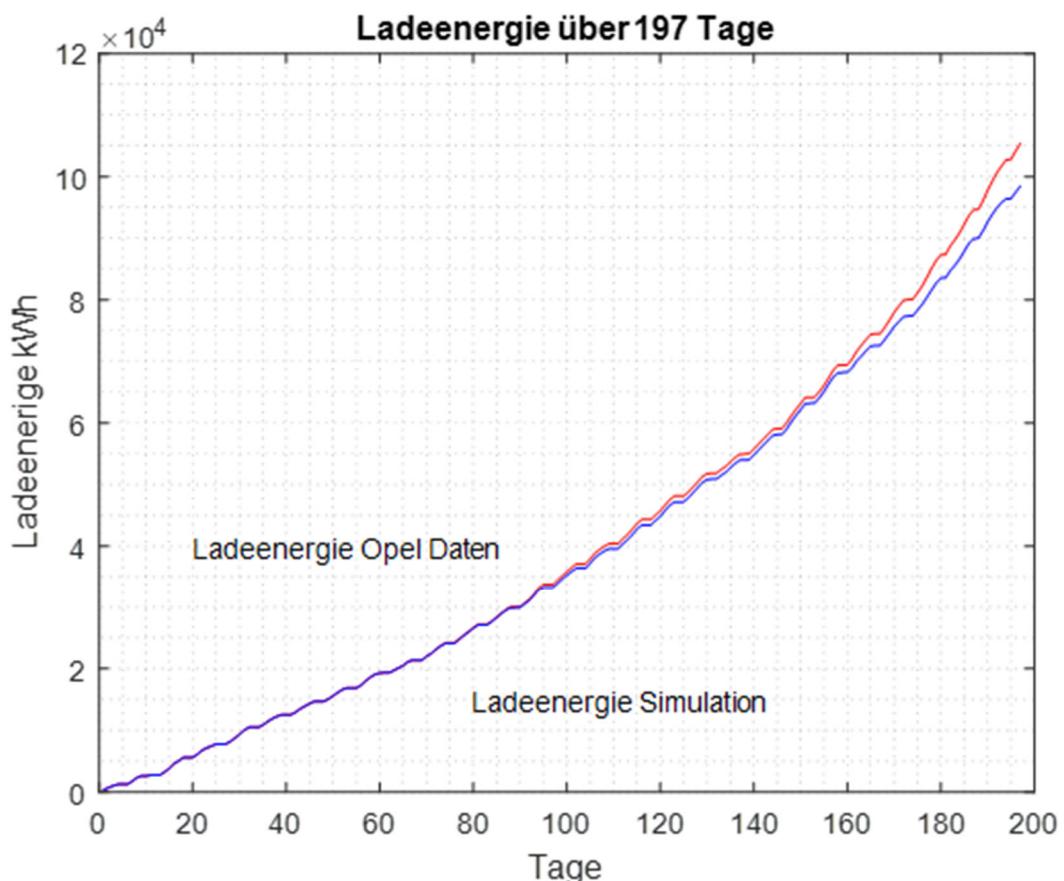


Abbildung 8: Vergleich der Ladeenergien aus Simulation und realen Daten

Dies kommt jedoch vor allem durch die fehlende Information der genauen Zuordnung von Fahrzeug zu Ladepunkt. Da diese Zuordnung in der Simulation zufällig gewählt werden musste, entspricht die Limitierung der Lastmanagement-Eingriffe auf Ladestation-Ebene nicht unbedingt der realen Situation. Dies wird zudem stark von der Anzahl der gleichzeitig ladenden Fahrzeuge beeinflusst.

3. Aktuelle und künftige Handlungsfelder

3.1. Untersuchung der Verteilung und Ausnutzung von Ladestationen in Hessen

Die validierte Simulationsumgebung kann nun genutzt werden, um die aktuelle Ladeinfrastruktur in Hessen abzubilden. Um die unterschiedlich ausgebauten Ladeinfrastrukturen im ganzen Land besser verglichen zu können, wird zunächst eine geografische Aufteilung vorgenommen. Hierzu eignet sich die Unterteilung in die drei Regierungsbezirke (Kassel, Gießen, Darmstadt), siehe Abbildung 9. Diese drei Bezirke beinhalten sowohl eine ländliche als auch eine städtische Betrachtung der aktuell ausgebauten Ladeinfrastruktur.



Abbildung 9: Karte der Regierungsbezirke in Hessen (HMWEVW, 2021)

In Abbildung 10 ist eine Momentaufnahme von öffentlichen Ladepunkten in Hessen dargestellt. Hierbei handelt es sich um Live Daten von Ladestationsbetreibern. Jedoch sind nicht alle öffentlichen Ladepunkte darin enthalten. Es ist trotzdem gut zu sehen, dass die meisten Ladepunkte im Regierungsbezirk Darmstadt vorzufinden sind. In den zwei anderen Bezirken sind deutlich weniger Ladepunkte vorhanden.

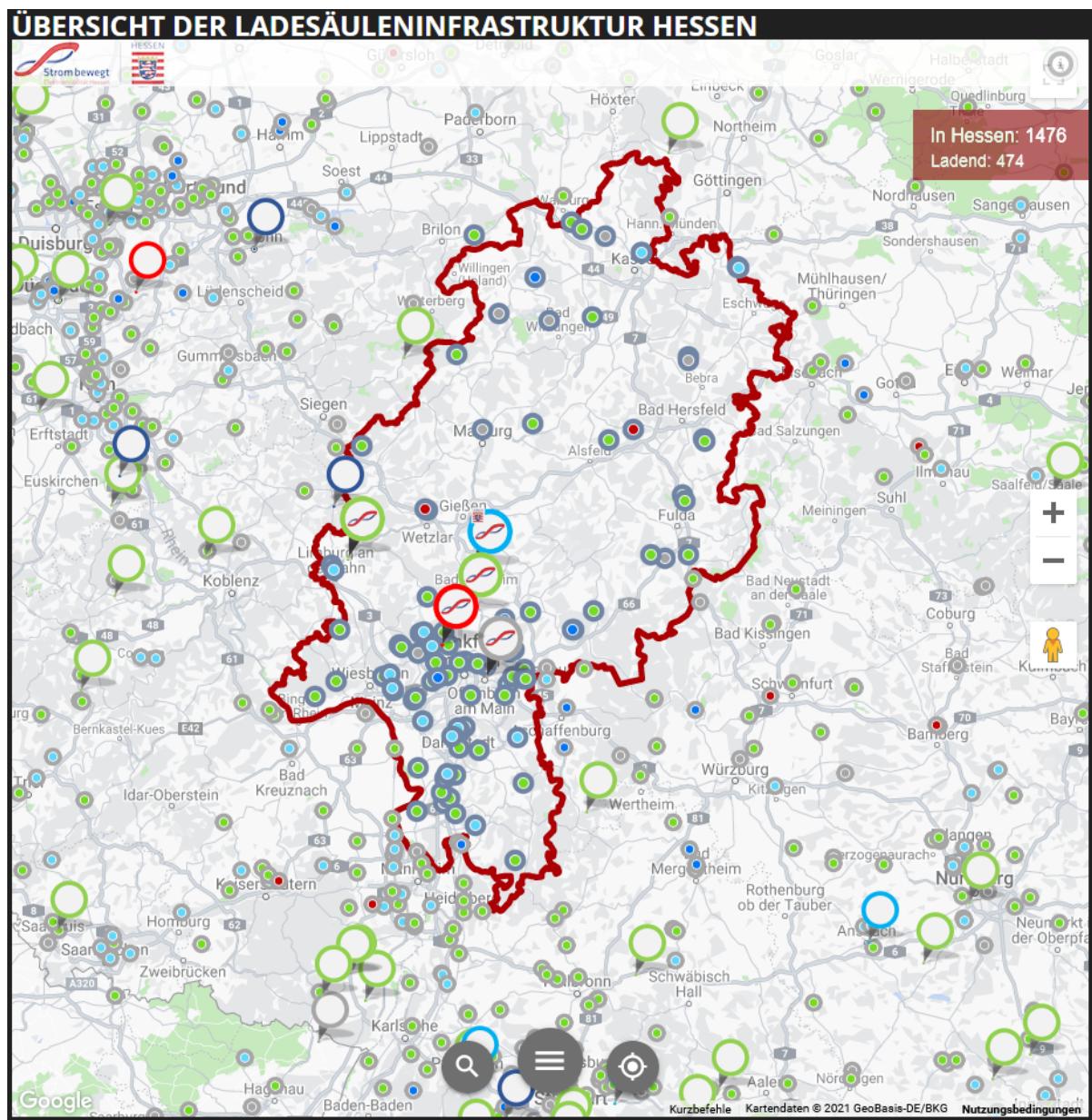


Abbildung 10: Übersicht der Ladesäuleninfrastruktur Hessen (HMWEVW, 2021)

Bei der Betrachtung der Bevölkerungszahlen (Tabelle 1) der einzelnen Regierungsbezirke, zeigt sich für den Regierungsbezirk Darmstadt eine fast viermal so hohe Einwohnerzahl im Vergleich zu den beiden anderen Regierungsbezirken. Dies hat einen starken Einfluss auf die Ladeinfrastruktur, da dementsprechend die Anzahl von Elektrofahrzeugen pro Einwohner signifikant höher ist.

Regierungsbezirk	Einwohner Schätzung (2020-12-31)
Kassel	1.217.796
Gießen	1.048.740
Darmstadt	4.026.618

Tabelle 1: Kennzahlen Bevölkerung Hessen (City Population, 2021)

Die Anzahl an Elektrofahrzeugen betrug im Januar 2021 in Hessen 24.300. (KBA, 2021) Die Anzahl an öffentlichen Ladepunkten belief sich im Februar 2021 in auf 2.775. (BDEW, 2021) Anhand dieser beiden Größen lässt sich die Kennzahl der Elektrofahrzeuge pro Ladepunkt ermitteln. Für Hessen ergibt sich eine Kennzahl von 8,8 Elektrofahrzeugen pro Ladepunkt. Diese Kennzahlen lassen sich für jedes Bundesland in Deutschland bestimmen und sind in Tabelle 2 dargestellt.

	Aktuelle Ladepunkte in 2021	Aktuelle Anzahl an EV 2021	Prozentuale Verteilung Ladepunkte	EV pro Ladepunkt
Bayern	8.325	59.549	21,6	7,2
Baden-Württemberg	7.047	54.250	18,3	7,7
Nordrhein-Westfalen	6.164	62.737	16,0	10,2
Niedersachsen	3.783	36.346	9,8	9,6
Hessen	2.775	24.300	7,2	8,8
Berlin	1.694	9.085	4,4	5,4
Rheinland-Pfalz	1.654	13.564	4,3	8,2
Sachsen	1.509	7.978	3,9	5,3
Schleswig-Holstein	1.278	12.011	3,3	9,4
Hamburg	1.236	7.035	3,2	5,7
Thüringen	831	5.558	2,2	6,7
Brandenburg	673	5.835	1,7	8,7
Sachsen-Anhalt	593	3.376	1,5	5,7
Mecklenburg-Vorpommern	355	2.671	0,9	7,5
Bremen	281	1.509	0,7	5,4
Saarland	278	2.941	0,7	10,6
Summe 2021	38.476	308.745		

Tabelle 2: Kennzahlen Ladeinfrastruktur Deutschland

Um die Anzahl an öffentlichen Ladepunkten in Hessen auf die einzelnen Regierungsbezirke zu verteilen dient die Kennzahl der Ladepunkte pro 100.000 Einwohner. Diese Kennzahl ergibt für Hessen einen Wert von 45,23. (BDEW, 2021) Damit lassen sich die vorhandenen Elektrofahrzeuge gut auf die Einwohnerzahlen verteilen. Somit erhält man für den Regierungsbezirk Kassel 543 Ladepunkte, für den Regierungsbezirk Gießen 452 Ladepunkte und für den Regierungsbezirk Darmstadt 1809 Ladepunkte. Die Verteilung der Ladepunkte auf die einzelnen Regierungsbezirke spiegelt die Verteilung der Live Daten wieder, denn auch hier befinden sich im Regierungsbezirk Darmstadt deutlich mehr Ladepunkte als in den anderen Bezirken.

In der Simulation wird zwischen drei Nutzergruppen unterschieden. Diese teilen sich in städtisch, vorstädtisch und ländlich auf. Für die Zuordnung dieser drei Gruppen auf die einzelnen Regierungsbezirke werden die Landkreise und Städte ab 10000 Einwohner herangezogen und eine Gewichtung der Einwohnerzahlen auf die Nutzergruppen durchgeführt. Aus dieser Zuordnung lassen sich dann Urbanisierungsgrade für die einzelnen Regierungsbezirke erstellen. In Tabelle 3 Sind die Urbanisierungsgrade für die einzelnen Regierungsbezirke dargestellt.

Regierungsbezirk	Städtisch [%]	Vorstädtisch [%]	Ländlich [%]
Kassel	49	20	29
Gießen	46	19	34
Darmstadt	65	16	18

Tabelle 3: Urbanisierungsgrade der Regierungsbezirke in Hessen

Mithilfe dieser Urbanisierungsgrade kann nun die Simulation durchgeführt werden. Dazu werden jeweils 1000 Elektrofahrzeuge generiert. Diese agieren je nach Gruppenzugehörigkeit gemäß vorher definierten Eigenschaften. Bei der Generierung der Fahrkilometer bekommt die Städtische Gruppe im Mittel kleine Tages-km-Fahrleistungen, die Ländliche Gruppe im Mittel die größeren Distanzen und die Vorstädtische Gruppe erhält sowohl kleine als auch große Distanzen. Für alle drei Gruppen werden zwei Fahrtrouten pro Tag festgelegt. In Abbildung 11 sind die Verteilungen für die Startzeitpunkte von anzuftretenden Fahrten dargestellt. Rural steht dabei für ländlich und Suburban/Urban für Vorstädtisch/Städtisch. Diese Verteilungen sollen ein möglichst reales aber noch einfacher umzusetzendes Fahrverhalten der Elektrofahrzeuge abbilden. Die Fahrgeschwindigkeit wurde für die Gruppen Städtisch/Vorstädtisch auf 40 km/h und für die Gruppe Ländlich auf 70 km/h festgelegt.

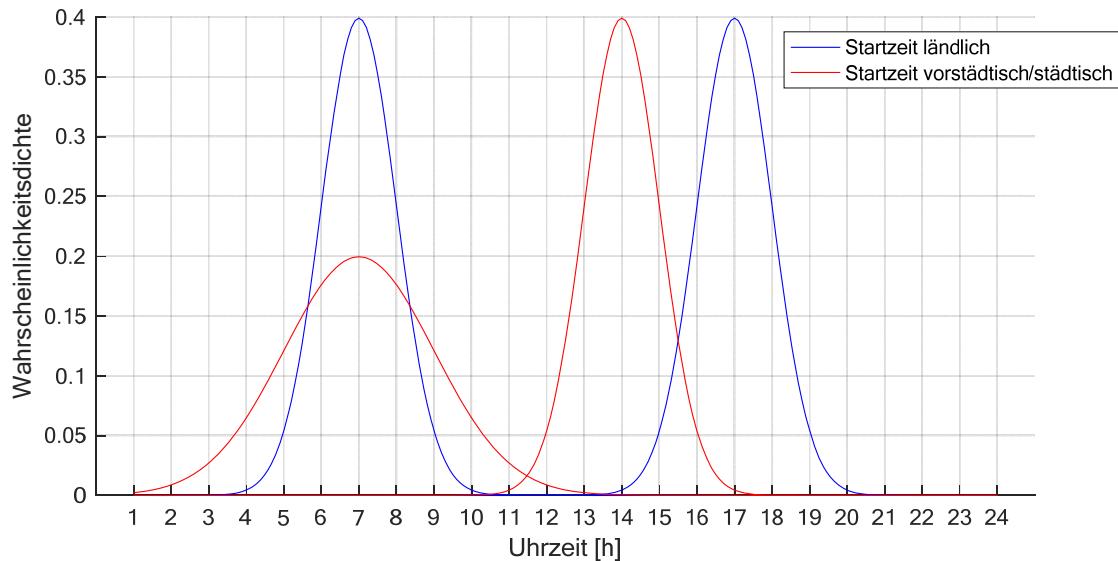


Abbildung 11: Verteilung der Startzeiten der Fahrten

Neben diesen Verteilungen und der Klasseneinteilung durch die Urbanisierungsgrade werden weitere Simulationsparameter definiert. Die Elektrofahrzeuge Laden mit einem Onboard-Charger mit einer Leistung von 7,36 kW. Für die Batteriekapazitäten wurden 4 verschiedene Größen zur Auswahl gestellt (50, 60, 80 und 100 kWh). Die Größe der Batteriekapazität richtet sich nach der maximalen Fahrstrecke der einzelnen Fahrzeuge, dabei wird darauf geachtet, dass die längste Fahrstrecke mit der zur Verfügung stehenden Batteriekapazität geschafft wird. Um ein möglichst natürliches Ladeverhalten zu implementieren wurden drei Kategorien eines Ladeverhaltens erstellt und zufällig auf die Fahrzeuge verteilt. Bei der ersten Strategie wird das Fahrzeug geladen, sobald der Batteriestand unter 100 % fällt. In der zweiten Strategie wird nur geladen, wenn der Batteriestand unter 60 % fällt oder das nächste Fahrziel nicht erreicht werden kann. In der dritten Strategie wird nur geladen, wenn der Batteriestand unter 30 % fällt oder das nächste Fahrziel nicht erreicht werden kann.

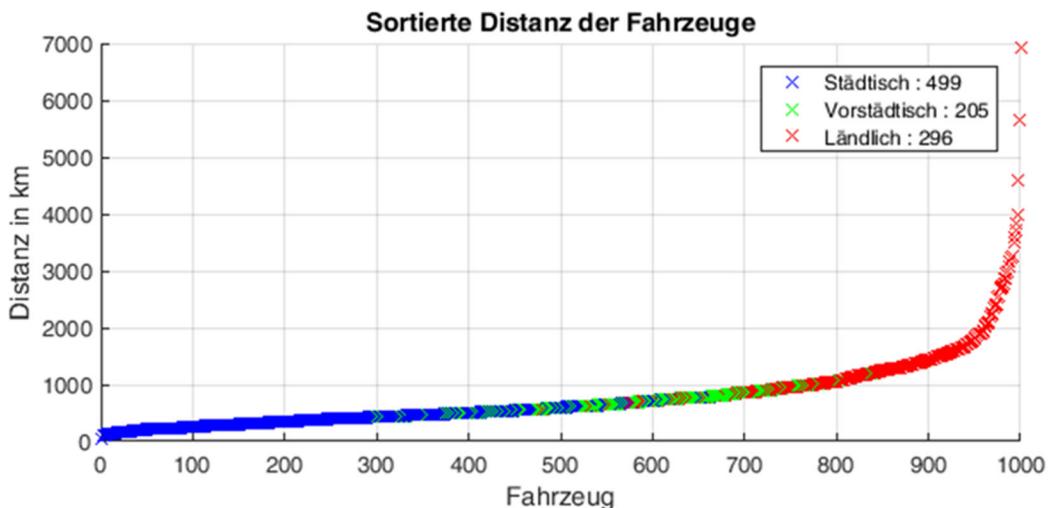


Abbildung 12: Zuordnung der Kilometerfahrleistungen

In Abbildung 12 sind zu zugeteilten Wegstrecken aufgetragen. Jedes Fahrzeug bekommt eine eigene Kilometerfahrleistung zugeordnet, dabei sind die kleineren Mittelwerte der Distanzen dem städtischen und die größeren Mittelwerte der Distanzen dem ländlichen Bereich zugeordnet. Der Vorstädtische Bereich befindet sich dazwischen. In der Legende ist zu erkennen wie viele Elektrofahrzeuge von jeder Klasse erstellt werden.

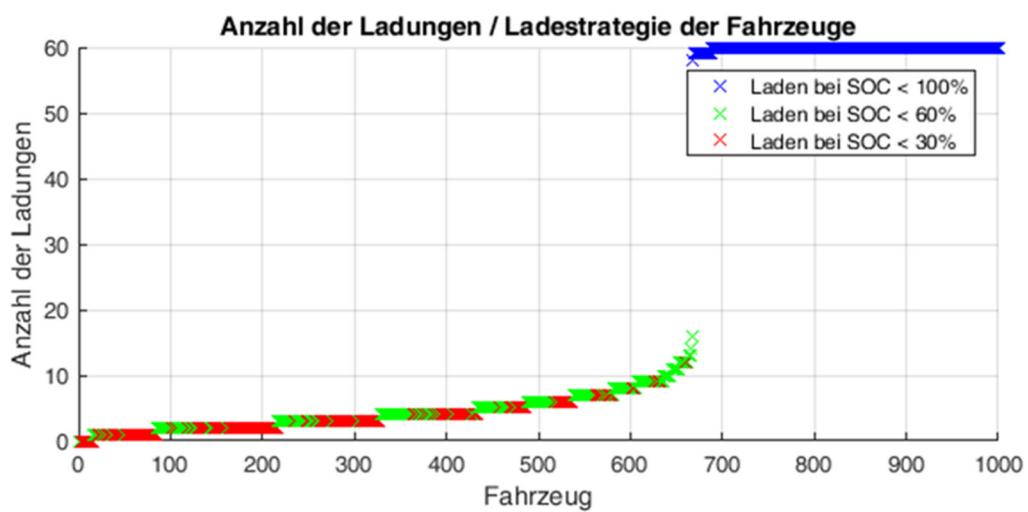


Abbildung 13: Sortierte Anzahl der durchgeföhrten Ladungen im Simulationszeitraum

Abbildung 13 zeigt die zugeordnete Ladestrategie für jedes einzelne Fahrzeug. An der vertikalen Achse ist die Anzahl an Ladungen aufgeführt. Ein geringer Anteil an Fahrzeugen musste keine bis sehr wenigen Ladungen durchführen. Nahezu alle Fahrzeuge mit der Strategie genau nach jeder Fahrt zu laden, haben diese auch genutzt und entsprechend nach zwei täglichen Fahrten über 30 Tage eine Anzahl von 60 Ladungen erreicht.

3.1.1. Simulationsdurchlauf der verschiedenen Regierungsbezirke

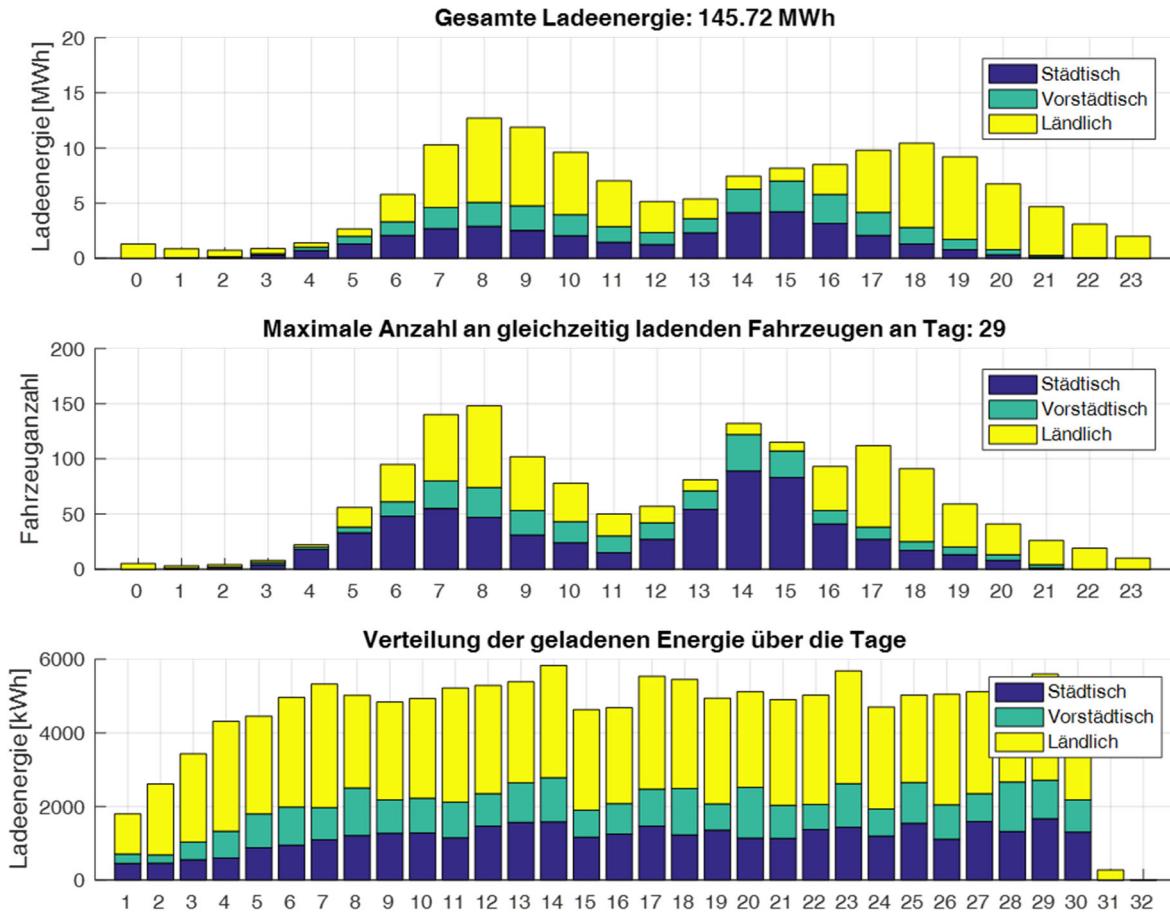


Abbildung 14: Ergebnisse des Simulationsdurchlaufs für den RB Kassel

Das Ergebnis der Simulation für den Regierungsbezirk Kassel ist in Abbildung 14 dargestellt. In der obersten Grafik ist die gesamte geladene Energie über den Simulationszeitraum von 30 Tagen mit einer Aufteilung in 24 Stunden dargestellt. Die mittlere Grafik zeigt die maximale Anzahl an Elektrofahrzeugen, die gleichzeitig eine Ladung durchgeführt haben. Dies passiert an Tag 29 um 8 Uhr, dabei laden 148 Fahrzeuge gleichzeitig. In der untersten Grafik ist die geladene Energie für jeden einzelnen Simulations- tag aufgeführt. Die Ladeenergie am 31. Tag ergibt sich durch nicht abgeschlossene Ladungen vom Vortag.

Mit der Kenntnis, dass an einem Tag maximal 148 von 1000 Fahrzeugen gleichzeitig laden, kann nun wieder die Kennzahl von Elektrofahrzeugen pro Ladepunkt bestimmt werden. Diese liegt im Fall der Simulation des Regierungsbezirks Kassel bei 6,75.

Für die anderen Regierungsbezirke wurde diese Simulation ebenfalls durchgeführt und führte zu folgenden Ergebnissen:

- Regierungsbezirk Gießen
 - o Maximale Anzahl gleichzeitiger Ladungen: 157
 - o 6,36 Fahrzeuge pro Ladepunkt

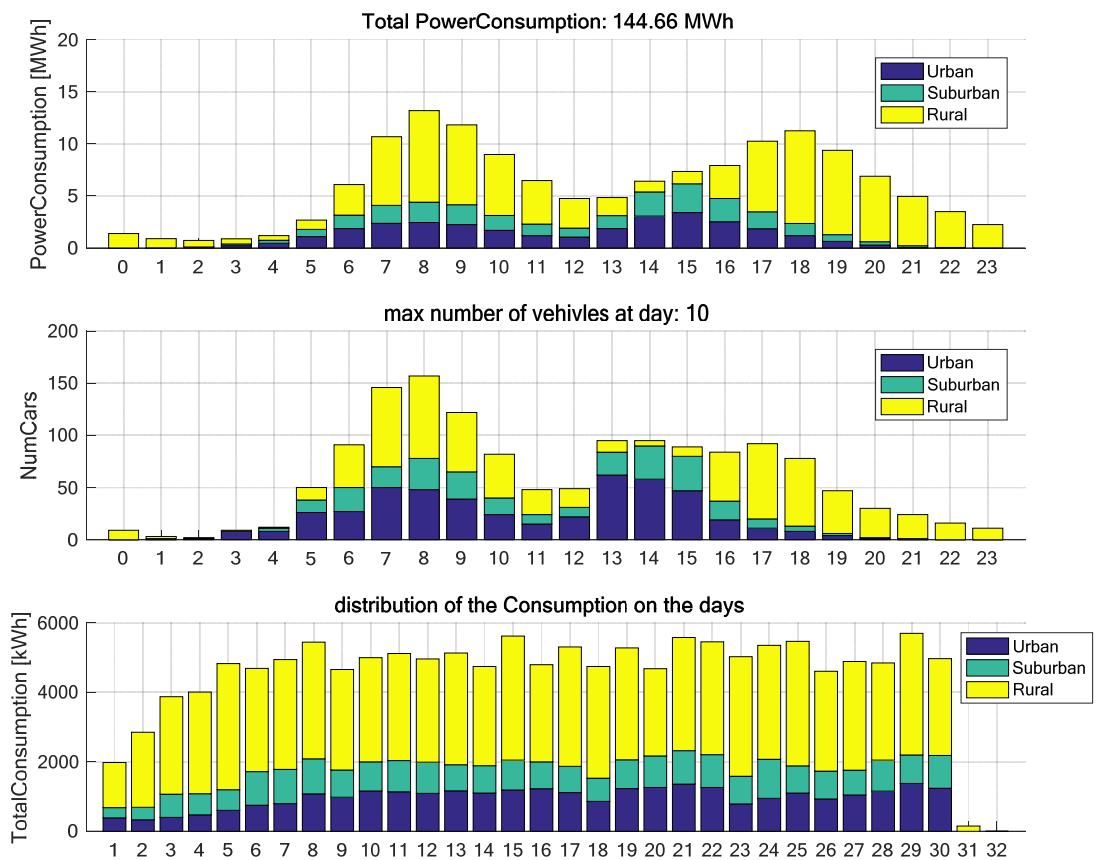


Abbildung 15: Ergebnisse des Simulationsdurchlaufs für den RB Gießen

- Regierungsbezirk Darmstadt
 - o Maximale Anzahl gleichzeitiger Ladungen: 138
 - o 7,24 Fahrzeuge pro Ladepunkt

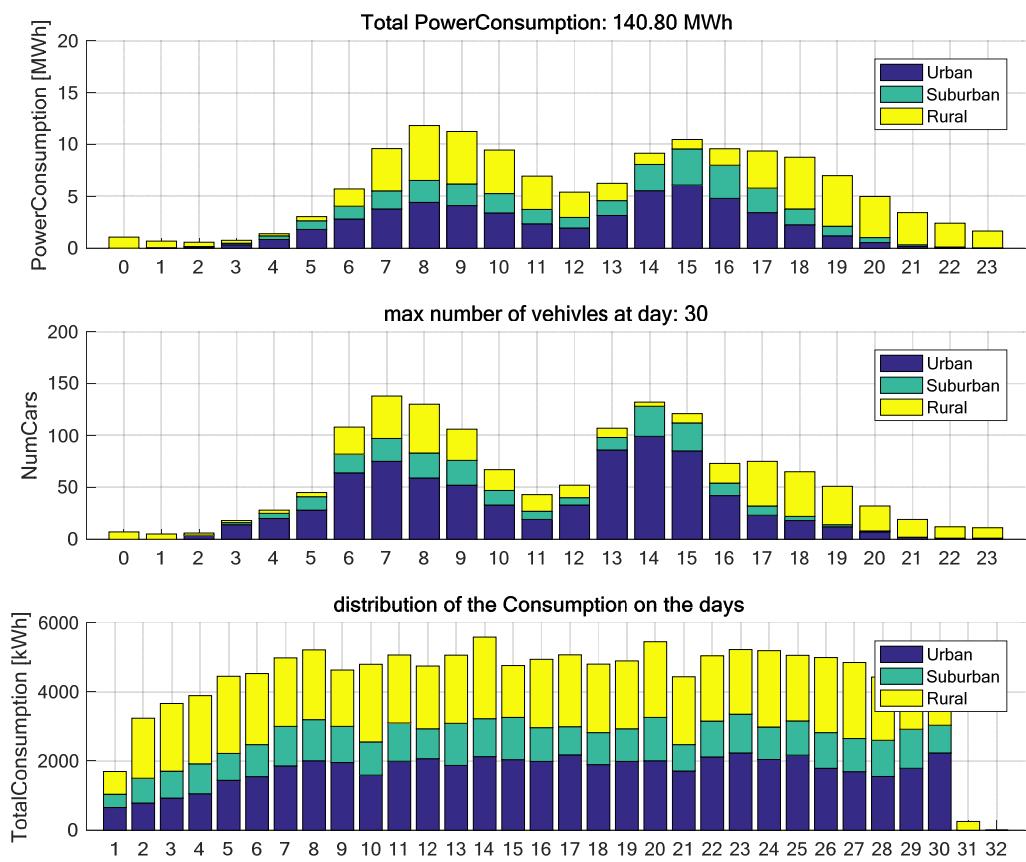


Abbildung 16: Ergebnisse des Simulationsdurchlaufs für den RB Darmstadt

3.1.2. Vergleich der Auslastung von Ladestationen mit verschiedenen Leistungen

Im folgendem wurden die Simulationen aus den vorherigen Abschnitten nochmals mit einem 11kW Charger durchgeführt. Hierbei lässt sich erkennen, dass die maximalen Ladeleistungen zu bestimmten Uhrzeiten etwas ansteigen, jedoch die Anzahl von Ladepunkten bei gleichbleibender Anzahl von Fahrzeugen etwas abnimmt.

RB Kassel

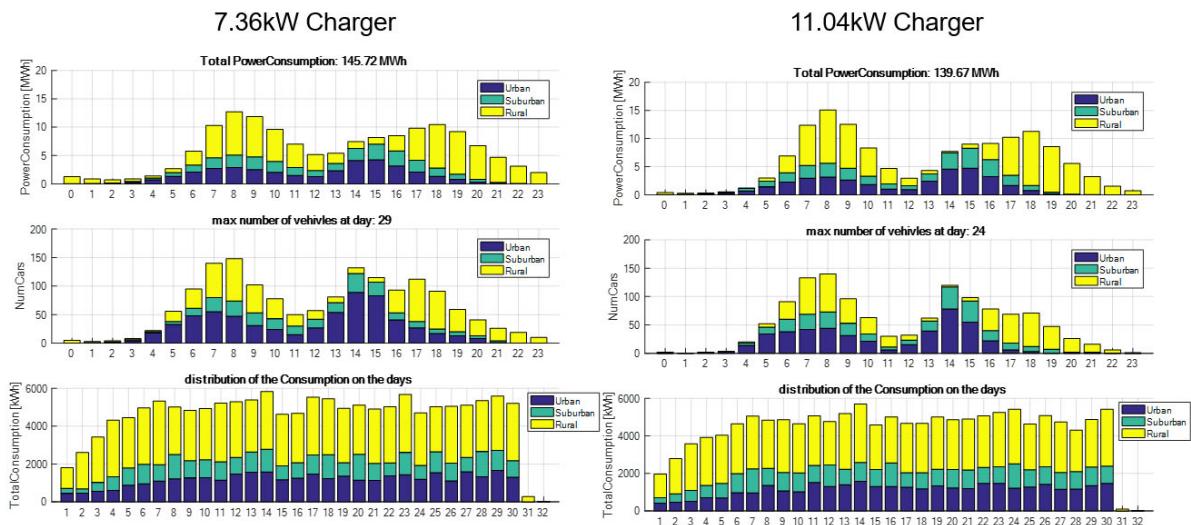


Abbildung 17: Simulationsdurchläufe mit unterschiedlichen Chargern für den RB Kassel

RB Gießen

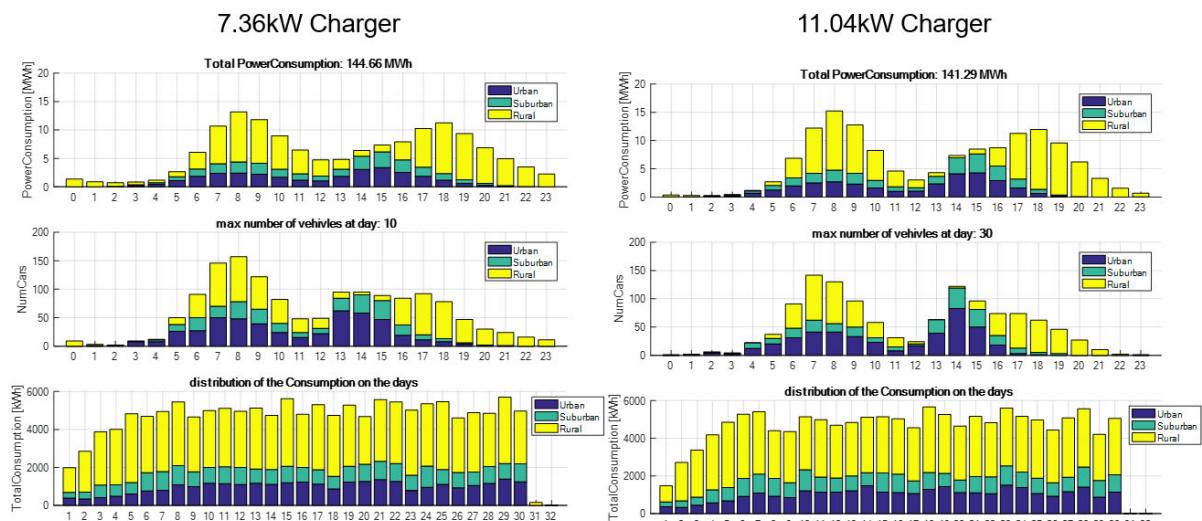


Abbildung 18: Simulationsdurchläufe mit unterschiedlichen Chargern für den RB Gießen

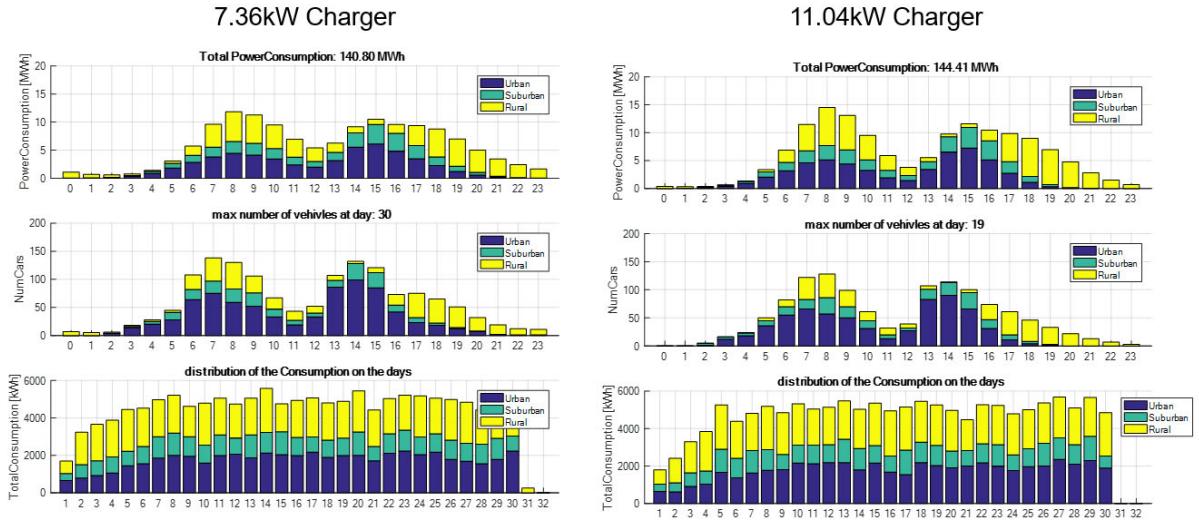


Abbildung 19: Simulationsdurchläufe mit unterschiedlichen Chargern für den RB Darmstadt

3.1.3. Fazit der Verteilung von Elektrofahrzeugen auf Ladepunkte

Vergleicht man nun die Kennzahlen der Elektrofahrzeuge pro Ladepunkt, so zeigt sich eine gute Annäherung der Ergebnisse aus der Simulation zu den real ermittelten Daten aus Tabelle 2. Aus diesen Simulationsergebnissen lässt sich ableiten, dass das aktuelle Verhältnis von E-Fahrzeug pro Ladepunkt einer ausreichend ausgebauten Ladeinfrastruktur entsprechen könnte. Dies ist jedoch stark abhängig von der geografischen Lage der jeweiligen Ladesäulen. Mit diesem Faktor, kann man somit Aussagen über den Ausbau der Ladeinfrastruktur für eine prognostizierte, zukünftige Anzahl von E-Fahrzeugen für verschiedene Bezirke treffen.

3.2. Betrachtung verschiedener Lastmanagements

Für den Ausbau der Ladeinfrastruktur müssen die Ladestationen oft in bestehende Strukturen integriert werden. Diese haben jedoch in einigen Fällen nur einen begrenzten Strom zur Verfügung oder es sollen Lastspitzen beim Energieerzeuger verhindert werden, sodass der Ladestrom für die Elektrofahrzeuge limitiert werden muss. Gleichzeitig soll jedoch gewährleistet sein, dass der zur Verfügung stehende Strom möglichst effizient auf die Elektrofahrzeuge aufgeteilt wird, damit die Fahrzeuge in möglichst kurzer Zeit aufgeladen werden. Deshalb gilt es einen Kompromiss zu finden möglichst viele Elektrofahrzeuge in kürzester Zeit mit den zur Verfügung stehenden Ressourcen aufzuladen. Dabei müssen neben der Verfügbarkeit des Stroms auch die äußeren Einflüsse wie die Parkplatzauslastung und die Parkdauer der Elektrofahrzeuge miteinbezogen werden. Diese hängen wiederum von der Art des Parkplatzes oder auch der geografischen Lage ab.

Damit ein möglichst effizienter Kompromiss gefunden werden kann, werden verschiedene Lademanagementsysteme in der Simulationsumgebung konzipiert. Diese decken unterschiedliche Ansätze der Stromverteilung ab. Zudem werten sie durch die Kommunikation zwischen Elektrofahrzeug und Ladestation erhaltene Fahrzeugdaten aus und lassen diese in die Stromverteilung miteinfließen. Es wird untersucht, inwieweit die zusätzlichen Informationen zur Optimierung der Parkplatzladeinfrastruktur beitragen können. Um mögliche Vorteile der konzipierten Lademanagements aufzuzeigen, werden diese mit einem herkömmlichen Lademanagement verglichen. Damit Aussagen über die Lademanagementsysteme unter verschiedenen äußeren Einflüssen getroffen werden können, werden unterschiedliche Szenarien entworfen, die möglichst viele Parkplatztypen abdecken. Mit Hilfe von entsprechenden Daten werden für die Szenarien spezifische Parkplatzauslastungen und Parkdauern bestimmt, sodass die Szenarien in der Simulationsumgebung möglichst realitätsgerecht dargestellt werden können. Die konzipierten Lademanagements werden in den unterschiedlichen Szenarien simuliert, damit Aussagen über deren Effizienz unter Berücksichtigung aller Einflüsse getroffen werden können.

3.2.1. Lademanagement-Konzepte

Es werden drei verschiedene Lademanagements konzeptioniert. Diese unterscheiden sich entweder in der Bewertung der Eingangsparameter oder in der Art der Stromverteilung. In den folgenden Unterkapiteln werden diese Lademanagement-Konzepte beschrieben. Außerdem wird das bereits bestehende Lademanagementsystem erläutert, mit welchem die konzeptionierten Lademanagements später verglichen werden.

Strom reservierendes Lademanagement

Das Strom reservierende Lademanagement basiert auf einem bereits bestehenden Lademanagement, welches auch in der Praxis Anwendung findet. Es wird beispielsweise beim E-Mobility-LAB Projekt-partner Opel eingesetzt. Im Folgenden wird das Strom reservierende Lademanagement mit SR-LM abgekürzt. Das SR-LM reserviert für jeden Ladepunkt eines Ladeparks 6 A. Sobald ein Fahrzeug an einem Ladepunkt steht, besteht die Möglichkeit mehr Strom anzufordern. Dabei muss allerdings beachtet werden, dass der maximale Strom der Ladestation und der maximale Strom der Unterverteilung nicht überschritten werden. Das Fahrzeug, welches als erstes einen Ladeplatz belegt, kann den gesamten, zur Verfügung stehenden Strom, beziehen. Je später ein Fahrzeug dazukommt, desto weniger Strom ist vorhanden. Jedoch sind immer 6 A reserviert, sodass jedes Fahrzeug die Möglichkeit hat zu laden. Einerseits hat dies den Hintergrund der Ausfallsicherung, damit bei einem Ausfall des Lademanagements für jeden Ladepunkt 6 A zur Verfügung stehen, andererseits garantiert dieses Lademanagement bei Vollauslastung des Ladeparks jedem Fahrzeug einen gewissen Ladestrom.

SOC abhängiges Lademanagement mit zeitlich verschobenem Laden

Das SOC (State Of Charge) abhängige Lademanagement basiert auf dem Ladestatus der Batterie eines Elektrofahrzeugs. Dazu ist eine Kommunikation zwischen Batteriemanagement des Fahrzeugs und der Ladestation erforderlich. Diese Kommunikation findet bei DC-Ladungen bereits statt. Bei AC-Ladungen ist der Austausch des Batteriestatus zwischen Fahrzeug und Ladestation noch nicht vorhanden. Da jedoch bei der AC-Ladung auch Parameter über die CP-Leitung übermittelt werden und zukünftig von einer drahtlosen Kommunikation ausgegangen wird (Doppelbauer, 2020), könnte es sinnvoll sein, den Batteriestatus auch bei AC-Ladungen an die Ladestation zu übertragen. Vorausgesetzt ein Lademanagement mit einer entsprechenden Kommunikation bietet einen großen Vorteil. Des Weiteren ist dieselbe Kommunikation auch zwischen den Ladestationen und der Unterverteilung für das Lademanagement nötig. Im Folgenden wird das SOC abhängige Lademanagement mit zeitlich verschobenem Laden mit SOC-LM bezeichnet. Mit Hilfe des übermittelten Ladestatus der Batterie werden beim SOC-LM die zu ladenden Fahrzeuge priorisiert. Fahrzeuge mit einem niedrigen Ladestatus werden höher priorisiert als Fahrzeuge mit einem hohen Ladestatus. Die Fahrzeuge mit einer hohen Priorität bekommen den Strom, den sie benötigen, bis der Maximalstrom der Ladestation oder Unterverteilung erreicht ist. Somit kann es vorkommen, dass Fahrzeuge mit einer niedrigen Priorität zeitweise keinen Strom erhalten. Sobald

ein Fahrzeug vollgeladen hat, den Ladepunkt verlässt oder an einen Ladepunkt angeschlossen wird, wird die Priorisierung aktualisiert. Das heißt es kann der Fall auftreten, dass ein Fahrzeug, welches zu Beginn kein Strom erhalten hat, in der Priorisierung steigt und zu einem späteren Zeitpunkt den benötigten Strom erhält. Damit würde es zeitlich versetzt laden.

SOC abhängiges Lademanagement mit prozentualer Aufteilung

Das SOC abhängige Lademanagement mit prozentualer Aufteilung benötigt die gleichen technischen Voraussetzungen wie das SOC-LM. Es wird im Folgenden mit perSOC-LM abgekürzt. Auch beim perSOC-LM findet eine Priorisierung der Fahrzeuge statt. Diese ist ebenso wie beim SOC-LM abhängig vom Ladestatus der Batterie. Fahrzeuge mit einem geringen Ladestatus haben eine hohe Priorität und Fahrzeuge mit einem hohen Ladestatus haben eine geringe Priorität. Das perSOC-LM unterscheidet sich vom SOC-LM in der Art, wie der Strom aufgeteilt wird. Beim perSOC-LM bekommt jedes Fahrzeug einen prozentualen Anteil des Stroms. Dieser Anteil ist abhängig von der Höhe des Batterieladestatus, dem Maximalstrom der Ladestation und dem Maximalstrom der Unterverteilung. Somit kommt es nicht vor, dass Fahrzeuge zeitweise keinen Strom laden können. Sobald ein Fahrzeug vollgeladen hat, den Ladepunkt verlässt oder an einen Ladepunkt angeschlossen wird, wird die Priorisierung bzw. der Batterieladestatus der Fahrzeuge aktualisiert und damit auch der Ladestrom der Fahrzeuge angepasst. Der Maximalstrom der Ladestationen und der Unterverteilung wird dabei nie überschritten.

Parameter abhängiges Lademanagement

Das Parameter abhängige Lademanagement, im Weiteren SOC_ext-LM genannt, ist ein zukünftiges Lademanagement, welches eine erweiterte Kommunikation zwischen Fahrzeug und Ladestation benötigt. Dabei werden neben dem Batterieladestatus weitere Parameter, wie die Parkdauer und die vermutlich nächste Strecke, an die Ladesäule übermittelt. Wie schon beschrieben, findet eine solche Kommunikation zurzeit noch nicht statt. Jedoch ist davon auszugehen, dass die Kommunikation zwischen Elektrofahrzeug und Ladestation in Zukunft um einige Parameter erweitert werden könnte (ACEA, 2016). Damit der zur Verfügung stehende Strom entsprechend des Lademanagements auf die Ladestationen aufgeteilt werden kann, wird zusätzlich eine entsprechende Kommunikation zwischen den Ladestationen und der Unterverteilung benötigt. Die Priorisierung der Fahrzeuge findet ähnlich wie beim SOC-LM und beim perSOC-LM statt. Fahrzeuge mit einem geringen Batterieladestatus erhalten eine hohe Priorität. Jedoch werden nun weitere Parameter miteinbezogen, um die Ladepriorität zu ermitteln. Einer der Parameter ist die Parkdauer. Fahrzeuge mit einer geringen Parkdauer erhalten eine hohe Priorität, da die Ladezeit entsprechend kurz ist. Außerdem wird die vermutlich nächste Strecke miteinbezogen. Je länger die Strecke ist, desto höher ist die Ladepriorität. Diese drei Parameter mit den jeweiligen Ladeprioritäten werden betrachtet und ausgewertet, sodass eine Gesamtladepriorität ermittelt werden kann. Dabei besteht die Möglichkeit die einzelnen Parameter zu gewichten und somit der Umgebung anzupassen. Sobald ein Fahrzeug vollgeladen hat, den Ladepunkt verlässt oder an einen Ladepunkt angeschlossen wird,

werden die Parameter und damit auch die Priorisierung aktualisiert. Die Verteilung des Stroms läuft beim SOC_ext-LM genauso ab, wie beim SOC-LM.

3.2.2. Beschreibung der Testszenarien (Parkplätze)

Es werden drei verschiedene Testszenarien zum Prüfen der Lademanagements erstellt. Diese Szenarien werden verwendet, weil sie viele verschiedene Arten von Parkplatztypen abdecken. Sowohl unter dem Aspekt der Parkplatzauslastung als auch der Parkdauer stellen die Parkplatztypen unterschiedlichste Anforderungsprofile dar. Im Folgenden werden diese Szenarien definiert. Dabei werden die für die Testszenarien relevanten Parameter vorgestellt und beschrieben.

Ladebedarf und Ladeszenarien auf Parkplätzen eines Firmengeländes

Der Ladebedarf und das Ladeszenario auf einem Parkplatz eines Firmengeländes werden mit Hilfe von Reallabordaten des E-Mobility-LAB Projektpartners Opel erstellt. Anhand der Reallabordaten können die relevanten Parameter Ladezeitpunkt, Ladedauer, zurückgelegte Strecke, Batterieladestatus, Batteriekapazität und On-Board Charger bestimmt werden. Ein weiterer wichtiger Aspekt des Testszenarios ist die Auslastung des Parkplatzes. Mit Hilfe von Parkplatzdaten des Projektpartners Opel wird ein Parkplatz erstellt, der in der Struktur den realen Parkplätzen ähnelt und zu den Hauptparkzeiten eine Auslastung von 80 bis 100 Prozent aufweist. Dadurch wird gewährleistet, dass die verschiedenen Lademanagements möglichst oft eingreifen. Um das Ladeverhalten auf einem solchen Parkplatz möglichst gut bewerten zu können, wird ein Zeitraum von einer Woche betrachtet (Hilger, 2019). Der Parkplatz kann rund um die Uhr zum Laden genutzt werden.

Ladebedarf und Ladeszenarien auf Parkplätzen eines Einkaufszentrums

Da für ein Einkaufszentrum keine Reallabordaten zur Verfügung stehen, werden die Parameter für dieses Szenario anhand von Verteilungsfunktionen ermittelt. Die Ladezeitpunkte werden mit Hilfe von Parkhausauslastungen der Stadt Frankfurt modelliert (UAS, 2019). In Abbildung 20 sind diese Auslastungen zu sehen.

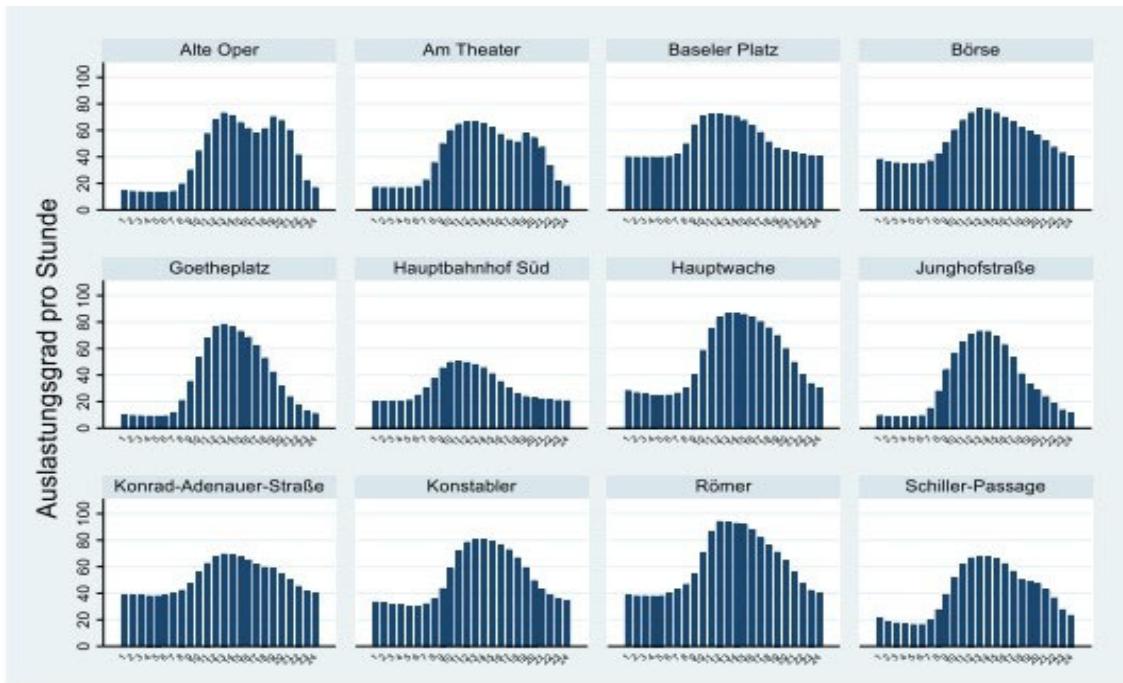


Abbildung 20: Durchschnittliche Auslastung der Parkhäuser pro Stunde (UAS, 2019)

Dabei handelt es sich jedoch um 24 Stunden Parkhäuser. Der in diesem Szenario betrachtete Parkplatz soll hingegen nur während der Öffnungszeiten des Einkaufszentrums von 8 Uhr bis 20 Uhr zum Laden benutzt werden. Trotzdem soll die Parkplatz Auslastung den Diagrammen in Abbildung 20gleichen. Die Parkdauer der Fahrzeuge wird anhand eines Datensatz aus dem Bericht ParkenDigital gewonnen (UAS, 2019). Dieser Datensatz umfasst die durchschnittliche Parkdauer in den 69 kostenpflichtigen Parkzonen in der Innenstadt von Köln. Die zurückgelegten Strecken der Fahrzeuge werden von einer Funktion, die vom E-Mobility-LAB mit Hilfe des Datensatzes von Auto21 (D. D. Blair, 2010) entwickelt wurde, erzeugt. Des Weiteren werden die On-Board Charger der Fahrzeuge in diesem Szenario auf 11 kW für Wechselstrom Ladungen gesetzt, da die Belastung für das Energienetz bei einer Ladeleistung von 11 kW am geringsten ist (D.-I. H Vennegeerts, 2018). Zudem können beim dreiphasigen Wechselstrom-Laden mit 11 kW die gewöhnlich verwendeten 16 A Sicherungen benutzt werden, um die Ladestation abzusichern. Für das Testszenario des Einkaufszentrums werden nur Wechselstrom-Ladestationen verwendet, da sich diese leichter in bestehende Netzstrukturen integrieren lassen. Um die Lademanagements zu testen, werden sieben Ladestationen mit je drei Ladepunkten exemplarisch erstellt. Zudem werden 50 Personen erzeugt, die an den sechs Öffnungstagen des Einkaufszentrums auf dem Parkplatz parken. Es werden nur wenige Personen und Parkplätze erzeugt, damit die Simulationsdauer gering bleibt. Um die Aussagekraft der erhaltenen Daten zu bestätigen, sollen diese auf Skalierbarkeit geprüft werden.

Ladebedarf und Ladeszenarien auf Parkplätzen eines Autobahn-Rastplatzes

Auch für die Parkplätze eines Autobahn-Rastplatzes liegen keine Reallabordaten vor. Deshalb werden auch hier die Parameter mit Hilfe von Verteilungsfunktionen erzeugt. Um die Ladezeitpunkte zu bestimmen, wird die Autobahnauslastung betrachtet. Anhand der Auslastung der Autobahn, kann auf die Auslastung eines Autobahn-Rastplatzes geschlossen werden. Dazu wird die automatische Verkehrszählung auf der A7 an der Ausfahrt Kassel-Nord verwendet (Bundesanstalt für Straßenwesen, 2021). Mit Hilfe dieser Daten wird eine Verteilungsfunktion ermittelt, die die Auslastung des Autobahn-Rastplatzes über einen Zeitraum von einer Woche generiert. Für die Ladedauer der Elektrofahrzeuge wird ein Mittelwert von 30 Minuten angenommen. Dabei wird ein Batterieladestatus von 80 Prozent als Ziel festgelegt. Diese 80 Prozent bieten dem Autofahrer einen guten Kompromiss zwischen Ladedauer und Ladeergebnis. Damit eine Vergleichbarkeit zum Verbrennungsmotor besteht ist die Wahrscheinlichkeitsverteilung der Ladedauer ein gleichschenkliges Dreieck (Reitmair, 2018), wie in Abbildung 21 zu sehen ist. Somit sind Ladedauern zwischen 15 und 45 Minuten vorgesehen.

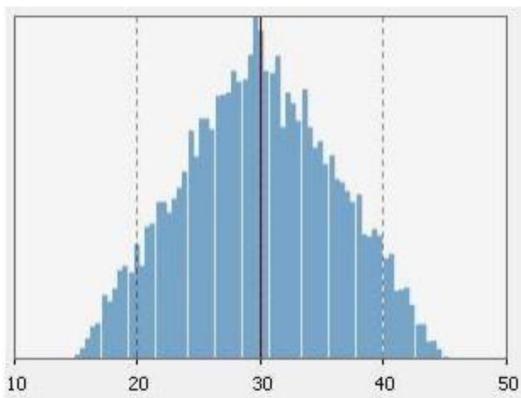


Abbildung 21: Wahrscheinlichkeitsverteilung der Ladedauer an einem Autobahn-Rastplatz (Reitmair, 2018)

Die zurückgelegten Strecken der Fahrzeuge werden, wie auch beim Einkaufszentrum, mit Hilfe der Daten von Auto21 erzeugt (D. D. Blair, 2010). Der Autobahn-Rastplatz verfügt nur über Gleichstrom-Ladestationen, die ein schnelles Aufladen innerhalb der vorgesehenen Parkdauern ermöglicht. Der On-Board Charger der Fahrzeuge wird auf 50 kW Ladeleistung festgelegt. Um in der Größenordnung von herkömmlichen Autobahn-Tankstellen zu bleiben werden sechs Ladepunkte für den Autobahn-Rastplatz erstellt. Zudem ist diese Größe auch die Standardgröße der HPC-Ladestationen von IONITY, welche in Deutschland weit verbreitet sind (Autobahn Tank & Rast Gruppe GmbH & Co. KG, 2018). Um die Lade-managements an dem Autobahn-Rastplatz zu testen werden 350 Personen erstellt, die im Verlaufe einer Woche je einmal laden. Diese Anzahl an Personen bietet einen guten Kompromiss zwischen der Auslastung der Ladestationen und der Simulationsdauer. Außerdem soll das Szenario auf Skalierbarkeit geprüft werden.

3.2.3. Simulationsstudien der implementierten Lademanagements

In diesem Kapitel geht es um die Simulation der implementierten Testszenarien mit den beschriebenen Lademanagements. Es wird die allgemeine Durchführung bzw. das Vorgehen für die Simulationen beschrieben. Danach wird auf die einzelnen Szenarien genauer eingegangen. Dabei wird vor allem die Einstellung der verschiedenen Parameter beschrieben und wie diese im Verlauf variiert werden.

Mit Hilfe der in Abbildung 22 dargestellten Benutzeroberfläche lassen sich die einzelnen Testszenarien auswählen. Außerdem lässt sich die Anzahl der Personen und die Anzahl der zu simulierenden Tage in der Benutzeroberfläche einstellen. Über die Schaltfläche "init" wird das eingestellte Szenario mit der ausgewählten Anzahl an Personen und Tagen mit Hilfe der erstellten Initiationsskripte initiiert. In der Klasse *Simulation* lässt sich einstellen welches Lademanagement verwendet werden soll. Nachdem die Initiierung erfolgreich abgeschlossen ist, lässt sich die Simulation über die Schaltfläche "run" starten. Für jedes Szenario mit festgelegten Parametern und Lademanagement werden drei Simulationen durchgeführt, da die Ladepositionen der Fahrzeuge zufällig gewählt werden und somit die Simulationsergebnisse voneinander abweichen können. Hierdurch lässt sich eine statistische Abweichung der Simulationen bei gleicher Parametrisierung bestimmen. Diese Simulationsreihe wird für jedes der vier Lademanagements durchgeführt, sodass für jede Parametrisierung zwölf Simulationen durchlaufen werden. Danach werden die Parameter des jeweiligen Szenarios zum Teil variiert und die Simulation erneut durchgeführt. Tabelle 4 zeigt eine Übersicht aller durchgeföhrten Simulationen.

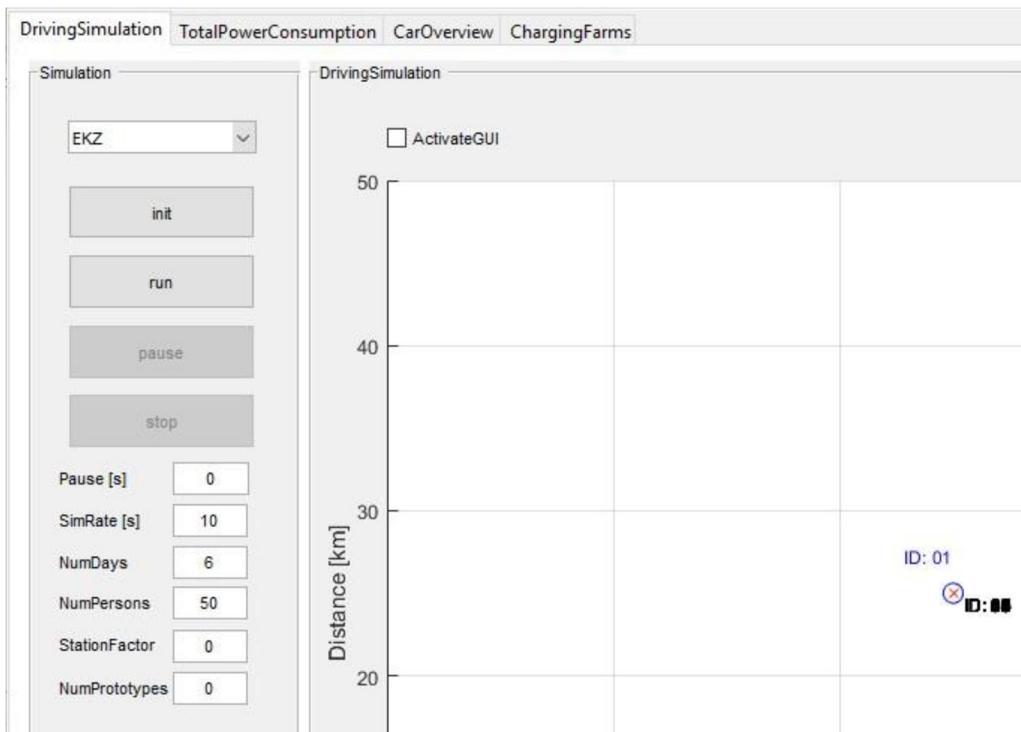


Abbildung 22: Parametereinstellung mit Hilfe der Benutzeroberfläche der E-LAB Simulationsumgebung

Tabelle 4: Übersicht aller durchgeführten Simulationen

Szenario	Parametrisierung	Anzahl der Simulationen
Firmengelände	1	12
	1.1	12
	1.2	12
	1.3	12
Einkaufszentrum	2.1	12
	2.2	12
	1	12
	2	12
Autobahn-Rastplatz	3	12
	4.1	12
	4.2	12

Szenario Firmengelände

Für das Szenario Firmengelände werden 132 Personen erzeugt. Dies ist die Anzahl, die aus den Reallabordaten ermittelt wurde. Es werden sieben Tage simuliert. Es werden 24 Wechselstrom-Ladestationen mit je zwei Ladepunkten und zwei Gleichstrom-Schnellladestationen mit je einem Ladepunkt erstellt. Die Unterverteilung wird mit 400 A abgesichert. Die beschriebenen Parameter sind in Abbildung 23 zu sehen. Nach dem Durchlauf einer Simulation werden die Auswertungskriterien und Daten der Simulation in einer Variablen namens *profile_data* abgespeichert. Ein Auszug der wichtigsten Ausgangsparameter der Simulationen mit dem RS-LM ist in Tabelle 5 abgebildet. In den Zeilen zwei und drei ist die Anzahl der Aufrufe des Lademanagements in der Unterverteilung und in den Ladestationen zu sehen. Des Weiteren werden die durchschnittliche Ladeenergie eines Fahrzeugs und die gesamte Ladeenergie ausgegeben. Außerdem wird die Dauer gespeichert, die ein Fahrzeug mit dem eingestellten Lademanagement durchschnittlich benötigt, um den Sollwert des Batterieladestatus zu erreichen. Zusätzlich werden die Anzahl an gestoppten Fahrzeugen, die Anzahl an Ladungen, die nicht den Sollwert erreicht haben, die durchschnittliche Batterieladestatus-Differenz zum Sollwert und das verschwendete Ladepotential ausgegeben. Neben den in Tabelle 5 dargestellten Werten werden noch weitere Parameter abgespeichert. Im Anschluss an die drei Simulationsdurchläufe werden die drei *profile_data* Variablen in einem Ordner abgespeichert und liegen für die Auswertung bereit.

