

SCHNELLADEN IN DER STADT 2

Bedarfe, Anforderungen und Potenziale für
urbane DC-Ladeparks

SCHNELLADEN IN DER STADT 2

Simulationsbasierte Analyse der Bedarfe und energetischen Anforderungen von urbanen DC-Ladeparks

Florian Klausmann

Fraunhofer-Institut für Arbeitswirtschaft und Organisation IAO
in Stuttgart

Januar 2023

Potenzialanalyse im Auftrag der EnBW AG im Rahmen des Projekts USP-BW

Executive Summary

Im Rahmen dieser Studie werden die Bedarfe, technischen Anforderungen und Potenziale für urbane Gleichstrom(DC)-Schnellladeparks für Elektrofahrzeuge anhand eines simulationsbasierten Modells analysiert. Die Methode fokussiert dabei auf die Untersuchung konkreter Standorte und deren Einzugsgebiete und erlaubt somit eine individuelle Planung zukünftiger DC-Ladeparks in deutschen Städten und Gemeinden. In der Studie wurden zwei Kernszenarien explizit untersucht, die Methode ist aber übertragbar auf beliebige Standorte.

Wer kommt zu einem urbanen DC-Ladepark?

Urbane DC-Ladeparks richten sich vor allem an die Einwohner im direkten Umfeld der Ladeparks und der umliegenden Region. Dies beinhaltet auch die dort beruflich tätigen Personen sowie die Besucher bestimmter Einrichtungen, wie beispielsweise lokale Einkaufsmöglichkeiten. Im Fokus stehen insbesondere Elektrofahrzeugnutzer ohne eigene Ladeinfrastruktur. Im Einzugsgebiet von Durchgangsstraßen werden anteilig auch Ladebedarfe von Langstreckenfahrten bedient. In Abgrenzung zu DC-Ladeparks an Fernstrecken liegt der Fokus dieser Studie aber hauptsächlich auf den regionalen Ladebedarfen. Das vorliegende Modell erlaubt eine Anpassung der simulierten Standorte durch die Gewichtung der regionalen Ladebedarfe, der Langstreckenladebedarfe und optional der Gelegenheitsladungen an Einkaufsstandorten.

Welche Szenarien werden explizit betrachtet?

Im Rahmen der hier vorliegenden Studie werden zwei Kernszenarien in mehreren Varianten betrachtet:

Szenario 1 »DC-Tanken«: Ein DC-Ladepark im Zentrum einer Großstadt mit 200.000 Einwohnern im direkten Umfeld. Der Standort wird explizit für die Ladung angefahren und nach Beendigung der Ladung wieder verlassen.

Szenario 2 »DC-Tanken und Gelegenheitsladen beim Einkaufen«: Ein DC-Ladepark im Zentrum einer Mittelstadt mit 100.000 Einwohnern im Einzugsgebiet einer ländlichen Region mit weiteren 350.000 Einwohnern. Der Standort liegt direkt an einer Einkaufsmöglichkeit und wird sowohl für die Gelegenheitsladung beim Einkaufen genutzt als auch explizit für die Ladung angefahren.

Wie hoch ist der Bedarf für urbane DC-Ladeparks?

Zur Ermittlung der Ladebedarfe wurde ein Mobilitätsmodell entwickelt, welches für eine beliebige Einwohnerzahl im Einzugsgebiet des zu betrachtenden Ladeparks die Pkw-Fahrstrecken über ein Jahr simuliert. Hierbei kann in mehreren Abstufungen zwischen eher ländlichen Regionen und urbanen Gebieten unterschieden werden. Die Grundlage für die Modellierung des Mobilitätsverhalten ist die Erhebung »Mobilität in Deutschland 2017«, welche die real durchgeführten Bewegungen von über 300.000 Personen zu jeweils einem bestimmten Stichtag dokumentiert [1].

Für die Pkw der betrachteten Einwohner wird ein beliebig wählbarer Anteil an rein elektrisch angetriebenen Fahrzeugen (BEV) angenommen. In den ausgewerteten Szenarien beträgt dieser Elektrifizierungsanteil zunächst 20 Prozent, was bundesweit einem Elektrofahrzeugbestand von knapp 10 Mio. Fahrzeugen entspricht. Für die BEV im Einzugsgebiet werden verschiedene Wechselstrom(AC)-Normallademöglichkeiten berücksichtigt, mit jeweils individueller Verfügbarkeit für die einzelnen Pkw. Hierzu gehören das Nachladen zuhause, das Nachladen an öffentlichen Ladestationen am Straßenrand sowie das Laden beim Arbeitgeber. Für Fahrzeuge ohne diese Lademöglichkeiten oder

wenn diese Lademöglichkeiten an bestimmten Tagen nicht ausreichen, bestehen zusätzliche externe Ladebedarfe, welche zumindest teilweise an einem DC-Ladepark gedeckt werden können.

Im Ergebnis zeigt sich in beiden Kernszenarien ein relevanter Bedarf an zusätzlichen Lademöglichkeiten: Im Szenario 1 wurden für rund 28.000 BEV im Mittel 713 zusätzliche externe Ladebedarfe pro Tag ermittelt. Im Szenario 2 ergeben sich für rund 72.000 BEV im Mittel 1.993 zusätzliche externe Ladebedarfe pro Tag. Hinzu kommen in Szenario 2 die Gelegenheitsladungen beim Einkaufen. Im gesamten Einzugsgebiet werden im Mittel rund 14.400 Einkäufe pro Tag mit einem BEV absolviert, die daraus resultierenden Ladebedarfe werden jedoch nur für den betrachteten Standort selbst ausgewertet.

Welcher Anteil der Ladungen wird am DC-Ladepark abgewickelt?

Die zusätzlichen externen Ladebedarfe werden nicht ausschließlich an den betrachteten DC-Ladeparks gedeckt, sondern können auch an weiteren Ladestationen im (halb)öffentlichen Raum bedient werden. Welcher Anteil der Ladebedarfe am betrachteten DC-Ladepark abgewickelt wird, hängt in der Praxis individuell vom Standort und den verfügbaren Alternativen ab. Hält der Aufbau der Ladeinfrastruktur mit der zunehmenden Elektrifizierung der Fahrzeuge Schritt, ist mit gleichbleibenden Anteilen zu rechnen. Fehlen die Alternativen, kommt es zu höheren Auslastungen bis hin zu einer Überlastung an den Ladeparks.

Für die Szenarien 1 und 2 wurden die Anteile zunächst auf eine moderate Auslastung eingestellt, mit im Mittel jeweils rund 110 Ladebedarfen am Standort pro Tag. In weiteren Varianten wurden die Anteile erhöht, bis hin zum Überlastungsfall mit im Mittel 214 bzw. 162 Ladebedarfen pro Tag für Szenario 1 bzw. 2. Die Ladeparks wurden zunächst mit sechs Ladestationen à zwei Ladepunkten mit Stationsleistungen von jeweils 150 kW dimensioniert.

Welche Auswirkungen ergeben sich am DC-Ladepark im Normalbetrieb?

Bei einer moderaten Auslastung im Szenario 1 können nahezu alle Ladebedarfe am Standort bedient werden. Wartezeiten sind sehr selten und wenn dann von kurzer Dauer. Die Aufenthaltsdauer (Warten und Laden) liegt im Median bei 25 Minuten. Hohe Spitzenlasten kommen bei einer moderaten Auslastung selten vor und können durch eine Drosselung höherer Ladeleistungen im Bedarfsfall wesentlich reduziert werden.

Eine Erhöhung der Auslastung um ein Drittel führt zu mäßigen Einschränkungen bei der Servicequalität. Die weit überwiegende Mehrheit der Ladebedarfe kann jedoch immer noch ohne Wartezeiten bedient werden. Durch eine Verdopplung der maximalen Leistung der einzelnen Ladestationen von 150 kW auf 300 kW können diese Einschränkungen nicht nur ausgeglichen, sondern sogar überkompensiert werden. Dies gilt mit nur geringen Abstrichen sogar unter Beibehaltung des bestehenden Netzanschlusses, in Verbindung mit einer Spitzenlastbegrenzung.

Im Szenario 2 entfallen rund 40 Prozent der Ladebedarfe am Standort auf das Gelegenheitsladen beim Einkaufen, mit häufig längeren Belegungsdauern der Ladepunkte als für die Ladung notwendig ist. Im Vergleich zum Szenario 1 sind bei moderater Auslastung bereits deutlich mehr Fahrzeuge von Wartezeiten betroffen. Es können aber nahezu alle Ladebedarfe bedient werden.

Rund ein Zehntel der Standzeiten an den Ladestationen liegt über einer Stunde, nur ein Prozent über vier Stunden. Bei einer Erhöhung der Auslastung haben diese Fahrzeuge jedoch einen großen Einfluss auf die Servicequalität. Längere Standzeiten sollten deshalb möglichst unterbunden werden.

Welche Ausbaumaßnahmen sind bei zunehmender Überlastung sinnvoll?

Bei einer Verdopplung der Auslastung in Szenario 1 kommt es zu einer deutlichen Überlastung des Ladeparks mit entsprechend starken Einschränkungen bei der Servicequalität. Über 2.000 am Standort vorliegende Ladebedarfe im Jahr können nicht bedient werden und jeder fünfte Nutzer ist von einer vergleichsweise langen Wartezeit betroffen.

Eine Erhöhung der Stationsleistungen von 150 kW auf 300 kW führt auch in diesem Fall zu einer wesentlichen Verbesserung der Servicequalität. Voraussetzung ist jedoch ein Ausbau der Netzanschlussleistung oder der Einsatz eines Batteriespeichers mit sehr hoher Kapazität (im simulierten Szenario 1,7 MWh). Ohne Netzausbau und Speicher werden die Verbesserungen aufgrund der dann notwendigen Spitzenlastbegrenzung zu einem wesentlichen Teil wieder egalisiert. Die Überlastungssituation kann damit nicht aufgelöst werden. Die Kombination eines kleineren Speichers (300 kWh) in Verbindung mit einer Spitzenlastbegrenzung führt dagegen nur zu moderaten Einschränkungen der Servicequalität. Eine Erhöhung der Anzahl der Ladestationen bei gleichbleibendem Netzanschluss führt dagegen nicht zu einer wesentlichen Verbesserung.

In Szenario 2 führt eine Erhöhung der Auslastung um 50 Prozent bereits zu einer Überlastung des Ladeparks, insbesondere aufgrund der längeren Standzeiten während des Einkaufs. Auch hier ist jede fünfte Ladung mit Wartezeiten verbunden und 3.000 am Standort vorliegende Ladebedarfe im Jahr können nicht bedient werden.

Im Gegensatz zum Szenario 1 kann eine Verdopplung der Stationsleistungen die Überlastungssituation nicht auflösen, da der Engpass bei der Verfügbarkeit von freien Ladepunkten liegt. Die Überlastungssituation kann hier aber durch die Erhöhung der Anzahl an Ladestationen verhindert werden, mit geringen Abstrichen sogar unter Beibehaltung der bestehenden Netzanschlussleistung in Verbindung mit einer Spitzenlastbegrenzung.

Was sollte bei der Umsetzung von urbanen DC-Ladeparks beachtet werden?

Der Hochlauf der Elektromobilität erfolgt dynamisch. Eine Ladeinfrastruktur sollte deshalb bereits bei der Planung skalierbar ausgelegt werden. Durch einen bedarfsgerechten Ausbau in Verbindung mit geeigneten Energiemanagementmaßnahmen können in der Folge sehr hohe Auslastungen auch bei gleichbleibenden Netzanschlüssen realisiert werden. Mit nur wenigen DC-Ladeparks können somit wesentliche Teile der öffentlichen Ladebedarfe in den Städten bedient werden.

An Standorten explizit zum »DC-Tanken« sollte mit steigender Auslastung zunächst die maximale Ladeleistung der Ladestationen erhöht werden, was mit einer Spitzenlastbegrenzung auch mit gleichbleibenden Netzanschlüssen gut möglich ist. Bei weiter steigenden Ladebedarfen bietet sich der Einsatz eines verhältnismäßig kleinen Batteriespeichers an, in Verbindung mit der dann bereits implementierten Drosselung.

An Standorten mit direkter Einkaufsmöglichkeit sollten mit steigender Auslastung mehr Ladepunkte installiert werden. Mit einer Spitzenlastbegrenzung kann dies ohne wesentliche Einschränkungen auch mit den bestehenden Netzanschlüssen realisiert werden. Hierfür sind bereits bei der Erstinstallation des Ladeparks entsprechende Leerrohre und Abgänge in der Energieverteilung vorzusehen.

Standorte explizit zum »DC-Tanken« bieten eine hohe Effizienz und eignen sich insbesondere für Nutzer aus dem direkten Umfeld, ohne weite Anfahrtswege. Die für eine DC-Ladung benötigte mittlere Aufenthaltsdauer liegt jedoch über den Kundenerwartungen. Standorte mit direkten Einkaufsmöglichkeiten können diesen Nachteil teilweise egalisieren und bieten zudem auch ein Ziel für die Autofahrer aus dem erweiterten, regionalen Umfeld. Aufgrund von längeren Einkaufsdauern kann es hier aber schneller zu Engpässen bei den verfügbaren Ladestationen kommen.

Inhaltsverzeichnis

Executive Summary	3
Inhaltsverzeichnis	6
1 Einführung	8
2 Methodik.....	10
2.1 Modellierung des Mobilitätsverhaltens	11
2.1.1 Datenaufbereitung Studie »Mobilität in Deutschland«	11
2.1.2 Zuordnung von täglichen Fahrstrecken	16
2.2 Elektrofahrzeuge und AC-Lademöglichkeiten	19
2.3 Simulation der DC-Ladebedarfe	24
2.3.1 DC-Ladebedarfe im Fall »DC-Tanken«	24
2.3.2 DC-Ladebedarfe im Fall »DC-Tanken und Gelegenheitsladen beim Einkaufen«	28
2.4 Simulation der DC-Ladeparks.....	32
2.4.1 Charakterisierung des Standorts und Deckung der Ladebedarfe am DC- Ladepark	32
2.4.2 Simulation der DC-Ladeinfrastruktur.....	34
2.4.3 Simulation des erweiterten Energiesystems.....	36
2.5 Definition der Basisszenarien.....	38
2.5.1 Basisszenario S1: Zentrum einer Metropole – DC-Ladepark ohne Einkaufsmöglichkeit.....	38
2.5.2 Basisszenario S2: Mittelstadt und Region – DC-Ladepark mit Einkaufsmöglichkeit.....	39
2.6 Szenarien mit höherer Auslastung und Energiemanagementmaßnahmen	40
2.6.1 Szenario S1-LM1 – Spitzenlastbegrenzung durch Lademanagement bei moderater Auslastung	41
2.6.2 Szenario S1-LM2 – Spitzenlastbegrenzung durch Batteriespeicher bei moderater Auslastung	41
2.6.3 Szenario S1-LM3 – Kombination von kleinerem Batteriespeicher und Lademanagement.....	41
2.6.4 Szenario S1-LM5 – Batteriespeicher in Kombination mit einer PV-Anlage..	42
2.6.5 Szenario S1-LM6 – Strategien für eine höhere Auslastung bei gleichem Netzanschluss (»DC-Tanken«).....	42
2.6.6 Szenario S2-LM1 – Strategien für eine höhere Auslastung bei gleichem Netzanschluss (»DC-Tanken und Gelegenheitsladen beim Einkaufen«)	43
3 Ergebnisse und Diskussion.....	45
3.1 Auswertung der Basisszenarien.....	45
3.1.1 Basisszenario S1 – DC-Ladepark ohne Einkaufsmöglichkeit	45
3.1.2 Basisszenario S2 – DC-Ladepark mit Einkaufsmöglichkeit.....	47
3.2 Auswertung der Szenarien mit höherer Auslastung und Energiemanagementmaßnahmen	51
3.2.1 Szenario S1-LM1 – Spitzenlastbegrenzung durch Lademanagement bei moderater Auslastung	51
3.2.2 Szenario S1-LM2 – Spitzenlastbegrenzung durch Batteriespeicher bei moderater Auslastung	52

3.2.3	Szenario S1-LM3 – Kombination von kleinerem Batteriespeicher und Lademanagement.....	54
3.2.4	Szenario S1-LM5 – Batteriespeicher in Kombination mit einer PV-Anlage..	55
3.2.5	Szenario S1-LM6 – Strategien für eine höhere Auslastung bei gleichem Netzanschluss (»DC-Tanken«).....	57
3.2.6	Szenario S2-LM1 – Strategien für eine höhere Auslastung bei gleichem Netzanschluss (»DC-Tanken und Gelegenheitsladen beim Einkaufen«)	64
4	Zusammenfassung und Kernergebnisse.....	69
	Abbildungsverzeichnis	73
	Tabellenverzeichnis	76
	Abkürzungsverzeichnis	77
	Literaturverzeichnis	78

Die deutsche Bundesregierung hat sich im Rahmen internationaler Abkommen verpflichtet, der Erderwärmung durch den Klimawandel entgegenzutreten. Im Bundes-Klimaschutzgesetz wurden deshalb verbindliche Ziele für die Einsparung von Treibhausgasemissionen in Deutschland festgeschrieben [2]. Bis zum Jahr 2030 sollen mindestens 65 % der Emissionen im Vergleich zum Jahr 1990 eingespart werden, bis zum Jahr 2045 soll eine vollständige Treibhausgasneutralität erreicht werden. Einen wesentlichen Beitrag hierzu muss der Verkehrssektor leisten, mit Einsparungen von 48 % bis zum Ende des Jahrzehnts. Erreicht werden soll dies im Wesentlichen durch den Einsatz von Elektrofahrzeugen in Verbindung mit Erneuerbaren Energiequellen für die Stromversorgung. Einsparpotenziale bieten hierbei hauptsächlich die rund 48,5 Mio. Pkw in Deutschland sowie der Bereich der Nutzfahrzeuge, sowohl im Regionalverkehr als auch auf der Fernstrecke.

Anfang 2022 waren bereits mehr als 600 Tsd. rein elektrische Pkw (BEV) in Deutschland zugelassen, was einem Anteil von rund 1,3 % am Bestand entspricht [3]. Der Anteil an den Neuzulassungen lag im September 2022 sogar bei 14,6 % [4]. Damit ist nach Einschätzung der Bundesregierung die Phase der Markteinführung erfolgt und ein breiter Markthochlauf wird erwartet [5]. Für das Jahr 2030 wurden bisher 7 bis 10 Mio. Elektrofahrzeuge als Zielgröße für den Bestand angesetzt [6]. Mit dem Wechsel der Regierung 2021 wurden die Ziele auf mindestens 15 Mio. vollelektrische Pkw erhöht [7]. Eine wichtige Voraussetzung dafür ist die Schaffung einer hinreichenden Ladeinfrastruktur. Die Ziele und Maßnahmen für den Ladeinfrastrukturaufbau bis 2030 hat die Bundesregierung 2019 im Masterplan Ladeinfrastruktur formuliert und in einer Neufassung 2022 aktualisiert [8, 5]. Hierbei wird von einem hohen Anteil an privater Ladeinfrastruktur, insbesondere an den Wohnorten der Fahrzeugnutzer, ausgegangen. Zudem sollen bereits bis 2025 möglichst rund ein Viertel aller Mitarbeiterparkplätze von Unternehmen und Behörden mit einer Ladeinfrastruktur ausgestattet sein. Im öffentlichen Raum sollen bis 2030 eine Mio. Ladepunkte geschaffen werden.

Öffentlich zugängliche Ladestationen für Pkw können in verschiedenen technischen Ausprägungen aufgebaut werden: Zum einen können Wechselstrom(AC)-Ladestationen mit typischen Ladeleistungen bis zu 22 kW aufgebaut werden (*Normalladestationen*), zum anderen gibt es Gleichstrom(DC)-Ladestationen mit heute typischen Leistungen zwischen 150 und 300 kW (*Schnellladestationen*). Normalladestationen sind die erste Wahl für Parkmöglichkeiten am Straßenrand, auf Parkplätzen oder in Parkhäusern, da hier mit einer relativ langen Park- und damit Ladezeit gerechnet werden kann. Schnellladestationen kommen häufig in Ladeparks, insbesondere an Fernstrecken, zum Einsatz und dienen in der Regel einem schnellen Zwischenladen bei längeren Fahrstrecken (*DC-Tanken*). Mit einer zunehmenden Verbreitung von Elektrofahrzeugen entsteht darüber hinaus aber auch ein verstärkter Bedarf an Schnellladestationen im urbanen Raum und letztendlich auch in kleineren Städten und ländlichen Regionen. Insbesondere Personen, welche keine Möglichkeit haben private Ladestationen aufzubauen, können an urbanen DC-Ladeparks ihre alltäglichen Ladebedarfe decken und werden somit erst in die Lage versetzt ein Elektrofahrzeug sinnvoll zu nutzen.

Im Rahmen des Projekts »Urbane Schnelllade-Parks in Baden-Württemberg (USP-BW)« wurden seitens der EnBW AG bis Ende 2022 an 10 Standorten im urbanen Raum DC-Schnellladeparks errichtet. Hierbei wurden sowohl Standorte explizit für die Ladung (z. B. Keplerstraße, Rotebühlstraße Stuttgart) als auch Standorte mit einer direkten Einkaufsmöglichkeit (z. B. Durlach Center Karlsruhe, Edeka Heilbronn, Breuningerland Ludwigsburg, Blaubeurer Straße Ulm) mit jeweils 8 bis 12 Ladepunkten ausgerüstet. Hierbei

kamen DC-Ladestationen mit jeweils zwei Ladepunkten und Stationsleistungen von 150 bis 300 kW zum Einsatz.

Einführung



Abbildung 1-1: Urbaner DC-Ladepark in der Rotebühlstraße in Stuttgart. Aufgebaut im Rahmen des Projekts »USP-BW«. (Foto: Felix Röckle, Fraunhofer IAO)

Im Rahmen der Begleitforschung zum Projekt »USP-BW« wurde durch das Fraunhofer IAO eine repräsentative Befragung von potenziellen Nutzern der urbanen Ladeparks durchgeführt, eine Befragung der tatsächlichen Nutzer an verschiedenen Standorten der Ladeparks vorgenommen sowie die hier vorliegende Studie zu den Bedarfen, Anforderungen und Potenzialen urbaner DC-Ladeparks erstellt. Ausgewählte Ergebnisse der Befragungen werden separat veröffentlicht [9], die Erkenntnisse wurden aber bei der Erstellung dieser Studie bereits berücksichtigt und sind an den entsprechenden Stellen beschrieben.

Die hier vorliegende Arbeit beschäftigt sich zunächst mit der Frage, wie hoch die öffentlichen Ladebedarfe der Einwohner im Umfeld urbaner DC-Ladeparks für zukünftige Elektrifizierungsszenarien ausfallen und welche Anteile davon an den DC-Ladeparks gedeckt werden können. Anschließend werden die energetischen Anforderungen für verschiedene Auslastungen der Ladeparks untersucht und die Potenziale für Energiemanagementmaßnahmen an den Standorten evaluiert. Hierbei werden insbesondere auch die Auswirkungen auf die Servicequalität für die Nutzer ausgewertet, welche sich beispielsweise durch die Wartezeiten vor der Ladung und die Ladedauern definieren. Abschließend werden Handlungsempfehlungen für den Ausbau der Ladeparks sowie geeigneter Energiemanagementmaßnahmen im Falle zukünftig steigender Auslastungen und Überlastungen an den Ladeparks formuliert.

2 Methodik

Im Rahmen dieser Studie werden simulationsbasiert die zukünftigen Ladebedarfe an urbanen DC-Ladeparks ermittelt, die aus der Ladung resultierenden elektrischen Lasten untersucht sowie Strategien für den weiteren Ausbau und den Einsatz von Energiemanagementmaßnahmen bei steigender Auslastung entwickelt. Daneben wird die Servicequalität an den Standorten z. B. hinsichtlich Warte- und Ladedauern in Abhängigkeit der technischen Ausstattung und verschiedener Auslastungen analysiert. Das methodische Vorgehen kann dabei in mehrere Teilbereiche A bis E untergliedert werden und ist in Abbildung 2-1 zusammengefasst.



Abbildung 2-1: Die simulationsbasierte Potenzialanalyse für urbane DC-Ladeparks erfolgt in mehreren Teilschritten, von der Modellierung des Mobilitätsverhaltens der Bewohner im Einzugsgebiet bis zur Analyse der technischen Anforderungen an die Infrastruktur.

Im ersten Schritt wird für die Einwohner im Einzugsgebiet eines DC-Ladeparks das Mobilitätsverhalten über ein Jahr modelliert (A). Grundlage hierfür ist die Studie »Mobilität in Deutschland 2017«, in welcher die jeweils zu einem bestimmten Stichtag durchgeführten Bewegungen zahlreicher Personen dokumentiert wurden (siehe Kapitel 2.1.1) [1]. Für die eingesetzten Pkw wird ein bestimmter Anteil an Elektrofahrzeugen angesetzt und auf Basis der individuellen Fahrstrecken werden die täglichen Ladebedarfe ermittelt (B). Weiterhin werden Annahmen für die Verfügbarkeit von AC-Normalladestationen für die Nachtladung zuhause und am Straßenrand sowie für die Ladung beim Arbeitgeber getroffen. Die verbleibenden Ladebedarfe müssen zusätzlich gedeckt werden, wofür der Standort des betrachteten DC-Ladeparks in Frage kommt. Wie hoch der Anteil der Ladeevents ist, welcher tatsächlich am DC-Ladepark abgewickelt werden kann, hängt von zahlreichen Parametern ab (C). Hierzu gehören beispielsweise die Charakteristik des Standorts, die technische Ausstattung, die Konkurrenzsituation im Einzugsgebiet sowie die vorgesehene Auslastung und Servicequalität hinsichtlich Warte- und Ladezeiten. Für die weitere Untersuchung werden deshalb verschiedene Szenarien definiert und ausgewertet (D). Im Fokus stehen hierbei unter anderem die technischen Anforderungen und elektrischen Lasten am Standort sowie die Servicequalität und mögliche Umsatzpotenziale. Im letzten Schritt werden verschiedene Energiemanagementmaßnahmen zur Spitzenlastsenkung simuliert, wie die Drosselung einzelner Ladepunkte und der Einsatz von Batteriespeichern (E). Da es sich beim Hochlauf der Elektromobilität um einen dynamischen Prozess handelt, sind statische Ansätze für die Ladebedarfe und Auslastung immer nur Momentaufnahmen, welche einer langfristigen Infrastrukturplanung nur bedingt gerecht werden. Deshalb werden im Rahmen der Untersuchung auch Szenarien mit einer erhöhten Auslastung oder Überlastung betrachtet und es werden Handlungsmöglichkeiten für den zukünftigen Ausbau der Standorte analysiert und Empfehlungen formuliert.

Für die Modellierung müssen zahlreiche Randbedingungen definiert und Annahmen getroffen werden. Hierfür wurden, sofern möglich, Sekundärdaten recherchiert und auf die Ergebnisse der repräsentativen Befragung im Projekt USP-BW zurückgegriffen, welche

ebenfalls vom Fraunhofer IAO durchgeführt wurde (siehe Kapitel 1) [9]. Die getroffenen Annahmen wurden gemeinsam mit Experten der EnBW AG diskutiert, validiert und verfeinert.

2.1 Modellierung des Mobilitätsverhaltens

Für die Ermittlung der Ladebedarfe an einem urbanen DC-Ladepark wird zunächst ein Einzugsgebiet definiert, mit einer bestimmten Anzahl an Einwohnern, welche die Hauptzielgruppe für die Infrastruktur darstellen (siehe Kapitel 2.1.2). Hierbei kann zwischen dem direkten Umfeld (z. B. Kernstadt) und einem erweiterten Einzugsgebiet (z. B. Landkreis) unterschieden werden. Den betrachteten Personen wird in der Simulation jeweils ein Fahrprofil für deren Pkw-Fahrten über ein ganzes Jahr zugeordnet. Als Grundlage für die Modellierung dieser Fahrprofile dient die Studie »Mobilität in Deutschland 2017« (MiD 2017) bzw. der zugehörige veröffentlichte Datensatz B1 [1].

2.1.1 Datenaufbereitung Studie »Mobilität in Deutschland«

Die Studie MiD 2017 umfasst eine umfangreiche sozialwissenschaftliche Erhebung des Mobilitätsverhaltens einzelner Bürger in Deutschland aus dem Jahr 2016/2017. Im Kern wurden die zurückgelegten Wegstrecken von 316.361 Personen aus 156.420 Haushalten für jeweils einen individuellen Tag im Jahr erfasst. Hierbei wurden alle Verkehrsträger, vom Fußweg über öffentliche Verkehrsmittel bis zum motorisierten Individualverkehr, betrachtet. Insgesamt wurden fast eine Million Wege dokumentiert. Neben den Wegen selbst wurden zahlreiche weitere Randbedingungen zu den Personen und deren Mobilitätsverhalten abgefragt. Für die folgenden Auswertungen wurden die Datensätze »B1 Personen« und »B1 Wege« verwendet [1].

Für die Analyse der Ladebedarfe sind die Datensätze der Studie MiD 2017 allein noch nicht ausreichend, da sie die Mobilität der jeweiligen Probanden jeweils nur für einen einzelnen Tag beinhalten. Für die Auswertung wird aber ein fortlaufendes Mobilitätsprofil über mehrere Wochentage und Wochen benötigt. Hierfür können die täglichen Profile nicht zufällig aneinandergereiht werden, da sich beispielsweise Pendelwege einzelner Personen nicht täglich ändern. Es können aber auch nicht die Tagesprofile einzelner Personen auf mehrere Tage kopiert werden, da beispielsweise Einkaufsfahrten nicht jeden Tag durchgeführt werden und sich Arbeitstage von Wochenenden wesentlich unterscheiden. Im Folgenden werden deshalb Verteilungen für verschiedene Parameter aus den MiD-Datensätzen extrahiert (siehe Abbildung 2-2) und das Mobilitätsverhalten der betrachteten Einwohner individuell modelliert (siehe Kapitel 2.1.2).

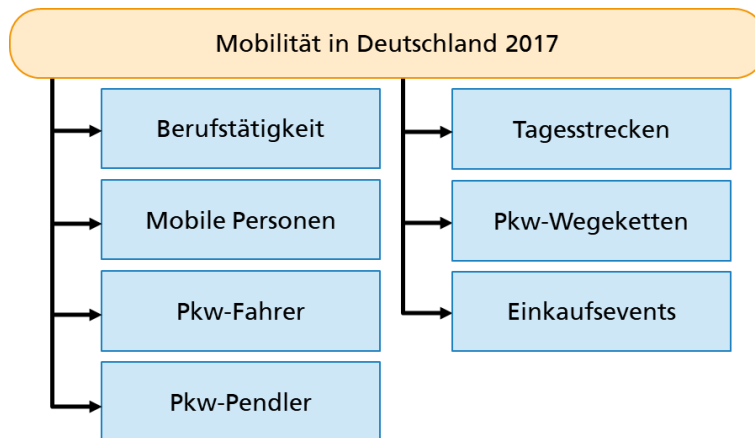


Abbildung 2-2: Aus der Studie »Mobilität in Deutschland 2017« [1] werden Verteilungen für verschiedene Parameter extrahiert.

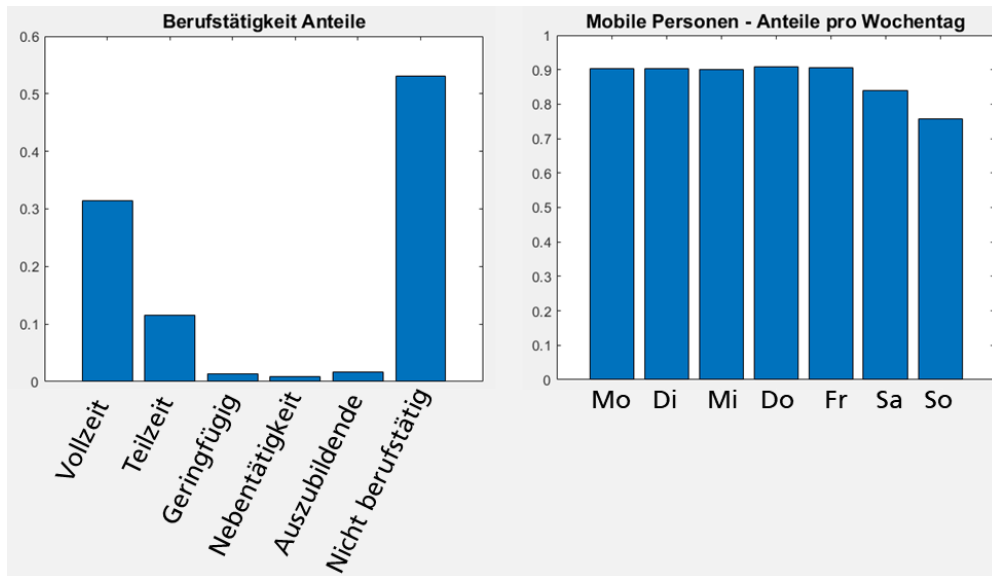
In der Simulation kann zunächst für das betrachtete Einzugsgebiet der **Gebietstyp** eingestellt werden. Zur Auswahl stehen Metropole (ab ca. 1 Mio. Einwohner), Regio-pole/Großstadt (ab 100.000 Einwohner), zentrale Stadt/Mittelstadt (ab 20.000 Einwohner) sowie städtischer Raum oder kleinstädtischer/dörflicher Raum. Die Einteilung richtet sich nach der Regionalstatistischen Raumtypologie (*RegioStaR-Gem5*) [10]. Die Raumtypologie ist als Parameter im MiD-Datensatz enthalten. Die nachfolgenden Verteilungen werden für jede Auswahlmöglichkeit separat erstellt und angewendet.

Die Datensätze können zudem nach **Wochentag** unterschieden werden. Bei Relevanz werden die Verteilungen entsprechend weiter unterteilt. Datensätze an Feiertagen werden zur Vereinfachung ausgeschlossen.

Ein weiteres wichtiges Unterscheidungskriterium ist die **Berufstätigkeit**. Hier wird entsprechend des Parameters *HP_BKAT* zwischen Vollzeit, Teilzeit (18-35 h p. W.), geringfügig Beschäftigten (11-18 h p. W.), Nebentätigen/Praktikanten, Auszubildenden und nicht Berufstätigen Personen unterschieden. Für alle Berufsgruppen (*b*) wird der jeweilige Anteil an den gesamten berücksichtigten Personen eines Gebietstyps (*g*) berechnet. Über den Parameter Mobilität am Stichtag (*mobil*) kann zudem der Anteil der **mobilen Personen** (alle Verkehrsmittel) für jeden Wochentag (*w*) und jede Berufsgruppe berechnet werden. Eine Unterscheidung nach Gebietstypen wurde hier aufgrund der geringen Unterschiede nicht vorgenommen. Ein Auszug aus den Ergebnissen findet sich in Abbildung 2-3.

$$\text{Anteil}_{\text{Berufstätigkeit}}(b, g) = \text{Anzahl}_{\text{Berufstätigkeit}}(b, g) / \text{Anzahl}_{\text{Personen}}(g)$$

$$\text{Anteil}_{\text{Mobil}}(b, w) = \text{Anzahl}_{\text{Mobil}}(b, w) / \text{Anzahl}_{\text{Personen}}(w)$$



Methodik

Abbildung 2-3: Anteile der Berufstätigkeiten (alle Gebietstypen) und Anteile der mobilen Personen (alle Berufsgruppen). Daten aus [1].

Hinsichtlich der Wegstrecken werden für alle Gruppen nur die mit einem **Pkw als Selbstfahrer** durchgeführten Wege ausgewertet (Parameter Hauptverkehrsmittel *hvm_diff1*). Regelmäßige berufliche Wege (rbW) werden dabei nicht berücksichtigt. Dies umfasst beispielweise Fahrten von Taxifahrern oder Lieferdiensten. Hier wird von eigens für berufliche Zwecke verwendeten Fahrzeugen und einer verstärkten Depotladung ausgegangen, welche mit der hier vorliegenden Methodik nicht adäquat erfasst werden kann. Es ist jedoch davon auszugehen, dass auch in dieser Kategorie zusätzliche Ladebedarfe an den DC-Ladeparks bestehen. Mit berücksichtigt sind dagegen **Dienstfahrten**, welche häufig mit einem auch privat genutzten Dienstwagen durchgeführt werden.

Sämtliche Wege im MiD-Datensatz sind über eine ID-Nummer eindeutig bestimmten Personen zugeordnet. Aus den einzelnen berücksichtigten Wegen kann somit für jede berücksichtigte Person (Pkw-Selbstfahrer) eine chronologische **Pkw-Wegekette** für den gesamten Tag zusammengefasst werden. Für die Einzelfahrten in den Wegeketten sind die jeweiligen Fahrstrecken hinterlegt, aus denen sich später beispielsweise Tagesfahrstrecken und Pendelwege ableiten lassen. Hierfür und für die Ermittlung von Einkaufsevents wird zusätzlich der Parameter **Wegezzweck** (*zweck*) ausgewertet, welcher unter anderem die Kategorien Erreichen des Arbeitsplatzes und Einkauf enthält. Für fast alle Wegeketten sind zusätzlich auch die Startzeiten und Wegedauern vollständig hinterlegt, aus denen später die DC-Ladezeitpunkte oder Einkaufszeiten abgeleitet werden.

Aus den dokumentierten Pkw-Fahrten in der MiD-Studie kann nicht direkt auf den Anteil an generellen Pkw-Nutzern geschlossen werden, da die Studie auch **Pkw-Nutzer** beinhalten kann, welche am Stichtag ihr Fahrzeug nicht verwendet haben. Einen Hinweis darauf bietet ein Parameter zur generellen Pkw-Nutzung (*P_NUTZ_AUTO*), über den die Häufigkeit der Pkw-Nutzung bei den Probanden abgefragt wurde. Da hierbei nicht zwischen Selbstfahrern und Mitfahrern unterschieden wurde, kann hiermit allerdings nur ein Mindestanteil an Pkw-Nichtnutzern abgeschätzt werden. Zu den Nutzern wurden alle Personen mit den Angaben täglich/fast täglich, 1-3 Tage pro Woche und 1-3 Tage pro Monat gewertet, Personen mit den Angaben seltener als monatlich, nie/fast nie und Person unter 16 Jahren wurden den Nichtnutzern zugeordnet. Der Mindestanteil an Pkw-Nichtnutzern wird für jeden Gebietstyp (*g*) und jede Berufsgruppe (*b*) wie folgt berechnet:

$$\text{Anteil}_{\text{Pkw-Nichtnutzer}}(b, g) = \text{Anzahl}_{\text{Pkw-Nichtnutzer}}(b, g) / \text{Anzahl}_{\text{Personen}}(b, g)$$

Über alle Gebietstypen hinweg liegt der Anteil der Nichtnutzer damit bei den Vollzeit- bis geringfügig Beschäftigten unter 10 % und bei den nicht Berufstätigen Personen über 30 %. Im späteren Simulationsverlauf wird dieser Mindestanteil bei Bedarf auf den Anteil der Personen ohne Führerschein erhöht.

