Gemeinsamer Abschlussbericht

Zuwendungsempfänger	Förderkennzeichen	Autoren
Universität Stuttgart (IEH)	03EI6086A	Prof. Dr. Krzysztof Rudion, Stefan Köbel, Henrik Wissel
ChargeHere GmbH	03EI6086B	Philipp Metzler
Inova DE GmbH	03EI6086C	Dr. Vitor Vieira, Farnaz Honarvartaheri
Interconnector GmbH	03EI6086E	Marcel Schepers
Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg e. V.	03EI6086F	Julia Müller, Christian Schneider
IONOS SE	assoziierter Partner	–
Stadtwerke Karlsruhe GmbH	assoziierter Partner	–
TransnetBW GmbH	assoziierter Partner	–

P4F
PARK4FLEX

Gefördert durch:
Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Projektabschluss

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

PARK4FLEX

Parkraumbeteiligung an der marktbasierten Flexibilitätsbereitstellung zur Netzstabilisierung bei steigender Integration von erneuerbaren Energien

Projektlaufzeit:
01.10.2022 – 30.04.2026

Berichtsdatum:
Oktober 2026

KONSORTIALPARTNER:

IEH · Universität Stuttgart · CHARGEHERE · INOVA+ · EnBW Virtuelles Kraftwerk · SmartGridsBW Energien intelligent vernetzen.

ASSOZIIERTE PARTNER:

Stadtwerke Karlsruhe Besser versorgt, weiter gedacht. · TRANSNET BW · IONOS

ANSPRECHPARTNER UND ADRESSEN DER VERBUNDPARTNER

Projektpartner	Ansprechpartner
Verbundkoordinator	
Universität Stuttgart Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik Pfaffenwaldring 47 70569 Stuttgart	Prof. Dr. Krzysztof Rudion Projektleiter rudion@ieh.uni-stuttgart.de
Konsortialpartner	
ChargeHere GmbH Birkenwaldstr. 34 70191 Stuttgart	Philipp Metzler p.metzler@chargehere.com
EnBW Virtuelles Kraftwerk Interconnector GmbH Durlacher Allee 93 76131 Karlsruhe	Marcel Schepers m.schepers@enbw.com
INOVA DE GmbH Karl-Landsteiner-Straße 6 69151 Neckargemünd	Dr. Vitor Vieira vitor.vieira@inova.business
ParkHere GmbH* Gollierstr. 70 80339 München	Clemens Techmer clemens.techmer@park-here.eu
Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg e.V. Tübinger Str. 46 70178 Stuttgart	Julia Müller julia.mueller@smartgrids-bw.net
Assoziierte Partner	
IONOS SE Hinterm Hauptbahnhof 3-5 76137 Karlsruhe	
Stadtwerke Karlsruhe GmbH Daxlander Straße 72 76185 Karlsruhe	
TransnetBW GmbH Osloer Straße 15 - 17 70173 Stuttgart	

* Die Projektergebnisse des Konsortialpartners ParkHere sind nicht Teil dieses Berichts, sondern werden in einem separaten Abschlussbericht veröffentlicht.

ZUSAMMENFASSUNG

Das Verbundvorhaben Park4Flex untersuchte, wie die Ladeflexibilität von Elektrofahrzeugen in konzentrierten Parkräumen erfasst, prognostiziert, aggregiert und markt- sowie netzdienlich genutzt werden kann. Grundlage ist ein Flexibilitätskonzept, das den zeitlichen Spielraum langer Standzeiten in einer Leistungs- und einer Energiedimension beschreibt und so den gewünschten Ladezustand bei Abfahrt sicherstellt.

Eine Systemstudie mit realen Parkdaten und Szenarien bis 2045 zeigt, dass das Potenzial vor allem von Belegung, Elektrifizierungs- und Ansteckrate sowie Netzanschlussleistung abhängt. Preisoptimiertes Laden senkt die Beschaffungskosten deutlich, bidirektionales Laden bringt kaum Zusatznutzen. Optimiertes Laden zur Ausnutzung von erneuerbaren Energien könnte 2045 die PV-Einspeisespitzen in der Regelzone TransnetBW um bis zu 1,5 GW verringern.

Ein Rollen- und Schnittstellenmodell verbindet Parksystem, Ladeinfrastruktur, Aggregator und Flexibilitätsvermarkter für Day-Ahead- und Intraday-Prozesse. Ein Feldtest am IEH bestätigte, dass aggregierte Fahrpläne in Stromgrenzen je Ladepunkt umgesetzt werden können; Ladevorgänge ließen sich bei nahezu allen Fahrzeugen pausieren und fortsetzen. Simulationen mit realen Ladedaten zeigen rund 22 % geringere Beschaffungskosten, wenn Energiebedarf und Abfahrtszeit bekannt sind. Müssen sie prognostiziert werden, entsteht ein Zielkonflikt zwischen Kosten und vollständiger Ladung.

Eine repräsentative Befragung (n = 1.004) zeigt hohe Akzeptanz für gesteuertes Laden bei garantierter Vollladung (74 %), beim bidirektionalen Laden dagegen geringere Bekanntheit und Vorbehalte. Ergänzend entstanden flexible Tarifmodelle, eine CO_2-Bewertung, eine weiterentwickelte Ladesäule und ein Leitfaden. Bidirektionales AC-Laden und Plug&Charge konnten u. a. mangels geeigneter Serienfahrzeuge nicht praktisch erprobt werden. Entscheidend für die weitere Umsetzung sind Fahrzeuginformationen über ISO 15118, robuste Prognosen, offene Schnittstellen und die Erprobung im realen Parkhausbetrieb.

ABSTRACT

The joint project Park4Flex investigated how the charging flexibility of electric vehicles in concentrated parking facilities can be captured, forecast, aggregated and used for market- and grid-oriented purposes. It is based on a flexibility concept that describes the scheduling leeway created by long parking times in a power and an energy dimension, thereby ensuring the desired state of charge at departure.

A system study using real parking data and scenarios up to 2045 shows that the potential depends mainly on occupancy, electrification and plug-in rates, and grid connection capacity. Price-optimised charging significantly reduces procurement costs, while bidirectional charging adds little benefit. In 2045, charging optimised to use renewably generated power could reduce PV feed-in peaks in the TransnetBW control area by up to 1.5 GW.

A role and interface model links the parking system, charging infrastructure, aggregator and flexibility marketer for day-ahead and intraday processes. A field test at IEH confirmed that aggregated schedules can be converted into current limits for individual charge points; charging could be paused and resumed for almost all vehicles. Simulations with real charging data show procurement costs around 22 % lower when energy demand and departure time are known. If these must be forecast, a trade-off arises between cost and complete charging.

A representative survey (n = 1,004) shows high acceptance of controlled charging when a full charge is guaranteed (74 %), but limited awareness and reservations regarding bidirectional charging. Flexible tariff models, a CO_2 assessment, an enhanced charging station and a guideline were also developed. Bidirectional AC charging and Plug & Charge could not be tested in practice, partly due to a lack of suitable production vehicles. Key to further implementation are vehicle data via ISO 15118, robust forecasts, open interfaces and testing in real car park operation.