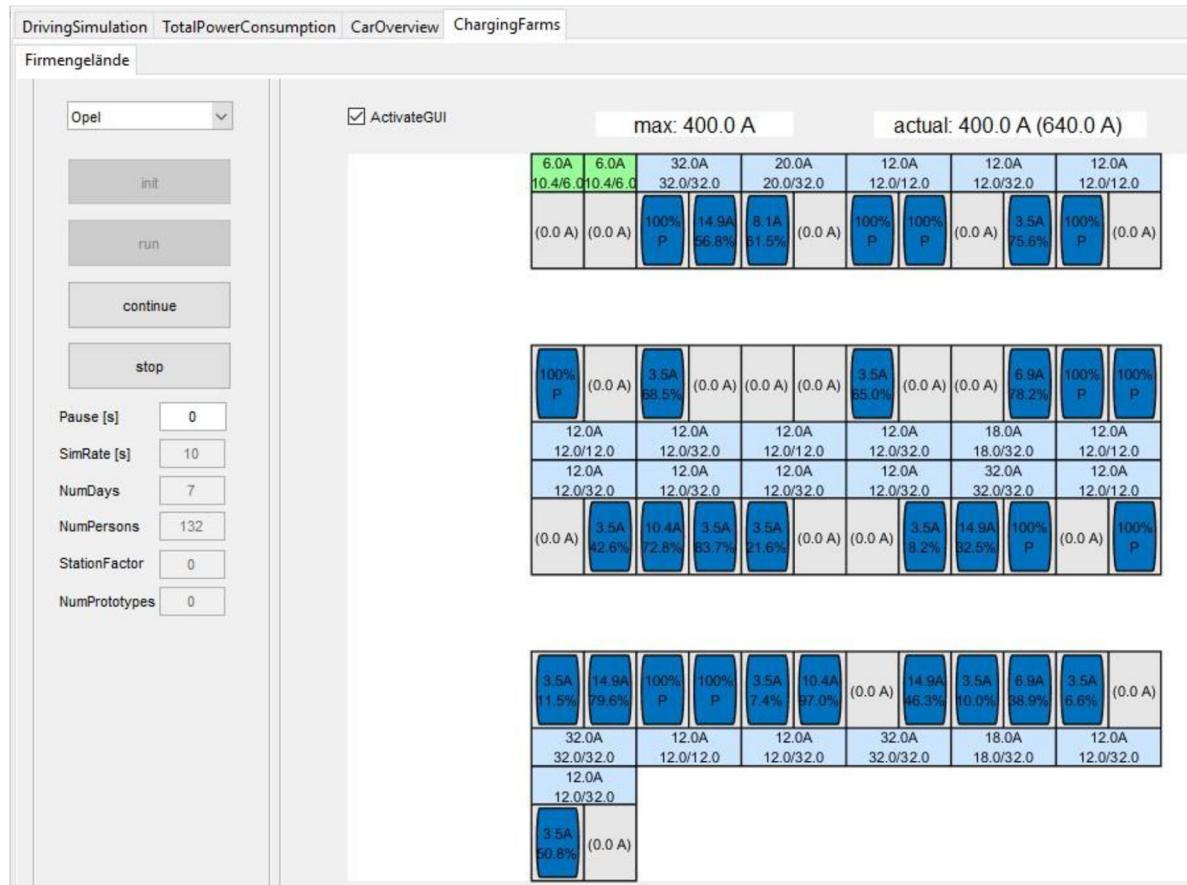


Abbildung 23: Parametereinstellung für das Szenario Firmengelände

Tabelle 5: Ausgangsparameter für das Szenario Firmengelände mit dem RS-LM

RS-LM			
Durchlauf	Simulation 1	Simulation 2	Simulation 3
Anzahl LM-Aufrufe Unterverteilung	5219,00	5191,00	5231,00
Anzahl LM-Aufrufe Ladestation	10222,00	10132,00	9735,00
durchschnittliche Ladeenergie pro Fahrzeug [kWh]	33,38	33,18	32,93
gesamte Ladeenergie [kWh]	4406,40	4379,66	4347,34
durchschnittliche Ladedauer zum SOC Sollwert [h]	7,26	7,16	7,21
Anzahl gestoppte Fahrzeuge	25,00	26,00	27,00
Anzahl nicht erreichter SOC Sollwert	137,00	131,00	136,00
durchschnittliche Differenz zu SOC Sollwert [%]	27,59	29,46	28,83
verschwendetes Ladepotential [kWh]	1159,89	1142,42	1159,87

Im nächsten Schritt wird das Lademanagement geändert und die Simulationen werden erneut durchgeführt. Die in Abbildung 23 zu sehenden Parameter werden nicht verändert. In Tabelle 6 sind die Ausgangsparameter für die Simulationsreihe mit dem SOC-LM aufgelistet.

Tabelle 6: Ausgangsparameter für das Szenario Firmengelände mit dem SOC-LM

SOC-LM			
Durchlauf	Simulation 1	Simulation 2	Simulation 3
Anzahl LM-Aufrufe Unterverteilung	2094,00	1845,00	1840,00
Anzahl LM-Aufrufe Ladestation	17973,00	16681,00	15975,00
durchschnittliche Ladeenergie pro Fahrzeug [kWh]	50,67	50,26	49,83
gesamte Ladeenergie [kWh]	6688,23	6633,75	6577,66
durchschnittliche Ladedauer zum SOC Sollwert [h]	5,46	5,40	5,41
Anzahl gestoppte Fahrzeuge	4,00	8,00	8,00
Anzahl nicht erreichter SOC Sollwert	98,00	90,00	83,00
durchschnittliche Differenz zu SOC Sollwert [%]	15,92	16,58	16,94
verschwendetes Ladepotential [kWh]	590,72	587,93	573,10

In Tabelle 7 und Tabelle 8 sind die Ausgangsparameter für die letzten beiden Simulationsreihen mit dem perSOC-LM und dem SOC_ext-LM zu sehen. Damit sind die zwölf Simulationen für dieses Szenario abgeschlossen und die Lademanagements können bewertet werden.

Tabelle 7: Ausgangsparameter für das Szenario Firmengelände mit dem perSOC-LM

perSOC-LM			
Durchlauf	Simulation 1	Simulation 2	Simulation 3
Anzahl LM-Aufrufe Unterverteilung	5292,00	5519,00	6050,00
Anzahl LM-Aufrufe Ladestation	22392,00	22785,00	24216,00
durchschnittliche Ladeenergie pro Fahrzeug [kWh]	46,64	46,83	47,43
gesamte Ladeenergie [kWh]	6156,34	6181,17	6261,37
durchschnittliche Ladedauer zum SOC Sollwert [h]	5,70	5,74	5,76
Anzahl gestoppte Fahrzeuge	8,00	8,00	5,00
Anzahl nicht erreichter SOC Sollwert	103,00	108,00	109,00
durchschnittliche Differenz zu SOC Sollwert [%]	14,90	13,64	13,94
verschwendetes Ladepotential [kWh]	610,86	573,87	595,28

Tabelle 8: Ausgangsparameter für das Szenario Firmengelände mit dem SOC_ext-LM

SOC_ext-LM			
Durchlauf	Simulation 1	Simulation 2	Simulation 3
Anzahl LM-Aufrufe Unterverteilung	1886,00	1691,00	1706,00
Anzahl LM-Aufrufe Ladestation	17924,00	17793,00	17688,00
durchschnittliche Ladeenergie pro Fahrzeug [kWh]	50,87	50,98	50,68
gesamte Ladeenergie [kWh]	6715,01	6728,86	6690,25
durchschnittliche Ladedauer zum SOC Sollwert [h]	5,15	5,13	5,13
Anzahl gestoppte Fahrzeuge	2,00	2,00	3,00
Anzahl nicht erreichter SOC Sollwert	56,00	54,00	47,00
durchschnittliche Differenz zu SOC Sollwert [%]	17,48	19,87	20,10
verschwendetes Ladepotential [kWh]	434,58	455,21	414,10

Szenario Einkaufszentrum

Es werden zwei unterschiedliche Parametrisierungen für dieses Szenario erstellt. In der Parametrisierung 1 werden wenige Personen erstellt, die jedoch oft laden. In der Parametrisierung 2 werden viele Personen erstellt, die nur einmal laden. Beide Parametrisierungen sollen auf Skalierbarkeit geprüft werden und werden deshalb in unterschiedlichen Größenordnungen simuliert. Für jede Parametrisierung werden die Ausgangsparameter, wie in Tabelle 5 bis Tabelle 8 dargestellt, abgespeichert. Diese Werte sind für die folgenden Szenarien und Parametrisierungen im Anhang zu finden.

Parametrisierung 1.1

Für das Szenario Einkaufszentrum werden 50 Personen erstellt, die an jedem der sechs Öffnungstage des Einkaufszentrums laden. Des Weiteren werden sieben Ladestationen mit jeweils drei Ladepunkten verwendet. Außerdem werden die Parkzeitpunkte, die Ladedauern und die Tagesfahrkilometer für die Personen generiert und abgespeichert, damit für jede Simulation die gleichen Parameter verwendet werden können. Dadurch können die Lademanagements später besser miteinander verglichen werden, da somit nur die Parkposition zufällig gewählt wird. In Abbildung 24 sind die beschriebenen Eingangsparameter der Simulation zu sehen. Am linken Rand sind das ausgewählte Szenario, die eingestellte Anzahl an Personen und Tagen zu sehen. Oben in der Mitte sind die Absicherung der Unterverteilung und darunter der Aufbau des Parkplatzes dargestellt. Nach den drei Simulationsdurchläufen mit einem Lademanagement werden die Daten abgespeichert. Dieses Vorgehen wird für alle vier Lademanagements durchgeführt.



Abbildung 24: Eingangsparameter der Simulation des Szenarios Einkaufszentrum mit 50 Personen über 6 Tage (Parametrisierung 1.1)

Parametrisierung 1.2

Um die Skalierbarkeit des Szenarios zu überprüfen werden die Parameter verdoppelt. Das heißt die Anzahl der Personen wird auf 100 erhöht. Außerdem wird die Anzahl der Ladestationen auf 14 mit jeweils drei Ladepunkten aufgestockt. Dazu wird die Absicherung der Unterverteilung von 160 A auf 320 A gesetzt. Die eingestellten Eingangsparameter sind in Abbildung 25 dargestellt. Wie auch in der ersten Simulationsreihe werden die Ladezeitpunkte, die Ladedauern und die Tagesfahrkilometer für die Personen einmal mit dem Initiationsskript generiert und abgespeichert, damit diese für jede Simulation verwendet werden können. Danach werden wieder jeweils drei Simulationen mit jedem Lademanagement durchgeführt und die Daten abgespeichert.

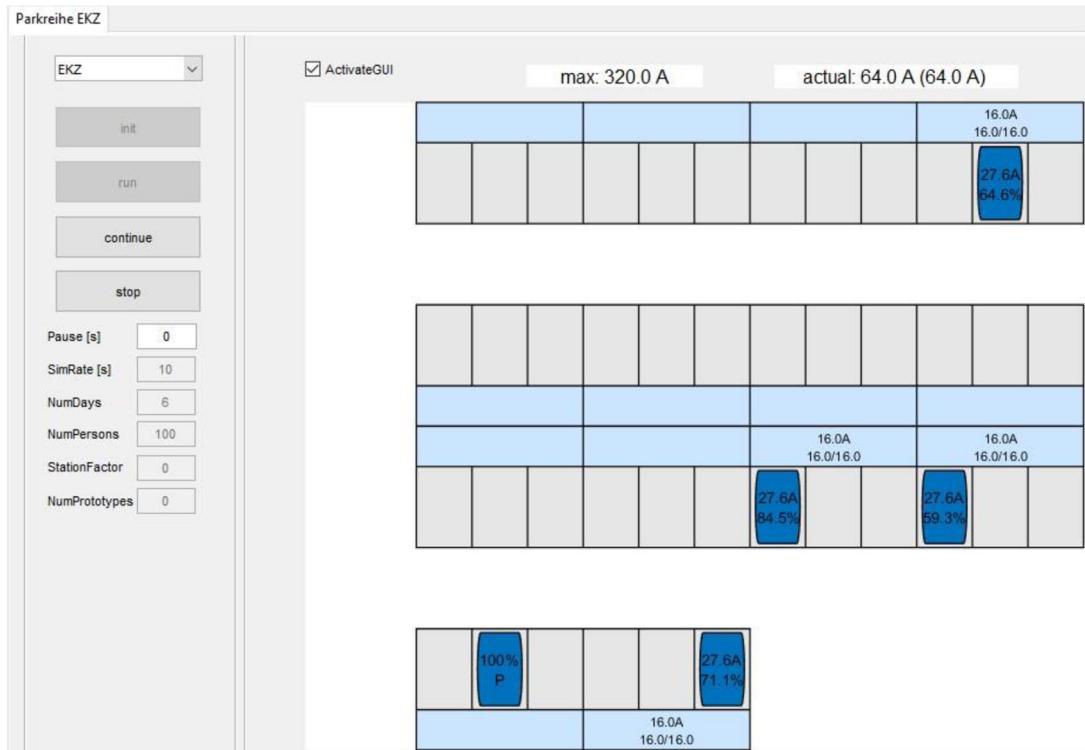


Abbildung 25: Eingangsparameter der Simulation des Szenarios Einkaufszentrum mit 100 Personen über 6 Tage (Parametrisierung 1.2)

Parametrisierung 1.3

Als letztes wird die Anzahl der Personen auf 200 erhöht. Gleichzeitig werden auch Ladestationen und die Absicherung der Unterverteilung nochmals verdoppelt, wie in Abbildung 26 zu sehen ist. Die Ladezeitpunkte, Ladedauern und Tagesfahrkilometer werden erzeugt und abgespeichert, sodass jede Simulation mit den gleichen Parametern durchgeführt werden kann. Mit diesen Parametern wird die dritte Simulationsreihe mit jedem Lademanagement durchgeführt und abgespeichert. Somit können in der Auswertung alle Simulationsreihen abgerufen, bewertet und auf Skalierbarkeit geprüft werden.

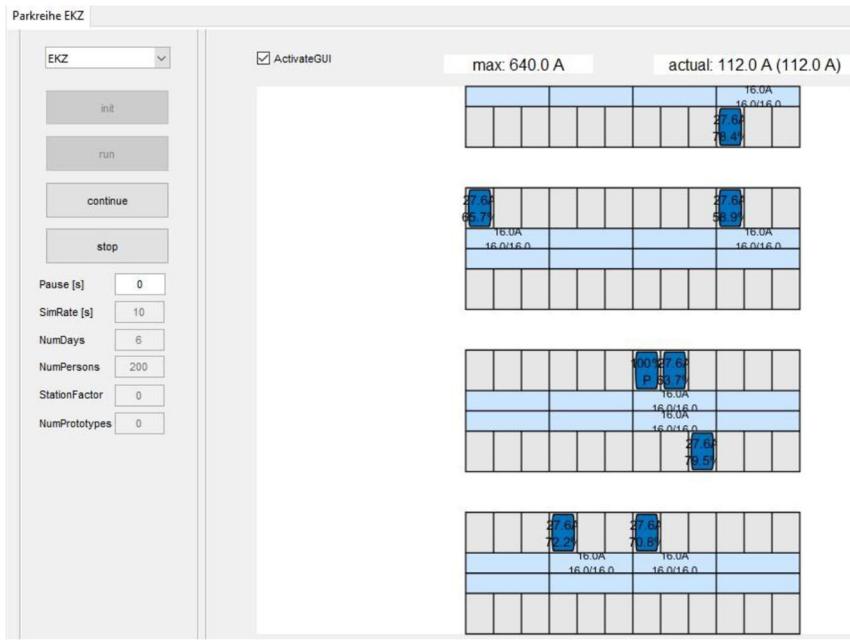


Abbildung 26: Eingangsparameter der Simulation des Szenarios Einkaufszentrum mit 200 Personen über 6 Tage (Parametrisierung 1.3)

Parametrisierung 2.1

Bei dieser Parametrisierung lädt jede erzeugte Person im Gegensatz zur Parametrisierung zuvor nur einmal. Die Anzahl der Ladungen pro Tag bleibt jedoch gleich. Dementsprechend werden mehr Personen erstellt. Die Ladezeitpunkte, die Ladedauern und die Tagesfahrkilometer werden wie in den vorherigen Abschnitten beschrieben erstellt und abgespeichert, damit für jede Simulationsreihe dieselben Parameter verwendet werden können. Zusätzlich wird bei dieser Parametrisierung der Batterieladestatus der Fahrzeuge erzeugt und abgespeichert. In Abbildung 27 sind die Eingangsparameter der Simulation zu sehen. Es werden 300 Personen generiert, die jeweils einmal im Simulationszeitraum von sechs Tagen auf dem Parkplatz mit sieben Ladestationen laden. Die Ausgangsparameter der Simulationsreihen sind im Anhang zu finden.

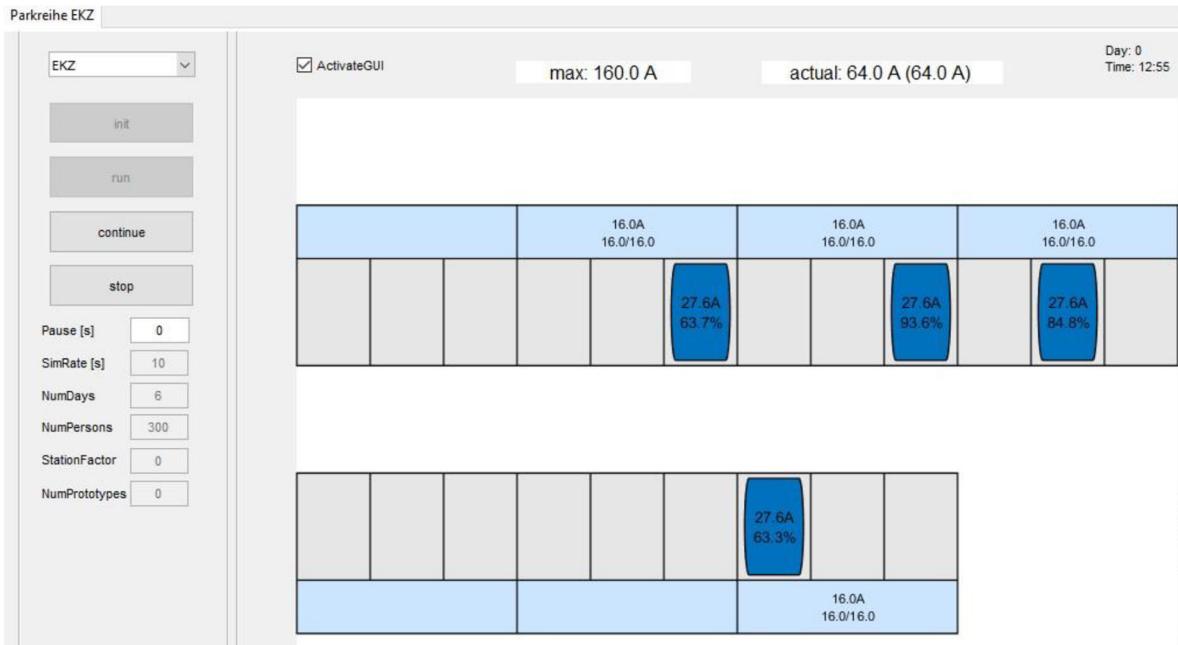


Abbildung 27: Eingangsparameter der Simulation des Szenarios Einkaufszentrum mit 300 Personen über 6 Tage (Parametrisierung 2.1)

Parametrisierung 2.2

Auch die im Abschnitt zuvor verwendete Parametrisierung soll auf Skalierbarkeit geprüft werden. Deshalb werden die Eingangsparameter, wie in Abbildung 28 dargestellt ist, verdoppelt. Es werden 600 Personen erstellt, die jeweils einmal im Simulationszeitraum laden, sodass 100 Personen pro Tag auf dem Parkplatz des Einkaufszentrums laden. Die Ladezeitpunkte, Ladedauern, Tagesfahrkilometer und der Batterieladezustand werden, wie bereits beschrieben, generiert und abgespeichert. Nach der Durchführung aller Simulationsreihen werden die Ausgangsparameter abgespeichert und liegen zur Auswertung bereit. Außerdem kann das Szenario mit der gewählten Parametrisierung auf Skalierbarkeit geprüft werden.

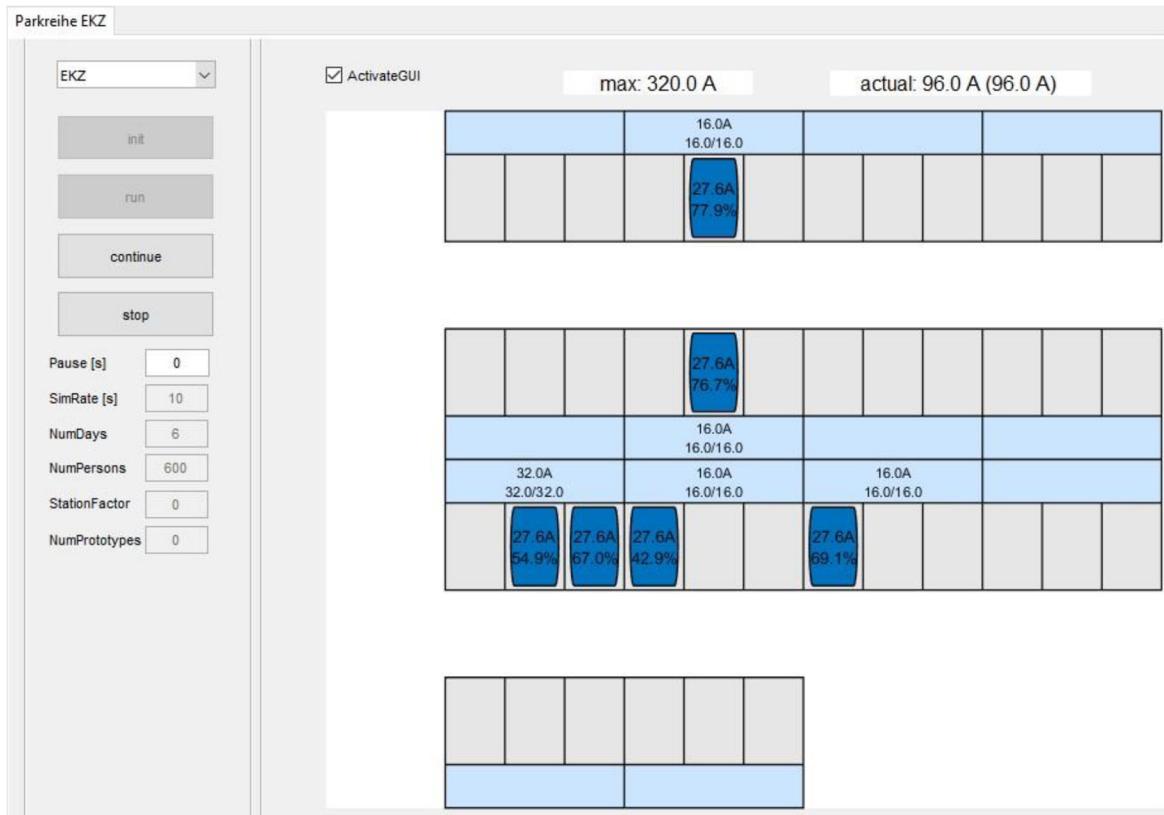


Abbildung 28: Eingangsparameter der Simulation des Szenarios Einkaufszentrum mit 300 Personen über 6 Tage (Parametrisierung 2.2)

Szenario Autobahn-Rastplatz

Für das Szenario Autobahn-Rastplatz werden verschiedene Parametrisierungen verwendet. Da schon während den Simulationen zu erkennen ist, dass die Lademanagements sehr wenig eingreifen, muss die Parametrisierung so verändert werden, dass der Einfluss der Lademanagements steigt. Deshalb wird in den ersten drei Parametrisierungen jeweils nur die Absicherung der Unterverteilung verändert. In der vierten Parametrisierung wird der Aufbau des Rastplatzes verändert. Diese Parametrisierung wird am Ende auf Skalierbarkeit geprüft. Dementsprechend wird sie mit dem doppelten Umfang erneut simuliert.

Parametrisierung 1

Für das Szenario Autobahn-Rastplatz werden 350 Personen erzeugt, die im gesamten Simulationszeitraum nur jeweils einmal laden. Außerdem werden sechs Schnellladestationen mit je einem Ladepunkt an einer mit 400 A abgesicherten Unterverteilung erstellt. Es werden sieben Tage simuliert. In Abbildung 29 sind die eingestellten Parameter zu sehen. Wie schon bei den vorherigen Szenarien werden jeweils

drei Simulationen mit jedem Lademanagement durchgeführt. Bevor die Simulationsreihen durchgeführt werden, werden die Ladezeitpunkte, die Ladedauern, die Tagesfahrkilometer und die Batterieladezustände generiert und abgespeichert. Die abgespeicherten Werte werden bei jedem Lademanagement verwendet, damit diese später bessere miteinander verglichen werden können. Die einzige statistische Abweichung in den Simulationen stellt die zufällige Parkplatzauswahl der Fahrzeuge dar. Die erhaltenen Ausgangsparameter der Simulationsreihen sind im Anhang aufgelistet. Im Vergleich zu den vorherigen Ausgangsparametern ist die Anzahl der Lademanagementaufrufe in der Ladestation nicht vorhanden. Bei Ladestationen mit nur einem Ladepunkt muss der Strom von der Ladestation nicht aufgeteilt werden. Somit sind die Aufrufe irrelevant.



Abbildung 29: Eingangsparameter der Simulation des Szenarios Autobahn-Rastplatz mit 350 Personen über 7 Tage (Parametrisierung 1)

Parametrisierung 2

Für die zweite Parametrisierung wird nur die Absicherung der Unterverteilung auf 250 A gesenkt. Die anderen Parameter bleiben gleich. Dies soll zu mehr Eingriffen des Lademanagements führen. Es werden die in Parametrisierung 1 erstellten Werte für die Ladezeitpunkte, die Ladedauern, die Tagesfahrkilometer und die Batterieladezustände verwendet. Die Größe und der Aufbau des Parkplatzes bleiben ebenfalls wie in Abbildung 29 dargestellt. Die Ausgangsparameter der Simulationen mit der beschriebenen Parametrisierung werden abgespeichert und sind im Anhang zu finden.

Parametrisierung 3

In der dritten Simulationsreihe wird die Absicherung der Unterverteilung nochmals auf 200 A gesenkt. Die anderen Parameter bleiben wie in Abbildung 29 dargestellt. Es werden die erzeugten Werte der ersten Parametrisierungen für Ladezeitpunkt, Parkdauer, Tagesfahrkilometer und Batterieladestatus verwendet. Die Ausgangsparameter für die Simulationen mit einer Absicherung der Unterverteilung von 200 A werden ebenfalls abgespeichert.

Parametrisierung 4.1

Für die nächste Simulationsreihe werden drei Schnellladestationen mit je 2 Ladepunkten erstellt, damit der Einfluss der Lademanagements größer wird und auch das Lademanagement in den Ladestationen eingreift. Die Absicherung der Unterverteilung bleibt bei 200 A. Es werden drei Simulationen mit 350 Personen über sieben Tage durchgeführt. Jede Person lädt nur einmal im gesamten Simulationszeitraum. Außerdem werden die in Parametrisierung 1 generierten Ladezeitpunkte, Ladedauern, Tagesfahrkilometer und Batterieladestatus für die Initialisierung der Personen und Fahrzeuge verwendet. Der Aufbau des Rastplatzes und die eingestellten Eingangsparameter sind in Abbildung 30 dargestellt.



Abbildung 30: Eingangsparameter der Simulation des Szenarios Autobahn-Rastplatz mit 350 Personen über 7 Tage (Parametrisierung 4.1)

Parametrisierung 4.2

Es wird die Skalierbarkeit der Parametrisierung 4.1 geprüft. Dazu werden für die nächsten Simulationsreihen die Anzahl der Personen und der Ladestationen verdoppelt. Außerdem wird die Absicherung der Unterverteilung auf 400 A erhöht. In Abbildung 31 sind die Eingangsparameter und der Rastplatz abgebildet. Es werden drei Simulationen mit 700 Personen und sechs Schnellladestationen mit je zwei Ladepunkten über sieben Tage für jedes Lademanagement durchgeführt. Jede der 700 Personen lädt nur einmal im gesamten Simulationszeitraum. Dazu werden die Ladezeitpunkte, Ladedauern und Tagesfahrkilometer für die Personen, sowie die Batterieladezustände der Fahrzeuge generiert. Die erzeugten Werte werden abgespeichert, damit sie bei der Initiierung für jedes Lademanagement verwendet werden können. Dadurch lassen sich die Simulationsreihen später besser vergleichen, weil die einzige statistische Abweichung die zufällige Parkplatz- bzw. Ladepunktauswahl ist. Die Ausgangsparameter werden abgespeichert und können somit bewertet und auf Skalierbarkeit geprüft werden.

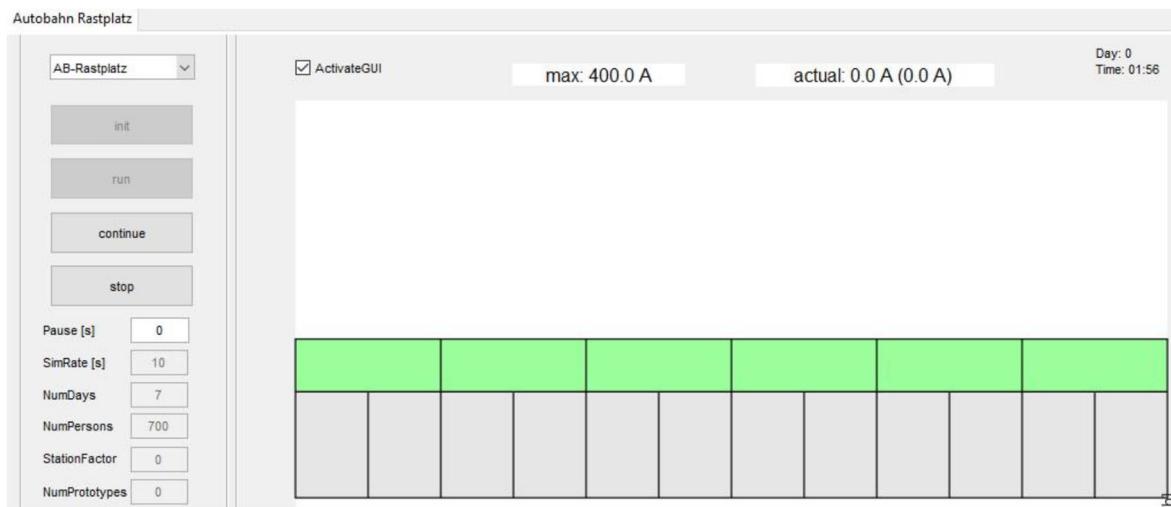


Abbildung 31: Eingangsparameter der Simulation des Szenarios Autobahn-Rastplatz mit 700 Personen über 7 Tage (Parametrisierung 4.2)

3.2.4. Bewertung der Lademanagementszenarien

In diesem Kapitel geht es um die Bewertung der einzelnen Lademanagements in Hinsicht auf die Testszenarien. Für jedes Testszenario werden die einzelnen Lademanagements unter Bezugnahme verschiedener Auswertungskriterien beurteilt. Dazu werden jeweils die Mittelwerte der drei durchgeführten Simulationen pro Lademanagement gebildet und miteinander verglichen. Zu Beginn des Kapitels werden die verschiedenen Auswertungskriterien beschrieben. Danach werden diese Kriterien verwendet, um die Lademanagements zu bewerten und Aussagen über deren Effizienz treffen zu können.

Beschreibung der Auswertungskriterien

Die Auswertungskriterien werden in die drei Kategorien Durchsatz, Dauer und Zufriedenheit untergliedert. In der Kategorie Durchsatz geht es um die aufgebrachte Ladeenergie. Diese wird einerseits pro Fahrzeug und andererseits pro Tag betrachtet. Zusätzlich wird das Ladepotential miteinbezogen. Das Ladepotential veranschaulicht die Energie, welche noch hätte geladen werden können. Dies ist vor allem aus ökonomischer Sicht besonders interessant für den Parkplatzbetreiber. Der Aspekt der Perspektive stellt einen weiteren wichtigen Punkt in der Bewertung der Szenarien dar. Jede Auswertungskategorie besitzt je nach Betrachtung eine andere Wichtigkeit. Werden die Daten aus Sicht des Betreibers bewertet, so sind beispielsweise der Durchsatz und damit die Wirtschaftlichkeit des Parkplatzes ausschlaggebend. Aus Sicht eines Kunden ist jedoch die Kategorie Zufriedenheit oder Dauer möglicherweise wichtiger. In der Kategorie Dauer wird betrachtet welche Zeit ein Fahrzeug durchschnittlich benötigt, um den Zielwert des Batterieladezustands zu erreichen. In der Kategorie Zufriedenheit werden die Fahrzeuge einzeln bewertet. Es wird aufgezeigt, wie viele Fahrzeuge ihr nächstes Ziel nicht erreichen können, weil sie zu wenig geladen haben. Außerdem wird dargelegt, wie oft der Zielwert des Batterieladezustandes nicht erreicht wurde und welche durchschnittliche Differenz des Batterieladezustandes zu dessen Sollwert besteht. Zusätzlich ist es möglich auch in dieser Kategorie das nicht genutzte Ladepotential miteinzubeziehen, da es auch für die Fahrzeugbesitzer wichtig ist, das volle Potential einer Ladung auszuschöpfen. Die Wichtigkeit der verschiedenen Auswertungskategorie verändert sich für jedes Szenario. Somit passt sich die Bewertung an die Gegebenheiten des Szenarios an, damit für jedes das effektivste Lademanagement gefunden werden kann.

Für die beschriebenen Auswertungskriterien wird ein entsprechendes Skript erstellt. Dieses Skript bildet aus den Ausgangsparametern der Simulationen den Mittelwert und die Standartabweichung und ordnet die Werte den Auswertungskriterien zu. Außerdem erzeugt das Skript Grafiken, die der Anschaulichkeit der Daten dienen sollen. Die in der folgenden Bewertung verwendeten Werte und Grafiken werden mit Hilfe dieses Skripts bestimmt.

Bewertung der Lademanagements auf einem Firmengelände

Für die Bewertung der Lademanagements auf einem Firmengelände werden die zuvor beschriebenen Auswertungskriterien und die Mittelwerte der durchgeführten Simulationsreihen verwendet. Zuerst wird der Durchsatz der verschiedenen Lademanagements betrachtet. In Abbildung 32 ist die Ladeenergie für jedes Lademanagement über den Simulationszeitraum von sieben Tagen dargestellt. Es ist zu sehen, dass das RS-LM mit einer Gesamtladeenergie von 4377,80 kWh am wenigsten Durchsatz erzielt. Deutlich mehr Energie wird mit dem in Gelb dargestellten perSOC-LM umgesetzt. Mit einer Gesamtladeenergie von 6199,63 kWh liegt es auf Platz drei. Die Lademanagements SOC und SOC_ext haben den besten Durchsatz und unterscheiden sich lediglich um 1,16 Prozent (78,16 kWh). Mit einem Durchsatz von 6711,37 kWh ist das SOC_ext-LM das beste Lademanagement. Auch beim verschwendeten Ladepotential spiegeln sich diese Ergebnisse wider. Mit dem SOC_ext-LM bleibt am wenigsten Ladeenergie ungenutzt. Danach kommt das SOC-LM, gefolgt vom perSOC-LM und auf dem letzten Platz das RS-LM. Werden die jeweiligen Werte der einzelnen Simulationen in Tabelle 5 bis Tabelle 8 betrachtet, lässt sich schlussfolgern, dass die Ergebnisse trotz der geringen Unterschiede des SOC-LM und des SOC_ext-LM deterministisch sind.

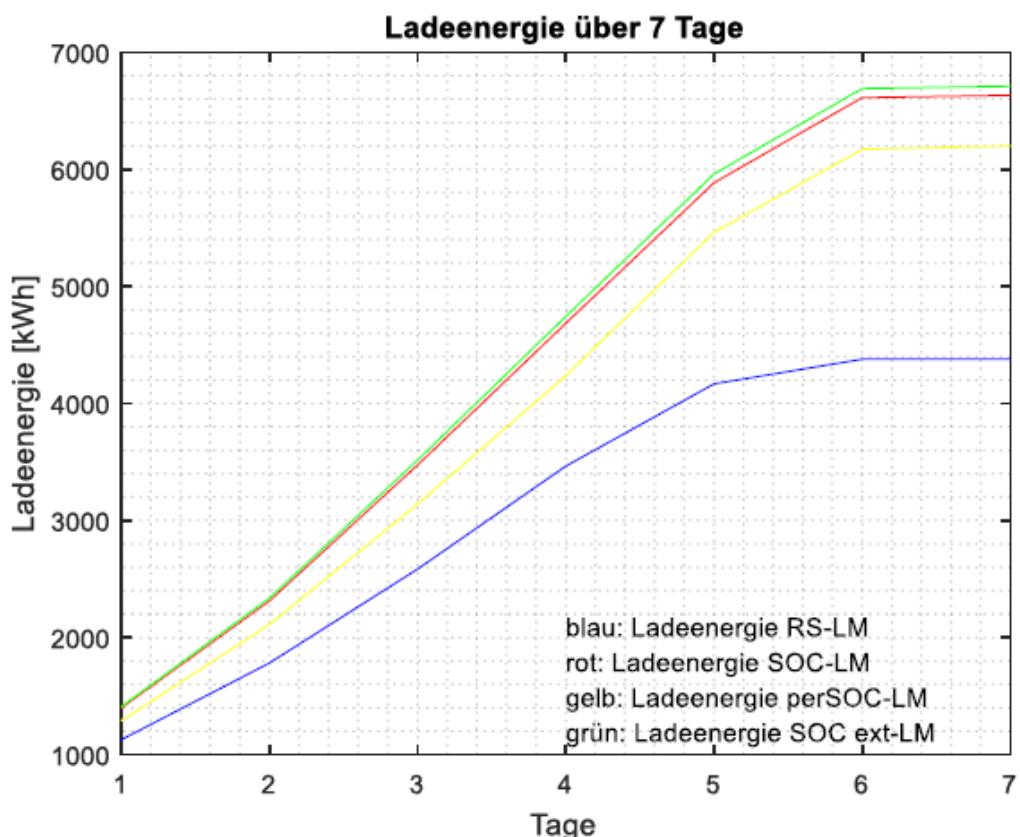


Abbildung 32: Ladeenergiedurchsatz verschiedener Lademanagements auf einem Firmengelände über sieben Tage

Tabelle 9: Gesamtladeenergie der verschiedenen Lademanagements auf einem Firmengelände

Durchsatz				
LM	RS	SOC	perSOC	SOC_ext
Mittelwert Ladeenergie [kWh]	4377,80	6633,21	6199,63	6711,37
Standartabweichung	29,57	55,29	54,89	19,56
SD in Prozent	0,68	0,83	0,89	0,29

Beim Betrachten der Ladedauer auf den Sollwert von 100 Prozent Batterieladezustand zeigen sich die gleichen Ergebnisse wie zuvor. Die längste durchschnittliche Ladedauer weist das RS-LM mit 7,21 Stunden auf. Die anderen Lademanagements liegen näher beieinander. Mit 5,73 Stunden liegt das perSOC-LM auf Platz drei gefolgt vom SOC-LM mit 5,43 Stunden. Die geringste durchschnittliche Ladedauer hat das SOC_ext-LM mit 5,13 Stunden.

Tabelle 10: Durchschnittliche Ladedauern der Lademanagements auf einen Batterieladestatus von 100 Prozent auf einem Firmengelände

Dauer				
LM	RS	SOC	perSOC	SOC_ext
Mittelwert Dauer [h]	7,21	5,43	5,73	5,13
Standartabweichung	0,05	0,03	0,03	0,01
SD in Prozent	0,71	0,59	0,60	0,19

Für das Auswertungskriterium Zufriedenheit werden die Werte in Tabelle 11 aufgenommen. Es ist zu sehen, dass auch in diesem Auswertungskriterium das SOC_ext-LM fast in jedem Bereich die besten Werte aufweist. Lediglich bei der durchschnittlichen Differenz des Batterieladestatus zum Sollwert liegt es nicht vorne. Dort liegt das perSOC-LM mit einer durchschnittlichen Differenz von 14,15 Prozent vorne. Da jedoch die Anzahl an Fahrzeugen, welche nicht das Ladeziel erreichen, beim perSOC-LM und beim SOC-LM deutlich höher ist als beim SOC_ext-LM, wie Tabelle 11 zeigt, ist dieser Wert nicht ausschlaggebend. Zusätzlich werden beim SOC_ext-LM auch deutlich weniger Fahrzeuge gestoppt als bei den anderen Lademanagements.

Tabelle 11: Mittelwerte des Auswertungskriteriums Zufriedenheit für ein Firmengelände

Zufriedenheit				
LM	RS	SOC	perSOC	SOC_ext
Stopped Cars	26	7	7	2
Anzahl SOC Sollwert nicht erreicht	135	90	107	52
Durchsch. Diff zu Sollwert [%]	28,61	16,45	14,15	19,09
Verschw. Ladepotential [kWh]	1154,06	583,92	593,34	434,63

Nach Bewertung der Daten ist das SOC_ext-LM eindeutig das beste Lademanagement für einen Parkplatz eines Firmengeländes. Außerdem könnte es möglicherweise noch besser auf die Parameter des Parkplatzes abgestimmt werden, indem die Ranking-Kriterien entsprechend gewichtet werden. Da das SOC_ext-LM jedoch einen großen Kommunikationsaufwand zwischen Ladestation und Fahrzeug erfordert, welcher aktuell noch nicht umgesetzt werden kann, ist das SOC-LM eine gute Alternative. Es lässt sich außerdem anhand der Auswertung sagen, dass Lademanagementsysteme mit zeitlich versetztem Laden effektiver sind, als Lademanagements mit prozentualer Stromverteilung. Das bereits vorhandene RS-LM ist, wie die Daten zeigen, auf einem Firmengelände nicht besonders effizient.

Bewertung der Lademanagements auf einem Einkaufszentrumsparkplatz

In diesem Abschnitt werden die Lademanagements auf einem Einkaufszentrumsparkplatz bewertet. Außerdem wird überprüft, ob die Größe des Parkplatzes und die Anzahl an Fahrzeugen skalierbar sind. Der Durchsatz der konzipierten Lademanagements für Parametrisierung 1.1 über den betrachteten Zeitraum von sechs Tagen bei 50 Personen und somit 300 Ladungen ist ähnlich groß. Das herkömmliche RS-LM hat einen eindeutig niedrigeren Durchsatz an Ladeenergie, wie in Abbildung 33 zu sehen ist. Die höchste mittlere Ladeenergie weist das SOC_ext-LM mit 2920,42 kWh auf. Die Lademanagements SOC und perSOC kommen jedoch fast auf den gleichen Durchsatz, wie Abbildung 33 zeigt. Werden die Mittelwerte und die Standartabweichung der drei Lademanagements in Tabelle 12 betrachtet, ist es jedoch nicht möglich zu sagen welches den besten Durchsatz aufweist, da sich dieser von Simulation zu Simulation verändern kann. Den geringsten Durchsatz an Ladeenergie hat das RS-LM mit 2711,60 kWh. Außerdem ist in Abbildung 33 zu sehen, dass die Ladeenergikurve gegen Ende des Simulationszeitraums abflacht.

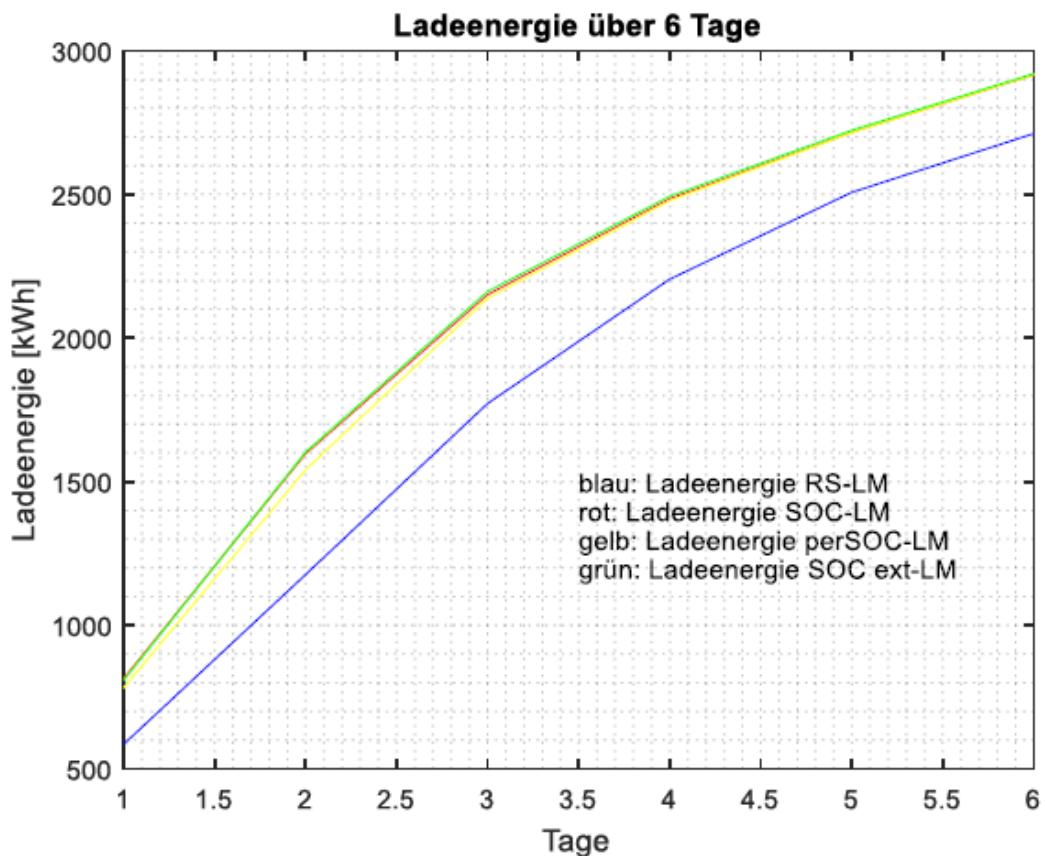


Abbildung 33: Ladeenergiedurchsatz von 50 Personen (300 Ladungen) für verschiedene Lademanagements auf einem Parkplatz eines Einkaufszentrums (Parametrisierung 1.1)

Tabelle 12: Gesamtladeenergie der verschiedenen Lademanagements für 50 Personen (300 Ladungen) auf einem Parkplatz eines Einkaufszentrums (Parametrisierung 1.1)

Durchsatz				
LM	RS	SOC	perSOC	SOC_ext
Mittelwert Ladeenergie [kWh]	2711,60	2916,20	2916,96	2920,42
Standartabweichung	7,41	4,55	2,57	0,69
SD in Prozent	0,27	0,16	0,09	0,02

Bei der durchschnittlichen Ladedauer zum Sollwert von 100 Prozent Batterieladestatus unterscheiden sich die Lademanagements nur geringfügig. Die kürzeste Ladedauer weist das SOC_ext-LM mit 2,45 Stunden im Durchschnitt auf. Danach kommt das perSOC-LM 2,46 und das SOC-LM mit 2,48 Stunden. Die längste Ladedauer hat das RS-LM mit 2,54 Stunden. Trotz der geringen Unterschiede lässt sich schlussfolgern, dass jedes der konzipierten Lademanagements besser als das herkömmliche RS-LM ist

und dass das SOC_ext-LM die besten Werte erzielt, da es in jeder der durchgeföhrten Simulationen die geringste durchschnittliche Ladedauer aufweist.

Tabelle 13: Durchschnittliche Ladedauern der Lademanagements auf einen Batterieladestatus von 100 Prozent bei 50 Personen (300 Ladungen) auf einem Einkaufszentrumsparkplatz (Parametrisierung 1.1)

Dauer				
LM	RS	SOC	perSOC	SOC_ext
Mittelwert Dauer [h]	2,54	2,48	2,46	2,45
Standartabweichung	0,03	0,02	0,01	0,00
SD in Prozent	1,26	0,75	0,30	0,13

Im Auswertungskriterium Zufriedenheit liegen die Lademanagements wieder nah beieinander. Nur das RS-LM fällt wieder etwas ab. In Tabelle 14 sind die aufgenommenen Mittelwerte dargestellt. Es ist zu sehen, dass das SOC_ext-LM in drei der vier Kategorien ganz vorne liegt. Jedoch sind die Unterschiede zu den Lademanagements SOC und perSOC gering. Nach Betrachtung der Ausgangsparameter der einzelnen Simulationen, welche im Anhang zu finden sind, lässt sich sagen, dass das SOC_ext-LM nur eindeutig bei der Anzahl der Ladungen, die nicht den Sollwert erreicht haben, am besten abschneidet. Eine weitere Auffälligkeit ist die Anzahl der Ladungen, die den Sollwert des Batterieladestatus nicht erreichen, in Bezug auf die Gesamtanzahl der Ladungen. Beim RS-LM wird beispielsweise bei jeder zweiten Ladung der Sollwert nicht erreicht. Dies liegt an den relativ kurzen Parkdauern und ist außerdem auch an der Höhe des verschwendeten Ladepotentials zu erkennen.

Tabelle 14: Mittelwerte des Auswertungskriteriums Zufriedenheit für 50 Personen (300 Ladungen) auf einem Einkaufszentrumsparkplatz (Parametrisierung 1.1)

Zufriedenheit				
LM	RS	SOC	perSOC	SOC_ext
Stopped Cars	5	3	3	3
Anzahl SOC Sollwert nicht erreicht	150	122	125	118
Durchsch. Diff zu Sollwert [%]	44,17	35,88	36,98	36,90
Verschw. Ladepotential [kWh]	3320,03	2194,22	2304,23	2171,05

Der Durchsatz an Ladeenergie für Parametrisierung 1.2 mit 100 Personen und damit 600 Ladungen auf einem Einkaufszentrumsparkplatz mit der entsprechend doppelten Anzahl an Ladestationen ist in Abbildung 34 dargestellt. Es ist zu sehen, dass die Kurvenverläufe von Abbildung 33 und Abbildung 34 sich

ähneln. Außerdem ist zu erkennen, dass sich die Ladeenergie des SOC_ext-LM ab Tag drei etwas von den Ladeenergien des SOC- und des perSOC-LM absetzt. Für diese Parametrisierung hat das SOC_ext-LM eindeutig den besten Durchsatz. Jedoch ist dieser nur um 0,93 Prozent besser als der des SOC-LM. Werden die Werte der Gesamtladeenergie aus Tabelle 12 betrachtet und mit den Werten in Tabelle 9 verglichen, haben sich diese in etwa verdoppelt. Der Durchsatz des SOC_ext-LM ist beispielsweise um das 2,03-fache gestiegen. Auch die Differenz zwischen dem Lademanagement mit dem geringsten Durchsatz (RS-LM) und dem mit dem höchsten Durchsatz (SOC_ext-LM) hat sich in etwa verdoppelt.

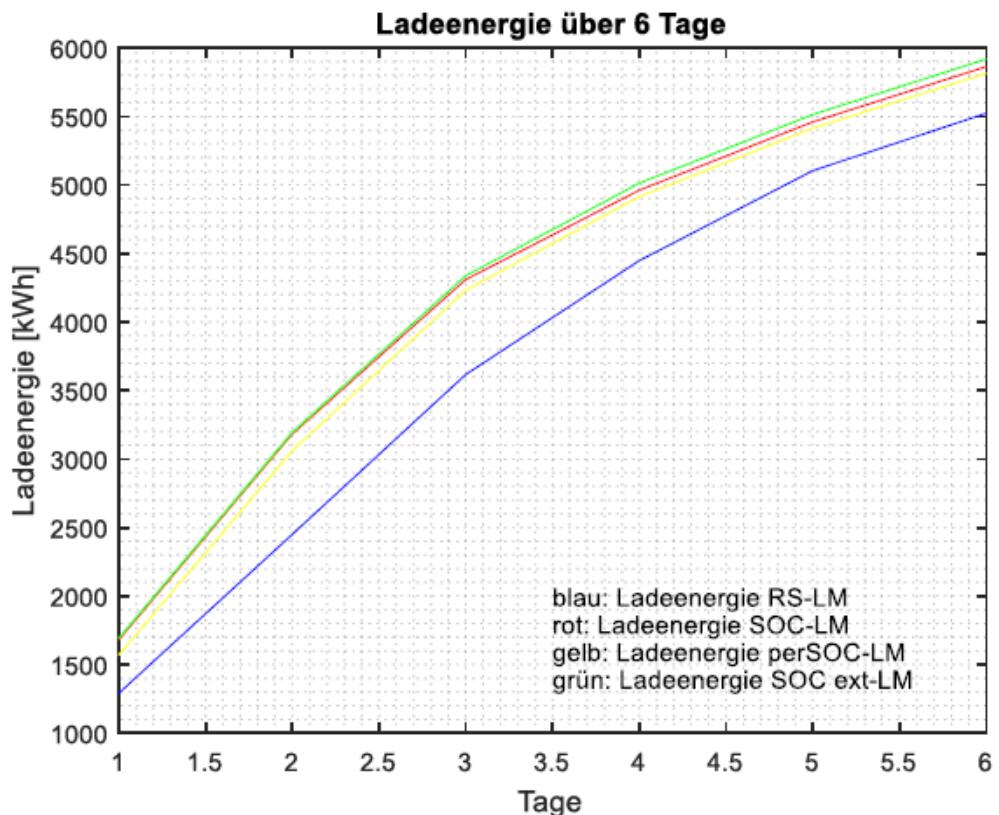


Abbildung 34: Ladeenergiedurchsatz von 100 Personen (600 Ladungen) für verschiedene Lademanagements auf einem Parkplatz eines Einkaufszentrums (Parametrisierung 1.2)

Tabelle 15: Gesamtladeenergie der verschiedenen Lademanagements für 100 Personen (600 Ladungen) auf einem Parkplatz eines Einkaufszentrums (Parametrisierung 1.2)

Durchsatz				
LM	RS	SOC	perSOC	SOC_ext
Mittelwert Ladeenergie [kWh]	5523,36	5863,38	5815,18	5918,71
Standartabweichung	31,81	38,73	3,85	3,94
SD in Prozent	0,58	0,66	0,07	0,07

Die durchschnittliche Ladedauer der Fahrzeuge bis zum Sollwert von 100 Prozent Batterieladestatus hat sich nur wenig verändert. Die größte Veränderung gab es beim SOC_ext-LM. Bei diesem Lademanagement hat sich Der Mittelwert der durchschnittlichen Ladedauer um 0,05 Stunden auf 2,50 Stunden erhöht. Die kürzesten Ladedauern haben das SOC- und das perSOC-LM mit 2,49 Stunden. Diese Werte sind jedoch nicht deterministisch, da bei jeder Simulation ein anderes der konzipierten Lademanagements den besten Wert liefern könnte. Eindeutig ist hingegen, dass das herkömmliche RS-LM am längsten benötigt, um ein Fahrzeug auf den gewünschten Ladestatus zu laden, wie Tabelle 16 zu sehen ist.

Tabelle 16: Durchschnittliche Ladedauern der Lademanagements auf einen Batterieladestatus von 100 Prozent bei 100 Personen (600 Ladungen) auf einem Einkaufszentrumsparkplatz (Parametrisierung 1.2)

Dauer				
LM	RS	SOC	perSOC	SOC_ext
Mittelwert Dauer [h]	2,56	2,49	2,49	2,50
Standartabweichung	0,03	0,00	0,01	0,01
SD in Prozent	1,05	0,09	0,52	0,44

Auch beim Auswertungskriterium Zufriedenheit haben sich die Werte für Stopped Cars, Anzahl SOC Sollwert nicht erreicht und verschwendetes Ladepotential in etwa verdoppelt. Außerdem ist zu sehen, dass das SOC-LM das SOC_ext-LM bei SOC Check eingeholt und beim Ladepotential überholt hat. Jedoch unterscheiden sich die Werte nur geringfügig, sodass es nach Betrachtung der einzelnen Ausgangsparameter kein eindeutig bestes Lademanagement gibt.

Tabelle 17: Mittelwerte des Auswertungskriteriums Zufriedenheit für 100 Personen (600 Ladungen) auf einem Einkaufszentrumsparkplatz (Parametrisierung 1.2)

Zufriedenheit				
LM	RS	SOC	perSOC	SOC_ext
Stopped Cars	11	7	7	6
Anzahl SOC Sollwert nicht erreicht	310	255	265	255
Durchsch. Diff zu Sollwert [%]	41,44	33,97	34,91	34,14
Verschw. Ladepotential [kWh]	6428,70	4336,39	4631,78	4352,55

Bei der Parametrisierung 1.3 wurden die Daten von 200 Personen und damit 1200 Ladungen an 28 Ladestationen erfasst. Der Durchsatz über den gesamten Simulationszeitraum ist in Abbildung 35

zusehen. Auch in diesem Fall ähnelt der Kurvenverlauf dem Verlauf der vorherigen Parametrisierungen. Die Lademanagements SOC, perSOC und SOC_ext liegen nah beieinander. Das RS-LM fällt etwas ab. Werden die Werte von Tabelle 15 mit denen aus Tabelle 18 verglichen ist zu erkennen, dass sich die Ladeenergie der Lademanagements wieder in etwa verdoppelt. Der Durchsatz des SOC-LM steigt beispielsweise um das 1,93-fache. Das SOC_ext-LM weist eindeutig den besten Durchsatz auf. Dieser ist jedoch nur um 1,13 Prozent besser als der Durchsatz des SOC-LM. Alle konzipierten Lademanagements schneiden jedoch besser ab als das herkömmliche RS-LM.

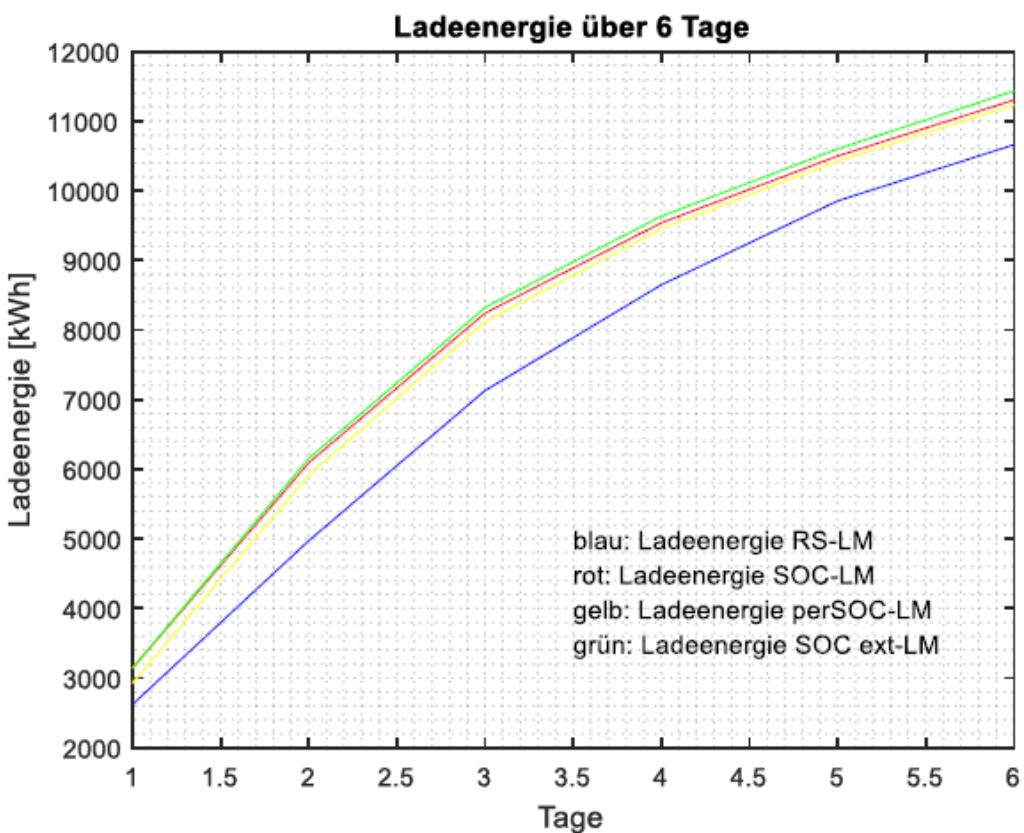


Abbildung 35: Ladeenergiedurchsatz von 200 Personen (1200 Ladungen) für verschiedene Lademanagements auf einem Parkplatz eines Einkaufszentrums (Parametrisierung 1.3)

Tabelle 18: Gesamtladeenergie der verschiedenen Lademanagements für 200 Personen (1200 Ladungen) auf einem Parkplatz eines Einkaufszentrums (Parametrisierung 1.3)

Durchsatz				
LM	RS	SOC	perSOC	SOC_ext
Mittelwert Ladeenergie [kWh]	10660,22	11302,45	11230,50	11431,66
Standartabweichung	180,15	64,75	26,93	15,27
SD in Prozent	1,69	0,57	0,24	0,13

Die durchschnittliche Ladedauer verändert sich wieder nur geringfügig und ist in etwa identisch zur ersten Simulationsreihe. Es lässt sich wieder keins der konzipierten Lademanagements eindeutig hervorheben.

Tabelle 19: Durchschnittliche Ladedauern der Lademanagements auf einen Batterieladestatus von 100 Prozent bei 200 Personen (1200 Ladungen) auf einem Einkaufszentrumsparkplatz (Parametrisierung 1.3)

Dauer				
LM	RS	SOC	perSOC	SOC_ext
Mittelwert Dauer [h]	2,53	2,48	2,46	2,45
Standartabweichung	0,02	0,01	0,01	0,03
SD in Prozent	0,73	0,58	0,33	1,02

Für das Auswertungskriterium Zufriedenheit ist auffällig, dass sich die Anzahl der gestoppten Fahrzeuge in etwa verdreifacht. Die Werte für die Anzahl der Ladungen, die den Sollwert nicht erreicht haben, und das verschwendete Ladepotenzial verdoppeln sich zirka im Vergleich zur vorherigen Parametrisierung. Das SOC_ext-LM führt dabei die meisten Kategorien an. Nur bei der durchschnittlichen Differenz zu 100 Prozent Batterieladestatus ist das SOC-LM etwas besser. Jedoch lässt sich auf Grund der Abweichungen der einzelnen Simulationen keins der konzipierten Lademanagements eindeutig hervorheben.

Tabelle 20: Mittelwerte des Auswertungskriteriums Zufriedenheit für 200 Personen (1200 Ladungen) auf einem Einkaufszentrumsparkplatz (Parametrisierung 1.3)

Zufriedenheit				
LM	RS	SOC	perSOC	SOC_ext
Stopped Cars	30	23	24	21
Anzahl SOC Sollwert nicht erreicht	588	532	534	529
Durchsch. Diff zu Sollwert [%]	41,09	35,14	36,76	35,38
Verschw. Ladepotential [kWh]	12083,76	9351,45	9815,91	9349,98

Anhand der Daten lässt sich sagen, dass sowohl aus Parkplatzbetreiber- als auch aus Kundensicht das SOC_ext-LM im Durchschnitt am effektivsten ist. Jedoch bieten das SOC- und das perSOC-LM gute Alternativen, die teilweise in den Einzelsimulationen bessere Werte vorgewiesen haben und mit geringerem technischem Aufwand umgesetzt werden können. Erst bei größeren Parkplätzen ist ein eindeutiger Unterschied zwischen dem SOC_ext und den Lademanagements SOC und perSOC beim Durchsatz zu

sehen. Dabei ist das SOC-LM ein wenig besser als das perSOC-LM. Auf Grund der relativ kurzen Parkdauern könnte eine Gewichtung der Parkdauer im SOC_ext eine zusätzliche Verbesserung darstellen. Das herkömmliche RS-LM schneidet deutlich schlechter ab als die anderen Lademanagements. Durch die Daten lässt sich außerdem zeigen, dass das Szenario skalierbar ist. Bei einer Vergrößerung des Simulationsumfangs vergrößern sich die erhaltenen Daten gleichermaßen. Lediglich die Anzahl an gestoppten Fahrzeugen wächst nicht linear. Da die Fahrzeuge bei dieser Parametrisierung auf Grund der geringen Tagesfahrkilometer und des mehrmaligen Ladens im simulierten Zeitraum gegen Ende nur noch sehr wenig Energie laden, wurden Simulationen mit einer weiteren Parametrisierung durchgeführt. Bei dieser Parametrisierung lädt jede Person nur einmal.

In Abbildung 36 ist zu sehen, dass die Ladeenergie bei dieser Parametrisierung über den gesamten Simulationszeitraum konstant steigt. Außerdem sind bereits bei einer geringen Anzahl an Ladungen pro Tag Unterschiede zwischen den konzipierten Lademanagements zu erkennen. Das herkömmliche RS-LM fällt, wie auch bei der ersten Parametrisierung, ab. Der Gesamtdurchsatz in Tabelle 21 zeigt außerdem, dass bei dieser Parametrisierung deutlich mehr Energie geladen wird als zuvor. Das SOC_ext-LM hat den höchsten Durchsatz, gefolgt vom SOC-LM auf dem zweiten Platz und dem perSOC-LM auf dem dritten Platz. Das RS-LM hat einen 19,48 Prozent geringeren Durchsatz als das SOC_ext-LM und damit den niedrigsten Durchsatz. Der Unterschied der beiden besten Lademanagements liegt bei 1,37 Prozent.