In Unterscheidung zu den generellen Pkw-Nutzern werden die **aktiven Pkw-Fahrer** definiert, welche am betrachteten Tag tatsächlich einen Weg als Pkw-Selbstfahrer zurückgelegt haben. Die aktiven PKW-Fahrer stellen somit eine sich ggf. täglich wechselnde Teilmenge der generellen PKW-Nutzer dar. Für eine spätere Zuordnung wird deren Anteil an den mobilen Personen (alle Verkehrsmittel) für jede Berufsgruppe (b), jeden Gebietstyp (g) und jeden Wochentag (w) wie folgt berechnet:

$$\text{Anteil}_{\text{Pkw-Fahrer-ak}}(b, w, g) = \text{Anzahl}_{\text{Pkw-Fahrer-ak}}(b, w, g) / \text{Anzahl}_{\text{Mobil}}(b, w, g)$$

Über alle Gruppen hinweg liegt der Anteil der aktiven Pkw-Fahrer an allen mobilen Personen bei gut 50 %.

Analog zu den aktiven Pkw-Fahrern werden die **aktiven Pkw-Pendler** als Teilmenge aller Pkw-Pendler definiert, welche als Wegezweck eine Fahrt zur Arbeit angegeben haben. Deren Anteil an den mobilen Personen wird wie folgt berechnet:

$$\text{Anteil}_{\text{Pkw-Pendler-ak}}(b, w, g) = \text{Anzahl}_{\text{Pkw-Pendler-ak}}(b, w, g) / \text{Anzahl}_{\text{Mobil}}(b, w, g)$$

Dieser Anteil variiert deutlich in Abhängigkeit des Gebietstyps und liegt Werktags (Mo-Fr) für Vollzeitkräfte zwischen 29 und 63 % (Stadt→Land). Die Gesamtzahl aller Pendler kann aus dem MiD-Datensatz nicht direkt abgeleitet werden und wird später mit zusätzlichen Annahmen modelliert.

Im späteren Simulationsverlauf werden den betrachteten Einwohnern im Umfeld der DC-Ladeinfrastruktur **tägliche PKW-Fahrstrecken** zugeordnet. Je nach Personengruppe und deren Mobilität können dies beispielsweise Pendelstrecken, sonstige Wege oder gesamte Tagesstrecken sein. Für die Zuordnung werden aus dem MiD-Datensatz entsprechende Kilometerverteilungen abgeleitet.

Die Verteilung der **Tagesstrecken** umfasst alle Gesamtkilometer eines Tages der aktiven Pkw-Fahrer, unabhängig von der Berufstätigkeit, separat jedoch für alle Gebietstypen und Wochentage. Die Einordnung erfolgt in Intervalle von ganzen Kilometern, wobei nur Strecken zwischen 0,5 und 500,5 km berücksichtigt werden (99,25 % aller Fahrten).

Für Voll- und Teilzeitkräfte (b) werden zusätzlich Verteilungen der **Pendelstrecken** und **sonstigen Tagesstrecken** für alle Gebietstypen (g) generiert. Hierfür werden zunächst die Tagesstrecken aller aktiven PKW-Fahrer berechnet, deren Wegekette einen Pendelweg (Wegezweck: Erreichen des Arbeitsplatzes) beinhalten. Die einfache Pendelstrecke lässt sich nur dann bestimmen, wenn der Weg von zuhause startet (Parameter W_{SO1} , Startort erster Weg) und direkt zur Arbeit führt (erster Wegezweck = Erreichen des Arbeitsplatzes). Für die entsprechenden Datensätze werden die Pendelstrecken und sonstigen Strecken ausgewertet. Für letztere gilt:

$$\text{Sonstige_Tagesstrecke}(b, g) = \text{Tagesstrecke}(b, g) - 2 * \text{Pendelstrecke}(b, g)$$

Aufgrund von geringfügigen Streckenabweichungen, nicht dokumentierten Umwegen oder ungenauen Daten kann es zu Ungenauigkeiten der sonstigen Tagesstrecken kommen. Werden nur zwei Fahrten (zur Arbeit und nach Hause) durchgeführt oder ein negativer Wert für die sonstigen Tagesstrecken berechnet, wird der Wert auf 0 km gesetzt. Pendelstrecken mit negativen sonstigen Tagesstrecken werden nicht weiter

berücksichtigt. Wiederholte Wege zur Arbeit an einem Tag (z. B. nach einer Mittagspause) werden bei den sonstigen Wegen berücksichtigt. Die Einordnung der Strecken in die zugehörigen Verteilungen erfolgt ebenfalls in Intervalle von ganzen Kilometern. Bei den Pendelstrecken zwischen 0,5 und 150,5 km, bei den sonstigen Tagesstrecken zwischen 0 und 200,5 km (99,2 bzw. 99,6 % aller berücksichtigten Fahrten).

Für Personen ohne aktiven Pkw-Pendelweg wird eine separate Verteilung über die **Tagesstrecken der Nicht-Pendler** generiert. Hierfür werden alle Wegeketten ohne Pendelstrecke berücksichtigt. Für nicht berufstätige Personen werden zusätzlich alle Wegeketten mit Dienstfahrten ausgeschlossen (Wegezweck = dienstlich/geschäftlich). Die verbleibenden Tagesstrecken werden jeweils für jede Berufsgruppe, Wochentag und Gebietstyp wieder in Intervalle von ganzen Kilometern eingeordnet, im Bereich 0,5 bis 500,5 km (99,0 % aller berücksichtigten Fahrten).

Die resultierenden Streckenverteilungen über alle Gruppen hinweg sind in Abbildung 2-4 dargestellt. Durch die Einschränkung der Daten werden Fernreisen, Mehrtagesfahrten und Ausreißer ausgeschlossen. Alle Verteilungen werden auf eins normiert.

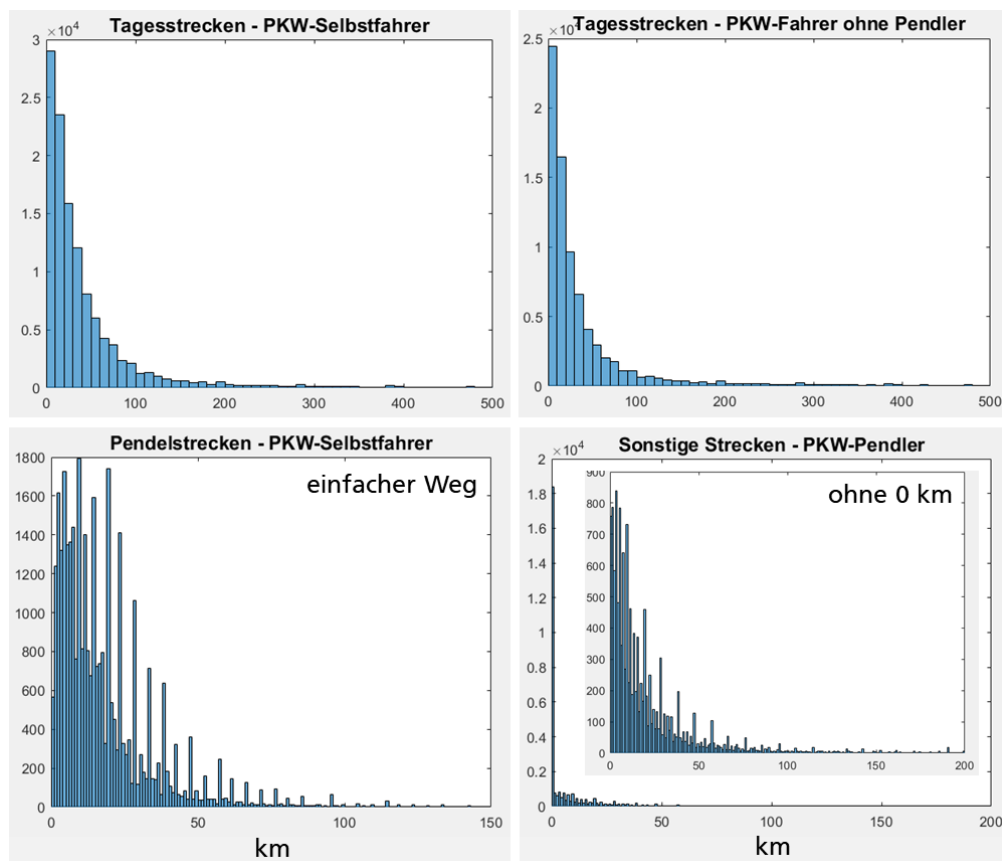


Abbildung 2-4: Häufigkeitsverteilungen der Tageskilometer für alle Pkw-Fahrer, für Nicht-Pendler und für Pendler (unterteilt nach Pendelstrecken und sonstiger Tagesstrecken). Daten aus [1].

Im späteren Verlauf der Simulation wird das Gelegenheitsladen während eines Einkaufs betrachtet. Hierfür werden aus den MiD-Daten die **Startzeiten und Standzeiten für Einkaufsevents** für jede Berufsgruppe, Wochentag und Gebietstyp abgeleitet. Die Berufsgruppen geringfügig beschäftigt, Nebentätigkeit/Praktikum und Auszubildende werden hierbei aufgrund der geringen Fallzahlen zusammengefasst. Für den Beginn der Einkaufsevents werden die Ankunftszeiten aller Fahrten mit dem Fahrzweck Einkaufen angenommen. Die Dauer der Einkaufsevents entspricht der Zeitdauer bis zum Beginn der jeweiligen Folgefahrt. Handelt es sich um die letzte Fahrt des Tages, wird der Beginn der

ersten Fahrt des Tages als Beginn der Folgefahrt angenommen, frühestens jedoch das Fahrtende der betrachteten letzten Fahrt. Dies führt zu einer irregulären Häufung bei sehr langen Standzeiten, welche im späteren Verlauf der Simulationen ausgeschlossen werden. Einkaufsevents mit einer Standzeit von Null Minuten werden ebenfalls ausgeschlossen. Die resultierenden Verteilungen für die Start und Standzeiten bei den Einkaufsevents sind in Abbildung 2-5 dargestellt.

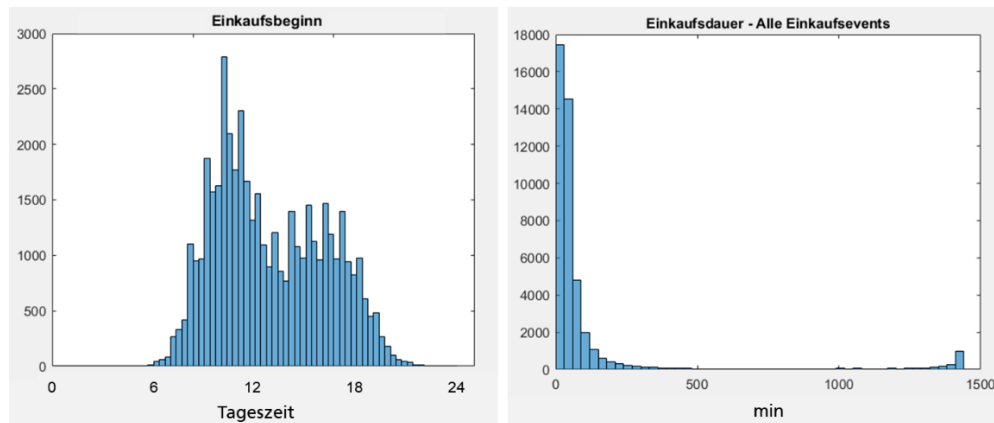


Abbildung 2-5: Häufigkeitsverteilungen für Beginn und Dauer der Einkaufsevents. Daten aus [1].

Für alle Gruppen werden die Anteile der Wegeketten/Personen mit mindestens einem Einkaufsevent berechnet. Die Ergebnisse über alle Gebietstypen hinweg sind in Tabelle 2-1 angegeben. Auffallend ist die zu erwartende Häufung der Einkäufe an Freitagen und Samstagen bei den Berufstätigen sowie ein relativ hoher Anteil an Einkäufen an den Sonntagen.

Tabelle 2-1: Prozentuale Anteile der Wegeketten/Personen mit Einkaufsevent. Daten aus [1].

	Mo	Di	Mi	Do	Fr	Sa	So
Vollzeit	18,4	17,3	18,2	19,0	26,5	49,5	8,5
Teilzeit	29,9	29,1	30,6	33,4	42,0	50,6	6,4
Sonstige	32,0	29,6	29,8	29,9	33,5	41,2	5,3
Nicht berufstätig	43,5	42,4	42,7	43,9	51,1	51,1	6,8

Für die Auswertung wurden die MiD-Daten von insgesamt 303.872 Personen berücksichtigt, darunter 233.338 am Stichtag mobile Personen von denen 118.292 einen Pkw als Selbstfahrer genutzt haben mit insgesamt 354.482 berücksichtigten Wegen und 118.292 Wegeketten. Datensätze mit fehlenden Angaben wurden für die jeweils zugehörigen Auswertungen nicht berücksichtigt.

2.1.2 Zuordnung von täglichen Fahrstrecken

Zur Ermittlung der DC-Ladebedarfe wird zunächst ein Einzugsgebiet definiert, welches durch die Anzahl der dort lebenden Einwohner und den Gebietstyp bestimmt ist. Auf Basis der im vorherigen Kapitel aufbereiteten Daten für den Gebietstyp aus der MiD-Studie werden den definierten Einwohnern individuell bestimmte Eigenschaften wie die Berufstätigkeit oder Tagesfahrstrecken zugeordnet. Manche Eigenschaften beziehen sich dabei dauerhaft auf die Einwohner, andere variieren von Tag zu Tag. Insgesamt wird das Mobilitätsverhalten der Einwohner tagesgenau für ein ganzes Jahr modelliert, jedoch ohne Berücksichtigung von Ferienzeiten. Es wird davon ausgegangen, dass die

Ladebedarfe an urbanen DC-Ladeparks in Ferienzeiten aufgrund des dann geringeren regionalen Verkehrsaufkommens eher geringer ausfallen. Eine Erhöhung der Auslastung ist dagegen bei der Ladeinfrastruktur an Autobahnen und Fernstrecken zu erwarten, die in der hier vorliegenden Studie nicht im Fokus stehen. Die Zuordnung der Eigenschaften und Fahrstrecken ist in Abbildung 2-6 zusammengefasst dargestellt und wird im Folgenden genauer beschrieben.

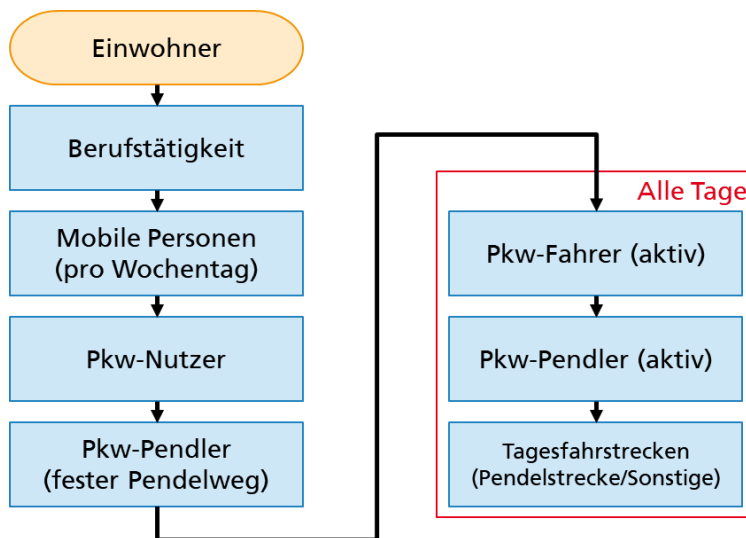


Abbildung 2-6: Jedem Einwohner im Einzugsgebiet eines DC-Ladeparks werden bestimmter Eigenschaften und täglicher Fahrstrecken zugeordnet.

Jedem Einwohner wird zunächst eine **Berufstätigkeit** entsprechend der aus den MiD-Daten ermittelten Anteile für den Gebietstyp zugeordnet (Vollzeit, Teilzeit 18-35h, geringfügig beschäftigt 11-18h, Nebentätig/Praktikum, Ausbildung, nicht Berufstätig). Aus der Einwohnerzahl wird zudem die Anzahl der mobilen Personen (alle Verkehrsmittel) für jeden Wochentag und für jede Berufsgruppe abgeleitet, entsprechend der aus den MiD-Daten ermittelten Anteile.

Eine bestimmte Anzahl der berufstätigen Einwohner nutzt einen Pkw zum Erreichen des Arbeitsplatzes. Hierbei werden nur Selbstfahrer betrachtet. Die Strecke des einfachen Pendelwegs pro Pendler wird für jeden Tag gleich angesetzt, allerdings wird nicht jeden Tag gependelt, z. B. aufgrund von arbeitsfreien Tagen oder an Tagen mit Dienstreisen. Aufgrund der ansonsten geringen Fallzahlen werden die Pendelwege nur für Voll- und Teilzeitbeschäftigte explizit ausgewertet (~96% aller Pendlertage). Für jeden Wochentag (w) werden für die beiden Berufsgruppen (b) die Anzahl der aktiven Pkw-Pendler aus der Anzahl der mobilen Personen und dem Anteil der aktiven Pkw-Pendler, entsprechend der aus den MiD-Daten ermittelten Anteile für den Gebietstyp, berechnet. Die tägliche Zuordnung zu den einzelnen Einwohnern kann nicht zufällig, entsprechend der täglichen Pendelwahrscheinlichkeiten, erfolgen, da diese nicht unabhängig voneinander sind. Manche der berufstätigen Einwohner pendeln sehr häufig mit dem Pkw, andere niemals, weil sie beispielsweise gar keinen Pkw besitzen. Für die Zuordnung wird deshalb zunächst die **Gesamtzahl der Pkw-Pendler** abgeschätzt, unter der Annahme, dass Vollzeitkräfte im Mittel an 5 Tagen pro Arbeitswoche pendeln, Teilzeitkräfte an 4 Tagen. Für beide Berufstätigkeiten wird dafür die Gesamtzahl der Pendelaktivitäten über die sieben Wochentage durch die mittleren Arbeitstage geteilt.

$$Anzahl_{Pkw-Pendler}(b) = \sum_w Anzahl_{Pkw-Pendler-ak}(b, w) / Arbeitstage(b)$$

Die Anzahl der Pkw-Pendler muss dabei mindestens der maximalen Anzahl aktiver Pkw-Pendler aller einzelnen Wochentage entsprechen. Der entsprechende Anteil der Einwohner der beiden Berufsgruppen kann nun als **Pkw-Pendler** deklariert werden. Jedem Pkw-Pendler werden anschließend **aktive Pendelfahrten** für alle Tage des Jahres zufällig zugeordnet, mit einer Wahrscheinlichkeit entsprechend dem jeweiligen Anteil aktiver Pkw-Pendler an den gesamten Pkw-Pendlern für jeden Wochentag.

Für jeden Wochentag werden anschließend für alle Berufstätigkeiten die Anzahl der **aktiven Pkw-Fahrer** aus der Anzahl der mobilen Personen und dem Anteil der aktiven Pkw-Fahrer, entsprechend der aus den MiD-Daten ermittelten Anteile für den Gebietstyp, berechnet. Pkw-Pendlern wird für jeden Tag mit Pendelaktivität auch eine Pkw-Fahrt zugeordnet. Für jeden Tag und jede Berufsgruppe werden die verbleibenden Einwohner und die Anzahl der noch nicht zugeordneten aktiven Pkw-Fahrer bestimmt. Wie bei den Pendlern kann auch der Anteil der aktiven Pkw-Fahrer nicht für jeden Tag beliebig auf die verbleibenden Einwohner verteilt werden, da viele keinen Führerschein oder Pkw besitzen. Für jede Berufsgruppe wird deshalb für den betrachteten Gebietstyp der im vorherigen Kapitel abgeschätzte Mindestanteil an Personen ohne Pkw-Nutzung (Pkw-Nichtnutzer) von einer Zuordnung der verbleibenden aktiven Pkw-Fahrer ausgeschlossen. Dieser Anteil muss dabei jeweils mindestens dem Anteil an Personen ohne Führerschein in Deutschland entsprechen (30,8 %) [11]. Den verbleibenden Einwohnern jeder Berufsgruppe werden für jeden Tag die verbleibenden aktiven Pkw-Fahrer zufällig zugeordnet. Einwohner, welche an mindestens einem Tag im Jahr einen Pkw aktiv nutzen werden als **Pkw-Nutzer** deklariert.

Jedem Pkw-Nutzer wird für alle Tage mit Pkw-Fahrten jeweils eine **Tagesfahrstrecke** zufällig zugeordnet, entsprechend den Verteilungen, welche im vorherigen Kapitel bereits aus den MiD-Daten für den betrachteten Gebietstyp bestimmt wurden (siehe Abbildung 2-4). Hierbei werden die nachfolgenden Fälle unterschieden (siehe Abbildung 2-7). Jedem Pkw-Pendler wird ein fester, einfacher Pendelweg zur Arbeitsstätte für alle aktiven Pendeltage zugeordnet, entsprechend der Verteilung der Pendelwege für Vollzeit- bzw. Teilzeitkräfte. Für alle Tage mit Pkw-Pendelfahrten wird diese Strecke doppelt angesetzt. Zusätzlich wird eine Strecke entsprechend der Verteilung der sonstigen Tagesstrecken für Pendler individuell für jeden Tag zugeordnet und addiert. Diese kann auch den Wert Null annehmen. An Tagen mit aktiver Pkw-Fahrt wird den Pkw-Pendlern ohne Pkw-Pendelfahrt bzw. den nicht-Pkw-Pendlern unter den Voll- und Teilzeitkräften eine Tagesstrecke entsprechend der Verteilung der Tagesstrecken für Nicht-Pendler zugeordnet. Dies gilt ebenso für nicht Berufstätige, für diese wurden aber Tagesstrecken mit Dienstfahrten zusätzlich von der Verteilung ausgenommen. Allen verbleibenden Berufsgruppen wird an Tagen mit aktiver Pkw-Fahrt eine allgemeine Tagesstrecke zugeordnet, welche sowohl Strecken mit als auch ohne Pendelfahrten beinhalten kann.

Berufstätigkeit	Einwohner											
	Vollzeit bzw. Teilzeit						Sonstige			Nicht berufstätig		
Pkw-Pendler	ja						?			nein		
Pendelweg	km						x			x		
Pendler aktiv	ja		nein		x		?			x		
Mo	ja	nein	ja		x		ja	nein	nie	ja	nein	nie
Di												
...												
Pkw-Fahrer	ja		ja		nein		ja			ja		
Mo	ja	nein	ja	ja	nein	nie	ja	nein	nie	ja	nein	nie
Di												
...												
Pendelstrecke	2x km Pendelweg		x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Sonstige Strecke	+ km sonstige		x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Tagesstrecke	= km Summe		km (ohne Pendler)	x	km (ohne Pendler)	x	x	km (alle)	x	x	km (ohne Pendler)	x

Tagesstrecken »nicht Berufstätige« ohne Dienstfahrten

Abbildung 2-7: Schematische Darstellung für die Zuordnung der Tagesstrecken zu den einzelnen Einwohnern.

Durch die vorgestellte Transformation des in der MiD-Studie abgefragten Mobilitätsverhaltens auf Basis von einzelnen Stichtagen hin zu einer ganzjährigen, konsistenten Mobilitätsbetrachtung ergeben sich verschiedene **Einschränkungen**. Da es sich beim Anteil der Pkw-Nichtnutzer, wie im vorherigen Kapitel bereits dargelegt, um einen Mindestanteil handelt, wird deren Anzahl vermutlich unterschätzt. Daraus resultiert, dass die durchgeführten Pkw-Fahrten auf zu viele Fahrer verteilt werden. Die Zahl der Pkw-Nutzer wird somit überschätzt, die Zahl der Pkw-Fahrten und damit verbundenen Gesamtfahrstrecken pro Pkw-Nutzer werden unterschätzt. Die Summe der zurückgelegten Kilometer aller Fahrer und somit der Gesamtladebedarf für Elektrofahrzeuge bleibt dagegen erhalten. Jedem Pkw-Nutzer wird im weiteren Simulationsverlauf ein Fahrzeug zugeordnet. Da Fahrzeuge von mehreren Nutzern gemeinsam genutzt werden können, wird die Fahrzeuganzahl somit weiter überschätzt. Für die Ladebedarfe bedeutet dies, dass mehr Fahrzeuge modelliert werden, welche aber seltener geladen werden müssen. Durch die mögliche Mehrfachnutzung von Fahrzeugen innerhalb eines Tages durch verschiedene Fahrer, können insbesondere DC-Ladebedarfe aufgrund der dann längeren Tagesstrecken bis zur nächsten AC-Nachtladung unterschätzt werden. Insbesondere bei längeren Fahrten ist die Mehrfachnutzung aufgrund der damit verbundenen längeren Abwesenheitszeiten vermutlich seltener. Im Umkehrschluss würden sich vor allem kürzere Fahrten durch Mehrfachnutzung akkumulieren mit dann geringeren Auswirkungen auf die DC-Ladebedarfe. Zusammengefasst kann jedoch festgestellt werden, dass die angewendete Methodik eher zu einer Unterschätzung als zu einer Überschätzung der DC-Ladebedarfe führt.

2.2 Elektrofahrzeuge und AC-Lademöglichkeiten

Alle Einwohner, welche im vorherigen Kapitel als Pkw-Nutzer deklariert wurden, bekommen einen individuellen Pkw zugeordnet. Ein Anteil davon wird durch Elektrofahrzeuge gedeckt, für welche fahrzeugspezifisch technische Daten definiert werden. Für alle Elektrofahrzeugnutzer werden zudem individuelle AC-Lademöglichkeiten und das persönliche Ladeverhalten festgelegt. Die zu definierenden Randbedingungen sind in Abbildung 2-8 zusammengefasst dargestellt.

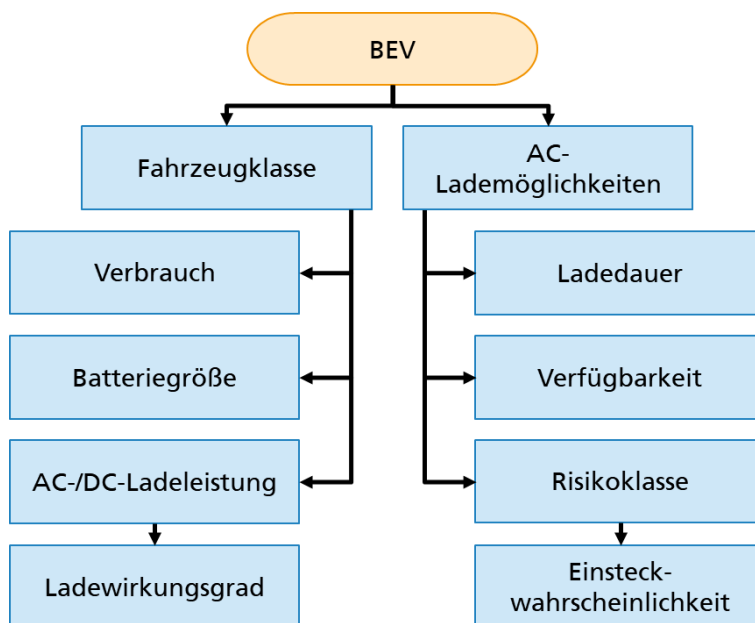


Abbildung 2-8: Jedem Einwohner im Einzugsgebiet eines DC-Ladeparks mit Pkw-Nutzung wird ein individuelles Fahrzeug zugeordnet. Für Elektrofahrzeuge (BEV) werden technische Daten und Randbedingungen zur AC-Ladung definiert.

Für den Anteil an Elektrofahrzeugen wird ein Szenario von **20 % rein elektrischen Fahrzeugen (BEV)** angesetzt. Bezogen auf den Pkw-Fahrzeugbestand laut Kraftfahrtbundesamt (KBA) vom 1. Januar 2022 [3] mit insgesamt 48,541 Mio. Fahrzeugen in Deutschland entspricht dies gut 9,7 Mio. Elektrofahrzeugen und somit nahezu der bisherigen Zielgröße der Bundesregierung von 10 Mio. Einheiten bis zum Jahr 2030 [6], welche mittlerweile jedoch auf mindestens 15 Mio. Fahrzeuge angehoben wurde [7]. Es wird angenommen, dass sich die BEV gleichmäßig auf alle Fahrzeugklassen verteilen, entsprechend den jeweiligen Bestandszahlen von Januar 2020. Zur Vereinfachung werden die Segmente in drei verschiedene **Fahrzeugklassen** eingeordnet, klein, mittel und groß. Ein Überblick über die Zuordnungen ist in Tabelle 2-1 dargestellt. In Anlehnung an diese Verteilung wird ein Anteil für die kleinen Fahrzeuge von 26 %, für die mittleren von 52 % und für die großen Fahrzeuge von 22 % angesetzt. Die Kategorisierung richtet sich dabei nicht nur nach der Fahrzeuggröße, sondern nach den zu erwartenden Eigenschaften, z. B. hinsichtlich des Verbrauchs und der Batteriekapazitäten. Aus diesem Grund werden Sportwagen beispielsweise der Fahrzeugklasse groß zugeordnet. Das Segment sonstige Fahrzeuge wird bei der Zuordnung nicht berücksichtigt. Jedem Einwohner mit Pkw-Nutzung wird eine der drei Fahrzeugklassen zugeordnet, 20 % der Fahrzeuge werden per Zufallsauswahl als BEV deklariert.

Tabelle 2-2: Einordnung der Pkw-Segmente in die angesetzten Fahrzeugklassen klein (oben), mittel (Mitte) und groß (unten). Daten aus [3].

Pkw-Bestand nach Segmenten (KBA)	1. Januar 2020	
	Anzahl	Anteil %
MINIS ZUSAMMEN	3.344.523	7,0
KLEINWAGEN ZUSAMMEN	8.934.345	18,7
KOMPAKTKLASSE ZUSAMMEN	11.983.057	25,1
MITTELKLASSE ZUSAMMEN	6.286.659	13,2
MINI-VANS ZUSAMMEN	1.995.789	4,2
SUVs ZUSAMMEN	3.765.451	7,9
OBERE MITTELKLASSE ZUSAMMEN	1.923.514	4,0
OBERKLASSE ZUSAMMEN	269.441	0,6
GELÄNDEWAGEN ZUSAMMEN	2.594.849	5,4
SPORTWAGEN ZUSAMMEN	918.102	1,9
GROSSRAUM-VANS ZUSAMMEN	2.024.873	4,2
UTILITIES ZUSAMMEN	1.931.837	4,0
WOHNMOBILE ZUSAMMEN (VW-Bus etc.)	589.354	1,2
SONSTIGE	1.154.183	2,4
Bestand insgesamt	47.715.977	100,0

Jeder Fahrzeugklasse wird bei den BEV ein **Energieverbrauch** zugeordnet: Dieser beträgt für kleine Fahrzeuge 18 kWh, für mittlere 20 kWh und für große Fahrzeuge 25 kWh pro 100 km. Die Werte wurden in Anlehnung an die Verbrauchswerte gängiger Fahrzeuge festgelegt, welche über den ADAC Eco-Test ermittelt wurden [12]. Diese Verbrauchstests werden unter realitätsnahen Bedingungen durchgeführt, weshalb die Verbrauchswerte in der Regel über den Normwerten der Fahrzeughersteller liegen.

Jedem BEV wird eine individuelle **Batteriegröße** zugeordnet. Diese wird zufällig für kleine Fahrzeuge aus einem Intervall von 20-40 kWh, bei mittleren von 40-70 kWh und bei großen Fahrzeugen von 70-100 kWh ausgewählt. Die Verteilungen richten sich dabei grob nach den Batteriegrößen heute verfügbarer oder angekündigter Fahrzeugmodelle (eigene Recherchen, Stand 5/2021).

Für wenige BEV wird iterativ eine Korrektur der Fahrzeugklasse ($\sim 0,05$ % der BEV) oder der Batteriegröße (~ 2 % der BEV) vorgenommen, um eine den Mobilitätsanforderungen angepasste Größenordnung zu gewährleisten. Die zugeordnete Fahrzeugklasse wird erhöht, wenn nicht mindestens 50 % aller Tagesstrecken des Fahrzeugnutzers innerhalb der Reichweite der zugehörigen mittleren Batteriegröße liegen. Die Batteriegröße wird erhöht, wenn nicht mindestens 95 % aller Tagesstrecken innerhalb der Reichweite der zugeordneten Batteriegröße liegen. Maximal wird der höchste Wert der zugehörigen Fahrzeugklasse angesetzt.

Jedem BEV wird eine fahrzeugseitige **maximale Ladeleistung** für das AC-Normalladen und das DC-Laden zugeordnet. Diese richten sich nach der Batteriegröße des Fahrzeugs und können Tabelle 2-3 entnommen werden. Für den **Ladewirkungsgrad** werden jeweils 95 % angesetzt.

Tabelle 2-3: Zuordnung der maximalen fahrzeugseitigen Ladeleistung in Abhängigkeit der Batteriegrößen der BEV.

Batteriegröße in kWh	Ladeleistung AC in kW	Ladeleistung DC in kW
<40	7,4	50
40-59	11	100
60-79	11	150
≥ 80	22	200

Neben den technischen Daten für die Fahrzeuge müssen Annahmen für die zukünftige **Verfügbarkeit der AC-Ladeinfrastruktur** getroffen werden. Hierfür werden drei Kategorien berücksichtigt: Das AC-Nachtladen zuhause auf einem eigenen Stellplatz, das AC-Nachtladen an einer öffentlichen Ladeinfrastruktur am Straßenrand sowie das AC-Laden beim Arbeitgeber während der Arbeitszeit.

Der Anteil der BEV-Nutzer mit einer **AC-Ladeinfrastruktur zuhause** wird stark von der Verfügbarkeit eigener Stellplätze und Garagen abhängen. Deren Anteil ist abhängig vom Gebietstyp. Auf Basis der MiD-Daten ergeben sich für die Stellplatzquoten (Garage oder am Haus) in Kleinstädten (5-20 Tsd. EW) 93 %, für Mittelstädte (20-100 Tsd. EW) 88 %, für Großstädte/Metropolen (>500 Tsd. EW) 71 % [13]. Nicht jeder Stellplatz kann aber auch für die Ladung genutzt werden. Bei einer eigenen repräsentativen Befragung im Rahmen des Projekts USP BW gaben 48,9 % der Fahrzeugnutzer an, zukünftig wahrscheinlich zuhause oder am Arbeitsplatz laden zu können. 51,1 % der befragten teilten diese Erwartung nicht [9]. Gerade in der Markthochlaufphase erscheint es dagegen plausibel, dass Fahrzeugnutzer mit eigener Lademöglichkeit überproportional bei den BEV-Käufern vertreten sein werden. Für die Simulationen werden deshalb die Anteile der BEV-Nutzer mit privater AC-Lademöglichkeiten entsprechend der Stellplatzquoten in den betrachteten Gebietstypen abzüglich ca. 20 %-Punkte angesetzt. Die in den Szenarien berücksichtigten Gebietstypen werden konkret wie folgt deklariert: in der Metropole werden 55 %, in der Mittelstadt 70 % und im dörflichen Raum 75 % der BEV-Nutzer eine private AC-Ladestation zugeordnet. Die Verfügbarkeit der AC-Ladepunkte wird im Einzelfall für jeden Ladeevent mit einer Wahrscheinlichkeit von 98 % festgelegt. Dadurch sollen beispielsweise technische Probleme oder vergessenes Einstecken berücksichtigt werden.

Einem weiteren Anteil der BEV-Nutzer, welche nicht bereits eine AC-Ladeinfrastruktur zuhause zugeordnet bekommen haben, wird eine öffentliche **AC-Nachtlademöglichkeit am Straßenrand** zugeordnet. Der Anteil wird ebenfalls abhängig vom Gebietstyp festgelegt: für die Metropole auf 55 %, für die Mittelstadt auf 50 % und für den dörflichen Raum auf 45 %. Es wird dabei von einer Verfügbarkeit im Einzelfall von 60 % ausgegangen. Laut ADAC parken 76 % der PKW-Nutzer in Deutschland nachts auf Privatflächen [14]. Dies wird durch eigene Umfrageergebnisse mit einem Wert von 75 % bestätigt [9]. Bei einem Pkw-Bestand von 48,2 Mio. Fahrzeugen [3] ergeben sich somit 11,6 Mio. parkende Pkw nachts im öffentlichen Raum. Bei einer zukünftigen Elektrifizierungsquote der Pkw von 20 %, rund 9,6 Mio. BEV, ergibt sich mit den oben getroffenen Annahmen für die AC-Nachtlademöglichkeiten (50 %) und deren Verfügbarkeiten (60 %) grob überschlagen ein Bedarf von 0,7 Mio. öffentlicher AC-Ladepunkte am Straßenrand. Die Annahmen sind somit konform mit den Zielen der Bundesregierung für 2030, mit 15 Mio. Elektrofahrzeugen und 1 Mio. öffentlich zugänglicher Ladepunkte, welche neben AC-Nachtladeplätzen jedoch auch weitere Kategorien beinhalten, wie beispielsweise AC-Stationen in Parkhäusern oder DC-Lader an Supermärkten und Autobahnraststätten [7, 8].

Unabhängig von den Nachtlademöglichkeiten werden 20 % der BEV-Nutzern eine potenzielle **AC-Lademöglichkeit beim Arbeitgeber** zugeordnet. Diese kann von berufstätigen BEV-Nutzern an Tagen mit Pendelaktivität verwendet werden. Die Verfügbarkeit im Einzelfall wird mit einer Wahrscheinlichkeit von 80 % festgelegt.

Für die Verfügbarkeit der berücksichtigten AC-Lademöglichkeiten ergeben sich somit sechs verschiedene Usecases mit verschiedenen Häufigkeiten, welche in Abbildung 2-9 exemplarisch dargestellt sind.