INHALT

1. Einleitung 9

2. Projektziele und Ausgangslage 9

2.1 Aufgabenstellung und Gesamtziel des Vorhabens 9

2.2 Wissenschaftliche und technische Arbeitsziele 10

2.3 Bezug zu den förderpolitischen Zielen 10

2.4 Wissenschaftlich-technischer Stand zu Projektbeginn 10

3. Projektergebnisse 12

3.1 Flexibilitätsnutzung 12

3.2 Systemstudie – Flexibilitätspotentialanalyse aus Parkräumen in Baden-Württemberg 12

3.2.1 Flexibilitätskonzept und Simulationssystematik 13

3.2.1.1 Ladebedarfsberücksichtigende Flex für einzelnen E-PKW 13

3.2.1.2 Aggregierte Parkraum-Flexibilität 14

3.2.1.3 Fahrplan-Generation 15

3.2.2 Mobilitäts- und E-PKW-Modellierung 16

3.2.3 Flexibilitätssimulation und untersuchte Szenarien 16

3.2.4 Anwendungsunabhängige Flexibilitätspotentiale 17

3.2.5 Marktorientiertes Flexibilitätspotential 19

3.2.6 Parkraum-Modellierung 20

3.2.7 Zukünftige vertikale Netzlastzeitreihen 20

3.2.8 Flexibilitätspotential auf Übertragungsnetzebene in Baden-Württemberg 21

3.3 Park-Lade-Flex-System: Architektur und Schnittstellen 23

3.3.1 Architekturentwicklung und PLF-Systemkopplung 23

3.3.2 Schnittstelle zum marktdienlichen Einsatz von Flexibilitäten 24

3.3.2.1 Schnittstelle zwischen Ladepunktbetreiber und Aggregator 25

3.3.2.2 Schnittstelle zwischen Parksystembetreiber und Aggregator 25

3.3.2.3 Schnittstelle zwischen Flexibilitätsvermarkter und Aggregator 26

3.3.3 Abrufkonzepte zur Bereitstellung der Flexibilitäten innerhalb des Parkraums 26

INHALT

3.4 Erprobung und Monitoring 29

3.4.1 Notwendige Vorhersagen und Datenfluss für die praktische Umsetzung 29

3.4.2 Versuchsaufbau und Testumgebung am IEH 33

3.4.3 Praktische Erprobung des Park-Lade-Flex-Systems 35

3.4.4 Monitoringsystem zur Bewertung des Park4Flex-Konzeptes 36

3.5 Nutzerbefragung und -studie 40

3.6 Geschäftsmodelle und Ökobilanzierung 45

3.7 Weiterentwicklung der Ladesäulentechnologie 46

3.8 Leitfaden zur Bereitstellung von Flexibilität aus Parkräumen 47

3.9 Gesamtbewertung der Projektergebnisse 48

4. Ablauf des Vorhabens 50

4.1 Voraussetzungen und Planung 50

4.2 Abweichungen vom Arbeitsplan und kostenneutrale Verlängerung 50

4.3 Zusammenarbeit der Partner und mit Dritten 51

5. Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit 52

6. Voraussichtlicher Nutzen, Verwertbarkeit und Dissemination 53

6.1 Verwertung durch die Projektpartner 53

6.2 Übertragbarkeit und Nutzen für Dritte 54

6.3 Veröffentlichungen und Vorträge 54

6.4 Öffentlichkeitsarbeit und Vernetzung 54

7. Fazit und Ausblick 57

8. Literaturverzeichnis 58

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Exemplarisches Flexibilitätspotential für einen unidirektionalen Ladevorgang 14

Abbildung 2: Netzwirksames Flexibilitätspotential von ladenden Elektrofahrzeugen in einem Parkraum an einem Wochentag 15

Abbildung 3: Aggregierter Flexibilitätsabruf durch drei Methoden 16

Abbildung 4: Verlauf der Stellplatzbelegung des betrachteten Parkraums über eine Woche 16

Abbildung 5: Normierte mittlere Verläufe der Leistungsbetriebsgrenzen und die Verteilungen der maximalen Leistung 18

Abbildung 6: Normierte Verläufe der Energiebetriebsgrenzen und der Verteilungen des minimalen gesamten Ladeenergiebedarfs am Tagesende 18

Abbildung 7: Effektive Beschaffungsstrompreise aufgetragen für die limitierende Netzanschlussleistung der Ladeinfrastruktur 20

Abbildung 8: Identifizierte Parkraumstandorte auf Basis von Open-Street-Map 20

Abbildung 9: Vertikale Netzlast der Regelzone TransnetBW für die Jahre 2025 und 2045 21

Abbildung 10: Vergleich der vertikalen Netzlasten der Regelzone TransnetBW für die Flexibilitätsszenarien B-45, A-45 und I-45 für das Jahr 2045 22

Abbildung 11: Vergleich der vertikalen Netzlasten der Regelzone TransnetBW für die ungesteuerten und die nach Einspeisung erneuerbarer Energien optimierte Ladestrategien von Elektrofahrzeugen 22

Abbildung 12: Darstellung der genutzten Schnittstellen und Kommunikationsprotokolle 23

Abbildung 13: Darstellung der Schnittstellen zwischen den verschiedenen Partnern 24

Abbildung 14: DA Leistung, verkaufte DA Leistung und ungenutzte DA Leistung 27

Abbildung 15: Informationsflüsse zwischen Flexibilitätsvermarkter, Aggregator, Ladepunktbetreiber und Parksystembetreiber 30

Abbildung 16: Tatsächliche und prognostizierte Belegung in einer repräsentativen Woche 31

Abbildung 17: Tatsächlicher und prognostizierter täglicher Ladebedarf in einer repräsentativen Woche 32

Abbildung 18: Optimierter Ladefahrplan und prognostizierter Day-Ahead-Preis in einer repräsentativen Woche 32

Abbildung 19: Versuchsaufbau und Testumgebung am IEH 34

Abbildung 20: Versuchsaufbau und Testumgebung am IEH 34

Abbildung 21: Verlauf der geplanten Energie pro Zeitslot und der tatsächlichen Energie 35

Abbildung 22: Transientenereignis auf Phase L1 am 01.09.2025, 15:35:54,257 UTC, im Fenster ±10 ms um den Trigger 38

Abbildung 23: Transientenereignis auf Phase L1/L2 am 01.09.2025, 12:58:09,277 UTC, im Fenster ±10 ms um den Trigger 39

Abbildung 24: Bekanntheit leistungsgesteuerten Ladens 43

Abbildung 25: Aussagen zur Ladegeschwindigkeit 43

Abbildung 26: Bekanntheit bidirektionalen Ladens 43

Abbildung 27: Aussagen zur Ladegeschwindigkeit 44

Abbildung 28: Rendering der weiterentwickelten AC-Wallbox 46

Abbildung 29: Projekt-Rollup für Park4Flex 55

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Definition der Szenarien anhand der Jahre. 17

Tabelle 2: Definition der Szenarien für die drei Flexibilitätsbereitstellungskategorien. 17

Tabelle 3: Szenarien-Übersicht. 17

Tabelle 4: Intelligente Ladestrategien im Vergleich. 28

Tabelle 5: Verschiedene Ereignisklassen über die Strom-/Spannungs-Transientenpaare 37

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

AC	Wechselstrom (Alternating Current)
AgNes	Allgemeine Netzentgeltsystematik Strom (Festlegungsverfahren der Bundesnetzagentur)
API	Programmierschnittstelle (Application Programming Interface)
BEV	Batterieelektrisches Fahrzeug (Battery Electric Vehicle)
BUC	Business Use Case
CATI	Computergestützte telefonische Befragung (Computer Assisted Telephone Interviewing)
CO_2	Kohlenstoffdioxid
CPO	Ladepunktbetreiber (Charge Point Operator)
CV	Konstantspannung (Constant Voltage)
DA	Day-Ahead (Vortageshandel am Strommarkt)
DAA	Day-Ahead-Auktion
EE	Erneuerbare Energien
HS	Hochspannung
HöS	Höchstspannung
ID	Intraday (untertägiger Stromhandel)
IDA	Intraday-Auktion
IEC	International Electrotechnical Commission
IEC 61851	Internationale Norm für konduktive Ladesysteme für Elektrofahrzeuge
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
ISO	International Organization for Standardization
ISO 15118	Internationale Norm für die Kommunikation zwischen Elektrofahrzeug und Ladestation
LED	Leuchtdiode (Light Emitting Diode)
OCPP	Open Charge Point Protocol
PLC	Power Line Communication
PLF	Park-Lade-Flex
PSO	Parking System Operator
PV	Photovoltaik
UMG 801	Universalmessgerät UMG 801 (Netzanalysator der Firma Janitza)
V2G	Vehicle-to-Grid (bidirektionales Laden mit Rückspeisung ins Netz)
UW	Umspannwerk
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.