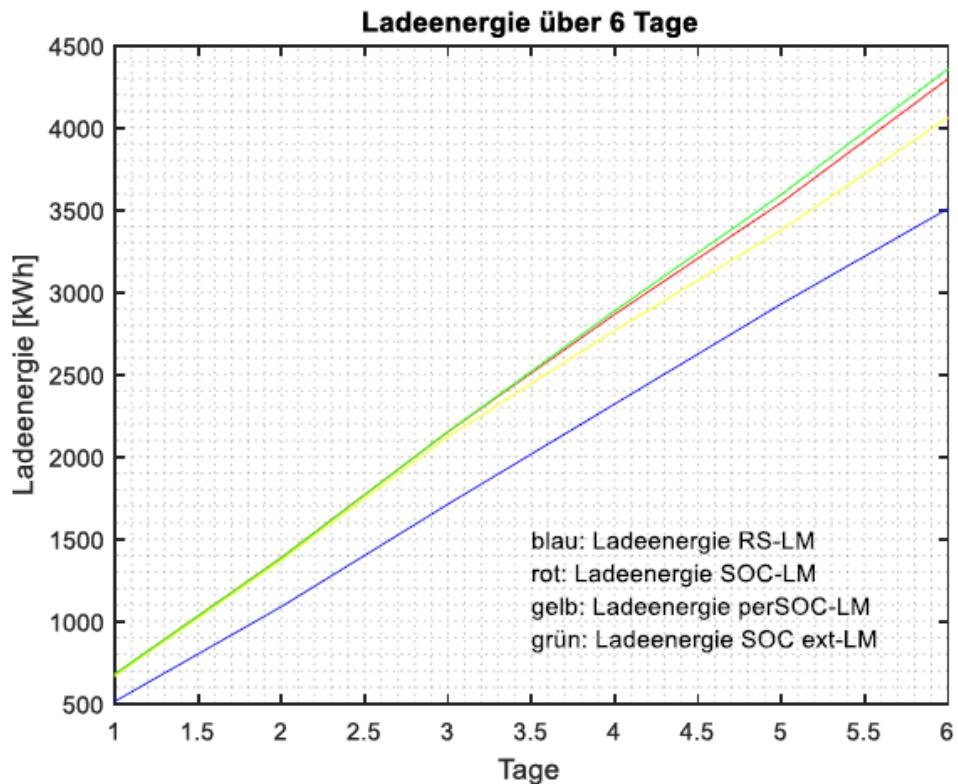


Abbildung 36: Ladeenergiedurchsatz von 300 Personen (300 Ladungen) für verschiedene Lademanagements auf einem Parkplatz eines Einkaufszentrums (Parametrisierung 2.1)

Tabelle 21: Gesamtladeenergie der verschiedenen Lademanagements für 300 Personen (300 Ladungen) auf einem Parkplatz eines Einkaufszentrums (Parametrisierung 2.1)

Durchsatz				
LM	RS	SOC	perSOC	SOC_ext
Mittelwert Ladeenergie [kWh]	3507,61	4296,40	4060,77	4355,93
Standartabweichung	15,94	15,41	10,99	31,05
SD in Prozent	0,45	0,36	0,27	0,71

Auch für die durchschnittlichen Ladedauern zum Sollwert des Batterieladestatus in Tabelle 22 lässt sich eine eindeutige Reihenfolge erkennen. Diese spiegelt die Reihenfolge des Durchsatzes wider. Außerdem fällt auf, dass die Dauer deutlich höher als bei der vorherigen Parametrisierung ist, was ein Indiz dafür ist, dass die Fahrzeuge der ersten Parametrisierung gegen Ende der Simulation weniger geladen haben, weil die Batterie während der Fahrt nur gering entladen wurde.

Tabelle 22: Durchschnittliche Ladedauern der Lademanagements auf einen Batterieladestatus von 100 Prozent bei 300 Personen (300 Ladungen) auf einem Einkaufszentrumsparkplatz (Parametrisierung 2.1)

Dauer				
LM	RS	SOC	perSOC	SOC_ext
Mittelwert Dauer [h]	3,40	3,22	3,30	3,12
Standartabweichung	0,04	0,02	0,03	0,03
SD in Prozent	1,05	0,53	0,83	0,84

Beim Auswertungskriterium der Zufriedenheit liegt das SOC_ext-LM in drei der vier Kategorien auf Platz eins, jedoch lässt sich für die Anzahl der gestoppten Fahrzeuge kein eindeutiges Ergebnis bestimmen. Auch bei der durchschnittlichen Differenz zum Sollwert des Batterieladezustandes, bei dem das SOC-LM vorne liegt, lässt sich keine eindeutige Reihenfolge auf Grund von Abweichungen in den Simulationen bestimmen. Zusammenfassend ist das SOC_ext-LM bei diesem Kriterium vorne, da es in zwei der vier Kategorien eindeutig die besten Werte liefert. Das SOC-LM ist das zweitbeste Lademanagement in diesem Kriterium gefolgt vom perSOC-LM. Am schlechtesten schneidet das RS-LM ab.

Tabelle 23: Mittelwerte des Auswertungskriteriums Zufriedenheit für 300 Personen (300 Ladungen) auf einem Einkaufszentrumsparkplatz (Parametrisierung 2.1)

Zufriedenheit				
LM	RS	SOC	perSOC	SOC_ext
Stopped Cars	4	3	3	3
Anzahl SOC Sollwert nicht erreicht	216	204	218	193
Durchsch. Diff zu Sollwert [%]	23,60	17,32	18,34	17,66
Verschw. Ladepotential [kWh]	2552,59	1763,80	1999,42	1704,27

Damit auch diese Parametrisierung auf Skalierbarkeit geprüft werden kann, wurde der Simulationsumfang verdoppelt. Dazu wurden 600 Personen erstellt, die jeweils einmal im Simulationszeitraum laden. Der Verlauf der Ladeenergiekurve in Abbildung 37 ähnelt dem der Kurve in Abbildung 36. Die Werte in Tabelle 24 zeigen, dass sich die Gesamtladeenergie in etwa verdoppelt hat. Die Energie des SOC_ext-LM ist beispielsweise um das 1,96-fache gestiegen und die des RS-LM um das 1,98-fache. Außerdem ist dieselbe Reihenfolge wie zuvor zu erkennen. Das SOC_ext-LM hat den besten Durchsatz. Das SOC-LM ist um 1,24 Prozent schlechter und das perSOC-LM liegt auf Platz drei. Am schlechtesten ist das RS-LM mit einem 18,5 Prozentig schlechteren Durchsatz als das SOC_ext-LM.

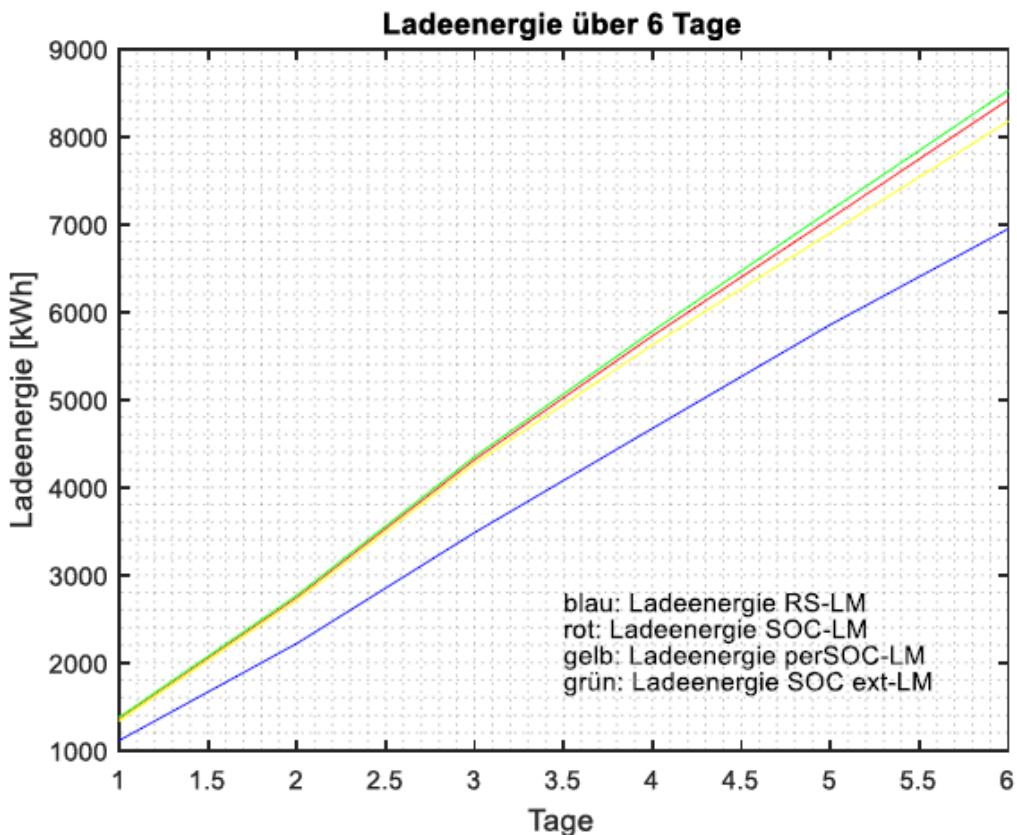


Abbildung 37: Ladeenergiedurchsatz von 600 Personen (600 Ladungen) für verschiedene Lademanagements auf einem Parkplatz eines Einkaufszentrums (Parametrisierung 2.2)

Tabelle 24: Gesamtladeenergie der verschiedenen Lademanagements für 600 Personen (600 Ladungen) auf einem Parkplatz eines Einkaufszentrums (Parametrisierung 2.2)

Durchsatz				
LM	RS	SOC	perSOC	SOC_ext
Mittelwert Ladeenergie [kWh]	6944,41	8414,83	8170,70	8520,90
Standartabweichung	4,31	27,57	30,29	15,02
SD in Prozent	0,06	0,33	0,37	0,18

Die durchschnittliche Ladedauer bis zum Erreichen des Sollwertes von 100 Prozent Batteriestatus in Tabelle 25 steigt leicht an im Vergleich zu den Werten in Tabelle 22. Die Reihenfolge der Lademanagements bleibt hingegen gleich. Das SOC_ext-LM besitzt die kürzeste Durchschnittsdauer bis der Sollwert erreicht wird. Am längsten müssen die Fahrzeuge beim RS-LM im Durchschnitt laden, um den Sollwert zu erreichen. Wie in Tabelle 23 zu sehen ist, erreichen viele Fahrzeuge den Sollwert erst gar nicht, vor allem auf Grund der kurzen Parkdauern dieses Szenarios. Jedoch laden beim SOC_Ext-LM 45 Fahrzeuge

mehr ihre Batterie komplett auf als beim RS-LM. Auch bei den anderen Lademanagements ist die Anzahl der Fahrzeuge, die vollladen größer als beim RS-LM. Gleichzeitig ist auch die Skalierbarkeit des Szenarios an diesen Werten zu erkennen, da sich alle Werte, außer die Durchschnittswerte, in etwa verdoppeln. Deshalb ist das SOC_ext-LM auch beim nicht genutzten Ladepotential vorne, wie auch bei der Parametrisierung zuvor.

Tabelle 25: Durchschnittliche Ladedauern der Lademanagements auf einen Batterieladestatus von 100 Prozent bei 600 Personen (600 Ladungen) auf einem Einkaufszentrumsparkplatz (Parametrisierung 2.2)

Dauer				
LM	RS	SOC	perSOC	SOC_ext
Mittelwert Dauer [h]	3,52	3,37	3,46	3,27
Standartabweichung	0,07	0,04	0,03	0,03
SD in Prozent	1,90	1,16	0,98	1,05

Tabelle 26: Mittelwerte des Auswertungskriteriums Zufriedenheit für 600 Personen (600 Ladungen) auf einem Einkaufszentrumsparkplatz (Parametrisierung 2.2)

Zufriedenheit				
LM	RS	SOC	perSOC	SOC_ext
Stopped Cars	8	7	8	7
Anzahl SOC Sollwert nicht erreicht	433	415	434	388
Durchsch. Diff zu Sollwert [%]	23,64	17,59	17,93	18,26
Verschw. Ladepotential [kWh]	5121,01	3650,59	3894,71	3544,52

Die Auswertungskriterien bestätigen die Ergebnisse der ersten Parametrisierung. Sie sind sogar noch aussagekräftiger, da die Unterschiede zwischen den konzipierten Lademanagements etwas größer sind als bei der Parametrisierung zuvor. Dies führt zu der Schlussfolgerung, dass je mehr Energie von den Fahrzeugen geladen wird, desto deutlicher werden die Unterschiede zwischen den Lademanagements. Bei der ersten Parametrisierung laden die Fahrzeuge gegen Ende nur noch wenig Energie, dementsprechend gering sind die Unterschiede in der Auswertung. Die Mittelwerte zeigen eine Tendenz über die Effektivität der Lademanagements auf, jedoch sind einige dieser Werte bei genauer Betrachtung der Ausgangsparameter der einzelnen Simulationen nicht deterministisch. Bei der zweiten Parametrisierung laden die Fahrzeuge über den gesamten Zeitraum konstant. Zudem ist die Gesamtladeenergie bei der

gleichen Anzahl an Ladungen etwa 1,4-mal so groß wie bei der ersten Parametrisierung. Dementsprechend sind auch die Unterschiede zwischen den Lademanagements größer und lassen sich eindeutig aufzeigen. Neben der Bewertung der Lademanagements lässt sich auch die Skalierbarkeit des Szenarios anhand der Daten bestätigen.

Bewertung der Lademanagements auf einem Autobahn-Rastplatz

In diesem Abschnitt werden die unterschiedlichen Lademanagements auf einem Autobahn-Rastplatz bewertet. Dazu werden die verschiedenen Parametrisierungen betrachtet. Außerdem wird das Szenario auf Skalierbarkeit überprüft.

In den ersten drei Parametrisierungen mit sechs Ladestationen mit je einem Ladepunkt wird lediglich die Absicherung der Unterverteilung verringert. Das hat den Grund, dass kaum Unterschiede zwischen den Auswertungskriterien der Lademanagements zu erkennen sind und die Lademanagements selten aufgerufen werden. Die Auswertungsdateien der ersten beiden Parametrisierungen sind im Anhang zu finden. Erst bei einer Absicherung von 200 A sind leichte Unterschiede festzustellen. Diese Absicherung wäre jedoch in der Realität zu klein für einen Parkplatz dieser Größe, mit einem Maximalstrom von 750 A bei einer Ladeleistung von 50 kW für jeden der sechs Ladepunkte. In Abbildung 38 ist der Ladeenergiedurchsatz der verschiedenen Lademanagements zu sehen. Der Durchsatz des RS-LM fällt etwas ab. Die Unterschiede zwischen den anderen Lademanagements sind erst in Tabelle 27 zu erkennen. Das SOC-LM weist den besten Durchsatz auf, gefolgt vom perSOC-LM und vom SOC_ext-LM. Der Unterschied zwischen den ersten beiden Lademanagements beträgt jedoch nur 0,02 Prozent. Auch der Unterschied zwischen dem SOC-LM und dem RS-LM beträgt nur 2,22 Prozent. Da jedoch die Abweichungen der Simulationen sehr gering sind lässt sich die Reihenfolge der Lademanagements eindeutig festlegen.

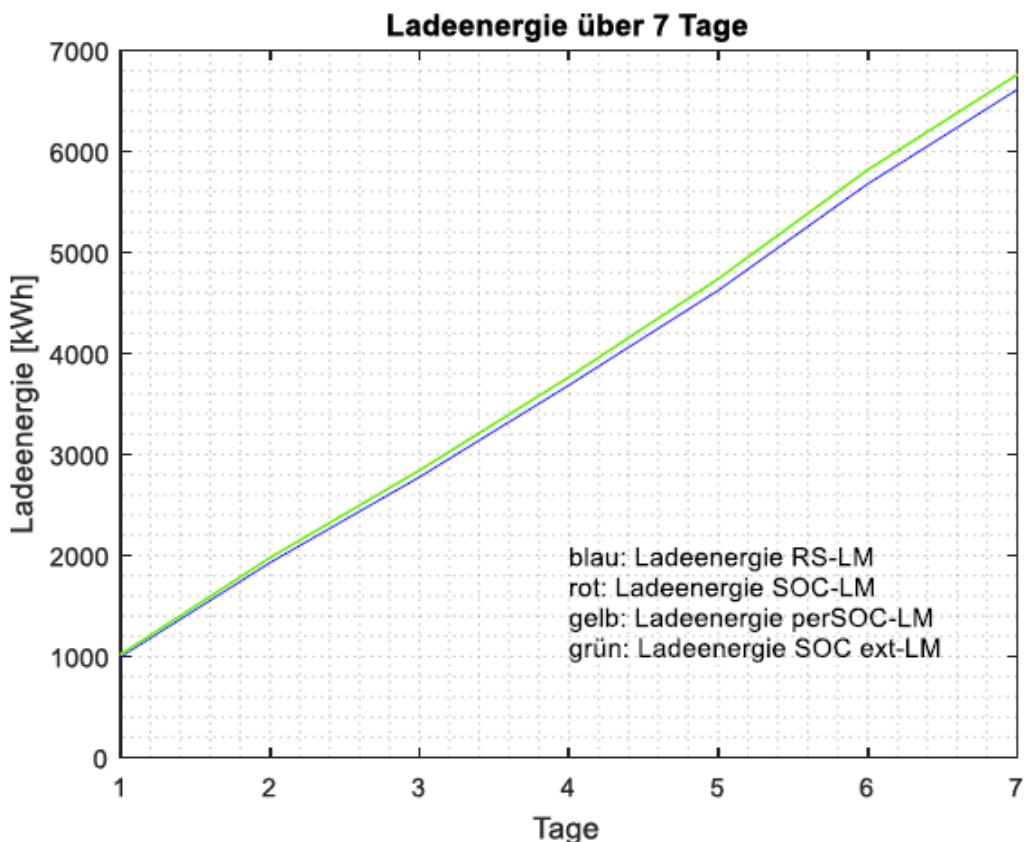


Abbildung 38: Ladeenergiedurchsatz von 350 Personen (350 Ladungen) für verschiedene Lademanagements auf einem Autobahn-Rastplatz mit 6x1 Ladestationen

Tabelle 27: Gesamtladeenergie der verschiedenen Lademanagements für 350 Personen (350 Ladungen) auf einem Autobahn-Rastplatz mit 6x1 Ladestationen

Durchsatz				
LM	RS	SOC	perSOC	SOC_ext
Mittelwert	6609,94	6760,17	6758,58	6755,37
Ladeenergie [kWh]				
Standartabweichung	0,90	0	0,00	0,17
SD in Prozent	0,01	0	0,00	0,00

Auch die Dauern bis der Sollwert erreicht wird unterscheiden sich nur geringfügig. Ein Grund dafür könnte sein, dass der Sollwert von 80 Prozent nur selten erreicht wird. In Tabelle 29 in der Zeile mit der Anzahl der Fahrzeuge, die den Sollwert nicht erreichen, ist zu sehen, dass nur etwa jede siebte Ladung den vorgegebenen Sollwert erreicht. Die kürzeste Dauer hat dabei das RS-LM, wie in Tabelle 28 zu erkennen ist. Außerdem erreichen beim RS-LM die meisten Fahrzeuge den vorgegebenen Sollwert.

Tabelle 28: Durchschnittliche Ladedauern der Lademanagements auf einen Batterieladestatus von 80 Prozent bei 350 Personen (350 Ladungen) auf einem Autobahn-Rastplatz mit 6x1 Ladestationen

Dauer				
LM	RS	SOC	perSOC	SOC_ext
Mittelwert Dauer [h]	0,62	0,63	0,64	0,63
Standartabweichung	0,00	0	0	0,00
SD in Prozent	0,10	0	0	0,15

In Tabelle 29 ist zu sehen, dass beim Auswertungskriterium Zufriedenheit jedes Lademanagements in einer Kategorie vorne liegt. Somit ist es schwierig zu sagen welches der Lademanagements am geeigneten für einen Autobahn-Rastplatz ist. Um die Eingriffe und damit die Einflussnahme der Lademanagements zu erhöhen, wurde der Autobahn-Rastplatz auf drei Schnellladestationen mit je zwei Ladepunkten umgerüstet. Dabei wurde die Absicherung der Unterverteilung nicht verändert.

Tabelle 29: Mittelwerte des Auswertungskriteriums Zufriedenheit für 350 Personen (350 Ladungen) auf einem Autobahn-Rastplatz mit 6x1 Ladestationen

Zufriedenheit				
LM	RS	SOC	perSOC	SOC_ext
Stopped Cars	16	5	9	4
Anzahl SOC Sollwert nicht erreicht	284	309	303	305
Durchsch. Diff zu Sollwert [%]	49,91	45,71	46,28	46,11
Verschw. Ladepotential [kWh]	7095,17	7062,68	7011,23	7032,18

Durch die Umrüstung der Ladestationen sind deutlichere Unterschiede zwischen den Lademanagements zu erkennen. Beim Durchsatz mit der Parametrisierung 4 fällt auf, dass das perSOC-LM unverkennbar abfällt. Das RS-LM liegt auch etwas unterhalb des SOC- und SOC_ext-LM. In Abbildung 39 ist außerdem zu sehen, dass sich das SOC-LM und das SOC_ext-LM kaum unterscheiden. Die Mittelwerte der beiden Lademanagements liegen nur 0,06 Prozent auseinander. Auf Grund der Abweichungen lässt sich somit kein Lademanagement als eindeutig besser klassifizieren. Deutlich ist hingegen der Unterschied zwischen dem perSOC-LM und dem SOC-LM. Dieser beträgt 40,27 Prozent. Das herkömmliche RS-LM ist lediglich um 6,52 Prozent schlechter als das SOC-LM. Werden Tabelle 27 und Tabelle 30 verglichen, ist festzustellen, dass der Durchsatz mit sechs Ladestationen zwar höhere ist, der Unterschied zu drei Ladestationen jedoch geringer als erwartet ausfällt. Für einen Rastplatzbetreiber könnte dieser

Aspekt aus ökonomischer Sicht interessant sein, da dieser mit dem richtigen Lademanagement nur die Hälfte an Ladestationen benötigen würde.

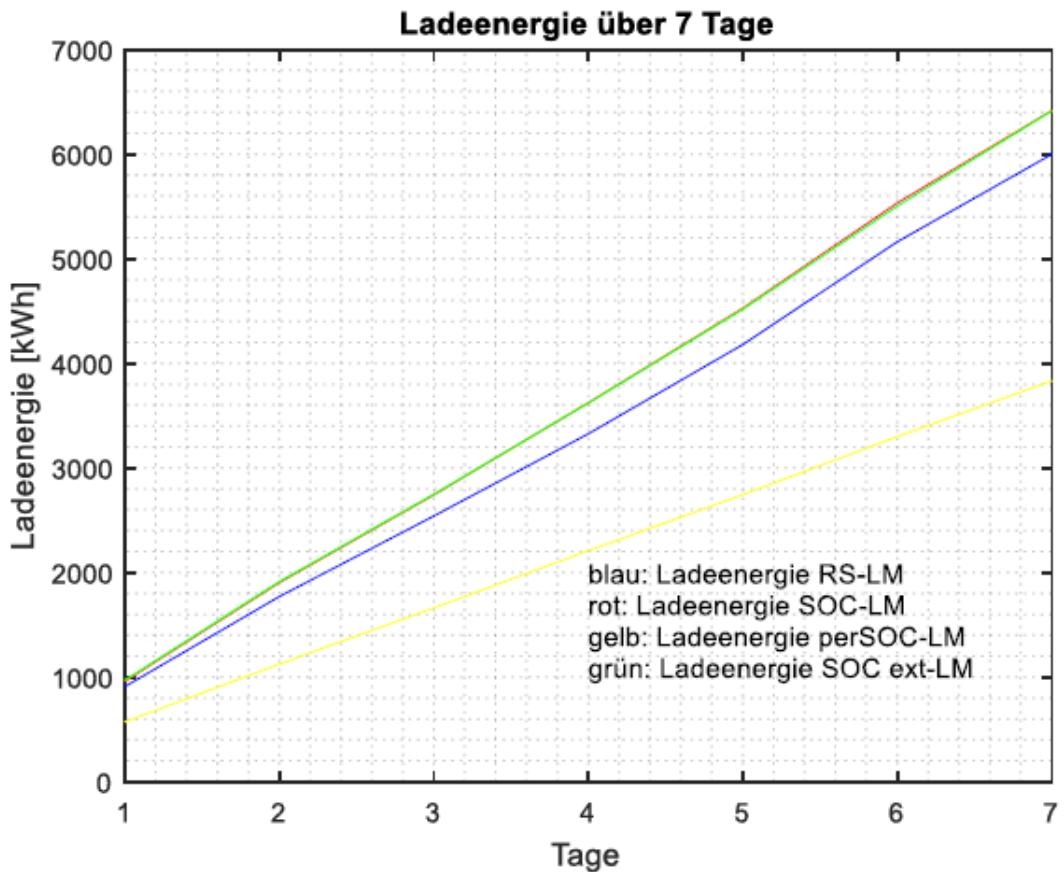


Abbildung 39: Ladeenergiedurchsatz von 350 Personen (350 Ladungen) für verschiedene Lademanagements auf einem Autobahn-Rastplatz mit 3x2 Ladestationen

Tabelle 30: Gesamtladeenergie der verschiedenen Lademanagements für 350 Personen (350 Ladungen) auf einem Autobahn-Rastplatz mit 3x2 Ladestationen

Durchsatz				
LM	RS	SOC	perSOC	SOC_ext
Mittelwert Ladeenergie [kWh]	5997,89	6415,95	3832,24	6412,21
Standartabweichung	121,42	65,40	15,06	17,65
SD in Prozent	2,02	1,02	0,39	0,28

Beim Betrachten der durchschnittlichen Ladedauern bis zum Sollwert in Tabelle 31 fällt auf, dass für das perSOC kein Wert eingetragen ist. Das hat den Grund, dass keine der Ladungen den Sollwert erreicht, wie in Tabelle 32 zu sehen ist. Die anderen Lademanagements weichen kaum voneinander ab. Auch im Vergleich zu Tabelle 28 mit sechs Ladestationen ergeben sich ähnliche Werte.

Tabelle 31: Durchschnittliche Ladedauern der Lademanagements auf einen Batterieladestatus von 80 Prozent bei 350 Personen (350 Ladungen) auf einem Autobahn-Rastplatz mit 3x2 Ladestationen

Dauer				
LM	RS	SOC	perSOC	SOC_ext
Mittelwert Dauer [h]	0,63	0,62	NaN	0,62
Standartabweichung	0,00	0,00	NaN	0,02
SD in Prozent	0,22	0,31	NaN	0,32

Beim Auswertungskriterium Zufriedenheit schneidet das SOC_ext-LM laut der Mittelwerte am besten ab. Lediglich in der Zeile mit der Anzahl der Ladungen, die nicht den Sollwert von 80 Prozent erreicht haben, ist das RS-LM besser. Das SOC-LM liegt nah am SOC_ext-LM dran und unterscheidet sich nur geringfügig. Auf Grund der Abweichungen lässt sich jedoch nicht eindeutig bestimmen, dass das SOC_ext-LM am besten ist. Am schlechtesten schneidet das perSOC-LM ab. Dies wird daran deutlich, dass kein Fahrzeug den Sollwert bei der Ladung erreicht. Entsprechend hoch ist auch der Wert des verschwendeten Ladepotentials. Im Vergleich mit der Simulationsreihe mit sechs Ladestationen mit je einem Ladepunkt sind die Werte des SOC und des SOC_ext in der Zeile verschwendetes Ladepotential in Tabelle 32 nur etwas schlechter. Bei der Anzahl der nicht erreichten SOC Sollwerte sind sie sogar etwas besser. Lediglich in der Zeile stopped Cars sind sie deutlich schlechter.

Tabelle 32: Mittelwerte des Auswertungskriteriums Zufriedenheit für 350 Personen (350 Ladungen) auf einem Autobahn-Rastplatz mit 3x2 Ladestationen

Zufriedenheit				
LM	RS	SOC	perSOC	SOC_ext
Stopped Cars	21	11	20	9
Anzahl SOC Sollwert nicht erreicht	292	298	350	298
Durchsch. Diff zu Sollwert [%]	52,63	49,26	58,13	49,20
Verschw. Ladepotential [kWh]	7692,56	7347,41	10172,87	7330,16

In der nächsten Parametrisierung wurde die Anzahl der Fahrzeuge auf 700 und die Anzahl der Ladestationen auf sechs Stationen mit je zwei Ladepunkten erhöht. Zusätzlich wurde auch die Absicherung der Unterverteilung auf 400 A verdoppelt, um das Szenario auf Skalierbarkeit zu überprüfen. Der Verlauf der Ladeenergie über den Simulationszeitraum Abbildung 40 ähnelt dem Verlauf in Abbildung 39. Auch die Gesamtladeenergie für jedes Lademanagement in Tabelle 35 ist etwa doppelt so groß wie zuvor. Die durchschnittlichen Ladedauern zum Sollwert in Tabelle 34 sind fast identisch zu denen in Tabelle 31. Auch die Werte des Auswertungskriteriums Zufriedenheit in Tabelle 35 lassen auf eine Skalierbarkeit des Szenarios schließen. Lediglich die Anzahl der gestoppten Fahrzeuge erhöht sich nicht linear. Die Lademanagements SOC und SOC_ext liegen in dieser Simulationsreihe nah beieinander und haben die besten Werte. Das Lademanagement perSOC hat mit Abstand die schlechtesten Werte. Das RS-LM fällt beim Durchsatz nur um 2,82 Prozent zum Spitzenwert ab. Auch in den anderen Kategorien liegt es relativ nah an den Spitzenwerten. Bei der Anzahl der Fahrzeuge, die den Sollwert von 80 Prozent Batterieladezustand erreicht haben, liegt es sogar vorne mit 113 von 700 Fahrzeugen.

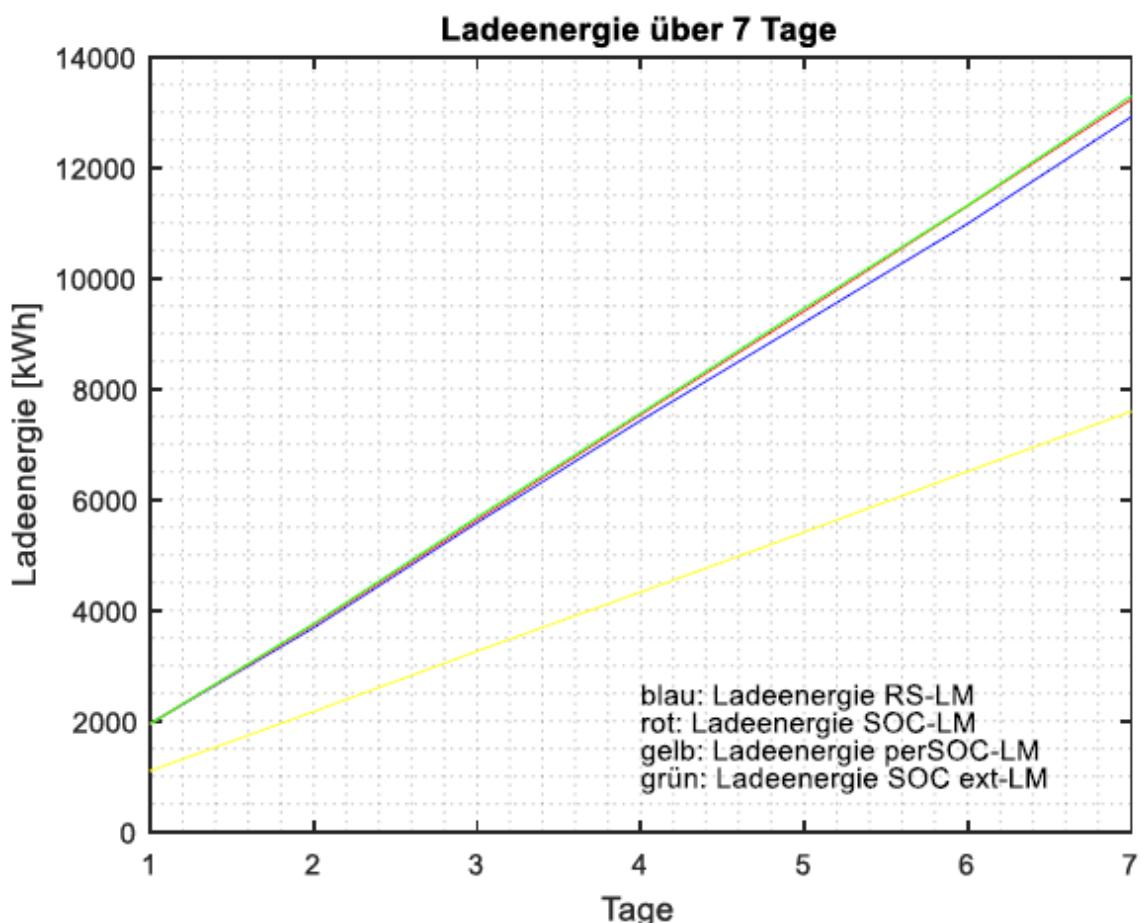


Abbildung 40: Ladeenergiedurchsatz von 700 Personen (700 Ladungen) für verschiedene Lademanagements auf einem Autobahn-Rastplatz mit 6x2 Ladestationen

Tabelle 33: Gesamtladeenergie der verschiedenen Lademanagements für 700 Personen (700 Ladungen) auf einem Autobahn-Rastplatz mit 6x2 Ladestationen

Durchsatz				
LM	RS	SOC	perSOC	SOC_ext
Mittelwert Ladeenergie [kWh]	12910,00	13223,50	7589,02	13285,05
Standartabweichung	272,21	93,42	7,48	82,52
SD in Prozent	2,11	0,71	0,10	0,62

Tabelle 34: Durchschnittliche Ladedauern der Lademanagements auf einen Batterieladestatus von 80 Prozent bei 700 Personen (700 Ladungen) auf einem Autobahn-Rastplatz mit 6x2 Ladestationen

Dauer				
LM	RS	SOC	perSOC	SOC_ext
Mittelwert Dauer [h]	0,62	0,62	NaN	0,62
Standartabweichung	0,00	0,00	NaN	0,00
SD in Prozent	0,32	0,23	NaN	0,60

Tabelle 35: Werte des Auswertungskriteriums Zufriedenheit für 700 Personen (700 Ladungen) auf einem Auto-bahn-Rastplatz mit 6x2 Ladestationen

Zufriedenheit				
LM	RS	SOC	perSOC	SOC_ext
Stopped Cars	29	17	38	22
Anzahl SOC Sollwert nicht erreicht	587	599	700	597
Durchsch. Diff zu Sollwert [%]	49,28	47,50	58,35	47,50
Verschw. Ladepotential [kWh]	14472,12	14225,48	20421,60	14179,28

Anhand der Daten lässt sich darauf schließen, dass ein Lademanagement mit einer prozentualen Verteilung des Stroms, wie das perSOC-LM, nicht geeignet für die Anforderungen eines Autobahn-Rastplatzes ist. Die Lademanagements SOC und SOC_ext sind, vor allem aus der wirtschaftlichen Sicht des Betreibers, am besten für einen Autobahn-Rastplatz geeignet. Besonders wenn Ladestationen mit je zwei Ladepunkten verwendet werden. Aber auch unter dem Gesichtspunkt der Kundenzufriedenheit liegen diese Lademanagements vorn. Das herkömmliche RS-LM bietet eine annehmbare Alternative, da die

Werte nur geringfügig schlechter sind. Eine weitere Erkenntnis der Daten ist, dass Rastplätze mit Ladestationen mit je zwei Ladepunkten nicht so stark in den Auswertungskriterien von Rastplätzen mit der doppelten Anzahl an Ladestationen mit je einem Ladepunkt unterscheiden. Jedoch muss beachtet werden, dass diese Daten mit einer eher unüblichen Absicherung der Unterverteilung gewonnen wurden. Ein mögliches Szenario einer so geringen Stromverfügbarkeit für den Rastplatz ist die Stromlimitierung für einen gewissen Zeitraum seitens des Stromerzeugers, beispielsweise bei der Erzeugung durch Photovoltaikanlagen. Gesamt betrachtet sollte für einen Autobahn-Rastplatz der benötigte Strom zur Verfügung gestellt werden, sodass jede Ladestation ihre Maximalleistung abrufen kann. Damit würde auch kein Lademanagement benötigt. Nur so wird das Ziel einer möglichst kurzen Ladedauer bei maximaler Batterieladung erreicht.

3.2.5. Fazit der unterschiedlichen Lademanagementstrategien

Zusammenfassend lässt sich anhand der gewonnenen Daten aus den verschiedenen Szenarien schlussfolgern, dass mit zunehmender Verfügbarkeit an Informationen auch die Effizienz des Lademanagements steigt. Dies zeigt sich alleine daran, dass die Übermittlung und Einbindung des Batterieladezustands in ein Lademanagement eine deutliche Verbesserung im Vergleich mit einem herkömmlichen Lademanagement aufweist. Deshalb ist es sinnvoll die Kommunikation zwischen Ladestation und Elektrofahrzeug in diese Richtung weiterzuentwickeln.

Auf einem Firmengelände sind die Vorteile der konzipierten Lademanagements gegenüber dem herkömmlichen Lademanagement deutlich zu erkennen. Außerdem ist zu sehen, dass Lademanagements, die mit zeitlich versetztem Laden arbeiten, effektiver sind als Lademanagements, die mit einer prozentualen Aufteilung des Stroms arbeiten.

Für einen Einkaufszentrumsparkplatz sind ebenfalls die konzipierten Lademanagementsysteme effizienter als das herkömmliche Lademanagement. Außerdem hat sich gezeigt, dass der Einfluss der Lademanagements steigt, je mehr Energie die Fahrzeuge laden. Auch für diesen Parkplatztyp sind die zeitlich versetzen Lademanagementsysteme am effektivsten.

Auf einem Autobahn-Rastplatz mit einer entsprechenden Stromversorgung sind die Unterschiede zwischen den Lademanagements so klein, dass keines der konzipierten Lademanagements einen signifikanten Vorteil in Sachen Effizienz bringt. Wird die Stromversorgung jedoch stark limitiert, sind die konzipierten Lademanagements etwas effektiver als das herkömmliche Lademanagementsystem. Eine weitere Erkenntnis der Simulationen ist, dass bei gleicher Anzahl an Ladepunkten aber halber Anzahl an Ladestationen eine ähnliche Menge an Energie geladen werden kann. Außerdem ist zu sehen, dass bei einer solchen Ladestruktur eine prozentuale Aufteilung des Stroms ineffizient ist. Es lässt sich sagen, dass die konzipierten Lademanagements mit zeitlich versetztem Laden unter gewissen Umständen auf einem Autobahn-Rastplatz etwas effektiver sind als das herkömmliche Lademanagement, jedoch sollte für die Zwecke eines Autobahn-Rastplatzes der benötigte Maximalstrom zur Verfügung stehen.

Anhand der gewonnenen Daten ist abzuleiten, dass die Einflussnahme der Lademanagements mit steigender Parkdauer zunimmt. Für sehr kurze Parkdauern, wie auf einem Autobahn-Rastplatz, unterscheiden sich die konzeptionierten Lademanagements kaum von dem herkömmlichen Lademanagement. Für längere Parkdauern werden die Unterschiede jedoch größer. Somit lässt sich sagen, dass ein intelligentes Lademanagement für Parkplätze mit Parkdauern eines Einkaufszentrums oder größer Sinn macht.

4. Übertragbarkeit der Ergebnisse

Mit dem Simulationsmodell, welches während des Projekts entwickelt wurde, können sehr unterschiedliche Simulationen durchgeführt werden. Je nach Anzahl die Fahrzeuge und Ladesäulen, sowie deren Verteilungen, und Parametern, wie Ladeleistungen oder Batteriekapazitäten können sich die Simulationsergebnisse deutlich unterscheiden. Mittels der Lastmanagements der Unterverteilungen können ebenso verschiedene Szenarien verglichen, sowie auch durch zeitlich begrenzte Limitierungen Energieerzeuger-Profile in das Modell eingebracht werden.

Die vorgestellten Ergebnisse aus den Simulationsdurchführungen im vorigen Abschnitt zeigen, wie unter bestimmten Annahmen und mit einer Klassenzuordnung der Fahrzeuge innerhalb eines Regierungsbezirks in Hessen, aussagen über die Verteilung der Ladeenergien über Stunden oder Tage getroffen werden sowie ein Faktor Fahrzeuge pro Ladestation ermittelt werden können. Diese Ergebnisse sind ebenso auf weitere Szenarien übertragbar, in dem beispielweise andere Verteilungen der Klassen getroffen werden oder die Parameter wie Ladeleistungen und Batteriekapazitäten angepasst werden, um verschiedene Zukunftsszenarien abbilden zu können. Aus Annahmen über zukünftige Parameter können somit sehr leicht weitere Szenarien erstellt und ausgewertet werden.

Die Simulationsergebnisse der Lademanagementstrategien haben gezeigt, dass beim Ausbau zukünftigen Ladeinfrastruktur vor allem auch der Einsatz von intelligenten Lademanagementsystemen auf Parkplätzen eine große Rolle spielt. Je nach Szenario kann die vorhandene Energie effizient genutzt werden und mit zusätzlichen Informationen, wie beispielsweise der geplanten Parkdauer, eine optimale Verteilung der vorhandenen Energie erreicht werden. Die Verwendung solcher intelligenten Lademanagementsysteme auf Parkplätzen könnte vor allem auch die Problematik von fehlenden Lademöglichkeiten in Städten lösen, da hierbei bei fairer Priorisierung der Fahrzeuge auch ein kurzer Einkauf für eine ausreichende Ladung ausreichen könnte, ohne dass beispielsweise eine Lademöglichkeit am eigenen Wohnsitz benötigt wird.

II. Fachgebiet Mikroökonomik und empirische Energieökonomik

Autor:innen:

Jonas Bender

Judit Dorn

Erik Heilmann

Irina Humeniuk

Rabea Klöpperpieper

Prof. Dr. Heike Wetzel

1. Einleitung

1.1. Motivation

Bereits das heutige Energiesystem ist geprägt durch einen steigenden Anteil erneuerbarer Energien, einer volatilen Energieerzeugung und einer steigenden Anzahl von Akteuren im Energiesystem. 2019 lag der Anteil erneuerbarer Energien in Deutschland bereits bei 42,1 Prozent des Bruttostromverbrauchs, im Wärmesektor bei 14,5 Prozent und im Verkehr bei 5,6 Prozent (UBA 2020). Ziel der Bundesregierung ist es, den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung weiter zu steigern.

Zukünftig ist durch den Ausbau der Elektromobilität und eine verstärkte Sektorenkopplung auch eine Erhöhung des Anteils im Verkehrssektor zu erwarten. Der Anteil der Elektrofahrzeuge in Deutschland ist 2020 mit 0,3 Prozent und 136.617 Fahrzeugen zwar noch sehr gering, nimmt aber stetig zu (Kraftfahrt-Bundesamt 2020). Elektromobilität wird von der Bundesregierung durch Fördermittel für Forschung und Entwicklung und Prämien für den Kauf von Elektrofahrzeugen gefördert.

Mit der Nutzung von Elektromobilität kommt zu den Akteuren im Energiesystem noch eine weitere Gruppe von Verbrauchern hinzu. Das Risiko von Netzengpässen steigt durch die steigende Anzahl von Verbrauchern, die zur gleichen Zeit Strom verbrauchen und denen eine volatile Erzeugung gegenübersteht. Um bei einer zunehmend volatilen Energieversorgung weiterhin Versorgungssicherheit und ein stabiles Netz zu sichern, gewinnt neben dem kostenintensiven Netzausbau Flexibilität auf Erzeuger- und Verbraucherseite immer mehr an Bedeutung. Flexibilität kann nach BNetzA (2017) basierend auf der Definition von Eurelectric (2014) wie folgt beschrieben werden:

„Flexibilität ist die Veränderung von Einspeisung oder Entnahme in Reaktion auf ein externes Signal (Preissignal oder Aktivierung), mit dem Ziel eine Dienstleistung im Energiesystem zu erbringen. Die Parameter, um Flexibilität zu *charakterisieren* beinhalten: die Höhe der Leistungsveränderung, die Dauer, die Veränderungsrate, die Reaktionszeit, der Ort etc.“ (BNetzA 2017, vgl. Eurelectric 2014)

Durch die Nutzung von Flexibilität kann sichergestellt werden, dass das Stromangebot und die Stromnachfrage zu jeder Zeit ausgeglichen sind (BNetzA 2017). Flexibilität kann sowohl auf der Angebots- als auch auf der Nachfrageseite bereitgestellt werden. Die Flexibilisierung verschiedener Akteure schließt dabei auch die steigende Anzahl der Nutzer von Elektromobilität mit ein.

1.2. Inhalt und Aufbau des Dokuments

Der vorliegende Abschlussbericht enthält die wissenschaftlichen Arbeiten und Ergebnisse des Fachgebietes Mikroökonomik und empirische Energieökonomik (vormals Volkswirtschaftslehre mit Schwerpunkt dezentrale Energiewirtschaft) der Universität Kassel aus dem Projekt „E-Mobility-Lab Hessen“ (Antragsnummer: 20004972). Insbesondere werden die Ergebnisse des Arbeitspakets (AP) 3.4 „Bewertung im Kontext des künftigen energiewirtschaftlichen Systems (Smart Markets)“ und AP 3.3 „Einsatz der Simulationsumgebung und Bewertung künftiger Szenarien“ dokumentiert.

In einer umfassenden Literaturoauswertung bestehender wissenschaftlicher Literatur und der Branchendiskussion wird in den Kapiteln 2 und 3 aufgezeigt, welche Fragestellungen in Bezug auf die Integration von Elektromobilität und das Energiesystem schon heute bestehen, sich zukünftig ergeben werden und inwiefern Ladeinfrastruktur zu einer Flexibilisierung im Energiesystem beitragen kann. Hierbei wird sich auf die Erbringung sogenannter netzdienliche Flexibilität fokussiert, die in den nachfolgenden Kapiteln detailliert erörtert wird. Nach der umfassenden Literaturoauswertung liegt der Fokus in Kapitel 4 auf notwendigen Anreizsystemen und Vergütungsansätzen für erbrachte Flexibilität. Kapitel 0 beinhaltet eine Diskussion, inwieweit Flexibilität von unterschiedlichen Akteuren – einem öffentlichen Verteilnetzbetreiber bzw. einem privaten Liegenschaftsbetreiber – mit dem Ziel der technisch-ökonomischen Optimierung in Abhängigkeit vom regulatorischen Rahmen abgerufen werden kann. Kapitel 6 enthält die Ergebnisse einer Simulationsstudie, die den Einfluss der netzdienlichen Flexibilitätserbringung auf den Nutzungskomfort privater Haushalte untersucht. Abschließend fasst Kapitel 7 die wichtigsten Ergebnisse zusammen und gibt einen Ausblick auf den zukünftigen Forschungsbedarf in diesem Zusammenhang. Die folgende *Tabelle 1* bringt die beschriebenen Inhalte in den Kontext der Projektstruktur.

Tabelle 36: Kapitelzuordnung gemäß der Projektstruktur

Kapitel	Bearbeitete Fragestellung	Arbeitspaket
2 und 3	Ladeinfrastruktur als Erbringer von Flexibilität für verschiedene Märkte, wie Regelleistungsmarkt, Märkte für vernetzdienele Flexibilität oder andere künftige regionale Energiemärkte	3.4
4	Möglichkeiten der Erschließung neuer Geschäftsmodelle unter Erweiterung des Nutzerkreises der betreffenden Infrastruktur Betrachtung verschiedener Bepreisungs- und Tariflogiken	3.4
5	Möglichkeiten der Übertragbarkeit der techno-ökonomischen Optimierungsansätze auf ein reguliertes Verteilnetz	3.4
6	Einsatz der Simulationsumgebung und Bewertung künftiger Szenarien in Bezug auf die Auswirkungen von Flexibilitätserbringung auf den Nutzungskomfort	3.3

Zu beachten: Im Verlauf der Projektlaufzeit wurden verschiedene wissenschaftliche- und branchenspezifische Diskussionen bezüglich der gesetzlich relevanten Regularien für die Bereitstellung von Flexibilität durch die Ladeinfrastruktur von Elektromobilität geführt, sodass es zu leichten Inkonsistenzen zwischen dem dokumentierten Arbeitsstand und der tatsächlichen Branchenentwicklung kommen kann. An den entsprechenden Stellen im Bericht befinden sich hierzu Hinweise (siehe z.B. Kapitel 4.2.1 und 5.3).

Zur besseren Lesbarkeit wird im vorliegenden Projektbericht das generische Maskulinum verwendet, wobei weibliche und anderweitige Geschlechteridentitäten dabei ausdrücklich mitgemeint werden, so weit es für die Aussage erforderlich ist.

2. Ladeinfrastruktur als Erbringer von Flexibilität für verschiedene Märkte

2.1. Notwendigkeit von Flexibilität im Energiesystem: Verteilnetzstudie Hessen 2024-2034

Wie bereits in der Einleitung kurz skizziert, entstehen durch die zunehmende Einspeisung von erneuerbaren Energien und neue elektrische Verbraucher neue Herausforderungen an das Stromnetz. Ein besonderer Fokus liegt hierbei auf der wachsenden Marktdurchdringung von Elektrofahrzeugen, da deren Laden zu einer erhöhten Belastung des Stromnetzes mit punktuellen Lastspitzen und Versorgungsgängen – insbesondere bei hoher Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge – führen kann. Im Rahmen der Verteilnetzstudie Hessen 2024-2034 (BearingPoint GmbH & Fraunhofer IEE 2018) wurde auf Basis von drei Energieszenarien unter Berücksichtigung des Ausbaus der erneuerbaren Energien, der Erreichung energiepolitischer Ziele und Anstieg neuer Verbraucher der Netzausbaubedarf in Hessen prognostisch ermittelt.

Als relevanter Parameter im zukünftigen Gesamtenergieverbrauch und mit Einfluss auf den Netzausbau wurde die Verbreitung der Elektromobilität und der zu deren Versorgung erforderliche Ausbau der Ladeinfrastruktur unter der Annahme steigender Ladeleistungen gesondert betrachtet. Als Ergebnis wurde festgestellt, dass sich in den Mittelspannungsnetzen die Zunahme an neuen Verbrauchern – insbesondere der Elektroautos – nur bedingt niederschlagen, wohingegen die Netzbelaistung durch veränderte Gleichzeitigkeit der Verbraucher in den Verteilnetzen der Niederspannungsebene deutlich beeinflusst wird.

Die veränderten Versorgungsleistungen führen laut der Studie zu erwarteten Kosten des Netzausbaus von 420/570/760 Millionen Euro (unteres/mittleres/oberes Energieszenario) im Jahr 2024 bzw. 630/1050/1520 Millionen Euro im Jahr 2034. Diese Kosten ließen sich unter anderem durch eine netzdienliche Mitwirkung der Verbraucher – Flexibilität – maßgeblich reduzieren.

2.2. Bedarf an Flexibilität im zukünftigen Energiesystem

Eine flexible Steuerung des Verbrauchs kann zu einer Stabilisierung des Netzes und Bereitstellung von Systemdienstleistungen führen. Die Bedeutung von Flexibilität wird durch dezentrale volatile Energieerzeugung immer wichtiger. Neben Power-to-X-Anwendungen und Speichertechnologien ist das Lastmanagement eine weitere Möglichkeit, wie die Nachfrage nach Strom an das schwankende Angebot angepasst wird. Flexibilität kann im Energiesystem je nach Verwendung einen unterschiedlichen Nutzen für verschiedene Akteure bringen. In der Literatur wird zwischen marktdienlicher, systemdienlicher und netzdienlicher Flexibilität unterschieden (BDEW 2017a; BNetzA 2017).

Marktdienliche Flexibilität beschreibt dabei die Ausnutzung von Marktpreissignalen zu verschiedenen Zeitpunkten. Dieser Ansatz beruht auf den Grundprinzipien des Marktes, der durch Preise das Verhältnis zwischen Angebot und Nachfrage beschreibt. Beispielsweise kann ein Verbrauch in Zeiten mit niedrigeren Preisen verlagert werden, um die individuellen Kosten zu senken. Aus Systemsicht kann dies den

Vorteil haben, dass der Verbrauch in Zeiten mit höherer Erzeugung erneuerbarer Energien stattfindet und somit sowohl volkswirtschaftliche Gesamtkosten als auch CO₂-Emmissionen reduziert werden.

Systemdienlich wird Flexibilität durch Übertragungsnetzbetreiber als Systemverantwortliche zum Erhalt der Systemstabilität genutzt. Dabei steht die Frequenzhaltung im Vordergrund, welche durch den Einsatz von Regelleistung gewährleistet wird (RWTH Aachen et al. 2018; Göhler et al. 2018). Der Regelleistungsmarkt kann somit als Handelsplatz für systemdienliche Flexibilität interpretiert werden.

Netzdienlich kann Flexibilität genutzt werden, wenn sie durch Verteilnetzbetreiber abgerufen wird, um lokale kritische Netzzustände zu vermeiden oder zu beheben. Der lokale Einsatz netzdienlicher Flexibilität stellt für den Verteilnetzbetreiber eine Alternative zum lokalen Netzausbau dar. Netzdienliche Flexibilität wird vom Netzbetreiber genutzt, um im Verteilnetz thermische Überlastungen der Betriebsmittel zu verhindern, die Spannungshaltung oder den Versorgungswiederaufbau zu gewährleisten (RWTH Aachen et al. 2018). Mit dem Ziel den Einsatz netzdienlicher Flexibilität zu visualisieren, wurde vom Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW 2017a) ein Smart-Grids-Ampelkonzept entwickelt – ein Modell, das die Interaktion zwischen Marktteilnehmern und Verteilnetzbetreibern zur Nutzung netzdienlicher Flexibilität beschreibt.

- In der grünen Ampelphase liegt kein kritischer Netzzustand vor oder wird prognostiziert. Der Verteilnetzbetreiber interagiert nicht mit dem Markt, sondern behebt mögliche Engpässe durch netzbezogene Maßnahmen (§ 13 Abs. 1 Nr. 1 EnWG). Für andere Marktteilnehmer bestehen hier keine Einschränkungen. System- oder marktdienliche Flexibilität kann auf Basis finanzieller Anreize abgerufen werden (BDEW 2017a; BNetzA 2017).
- In der gelben Phase wird hingegen ein kritischer Netzzustand prognostiziert. Engpässe sind hier nicht mehr durch netzbezogene Maßnahmen zu beheben, sondern Netzbetreiber interagieren mit dem Markt und setzen Flexibilität netzdienlich ein. Marktbezogene Maßnahmen in der gelben Ampelphase umfassen die Regelung konventioneller Kraftwerke (Redispatch) oder den Einsatz von abschaltbaren und zuschaltbaren Lasten auf Grundlage einer vertraglichen Vereinbarung (BNetzA 2017). § 14a EnWG bietet zudem die Grundlage für Verteilnetzbetreiber einzutreten und die Flexibilität von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen im Niederspannungsnetz zu nutzen (Zeiselmaier et al. 2018).
- In der roten Ampelphase liegt ein kritischer Netzzustand vor. Der Markt wird in dieser Phase außer Kraft gesetzt und Netzbetreiber greifen mit Notfallmaßnahmen ein. Lasten oder Erzeugungsanlagen können in dieser Phase nach § 13 Abs. 2 EnWG vom Netzbetreiber eigenständig ohne Absprache oder Entschädigung abgeschaltet oder hochgefahren werden. Nachrangig zu konventionellen Anlagen kann der Netzbetreiber auch EEG- oder KWK-Anlagen mit einer gesetzlich festgelegten Entschädigung abregeln (BDEW 2017a).

Abbildung 41 zeigt den Übergang der Ampelphasen und des Netzengpassmanagements des Verteilnetzbetreibers. Grundlage für die Einschätzung der Ampelphasen und das Netzengpassmanagement ist eine Netzzustandsbewertung. Der Fokus des Ampelkonzepts liegt auf der gelben Phase, da hier eine Interaktion zwischen dem Verteilnetzbetreiber und den Marktteilnehmern stattfindet. Vertraglich zugesicherte Flexibilität wird vom Netzbetreiber abgerufen und vergütet. Für die gelbe Ampelphase wird eine klare

Priorisierung der Flexibilitätsnutzung vorgeschlagen, wonach zunächst der Bedarf netzdienlicher Flexibilität befriedigt werden muss, weitere Flexibilitätsmöglichkeiten können danach systemdienlich oder marktdienlich genutzt werden (BDEW 2017a).

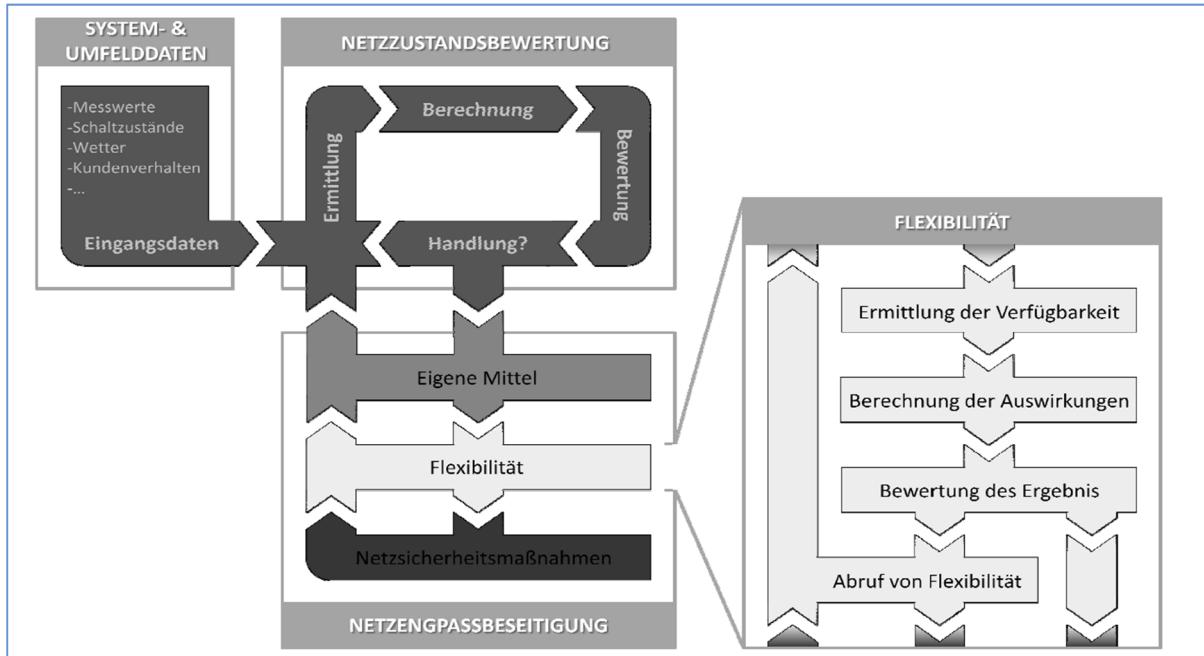


Abbildung 41 Konkretisierung des Ampelkonzepts im Verteilungsnetz (BDEW 2017a)

Der Abruf von Flexibilität in der gelben Phase dient dazu, kritische Netzzustände und somit den Übergang in die rote Ampelphase zu vermeiden. Der Abruf erfolgt, wenn eine Prognose für mögliche Grenzwertüberschreitungen vorliegt, deren Schwellenwerte bezüglich Stromstärke und Spannung vorher vom Verteilnetzbetreiber festzulegen sind (BDEW 2017a).

Das theoretische Konzept des BDEW (2017a) wurde durch das Forschungsprojekt *Das proaktive Verteilnetz* in der technischen Ausgestaltung der Ampelphasen und der Koordinierung des Ablaufs konkretisiert und in Feldtests praktisch umgesetzt. Die Ergebnisse weisen auf erhebliche Einsparpotentiale im Vergleich zu den Kosten eines konventionellen Netzausbau oder eines regulierten Einspeisemanagements hin. Diese seien jedoch unter heutigen regulatorischen Rahmenbedingungen, welche keine explizite Nutzung netzdienlicher Flexibilität durch den Verteilnetzbetreiber vorsehen, nicht zu realisieren (RWTH Aachen et al. 2018).

3. Literatuauswertung

Im Folgenden wird aufgezeigt, inwieweit in der Literatur dargelegt wird, dass systemdienliche, netzdienliche und marktdienliche Flexibilität auch durch Ladeinfrastruktur bereitgestellt werden kann oder wo zukünftige Potentiale liegen.

3.1. Überblick

Die betrachteten Studien unterscheiden sich nach Art, thematischen Schwerpunkt und Umfang. *Abbildung 42* zeigt die Verteilung der ausgewählten Literatur nach Veröffentlichungsjahren. Die Auswertung zeigt, dass bereits seit 2007 die Einbindung von Elektrofahrzeugen in das bestehende Energiesystem thematisiert wurde (vgl. FfE 2007; Tomic & Kempton 2007). Obwohl es sich in der wissenschaftlichen und auch in der Branchendiskussion um kein neues Thema handelt, ist ein deutlicher Anstieg der Publikationen in diesem Themenfeld in den letzten Jahren zu beobachten.

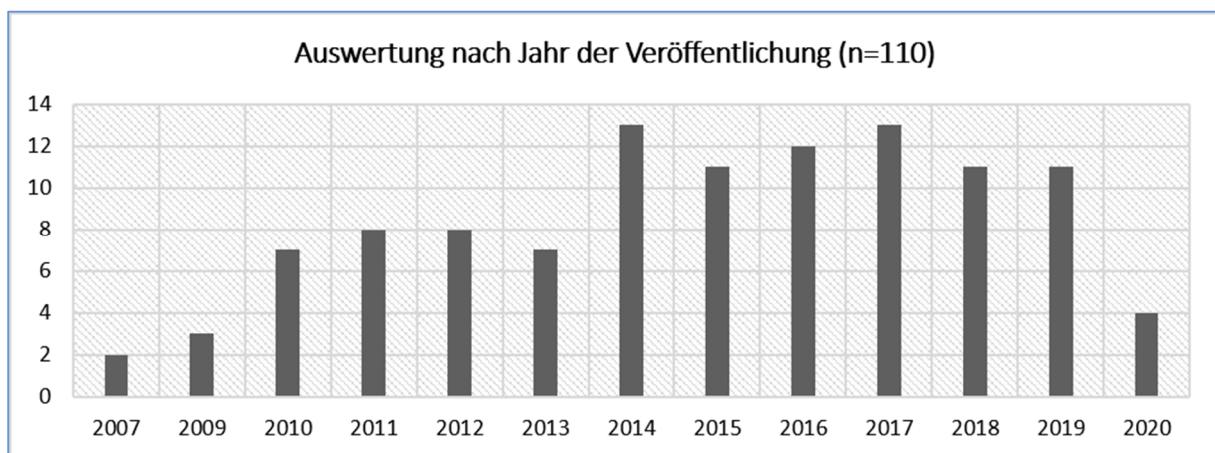


Abbildung 42 Literatuauswertung nach Jahr

Bei der Auswertung wurden verschiedene Literaturtypen betrachtet. Eine Unterscheidung wurde zwischen Branchenliteratur, Dissertationen, Metastudien, Forschungsprojekten, Studien und wissenschaftlicher Literatur getroffen.

Abbildung 43 zeigt die Häufigkeiten der einzelnen Literaturtypen auf. Um die gesamte Breite der Diskussion zu diesem Themengebiet einzubeziehen, sind alle Literaturtypen mit ihren unterschiedlichen methodischen Ansätzen und Themenschwerpunkten von Bedeutung. Bei 13 Prozent der Literatur handelt es sich um Branchenliteratur, in der zumeist Positionen oder Forderungen aufgezeigt, oder spezifische Aspekte, die für die Automobil- oder Energiebranche von Bedeutung sind, diskutiert werden. Mit 8 Prozent umfasst ein kleinerer Teil der Literatur Dissertationen. Bei 6 Prozent der Literatur handelt es sich um Metastudien, die bereits einen Literaturüberblick zu einem bestimmten Themenschwerpunkt geben. Darin wird wissenschaftliche Literatur zu bestimmten Themen analysiert, Forschungsprojekte vorgestellt, oder ähnlich zu der vorliegenden Auswertung, ein breiter Überblick über die gesamte Literatur gegeben. Eine kurze Zusammenfassung über die vorhandenen Metaanalysen ist in Kapitel 3.3 zu

finden. In die Literaturanalyse wurden ebenfalls einige Abschlussberichte von Forschungsprojekten einbezogen, die einen Anteil von 20 Prozent der Gesamtliteratur ausmachen. Mit 32 Prozent umfasst der Großteil der Literatur Studien von Forschungsinstituten oder Verbänden. Der Anteil wissenschaftliche Literatur liegt bei 21 Prozent der einbezogenen Literatur.

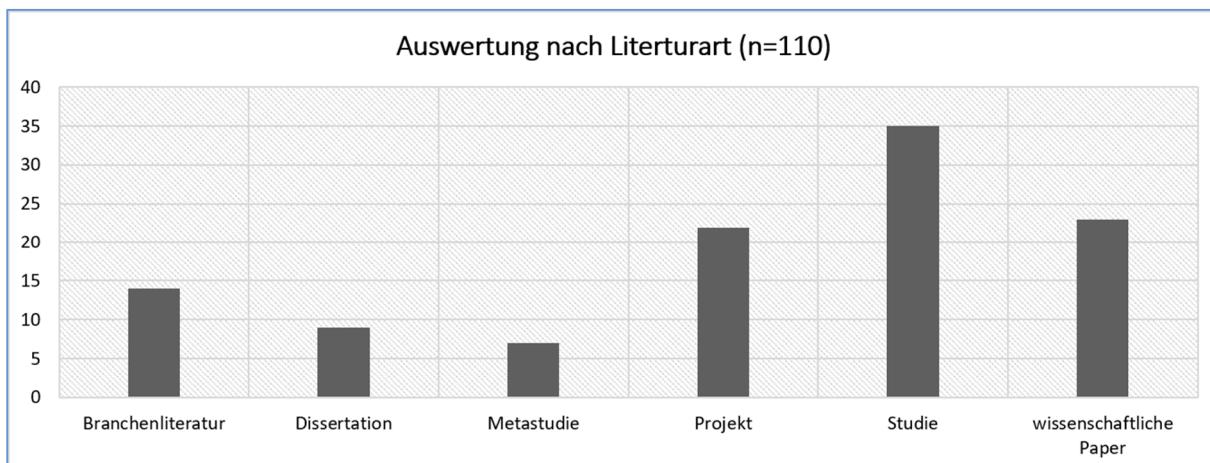


Abbildung 43 Literaturauswertung nach Literaturart

3.2. Clusterung der Literatur nach Themenschwerpunkten

Die ausgewählten Studien wurden nach Themengebieten geclustert. Dabei wurden fünf Schwerpunkte identifiziert, nach denen die Clusterung erfolgt:

1. Elektromobilität und Ladeinfrastruktur
2. Flexibilität im Energiesystem
3. Systemauswirkungen durch Netzintegration von Elektrofahrzeugen
4. Rechtliche, regulatorische und wirtschaftliche Aspekte
5. Ausgestaltung der Prozesse

Die ersten zwei Themengebiete haben einen übergeordneten Charakter. Die Cluster befassen sich entweder primär mit Fragestellungen zu Elektromobilität und Ladeinfrastruktur oder allgemein mit der Nutzung und Bereitstellung von Flexibilität im Energiesystem, ohne beide Themengebiete zu verknüpfen.

Die restlichen Cluster umfassen ein spezifisches Themengebiet in Zusammenhang mit der Netzintegration von Elektromobilität, nämlich Systemauswirkungen, rechtliche Aspekte oder eine detaillierte technische Ausgestaltung von Prozessen. Eine Einordnung der inhaltlichen Schwerpunkte innerhalb der einzelnen Cluster zeigt Abbildung 44.