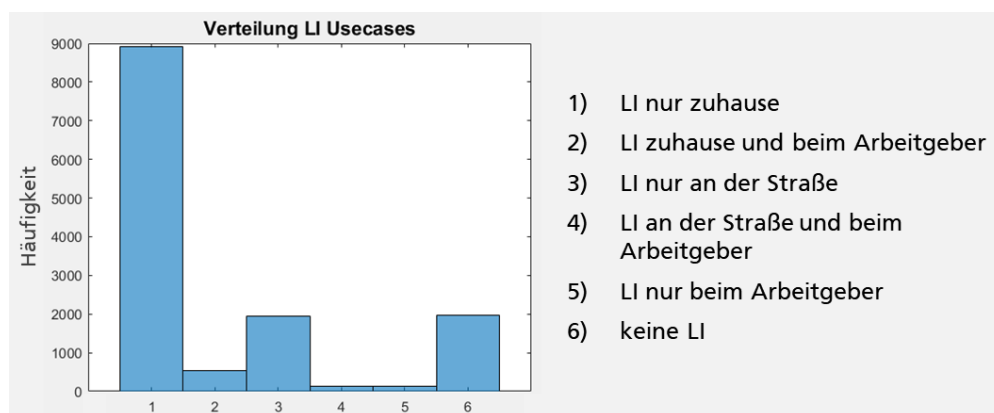


Abbildung 2-9: Häufigkeitsverteilung der möglichen Usecases für die Verfügbarkeit von AC-Ladeinfrastruktur (LI) für die Nachtladung zuhause oder am Straßenrand und das Laden beim Arbeitgeber. Exemplarisches Simulationsergebnis für 100.000 Einwohner einer Mittelstadt.

Für die verschiedenen AC-Lademöglichkeiten werden **maximale Ladeleistungen der Ladeinfrastruktur** definiert. Die tatsächlichen Ladeleistungen hängen im Einzelfall zusätzlich von den bereits beschriebenen technischen Daten der Fahrzeuge ab. Für das Laden zuhause wird in 50 % der Fälle eine Ladeleistung von 3,7 kW angesetzt, die verbleibenden 50 % der Ladepunkte bieten 11 kW Ladeleistung. Die **Ladedauer** für die Nachtladungen wird einheitlich auf 10 h festgelegt. Am Straßenrand wird eine maximale Ladeleistung von 22 kW definiert mit einer Ladedauer von 8 h über Nacht. Beim Arbeitgeber werden für 80 % der Ladepunkte 3,7 kW angesetzt, für 20 % 11 kW. Die Ladedauern liegen für Vollzeitkräfte bei 8 h und für Teilzeitkräfte bei 5 h.

Den BEV-Nutzern wird eine von vier **Risikoklassen** zugeordnet, welche die **Einsteckwahrscheinlichkeit** für eine AC-Ladung in Abhängigkeit des Batterieladestands (SOC) definiert. Die zugehörigen Wahrscheinlichkeitsverteilungen sind in Abbildung 2-10 dargestellt. Die Risikoklassen beschreiben somit das Sicherheitsbedürfnis der BEV-Nutzer hinsichtlich der Fahrzeugladung. Fahrer in der Risikoklasse »Immer« werden ihr Fahrzeug bei jeder Gelegenheit einstecken, unabhängig vom SOC, Fahrer der Klasse »Risiko« dagegen stecken ihr Fahrzeug erst bei niedrigen Ladeständen häufiger ein. Dazwischen gibt es die Klassen »Sicherheit« und »Mittel« mit jeweils eigenen Einsteckwahrscheinlichkeiten.

Methodik

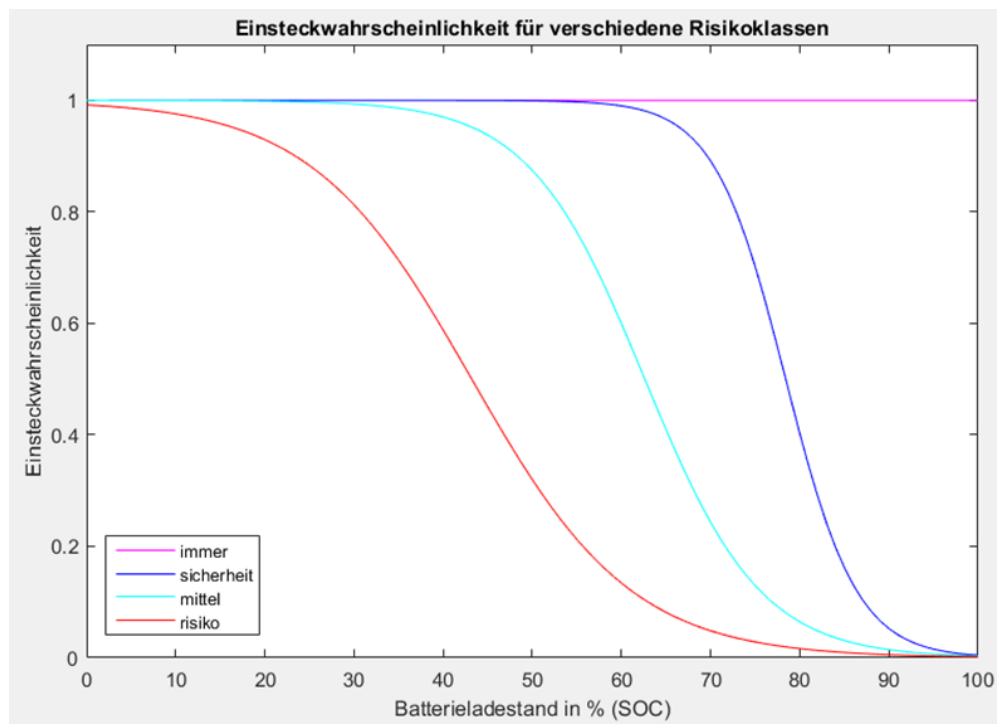


Abbildung 2-10: Einsteckwahrscheinlichkeiten bei der AC-Ladung in Abhängigkeit des Batterieladestands (SOC) für die BEV-Nutzer in verschiedenen Risikoklassen.

Die Risikobereitschaft der Fahrer hängt neben den individuellen Vorlieben auch von der Verfügbarkeit einer Ladeinfrastruktur ab. Die Verteilung der BEV-Nutzer auf die Risikoklassen wird deshalb für jeden der oben definierten AC-Ladeinfrastruktur-Usecases (Abbildung 2-9) separat vorgenommen und kann Tabelle 2-4 entnommen werden. Das tatsächliche Einsteckverhalten wird im späteren Verlauf zusätzlich von den durchzuführenden Fahrstrecken am jeweiligen Folgetag beeinflusst.

Tabelle 2-4: Prozentuale Verteilung der BEV-Fahrer aus unterschiedlichen Usecases für die Verfügbarkeit von AC-Lademöglichkeiten auf die Risikoklassen für die Einsteckwahrscheinlichkeit.

Risikoklasse	Immer	Sicherheit	Mittel	Risiko
LI nur zuhause	5	15	40	40
LI zuhause & AG	0	15	35	50
LI nur an der Straße	10	30	50	10
LI Straße & AG	10	30	40	20
LI nur beim AG	15	40	40	5
keine LI	25	40	30	5

2.3 Simulation der DC-Ladebedarfe

Aus den zugeordneten Tagesstrecken, Fahrzeugdaten und AC-Lademöglichkeiten für alle Einwohner im Einzugsgebiet werden die jeweiligen Mobilitäts- und AC-Ladeverhalten im Jahresverlauf simuliert, mit dem Ziel, zusätzliche externe Ladebedarfe zu identifizieren. Die Analyse erfolgt dabei zunächst auf Basis der Fahrstrecken und AC-Ladungen an den einzelnen Tagen als Ganzes. Tage mit zusätzlichen Ladebedarfen kommen für eine DC-Ladung in Betracht und werden im Anschluss jeweils detaillierter betrachtet. Bei den Analysen werden zwei Fälle unterschieden: Zum Ersten das reine »DC-Tanken« und zum Zweiten das »DC-Tanken und Gelegenheitsladen beim Einkaufen«. Da der zweite Fall eine Erweiterung des ersten darstellt, wird zunächst die Methodik für das »DC-Tanken« beschrieben.

2.3.1 DC-Ladebedarfe im Fall »DC-Tanken«

Unter »DC-Tanken« wird im Rahmen dieser Studie ein gezieltes Anfahren einer DC-Ladeinfrastruktur zum Zwecke der Ladung verstanden. Die Abfahrt erfolgt mit Beendigung der Ladung. Dieser Fall adressiert somit Standorte ohne besondere Fahrziele, insbesondere Einkaufsmöglichkeiten, in der direkten Umgebung.

Zur Ermittlung der zusätzlichen externen Ladebedarfe werden für alle BEV Nutzer fortlaufend tägliche Energiebilanzen aus dem Fahrzeugverbrauch für die gefahrenen Tagesstrecken und den Fahrzeugladungen gebildet. Hierbei gilt es zu beachten, dass die zusätzlichen externen Ladebedarfe sämtliche Ladebedarfe darstellen, welche nicht durch die berücksichtigte AC-Ladeinfrastrukturen über Nacht zuhause oder am Straßenrand sowie während der Arbeitszeit beim Arbeitgeber abgedeckt werden. Die zusätzlichen Ladebedarfe können an den später simulierten DC-Ladeparks abgedeckt werden oder an alternativen Standorten wie Autobahnraststätten, Parkhäusern oder an Einkaufsstandorten. Die Methodik zur Ermittlung der Ladebedarfe ist in Abbildung 2-11 zusammengefasst.

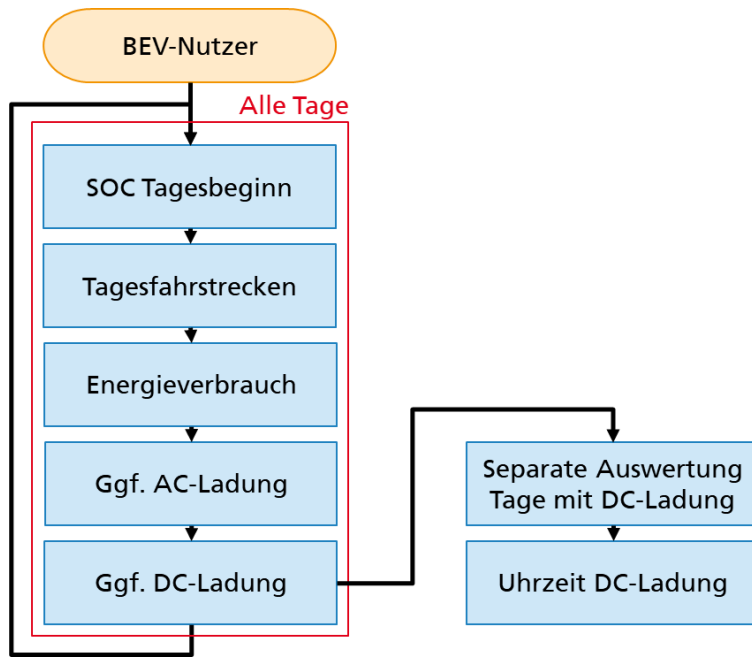


Abbildung 2-11: Schematische Darstellung des Programmablaufs zur Ermittlung von zusätzlichen externen Ladebedarfen im Fall »DC-Tanken«. Ein Teil dieser potenziellen DC-Ladungen wird später am betrachteten DC-Ladepark abgewickelt.

Ausgehend von einem SOC von 100 % am ersten Tag und nachfolgend den jeweiligen SOC zum Tagesbeginn (SOC_{Anfang}) wird für alle BEV anhand der Tagesfahrstrecke und dem Fahrzeugverbrauch der hypothetische SOC-Endstand am Abend ohne Ladung berechnet.

$$SOC_{End} = SOC_{Anfang} - \Delta SOC_{Verbrauch}$$

Entsprechend der jeweils zugeordneten Einsteckwahrscheinlichkeit in Abhängigkeit des berechneten SOC wird jedem BEV-Nutzer eine **AC-Ladeaktivität an diesem Tag** zugeordnet. Wenn die Tagesstrecke des Folgetags nicht mit der Restkapazität (SOC_{End}) durchgeführt werden kann, wird immer eine AC-Ladung vorgesehen. Hierbei werden bei Verfügbarkeit die folgenden AC-Lademöglichkeiten mit absteigender Priorität genutzt: 1.) Laden zuhause (Nachtladung nach der Tagesstrecke), 2.) Laden beim Arbeitgeber (Zwischenladung tagsüber), 3.) Laden am Straßenrand (Nachtladung nach der Tagesstrecke). Das heißt Straßenparker laden bei Bedarf immer beim Arbeitgeber, wenn sie am betrachteten Tag eine Pkw-Pendelaktivität haben, Heimplader laden nur beim Arbeitgeber, wenn sie sonst an diesem Tag zusätzlich extern Laden müssten. Bei der Zuordnung wird die definierte Verfügbarkeit der Ladestationen im Einzelfall ebenfalls berücksichtigt.

Die bei der AC-Ladung zu übertragenden Energiemengen am jeweiligen Ladeort (o) werden aus den definierten Ladedauern, dem Minimum der Ladeleistungen von Fahrzeugen (f) und Ladeinfrastruktur (i) und dem Ladewirkungsgrad für jeden BEV mit AC-Ladeaktivität und verfügbarer Ladestation berechnet.

$$AC_Ladeenergie = Ladedauer(o) * Ladeleistung(f,i) * Ladewirkungsgrad$$

Unter Berücksichtigung der AC-Ladungen bei den Arbeitgebern (AG) wird der SOC am Abend (vor der AC-Nachtladung) für jeden BEV neu berechnet.

$$SOC_{End\ 2} = SOC_{Anfang} - \Delta SOC_{Verbrauch} + \Delta SOC_{Ladung\ AG}$$

Reicht der Ladestand nicht aus, um die Tagesstrecke durchzuführen ($SOC_{End\ 2} \leq 0$), wird an diesem Tag für die entsprechenden BEV ein **zusätzlicher externer Ladebedarf** (z. B. eine DC-Ladung) identifiziert. Der Ladestand zu Beginn des Folgetags ($SOC_{Anfang\ 2}$) kann in diesem Fall nicht berechnet werden, da die zusätzlich geladene Energiemenge, die Fahrstrecke nach der Ladung sowie das Nachladeverhalten unbekannt sind. Der Wert wird deshalb jeweils zufällig aus einer Gleichverteilung von 60-100% zugeordnet.

Für alle weiteren BEV wird der Ladestand zu Beginn des Folgetags (nach der AC-Nachtladung) berechnet. Hierbei werden die AC-Zwischenladungen beim Arbeitgeber und die AC-Nachtladungen zuhause und am Straßenrand berücksichtigt.

$$SOC_{Anfang\ 2} = SOC_{Anfang} - \Delta SOC_{Verbrauch} + \Delta SOC_{Ladung\ AG} + \Delta SOC_{Nachtladung}$$

Die Auswertung wird für alle Tage des Betrachtungszeitraums analog fortgeführt. Der gesamte Ablauf kann dem Schema in Abbildung 2-12 entnommen werden.

Im Rahmen der eigenen repräsentativen Befragung im Projekt USP-BW gaben 56 % der befragten Pkw-Nutzer mit Präferenz zum DC-Tanken an, dass sie lieber nachmittags oder abends laden [9]. Dies wird zusätzlich zum beschriebenen Verfahren in Form einer **strategischen Ladung** berücksichtigt: Liegt der SOC eines BEV zu Beginn des Folgetags unter einem SOC-Limit von 15 % wird das Fahrzeug mit einer Wahrscheinlichkeit von 50 % bereits am betrachteten Tag geladen. Das Fahrzeug wird dann analog der BEV mit zusätzlichem externen Ladebedarf behandelt.

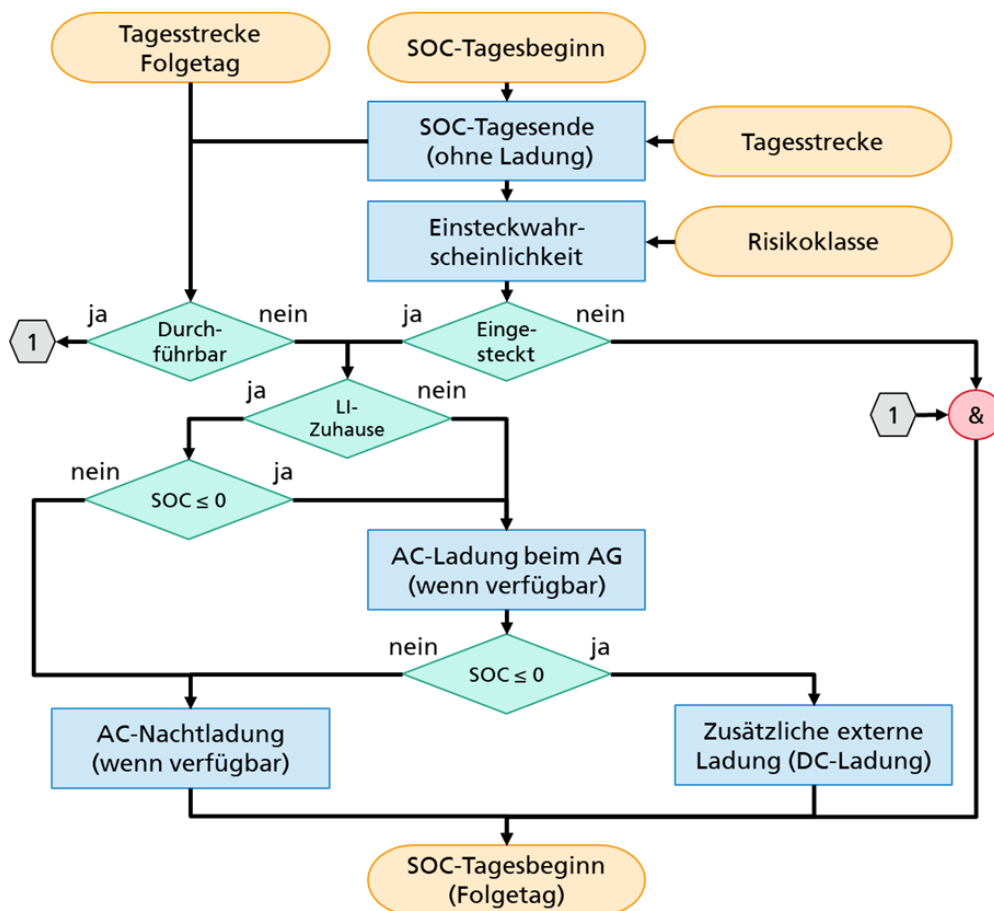


Abbildung 2-12: Programmablauf zur Analyse der täglichen Energiebilanzen und Ladestände der BEV zur Identifikation von Tagen mit zusätzlichen externen Ladebedarfen im Fall »DC-Tanken«. (Ohne strategische Ladungen).

Nach der Identifikation der Tage mit zusätzlichem externen Ladebedarf für die BEV aller Einwohner über den gesamten Betrachtungszeitraum von einem Jahr erfolgt für diese die **Zuordnung eines potenziellen DC-Ladeevents** innerhalb der einzelnen Tage, entsprechend dem Schema in Abbildung 2-13. Nicht jeder Bedarf führt aber auch explizit zu einer DC-Ladung, was im späteren Verlauf der Simulation berücksichtigt wird.

Jedem BEV-Fahrer mit zusätzlichem externen Ladebedarf wird für die entsprechenden Tage jeweils eine zufällig ausgewählte Pkw-Wegekette aus dem MiD-Datensatz zugeordnet, welche dieselbe Tagesstrecke aufweist bzw. dieser am nächsten kommt. Es werden nur die Wegekette von Personen aus dem in der Simulation betrachteten Gebietstyp berücksichtigt und hinsichtlich der Berufstätigkeiten »Vollzeit«, »Teilzeit«, »nicht berufstätig« und »Sonstige« unterteilt. »Sonstige« fasst die Berufstätigkeiten »geringfügig beschäftigt«, »Nebentätigkeit/Praktikum« und »Ausbildung« zusammen, deren Fallzahlen im Einzelnen ansonsten zu gering ausfallen würden. Außerdem wird zwischen Werktagen (Mo-Fr) und Wochenenden (Sa-So) unterschieden.

Ausgehend vom SOC am jeweiligen Tagesbeginn wird der Energieverbrauch für die einzelnen Wege sukzessive berechnet und vom Ladestand abgezogen. Ergibt sich daraus ein $\text{SOC} \leq 10\%$ wird dieser **Weg für eine DC-Ladung** vorgesehen. Für strategische DC-Ladungen wird stattdessen das zugehörige SOC-Limit von 15 % angesetzt.

Zur Ermittlung des genauen Ladezeitpunktes während des Weges wird dem BEV ein SOC-Limit aus einer Gleichverteilung zwischen 5 und 40 % SOC zufällig zugeordnet, maximal jedoch der SOC zu Beginn des Weges und mindestens der SOC am Ende des Weges. Der Wert stellt das SOC-Limit dar, bei dessen unterschreiten der Fahrer einen DC-Tankvorgang initiieren würde. Innerhalb des Weges wird von einem linearen Abfall des Ladestands ausgegangen. Aus der bekannten Startzeit und Dauer des Weges wird die Uhrzeit bestimmt, bei welcher das Ladelimit erreicht wird, spätestens jedoch der Zeitpunkt des Fahrtendes. Diese Uhrzeit definiert den **Startzeitpunkt für eine mögliche DC-Ladung** an diesem Tag, der zugehörige SOC den Startwert für die DC-Ladung. Für den Ladeendstand wird ein SOC aus einer Gleichverteilung von 80-100% SOC zufällig zugeordnet. Liegt der Startzeitpunkt nach Mitternacht wird er zur Vereinfachung am Morgen desselben Tages angesetzt.

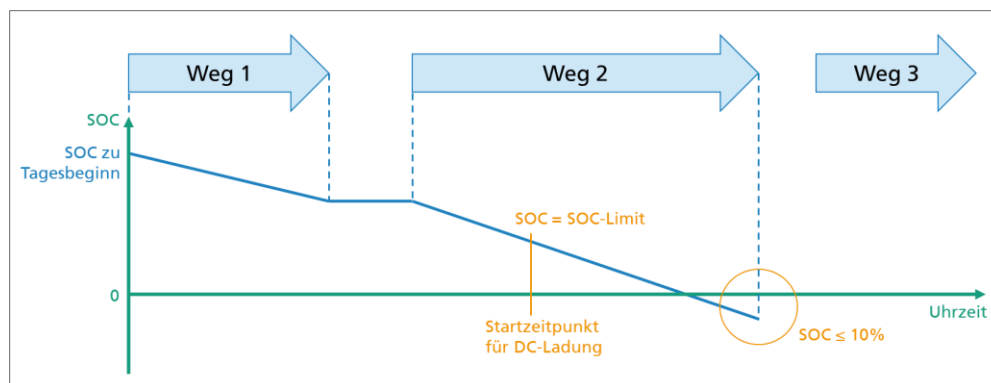


Abbildung 2-13: Schematische Darstellung zur Festlegung der Uhrzeit einer potenziellen DC-Ladung an Tagen mit zusätzlichem externen Ladebedarf.

Die Methodik basiert auf Wegekette, welche durch nicht elektrifizierte Fahrzeuge erfasst wurden und dementsprechend keine Ladeevents vorsehen. Die Ladeevents selbst würden jedoch die Wegekette verändern, z. B. durch eine frühere Abfahrt zur Arbeit, wenn geladen werden muss, was mit dem vorliegenden Datensatz nicht berücksichtigt werden kann. Der Startzeitpunkt für die DC-Ladung wird bei entsprechend niedrigem Ladestand definiert. Strategische Einflüsse werden nur begrenzt berücksichtigt, da hierüber keine weiteren Informationen vorliegen (z. B. Laden bei Verfügbarkeit einer Station,

Laden am Ende der vorhergehenden Fahrt, Laden zu Beginn der Fahrt, Laden vor/nach der Arbeit, vorzeitiges Laden zum Erreichen der Heimladestation). Hieraus könnte eine Tendenz zu späteren Ladezeitpunkten resultieren. Ggf. werden frühe Ladungen aber auch auf den Vorabend vorgezogen, was in der Simulation, wie beschrieben, berücksichtigt wird. Ein gezielter individueller Ladebedarf bis zum Erreichen der nächsten AC-Lademöglichkeit wird nicht ausgewertet. Befragungsergebnisse aus dem Projekt USP-BW unter den Pkw-Fahrern mit Präferenz zum DC-Tanken zeigen, dass nur 27,7 % eine Teilladung bis zum Erreichen des nächsten Ladepunktes bevorzugen, 43,9 % dagegen die Vollladung [9]. Eine Priorisierung des Ladezeitpunkts bzw. des Ladeorts kann nicht vorgenommen werden (z. B. vor/nach der Arbeit, vor letztem Weg nach Hause). Das Laden beim Einkaufen kann aber separat berücksichtigt werden, was in Kapitel 2.3.2 beschrieben wird.

2.3.2 DC-Ladebedarfe im Fall »DC-Tanken und Gelegenheitsladen beim Einkaufen«

Im Gegensatz zum reinen »DC-Tanken« wird im Folgenden zusätzlich auch das Gelegenheitsladen beim Einkaufen explizit berücksichtigt. Das bedeutet, dass ein Teil der DC-Ladungen während eines Einkaufsevents durchgeführt wird und die Standzeit an der Ladeinfrastruktur dann durch die Einkaufsdauer definiert wird. Der Fall adressiert somit Standorte mit Einkaufsmöglichkeiten in direkter Umgebung, also insbesondere auf Parkplätzen von Einkaufszentren und Supermärkten oder mit direkter Anbindung an ein Stadtzentrum. Die in Abbildung 2-11 dargestellte Methodik zur Bestimmung der potenziellen DC-Ladeevents wird durch die Gelegenheitsladungen erweitert und ist in Abbildung 2-14 dargestellt.

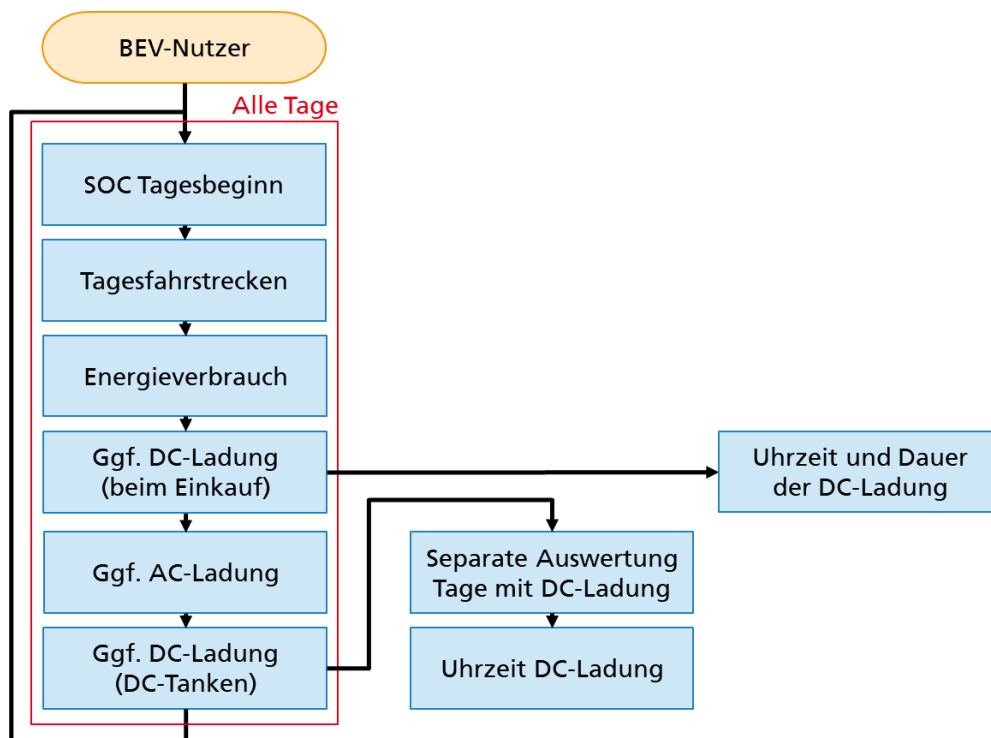


Abbildung 2-14: Schematische Darstellung des Programmlaufs zur Ermittlung von zusätzlichen externen Ladebedarfen im Fall »DC-Tanken und Gelegenheitsladen beim Einkaufen«. Ein Teil dieser potenziellen DC-Ladungen sowie der Gelegenheitsladungen beim Einkaufen wird später am betrachteten DC-Ladepark abgewickelt.

Den BEV-Nutzern werden an den Tagen mit aktiver Fahrt ggf. **Einkaufsevents** zugeordnet. Die Wahrscheinlichkeit hierfür entspricht den aus den MiD-Daten bestimmten Anteilen der Wegekettens mit Einkaufsevent, Abhängig von der Berufsgruppe und dem jeweiligen Wochentag für den betrachteten Gebietstyp (siehe Kapitel 2.1.1). Jedem Einkaufsevent wird eine Startzeit und die zugehörige Einkaufsdauer zugeordnet. Für die zufällige Auswahl werden jeweils die aus den MiD-Daten ermittelten Einkaufsevents pro Gebietstyp, Berufsgruppe und Wochentag zugrunde gelegt.

Nicht alle Einkaufsevents werden auch an den zu simulierenden DC-Ladeparks durchgeführt, da in der Regel sehr viele alternative Einkaufsmöglichkeiten im Einzugsgebiet existieren. Es gilt jedoch zu berücksichtigen, dass an Einkaufsmöglichkeiten mit Ladeinfrastruktur BEV-Fahrer überproportional vertreten sein können. Laut der im Rahmen des Projekts USP-BW durchgeführten Befragung würden 78 % der Befragten Pkw-Nutzer mit Präferenz zum unterwegs laden ihr Mobilitätsverhalten für eine bessere Einbindung der Ladung anpassen, bei den Personen mit zusätzlicher Präferenz zum Gelegenheitsladen beim Einkaufen würden sogar 90 % ihr Einkaufsverhalten entsprechend ändern. Unter allen befragten Pkw-Nutzern würden 65 % gezielt dort einkaufen, wo sie auch laden können, nur 31 % könnten sich vorstellen wegen der Ladung häufiger einzukaufen [9]. In der Simulation kann der **Anteil der Einkaufsevents am DC-Ladepark** frei definiert werden. Dadurch können die individuellen Rahmenbedingungen (alternative Einkaufs- und Lademöglichkeiten im Einzugsgebiet) für den betrachteten Standort berücksichtigt werden (siehe hierzu auch Kapitel 2.4.1). Die Zuordnung zu den BEV-Fahrern erfolgt per Zufall, mit der Wahrscheinlichkeit entsprechend dem gewählten Anteil.

Für eine potenzielle DC-Ladung werden in der Regel nur Einkaufsevents mit einer Dauer zwischen 10 und 600 min berücksichtigt. Je nach Einkaufsmöglichkeit kann die Zeitdauer auch weiter eingeschränkt werden, z. B. auf Einkaufsevents mit maximal 60 min bei Supermärkten oder auf eine ggf. vorgegebene Höchstparkdauer. Die Gelegenheitsladung beim Einkauf wird bei entsprechender Möglichkeit im Einzelfall durchgeführt, wenn der Ladezustand am Abend ohne Ladung ein bestimmtes SOC-Limit unterschreitet. Das SOC-Limit wird abhängig von der verfügbaren AC-Ladeinfrastruktur und der Risikoklasse des BEV-Fahrers festgelegt (siehe Tabelle 2-5). Hierbei liegt die Annahme zugrunde, dass die alternativen AC-Lademöglichkeiten günstiger sind als die DC-Ladung beim Einkaufen.

Tabelle 2-5: Prozentuales SOC-Limit, bei dessen Unterschreitung eine DC-Ladung beim Einkaufen nach Möglichkeit durchgeführt wird. Das SOC-Limit hängt von der individuellen Risikobereitschaft der Fahrer und den alternativen Lademöglichkeiten zuhause und beim Arbeitgeber ab.

Risikoklasse	Immer	Sicherheit	Mittel	Risiko
LI nur zuhause	25	20	10	5
LI zuhause & AG	25	20	10	5
LI nur an der Straße	50	40	30	10
LI Straße & AG	50	40	25	10
LI nur beim AG	60	50	35	20
keine LI	70	60	50	30

Analog zum Fall »DC-Tanken« werden die zusätzlichen externen Ladebedarfe zunächst tageweise für alle BEV-Nutzer berechnet, jetzt aber unter Berücksichtigung der Gelegenheitsladungen beim Einkaufen. Ausgehend von einem SOC von 100 % am ersten Tag und nachfolgend den jeweiligen SOC zum Tagesbeginn (SOC_{Anfang}) wird für alle BEV anhand der Tagesfahrstrecke und dem Fahrzeugverbrauch der hypothetische SOC-Endzustand am Abend ohne Ladung berechnet.

$$SOC_{End} = SOC_{Anfang} - \Delta SOC_{Verbrauch}$$

Für BEV, die damit den Bedingungen für eine Gelegenheitsladung entsprechen (Einkaufsevent, SOC-Limit), wird eine **DC-Ladung beim Einkaufen** vorgesehen, alle weiteren BEV werden dem Fall »DC-Tanken« zugeordnet. Sofern bei den verbleibenden BEV eine AC-Ladung beim Arbeitgeber an diesem Tag möglich ist (Verfügbarkeit, Pendelaktivität), wird diese priorisiert durchgeführt und der SOC am Abend aktualisiert.

$$SOC_{End\ 2} = SOC_{Anfang} - \Delta SOC_{Verbrauch} + \Delta SOC_{Ladung\ AG}$$

Liegt dieser SOC weiterhin unter dem SOC-Limit für die Gelegenheitsladung wird der BEV weiter für das Laden beim Einkaufen berücksichtigt. Für die DC-Ladung beim Einkaufen werden die den betreffenden BEV für diesen Tag bereits zugeordneten Start- und Standzeiten der Einkaufsevents für die weitere Auswertung vorgemerkt. Als SOC zum Beginn der DC-Ladung beim Einkauf wird jeweils ein Zufallswert zwischen dem SOC ohne Zwischenladung (SOC_{End}) und dem individuellen SOC-Limit für die Gelegenheitsladung zugeordnet.

Die bei der Ladung übertragene Energiemenge hängt von verschiedenen Randbedingungen ab, welche erst im späteren Simulationsverlauf bekannt sind, beispielsweise die tatsächliche Ladeleistung unter Berücksichtigung einer Drosselung der Ladeleistung oder auch die SOC-abhängige Ladekurve der Fahrzeuge. Für die Fortführung der tageweisen Auswertung der externen Ladebedarfe wird deshalb zunächst eine Abschätzung für die jeweils geladene Energiemenge (E_{Ladung}) während der Einkaufsdauer (t_{EK}) durchgeführt. Hierfür werden 80 % der maximalen DC-Ladeleistung der Fahrzeuge (P_{BEV}), höchstens jedoch die mittlere Ladeleistung am Ladepunkt (P_{LP}), welche sich aus der Leistung der Ladestation (P_{LS}) und der Anzahl der Ladepunkte ($Anzahl_{LP}$) berechnet, angesetzt.

$$E_{Ladung} = \min(0,8 * P_{BEV}, P_{LP}) * t_{EK}$$

$$P_{LP} = (P_{LS} + P_{LS}/Anzahl_{LP}) / 2$$

Mit der abgeschätzten Energiemenge für die DC-Ladung beim Einkauf wird der SOC am Abend aktualisiert:

$$SOC_{End\ 3} = SOC_{Anfang} - \Delta SOC_{Verbrauch} + \Delta SOC_{Ladung\ AG} + \Delta SOC_{Ladung\ EK}$$

Reicht der Ladestand nicht aus, um die Tagesstrecke durchzuführen ($SOC_{End\ 3} \leq 0$), besteht an diesem Tag für die entsprechenden BEV ein zusätzlicher externer Ladebedarf. Die bisherigen Ladungen an diesem Tag werden in diesem Fall verworfen und die betroffenen Fahrzeuge werden dem Fall »DC-Tanken« zugeordnet.

Nach der Ladung beim Arbeitgeber und/oder beim Einkaufen wird ggf. eine AC-Nachtladung durchgeführt (zu Hause oder am Straßenrand), sofern die Bedingungen hierfür erfüllt sind (Verfügbarkeit, Einsteckwahrscheinlichkeit, analog Kapitel 2.3.1). Der SOC für den Beginn des Folgetags errechnet sich wie folgt.

$$SOC_{Anfang\ 2} = SOC_{Anfang} - \Delta SOC_{Verbrauch} + \Delta SOC_{Ladung\ AG} + \Delta SOC_{Ladung\ EK} + \Delta SOC_{Nachtladung}$$

Liegt dieser SOC unter einem Limit von 15 % wird die Ladezeit beim Einkaufen später bis zum Erreichen eines entsprechenden Mindest-SOC verlängert.

Die Auswertung wird für alle Tage des Betrachtungszeitraums analog fortgeführt. Der gesamte Ablauf kann dem Schema in Abbildung 2-15 entnommen werden. Die

Fahrzeuge, welche dem Fall »DC-Tanken« zugeordnet wurden, werden entsprechend dem Schema in Abbildung 2-12 in Kapitel 2.3.1 behandelt. Im Ergebnis stehen zusammengefasst die Tage, Zeiten und SOC's zu Beginn der Ladungen für alle DC-Ladungen beim Einkauf am betrachteten Ladepark sowie die Tage mit zusätzlichen externen Ladebedarfen, welche potenziell (anteilig) ebenfalls am DC-Ladepark abgewickelt werden können (siehe Kapitel 2.4.1).

Methodik

Mit der vorgestellten Methodik wird die Energiebilanz zunächst jeweils immer für einen vollen Tag berechnet, egal wann die Zwischenladungen beim Arbeitgeber und Einkaufen erfolgen. Die Ladeenergie beim Arbeitgeber kann ggf. nicht voll genutzt werden, wenn der Ladestand dort noch zu hoch ist und der Hauptverbrauch erst danach auftritt. Gleiches gilt ggf. beim Einkaufen, insbesondere wenn eine Ladung beim Arbeitgeber davor durchgeführt wurde. Die Anzahl der Ladeevents beim Einkaufen bzw. DC-Tanken wird somit eher unterschätzt. Für die Konstruktion einer vollständigen, durchgehenden Wegeketten für alle BEV über das ganze Jahr ist die Datenbasis der MiD-Studie nicht ausreichend.