1. Einleitung

Der Ausbau erneuerbarer Energien und die zunehmende Elektrifizierung des Verkehrs verändern die Anforderungen an das elektrische Energiesystem. Neben dem Ausbau der Netzinfrastruktur gewinnt die flexible Nutzung elektrischer Verbraucher an Bedeutung. Elektrofahrzeuge bieten hierfür ein Potenzial, da ihre Standzeiten häufig länger sind als die zur Deckung des Mobilitätsbedarfs erforderliche Ladedauer. Durch eine geeignete Steuerung können Ladevorgänge innerhalb dieses zeitlichen Spielraums verschoben und an energiewirtschaftliche sowie netzbezogene Anforderungen angepasst werden.

Konzentrierte Parkräume, beispielsweise Parkhäuser und größere Unternehmensparkplätze, ermöglichen es, die Ladeflexibilität mehrerer Fahrzeuge lokal zu bündeln. Ihre Nutzung setzt jedoch mehr als die technische Steuerbarkeit einzelner Ladepunkte voraus. Erforderlich sind Informationen über Parkdauer und Ladebedarf, geeignete Prognose- und Aggregationsverfahren sowie ein abgestimmter Datenaustausch zwischen Parkraumbewirtschaftung, Ladeinfrastruktur und energiewirtschaftlichen Akteuren. Ebenso müssen die Bedürfnisse der Fahrzeugnutzenden und die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen berücksichtigt werden.

Das Verbundprojekt Park4Flex untersuchte, wie diese Voraussetzungen zusammengeführt werden können, um Flexibilität aus Parkräumen für markt- und netzdienliche Anwendungen zu erschließen. Die Arbeiten umfassten die simulationsbasierte Bewertung von Flexibilitätspotenzialen, die Entwicklung einer integrierten Systemarchitektur und geeigneter Steuerungsverfahren sowie deren praktische Erprobung. Ergänzend wurden Nutzeranforderungen, Geschäftsmodelle und die Übertragbarkeit der entwickelten Ansätze untersucht. Bidirektionales Laden wurde als weiterführende Möglichkeit zur Erweiterung der verfügbaren Flexibilität berücksichtigt.

Der vorliegende Abschlussbericht führt die Ergebnisse und Erfahrungen des Verbundprojekts zusammen. Er erläutert die Projektziele und Ausgangslage, stellt die wissenschaftlichen und technischen Ergebnisse dar und ordnet den Projektverlauf einschließlich wesentlicher Anpassungen ein. Abschließend werden der Nutzen und die Verwertbarkeit der Ergebnisse sowie Ansatzpunkte für weitere Forschung und Entwicklung aufgezeigt. Ziel ist es, die Möglichkeiten und Grenzen der Flexibilitätsbereitstellung aus konzentrierten Parkräumen nachvollziehbar darzustellen und eine Grundlage für die weitere Anwendung der gewonnenen Erkenntnisse zu schaffen.

2. Projektziele und Ausgangslage

2.1 Aufgabenstellung und Gesamtziel des Vorhabens

AUTOR: INTERCONNECTOR GMBH

Das Vorhaben Park4Flex untersuchte, wie Flexibilitätspotenziale von Elektrofahrzeugen in konzentrierten Parkräumen für markt- und netzdienliche Anwendungen erschlossen werden können. Ausgangspunkt war die Annahme, dass die Standdauer von Elektrofahrzeugen in Parkhäusern und auf größeren Parkflächen vielfach über der für die Deckung des Ladebedarfs erforderlichen Ladedauer liegt. Der hierdurch entstehende zeitliche Freiheitsgrad sollte genutzt werden, um Ladevorgänge zeitlich zu verschieben und an marktdienliche sowie netzdienliche Anforderungen anzupassen, ohne den Mobilitätsbedarf der Fahrzeugnutzenden einzuschränken.

Zur Begrenzung des Koordinationsaufwands wurde der Schwerpunkt auf konzentrierte Parkräume gelegt. Dort können die Flexibilitäten einer Vielzahl einzelner Fahrzeuge zunächst lokal zusammengeführt und anschließend als aggregierte Flexibilität an Markt- und Netzprozesse angebunden werden. Gegenstand des Vorhabens waren die Ermittlung und Prognose des Flexibilitätspotenzials, die Entwicklung geeigneter Systemarchitekturen und Schnittstellen, die Konzeption von Abruf- und Ladestrategien sowie deren prototypische Erprobung.

2.2 Wissenschaftliche und technische Arbeitsziele

AUTOR: UNIVERSITÄT STUTTGART – IEH

Die erwarteten Ergebnisse des Park4Flex Projekts umfassen die Definition, Implementierung und ausführliche Analyse eines neuen Konzeptes für die Bereitstellung von Flexibilitäten aus konzentrierten Parkräumen unter Berücksichtigung des bidirektionalen Ladens. Dabei werden die Auswirkungen auf die Stabilisierung des Versorgungssystems durch die vorgeschlagene Lösung analysiert und das zusätzliche Ausbaupotential von EE durch die Bereitstellung von Flexibilitäten ermittelt. Durch die entwickelten Vorhersagemodelle für Parkplatzverfügbarkeiten und Ladeverhalten werden die Unsicherheiten in den aggregierten Flexibilitäten reduziert, was deren Eignung zur Bereitstellung netzdienlicher Dienstleistungen erhöht. Die Kopplung der Ladeinfrastruktur mit dem Parkplatzbuchungs- und Bezahlsystem wird durch eine einfache Parkplatzbuchung und unkomplizierte Abrechnung komfortabler gestaltet. Zudem wird dadurch die Akzeptanz von Elektromobilität erhöht. Die Unterstützung des Stromnetzes durch markt- und netzorientiertes Laden wird durch die Erweiterung der Ladeinfrastruktur mit modernen IKT-Lösungen und die bidirektionale Ladetechnologie ermöglicht. Die Steigerung der Wirtschaftlichkeit kleinteiliger Assetklassen (Best Practices) wird durch die Übertragung der gesammelten Erkenntnisse aus dem Projekt angestrebt. Die entwickelten Geschäftsmodelle zielen auf den wirtschaftlicheren Betrieb von Parkräumen ab und helfen die Unternehmen zu diversifizieren, indem eine Sektorenkopplung des Energie- und Verkehrssektors geschaffen wird. Die Klärung der regulatorischen und datenschutzrechtlichen Rahmenbedingungen unterstützen dabei, weitere Entwicklungen im Bereich der Flexibilitätsvermarktung von Elektromobilität anzustoßen. Die Erkenntnisse sollen dazu dienen, die Kompetenzen der Partner im Elektromobilitätssektor zu stärken und durch Verbesserung der Informationsgrundlage die Akzeptanz der Elektromobilität beim Endverbraucher zu steigern.

2.3 Bezug zu den förderpolitischen Zielen

AUTOR: INOVA DE GMBH

Das Teilvorhaben leistete einen Beitrag zu den förderpolitischen Zielen des 7. Energieforschungsprogramms, insbesondere in den Bereichen Digitalisierung des Energiesystems, Erschließung neuer Flexibilitätsoptionen und Sektorenkopplung. Durch die Konzeption von Softwareschnittstellen und Kommunikationslogiken zwischen Ladeinfrastruktur, Parkhaus-, Buchungs- und Bezahlsystemen sowie energiewirtschaftlichen Akteuren wurden Grundlagen dafür geschaffen, Elektrofahrzeuge in Parkhäusern als steuerbare Flexibilitätsressourcen zu nutzen. Dadurch können Ladevorgänge perspektivisch an verfügbare Netzkapazitäten und energiewirtschaftliche Signale angepasst, Lastspitzen reduziert und die Integration erneuerbarer Energien unterstützt werden. Die ergänzende Entwicklung flexibler Tarif- und Geschäftsmodellansätze adressierte zudem die wirtschaftliche Umsetzbarkeit und Nutzerakzeptanz solcher Lösungen. Das Vorhaben trug somit dazu bei, technische Interoperabilität, Datenschutz, Nutzeranforderungen und wirtschaftliche Anreize in einem übertragbaren Ansatz für flexibles und netzdienliches Laden zusammenzuführen.