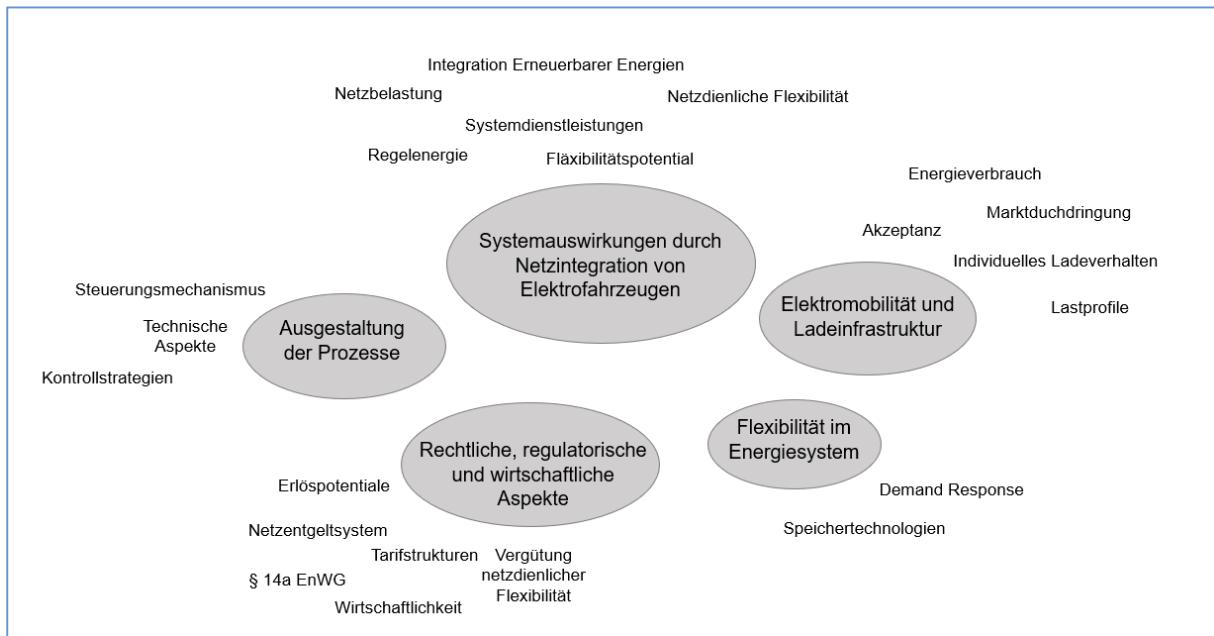


Abbildung 44 Überblick über inhaltliche Aspekte der gebildeten Cluster

3.2.1. Cluster Elektromobilität und Ladeinfrastruktur

Das übergeordnete Cluster *Elektromobilität und Ladeinfrastruktur* beinhaltet Literatur, die mögliche Markthochlaufszenarien der Elektromobilität untersucht. Abgeleitet werden diese meist von Analysen und Simulationen unter Einbezug möglicher Mobilitätskonzepte (FGH 2018). Die Diffusion der Elektromobilität wird dabei meist mit Hilfe von Szenarien beschrieben, die in konservative, moderate und progressive Szenarien unterteilt werden können (Göhler et al. 2019; FGH 2018). Einen Überblick über verschiedene Szenarien und Modelle geben beispielsweise Gnann et al. (2018). Die Vielzahl von Szenarien macht deutlich, dass die zukünftige Entwicklung der Elektromobilität noch immer mit großen Unsicherheiten behaftet ist. Einigkeit herrscht in der Literatur lediglich darüber, dass die Anzahl an Elektrofahrzeugen zukünftig steigen wird, unter anderem da dies politisch gewollt ist und angereizt wird z.B. durch Zuschüsse beim Kauf von Elektrofahrzeugen. Neben regulatorischen und rechtlichen Rahmenbedingungen ist auch die Akzeptanz der Elektromobilität in der Bevölkerung für die Marktdiffusion entscheidend, die ebenfalls in einigen Studien thematisiert wird. Weiterhin enthält dieses Cluster Studien zu individuellem Ladeverhalten und Lastprofilen. Für die Netzintegration von Elektrofahrzeugen ist das Nutzerverhalten von besonderer Bedeutung. Linssen et al. (2012) zeigen, dass beispielsweise nächtliches Laden von Elektrofahrzeugen einen positiven Beitrag zur Netzauslastung leistet. Auch ein zukünftiger Anstieg des Gesamt-energieverbrauch durch Elektromobilität wird in der Literatur thematisiert. Trotz hoher Marktdurchdringung wird jedoch kein steigender Energieverbrauch prognostiziert, der bewirken würde, dass die Gesamtlast über die gesicherte Last steigt (FfE 2007).

Für das eigentliche Thema der netzdienlichen Flexibilität durch Ladeinfrastruktur wird Literatur dieses Clusters als relevant betrachtet, da die allgemeine Entwicklung der Elektromobilität und der Ladeinfrastruktur als Grundlage für technische Potentiale der Flexibilitätsbereitstellung angesehen werden können.

3.2.2. Cluster Flexibilität im Energiesystem

Das übergeordnete Cluster *Flexibilität im Energiesystem* umfasst Literatur, die verschiedene Aspekte der Flexibilitätsbereitstellung thematisiert, ohne einen starken Fokus auf Ladeinfrastruktur zu legen. Die Literatur in diesem Cluster thematisiert verschiedene Konzepte, die Ausgestaltungsmodelle zur Umsetzung der Flexibilitätsbereitstellung liefern und so die Umsetzung des Konzepts eines sogenannten *Smart Markets* ermöglichen. Smart Markets sollen durch eine Interaktion von Markt- und Netzsphäre eine effiziente Netzstabilisierung gewährleisten (Agora Energiewende 2017a).

Auch das bereits erläuterte Ampelkonzept des BDEW (2017a), das Interaktion zwischen Marktteilnehmern und Verteilnetzbetreibern zur Nutzung netzdienlicher Flexibilität beschreibt und den Ablauf des Flexibilitätsabruf konkretisiert, kann diesem Cluster zugeordnet werden.

Mit Blick auf Flexibilitätsbereitstellung und marktliche Anreize sind in der Literatur häufig Lösungsansätze mit Bezug zu *Demand Response* zu finden. Demand Response kann wie folgt definiert werden:

„Demand Response ist eine kurzfristige und planbare Veränderung der Verbraucherlast als Reaktion auf Preissignale im Markt oder auf eine Aktivierung im Rahmen einer vertraglichen Leistungsreserve. Diese Marktpreise oder Leistungsabrufe werden durch ungeplante, unregelmäßige oder extreme energiewirtschaftliche Ereignisse ausgelöst.“ (FfE 2011)

Ein Überblick über Demand Response Modelle in wissenschaftlichen Publikationen wird von Boßmann und Eser (2016) gegeben.

Das Cluster *Flexibilität im Energiesystem* umfasst auch Literatur, die die Bedeutung von verschiedenen Speichertechnologien für das Energiesystem thematisiert (Sterner et al. 2015; Fraunhofer UMSICHT & IWES 2014; Agora Energiewende 2014b; Hartmann et al. 2012). Der Bedarf und die Potentiale von Stromspeichern werden in diesen Studien aufgezeigt sowie die Systemdienlichkeit verschiedener Anwendungsmöglichkeiten bewertet.

3.2.3. Cluster Systemauswirkungen durch Netzintegration von Elektrofahrzeugen

In dem Cluster *Systemauswirkungen durch Netzintegration von Elektrofahrzeugen* wird Literatur zusammengefasst, die mögliche Netzelastungen oder auch Potentiale für System- oder Netzdienstleistungen durch die Integration von Elektromobilität und Ladeinfrastruktur ins Energiesystem thematisiert. Währ-

rend sich viele Studien auf lokale Auswirkungen durch die Netzintegration von Elektromobilität beschäftigen (z.B. Liu 2017; Uhlig et al. 2016), analysieren andere die Auswirkungen auf das Gesamtsystem (z.B. Michaelis et al. 2015; Linssen et al. 2012)

Wie bereits in Kapitel 2 erläutert, kann durch Ladeinfrastruktur Flexibilität bereitgestellt werden, die systemdienlich, netzdienlich oder marktdienlich genutzt werden kann. Die systemdienliche Nutzung und die Bereitstellung von Regelenergie durch Ladeinfrastruktur wird beispielsweise von Göhler et al. (2019), Schill et al. (2016), Loskill (2015), Simon et al. (2014) oder in den Projekten INESS (2015) oder Gesteuertes Laden V3.0 (2013) thematisiert. Während für die Bereitstellung von Regelenergie durch Ladeinfrastruktur die technischen Potenziale oft hoch bewertet werden, wird die tatsächliche Bereitstellungen durch hohe Präqualifikationsbedingungen und aktuelle regulatorische Vorgaben als eher unwahrscheinlich bewertet. Zahlreiche Studien thematisieren Flexibilität durch Ladeinfrastruktur in Bezug auf ein lokales Netzengpassmanagement (z.B. BDEW 2018; Nobis 2015). Auch hier werden hohe Potenziale gesehen. Eine Anpassung der regulatorischen Rahmenbedingungen wird als Voraussetzung für die tatsächliche Nutzung der Flexibilität genannt. Einige Studien machen auch deutlich, dass durch diese Flexibilität eine Integration von mehr erneuerbarer Energie erleichtert wird, wenn Synergiepotenziale genutzt werden (Agsten 2012; Energie Impuls OWL e.V. 2011; Mühlendorff 2010).

3.2.4. Cluster Rechtliche, regulatorische und wirtschaftliche Aspekte

Literatur, die sich mit notwenigen rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen auseinandersetzt, die für die Bereitstellung von Flexibilität durch Elektromobilität notwendig sind, wird im Cluster *Rechtliche, regulatorische und wirtschaftliche Aspekte* zusammengefasst.

Einen Überblick über aktuelle rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen gibt z.B. Raabe (2013). Auch die aktuelle Netzentgeltsystematik und bestehender Anpassungsbedarf wird diskutiert (z.B. dena 2018; Agora Energiewende 2014a; Agora Energiewende 2017b; BNetzA 2015). Oft werden in diesen Studien mögliche Anreizsysteme für den netzdienlichen Einsatz von Flexibilität thematisiert, auf die in Kapitel 4 detaillierter eingegangen wird. Ein zentrales Diskussionsthema ist dabei die Ausgestaltung des § 14a EnWG zur Vergütung netzdienlicher Flexibilität durch reduzierte Netzentgelte (z.B. BDEW 2018; BDEW 2017b; BMWI 2018; Jahn et al. 2020; bne 2016).

In diesem Cluster ist auch Literatur enthalten, welche die Erlöspotenziale und Wirtschaftlichkeit der Flexibilitätsbereitstellung für Nutzer von Elektrofahrzeugen thematisiert (z.B. Richter & Steiner 2011; Schuller & Rieger 2013).

3.2.5. Cluster Ausgestaltung der Prozesse

Das letzte Cluster umfasst Literatur, die sich detaillierter mit der Prozessgestaltung und der technischen Ausgestaltung von Lösungsvorschlägen auseinandersetzt. Im Gegensatz zu den anderen Clustern wird diesem Cluster Literatur zugeordnet, die sich weniger mit den Wirkungen von Netzintegration oder Flexibilitätsbereitstellung auseinandersetzt, sondern mit der detaillierten praktischen Umsetzung.

Uhlig et al. (2016) beschreiben beispielsweise im Abschlussberichts des Forschungsprojektes *NEmo – Netzintegration von Elektromobilität und regenerativen Einspeisern mithilfe einer intelligenten Ortsnetzstation* die Entwicklung und Erprobung eines intelligenten Überwachungs- und Steuerungssystems für Niederspannungsnetze.

Andere Publikationen, wie Richter und Steiner (2011), Uhlig (2017), INTELLAN (2016) oder FfE (2014) beschäftigen sich mit technischen Aspekten der Flexibilitätsbereitstellung. Bei Klempp et al. (2020) liegt der Fokus auf der detaillierten Konzeptbeschreibung eines Flexibilitätsmarktes und der Abwicklung über eine Flexibilitätsplattform.

3.3. Cluster und Literaturarten

Die quantitative Auswertung zeigt, dass die verschiedenen Themengebiete in der ausgewählten Literatur unterschiedlich oft betrachtet wurden. Bei der Auswertung der Literatur nach Clustern wurden mehrfache Zuordnungen zu den Clustern berücksichtigt. Dadurch können die 110 betrachteten Studien, wie in *Abbildung 45* dargestellt, insgesamt 177 Mal einem Cluster zugeordnet werden. Das Themengebiet *Systemauswirkungen durch Netzintegration von Elektrofahrzeugen* wird in der ausgewählten Literatur am häufigsten thematisiert. *Rechtliche, regulatorische und wirtschaftliche Aspekte* werden in der Auswahl 40-mal betrachtet, 36-mal liegt der Fokus auf dem übergeordneten Thema *Elektromobilität und Ladeinfrastruktur*, 25-mal auf dem Themengebiet *Flexibilität im Energiesystem*. Eine detaillierte Beschreibung der *Ausgestaltung der Prozesse* bei der Flexibilitätsbereitstellung durch Ladeinfrastruktur oder technische Aspekte wird 18-mal vorgenommen.

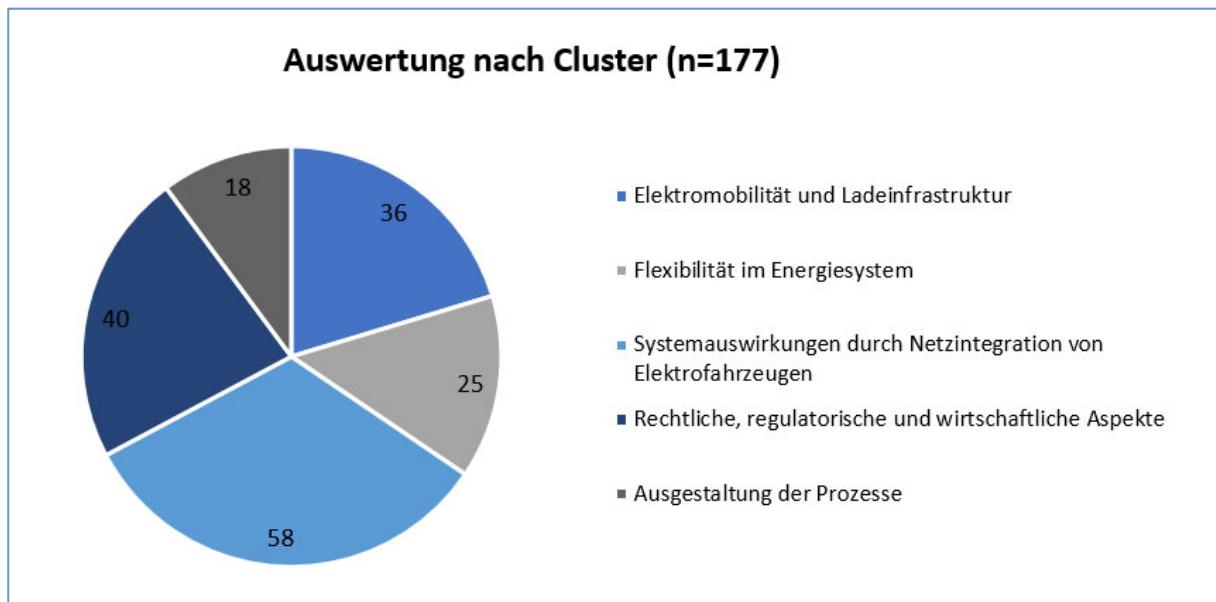


Abbildung 45 Literaturauswertung nach Clustern

Die Auswertung zeigt zudem eine unterschiedliche thematische Schwerpunktsetzung bei den einzelnen Literaturarten auf (siehe *Abbildung 6*). Auffällig ist, dass rechtliche, regulatorische und wirtschaftliche

Aspekte vermehrt in der Branchendiskussion und Studien von Forschungseinrichtungen oder Verbänden betrachtet werden. In diesen wird auch meistens die Flexibilität im Energiesystem ohne starken Bezug auf Elektromobilität thematisiert. Eine detaillierte Ausgestaltung von technischen Prozessen und Abläufen ist vor allem in Forschungsprojekten und wissenschaftlicher Literatur zu finden.

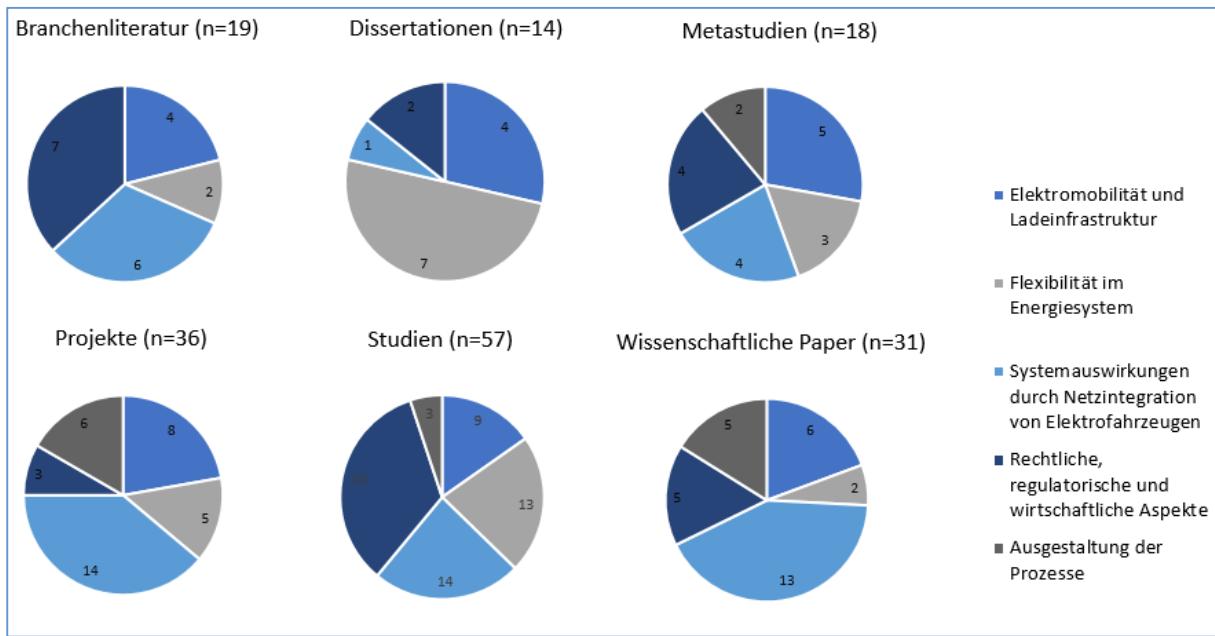


Abbildung 46 Literaturauswertung nach Literaturarten in den Clustern

Im Rahmen dieses Arbeitspaketes wird vorrangig die Bepreisungs- und Tarifgestaltung für Flexibilität betrachtet. Dafür können vor allem die aktuelle Branchenliteratur sowie Studien von Forschungsinstituten oder Verbänden als Grundlage herangezogen werden. Zunächst werden in Kapitel 3.4 bereits vorhandene Metastudien vorgestellt, welche die bisherige Literatur und Forschungsschwerpunkte der letzten Jahre aufzeigen.

3.4. Überblick über Metastudien

Die ausgewählte Literatur umfasst einige Metastudien (siehe *Abbildung 7*), die bereits einen breiteren Überblick zu spezifischen Forschungsschwerpunkten geben. Im Folgenden wird diese daher in kurzen Steckbriefen beschrieben. Dabei werden der Aufbau, der Umfang, die Ergebnisse, ggf. Handlungsempfehlungen und ein in den Metastudien abgeleiteter Forschungsbedarf zusammenfasst (siehe *Tabellen 2 bis 8*)

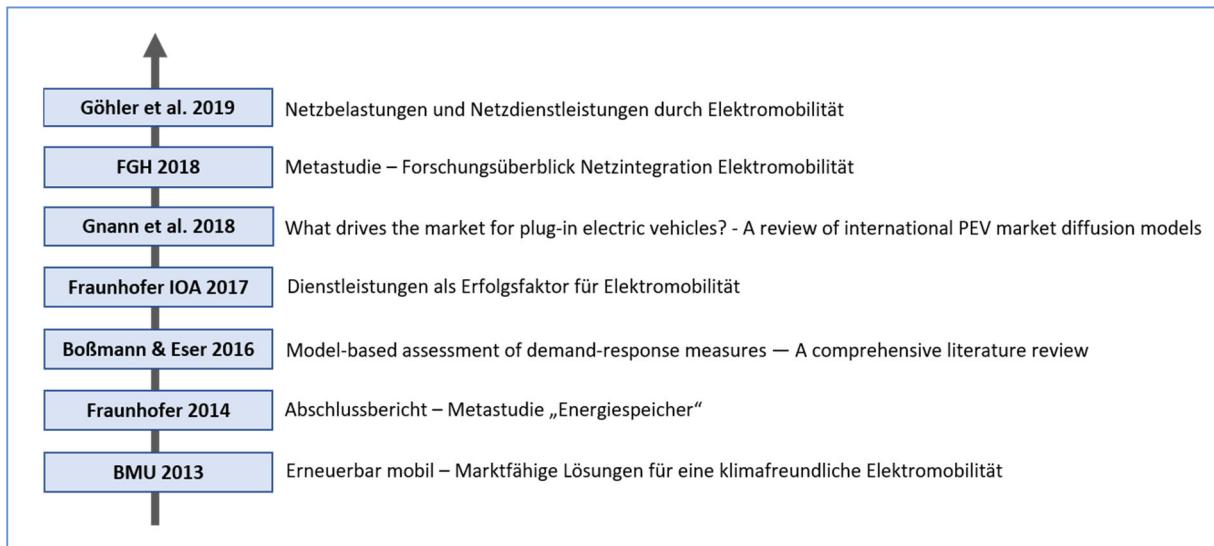


Abbildung 47 Zeitstrahl Metastudien

Den Metastudien liegen unterschiedliche Literaturarten zu Grunde. Während einige Studien einen Überblick über wissenschaftliche Publikationen geben, betrachten andere Literatur zur Branchendiskussion eines Themengebiets. Wiederum andere Metastudien geben einen Überblick über Forschungsprojekte und zeigen die Bandbreite innerhalb verschiedener Förder- und Forschungsschwerpunkte auf.

Die hier aufgeführten Metastudien unterscheiden sich zudem bezüglich des gewählten Themenschwerpunktes. Einige Metastudien zeigen einen Forschungsüberblick über ein breit gefasstes Themengebiet, wie z.B. Entwicklungen der Elektromobilität oder Speichertechnologien, auf, wohingegen andere Metastudien spezifischere Themen im Fokus haben.

Wie auch schon in der vorhergegangenen Literaturauswertung wird hier deutlich, dass das Thema Elektromobilität, Flexibilität und Speichertechnologien schon seit mehreren Jahren Grundlage zahlreicher Studien sind, die kombinierte Betrachtung der Themengebiete aber vor allem in jüngster Vergangenheit zugenommen hat.

Tabelle 37: Netzbelastungen und Netzdienstleistungen durch Elektrofahrzeuge - Metastudie (Göhler et al. 2019)

Göhler et al. 2019		Netzbelastungen und Netzdienstleistungen durch Elektrofahrzeuge – Metastudie
Die Metastudie von Göhler et al. (2019) gibt einen Forschungsüberblick über Markthochlaufszenerien für Elektromobilität in Deutschland, mögliche zukünftige Netzbelastungen, die bei ungesteuertem Laden entstehen können, sowie über technische und wirtschaftliche Potenziale von Elektromobilität zukünftig System- und Netzdienstleistungen zu erbringen.		
Aufbau		<p>I. Entwicklung der Elektromobilität</p> <p>II. Netzbelastungen durch Elektrofahrzeuge</p> <p>Auswertung nach folgenden Kriterien: Anstieg des Gesamtenergieverbrauchs, Netzüberlastung bezüglich des Lastgangs durch ungesteuertes Laden, Probleme im Mittel- und Hochspannungsnetz, Probleme im Niederspannungsnetz allgemein, im ländlichen, suburbanen und urbanen Raum</p> <p>III. Netzdienstleistungen</p> <p>Auswertung nach folgenden Kriterien: technische sowie wirtschaftlich sinnvolle Möglichkeit der Regelleistungsbereitstellung gegliedert nach positiver und negativer primärer Regelleistung, positiver und negativer sekundärer Regelleistung, Tertiärer Regelleistung/ Minutenreserveleistung und Blindleistungsregelung, Demand Side Management als wirtschaftlich und technisch attraktive Lösung</p>
Umfang		35 Studien zu Netzbelastungen und 44 Studien zu Netzdienstleistungen
Ergebnisse		<p>Die steigende Energienachfrage durch Elektromobilität wird in den meisten Studien insgesamt unproblematisch bewertet, die zusätzliche Nachfrage in den Abendstunden kann v.a. in Niederspannungsnetzen aber zu kritischen Netzzuständen führen. Die Notwendigkeit einer intelligenten Ladesteuerung, um die Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge zu reduzieren, wird daher in vielen Studien hervorgehoben.</p> <p>Während bei bidirektionalen Ladesystemen theoretisch die Erbringung aller Systemdienstleistungen durch Ladeinfrastruktur möglich wäre, werden mit den heutigen technischen Möglichkeiten und einem unidirektionalen Ladesystem v.a. die Frequenzhaltung und die Verschiebung von Ladevorgängen als technische Möglichkeiten angesehen. Die tatsächlichen technischen und wirtschaftlichen Potenziale werden in den Studien allerdings sehr unterschiedlich bewertet.</p> <p>Dem Demand Side Management wird insgesamt ein hohes technisches Potenzial und ein hoher volkswirtschaftlicher Nutzen zugeschrieben, da durch Lastverschiebungen die Netzbelastung und damit der Bedarf für Netzausbau verringert werden kann. Monetäre Anreize im heutigen regulatorischen Rahmen werden allerdings als zu gering bewertet.</p> <p>Auch für die Regelleistungserbringung wird in den Studien ein hohes technisches Potenzial ermittelt, das jedoch unter heutigen regulatorischen Rahmenbedingungen und heutigen Präqualifikationsbedingungen nicht ausgeschöpft werden kann. Für die Erbringung von negativer Sekundärregelleistung wird für die Regelenergie in der Literatur das höchste wirtschaftliche Potenzial gesehen.</p>
Handlungsempfehlungen/ Forschungsbedarf		<p>Für die Ausnutzung technischer und wirtschaftlicher Potenziale wird die Schaffung von Anreizmodellen und Plattformen empfohlen, um Handel mit Flexibilität zu ermöglichen.</p> <p>Forschungsbedarf wird in der Optimierung und dem großflächigen Einsatz von Simulationsmodelle und Planungsinstrumente in Niederspannungsnetzen gesehen. Zudem wird die Bedeutung der Sektorkopplung hervorgehoben und eine gesamtheitliche und vernetzte Betrachtung, sowie die fortlaufende Bewertung wirtschaftlicher Potenziale, angepasst an sich ändernde Bedingungen, empfohlen.</p>

Tabelle 38: Metastudie Forschungsüberblick Netzintegration Elektromobilität (FGH 2018)

FGH 2018	Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V. FGH, Studie im Auftrag von Forum Netztechnik/ Netzbetrieb im VDE (VDE FFN) und Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) Metastudie Forschungsüberblick Netzintegration Elektromobilität
<p>In der Metastudie der FGH (2018) wird ein aktueller Forschungsüberblick zu verschiedenen Aspekten der Netzintegration von Elektromobilität gegeben. Dabei werden Ergebnissen zu einer zukünftigen möglichen Netzbelastung durch eine Netzintegration von Elektromobilität, sowie zum Einfluss einer Ladesteuerung und anderen Einflussfaktoren untersucht. Die Metastudie enthält sowohl eine quantitative Auswertung von Studien als auch eine qualitative Auswertung von Ergebnissen und Handlungsempfehlungen.</p>	
Aufbau	I. Methodisches Vorgehen und Vorstellung des Parametersets II. Quantitativer Vergleich von 157 Szenarien, Parameter für die Auswertung sind Marktdurchdringung der Elektromobilität, der Gleichzeitigkeit und Anstieg der Netzbelastung, Steuerbarkeit von Ladevorgängen, Ladeleistung und der Zubau von erneuerbaren Energien III. Qualitative Auswertung von Studien gegliedert nach den Themenfeldern Szenarien der zukünftigen Entwicklung von E-Mobilität, erneuerbaren Energien, technische Grenzwerte, Netzplanung, System- und Netzdienstleistungen durch E-Mobilität, Ladevorgang, Regulierung und Sektorkopplung IV. Steckbriefe zu Studien mit Studieninhalten, Studien-Standort, Kategorisierung in Themenfelder, Kurzbeschreibungen, Kernzielen, Kernergebnissen und Handlungsempfehlungen der Studien
Umfang	Qualitative Auswertung von 14 Studien Quantitativer Vergleich von 157 Szenarien aus 46 Studien
Ergebnisse	Die Metastudie liefert einen Überblick über relevante Forschungsprojekte und Forschungsschwerpunkte bezüglich der Netzintegration von Elektromobilität. Aufgrund unterschiedlicher Annahmen und Parameter in den Studien sind diese teilweise nur schwer zu vergleichen oder einheitliche Ergebnisse abzuleiten. So unterscheiden sich die Studien stark in den prognostizierten Netzüberlastungen durch Elektromobilität. Gleichzeitigkeit von Ladevorgängen und lokale Netzsituation werden als zentrale Kenngrößen identifiziert. Netzdienstliche Steuerbarkeit wird aufgrund der Ergebnisse insgesamt als entscheidend für die Netzintegration von E-Mobilität bewertet. Handlungsempfehlungen für eine erfolgreiche Netzintegration werden gegeben und weiterer Forschungsbedarf wird abgeleitet.
Handlungsempfehlungen/ Forschungsbedarf	Da der Entwicklungspfad der Elektromobilität noch nicht erkennbar ist, wird betont, dass in zukünftigen Studien aktuelle Technologien und Entwicklung berücksichtigt werden müssen. Zudem wird eine stärkere Berücksichtigung der Gleichzeitigkeit in Studien gefordert. Für die Nutzung von Flexibilität durch Ladeinfrastruktur wird eine Weiterentwicklung der regulatorischen Rahmenbedingungen empfohlen. Bei bisherigen Analysen sei der Fokus auf (vor-)städtische Netze gelegen, Forschungsbedarf bestehend demnach bei ländlichen Netzen. Auch bei der Quantifizierung des Netzausbaubedarf wird Forschungsbedarf erkannt, sowie bei der gewerblichen Nutzung von Elektromobilität.

Tabelle 39: What drives the market for plug-in electric vehicles? - A review of international PEV market diffusion models (Gnann et al. 2018)

Gnann et al. 2018	What drives the market for plug-in electric vehicles? - A review of international PEV market diffusion models
Die Metastudie von Gnann et al. (2018) gibt einen Überblick über Marktdiffusionsmodelle von Elektrofahrzeugen, die sich in ihren Ansätzen, einbezogenen Faktoren und Ergebnissen unterscheiden. Gemeinsamkeiten und Unterschiede werden herausgestellt und Forschungsbedarf für zukünftige Modelle abgeleitet.	
Aufbau	I. Vorstellung des methodischen Vorgehens II. Unterscheidung der Modelle nach Regionalität, Zeitraum und Modelltyp, Clusterung nach Forschungsfragen, Ergebnissen und methodischem Ansatz III. Vorstellung der Ergebnisse IV. Forschungsbedarf
Umfang	40 Modelle
Ergebnisse	Als meist verwendete Forschungsfragen werden 1) Projektion der Marktanteile in bestimmten Regionen, 2) die Bestimmung der wichtigsten Inputfaktoren, 3) Identifizierung vielversprechender Politikmaßnahmen, 4) Auswirkungen durch eine hohe Marktdiffusion für das Energiesystem und 5) die Einführung neuer Modellierungsansätze identifiziert. In Bezug auf den methodischen Ansatz werden die Modelle nach der Tiefe der Aufschlüsselung der zu Grunde liegenden Daten in drei Gruppen aufgeteilt. Aufgrund sehr unterschiedlicher Annahmen der Studien ist ein Vergleich der Ergebnisse nur schwer möglich. Zukünftige Marktanteile der Elektromobilität werden für Deutschland in den verschiedenen Modellen unterschiedlich bewertet. Als Haupteinflussfaktoren der Marktdiffusionsmodelle werden bei den Modellen Verkaufspreis, Energiepreis, Betriebskosten, Ladeinfrastruktur, Politikmaßnahmen und die Reichweite identifiziert.
Handlungsempfehlungen/ Forschungsbedarf	Für zukünftige Modelle wird der Einbezug der Batterie-Reichweite oder der Zugang zu Ladeinfrastruktur empfohlen.

Tabelle 40: Dienstleistungen als Erfolgsfaktor für Elektromobilität (Fraunhofer IAO 2017)

Fraunhofer IOA 2017	Fraunhofer-Institut für Arbeitswirtschaft und Organisation IAO Dienstleistungen als Erfolgsfaktor für Elektromobilität Ergebnisse aus dem Förderschwerpunkt „Dienstleistungsinnovationen für Elektromobilität“
<p>Die Metastudie gibt einen Überblick über die Forschungsprojekte des Förderschwerpunktes „Dienstleistungsinnovationen für Elektromobilität“ des Bundesministeriums für Bildung und Forschung. Dienstleistungen für Elektromobilität können als Möglichkeit angesehen werden, um die Akzeptanz von Elektromobilität zu steigern und die Nachfrage zu erhöhen. Die in der Studie vorgestellten Forschungsprojekte haben das Ziel, verschiedene Dienstleistungsarten zu analysieren, weiterzuentwickeln und zu erproben. Anwendungsbezogene Lösungen der Dienstleistungsentwicklung für die Elektromobilität werden in den Projekten erarbeitet.</p>	
Aufbau	16 Projektvorstellungen gegliedert nach I. Problemstellung II. Vorgehensweise III. Ergebnisse und Anwendungsbeispiele IV. Projektinformationen
Umfang	15 Verbundstudien und ein wissenschaftliches Begleitprojekt
Ergebnisse	Ein Überblick über aktuelle Forschungsschwerpunkte in Bezug auf Dienstleistungen für Elektromobilität wird gegeben. Bedeutung von Dienstleistungen wie beispielsweise geräusch- und emissionsarme Belieferung in Innenstädten, Versorgung bei Unfällen und Pannen mit Elektrofahrzeugen, Dienstleistungsgeschäftsmodell für Vernetzung und Nutzung privater Ladesäulen (Sharing Economy) oder Carsharing werden aufgezeigt.
Handlungsempfehlungen/ Forschungsbedarf	Herausforderungen in den einzelnen Bereichen werden identifiziert und Handlungsempfehlungen abgeleitet.

Tabelle 41: Model-based assessment of demand-response measures—A comprehensive literature review (Boßmann & Eser 2016)

Boßmann & Eser 2016	Model-based assessment of demand-response measures—A comprehensive literature review.
In der Metastudie von Boßmann und Eser (2016) wird ein Forschungsüberblick über Publikationen gegeben, in denen Demand Response Modelle aufgestellt werden. Modellhaft werden technische oder ökonomische Aspekte von Demand Response Modellen und deren Auswirkungen auf das Energiesystem dargestellt. Die Modelle werden nach Themenschwerpunkten geclustert und die verschiedenen Eigenschaften der Modelle werden aufgezeigt. Zudem wird Forschungsbedarf für zukünftige Modelle abgeleitet.	
Aufbau	I. Methodische Grundlagen der Klassifizierung Klassifizierung der Modelle nach thematischen, methodischen, zeitlichen, räumlichen, technologischen und praktischen Eigenschaften II. Beschreibung der Ergebnisse der Clusterung III. Diskussion der Ergebnisse IV. Weiterer Forschungsbedarf
Umfang	117 wissenschaftliche Publikationen
Ergebnisse	Die Metastudie schlägt eine Klassifizierung der zahlreichen ökonomischen Modelle vor, die unterschiedliche Aspekte in Bezug auf Demand Response abbilden. Die vier thematischen Cluster 1. Tarifstrukturen, 2. Auswirkungen auf das Energiesystem bzw. den Energiemarkt, 3. Nutzeranwendungen, bei denen Demand Response Maßnahmen möglich sind und 4. Kontrollstrategien für Reaktion der Anwendungen auf Preissignale werden identifiziert. Mögliche Überschneidungen von 2 Themengebieten werden ebenfalls berücksichtigt, sodass die Modelle in insgesamt 10 Cluster gegliedert werden. In der Metastudie wird die Heterogenität der unterschiedlichen Modelle betont. Die Analyse zeigt, dass die meisten Modelle Auswirkungen von Demand Response Mechanismen auf das Gesamtsystem thematisieren oder Tarifstrukturen berücksichtigen. Kontrollstrategien werden demnach eher selten berücksichtigt. Verschiedene Eigenschaften der Modelle werden aufgezeigt, nämlich methodische, zeitliche, räumliche, technologische und praktische Eigenschaften.
Handlungsempfehlungen/ Forschungsbedarf	Neue Modelle sollten mehrere Faktoren mit einbeziehen, um den Beitrag von Demand Response zur Lastglättung und der besseren Integration erneuerbarer Energien abzubilden. Der Vergleich von Demand Response Maßnahmen mit anderen Flexibilitätsoptionen durch ein optimierungsbasiertes Modell wird angeregt.

Tabelle 42: Metastudie Stromspeicher (Fraunhofer Umsicht & IWES 2014)

Fraunhofer Umsicht & IWES 2014	Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT & Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWI) Metastudie „Stromspeicher“
Die Metastudie umfasst eine umfangreiche Auswertung wissenschaftlicher Studien zum Thema Stromspeicher. Aussagen über den zukünftigen Speicherbedarf, das Potenzial und die Wirtschaftlichkeit werden durch die Systematische Analyse der Studienergebnisse abgeleitet.	
Aufbau	I. Speicherbedarf II. Technisches Ausbaupotenzial Realisierbares/ erwartbares technologiespezifisches Ausbaupotenzial III. Investitionskosten IV. Erlöspotenziale von Stromspeichern Einfluss von Stromspeichern auf den Markt V. Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern im Vergleich zu anderen Flexibilitätsoptionen VI. Einsatz Power-to-Gas VII. Speicher im Strommarkt Die Themenfelder werden nach den sieben Schritten nach Cooper (2010) abgearbeitet: 1. Formulierung einer Fragestellung 2. Systematische Literaturrecherche 3. Zusammentragen und Aufbereiten der Informationen 4. Qualitätsbewertung der herangezogenen Studien 5. Befundintegration und Heterogenitätsanalyse 6. Interpretation der Ergebnisse in Bezug auf die Fragestellung 7. Aufbereitung und Präsentation der Ergebnisse
Umfang	420 Studien aufgeteilt auf 10 Arbeitspakete
Ergebnisse	Die Ergebnisse des systematischen Vergleiches von Studien zeigen, dass in Bezug auf den Speicherbedarf der prognostizierte Bedarf vor allem durch unterschiedliche Annahmen stark variiert. Das technische Ausbaupotenzial für Speicher, insbesondere für Großspeicher, wird auf ein Vielfaches des heutigen Bestandes geschätzt. Ein Speicherzubau wird nach 2025 durch den Ausbau erneuerbarer Energien erwartet. Außerdem wird Potenzial für Power-to-Gas als Langzeitspeicher gesehen. Eine Verbesserung der Rahmenbedingungen für einen wirtschaftlicheren Betrieb von Speichern wird gefordert. In Bezug auf die Investitionskosten von Speichern wird fehlende Transparenz innerhalb der Studien bemängelt. Mögliche Deckungsbeiträge auf verschiedenen Märkten werden verglichen. Die Wirtschaftlichkeit verschiedener Speichertechnologien wird in den Studien auf Grundlage historischer Werte analysiert. Für Elektrofahrzeuge wird die Bereitstellung von Primärregelleistung, negativer Sekundärregelleistung und negativer Minutenreserve als wirtschaftlich bewertet. Einheitliche Aussagen zur Wirtschaftlichkeit von Speichern im Vergleich zu anderen Flexibilitätsoptionen werden nicht aufgestellt, da die Ergebnisse der Studien stark von den getroffenen Annahmen abhängen.

	Der Einsatz von Power-to-Gas wird in zahlreichen Studien thematisiert, insbesondere wird ein hohes Potenzial zur Treibhausgasminderung in den Verkehr, Industrie und Wärme gesehen. In Bezug auf die Marktintegration von Speichern wird in der Literatur ein Abbau von Hemmnissen für den Marktzugang sowie die Einführung neuer Märkte thematisiert.
Handlungsempfehlungen/ Forschungsbedarf	/

Tabelle 43: Erneuerbar mobil - Marktfähige Lösungen für eine klimafreundliche Elektromobilität (BMU 2013)

BMU 2013		Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit BMU Erneuerbar mobil - Marktfähige Lösungen für eine klimafreundliche Elektromobilität
<p>Die Studie des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) betont die Bedeutung der Elektromobilität für die Bundesregierung, um CO₂-Emissionen zu reduzieren und gesetzte Klimaziele zu erreichen. In der Publikation wird neben der Effizienz und Vorteilhaftigkeit in Bezug auf CO₂-Emissionen auch die Möglichkeit der Nutzung von Flexibilität thematisiert.</p> <p>Als ein Förderinstrument werden die Schaufenster Elektromobilität vorgestellt, bei denen im Rahmen der vier Schaufenster <i>Living Lab BW E-Mobil</i> (Baden-Württemberg), <i>Internationales Schaufenster der Elektromobilität</i> (Berlin/Brandenburg), <i>Unsere Pferdestärken werden elektrisch</i> (Niedersachsen) und <i>Elektromobilität verbindet</i> (Bayern/Sachsen) innovative Pilotprojekte zur Elektromobilität mit einer Schnittstelle zum Energiesystem durchgeführt werden.</p> <p>Die Förderprojekte aus dem Konjunkturpaket II werden vorgestellt, darunter Projekte zu Elektromobilität im Personenverkehr, im Wirtschaftsverkehr und im ÖPNV, Projekte zum Batterierecycling oder übergreifende Projekte, die ökologische und wirtschaftliche Effekte von Elektromobilität analysieren. Steckbriefe der abgeschlossenen Projekte sind nach verschiedenen Förderschwerpunkten unterteilt.</p>		
Aufbau		<p>I. Einordnung der Bedeutung von Elektromobilität, Vorstellung von Förderschwerpunkten, Schaufenstern und Leuchtturmprojekten</p> <p>II. Überblick über Forschungsprojekte zu folgenden Förderschwerpunkten:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Umwelt- und Klimafaktoren der Elektromobilität 2. Kopplung an erneuerbare Energien und Netzintegration 3. Markteinführung mit ökologischen Standards 4. Ressourcenverfügbarkeit und Recycling 5. Wissenschaftliche Begleitforschung
Umfang		20 Forschungsprojekte
Ergebnisse		<p>Ein Überblick über aktuelle Forschungsschwerpunkte und abgeschlossene Projekte in Bezug auf Elektromobilität wird gegeben. Für die Fragestellung der vorliegenden Literaturoauswertung besonders relevant ist der Förderschwerpunkt 2, <i>Kopplung an erneuerbare Energien und Netzintegration</i>, der Forschungsprojekte u.a. zum Thema gesteuertes Laden, Bereitstellung von Energiedienstleistungen, Netzauswirkungen und Kundenakzeptanz von gesteuertem Laden umfasst.</p>
Handlungsempfehlungen/ Forschungsbedarf		/

3.5. Auswirkung der Netzintegration von Elektrofahrzeugen

Die Auswirkungen der Elektromobilität auf das Stromsystem beinhalten verschiedene Aspekte. Zunächst steigt durch die Elektromobilität der Strombedarf und die Anzahl der Nutzer im Energiesystem. Insgesamt wird in der Literatur i.d.R. keine besonders hohe Belastung für das Gesamtsystem durch einen steigenden Energieverbrauch prognostiziert (Michaelis et al. 2015; DEFINE 2015; Linssen et al. 2012). Auch für die Systemstabilität im Sinne des Ausgleichs zwischen Stromangebot und -nachfrage stellt die Elektromobilität keine gesonderte neue Herausforderung dar. Für die Analyse der Systemauswirkungen und Auswirkungen der Netzintegration von Elektrofahrzeugen wird Gleichzeitigkeit in vielen Studien als Parameter verwendet (FGH 2018). Problematisch ist demnach vor allem, wenn eine hohe Anzahl von Fahrzeugen gleichzeitig in den Abendstunden geladen wird (Nobis 2015; Michaelis et al. 2015.; Richter & Steiner 2011; DEFINE 2015).

Die Auswirkungen der Netzintegration sind hauptsächlich bedingt durch die Gleichzeitigkeit und eine mögliche Steuerung der Ladevorgänge. Im Gegensatz zu einem ungesteuerten Sofortladen kann bei einer Steuerung Flexibilität genutzt werden und dadurch netzdienliches Laden oder auch die Ausnutzung möglicher Preisvorteile ermöglicht werden (FGH 2018).

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass aus reiner Markt- und Systemsicht die Elektromobilität keine wesentlichen Probleme für das Stromnetz darstellt und sogar ein zusätzlicher Nutzen erschlossen werden kann, das Verteilnetz jedoch durch lokale Netzengpässe Herausforderungen gegenübersteht, welche unter anderem durch ein angepasstes Ladeverhalten, also Flexibilität, gelöst werden könnte. Im Folgenden wird der Stand der Literatur zu den drei unterschiedlichen Anwendungsfällen von Flexibilität zusammengefasst.

3.5.1. Bereitstellung systemdienlicher Flexibilität

Einige Studien analysieren die Möglichkeit von Ladeinfrastruktur, systemdienliche Flexibilität bereitzustellen. Wird ein zukünftig mögliches bidirektionales Ladesystem angenommen, können alle Formen der Wirkleistungsregelung durch Elektrofahrzeuge bereitgestellt werden. Mit dem heute umsetzbaren unidirektionalen Ladesystem ist nur das Demand Side Management und zumindest theoretisch die Bereitstellung von Regelenergie mit Elektrofahrzeugen umsetzbar (Göhler et al. 2020). Ähnlich ist die Einschätzung von Loskill (2015), wonach Elektromobilität geeignet ist, um zur Frequenzhaltung beizutragen, jedoch nur eingeschränkt für andere Systemdienstleistungen.

Die Frequenzhaltung wird durch die Übertragungsnetzbetreiber durch den Einsatz von Regelenergie sichergestellt. Diese wird am Regelleistungsmarkt beschafft. Dabei kann zwischen den verschiedenen Produkten der Primärregelleistung, der Sekundärregelleistung und der Minutenreserve unterschieden werden, die alle unterschiedliche technische Voraussetzungen und Präqualifikationsbedingungen für die Erbringung fordern. Heute wird Regelenergie hauptsächlich durch konventionelle Kraftwerke bereitgestellt. Sie können auch durch virtuelle Kraftwerke und einen Regelleistungspool aus mehreren kleineren zusammengeschlossenen Anbietern bereitgestellt werden. Während Elektrofahrzeuge für die Bereitstellung von Regelenergie heute noch keine Rolle spielen, wird zumindest die technische Möglichkeit

und teilweise ein hohes technisches Potential gesehen (Göhler et al. 2019; Loskill 2015; Simon et al. 2014). Im Bereich der Regelenergie sehen einige Studien nach Göhler et al. (2019) das größte wirtschaftliche Potential bei der Erbringung von negativer Sekundärregelleistung.

3.5.2. Bereitstellung netzdienlicher Flexibilität

Netzdienliche Flexibilität bereitgestellt durch Ladeinfrastruktur hat das Ziel, eine Überlastung des lokalen Netzes durch eine Anpassung des Verbrauchs zu verhindern. Dies kann durch eine Unterbrechung oder Verringerung des Ladevolumens geschehen. Sollte zukünftig auch bidirektionales Laden möglich sein, ist die Bereitstellung netzdienlicher Flexibilität auch durch eine Einspeisung in Elektrofahrzeugen gespeicherter Energie möglich (FGH 2018).

Im *SINTEG-Programm (Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende)*, das vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie gefördert wird, werden Fragen zur zukünftigen Entwicklung der Netze, Digitalisierung und Energiewende, Sicherheit, Nutzung von Flexibilität, Integration erneuerbarer Energien und Sektorkopplung thematisiert. Dabei wurden Lösungsvorschläge in fünf großen Modellregionen („Schaufenstern“) demonstriert (SINTEG 2018). In den Schaufenstern wurden Netze der Zukunft erprobt. Dabei spielt auch die Einbindung von Elektromobilität zur Erbringung von Netzdienstleistungen eine wichtige Rolle. Bereits im Vorgängerprogramm E-Energy wurde Elektromobilität als Baustein des zukünftigen Energiesystems am Rande thematisiert (BMWI 2014).

In der Literatur wird ein großes technisches Potential für die Bereitstellung von netzdienlicher Flexibilität durch Ladeinfrastruktur gesehen. Ladevorgänge können demnach als flexible Lasten angesehen werden und können einen Beitrag zum lokalen Netzengpassmanagement leisten und so den Bedarf des Netzausbau reduzieren (E-Bridge Consulting 2020; BDEW 2018; Nobis 2015; Agsten 2012). Eine Anpassung der regulatorischen Rahmenbedingungen wird als Voraussetzung für die tatsächliche Nutzung der Flexibilität genannt. Eine detaillierte Betrachtung möglicher Anreizsysteme und des regulatorischen Rahmens ist in Kapitel 4 zu finden.

Mit der Initiative Netzflex verfolgt die Deutsche Energie-Agentur (dena) das Ziel, das Potential netzdienlicher Flexibilität aufzuzeigen und nutzbar zu machen. Eine im Rahmen dieser Initiative veröffentlichte Studie (dena 2017) untersuchte, wie Kombination verschiedener Anwendungen, sogenannte Multi-Use-Ansätze, wirtschaftlich und netzdienlich optimal genutzt werden können. Dabei werden auch Potentiale für die Bereitstellung von netzdienlicher Flexibilität durch Ladeinfrastruktur erkannt. Aufbau und Ergebnisse der Studie sind im folgenden Steckbrief zusammengefasst.

Tabelle 44: Netzflexstudie - Optimierter Einsatz von Speichern für Netz- und Marktanwendungen in der Stromversorgung (Dena 2017)

Dena 2017	Deutsche Energie-Agentur Netzflexstudie - Optimierter Einsatz von Speichern für Netz- und Marktanwendungen in der Stromversorgung
	Ziel der dena Netzflexstudie ist es aufzuzeigen, inwieweit Flexibilität durch Kombination von Anwendungen (Multi-Use-Ansätze) sowohl betriebswirtschaftlich als auch netzdienlich genutzt werden kann und welche rechtlichen Rahmenbedingungen dafür geschaffen werden müssen. Der Multi-Use-Ansatz impliziert, dass Flexibilität für mehr als eine Anwendung genutzt werden kann und eine Kombination marktorientierter, netzdienlicher und nutzerbezogenen Anwendungen der Flexibilität möglich ist.
Aufbau	<p>AP1 Nach den 4 Dimensionen Akteur, Netzsituation Technologie und Anwendung werden 6 Cases erstellt zu Verbrauchern, die über unterschiedliche dezentrale Speicher verfügen, darunter z.B. der „E-Mobility Prosumer“</p> <p>AP2 Eine quantitative Analyse der Cases wird auf Basis von Zukunftsszenarien für 2020, 2025 und 2030 durchgeführt und Modelle zur Einsatzoptimierung und einer optimierten Lastflussrechnung simuliert. Die optimale Speicherfahrtweise wird unter verschiedenen Annahmen bezüglich des Ordnungsrahmens bestimmt. Als Handlungsoptionen für Netzbetreiber werden der konventionelle Netzausbau oder der Ausbau mit innovativen Technologien aufgezeigt, die Kosten der Handlungsoptionen werden bestimmt</p> <p>AP3 Der aktuelle rechtliche Rahmen wird betrachtet und Vorschläge für Änderungen basierend auf den Ergebnissen der Cases werden getroffen.</p> <p>AP4 Konkrete Handlungsempfehlungen zur Umsetzung werden gegeben.</p>
Ergebnisse	Multi-Use-Ansätze bieten Potentiale für betriebswirtschaftlich optimierten Flexibilitätseinsatz und ermöglichen eine Netzauslastung im Verteilnetz. Um Potentiale zu heben und nutzen zu können, müssen rechtliche Vorgaben angepasst werden. Die Definition von differenzierten und frei wählbaren Netznutzungsprodukten wird vorgeschlagen, die netzdienliches Verhalten anreizen sollen. Es wird zwischen uneingeschränkter Netznutzung, netzverträglichen Nutzung und netzdienlichen Nutzung unterschieden. Der Netzausbaubedarf kann durch den Einsatz netzdienlicher Flexibilität verringert werden. Wirtschaftliche Vorteile einer netzdienlichen Nutzung werden bei allen Cases als sehr gering eingeschätzt. Als wirksame Steuerungsmöglichkeiten in Bezug auf Elektromobilität werden variable Preissignale oder direkte Eingriffsrechte angeführt.
Handlungsempfehlungen/ Forschungsbedarf	Als Handlungsempfehlung wird 1. Die Aktivierung der Angebotsseite durch verschiedene Anreize, durch Wahlfreiheit zwischen Netznutzungsprodukten, durch Abbau verzerrender Wirkung staatlich induzierter Preisbestandteile und Erleichterungen bei der Erbringung von Regelenergie, 2. Die Ermöglichung der Nutzung von Flexibilitäten durch die Netzbetreiber durch technische Ertüchtigung

der Netzbetriebsmittel und gleichwertige Behandlung von investitions- und betriebskostenintensiven Lösungsansätzen und 3. Eine Komplexitätsreduktion und Erprobung verschiedener Regelwerke, eine Harmonisierung von Regelungen und Erleichterung von Praktikabilitätstests zur Erprobung von Anreizmechanismen vorgeschlagen.

Forschungsbedarf besteht bei den Themen Umlagesystematik, Netzzustandsüberwachung und Digitalisierung, Diskussion zu Marktschnittstellen und Definition von Rollen und Abläufen, Regelenergieeinsatz in unterlagerten Netzen, kurzfristige Betriebsmittelüberlastung, Anpassung der Netzentgeltshöhenregulierung hinsichtlich der Anreize für Netzbetreiber, Alternativen zum Netzausbau anzuwenden

3.5.3. Nutzung marktdienlicher Flexibilität

Flexibilität kann von Eigentümern von Ladeinfrastruktur marktdienlich genutzt werden, wenn volatile Marktpreise für Elektrizität z.B. ausgerichtet am Spotmarktsignal ausgenutzt werden können. (RWTH Aachen et al. 2018). In der Literatur wird davon ausgegangen, dass die Nutzung marktdienlicher Flexibilität und somit die Ausnutzung variabler Strompreise eine hohe Gleichzeitigkeit bei den Ladevorgängen und somit eine höhere Netzauslastung bewirken kann. Entscheidend sind hier jedoch die Zeiten günstiger Strompreise. Führen die Preise zu einer Verlagerung des Verbrauchs auf die Nachtstunden kann dies nach dena (2017) zumindest bei geringer Durchdringung der Elektromobilität einen leicht positiven Einfluss auf die Netzauslastung haben. Problematisch wird bewertet, sollten diese mit Zeiten allgemeiner höherer Verbrauchslast zusammenfallen, z.B. in den Abendstunden. Auf der anderen Seite können niedrige Strompreise, die mit einer hohen Einspeisung erneuerbarer Energien einhergehen, durch die Anreizung einer Verbrauchsverlagerung auch netzentlastend wirken und eine höhere Integration erneuerbarer Energien in das Stromnetz erleichtern (FGH 2018; dena 2017).

3.6. Zwischenfazit

Die breite Literaturanalyse zeigt, dass der Bereitstellung von Flexibilität durch Ladeinfrastruktur in den letzten Jahren eine größer werdende Bedeutung zugesprochen wird. Darin wird in vielen Studien ein Instrument mit großem Potenzial für das Netzengpassmanagement gesehen. Durch den netzdienlichen Einsatz von Flexibilität kann demnach die Netzintegration von Elektrofahrzeugen und die Integration erneuerbarer Energien erleichtert, kritische Netzzustände verhindert und der Bedarf für einen Netzausbau reduziert werden.

In der Literatur wird häufig betont, dass zwar technisch die Bereitstellung netzdienlicher Flexibilität durch Ladeinfrastruktur möglich ist, Anreize dafür allerdings meist fehlen. Zudem müssen rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen verbessert werden. In fehlenden Anreizen und Rahmenbedingungen liegen demnach die größten Hemmnisse für die tatsächliche Bereitstellung von Flexibilität.

4. Anreizgestaltung für die Bereitstellung netzdienlicher Flexibilität

In diesem Abschnitt werden die Möglichkeiten der Erschließung neuer Geschäftsmodelle unter Erweiterung des Nutzerkreises der betreffenden Infrastruktur und Betrachtung verschiedener Bepreisungs- und Tariflogiken analysiert. Die zwei Nutzerkreise sind zum einen Eigentümer von privater Ladeinfrastruktur, zum anderen Unternehmen mit Elektrofuhrparks, die halb-öffentliche Ladeinfrastruktur bereitstellen. Der Fokus wird dabei auf Flexibilitätsvergütungsmechanismen und Tarifen sowie die rechtlichen Grundlagen gelegt. Verschiedene Studien weisen darauf hin, dass durch statische Preise kein Anreiz für netzdienliches Verhalten geschaffen wird (z.B. dena 2017). Daher sollen hier mögliche Anreizsysteme vorgestellt werden und ihre unterschiedlichen Wirkungsweisen verglichen werden.

4.1. Explizite und implizite Flexibilität

Für die Einordnung verschiedener Anreizsysteme kann für die Bereitstellung der Flexibilität zunächst zwischen expliziter und impliziter Flexibilität unterschieden werden. Explizite Flexibilität zeichnet sich dadurch aus, dass Umfang und Zeitpunkt der Flexibilitätsbereitstellung bereits vorher quantifizierbar sind. Die Steuerungsgrößen sind vor dem Abruf der Flexibilität zwischen Netzbetreiber und Marktteilnehmer vereinbart. Flexibilität wird in diesem Fall explizit angereizt (Lehmann et al. 2019).

Im Gegensatz dazu erfolgt bei der impliziten Flexibilität die Anreizsetzung für die Bereitstellung von Flexibilität indirekt. Eine Verschiebung der Nachfrage kann beispielsweise über eine Änderung des Strompreises angeregt werden. Die tatsächliche Bereitstellung der Flexibilität ist in diesem Fall abhängig von der individuellen Preiselastizität der Marktteilnehmer. Umfang und Zeitpunkt der Flexibilitätsbereitstellung sind vorab nicht exakt quantifizierbar, sondern nur empirisch abschätzbar.

4.2. Systematisierung der Anreizgestaltung für netzdienliche Flexibilität

In der Literatur können zahlreiche Ansätze für die Ausgestaltung von Anreizen und Vergütungsmechanismen für die Bereitstellung netzdienlicher Flexibilität durch Nutzer von Elektrofahrzeugen gefunden werden. Dabei liegt der Fokus in der Regel auf Haushalten und der privaten Nutzung von Elektrofahrzeugen. Die gewerbliche Nutzung von Elektromobilität wird im Kontext der Flexibilitätsbereitstellung meist nicht betrachtet (FGH 2018).

Tabelle 10 zeigt eine Systematisierung möglicher beispielhafter Anreizsysteme und die Gliederung in verschiedene Flexibilitätsmechanismen. Diese umfassen unterschiedliche Ansatzpunkte, wie netzdienliche Flexibilität angereizt und eingesetzt werden soll. Im Folgenden wird zwischen den Konzepten der *regulierten Flexibilitätserbringung*, *Flexibilitätsmärkten* und *variablen Preisen* unterschieden, bei denen die Flexibilitätsbereitstellung nach dem BDEW-Ampelkonzept (vgl. *Abbildung 41*) in allen Fällen der gelben Ampelphase zuzuordnen ist. Die *Unmittelbare Steuerung durch den Verteilnetzbetreiber* umfasst hingegen Notfallregelungen, die der roten Ampelphase zugeordnet werden können. Die Kategorien die sich aus der Systematisierung ergeben haben einen übergeordneten Charakter. Verschiedene konkretere Ausgestaltungsmöglichkeiten können darunter zusammengefasst werden.

Die verschiedenen Flexibilitätsmechanismen ergeben sich durch unterschiedliche Ausprägungen ausgewählter Kriterien, die nachfolgend kurz beschrieben werden:

- **Flexibilitätszweck:** Das Kriterium Flexibilitätszweck grenzt den Einsatzzweck der Flexibilität ab. In dieser Betrachtung liegt der Fokus auf netzdienlicher Flexibilität, die Bereitstellung systemdienlicher oder marktdienlicher Flexibilität wird hier nicht beachtet. Netzdienliche Flexibilität wird vom Netzbetreiber i.d.R. zum Engpassmanagement genutzt.
- **Flexibilitätsart:** In der Kategorie Flexibilitätsart wird zwischen den übergeordneten Arten der expliziten und impliziten Flexibilität unterschieden. Die Flexibilität kann dabei entweder explizit angereizt und vor Abruf quantifizierbar sein, oder indirekt angereizt werden, was eine vorherige Quantifizierung verhindert.
- **Flexibilitätsausprägung:** Unterschiedliche Flexibilitätsausprägungen implizieren unterschiedliche konkrete technische Beschreibungen der Flexibilitätserbringung. Je nach Ausgestaltungsmerkmalen ist hier eine Vielzahl unterschiedlicher Produkte und Ausprägungen möglich.
- **Zugriffsrecht und Steuerung:** Mit der Kategorie Zugriffsrecht und Steuerung wird die Verantwortlichkeit bei der Flexibilitätserbringung zwischen den Flexibilitätsmechanismen verglichen. In dieser Kategorie ist der Akteur entscheidend, der den tatsächlichen Einsatz der Flexibilität steuert. Die Ausgestaltung kann zwischen einer eigenverantwortlichen Nutzung des Verbrauchers und einem Zugriffsrecht durch den Netzbetreiber liegen.
- **Anreiz und Vergütung:** Die Dimension Anreiz und Vergütung vergleicht unterschiedliche Ausprägungen der monetären Vergütung. Die Vergütung kann regulatorischen Vorgaben entsprechen, durch freie Preisbildung am Markt bestimmt werden oder indirekt durch Kostenersparnisse erfolgen. Unterschieden werden kann hier auch, ob der tatsächliche Abruf der Flexibilität oder bereits die Bereitstellung vergütet wird.
- **Freiwilligkeit:** Daneben werden die Flexibilitätsmechanismen durch Ausprägungen der Freiwilligkeit bei der Flexibilitätserbringung unterschieden. I.d.R. wird von einer freiwilligen Teilnahme ausgegangen. Je nach vertraglicher Ausgestaltung ergeben sich allerdings vertragliche Verpflichtungen. Zudem können Verbraucher bei Nichtteilnahme finanziell benachteiligt werden.
- **Vertragsschluss:** Ein weiteres Unterscheidungsmerkmal der Flexibilitätsmechanismen ist die spezifische rechtliche Ausprägung des Vertragsschlusses. Die Rechtsgrundlage für den Flexibilitätsabruft kann auf einer gesetzlichen Grundlage und Regulierung beruhen oder durch eine bilaterale Verhandlung bestimmt werden. Unterschieden werden kann hier auch der Zeitpunkt des Vertragsschlusses und der Zeithorizont des Vertrages. Auch Flexibilitätsmechanismen, die keine vertraglichen Grundlagen bedürfen, sind möglich.

Tabelle 45: Anreizsysteme für die Bereitstellung netzdienlicher Flexibilität durch E-Mobilität

Flexibilitätsmechanismus	Regulierte Flexibilitätserbringung	Flexibilitätsmärkte	Variable Preise	Unmittelbare Steuerung durch VNB
Flexibilitätszweck	netzdienlich			
Flexibilitätsart	explizit	explizit	implizit	explizit
Flexibilitätsausprägung	langfristige Leistungszusage	verschiedene Flexibilitätsprodukte möglich	(automatisierte) Verhaltensänderung/Lastverschiebung	Abruf in Notfallsituationen
Zugriffsrecht und Steuerung	durch Netzbetreiber auf Basis von Regulierung	auf Vertragsgrundlage (durch Netzbetreiber oder Anbieter)	eigenverantwortliche Steuerung durch Verbraucher	durch Netzbetreiber
Anreiz und Vergütung	regulierte Vergütung, z.B. reduzierte Netzentgelte nach § 14a EnWG (Zahlung unabhängig vom Abruf)	Preisbildung über Angebot/ Nachfrage (Gebote u. Zahlung bei Abruf)	Kostensparnis durch Ausnutzung lastvariabler NNE	keine Vergütung
Freiwilligkeit	freiwillige Teilnahme, ggf. mit finanziellen Nachteilen bei Nichtteilnahme	keine Teilnahmeverpflichtung, Abgabe von Geboten; resultierende vertragliche Verpflichtungen	keine Verpflichtung, freiwillige Verbrauchsänderung, ggf. finanzielle Nachteile bei Nichtteilnahme	zwingender Abruf, keine Widerspruchsmöglichkeit
Vertragsschluss	längerfristig, z.B. ein Jahr, auf gesetzlicher Grundlage	auf Grundlage einer Verhandlung zwischen den Partnern, Vertragschluss bei Gebotsannahme, verschiedene Zeithorizonte denkbar	kein gesonderter Vertrag notwendig, Abwicklung über Stromlieferung	kein Vertrag notwendig

4.2.1. Regulierte Flexibilitätserbringung

Der erste Flexibilitätsmechanismus ist die *regulierte Flexibilitätserbringung*. Bei diesem Mechanismus wird die netzdienliche Flexibilität explizit angereizt und steht dem Netzbetreiber vertraglich gesichert während eines bestimmten Zeitraums zum Abruf bereit. Dem Netzbetreiber wird ein Zugriffsrecht für den Abruf eingeräumt. Bei Bedarf kann er die zugesicherte Flexibilität im vorher bestimmten Rahmen ohne erneute Zustimmung des Verbrauchers abrufen. Der Verbraucher erhält dafür eine Entschädigung.

Die Vergütung entschädigt dabei die Bereitstellung der Flexibilität und ist nicht abhängig vom tatsächlichen Einsatz.

Durch die Regulierung und den geringen Abstimmungsbedarf beim Flexibilitätsabruf ist es durch diesen Flexibilitätsmechanismus auch möglich, Flexibilität von Kleinverbrauchern netzdienlich zu nutzen (consentc und dena 2019). Voraussetzung für den Abruf der Flexibilität ist die vorherige Kontrahierung. Die Teilnahme ist dabei freiwillig, bei Nichtteilnahme können sich aber finanzielle Nachteile für den Verbraucher ergeben.

Die Vertragsausgestaltung und Vergütung basieren auf vorgeschriebenen Regulierungen. In der Literatur wird für eine solche langfristige Flexibilitätsusage meist eine Ausgestaltung mit einem reduzierten Netzentgelt nach § 14a EnWG (Stand April 2021) vorgeschlagen. Darin heißt es:

„Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen haben denjenigen Lieferanten und Letztverbrauchern im Bereich der Niederspannung, mit denen sie Netznutzungsverträge abgeschlossen haben, ein reduziertes Netzentgelt zu berechnen, wenn mit ihnen im Gegenzug die netzdienliche Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen, die über einen separaten Zählpunkt verfügen, vereinbart wird. Als steuerbare Verbrauchseinrichtung im Sinne von Satz 1 gelten auch Elektromobile. [...]“ (§ 14a EnWG)

Mit § 14a EnWG ist somit eine gesetzliche Grundlage für die Flexibilitätserbringung durch steuerbare Verbrauchseinrichtungen gegeben. Für die tatsächliche Umsetzung ist aber eine Konkretisierung der vertraglichen Ausgestaltung und der Steuerung durch eine Rechtsverordnung der Bundesregierung notwendig, welche bislang nicht erfolgt ist. Die folgenden Ausführungen beziehen sich auf diesen Diskussionsstand. Weitere Ausführungen zur konkreten Branchendiskussion sind Kapitel 5.3 zu entnehmen.