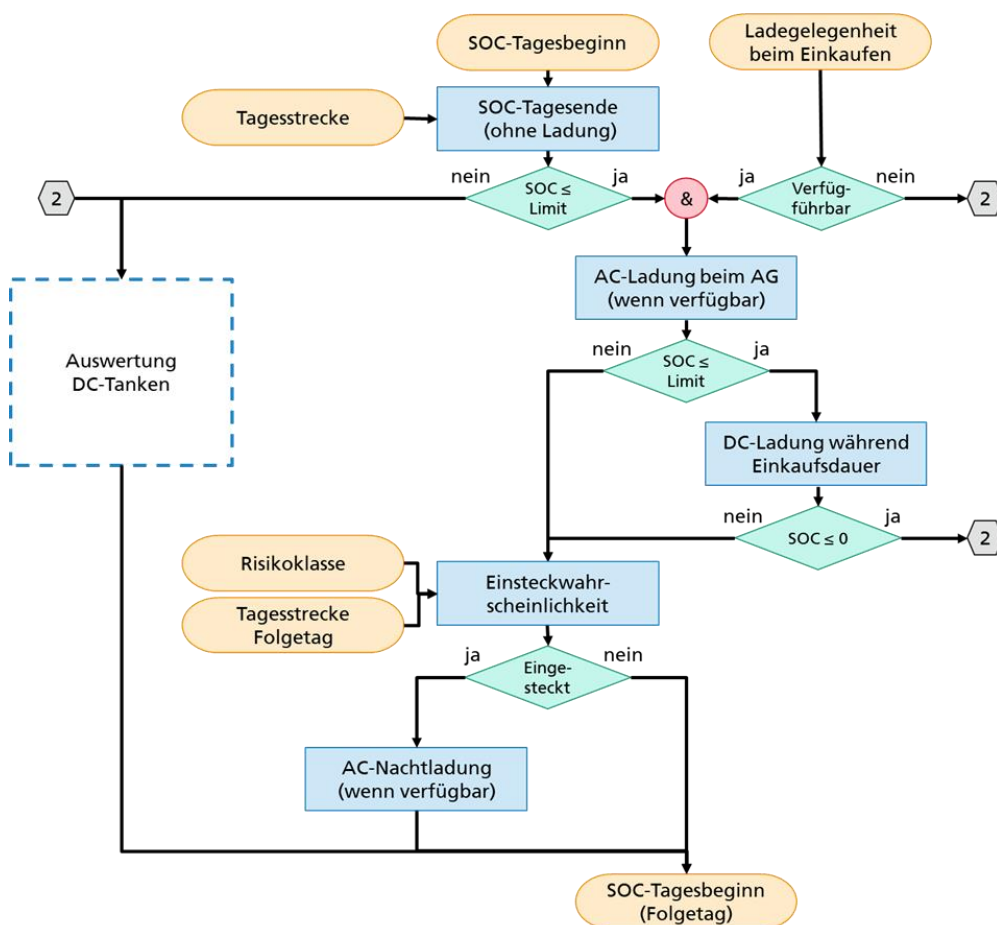


Abbildung 2-15: Programmablauf zur Ermittlung der DC-Ladeevents beim Einkaufen und den zusätzlichen externen Ladebedarfen im Fall »DC-Tanken und Gelegenheitsladen beim Einkaufen«. Die Auswertung DC-Tanken folgt dem Programmablauf in Abbildung 2-12.

2.4 Simulation der DC-Ladeparks

Die nachfolgenden Kapitel beschreiben die Modellierung der DC-Ladeparks selbst sowie der erweiterten lokalen Energiesysteme. Zunächst wird eine Charakterisierung der Standorte dargestellt, auf deren Basis die Anteile der Ladebedarfe bestimmt werden, welche an den Ladeparks abgewickelt werden sollen. Danach werden die eigentlichen Ladevorgänge hinsichtlich der Durchführungen und der Energieflüsse modelliert. Zuletzt wird die Simulation von weiteren, optionalen Komponenten im Energiesystem vorgestellt, wie Photovoltaik(PV)-Anlagen oder Batteriespeicher.

2.4.1 Charakterisierung des Standorts und Deckung der Ladebedarfe am DC-Ladepark

Im bisherigen Verlauf der Simulation wurden die zusätzlichen externen Ladebedarfe einer bestimmten Einwohnerzahl im Umfeld eines DC-Ladeparks ermittelt (»DC-Tanken«). Hierbei wurden AC-Nachlademöglichkeiten zuhause oder am Straßenrand sowie das Zwischenladen beim Arbeitgeber nach Verfügbarkeit bereits berücksichtigt. Die zusätzlichen Ladebedarfe können nicht nur am betrachteten DC-Ladepark gedeckt werden, sondern auch an alternativen Lademöglichkeiten, wie weitere urbane DC-Ladeparks, Ladepunkte am Straßenrand und auf Kundenparkplätzen oder an Autobahnraststätten. Der Anteil der Ladebedarfe, welcher explizit am betrachteten DC-Ladepark gedeckt wird (kurz **Deckungsanteil**), spielt eine wesentliche Rolle für die Auslastung, Servicequalität und energetischen Anforderungen und muss abhängig von den Randbedingungen am Standort individuell eingeschätzt werden. Im Rahmen der Analysen werden verschiedene Deckungsanteile angesetzt: in den Basisszenarien wird der Deckungsanteil so gewählt, dass eine moderate Auslastung der Ladeparks resultiert, in weiteren Szenarien wird der Anteil erhöht, um höhere Belastungen und Überlastungen am Ladepark abzubilden. Die Analyse der Auswirkungen und der Möglichkeiten diesen Belastungen zu entgegnen sind ein wesentlicher Teil der Untersuchungen im Rahmen dieser Arbeit. Hierbei gilt es zu betonen, dass eine Erhöhung der am Ladepark zu bedienenden Ladebedarfe einer Erhöhung des BEV-Anteils an den Fahrzeugen der Einwohner, bei dann gleichbleibender Bedarfsdeckung, entspricht. Somit kann ein stärkeres Elektrifizierungsszenario alternativ auch über einen höheren Deckungsanteil abgebildet werden.

Für die Definition der Deckungsanteile am DC-Ladepark kann die Charakteristik des betrachteten Standorts berücksichtigt werden. Hierfür werden die Ladebedarfe wie folgt in verschiedene Kategorien unterteilt. Zunächst wird grundlegend festgelegt, ob es am Standort direkte **Einkaufsmöglichkeiten** im Umfeld gibt oder ob es sich um einen reinen »DC-Tanken«-Standort handelt, bei dem die Fahrzeuge gezielt zur Ladung anfahren und nach Erreichen des Endladestands wieder abfahren. Im ersten Fall wird das Gelegenheitsladen beim Einkaufen mitberücksichtigt, wobei die Charakteristik der Einkaufsmöglichkeit über die Berücksichtigung verschiedener Standzeiten verfeinert werden kann (z. B. Einkaufszentrum: alle Standzeiten, Supermarkt: Standzeiten bis 60 Minuten). Für die Ladung beim Einkauf wurde bereits bei der Simulation der Ladebedarfe ein Deckungsanteil der zugehörigen Ladeevents am Standort des DC-Ladeparks vorgegeben, da dieser direkt die verbleibenden Ladebedarfe beeinflusst (Kapitel 2.3.2). Die verbleibenden Ladebedarfe für den Fall »DC-Tanken« werden in zwei Gruppen unterteilt, deren Deckungsanteile separat vorgegeben werden:

- **Long Range (lr):** DC-Ladebedarfe von BEVs, deren Tagesstrecke größer ist als die Reichweite des Fahrzeugs.
- **Short Range (sr):** DC-Ladebedarfe der BEVs, deren Ladestand zu Tagesbeginn nicht für die Durchführung der gesamten Tagesstrecke ausreicht, und die nicht der Gruppe long range zugeordnet sind.

Zu den **long range Events** gehören insbesondere längere Fahrten, wie Dienstreisen oder Besuchs- und Urlaubsfahrten. Der externe Ladebedarf besteht hier unabhängig von den vorhandenen AC-Lademöglichkeiten des Fahrers. Die DC-Ladungen für diese Gruppe können beispielsweise an Autobahnrasthöfen oder im Zielgebiet der Reise gedeckt werden, also nicht unbedingt am betrachteten urbanen DC-Ladepark. Ein gewisser Ausgleich kann jedoch durch externe Fahrzeuge erfolgen, welche von außerhalb des betrachteten Gebiets anreisen und bei den betrachteten Einwohnern nicht berücksichtigt sind. Der Deckungsanteil für diese Gruppe kann höher gewählt werden, wenn der Ladepark in einem typischen Zielgebiet für solche Langstreckenfahrten liegt, beispielsweise im Zentrum einer Großstadt oder in touristisch relevanten Gebieten, oder wenn der Ladepark in der Nähe einer größeren Durchgangsstraße liegt. Der Fokus der Studie liegt aber auf urbanen DC-Ladeparks, welche hauptsächlich durch die Anwohner im Umfeld genutzt werden. Für die Betrachtung von reinen Autobahnstandorten ist die Methodik nicht geeignet. Die **short range Events** adressieren vor allem den typischen regionalen Alltagsverkehr und hier insbesondere die Ladebedarfe von BEVs ohne eigene AC-Lademöglichkeiten. Die Fahrzeuge könnten grundsätzlich die Tagesstrecken durchführen, sind aber am Morgen nicht ausreichend geladen. Der Deckungsanteil dieser Gruppe wird höher gewählt, wenn es im Umfeld nur wenige alternative öffentliche Lademöglichkeiten gibt.

Durch das Verhältnis der Deckungsanteile untereinander kann die Nutzung des DC-Ladeparks an die Randbedingungen des Standorts angepasst werden. Durch die absolute Höhe der Deckungsanteile kann die Gesamtauslastung auf ein sinnvolles Maß bzw. auf die Planungsgrundlage des betrachteten Ladeparks eingestellt werden. Der Wert des Deckungsanteils entspricht dabei nicht dem Anteil der zugehörigen Ladeevents, da jede Gruppe eine unterschiedliche Anzahl an Ladebedarfen beinhaltet. Eine exemplarische Verteilung der Ladebedarfe mit unterschiedlichen Tagesstrecken ist in Abbildung 2-16 dargestellt.

Die **Ladebedarfe, welche am DC-Ladepark bedient werden** sollen, werden bei jeder Gruppe zufällig zugeordnet, mit der Wahrscheinlichkeit entsprechend des jeweiligen Deckungsanteils.

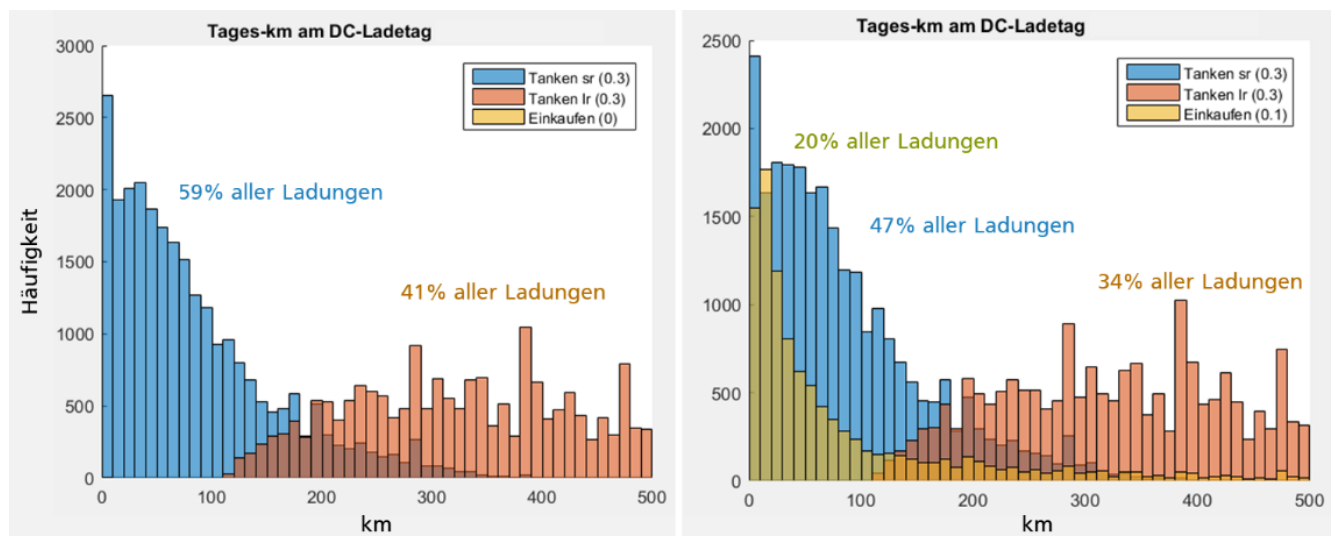


Abbildung 2-16: Exemplarische Auswertung für die Ladebedarfe von 100.000 Einwohnern am DC-Ladepark. Der Deckungsanteil für die Gruppen short range (sr) und long range (lr) beträgt jeweils 30 %. Links: ohne Einkaufsmöglichkeit (»DC-Tanken«). Rechts: mit zusätzlichem Gelegenheitsladen beim Einkaufen mit einem Deckungsanteil von 10 %.

Neben den Deckungsanteilen spiegeln auch einige der bereits getroffenen Annahmen die Randbedingungen am Standort wider. Die wesentlichen Einflussmöglichkeiten zur Charakterisierung des Standorts sind in Tabelle 2-6 zusammengefasst.

Methodik

Tabelle 2-6: Wesentliche Einflussgrößen zur Charakterisierung des Standorts für die Simulation eines DC-Ladeparks.

Randbedingungen	Einflussgrößen
Einzugsgebiet	Einwohnerzahl, Gebietstyp
Ladebedarfe der Einwohner	Anteil BEV, AC-Lademöglichkeiten, technische Randbedingungen, persönliches Verhalten
Genereller Standort	Mit/ohne Einkaufsmöglichkeit
Gelegenheitsladen beim Einkaufen	Gewichtung via Deckungsanteil ek (Einkaufsladeevents), Branche via berücksichtigter Standdauern, Geschäftsmodell LI via Höchstparkdauer
Durchgangsverkehr, Reiseziel	Gewichtung via Deckungsanteil lr (Langstreckenladeevents)
Regionalverkehr	Gewichtung via Deckungsanteil sr (regionale Ladeevents)
Alternative Lademöglichkeiten	Auslastung am Ladepark via Deckungsanteile
DC-Ladepark	Anzahl Ladepunkte und Ladeleistung, Netzananschluss, erweitertes Energiesystem/Batteriespeicher, Energiemanagement

2.4.2 Simulation der DC-Ladeinfrastruktur

Mit den definierten DC-Ladebedarfen, welche explizit am betrachteten DC-Ladepark bedient werden sollen, wird eine Lastsimulation in Minutenauflösung durchgeführt. Hierfür wurde ein Modell für DC-Ladeparks in Matlab/Simulink aufgebaut, mit folgenden Eingangsparametern für alle Fahrzeuge: Ankunftszeitpunkt, SOC bei Ankunft, Ziel-SOC (»DC-Tanken«), Batteriekapazität, maximale DC-Ladeleistung und Mindestaufenthaltsdauer (Einkaufsdauer beim Gelegenheitsladen).

Im Modell können die Anzahl der **DC-Ladestationen**, die jeweilige Anzahl der Ladepunkte pro Station, die Ladeleistung der einzelnen Stationen sowie die verfügbare Gesamtanschlussleistung (in der Regel die Netzananschlussleistung) vorgegeben werden. In jedem Zeitschritt werden die ankommenden und wartenden Fahrzeuge auf die Ladepunkte verteilt, die Ladeleistungen zugeordnet und die Gesamtleistung des Ladeparks ausgewertet. Stehen mehrere Stationen zur Verfügung, werden die ankommenden Fahrzeuge zunächst auf verschiedene Ladestationen verteilt, bevor mehrere Ladepunkte an einer Station besetzt werden.

Sind alle Ladepunkte belegt, werden die neu ankommenden BEV zunächst in einer Warteschlange gesammelt. Jedem BEV wird dabei eine maximale **Wartedauer** in Abhängigkeit des SOC zugeordnet (siehe Abbildung 2-17, links). Wird bis zu deren Ablauf kein Ladepunkt frei, wird keine Ladung durchgeführt. Ansonsten können freiwerdende Ladepunkte neu besetzt und die Ladungen jeweils eine Minute später begonnen werden. Bei der repräsentativen Befragung im Rahmen des Projekts USP-BW gaben 60 % der befragten Pkw-Nutzer mit Präferenz zum DC-Laden an, lieber kurz zu warten als sich eine andere Lademöglichkeit zu suchen (26 % neutral, 14 % Ablehnung) [9]. Die maximale

Wartebereitschaft lag im Mittel bei 9,4 min, mit einer Verteilung entsprechend Abbildung 2-17, rechts.

Methodik

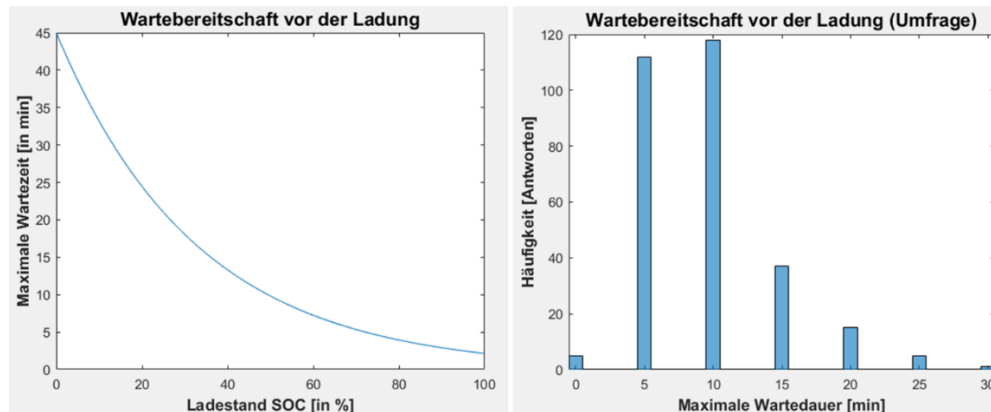


Abbildung 2-17: Links: In der Simulation angesetzte maximale Wartedauern in Abhängigkeit der SOC bei Ankunft. Rechts: Ergebnis einer eigenen Befragung im Projekt USP-BW zur Wartebereitschaft [9].

Während des Ladevorgangs hängt die **Ladeleistung** in jedem Zeitschritt von der verfügbaren Ladeleistung des Ladepunkts, der maximalen Ladeleistung des Fahrzeugs sowie des aktuellen Ladestands des BEV ab. Für verschiedene maximale BEV-Ladeleistungen sind Ladekurven in Abhängigkeit des SOC hinterlegt (siehe Abbildung 2-18). Zwischenwerte werden ggf. interpoliert. Die hieraus resultierenden Soll-Ladeleistungen werden bei Überschreiten auf die aktuell verfügbaren Leistungen an den Ladepunkten begrenzt.

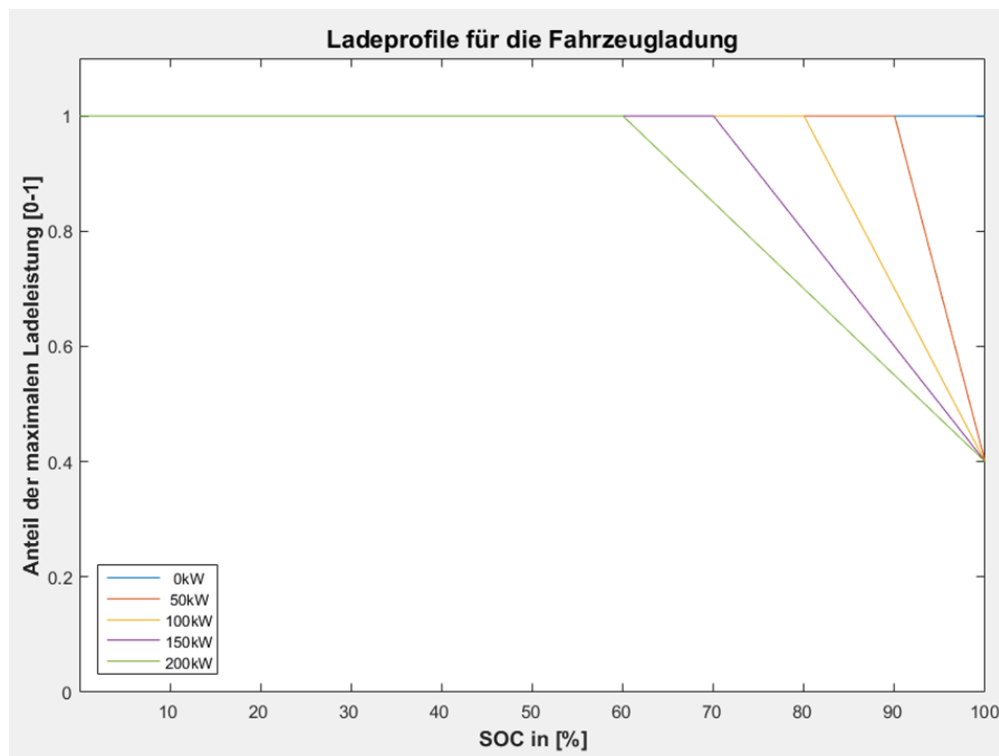


Abbildung 2-18: In der Simulation hinterlegte fahrzeugseitige Ladekurven für die Ladung von BEV mit verschiedenen maximalen Ladeleistungen. Im Rahmen der Studie werden BEV mit bis zu 200 kW DC-Ladeleistung angesetzt (siehe Tabelle 2-3).

Die **Verteilung der Stationsleistungen** auf die belegten Ladepunkte erfolgt nach dem Prinzip »fair share«. Die verfügbare Leistung wird bei Bedarf gleichberechtigt auf alle ladenden Fahrzeuge verteilt. Ist beispielsweise nur ein Ladepunkt belegt, kann die gesamte Stationsleistung abgerufen werden. Werden weitere BEV angesteckt, wird die Leistung auf alle Fahrzeuge gleichverteilt. Wird die zugeordnete Leistung fahrzeugseitig nicht voll abgerufen, können andere Fahrzeuge an der Ladestation mehr Leistung beziehen. Das bedeutet, bei Engpässen an der Station wird das Fahrzeug mit der höchsten Ladeleistung als erstes gedrosselt.

Neben der in jedem Fall aktiven Lastbegrenzung an den einzelnen Stationen bzw. Ladepunkten pro Station kann optional eine **Drosselung der Ladeleistungen** bei Überschreiten der Gesamtanschlussleistung vorgenommen werden. In diesem Fall werden ebenfalls die Fahrzeuge mit der höchsten momentanen Ladeleistung zuerst gedrosselt.

Die SOC's der Fahrzeuge werden in jedem Zeitschritt anhand der momentanen Ladeleistungen unter Berücksichtigung des Ladewirkungsgrades und der Batteriegrößen der Fahrzeuge aktualisiert. Das **Ende der Ladung** erfolgt entweder beim Erreichen des Ziel-SOC (»DC-Tanken«) oder mit dem Ende der Einkaufsdauer (Gelegenheitsladen beim Einkaufen). Fahrzeuge, welche vor der Abfahrt schon vollgeladen sind, verbleiben bis zur Abfahrt an der Ladestation. Wartezeiten werden nicht auf die Einkaufsdauer angerechnet.

Die gesamte **Aufenthaltsdauer** am Ladepark definiert sich somit aus der Standzeit an der Ladestation und ggf. der Wartedauer vor der Ladung. Die Standzeit an der Ladestation setzt sich aus der reinen Ladedauer und ggf. der verbleibenden Zeit bis zur Abfahrt zusammen. Die Aufenthaltsdauer, Warte- und Ladezeiten sind wesentliche Kriterien für die **Servicequalität am Standort**.

2.4.3 Simulation des erweiterten Energiesystems

Neben der reinen DC-Ladung an den Ladeparks werden verschiedene Szenarien mit einem stationären Batteriespeicher und/oder einer PV-Anlage betrachtet. Hierfür wurde das Modell für den DC-Ladepark in Matlab/Simulink um einen stationären Batteriespeicher und eine PV-Anlage, einschließlich der jeweils zugehörigen Leistungselektronik, erweitert.

Die **stationäre Batterie** definiert sich über die Speicherkapazität in kWh und die maximale Lade-/Entladeleistung in kW. Die Batterie kann innerhalb ihrer Systemgrenzen ($0 \% \leq \text{SOC} \leq 100 \%$, $P \leq P_{\text{batt_max}}$) in jedem Zeitschritt der Simulation mit einer vorgegebenen Leistung geladen oder entladen werden. Für den Betrieb kommen zwei verschiedene Betriebsstrategien in Frage:

Eigenverbrauch optimieren: Die Batterie wird geladen, wenn die Stromerzeugung einer PV-Anlage P_{pv} den lokalen Verbrauch des DC-Ladeparks P_{last} übersteigt (Überschussladung). Die Ladeleistung P_{laden} entspricht den Erzeugungsüberschüssen (bzw. der maximal möglichen Ladeleistung der Batterie $P_{\text{batt_max}}$).

$$P_{\text{laden}} = \begin{cases} \min(P_{\text{pv}} - P_{\text{last}}, P_{\text{batt_max}}) & \forall P_{\text{pv}} > P_{\text{last}} \\ 0 & \text{sonst} \end{cases}$$

Die Batterie wird entladen, wenn der lokale Verbrauch die lokale Erzeugung übersteigt. Die Entladeleistung P_{entladen} entspricht der Leistungsdifferenz von Verbrauch und Erzeugung (bzw. der maximal möglichen Entladeleistung der Batterie).

$$P_{entladen} = \begin{cases} \min(P_{last} - P_{pv}, P_{batt_max}) & \forall P_{last} > P_{pv} \\ 0 & \text{sonst} \end{cases}$$

Methodik

Ziel der Betriebsstrategie ist es, den in der Regel günstigeren lokal erzeugten Strom mit Hilfe der Batterie verstärkt für die Ladung der Elektrofahrzeuge zu nutzen.

Spitzenlast begrenzen: Die Batterie wird entladen, wenn der lokale Verbrauch, abzüglich einer ggf. vorhandenen lokalen Erzeugung, eine definierte Maximalleistung übersteigt. Die Entladeleistung entspricht der Leistungsdifferenz von (Netto-)Verbrauch und Maximalleistung. Diese Maximalleistung wird im Folgenden Spitzenlastgrenze genannt und mit der Anschlussleistung des lokalen Netzanschlusses P_{netz_max} gleichgesetzt.

$$P_{entladen} = \begin{cases} \min(P_{last} - P_{pv} - P_{netz_max}, P_{batt_max}) & \forall (P_{last} - P_{pv}) > P_{netz_max} \\ 0 & \text{sonst} \end{cases}$$

Für die Ladung der Batterie werden zwei Varianten betrachtet: Zum einen kann die Ladung mit PV-Überschüssen, analog der Betriebsstrategie Eigenverbrauch optimieren, erfolgen. Zum anderen kann die Batterie direkt über den Netzanschluss geladen werden. Die Ladung erfolgt dann bei freien Kapazitäten mit der noch zur Verfügung stehenden Leistung bis zum Erreichen der Spitzenlastgrenze (bzw. der maximal möglichen Ladeleistung der Batterie).

$$P_{laden} = \begin{cases} \min(P_{netz_max} - P_{last}, P_{batt_max}) & \forall P_{last} < P_{netz_max} \\ 0 & \text{sonst} \end{cases}$$

Für die Leistungselektronik der Batterie wird eine typische leistungsabhängige Wirkungsgradkennlinie angesetzt mit einem maximalen Wirkungsgrad von 97 % (siehe Abbildung 2-19) [15]. Für die Batterie selbst wird zudem zusätzlich ein konstanter Wirkungsgrad von 99 % angesetzt. Der maximaler Systemwirkungsgrad für einen Zyklus (laden und entladen) ergibt somit 92 %. Die Degradation der Batterie wird vernachlässigt.

Zur optionalen Berücksichtigung einer lokalen Erzeugung wird das Modell einer **PV-Anlage** in die bestehenden Simulationen implementiert, welche auf verschiedene maximale Erzeugungsleistungen in kW_p eingestellt werden kann. Die Erzeugung der PV-Anlagen wird jeweils auf Basis von Standardwetterdaten des Deutschen Wetterdienst (TRY Testreferenzjahr [16], Datensatz 2017) für den Standort Stuttgart-Mitte in Stundenaufösung für ein Jahr simuliert und interpoliert. Zu den Eingangsdaten gehören neben der Außentemperatur die direkte und diffuse Strahlung auf die Horizontale. Die Umrechnung der Sonneneinstrahlung in eine elektrische Ausgangsleistung der PV-Panels mit einer Neigung von 30° in Süd-Ausrichtung erfolgt in der Simulation nach Quaschnig [17]: Hierfür wird der Sonnenstand im Simulationsjahr 2010 über den SUNAE-Algorithmus berechnet, um die Strahlungswerte nach dem Perez-Modell auf die geneigte Ebene umzurechnen. Bei der Umsetzung der Strahlung in elektrische Leistung wird die Außentemperatur zur Berechnung der Modultemperatur berücksichtigt, um die Ausgangsleistung anzupassen [18]. Weiterhin wird ein Wechselrichter mit maximal 98 % Wirkungsgrad und einer zugehörigen, typischen Wirkungsgradkennlinie modelliert (siehe Abbildung 2-19) [15].

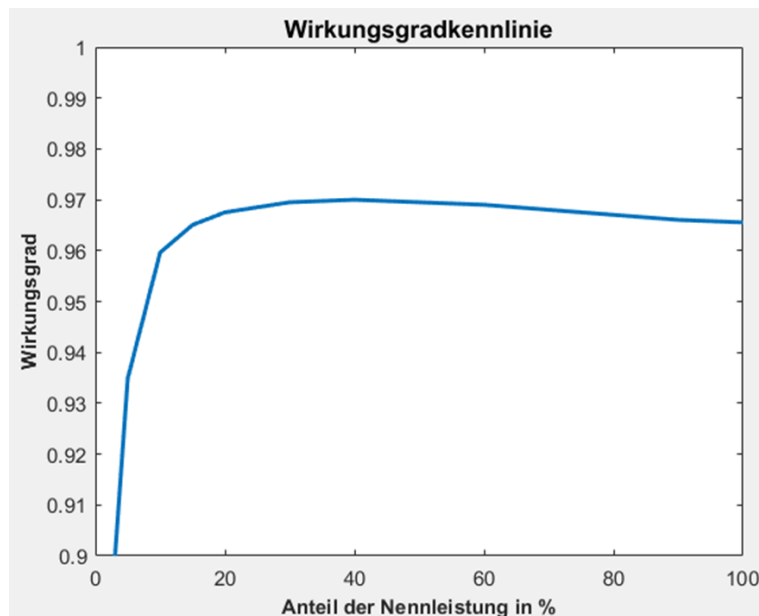


Abbildung 2-19: Typische Wirkungsgradkennlinie für einen AC-DC-Wechselrichter mit einem maximalen Wirkungsgrad von 97 %.

2.5 Definition der Basisszenarien

Im Rahmen der Studie werden zwei Basisszenarien und mehrere Varianten unter Verwendung des vorgestellten Simulationsmodells genauer untersucht. Das erste Szenario bezieht sich auf einen urbanen DC-Ladepark im Zentrum einer Metropole, wie sie im Rahmen des Projekts USP-BW beispielsweise in Stuttgart aufgebaut wurden. Hierbei wird ein reiner »DC-Tanken« Standort betrachtet, ohne Einkaufsmöglichkeiten im direkten Umfeld. Im zweiten Szenario wird ein urbaner DC-Ladepark in einer größeren Mittelstadt betrachtet, welcher direkt an eine Einkaufsmöglichkeit angebunden ist. Als Einzugsgebiet wird hier neben der Mittelstadt selbst auch die erweiterte Region, beispielsweise der die Stadt umgebende Landkreis, mitberücksichtigt. Die Analysen werden jeweils über den Zeitraum eines Jahres durchgeführt. Feiertage und Urlaubszeiten werden dabei nicht explizit berücksichtigt. Hier wird, im Gegensatz zu Autobahnstandorten, eher mit einem geringeren Ladebedarf gerechnet.

2.5.1 Basisszenario S1: Zentrum einer Metropole – DC-Ladepark ohne Einkaufsmöglichkeit

Im Basisszenario S1 wird ein urbaner DC-Ladepark mit **sechs Ladestationen** mit jeweils 150 kW maximaler Ladeleistung betrachtet. Jede Station hat **zwei Ladepunkte**, auf welche sich die Stationsleistung nach dem Prinzip »fair share« verteilen kann (siehe Kapitel 2.4.2). Die Gesamtladeleistung von 900 kW kann durch den vorhandenen Netzanschluss vollständig bereitgestellt werden.

Der Standort wird in Anlehnung an den Innenstadtbezirk von Stuttgart charakterisiert. Als Einzugsgebiet wird nur das direkte Umfeld mit **200.000 Einwohnern** angesetzt, da von mehreren Ladeparks im gesamten Stadtgebiet ausgegangen wird. Für den Gebietstyp wird die »Metropole« festgelegt mit den entsprechenden Mobilitätsdatensätzen aus der MiD-Studie (siehe Kapitel 2.1.1). Der Standort soll nicht direkt an einer

Einkaufsmöglichkeit liegen, die Auswertung der Ladebedarfe folgt somit dem Fall »DC-Tanken« (Abfahrt direkt nach der Ladung, siehe Kapitel 2.3.1).

Methodik

Entsprechend der bereits vorgestellten Methodik wird von einer Elektrifizierungsquote von **20 % BEV** ausgegangen, welche nach Verfügbarkeit primär über eine AC-Nachtladung zuhause (55 % der BEV) oder am Straßenrand (55 % der verbleibenden BEV) oder ggf. über eine AC-Zwischenladung beim Arbeitgeber (20 % der BEV) geladen werden (siehe Kapitel 2.2). Ein **Deckungsanteil von 15 %** der zusätzlichen externen Ladebedarfe soll im Basisszenario am betrachteten DC-Ladepark abgewickelt werden. Der Anteil gilt sowohl für die long range Ladebedarfe (Tagesstrecke > Fahrzeugreichweite) als auch für die short range Ladebedarfe (Ladestand nicht ausreichend für die Tagesstrecke, siehe Kapitel 2.4.1). Gelegenheitsladungen beim Einkaufen werden am Standort nicht angesetzt. Der Deckungsanteil ist zunächst so gewählt, dass eine moderate Auslastung am Standort resultiert, und wird in weiteren Varianten des Szenarios erhöht. Die verbleibenden externen Ladebedarfe müssen an alternativen Lademöglichkeiten gedeckt werden (z. B. AC-Stationen am Straßenrand und in Parkhäusern, Laden beim Einkaufen, andere Ladeparks, etc.).

Die potenzielle Verfügbarkeit einer AC-Ladeinfrastruktur beim Arbeitgeber der berufstätigen BEV-Nutzer ist auf 20 % festgelegt. Die Auswirkungen einer Verdopplung des Anteils auf 40 % wird im Rahmen des Basisszenarios S1 ebenfalls untersucht.

2.5.2 Basisszenario S2: Mittelstadt und Region – DC-Ladepark mit Einkaufsmöglichkeit

Im Basisszenario S2 wird ebenfalls ein urbaner DC-Ladepark mit **sechs Ladestationen** mit jeweils 150 kW maximaler Ladeleistung betrachtet. Jede Station hat **zwei Ladepunkte**, auf welche sich die Stationsleistung nach dem Prinzip »fair share« verteilen kann (siehe Kapitel 2.4.2). Die Gesamtladeleistung von 900 kW kann durch den vorhandenen Netzanschluss vollständig bereitgestellt werden.

Der Standort wird in Anlehnung an eine typische, größere Mittelstadt in Baden-Württemberg mit einem ländlichen, umgebenden Landkreis charakterisiert. Als Einzugsgebiet wird hauptsächlich die Mittelstadt selbst mit **100.000 Einwohnern** im direkten Umfeld des Ladeparks angesetzt (Umfeld), sowie der umliegende **Landkreis mit weiteren 350.000 Einwohnern** (Region). Als Gebietstypen werden die »zentrale Stadt/Mittelstadt« bzw. der »kleinstädtische/dörfliche Raum« festgelegt, mit den entsprechenden Mobilitätsdatensätzen aus der MiD-Studie (siehe Kapitel 2.1.1). Der Standort soll im Gegensatz zum Szenario S1 über eine direkte **Einkaufsmöglichkeit** am Ladepark verfügen. Die Auswertung der Ladebedarfe folgt somit dem Fall »DC-Tanken und Gelegenheitsladen beim Einkaufen« (siehe Kapitel 2.3.2).

Entsprechend der bereits vorgestellten Methodik wird von einer Elektrifizierungsquote von **20 % BEV** ausgegangen, welche nach Verfügbarkeit primär über eine AC-Nachtladung zuhause (70 % / 75 % der BEV) oder am Straßenrand (50 % / 45 % der verbleibenden BEV) oder ggf. über eine AC-Zwischenladung beim Arbeitgeber (20 % der BEV) geladen werden (Prozentangaben jeweils für Umfeld / Region, siehe Kapitel 2.2).

Die **Deckungsanteile**, für die am DC-Hub abzuwickelnden zusätzlichen externen Ladebedarfe, werden für das Umfeld und die Region getrennt definiert. Die Anteile der Region werden dabei aufgrund der Entfernung zum Hub deutlich niedriger gewichtet. Laut der im Rahmen des Projekts USP-BW durchgeführten Befragung sind die befragten Pkw-Nutzer mit Präferenz zum unterwegs laden im Mittel zu einem Umweg bzw. einer längeren Anfahrtszeit für die Ladung von 10,7 min bereit [9]. Die Verteilung der Angaben kann Abbildung 2-20 entnommen werden. Wie bereits in Kapitel 2.3.2 dargelegt, gibt

es jedoch eine hohe Bereitschaft Einkaufsmöglichkeiten gezielt zur Ladung anzufahren (65 %). Für das Umfeld / die Region werden zunächst folgende Deckungsanteile definiert: Für das Gelegenheitsladen beim **Einkaufen 8 % / 1,5 %**, für die **short range Ladebedarfe 12 % / 2,5 %**, für die **long range Ladebedarfe 5 % / 1 %**. Im Vergleich zum Szenario 1 sind damit die long range Ladebedarfe deutlich niedriger gewichtet. Es wird angenommen, dass diese Ladeaktivitäten häufiger an entfernteren Ladestationen durchgeführt werden und vergleichsweise weniger externe Personen den betrachteten Ladepark hierfür anfahren. Der Deckungsanteil ist auch hier zunächst so gewählt, dass eine moderate Auslastung am Standort resultiert, und wird in weiteren Varianten des Szenarios erhöht.