2.4 Wissenschaftlich-technischer Stand zu Projektbeginn

AUTOR: CHARGEHERE GMBH

Zum Zeitpunkt der Antragstellung im Jahr 2022 befand sich die Elektromobilität in Deutschland in einer Phase dynamischen Wachstums. Mit dem Ausbau von Elektrofahrzeugen und Ladeinfrastruktur rückte zunehmend die Frage in den Vordergrund, wie Ladevorgänge in das elektrische Energiesystem integriert und netz- sowie marktdienlich gesteuert werden können. Elektrofahrzeuge wurden daher neben ihrer Rolle als Verbraucher auch als potenzielle Flexibilitätsressourcen betrachtet.

Der Stand der Technik war durch verschiedene Ansätze des gesteuerten und intelligenten Ladens geprägt. Im Gegensatz zum ungesteuerten Laden ermöglicht intelligentes Laden, Ladeleistungen innerhalb technischer und nutzerseitiger

2. Projektziele und Ausgangslage

Randbedingungen zeitlich zu verschieben oder zu begrenzen. Dadurch können Lastspitzen reduziert, lokale Netzrestriktionen berücksichtigt und Ladevorgänge in Zeiträume mit günstigen Strompreisen oder hoher Verfügbarkeit erneuerbarer Energien verschoben werden. Für eine belastbare Nutzung dieser Flexibilität sind Informationen über Energiebedarf, Ladezustand sowie Ankunfts- und Abfahrtszeiten erforderlich. Diese lagen jedoch häufig nur eingeschränkt oder nicht standardisiert vor. Die Bündelung mehrerer Fahrzeuge in konzentrierten Parkräumen bot daher den Vorteil, individuelle Unsicherheiten zu reduzieren und Flexibilität besser planbar zu aggregieren.

Zu Projektbeginn wurden Flexibilitätspotenziale aus Elektrofahrzeugen bereits in verschiedenen Forschungs- und Entwicklungsprojekten untersucht. Im Vordergrund standen unter anderem Lastmanagement, dynamische Tarife, die Optimierung von Ladeprofilen sowie die Einbindung einzelner Fahrzeuge oder Flotten in energiewirtschaftliche Prozesse. Eine durchgängige Lösung, die Informationen aus Parkraumbewirtschaftung, Ladeinfrastruktur, Fahrzeugen und energiewirtschaftlichen Akteuren zusammenführt, war jedoch noch nicht etabliert. Die systematische Erfassung, Prognose und Aggregation der Flexibilität vieler Fahrzeuge in konzentrierten Parkräumen stellte weiterhin eine offene technische und wissenschaftliche Fragestellung dar.

Eine weitere Entwicklungsperspektive war das bidirektionale Laden beziehungsweise Vehicle-to-Grid. Gegenüber dem rein unidirektionalen Laden kann dadurch zusätzlich Energie aus der Fahrzeugbatterie in das Gebäude- oder Stromnetz zurückgespeist werden. Zum Zeitpunkt der Antragstellung war diese Funktion jedoch weder bei den verfügbaren Fahrzeugen noch bei der Ladehardware flächendeckend etabliert. Insbesondere bidirektionales AC-Laden war für den vorgesehenen Anwendungsfall noch keine verlässlich verfügbare Standardfunktion. Auch die Kommunikationskette zwischen Fahrzeug, Ladeeinrichtung, Backend, Parksystem und Aggregator befand sich noch in einer Entwicklungs- und Konsolidierungsphase. Zwar wurden Standards wie IEC 61851 und ISO 15118 betrachtet, eine durchgängige Umsetzung und Interoperabilität der beteiligten Systeme war jedoch noch nicht selbstverständlich.

Die Ausgangslage bildete eine zentralisierte AC-Ladeinfrastruktur mit zentralem Lade- und Lastmanagement. Damit waren bereits technische Grundlagen für eine unidirektionale Flexibilitätsoptimierung vorhanden. Die weitergehende Nutzung der Flexibilität war jedoch durch die begrenzte Kommunikation mit dem Fahrzeug eingeschränkt; insbesondere war ISO 15118 in der ChargeHere-Lösung zu Projektbeginn noch nicht implementiert. Zudem fehlte eine durchgängige Kopplung zwischen Ladeinfrastruktur, CPO-Backend, Parkraum- beziehungsweise Reservierungssystem und Aggregator. Für die Umsetzung des Park4Flex-Konzeptes mussten daher die erforderlichen Schnittstellen sowie die Informations- und Steuerungsprozesse zunächst spezifiziert und implementiert werden. Dabei waren unter anderem Ladepunkt- und Sitzungszustände, Reservierungs- und Aufenthaltsinformationen, Priorisierungen und Lastvorgaben sowie Anforderungen an Datenschutz, Interoperabilität, Eichrecht und Betriebssicherheit zu berücksichtigen.

Park4Flex adressierte damit die Lücke zwischen der verfügbaren zentralisierten Lade- und Laststeuerung und einer integrierten, planbaren und marktfähig nutzbaren Flexibilitätsbereitstellung aus Parkräumen. Die ChargeHere-spezifischen Arbeiten zielten darauf ab, die bestehende AC-Ladeinfrastruktur für die Systemkopplung weiterzuentwickeln und die Voraussetzungen für automatisierte Ladevorgänge, eine verbesserte Informationsbasis sowie eine perspektivische Nutzung bidirektionaler Flexibilitäten zu schaffen.

3. Projektergebnisse

3.1 Flexibilitätsnutzung

AUTOR: INTERCONNECTOR GMBH

Im Rahmen des Vorhabens wurde die Vermarktung der identifizierten Flexibilitätsschwerpunkte bewusst auf die Großhandelsmärkte (Day-Ahead und Intraday) fokussiert. Aus Sicht der Interconnector GmbH stellte dies den für den Projektzeitraum relevantesten Anwendungsfall dar. Hintergrund ist die zunehmende Konvergenz verschiedener Flexibilitätsmärkte infolge des starken Ausbaus batteriegestützter Flexibilitäten. Insbesondere Großbatteriespeicher haben in den vergangenen Jahren einen erheblichen Anteil der verfügbaren Regelenergiemärkte (insbesondere Primär- und Sekundärregelreserve) erschlossen und tragen zu einer zunehmenden Wettbewerbsintensität in diesen Märkten bei. Parallel hierzu gewinnen kurzfristige Optimierungs- und Arbitragemöglichkeiten an den Großhandelsmärkten an Bedeutung, da die steigenden Anteile erneuerbarer Energien zu höheren Preisschwankungen und damit zu einem wachsenden wirtschaftlichen Wert zeitlich verschiebbarer Lasten führen. Die Bundesnetzagentur verweist in diesem Zusammenhang auf den steigenden Flexibilitätsbedarf infolge der volatilen Einspeisung erneuerbarer Energien und die Notwendigkeit einer stärkeren Reaktion von Erzeugern und Verbrauchern auf Marktpreissignale.