Für die konkrete Ausgestaltung sind verschiedene Spezifikationen denkbar, welche in der Branchenliteratur und mehreren Positionspapieren intensiv diskutiert wird. Auch in einem Gutachten des BMWI (2018) wird ein konkreter Ausgestaltungsvorschlag für § 14a EnWG gegeben. In dem Gutachten werden sechs mögliche Netzentgeltsystematiken verglichen, wobei in dem Gutachten das Modell eines *Statischen Bestelleistungssystems mit bedingter Netznutzung* umgesetzt durch das Instrument der *Spitzenglättung* favorisiert wird. Dabei werden klassische unflexible, teilflexible und vollflexible Kunden mit bedingter und unbedingter Leistung unterschieden. Bedingte Leistung umfasst den Teil des Verbrauchs, der flexibel steuerbar ist. Dieser Teil der Leistung soll nach dem Vorschlag kostengünstiger gedeckt werden durch niedrigere Netzentgelte, während für unbedingte Leistung des Verbrauchers höhere Netzentgelte erhoben werden können. Durch die kostengünstigere Deckung der bedingten Leistung soll mehr Flexibilität angereizt werden. Die Teilnahme flexibler Nutzer an der Spitzenglättung wird als verpflichtend beschrieben, Verbraucher haben aber die Wahl ihren Verbrauch in beliebige Anteile bedingter und unbedingter Leistung einzuteilen. Die Bereitstellung flexibler Lasten ist für den bedingten Teil der Leistung dann aber verbindlich. Der Abruf von Flexibilität erfolgt ohne Vorankündigung bei Auftreten von kritischen Zuständen.

Mit dem Instrument ist auch eine sukzessive Digitalisierung der Verteilnetze verbunden. Eine digitale Netzüberwachung und die Steuerung des Flexibilitätsabrufs durch intelligente Messsysteme sind notwendig.

Von Jahn et al. (2020) werden einige Aspekte dieses Vorschlages kritisch bewertet. Zum einen wird kritisiert, dass es sich um einen kurativen Ansatz handelt. Flexibilität soll erst beim Auftreten kritischer Netzzustände abgerufen werden, ist also der roten Ampelphase (vgl. *Abbildung 41*) zuzuordnen. Zudem fehle die Beachtung einer systemdienlichen Lasterhöhung, die in Zeiten hoher erneuerbarer Stromerzeugung eine höhere Integration erneuerbarer Energien ermöglichen würde. Eine Einbindung einer Leistungserhöhung wird auch von bne (2016) vorgeschlagen. Weiterhin fehle die Berücksichtigung der Erzeugerseite (Jahn et al. 2020). Auch der BDEW (2017b) schlägt in einem Positionspapier die Erweiterung von „steuerbaren Verbrauchsanlagen“ auf „steuerbare Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen“ vor und somit eine einheitliche Regelung für die Erzeuger- und Verbraucherseite. Jahn et al. (2020) kritisieren zudem die hohe Unsicherheit des tatsächlichen Nutzens. Flexibilität kann nur für den bedingten Teil der Leistung abgerufen werden, welcher vom Verbraucher frei wählbar ist. Bei zu hoch gewählter unbedingter Leistung ist weiterhin ein hoher Netzausbaubedarf zu erwarten. Auch fehle in dem Gutachten die Ausformulierung des Umgangs mit entstehenden Bilanzkreisabweichungen. Positiv bewerten Jahn et al. (2020) die Thematisierung von Netzplanungsinstrumenten, wie zeitreihenbasierte Lastflussrechnungen, der Netzzustandsüberwachung und des Aufbaus von Energie-Management-Systemen bei Verbrauchern mit neuen Flexibilitäten.

Steuerungsansätze auf Basis von § 14a EnWG werden in der Literatur abweichend von dem Gutachten des BMWI (2018) auch als präventive Maßnahme in der gelben Ampelphase (vgl. *Abbildung 41*) diskutiert (Agora Verkehrswende 2019; BDEW 2018; bne 2016). Dabei wird jedoch auch auf das Risiko einer ineffizient starken Nutzung dieses Instruments durch den Netzbetreiber hingewiesen (consentec & dena 2019). Auch bei der Verpflichtung der Teilnahme sind unterschiedliche Ausgestaltungsmerkmale denkbar. Theoretisch ist eine Verpflichtung flexibler Verbraucher zur Bereitstellung von Flexibilität im beschränkten Maße möglich, in der Realität wird dies jedoch im Rahmen eines regulären Engpassmanagements als kaum umsetzbar bewertet. Ein verpflichtendes Zugriffsrecht für den Netzbetreiber sollte demnach auf Notfallsituationen beschränkt bleiben (consentec & dena 2019; BDEW 2018).

Der § 14a EnWG ist der Status quo einer gesetzlich regulierten Flexibilitätserbringung durch Verbrauchsanlagen. Wie hier beschrieben sowie in Kapitel 5.3 im Detail diskutiert, unterliegt der Paragraf einer intensiven Branchendiskussion. Dennoch ist grundsätzlich denkbar, dass zukünftig auch weitere Formen der regulierten Flexibilitätserbringung gestaltet werden.

4.2.2. Flexibilitätsmärkte

Eine weitere mögliche marktbezogene Maßnahme der Verteilnetzbetreiber, um netzdienliche Flexibilität abrufen zu können, ist die Nutzung eines *Flexibilitätsmarktes*. Auch bei diesem Mechanismus wird Flexibilität explizit angereizt und ist vor Abruf vom Netzbetreiber quantifizierbar. Bei der Ausgestaltung

sind verschiedene Flexibilitätsprodukte möglich. Es sind z.B. längerfristige Zusagen oder einmalige Flexibilitätsbereitstellungen denkbar, die über den Flexibilitätsmarkt gehandelt werden können. Das Zugriffsrecht wird dem Netzbetreiber auf Vertragsgrundlage übertragen. Eine Steuerung des Flexibilitätsabrufs ist dabei durch den Netzbetreiber oder auch durch einen Flexibilitätsanbieter denkbar.

Für die Bereitstellung der Flexibilität erhält der Flexibilitätsanbieter eine Vergütung. Im Gegensatz zur regulierten Flexibilitätserbringung ist diese nicht reguliert und einheitlich für alle Anbieter, sondern wird im Rahmen einer freien Preisbildung durch Angebot und Nachfrage bestimmt. Vergütet wird hier zudem i.d.R. nicht die Bereitstellung der Flexibilität, sondern erst der tatsächliche Abruf.

Dieser Flexibilitätsmechanismus sieht keine verpflichtende Teilnahme vor. Es steht den Marktteilnehmern frei, Gebote über eine Plattform abzugeben. Bei Vertragsschluss ergeben sich jedoch auch vertraglich festgelegte Verpflichtungen zur Flexibilitätsbereitstellung für den Anbieter.

Vertragliche Vereinbarungen werden bei diesem Mechanismus nicht auf gesetzlicher Grundlage geschlossen, sondern beruhen auf Verhandlungen zwischen den Vertragspartnern. Der Vertragsschluss erfolgt bei der Annahme eines Gebots. Abhängig von den Flexibilitätsprodukten sind dabei verschiedene Zeithorizonte denkbar.

Konkrete Umsetzungen von Flexibilitätsmarktes stellen der *Altdorfer Flexmarkt* sowie der *ReFlex Dillenburg* dar, die mithilfe eines Feldversuches getestet, und innerhalb des Verbundprojekts *C/sells* im Rahmen des Förderprogrammes SINTEG konzipiert wurden. Der Flexibilitätsmarkt dient als Schnittstelle zwischen Flexibilitätsanbietern und -nachfragern. Angebote und Gesuche werden über Plattformen koordiniert (Heilmann et al. 2020a; Zeiselmaier et al. 2018; Klempp et al. 2020).

Für die konkrete Ausgestaltung der Flexibilitätsprodukte, die über den Flexibilitätsmarkt bereitgestellt werden können, schlagen Heilmann et al. (2020b) eine Systematisierung verschiedener Produkte vor. Flexibilitätsprodukte werden nach verschiedenen Parametern in vier Abstraktionsebenen unterteilt und strukturiert, die sowohl technische Aspekte der Flexibilität als auch die Handelsdimension berücksichtigen. Beispielhaft wird die Systematisierung an Flexibilitätsprodukte aus verschiedenen Forschungsprojekten des Förderprogrammes SINTEG vorgestellt, darunter z.B. langfristige und kurzfristige leistungsbasierte Produkte.

Auch von consentec und dena (2019) wird der Mechanismus eines regionalen Flexibilitätsmarktes diskutiert. Die Effizienzvorteile durch die marktliche Lösung gegenüber einem regulierten Ansatz werden hierbei positiv beurteilt. Durch eine lokale Beschränkung des Flexibilitätsmarktes wird aber auf einen möglichen Liquiditätsmangel hingewiesen. Für die Bereitstellung von Flexibilität durch Ladeinfrastruktur muss beachtet werden, dass die Wirtschaftlichkeit für kleinteilige, dezentrale Flexibilitätsanbieter durch hohe technische Anforderungen als gering bewertet werden kann (Klempp et al. 2020).

4.2.3. Variable Preise

Der Flexibilitätsmechanismus *variable Preise* impliziert bei einer netzdienlichen Flexibilitätsnutzung, dass sich Strompreise nach der regionalen Netzbelastung richten. Umgesetzt werden kann dieser Mechanismus durch eine Anpassung der Netzentgelte an die aktuelle Auslastung des Netzes. Bei einer hohen regionalen Netzbelastung müsste der Verbraucher demnach höhere Netzentgelte zahlen, wodurch eine Lastverschiebung angereizt wird.

Hier findet keine aktive Steuerung durch den Netzbetreiber statt, sondern der Nutzer handelt eigenverantwortlich. Die Flexibilität wird hier im Gegensatz zu den anderen Mechanismen nicht explizit, sondern implizit über den Preis angereizt. Der Umfang der erbrachten Flexibilität ist daher vom Netzbetreiber vorab nicht bestimmbar, sondern abhängig vom Verhalten des Nutzers und seiner Preiselastizität der Nachfrage.

Die Flexibilitätsausprägung umfasst in diesem Fall eine Verhaltensänderung des Verbrauchers, mit der eine Lastverschiebung einhergeht. Bei diesem Mechanismus hat der Netzbetreiber kein Zugriffsrecht für den Abruf der Flexibilität. Es findet ausschließlich einer eigenverantwortlichen Steuerung durch den Verbraucher statt. Dieser bestimmt ob, wann und im welchem Ausmaß er seinen Verbrauch anpasst und somit implizit Flexibilität bereitstellt.

Angereizt wird diese Verbrauchsänderung durch die Möglichkeit von Kostenersparnissen bei der Ausnutzung lastvariabler Netzentgelte. Verschiebt der Verbraucher flexible Lasten auf Zeiten mit einer geringen Netzauslastung, kann er so den Vorteil geringerer Netzentgelte nutzen.

Die Teilnahme ist dabei nicht verpflichtend. Es bleibt dem Verbraucher überlassen seinen Verbrauch freiwillig anzupassen, er muss jedoch bei einem unflexiblen Verbrauch zu Zeiten mit hohen Netzbelastungen höhere Netzentgelte in Kauf nehmen und wird so bei Nichtteilnahme finanziell benachteiligt. Die wirtschaftliche Vorteilhaftigkeit der Teilnahme soll den Verbraucher dazu bewegen, freiwillig seinen Verbrauch anzupassen. Ein gesonderter Vertrag ist für die Nutzung variabler Preise nicht notwendig, die Abrechnung der Netzentgelte erfolgt über die Rechnung der Stromlieferung.

Ein konkreter Ausgestaltungsvorschlag wird von E-Bridge Consulting (2020) gegeben. Darin wird vorgeschlagen, Netzentgelte in drei Tarifstufen abhängig von der Netzbelastung auf Niederspannungsebene zu unterteilen. Tarifstufen werden den Verbrauchern 72 Stunden im Voraus bekanntgegeben. Der Studie zufolge können zeitvariable Netztarife den notwenigen Netzausbau um 36 Prozent reduzieren.

Nach BMWI (2018) und consentec und dena (2019) wird dieser Mechanismus als ungeeignet für ein kurzfristiges Netzengpassmanagement bewertet. Der Netzbetreiber hat keine Planungssicherheit da keine verlässliche Durchführung gesichert ist, wenn Bedarf an Flexibilität durch drohende Netzengpässe entsteht. Jahn et al. (2020) sehen darin hingegen eine kostengünstige und weniger komplexe Alternative, um Flexibilität anzureizen, vor allem durch Elektromobilität.

4.2.4. Unmittelbare Steuerung durch Verteilnetzbetreiber

Bei der *unmittelbaren Steuerung durch den Verteilnetzbetreiber* handelt es sich um eine Notfallmaßnahme. In diesem Fall liegt ein kritischer Netzzustand vor und die Netzsituation kann nach der BDEW-Ampel der roten Phase (vgl. *Abbildung 41 Konkretisierung des Ampelkonzepts im Verteilungsnetz (BDEW 2017a)*) zugeordnet werden. Darin liegt der Hauptunterschied zu den anderen vorgestellten Flexibilitätsmechanismen. Es handelt sich zudem um keinen neuen Mechanismus um mehr netzdienliche Flexibilität anzureizen, sondern um ein bestehendes Recht des Netzbetreibers nach § 13 (2) EnWG bei kritischen Netzsituationen einzutreten. Auch bei zusätzlichen Mechanismen, die eine vorsorgliche Bereitstellung von Flexibilität bei prognostizierten Netzengpässen anreizen sollen, muss der Netzbetreiber in kritischen Situationen weiterhin ein solches Eingriffsrecht haben.

Die Flexibilität, die abgerufen wird, kann als explizit beschrieben werden, da Umfang und Zeitpunkt durch den Netzbetreiber vor dem Abruf bestimmt werden. Eine Anreizgestaltung ist hier nicht notwendig, der Abruf erfolgt ohne Vergütung. Es handelt sich dabei um einen zwingenden Abruf, für den keine Widerspruchsmöglichkeit gilt und der keiner vertraglichen Zustimmung bedarf.

4.3. Anwendungsbereiche der Flexibilitätsmechanismen bei privater, halb-öffentlicher und öffentlicher Ladeinfrastruktur

Für die Analyse der Möglichkeit von Ladeinfrastruktur, Flexibilität bereitzustellen, kann die in der Literatur verankerte Unterscheidung von Ladepunkten hinsichtlich ihrer Zugänglichkeit herangezogen werden. Ladeinfrastruktur kann in private, halb-öffentliche und öffentliche Ladestationen unterteilt werden.

Bei privaten Ladestationen handelt es sich um Infrastruktur, die nicht öffentlich zugänglich ist. Die Ladestationen befinden sich auf Privatgrundstücken und werden ausschließlich vom Eigentümer genutzt. Bei privaten Ladestationen sind die geringsten Einschränkungen bezüglich der Flexibilitätsbereitstellung zu beobachten, da hier i.d.R. von einer längeren Ladedauer und einem vorher bekannten Zeitpunkt der Nutzung des Fahrzeugs ausgegangen werden kann. Die Bereitstellung der Flexibilität beruht auf der Abwägung des Nutzers zwischen persönlichen Präferenzen, möglichen Komforteinbußen und der Möglichkeit durch eine Flexibilisierung seines Verbrauchs Kosten zu sparen oder eine Vergütung zu erzielen. Für private Ladeinfrastruktur können die regulierte Flexibilitätserbringung oder variable Preise als gut umsetzbare Flexibilitätsmechanismen bewertet werden. Durch einheitlich regulierte Vertragsgrundlagen und einen geringen Abstimmungsbedarf beim Flexibilitätsabruft bietet das Instrument der regulierten Flexibilitätserbringung ein hohes Potenzial, um Flexibilität von Kleinverbrauchern, wie Besitzern von privater Ladeinfrastruktur, zu nutzen. Auch der Mechanismus variabler Preise scheint durch das Fehlen der Notwendigkeit einer vertraglichen Vereinbarung und die eigenständige Steuerung als Anreiz für die netzdienliche Flexibilitätserbringung durch private Ladeinfrastruktur geeignet zu sein.

Im Gegensatz dazu handelt es sich bei halb-öffentlichen und öffentlichen Ladestationen um öffentlich zugängliche Infrastruktur. Öffentlich zugängliche Ladestationen können privat oder öffentlich, z.B. kommunal, betrieben werden. Durch die Ladesäulenverordnung wird ein Ladepunkt als öffentlich zugänglich definiert, „*wenn er sich entweder im öffentlichen Straßenraum oder auf privatem Grund befindet, sofern der zum Ladepunkt gehörende Parkplatz von einem unbestimmten oder nur nach allgemeinen Merkmalen bestimmbaren Personenkreis tatsächlich befahren werden kann*“ (LSV 2016).

Zu der Gruppe halb-öffentlicher Ladestationen zählt Infrastruktur, die sich auf einem Privatgrundstück befindet, aber anderen Nutzern als dem Eigentümer zugänglich ist. Dazu zählen beispielsweise Ladepunkte auf Kunden- oder Firmenparkplätzen. Obwohl sie öffentlich zugänglich sind, gelten hier zivilrechtliche Nutzungsbedingungen des Eigentümers. Bei der Analyse halb-öffentlicher Ladestationen und dem Anwendungsbereich von Flexibilitätsmechanismen muss der spezifische Nutzerkreis beachtet werden. Handelt es sich um Ladeinfrastruktur auf Kundenparkplätzen, z.B. bei Supermärkten, bei denen den Kunden die Möglichkeit geboten wird, während der Dauer ihres Einkaufes ihr Fahrzeug zu laden, kann die Bereitstellung von Flexibilität ausgeschlossen werden. Hier bedingt der Fokus auf die Ladegeschwindigkeit und die kurze Ladedauer, dass keine Flexibilität bereitgestellt werden kann. Wird von einer gewerblichen Bereitstellung von Flexibilität, z.B. durch Firmenparkplätze für Mitarbeiter und Fahrzeugflotten des Unternehmens, ausgegangen, kann mit einer längeren Ladedauer gerechnet werden, wodurch die Bereitstellung von Netz- oder Systemdienstleistungen oder die Ausnutzung von Preisvorteilen bei einer flexiblen Nutzung möglich wird. Sollte es sich um die Flexibilitätsbereitstellung durch einen Elektro-Fuhrpark handeln, kann diese nicht separat, sondern muss als Teil des Liegenschafts- bzw. Energiemanagements des Unternehmens betrachtet werden. Geeignete Anreize können für diesen Bereich durch eine Teilnahme an Flexibilitätsmärkten, Anpassungen der Netzentgelt-Systematik oder durch Eigenoptimierung im Energiemanagement geschaffen werden.

Abweichend von halb-öffentlichen Ladestationen befinden sich öffentliche Ladestationen im öffentlichen Straßenraum, z.B. Normal- oder Schnellladesäulen auf öffentlich Parkplätzen (Vieten 2013; Linemann & Nagel 2020). Für die Flexibilitätsbereitstellung ist die Kategorie öffentlicher Ladeinfrastruktur nicht relevant. Es kann davon ausgegangen werden, dass beim Laden an öffentlichen Ladesäulen für die Nutzer die Ladedauer im Vordergrund steht und eine Verbrauchsverlagerung und Flexibilisierung des Ladevorganges nicht umsetzbar ist.

5. Möglichkeiten der Übertragbarkeit der technoo-ökonomischen Optimierungsansätze auf ein reguliertes Verteilnetz

Neben der Zugänglichkeit zu den Ladepunkten hängt die Möglichkeit der Bereitstellung und Nutzung von netzdienlicher Flexibilität entscheidend von den jeweiligen Rechten, Pflichten und Aufgabenbereichen der involvierten Markakteure rund um die Ladeinfrastruktur ab, die in das gesamte energiewirtschaftliche System eingebunden sind und in gegenseitiger Interdependenz agieren. Ein verbessertes Verständnis der regulatorischen Anforderungen und Befugnisse der Akteure der E-Mobilität bildet die Grundlage für den weiterführenden Vergleich hinsichtlich der technoo-ökonomischen Optimierungsansätze zwischen einem gesetzlichen regulierten Verteilnetzbetreiber und einem privatwirtschaftlich agierenden Liegenschaftsbetreiber, der über ein eigenes nicht-reguliertes Netz verfügt und auf seinem Betriebsgelände Ladeinfrastruktur zur Verfügung stellt.

5.1. Energiewirtschaftliche Akteure in der E-Mobilität

Im Folgenden werden die relevanten Akteure und ihre wechselseitigen Beziehungen bezüglich E-Mobilität skizziert. Abbildung 48 dient zu besserer Veranschaulichung der Rollenbeziehungen mit Fokus auf ihren primären Aufgabenbereichen.

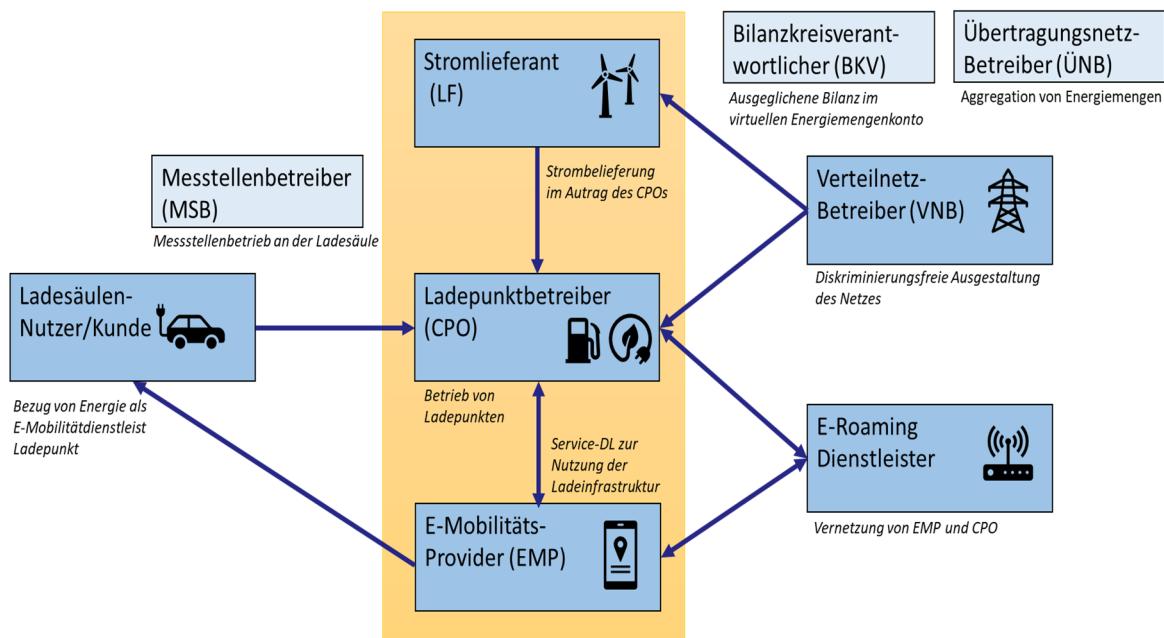


Abbildung 48 Rollenbeziehungen

- **Ladesäulennutzer:** Für den Ladesäulennutzer gibt es keine einheitliche Definition. Dieser bezieht elektrische Energie am Ladepunkt als E-Mobilitätsdienstleistung (§ 3 Nr. 35 EnWG) und nicht als Letztverbrauch. Er kann den Stromlieferanten am Ladepunkt nicht frei wählen (Linnemann & Nagel 2020).

- **Ladepunktbetreiber** (engl. Charge Point Operator, CPO): Der Ladepunktbetreiber ist für den operativen Betrieb der Ladepunkte (inklusive Anschluss an ein IT-Backend) zuständig und ist damit derjenige, „[...], *wer unter Berücksichtigung der rechtlichen, wirtschaftlichen und tatsächlichen Umstände bestimmenden Einfluss auf den Betrieb eines Ladepunktes ausübt*“ (§ 2 Nr. 12 LSV). Dabei kann es sich sowohl um den Eigentümer der Ladeinfrastruktur handeln als auch um einen Dienstleister, der im Auftrag des Eigentümers agiert. Gemäß EnWG (§ 3 Nr. 25) handelt es sich beim CPO um einen Letztverbraucher, dessen primäre Aufgaben die Bereitstellung von Energie, die Sicherstellung der technischen Infrastruktur, Service und bei Bedarf die Abrechnung mit dem Ladesäulennutzer umfassen. Als Letztverbraucher nach § 20 EnWG kann der CPO seinen Stromlieferanten und Messstellenbetreiber frei wählen. Des Weiteren ermöglicht er dem Elektromobilitätsanbieter (EMO, siehe unten) den Zugang zu Ladepunkten für dessen Ladepunktnutzern gegen ein Entgelt und erhebt Daten über den Ladevorgang. Diese werden den EMP (ggf. Roaming-Plattform-Betreiber) zur Abrechnung seiner Kunden übermittelt (Net4energy 2021; Linnemann & Nagel 2020; Prognos AG 2021).
- **Elektromobilitätsanbieter (EMP):** Im Unterschied zum CPO stellt der EMP Ladesäulennutzern dem Zugang zur Ladeinfrastruktur eines oder mehreren CPOs und weiteren Servicedienstleistungen zur Verfügung. Dies geschieht über einen Vertrag und Zugangs-/Authorisierungsmedien, wie beispielsweise RFID-Ladekarte oder Apps. Der EMP ist außerdem für die Bepreisung und Abrechnung gegenüber dem Kunden verantwortlich (BDEW 2021, Prognos AG 2021).
- **Roaming-Plattformdienstleister:** Der Roaming-Plattformdienstleister betreibt eine Plattform zu Vernetzung der CPOs, EMPs und Navigationsserviceanbieter. Als Dienstleister stellt er die Kommunikationsinfrastruktur zur Verfügung, durch die die Vertragsparteien Zugriff auf die notwendigen Daten des Ladevorgangs für die Abrechnung des CPOs gegenüber dem EMP haben (BDEW 2021; Brain Energy Blog 2021).
- **Stromlieferant/Energielieferant:** Ein Stromlieferant ist eine „[...] natürliche oder juristische Person, die Energie an andere Akteure liefert“ (§ 3 Nr. 18 EnWG). In diesem Fall handelt sich um die Belieferung der Ladesäule mit Strom. Der Stromlieferant hat gegenüber dem CPO die gleichen Pflichten wie gegenüber Haushaltskunden. CPO und Stromlieferant können der gleichen Organisation entstammen (BNetzA 2018; 50Hertz 2021).
- **Verteilnetzbetreiber:** Der Verteilnetzbetreiber ist für den Betrieb des Netzes zuständig, an das der Ladepunkt angeschlossen ist. Er ist verpflichtet dem Ladesäulenbetreiber einem diskriminierungsfreien Zugang zum Netz zu bieten (mit Ausnahmeregeln) und den Ladepunkt an das Netz anzuschließen. Der Verteilnetzbetreiber darf nicht als CPO agieren (mit Ausnahmeregeln) ((Art. 33 Abs. 2 Richtlinie (EU) 2019/944) (BNetzA 2018).
- Für die akkurate Darstellung der Marktollen in der E-Mobilität wurden noch die Rollen Messstellenbetreiber, Bilanzkreisverantwortlicher und Übertragungsnetzbetreiber in der *Abbildung 48* ergänzt. Auf diese Rollen wird aufgrund der untergeordneten Bedeutung für die weitere Analyse nicht weiter eingegangen.

Die unterschiedlichen Funktionen und Aufgabenbereiche einzelner Akteure können in einer Rolle zusammenfallen. So ist es beispielweise möglich, dass der EMP, Stromlieferant und CPO identisch sind

oder der gleichen Organisation angehören (BDEW 2021). Einem öffentlichen Verteilnetzbetreiber ist hingegen nicht gestattet die Rolle des CPO einzunehmen, wohingegen der Betreiber eines nicht-regulierten Netzes auch CPO sein kann. Diese Rolle ist insbesondere im Hinblick auf die Möglichkeiten der Übertragbarkeit der techno-ökonomischen Optimierungsansätze von einem privaten Liegenschaftsbetreiber auf ein öffentliches Verteilnetz hinsichtlich des Abrufs von Flexibilität auf der Nachfrageseite relevant.

5.2. Vergleich zwischen reguliertem Verteilnetz und privatem Liegenschaftsbetreiber

Wie bereits in Kapitel 4.1 erörtert, wird im Folgenden die Übertragbarkeit der techno-ökonomischen Optimierungsansätze von einem privaten Liegenschaftsbetreiber auf ein reguliertes Verteilnetz untersucht. Unter techno-ökonomischer Optimierung wird im Rahmen dieser Arbeit die kosteneffiziente Optimierung des Netzes durch den Einsatz flexibler Lasten der Ladeinfrastruktur in der Niederspannung verstanden. Beide Akteure – öffentlicher Verteilnetzbetreiber bzw. privater Liegenschaftsbetreiber – zielen darauf ab, den Ausbau der vorhanden elektrischen Netze unter Berücksichtigung der Lastprofile der Nutzer so minimal und kostengünstig wie möglich zu halten und die der Ladeinfrastruktur vorgelagerten Netze in Übereinstimmung mit den realen Netzrestriktionen zu optimieren. Der Zugriff auf Flexibilitäten durch den Netzbetreiber beinhaltet das Potenzial kosteneffizient die Netzauslastung gemäß der Netzrestriktionen zu optimieren, Netzengpässe zu vermeiden und ein funktionierendes Netz zu gewährleisten.

Der Vergleich zwischen einem regulierten Verteilnetz und einem privatem Liegenschaftsbetreiber ist insbesondere dahingehend interessant, dass der Verteilnetzbetreiber als energiewirtschaftlicher Akteur in seiner Position als „natürliches Monopol“ strengen gesetzlichen Vorgaben bei der Ausgestaltung und Nutzung von Flexibilität unterliegt, während der privatwirtschaftliche Akteur befreit von vielen Pflichten agieren kann und durch die mögliche Ausübung multipler Rollen – Liegenschaftsbetreiber, Ladeinfrastrukturbetreiber (CPO) und Netzbetreiber – über einen größeren Gestaltungsspielraum verfügt. Diese Unterscheidung betont die Relevanz der Marktrollen (siehe Kapitel 1045.1) und bildet die Basis für die weitergehende Analyse.

Die Analyse zwischen einem regulierten Verteilnetz und einem privatem Liegenschaftsbetreiber gliedert sich in drei Bereiche: technische Ausgangsbasis, rechtliche Einordnung des Energienetzes, rechtliche Einordnung der Flexibilität. Die Dreigliederung beruht auf der Annahme, dass die technische Ausgangsbasis für die techno-ökonomische Optimierung bei den beiden Akteuren in etwa vergleichbar ist, währenddessen die Realisierung von Flexibilitätspotenzialen durch den öffentlichen Verteilnetz im Vergleich zum privatwirtschaftlichen Akteur aufgrund der unterschiedlichen regulatorischen Rahmenbedingungen erschwert wird. Auf diesen Unterschied wird wiederkehrend eingegangen und dadurch deutlich gemacht, dass eine Änderung der regulatorischen Rahmenbedingungen dringend notwendig ist, um die Potenziale der netzdienlichen Flexibilität im öffentlichen Verteilnetz intensiver nutzen zu können. Tabelle 11 fasst die Ergebnisse zusammen, auf die im Folgenden detaillierter gemäß der o.g. Dreigliederung eingegangen wird.

Tabelle 46: Ergebnisse des Vergleichs zwischen einem öffentlichen Verteilnetzbetreiber und privaten Liegenschaftsbetreiber

Kriterium	Unterkriterium	Betreiber eines regulierten Netzes der öffentlichen Versorgung	Privatwirtschaftlicher Liegenschaftsbetreiber Fusion aus Netzbetreiber & Ladeinfrastrukturbetreiber (CPO) mit eigenem EMS
Technische Ausgangsbasis	Variierende Ladeleistung (Potenzial für Gleichzeitigkeit, Lastspitzen & Netzengpass)	Gegeben	Gegeben
	Informationen über Ladepunkte und Ladeleistung	✓ Technisch möglich → Reguliert nach NAV	✓ Technisch möglich → Eigenverantwortlich
	Steuerung der Ladepunkte	✓ Technisch möglich → Reguliert nach MsbG	✓ Technisch möglich → Eigenverantwortlich
	Monitoring der Ladepunkte	✓ Technisch möglich → Reguliert nach MsbG	✓ Technisch möglich → Eigenverantwortlich
Rechtliche Einordnung Verteilnetz	Anforderungen an den Netzbetrieb	Diskriminierungsfreier Netzzugang- und Ausbau → Reguliert nach § 11 EnWG i.V.m. § 20 EnWG	Betriebliche Anforderungen
	Unbundling	Notwendig (§ 6 EnWG)	Kein Unbundling
	Übernahme des CPO (Betrieb von Ladeinfrastruktur)	✗ Nicht erlaubt → Reguliert nach Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie Art. 33 (2019/944)	✓ Erlaubt
	Netzanschluss für Ladeinfrastruktur	Verpflichtender Anschluss → Reguliert nach § 17 EnWG	Freiwilliger Anschluss gemäß betrieblichen Anforderungen
Rechtliche Einordnung Flexibilität	Netzdienliche Steuerung von Ladeinfrastruktur	✓ Möglich, allerdings begrenzt → Keine Prioritätensteuerung → Reguliert nach § 14 a EnWG	✓ Möglich → Inklusive Prioritätensteuerung und zeitlicher Verschiebung
	Gestaltung Steuerungseingriff	Bilateraler Vertrag mit Letztverbraucher gegen ein reduziertes Netzentgelt → Reguliert nach § 14 a EnWG	Eigenverantwortliches Energiemanagement
	Interaktion mit Flexibilitätsanbietern	Diskriminierungsfreie Ausgestaltung → Reguliert nach § 6 EnWG	Keine Einschränkungen bei der Auswahl von Vertragspartnern

5.2.1. Technische Ausgangsbasis

Informationen über Ladepunkte und Ladeleistung

Um dem Auftreten von neuen Engpässen in der Niederspannung entgegenzuwirken und den Netzausbau zu minimieren, ist ein netzorientiertes Management, insbesondere der Ladeinfrastruktur von E-Mobilen, unabdingbar. Für einen optimierten Netzbetrieb ist somit eine technische Ausstattung, die eine höhere Transparenz über die Last- und Belastungszustände im Netz aufzeigt, eine Grundvoraussetzung. Verteilnetzbetreiber benötigen ausreichende Kenntnis zur angeschlossenen und geplanten Ladeinfrastruktur und ihren Ladepunkten, um das Netz den zusätzlichen Lasten entsprechend zu optimieren.

Bis zur Änderung der Niederspannungsverordnung (NAV) im März 2019 waren Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge dem öffentlichen Verteilnetzbetreiber im privaten wie öffentlichen Bereich nicht anzumelden, was zu einer Vielzahl an „blindem Flecken“ im Netz führte (IKEM 2020). Seit der Gesetzesänderung besteht für Anlagen $< 11 \text{ kW}$ eine Meldepflicht und für Anlagen mit einer Ladeleistung $> 11 \text{ kW}$ eine Bewilligungspflicht. Diese regulatorischen Änderungen führen zu einer Zunahme der Transparenz für den Verteilnetzbetreiber über die bestehende bzw. geplante Ladeinfrastruktur und die damit verbundenen Lasten im Netz.

Für einen privatwirtschaftlichen Liegenschaftsbetreiber ist diese Transparenz durch die Kontrolle über den Aufbau von Ladepunkten und Ladeleistung auf seinem Betriebsgelände kontinuierlich gegeben. Insgesamt lässt sich festhalten, dass die Transparenz über die Ladepunkte und Ladeleistung bei beiden Akteuren technisch gegeben ist, wobei beim Verteilnetzbetreiber in einigen Fällen noch die Problematik der Nichtmeldung von im Netz installierten privaten Ladevorrichtungen bestehen kann (BNetzA 2019).

Steuerungs- und Kommunikationsprozesse (technische Ausstattung)

Für das intelligente Lademanagement und eine übergeordnete Steuerung von Ladeeinrichtungen wird eine intelligente Ladeinfrastruktur mit Steuerungs- und Kommunikationsfunktion benötigt. Diese Ladeeinrichtung sollte mit einem separaten Zählpunkt (Messlokation) ausgestattet und durch den Netzbetreiber steuerbar sein, um lastbedingte Netzengpässe zu verhindern und das Netz kosteneffizient auszulegen (VDE 2019). Durch das Messstellenbetriebsgesetz (§ 33 MsbG) hat der Verteilnetzbetreiber den Rechtsanspruch vom grundzuständigen Messstellenbetreiber mithilfe von intelligenten Messsystemen netzdienliche Leistungen anzufordern, die über Standard- und Zusatzleistungen des Messstellenbetriebs und der Datenkommunikation hinausgehen. Eine Möglichkeit zur Steuerung der Verbrauchseinrichtungen, wie der Ladeinfrastruktur, besteht über Smart-Meter Gateways oder Drittsysteme (§ 46 Nr. 10 MsbG), dessen Einbau seit dem Smart-Meter Rollout (sog. Markterklärung: „technische Möglichkeiten zum Einbau intelligenter Messsysteme nach § 30 MsbG) im Februar 2020 für Neuanlagen verpflichtet ist (Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik 2020). Die Verpflichtung zum Einbau intelligenter Messsysteme galt vorher nur ab einem Jahresverbrauch $> 6000 \text{ kWh}$ am Netzübergabepunkt für den Netzzähler der Ladesäule. Von dieser Regelung konnte allerdings bis einschließlich 31.12.2020 abgewichen werden, wenn der Strom ausschließlich für das Laden des Elektrofahrzeugs verwendet wurde (§48 MsbG). Für bestehende Anlagen besteht ein Bestandsschutz von 8 Jahren.

Durch ein Urteil des Oberverwaltungsgerichts (OVG) Münster (4.03.2021), was die Allgemeinverfügung des BSI zum Rollout der Smart-Meter für die 50 Kläger vorläufig aussetzt, herrscht allerdings aktuell Unklarheit, wie es mit dem Smart-Meter Rollout weitergeht. Unabhängig davon, ist der Einbau von intelligenten Messsystemen bei Ladesäulen weiterhin möglich (Oberverwaltungsgericht Münster 2021).

Monitoring der Ladepunkte

Ein Monitoring der Ladepunkte bzw. Wissen über ihren Zählerstand in möglichst kurzen Zeitintervallen ist unabdingbar. Auch dieser Bereich ist über das MsbG im öffentlichen Verteilnetz reguliert und lässt sich grob in drei Fälle unterteilen (IKEM 2020):

- Standardfall der Zählerstandsübertragung der Ladesäule: Übermittlung von bezogener Monatsarbeit und aufgetretenen Maximalleistung des Vormonats an VNB (§ 55 Abs. 1 Nr. 30, 60 Abs. 3 Nr. 1 lit. C i.V.m. § 66 Abs. 1 Nr. 5 MsbG)
- Übermittlung der Zählerstände in 15-minütigem Takt des Vortages bei Anfrage des VNB (§ 60 Abs. 3 Nr. 2 lit. C i.V.m. 66 Abs. 1 Nr. 5 MsbG)
- Übermittlung der Zählerstände in Echtzeit über eine gesonderte, hervorgehobene schriftliche Einwilligung (§ 65 MsbG)

Insbesondere die letzten beiden Fälle sind für die techno-ökonomische Optimierung relevant, um eine dynamische Steuerung in Abhängigkeit zur Netzsituation zu ermöglichen. Hierbei ist zu beachten, dass die Erfassung von Verbrauchswerten in Viertelstunden-, Minuten- oder Sekundentakt an einem bestimmten Anschlusspunkt (Ladesäule) die Erstellung eines Ablaufprotokolls mit Rückschlüssen auf das Persönlichkeitsprofil ermöglichen, und damit einem strengen Datenschutz unterliegen (IKEM 2020).

Im Fall des privaten Liegenschaftsbetreibers kann die Übermittlung der Zählerstände in Echtzeit ohne vorherige Einwilligung erfolgen und die Daten intern unter Berücksichtigung möglicher betrieblicher Einschränkungen verarbeitet werden. Der Liegenschaftsbetreiber ist nicht an regulatorische Vorgaben bzw. die Freiwilligkeit der Ladesäulennutzer gebunden, sondern ist eigenverantwortlich für die Ausgestaltung der Ladeinfrastruktur mit intelligenten Messsystemen und die Datenkommunikation über ein IT-Backend zuständig.

Auch hier lässt sich feststellen, dass in beiden Fällen die technischen Möglichkeiten zur Steuerung flexibler Lasten kurz- und mittelfristig gegeben sind und diese im Fall des öffentlichen Verteilnetzbetreibers stark vom Smart-Meter-Rollout abhängen. Insgesamt lässt sich feststellen, dass theoretisch in beiden Fällen die technischen Bedingungen zur Steuerung von Flexibilität und einem dynamischen Lastmanagement vorliegen.

5.2.2. Rechtliche Einordnung

Anforderungen an Netzbetrieb, Netzanschluss und Neutralität

Wie bereits in Kapitel 5.1 kurz erörtert, ist der Verteilnetzbetreiber für den Betrieb des Netzes zuständig, an das der Ladepunkt angeschlossen ist. Gemäß Art. § 11 EnWG i.V.m. § 20 EnWG sind Verteilnetzbetreiber verpflichtet, das Netz sicher, zuverlässig, leistungsfähig und diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren sowie zu verstärken und auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist. Neben dem diskriminierungsfreien Betrieb des Netzes, ist der Verteilnetzbetreiber beauftragt Lieferanten, Letzverbraucher und dritten Rechtssubjekten einen diskriminierungsfreien Netzzugang zu bieten (§ 20 EnWG). Eine Verweigerung dessen ist nur in Ausnahmefällen möglich, sodass der Verteilnetzbetreiber angehalten ist, sein Netz auszubauen, um den Bedarf an Netzzugang gewährleisten zu können. Ferner besteht eine Netzanschlusspflicht für Ladepunkte gemäß § 17 Abs. 1 EnWG.

Im Unterschied zum öffentlichen Verteilnetz, unterliegt der privatwirtschaftliche Liegenschaftsbetreiber in Bezug auf Netzbetrieb und Netzanschluss keinen konkreten gesetzlichen Vorgaben und kann gemäß seinen betrieblichen Anforderungen und im Rahmen der Netzrestriktionen entscheiden, ob er sein Netz ausbauen möchte und/oder neue Lasten integriert. Diese Freiwilligkeit zum Netzausbau und zur Integration neuer Lasten ist beim öffentlichen Verteilnetzbetreiber nur in Ausnahmefällen gegeben. Bei beiden Akteuren geschieht die Netzdimensionierung eigenverantwortlich und orientiert sich i.d.R. am NOVA-Prinzip (Netzoptimierung von Netzverstärkung und Ausbau), um Netzengpässe bei der Stromübertragung zu vermeiden und kosteneffizient zu planen.

Um die Unabhängigkeit des Netzbetreibers („neutraler Netzbetreiber“) von anderen Tätigkeitsbereichen der Energieversorgung sicherzustellen, ist der öffentliche Verteilnetzbetreiber an die gesetzliche Forderung nach einer Trennung – Unbundling (§ 6 EnWG) – von Netz und Stromvertrieb gebunden. Diese Entflechtung ist für den Liegenschaftsbetreiber im privaten Netz nicht relevant.

Anforderungen an Ladeinfraukturbetrieb

Einen öffentlichen Verteilnetzbetreiber ist gemäß Art. 33 Abs. 2 Richtlinie (EU) 2019/944 nicht gestattet, Eigentümer von Ladepunkten für Elektromobilität zu sein. Dasselbe gilt für die Entwicklung, Verwaltung und den Betrieb von Ladepunkten. Folglich wird der Betrieb von Ladepunkten dem Markt und nicht dem regulierten Netzbetrieb zugeordnet. Dies unterbindet die Möglichkeit, dass der Verteilnetzbetreiber komplementär als Ladeinfraukturbetreiber (CPO) agiert.

Die Vorgaben des Art. 33 sollen gemäß des „*Entwurfes eines Gesetzes zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffgesetze im Energiewirtschaftsrecht*“ des Bundeskabinetts vom 10.02.2021 in nationales Recht (EnWG) umgesetzt werden. Auch hier soll die Grundregel gelten, dass Netzbetreiber kein Eigentum an Ladepunkten haben dürfen und diese nicht entwickeln, verwalten oder betreiben dürfen. Ausnahmen hiervon sind in den § 7c Abs. 2-3 zu finden und regeln beispielweise den Betrieb von Ladepunkten durch den Verteilnetzbetreiber im Falle eines Marktversagens. In dieser Ausnahmeregelung ist der Verteilnetzbetreiber in seiner Rolle CPO verpflichtet allen Ladestromlieferanten die Nutzung seiner Ladeinfrastruktur im Wege der Durchleitung zur Verfügung zu stellen (Rau

2021). Der bdew (2021) geht in seiner Stellungnahme zum Gesetzentwurf davon aus, dass die Anwendung der Ausnahmegenehmigungen in der Praxis kaum stattfinden werden und somit im Regelfall der Netzbetreiber weiterhin nicht als CPO agiert.

Als privater, wettbewerblicher Marktteilnehmer ist dem Liegenschaftsbetreiber sowohl der Netzbetrieb als auch der Ladeinfrastrukturbetrieb gestattet. Es stellt also keine juristischen Schwierigkeiten dar, wenn der Liegenschaftsbetreiber neben seiner Rolle als Netzbetreiber Ladeinfrastruktur besitzt, als CPO betreibt oder einen Dienstleister für diese Aufgabe in Anspruch nimmt.

Rechtliche Einordnung Flexibilität

Komplementär zu den rechtlichen Anforderungen an Netzbetrieb, Netzanschluss, Neutralität und den (Nicht-)Betrieb von Ladeinfrastruktur beim öffentlichen Verteilnetzbetreiber, ist auch die Nutzung von Flexibilität auf der Nachfrageseite zur Vermeidung von Netzengpässen stark reguliert. Die Grundlage für die Schaffung und Nutzung von Flexibilität im öffentlichen Verteilnetz in der Niederspannung bildet der § 14a EnWG (Flexibilitätsmechanismus: *regulierte Flexibilitätserbringung, siehe Kapitel 4.2.1*). Dieser ermöglicht Betreibern von Elektrizitätsverteilernetzen eine netzdienliche Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen auf Basis eines bilateralen Vertrags mit den Letztverbrauchern gegen ein reduziertes Netzentgelt. Die Bedingung für die Anwendung des § 14a ist a) ein Netznutzungsvertrag zwischen Verteilnetzbetreiber und Letztverbrauchern und b) die Ausstattung der steuerbaren Verbrauchseinrichtung mit einem separaten Zählpunkt.

Die theoretisch möglichen Steuerungseingriffe umfassen im regulierten Netz eines öffentlichen Verteilnetzbetreibers unterschiedliche Formen des Lastmanagements, wie das Abschalten, Zuschalten oder Teilreduzieren von Lasten (IKEM 2021). Gegenwärtig praktisch relevant ist allerdings nur die Lastreduzierung aufgrund von mangelnder, technischer Ausstattung und Standardisierung im Bereich der Lastzuschaltung. Problematisch ist weiterhin, dass der § 14a EnWG bisher nicht ausreichend durch eine Rechtsverordnung konkretisiert wurde, um Rechtssicherheit hinsichtlich u.a. der Art und Weise von Steuerungseingriffe, Ausgestaltung der Vertragsbeziehungen oder Höhe der reduzierten Netzentgelte zu schaffen. Folglich sind die Potenziale der regulierten Flexibilitätserbringung noch nicht ausreichend erschöpft und führen dazu, dass eine technisch-ökonomische Optimierung des Netzes hinsichtlich Flexibilität und den damit verbundenen reduzierten Netzausbaubedarf im Status Quo nur bedingt möglich ist.

Im Unterschied zum öffentlichen Verteilnetzbetreiber optimiert der Liegenschaftsbetreiber sein Netz auf Grundlage von betrieblichen Kosten- und Nutzenkalkülen mithilfe seines Energiemanagementsystems und IT-Backends. Er benötigt daher keine gesetzliche Grundlage und sonstige weitere Anreize für die Flexibilitätserbringung durch steuerbare Verbrauchseinrichtungen. Ferner verfügt er im Vergleich zum öffentlichen Verteilnetzbetreiber über weitere Steuerungsmöglichkeiten der Ladesäulen (intelligentes Lastmanagement), wie die zeitliche Verschiebung von Lasten oder die Prioritätensteuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen. Letzteres bedeutet, dass eine Priorisierung von Letztverbrauchern, wie den Ladepunkten, möglich ist und somit bestimmte Netzanschlüsse bevorzugt mit Energie versorgt werden dürfen. Einem öffentlichen Verteilnetzbetreibern ist dies gemäß § 11 EnWG (diskrimi-

nierungsfreier Zugang zum Netz) nicht gestattet. Neben der bereits oben genannten Steuerungsmöglichkeit (Lastbegrenzung) bieten die zeitliche Verschiebung und (bedingt) die Prioritätensteuerung zusätzliche Potenziale im Rahmen des intelligenten Lastmanagements den Netzausbau zu vermeiden.

5.2.3. Fazit

Bei der Analyse der rechtlichen Einordnung von Anforderung an das Energienetz und Flexibilität wird besonders deutlich, dass der Verteilnetzbetreiber in seiner Position als „natürliches Monopol“ in der Energiewirtschaft strikt reguliert ist und somit nicht über den gleichen Gestaltungsspielraum zur technooökonomischen Optimierung verfügt, wie ein privater Liegenschaftsbetreiber, der in sich die Rollen Netzbetreiber und CPO vereint. Deutlich wird dies in der Verpflichtung zur Gewährleistung eines diskriminierungsfreien Betriebs des Netzes oder dem verpflichtenden diskriminierungsfreien Netzzugang, auch für lastintensive Verbrauchseinrichtungen, wie die Ladeinfrastruktur. Durch gesetzlich vorgeschriebene Trennung von Netz- und Ladesäulenbetrieb sind beim öffentlichen Verteilnetzbetreiber die Möglichkeiten zur Nutzung eines intelligenten Lade- und Lastmanagements nur begrenzt möglich. Mit dem § 14a EnWG verfügt der öffentliche Verteilnetzbetreiber zwar über einen Mechanismus, um die Bereitstellung von Flexibilität auf der Nachfrageseite anzureizen, dieser ist jedoch nicht hinreichend konkretisiert, um die Übertragbarkeit der technooökonomischen Optimierungseinsätze von einem privaten Netz auf ein reguliertes Netz zu gewährleisten. Um die Potenziale der netzdienlichen Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen effizient für die Netzauslastung im Verteilnetz nutzen zu können, ist eine Konkretisierung des § 14a EnWG durch eine Rechtsverordnung der Bundesregierung somit unabdingbar. Auf mögliche Ansätze zur Reform des § 14a wird im nächsten Abschnitt eingegangen.

5.3. Reform des § 14a EnWG

Aufbauend auf der Analyse zu den Möglichkeiten der Übertragbarkeit der technooökonomischen Optimierungsansätze auf ein reguliertes Verteilnetz wird im Folgenden intensiver der regulatorische Rahmen – § 14a EnWG – für die Schaffung von Nachfrageflexibilität in der Niederspannung durch steuerbare Verbrauchseinrichtungen diskutiert und ein möglicher Reformansatz (Referentenentwurf) seitens des BWMi (2020) vorgestellt, der sowohl auf positive als auch negative Resonanz seitens Branchenvertreter stieß. Die Realisierung der netzdienlichen Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen ist ein essentieller Bestandteil, um die Netzauslastung zu optimieren, Netzengpässe zu vermeiden und den kostenintensiven Netzausbau zu minimieren.

Mangelnde Konkretisierung des § 14a EnWG

Als regulatorischer Rahmen für die Schaffung von Nachfrageflexibilität in der Niederspannung existiert in Deutschland der bereits 2011 eingeführte § 14a EnWG, der die Vermarkung flexibler Lasten durch steuerbare Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung gegen ein reduziertes Netzentgelt regeln soll (IKEM 2020). Problematisch ist hierbei, dass zum einen der § 14a bisher nicht ausreichend hinsichtlich der Ausgestaltung der Steuerung von Verbrauchseinrichtungen konkretisiert wurde und zum anderen die Dringlichkeit für so ein Gesetz aufgrund der zunehmenden Gefahr von Netzüberlastungen zugenommen hat.

Referentenentwurf zur Novelle des § 14a EnWG und Zurückziehen des Entwurfes

Diese mangelnde Konkretisierung im Gesetz ist Gegenstand einer bis heute nicht endende Branchendebatte über die Novellierung des §14a, die im Dezember 2020 ihren Höhepunkt in der Veröffentlichung des Referentenentwurfs „*Entwurf eines Gesetzes zur zügigen und sicheren Integration steuerbarer Verbrauchseinrichtungen in die Verteilernetze und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften*“, kurz Steuerbare-Verbrauchseinrichtungen-Gesetz (SteuVerG), durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie fand. Der Entwurf wurde jedoch kurz darauf durch eine Sprecherin des BMWi (2021) zurückgezogen mit der Begründung, dass ein neuer Vorschlag folgen werde, der für alle Beteiligten akzeptabel sei.

Das Ziel dieser zur Konsultation gestellten Regelungen war es steuerbare Lasten, wie die Ladeinfrastruktur, besser an die volatilen erneuerbaren Energien auszurichten, Flexibilität für Netz und Markt nutzbar zu machen, ineffizienten Netzausbau zu vermeiden und dabei zu keinen spürbaren Beeinträchtigungen der Verbraucher zu führen. Das vorgeschlagene Instrument zur Zielerreichung – die Spitzenglättung (BMW 2018) – sah vor, dass Netzbetreiber die Leistungsentnahme von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen kurzfristig für max. 120 Minuten pro Tag im Fall einer möglichen Netzüberlastung beschränken dürfen (BMW 2020).

Im Folgenden wird der aktuelle Stand des Diskurses zur Ausgestaltung des §14a EnWG auf Basis des zurückgezogenen Referentenentwurfs dargelegt. Hierzu wird primär der Referentenentwurf skizziert, danach auf die erfolgten Stellungnahmen durch Branchenvertreter eingegangen und ein kurzes Fazit gezogen.

Vorstellung des Regulierungskonzepts

Das ursprüngliche Regulierungskonzept besteht aus sechs Eckpunkten, die nachfolgend beschrieben sind. Klassische nichtflexible Verbraucher und bestehende steuerbare Verbrauchseinrichtungen (Bestandschutz von 5 Jahren) sind von den Änderungen ausgenommen.

- 1. Teilnahme an Spitzenglättung als Regelfall auf Basis eines Bestellleistungsprinzip gegen ein reduziertes Netzentgelt:** Betreiber von neuen steuerbaren Verbrauchseinrichtungen (z. B. Ladepunkte von Elektromobilen) > 3,7 kW sollen standardmäßig an der Spitzenglättung teilnehmen. Hierzu ist vorgesehen, dass die Verbraucher bei ihrem Netzbetreiber eine bedingte Anschlussleistung, die vorübergehend unterbrochen bzw. reduziert werden darf und eine unbedingte Anschlussleistung, die netzseitig nicht begrenzt werden darf, für ihre steuerbaren Verbrauchseinrichtungen bestellen. Eine Nicht-Teilnahme (Opt-Out-Option) an der Spitzenglättung ist durch eine ausschließliche Bestellung der unbedingten Leistung gegen höhere Kosten möglich. Als Anreiz für die Teilnahme an der Spitzenglättung dient ein reduziertes Netzentgelt (siehe Punkt 4).
- 2. Netzseitige Leistungsbegrenzung für 120 Minuten pro Tag bei möglicher Netzüberlastung:** Netzbetreiber dürfen bei möglicher Netzüberlastung die bedingte Netzanschlussleistung temporär für maximal 120 Minuten pro Tag begrenzen. Erfolgt die Begrenzung in statischen Zeitfenstern, ist eine Leistungsbegrenzung allerdings nur um maximal 50 Prozent der vereinbarten bedingten

Leistungen erlaubt. Im Falle einer geringeren Leistungsreduktion als die vereinbarte bedingte Leistung, sind längere Schaltzeiten möglich. Die Verwendung statischer Zeitfenster ist auf einem Zeitraum von 3 Jahren begrenzt und soll auf eine dynamische Steuerung mit Aktivierung der Spitzenglättung nur bei tatsächlicher Netzüberlastung umgestellt werden. Kunden bzw. Lieferanten müssen über den Einsatz der Spitzenglättung und die netzseitigen Entnahmeeinschränkungen informiert werden.

3. **Netzanschluss in 2 Monaten als Regelfall:** Netzbetreiber sollen dazu verpflichtet werden, den Netzanschluss von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen mit bis zu 11 kW Leistung innerhalb von maximal zwei Monaten im Normalfall zuzustimmen.
4. **Anreize für Flexibilität setzen durch reduzierte Netzentgelte für bedingte Leistung, Kostenverursachungsgerechtigkeit verbessern durch ein konsistentes Preissystem der Netzentgelte (Details in §17a Strom-NEV):** Die Abrechnung des Jahrespreises erfolgt bei Netznutzern mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen differenziert nach bedingter und unbedingter Bestellleistung, wobei der Preis für die bedingte Leistung max. 20 Prozent des Preises für die unbedingte Leistung betragen darf. Für die Gewährleistung eines konsistenten Preissystems der Netzentgelte ist ein kontinuierliches Absenken der Grenze für die Abrechnung nach Standardlastprofil von 100.000 kWh/a auf 10.000 kWh/a vorgesehen. Der Wert von 10.000 kWh/a markiert auch den Verbrauch, ab wann ein separater Zähler notwendig ist.
5. **Effiziente und zukunftsoffene Systemintegration über bestehende Marktprozesse:** Gemäß dem Entwurf sollen die technischen und organisatorischen Voraussetzungen für den netz- und marktorientierten Einsatz von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen in bestehenden Marktprozessen geschaffen werden. Perspektivisch ist vorgesehen, dass die Steuerung von flexiblen Verbrauchern über Smart-Meter erfolgt.
6. **Einführung und Weiterentwicklung des Instruments:** Angedacht ist eine Evaluierung des Gesetzes in Abhängigkeit vom Ausbau der Netzzustandsüberwachung und sonstigen technischen Entwicklungen nach 2 (erstmalig) bzw. 4 Jahren.

Reaktionen auf den Referentenentwurf

Gemäß der Konsultation nutzten Branchenvertreter trotz der Zurücknahme des Entwurfs die Möglichkeit Stellungnahmen zum Gesetzesvorschlag abzugeben. Die unterschiedlichen Positionen werden in diesem Abschnitt gegenübergestellt und zeigen die kontrahären Meinungen auf. Die Befürworter des Gesetzes, z. B. BDEW (2021), VKU (2021), repräsentieren vor allem die „Netzbetreibersicht“, wohingegen die Kritiker des Entwurfes, z.B. VDA (2021), BNE (2021), VzBv (2021), die Position der „Verbrauchersicht und Automobilindustrie“ einnehmen. Divergierende Meinungen hinsichtlich des Entwurfes herrschen u.a. in Bezug auf die Realisierung von markt- und netzdienlicher Flexibilität, die Berücksichtigung der Interessen aller Akteure, die Teilnahme an der Spitzenglättung als Regelfall, die genaue Ausgestal-

tung der Steuerungseingriffe durch den Netzbetreiber und Dauer und Häufigkeit der Steuerungseingriffe. In der untenstehenden *Tabelle 12* sind die unterschiedlichen Standpunkte zusammengefasst, auf die nachfolgend detaillierter eingegangen wird.

Tabelle 47: Gegenüberstellung der unterschiedlichen Standpunkte

Eckpunkte der Debatte	“Netzbetreibersondernicht”	“Verbrauchersondernicht”
Realisierung von markt- und netzdienlicher Flexibilität	✓ Gegeben	✗ Nicht gegeben
Berücksichtigung der Interessen aller Akteure	✓ Gegeben	✗ Nicht gegeben
Einstufung der Komforteinbußen bei Spitzenglättung für Letztverbraucher	Gering	Hoch
Hoher Grad der Verpflichtung bei Spitzenglättung als Regelfall	✓ Angebracht	✗ Zu teure Opt-Out Option
Steuerungseingriff durch Netzbetreiber bei “möglicher” Netzüberlastung	✓ Angebracht	✗ Eingriff nur bei akuter Netzüberlastung
Umstellung auf dynamische Zeitfenster	Nicht notwendig	Zwingend erforderlich
Übergangsfrist von 3 Jahren für die Umstellung von statischen auf dynamische Zeitfenster	Zu kurz	Zu lang
Länge der Steuerungseingriffe	✓ Angebracht	✗ Zu lang
Komplexität der Netzentgelte	Zu hoch	Zu hoch

Große Potenziale für markt- und netzdienliche Flexibilität vs. reine Begrenzung der Last zu Lasten der Verbraucher durch hohe Komforteinbußen und teure Opt-Out Option

Während die „Netzbetreibersondernicht“ den Entwurf und die Spitzenglättung aufgrund seines Potenzials für die schnelle und sichere Integration neuer Verbraucher ins Netz, die Schaffung von Planungssicherheit beim Netzbetreiber und die Vermeidung von ineffizienten Netzausbau als positiv bewertet, kritisiert die Automobilindustrie einen einseitigen Vorschlag zugunsten der Energiewirtschaft und die Nicht-Beachtung von Alternativen zur Spitzenglättung wie zeitvariable Netzentgelte. Ihrer Meinung nach ist die Spitzenglättung ein Instrument, welches nur zu einer Begrenzung der Last und hohen Komforteinbußen beim Verbraucher führe, keine Anreize für ein netzdienliches Verhalten biete und zusätzliche Vermarktungsmöglichkeiten der Flexibilität durch den Verbraucher durch eine standardmäßige Teilnahme an der Spitzenglättung und eine teure Opt-Out Option begrenze.

Steuerungseingriffe durch den Netzbetreiber auf Basis von statischen Zeitfenstern vs. Steuerungseingriffe durch den Netzbetreiber auf Basis von dynamischen Zeitfenstern

Weitere Unstimmigkeiten gibt es hinsichtlich der Ausgestaltung der Steuerungseingriffe durch den Netzbetreiber, die in dem Entwurf zum einen Eingriffsrechte im Fall einer „möglichen“ und nicht „tatsächlichen Netzüberlastung“ vorsehen und zum anderen auf Basis von statischen Zeitfenstern, begrenzt

auf drei Jahre, durchgeführt werden dürfen. Während die „Netzbetreibersicht“ die verpflichtende Umstellung auf dynamische Zeitfenster hinterfragt, erachten die Vertreter der „Verbrauchersicht und Automobilindustrie“ die Übergangsfrist von drei Jahren für die Umstellung von statischen auf dynamische Zeitfenster als zu lang. Laut „Netzbetreibern“ besteht für eine flächendeckende Netzzustandsüberwachung keine Notwendigkeit und führe zu höheren Kosten. Des Weiteren kritisieren sie, dass innerhalb der statischen Zeitfenster nur eine maximal mögliche Leistungsreduktion von 50 Prozent vorgesehen ist. Diese Teilreduzierung sei mit heute verfügbarer Steuerungstechnik nicht möglich.

120-minütige Leistungsbegrenzung als minimalste Eingriffstiefe vs. zu lange Schaltzeiten für den Verbraucher

Aus Perspektive der Verbraucher wird die Dauer und Häufigkeit der Steuerungseingriff – maximal 120 Minuten pro Kalendertag mit möglichen längerem Schaltzeiten bei einer geringeren Leistungsbegrenzung als vereinbarte bedingte Leistung – als zu lang für den Verbraucher gesehen. Diese Länge wird jedoch aus Sicht der Befürworter des Entwurfes als minimalste Eingriffstiefe für eine netzdienliche Wirkung gesehen.

Kritik an zu hoher Komplexität der Netzentgelte und Umstellung auf registrierende Leistungsmessprofile ab 10.000 kWh

Die Ausgestaltung der Netzentgelte – Jahrespreis für die bedingte und unbedingte Bestellleistung für Verbraucher steuerbare Verbrauchseinrichtungen und das Herabsetzen der Grenze, ab der ein Leistungspreis und ein Arbeitspreissystem gilt, von 100.000 kWh Jahresverbrauch kontinuierlich auf 10.000 kWh – wird von beiden Akteursgruppen als zu komplex bewertet. Insbesondere die hohen Netzentgelte für unbedingte Leistung und die Grenze von 10.000 kWh Verbrauch ab der ein RLM-Profil gilt, wird seitens der Verbraucher abgelehnt.

Fazit

Insgesamt wird deutlich, dass trotz intensivem Branchendiskurs und einem ersten Gesetzesvorschlag für die Ausgestaltung des § 14a EnWG kein Konsens herrscht, wie Nachfrageflexibilität in der Niederspannung bestmöglich durch die Vermarktung flexibler Lasten durch steuerbare Verbrauchseinrichtungen geschaffen werden soll. Die unterschiedlichen Sichtweisen und Kritikpunkte der Beteiligten spiegeln die Komplexität des Themas wider und machen deutlich, dass nach über 10 Jahren nach Einführung des § 14a EnWG noch immer keine Lösung gefunden wurde, die für die unterschiedlichen Akteure akzeptabel ist. Für die Ausgestaltung des § 14a EnWG besteht somit weiterer Forschungsbedarf, um schnellstmöglich eine effiziente Lösung zu finden, Rechtssicherheit für die involvierten Akteure im Bereich der Vermarktung von Flexibilität in der Niederspannung durch steuerbare Verbrauchseinrichtungen zu schaffen und das Ziel einer kosteneffizienten technisch-ökonomischen Netzauslastung zu erreichen.

6. Auswirkungen von Flexibilitätserbringung auf den Nutzungskomfort

Neben der rechtlichen Einordnung und der konkreten, technischen Ausgestaltung von netzdienlichem Ladeverhalten, stellt sich die Frage, inwiefern ein pauschales Eingriffsrecht den Nutzungskomfort der Nutzer beeinflusst. Der Nutzungskomfort spielt zum einen eine wesentliche Rolle bei der Akzeptanz von Elektrofahrzeugen und deren Ladeinfrastruktur im Allgemeinen, zum anderen auch bei der Annahme von Konzepten wie der Flexibilitätserbringung durch Elektrofahrzeuge im Speziellen. Im Folgenden werden zunächst die Bereiche der Elektromobilität veranschaulicht, in denen der Nutzungskomfort relevant sein könnte (Kapitel 6.1). Darauf beruhend wird eine Simulationsstudie vorgestellt, die das Ladeverhalten der Nutzer in verschiedenen Szenarien mit unterschiedlichen Flexibilitätsanforderungen untersucht und Rückschlüsse auf den jeweiligen Komfortverlust zulässt. Kapitel 6.2 stellt den Modellaufbau und das Setting der Simulationen vor. Nachfolgend wird die Datenauswertung und die Ergebnisdarstellung (Kapitel 6.3) des Modells vorgenommen.