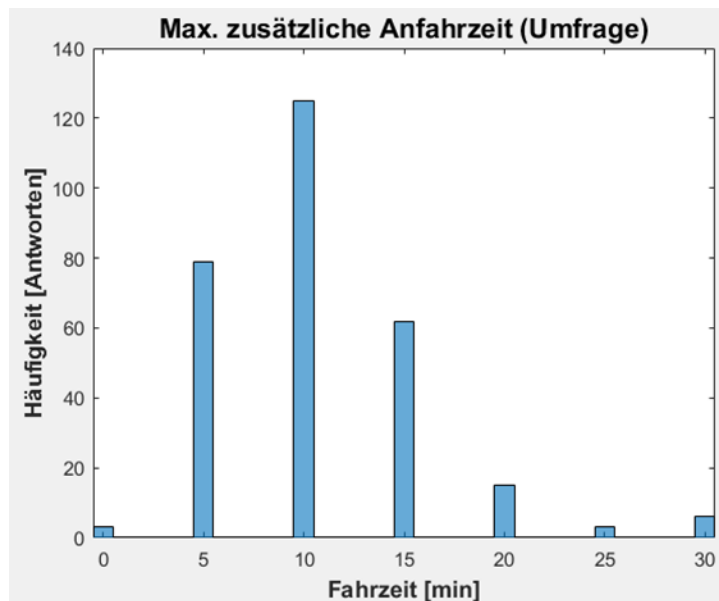


Abbildung 2-20: Ergebnis einer Befragung im Projekt USP-BW für die Pkw-Fahrer mit Präferenz zum unterwegs laden bzgl. der Bereitschaft einen Umweg bzw. eine längere Anfahrt zu einer Lademöglichkeit in Kauf zu nehmen [9].

Für die potenzielle Ladung beim Einkaufen werden in der Regel alle Einkaufsevents mit einer Dauer von 10-600 min berücksichtigt. Ergänzend hierzu werden im Rahmen des Basisszenario 2 Auswertungen mit allen Einkaufsevents von 10-60 min (Supermarkt) und 10-240 min (Höchstparkdauer, Blockiergebühr ab 240 min) durchgeführt. Bei letzterer werden zwei Extremwert-Varianten betrachtet: 1.) Alle Ladungen über 240 min werden auf 240 min begrenzt, 2.) Einkaufsevents über 240 min werden nicht berücksichtigt. Zur Verdeutlichung der Unterschiede wird für den Vergleich das Basisszenario mit einer erhöhten Auslastung zugrunde gelegt. Hierfür werden alle Deckungsanteile um 30 % erhöht.

2.6 Szenarien mit höherer Auslastung und Energiemanagementmaßnahmen

Aufbauend auf den Basisszenarien S1 und S2 werden im Rahmen der Simulationen verschiedene Varianten untersucht. Zunächst werden auf Basis des Basisszenarios S1 mit moderater Auslastung die Potenziale für eine Spitzenlastsenkung für die Gesamtleistung des Ladeparks evaluiert. Dies soll eine Reduzierung der benötigten Netzanschlussleistung ermöglichen, mit möglichst geringen Einschränkungen bei der Servicequalität, z. B. hinsichtlich der Warte- und Ladedauern. Im Szenario S1-LM1 werden Ladevorgänge bei Bedarf gedrosselt, um verschiedene Spitzenlastgrenzen am Netzanschluss einzuhalten. Im

Szenario S1-LM2 werden für die Spitzenlastbegrenzung stationäre Batteriespeicher eingesetzt. Das Szenario S1-LM3 stellt eine Kombination der vorherigen Varianten dar: hierbei werden kleinere und somit wirtschaftlich günstigere Speicher eingesetzt, mit einer zusätzlichen Drosselmöglichkeit im Falle leerer Batterien. Im Szenario S1-LM5 werden Batteriespeicher für die Eigenverbrauchsoptimierung und für die Spitzenlastbegrenzung eingesetzt, wobei die Speicher hier ausschließlich durch Erzeugungsüberschüsse lokaler PV-Anlagen geladen werden. In den Szenarien S1-LM6 und S2-LM1 werden die Auslastungen der Ladeparks der Basisszenarien S1 und S2 erhöht, bis hin zu einem Überlastungsfall. Hierbei wird untersucht, wie sich die dadurch entstehenden Einschränkungen bei der Servicequalität durch Ausbaumaßnahmen, Lademanagement und Batteriespeicher verbessern lassen. Das Szenario S1-LM4 ist nicht Teil dieser Veröffentlichung.

2.6.1 Szenario S1-LM1 – Spitzenlastbegrenzung durch Lademanagement bei moderater Auslastung

Im Basisszenario S1 ist die Anschlussleistung des Ladeparks auf eine vollständige Abdeckung der maximalen Ladeleistungen aller Ladestationen bei einem Gleichzeitigkeitsfaktor von eins ausgelegt. Insgesamt wird eine Gesamtladeleistung von 900 kW gewährleistet, welche aber nur in seltenen Fällen komplett in Anspruch genommen wird. Im Szenario S1-LM1 wird untersucht, wie sich eine Drosselung der Ladevorgänge zur Spitzenlastbegrenzung auf die Servicequalität am Standort auswirkt. Hierfür wird die Spitzenlastgrenze für den Ladepark sukzessive von 900 kW in -50 kW-Schritten bis auf 300 kW gesenkt und jeweils ein Simulationsdurchlauf über ein Jahr durchgeführt. Bei Überschreiten der Spitzenlastgrenze werden jeweils die Fahrzeugladungen mit der höchsten Ladeleistung gedrosselt, bis die Leistungsgrenze eingehalten wird. Der bereits im Basisszenario implementierte Mechanismus zur Verteilung der maximalen Stationsleistungen auf die einzelnen Ladepunkte bleibt davon unberührt. Im Ergebnis werden die Auswirkungen auf die Warte- und Ladezeiten, sowie die Auswirkungen auf die Zahl der durchgeführten Ladungen und den Energieumsatz evaluiert.

2.6.2 Szenario S1-LM2 – Spitzenlastbegrenzung durch Batteriespeicher bei moderater Auslastung

In diesem Szenario soll die Spitzenlast am Standort begrenzt werden, ohne eine Drosselung der Ladeleistungen und der damit verbundenen Einschränkungen bei der Servicequalität. Hierfür wird die Basissimulation S1 mit einem stationären Batteriespeicher ergänzt (siehe Kapitel 2.4.3). Der Speicher wird dazu in der Betriebsstrategie »Spitzenlast begrenzen« betrieben, in Verbindung mit einer Netzladung. Die Spitzenlastgrenze für den Ladepark wird in mehreren Simulationsdurchläufen sukzessive von 900 kW in -100 kW-Schritten bis auf 400 kW gesenkt. Hierfür wird die Lade- und Entladeleistung der Batterie entsprechend erhöht. Durch eine weitere Variation der Speicherkapazität wird für jede Spitzenlastgrenze die für eine ganzjährig zuverlässige Spitzenlastbegrenzung notwendige Batteriegröße bestimmt. Hierbei wird die Kapazität in 100 kWh-Intervallen von 100 bis 2.000 kWh erhöht.

2.6.3 Szenario S1-LM3 – Kombination von kleinerem Batteriespeicher und Lademanagement

Das Szenario S1-LM3 stellt eine Kombination der beiden vorherigen Szenarien dar. Die bisherigen Batteriespeicher wurden auf eine vollständige Deckung der Spitzenlastüberschreitungen im gesamten Jahresverlauf ausgelegt. Für eine Reduzierung der Spitzenlasten von 900 kW auf 600 kW ist eine Speichergröße von 600 kWh erforderlich (siehe Kapitel 3.2.2). Im Szenario S1-LM3 wird diese Speichergröße auf 300 bzw. 150 kWh

reduziert. Dadurch kommt es zu Spitzenlastüberschreitungen aufgrund von zeitweise leeren Batterien, welche durch eine zusätzliche Drosselung analog zum Szenario S1-LM1 kompensiert werden. Ziel ist es, durch die Kombination eines kleineren Speichers in Verbindung mit der Drosselung die Investitionskosten zu senken, ohne die Servicequalität wesentlich zu verschlechtern. Im Ergebnis werden die Häufigkeit der Drosselbedarfe sowie die Auswirkungen auf Wartezeiten und nicht durchgeführte Ladungen evaluiert.

2.6.4 Szenario S1-LM5 – Batteriespeicher in Kombination mit einer PV-Anlage

In diesem Szenario werden die Potenziale einer PV-Anlage in Verbindung mit dem Basisszenario S1 untersucht. Hierfür werden die Anlagen auf verschiedene maximale Erzeugungsleistungen von 19 kW_p, 38 kW_p oder 100 kW_p ausgelegt. Die ersten beiden Größen können in der Praxis über dachintegrierte PV-Anlagen direkt über dem Ladepark realisiert werden. Entsprechende Anlagen wurden bereits bei zahlreichen Ladeparks der EnBW realisiert (z. B. Ladepark Rutesheim, 8 Ladepunkte, 37,8 kW_p PV-Leistung [19]). Die 100 kW-Anlage dient zu Vergleichszwecken und würde in der Praxis weitere Flächen erfordern. Untersucht wird der Eigenverbrauch der erzeugten Energie sowie der Deckungsbeitrag zum lokalen Verbrauch im Ladepark (Autarkiegrad).

Weiterhin wird die Kombination der PV-Anlagen mit einem Batteriespeicher zur Erhöhung der Eigenverbrauchsanteils betrachtet. Die Speicher werden hierfür in der Betriebsstrategie »Eigenverbrauch optimieren« betrieben und mit PV-Überschüssen geladen (siehe Kapitel 2.4.3). Untersucht werden die notwendigen bzw. sinnvoll einsetzbaren Batteriegrößen für den Anwendungsfall.

In einer dritten Variante des Szenarios wird das Potenzial der PV-Anlage in Verbindung mit einem Speicher zur Spitzenlastbegrenzung untersucht. Im Gegensatz zum Szenario S1-LM2 soll die Batterie dabei ausschließlich mit PV-Erzeugungsüberschüssen geladen werden.

2.6.5 Szenario S1-LM6 – Strategien für eine höhere Auslastung bei gleichem Netzanschluss (»DC-Tanken«)

Im Rahmen der Studie wurden neben den AC-Nachtladungen und den AC-Ladungen am Arbeitsplatz die zusätzlichen externen Ladebedarfe einer definierten Einwohnerzahl bestimmt. Ein Teil dieser Ladebedarfe wird am betrachteten DC-Ladepark abgewickelt (Deckungsanteil). Wie hoch dieser Anteil in der Praxis ausfällt, hängt von den Randbedingungen des Standorts und den alternativen Lademöglichkeiten im Umfeld ab (siehe Kapitel 2.4.1). Da letztendlich das Angebot aus marktwirtschaftlichen Gründen den Bedarfen angepasst wird, wurden die Deckungsanteile in den Basisszenarien zunächst auf eine sinnvolle, moderate Auslastung des Ladeparks ausgelegt. Da es sich beim Hochlauf der Elektromobilität um ein dynamisches Szenario handelt, ist mit einer zunehmenden Auslastung der Ladeparks zu rechnen. In der Simulation kann dies durch einen höheren Anteil an Elektrofahrzeugen oder durch eine Erhöhung des Deckungsanteils der zusätzlichen externen Ladebedarfe am Ladepark berücksichtigt werden. Das Szenario S1-LM6 basiert auf dem Basisszenario S1, mit einem gleichbleibenden Elektrifizierungsanteil von 20 % BEV. Abweichend dazu wird der Deckungsanteil am DC-Ladepark von 15 % auf 20 % (erhöhte Auslastung) bzw. 30 % (Überlastung) erhöht. Die Änderungen sind einer entsprechenden Erhöhung des Elektrifizierungsanteils (auf 27 bzw. 40 % BEV) bei dann gleichbleibendem Deckungsanteil (15 %) gleichwertig.

Mit den erhöhten Deckungsanteilen werden jeweils folgende Varianten analysiert: Zunächst werden die Auswirkungen auf den Ladepark ohne zusätzliche Maßnahmen betrachtet (V1, V4). Weiterhin werden die Szenarien mit einer Erhöhung der

Stationsleistungen von 150 kW auf jeweils 300 kW analysiert, zum einen unter Berücksichtigung der vollen Anschlussleistung (V2, V5), realisierbar mit einem entsprechenden Ausbau des Netzanschlusses oder dem Einsatz eines hinreichend großen Batteriespeichers, zum anderen in Verbindung mit einer Drosselung der Ladeleistungen bei Bedarf, zur Spitzenlastbegrenzung auf den bestehenden Netzanschluss des Basisszenarios S1 (V3, V6). Für den Deckungsanteil von 30 % wird zusätzlich eine Variante mit kleinerem Batteriespeicher (300 kWh / 650 kW) in Verbindung mit einer Drosselung zur Beibehaltung des Netzanschlusses betrachtet (V7). Weiterhin werden hier auch Varianten mit einer Erhöhung der Anzahl an Ladestationen von 6 auf 9 bzw. 12 Stationen (à zwei Ladepunkte) bei Stationsleistungen von jeweils 150 kW oder 300 kW analysiert (V8). Ein Überblick über die Varianten ist in Tabelle 2-7 dargestellt.

Methodik

Tabelle 2-7: Varianten mit erhöhter Auslastung oder Überlastung am Ladepark und optionalen Maßnahmen zur Verbesserung der Servicequalität im Szenario »DC-Tanken«.

Variante	Deckungsanteil	Ladestationen	Netzanschluss	Besonderheiten
Basis S1	15%	6 x 150 kW	900 kW	Moderate Auslastung
V1	20%	6 x 150 kW	900 kW	Erhöhte Auslastung
V2	20%	6 x 300 kW	1.800 kW	Netzausbau (oder Batteriespeicher)
V3	20%	6 x 300 kW	900 kW	Drosselung der Ladeleistung
V4	30%	6 x 150 kW	900 kW	Überlastung
V5	30%	6 x 300 kW	1.800 kW	Netzausbau (oder Batteriespeicher)
V6	30%	6 x 300 kW	900 kW	Drosselung der Ladeleistung
V7	30%	6 x 300 kW	900 kW	Batteriespeicher und Drosselung
V8	30%	9 x 150 kW 9 x 300 kW 12 x 150 kW 12 x 300 kW	900 kW	Drosselung der Ladeleistung

Mit den Varianten wird analysiert, welche Maßnahmen am besten geeignet sind, bei einer zunehmenden Auslastung, die damit verbundenen Einschränkungen bei der Servicequalität zu minimieren, insbesondere unter Beibehaltung der bestehenden Netzanschlussleistung. Hierbei werden explizit die mittleren Aufenthaltsdauern am Ladepark sowie die Auswirkungen auf Wartezeiten und die Häufigkeit der daraus resultierenden nicht durchgeführten Ladungen untersucht.

2.6.6 Szenario S2-LM1 – Strategien für eine höhere Auslastung bei gleichem Netzanschluss (»DC-Tanken und Gelegenheitsladen beim Einkaufen«)

Der Argumentation im vorherigen Kapitel 2.6.5 folgend werden auch für das Szenario »DC-Tanken und Gelegenheitsladen beim Einkaufen« Varianten mit einer höheren Auslastung am Ladepark betrachtet. Als Grundlage dient das Basisszenario S2, mit einer zusätzlichen Erhöhung der Deckungsanteile um 50 % (Überlastungsszenario), bei einem gleichbleibenden Elektrifizierungsanteil von 20 % BEV. Für das Umfeld / die Region liegen die Deckungsanteile damit für das Gelegenheitsladen beim Einkaufen bei 12 % / 2,25 %, für die short range Ladebedarfe bei 18 % / 3,75 % und für die long range Ladebedarfe bei 7,5 % / 1,5 %. Die Änderungen sind einer Erhöhung des Elektrifizierungsanteils auf 30 % BEV gleichwertig, bei dann gleichbleibenden Deckungsanteilen entsprechend dem Basisszenario S2.

Mit den erhöhten Deckungsanteilen werden jeweils folgende Varianten analysiert: Zunächst werden die Auswirkungen auf den Ladepark ohne zusätzliche Maßnahmen betrachtet (V9). Weiterhin werden Varianten mit einer Erhöhung der Anzahl an Ladestationen von 6 auf 9 bzw. 12 Stationen (à zwei Ladepunkte) bei einer gleichbleibenden Stationsleistung von jeweils 150 kW analysiert (V10). Die Betrachtung wird dabei jeweils mit und ohne Drosselung zur Spitzenlastbegrenzung auf den bestehenden Netzanschluss durchgeführt. Als Alternative wird die Erhöhung der Stationsleistungen von 150 kW auf jeweils 300 kW für die sechs Ladestationen analysiert, zum einen unter Berücksichtigung der vollen Anschlussleistung, zum anderen wieder in Verbindung mit einer Drosselung (V11). Zuletzt wird für die Variante mit 12 150 kW Ladestationen der Einsatz eines Batteriespeichers untersucht (V12). Ein Überblick über die Varianten ist in Tabelle 2-8 dargestellt.

Tabelle 2-8 Varianten mit Überlastung am Ladepark und optionalen Maßnahmen zur Verbesserung der Servicequalität im Szenario »DC-Tanken und Gelegenheitsladen beim Einkaufen«.

Variante	Deckungsanteil	Ladestationen	Netzanschluss	Besonderheiten
Basis S2	±0%	6 x 150 kW	900 kW	Moderate Auslastung
V9	+50%	6 x 150 kW	900 kW	Überlastung
V10	+50%	9 x 150 kW 12 x 150 kW	1.350 kW 1.800 kW	Netzausbau
		9 x 150 kW 12 x 150 kW	900 kW	Drosselung der Ladeleistung
V11	+50%	6 x 300 kW	1.800 kW	Netzausbau
		6 x 300 kW	900 kW	Drosselung der Ladeleistung
V12	+50%	12 x 150 kW	900 kW	Batteriespeicher

Mit den Varianten wird analysiert, welche Maßnahmen am besten geeignet sind, die mit einer Überlastung des Ladeparks verbundenen Serviceeinschränkungen zu minimieren, insbesondere unter Beibehaltung der bestehenden Netzanschlussleistung. Hierbei werden explizit die Auswirkungen auf Wartezeiten und die Häufigkeit der daraus resultierenden nicht durchgeführten Ladungen untersucht. Die Aufenthaltsdauern am Ladepark sind für Vergleiche in diesem Szenario weniger geeignet, da sie in allen Varianten wesentlich durch die Einkaufsdauern bestimmt werden.

Nachfolgend werden zunächst die Auswertungen der in Kapitel 2.5 definierten Basisszenarien S1 für DC-Ladeparks ohne direkte Einkaufsmöglichkeiten (»DC-Tanken«) und S2 für DC-Ladeparks mit direkter Einkaufsmöglichkeit (»DC-Tanken und Gelegenheitsladen beim Einkaufen«) vorgestellt. Im Anschluss werden die in Kapitel 2.6 eingeführten Varianten mit höheren Auslastungen und Energiemanagementmaßnahmen analysiert.

3.1 Auswertung der Basisszenarien

3.1.1 Basisszenario S1 – DC-Ladepark ohne Einkaufsmöglichkeit

Im Folgenden wird eine Analyse des in Kapitel 2.5.1 definierten Basisszenario S1 für das Zentrum einer Metropole mit moderater Auslastung des betrachteten DC-Ladeparks vorgestellt. Die Ergebnisse der weiteren Varianten, insbesondere mit höheren Auslastungen und mit dem Einsatz von Energiemanagementmaßnahmen, werden in Kapitel 3.2 beschrieben.

Den 200.000 Einwohnern im Szenario S1 wurden 138.527 Pkw-Nutzer zugeordnet mit 27.944 BEV. Diese haben unter Berücksichtigung ihrer ggf. vorhandenen Standardlade-möglichkeiten (AC-Nachtladung, Arbeitgeberladung) im Durchschnitt **713 zusätzliche externe Ladebedarfe pro Tag**. Hiervon sollen im Mittel **107 DC-Ladebedarfe pro Tag** am simulierten DC-Ladepark abgewickelt werden (15 % Deckungsanteil per Definition). 61 DC-Ladebedarfe (57 %) können der Gruppe short range zugeordnet werden (Lade-stand reicht nicht für die Tagesstrecke), 46 DC-Ladebedarfe (43 %) der Gruppe long range (Reichweite < Tagesstrecke). Pro Stunde haben bis zu 30 ankommende BEV einen Ladebedarf am DC-Ladepark, selten jedoch mehr als 15. In der Spitze sind alle 12 Ladepunkte gleichzeitig belegt.

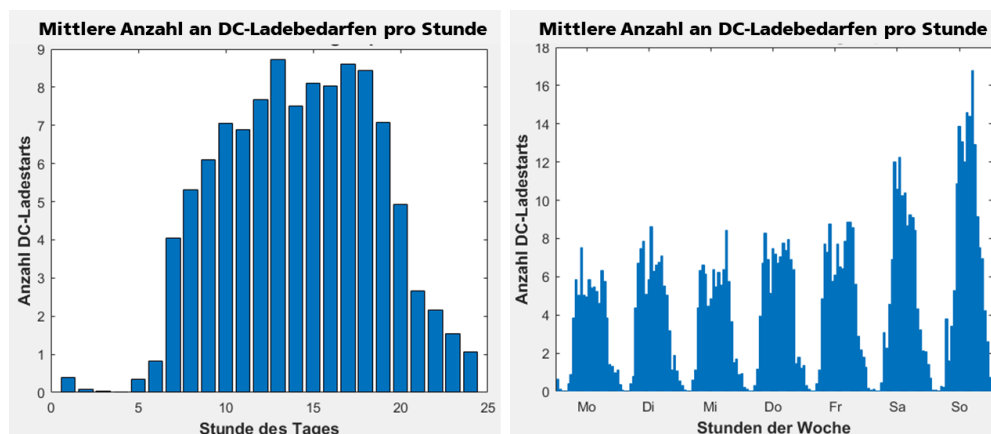


Abbildung 3-1: Ankommende BEV mit DC-Ladebedarf pro Stunde im Tages- und Wochenverlauf im Basisszenario S1.

Im Gesamtjahr werden **39.274 DC-Ladungen** (99,99 % der Ladebedarfe am Ladepark, rund 9 Ladungen pro Ladepunkt und Tag) am DC-Ladepark durchgeführt, 335 Events (0,85 %) davon waren mit einer Wartezeit vor der Ladung verbunden, mit einer mittleren Dauer von 6,1 min. Weitere 4 Fahrzeuge (0,01 %) haben aufgrund der Wartezeiten den DC-Ladepark ohne Ladung wieder verlassen. Die Auslastung ist damit als moderat einzuschätzen, bei einer sehr guten Servicequalität.

Die **Aufenthaltsdauer** entspricht im Wesentlichen der Ladezeit und beträgt im Median rund **25 min**. Sie liegt damit 67 % über der Wunschvorstellung von 15 min der im Rahmen des Projekts USP-BW befragten Pkw-Nutzer mit Präferenz zum unterwegs laden. Die maximale Aufenthaltsdauer beträgt 91 min. In der Simulation wird von einer Vollladung mit einem Ziel-SOC von 80-100 % ausgegangen, wie es von der Mehrzahl der Befragten gewünscht wird (siehe Kapitel 2.3.1). Eine ggf. vorzeitige Beendigung der Ladung kann mit der vorgestellten Methodik nicht berücksichtigt werden.

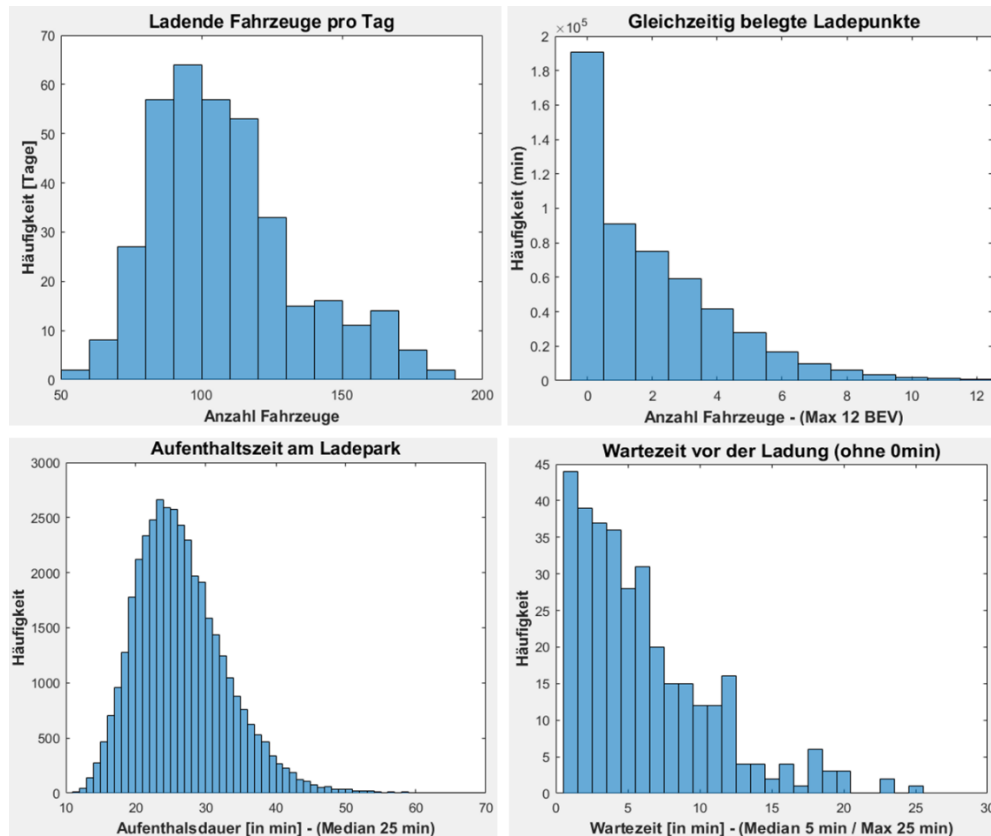


Abbildung 3-2: Verteilungen der täglich ladenden BEV, der gleichzeitig belegten Ladepunkte, der Aufenthaltsdauer am Ladepark sowie der Wartezeiten betroffener BEV vor der Ladung im Basisszenario S1. Mehr als 99 % der BEV sind nicht von Wartezeiten betroffen.

Der **Energieumsatz** des Ladeparks beträgt insgesamt **1.450.535 kWh im Jahr** mit im Mittel 331 kWh pro Ladepunkt und Tag. Die geladene Energiemenge pro Fahrzeug liegt im Mittel bei rund 37 kWh (siehe Verteilung in Abbildung 3-3, rechts). Bei einem Verkaufspreis von 0,50 €/kWh liegt das jährliche Umsatzpotenzial bei 60.439 € pro Ladepunkt. Die maximale Gesamtladeleistung liegt bei 900 kW.

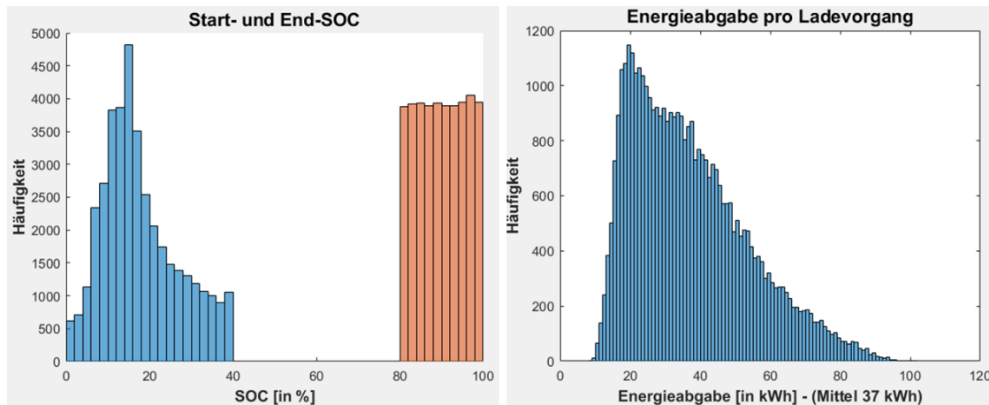


Abbildung 3-3: Verteilungen der SOC's vor und nach der DC-Ladung sowie der übertragenen Energiemengen pro Ladevorgang im Basisszenario S1.

Für sämtliche Szenarien wurde der Anteil der berufstätigen BEV-Nutzer mit potenzieller Lademöglichkeit beim Arbeitgeber auf 20 % angesetzt. In einer dem Basisszenario S1 analogen Auswertung mit einem verdoppelten Anteil (40 %) wurden folgende Auswirkungen festgestellt: Die Anzahl der ladenden Fahrzeuge am DC-Ladepark reduziert sich um -5,1 % auf 37.252 BEV. Von der Reduktion sind dabei ausschließlich short range Ladebedarfe betroffen. Die Ladungen mit Wartezeit reduzieren sich von 335 auf 234, die mittlere Wartezeit fällt von 6,1 auf 5,7 min.

3.1.2 Basisszenario S2 – DC-Ladepark mit Einkaufsmöglichkeit

Im Folgenden wird eine Analyse des in Kapitel 2.5.2 definierten Basisszenario S2 für eine Mittelstadt mit Landkreis mit moderater Auslastung des betrachteten DC-Ladeparks vorgestellt. Im Gegensatz zum Szenario S1 wird hier das Gelegenheitsladen beim Einkaufen explizit mitberücksichtigt. Die weiteren Ergebnisse der Varianten, insbesondere mit höheren Auslastungen und mit dem Einsatz von Energiemanagementmaßnahmen, werden in Kapitel 3.2.6 beschrieben.

Den insgesamt 100.000 bzw. 350.000 Einwohnern aus Umfeld bzw. Region wurden insgesamt 310.938 Pkw-Nutzer zugeordnet mit 61.972 BEV. Die Einwohner haben im Mittel 14.787 bzw. 57.080 Pkw-Einkaufsevents pro Tag, davon werden 1.034 bzw. 745 am betrachteten DC-Ladepark durchgeführt (mit 10-600 min Standzeit). Daraus resultieren mit den gegebenen Randbedingungen (20 % BEV, individuelle Einsteckwahrscheinlichkeit) **25 bzw. 18 BEV pro Tag mit einem Ladebedarf beim Einkaufen** am Standort. Unter Berücksichtigung ihrer ggf. vorhandenen Standardlademöglichkeiten (AC-Nachladung, Arbeitgeberladung) ergeben sich weiterhin im Durchschnitt **377 bzw. 1.616 zusätzliche externe Ladebedarfe pro Tag**. Hiervon sollen im Mittel **34 bzw. 32 DC-Ladebedarfe pro Tag** am simulierten DC-Ladepark abgewickelt werden (entsprechend den definierten Deckungsanteilen für Umfeld und Region). Von den insgesamt im Mittel **109 DC-Ladebedarfen am Standort pro Tag** entfallen somit insgesamt 43 (40 %) auf das Gelegenheitsladen beim Einkaufen und beim DC-Tanken 51 (47 %) auf die Gruppe short range (Ladestand reicht nicht für die Tagesstrecke) sowie 14 (13 %) auf die Gruppe long range (Reichweite < Tagesstrecke). Pro Stunde haben bis zu 27 ankommende BEV einen Ladebedarf am DC-Ladepark, selten jedoch mehr als 15.

Im Vergleich zum Basisszenario S1 (»DC-Tanken«) verlagern sich die Ladebedarfe stärker auf den Vormittag, die höchsten Auslastungsspitzen liegen am Samstagmorgen (siehe Abbildung 3-4).

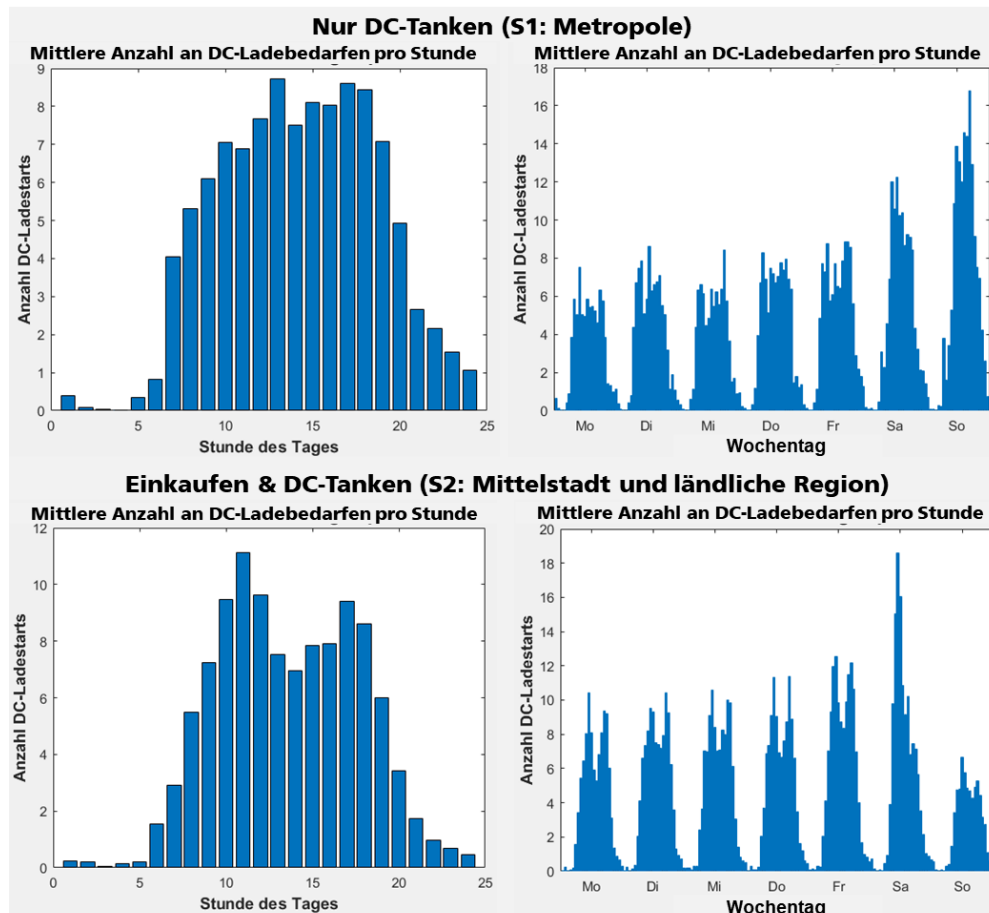
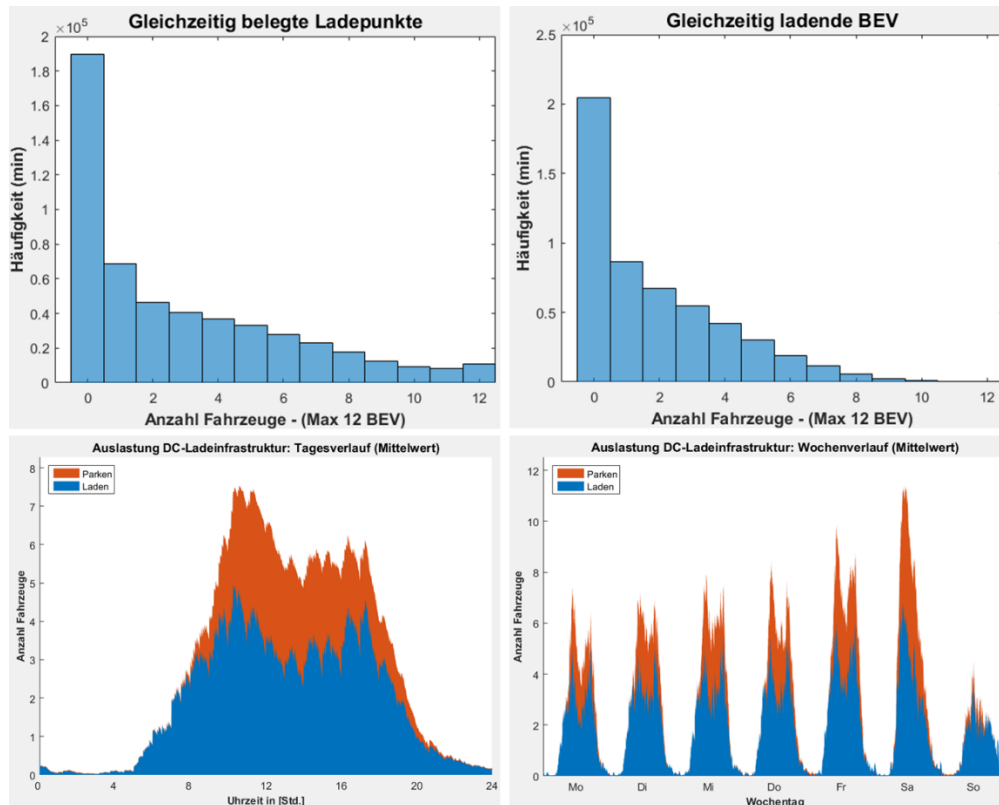


Abbildung 3-4: Ankommende BEV mit DC-Ladebedarf pro Stunde im Tages- und Wochenverlauf. Vergleich von Basisszenario S1 (oben, nur DC-Tanken) und Basisszenario S2 (unten, mit Gelegenheitsladen beim Einkaufen).

Im Gesamtjahr werden **39.498 DC-Ladungen** (98,6 % der Ladebedarfe am Ladepark, rund 9 Ladungen pro Ladepunkt und Tag) am DC-Ladepark durchgeführt, 2.535 Events (6,3 %) davon waren mit einer Wartezeit vor der Ladung verbunden, mit einer mittleren Dauer von 7,6 min. Weitere 559 Fahrzeuge (1,4 %) haben aufgrund der Wartezeiten den DC-Ladepark ohne Ladung wieder verlassen. Die Auslastung ist damit als eher moderat einzuschätzen, bei einer noch guten Servicequalität. Im Vergleich zum Basisszenario S1 liegt die Zahl der BEV mit Wartezeit bzw. ohne Ladung jedoch deutlich höher (S1: 335 bzw. 4 BEV).

In der Spitze sind alle 12 Ladepunkte gleichzeitig belegt. Im Vergleich zum reinen »DC-Tanken«-Szenario in S1 wird aber nicht immer an allen Ladepunkten geladen, wenn die Einkaufsdauer die Ladezeit bis zur Vollladung übersteigt (siehe Abbildung 3-5). Insbesondere zu Spitzenzeiten wird ein wesentlicher Anteil der Ladepunkte durch bereits vollgeladene BEV belegt. Das spielt für die Servicequalität aber nur eine Rolle, wenn zu der Zeit keine freien Ladepunkte mehr verfügbar sind.