Hinzu kommt, dass die Präqualifikation für die Regelenergiemärkte bei einem Aggregat aus einer Vielzahl einzelner Elektrofahrzeuge und Ladepunkte mit zusätzlichen technischen und organisatorischen Anforderungen verbunden ist. Für die Bereitstellung von Regelenergie müssen Leistungsfähigkeit, Verfügbarkeit, Messkonzepte, Kommunikationswege und Regelgüte für das Gesamtaggregat nachgewiesen werden. Die hierfür erforderlichen Nachweise und Testverfahren hätten einen erheblichen zusätzlichen Projektumfang verursacht und den Fokus des Vorhabens von der Untersuchung der grundsätzlichen Aggregierbarkeit und Vermarktbarkeit der Flexibilität auf regulatorische Fragestellungen verlagert. Für die Projektziele war daher die Untersuchung von Day-Ahead- und Intraday-Prozessen besser geeignet, da hier die wesentlichen Fragestellungen zur Prognose des Flexibilitätspotenzials, zur Fahrplanerstellung, zur Aggregation kleinteiliger Verbraucher und zur praktischen Integration in energiewirtschaftliche Prozesse bereits umfassend untersucht werden konnten. Gleichzeitig bilden diese Märkte einen unmittelbaren Anwendungsfall für die zunehmende Integration dezentraler Flexibilitäten in ein von erneuerbaren Energien dominiertes Stromsystem.

3.2 Systemstudie – Flexibilitätspotentialanalyse aus Parkräumen in Baden-Württemberg

AUTOR: UNIVERSITÄT STUTTGART – IEH

Ergänzend zur praktischen Umsetzung im Park-Lade-Flex-System (vgl. Kapitel 3.3) sowie dessen Erprobung und Monitoring (vgl. Kapitel 3.4) wurden im Projekt in einer Systemstudie auch die Flexibilitätspotentiale für zukünftige Szenarien simulationsbasiert untersucht. Die Studie gliedert sich in zwei Teile: Teil 1 analysiert die Flexibilitätspotentiale eines konkreten Parkraums, vom im Rahmen von Park4Flex entwickelten Flexibilitätskonzept und dem Simulationsaufbau über die Mobilitätsmodellierung bis zur anwendungsunabhängigen und marktorientierten Bewertung. Teil 2 überträgt diese Analyse auf alle in Baden-Württemberg identifizierten Parkräume und betrachtet deren aggregiertes Flexibilitätspotential auf Ebene des Übertragungsnetzes.

Teil I: Parkraum bezogene Flexibilitätspotentiale

Für die Flexibilitätsbetrachtung ladender Elektrofahrzeuge im Parkraum wird angenommen, dass die Fahrzeuge aus Mobilitätsgründen dort parken und das Laden ein zusätzliches Angebot darstellt. Die Parkdaten basieren auf einem realen Parkraum, dessen Nutzung ausschließlich dem Parkzweck „Arbeit“ zuzuordnen ist; in der späteren Baden-Württemberg-weiten Simulation (Teil 2) werden dagegen weitere Parkraumnutzerkategorien betrachtet.

3.2.1 Flexibilitätskonzept und Simulationssystematik

Das im Projekt Park4Flex entwickelte Flexibilitätskonzept weist zwei Haupteigenschaften auf:

- Als generische Definition ist es unabhängig von den Besonderheiten der Flexibilitätsquelle Elektrofahrzeug. Es lässt sich auch auf die Gesamtheit einer Ladeinfrastruktur, beispielsweise eines Parkraums, anwenden und kann weitere Verbraucher, Erzeuger oder Speicher berücksichtigen. Bei Elektrofahrzeugen ermöglicht es zudem die Abbildung der Ladetypen unidirektionales und bidirektionales Laden.
- Die Nutzung der Flexibilität wird dreistufig simuliert: In Stufe 1 wird das Flexibilitätspotential zunächst anwendungsunabhängig definiert. Für einen konkreten Anwendungsfall erfolgt in Stufe 2 die sogenannte Ladeplanermittlung, in Stufe 3 zusätzlich die Ermittlung des Änderungspotentials des Ladeplans. Durch diese Entkopplung lassen sich die Einflüsse der Mobilitäts- und Elektrofahrzeugannahmen auf das Flexibilitätspotential besser von den anwendungsspezifischen Eigenschaften der Ladeplangenerierung trennen.

Die folgenden Unterkapitel bauen aufeinander auf: Abschnitt 3.2.1.1 definiert im Rahmen der Stufe 1 das Flexibilitätspotential einzelner Elektrofahrzeuge. Abschnitt 3.2.1.2 behandelt das anwendungsunabhängige, aggregierte Flexibilitätspotential der Elektrofahrzeuge im Parkraum, wobei nachgelagert auch die Leistungsgrenzen der Ladeinfrastruktur bzw. des Netzanschlusses berücksichtigt werden. Abschnitt 3.2.1.3 beschreibt anschließend die Festlegung (aggregierter) Ladepläne je nach Anwendungsfall.

3.2.1.1 Ladebedarfsberücksichtigende Flex für einzelnen E-PKW

Die Flexibilität steuerbarer Verbraucher und Erzeuger, die an das elektrische Energiesystem angeschlossen sind, wurde bereits vom VDE definiert als die Fähigkeit eines am Stromnetz angeschlossenen Verbrauchers oder Erzeugers, die bezogene oder eingespeiste Leistung gezielt anzupassen. [1]

Angewendet auf Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen lässt sich das Flexibilitätspotential als steuerbarer Leistungsbereich beschreiben, der zu jedem Zeitpunkt des Ladevorgangs durch i. A. zeitabhängige minimale und maximale Leistungsgrenzen eingegrenzt wird. Die Festlegung eines Ladeplans innerhalb dieses Potentials stellt die Ladeplanermittlung dar; in einfachen Fällen ist dies eine zeitliche Verschiebung oder Streckung des Ladevorgangs gegenüber dem Referenzladen. Das Referenzladen ist der ungesteuerte, schnellstmögliche Ladevorgang ab Ankunft, bis die Fahrzeugbatterie bei Abfahrt den Zielladezustand erreicht hat. Als Abruf wird eine Abweichung von einem bestehenden Ladeplan bezeichnet, z. B. für netzorientierte Zwecke.

Eine im Projekt durchgeführte Befragung von SmartGridsBW hat u. a. ergeben, dass Fahrende beim Laden und der Bereitstellung von Flexibilität der Gewährleistung des Mobilitätsbedürfnisses einen hohen Stellenwert beimessen (vgl. Kapitel 3.5: Nutzerbefragung und -studie). Das Erreichen bestimmter Batterieladeenergiezustände zur Abfahrt und das Einhalten von Mindestbatterieladeenergiezuständen während des Ladevorgangs muss darum bei der Flexibilitätsbetrachtung für eine breite Nutzerakzeptanz berücksichtigt werden.

Um die auf Ladeenergiezuständen basierenden Nutzerbedürfnisse in der Flexibilität zu berücksichtigen, wurde im Projekt Park4Flex die Flexibilität neben der bestehenden Leistungsdimension um eine kumulierte Energiedimension ergänzt. Bezugsgröße ist dabei die noch zu ladende Energie. Durch entsprechend gewählte maximale und minimale Grenzen dieser geladenen Energie wird ein Betriebsbereich definiert, der die gewünschten Batterieladeenergiezustände zur Abfahrt und während des Ladevorgangs garantiert.

Diese Garantie gilt unter folgenden Annahmen: Abfahrtszeit und Energiebedarf der Fahrzeuge sind vorab bekannt (perfekte Voraussicht). Es wird angenommen, dass diese von den Nutzern angegeben werden oder hinreichend genau prognostiziert werden können. Ladeverluste, Wirkungsgrade und die Leistungsreduktion bei hohem Ladezustand (CV-Phase) werden vernachlässigt.

Die Betriebsbereichsgrenzen werden als zeitdiskrete, äquidistante Zeitreihen formalisiert, wobei die Leistungsgrenzen eines Zeitschritts die über diesen

Zeitschritt gemittelte Leistung beschreiben, die das Fahrzeug tatsächlich aufnehmen oder abgeben kann. Der Ladeplan eines Elektrofahrzeugs muss in beiden Betriebsbereichen liegen. Dies gilt ebenso für die Änderung des Ladeplans im Rahmen eines Flexibilitätsabrufs.

In *Abbildung 1* ist das Flexibilitätspotential exemplarisch für einen sehr kurzen unidirektionalen Ladevorgang eines Elektrofahrzeugs dargestellt; die blaue Fläche zeigt den möglichen Betriebsbereich in der Leistungsdomäne, die orangefarbene Fläche den in der Energiedomäne.