6.1. Nutzungskomfort im Bereich Elektromobilität

Der Komfortbegriff kann je nach Objekt oder Situation in seiner Bedeutung variieren, bezieht sich meist jedoch auf das subjektive Wohlbefinden und die Bequemlichkeit, welche der Einzelne bei der Nutzung einer Sache oder beim Erleben einer Situation empfindet (Pineau 1982). Komfort kann auch als Abwesenheit von Diskomfort definiert werden und bezieht sich hierbei auf die Abwesenheit von auffällig unangenehmen Empfindungen. Im Themenfeld der Elektromobilität gibt es einige Teilbereiche, in denen der Komfortaspekt zum Tragen kommt. Hierzu zählen physische Komfortempfindungen der Ausstattung eines Elektrofahrzeugs sowie die Wahrnehmung des Komforts in Bezug auf die Ladeinfrastruktur und den Ladevorgang. Die tangierten Teilbereiche werden im Folgenden kurz erläutert.

Ausstattung des Fahrzeugs

Die Wahrnehmung des Komforts, welche sich auf die Ausstattung des Fahrzeugs bezieht, kann analog zu Verbrennungskraftfahrzeugen gedacht werden. Hierzu zählen beispielsweise die wahrgenommene Bequemlichkeit und Position der Sitze, der verfügbare Raum innerhalb des Fahrzeugs sowie die damit einhergehende Bewegungsfreiheit. Sowohl die Fahrzeugakustik als auch der thermische Komfort, sprich die klimatische Ausrichtung im Fahrzeug, sind von Bedeutung. Auf diesen Themengebieten wird viel geforscht, was jedoch in Bezug auf das vorliegende Projekt nicht zum Tragen kommt (Hildebrandt 2016; Reinke 2014). Da vor allem der physische Komfortanspruch und die Komfortwahrnehmung von Person zu Person variieren kann, bleiben die Ansprüche von den individuellen Präferenzen abhängig (Flügge 2018) und es ergeben sich keine allgemeingültigen K.O.-Kriterien für Komfort.

Ladeinfrastruktur

Der Nutzungskomfort lässt sich auf Aspekte der Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge erweitern und kann somit auch zur Akzeptanz von Elektrofahrzeugen beitragen. Hierbei lassen sich für die Betrachtung der Ladeinfrastruktur zwei Kategorien festlegen. Zum einen kann sich der wahrgenommene Nutzungskomfort ausschließlich auf die lokale Ausstattung einer Ladestation beziehen, zum anderen auf das kon-

krete Verwenden einer (öffentlichen) Ladestation. Eine entsprechende Ausstattung der Ladeinfrastruktur spiegelt sich einerseits in der Beleuchtung und Bedachung der Ladestation bzw. des Ladeparks wider, da diese den Nutzern Sicherheit und Wetterschutz bieten (EnBW Blog 2020). Andererseits führt die Barrierefreiheit, meint hier das Laden rund um die Uhr, zu einer gewissen Flexibilität und kann somit zu einer wahrgenommenen Komfort- und Akzeptanzsteigerung bei den Nutzern führen (ece 2016). Auch Apps und Navigationssysteme erleichtern dem Nutzer den Umgang mit der Ladeinfrastruktur von Elektrofahrzeugen, da sie schneller und gezielter eine Ladestation aufsuchen können. App-Funktionen, wie beispielsweise das Übermitteln von Echtzeitzeitinformationen über die aktuelle Belebung und die Wartezeiten an öffentlichen Ladestationen sowie die Möglichkeit im Vorfeld einen Ladepunkt zu reservieren, führen hierbei nicht nur zu einer effizienten Auslastung der Ladepunkte, sondern auch zur Vermeidung von Unzufriedenheit und Diskomfort beim Nutzer (Anderson et al. 2016).

Das sogenannte „Ad-hoc“-Laden ist ein weiteres Konzept, welches den Nutzungskomfort der Ladeinfrastruktur begünstigt, aber auch die Diskriminierungsfreiheit schützt. Durch die EU-Richtlinie 2014/94/EU wurde festgelegt, dass das Laden an einer öffentlichen Ladestation ohne festen Vertrag mit den Ladesäulenbetreibern oder ohne die betreffenden Elektrizitätsversorgungsunternehmen ermöglicht werden muss.

Ladevorgang

Der Nutzungskomfort nimmt beim Ladevorgang sowohl an einem öffentlichen Ladepunkt als auch beim Laden zuhause eine wichtige Rolle ein. Dies wird auch in einer durch Hardmann und Tal (2021) durchgeführten Umfrage deutlich. Sie erfassen hierbei, dass das Nichtfortführen der Elektrofahrzeugnutzung mitunter auf der Unzufriedenheit mit der Bequemlichkeit des Aufladens beruht, was die Relevanz des Nutzungskomforts beim Ladevorgangs hervorhebt. Dies ist vor allem auf die Wartezeit, sowohl für den freiwerdenden Ladepunkt als auch für die Dauer des Ladevorgangs, zurückzuführen, die als unangenehm empfunden wird und dadurch wesentlich zur Reduzierung des Nutzungskomforts des Ladens eines Elektrofahrzeugs beitragen kann. Die Autoren der dena-Prognos (2020) Studie greifen das bisher unzureichende Ladeinfrastrukturangebot auf und empfehlen die Ladeinfrastruktur bedarfsgerecht sowie flächendeckend auszubauen. Sowohl ein Grundnetz an Ladepunkten in dicht besiedelten Wohngebieten als auch öffentliche Ladepunkte auf Basis der geplanten Neuzulassungen von Elektrofahrzeugen werden zur Verbesserung des Angebots an Ladepunkten vorgeschlagen.

Für die Methode des Ladens bestehen zum jetzigen Zeitpunkt zwei Möglichkeiten. Das induktive Laden und das Laden mit Kabel. Beide dieser Lademethoden weisen sowohl Vor- als auch Nachteile auf und können somit in Bezug auf den wahrgenommenen Nutzungskomfort auf unterschiedliche Positionen stoßen. Während beim „neuartigen und weitgehend unbekannten“ induktiven Laden Elektrofahrzeuge völlig kontaktlos be- und entladen werden können, ist die kabelgebundene Beladung des Elektrofahrzeugs aufgrund der herkömmlichen Infrastruktur an der Benzin- und Dieseltankstelle mit kabelgebundener Betankung eines Verbrennerfahrzeugs bekannt (Jonuschat et al. 2012). Zu nennende Nachteile sind für das induktive Laden zum jetzigen Zeitpunkt die langsamere Ladegeschwindigkeit im Vergleich zum Laden mit Kabel sowie Herausforderungen für das Parken seitens des Nutzers, da hierbei eine gewisse Genauigkeit bei der Stehposition erwartet wird, um das induktive Laden zu ermöglichen. Nachteile

ergeben sich beim Laden mit Kabel vor allem durch dessen Einsatz und Merkmale. Zum Beispiel kann ein festverbundenes Kabel am Ladepunkt vorhanden sein oder man muss das eigene Kabel im Elektrofahrzeug mitführen. Auch für die Kabelführung an der Ladestation sowie die Kabellänge und -gewicht können sich von Person zu Person unterschiedliche Komfortempfindungen ergeben (Hildebrandt 2016; Papendick et al. 2011; Reinke 2014).

Die Interoperabilität zwischen den unterschiedlichen Ladesteckern ist durch die Ladesäulenverordnung (LSV) § 3 gelöst, welche besagt, dass genormte Stecker- und Kupplungssysteme für neuerrichtete Ladesäulen vorhanden sein müssen (Stecker des Typs 2 gemäß der Norm DIN EN 62196-2). Dieser Aspekt sollte nicht zu einer Einschränkung des Nutzerkomforts führen.

Ein Aspekt bei der Bewertung des Nutzungskomforts durch den Nutzer besteht in der Nachvollziehbarkeit des Ladevorgangs. Hierzu zählt beispielsweise die Art der Bepreisung (vor allem bei öffentlichen Ladestationen), die Anteile an verschiedenen Energiequellen zur Stromerzeugung zum Laden des Fahrzeugs oder auch ersichtliche Informationen zum Ladestatus (vor allem zuhause). Schlussendlich soll es ungeübten Personen möglich sein den Ladevorgang eines Elektrofahrzeugs sicher und einfach durchzuführen, damit der Nutzungskomfort positiv wahrgenommen und die Akzeptanz gesteigert wird (ADAC 2020; Hildebrandt 2016; Weber 2020).

Im Zusammenhang mit dem Ladevorgang steht das bereits erläuterte Konzept des Lastmanagements. Auch hier können Aspekte des Nutzungskomforts definiert und angewandt werden. Hierbei kann die Befürchtung eines Komfortverlusts gesenkt und die Motivation zur Teilnahme an Tarifmodellen zur Flexibilitätsbereitstellung erhöht werden, wenn die Nutzer die Möglichkeit haben diese selbst zu erproben (TÜV Rheinland 2020). An dieser Stelle sind finanzielle Anreize sinnvoll, um mögliche Komfortverluste zu kompensieren.

Um die Einschränkungen des Nutzungskomforts gering zu halten, sollten zusammenfassend folgende Aspekte beachtet werden.

- Standardisierung und Einheitlichkeit: durchgängige Interoperabilität der verschiedenen Akteure, die am Prozess beteiligt sind
- Transparenz und Nachvollziehbarkeit
- Etablierung von Routinen beim Nutzer
- Verringerung der Komplexität der Flexibilitätsbereitstellung

Wie anfangs erwähnt, ist mit einem starken Ausbau der Ladeinfrastruktur sowie mit der damit einhergehenden steigenden Anzahl an Elektrofahrzeugen und Akteuren im Energiesystem zu rechnen. Dies wirft die Frage auf, ob die beschriebene Dynamik dem Nutzungskomfort gerecht werden kann. Die Frage ist auch deshalb relevant, um die Praxistauglichkeit des angestrebten Ladesystems abzuschätzen und Akzeptanzeinbußen für Elektrofahrzeuge, deren Ladeinfrastruktur sowie für Flexibilitätsanforderungen vorzubeugen. Die fortführende zentrale Forschungsfrage ergibt sich somit als: „Wie verändert sich der Nutzerkomfort bei steigender Durchdringung von E-Fahrzeugen und steigenden Flexibilitätsanforderungen?“.

6.2. Simulationsstudie

Zur Beantwortung der genannten Forschungsfrage wurde eine Simulationsstudie auf Basis des vom Fachgebiet *FSG (Fahrzeugsysteme und Grundlagen der Elektrotechnik)* der Universität Kassel im Projekt entwickelten Modells implementiert.

Modellbeschreibung

Das agentenbasierte Modell simuliert im Wesentlichen das Mobilitätsverhalten von Elektrofahrzeugnutzern und die daraus resultierenden Ladevorgänge unter der Berücksichtigung der technischen Grenzwerte, ohne Betrachtung von Preisen und Einbindung der Erzeugerseite. Im Modell können verschiedene technische Parameter der Ladepunkte und Elektrofahrzeuge, wie beispielsweise Ladeleistungen, Batteriekapazität, Strombegrenzungen, Fahrzeuggeschwindigkeiten und Ladestrategien von Ladepunkten variiert werden. Die Kilometerfahrleistung der Fahrzeuge basiert auf einem separaten Modell, welches anhand von realen Fahrzeugdaten erstellt wurde.

Das Modellsetup bildet eine fixe Anzahl an Ladepunkten mit einer zunehmenden Durchdringung von E-Fahrzeugen ab. Es werden zwei Fahrttypen unterschieden: Arbeitsfahrten und Freizeitfahrten. Beide Typen unterscheiden sich im Hinblick auf die durchschnittliche Fahrleistung sowie die Fahrzeiten. Die Batteriekapazität der Fahrzeuge wurde aus vorgegebenen Parametern randomisiert zugeordnet. *Tabelle 48: Wesentliche Annahmen des Simulationsmodells* fasst die wesentlichen Modellannahmen zusammen. Das resultierende Ladeverhalten wird durch ein einfaches Lastmanagement eingeschränkt, welches abhängig von den Strombegrenzungen der einzelnen Ladestationen und Unterverteilungen den Stromfluss an den Ladepunkten limitiert.

Tabelle 48: Wesentliche Annahmen des Simulationsmodells

Kategorie	Ausprägung		
Durchschnittliche Fahrleistung (basierend auf der MiD-Studie 2019 von Nobis et al. (2019))	Arbeitsfahrt: 19 km Freizeitfahrt: 14 km		
Fahrzeiten		Hinfahrt	Rückfahrt
	Gruppe 1/ Gruppe 2	Zwischen 5:00 – 8:59 Uhr	Zwischen 15:00 – 18:59 Uhr
	Gruppe 3	Zwischen 9:00 – 19:59 Uhr	Nach 30 – 180 Minuten
Batteriekapazitäten	Zufällige Auswahl: 50kWh, 60kWh, 70kWh, 80kWh, 90kWh		
Ladeleistung der Fahrzeuge	7,4kW (1Phasig 32A)		
Ladeleistung der Ladepunkte	11kW (bei 50%iger Reduktion 5,5kW)		
Anzahl der Ladepunkte pro Ladesäule	Gruppe 1 und 2: ein Ladepunkt pro Ladesäule		
	Gruppe 3: zwei Ladepunkte pro Ladesäule		

Das Modell ist somit geeignet, um das Zusammenspiel einer definierten Anzahl von E-Fahrzeugen in einer vorhandenen Ladeinfrastruktur abzubilden. Als Vereinfachung wird jedes Fahrzeug genau einem Ladepunkt zugewiesen, der zur Deckung des gesamten Mobilitätsbedarfs des einzelnen Nutzers verwendet wird. Als Modelloutput kann die Ladeleistung aller Fahrzeuge bzw. Ladepunkte sowie die Mobilität der Fahrzeuge ausgewertet werden. Als bedeutende Komfortkriterien wurden zwei Kenngrößen ermittelt, welche beide einen wesentlichen Eingriff in den Nutzungskomfort beim Ladevorgang abbilden: die Wartezeit und die Verzögerung der geplanten Fahrt.

- Die Wartezeit bis zum Start des Ladevorgangs ist die Zeit, die ein Fahrzeug warten muss, bevor es den Ladevorgang starten kann. Interpretiert werden kann diese Zeit als Verzögerung durch besetzte Ladepunkte.
- Die Verzögerung der geplanten Fahrt stellt eine Erhöhung der Wartezeit bis zum Start des Ladevorgangs dar. Sie ist ein Maß für die Einschränkung der Mobilität, wenn die geplanten Fahrten nicht angetreten werden können, da die Batterie nicht ausreichend geladen ist. Eine solche Verzögerung kann beispielsweise auftreten, wenn starke Einschränkungen in die Ladeleistung vorgenommen werden.

Im Folgenden werden die Details der Simulationsstudie dargestellt. Die untersuchten Kennzahlen werden dabei im Wesentlichen durch zwei Aspekte beeinflusst: erstens die Anzahl der E-Fahrzeuge, die sich einen Ladepunkt teilen müssen und zweitens die Ausprägungen der Flexibilitätsanforderungen im Sinne eines Lastmanagements. Für beide Aspekte wurden je drei Varianten berücksichtigt und kombiniert.

Szenarien der E-Fahrzeugdurchdringung

Die E-Fahrzeugdurchdringung wird im Folgenden als Anzahl der E-Fahrzeuge pro vorhandenem Ladepunkt definiert. Die Anzahl der Ladepunkte wurde im Rahmen der Simulationsstudie als Konstant angenommen. Drei verschiedene Gruppen von Ladepunkten wurden definiert: Gruppe 1 sind die „Einfamilienhäuser“, für welche aggregiert 100 Ladepunkte zugeordnet sind. In Gruppe 2, den „Mehrfamilienhäusern“, gibt es 40 Ladepunkte und für Gruppe 3, den „quasi-öffentlichen Ladestationen“, wurden 20 Ladepunkte vorgesehen. Für jede der Gruppen wurde eine Anzahl von Fahrzeugen definiert, die sich die Ladepunkte teilen. Während in Gruppe eins eine sehr niedrige Durchdringung angenommen wird, da nur die privaten Fahrzeuge eines Haushaltes laden, steigt die Durchdringung in Gruppe 2 und 3, da der Kreis potenzieller Nutzer steigt. Es wurden insgesamt drei Szenarien definiert, die jeweils eine schwache, mittlere und starke Gesamtdurchdringung und damit Anzahl an modellierten Fahrzeugen abbilden.

Tabelle 49 fasst die Durchdringung der Gruppen in den unterschiedlichen Szenarien zusammen. Hierbei wird die Anzahl der Fahrzeuge je nach Szenario und Gruppenzugehörigkeit dargestellt, wobei die Zahl in der Klammer die Anzahl der Fahrzeuge pro Ladepunkt beschreibt.

Tabelle 49: Anzahl der E-Fahrzeuge (E-Fahrzeuge pro Ladepunkt) pro Szenario und Gruppe

Gruppe	Szenario 0 „Status Quo“	Szenario 1 „moderate Durchdringung“	Szenario 2 „starke Durchdringung“
1 „Einfamilienhäuser“	100 Fahrzeuge (1 pro Ladepunkt)	100 Fahrzeuge (1 pro Ladepunkt)	200 Fahrzeuge (2 pro Ladepunkt)
2 „Mehrfamilienhäuser“	200 Fahrzeuge (5 pro Ladepunkt)	400 Fahrzeuge (10 pro Ladepunkt)	800 Fahrzeuge (20 pro Ladepunkt)
3 „quasi-öffentliche Ladestationen“	200 Fahrzeuge (10 pro Ladepunkt)	500 Fahrzeuge (25 pro Ladepunkt)	800 Fahrzeuge (40 pro Ladepunkt)
Summe Fahrzeuge	500	1000	1800

Flexibilitätsanforderungen

Die Flexibilitätseinschränkungen wurden in Anlehnung an die heute geltenden Regelungen der regulierten Flexibilitätserbringung nach §14a EnWG modelliert. In ausgewählten Zeiten wird dabei die Ladeleistung des Ladepunktes insgesamt um einen definierten Anteil reduziert. Die Begrenzung der Ladeleistung wird in der Praxis oftmals als vollständige Abschaltung realisiert (=Sperrzeit). Im Rahmen der Simulationsstudie wird eine Begrenzung der Ladeleistung einheitlich mit 50 % angenommen. Die jeweiligen Zeiten werden als tägliche statische Zeitfenster angenommen. Es wurden drei alternative Ausprägungen definiert, die die Situation ohne Einschränkung, mit moderaten Flexibilitätsanforderungen und mit restriktiven Flexibilitätsanforderungen repräsentieren. *Tabelle 50: Flexibilitätsanforderungen und ihre Ausprägungen* fasst die Flexibilitätsanforderungen und ihre Ausprägungen zusammen.

Tabelle 50: Flexibilitätsanforderungen und ihre Ausprägungen

Name	Ausprägung	Ausprägung im Detail
Flex 0	Keine Einschränkungen	Laden zur Anschlussleistung jederzeit möglich
Flex 1	Statische Zeitfenster moderat	Reduktion zu 50 % der Anschlussleistung an 4h pro Tag im Zeitraum zwischen 17:00 und 21:00 Uhr
Flex 2	Statische Zeitfenster restriktiv	Reduktion zu 50 % der Anschlussleistung an 8h pro Tag im Zeitraum zwischen 14:00 und 22:00 Uhr

6.3. Ergebnisse der Simulationsstudie

Die Auswertung der Simulationsstudie enthält zwei Aspekte. Zum einen wird die Veränderung der Ladekurven durch die erhöhte E-Fahrzeugdurchdringung sowie die erhöhten Flexibilitätsanforderungen untersucht. Darauf basierend werden zum anderen die oben definierten Kennzahlen zur Einschränkung des Nutzungskomforts, die Wartezeit bis zum Start des Ladevorgangs und die Verzögerung der geplanten Fahrt, ausgewertet.

Abbildung 49: Veränderung der Ladekurve in Abhängigkeit von der E-Fahrzeugdurchdringung stellt die zeitliche Veränderung der Ladeleistung bei steigender Durchdringung von E-Fahrzeugen bezogen auf alle drei Flexibilitätsanforderungen (Flex 0, Flex 1, Flex 2) dar. Hierbei zeigt sich, dass zwar bei schwacher Durchdringung kaum Unterschiede zwischen den variierenden Flexibilitätsanforderungen zu erkennen sind, sich jedoch bei stärker werdender Durchdringung eine deutliche Verschiebung der Ladezeiten bis in die Morgenstunden auf allen drei Anforderungsebenen ergibt. Dennoch wird hierdurch die Mobilität der Nutzer in der Simulationsstudie nicht eingeschränkt und alle Ladevorgänge können abgeschlossen werden.

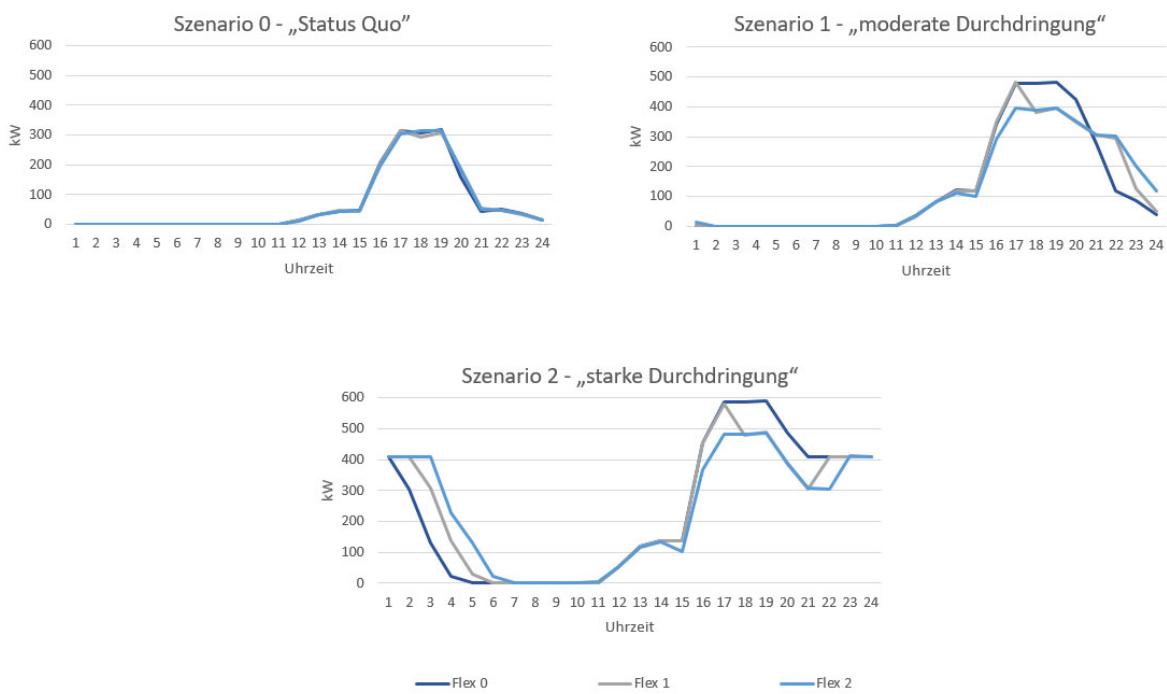


Abbildung 49: Veränderung der Ladekurve in Abhängigkeit von der E-Fahrzeugdurchdringung

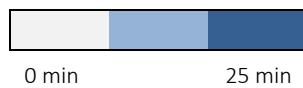
Die Untersuchung möglicher Beeinträchtigungen des Nutzungskomforts zeigt, dass es bei steigender E-Fahrzeugdurchdringung sowie höheren Flexibilitätsanforderungen in keinem Fall zu einer Verzögerung der geplanten Fahrt kommt. Somit kann an dieser Stelle keine negative Beeinflussung dieses Komfortkriteriums festgestellt werden. Das zweite Komfortkriterium „Wartezeit bis zum Start des Ladevorgangs“ weist jedoch bei steigender Durchdringung und höheren Flexibilitätsanforderungen zunehmende Wartezeiten auf. Eine Übersicht zu den Wartezeiten pro Fahrzeug pro Tag, welche in die jeweiligen Szenarien zur E-Fahrzeugdurchdringung, in die verschiedenen Ebenen der Flexibilitätsanforderung sowie in die Gruppen bezüglich der Anzahl an Ladepunkt aufgeteilt sind, ist in Tabelle 16 zu finden.

Tabelle 51: Wartezeit (in min) pro Fahrzeug pro Tag

		Szenario 0 - "Status Quo"			
		Gruppe 1	Gruppe 2	Gruppe 3	Durchschnitt
Flexibilität 0		0,00	0,02	0,00	0,01
Flexibilität 1		0,00	0,04	0,00	0,01
Flexibilität 2		0,00	0,05	0,00	0,02
Durchschnitt		0,00	0,04	0,00	Gesamt = 0,04

		Szenario 1 - "moderate Durchdringung"			
		Gruppe 1	Gruppe 2	Gruppe 3	Durchschnitt
Flexibilität 0		0,00	1,67	0,15	0,61
Flexibilität 1		0,00	2,11	1,25	1,12
Flexibilität 2		0,00	2,94	3,35	2,09
Durchschnitt		0,00	2,24	1,58	Gesamt = 3,82

		Szenario 2 - "starke Durchdringung"			
		Gruppe 1	Gruppe 2	Gruppe 3	Durchschnitt
Flexibilität 0		0,00	18,23	14,89	11,04
Flexibilität 1		0,00	19,20	17,51	12,24
Flexibilität 2		0,00	21,19	22,08	14,42
Durchschnitt		0	19,54	18,16	Gesamt = 37,70



Die Auswertung der Wartezeit bis zum Start des Ladevorgangs kann mit folgenden Kernergebnisse zusammengefasst werden:

- In Szenario 1 (moderate E-Fahrzeugdurchdringung) ist mit einer zu vernachlässigenden Verzögerung des Ladevorgangs zu rechnen. Der Nutzungskomfort wird hier demnach in minimalster Weise beeinträchtigt.
- Bei Gruppe 1 (Einfamilienhäuser) ist in keinem der Szenarien und für keine Flexibilitätsanforderung mit Wartezeiten zu rechnen. Die Ladekapazität reicht hier in jedem Fall aus, um private Ladevorgänge zu realisieren.
- In Szenario 1 treten für Gruppe 2 und 3 moderate Wartezeiten von im Schnitt wenigen Minuten pro Fahrzeug und Tag auf.
- In Szenario 2 (starke E-Fahrzeugdurchdringung) treten für Gruppe 2 und 3 im Vergleich zu den anderen Szenarien deutlich längere Wartezeiten für den Start des Ladevorgangs auf.

Interpretation

Da die Untersuchungen gewissen Rahmenannahmen unterliegen, sind die Ergebnisse nicht universell gültig. Dennoch lassen sich einige Grundaussagen treffen. Die ausgewerteten Wartezeiten resultieren aus bereits besetzten Ladepunkten und sind somit die logische Schlussfolgerung aus dem Zusammenspiel zwischen höheren Flexibilitätsanforderungen sowie einem stärkeren E-Fahrzeugdurchdringungsgrad. Es ist festzustellen, dass die Wartezeiten überproportional im Verhältnis zur E-Fahrzeugdurchdringung ansteigen. Ob die Extremwerte von etwa 20 Minuten Wartezeit pro Tag für individuelle Nutzer akzeptabel wären, ist fraglich. Dennoch bleiben zwei wesentliche Aspekte als grundsätzlich positiv festzuhalten:

- 1.) Im Modell kam es in keinem einzigen Fall zu einer Verzögerung des geplanten Abfahrtszeitpunktes. Die in den Szenarien ermittelte Wartezeit bis zum Start des Ladevorgangs und die benötigte Ladezeit des E-Fahrzeugs waren in Summe kleiner als die verbleibende Zeit bis zum Abfahrtszeitpunkt. Somit ist die Mobilität als Grundbedürfnis, trotz weitreichender Annahmen zur Durchdringung und zu Flexibilitätsanforderung, nicht gefährdet.
- 2.) Insbesondere Ladesäulen im Haushaltsbereich müssen keine Komforteinbußen bei der Nutzung (sowohl Verzögerung des Abfahrtzeitpunktes als auch des Ladevorgangs) befürchten. Auch dies gilt sogar im Extremfall, in dem sich zwei E-Fahrzeuge einen häuslichen Ladepunkt teilen und an acht Stunden am Tag nur die Hälfte der Ladeleistung zur Verfügung haben.

Zukünftige Forschungen könnten zwei unterschiedliche Punkte adressieren. Zum einen kann die Simulationsstudie ausgebaut werden, um ein noch komplexeres Zusammenspiel von Agenten und Flexibilitätsanforderungen abzubilden. Hierbei ist auch die Kombination mit einer konkreten Netzzustandsberechnung im Verteilnetz denkbar. Zum anderen sind empirische Untersuchungen notwendig, die die Akzeptanz der simulierten Komforteinschränkungen quantifizieren. Daraus lassen sich Aussagen über den notwendigen Ausbau von Ladesäulen bei steigender E-Fahrzeugdurchdringung sowie maximale Flexibilitätsanforderungen ableiten.

7. Zusammenfassung

Zusammenfassend beleuchtet der Beitrag des Fachgebietes Mikroökonomik und empirische Energieökonomik des Projekts E-Mobility-LAB Hessen auf Basis theoretischer Grundlagen sowie mithilfe einer eigenen Simulationsstudie die Rahmenbedingungen für E-Mobilität zur Erbringung von netzdienlicher Flexibilität. Im Rahmen der AP 3.3 und 3.4 werden hierfür zwei wesentliche Aspekte näher betrachtet. Zum einen die Möglichkeiten der Übertragbarkeit der technooökonomischen Optimierungsansätze auf ein öffentliches Verteilnetz, zum anderen die Auswirkung von Flexibilitätsanforderungen auf den Nutzungskomfort von Privathaushalten sowie die Bewertung zukünftiger Szenarien.

Die umfassende Auswertung bestehender wissenschaftlicher Literatur und der entsprechenden Brachendiskussion zeigt die Notwendigkeit zur Integration von Elektromobilität und Energiesystem auf. Hierbei wird deutlich, inwiefern Ladeinfrastruktur von Elektrofahrzeugen zur netzdienlichen Flexibilisierung beitragen kann. Die hierfür erforderlichen Anreizmechanismen und Vergütungsansätze für Privathaushalte sind ebenso Teil der vorliegenden Ausarbeitung. Nach Erarbeitung der theoretischen Grundlagen werden die im Reallabor betrachteten Use Cases mit dem Ziel zur technooökonomischen Optimierung im Kontext der regulatorischen Rahmenbedingungen betrachtet. Im aktuellen gesetzlichen Rahmen ist dabei insbesondere die Möglichkeit zur netzdienlichen Nutzung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG zu nennen. Mittels einer Simulationsstudie wird der Einfluss der netzdienlichen Flexibilitätsbringung auf den Nutzungskomfort privater Haushalte untersucht. Hierbei stehen vor allem die Verzögerung des Ladestarts sowie die der geplanten Abfahrt im Fokus.

Die Ergebnisse der Simulationsstudie zeigen, dass auch bei verhältnismäßig hoher Durchdringung mit E-Fahrzeugen und hohen Flexibilitätsanforderungen das Mobilitätsverhalten der Haushalte nicht eingeschränkt und auch keine der geplanten Fahrten in den Simulationen verschoben werden müssen. Dennoch kann es teilweise zu Wartezeiten zu Beginn des Ladevorgangs kommen, die mit stärkerer Durchdringung und Flexibilisierung zunehmen.

Die richtige Ausgestaltung der Anreizmechanismen zur Nutzung netzdienlicher Flexibilität sind ein Schlüssel für die erfolgreiche Integration von E-Mobilität in die Verteilnetze. Die im Projekt erprobten Use Cases bedürfen einer Weiterentwicklung der heutigen Mechanismen. Aus technischer Sicht ist dabei grundsätzlich ein hoher Flexibilisierungsgrad erreichbar, ohne die individuelle Mobilität einzuschränken. Weitere Betrachtungen hinsichtlich der Akzeptanz bei der Ausgestaltung von detaillierten Flexibilitätsanreizsystemen sind notwendig.

III. Fachgebiet Kommunikationstechnik

Autoren

Immanuel König

Prof. Dr.-Ing. Klaus David

Zusammenfassung

Im Rahmen des E-Mobility-LAB Hessen wurde eine intelligente Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge errichtet und untersucht. Dabei wurden Ladesäulen so angepasst, dass sie in ihrer Leistung angepasst werden können. Diese Säulen wurden auf dem Opel-campus installiert und getestet.

Dieser Projektbericht behandelt die Wissenschaftlichen Ergebnisse des Fachgebiets Kommunikationstechnik (ComTec) der Universität Kassel im Forschungsprojekt E-Mobility-LAB Hessen. Als erstes wird eine kurze Einführung gegeben, danach folgt ein Überblick über die Tätigkeit von ComTec in den verschiedenen Arbeitspaketen. Anschließend werden die wissenschaftlichen Ergebnisse detailliert dargestellt.

1 Einleitung

Im Forschungsprojekt E-Lab wurde das Opel Entwicklungszentrum zum Reallabor für Elektromobilität: Gemeinsam mit der Universität Kassel sowie den beiden auf Ladeinfrastruktur spezialisierten Unternehmen FLAVIA IT und PLUG'n CHARGE wurde am optimalen Aufbau des Stromnetzes der Zukunft geforscht. Dafür errichtet Opel eine intelligente Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge.

Elektrofahrzeuge müssen geladen werden. Dafür wird eine Ladeinfrastruktur aus Ladepunkten und Versorgungssträngen benötigt. Typischerweise ist die am Ladepunkt verfügbare Leistung begrenzt durch die maximale Leistung eines Versorgungsstranges. Sind mehrere Ladepunkte an einem Versorgungsstrang angeschlossen, zum Beispiel an einem Mitarbeiterparkplatz bei Opel, aber auch in einem Straßenzug mit Privathäusern, müssen sich die Ladepunkte die verfügbare Leistung teilen. Ladepunkte benötigen logischerweise nur während Ladevorgang Leistung, ansonsten steht die Leistung eines Versorgungsstranges anderen Ladepunkten zur Verfügung.

Herkömmliche Ladesysteme nehmen die gesamte verfügbare (und vom Fahrzeug und Ladepunkt nutzbare) Leistung, um das Fahrzeug möglichst schnell komplett zu laden. Das ist jedoch nicht für jedes

Fahrzeug beziehungsweise für jede anstehende Fahrt notwendig. Gleichzeitig mag ein weiteres Fahrzeug am selben Ladestrang die Ladung erst beginnen können, wenn ein anderes Fahrzeug fertig geladen ist. Dieses Vorgehen hat die Frage nach einem intelligenteren und regelbasierten Ansatz aufgeworfen.

Im Rahmen des Projektes wurde eine regelbare Infrastruktur untersucht, bei der mehrere Fahrzeuge sich einen Ladepunkt teilen und die verfügbare Leistung auf die angeschlossenen Fahrzeuge aufgeteilt wird. Dadurch können mehrere Fahrzeuge parallel laden, als dies bisher möglich gewesen wäre. Eine weitere Variante, deren Grundlagen untersucht wurden, ist eine intelligente Verteilung der verfügbaren Ladeleistung.

Teil des optimalen Aufbaus eines Stromnetzes der Zukunft ist die intelligente Ladesteuerung. Eine intelligente Ladesteuerung lädt nicht zwangsläufig mit der am Ladepunkt maximal installierten Leistung noch wird der Akku des Autos immer vollständig geladen. Vielmehr wird eine bedarfsgerechte Ladung angestrebt. Dadurch kann die bereits durch die Versorgungsstränge installierte Leistung besser genutzt werden, was den Betrieb von mehr E-Fahrzeuge ermöglicht, beziehungsweise einen unnötigen Netzausbau vermeidet.

Eine bedarfsgerechte Ladungssteuerung berücksichtigt den Energiebedarf des Fahrzeugs bis zur nächsten Ladungsmöglichkeit. Der Bedarf basiert auf zwei wichtigen Forschungsfragen:

1. Wie lange ist das Fahrzeug am Ladepunkt, wann beginnt die nächste Fahrt?
2. Wie weit ist die anstehende Fahrt, bis zum nächsten Mal geladen werden kann?

Wird zum Beispiel mit einem Fahrzeug nach dem aktuellen Ladevorgang nicht sehr weit gefahren und es verbleibt den ganzen Arbeitstag an der Ladesäule, kann die Ladeleistung entsprechend gedrosselt werden.

Die wichtigen Fragen für eine bedarfsgerechte Ladungssteuerung sind in der Abbildung 1.1 dargestellt. Man kann in der Grafik die zukünftigen Zustände (dargestellt durch die gestrichelten Linien sowie die transparenten Fahrzeuge) erkennen. Da es sich bei den Fragen um zukünftige Zustände handelt ist ein Prädiktionssystem notwendig.

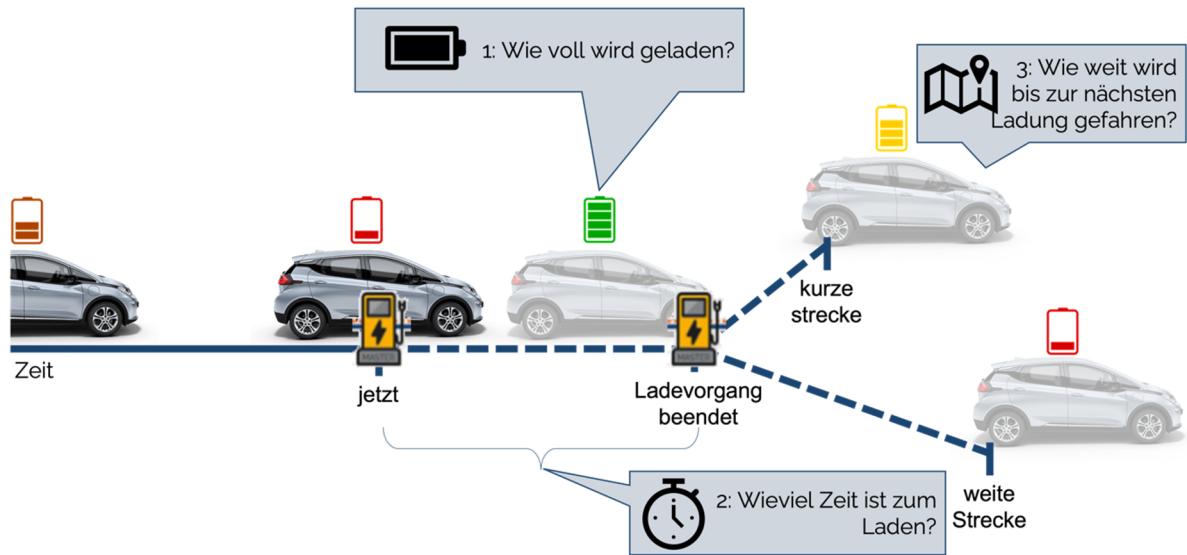


Abbildung 1.1: Darstellung der wichtigen Fragen für die bedarfsgerechte Ladungssteuerung

Wichtig ist die möglichst präzise Prädiktion der verfügbaren Ladezeit, sowie der benötigten Energie menge für die nächste Fahrt (‘Wie weit wird bis zur nächsten Ladung gefahren’). Es ist klar, dass eine ungenaue Schätzung die Akzeptanz solcher bedarfsgerechten Systeme schnell senkt. Eine zu niedrig eingeschätzte benötigte Energiemenge könnte zum Liegenbleiben des Fahrzeugs führen. Und zu hohe Schätzungen der benötigte Energiemenge senken die Effektivität eines solchen Systems.

ComTec (Fachbereich Kommunikationstechnik der Uni Kassel) war in der Bearbeitung von zwei Arbeitspaketen des Forschungsvorhabens eingebunden: in Arbeitspaket 0.3 zur Definition der Datenbasis für die wissenschaftliche Bearbeitung und in Arbeitspaket 3.5 zur netzdienlichen Ladesteuerung und Vorhersage des Nutzerverhaltens. In Rahmen dieses Arbeitspaketes wurden besonders die geschilderten Forschungsfragen (Wie lange ist das Fahrzeug am Ladepunkt, wann beginnt die nächste fahrt? Wie weit ist die anstehende Fahrt, bis zum nächsten Mal geladen werden kann?) untersucht.

Der Aufbau des Berichtes entspricht der Reihenfolge, in der die Fragen untersucht wurden. Zuerst haben wir verschiedene (1) Prädiktionsansätze aus dem Bereich der Finanzvorhersage sowie der (2) Warenkorbanalyse untersucht, welche eine zeitgebundene Voraussage machen. Außerdem wurde der am Fachbereich entwickelte Ansatz ‚Alignment for Context Prediction‘, welcher sehr gut geeignet ist für das Anwendungsfeld, jedoch in der klassischen Form nur die Abfolge von Ereignissen voraussagt, und nicht dessen zeitlichen Bezug, um die Voraussage von Zeitstempeln erweitert (3). Auch verschiedene Implementierungen des Alignment-algorithmus wurden für das Problemfeld Ladungssteuerung untersucht (4). Die Ausgabe des ‚Alignment for Context Prediction‘ wurde um eine Wahrscheinlichkeitsfunktion erweitert (5), was die Verarbeitung und Bewertung der Voraussagen erleichterten. Außerdem musste die Möglichkeit eingebaut werden, Ereignisse vor dem Ladevorgang unterschiedlich zu bewerten, was zum Entwurf einer flexiblen Kostenmatrix für den Alignment Algorithmus geführt hat (6). Die Untersuchungen zu den Bereichen (3), (5) und (6) werden im Folgenden genauer vorgestellt.

2 Erweiterung von ‘Alignment for Context Prediction’ um zeitbezogene Vorhersagen

Eine wesentliche Erweiterung, um das Ziel des Projektes zu erreichen, war die Erweiterung des ‘Alignment for Context Prediction’ Algorithmus um Zeitvoraussagen. Dafür haben wir zwei grundsätzliche Ansätze untersucht. Im ersten Ansatz werden die Symbole eines Datensatzes wiederholt, je nach Länge des Zeitraumes in den Datensatz eingefügt. Im Zweiten Ansatz werden unterschiedliche Symbole für unterschiedlich lange Zeiträume in den Datensatz eingeführt. Diese Ansätze werden im Folgenden vorgestellt. Zuerst werden jedoch die Daten für die Untersuchung etwas genauer beschrieben. Teil der hier beschriebenen Ergebnisse sind auch im Rahmen der Masterarbeit ,Context and duration prediction using alignment’ von Arnav Gurtu entstanden.

2.1 Daten aus dem E-Lab Versuchsaufbau

Die für diese Untersuchung verwendeten Daten wurden im Rahmen des E-Lab Projektes zu Forschungszwecken erhoben. Bei den Daten handelt es sich um Ladedaten für Elektroautos von einer Ladestation. Sie enthalten Daten über die Start- und Endzeit des Ladevorgangs sowie Kundenreferenznummern. Diese Daten sind besonders gut für eine Untersuchung der Zeidauer geeignet, da sie detaillierte Informationen darüber enthalten, wie lange die Person geladen hat, sowie Datum und Uhrzeit. Die Daten stammen aus dem Jahr 2019. Die Ladedauer ist ebenfalls in den Daten enthalten, und mit den Daten zu Datum und Uhrzeit kann auch ermittelt werden, wie oft eine Person diese Ladestation besucht, was für die Kontextvorhersage nützlich ist. Die Daten umfassen:

1. Verwendungs-ID
2. Startzeit (mit Datum)
3. Endzeit (mit Datum)
4. Dauer (in Sekunden)
5. Zustand
6. Verbrauch (Wh)
7. Name des Mietobjekts
8. RFID-Referenznummer
9. Elektroauto-Typ (BEV, PHEV oder BEV LCV)
10. Fahrzeug-VIN-Nummer
11. Batteriekapazität kWh
12. Verbrauch der Fahrzeugbatterie kWh/100km
13. Autoladegerät Typ AC (kW)
14. Art der Aufladung (AC oder DC)
15. Maximaler Ladestrom (A)
16. Energiemanagement aktiviert (ja, oder nein)

Die Start- und Endzeit zeigt an, wann der Kunde mit dem Laden seines Fahrzeugs begonnen und es beendet hat. Die Spalte Dauer gibt in Sekunden an, wie lange der Kunde geladen hat. Die Ladedauer reicht von wenigen Sekunden bis zu Wochen, da einige Kunden ihr Fahrzeug über einen längeren Zeitraum am Ladegerät ließen. Der Status gibt Aufschluss darüber, wie der Ladevorgang abgeschlossen wurde, d. h. ob das Fahrzeug vollständig aufgeladen oder über RFID aus dem Ladevorgang entfernt

wurde. Der Verbrauch zeigt an, wie viel kWh die Autos während des Ladevorgangs geladen haben. Zusammen mit der Zeit kann der Verbrauch auch als zusätzliche Kontextquelle betrachtet werden, da er anzeigt, wie viel das Auto bei diesem spezifischen Ladevorgang aufgeladen wurde. Das wiederum vermittelt eine Vorstellung davon, wie voll die Autobatterie ist. Der Name des Mietobjekts ist der Standort der Ladestation, mit einem bestimmten Standort auf dem Parkplatz. Da die Kunden jede verfügbare Ladestation wählen würden, haben wir den Namen des Mietobjekts nicht als Kontextquelle verwendet, da es nur den Standort auf dem Parkplatz angibt. Die nächste Spalte mit der Bezeichnung RFID-Referenznummer ist die Nummer des Kunden. In den Daten gibt eindeutige Referenznummern für die verschiedenen Kunden. Mit diesen Informationen können die Datums- und Zeitdaten nach Bedarf sortiert und für jeden Kunden getrennt werden.

Die nächsten Spalten enthalten Informationen über das Auto selbst, wie z.B. den Elektroauto-Typ, der BEV, PHEV, BEV LCV. Dies sind die Abkürzungen für vollelektrische Autos oder Plug-in-Hybride. Weitere Informationen über das Auto, wie z. B. die Fahrzeugnummer, die Batteriegröße und der Batterieverbrauch pro 100 km sind ebenfalls enthalten.

Der letzte Abschnitt der Daten enthält weitere Informationen über die Art des verwendeten Ladegeräts, z.B. ob es sich um ein Gleichstrom- oder ein Wechselstromgerät handelt. Außerdem wird die maximale Stromstärke angegeben. Die Daten geben an, dass die Fahrzeuge entweder mit einem 7,4 kW 1-Phasen AC-Ladegerät geladen wurden oder mit einem 100-kW-Gleichstromladegerät mit 200 A.

2.1.1 Daten für die Kontextvoraussage

Für die Kontextvorhersage mit Zeit sind die Spalten Start- und Endzeit besonders wichtig. Mit ihnen kann eine Vorhersage über den nächsten Besuch des Kunden gemacht werden. Die Dauer gibt auch Aufschluss darüber, wie lange ein Kunde normalerweise mit dem Aufladen seines Fahrzeugs beschäftigt ist. Obwohl der Datensatz noch mehr Daten enthält, die ebenfalls als Kontextquellen verwendet werden könnten, konzentriert sich diese Untersuchung auf die Zeit als Kontextquelle. Die Daten wurden für jeden Kunden in verschiedene Dateien aufgeteilt, wobei die Spalten Start- und Endzeit, Dauer, Verbrauch und die RFID-Referenznummer beibehalten wurden. Die RFID-Referenznummer ist eine Form der Kundenkennung und enthält die Kundennummer.

2.1.2 Aufarbeitung der Daten

Die Rohdaten waren nach der Nutzungs-ID geordnet, weshalb wir sie nach der Uhrzeit der Ereignisse sortiert haben.

Im Nächsten Schritt wurden zusätzliche Zustände eingefügt. Die Daten beinhalten im Rohzustand ja nur die Ladevorgänge, nicht aber die Vorgänge dazwischen, sprich das Fahren/ nicht Laden. Für die Kontextvorhersage wurde jeweils zwischen zwei Datenpunkten, an dem die Person ihr Auto auflud, ein neuer Datenpunkt hinzugefügt, der die Zeit enthielt, in der sie ihr Auto nicht auflud. Diese neuen Daten werden im weiteren Verlauf dieser Untersuchung für die verschiedenen Methoden der Kontextvorhersage mit Zeit verwendet.

2.2 Timing im 'Alignment for Context Prediction': Wiederholdende Symbole entsprechend der Länge eines Zeitraums

In diesem Abschnitt des Berichts wird die Zeitwiederholung als Lösung für die Einbeziehung der Zeit in die Kontextvorhersage betrachtet. Zuerst wird die Idee der Lösung aufgezeigt, dann werden die Ergebnisse gezeigt und zuletzt werden die Ergebnisse diskutiert.

2.2.1 Idee der Lösung

In den Daten gibt es verschiedene Kontextquellen, die für die Kontextvorhersage verwendet werden können, wie z.B. die Zeit, Fahrzeugdaten und Ladedaten. Der Fokus dieser Untersuchung ist es den Vorhersagegegen eine Zeit zuzuordnen. Da die Daten die Dauer des Ladevorgangs sowie die Zeiten zwischen den einzelnen Ladevorgängen enthalten, können diese für die Kontextvorhersage des nächsten Ereignisses, d. h. des Ladens oder Nichtladens, verwendet werden. Um ein zeitliches Ergebnis zu erhalten, wären die wichtigsten Daten die Zeitdaten selbst.

Die vorgeschlagene Lösung sieht vor, Ereignisse in viele kleine Symbole aufzuteilen. Dabei werden für längere Ereignisse viele Symbole und für kürzere Ereignisse wenige Symbole eingefügt. Dadurch entsteht eine Zeitreihe mit äquidistanten Symbolen, wobei die Häufigkeit eines Symbols für die Länge des Ereignisses steht. Die Erwartung ist, dass der Algorithmus die Wiederholung der Symbole nutzen kann, um ähnliche Teile in den Daten wiederzufinden. Abbildung 2.1 zeigt, wie ein solcher Prozess funktionieren würde, wobei davon ausgegangen wird, dass jedes Ereignis in einstündige Intervalle unterteilt ist.

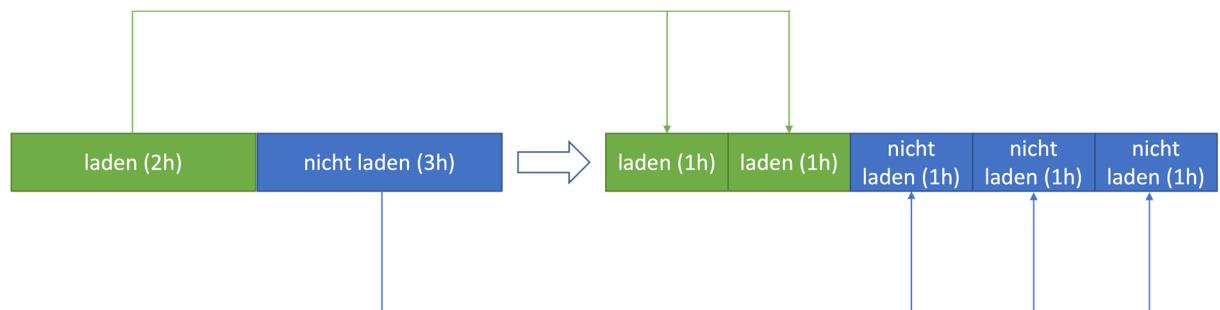


Abbildung 2.1: Beispiel wiederholende Symbole

2.2.2 Methodik der Untersuchungen

Der erste Schritt, um die Daten für diese Lösung verarbeiten zu können, besteht darin, ein Symbolschema zu wählen, mit dem verschiedene Einträge gekennzeichnet werden können. Da es nur zwei verschiedene Optionen gibt, nämlich Laden und Nichtladen, sind nur zwei Symbole notwendig. Diese Symbole wurden allen Datensätzen in einer neuen Spalte "Symbol" zugewiesen.

Der nächste Schritt war die Bestimmung der Dauer jedes Ereignisses. Die Dauer-Spalten der Daten enthielten nur Daten über die Ladezeit, so dass sie für die Nicht-Ladeereignisse berechnet werden mussten. Nachdem dies für jeden Kunden durchgeführt worden war, fiel auf, dass die nicht ladenden Ereignisse in der Regel viel größer waren als die ladenden Ereignisse. Dies ist ein zu erwartendes Verhalten, da der

Besitzer eines aufgeladenen Fahrzeugs dieses in der Regel erst auflädt, wenn die Reichweite des Fahrzeugs aufgebraucht ist. Dies kann je nach den Fahrgewohnheiten des Benutzers Tage oder Wochen dauern. Da die Ladezeiten gering und die Nichtladezeit groß sind, muss die für die Messung verwendete Zeiteinheit klein genug sein, um auch die Ladezeit berücksichtigen zu können. Aus diesem Grund wurden zwei Zeiten für die Zeitwiederholungen untersucht. Einstündige Zeitschlitzte und eine zweistündige Zeitschlitzte. Kurze Zeitschlitzte führen dabei dazu, dass die Ladedaten in einer signifikanten Häufigkeit in den Daten erscheinen.

Darüber hinaus wurde eine Obergrenze für die Daten festgelegt. Da die meisten Datensätze aus monatlichen Daten bestanden, bedeutete dies, dass oft große Lücken zwischen den Daten bestanden. Diese reichten bei Nichtladezeiten von manchmal nur 24 Stunden bis hin zu Nichtladezeiten von über einem Monat. Da die Einbeziehung der Originaldaten zu riesigen Sequenzen führen würde, wurde eine Obergrenze für die Zeit in Betracht gezogen. Da die Ladezeiten konstant bleiben, auch wenn der Kunde sein Auto lange Zeit nicht auflädt, und eine volle Ladung immer eine konstante Zeitspanne ist, wurde die Zeitgrenze auf 24 Stunden festgelegt. Dies würde bedeuten, dass bei 24 aufeinanderfolgenden Symbolen desselben Symbols das Ereignis 24 Stunden oder länger andauert. Dies ermöglicht eine kürzere Sequenzlänge, da sonst riesige Ketten des nicht ladenden Symbols die Daten dominieren würden. Nach ein- oder zweistündigen Zeitfenstern wurden die Daten des Symbols und die Dauer verwendet, um die Wiederholungssequenzen zu erstellen. Bei der Erstellung der Sequenzen wurden die folgenden Regeln befolgt:

- Die Zeiten wurden aufgerundet, wenn sie mehr als 15 Minuten betragen.
- Kürzere Ereignisse von weniger als einer Stunde wurden immer aufgerundet, um sie in den Daten zu repräsentieren.
- Eine Zeitgrenze von 24 Stunden wurde für die Ereignisse laden als auch für nichtladen festgelegt.
- Bei den zweistündigen Zeitfenstern wurden alle Daten aufgerundet, wenn sie 15 Minuten über den letzten zwei Stunden Zeitfenster laden.
- Kürzere Daten wurden auf zwei Stunden aufgerundet, um in den Daten dargestellt werden zu können.

Diese Regeln bedeuteten, dass die Daten fast immer aufgerundet wurden. Dies ermöglichte es, dass insbesondere der Zustand Laden in den Daten dargestellt werden konnte. Einige Ladevorgänge waren nur von kurzer Dauer, manchmal weniger als eine Stunde. Um nicht verloren zu gehen, wurden sie ebenfalls aufgerundet. Für das zweistündige Zeitfenster wurden auch kurze Ereignisse auf zwei Stunden aufgerundet, um ein Symbol in den Daten zu erhalten.

In einigen Fällen einige Probleme mit dem Ansatz festzustellen. Z. B. beim Unterschied zwischen kurzen Sequenzen unter zwei Stunden. Wenn ein Ereignis nur 5 Minuten gedauert hat, wird es durch die Rundung auf eine Stunde aufgerundet, um ein Symbol für die einstündigen Zeitwiederholungen zu schaffen. Später werden dieselben Daten auf zwei Stunden aufgerundet, so als ob es sich um 1:57 oder 1:07 handeln würde, also um viel längere Zeiten. Das bedeutet, dass die Zeitschlitzte nur Informationen über

einen Zeitraum liefern, und nicht wie vor dem Einführen der Wiederholten Symbole genaue Zeitinformationen. Würde die Vorhersage später beispielsweise ABB mit den einstündigen Zeitfenstern lauten, würde dies bedeuten, dass das Auto bis zu einer Stunde lang aufgeladen wird, gefolgt von einer bis zwei Stunden ohne Aufladung. Würde dasselbe Beispiel für zweistündige Zeitfenster verwendet, würde das Ergebnis eine Vorhersage von bis zu zwei Stunden Laden und anschließendem Nichtladen von zwei bis vier Stunden ergeben. Auch wenn keine exakte Zeit angegeben ist, geben die Zeitfenster dennoch eine Zeitvorhersage. Zusammen mit den Symbolen, die Aufschluss darüber geben, welches Ereignis stattfinden wird, gibt die Häufigkeit ihrer Wiederholung Aufschluss darüber, wie lange dieses Ereignis dauern wird. Dies bedeutet, dass diese Lösung das Problem dieser Untersuchung, eine zeitliche Vorhersage der zukünftigen Vorhersage zu geben, erfüllen sollte. Nachfolgend finden Sie Beispiele für einen der Kunden und die sich daraus ergebenden Sequenzen für die ein- und zweistündigen Wiederholungen.

Beispiel, ursprüngliche Sequenz: ABABABABABABABABABABA

Beispiel, Sequenz mit Wiederholungen (1h): AAAAABBBBBBBBBBBBBBBBBB-
BAABBBBBBBBBBBBBBBBBBBBB-
BAAAAAAABBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBAAAAAAAABBBBBBBBBBBBBBAAAAAAABBBBBBBBBB-
BBBABAAAAAAABBBBBBBBBBBBBBBBBBABAABAAAABBBBBBBBBBBB-
BAAAAAAABBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBAAAAAAAABBBBBBBBBBBBBBAAAAAA

Beispiel, Sequenz mit Wiederholungen (2h): AAABBBBBBBBBBABBABBBBBBBBBBAAABBBBBBBBBB-
BAAAABBBBBBBB-
BAAABBBBBBBBABAABBBBBBBBBBABAABBBBBBBBBBAAABBBBBBBBBBAAAABBBBBBBBBB
AAA

Anhand des Beispiels zeigt sich, dass beide Ansätze die Länge der Daten massiv erhöhen. Im Beispiel werden aus 23 Symbolen 255 Symbole für die einstündigen Zeitwiederholungen und 132 Symbole für die zweistündigen Zeitwiederholungen. Bei der einstündigen Zeitwiederholung entspricht ein 24-Stunden-Zeitlimit 24 Symbolen. Bei den zweistündigen Zeitwiederholungen wird dies mit 12 Symbolen erreicht, wodurch sich die Sequenz um fast die Hälfte verkürzt. Wenn die Wiederholung mit dem zweistündigen Zeitfenster die Genauigkeit des einstündigen Zeitfensters erreichen oder übertreffen kann, wäre dies eine gute Lösung, da sie nicht viel Platz benötigt. Der Ansatz mit dem einstündigen Zeitfenster würde dagegen zu riesigen Mustern führen, insbesondere wenn keine zeitliche Begrenzung vorgesehen ist.

2.2.3 Erwartete Ergebnisse

Bei der Zeitwiederholungsmethode werden die genauen Daten des Datensatzes verwendet. Zum Beispiel würde eine Stunde Laden einem Symbol für das 1-Stunden-Fenster entsprechen. Wenn der Kontext eine Person umfasst, die ihr Auto für eine bestimmte Zeit auflädt, würde dies theoretisch auch mit dem Punkt in den Verlaufsdaten übereinstimmen, an dem dies geschah. Wenn zum Beispiel jemand sein Auto fünf Stunden lang auflädt, würde dies mit den anderen Beispielen aus der Historie abgeglichen,

bei denen das Auto fünf oder fast fünf Stunden lang aufgeladen wurde. Dann wird eine Vorhersage für die Zukunft getroffen, die mit den Ereignissen in der Vergangenheit identisch ist. Obwohl der Alignment Algorithmus starr ist und nur historische Daten für die Vorhersage verwendet, wäre eine hohe Genauigkeit zu erwarten, insbesondere für die Genauigkeit des Ergebnisses und die Genauigkeit einer Vorhersage für die nahe Zukunft im Vorhersagehorizont, auch wenn sich das Verhalten ändern könnte.

Außerdem ist zu erwarten, dass die Genauigkeit des Vorhersagehorizonts mit der Zeit abnimmt. Obwohl die Genauigkeit des nächsten Symbols sehr hoch ist, wird sie mit zunehmender Anzahl der vorhergesagten Symbole immer weiter sinken. Dies ist zu erwarten, denn wenn die Kontextdaten nicht genau mit den Verlaufsdaten übereinstimmen, führt dies zu einer geringeren Genauigkeit über viele Symbole hinweg. Dies gilt insbesondere dann, wenn die Zielsequenz in der Historie viele Male vorkommt und die Historiendaten andere Ergebnisse liefern als der aktuelle Kontext. Die Ergebnisse für die Wiederholungsdaten und die zweistündigen Wiederholungsdaten sollten ähnlich sein, da sie die gleichen Informationen enthalten. Die zweistündigen Wiederholungsdaten sind nur viel kürzer, aber abgesehen von einigen Änderungen aufgrund von Rundungen sollten sie der Genauigkeit der wiederholten Symboldaten entsprechen. Im Abschnitt "Ergebnisse" werden die Ergebnisse aller Kunden unter Verwendung aller drei Ansätze verglichen. Obwohl die Zukunftsvorhersage selbst nicht verglichen werden kann, da alle Datensätze unterschiedlich sind, können die Genauigkeitsdaten und Vorhersagehorizonte der Daten verglichen werden. Außerdem werden die Ergebnisse der Zeitwiederholung mit Ein-Stunden- und Zwei-Stunden-Fenstern verglichen. Später im Bericht werden die Wiederholungsdaten mit den Zeitsymbolen und den Verbrauchsdaten verglichen, um den besten Ansatz in diesem Fall nach der Untersuchung der Daten zu bewerten.

2.2.4 Voraussagegenauigkeit Ergebnisse

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der Voraussagegenauigkeit vorgestellt. Für die Ergebnisse wurde eine sehr hohe Genauigkeit erwartet, da bei dieser Form der Genauigkeitsmessung nur das nächste vorhergesagte Symbol berücksichtigt wird.

Versuchsreihe	Voraussagegenauigkeit 1h [%]	Voraussagegenauigkeit 2h [%]
1	94	90
2	98	94
3	99	97
4	92	84
5	98	96
6	95	95
7	92	87

Tabelle 2.1: Voraussagegenauigkeit Wiederholte Symbole

2.2.5 Ergebnisse Voraussagehorizont

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse für den Vorhersagehorizont vorgestellt. Während bei den Voraussagegenauigkeit ein gleitendes Fenster verwendet und nur das nächste Vorhersagesymbol bewertet wurde, wird bei dieser Methode der Vorhersagehorizont des Alignments bewertet. Hierfür werden für die einstündigen Zeitfenster die nächsten 24 Symbole und für die zweistündigen Zeitfenster die nächsten 12 Symbole bewertet. Diese Daten beinhalten auch eine Vorhersage des nächsten Symbols, aber da die Länge des gleitenden Fensters nun 24 bzw. 12 für die zweistündigen Wiederholungen beträgt, sollten die Ergebnisse anders ausfallen als das zuvor vorgestellte Genauigkeitsresultat.

Versuchsreihe	Voraussagegenauigkeit 1h [%] bei Vorhersagehorizont			
	1h	5h	10h	24h
1	100	50	50	0
2	100	80	20	0
3	94	65	63	25
4	100	67	67	0
5	100	100	80	40
6	100	80	80	0
7	67	40	0	0
Durchschnitt	94	69	51	9

Tabelle 2.2: Voraussagegenauigkeit Wiederholte Symbole 1h mit Vorhersagehorizont

Aus den Ergebnissen der einstündigen Wiederholungen geht hervor, dass die Vorhersagegenauigkeit im Laufe des Vorhersagehorizonts rasch abnimmt. Eine weitere Beobachtung ist, dass die Genauigkeiten für das 1-Symbol nicht gleich sind, wobei die höchste Genauigkeit nun bei 100 % liegt, die niedrigste bei 67 % für Versuchsreihe 7. Dies ist ein deutlicher Unterschied zur Messung der Genauigkeit von 92 %, wobei eine längere Kontextlänge die Vorhersagegenauigkeit des Kunden drastisch verringert. Nur zwei Versuchsreihen weisen für den 24-stündigen Vorhersagehorizont überhaupt einen Genauigkeitswert auf, nämlich Versuchsreihe 3 mit 25 % und Versuchsreihe 5 mit 40 %. Das bedeutet, dass nur in 25 bzw. 40 % der Fälle für die jeweilige Versuchsreihe die Vorhersage das richtige Symbol für 24 Symbole war. Das bedeutet, dass dieser Ansatz eher für eine kurzfristige Vorhersage geeignet ist, oder 5-10 Stunden, je nach Versuchsreihe. Bei anderen Versuchsreihen sinkt die Genauigkeit viel schneller, wobei Versuchsreihe 7 bei einem Vorhersagehorizont von 10 Stunden eine Genauigkeit von 0 % aufweist. Versuchsreihe 6 hingegen beginnt mit einer Genauigkeit von 100 % und sinkt bei einem Vorhersagezeitraum von 5 und

10 Stunden auf 80 %. Später sinkt sie von 80 auf 0 % für das 24-Stunden-Vorhersagefenster. Dies kann man mit den Ergebnissen der zweistündigen Fensterwiederholungen vergleichen, unten dargestellt.

Versuchsreihe	Voraussagegenauigkeit 2h [%] bei Vorhersagehorizont			
	1h	5h	10h	24h
1	100	100	50	0
2	100	60	40	0
3	75	50	50	25
4	75	50	50	33
5	100	100	100	33
6	75	67	0	0
7	75	100	100	33
Durchschnitt	86	75	56	18

Tabelle 2.3: Voraussagegenauigkeit Wiederholte Symbole 2h mit Vorhersagehorizont

Aus den Ergebnissen der zweistündigen Wiederholung geht zunächst hervor, dass die Genauigkeit des nächsten Symbols im Durchschnitt auf 86 % gesunken ist. Der höchste Wert liegt bei 100 %, der niedrigste bei 75 %. Danach sinkt die Genauigkeit langsamer als bei den einstündigen Wiederholungen. Der 5-Stunden-Horizont hat eine Genauigkeit von 75%, verglichen mit 69% für die einstündigen Wiederholungen, und der 10-Stunden-Horizont hat eine Genauigkeit von 56%, verglichen mit 51% für die einstündigen Wiederholungen. Der 24-Stunden-Horizont ist mit einer Genauigkeit von 18 % doppelt so genau. Dies deutet darauf hin, dass die zweistündigen Wiederholungen besser für längerfristige Vorhersagen geeignet sind. In beiden Fällen sinkt die Genauigkeit nach dem 5-Stunden-Fenster zu stark ab, so dass sie für längerfristige Vorhersagen, insbesondere für 24 Stunden, nicht geeignet sind. Zu beachten ist, dass die zweistündigen Wiederholungen ein etwas größeres Zeitfenster vorhersagen als die einstündigen Wiederholungen, da die Mindestgröße zwei Stunden beträgt und das 5-Stunden-Fenster bei den zweistündigen Wiederholungen ein 6-Stunden-Fenster ist.