Ergebnisse und Diskussion

Abbildung 3-5: Auslastung des DC-Ladepark im Basisszenario S2. Im Mittel ist ein wesentlicher Anteil der Ladepunkte durch bereits vollgeladene BEV belegt.

Der **Energieumsatz** des Ladeparks beträgt insgesamt **1.388.785 kWh im Jahr** mit im Mittel 317 kWh pro Ladepunkt und Tag. Die geladene Energiemenge pro Fahrzeug liegt im Mittel bei rund 35 kWh. Damit liegen die Werte leicht unterhalb derer im Basisszenario S1. Bei einem Verkaufspreis von 0,50 €/kWh liegt das jährliche Umsatzpotenzial bei 57.866 € pro Ladepunkt. Die maximale Gesamtladeleistung liegt bei 900 kW.

Die **Ladezeiten** betragen im Median rund **24 min**. Die Aufenthaltsdauer wird teilweise über die Dauer des Einkaufs definiert und liegt im Median bei rund 28 min. 9,5 % der Standzeiten am Ladepunkt (inkl. Ladung) liegen über 60 min, nur 1 % liegen über 240 min.

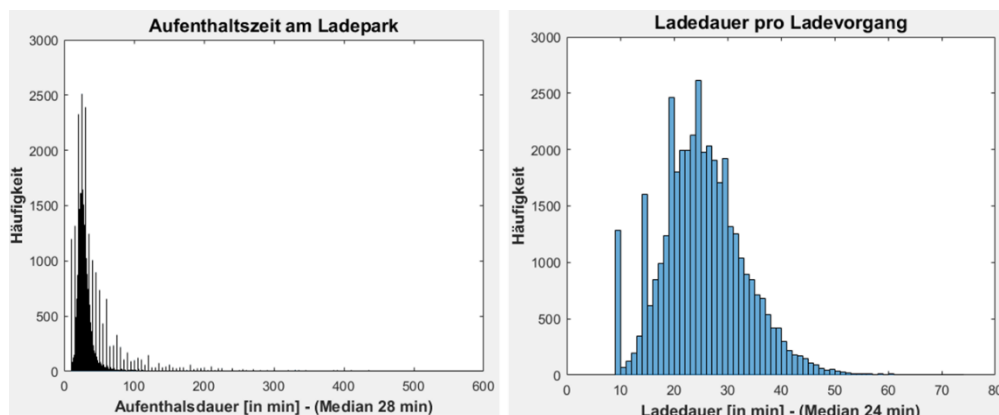


Abbildung 3-6: Verteilung der Aufenthaltsdauer und Ladedauer für BEV im Basisszenario S2. Längere Aufenthaltsdauern sind durch die Standzeiten beim Einkauf bedingt.

Im Basisszenario S2 wird ein allgemeiner Einkaufsstandort mit Einkaufsdauern von 10-600 min betrachtet. Je nach Standort können diese Einkaufsdauern jedoch von der aus den MiD-Daten extrahierten Verteilung abweichen. Als Variante wurde diesbezüglich ein **Supermarktstandort** ausgewertet, bei dem nur Einkaufsdauern von 10-60 min berücksichtigt werden. Weiterhin wurden Varianten mit zeitbegrenzten Tarifen betrachtet, bei denen eine hohe **Blockiergebühr** nach einer Standzeit über 240 min am Ladepunkt abgerechnet wird. Dies wurde über eine Begrenzung der Standzeiten auf 240 min Modelliert (vorzeitige Abfahrt, Variante »Blockiergebühr 1«) bzw. über einen Ausschluss aller Einkaufsdauern über 240 min von der Gelegenheitsladung (nicht-Inanspruchnahme der Lademöglichkeit, »Blockiergebühr 2«). Die Unterschiede der Ergebnisse im Vergleich zum Basisszenario S2 werden besonders deutlich, wenn sich die Auslastung am Ladepark deutlich erhöht, was durch eine Erhöhung der Deckungsanteile um 30 % im Szenario erreicht wird. Hierdurch erhöhen sich die Anteile der BEVs mit Wartezeiten deutlich, ebenso die Zahl der nicht durchgeführten Ladungen. Die Servicequalität im »**Basisszenario +30%**« verschlechtert sich somit massiv. Im Vergleich hierzu liegt an einem Supermarktstandort die Zahl der nicht durchgeführten Ladungen um -93,9 % niedriger, die Zahl der BEV mit Wartezeit um -82,6 %. Eine gute Servicequalität kann also an einem Supermarktstandort auch bis hin zu deutlich höheren Auslastungen gewährleistet werden. Trotz einer Reduktion der bedienten Ladebedarfe um -7,8 % sinkt der Energieumsatz nur um -5,2 %. Eine Blockiergebühr führt in beiden Varianten nur zu einer geringeren Verbesserung der Servicequalität, die Reduktion der BEVs ohne Ladung liegt zwischen -7,5 % und -33,1 %. Insbesondere bei der Variante 2 kann der Energieumsatz dagegen sogar um 1,2 % gesteigert werden, da bei nahezu gleicher Anzahl an Ladebedarfen mehr BEVs geladen werden können. Dies spricht für eine möglichst hohe Blockiergebühr ab 240 min Standzeit an der Ladestation, da die Einbußen durch wegfallende Langzeitparker überkompensiert werden können. Eine Übersicht aller betrachteten Varianten kann Tabelle 3-1 entnommen werden.

Tabelle 3-1: Vergleich verschiedener Standortvarianten und Geschäftsmodelle für die Ladeinfrastruktur zum Basisszenario S2 mit um 30% erhöhter Auslastung.

	Basis S2 +30%	Supermarkt	Blockiergebühr 1	Blockiergebühr 2
Einkaufsdauer	10-600 min	10-60 min	10-240 min (begrenzt)	10-240 min (exklusive)
Pkw-Einkaufsevents am Ladepark p. d.	2.311	-22,1 %	±0,0 %	-2,4 %
Ladebedarfe p. d.	139,5	-7,8 %	+0,4 %	+0,6 %
Ladungen p. a.	49.552	-5,2 %	+0,3 %	+1,3 %
Ladungen mit Wartezeit	6.680	-82,6 %	-6,9 %	-18,6 %
Wartezeit (im Mittel, ohne 0 min)	8,2 min	-40,2 %	±0,0 %	-9,8 %
Nicht bediente Ladebedarfe p. a.	1.712	-93,9 %	-7,5 %	-33,1 %
Energieumsatz	1.742.023 kWh	-5,2 %	+0,2 %	+1,2 %

3.2 Auswertung der Szenarien mit höherer Auslastung und Energiemanagementmaßnahmen

In den folgenden Szenarien wird untersucht, inwiefern die Spitzenlast am Netzanschluss für den DC-Ladepark im Basisszenario S1 (»DC-Tanken«, moderate Auslastung) durch ein Lademanagement (Drosselung, S1-LM1), einen Batteriespeicher (S1-LM2) oder eine Kombination beider Maßnahmen (S1-LM3) reduziert werden kann. In Szenario S1-LM5 werden die Potenziale einer PV-Anlage zur Ladung des Batteriespeichers analysiert. Im Szenario S1-LM6 werden die Auswirkungen einer erhöhten Auslastung bzw. Überlastung am DC-Ladepark analysiert und technische Ausbauszenarien evaluiert, mit dem Ziel, bei gleichbleibendem Netzanschluss die Servicequalität deutlich zu verbessern und der Überlastung entgegenzuwirken. Analog zum Basisszenario S1 wird die Überlastungssituation in Szenario S2-LM1 auch für das Basisszenario S2 (»DC-Tanken und Gelegenheitsladen beim Einkaufen«) untersucht. Das Szenario S1-LM4 ist nicht Teil dieser Veröffentlichung.

3.2.1 Szenario S1-LM1 – Spitzenlastbegrenzung durch Lademanagement bei moderater Auslastung

Im Szenario werden die Auswirkungen einer Drosselung der Fahrzeugladungen zur Begrenzung der Spitzenlasten am Netzanschluss untersucht. Hierbei werden bei Bedarf sukzessive die höchsten Ladeleistungen der einzelnen Fahrzeugladungen zuerst gedrosselt, bis die vorgegebene Spitzenlastgrenze (hier ohne Berücksichtigung der Wirkungsgrade an der Ladeinfrastruktur mit der Netzanschlussleistung gleichgesetzt) eingehalten wird. Die Auswirkungen für verschiedene Spitzenlastgrenzen sind in Abbildung 3-7 dargestellt. Exemplarisch sind hier auch die Veränderungen für eine Senkung der Netzanschlussleistung auf 600 kW gegenüber dem Basisszenario S1 mit 900 kW Netzanschluss (ohne Drosselung) hervorgehoben.

Bei einer Drosselung auf bis zu 600 kW Anschlussleistung zeigen sich zunächst nur moderate Einschränkungen bei Energieumsatz und Servicequalität. Wird stärker gedrosselt steigen die negativen Auswirkungen überproportional an. Eine deutliche Spitzenlastbegrenzung erscheint somit für Standorte mit begrenzten Kapazitäten gut möglich. Allerdings wird ein Szenario mit moderater Auslastung vorausgesetzt. Durch die erwartete Dynamik beim Markthochlauf der E-Mobilität ist mit einem steigenden Ladebedarf zu rechnen, welcher in den statischen Szenarien mitgedacht werden sollte (siehe hierzu insbesondere auch Szenario S1-LM6 und S2-LM1). Die Servicequalität sinkt im Mittel zwar zunächst nur moderat, deutliche Einschränkungen im Einzelfall können jedoch nicht ausgeschlossen werden.

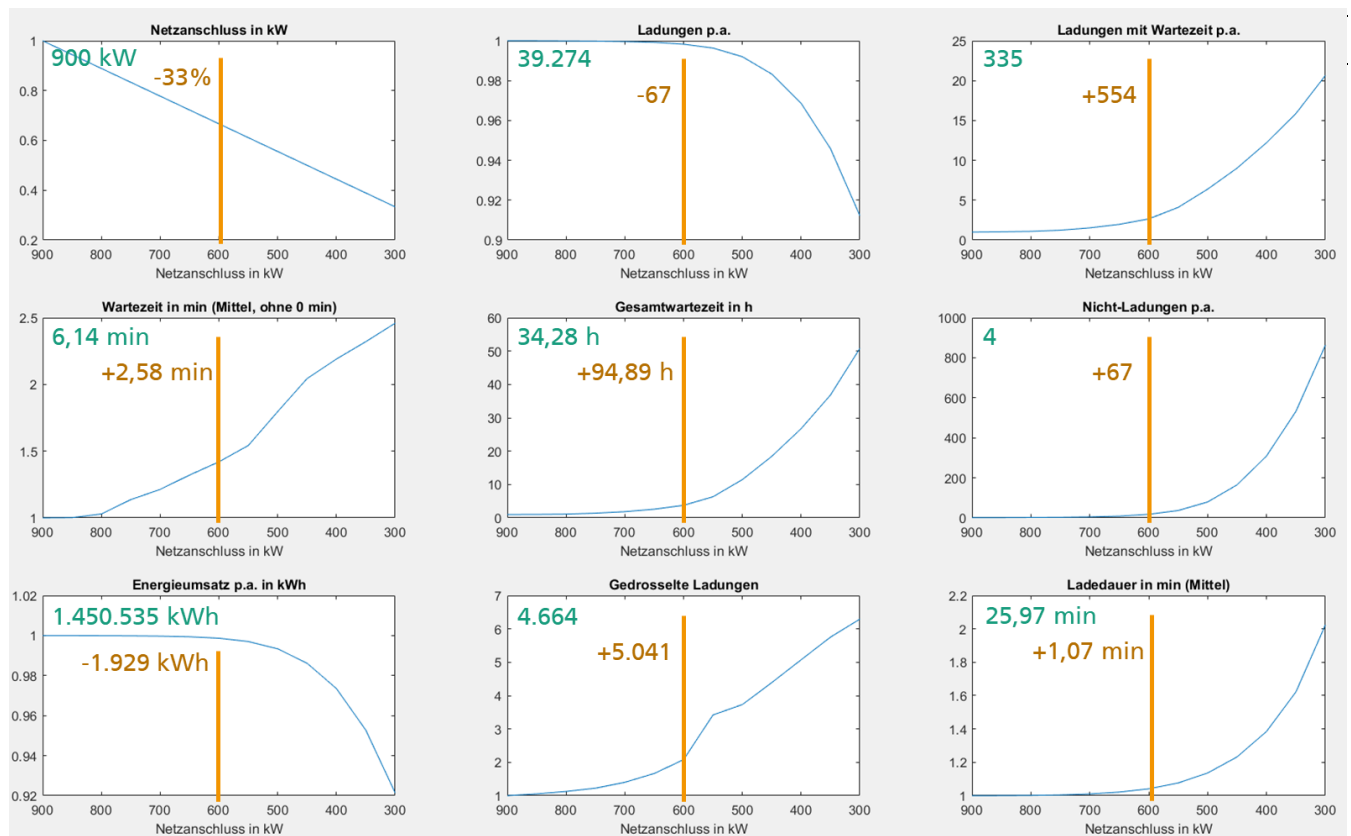


Abbildung 3-7: Potenziale für ein Lademanagement (Drosselung) zur Senkung der Spitzenlast im Basisszenario S1 mit moderater Auslastung. Dargestellt sind die Auswirkungen in Abhängigkeit der Netzanschlussleistung für verschiedene Spitzenlastgrenzen. Grün: Werte im Basisszenario S1, Orange: Abweichungen zum Basisszenario S1 bei einer Drosselung um 300 kW (-33 %). Die gedrosselten Ladungen im Basisszenario resultieren ausschließlich aus der Verteilung der Leistung auf die beiden Ladepunkte an den einzelnen Ladestationen. Die Skalen sind für das Basisszenario auf eins normiert.

3.2.2 Szenario S1-LM2 – Spitzenlastbegrenzung durch Batteriespeicher bei moderater Auslastung

Im Szenario werden die Anforderungen an einen Batteriespeicher zur Spitzenlastbegrenzung im Basisszenario S1 mit moderater Auslastung untersucht. Der Batteriespeicher wird hierfür in der Betriebsstrategie »Spitzenlast begrenzen« betrieben und bei freien Kapazitäten vom Netz geladen. Bei einem Speicher mit hinreichend großer Kapazität kommt es zu keinen Einschränkungen bei der Ladung im Vergleich zum Basisszenario. Da hohe Lastspitzen im Basisszenario S1 nur relativ selten sind, erfordern geringe Begrenzungen nur moderate Speicherkapazitäten (siehe Abbildung 3-8). Mit zunehmend restriktiver Spitzenlastbegrenzung steigt die mindestens benötigte Batteriekapazität jedoch überproportional an, da der Energieumsatz ebenfalls überproportional ansteigt und mögliche Ladezeiten zwischen den Lastüberschreitungen zunehmend wegfallen.

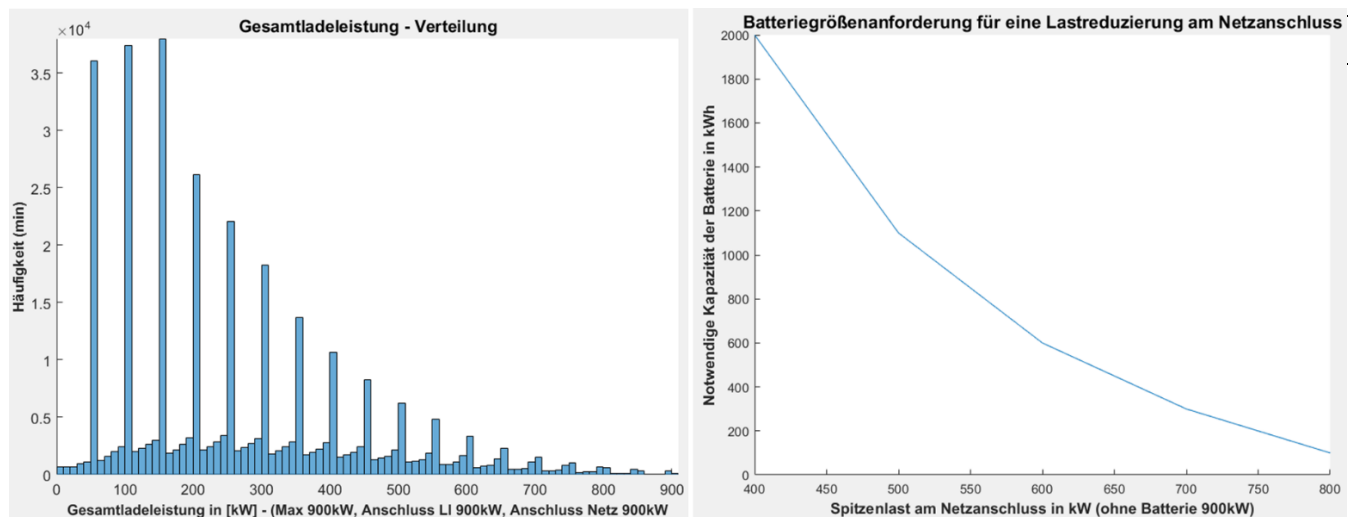


Abbildung 3-8: Häufigkeitsverteilung der Gesamtleistungen am DC-Ladepark im Basisszenario S1 (links) und die für eine ganzjährig zuverlässige Spitzenlastbegrenzung notwendige Batteriekapazität in Abhängigkeit der Spitzenlastgrenze (rechts). (Die Spitzen in der Häufigkeitsverteilung resultieren aus den angesetzten fahrzeugseitigen Ladeleistungen von 50, 100, 150 oder 200 kW. Diese Werte werden bei hohen SOC und beim Überschreiten der Stationsleistungen herunterge-regelt.)

Für einen möglichst wirtschaftlichen Einsatz eines Batteriespeichers sollte dessen Kapazität möglichst exakt auf die für eine gegebene Spitzenlastbegrenzung minimal notwendige Größe ausgelegt werden. Ist der Speicher zu groß, werden teure Kapazitäten nicht genutzt, ist der Speicher zu klein, kommt es zu Spitzenlastüberschreitungen. Die Leistung der Batterie definiert die maximal mögliche Reduktion der Spitzenlast. Im Rahmen der Auswertungen wurden die optimalen Speichergrößen für verschiedene Spitzenlastgrenzen am Netzeanschluss im Basisszenario S1 bestimmt. Die Ergebnisse sind in Abbildung 3-9 dargestellt.

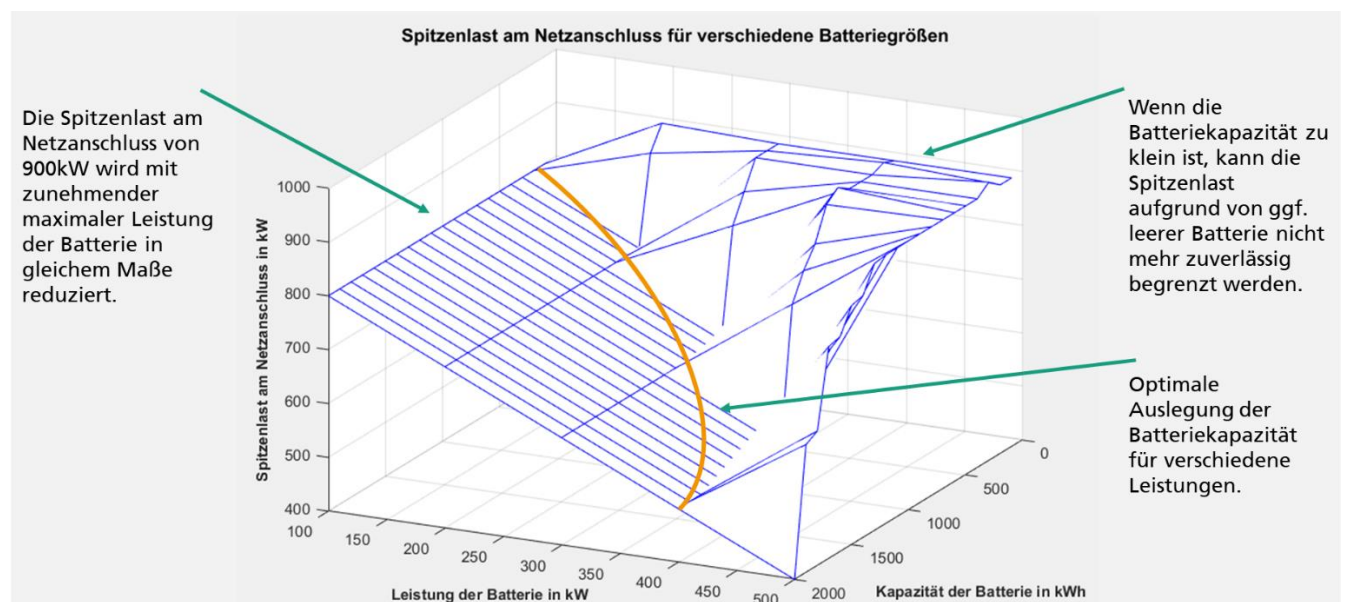


Abbildung 3-9: Optimale Auslegung der Batteriekapazität für verschiedene Spitzenlastgrenzen im Basisszenario S1.

Durch den Einsatz eines Batteriespeichers kann die Spitzenlast am Netzeanschluss gesenkt werden, ohne Nachteile bei der Servicequalität. Für nennenswerte Lastreduzierungen

sind jedoch bereits relativ große Speicher erforderlich. Eine Reduzierung der Spitzenlast von 900 kW auf 600 kW würde eine Batteriekapazität von mindestens 600 kWh und eine Leistung von 300 kW erfordern. Die volle Kapazität des Speichers wird dabei aber nur sehr selten benötigt (siehe Abbildung 3-10). In Verbindung mit einer Drosselung können deutlich kleinere Speicher eingesetzt (siehe Szenario S1-LM3) oder bei voller Speichergröße könnten zukünftig auch höhere Auslastungen bei gleichem Netzanschluss bedient werden (siehe Szenario S1-LM6). Bei der Spitzenlastbegrenzung steht fast zu jeder Zeit die volle Speicherkapazität zur Verfügung. Zusätzliche Vermarktungsoptionen könnten die Wirtschaftlichkeit verbessern.

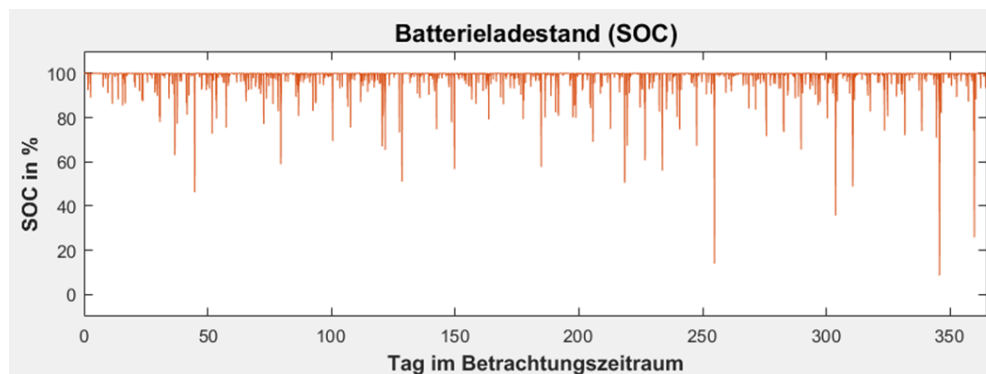


Abbildung 3-10: Ladestand einer 600 kWh Batterie mit 300 kW Leistung zur Spitzenlastbegrenzung auf 600 kW im Basisszenario S1 im Jahresverlauf. Die Auslastung ist mit 51,6 Vollzyklen pro Jahr sehr gering. Der SOC liegt im Mittel bei rund 100%.

3.2.3 Szenario S1-LM3 – Kombination von kleinerem Batteriespeicher und Lademangement

Im Szenario wird, basierend auf dem Basisszenario S1, ein Batteriespeicher mit begrenzter Kapazität zur Spitzenlastbegrenzung eingesetzt, in Verbindung mit einer nachgelagerten Drosselung bei leerer Batterie. Im vorherigen Szenario S1-LM2 wurde bereits gezeigt, dass ein Speicher mit 600 kWh und 300 kW Leistung für eine ganzjährig zuverlässige Spitzenlastbegrenzung auf 600 kW benötigt wird. Bei einer **Halbierung der Kapazität auf 300 kWh** wird die Spitzenlastgrenze an sechs Tagen im Jahr überschritten, was den Einsatz der Drosselung erforderlich macht (siehe Abbildung 3-11).

Die Servicequalität wird durch die zusätzliche Drosselung nur marginal beeinträchtigt: die Zahl der BEV mit Ladebedarf und Abfahrt ohne Ladung steigt von 4 auf 9, die Anzahl der bedienten BEV mit Wartezeit steigt von 335 auf 366, mit einer mittleren Wartezeit der betroffenen Fahrzeuge von 6,48 min, statt 6,14 min. Die Einschränkungen liegen damit in einer Größenordnung analog einer reinen Drosselung um 100 kW, ohne Speicher, bei dann jedoch deutlich höherer Spitzenlast (800 kW). Die Auslastung der Batterie ist mit 100,1 Vollzyklen im Jahr zwar höher als beim reinen Batterieszenario mit einem 600 kWh-Speicher (51,6 Vollzyklen), absolut gesehen jedoch immer noch gering im Vergleich zu typischen Lebensdauern stationärer Speicher von mehreren tausend Vollzyklen. Die 300 kWh-Batterie ist mit einem mittleren Ladestand von rund 99 % ebenfalls die meiste Zeit vollgeladen.

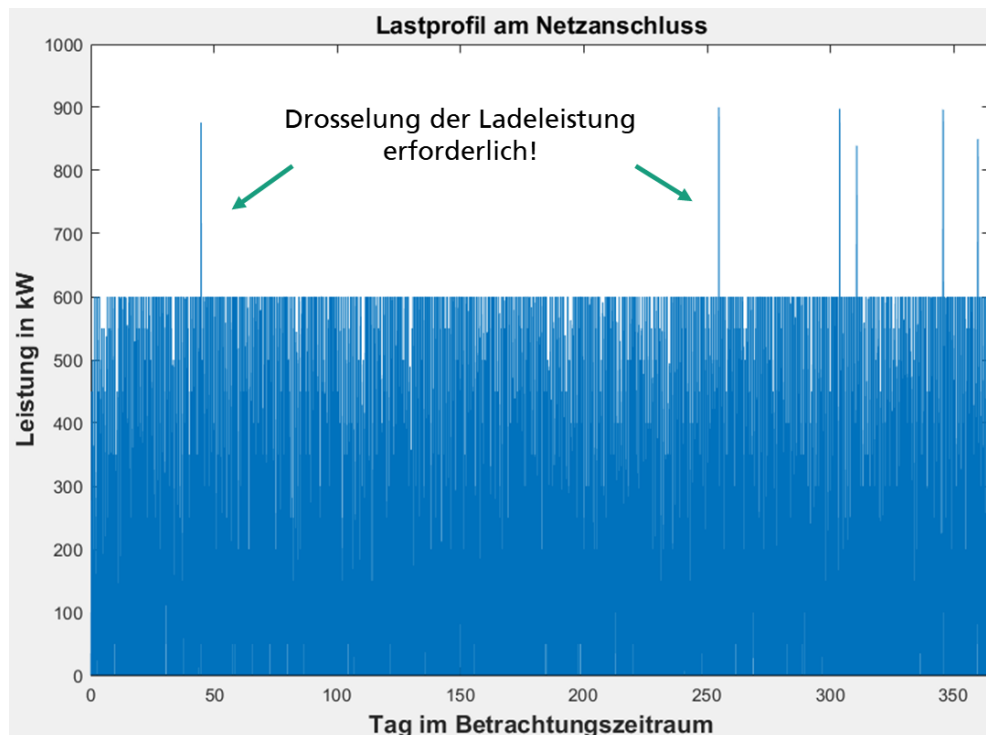


Abbildung 3-11: Drosselungsbedarf der Gesamtladeleistung zur Einhaltung der Spitzenlastgrenze von 600 kW im Szenario S1-LM3 mit einem 300 kWh-Batteriespeicher.

Bei einer **Reduzierung der Kapazität auf 150 kWh** besteht an 32 Tagen im Jahr ein zusätzlicher Drosselbedarf. Die Anzahl der nicht abgewickelten Ladebedarfe steigt damit auf 21, die Zahl der Ladungen mit Wartezeiten von im Mittel 7,39 min steigt auf 427. Die Servicequalität verschlechtert sich damit überproportional, die Einschränkungen beschränken sich jedoch auf die wenige Tage im Jahr mit Drosselbedarf. Die Zahl der Vollzyklen steigt auf 185,3, der mittlere Ladestand liegt bei rund 98 %.

Die Kombination einer kleineren Batterie in Verbindung mit einer Drosselung erscheint aus mehrerlei Hinsicht sehr sinnvoll. Die kleineren Batterien können deutlich kostengünstiger und platzsparender aufgebaut werden. Eine Drosselung bei leerem Speicher ist nur in seltenen Fällen notwendig und deshalb auf das Gesamtjahr gesehen nur mit geringen Einschränkungen bei der Servicequalität verbunden. Die im Basisszenario S1 zugrunde liegende moderate Auslastung des Ladeparks ist jedoch eine Momentaufnahme. Mit einer weiteren Wachstumsdynamik der Ladebedarfe ist zu rechnen, welche sich nachteilig auf Szenarien mit einem kleineren Speicher auswirken (siehe hierzu auch Szenario S1-LM6). Eine zusätzliche Drosselmöglichkeit ist jedoch ohnehin bei einem Szenario mit Batteriespeicher zu empfehlen, um Überlastungen bei Wartungs- und Ausfallzeiten des Speichers zu kompensieren.

3.2.4 Szenario S1-LM5 – Batteriespeicher in Kombination mit einer PV-Anlage

Basierend auf dem Basisszenario S1 werden die Auswirkungen von PV-Anlagen unterschiedlicher Größen auf den Ladepark untersucht. Zusätzlich werden Batteriespeicher zur Eigenverbrauchsoptimierung oder zur Spitzenlastbegrenzung mit einbezogen. Die Ladung der Batterien erfolgt dabei ausschließlich mit Erzeugungsüberschüssen der PV-Anlagen.

Die Ergebnisse für den Betrieb ohne Speicher und für die **Eigenverbrauchsoptimierung** mit Speicher sind in Tabelle 3-2 dargestellt. Die Erzeugung der betrachteten

PV-Anlagen wird auch ohne Speicher zu über 90 % direkt für die Ladeinfrastruktur am Standort verwendet, deckt dabei aber nur zwischen 1,4 und 7,1 % des jährlichen Energiebedarfs. Bereits durch relativ kleine Batterien kann der Eigenverbrauch auf nahezu 100 % gesteigert werden. Die benötigte Speicherkapazität wird dabei hauptsächlich durch die Leistungsanforderungen für die Batterieladung definiert, passend zur jeweils maximalen Erzeugungsleistung der PV-Anlage, um gängige Laderaten (2C) im Extremfall nicht zu übersteigen. Aufgrund der geringen Erzeugungsüberschüsse sind die angesetzten Batterien zumeist entladen, bei einem mittleren Ladestand von rund 0 bis 1 %.

Tabelle 3-2: Auswirkungen von PV-Anlagen und Batteriespeichern zur Eigenverbrauchsoptimierung auf das Basisszenario S1 mit einem Netzbezug von 1.450.535 kWh.

	Mit PV-Anlage und ohne Batterie			Mit PV-Anlage und Batterie (Eigenverbrauchsoptimierung)		
Batterie Leistung (kW)				40	100	100
Batterie Kapazität (kWh)				20	50	150
PV-Leistung (kW_p)	19	38	100	38	100	100
Netzbezug p.a. (kWh)	1.430.791	1.411.071	1.347.958	1.408.144	1.339.167	1.338.910
Netzeinspeisung p. a. (kWh)	1.626	3.276	9.897	26	176	1
Energieerzeugung p. a. (kWh)	21.370	42.740	112.474	42.740	112.474	112.474
Eigenverbrauchsanteil	0,924	0,923	0,912	0,999	0,998	1
Autarkiegrad	0,014	0,027	0,071	0,031	0,083	0,083
Vollzyklen p. a.				204	230	78

Bei der **Spitzenlastbegrenzung** werden, aufgrund der geringen Erzeugungsüberschüsse insbesondere im Winter, bereits für geringe Lastabsenkungen große Batterien benötigt. Für eine Spitzenlastsenkung um lediglich -100 kW (-11 %) ist bei einer 38 kW_p PV-Anlage bereits eine Speicherkapazität von mindestens 180 kWh erforderlich (siehe Abbildung 3-12). Selbst eine PV-Anlage mit 100 kW_p bringt hier nur eine geringe Verbesserung auf mindestens 160 kWh. Eine Spitzenlastsenkung um -200 kW würde mit einer 100 kW_p PV-Anlage bereits einen Speicher mit 2 MWh Kapazität erfordern. Eine Spitzenlastbegrenzung in Verbindung mit einer reinen Überschussladung ist unter den gegebenen Randbedingungen somit nicht sinnvoll, sondern würde deutlich größere PV-Anlagen erfordern oder eine Netzladung zumindest im Winter oder bei geringen Ladeständen.

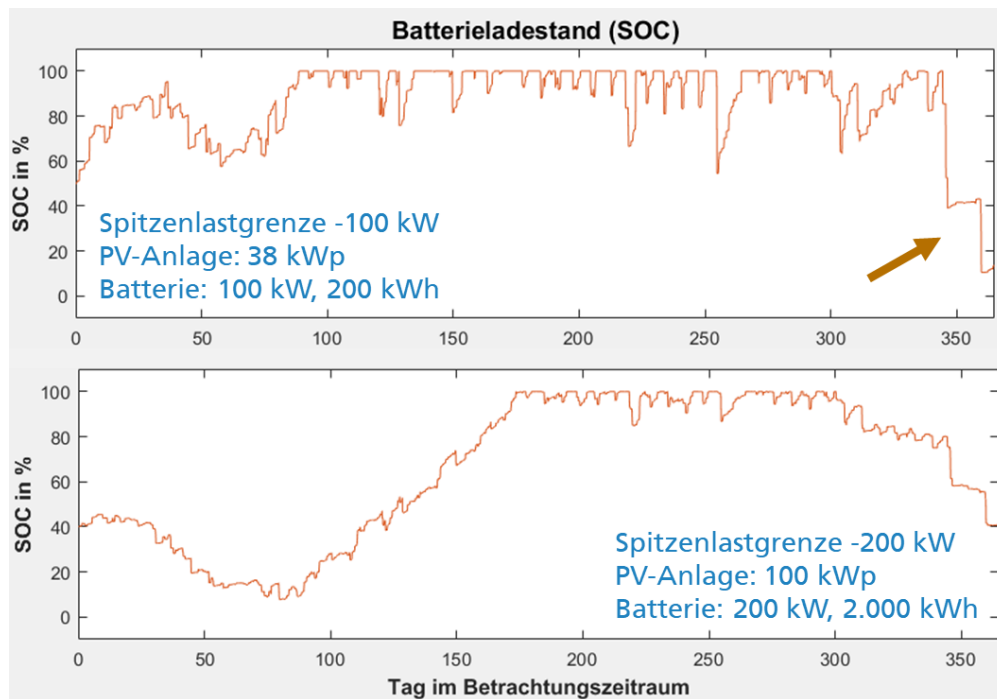


Abbildung 3-12: Batterieladestand im Jahresverlauf für eine Begrenzung der Anschlussleistung im Basisszenario S1 (900 kW) um -100 kW (oben) bzw. -200 kW (unten). Die Ladung der Batterien erfolgt mit Erzeugungsüberschüssen der PV-Anlagen.

3.2.5 Szenario S1-LM6 – Strategien für eine höhere Auslastung bei gleichem Netzanschluss (»DC-Tanken«)

Im Szenario werden die Auswirkungen von höheren Auslastungen am DC-Ladepark auf die Netzanschlussleistung und die Servicequalität am Standort untersucht. Hierfür werden die Deckungsanteile der am Ladepark abgewickelten Ladebedarfe basierend auf dem Basisszenario S1 von 15 % auf 20 bzw. 30 % erhöht (siehe Kapitel 2.6.5). In mehreren Varianten werden dazu verschiedene Maßnahmen betrachtet, um die dann eingeschränkte Servicequalität zu verbessern (siehe Tabelle 2-7). Hierzu gehören die Erhöhung der Ladestationsleistungen in Verbindung mit einem Ausbau des Netzanschlusses, einem Batteriespeicher oder einem Lademanagement mittels Drosselung der Ladeleistungen sowie eine Erhöhung der Anzahl an Ladestationen.

Varianten mit erhöhter Auslastung (Deckungsanteil 20 %)

Ein Überblick über die Ergebnisse der nachfolgend beschriebenen Varianten ist in Tabelle 3-3 dargestellt. Die Auswirkungen auf die Gesamtaufenthaltsdauern am Ladepark finden sich im Kontext aller Varianten in Abbildung 3-14.

Variante V1: Durch die Erhöhung der am Ladepark abgewickelten Ladebedarfe gegenüber dem Basisszenario S1 steigt die Zahl der DC-Ladungen um 32,8 % auf 52.138 Ladungen pro Jahr an. Der Anteil der Ladungen mit Wartezeit steigt dabei von 0,85 % auf 4,5 %. Dies entspricht mit 2.350 betroffenen Nutzern dem siebenfachen der Anzahl im Basisszenario S1 (335 Nutzer). Die Gesamtwartezeit steigt damit ebenfalls deutlich von 34 h auf 272 h an. Die durchschnittliche Wartezeit der betroffenen Nutzer steigt dabei im Einzelnen aber nur leicht von 6,14 min auf 6,94 min (siehe Abbildung 3-15). Die Zahl der aufgrund von Wartezeiten nicht durchgeführten Ladungen steigt von 4 auf 75 Events. Die Servicequalität ist damit zwar deutlich schlechter als im Basisszenario S1,

allerdings immer noch auf einem guten Niveau. Die weit überwiegende Mehrheit der Ladebedarfe können immer noch ohne Wartezeiten erfüllt werden.