Die Flexibilitätsdefinition ermöglicht auch die Abbildung von bidirektionalem Laden sowie weiterer Freiheitsgrade bei der Ausgestaltung der Energieladezustandsnebenbedingungen. Es wird davon ausgegangen, dass die Nutzer die Bereitstellung von Flexibilität sowie deren verschiedene Typen und Umfang bewusst und trotz möglicher negativer Konsequenzen für die Batteriealterung zulassen, indem sie vom Ladeinfrastrukturbetreiber vergünstigte Ladekonditionen erhalten. Falls die Fahrzeuge technisch nicht gesteuert werden können oder die Nutzer keine Flexibilität bereitstellen möchten, wird von ungesteuerten Ladevorgängen ausgegangen. Diese werden im Flexibilitätskonzept abgebildet, indem die oberen und unteren Betriebsbereichsgrenzen entsprechend einem ungesteuerten Ladevorgang zusammenfallen.

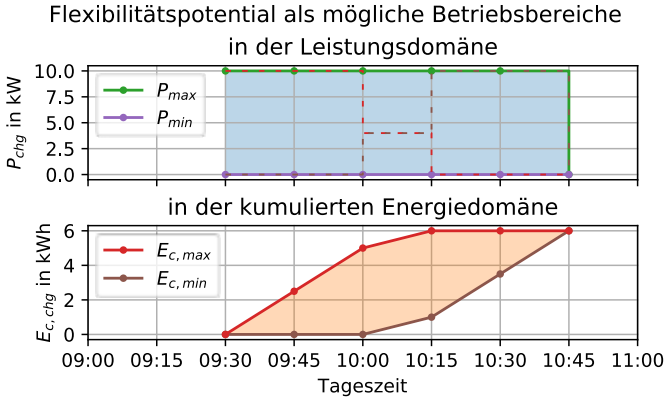


Abbildung 1: *Exemplarisches Flexibilitätspotential für einen unidirektionalen Ladevorgang mit den zwei erlaubten Betriebsbereichen in der Leistungsdomäne (blau) und der kumulierten Energiedomäne (orange).*

3.2.1.2 Aggregierte Parkraum-Flexibilität

Das an einem Netzanschluss theoretisch verfügbare Flexibilitätspotential mehrerer Elektrofahrzeuge, die in einem Parkraum an der dortigen Ladeinfrastruktur laden, lässt sich mit derselben Grundform wie bei einem einzelnen Elektrofahrzeug durch zwei Betriebsbereiche in der Leistungs- und der kumulierten Energiedomäne beschreiben. Dabei steht je Elektrofahrzeug ein Ladepunkt zur Verfügung; die Zahl der Ladepunkte begrenzt das Potential also nicht zusätzlich.

Ausgehend von einem Betrachtungszeitpunkt werden für einen bestimmten Zukunftshorizont die Flexibilitäten der sich währenddessen ladenden Elektrofahrzeuge zu einer Parkraum-Flexibilität aggregiert, die die Summe der Flexibilitäten aller Elektrofahrzeuge im Zukunftshorizont repräsentiert. Für Fahrzeuge, deren Ankunftszeit vor dem Betrachtungszeitpunkt liegt, wird ein Ladezustand angenommen und deren Betriebsbereiche werden entsprechend der noch zu ladenden Energiemenge angepasst. Für Fahrzeuge, deren Standzeit über das Ende des Horizonts hinausgeht, werden die darüber hinausgehenden Teile der Betriebsbereiche abgeschnitten.

Die Aggregation durch Summenbildung der Grenzen stellt eine äußere Näherung der tatsächlich gemeinsam zulässigen Flexibilität dar. Es können aggregierte Ladepläne innerhalb des aggregierten Betriebsbereichs existieren, die sich nicht exakt auf die einzelnen Elektrofahrzeuge aufteilen lassen. Diese Ungenauigkeit wird in Kauf genommen, um die Szenarien sowie die in Teil 2 betrachtete Vielzahl an Parkräumen simulativ abbilden zu können.

In *Abbildung 2* ist beispielhaft das theoretisch verfügbare aggregierte Flexibilitätspotential ladender Elektrofahrzeuge in einem Parkraum am Tagesanfang eines Werktags in Blau und Orange dargestellt (jeweils teilweise von grünen und roten Flächen überlagert). Die zugrunde liegenden Ergebnisse der Mobilitätsmodellierung werden in Abschnitt 3.2.3 beschrieben. Während *Abbildung 2* die Flexibilität beispielhaft für einen Werktag zeigt, werden in der späteren Analyse längere Zeitabschnitte einschließlich Wochenenden untersucht.

Das theoretisch verfügbare Potential wird durch Lastgrenzen der Ladeinfrastruktur oder des

limitierenden Netzanschlusses auf ein am Netzanschlusspunkt praktisch nutzbares Potential begrenzt. Im Rahmen des Projekts wurde eine Methodik entwickelt, mit der die Betriebsbereiche entsprechend dieser Limitierung begrenzt werden können. Die Lastgrenze beschränkt in jedem Zeitschritt die Leistung und wirkt dadurch über die kumulierte Energie auch auf die Energiegrenzen. Dabei wird garantiert, dass die Energiebedarfe aller Fahrzeuge bis zur Abfahrt weiterhin erreicht werden können.

Die Wirkung der Limitierung durch eine beispielhaft gewählte Lastgrenze ist in *Abbildung 2* dargestellt: In Grün und Rot sind die netzwirksam beschränkten Betriebsbereiche für die Leistungs- bzw. Energiedomäne zu sehen. Die Trennung zwischen theoretisch und praktisch nutzbarem Potential ermöglicht die Ermittlung der minimal notwendigen Leistung, um noch alle Fahrzeuge entsprechend ihrem Ladebedarf zu laden. Für das in *Abbildung 2* beispielhaft betrachtete Flexibilitätspotential des Parkraums sind die minimal notwendige Leistung und ein damit verbundener möglicher Ladeplan in Lila (Leistungsdomäne, links) bzw. Braun (Energiedomäne, rechts) markiert.

3.2.1.3 Fahrplan-Generation

Die Potentialbewertung der Flexibilität erfolgt auf Parkraumebene durch die Erzeugung eines aggregierten Ladeplans. Dieser muss dabei innerhalb der Betriebsbereiche der aggregierten Flexibilität liegen. Im Rahmen des Projekts wurden für die folgenden Anwendungen Methoden und Optimierungsprobleme entwickelt, um entsprechende Ladepläne aus der Flexibilität zu ermitteln; in *Abbildung 3* sind exemplarisch drei Ladepläne mit den aggregierten Betriebsbereichen dargestellt:

- Ungesteuertes Laden als Referenz (unidirektional, lädt nur die minimal notwendige Ladeenergie; in *Abbildung 3* in Grau dargestellt)
- Laden mit dauerhaft höchstmöglichen Ladeenergiezuständen (entspricht in *Abbildung 3* der oberen Betriebsbereichsgrenze in der Energiedomäne)
- Laden mit dauerhaft kleinstmöglichen Ladeenergiezuständen (entspricht in *Abbildung 3* der unteren Betriebsbereichsgrenze in der Energiedomäne)
- Kostenoptimiertes unidirektionales Laden nach dynamischen Strommarktpreisen (in *Abbildung 3* in Pink dargestellt)