Dies würde bedeuten, dass der zweite Ansatz eine ähnliche Genauigkeit bietet, aber etwas längere Zeiträume vorhersagt.

2.2.6 Fazit Wiederholdende Symbole entsprechend der Länge eines Zeitraums

In diesem Abschnitt wurde versucht, der Kontextvorhersage ein zeitliches Element hinzuzufügen, indem die Zeitdaten direkt verwendet wurden, um Symbole zu erstellen, die "abgetastet" wurden. Die Symbole wurden dann in einer bestimmten Häufigkeit in einem einstündigen und einem zweistündigen Zeitfenster wiederholt, und dann wurden die Ergebnisse für beide Ansätze ermittelt. Die Ergebnisse umfassten eine allgemeine Genauigkeitsbewertung, die die Genauigkeit des nächsten vorhergesagten Symbols

misst, und eine Genauigkeit für den Vorhersagehorizont. Bei diesem Vorhersagehorizont wurde die Genauigkeit im Zeitverlauf in Intervallen von 1, 5, 10 und 24 Stunden betrachtet. Die allgemeinen Genauigkeitsbewertungen für beide Ansätze waren sehr hoch, wobei die einstündigen Wiederholungen eine Genauigkeit von über 92 % für alle Kunden ergaben. Bei den zweistündigen Wiederholungen sank diese Zahl auf 87%. Bei den Prognosehorizonten waren die Ergebnisse weniger überzeugend. Bei den einstündigen Wiederholungen begannen die Ergebnisse mit einer durchschnittlichen Genauigkeit von 94% für das nächste Symbol. Diese Genauigkeit nahm stetig ab und erreichte 9%.

Leider sind beide Ergebnisse für die Kontextvorhersage im Kontext dieses Datensatzes nicht geeignet. Da es in den Daten um das Aufladen von Autos geht, würde die Vorhersage darin bestehen, das nächste Mal vorherzusagen, wenn eine Person kommt, um ihr Auto aufzuladen. Wie aus den Ergebnissen ersichtlich wurde, wäre dies nur für die nächsten paar Symbole genau. Dies entspricht den nächsten paar Stunden, da die Daten auf diese Weise organisiert sind. Dies wäre für die Ladestation nicht von Nutzen, denn wenn jemand den Ladevorgang beendet hat, ist bereits bekannt, dass er für einen längeren Zeitraum, in der Regel über 24 Stunden, nicht wiederkommen wird. Dieser Algorithmus würde in diesem Moment keine nützlichen Ladedaten liefern, sondern nur die nächste Stunde genau vorhersagen. Da die Daten auf einen Zeitraum von 24 Stunden begrenzt sind, würde die Vorhersage, selbst wenn sie zutreffend wäre, nur die Information liefern, dass die Person ihr Auto 24 Stunden oder länger nicht aufladen wird. Spezifischere Informationen, wie 48 oder 72 Stunden, werden nicht gegeben. Der nächste Abschnitt dieses Berichts befasst sich mit einem anderen Ansatz für das Zeitproblem, bei dem ein neues Symbol in die Ausrichtung eingeführt wird.

2.3 Timing im ‘Alignment for Context Prediction’: unterschiedliche Symbole für unterschiedlich lange Zeiträume

In diesem Abschnitt wird ein neues Zeitsymbol verwendet, um ein neues Element in die Ausrichtung einzuführen. Er beginnt mit der Idee der Lösung und fährt dann mit der Methodik der experimentellen Überprüfung fort. Danach werden die Ergebnisse erörtert.

2.3.1 Idee der Lösung

Im vorigen Kapitel wurde erörtert, wie die Wiederholung der Zeitsymbole A und B als Lösung für die Messung der Vorhersagezeit verwendet werden kann. Eine Einschränkung dieser Lösung ist die mangelnde Vorhersagegenauigkeit für Ladevorgänge. Ein anderer Ansatz könnte darin bestehen, dass ein neues Symbol in den Datensatz eingeführt wird, das Zeitsymbol. Dieses Symbol würde entsprechend der Zeitdauer des Ereignisses gekennzeichnet werden. Abbildung 2.2 zeigt ein entsprechendes Beispiel. Hier werden die neuen Symbole nur als Beispiel für die Umsetzung eines solchen Ansatzes gezeigt.



Abbildung 2.2: Beispiel: Erstellen eines neuen Zeitsymbols

Das neue Zeitsymbol würde eine Metrik für die Dauer enthalten. Anstatt das Symbol zu wiederholen, werden die Daten analysiert, um typische Zeiträume zu erstellen, für die Symbole zur Darstellung dieser Bereiche verwendet werden können. Der nächste Abschnitt dieses Kapitels befasst sich mit der Methodik zur Umsetzung der Lösung.

2.3.2 Methodik für das Experiment

Zur Durchführung des vorherigen Experiments enthielten die Daten bereits das Symbol, das die Aufladung mit A und die Nichtaufladung mit B darstellt. Es wird zusätzlich ein neues Zeitsymbol erstellt, das für das Alignment verwendet wird. Da es die gleiche Länge wie die Symbolsequenz hat, kann es nach dem Abgleich verwendet werden, um auf die Symbolsequenz zurückzugreifen. Betrachtet man die Dauer der Ereignisse, so sind die Ladevorgänge in der Regel wesentlich kürzer als die Nichtladevorgänge. Das neue Zeitsymbol wird diesen großen Unterschied berücksichtigen müssen. Die Quartile wurden zur Bestimmung der neuen Symbole verwendet. Der Vorteil der Verwendung von Quartilen ist, dass Ausreißer, wie z. B. Werte, bei denen der Nutzer beschließt, drei Monate lang nicht zu laden, die Quartile nicht verschieben, es sei denn, dies geschieht häufig. Andere statistische Werte wie der Mittelwert würden durch Ausreißer verschoben werden. Dem ersten Quartil würde das Symbol A zugewiesen, dem Interquartilsbereich das Symbol B und dem dritten Quartil das Symbol C. Auf diese Weise könnten alle verschiedenen Zeitbereiche dargestellt werden, wobei A für kürzere, B für mittlere und C für längere Zeiträume steht. Es ist zu erwarten, dass die meisten Ladevorgänge die Symbole A und B erhalten. Die meisten Nicht-Ladevorgänge finden über einen längeren Zeitraum statt und erhalten die Symbole B oder C.

Der nächste Schritt bestand darin, die Symbole den Daten zuzuordnen. Dazu wurden die Quartile für jeden Datensatz berechnet und die Daten entsprechend ihrer Dauer den Symbolen zugeordnet. Es wurden zwei Ansätze verwendet: Bei dem einen wird eine Obergrenze für die Zeitdauer von 24 Stunden verwendet. Beim zweiten Ansatz wird keine Obergrenze verwendet und die Daten werden direkt herangezogen. Dies sollte einen Unterschied in den Quartilsbereichen bieten, und die Genauigkeit der beiden Ansätze wird später im Bericht verglichen. Bei der Implementierung kann ein Programm die Ausrichtung überprüfen und dann, wenn mehrere Ausrichtungsoptionen angezeigt werden, die Option wählen, bei der das Symbol mit dem übereinstimmt, was das nächste Symbol sein sollte. Zum Beispiel folgt auf ein Ladeereignis immer ein Nicht-Ladeereignis, egal wie kurz oder lang es ist. Wenn das letzte Symbol ein Ladeereignis ist und die Sequenz dann vorhergesagt wird, liefert das Zeitsymbol Vorhersagen

wie A, B oder C, die andere Zeitsymbole sind. Alle Daten in der Historie enthalten auch das normale Symbol, das anzeigt, ob ein Ereignis geladen wurde oder nicht. Alle Vorhersagen für Zeitsymbole, die auch mit Symboldaten verknüpft sind, können verworfen werden, wenn sie nicht mit dem nächsten Ereignis übereinstimmen. Wenn beispielsweise die beiden Zeitsymbole B und C mögliche Ausrichtungen sind, aber das Zeitsymbol B ein Symbol A hat und das Zeitsymbol C ein Symbol B, dann kann das Zeitsymbol B verworfen werden, da kein weiteres Ladeereignis auf ein Ladeereignis folgen kann, und das Zeitsymbol C ist die richtige Ausrichtung. Tabelle 2.4 zeigt die für jeden Datensatz verwendeten Quartilsbereiche.

Quartilsbereich	25%	50%	75%
Versuchsreihe	A [h]	B [h]	C [h]
1	5	6	20
2	3,5	8	16,5
3	7	10	24
4	4	8	24
5	19	22	24
6	1	6	24
7	1	4	24

Tabelle 2.4: Quartilsbereich für jede Versuchsreihe (24h Limit)

Aus der obigen Tabelle geht hervor, dass die Zeitspanne in den meisten Fällen sehr groß ist. Von A gleich 1 Stunde bei Versuchsreihe 7 bis C gleich 24 Stunden. In anderen Fällen, z. B. bei Versuchsreihe 2, ist die Spanne der Werte geringer. Für den Ansatz ohne zeitliche Begrenzung sind die verwendeten Quartilsspannen in Tabelle 5.2 unten zu sehen.

Quartilsbereich	25%	50%	75%
Versuchsreihe	A [h]	B [h]	C [h]
1	5	6	20
2	3,5	8	16,5
3	7	10	68
4	4	8	209
5	19	22	48
6	1	6	52
7	1	4	38

Tabelle 2.5: Quartilsbereich für jede Versuchsreihe (kein Limit)

Die Versuchsreihen 1 und 2 erhalten kein zweites Zeitsymbol, da ihre Quartilsspannen gleichbleiben. Die übrigen Versuchsreihen erhielten ein Zeitsymbol 2, da sie breitere Spannen hatten. Den geringsten Wert hatte Versuchsreihe 8, bei dem das dritte Quartil nun auf 38 geändert wurde. Bei Versuchsreihe 4 hingegen wurde dieses Quartil auf 209 Stunden erhöht. Dies entspricht einer Zeitspanne von 8,7 Tagen. Dies würde bedeuten, dass 25 % der Daten über diesem Punkt liegen, eine Person also häufig 8 Tage oder länger ihr Auto nicht auflädt.

Nachdem die Zeitsymbole zugewiesen wurden, wurde der Verbrauch als Kontextquelle hinzugefügt. Obwohl die Elektroautos manchmal über lange Zeiträume geladen werden, wird der höchstmögliche

Verbrauch erreicht, wenn das Auto von 0 auf 100 % geladen wird. Das Hinzufügen des Verbrauchs als Kontextquelle kann auch eine weitere Kontextvorhersage ermöglichen. Die Verbräuche wurden nach ihrem Mittelwert bewertet, und ein neues Verbrauchssymbol wurde hinzugefügt. Dieses Symbol hat einen doppelten Nutzen: Zum einen kann anhand der Daten der Verbrauch des nächsten Ladevorgangs geschätzt werden. Zum anderen wurde untersucht, ob der Verbrauch auch für eine zeitliche Vorhersage verwendet werden kann. Zu diesem Zweck wurde der Verbrauch in zwei Symbole, D und E, aufgeteilt, um sie vom Zeitsymbol zu unterscheiden. D würde für Ereignisse verwendet, bei denen der Verbrauch höher als der Durchschnitt war, während E für Ereignisse verwendet werden könnte, bei denen der Verbrauch niedriger als der Durchschnitt war. Nach einem Abgleich, bei dem der Verbrauch zur Erstellung des Kontextverlaufs verwendet wird, war das nächste Vorhersagesymbol ein Zeitsymbol für das Nichtladen, da der Verbrauch in diesem Fall eindeutige Symbole hat. Tabelle 2.6 zeigt die durchschnittlichen Verbrauchswerte, die für jede Versuchsreihe aufgezeichnet wurden.

Versuchsreihe	Durchschnittlicher Verbrauch [kWh]
1	9,5
2	17,0
3	24,8
4	26,9
5	15,3
6	14,5
7	13,1

Tabelle 2.6: Durchschnittlicher Verbrauch je Versuchsreihe

2.3.3 Erwartete Ergebnisse

Aus vorangegangenen Forschungsarbeiten ist bekannt, dass Alignment-Algorithmen in der Regel eine hohe Genauigkeit bei der Vorhersage des nächsten Symbols haben. Mit diesem Wissen im Sinn ist die Erwartung, dass diese Methode ebenfalls eine hohe Genauigkeit bieten sollte, da nur ein Symbol vorhergesagt werden muss. Im Gegensatz zur Zeitwiederholungsmethode würde diese Methode ein Ergebnis darüber liefern, wie lange das Ereignis der Nichtaufladung dauern würde. Dies wiederum gibt Aufschluss über die Zeitspanne, in der der Nutzer sein Auto wieder aufladen wird. Eine Einschränkung dieser Methode besteht darin, dass sowohl Lade- als auch Nichtladeereignisse dieselben Zeitsymbole verwenden. Diese Einschränkung bedeutet, dass die Ausrichtung auf ein Symbol erfolgen kann, das nicht mit dem nächsten Ereignis übereinstimmt. Zum Beispiel sollte auf ein Ladeereignis immer ein Nicht-Ladeereignis folgen. Da die Zeitsymbole jedoch gemeinsam genutzt werden, könnte, wenn die Sequenzen ähnlich sind, ein Ladeereignis auf ein Nicht-Ladeereignis ausgerichtet werden und ein Zeitsymbol ergeben, das in Wirklichkeit wieder aus einem anderen Ladeereignis entstanden ist. Dies sollte die Genauigkeit der Vorhersage theoretisch verringern. Es wird erwartet, dass das Zeitsymbol 2 eine höhere Genauigkeit aufweist als das Zeitsymbol, da es einen größeren Bereich umfasst. Dadurch sollten die Verlaufs- und Kontextdaten präziser werden, indem stattdessen B einige weitere Symbole zugewiesen werden. Zeitsymbol 2 würde eine gute Lösung für das Zeitproblem darstellen, da es keine obere Zeitgrenze hat. Dies würde bedeuten, dass es das Timing des zukünftigen Zustands genau vorhersagen

könnte, indem es Echtzeitmessungen aus der Historie verwendet. Dies könnte auch in anderen Datensätzen verwendet werden, die nichts mit dem Laden von Autos zu tun haben.

Das hinzunehmen der Verbrauchsdaten kann die Genauigkeit erhöhen, da es eindeutige Symbole nur für den Verbrauch enthält. Obwohl es sich nicht um ein Zeitmaß an sich handelt, ist das darauffolgende Symbol für die Nichtladezeit ein Maß für die Zeit, in der die Person ihr Auto nicht auflädt. Der Algorithmus kann auch den nächsten Verbrauch vorhersagen, was ebenfalls ein Maß dafür ist, wie lange eine Person ihr Auto aufladen wird. Ein höherer Verbrauch bedeutet, dass die Person ihr Auto länger aufladen muss. Im nächsten Abschnitt dieser Daten werden die Ergebnisse des Experiments mit dem Zeitsymbol vorgestellt.

2.3.4 Ergebnisse des Experiments

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der Zeitsymbolanalyse vorgestellt. Die Ergebnisse wurden auf die gleiche Weise analysiert wie bei der Zeitwiederholungsanalyse. Es wurden gleitende Fenster verwendet, um die Kontextdaten durchzugehen und diese lokal mit den Verlaufsdaten zu alignen. Dies liefert einen genauen Wert für die Vorhersage des nächsten Symbols. In diesem Abschnitt können vier verschiedene Variablen untersucht werden: das Zeitsymbol, das Zeitsymbol 2, der Verbrauch und der Verbrauch 2. Verbrauch und Verbrauch 2 beziehen sich auf den in Zeitsymbol und Zeitsymbol 2 substituierten Verbrauch. In Tabelle 2.7 sind die Ergebnisse für das Zeitsymbol und das Zeitsymbol 2 zu sehen. Für zwei Datensätze, Versuchsreihe 1 und 2, gibt es das Zeitsymbol 2 nicht, da sich die Quartilsbereiche dieser Datensätze auch ohne obere Zeitgrenze nicht verändert haben. Aus den Ergebnissen ist ersichtlich, dass die Genauigkeit nicht sehr hoch ist, mit einem durchschnittlichen Ergebnis von 64%. Die höchste Genauigkeit weisen die Ergebnisse von Versuchsreihe 3 auf, mit einer Genauigkeit von 75%. Am niedrigsten ist sie bei Versuchsreihe 7 mit einer Genauigkeit von 56 %. Ein interessanter Punkt ist, dass das Zeitsymbol 2 eine geringere Genauigkeit aufweist. Die durchschnittliche Genauigkeit aller Symbole ist von 64 % auf 55 % gesunken. Obwohl Versuchsreihe 4 eine sehr große Spannweite bei den Quartilen aufwies und der Wert von C von 24 Stunden und mehr bis 209 Stunden und mehr reichte, blieb die Genauigkeit konstant bei 50 %.

Versuchsreihe	Vorhersagegenauigkeit Zeitsymbol [%]	Vorhersagegenauigkeit Zeitsymbol 2 [%]
1	67	NA
2	68	NA
3	75	66
4	50	50
5	67	50
6	63	54
7	56	56

Tabelle 2.7: Zeitsymbolanalyse Vorhersagegenauigkeiten

Die nachstehende Tabelle enthält die Ergebnisse der Verbrauchstests. Die Verbrauchsprüfung wurde für die Versuchsreihe 1 und 2 nicht durchgeführt, da sie nicht über zwei Zeitsymbole verfügten. Verbrauch_s bezieht sich auf das Verbrauchssymbol D oder E, ohne Änderungen und ohne das Zeitsymbol.

Versuchsreihe	Vorhersagegenauigkeit Verbrauch_s [%]	Vorhersagegenauigkeit Verbrauch [%]	Vorhersagegenauigkeit Verbrauch 2 [%]
1	100	NA	NA
2	83	NA	NA
3	65	86	80
4	100	75	80
5	100	75	80
6	50	71	73
7	67	71	71

Tabelle 2.8: Verbrauch Vorhersagegenauigkeiten

Die Ergebnisse der Verbrauchstests zeigen, dass die Genauigkeit bei allen Versuchsreihen verbessert wurde. Die erste Spalte zeigt die Genauigkeit nur für das Verbrauchssymbol. Diese wäre von Nutzen, wenn der nächste Verbrauch ohne Zeitangabe vorhergesagt würde. Bei drei Versuchsreihen lag diese Genauigkeit bei 100%, und der richtige Verbrauch konnte jedes Mal vorhergesagt werden. Bei anderen, wie den Versuchsreihen 3, 5 und 7, war die Genauigkeit wesentlich geringer. Kunde 6 hatte eine Genauigkeit von nur 50%.

Die Genauigkeit von Verbrauch und Verbrauch 2 zeigt eine Verbesserung gegenüber dem Zeitsymbol. Während die Genauigkeit des Zeitsymbols bei 64% lag und für das Zeitsymbol 2 auf 55 % fiel, ist die Genauigkeit der verbrauchsisierten Datensätze höher und liegt im Durchschnitt bei 76%. In diesem Fall hat der Verbrauchsdatensatz 2, der das Zeitsymbol 2 zum Auffüllen der nicht geladenen Ereignisse verwendet, eine konstante Genauigkeit von 77%. Ein Grund dafür könnte sein, dass alle Ladezeitdaten entfernt wurden, um ein Verbrauchssymbol mit nur zwei Symbolen aufzunehmen. Da das Analyseprogramm die Kontextdaten in Teile von drei aufteilt, würden viele der Ergebnisse der Genauigkeit die Vorhersage des nächsten Verbrauchssymbols beinhalten. Dieses Symbol ist leichter vorherzusagen als die Zeitsymboldaten, die drei mögliche Symbole enthalten. Die Verbrauchsdaten zeigen, dass sowohl das Zeitsymbol als auch das Zeitsymbol 2 gültige Methoden sind, um eine Zeitvorhersage zu treffen. Da das Zeitsymbol eine realitätsnähere Darstellung der Daten ohne Einschränkungen enthält, wäre dies die bevorzugte Methode zur Erstellung einer Zeitvorhersage.

Ein weiterer Punkt ist, dass die Vorhersagegenauigkeit stark von den verwendeten Daten abhängt. Eine Möglichkeit dies zu messen, besteht darin, die Vorhersagbarkeit der Daten zu berechnen.

2.3.5 Fazit Zeitsymbole

Zum Abschluss der Untersuchungen wurde festgestellt, dass die Zuweisung neuer Symbole zu den Daten eine mögliche Methode sein könnte, um eine Zeitvorhersage für das zukünftige Symbol zu treffen. Es wurden zwei neue Symbole erstellt, die als Zeitsymbol bezeichnet wurden. Die Symbole wurden anhand von Quartilsbereichen zugewiesen, wobei der erste Ansatz eine Obergrenze von 24 Stunden und der zweite Ansatz keine zeitliche Begrenzung aufweist. Dies ermöglicht es dem Zeitsymbol 2, eine Vorhersage unter Verwendung der gesamten Daten der Geschichte zu treffen, wobei das Zeitsymbol C eine sehr lange Dauer vorhersagt, die je nach den verwendeten Daten von über 38 bis über 209 Stunden reichte. Dies würde eine Vorhersage darüber ermöglichen, wie lange eine Person nicht laden würde.

Andererseits geben diese Daten Aufschluss darüber, nach welcher Zeit sie zurückkehren werden. Das Ergebnis zeigt, dass man erwarten kann, dass sie nach Ablauf dieses Zeitraums wiederkommen, insbesondere bei den Ergebnissen mit Zeitsymbol A oder B. Die Vorhersage kann mit einer Genauigkeit von durchschnittlich 64 % getroffen werden, die bei Zeitsymbol 2 auf 55 % sinkt. Diese mäßige Genauigkeit wird verbessert, wenn die Daten der Ladevorgänge hinzugenommen werden. Dadurch erhöht sich die Genauigkeit auf durchschnittlich 76-77% für beide Ansätze.

Schließlich zeigen die Vorhersagedaten, dass eine noch höhere Genauigkeit möglich ist und dass andere Methoden der Kontextvorhersage eine höhere Genauigkeit für diesen speziellen Datensatz bieten könnten.

2.3.6 Fazit Erweiterungen für Zeitbezogene Vorhersagen

Der 'Alignment for Context Prediction' macht nur eine Vorhersage des nächsten Zustands, ohne eine Zeitmessung vorzunehmen. In diesem Bericht wurde unsere Untersuchung von zwei verschiedenen Ansätzen zur Lösung dieses Problems gezeigt.

Der erste Ansatz konzentrierte sich auf das "Abtasten" der Daten und die Wiederholung der Informationen. Da die Daten zwei Abschnitte enthielten, nämlich den Ladevorgang und den Nichtladevorgang, wurden diesen beiden Ereignissen Symbole zugewiesen. Das Symbol für das Aufladen wurde als A definiert, das Symbol für das Nichtaufladen als B. Bei diesem Ansatz wurden zwei verschiedene Methoden zum "Sampling" der Zeitdaten verwendet. Die erste Methode verwendete einstündige Zeitfenster, um die Daten zu erfassen. Wenn das Auto zum Beispiel 5 Stunden lang aufgeladen wurde, bedeutete dies in der Praxis, dass das Symbol A fünf Mal wiederholt wurde. Die zweite Methode funktionierte auf die gleiche Weise, verwendete aber stattdessen zweistündige Zeitfenster. Dies geschah, da die Erstellung neuer Daten bei dieser Methode eine große Sequenz erzeugt. In der Praxis würde dies zu riesigen Sequenzen führen, deren Abgleich oder Speicherung unpraktisch werden könnte. Anhand des Ladedatensatzes für Elektroautos wurden die Ergebnisse für den Vorhersagehorizont und die Genauigkeitsmessung ermittelt. Es wurde festgestellt, dass die Genauigkeit beider Methoden bei der Vorhersage des nächsten Symbols sehr hoch ist. Aufgrund der Art, wie beide Methoden arbeiten, entsprach dies der nächsten Stunde. Es wurde festgestellt, dass die Genauigkeit im Laufe der Zeit stark abnahm, und zwar von etwa 100% Genauigkeit bei der Vorhersage des nächsten Symbols auf zwischen 9% und 18%, wenn versucht wurde, die nächsten 24 Stunden vorherzusagen. Es wurde auch festgestellt, dass die Verwendung eines zweistündigen Fensters eine ähnliche Genauigkeit wie ein einstündiges Fenster bietet und eine etwas höhere Genauigkeit im Zeitverlauf des Vorhersagehorizonts aufweist.

Für die verwendeten Datensätze würde diese Genauigkeit bedeuten, dass genaue Vorhersagen nur für die sehr nahe Zukunft, z. B. für die nächsten 5 Stunden, gemacht werden können. Für Vorhersagen, die 10 Stunden in die Zukunft reichen, sinkt die Vorhersagegenauigkeit unter 50 %. Dies würde bedeuten, dass diese Methode nur verwendet werden könnte, wenn eine Person ihr Auto bereits auflädt, da sie vorhersagen könnte, wie lange sie noch laden würde. Sie könnte nicht vorhersagen, wann die Person zurückkommt, um ihr Auto aufzuladen, da dies eine Vorhersage wäre, die weit in den Vorhersagehorizont hineinreicht. Eine weitere Einschränkung dieser Methode besteht darin, dass die Daten auf einen

Zeitraum von 24 Stunden begrenzt sind. Dies bedeutete, dass ein Symbol nicht mehr als 24 Mal wiederholt werden konnte, bzw. 12 Mal bei der Methode mit zweistündigen Zeitfenstern. Diese Einschränkung bedeutete, dass lange Nicht-Ladevorgänge nicht zuverlässig vorhergesagt werden konnten, da die Daten höchstens vorhersagen konnten, dass die Person 24 Stunden lang nicht laden würde. Da dies eine beliebige Zeit über 24 Stunden bedeuten kann, bietet es keine brauchbare Vorhersage, wann das Auto das nächste Mal aufgeladen werden würde. Zusammen mit der geringen Vorhersagegenauigkeit auf lange Sicht erwies sich dies als die größte Einschränkung dieser Methode.

Die nächste Methode, die in Betracht gezogen wurde, war die Erstellung eines neuen Zeitsymbols, um eine Vorhersage für den Zeitpunkt des nächsten Ereignisses zu treffen. Für diesen Ansatz wurden zwei verschiedene Zeitsymbole erstellt, eines mit einer oberen Zeitgrenze von 24 Stunden und eines ohne Zeitgrenze. Für diese Methode wurden die Zeitsymbole A, B und C verwendet. Anhand der Quartilsbereiche der Daten wurden die Symbole für jeden Datensatz bestimmt, wobei A den niedrigsten und C den höchsten Wert darstellt. Ein weiteres Experiment war die Einbeziehung von Energieverbrauchsdaten als Kontextquelle. Mit den Energieverbrauchsdaten wurde gemessen, wie viel Energie verbraucht wurde, während das Auto aufgeladen wurde. Ein überdurchschnittlicher Verbrauch wurde mit dem Symbol D gekennzeichnet, ein unterdurchschnittlicher Verbrauch mit dem Symbol E.

Die Ergebnisse dieser Methode zeigen, dass von Zeitsymbol und Zeitsymbol 2 eine mäßige Genauigkeit erwartet werden kann. Die Genauigkeit liegt bei 64 % bzw. 55 %. Bei der Prüfung der Verbrauchsdaten, bei der die Ladedatenpunkte durch das Ladesymbol ersetzt wurden, wurde festgestellt, dass die Genauigkeit bei den beiden verschiedenen Zeitsymbolen auf 76% und 77% ansteigt. Da das Zeitsymbol 2 keine zeitliche Begrenzung hatte, konnte es Vorhersagen mit Werten liefern, die für die Verlaufsdaten typischer waren. Diese reichten von 38 Stunden für Symbol C bei einigen Kunden bis zu einem Höchstwert von 209 Stunden bei anderen. Unter Verwendung der Verbrauchsdaten und des Zeitsymbols 2 kann eine Genauigkeit von 77% ermittelt werden. Dies bietet eine viel bessere Vorhersage als der Ansatz der Zeitwiederholung, der nur die nahe Zukunft vorhersagen konnte, da er in der Lage war, vorherzusagen, dass das Auto für den Zeitraum von Symbol C nicht aufgeladen werden würde. Wäre die Vorhersage ein Verbrauchssymbol, würde dies nur für den Ladezustand gelten, so dass die Vorhersage den Verbrauch des nächsten Besuchs betreffen würde. Ein weiterer Vorteil gegenüber dem Ansatz der Zeitwiederholung besteht darin, dass die Daten bei dieser Methode nicht verlängert werden und die gleiche Größe behalten. Dies spart Rechenleistung und Speicherplatz, insbesondere wenn die Daten einen langen Zeitraum abdecken. Die Methode ist auch nicht schwer zu implementieren, da nur die Quartilsbereiche der Daten zusammen mit dem Mittelwert des Verbrauchs berechnet werden müssen.

Es wurde auch festgestellt, dass die Vorhersagbarkeit einiger der Datensätze höher war als die in den Ergebnissen berechnete Genauigkeit. Dies deutet darauf hin, dass bessere Ergebnisse möglich sind, möglicherweise durch eine Änderung der Ausrichtungskonfiguration, z. B. durch Methoden zur Änderung der Gap- oder Matchkosten oder durch die Verwendung anderer Kontextvorhersagemethoden. Es zeigte sich, dass das Zeitsymbol 2 eine höhere mögliche Punktzahl aufweist, was ein Beweis dafür ist, dass dies eine gültige Lösung für das Zeitproblem der Kontextvorhersage ist.

3 Ausgabe des zukünftigen Ladeverhaltens als Wahrscheinlichkeitsfunktion

In der bisherigen Implementierung gibt der in diesem Projekt verwendete „Alignment for Context Prediction“ Algorithmus einzelne Symbole einer Zeitreihe als Prädiktion für ein kommendes Ereignis zurück, das heißt das wahrscheinlichste zukünftige Symbol. Dieses Vorgehen erfüllt die Anforderungen in vielen Anwendungsfällen. Für die Weiterverarbeitung im Lademanagement sind jedoch auch weniger wahrscheinliche zukünftige Ereignisse von Interesse. Deshalb haben wir im Rahmen des E-Lab Projektes den Algorithmus angepasst und dessen Performancebewertung angepasst, was wir im Folgenden beschreiben.

3.1.1 Funktionsweise Alignment

Der Alignment Algorithmus sucht in einer langen Datenreihe (Historie) nach dem besten Alignment einer zu suchenden Sequenz (zuletzt beobachtete Symbole). Dabei kann er auch kleine Abweichungen in Form von Missmatches oder Gaps tolerieren. Für die Implementierung wird eine Kostenmatrix zwischen der Historie und der zu findenden Sequenz aufgespannt. Anschließend wird die Kostenmatrix sukzessive berechnet und aufgefüllt. Diese Kostenmatrix kann man in Abbildung 3.1 gut sehen, das ist der Bereich, der mit den Zahlen gefüllt ist.

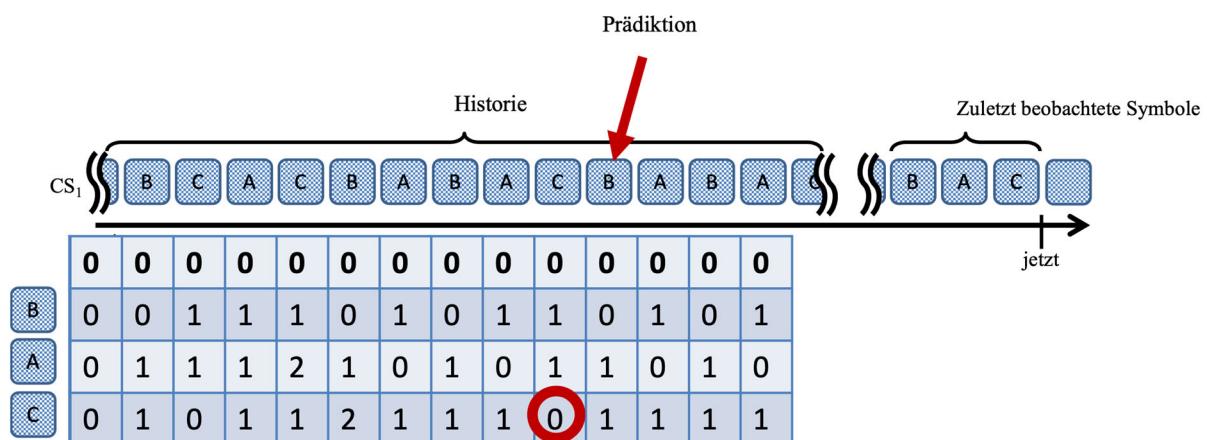


Abbildung 3.1: Kostenmatrix und Prädiktion

Nach dem Füllen der Kostenmatrix werden die besten Fundstellen der zu suchenden Sequenz identifiziert. In dem Beispiel fall sind das bei der verwendeten Strafkostenmatrix die stellen mit den niedrigsten Einträgen (Kosten) in der letzten Zeile. Eine solche Fundstelle ist mit rot markiert

Die Prädiktion wird gewonnen, indem der Nachfolger der Fundstelle in der Historie (im Beispieldfall das Symbol ‚B‘) zurückgegeben wird. Dieses Vorgehen entspricht der ursprünglichen Annahme, dass wir uns in unserem Verhalten, das Lade- und Nutzungsverhalten von E-Fahrzeugen eingeschlossen, in wiederholenden Mustern verhalten. Alignment beantwortet also die Frage: ‚Was hat der Nutzer das letzte Mal getan, die Situation ‚BAC‘ aufgetreten ist?‘.

Im Normalfall gib es jedoch mehrere Fundstellen für eine zu findende Sequenz. Die Historien sind meist wesentlich länger als dir hier in Abbildung 3.1 gezeigte Ausschnitt. Treten mehrere Fundstellen auf, sind auch mehrere Vorhersagen vorhanden. Diese werden im einfachsten Fall einfach in ein Mehrheitsvotum gegeben und das am häufigsten auftretenden Symbol wird als Prädiktion verwendet.

3.1.2 Erweiterung auf Wahrscheinlichkeitsverteilung

Das im Letzten Abschnitt beschriebene Vorgehen hat auch einige Nachteile. Sind die Symbole in der Historie nicht sehr gleichverteilt, hinsichtlich ihrer Auftrittswahrscheinlichkeit, erzeugt das ein Bias für Mehrheitsvotum. Und selbst bei einer gleichmäßigen Häufigkeitsverteilung könnten die Ergebnisse des Alignment zwei (oder mehr) verschiedene Symbole ähnlich häufig voraussagen. Wird zum Beispiel 9 mal ‚A‘ vorausgesagt und 8 mal ‚B‘, wählt das Mehrheitsvotum ‚A‘ als Prädiktion. Die Information das ‚B‘ aber mit ähnlicher Wahrscheinlichkeit auftreten wird, geht verloren. Übersetzt man das in die Ladeproblematisik, erkennt man schnell das Problem. Der Algorithmus könnte zum Beispiel eine kürzere Fahrt voraussagen (‚A‘), errechnet aber mit nur geringfügig geringerer Wahrscheinlichkeit eine lange Fahrt (‚B‘). Wird diese Information dem Ladesystem und dem Entscheider über den Ladevorgang vorenthalten, kann es schnell zu einer frustrierenden Ladesituation kommen. Deshalb war es notwendig die Voraussage von einem einzelnen Symbol hin zu einer Wahrscheinlichkeitsverteilung zu verändern.

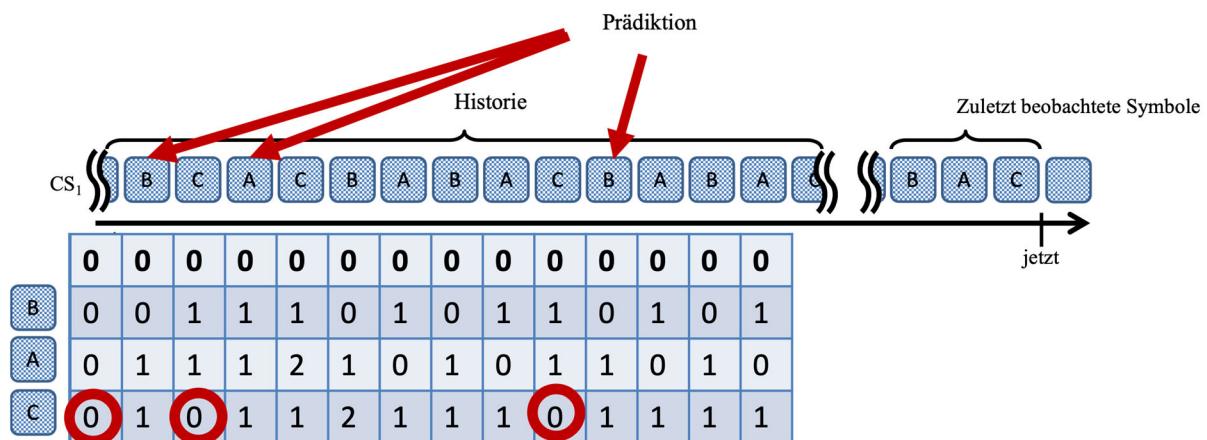


Abbildung 3.2: Mehrere Prädiktionen

Liefert der Algorithmus mehrere Fundstellen, ist es am besten diese alle mit der Angabe ihrer Häufigkeit, oder relativen Häufigkeit (Auftrittswahrscheinlichkeit) zurückzugeben. Dafür werden alle Fundstellen berücksichtigt und die Anzahl aufsummiert. Kommt ein Symbol gar nicht in einer Fundstelle vor, wird das Symbol ebenfalls in die Ergebnismenge aufgenommen, mit der Wahrscheinlichkeit von null. Das bedeutet also das es zu jeder zu findenden Sequenz jedes mögliche Symbol mit der Angabe der Auftrittswahrscheinlichkeit zurückgegeben wird.

Die Kosten der Kostenmatrix werden dabei ebenfalls berücksichtigt. Die Fundstellen mit den Kosten null haben die höchste Priorität, da sie für eine exakter Wiederholung der gesuchten Sequenz stehen. Es gibt jedoch auch einige höherer Werte in der Kostenmatrix. Diese entstehen, wenn eine ähnliche Sequenz vorliegt, als etwa ein Symbol eingefügt werden musste für ein Alignment beziehungsweise ein

Symbol der Sequenz nicht übereinstimmt, der Rest aber schon. Diese Fundstellen können nun ebenfalls in das Ergebnis einfließen. Dafür muss eigne Gewichtung zwischen exakter Fundstelle und ähnlicher Fundstelle (und je nach Ähnlichkeitsgrad) gewählt werden. Eine gewisse Gewichtung steht mit der Strafkostenmatrix zur Verfügung, wir haben jedoch auch Experimente mit speziellen strafkosten gemacht, worauf das letzte Kapitel näher eingeht. Nachdem die Gewichtung festgelegt ist, könne auch die weiteren Fundstellen zu Auftrittswahrscheinlichkeit hinzugefügt werden.

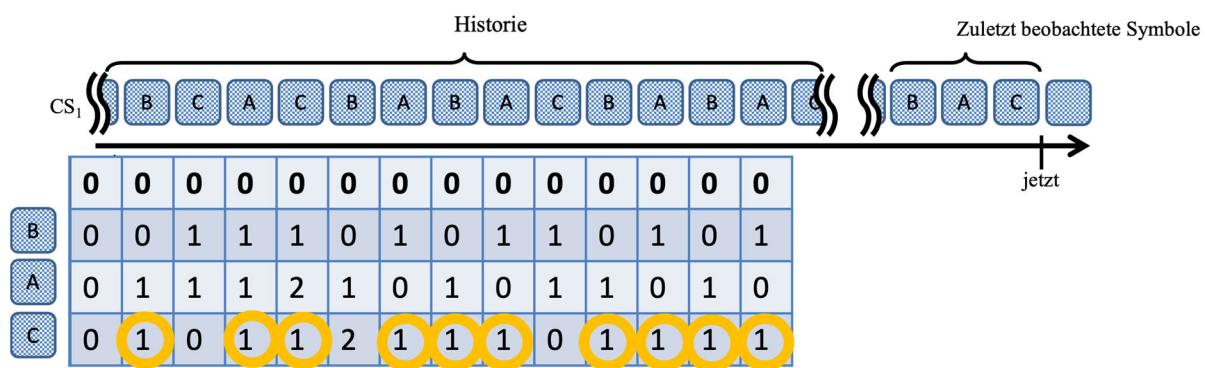


Abbildung 3.3: Fundstellen mit niedrigerer Auftrittswahrscheinlichkeit

3.1.3 Bewertungsfunktion

Die oben beschriebenen Änderungen wirken sich auch auf die Bewertungsfunktion des Algorithmus auf. Die Vorhersagegenauigkeit ist dabei der wichtigste Performance Parameter. Diese kann zum Beispiel aus dem Vergleich des vorhergesagten Symbols mit dem tatsächlich eingetroffen Symbol bestimmt werden. Eine einfache Metrik ist dabei der simple Durchschnittswert der richtigen / Falschen Vorhersagen. Aber auch andere Metriken wie Precision, Recall und den F1-Score werden dafür verwendet.

Durch die Erweiterung der Rückgabe auf eine Wahrscheinlichkeitsverteilung, muss für einen Performance Test auch eine Wahrscheinlichkeitsverteilung als Erwartungswert berechnet werden, mit der dann die Rückgabewerte der Prädiktion verglichen werden können. Eine solche Wahrscheinlichkeitsverteilung als Erwartungswert lässt sich am besten aus einem Testdatensatz gewinnen, bei dem man die auftretenden Symbole für eine bestimmte Sequenz analysiert. Man sollte aber nicht vergessen das wir von einer einfachen Zahl (Accuracy in Prozent) jetzt zu einer Verteilung gewechselt sind, und dass diese zum Beispiel auch noch nicht Performance Parameter wie die Akzeptanz der Nutzer bei einer Fehlentscheidung beinhaltet. Das macht den vergleich eines solchen Systems für den menschlichen Betrachter manchmal eher schwieriger, wenngleich die Verteilung für die Bewertung in einem Ladesystem nützlich ist.

4 Anpassung der Kostenmatrix, um Ereignisse unterschiedlich zu bewerten

Der ‚Alignment for Context Prediction‘ Algorithmus sagt zukünftig auftretende Ereignisse voraus. Dafür lokalisiert er eine zu findende Sequenz in einer längeren Historie. Für dieses lokalisieren vergleicht der Algorithmus die Sequenz symbolweise und vergibt je nach Strafkostenmatrix verschiedene Kosten für ein Match, ein Missmatch oder eine Gap. Bisher wurden gleichverteilte Kosten für die Prädiktion verwendet. Allerdings bildet das die Ereignisse im Lademanagement nicht immer gut ab.

Beim Ladenvorgang haben verschiedene Ereignisse ein unterschiedliches Gewicht. Einige Ausreißer sollten anders als andere Abweichungen betrachtet werden. Auch die Abweichung der Länge eines Ereignisses hat ein anderes Gewicht als ein folgendes Ereignis. Um das abzubilden haben wir uns für die Implementierung und Untersuchung von unterschiedlichen Gewichten in der Strafkostenmatrix des Alignment entscheiden.

Die im Folgenden beschriebenen Ergebnisse sind im Rahmen einer im Rahmen des E-Lab Projektes erstellten Masterarbeit ‚Kontextvorhersage basierend auf Alignment mit optimierten flexiblen Strafkosten‘ von Simon Lengemann entstanden. Im Folgenden werden die Grundlagen der Strafkostenmatrix, einige Erweiterungen sowie Testmessungen mit den Ladedaten aus dem E-Lab Projekt präsentiert.

4.1.1 Strafkostenmatrix

Die Strafkostenmatrix wird vom Alignment Algorithmus beim Füllen der Kostenmatrix verwendet. Die Regel zum Füllen der Kostenmatrix ist folgende:

Der Wert von $v(i,j)$ wird bestimmt aus dem Minimum aller angrenzenden Werte plus die Strafkosten:

$$v(i,j) = \min\{ v(i-1,j-1) + d(i,j),$$

$$v(i-1,j) + \text{penalty},$$

$$v(i,j-1) + \text{penalty} \}$$

$$d(i,j) = \begin{cases} 0, & i = j \\ \text{penalty}, & \text{else} \end{cases}$$

Das Füllen wird beispielhaft in Abbildung 4.1 dargestellt. Der Wert $v(4,1)$ soll ermittelt werden. Gemäß der obigen Regel ist:

$$v(4,1) = \min\{ 0 + 1,$$

$$0 + 1,$$

$$1 + 1 \}$$

$$= 1$$

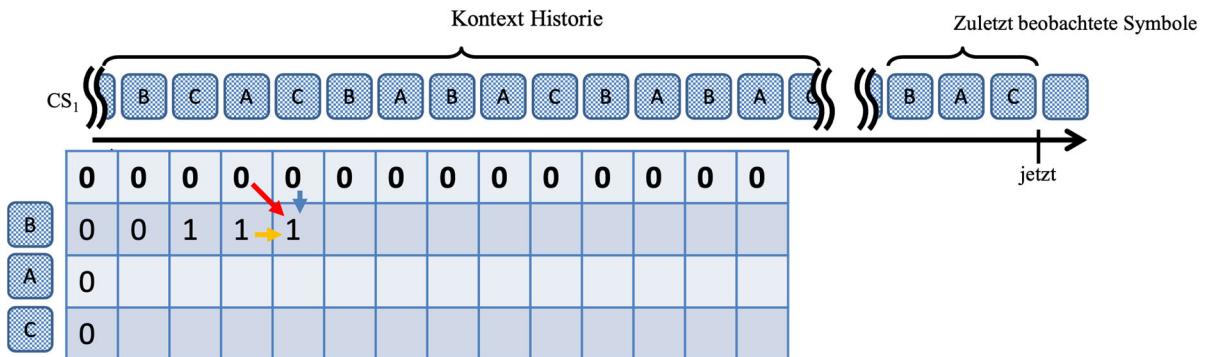


Abbildung 4.1: Beispiel auffüllen der Kostenmatrix

Um den Wert von $v(4,1)$ zu bestimmen musste auch die Strafkostenmatrix $d(i,j)$ berücksichtigt werden. In Abbildung 4.2 ist die Kostenmatrix abgebildet. In dieser Kostenmatrix wird bei einem Matching nicht das Vorgängersymbol beachtet und bei einem Missmatch / Gap nicht die genauen Symbole beim Missmatch, noch deren Vorgängersymbole. Eine dynamische Strafkostenmatrix zu optimieren ist das Ziel der Anpassungen dieser Untersuchungen.

	Symbol	Penalty cost
exact matching	↙	0
erroneous matching	↖	1
No matching considered, gap symbol inserted in first sequence	↓	1
No matching considered, gap symbol inserted in second sequence	→	1

Abbildung 4.2: Die Kostenmatrix

4.1.2 Optimierung der Gap – und Missmatchkosten

Im ersten Experiment haben wir ein GridSearch zur Optimierung der Strafkosten für Gap- und Missmatchkosten durchgeführt.

Die GridSearch-Methode untersucht jede möglich Kombination von Parametern. Anschließend wird die zugehörige Vorhersagegenauigkeit in Verbindung mit dem Alignment-Algorithmus berechnet.

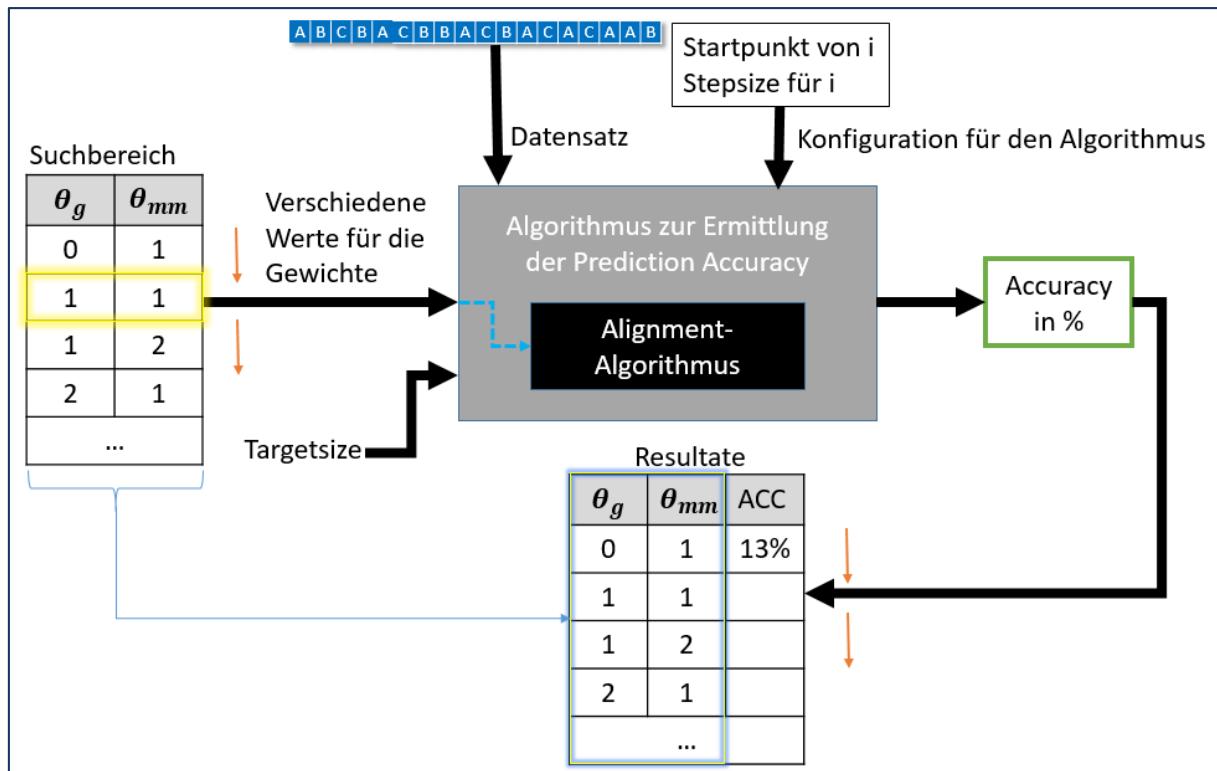


Abbildung 4.3: Grid-Search über die Strafkostenmatrix als Eingangsparameter¹

Für jede Kombination von Parametern entsteht so eine zugehörige Vorhersagegenauigkeit. Mit diesem Vorgehen kann eine optimale Strafkostenverteilung errechnet werden. Dabei ist die Verteilung immer optimiert auf den jeweiligen Datensatz. Die Grid-Search ist für die wissenschaftliche Untersuchung gut geeignet, allerdings sehr zeitaufwendig und nicht für den livebetrieb in der Anwendung des Alignment Algorithmus geeignet.

4.1.2.1 Ergebnisse

Die Vorhersagegenauigkeiten entsprechend ihren Parametern können in einem Diagramm dargestellt werden, siehe Abbildung 4.4. Dabei ist auffällig das sich keine Gebirge bilden, sondern gefächerte Flächen mit gleichen Werten. Die Linien, die die Flächen verbinden entspringen dabei den Parameterwerten 0,0. Hier ist eine beispielhafte Darstellung, verändert man die Länge der zu suchenden Sequenz, bilden sich weitere dieser Flächen heraus.

¹ Masterarbeit Lengemann ,Kontextvorhersage basierend auf Alignment mit optimierten flexiblen Strafkosten‘



Abbildung 4.4: Ein Diagramm der Voraussagegenauigkeiten über verschiedene Parameter¹

4.1.2.2 Diskussion der Ergebnisse

Die sich bildenden Flächen haben direkten Einfluss auf die Parameter Mismatch- und Gapkosten der Strafkostentabelle. Das ist eine schöne Erkenntnis der Untersuchung: Die Kosten (Mismatch- und Gapkosten) sind nicht in ihrer absoluten Größe interessant, sondern in ihrem Verhältnis zueinander. Dabei besteht keine Abhängigkeit von den zugrundeliegenden Daten. Außerdem kann man den Bereich $M > 2G$ als Grenze des Alignment Algorithmus erkennen. Das bedeutet das keine Mismatches mehr benutzt werden, da sie immer über 2 Gap ersetzt werden können. Eine ähnliche Grenze befindet sich auf der Unterseite $G > 3M$. Das bedeutet es wird nie ein Gap benutzt. Daraus lassen sich die Parameter sinnvoll begrenzen.

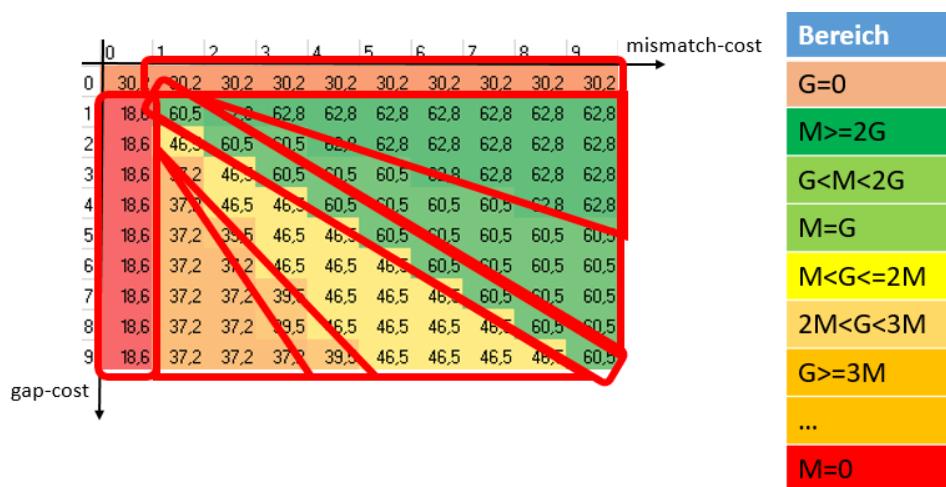


Abbildung 4.5: Verschiedene Voraussagegenauigkeiten und die resultierenden Gebiete¹

4.1.3 Optimierung des Suchalgorithmus

Damit die optimalen Werte für die Strafkostenmatrix für einen bestimmten Datensatz gefunden werden können, ist eine schnellere Optimierung notwendig als die im letzten Teil beschriebene GridSearch. Deshalb haben wir drei weiter Ansätze zur Optimierung untersucht:

- Random Search
- Diagonales Suchmuster
- Gezielte Werte errechnen

Im Gegensatz zur GridSearch werden bei den anderen Ansätzen weniger Voraussagegenauigkeiten errechnet, was Zeit spart. Das wird deutlich in cc wo man sieht das bei den Ansätzen nur noch deutlich weniger Werte berechnet werden müssen.

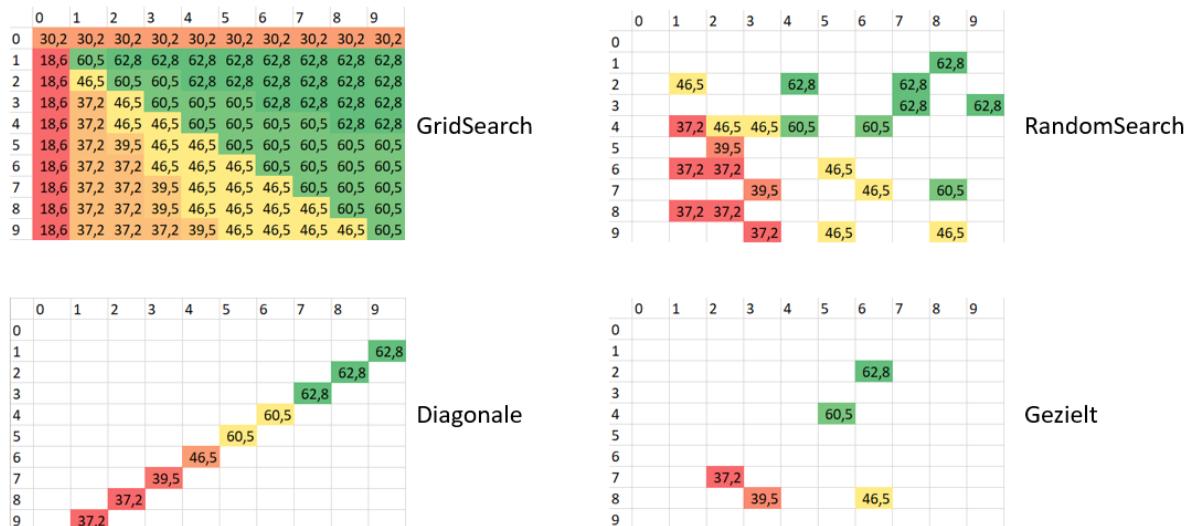


Abbildung 4.6: Optimierung der Suchgebiete mit verschiedenen Verfahren im Vergleich¹

Die gezielte Suche nach optimalen Parametern hat sich als schnellste Variante erweisen, dabei ihr nur sehr wenige Werte berechnet werden müssen. Die Kernidee der gezielten Suche ist es Stellen vorher auszuwählen und diese dann zu berechnen. Die Auswahl haben wir erstellt, indem wir ein Raster aus 100 * 100 verschiedenen Kombinationen aus Missmatch- und Gapkosten und den zugehörigen Voraussagegenauigkeiten erstellt haben. Aus dem Bild kann man dann gezielt werte Auswählen, die möglichst mittig in den entstandenen Fächerflächen liegen. Auch wenn der Datensatz, auf dem die Strafkosten optimiert werden, sehr unterschiedlich zu dem 100*100 Rester Datensatz sein sollte, werden bei der großen Spanne von 100 unterschiedlichen Kosten pro Parameter alle wichtigen Werte erfasst. Tatsächlich reichen meist bereits 5-6 Rechnungen aus, um das Optimum zu finden.

4.1.4 Optimierung der Matchkosten / Missmachkosten

Bisher haben wir nur die Missmacht- und die Gapkosten optimiert. Es ist jedoch auch denkbar die Matchkosten zu optimieren. Dabei kann sowohl das aktuell zu matchende Paar, als auch dessen Geschichte berücksichtigt werden. Ein Beispiel aus der Realität mag da veranschaulichen. Das Auto wird ans Ladegerät gesteckt, die Person ist vorher zum Bäcker gefahren. Erwartungsgemäß wird er Einkauf nicht lange dauern und der Ladevorgang bald unterbrochen. Steckt die Person das Fahrzeug an das Ladegerät, ist jedoch zuvor an die Arbeit gefahren, wird der Ladevorgang wahrscheinlich länger dauern. Die Geschichten werden beim Alignment ohnehin berücksichtigt, allerdings werden alle Situationen gleich schwer beurteilt. Der Fehler, der beim Bäcker entstehen mag, kann jedoch eine ganz andere Schwere haben, als der am Arbeitsplatz, was zeigt das situative Gewichte angebracht sind.

Deshalb haben wir situative Strafkosten untersucht. Es ist also nicht nur wichtig, ob ein Symbolpaar ungleich ist, sondern auch zu was es ungleich ist. Eine Strafkostenmatrix könnte dann so wie in Abbildung 4.7 aussehen. Die Missmatchkosten von ‚A‘ zu ‚B‘ können sich unterscheiden von den Missmatchkosten von ‚A‘ zu ‚C‘. Sogar die Kosten von ‚A‘ zu ‚B‘ und ‚B‘ zu ‚A‘ könnten unterschiedlich gewählt werden. Und auch die Matchkosten ‚A‘ zu ‚A‘ könnten unterschiedlich zu den Matchkosten ‚B‘ zu ‚B‘ gewählt werden. Außerdem können die Gapkosten ebenfalls ähnlich feingranular angepasst werden.

	A	B	C
A	$\theta_{A,A}$	$\theta_{A,B}$	$\theta_{A,C}$
B	$\theta_{A,B}$	$\theta_{B,B}$	$\theta_{B,C}$
C	$\theta_{A,C}$	$\theta_{B,C}$	$\theta_{C,C}$

	A	B	C
Gap	θ_A	θ_B	θ_C

Abbildung 4.7: Strafkostenmatrix mit unterschiedlichen Missmatchkosten¹

Unsere Untersuchungen haben gezeigt, dass sich die Voraussagegenauigkeiten verbessern, wenn man die Kosten so optimiert. Allerdings ist der Optimierungsaufwand hier mit sehr viel mehr Parametern verbunden. In Abbildung 4.7 sind es zum Beispiel 9 Parameter, im Vergleich: im letzten Teil wurde auf zwei Parameter optimiert.

Eine Optimierung des Suchraums hat auch hier geholfen. Man sollte aber bedenken, dass der such Raum trotzdem exponentiell mit der Anzahl der Parameter ansteigt. Eine Optimierung kann sicherlich durchgeführt werden, jedoch ist der Gewinn in der Voraussagegenauigkeit mit viel Rechenleistung erbracht worden. Und die gelernten Parameter müssen bei Änderungen der Gewohnheiten des Nutzers neu gelernt werden.

4.1.5 Fazit optimierte Strafkostenmatrix

Die Optimierung der Strafkostenmatrix wurde erfolgreich gezeigt. Dafür wurden die Parameter Gap- und Missmatchkosten optimiert. Es hat sich gezeigt das nicht die absoluten Werte, sondern die Relationen der Werte zueinander von Bedeutung sind. Außerdem gibt es gewisse Grenzen, in denen der Alignment Algorithmus funktioniert und auch Grenzen für optimale Gebiete.

Es hat sich auch gezeigt das der such Raum zur Optimierung schnell anwächst. Damit das Optimieren eine praktikable Lösung ist, haben wir auch einen optimierten Suchalgorithmus vorgestellt. Und verschiedene Optimierungen miteinander verglichen.

Des weiteren haben wir die Optimierung von situativen Kosten in der Strafkostenmatrix untersucht. Der Optimierungsaufwand wächst auch hier exponentiell mit der Anzahl der zu optimierenden Parameter. Auch hier kann ein optimierter Suchalgorithmus verwendet werden, wenn gleich der Optimierungsaufwand im Vergleich zum Gewinn an Vorhersagegenauigkeit sehr hoch ist.

5 Fazit

Im Projekt E-Lab haben wir uns den Fragen einer optimierten situationsabhängigen (bedarfsgerechten) Ladungssteuerung gewidmet. Dabei waren vor allem die Fragen ‚Wie lange wird geladen?‘ und ‚Wie lange wird nach der Ladung gefahren (bis zur nächsten Lademöglichkeit)?‘ von Bedeutung. Diese Fragen müssen natürlich für jeden Autofahrer gesondert beantwortet werden. Um die Fragen mit Algorithmen beantwortbar zu machen, haben wir eine Vielzahl von Algorithmen verglichen und eigene Ansätze überarbeitet. Wir haben Testdaten aus der Ladefarm von Opel genommen und verschiedene Parameter optimiert.

In diesem Bericht wurde die Optimierung der zeitlichen Voraussage, die Optimierung der Ausgabewerte des Alignment Algorithmus sowie die Optimierung der Strafkostenmatrix vorgestellt. Es zeigt sich das eine Optimierung lohnend ist, was die Voraussagegenauigkeit angeht.

Die oben angeführten Fragen zum Ladevorgang lassen sich mit unseren Ansätzen beantworten. Wichtig ist dabei immer eine hohe Voraussagegenauigkeit für die Akzeptanz beziehungsweise die Effektivität eines solchen Systems. Das eröffnet auch die Aussicht auf zukünftige Forschungsgebiete. Eine Steigerung der Vorhersagegenauigkeit ist mit der Hinzunahme von weiteren Sensoren denkbar. So könnten persönliche Informationen noch effektiver in die Vorhersage eingebaut werden. Auch denkbar sind in dem Bereich semiautomatisch Entscheidungen, bei dem ein System eine Prädiktion dem Nutzer als Vorschlag unterbreitet, dass er auf einfache Weise annehmen kann. Mit einem solchen Vorgehen steigt die Akzeptanz, da die Verantwortung und Kontrolle etwas verlagert wird.

Literaturverzeichnis

- ACEA. (2016). *ACEA Position Paper, "Access to vehicle data for third-party services"*. Brüssel.
- Autobahn Tank & Rast Gruppe GmbH & Co. KG. (2018, Juni 29). *tank.rast.de*. Retrieved from <https://tank.rast.de/emobility.html>
- BDEW. (2021, 08 22). *Elektromobilität - Dichte der Ladepunkte nach Bundesländern*. Retrieved from <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/590082/umfrage/dichte-der-ladestationen-fuer-elektrofahrzeuge-nach-bundeslaendern/>
- BDEW. (2021, 08 22). *Elektromobilität - Offentliche Ladepunkte nach Bundesländern 2021 - Statista*. Retrieved from <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/590068/umfrage/anzahl-der-oeffentlichen-ladestationen-fuer-elektrofahrzeuge-nach-bundeslaendern/>
- Bundesanstalt für Straßenwesen. (2021, August 3). *bast.de*. Retrieved from https://www.bast.de/BAST_2017/DE/Verkehrstechnik/Fachthemen/v2-verkehrszaehlung/Aktuell/zaehl_aktuell_node.html;jsessionid=B9434A3C52186DAFC1D8B0E1DBE56695.live11292?nn=1819516&cms_detail=6800&cms_map=0
- City Population. (2021, 9 2). *Hessen (Deutschland): Regierungsbezirke, Städte und Gemeinden*. Retrieved from <http://www.citypopulation.de/de/germany/cities/hessen/>
- D. D. Blair, C. C. (2010). *Characterization of urban commuter driving profiles to optimize battery size in light-duty Plug-in Electric Vehicles*. Winnipeg: University of Winnipeg.
- D. M. Dzieia, H. H.-J. (2013). *Elektronik Tabellenbuch - Betriebs- und Automatisierungstechnik*. Braunschweig: Westermann Schroedel Diesterweg Schöningh Winklers GmbH.
- D.-I. H Vennegeerts, M. S. (2018). *Metastudie Forschungsüberblick Netzintegration Elektromobilität*. Aachen: FGH e.V.
- Doppelbauer, M. (2020). *Grundlagen der Elektromobilität*. Karlsruhe: Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH.
- Hilger, T. (2019). *Erstellung von Wochenaktivitätsplänen für Verkehrsnachfragemodelle*. Karlsruhe: KIT Scientific Publishing.
- HMWEVW. (2021, 09 5). *Kommunale und regionale Standortinformationen*. Retrieved from <https://existenzgruendung.hessen.de/aktuelles/kommunale-und-regionale-standortinformationen>

HMWEVW. (2021, 09 03). *Ladeübersicht - Ladeinfrastruktur in Hessen*. Retrieved from https://www.strom-bewegt.de/lademap_hessen

KBA. (2021, 8 22). *Bestand an Personenkraftwagen mit Elektroantrieb - Statista*. Retrieved from <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/75841/umfrage/bestand-an-personenkraftwagen-mit-elektroantrieb/>

P. D. R. Wörner, D. R. (2018). *Bedarfsprognose & Limitierung einer Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge am Beispiel Esslingen*. Hochschule Esslingen: Institut INEM.

Reitmair, F. (2018). *Dimensionierung von Tankstellen an der A96 bei vollständiger Elektrifizierung des derzeitigen deutschen PKW-Straßenverkehrs*. Dornbirn: Fachhochschule Vorarlberg.

UAS, F. N. (2019). Entwicklung von übertragbaren Erhebungsmethoden unter Berücksichtigung innovativer Technologien zur Parkraumdatengenerierung und Digitalisierung des Parkraums. *ParkenDigital*.