Variante V2: Durch eine Erhöhung der Stationsleistungen von 150 kW auf 300 kW kann die Zahl der Ladungen mit Wartezeit gegenüber V1 mehr als halbiert werden. Da auch die mittlere Wartezeit der betroffenen Nutzer von 6,94 min auf 5,32 min sinkt, kann die Gesamtwartezeit um -65 % gesenkt werden (siehe Abbildung 3-15). Die mittlere Ladedauer aller Events wird ebenfalls deutlich reduziert und liegt mit 24,8 min sogar unter derer im Basisszenario S1. Reduziert werden dabei vor allem die längeren Ladedauern, da insbesondere die Fahrzeuge mit großen Batterien und einer hohen fahrzeugseitigen Ladeleistung von den zusätzlichen Kapazitäten profitieren (siehe Abbildung 3-15). Die Zahl der nicht bedienten Ladebedarfe am Ladepark fällt von 75 auf 15 Events. Durch die Verdopplung der Stationsleistungen steigt die Spitzenlast des Ladeparks um 72 % von 900 kW auf 1.547 kW. Dies kann ohne Einschränkungen der Servicequalität durch den Einsatz eines Batteriespeichers zur Spitzenlastbegrenzung (mit Netzladung) verhindert werden. Zur Beibehaltung der gegebenen Anschlussleistung von 900 kW wäre ein Speicher mit rund 300 kWh Kapazität und 650 kW Leistung erforderlich. Die Auslastung des Speichers wäre mit rund 72 Vollzyklen im Jahr dabei gering, bei einem mittleren SOC von 99,6 % (vgl. Szenario S1-LM2 und S1-LM3).

Variante V3: Alternativ zum Einsatz des Batteriespeichers kann die Anschlussleistung auch durch ein Lademanagement mit einer Drosselung der Ladeleistungen bei Bedarf konstant gehalten werden. Die Verbesserungen bei der Servicequalität in V2 werden dadurch zwar teilweise wieder kompensiert, die Werte liegen jedoch immer noch auf einem deutlich besseren Niveau als in V1 mit 150 kW-Stationen (siehe Tabelle 3-3 und Abbildung 3-15). So kann beispielsweise die Gesamtwartezeit gegenüber V1 um -41 % gesenkt werden und die Zahl der nicht bedienten Ladebedarfe am Ladepark wird von 75 auf 36 Events reduziert.

Tabelle 3-3: Übersicht der Ergebnisse für Szenario-Varianten mit um ein Drittel erhöhter Auslastung am Ladepark (Deckungsanteil der Ladebedarfe 20 %).

Szenario-Variante	S1	V1	V2	V3
	Basis	Höhere Auslastung	Mit höherer Stationsleistung	
			Optional mit Batterie	Mit Drossel
Deckungsanteil (%)	15	20	20	20
Anschlussleistung p. Station (kW)	150	150	300	300
Spitzenlast (kW)	900	900	1.547 (900 mit Batterie)	900
Ladungen p. a.	39.274	52.138	52.198	52.177
Ladungen mit Wartezeit p. a.	335	2.350	1.060	1.501
Mittlere Wartezeit der betroffenen Nutzer (min)	6,14	6,94	5,32	6,37
Gesamtwartezeit p. a. (h)	34	272	94	159
Nicht bediente Ladebedarfe p. a.	4	75	15	36
Ladedauer im Mittel (min)	25,97	26,68	24,81	25,09
Energieumsatz p. a. (kWh)	1.450.535	1.928.894	1.930.494	1.929.907

Varianten mit Überlastung (Deckungsanteil 30 %)

Ein Überblick über die Ergebnisse der nachfolgend beschriebenen Varianten ist in Tabelle 3-4 bzw. Tabelle 3-5 dargestellt. Die Auswirkungen auf die Gesamtaufenthaltsdauern am Ladepark finden sich im Kontext aller Varianten in Abbildung 3-14.

Variante V4: Durch die Verdopplung der am Ladepark abgewickelten Ladebedarfe gegenüber dem Basisszenario S1 kommt es zu einer deutlichen Überlastung mit entsprechend starken Einschränkungen bei der Servicequalität. Die Zahl der durchgeführten DC-Ladungen liegt bei 75.955 Events pro Jahr, die Zahl der aufgrund von Wartezeiten nicht durchgeführten Ladungen steigt von vier auf 2.268 Events. Mehr als jede fünfte Ladung ist mit einer Wartezeit verbunden (21,8 %). Insgesamt sind davon 16.579 Nutzer betroffen mit einer jährlichen Gesamtwartezeit von 3.131 h. Die durchschnittliche Wartezeit der betroffenen Nutzer steigt von 6,14 min auf 11,33 min (siehe Abbildung 3-15) und liegt damit nicht nur im Einzelfall über der Wartebereitschaft der im Projekt USP-BW befragten Pkw-Fahrer (siehe Kapitel 2.4.2).

Variante 5: Durch eine Erhöhung der Stationsleistungen von 150 kW auf 300 kW kann die Zahl der Ladungen mit Wartezeit um etwa ein Drittel gegenüber V4 reduziert werden (-34,6 %). Die absolute Zahl liegt mit 10.838 betroffenen jedoch immer noch relativ hoch, der Anteil der Ladeevents mit Wartezeit liegt bei 13,9 %. Die mittlere Wartezeit der betroffenen wird auf 7,94 min reduziert (siehe Abbildung 3-15), wodurch sich die jährliche Gesamtwartezeit mehr als halbiert (-54,2 %). Die mittlere Wartezeit der betroffenen Nutzer liegt zwar immer noch 1,8 min über derer im Basisszenario S1, da sich gleichzeitig jedoch die mittlere Ladezeit für alle Nutzer um -1,1 min reduziert, liegt die mittlere Aufenthaltsdauer am Ladepark (Warten und Laden) auf demselben Niveau wie im Basisszenario S1 (je rund 26,0 min) und damit deutlich geringer als in V4 (30,8 min). Die Zahl der aufgrund von Wartezeiten nicht durchgeführten Ladungen fällt aufgrund der höheren Stationsleistungen gegenüber V4 um -80,1 % auf 452 Events. Voraussetzung für V5 ist eine Erhöhung der Netzanschlussleistung: Die Spitzenlast liegt mit 1.657 kW leicht unter der maximal möglichen Gesamtladeleistung aller Ladestationen von 1.800 kW. Alternativ kann ein Batteriespeicher eingesetzt werden, um bei gleicher Servicequalität den bestehenden Netzanschluss beizubehalten. Der Speicher müsste hierfür eine Kapazität von rund 1.700 kWh und eine Leistung von rund 760 kW bereitstellen (siehe hierzu auch V7 und Abbildung 3-13).

Variante V6: Durch den Einsatz einer Drosselung der Ladeleistungen bei Bedarf kann die Spitzenlast mit 900 kW trotz der Erhöhung der Stationsleistungen in V5 auf dem Niveau des bestehenden Netzanschlusses gehalten werden. Ein Ausbau oder der Aufbau eines Speichers ist dann nicht notwendig. Die Servicequalität wird dadurch jedoch wieder deutlich eingeschränkt, ist aber immer noch besser als in V4 ohne zusätzliche Maßnahmen (siehe Abbildung 3-15). Die Drosselung wirkt sich in diesem Überlastungsszenario (V5 vs. V6) deutlich negativer aus als bei einer nur erhöhten Auslastung (V2 vs. V3). So liegt die Gesamtwartezeit mit 2.423 h um 69 % höher als ohne Drosselung (V5), die Zahl der aufgrund von Wartezeiten nicht durchgeführten Ladungen wird mit 1.513 Events mehr als verdreifacht. Im Vergleich zu V4 ist dies aber immer noch eine Verbesserung um -22,6 % bei der Gesamtwartezeit und -33,3 % bei den nicht durchgeführten Ladungen.

Variante V7: Für eine vollständige Kompensation der Lastspitzen mittels Batteriespeicher, zur Beibehaltung des bestehenden Netzanschlusses ohne Serviceeinschränkungen, wurde in V5 eine notwendige Speichergroße von 1.700 kWh ermittelt. Ein Großteil der Lastspitzen kann jedoch bereits mit einem deutlich kleineren und damit günstigeren Speicher abgefangen werden. Dies erfordert jedoch eine zusätzliche Drosselung der Ladeleistungen für die relativ seltenen Fälle, bei denen die kleinere Kapazität nicht für die Spitzenlastbegrenzung ausreicht (siehe Abbildung 3-13). In V7 werden die

Auswirkungen auf die Servicequalität untersucht, wenn der angesetzte Speicher aus V2 mit 300 kWh Kapazität und 650 kW Leistung beibehalten wird.

Ergebnisse und Diskussion

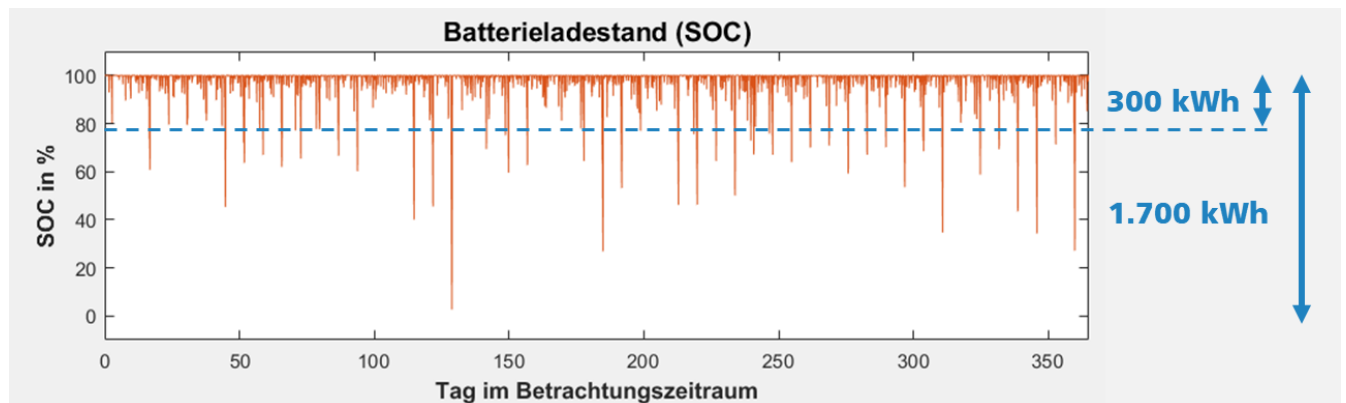


Abbildung 3-13: Ladezustand des Batteriespeichers zur Spitzenlastbegrenzung in Variante V5 mit 1.700 kWh. Die volle Kapazität wird nur selten benötigt.

Im Vergleich zu V5 mit Netzausbau oder größerem Speicher kommt es nur zu einer geringen Steigerung der Ladevorgänge mit Wartezeit um 3,6 % auf 11.232 Events. Die mittlere Wartezeit der betroffenen Nutzer erhöht sich aber von 7,94 auf 8,83 min, was zu einer jährlichen Gesamtwartezeit von 1.653 h führt. Gegenüber V5 entspricht dies einer Steigerung um 219 h (+15,3 %), gegenüber V6 mit einer reinen Drosselung bedeutet dies eine Reduzierung um 770 h (-31,8 %). Die Zahl der aufgrund von Wartezeiten nicht durchgeführten Ladungen liegt bei 773 Events und damit nur halb so hoch (-51,1 %) wie in V6. Die Servicequalität kann somit durch den kleineren Speicher in Verbindung mit einer Drosselung deutlich gegenüber V6 verbessert werden und liegt nahe den Werten von V5.

Tabelle 3-4: Übersicht der Ergebnisse für Szenario-Varianten mit doppelter Auslastung am Lade-park (Deckungsanteil der Ladebedarfe 30 %).

Szenario-Variante	S1	V4	V5	V6	V7
	Basis	Überlastung	Höhere Ladeleistung		
			Optional mit Batterie	Mit Drossel	Mit Batterie und Drossel
Deckungsanteil (%)	15	30	30	30	30
Anschlussleistung p. Station (kW)	150	150	300	300	300
Spitzenlast (kW)	900	900	1.657 (900 mit Batterie)	900	900
Ladungen p. a.	39.274	75.955	77.771	76.710	77.450
Ladungen mit Wartezeit p. a.	335	16.579	10.838	13.643	11.232
Mittlere Wartezeit der betroffenen Nutzer (min)	6,14	11,33	7,94	10,66	8,83
Gesamtwartezeit p. a. (h)	34	3.131	1.434	2.423	1.653
Nicht bediente Ladebedarfe p. a.	4	2.268	452	1.513	773
Ladedauer im Mittel (min)	25,97	28,33	24,85	26,07	25,08
Energieumsatz p. a. (kWh)	1.450.535	2.827.726	2.882.112	2.850.763	2.872.241

Varianten V8: Eine weitere Strategie der Überlastungssituation in V4 zu begegnen ist eine Erhöhung der Anzahl an Ladestationen von 6 auf 9 bzw. 12 Stationen mit jeweils zwei Ladepunkten. In V8 wird dies in Verbindung mit einer Drosselung, bei gleichbleibendem Netzanschluss mit einer Spitzenlastgrenze von 900 kW untersucht. Nahezu unabhängig von den angesetzten Stationsleistungen (150 kW bzw. 300 kW) wird die Zahl der Ladeevents mit Wartezeit und auch die Gesamtwartezeit gegenüber V4 deutlich reduziert, um über die Hälfte bei 9 Ladestationen und um mehr als -65 % bei 12 Stationen. In der Folge reduziert sich auch die Zahl der aufgrund von Wartezeiten nicht durchgeführten Ladungen in derselben Größenordnung. Die Wartezeiten der betroffenen Nutzer verändern sich dabei nur geringfügig. Die mittleren Ladedauern liegen bei den 9 bzw. 12 150 kW-Stationen mit 28,96 min und 30,31 min sogar über denen in V4 mit nur sechs Stationen (28,33 min). Höhere Stationsleistungen bringen hier nur geringfügige Verbesserungen um -0,75 bzw. -0,50 min. Die resultierenden mittleren Aufenthaltsdauern liegen in der Folge ebenfalls in der Größenordnung des Überlastungsszenarios V4 mit sechs 150 kW-Stationen (siehe Abbildung 3-14). Die Ergebnisse zeigen, dass im Anwendungsfall »DC-Tanken« eine Erhöhung der Anzahl an Ladestationen bei gleichbleibendem Netzanschluss nur scheinbar eine Verbesserung der Servicequalität bewirkt: Die Nutzer finden schneller eine freie Station, müssen seltener warten, haben aber nahezu dieselbe mittlere Aufenthaltsdauer.

Tabelle 3-5: Übersicht der Ergebnisse für Szenario-Varianten mit doppelter Auslastung am Ladepark (Deckungsanteil der Ladebedarfe 30 %) und einer erhöhten Anzahl an Ladestationen

Szenario-Variante	V4	V8a	V8b	V8c	V8d
	Überlastung	Mehr Ladestationen, gleicher Netzanschluss, mit Drossel			
Deckungsanteil (%)	30	30	30	30	30
Anzahl der Ladestationen (à 2 LP)	6	9	9	12	12
Anschlussleistung p. Station (kW)	150	150	300	150	300
Spitzenlast (kW)	900	900	900	900	900
Ladungen p. a.	75.955	77.169	77.202	77.428	77.439
Ladungen mit Wartezeit p. a.	16.579	7.909	7.667	5.460	5.364
Mittlere Wartezeit der betroffenen Nutzer (min)	11,33	11,33	11,26	11,79	11,84
Gesamtwartezeit p. a. (h)	3.131	1.494	1.440	1.073	1.059
Nicht bediente Ladebedarfe p. a.	2.268	1.054	1.021	795	784
Ladedauer im Mittel (min)	28,33	28,96	28,21	30,31	29,81
Energieumsatz p. a. (kWh)	2.827.726	2.863.698	2.864.604	2.870.606	2.870.938

Variantenübergreifende Betrachtung und Handlungsempfehlungen

Der Hochlauf der Elektromobilität ist ein dynamischer Prozess und sollte durch einen bedarfsgerechten Auf- und Ausbau der Ladeinfrastruktur begleitet werden. Entsprechende Konzepte hierfür sollten deshalb nicht auf ein bestimmtes Szenario, sondern möglichst skalierbar auf eine steigende Auslastung ausgelegt werden. Vor allem zum Beginn des Hochlaufs ist mit einer geringeren Auslastung neuer Ladeparks zu rechnen, die sich abhängig von der Entwicklung der Elektrifizierungszahlen und der alternativen Lademöglichkeiten, dann sukzessive erhöht. Ohne Ausbaumaßnahmen ist am Ende der

Entwicklung mit einer hohen Auslastung oder sogar einer Überlastung des Ladeparks zu rechnen, was sich in einer Verschlechterung der Servicequalität, z. B. hinsichtlich der Wartezeiten, widerspiegelt. Durch verschiedene Ausbauoptionen, welche in den zuvor beschriebenen Varianten analysiert wurden, kann dieser Entwicklung begegnet werden. In Abbildung 3-14 sind die mittleren Aufenthaltsdauern am Ladepark (Warten und Laden) für alle untersuchten Varianten zusammengefasst, sowie die Anteile der Ladungen mit Wartezeit und die jährliche Zahl der aufgrund von Wartezeiten nicht bedienten Ladebedarfe am Standort.

Ergebnisse und Diskussion

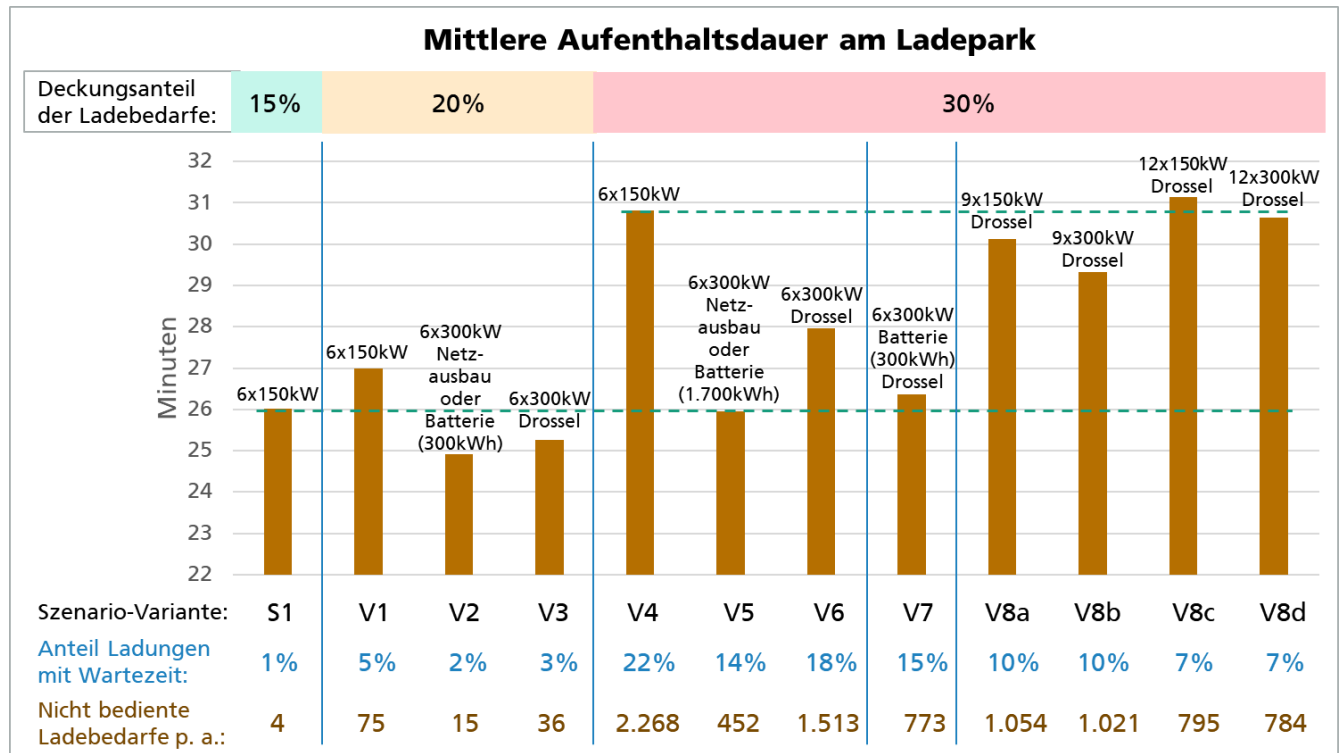


Abbildung 3-14: Mittlere Aufenthaltsdauern am Ladepark für verschiedene Auslastungen und Ausbauvarianten. Eine Erhöhung der Deckungsanteile, der am Ladepark abgewickelten zusätzlichen externen Ladebedarfe (siehe Kapitel 2.4.1), ist einer Steigerung des Elektrifizierungsanteils der Pkw (hier 20 %) bei dann gleichbleibendem Deckungsanteil gleichwertig.

Hinsichtlich der Gewährleistung einer guten Servicequalität bietet sich im Szenario »DC-Tanken« für alle Auslastungen die Erhöhung der Stationsleistungen in Verbindung mit einem Ausbau des Netzanschlusses oder dem Einsatz eines hinreichend großen Batteriespeichers als beste Option an (V2, V5). Es ist aber auch ohne Netzausbau oder Großspeicher möglich vergleichbare Ergebnisse zu erzielen. Es empfiehlt sich mit steigender Auslastung zunächst die Stationsleistung in Verbindung mit einer Drosselung bei gleichem Netzanschluss zu erhöhen (V3). Mit weiter ansteigender Auslastung kann dann ein kleinerer und damit wirtschaftlicherer Batteriespeicher in Verbindung mit der bestehenden Drosselung ergänzt werden (V7). Ein Speicherszenario ohne Spitzenlastbegrenzung würde dagegen im Überlastungsfall sehr große Batteriegrößen erfordern (V5). Die Drosselung als erster Schritt erscheint günstiger als der primäre Einsatz eines Speichers (V2), welcher zu Beginn nur geringfügig ausgelastet wäre und später schon einen Teil seiner kalendarischen Lebensdauer verwirkt hätte. Außerdem empfiehlt sich eine Drosselmöglichkeit in jedem Fall als Ergänzung zu einer Speicheranwendung, um Wartungs- und Ausfallzeiten an der Batterie zu kompensieren.

In Abbildung 3-15 sind die Verteilungen der Warte und Aufenthaltszeiten einzelner Nutzer am Ladepark für die Varianten V1-V3 (Deckungsanteil 20 %) sowie die Varianten

V4-V6 (Deckungsanteil 30 %) dargestellt. Durch die Erhöhung der Stationsleistungen von 150 kW auf 300 kW werden für beide Deckungsanteile insbesondere die längeren Aufenthaltsdauern am Ladepark verkürzt. Im Falle einer erhöhten Auslastung gilt dies mit nur geringen Einschränkungen auch beim Einsatz einer zusätzlichen Drosselung (V3). Im Überlastungsfall wirkt sich die Drosselung demgegenüber deutlich nachteiliger auf die längeren Aufenthaltsdauern aus (V6). Die Vorteile der höheren Stationsleistungen werden hier zu einem wesentlichen Anteil durch die Drosselungen wieder eingeschränkt, was Potenzial für den Einsatz eines Batteriespeichers bietet. Ähnlich verhält es sich auch bei der Betrachtung der reinen Wartezeiten.

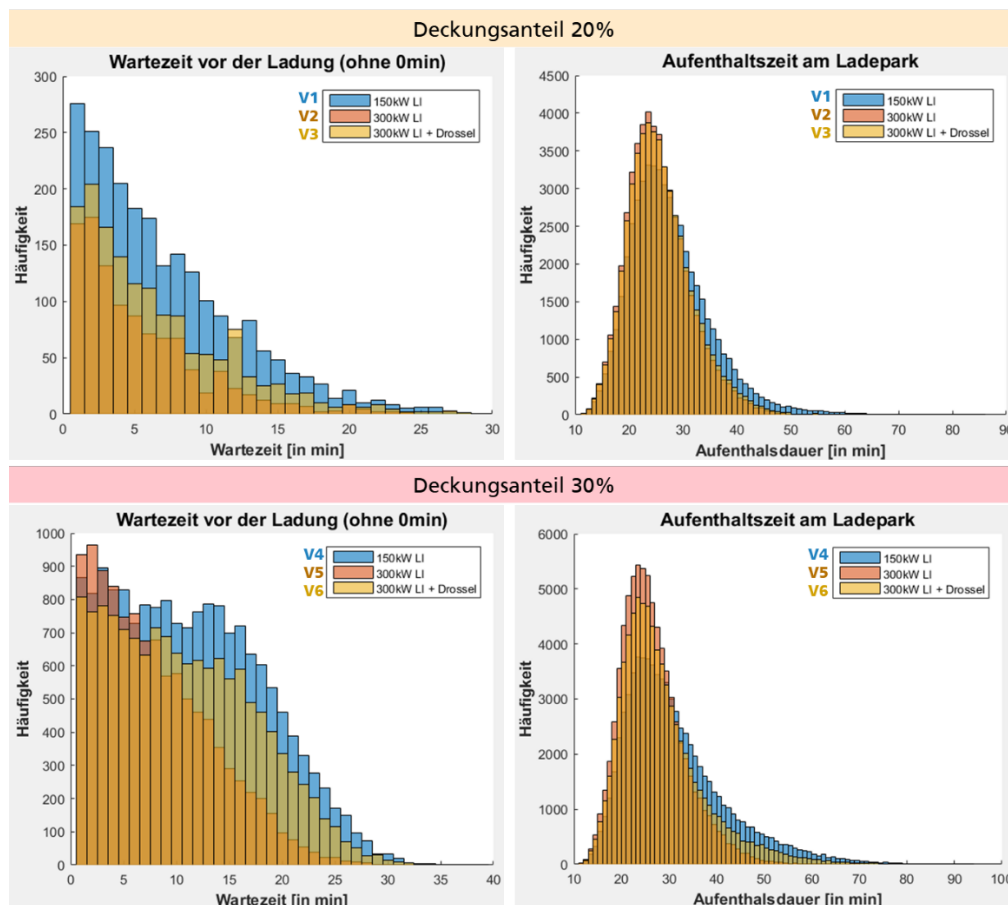


Abbildung 3-15: Verteilung der Warte- und Aufenthaltszeiten bei höherer Auslastung (Deckungsanteil 20 %) und Überlastung (Deckungsanteil 30 %) am Ladepark für verschiedene Ausbauparameter (V1-V6).

Eine Erhöhung der Anzahl an Ladestationen bei gleichem Netzanschluss (ebenfalls in Verbindung mit einer Drosselung) könnte zumindest zu einer gefühlten Verbesserung der Servicequalität im Überlastungsszenario führen. Die Aufenthaltszeiten werden dadurch zwar nicht geringer, allerdings gibt es seltener abschreckende Warteschlangen mit entsprechenden Platzbedarfen bzw. Verkehrsbehinderungen (V8).

Sämtliche Varianten müssen wirtschaftlich und technisch gegen einen Ausbau der Netzanschlussleistung abgewogen werden, welcher immer die bestmögliche Servicequalität liefert. Hierbei müssen die Randbedingungen an den Standorten individuell berücksichtigt werden.

Zusammengefasste **Handlungsempfehlungen** für den Auf- und Ausbau urbaner DC-Ladeparks im Szenario »DC-Tanken« aus technischer Sicht:

Ergebnisse und Diskussion

- Urbane Ladeparks mit 150 kW Stationen (à 2 Ladepunkte) sollten eine einfache Aufrüstung auf 300 kW pro Station und die Implementierung einer Drosselung ermöglichen (skalierbare Leistungselektronik in den Stationen, hinreichende Leitungsquerschnitte zu den Stationen, optionale Drosselmöglichkeit zur Spitzenlastbegrenzung am Netzanschluss).
- Mit zunehmender Auslastung sollten die Stationsleistungen auf 300 kW erhöht werden. Durch zukünftig immer höhere Ladeleistungen bei den Fahrzeugen wird der positive Effekt verstärkt und die Nachfrage dafür höher.
- Bei weiter steigender Auslastung kann ein Batteriespeicher nachgerüstet oder der Netzanschluss ausgebaut werden (je nach Wirtschaftlichkeit und technischer Möglichkeit). Durch die vorgelagerte Drosselung muss der Speicher erst bei tatsächlichem Bedarf realisiert werden (Senkung des Investitionsrisikos, Speicher steht nicht ungenutzt rum). Die Speicherkosten könnten zukünftig noch günstiger werden, was ebenfalls für eine nachgelagerte Installation spricht.
- Ein Speicher sollte immer mit einer Drosselung kombiniert werden. Hierdurch kann die Batteriekapazität deutlich niedriger gewählt werden und es steht ein Backup-System bei Speicherausfällen zur Verfügung.
- Da ein Speicher bei der Spitzenlastbegrenzung zumeist vollgeladen ist, bietet sich eine Zweitverwertung für Netzdienstleistungen an. Der Zugang zu solchen Anwendungen könnte sich zukünftig technisch und regulatorisch vereinfachen.

3.2.6 Szenario S2-LM1 – Strategien für eine höhere Auslastung bei gleichem Netzanschluss (»DC-Tanken und Gelegenheitsladen beim Einkaufen«)

Im Szenario werden die Auswirkungen von höheren Auslastungen am DC-Ladepark auf die energetischen Anforderungen und die Servicequalität am Standort mit expliziter Einkaufsmöglichkeit untersucht. Hierfür werden die Deckungsanteile der am Ladepark abgewickelten Ladebedarfe basierend auf dem Basisszenario S2 um 50 % erhöht (siehe Kapitel 2.6.6). In mehreren Varianten werden verschiedene Maßnahmen betrachtet, um die dann eingeschränkte Servicequalität zu verbessern (siehe Tabelle 2-8). Hierzu gehören in erster Linie die Erhöhung der Anzahl an Ladestationen, die Erhöhung der Ladestationsleistungen in Verbindung mit einem Ausbau des Netzanschlusses oder einem Lademanagement mittels Drosselung sowie der Einsatz eines Batteriespeichers.

Variante V9: Durch die Erhöhung der Deckungsanteile am Ladepark um 50 % werden im Mittel rund 162 Ladebedarfe pro Tag am Hub abgewickelt anstelle der rund 110 Ladebedarfe im Basisszenario S2. Die Zahl der durchgeführten DC-Ladungen steigt um 41,2 % auf 56.169 Ladungen pro Jahr an. Der Anteil der Ladungen mit Wartezeit steigt dabei deutlich von 6,4 % (2.535 Nutzer p.a.) auf 20,0 % (11.230 Nutzer p.a.). Die Gesamtwartezeit steigt im Jahr auf 1.634 h an und hat sich damit gegenüber dem Basisszenario S2 (321 h) verfünffacht. Die durchschnittliche Wartezeit der betroffenen Nutzer steigt von 7,60 min auf 8,73 min (siehe Verteilung in Abbildung 3-16). Die Zahl der aufgrund von Wartezeiten nicht durchgeführten Ladungen steigt von 559 (1,4 %) auf 3.119 Events (5,3 %). Aufgrund dieser starken Einschränkungen bei der Servicequalität kann von einer deutlichen Überlastung des Ladeparks gesprochen werden.

Variante V10: Durch die Erhöhung der Anzahl an Ladestationen von 6 auf 9 bzw. 12 Stationen (à 2 Ladepunkte) kann die Servicequalität gegenüber dem Überlastungsszenario V9 massiv verbessert werden. Bei 12 Stationen liegen die Werte für Wartezeiten und nicht durchgeführter Ladungen sogar auf einem deutlich besseren Niveau als im Basisszenario S2, bei 9 Stationen wird die Servicequalität in der Größenordnung des Basisszenarios S2 wieder eingestellt. Ohne Drosselung der Spitzenlasten kann die Zahl der aufgrund

von Wartezeiten nicht durchgeführten Ladungen bei 9 bzw. 12 Stationen gegenüber V9 um -81,1 bzw. -96,9 % gesenkt werden, die Anzahl der Ladungen mit Wartezeiten fallen um -74,2 bzw. -93,2 %. Die Spitzenlasten steigen dabei ohne Drosselung von 900 kW auf 1.299 bzw. 1.556 kW. Die Analyse zeigt jedoch, dass auch mit einer Drosselung der Gesamtleistung auf 900 kW nahezu die gleichen Verbesserungen der Servicequalität, unter Beibehaltung des bestehenden Netzanschlusses, erreicht werden können (siehe Tabelle 3-6 und Abbildung 3-16).

Tabelle 3-6: Übersicht der Ergebnisse für Szenario-Varianten S2 mit 50 % höherer Auslastung am Ladepark (Überlastung) und einer erhöhten Anzahl an Ladestationen (mit und ohne Drosselung)

Szenario-Variante	V9	V10a	V10b	V10c	V10d
	Überlastung	Mehr Ladestationen, ohne Drosselung		Mehr Ladestationen, mit Drosselung	
Deckungsanteil	Basis +50 %	Basis +50 %	Basis +50 %	Basis +50 %	Basis +50 %
Anzahl der Ladestationen (à 2 LP)	6	9	12	9	12
Anschlussleistung p. Station (kW)	150	150	150	150	150
Spitzenlast (kW)	900	1.299	1.556	900	900
Ladungen p. a.	56.169	58.700	59.192	58.678	59.149
Ladungen mit Wartezeit p. a.	11.230	2.896	766	2.927	874
Mittlere Wartezeit der betroffenen Nutzer (min)	8,73	7,32	5,29	7,38	6,13
Gesamtwartezeit p. a. (h)	1.634	353	68	360	89
Nicht bediente Ladebedarfe p. a.	3.119	588	96	610	139
Ladedauer im Mittel (min)	25,75	24,72	24,26	24,83	24,58
Belegungsdauer im Mittel (min)	37,92	37,97	37,91	38,04	38,08
Energieumsatz p. a. (kWh)	1.986.672	2.066.373	2.085.438	2.064.477	2.079.280

Im Gegensatz zum reinen »DC-Tanken« im Szenario S1 werden Ladestationen häufig auch nach der Beendigung der Ladung noch bis zum Ende eines Einkaufsevents belegt, was in Spitzenzeiten auch die Wartedauern der reinen »DC-Tanken«-Events im Szenario S2 negativ beeinflusst. Insbesondere im Überlastungsfall ist es schwierig eine freie Ladestation zu finden. Hohe Spitzenlasten kommen jedoch selten vor, da auch bei voller Belegung zumeist nicht an allen Stationen geladen wird, weshalb eine Leistungsbegrenzung nur geringe Nachteile mit sich bringt. Eine Drosselung der Ladeleistung wirkt sich zudem bei hinreichend langen Einkaufsdauern überhaupt nicht auf die Servicequalität dieser Nutzer aus. Wie in Kapitel 3.1.2 dargelegt, können im Szenario S2 40 % der Nutzer einer Gelegenheitsladung beim Einkaufen zugeordnet werden, mit Einkaufsdauern zwischen 10 und 600 min. Im Mittel übersteigt die Belegungsdauer der Ladepunkte die reine Ladedauer um mehr als 10 min.

Durch die höhere Anzahl an Ladestationen in V10 kann die Zahl der tatsächlich durchgeführten Ladungen gegenüber V9 gesteigert werden. Dies bringt Steigerungen beim Energieumsatz von 3,9 bis 5,0 % mit sich. Selbst mit einer Drosselung kann so beispielsweise in Variante V10d mit 12 Stationen der jährliche Energieumsatz um 92.608 kWh erhöht werden. Die zusätzlichen Erlöspotenziale können einen Teil der Installationskosten für die zusätzlichen Stationen ausgleichen.

Variante V11: Ausgehend von der Überlastungsvariante V9 wurden die Auswirkungen einer Erhöhung der Ladestationsleistungen von 150 kW auf 300 kW untersucht. Die Anzahl der sechs Ladestationen wurde beibehalten. Die Aufrüstung der Stationsleistungen bringt nur vergleichsweise geringe Vorteile hinsichtlich der Servicequalität (siehe Tabelle 3-7). Die Anzahl der Ladungen mit Wartezeiten wird gegenüber V9 ohne Drosselung um -10,3 % auf 10.078 Events im Jahr gesenkt, bei einer leicht reduzierten mittleren Wartezeit der betroffenen Nutzer. Die Zahl der aufgrund von Wartezeiten nicht durchgeführten Ladungen liegt mit 2.662 Events ebenfalls nur um -14,7 % unter derer in V9 (siehe Abbildung 3-16). Die Spitzenlast der Ladeinfrastruktur steigt um 55,6 % auf 1.400 kW, kann aber praktisch ohne negative Auswirkungen auf die Servicequalität auf die bestehenden 900 kW gedrosselt werden. Durch die höheren Stationsleistungen können die Ladedauern um bis zu -7,8 % (um rund 2 min) reduziert werden. Hiervon können insbesondere die Nutzer ohne Einkaufsevent am Standort profitieren. Insgesamt kann die Belastungssituation durch die höheren Stationsleistungen nicht wesentlich entschärft werden.

Tabelle 3-7: Übersicht der Ergebnisse für Szenario-Varianten S2 mit 50 % höherer Auslastung am Ladepark (Überlastung) und verdoppelter Stationsleistungen (mit und ohne Drosselung)

Szenario-Variante	V9	V11a	V11b
	Überlastung	Höhere Ladeleistung	
			Mit Drossel
Deckungsanteil	Basis +50 %	Basis +50 %	Basis +50 %
Anzahl der Ladestationen (à 2 LP)	6	6	6
Anschlussleistung p. Station (kW)	150	300	300
Spitzenlast (kW)	900	1.400	900
Ladungen p. a.	56.169	56.330	56.321
Ladungen mit Wartezeit p. a.	11.230	10.078	10.112
Mittlere Wartezeit der betroffenen Nutzer (min)	8,73	8,32	8,28
Gesamtwartezeit p. a. (h)	1.634	1.398	1.396
Nicht bediente Ladebedarfe p. a.	3.119	2.662	2.671
Ladedauer im Mittel (min)	25,75	23,74	23,81
Belegungsdauer im Mittel (min)	37,92	36,55	36,59
Energieumsatz p. a. (kWh)	1.986.672	2.008.317	2.007.323

Variante V12: Für die Variante V10b mit 12 150 kW Ladestationen wurde eine Spitzenlastbegrenzung mittels Batteriespeicher simuliert. Um den bestehenden Netzananschluss aus dem Basisszenario S2, mit einer möglichen Gesamtladeleistung von bis zu 900 kW, beibehalten zu können, ist ein Batteriespeicher mit 450 kWh Kapazität und einer Leistung von rund 700 kW erforderlich. Die Simulationsergebnisse für V12 entsprechen denen von Variante V10b, bei einer reduzierten Spitzenlast von 900 kW (siehe Tabelle 3-6). Wie schon in Variante V7 für das Szenario »DC-Tanken« gezeigt, ist auch hier ein deutlich kleinerer Speicher in Verbindung mit einer Drosselung gut möglich, da der Speicher fast immer vollgeladen ist und intensivere Lastspitzen sehr selten vorkommen.