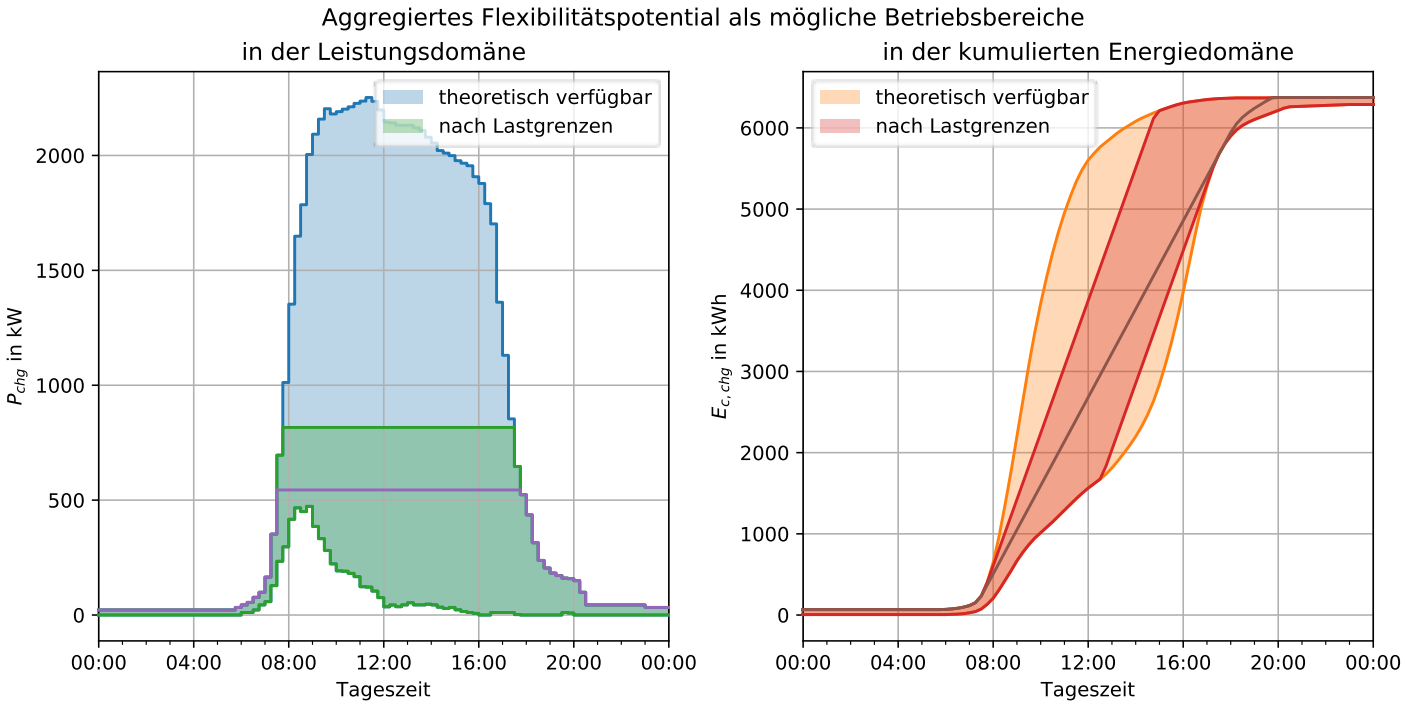


Abbildung 2: *Netzwirksames Flexibilitätspotential von ladenden Elektrofahrzeugen in einem Parkraum an einem Wochentag für den theoretischen Fall in blau und orange und unter Berücksichtigung von Lastgrenzen der Ladeinfrastruktur / des Netzanschlusses in grün und rot.*

- Kostenoptimiertes bidirektionales Laden nach dynamischen Strommarktpreisen
  (in *Abbildung 3* in Türkis dargestellt)
- Auf die Nutzung erneuerbarer Energien optimiertes Laden
  (in *Abbildung 3* nicht dargestellt)
- Auf die Bereitstellung von Frequenzstabilisierung optimiertes Laden
  (in *Abbildung 3* nicht dargestellt)

Die Optimierungen berücksichtigen nur die aggregierten Betriebsbereiche für den Parkraum. Es wird davon ausgegangen, dass der resultierende aggregierte Ladeplan sich nur im geringen Umfang von einem idealen Verlauf unter Berücksichtigung aller Betriebsbereiche aller Elektrofahrzeuge im Zukunftshorizont unterscheidet. Die Optimierungen für Strommarktpreise und die Ausnutzung erneuerbarer Energien verwenden entsprechende Zeitreihendaten als zusätzliche Nebenbedingungen. Degradationskosten, Wirkungsgrade und Verluste werden in den Optimierungen nicht berücksichtigt.

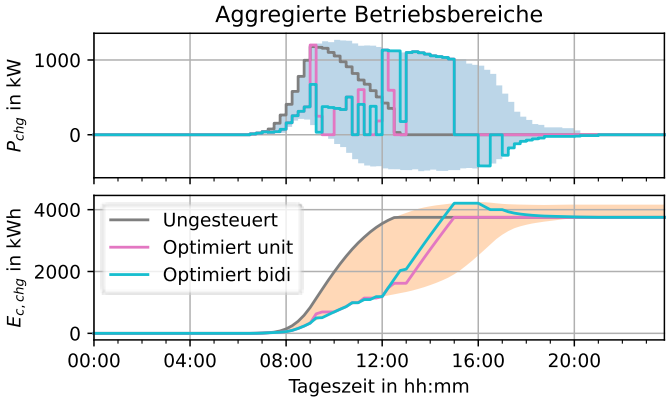


Abbildung 3: *Aggregierter Flexibilitätsabruf durch drei Methoden: Normales ungesteuertes Laden unidirektional in grau, uni- und bidirektionale kostenoptimierten Fahrpläne in pink bzw. türkis.*

3.2.2 Mobilitäts- und E-PKW-Modellierung

Die Mobilität wurde mit Fokus auf einen Parkraumstandort modelliert, wofür Daten eines großen realen Parkraums mit über 700 Stellplätzen zur Verfügung standen. Der Parkraum wird von Mitarbeitenden eines nahegelegenen Bürostandorts eines großen Konzerns genutzt. Der Datensatz enthält für einen Zeitraum von zwei Jahren alle Parkvorgänge mit Ankunfts- und Abfahrtszeitpunkten. *Abbildung 4* zeigt exemplarisch den Verlauf der Stellplatzbelegung über eine Woche.

Die Parkvorgänge werden entsprechend der Elektrifizierungs- und Ansteckrate anteilig Elektrofahrzeugen zugerechnet. Für jedes Elektrofahrzeug wird ein Flexibilitätstyp zugeordnet: Zunächst wird unterschieden, ob das Fahrzeug steuerbar ist. Bei steuerbaren Fahrzeugen wird zusätzlich zwischen uni- und bidirektionaler Ladefähigkeit unterschieden sowie danach, ob zur Abfahrt ein konkreter Batterieladezustand erreicht werden soll oder dieser innerhalb eines Bereichs liegen darf. Die Zuordnung erfolgt zufällig nach den entsprechenden Raten, die in Kapitel 3.2.3 für die betrachteten Szenarien aufgeschlüsselt sind. Den Elektrofahrzeugen werden stochastisch generierte Fahrzeugparameter, wie Batterieenergieinhalt in kWh sowie Batterieladezustand zur Ankunft und zur Abfahrt, auf Basis von Verteilungsfunktionen zugewiesen. Die Gültigkeit der zufallsgenerierten Parameterkombinationen wird validiert. Für die Ladevorgänge wurde AC-Laden mit einer maximalen Leistung von 11 kW angenommen. Sie wurden idealisiert betrachtet; Ladeverluste, Wirkungsgrade und die Leistungsreduktion bei hohem Ladezustand (CV-Phase) werden vernachlässigt. Außerdem wurde angenommen, dass jedem Elektrofahrzeug ein Ladepunkt zur Verfügung steht.