50hertz (2021), Marktrolle Bilanzkreisverantwortlicher / Lieferant. <https://www.50hertz.com/de/Vertragspartner/Marktkommunikation/BilanzkreisverantwortlicherLieferant> (29.04.2021).

Amtsblatt der Europäischen Union, Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019L0944> (29.04.2021).

ADAC e.V. (2020), Wallboxen: Lastmanagement beim Laden von Elektroautos. ADAC Studie Lastmanagement beim Laden von Elektro-Autos. https://assets.adac.de/image/upload/v1602147210/ADAC-eV/KOR/Text/PDF/Studienbericht_Wallbox_mit_Lastmanagement_kokefx.pdf (15.07.2021).

Agora Energiewende (2017a), Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetzen. https://static.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2016/Smart_Markets/Agora_Smart-Market-Design_WEB.pdf (30.10.2020).

Agora Energiewende (2017b), Neue Preismodelle für Energie – Grundlagen einer Reform der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen auf Strom und fossile Energieträger. https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2017/Abgaben_Umlagen/Agora_Abgaben_Umlagen_WEB.pdf (30.10.2020).

Agora Energiewende (2014a), Netzentgelte in Deutschland – Herausforderungen und Handlungsoptionen. https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2014/Netzengelte_in_Deutschland/Agora_Netzentgelte_web_101.pdf (30.10.2020).

Agora Energiewende (2014b), Stromspeicher in der Energiewende. https://static.agora-energie-wende.de/fileadmin2/Projekte/2013/speicher-in-der-energiewende/Agora_Speicherstudie_Web.pdf (30.10.2020).

Agora Verkehrswende (2019), Verteilnetzausbau für die Energiewende - Elektromobilität im Fokus. https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2019/EV-Grid/Agora-Verkehrswende_Agora-Energiewende_EV-Grid_WEB.pdf (30.10.2020).

Agsten (2012), Einfluss gesteuerten Ladens von Elektrofahrzeugen auf die Netzbetriebsführung bei volatiler Windeinspeisung. Ilmenauer Beiträge zur elektrischen Energiesystem-, Geräte- und Anlagen-technik (IBEGA) Band 1.

Anderson, J. E., Bergfeld, M., Chlond, B., Friedrich, H. E., Hoffmann, N., Lenz, B., Kleiner, F., Klötzke, M., Kuhnimhof, T., Schmid, S., Soylu, T., Steck, F. & Weiß, C. (2016), LADEN2020 Schlussbericht: Konzept zum Aufbau einer bedarfsgerechten Ladeinfrastruktur in Deutschland von heute bis 2020. https://elib.dlr.de/111054/2/LADEN2020_Schlussbericht.pdf (15.08.2021).

BDEW (2018), Diskussionspapier Elektromobilität als Anwendungsfall des Ampelkonzepts im Verteilnetz. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20180419_BDEW-Diskussionspapier-Elektromobilit%C3%A4t-Ampelkonzept-Verteilnetze.pdf (30.10.2020).

BDEW (2017a), Konkretisierung des Ampelkonzepts im Verteilungsnetz. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20170210_Konkretisierung-Ampelkonzept-Verteilungsnetz.pdf (19.10.2020).

BDEW (2017b), Positionspapier Ausgestaltung des § 14a EnWG. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20170210_Paragraph-14a-EnWG.pdf (30.10.2020).

BDEW (2020), BDEW-Positionspapier zu Daten für zukunftssichere Ladeinfrastruktur 2020/21: Mindestanforderungen der Energiewirtschaft. <https://www.bdew.de/service/stellungnahmen/bdew-positionspapier-zu-daten-fuer-zukunftssichere-ladeinfrastruktur-202021/> (29.04.2021).

BDEW (2021), Stellungnahme. Referentenentwurf Steuerbare-Verbrauchseinrichtungen-Gesetz (SteuVerG). <https://www.bdew.de/service/stellungnahmen/referentenentwurf-steuerbare-verbrauchseinrichtungen-gesetz-steuverg/> (29.04.2021).

BDEW (2021), Stellungnahme zum Entwurf eines Gesetzes zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht. Regierungsentwurf vom 10. Februar 2021. https://www.bdew.de/media/documents/210303_BDEW-Stellungnahme_EnWG_Novelle_2021_Regierungsentwurf_final_o_AP.pdf (29.04.2021).

BearingPoint GmbH & Fraunhofer IEE (2018), Verteilnetzstudie Hessen 2024–2034. Studie im Auftrag des Hessischen Ministeriums für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Landesentwicklung. https://www.energieland.hessen.de/verteilnetzstudie_hessen (29.04.2021).

BMU (2013), Erneuerbar mobil - Marktfähige Lösungen für eine klimafreundliche Elektromobilität. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Pools/Broschueren/erneuerbar_mobil_bf.pdf (30.10.2020).

BMWi (2014), Smart Energy made in Germany. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/smart-energy-made-in-germany.pdf?__blob=publicationFile&v=3 (30.10.2020).

BMWi (2018), Gutachten Digitalisierung der Energiewende – Topthema 2: Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/digitalisierung-der-energiewende-thema-2.pdf?__blob=publicationFile&v=6 (30.10.2020).

BMWi (2020), Referentenentwurf des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Entwurf eines Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/PR/referentenentwurf-gesetz-digitalisierung-energiewende.pdf?__blob=publicationFile&v=1 (29.04.2021).

BMWi (2021), Pressemitteilung. Elektromobilität. Zur Berichterstattung in der heutigen Welt am Sonntag zu Thema Laden von E-Autos erklärt eine Sprecherin des Bundeswirtschaftsministeriums: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2021/01/20210117-berichterstattung-welt-am-sonntag-laden-von-e-autos.html> (29.04.2021).

Bne (2016), Positionspapier Flexibilitätsverordnung. Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V. https://www.bne-online.de/fileadmin/bne/Dokumente/Positionspapiere/2016/20160704_bne_Positionspapier_Flexibilit%C3%A4tsverordnung.pdf (30.10.2020).

BNetzA (2015), Bericht Netzentgeltsystematik Elektrizität. Bundesnetzagentur. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Netzentgeltsystematik/Bericht_Netzentgeltsystematik_12-2015.pdf?__blob=publicationFile&v=1 (30.10.2020).

BNetzA (2017), Flexibilität im Stromversorgungssystem Bestandsaufnahme, Hemmnisse und Ansätze zur verbesserten Erschließung von Flexibilität. Bundesnetzagentur. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/BNetzA_Flexibilitaetspapier.pdf;jsessionid=1BFE6BCC61F2C25C0AE66C74544AE195?__blob=publicationFile&v=1 (15.10.2020).

BNetzA (2018), Definition der Marktakteure und deren Daten. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschUndMonitoring/MaStR/DefinitionenMarktakteuere.pdf?__blob=publicationFile&v=4 (29.04.2021).

BNetzA (2019), Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilnetze 2019. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/ZustandAusbauVerteilernetze2019.pdf;jsessionid=29407ED95246ECC8E033475DA3E23E15?__blob=publicationFile&v=1 (03.05.2021).

Boßmann, T. & Eser, J. (2016), Model-based assessment of demand-response measures—A comprehensive literature review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 57 (2016), 1637-1656.

Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (2021), Allgemeinverfügung zur Feststellung der technischen Möglichkeit zum Einbau intelligenter Messsysteme. https://www.bsi.bund.de/Shared-Docs/Downloads/DE/BSI/SmartMeter/Marktanalysen/Allgemeinverfuegung_Feststellung_Einbau_01_2020.pdf;jsessionid=42E2B47FD35A8A98AA22B63621185B48.internet482?__blob=publicationFile&v=1 (29.04.2021).

Bundesministerium für Justiz und Verbraucherschutz, Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen (MsbG). <https://www.gesetze-im-internet.de/messbg/> (29.04.2021).

Bundesministerium für Justiz und Verbraucherschutz, Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG). https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/BJNR197010005.html (29.04.2021).

Bundesministerium für Justiz und Verbraucherschutz, Verordnung über Allgemeine Bedingungen für den Netzanschluss und dessen Nutzung für die Elektrizitätsversorgung in Niederspannung (Niederspannungsanschlussverordnung - NAV). <https://www.buzer.de/gesetz/7430/l.htm> (29.04.2021).

Bundesministerium für Justiz und Verbraucherschutz, Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (StromNEV). <https://www.gesetze-im-internet.de/stromnev/> (29.04.2021).

Bundesministerium für Justiz und Verbraucherschutz, Verordnung über technische Mindestanforderungen an den sicheren und interoperablen Aufbau und Betrieb von öffentlich zugänglichen Ladepunkten für Elektromobile (Ladesäulenverordnung - LSV). <https://www.gesetze-im-internet.de/lsv/BJNR045700016.html> (29.04.2021).

Bundesverband Neue Energiewirtschaft (BNE), Stellungnahme zum Steuerbare-Verbrauchseinrichtungen-Gesetz. bne-Stellungnahme im Rahmen der Verbändeanhörung des BMWi zum Referentenentwurf eines Gesetzes zur zügigen und sicheren Integration steuerbarer Verbrauchseinrichtungen und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften (SteuVerG) vom 22.12.2020. https://www.bne-online.de/fileadmin/bne/Dokumente/Stellungnahmen/2021/20210115_bne-Stellungnahme_Ref-Entwurf_Steuerbare-Verbrauchseinrichtungen-Gesetz.pdf (29.04.2021).

Consentec & dena (2019), Regulatorischer Handlungsbedarf zur Erschließung und Nutzung netzdienlicher Flexibilität. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/Dena-ANALYSE_Regulatorischer_Handlungsbedarf_zur_Erschliessung_und_Nutzung_netzdienlicher_Flexibilitaet.pdf (30.10.2020).

DEFINE (2015), Synthesebericht - DEFINE - Development of an Evaluation Framework for the Introduction of Electromobility. https://www.ihs.ac.at/projects/define/files/DEFINE_Synthese_Final.pdf (30.10.2020).

Dena (2018), Impulse zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9238_Ergebnispapier_der_Taskforce_Netzentgelte_Impulse_zur_Weiterentwicklung_der_Netzentgeltsyst.pdf (30.10.2020).

Dena (2017), dena-Netzflexstudie – Optimierter Einsatz von Speichern für Netz- und Marktanwendungen in der Stromversorgung. Deutsche Energie-Agentur. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9191_dena_Netzflexstudie.pdf (30.10.2020).

E-Bridge Consulting (2020), Zeitvariable Netztarife und intelligentes Energiemanagement für flexible Netzkunden. https://www.e-bridge.de/wp-content/uploads/2020/06/Studie-Mitnetz_E-Bridge_-Zeitvariable-Netztarife_Intelligente-Energiemanagementsysteme_Juni-2020.pdf (30.10.2020).

ECE (2016), Handbuch Elektromobilität. https://www.ece.com/fileadmin/media/E1_Shopping/E2_Betrieb_und_Management/Handbuch_Elektromobilitaet.pdf (30.07.2021).

EnBW Blog (10.11.2020) Schnellladepark Rutesheim: Hier lädst du dein E-Auto ultraschnell und komfortabel. <https://www.enbw.com/blog/elektromobilitaet/laden/schnellladepark-rutesheim-hier-laedst-du-dein-e-auto-ultraschnell-und-komfortabel/> (31.08.2021).

Energie Impuls OWL e.V. (2011), Elektromobilität und Erneuerbare Energien – eine Betrachtung aus ökonomischer und rechtlicher Sicht. [https://stiftungumweltenergierecht_Endbericht_Elektromobilitaet-EE_2011.pdf](https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2016/02/stiftungumweltenergierecht_Endbericht_Elektromobilitaet-EE_2011.pdf) (30.10.2020).

Energy Brain Blog (2018): E-Mobilität in Deutschland (III): Akteure rund um die Ladesäule. <https://blog.energybrainpool.com/e-mobilitaet-in-deutschland-iii-akteure-rund-um-die-ladesaeule/> (29.04.2021).

Eurelectric (2014), Flexibility and Aggregation - Requirements for their interaction in the market. <https://www.usef.energy/app/uploads/2016/12/EURELECTRIC-Flexibility-and-Aggregation-jan-2014.pdf> (25.10.2020).

Europäische Union, Datenschutz-Grundverordnung (DSGVO). <https://dejure.org/gesetze/DSGVO>. (03.05.2021)

FfE (2014), Sun2Car@GAP Endbericht. <https://www.ffe.de/download/article/587/Sun2Car.pdf> (30.10.2020).

FfE (2011), Demand Response. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. <https://www.ffe.de/publikationen/veroeffentlichungen/344-demand-response> (28.10.2020).

FfE (2007), Elektrostraßenfahrzeuge - Elektrizitätswirtschaftliche Einbindung von Elektrostraßenfahrzeugen. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. https://www.ffe.de/download/langberichte/E.ON_Elektrostrassenfahrzeuge_Endbericht_20080611.pdf (19.10.2020).

FGH (2018), Metastudie Forschungsüberblick Netzintegration Elektromobilität. Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft. https://www.bdew.de/media/documents/20181210_Metastudie-Forschungsueberblick-Netzintegration-Elektromobilitaet.pdf (30.10.2020).

Flügge, B. (2018), Smart Mobility in der Praxis: Das Auto-unverzichtbar für den intermodalen Verkehr?. Springer Vieweg. <https://link.springer.com/content/pdf/10.1007/978-3-658-21960-4.pdf> (15.08.2021).

Fraunhofer IOA (2017), Dienstleistungen als Erfolgsfaktor für Elektromobilität - Ergebnisse aus dem FörderSchwerpunkt „Dienstleistungsinnovationen für Elektromobilität“. https://www.nasa.de/fileadmin/content/04_projekte/01_forschungsprojekte/02_move_at_oev/pdf/Dienstleistungen-als-Erfolgsfaktor-fuer-Elektromobilitaet_Ergebnisse-Foerderschwerpunkt_BMBF_2017.pdf (30.10.2020).

Fraunhofer UMSICHT & IWES (2014), Abschlussbericht Metastudie Energiespeicher. <https://www.umsicht.fraunhofer.de/content/dam/umsicht/de/dokumente/kompetenz/energie/metastudie-energiespeicher-abschlussbericht.pdf> (30.10.2020).

Gesteuertes Laden V3.0 (2013), Gemeinsamer Abschlussbericht - Untersuchung Potentiale gesteuertes Laden unter Nutzung der vollen Kommunikationsmöglichkeiten zwischen Ladeinfrastruktur und Fahrzeug: Gesteuertes Laden V3.0.

https://www.tib.eu/de/suchen?tx_tibsearch_search%5Baction%5D=download&tx_tibsearch_search%5Bcontroller%5D=Download&tx_tibsearch_search%5Bdocid%5D=TIB-KAT%3A871439565&cHash=08d3ea29506c68ba322e93082f8c8710#download-mark (30.10.2020).

Gnann, T., Stephens, T. S., Lin, Z., Plötz, P., Liu, C., Brokate, J. (2018), What drives the market for plug in electric vehicles? - A review of international PEV market diffusion models. Renewable and Sustainable Energy Reviews 93 (2018) 158–164.

Göhler, G., Schmaus, C., Klingler, A. L. (2019), Netzbelastungen und Netzdienstleistungen durch Elektrofahrzeuge. Universität Stuttgart. https://elib.uni-stuttgart.de/bitstream/11682/10624/3/2019_G%C3%B6hler_Netzbela...gen_durch%20Elektrofahrzeuge.pdf (30.10.2020).

Hardman, S., & Tal, G. (2021), Understanding discontinuance among California's electric vehicle owners. Nature Energy, 6(5), 538-545.

Hartmann, N., Eltrop, L., Bauer, N., Salzer, J., Schwarz, S., Schmidt, M. (2012), Stromspeicherpotentiale für Deutschland. Zentrum für Energieforschung Stuttgart. http://www.zfes.uni-stuttgart.de/deutsch/downloads/20120727_Final_Stromspeicherpotenziale_fuer_Deutschland-.pdf (30.10.2020).

Heilmann, E., Ißler, R., Hoffner, L., Wetzel, H., Fieseler, T. (2020), AP 6.6 - RegioFlexMarkt Nord-/Mittelehessen. RegioFlex- eine Handelsplattform für den Handel mit regionaler Flexibilitätsoptionen in zellulären Energiesystemen der Zukunft. https://csells.net/images/BilderArbeitspakete/Abschlussberichte-Arbeitspakete/66_ReFlex_Feldtestdoku_TLPwhite.pdf. (03.05.2021)

Heilmann, E., Klempp, N., Wetzel, H. (2020), Design of regional flexibility markets for electricity: A product classification framework for and application to German pilot projects. Utilities Policy (67) 1-14.

Hildebrandt, J. (2016), Bereitstellung von Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge unter Berücksichtigung idealtypischer Ladebedarfe - Eine institutionenökonomische Analyse. https://www.depositonce.tu-berlin.de/bitstream/11303/5466/2/hildebrandt_jonas.pdf (31.07.2021).

IKEM – Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität e.V. (2020), ENavi: Transformation des Stromsystems. Bereitstellung von Flexibilität in der Niederspannung- Status Quo, Wechselwirkungen und Ausblick. https://www.ikem.de/wp-content/uploads/2020/02/20200129_ENavi_14a_EnWG.pdf (29.04.2021).

INESS (2015), Intelligente Netzanbindung von Elektrofahrzeugen zur Erbringung von Systemdienstleistungen – INEES. https://www.erneuerbar-mobil.de/sites/default/files/2016-09/INEES_Abschlussbericht.pdf (30.10.2020).

INTELLAN (2016), INTELLAN - Intelligente Ladeinfrastruktur mit Netzintegration – Schlussbericht. https://www.erneuerbar-mobil.de/sites/default/files/2016-09/2016-01-14%20Schlussbericht_INTELLAN.pdf (30.10.2020).

Jahn, A., Langenheld, A., Lenck, T., Maier, U. (2020), Kommentierung: Spitzenlastglättung nach § 14a EnWG. https://static.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2018/Netzausbau_Elektromobilitaet/2020-02-24-Spitzenlastglaettung-Kritik_AVW_AEW_RAP.pdf (30.10.2020).

Jonuschat, H., Wölk, M., & Handke, V. (2012), Untersuchung zur Akzeptanz von Elektromobilität als Stellglied im Stromnetz. Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung (IZT)/BAUM Consult GmbH, Tech. Rep, 2. <https://www.baumgroup.de/fileadmin/interface/files/JBRDNWQEPH-6122014151223-LWVDTSDSPN.pdf> (20.07.2021).

Klempp, N., Heilmann, E., Köppl, S., Huber, J. (2020), Netz und Markt verbünden - Das C/sells- Flex-Plattform-Konzept und die drei prototypischen Umsetzungen. https://www.ffe.de/attachments/article/1010/2020-08-03%20FlexPlattformDoku_V0.9.pdf (30.10.2020).

Kraftfahrt-Bundesamt (2020), Bestandsüberblick am 01.01.2020. https://www.kba.de/DE/Statis-tik/Fahrzeuge/Bestand/Jahresbilanz/b_jahresbilanz_inhalt.html;jsessionid=62AFB85C2F417C03438C92F65350EC8B.live21303?nn=2598042 (30.10.2020).

Lehmann, N., Kraft, E., Duepmeier, C. Mauser, I., Förderer, K., Sauer, D. (2019), Definition von Flexibilität in einem zellulär geprägten Energiesystem. KIT - Karlsruher Institut für Technologie. In: Zukünftige Stromnetze 2019: 30./31. Januar 2019 in Berlin, 459-469, Conexio, Pforzheim.

Linnemann, M. & Nagel, C. (2020) Elektromobilität und die Rolle in der Energiewirtschaft. Wiesbaden, Springer Fachmedien Wiesbaden.

Linssen, J., Schulz, A., Mischinger, S., Maas, H., Günther, C., Weinmann, O., Abbasi, E., Bickert, S., Danzer, M., Hennings, W., Lindwedel, E., Marker, S., Schindler, V., Schmidt, A., Schmitz, P., Schott, B., Strunz, K., Waldowski, P. (2012), Netzintegration von Fahrzeugen mit elektrifizierten Antriebssystemen in bestehende und zukünftige Energieversorgungsstrukturen. Schriften des Forschungszentrums Jülich Reihe Energie & Umwelt / Energy & Environment Band / Volume 150.

Liu, L. (2017), Einfluss der privaten Elektrofahrzeuge auf Mittel- und Niederspannungsnetze. Technische Universität Darmstadt. https://tuprints.ulb.tu-darmstadt.de/7171/1/Liu_Diss_2018e.pdf (30.10.2020).

Loskill, H. (2015), Elektrofahrzeuge als Systemdienstleister? Herausforderung ihrer Integration in intelligente Netze. Deutsches Dialog Institut. https://www.digitale-technologien.de/DT/Redaktion/DE/Downloads/Publikation/IKT-EM/ikt2-ergebnisbericht-intelligente-netze.pdf?__blob=publicationFile&v=11 (30.10.2020).

LSV (2016), Verordnung über technische Mindestanforderungen an den sicheren und interoperablen Aufbau und Betrieb von öffentlich zugänglichen Ladepunkten für Elektromobile (Ladesäulenverordnung – LSV), Bundesministerium für Justiz und Verbraucherschutz.

Michaelis J., Helms, H., Noeren, D., Dallmer-Zerbe, K., Gnann, T., Haendel, M., Reihard, C., Marwitz, S. (2015), Energie und Umwelt. Elektromobilität in Baden-Württemberg im Jahr 2030 - Projektübergreifende Forschung im Schaufenster Elektromobilität Baden-Württemberg – Abschlussbericht. http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn_nbn_de_0011-n-3624401.pdf (30.10.2020).

Mühlendorff, J. (2010), Erneuerbare Elektromobilität. Renews Spezial Ausgabe 30/ April 2010, Agentur für Erneuerbare Energien.

Net4energy (2021), Charge Point Operator. <https://www.net4energy.com/wiki/charge-point-operator> (29.04.2021).

Nobis, C., Kuhnimhof, T., Follmer, R., Bäumer, M. (2019): Mobilität in Deutschland – Zeitreihenbericht 2002 – 2008 – 2017. Studie von infas, DLR, IVT und infas 360 im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur (FE-Nr. 70.904/15). Bonn, Berlin. www.mobilitaet-in-deutschland.de

Nobis, P. R. R. (2015), Entwicklung und Anwendung eines Modells zur Analyse der Netzstabilität in Wohngebieten mit Elektrofahrzeugen, Hausspeichersystemen und PV-Anlagen. Technische Universität München. <https://mediatum.ub.tum.de/doc/1276473/1276473.pdf> (30.10.2020).

Oberverwaltungsgericht Münster (2021), Oberverwaltungsgericht stoppt vorläufig Einbauverpflichtung für intelligente Messsysteme (Stromzähler). https://www.ovg.nrw.de/behoerde/presse/pressemitteilungen/18_210305/index.php?print=1 (03.05.2021).

RWTH Aachen, Technische Universität Dortmund, Westnetz, BTC, Venios, Offis, Projektträger Jülich (2018), Das proaktive Verteilnetz – Abschlussbericht. https://www.designet.de/fileadmin/downloads/Das_Proaktive_Verteilnetz_Abschlussbericht_final.pdf (30.10.2020).

Papendick, K., Brennecke, U., Marquez, J. S. S., & Deml, B. (2011), Nutzerverhalten beim Laden von Elektrofahrzeugen. *Forschung und Innovation*, 10. https://www.iaf-ag.ovgu.de/iniafag_media/Downloads/publikationen/Nutzerverhalten+beim+Laden+von+Elektrofahrzeugen-p-1180.pdf (31.07.2021).

Pineau, C. (1982), The psychological meaning of comfort. *International Review of Applied Psychology*, 31(2), 271–283.

Prognos AG (2020), Entwicklung der öffentlich zugänglichen Ladeinfrastruktur für die Elektromobilität sowie Vergleich der Ladetarife in Deutschland. <https://www.prognos.com/de/projekt/prognos-lade-report-2020> (29.04.2021).

Raabe, O., Weis, E., Ullmer, J (2013), Systemdienstleistungen und Elektromobilität im Verteilnetz – Rollen und Regulierung. In: Horbach, M. (Hrsg.), *INFORMATIK 2013 – Informatik angepasst an Mensch, Organisation und Umwelt*. Bonn: Gesellschaft für Informatik e.V., 1485-1499).

Raue Partnerschaft von Rechtsanwälten und Rechtanwältinnen mbB (2021), Ladeinfrastruktur: Kabinett beschließt Unbundling-Pflicht und Durchleitungs-anspruch. <https://raue.com/aktuell/branchen/energie-rohstoffe-und-klimaschutz/energie/ladeinfrastruktur-kabinett-beschliesst-unbundling-pflicht-und-durchleitungsanspruch/> (29.04.2021).

Reinke, J. (2014), Bereitstellung öffentlicher Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge - Eine institutio-nenökonomische Analyse. https://www.depositonce.tu-berlin.de/bitstream/11303/4462/1/reinke_justus.pdf (31.07.2021).

Richter M. & Steiner L. (2011), Begleitforschungs-Studie Elektromobilität: Potentialermittlung der Rückspeisefähigkeit von Elektrofahrzeugen und der sich daraus ergebenden Vorteile. Technische Universität Darmstadt. <https://www.baumgroup.de/fileadmin/interface/files/XNTFCUYFUV-110201413557-IPJDTOWQKM.pdf> (30.10.2020).

Schleicher, Tatjana (2020), Die Umsetzung des § 14a EnWG zwischen Markt und Regulierung im neuen Strommarktdesign. Berlin: Peter Lang (Veröffentlichungen des Instituts für Energie- und Regulierungsrecht Berlin, Band 68).

Schill, W. P., Niemeyer, M., Zerrahn, A., Diekmann, J. (2016), Bereitstellung von Regelleistung durch Elektrofahrzeuge: Modellrechnungen für Deutschland im Jahr 2035. *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 40 (2), S. 73–87.

Schuller, A. & Rieger F. (2013), Assessing the Economic Potential of Electric Vehicles to Provide Ancillary Services: The Case of Germany. Zeitschrift für Energiewirtschaft 37 (3), S. 177–194.

Simon, R., Hanke, B., Walter, J., Noll, F., Grote, L., Marx, P., Conrad, M. (2014), Elektrofahrzeuge in lokalen regenerativen Energienetzen. https://www.stoffstrom.org/fileadmin/userdaten/dokumente/Netzwerk_Elektromobilitaet/7a_Elektrofahrzeuge_in_lokalen_reg._Energienetzen_Netzwerk_EMobilitaet_RLP.pdf (30.10.2020).

SINTEG (2018), SINTEG - Schaufenster intelligente Energie. https://www.sinteg.de/fileadmin/media/Publikationen/SINTEG-Broschuere_2018.pdf (30.10.2020).

Sternér, M., Eckert, F., Thema, M., Bauer, F. (2015), Der positive Beitrag dezentraler Batteriespeicher für eine stabile Stromversorgung. Forschungsstelle Energienetze und Energiespeicher (FENES) OTH Regensburg, Kurzstudie im Auftrag von BEE e.V. und Hannover Messe, Regensburg / Berlin / Hannover.

Tomic, J. & Kempton, W. (2007), Using fleets of electric-drive vehicles for grid support. Journal of Power Sources 168 (2007) 459-468.

TÜV Rheinland & Institut für Innovation und Technik (iit) in der VDI/VDE (2020), Gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen über Preisanreize – Anwendungsbeispiele und Handlungsbedarf – Kurzstudie. <https://vdivde-it.de/sites/default/files/document/gesteuertes-laden-von-elektrofahrzeugen.pdf> (31.07.2021).

UBA (2020), Erneuerbare Energien in Zahlen. Umweltbundesamt. <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen#uberblick> (14.10.2020).

Uhlig, R., Klöker, P., Friedrich, W. (2016), NEMo – Netzintegration von Elektromobilität und regenerativen Einspeisern mithilfe einer intelligenten Ortsnetzstation. https://www.erneuerbar-mobil.de/sites/default/files/2016-09/2016-06-27_Abschlussbericht_NEMo_final.pdf (30.10.2020).

Uhlig, R. (2017), Nutzung der Ladeflexibilität zur optimalen Systemintegration von Elektrofahrzeugen. Bergische Universität Wuppertal. <http://elpub.bib.uni-wuppertal.de/edocs/dokumente/fbe/elektrotechnik/diss2017/uhlig/de1704.pdf> (30.10.2020).

VDE (2019): Netzintegration Elektromobilität. Leitfaden für eine flächendeckende Verbreitung von E-Fahrzeugen. <https://www.vde.com/resource/blob/1896384/8dc2a98adff3baa259dbe98ec2800bd4/fnn-hinweis--netzintegration-e-mobilitaet-data.pdf> (29.04.2021).

Verband der Automobilindustrie e.V. (VDA) (2021), Stellungnahme. Entwurf eines Gesetzes zur zügigen und sicheren Integration steuerbarer Verbrauchseinrichtungen in die Verteilernetze und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften vom 22. Dezember 2020.

Verband kommunaler Unternehmen e.V. (vku) (2021), Stellungnahme zum Entwurf eines Gesetzes zur zügigen und sicheren Integration steuerbarer Verbrauchseinrichtungen in die Verteilernetze und zur

Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften vom 22.12.2020 (Steuerbare-Verbrauchseinrichtungen-Gesetz – SteuVerG). https://www.vku.de/fileadmin/user_upload/Verbandsseite/Sparten/Energiewirtschaft/Strom/210115_VKU-SN_SteuVerG_final.pdf (29.04.2021).

Verbraucherzentrale Bundesverband e.V. (VzBv) (2021) Geplante Entgelte für Wärmepumpen und E-Mobilität nicht verbraucherfreundlich. Stellungnahme des Verbraucherzentrale Bundesverbands zum Referentenentwurf des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie zum Gesetz zur zügigen und sicheren Integration steuerbarer Verbrauchseinrichtungen in die Verteilernetze und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften (Steuerbare-Verbrauchseinrichtungen-Gesetz – SteuVerG). <https://www.vzbv.de/pressemitteilungen/netzentgelte-flexibel-gestalten> (29.04.2021).

Vielen, T. (2013), Die Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge – Legitimation und Umsetzungsmöglichkeiten einer öffentlichen Förderung. In: Aktuelle wettbewerbs- und infrastrukturpolitische Aspekte der Verkehrswirtschaft, Hartwig, K. H. (Hrsg.) Baden-Baden, Nomos.

Weber, J. (2020), Bewegende Zeiten: Mobilität der Zukunft. Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH.

Zeiselmair, A., Bogensperger, A., Köppl, S., Wohlschlager, D., Müller, M. (2018), Altdorfer Flexmarkt (ALF) - Konzeptbeschreibung, Zielsetzung, Funktionsweise und Prozesse des Altdorfer Flexmarkts. Forschungstelle für Energiewirtschaft e.V. https://www.ffe.de/attachments/article/852/Konzeptpapier_Altdorfer_Flexmarkt.pdf (30.10.2020).

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Klassendiagramm der Simulationsumgebung	7
Abbildung 2: Parkplatzansicht	9
Abbildung 3: Ansicht der Gesamt-Ladeenergie	10
Abbildung 4: Fahrzeug Parameteransicht	10
Abbildung 5: Kartenansicht mit Fahrzeugpositionen	11
Abbildung 6: Tages km-Fahrleistungen (links) und Mittelwerte der Tageskilometer-Fahrleistungen (rechts)	12
Abbildung 7: Vergleich der Verteilungen (Bereich niedriger km-Fahrleistungen gezoomt)	13
Abbildung 8: Vergleich der Ladeenergien aus Simulation und realen Daten	14
Abbildung 9: Karte der Regierungsbezirke in Hessen (HMWEVW, 2021)	15
Abbildung 10: Übersicht der Ladesäuleninfrastruktur Hessen (HMWEVW, 2021)	16
Abbildung 11: Verteilung der Startzeiten der Fahrten	19
Abbildung 12: Zuordnung der Kilometerfahrleistungen	20
Abbildung 13: Sortierte Anzahl der durchgeführten Ladungen im Simulationszeitraum	20
Abbildung 14: Ergebnisse des Simulationsdurchlaufs für den RB Kassel	21
Abbildung 15: Ergebnisse des Simulationsdurchlaufs für den RB Gießen	22
Abbildung 16: Ergebnisse des Simulationsdurchlaufs für den RB Darmstadt	23
Abbildung 17: Simulationsdurchläufe mit unterschiedlichen Chargern für den RB Kassel	24
Abbildung 18: Simulationsdurchläufe mit unterschiedlichen Chargern für den RB Gießen	24
Abbildung 19: Simulationsdurchläufe mit unterschiedlichen Chargern für den RB Darmstadt	25
Abbildung 20: Durchschnittliche Auslastung der Parkhäuser pro Stunde (UAS, 2019)	30
Abbildung 21: Wahrscheinlichkeitsverteilung der Ladedauer an einem Autobahn-Rastplatz (Reitmair, 2018)	31
Abbildung 22: Parametereinstellung mit Hilfe der Benutzeroberfläche der E-LAB Simulationsumgebung	32
Abbildung 23: Parametereinstellung für das Szenario Firmengelände	34
Abbildung 24: Eingangsparameter der Simulation des Szenarios Einkaufszentrum mit 50 Personen über 6 Tage (Parametrisierung 1.1)	37
Abbildung 25: Eingangsparameter der Simulation des Szenarios Einkaufszentrum mit 100 Personen über 6 Tage (Parametrisierung 1.2)	38
Abbildung 26: Eingangsparameter der Simulation des Szenarios Einkaufszentrum mit 200 Personen über 6 Tage (Parametrisierung 1.3)	39
Abbildung 27: Eingangsparameter der Simulation des Szenarios Einkaufszentrum mit 300 Personen über 6 Tage (Parametrisierung 2.1)	40
Abbildung 28: Eingangsparameter der Simulation des Szenarios Einkaufszentrum mit 300 Personen über 6 Tage (Parametrisierung 2.2)	41
Abbildung 29: Eingangsparameter der Simulation des Szenarios Autobahn-Rastplatz mit 350 Personen über 7 Tage (Parametrisierung 1)	42

Abbildung 30: Eingangsparameter der Simulation des Szenarios Autobahn-Rastplatz mit 350 Personen über 7 Tage (Parametrisierung 4.1)	43
Abbildung 31: Eingangsparameter der Simulation des Szenarios Autobahn-Rastplatz mit 700 Personen über 7 Tage (Parametrisierung 4.2)	44
Abbildung 32: Ladeenergiedurchsatz verschiedener Lademanagements auf einem Firmengelände über sieben Tage.....	46
Abbildung 33: Ladeenergiedurchsatz von 50 Personen (300 Ladungen) für verschiedene Lademanagements auf einem Parkplatz eines Einkaufszentrums (Parametrisierung 1.1).....	49
Abbildung 34: Ladeenergiedurchsatz von 100 Personen (600 Ladungen) für verschiedene Lademanagements auf einem Parkplatz eines Einkaufszentrums (Parametrisierung 1.2).....	51
Abbildung 35: Ladeenergiedurchsatz von 200 Personen (1200 Ladungen) für verschiedene Lademanagements auf einem Parkplatz eines Einkaufszentrums (Parametrisierung 1.3).....	53
Abbildung 36: Ladeenergiedurchsatz von 300 Personen (300 Ladungen) für verschiedene Lademanagements auf einem Parkplatz eines Einkaufszentrums (Parametrisierung 2.1).....	55
Abbildung 37: Ladeenergiedurchsatz von 600 Personen (600 Ladungen) für verschiedene Lademanagements auf einem Parkplatz eines Einkaufszentrums (Parametrisierung 2.2).....	58
Abbildung 38: Ladeenergiedurchsatz von 350 Personen (350 Ladungen) für verschiedene Lademanagements auf einem Autobahn-Rastplatz mit 6x1 Ladestationen	61
Abbildung 39: Ladeenergiedurchsatz von 350 Personen (350 Ladungen) für verschiedene Lademanagements auf einem Autobahn-Rastplatz mit 3x2 Ladestationen	63
Abbildung 40: Ladeenergiedurchsatz von 700 Personen (700 Ladungen) für verschiedene Lademanagements auf einem Autobahn-Rastplatz mit 6x2 Ladestationen	65
Abbildung 41 Konkretisierung des Ampelkonzepts im Verteilungsnetz (BDEW 2017a)	74
Abbildung 42 Literaturauswertung nach Jahr	75
Abbildung 43 Literaturauswertung nach Literaturart.....	76
Abbildung 44 Überblick über inhaltliche Aspekte der gebildeten Cluster	77
Abbildung 45 Literaturauswertung nach Clustern.....	80
Abbildung 46 Literaturauswertung nach Literaturarten in den Clustern	81
Abbildung 47 Zeitstrahl Metastudien.....	82
Abbildung 48 Rollenbeziehungen	104
Abbildung 49: Veränderung der Ladekurve in Abhängigkeit von der E-Fahrzeugdurchdringung	123
Abbildung 1.1: Darstellung der wichtigen Fragen für die bedarfsgerechte Ladungssteuerung	129
Abbildung 2.1: Beispiel wiederholende Symbole	132
Abbildung 2.2: Beispiel: Erstellen eines neuen Zeitsymbols.....	139
Abbildung 3.1: Kostenmatrix und Prädiktion	146
Abbildung 3.2: Mehrere Prädiktionen	147
Abbildung 3.3: Fundstellen mit niedrigerer Auftrittswahrscheinlichkeit	148
Abbildung 4.1: Beispiel auffüllen der Kostenmatrix.....	150
Abbildung 4.2: Die Kostenmatrix.....	150
Abbildung 4.3: Grid-Search über die Strafkostenmatrix als Eingangsparameter.....	151
Abbildung 4.4: Ein Diagramm der Voraussagegenauigkeiten über verschiedene Parameter ¹	152

Abbildung 4.5: Verschiedene Voraussagegenauigkeiten und die resultierenden Gebiete ¹	152
Abbildung 4.6: Optimierung der Suchgebiete mit verschiedenen Verfahren im Vergleich ¹	153
Abbildung 4.7: Strafkostenmatrix mit unterschiedlichen Missmatchkosten ¹	154

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Kennzahlen Bevölkerung Hessen (City Population, 2021)	17
Tabelle 2: Kennzahlen Ladeinfrastruktur Deutschland	17
Tabelle 3: Urbanisierungsgrade der Regierungsbezirke in Hessen	18
Tabelle 4: Übersicht aller durchgeföhrten Simulationen	33
Tabelle 5: Ausgangsparameter für das Szenario Firmengelände mit dem RS-LM	34
Tabelle 6: Ausgangsparameter für das Szenario Firmengelände mit dem SOC-LM	35
Tabelle 7: Ausgangsparameter für das Szenario Firmengelände mit dem perSOC-LM	35
Tabelle 8: Ausgangsparameter für das Szenario Firmengelände mit dem SOC_ext-LM	36
Tabelle 9: Gesamtladeenergie der verschiedenen Lademanagements auf einem Firmengelände	47
Tabelle 10: Durchschnittliche Ladedauern der Lademanagements auf einen Batterieladestatus von 100 Prozent auf einem Firmengelände	47
Tabelle 11: Mittelwerte des Auswertungskriteriums Zufriedenheit für ein Firmengelände	48
Tabelle 12: Gesamtladeenergie der verschiedenen Lademanagements für 50 Personen (300 Ladungen) auf einem Parkplatz eines Einkaufszentrums (Parametrisierung 1.1)	49
Tabelle 13: Durchschnittliche Ladedauern der Lademanagements auf einen Batterieladestatus von 100 Prozent bei 50 Personen (300 Ladungen) auf einem Einkaufszentrums-parkplatz (Parametrisierung 1.1)	50
Tabelle 14: Mittelwerte des Auswertungskriteriums Zufriedenheit für 50 Personen (300 Ladungen) auf einem Einkaufszentrums-parkplatz (Parametrisierung 1.1)	50
Tabelle 15: Gesamtladeenergie der verschiedenen Lademanagements für 100 Personen (600 Ladungen) auf einem Parkplatz eines Einkaufszentrums (Parametrisierung 1.2)	51
Tabelle 16: Durchschnittliche Ladedauern der Lademanagements auf einen Batterieladestatus von 100 Prozent bei 100 Personen (600 Ladungen) auf einem Einkaufszentrums-parkplatz (Parametrisierung 1.2)	52
Tabelle 17: Mittelwerte des Auswertungskriteriums Zufriedenheit für 100 Personen (600 Ladungen) auf einem Einkaufszentrums-parkplatz (Parametrisierung 1.2)	52
Tabelle 18: Gesamtladeenergie der verschiedenen Lademanagements für 200 Personen (1200 Ladungen) auf einem Parkplatz eines Einkaufszentrums (Parametrisierung 1.3)	53
Tabelle 19: Durchschnittliche Ladedauern der Lademanagements auf einen Batterieladestatus von 100 Prozent bei 200 Personen (1200 Ladungen) auf einem Einkaufszentrums-parkplatz (Parametrisierung 1.3)	54
Tabelle 20: Mittelwerte des Auswertungskriteriums Zufriedenheit für 200 Personen (1200 Ladungen) auf einem Einkaufszentrums-parkplatz (Parametrisierung 1.3)	54

Tabelle 21: Gesamtladeenergie der verschiedenen Lademanagements für 300 Personen (300 Ladungen) auf einem Parkplatz eines Einkaufszentrums (Parametrisierung 2.1).....	56
Tabelle 22: Durchschnittliche Ladedauern der Lademanagements auf einen Batterieladestatus von 100 Prozent bei 300 Personen (300 Ladungen) auf einem Einkaufszentrumssparkplatz (Parametrisierung 2.1)	56
Tabelle 23: Mittelwerte des Auswertungskriteriums Zufriedenheit für 300 Personen (300 Ladungen) auf einem Einkaufszentrumssparkplatz (Parametrisierung 2.1)	57
Tabelle 24: Gesamtladeenergie der verschiedenen Lademanagements für 600 Personen (600 Ladungen) auf einem Parkplatz eines Einkaufszentrums (Parametrisierung 2.2).....	58
Tabelle 25: Durchschnittliche Ladedauern der Lademanagements auf einen Batterieladestatus von 100 Prozent bei 600 Personen (600 Ladungen) auf einem Einkaufszentrumssparkplatz (Parametrisierung 2.2)	59
Tabelle 26: Mittelwerte des Auswertungskriteriums Zufriedenheit für 600 Personen (600 Ladungen) auf einem Einkaufszentrumssparkplatz (Parametrisierung 2.2)	59
Tabelle 27: Gesamtladeenergie der verschiedenen Lademanagements für 350 Personen (350 Ladungen) auf einem Autobahn-Rastplatz mit 6x1 Ladestationen	61
Tabelle 28: Durchschnittliche Ladedauern der Lademanagements auf einen Batterieladestatus von 80 Prozent bei 350 Personen (350 Ladungen) auf einem Autobahn-Rastplatz mit 6x1 Ladestationen.....	62
Tabelle 29: Mittelwerte des Auswertungskriteriums Zufriedenheit für 350 Personen (350 Ladungen) auf einem Autobahn-Rastplatz mit 6x1 Ladestationen.....	62
Tabelle 30: Gesamtladeenergie der verschiedenen Lademanagements für 350 Personen (350 Ladungen) auf einem Autobahn-Rastplatz mit 3x2 Ladestationen	63
Tabelle 31: Durchschnittliche Ladedauern der Lademanagements auf einen Batterieladestatus von 80 Prozent bei 350 Personen (350 Ladungen) auf einem Autobahn-Rastplatz mit 3x2 Ladestationen.....	64
Tabelle 32: Mittelwerte des Auswertungskriteriums Zufriedenheit für 350 Personen (350 Ladungen) auf einem Autobahn-Rastplatz mit 3x2 Ladestationen.....	64
Tabelle 33: Gesamtladeenergie der verschiedenen Lademanagements für 700 Personen (700 Ladungen) auf einem Autobahn-Rastplatz mit 6x2 Ladestationen	66
Tabelle 34: Durchschnittliche Ladedauern der Lademanagements auf einen Batterieladestatus von 80 Prozent bei 700 Personen (700 Ladungen) auf einem Autobahn-Rastplatz mit 6x2 Ladestationen.....	66
Tabelle 35: Werte des Auswertungskriteriums Zufriedenheit für 700 Personen (700 Ladungen) auf einem Auto-bahn-Rastplatz mit 6x2 Ladestationen	66
Tabelle 36: Kapitelzuordnung gemäß der Projektstruktur	71
Tabelle 37: Netzbelastungen und Netzdienstleistungen durch Elektrofahrzeuge - Metastudie (Göhler et al. 2019)	83
Tabelle 38: Metastudie Forschungsüberblick Netzintegration Elektromobilität (FGH 2018)	84
Tabelle 39: What drives the market for plug-in electric vehicles? - A review of international PEV market diffusion models (Gnann et al. 2018).....	85
Tabelle 40: Dienstleistungen als Erfolgsfaktor für Elektromobilität (Fraunhofer IOA 2017)	86
Tabelle 41: Model-based assessment of demand-response measures—A comprehensive literature review (Boßmann & Eser 2016)	87

Tabelle 42: Metastudie Stomspeicher (Fraunhofer Umsicht & IWES 2014)	88
Tabelle 43: Erneuerbar mobil - Marktfähige Lösungen für eine klimafreundliche Elektromobilität (BMU 2013).....	90
Tabelle 44: Netzflexstudie - Optimierter Einsatz von Speichern für Netz- und Marktanwendungen in der Stromversorgung (Dena 2017)	93
Tabelle 45: Anreizsysteme für die Bereitstellung netzdienlicher Flexibilität durch E-Mobilität.....	97
Tabelle 46: Ergebnisse des Vergleichs zwischen einem öffentlichen Verteilnetzbetreiber und privaten Liegenschaftsbetreiber.....	107
Tabelle 47: Gegenüberstellung der unterschiedlichen Standpunkte	115
Tabelle 48: Wesentliche Annahmen des Simulationsmodells.....	120
Tabelle 49: Anzahl der E-Fahrzeuge (E-Fahrzeuge pro Ladepunkt) pro Szenario und Gruppe.....	122
Tabelle 50: Flexibilitätsanforderungen und ihre Ausprägungen	122
Tabelle 51: Wartezeit (in min) pro Fahrzeug pro Tag	124
Tabelle 2.1: Voraussagegenauigkeit Wiederholte Symbole	136
Tabelle 2.2: Voraussagegenauigkeit Wiederholte Symbole 1h mit Vorhersagehorizont	136
Tabelle 2.3: Voraussagegenauigkeit Wiederholte Symbole 2h mit Vorhersagehorizont	137
Tabelle 2.4: Quartilsbereich für jede Versuchsreihe (24h Limit).....	140
Tabelle 2.5: Quartilsbereich für jede Versuchsreihe (kein Limit)	140
Tabelle 2.6: Durchschnittlicher Verbrauch je Versuchsreihe	141
Tabelle 2.7: Zeitsymbolanalyse Vorhersagegenauigkeiten.....	142
Tabelle 2.8: Verbrauch Vorhersagegenauigkeiten.....	143

Anhang

Autor	Jahr	Titel	Literaturart	Cluster				
				E	F	S	R	P
Agora Energiewende	2017	Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetzen	Studie		X			
Agora Energiewende	2017	Neue Preismodelle für Energie – Grundlagen einer Reform der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen auf Strom und fossile Energieträger	Studie				X	
Agora Energiewende	2014	Netzentgelte in Deutschland – Herausforderungen und Handlungsoptionen	Studie				X	
Agora Energiewende	2014	Stromspeicher in der Energiewende	Studie		X			
Agora Verkehrswende	2019	Verteilnetzausbau für die Energiewende - Elektromobilität im Fokus	Studie	X		X	X	
Agsten	2012	Einfluss gesteuerten Ladens von Elektrofahrzeugen auf die Netzbetriebsführung bei volatiler Windeinspeisung	Dissertation			X		
Agsten et al.	2011	Lastmanagementpotential Elektrofahrzeuge	wissenschaftliche Paper			X		
Andersson et al.	2010	Plug-in hybrid electric vehicles as regulating power providers: Case studies of Sweden and Germany	wissenschaftliche Paper				X	
BDEW - Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.	2018	Diskussionspapier Elektromobilität als Anwendungsfall des Ampelkonzepts im Verteilnetz	Studie			X	X	X
BDEW - Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.	2017	Positionspapier Ausgestaltung des § 14a EnWG	Branchenliteratur				X	
BDEW - Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.	2017	Konkretisierung des Ampelkonzepts im Verteilungsnetz	Branchenliteratur		X			
BDEW - Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.	2013	BDEW-Roadmap Realistische Schritte zur Umsetzung von Smart Grids in Deutschland	Studie				X	

E = Elektromobilität und Ladeinfrastruktur, F = Flexibilität im Energiesystem, S = Systemauswirkungen durch Netzintegration von Elektrofahrzeugen, R = Rechtliche, regulatorische und wirtschaftliche Aspekte, A = Ausgestaltung der Prozesse

Autor	Jahr	Titel	Literaturart	Cluster				
				E	F	S	R	P
BDEW - Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.	2013	Positionspapier Netzanforderungen an Schnellladeinfrastruktur und Netzverträglichkeit	Branchenliteratur	X				
BDL - Bidirektionales Ladenmanagement	2019	Bidirektionales Laden: Von der Last zur Lösung!	Projekt			X		
Blasius	2016	Ein Beitrag zur Netzintegration von Elektrofahrzeugen als steuerbare Lasten und mobile Speicher durch einen Aggregator	Dissertation			X		
BMU - Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit	2013	Erneuerbar mobil - Marktfähige Lösungen für eine klimafreundliche Elektromobilität	Metastudie	X		X		
BMWI - Bundesministerium für Wirtschaft und Energie	2018	Gutachten Digitalisierung der Energiewende Topthema 2: Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung	Studie		X		X	
BMWI - Bundesministerium für Wirtschaft und Energie	2014	Smart Energy made in Germany	Projekt		X			
bne Bundesverband Neue Energiewirtschaft	2016	Positionspapier Flexibilitätsverordnung	Branchenliteratur				X	
BNetzA - Bundesnetzagentur	2017	Flexibilität im Stromversorgungssystem – Bestandsaufnahme, Hemmnisse und Ansätze zur verbesserten Erschließung von Flexibilität	Studie		X		X	
BNetzA - Bundesnetzagentur	2015	Bericht Netzentgeltsystematik Elektrizität	Studie				X	
BNetzA - Bundesnetzagentur	2011	Smart Grid und Smart Market	Studie		X			
Boßmann & Eser	2016	Model-based assessment of demand-response measures—A comprehensive literature review	Metastudie		X	X	X	X
Büchner et al.	2016	Mehr Flexibilität in der Ausgestaltung der Stromnetzentgelte	Branchenliteratur				X	

E = Elektromobilität und Ladeinfrastruktur, F = Flexibilität im Energiesystem, S = Systemauswirkungen durch Netzintegration von Elektrofahrzeugen, R = Rechtliche, regulatorische und wirtschaftliche Aspekte, A = Ausgestaltung der Prozesse

Autor	Jahr	Titel	Literaturart	Cluster				
				E	F	S	R	P
City 2.e	2014	Gemeinsamer Abschlussbericht zum Projektvorhaben City2.e	Projekt	X				X
consentec, dena	2019	Regulatorischer Handlungsbedarf zur Erschließung und Nutzung netzdienlicher Flexibilität	Studie		X		X	
Dallinger et al.	2010	Vehicle-to-Grid Regulation Reserves Based on a Dynamic Simulation of Mobility Behavior	wissenschaftliche Paper			X	X	
RWTH Aachen et al. 2018	2018	Das proaktive Verteilnetz - Abschlussbericht	Projekt		X			
DEFINE	2015	Synthesebericht - DEFINE - Development of an Evaluation Framework for the Introduction of Electromobility	Projekt	X		X		
dena - Deutsche Energie-Agentur	2019	dena Positionspapier Netzdienlicher Einsatz von Flexibilitäten	Branchenliteratur		X		X	
dena - Deutsche Energie-Agentur	2017	dena-Netzflexstudie Optimierter Einsatz von Speichern für Netz- und Marktawendungen in der Stromversorgung	Studie	X	X	X	X	
dena - Deutsche Energie-Agentur	2018	Impulse zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik	Studie				X	
dena - Deutsche Energie-Agentur	2017	dena-Positionspapier Elektromobilität in der digitalen Energiewelt	Studie	X				
dena - Deutsche Energie-Agentur	2014	Einführung von Smart Meter in Deutschland	Studie		X			
Dharmakeerthi et al.	2014	Impact of electric vehicle fast charging on power system voltage stability	wissenschaftliche Paper	X				

E = Elektromobilität und Ladeinfrastruktur, F = Flexibilität im Energiesystem, S = Systemauswirkungen durch Netzintegration von Elektrofahrzeugen, R = Rechtliche, regulatorische und wirtschaftliche Aspekte, A = Ausgestaltung der Prozesse

Autor	Jahr	Titel	Literaturart	Cluster				
				E	F	S	R	P
Ebert et al.	2012	Integration von Elektromobilen in das Smart Grid – Intelligente Beladung von Elektrofahrzeugen	Branchenliteratur	X		X		
E-Bridge Consulting	2020	Zeitvariable Netztarife und intelligentes Energiemanagement für flexible Netzkunden	Studie		X	X	X	
ecnercity contracting et al.	2016	Demand Response - Das Auto als aktiver Speicher und virtuelles Kraftwerk	Projekt	X		X		
econnect Germany	2015	„Stadtwerke machen Deutschland elektromobil – von Aachen bis Leipzig, vom Allgäu nach Sylt“ „Stadtwerke machen Deutschland elektromobil – von Aachen bis Leipzig, vom Allgäu nach Sylt“	Projekt					X
emobilität vorleben	2016	Schaufenster Elektromobilität Niedersachsen, TeilProjekt13.1 "e-Mobilität vorleben" Gemeinsamer Abschlussbericht	Projekt	X				
Energie Impuls OWL e.V.	2011	Elektromobilität und Erneuerbare Energien – eine Betrachtung aus ökonomischer und rechtlicher Sicht	Branchenliteratur	X		X	X	
FfE - Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.	2014	Sun2Car@GAP Endbericht	Projekt			X		X
FfE - Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.	2011	eFlott Wissenschaftliche Analysen zur Elektromobilität	Projekt	X		X		
FfE - Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.	2007	Elektrostraßenfahrzeuge - Elektrizitätswirtschaftliche Einbindung von Elektrostraßenfahrzeugen	Studie	X		X		

E = Elektromobilität und Ladeinfrastruktur, F = Flexibilität im Energiesystem, S = Systemauswirkungen durch Netzintegration von Elektrofahrzeugen, R = Rechtliche, regulatorische und wirtschaftliche Aspekte, A = Ausgestaltung der Prozesse

Autor	Jahr	Titel	Literaturart	Cluster				
				E	F	S	R	P
FGH - Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft	2018	Metastudie Forschungsüberblick Netzintegration Elektromobilität	Metastudie	X		X	X	
Fraunhofer IOA	2017	Dienstleistungen als Erfolgsfaktor für Elektromobilität	Metastudie	X				
Fraunhofer UMSICHT & I-WES	2014	Abschlussbericht Metastudie Energiespeicher	Metastudie		X		X	
Friedl et al.	2018	Blackout. E-Mobilität setzt Netzbetreiber unter Druck.	Branchenliteratur			X		
Fuchs et al.	2012	Technologischer Überblick zur Speicherung von Elektrizität	Studie		X			
Gesteuertes Laden V3.0	2013	Gemeinsamer Abschlussbericht - Untersuchung Potentiale gesteuertes Laden unter Nutzung der vollen Kommunikationsmöglichkeiten zwischen Ladeinfrastruktur und Fahrzeug: Gesteuertes Laden V3.0	Projekt			X		
Gnann et al.	2018	What drives the market for plug-in electric vehicles? - A review of international PEV market diffusion models	Metastudie	X				
Gnann	2015	Market Diffusion of Plug-in Electric Vehicles and their Charging Infrastructure	Dissertation	X				
Göhler & Effing	2017	Technical Data Analysis and Power Grid Effects of Fast Charging Processes of Electric Vehicles.	wissenschaftliche Paper	X				X
Göhler & Effing	2017	Technical Data Analysis and Power Grid Effects of Fast Charging Processes of Electric Vehicles.	wissenschaftliche Paper	X				X

E = Elektromobilität und Ladeinfrastruktur, F = Flexibilität im Energiesystem, S = Systemauswirkungen durch Netzintegration von Elektrofahrzeugen, R = Rechtliche, regulatorische und wirtschaftliche Aspekte, A = Ausgestaltung der Prozesse

Autor	Jahr	Titel	Literaturart	Cluster				
				E	F	S	R	P
Göhler et al.	2019	Netzbelastungen und Netz-dienstleistungen durch Elektromobilität	Metastudie	X	X	X	X	X
Göhler et al.	2019	Load Profile Generator for Electric Vehicle Home Charging	wissenschaftliche Paper	X				
Matrose et al.	2012	Impact of Different Electric Vehicle Charging Strategies onto Required Distribution Grid Reinforcement	Projekt			X		
Hable et al.	2010	Requirements on electrical power infrastructure by Electric Vehicles.	wissenschaftliche Paper	X				
Hartmann et al.	2012	Stromspeicherpotentiale für Deutschland	Studie		X			
Heilmann et al.	2020	Market design of regional flexibility markets: A classification metric for flexibility products and its application to German prototypical flexibility markets	wissenschaftliche Paper		X			
Hildermeier et al.	2019	Elektrofahrzeuge, Ladeinfrastruktur und das Stromsystem in Kalifornien	Studie			X	X	
Hu et al.	2016	Electric vehicle fleet management in smart grids: a review of services, optimization and control aspects	wissenschaftliche Paper		X			X
INEES	2015	Intelligente Netzanbindung von Elektrofahrzeugen zur Erbringung von Systemdienstleistungen – INEES	Projekt			X		
INTELLAN	2016	INTELLAN - Intelligente Ladeinfrastruktur mit Netzintegration - Schlussbericht	Projekt			X		X

E = Elektromobilität und Ladeinfrastruktur, F = Flexibilität im Energiesystem, S = Systemauswirkungen durch Netzintegration von Elektrofahrzeugen, R = Rechtliche, regulatorische und wirtschaftliche Aspekte, A = Ausgestaltung der Prozesse

Autor	Jahr	Titel	Literaturart	Cluster				
				E	F	S	R	P
Jahn et al.	2020	Kommentierung: Spitzenlastglättung nach § 14a EnWG	Branchenliteratur				X	
Järgstorf & Wickert	2013	Offer of secondary reserve with a pool of electric vehicles on the German market	wissenschaftliche Paper			X	X	
Kanton Aargau	2019	Eigenverbrauchsoptimierung	Branchenliteratur			X		
Klempp et al.	2020	Netz und Markt verbünden - Das C/sells-FlexPlattform-Konzept und die drei prototypischen Umsetzungen	Projekt		X		X	X
Kriener & Simons	2017	Report Driving the Energy Transition: Wie Elektromobilität die Energiewende unterstützen kann	Branchenliteratur			X		
Lehmann et al.	2019	Definition von Flexibilität in einem zellulär geprägten Energiesystem	wissenschaftliche Paper		X			
Linssen et al.	2012	Netzintegration von Elektrofahrzeugen und deren Auswirkungen auf die Energieversorgung	Projekt	X		X		
Liu	2017	Einfluss der privaten Elektrofahrzeuge auf Mittel- und Niederspannungsnetze	Dissertation			X		
Lopes et al.	2009	Identifying Management Procedures to Deal with Connection of Electric Vehicles in the Grid	wissenschaftliche Paper			X		
Loskill, H.	2015	Elektrofahrzeuge als Systemdienstleister? Herausforderungen ihrer Integration in intelligente Netze	Studie			X	X	
Michaelis et al.	2015	Energie und Umwelt. Elektromobilität in Baden-Württemberg im Jahr 2030 - Projektübergreifende Forschung im Schaufenster Elektromobilität Baden-Württemberg - Abschlussbericht	Projekt	X		X		

E = Elektromobilität und Ladeinfrastruktur, F = Flexibilität im Energiesystem, S = Systemauswirkungen durch Netzintegration von Elektrofahrzeugen, R = Rechtliche, regulatorische und wirtschaftliche Aspekte, A = Ausgestaltung der Prozesse

Autor	Jahr	Titel	Literaturart	Cluster				
				E	F	S	R	P
Mönning et al.	2018	Elektromobilität 2035	Studie	X				
Mühlendorff	2010	Erneuerbare Elektromobilität	Studie			X		
Mültin	2014	Das Elektrofahrzeug als flexibler Verbraucher und Energiespeicher im Smart Home	Dissertation	X				X
Nationale Plattform Elektromobilität	2015	Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge in Deutschland - Statusbericht und Handlungsempfehlungen 2015	Studie	X				
Nationale Plattform Elektromobilität	2018	Fortschrittsbericht 2018 – Markthochlaufphase	Studie	X				
Nobis	2015	Entwicklung und Anwendung eines Modells zur Analyse der Netzstabilität in Wohngebieten mit Elektrofahrzeugen, Hausspeichersystemen und PV-Anlagen	Dissertation			X		
Paetz et al.	2012	Demand Side Management mit Elektrofahrzeugen – Ausgestaltungsmöglichkeiten und Kundenakzeptanz	wissenschaftliche Paper	X				
Pollok et al.	2009	Technical assessment of dispersed electric vehicles in medium voltage distribution networks	wissenschaftliche Paper			X		
Pollok et al.	2010	Flottenversuch Elektromobilität. Netzmanagementstrategien mittels elektrifizierter Fahrzeugfleotten	wissenschaftliche Paper			X		X
Probst	2014	Auswirkungen von Elektromobilität auf Energieversorgungsnetze analysiert auf Basis probabilistischer Netzplanung	Dissertation	X		X		

E = Elektromobilität und Ladeinfrastruktur, F = Flexibilität im Energiesystem, S = Systemauswirkungen durch Netzintegration von Elektrofahrzeugen, R = Rechtliche, regulatorische und wirtschaftliche Aspekte, A = Ausgestaltung der Prozesse

Autor	Jahr	Titel	Literaturart	Cluster				
				E	F	S	R	P
Probst et al.	2011	Impacts of electric mobility on distribution grids and possible solution through load management	wissenschaftliche Paper			X		
Raabe et al.	2013	Systemdienstleistungen und Elektromobilität im Verteilnetz - Rollen und Regulierung	wissenschaftliche Paper				X	
Rautiainen	2015	Aspects of Electric Vehicles and Demand Response in Electricity Grids	Dissertation			X		
Reiner et al.	2009	Potenzial rückspeisefähiger Elektrofahrzeuge und steuerbarer Verbraucher im Verteilnetz unter Verwendung eines dezentralen Energiemanagementsystems	wissenschaftliche Paper			X		X
Richter & Lindenberger	2010	Potenziale der Elektromobilität bis 2050 – Eine szenarienbasierte Analyse der Wirtschaftlichkeit, Umweltauswirkungen und Systemintegration	Studie	X		X		
Richter & Steiner	2011	Begleitforschungs-Studie Elektromobilität: Potentialermittlung der Rückspeisefähigkeit von Elektrofahrzeugen und der sich daraus ergebenden Vorteile.	Studie			X	X	X
Rosekeit et al.	2012	Bidirektionales Ladegerät für Elektrofahrzeuge als Energiespeicher im Smart Grid	wissenschaftliche Paper					X
Schill et al.	2016	Bereitstellung von Regelleistung durch Elektrofahrzeuge: Modellrechnungen für Deutschland im Jahr 2035	wissenschaftliche Paper			X		

E = Elektromobilität und Ladeinfrastruktur, F = Flexibilität im Energiesystem, S = Systemauswirkungen durch Netzintegration von Elektrofahrzeugen, R = Rechtliche, regulatorische und wirtschaftliche Aspekte, A = Ausgestaltung der Prozesse

Autor	Jahr	Titel	Literaturart	Cluster				
				E	F	S	R	P
Schmidt et al.	2016	MKS Studie. Analyse von Herausforderungen und Synergiepotenzialen beim Zusammenspiel von Verkehrs- und Stromsektor.	Studie			X		
Schuller & Rieger	2013	Assessing the Economic Potential of Electric Vehicles to Provide Ancillary Services: The Case of Germany	wissenschaftliche Paper			X	X	
Schuller et al.	2014	Charging Strategies for Battery Electric Vehicles: Economic Benchmark and V2G Potential	wissenschaftliche Paper	X		X		
Simon et al.	2014	Elektrofahrzeuge in lokalen regenerativen Energienetzen.	Projekt			X	X	
SINTEG	2018	SINTEG - Schaufenster intelligente Energie	Projekt		X			
Sterner et al.	2015	Der positive Beitrag dezentraler Batteriespeicher für eine stabile Stromversorgung.	Studie		X			
Stigler et al.	2010	Auswirkungen zukünftiger E-Mobilität auf die österreichische Elektrizitätswirtschaft	Studie			X	X	
Tomic & Kempton	2007	Using fleets of electric-drive vehicles for grid support	wissenschaftliche Paper			X		
Uhlig	2017	Nutzung der Ladeflexibilität zur optimalen Systemintegration von Elektrofahrzeugen	Dissertation	X		X	X	X
Uhlig et al.	2016	NEmo – Netzintegration von Elektromobilität und regenerativen Einspeisern mithilfe einer intelligenten Ortsnetzstation	Projekt			X		X
Umweltbundesamt	2016	Anforderungen der Integration der erneuerbaren Energien an die Netzentgeltregulierung	Studie				X	
VDA - Verband der Automobilindustrie	2019	Position Empfehlungen für einen erfolgreichen Hochlauf der Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge bis 2030	Branchenliteratur	X			X	

E = Elektromobilität und Ladeinfrastruktur, F = Flexibilität im Energiesystem, S = Systemauswirkungen durch Netzintegration von Elektrofahrzeugen, R = Rechtliche, regulatorische und wirtschaftliche Aspekte, A = Ausgestaltung der Prozesse

Autor	Jahr	Titel	Literaturart	Cluster				
				E	F	S	R	P
VDE FFN - Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., Forum Netztechnik/ Netzbetrieb im	2019	Netzintegration Elektromobilität - Leitfaden für eine flächen-deckende Verbreitung von E-Fahrzeugen	Studie	X		X	X	X
VDE & ETG - Verband der Elektrotechnik Elektronik Informati-onstechnik e.V., Ener-gietechnische Gesell-schaft	2014	Regionale Flexibilitätsmärkte	Studie		X		X	
VESE - Verband unabhän-giger Energieerzeuger	2017	Solarstrom-Eigenverbrauch op-timieren - Handbuch	Branchenliteratur			X		
Wickert et al.	2011	Wissenschaftliche Unterstüt-zung bei der Erstellung von Fahrzeugbezogenen Analysen zur Netzintegration von Elektrofahrzeugen unter Nutzung Erneuerbarer Energien	Studie			X	X	
Zeiselmaier et al.	2018	Altdorfer Flexmarkt (ALF) - Kon-zeptbeschreibung, Zielsetzung, Funktionsweise und Prozesse des Altdorfer Flexmarkts	Projekt		X		X	

E = Elektromobilität und Ladeinfrastruktur, F = Flexibilität im Energiesystem, S = Systemauswirkungen durch Netzintegration von Elektrofahrzeugen, R = Rechtliche, regulatorische und wirtschaftliche Aspekte, A = Ausgestaltung der Prozesse