Der Nutzen eines Speichers erscheint aber in jedem Fall eher gering, da mit Variante V10d bereits gezeigt wurde, dass bei einer Drosselung ohne Batterie nur mit geringfügigen Serviceeinschränkungen zu rechnen ist, bei einem in V10 schon insgesamt sehr hohen Niveau (siehe Abbildung 3-16).

Variantenübergreifende Betrachtung und Handlungsempfehlungen

Im Gegensatz zum Szenario S1 »DC-Tanken« spielt bei Standorten mit direkter Einkaufsmöglichkeit die Erhöhung der Anzahl an Ladestationen als Ausbauvariante im Überlastungsfall (V9) eine entscheidende Rolle. Verdeutlicht wird dies anhand eines Vergleichs der Wartezeiten vor der Ladung als exemplarische Kenngröße für die Servicequalität (siehe Abbildung 3-16). Werden mehr Ladestationen eingesetzt, nehmen die Häufigkeit und Dauer der Wartezeiten ab (V10c, V10d). Eine Erhöhung der Stationsleistungen dagegen hat kaum einen Effekt auf die Servicequalität, da es in Spitzenzeiten schwierig ist, überhaupt eine freie Station zu finden (V11). Gelegenheitslader blockieren beim Einkauf die Stationen und profitieren bei längeren, durch die Einkaufsdauer definierten Standzeiten nicht von der höheren Leistung. Sowohl bei der Erhöhung der Stationszahlen als auch bei der Steigerung der Stationsleistungen kann der Netzanschluss, in Verbindung mit einer Drosselung, ohne wesentliche Einschränkungen bei der Servicequalität beibehalten werden. Ein hinreichend großer Batteriespeicher kann ebenfalls zur Spitzenlastbegrenzung eingesetzt werden (V12), bietet aber bei der Servicequalität nur marginale Verbesserungen gegenüber einer wirtschaftlich wohl günstigeren Drosselung (V10d).

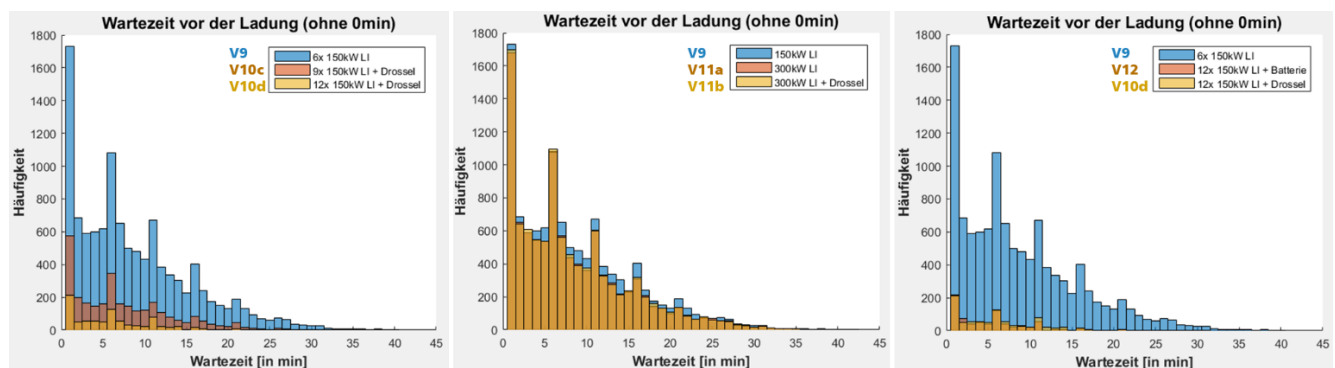


Abbildung 3-16: Auswirkungen verschiedener Ausbauvarianten auf die Servicequalität am Beispiel der Wartezeiten vor Ladebeginn im Szenario S2 mit 50% höherer Auslastung (Überlastung).

Eine Erhöhung der Anzahl an Ladestationen ist auch bei gleichbleibendem Netzanschluss gut möglich. Bereits wenige zusätzliche Stationen bringen ein Überlastungsszenario wieder auf das Serviceniveau des Basisszenarios S2 ohne erhöhte Auslastung. Die dann notwendige Drosselung bringt nur geringe Nachteile mit sich, weshalb sich auch die Anwendung eines Batteriespeichers nicht lohnt.

Zusammengefasste **Handlungsempfehlungen** für den Auf- und Ausbau urbaner DC-Ladeparks im Szenario »DC-Tanken und Gelegenheitsladen beim Einkaufen« aus technischer Sicht:

- Bei einem Neubau eines Ladeparks an einem Einkaufsstandort sollte ein zukünftiger Ausbau mit weiteren DC-Ladestationen bereits berücksichtigt werden (Leerrohre zu den Standorten, zusätzliche Abgänge an der Energieverteilung, Drosselmöglichkeit).
- Mit zunehmender Auslastung sollten bedarfsgerecht weitere DC-Ladepunkte am Standort geschaffen werden. Der Ausbau sollte eine Drosselmöglichkeit beinhalten, wodurch der bestehende Netzanschluss beibehalten werden kann.
- Eine Erhöhung der Stationsleistungen (im Vergleich zu den in der Simulation angesetzten 150 kW für jeweils 2 Ladepunkte) sowie die Nachrüstung eines Batteriespeichers sind nicht zielführend.

In den Szenarien wurden die Standzeiten an einem allgemeinen Einkaufsstandort zugrunde gelegt, mit Standzeiten im Bereich von 10 bis 600 min (vgl. Abbildung 2-5). An einem Supermarktstandort mit in der Regel kürzeren Standzeiten von 10 bis 60 min können ggf. abweichende Ergebnisse auftreten (siehe hierzu auch Kapitel 3.1.2).

Die Bundesregierung plant aktuell bis zum Jahr 2030 mit mindestens 15 Millionen voll-elektrischen Pkw im Bestand und einem zugehörigen Bedarf von mindestens einer Million öffentlich zugänglicher Ladestationen [7, 8]. Diese sollen Lademöglichkeiten bei den Fahrzeugnutzern zuhause und ggf. bei den Arbeitgebern ergänzen. Ein Teil der öffentlichen Ladeinfrastruktur kann durch DC-Ladestationen mit hoher Leistung im urbanen Bereich abgedeckt werden. Im Gegensatz zu DC-Ladeparks an Fernstrecken und Autobahnen, welche hauptsächlich den Langstrecken- und Reiseverkehr bedienen, richten sich urbane DC-Ladeparks hauptsächlich an die Einwohner und Pendler im direkten Umfeld und der umliegenden Region. Hier können insbesondere auch Elektrofahrzeugnutzer ohne eigene Stellplätze und private Lademöglichkeiten bedient werden.

Im Rahmen der hier vorliegenden Studie wurden zunächst die Bedarfe für die Ladung an urbanen DC-Ladeparks ermittelt. Hierfür wurden zwei Kernszenarien betrachtet:

- 1.) Ein DC-Ladepark im Zentrum einer Großstadt mit 200.000 Einwohnern im direkten Umfeld. Der Standort wird explizit für die Ladung angefahren und nach Beendigung der Ladung wieder verlassen (Szenario S1 »DC-Tanken«)
- 2.) Ein DC-Ladepark im Zentrum einer Mittelstadt mit 100.000 Einwohnern im Einzugsgebiet einer ländlichen Region mit weiteren 350.000 Einwohnern. Der Standort liegt direkt an einer Einkaufsmöglichkeit und wird sowohl für die Gelegenheitsladung beim Einkaufen genutzt als auch explizit für die Ladung angefahren (Szenario S2 »DC-Tanken und Gelegenheitsladen beim Einkaufen«).

Den definierten Einwohnern wurden zum Teil verschiedene Elektrofahrzeuge zugeordnet (rein elektrisch, BEV) mit einem Elektrifizierungsanteil von 20 %. Dies entspricht bezogen auf ganz Deutschland einem Wert von gut 9,5 Mio. Elektrofahrzeugen [3]. Weiterhin wurden den Einwohnern anteilig verschiedene Normallademöglichkeiten zugeordnet. Berücksichtigt wurden hierbei die AC-Nachtladung zuhause oder am Straßenrand sowie die AC-Zwischenladung beim Arbeitgeber (jeweils nach Möglichkeit und Verfügbarkeit).

Für die Ermittlung der zusätzlichen externen Ladebedarfe wurde das Mobilitäts- und Ladeverhalten aller BEV-Nutzer im Einzugsgebiet der Ladeparks für ein Jahr modelliert und ausgewertet. Als Datengrundlage für die Simulationen diente die Erhebung »Mobilität in Deutschland 2017«, welche die zurückgelegten Wege von über 300.000 Personen für jeweils einen Tag dokumentiert [1].

Im Ergebnis zeigt sich in beiden Kernszenarien **ein hoher Bedarf an zusätzlichen Lademöglichkeiten**: Im Szenario 1 wurden für rund 28.000 BEV im Mittel 713 zusätzliche externe Ladebedarfe pro Tag ermittelt. Im Szenario 2 ergeben sich, unter separater Berücksichtigung der Gelegenheitsladungen beim Einkaufen am betrachteten Standort, weitere 1.993 zusätzliche externe Ladebedarfe pro Tag für die rund 72.000 BEV der betrachteten Einwohner.

Die zusätzlichen externen Ladebedarfe werden allerdings nicht ausschließlich an den betrachteten DC-Ladeparks gedeckt, sondern können an weiteren Ladestationen im (halb)öffentlichen Raum bedient werden. In Frage kommen hierfür beispielsweise weitere DC-Ladeparks in der Stadt oder an Fernstrecken, Ladestationen an anderen Einkaufsstandorten sowie (halb)öffentliche AC-Ladestationen am Straßenrand oder in Parkhäusern. Welcher Anteil der Ladebedarfe am betrachteten DC-Ladepark abgewickelt wird (Deckungsanteil), hängt in der Praxis individuell von den verfügbaren Alternativen ab. Hält der Aufbau der Ladeinfrastruktur mit der zunehmenden Elektrifizierung der

Fahrzeuge schritt, ist mit gleichbleibenden Deckungsanteilen zu rechnen. Fehlen die Alternativen, kommt es zu höheren Auslastungen bis hin zu einer Überlastung an den Ladeparks.

Für den nächsten Schritt der Analyse wurde für die beiden Kernszenarien jeweils ein urbaner DC-Ladepark modelliert. Die Randbedingungen wurden dabei an den während der Studie durch die EnBW tatsächlich aufgebauten urbanen DC-Ladeparks in Baden-Württemberg ausgerichtet. In den Basisszenarien wurden zunächst sechs Ladestationen à zwei Ladepunkte mit einer Stationsleistung von jeweils maximal 150 kW angesetzt. Die Deckungsanteile wurden so gewählt, dass die Standorte mit knapp unter 110 abgewinkelten Ladebedarfen pro Tag moderat ausgelastet werden. Für Szenario 1 entspricht dies beispielsweise einem Deckungsanteil von 15 %, im Szenario 2 liegen die Werte nochmals deutlich geringer, was den hohen Bedarf an weiteren Lademöglichkeiten für die gegebene Fahrzeugelektrifizierung verdeutlicht. Untersucht wurden unter anderem die energetischen Randbedingungen (Spitzenlasten, Energieumsätze), die Servicequalität (Wartezeiten, Ladedauern) sowie die Potenziale und Auswirkungen von Energiemanagementmaßnahmen (Spitzenlastbegrenzung, Batteriespeicher). In weiteren Szenarien wurde die Auslastung des DC-Ladeparks deutlich erhöht, um die Potenziale verschiedener Ausbaumöglichkeiten und Energiemanagementmaßnahmen zu evaluieren.

Kernergebnisse für Szenario 1 »DC-Tanken«

Bei einer moderaten Auslastung können nahezu alle Ladebedarfe am Standort bedient werden, Wartezeiten sind sehr selten und wenn dann von kurzer Dauer. Die Aufenthaltsdauer (Warten und Laden) liegt im Median bei 25 Minuten und damit 10 Minuten über der Wunschvorstellung der potenziellen Nutzer, welche über eine repräsentative Befragung ermittelt wurde [9]. Die Quantität von AC-Lademöglichkeiten beim Arbeitgeber wirkt sich auf die Auslastung am Ladepark nur geringfügig aus. Der höchste Ladebedarf besteht an den Wochenenden, insbesondere am Sonntag.

Hohe Spitzenlasten kommen bei einer moderaten Auslastung selten vor und können durch eine Drosselung höherer Ladeleistungen im Bedarfsfall wesentlich eingeschränkt werden. Eine gute Servicequalität kann somit auch an Standorten mit eingeschränkten Netzkapazitäten gewährleistet werden.

Durch den Einsatz eines Batteriespeichers kann die Spitzenlast am Netzanschluss ebenfalls gesenkt werden, ohne Nachteile bei der Servicequalität. Für nennenswerte Lastreduzierungen sind jedoch bereits relativ große Speicher erforderlich. Die volle Kapazität des Speichers wird dabei aber nur sehr selten benötigt, weshalb sich die Kombination eines deutlich kleineren Speichers in Verbindung mit einer Drosselung anbietet.

Lokale PV-Anlagen können nur einen kleinen Teil zum Energiebedarf am Ladepark beitragen. Der Eigenverbrauch ist hierbei auch ohne Batteriespeicher bereits sehr hoch. Für eine Spitzenlastbegrenzung mittels Batteriespeicher sind die Erzeugungsüberschüsse einer lokalen PV-Anlage allein bei weitem nicht ausreichend für die Ladung des Speichers. Für eine ganzjährig zuverlässige Spitzenlastbegrenzung ist eine Netzladung erforderlich.

Eine Erhöhung der Auslastung um ein Drittel gegenüber dem Basisszenario führt zu einer Verschlechterung der Servicequalität. Diese liegt aber immer noch auf einem guten Niveau. Die weit überwiegende Mehrheit der Ladebedarfe kann immer noch ohne Wartezeiten bedient werden.

Durch eine Erhöhung der maximalen Leistung der einzelnen Ladestationen von 150 kW auf 300 kW können diese Verschlechterungen nicht nur ausgeglichen, sondern sogar überkompensiert werden. Dies gilt mit nur geringen Abstrichen sogar unter Beibehaltung des bestehenden Netzanschlusses, in Verbindung mit einer Spitzenlastbegrenzung via Drosselung der Ladeleistungen. Durch die Erhöhung der Stationsleistungen werden

insbesondere die längeren Ladedauern verkürzt, da Fahrzeuge mit großen Batterien und fahrzeugseitig höheren potenziellen Ladeleistungen profitieren.

Mit einer Verdopplung der Auslastung gegenüber dem Basisszenario kommt es zu einer deutlichen Überlastung des Ladeparks mit entsprechend starken Einschränkungen bei der Servicequalität. Die Zahl der aufgrund von zu langen Wartezeiten nicht bedienten Ladebedarfe steigt beispielsweise von 4 auf über 2.000 Events pro Jahr. Jeder fünfte Nutzer ist von einer vergleichsweise langen Wartezeit betroffen.

Eine Erhöhung der Stationsleistungen von 150 kW auf 300 kW führt auch in diesem Fall zu einer wesentlichen Verbesserung der Servicequalität. So kann beispielsweise die jährliche Gesamtwarezeit mehr als halbiert werden. Durch eine bedarfsgerechte Erhöhung der Netzanschlussleistung kann hinsichtlich der mittleren Aufenthaltsdauer sogar das Niveau des Basisszenarios wieder erreicht werden. Eine Spitzenlastbegrenzung via Drosselung zur Beibehaltung des bestehenden Netzanschlusses führt zwar ebenfalls zu einer Verbesserung gegenüber dem Überlastungsszenario, die Verbesserungen durch die höheren Stationsleistungen werden in diesem Fall jedoch zu einem wesentlichen Teil wieder egalisiert. Die Überlastungssituation kann damit nicht aufgelöst werden.

Alternativ zum Netzausbau kann auch ein Batteriespeicher zur Spitzenlastbegrenzung eingesetzt werden, bei gleicher Servicequalität. Hierfür ist allerdings eine hohe Speicherkapazität von mindestens 1,7 MWh erforderlich. Da die volle Kapazität auch hier nur selten benötigt wird, kann ein wesentlich kleinerer Speicher (z. B. 300 kWh) in Verbindung mit einer Drosselung verwendet werden. Die Einschränkungen bei der Servicequalität, insbesondere hinsichtlich der mittleren Aufenthaltsdauer, sind in diesem Fall nur moderat.

Eine Erhöhung der Anzahl der Ladestationen bei gleichbleibendem Netzanschluss (mit einer Drosselung) führt, unabhängig von den Stationsleistungen, nicht zu einer wesentlichen Verbesserung bei den Aufenthaltszeiten im Überlastungsszenario. Aufgrund der dann selteneren Wartezeiten können jedoch mehr Ladebedarfe bedient werden.

Kernergebnisse für Szenario 2 »DC-Tanken und Gelegenheitsladen beim Einkaufen«

Im Szenario 2 entfallen rund 40 % der Ladebedarfe auf das Gelegenheitsladen beim Einkaufen, mit häufig längeren Belegungsdauern der Ladepunkte als für die Ladung notwendig ist. Im Vergleich zum Szenario 1 werden bei moderater Auslastung zwar ungefähr gleich viele Ladebedarfe am Standort abgewickelt, es sind jedoch bereits deutlich mehr Fahrzeuge von Wartezeiten betroffen. Die Servicequalität kann insgesamt aber immer noch als gut bewertet werden, vergleichbar mit der erhöhten Auslastung in Szenario 1. Nahezu alle Ladebedarfe können bedient werden. Die höchsten Auslastungsspitzen liegen im Unterschied zu Szenario 1 vor allem am Samstagmorgen und unter der Woche jeweils vormittags und nachmittags. Der schwächste Tag ist der Sonntag.

Rund ein Zehntel der Standzeiten an den Ladestationen liegt über einer Stunde, nur ein Prozent über vier Stunden. Bei einer Erhöhung der Auslastung haben diese Fahrzeuge jedoch einen großen Einfluss auf die Servicequalität. Supermarktstandorte, mit in der Regel kürzeren Standdauern, haben diesbezüglich deutliche Vorteile, bei etwas geringeren Energieumsätzen. Für allgemeine Einkaufsstandorte, mit teils längeren Standzeiten, bringt eine Blockiergebühr nach vier Stunden Vorteile. Die Servicequalität hinsichtlich Wartezeiten und bedienter Ladebedarfe verbessert sich insbesondere, wenn die Events mit längeren Standdauern komplett abgeschreckt werden. Der Energieumsatz steigt in diesem Fall sogar, da mehr Ladebedarfe mit kürzerer Dauer bedient werden können. Eine Verkürzung der Standdauern aufgrund der Gebühr bringt ebenfalls Verbesserungen bei der Servicequalität, allerdings in deutlich geringerem Ausmaß.

Eine Erhöhung der Auslastung um 50 % gegenüber dem Basisszenario führt ohne weitere Maßnahmen bereits zu einer Überlastung des Ladeparks. Jede fünfte Ladung ist mit einer Wartezeit verbunden und jährlich über 3.000 Ladebedarfe am Standort können nicht bedient werden. Im Gegensatz zu Szenario 1 kann eine Verdopplung der Stationsleistungen die Überlastungssituation nicht auflösen, da der Engpass bei der Verfügbarkeit von freien Ladepunkten liegt.

Eine Erhöhung der Anzahl an Ladestationen kann die Servicequalität im Überlastungsfall dagegen deutlich verbessern, bei einer Verdopplung sogar mit Vorteilen gegenüber dem Basisszenario mit moderater Auslastung. Dies gilt mit geringen Abstrichen sogar unter Beibehaltung der Netzanschlussleistung mittels Drosselung bei höheren Spitzenlasten. Nahezu alle Ladebedarfe am Standort können bedient werden, der Energieumsatz steigt. Der zusätzliche Einsatz eines Batteriespeichers kann demzufolge nur geringe Verbesserungen bewirken und erscheint in diesem Szenario nicht sinnvoll.

Ganzheitliche Betrachtung und Handlungsempfehlungen

Der Hochlauf der Elektromobilität ist ein dynamisches Szenario. Eine Ladeinfrastruktur sollte deshalb bereits bei der Planung skalierbar ausgelegt werden. Zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme eines hinreichend dimensionierten Ladeparks ist eher mit geringeren Auslastungen zu rechnen, welche sich im zeitlichen Verlauf jedoch deutlich erhöhen können. Dies kann, insbesondere an Ladeparks mit direkten Einkaufsmöglichkeiten, zu Überlastungen führen, mit entsprechenden Einschränkungen bei der Servicequalität und unzufriedenen Kunden. Die Simulationen zeigen jedoch, dass die Ladeparks durch eine sukzessive Aufrüstung und Energiemanagementmaßnahmen auch stark steigende Ladebedarfe bedienen können, und dies in weiten Bereichen sogar ohne einen Ausbau der Netzanschlussleistung.

Bei einem Standort explizit zum »DC-Tanken« sollte mit steigender Auslastung zunächst die maximale Ladeleistung der DC-Stationen erhöht werden, was unter Verwendung einer Drosselung zur Spitzenlastbegrenzung auch mit gleichbleibendem Netzanschluss gut möglich ist. Bei weiter steigenden Ladebedarfen bietet sich der Einsatz eines verhältnismäßig kleinen Batteriespeichers an, in Verbindung mit der bereits implementierten Drosselung.

Bei einem Standort mit direkter Einkaufsmöglichkeit sollten mit steigender Auslastung mehr Ladepunkte installiert werden. Unter Verwendung einer Drosselung zur Spitzenlastbegrenzung kann dies ohne wesentliche Einschränkungen auch mit dem bestehenden Netzanschluss durchgeführt werden. Hierfür sind bereits bei der Erstinstallation des Ladeparks entsprechende Leerrohre und Abgänge in der Energieverteilung vorzusehen.

Unter Berücksichtigung dieser Maßnahmen können bereits wenige urbane DC-Ladeparks einen wesentlichen Teil der Ladebedarfe abdecken, welche sich über die angesetzten AC-Nachtladungen zuhause und am Straßenrand sowie der Zwischenladungen bei den Arbeitgebern hinaus ergeben. Standorte explizit zum »DC-Tanken« bieten hierbei eine hohe Effizienz und bieten sich insbesondere für Nutzer aus dem direkten Umfeld, ohne weite Anfahrtswege an. Die für eine DC-Ladung benötigte mittlere Aufenthaltsdauer liegt jedoch deutlich über den Kundenerwartungen. Standorte mit direkten Einkaufsmöglichkeiten können diesen Nachteil teilweise egalalisieren und bieten zudem auch ein Ziel für die Autofahrer aus dem erweiterten, regionalen Umfeld. Aufgrund von längeren Einkaufsdauern kann es hier aber schneller zu einem Engpass bei den verfügbaren Ladestationen kommen.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1: Urbaner DC-Ladepark in der Rotebühlstraße in Stuttgart. Aufgebaut im Rahmen des Projekts »USP-BW«. (Foto: Felix Röckle, Fraunhofer IAO)	9
Abbildung 2-1: Die simulationsbasierte Potenzialanalyse für urbane DC-Ladeparks erfolgt in mehreren Teilschritten, von der Modellierung des Mobilitätsverhaltens der Bewohner im Einzugsgebiet bis zur Analyse der technischen Anforderungen an die Infrastruktur.	10
Abbildung 2-2: Aus der Studie »Mobilität in Deutschland 2017« [1] werden Verteilungen für verschiedene Parameter extrahiert.....	12
Abbildung 2-3: Anteile der Berufstätigkeiten (alle Gebietstypen) und Anteile der mobilen Personen (alle Berufsgruppen). Daten aus [1].	13
Abbildung 2-4: Häufigkeitsverteilungen der Tageskilometer für alle Pkw-Fahrer, für Nicht-Pendler und für Pendler (unterteilt nach Pendelstrecken und sonstiger Tagesstrecken). Daten aus [1].	15
Abbildung 2-5: Häufigkeitsverteilungen für Beginn und Dauer der Einkaufsevents. Daten aus [1].	16
Abbildung 2-6: Jedem Einwohner im Einzugsgebiet eines DC-Ladeparks werden bestimmter Eigenschaften und täglicher Fahrstrecken zugeordnet.	17
Abbildung 2-7: Schematische Darstellung für die Zuordnung der Tagesstrecken zu den einzelnen Einwohnern.	18
Abbildung 2-8: Jedem Einwohner im Einzugsgebiet eines DC-Ladeparks mit Pkw-Nutzung wird ein individuelles Fahrzeug zugeordnet. Für Elektrofahrzeuge (BEV) werden technische Daten und Randbedingungen zur AC-Ladung definiert.	19
Abbildung 2-9: Häufigkeitsverteilung der möglichen Usecases für die Verfügbarkeit von AC-Ladeinfrastruktur (LI) für die Nachtladung zuhause oder am Straßenrand und das Laden beim Arbeitgeber. Exemplarisches Simulationsergebnis für 100.000 Einwohner einer Mittelstadt.	22
Abbildung 2-10: Einsteckwahrscheinlichkeiten bei der AC-Ladung in Abhängigkeit des Batterieladestands (SOC) für die BEV-Nutzer in verschiedenen Risikoklassen.	23
Abbildung 2-11: Schematische Darstellung des Programmablaufs zur Ermittlung von zusätzlichen externen Ladebedarfen im Fall »DC-Tanken«. Ein Teil dieser potenziellen DC-Ladungen wird später am betrachteten DC-Ladepark abgewickelt.....	25
Abbildung 2-12: Programmablauf zur Analyse der täglichen Energiebilanzen und Ladestände der BEV zur Identifikation von Tagen mit zusätzlichen externen Ladebedarfen im Fall »DC-Tanken«.....	26
Abbildung 2-13: Schematische Darstellung zur Festlegung der Uhrzeit einer potenziellen DC-Ladung an Tagen mit zusätzlichem externen Ladebedarf.	27
Abbildung 2-14: Schematische Darstellung des Programmablaufs zur Ermittlung von zusätzlichen externen Ladebedarfen im Fall »DC-Tanken und Gelegenheitsladen beim Einkaufen«.	28
Abbildung 2-15: Programmablauf zur Ermittlung der DC-Ladeevents beim Einkaufen und den zusätzlichen externen Ladebedarfen im Fall »DC-Tanken und Gelegenheitsladen beim Einkaufen«.....	31

Abbildung 2-16: Exemplarische Auswertung für die Ladebedarfe von 100.000 Einwohnern am DC-Ladepark.....	33
Abbildung 2-17: Links: In der Simulation angesetzte maximale Wartedauern in Abhängigkeit der SOC bei Ankunft. Rechts: Ergebnis einer eigenen Befragung im Projekt USP-BW zur Wartebereitschaft [9].	35
Abbildung 2-18: In der Simulation hinterlegte fahrzeugseitige Ladekurven für die Ladung von BEV mit verschiedenen maximalen Ladeleistungen.	35
Abbildung 2-19: Typische Wirkungsgradkennlinie für einen AC-DC-Wechselrichter mit einem maximalen Wirkungsgrad von 97 %.	38
Abbildung 2-20: Ergebnis einer Befragung im Projekt USP-BW für die Pkw-Fahrer mit Präferenz zum unterwegs laden bzgl. der Bereitschaft einen Umweg bzw. eine längere Anfahrt zu einer Lademöglichkeit in Kauf zu nehmen [9].	40
Abbildung 3-1: Ankommende BEV mit DC-Ladebedarf pro Stunde im Tages- und Wochenverlauf im Basisszenario S1.	45
Abbildung 3-2: Verteilungen der täglich ladenden BEV, der gleichzeitig belegten Ladepunkte, der Aufenthaltsdauer am Ladepark sowie der Wartezeiten betroffener BEV vor der Ladung im Basisszenario S1.	46
Abbildung 3-3: Verteilungen der SOC's vor und nach der DC-Ladung sowie der übertragenen Energiemengen pro Ladevorgang im Basisszenario S1.	47
Abbildung 3-4: Ankommende BEV mit DC-Ladebedarf pro Stunde im Tages- und Wochenverlauf. Vergleich von Basisszenario S1 (oben, nur DC-Tanken) und Basisszenario S2 (unten, mit Gelegenheitsladen beim Einkaufen).	48
Abbildung 3-5: Auslastung des DC-Ladepark im Basisszenario S2. Im Mittel ist ein wesentlicher Anteil der Ladepunkte durch bereits vollgeladene BEV belegt.	49
Abbildung 3-6: Verteilung der Aufenthaltsdauer und Ladedauer für BEV im Basisszenario S2. Längere Aufenthaltsdauern sind durch die Standzeiten beim Einkaufen bedingt.	49
Abbildung 3-7: Potenziale für ein Lademanagement (Drosselung) zur Senkung der Spitzenlast im Basisszenario S1 mit moderater Auslastung.	52
Abbildung 3-8: Häufigkeitsverteilung der Gesamtladeleistungen am DC-Ladepark im Basisszenario S1 (links) und die für eine ganzjährig zuverlässige Spitzenlastbegrenzung notwendige Batteriekapazität in Abhängigkeit der Spitzenlastgrenze (rechts).	53
Abbildung 3-9: Optimale Auslegung der Batteriekapazität für verschiedene Spitzenlastgrenzen im Basisszenario S1.	53
Abbildung 3-10: Ladestand einer 600 kWh Batterie mit 300 kW Leistung zur Spitzenlastbegrenzung auf 600 kW im Basisszenario S1 im Jahresverlauf.	54
Abbildung 3-11: Drosselungsbedarf der Gesamtladeleistung zur Einhaltung der Spitzenlastgrenze von 600 kW im Szenario S1-LM3 mit einem 300 kWh-Batteriespeicher.....	55
Abbildung 3-12: Batterieladestand im Jahresverlauf für eine Begrenzung der Anschlussleistung im Basisszenario S1 (900 kW) um -100 kW (oben) bzw. -200 kW (unten).....	57
Abbildung 3-13: Ladestand des Batteriespeichers zur Spitzenlastbegrenzung in Variante V5 mit 1.700 kWh. Die volle Kapazität wird nur selten benötigt.	60
Abbildung 3-14: Mittlere Aufenthaltsdauern am Ladepark für verschiedene Auslastungen und Ausbauvarianten.	62

Abbildung 3-15: Verteilung der Warte- und Aufenthaltszeiten bei höherer Auslastung (Deckungsanteil 20 %) und Überlastung (Deckungsanteil 30 %) am Ladepark für verschiedene Ausbauvarianten (V1-V6)	63
Abbildung 3-16: Auswirkungen verschiedener Ausbauvarianten auf die Servicequalität am Beispiel der Wartezeiten vor Ladebeginn im Szenario S2 mit 50% höherer Auslastung (Überlastung).	67

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1: Prozentuale Anteile der Wegeketten/Personen mit Einkaufsevent. Daten aus [1].	16
Tabelle 2-2: Einordnung der Pkw-Segmente in die angesetzten Fahrzeugklassen klein (oben), mittel (Mitte) und groß (unten). Daten aus [3].	20
Tabelle 2-3: Zuordnung der maximalen fahrzeugseitigen Ladeleistung in Abhängigkeit der Batteriegrößen der BEV.	21
Tabelle 2-4: Prozentuale Verteilung der BEV-Fahrer aus unterschiedlichen Usecases für die Verfügbarkeit von AC-Lademöglichkeiten auf die Risikoklassen für die Einsteckwahrscheinlichkeit.	24
Tabelle 2-5: Prozentuales SOC-Limit, bei dessen Unterschreitung eine DC-Ladung beim Einkaufen nach Möglichkeit durchgeführt wird.	29
Tabelle 2-6: Wesentliche Einflussgrößen zur Charakterisierung des Standorts für die Simulation eines DC-Ladeparks.	34
Tabelle 2-7: Varianten mit erhöhter Auslastung oder Überlastung am Ladepark und optionalen Maßnahmen zur Verbesserung der Servicequalität im Szenario »DC-Tanken«.	43
Tabelle 2-8 Varianten mit Überlastung am Ladepark und optionalen Maßnahmen zur Verbesserung der Servicequalität im Szenario »DC-Tanken und Gelegenheitsladen beim Einkaufen«.	44
Tabelle 3-1: Vergleich verschiedener Standortvarianten und Geschäftsmodelle für die Ladeinfrastruktur zum Basisszenario S2 mit um 30% erhöhter Auslastung. ...	50
Tabelle 3-2: Auswirkungen von PV-Anlagen und Batteriespeichern zur Eigenverbrauchsoptimierung auf das Basisszenario S1 mit einem Netzbezug von 1.450.535 kWh.	56
Tabelle 3-3: Übersicht der Ergebnisse für Szenario-Varianten mit um ein Drittel erhöhter Auslastung am Ladepark (Deckungsanteil der Ladebedarfe 20 %).	58
Tabelle 3-4: Übersicht der Ergebnisse für Szenario-Varianten mit doppelter Auslastung am Ladepark (Deckungsanteil der Ladebedarfe 30 %).	60
Tabelle 3-5: Übersicht der Ergebnisse für Szenario-Varianten mit doppelter Auslastung am Ladepark (Deckungsanteil der Ladebedarfe 30 %) und einer erhöhten Anzahl an Ladestationen	61
Tabelle 3-6: Übersicht der Ergebnisse für Szenario-Varianten S2 mit 50 % höherer Auslastung am Ladepark (Überlastung) und einer erhöhten Anzahl an Ladestationen (mit und ohne Drosselung)	65
Tabelle 3-7: Übersicht der Ergebnisse für Szenario-Varianten S2 mit 50 % höherer Auslastung am Ladepark (Überlastung) und verdoppelter Stationsleistungen (mit und ohne Drosselung)	66

Abkürzungsverzeichnis

AG	Arbeitgeber
AC	Alternating current, Wechselstrom
BEV	Battery electric vehicle, rein elektrisch angetriebenes Fahrzeug
DC	Direct current, Gleichstrom
ek	Einkaufen, Klassifizierung der Ladebedarfe: Gelegenheitsladen beim Einkaufen
KBA	Kraftfahrt-Bundesamt
LI	Ladeinfrastruktur
lr	long range, Klassifizierung der Ladebedarfe: Tagesstrecke > Fahrzeugreichweite
MiD	Mobilität in Deutschland, Erhebung zum Mobilitätsverhalten
PV	Photovoltaik
rbW	regelmäßige berufliche Wege
SOC	State of charge, Ladestand einer Batterie
sr	short range, Klassifizierung der Ladebedarfe: Ladestand nicht ausreichend für die Tagesstrecke
USP-BW	Urbane Schnelllade-Parks in Baden-Württemberg, Forschungsprojekt

Literaturverzeichnis

- [1] infas, DLR, IVT, infas 360, „Mobilität in Deutschland 2017,“ [Online]. Available: www.mobilitaet-in-deutschland.de. [Zugriff am 18 10 2022].
- [2] Bundesregierung Deutschland, „Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG),“ BMJ, 18 8 2021. [Online]. Available: www.gesetze-im-internet.de/ksg/BJNR251310019.html. [Zugriff am 20 10 2022].
- [3] Kraftfahrtbundesamt, „Fahrzeugbestand,“ [Online]. Available: www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/bestand_node.html. [Zugriff am 18 10 2022].
- [4] Kraftfahrtbundesamt, „Fahrzeugneuzulassungen,“ [Online]. Available: www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Neuzulassungen/neuzulassungen_node.html. [Zugriff am 20 10 2022].
- [5] Die Bundesregierung, „Masterplan Ladeinfrastruktur II der Bundesregierung,“ Bundesministerium für Digitales und Verkehr (BMDV), Berlin, 2022.
- [6] Die Bundesregierung, „Energie und Klimaschutz - Verkehr,“ [Online]. Available: www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/verkehr-1672896. [Zugriff am 18 10 2022].
- [7] SPD, Bündnis 90/Die Grünen, FDP, „Mehr Fortschritt wagen - Koalitionsvertrag 2021 - 2025,“ Berlin, 2021.
- [8] Die Bundesregierung, „Masterplan Ladeinfrastruktur der Bundesregierung - Ziele und Maßnahmen für den Ladeinfrastrukturaufbau bis 2030,“ 2019.
- [9] F. Röckle, C. Heer und J. Rupprecht, „Schnellladen in der Stadt 1: Untersuchung der Akzeptanz und Nutzungsmuster urbaner DC-Ladeparks,“ Fraunhofer IAO, Stuttgart, 2023. DOI: 10.24406/publica-767. Available: <http://dx.doi.org/10.24406/publica-767>. [Zugriff am 30 01 2023]
- [10] BMDV, „Regionalstatistische Raumtypologie (RegioStaR),“ 12 9 2021. [Online]. Available: www.bmdv.bund.de/SharedDocs/DE/Artikel/G/regionalstatistische-raumtypologie.html. [Zugriff am 18 10 2022].
- [11] Statista, „Anzahl der Personen in Deutschland, die einen PKW-Führerschein besitzen,“ 2022. [Online]. Available: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/172091/umfrage/besitz-eines-pkw-fuehrerscheins/>. [Zugriff am 18 10 2022].
- [12] ADAC, „Elektroautos im Test: So hoch ist die Reichweite wirklich,“ 5 2021. [Online]. Available: www.adac.de/rund-ums-fahrzeug/tests/stromverbrauch-elektroautos-adac-test/. [Zugriff am 18 10 2022].
- [13] T. Gnann, P. Plötz, J. Globisch, U. Schneider, P. Jochem, M. Heilig, M. Kagerbauer und M. Reuter-Oppermann, „Öffentliche Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge - Ergebnisse der Profilregion Karlsruhe,“ Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Karlsruhe, 2017.

- [14] ADAC, „Dauerthema Parken: Kommunen müssen mehr Verantwortung übernehmen!“, 15.07.2020. [Online]. Available: www.adac.de/der-adac/regionalclubs/nrw/nrw-kolumne-parken/. [Zugriff am 18.10.2022].
- [15] Kaco New Energy, *Datenblatt Powador 12-20 TL3*, 2022.
- [16] Deutscher Wetterdienst, „Testreferenzjahre (TRY)“, 2015. [Online]. Available: www.dwd.de/DE/klimaumwelt/klimaforschung/spez_themen/try/try_node.html. [Accessed 30.05.2022].
- [17] V. Quaschnig, *Regenerative Energiesysteme*, 9 ed., Carl Hanser Verlag München, 2015.
- [18] U. Eicker, *Solare Technologien für Gebäude - Grundlagen und Praxisbeispiele*, Wiesbaden: Vieweg & Teubner, 2012.
- [19] Generation E GmbH, „EnBW Ladepark Rutesheim mit neuartiger Solarüberdachung eröffnet“, PV Magazin, 22.10.2020. [Online]. Available: www.pv-magazine.de/unternehmensmeldungen/enbw-ladepark-rutesheim-mit-neuartiger-solarueberdachung-eroeffnet/. [Zugriff am 18.10.2022].