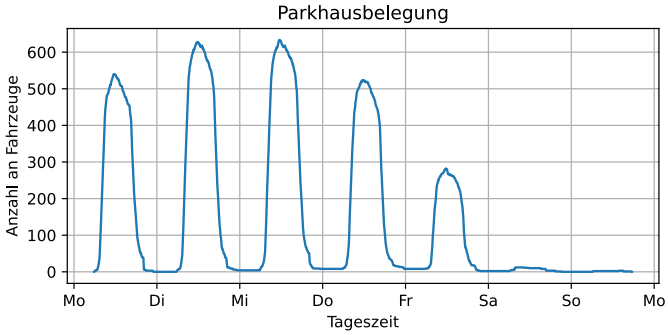


Abbildung 4: *Verlauf der Stellplatzbelegung des betrachteten Parkraums über eine Woche*

3.2.3 Flexibilitätssimulation und untersuchte Szenarien

Zur probabilistischen Untersuchung der Flexibilitätspotentiale wird eine Monte-Carlo-Simulation eingesetzt, die auf der im vorherigen Kapitel beschriebenen zufallsbasierten Elektrofahrzeugmodellierung beruht. Beträgt der Simulationszeitraum nur einen Tag, wird für jeden Durchlauf

auch der Tag aus dem Parkraumdatensatz zufällig gewählt. Bei längeren Simulationszeiträumen werden die Parkdaten eines Durchlaufs chronologisch dem Datensatz entnommen.

Ein Simulationsdurchlauf umfasst die Generierung der Elektrofahrzeuge, die Berechnung ihrer Flexibilität und eine Zeitreihensimulation mit rollierend verschobenem Zukunftshorizont. Diese Zeitreihensimulation berechnet für jeden Zeitpunkt des Simulationszeitraums die aggregierten Flexibilitäten und Ladepläne sowie die Änderungspotentiale. Die Zeitschritte sind äquidistant und 15 Minuten lang; der Zukunftshorizont des Moving Windows beträgt einen Tag. Umfasst der Simulationszeitraum nur einen Tag, wird die Simulation lediglich für einen Zeitschritt ausgeführt.

In jedem Zeitschritt werden für den betrachteten Zeitbereich zunächst alle darin liegenden Elektrofahrzeuge nach dem in Abschnitt 3.2.1.2 beschriebenen Vorgehen zur theoretischen Parkraumflexibilität aggregiert. Anschließend wird diese anhand einer konfigurierbaren Lastgrenze auf die am Netzanschlusspunkt real verfügbare Flexibilität begrenzt und an den bisher realisierten aggregierten Ladefortschritt angepasst. Für die resultierende Flexibilität werden ein aggregierter Ladeplan nach einer konfigurierbaren Methodik (vgl. Abschnitt 3.2.1.3) erstellt und das konstant haltbare Leistungsänderungspotential ermittelt. Dabei wird eine perfekte Voraussicht bezüglich Ankunfts- und Abfahrtszeit, Energiebedarf und Strompreisen angenommen; der exakte Preisverlauf über den Simulationszeitraum ist der Optimierung somit vollständig bekannt.

Die Szenarien werden anhand des betrachteten Jahres und der Flexibilitätsbereitschaft der Fahrer definiert. Als Referenz dient das Jahr 2025, für die Zukunft werden die Stützjahre 2035 und 2045 herangezogen. Tabelle 1 zeigt die Annahmen zur Elektrifizierungs- und zur Fahrzeugsteuerbarkeitsrate für diese drei Jahre.

Jahr	2025	2035	2045
Elektrifizierungsrate in %	3	35	95
Fahrzeugsteuerbarkeit in %	30	65	100

Tabelle 1: *Definition der Szenarien anhand der Jahre*

Die Bereitschaft der Nutzer, Flexibilität bereitzustellen, wird in den Szenarien über die drei Kategorien „Bedarfsorientiert", „Angereizt" und „Ideal" berücksichtigt. Tabelle 2 zeigt für diese drei Kategorien die Ansteckrate, die Rate für bidirektionales Laden und die Rate für einen vorgegebenen Batterieenergiezustandsbereich bei Abfahrt.

Flexibilitätsbereitschaft	Bedarfs-orientiert	Angereizt	Ideal
Ansteckrate in %	30	65	100
Bidirektional ladbar in %	10	55	100
SoC-Bereich für Abfahrt in %	40	70	100

Tabelle 2: *Definition der Szenarien für die drei Flexibilitätsbereitstellungskategorien*

Aus drei Jahren und drei Flexibilitätskategorien ergeben sich damit insgesamt neun Szenarien. Sie werden im Folgenden nach dem Anfangsbuchstaben der Flexibilitätskategorie und den letzten beiden Ziffern der Jahreszahl benannt (siehe Tabelle 3).

Jahr / Flexibilitätsbereitschaft	2025	2035	2045
Bedarfsorientiert	B-25	B-35	B-45
Angereizt	A-25	A-35	A-45
Ideal	I-25	I-35	I-45

Tabelle 3: *Szenarien-Übersicht*

3.2.4 Anwendungsunabhängige Flexibilitätspotentiale

Zur probabilistischen Bewertung des Flexibilitätspotentials und der zeitlichen Verläufe über einen Tag wurde die Flexibilitätssimulation als Tagessimulation mit 100 Durchläufen durchgeführt.

Um das Flexibilitätspotential anwendungs- und damit fahrplanunabhängig zu bewerten, werden die aggregierten Betriebsbereiche in der Leistungs- und in der Energiedomäne herangezogen. Dabei soll zum einen der Verlauf der Betriebsbereichsgrenzen betrachtet werden, um daraus Rückschlüsse auf die Abhängigkeit des Potentials von der Tageszeit zu ziehen. Zum anderen soll die Fläche der Betriebsbereiche als abstrakter, im Vergleich der Szenarien jedoch aussagekräftiger Potentialindikator dienen.

Die Verläufe der oberen und der unteren Betriebsgrenze wurden für eine bessere Vergleichbarkeit normiert. Für die Grenzen in der Leistungsdomäne wurde das Maximum der oberen Betriebsgrenze als Bezugswert herangezogen, für die Grenzen in der Energiedomäne der letzte Wert der unteren Betriebsgrenze. Für die vier Grenzen wurde je Szenario aus den 100 Durchläufen der Verlauf der Mittelwerte ermittelt. Zunächst wird das theoretisch verfügbare Potential betrachtet, anschließend die relative Verkleinerung des Potentials durch Lastgrenzen am Netzanschlusspunkt.

Der Verlauf des theoretisch verfügbaren Flexibilitätspotentials in der Leistungsdomäne ist für die neun Szenarien in *Abbildung 5* auf der linken Seite dargestellt. Zu sehen ist, dass die Verläufe in hohem Maß von den Szenarien abhängen und damit von der Flexibilitätsbereitschaft, vom Hochlauf der Elektromobilität und von den damit verbundenen Fortschritten bei der Steuerbarkeit von Elektrofahrzeugen.

Auf der rechten Seite sind für jedes Szenario die Verteilungen der Maximalwerte dargestellt, die zur Normierung herangezogen wurden. Die Unterschiede der Mittelwerte lassen sich zwischen den Jahresszenarien auf die Elektrifizierungsrate zurückführen, zwischen den Szenarien zur Flexibilitätsbereitschaft auf die Lade- bzw. Ansteckrate.

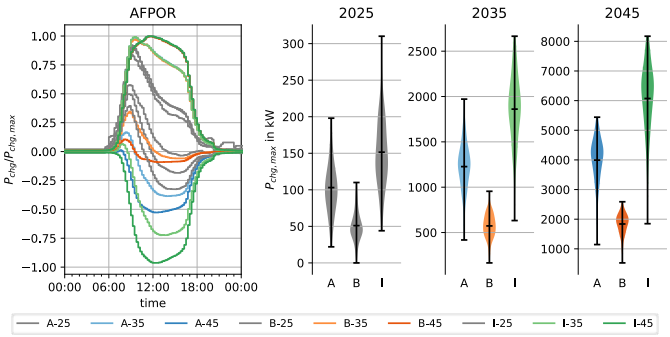


Abbildung 5: *Normierte mittlere Verläufe der Leistungsbetriebsgrenzen (links) und die Verteilungen der maximalen Leistung rechts für die Szenarien (rechts)*

Für die Energiedomäne sind die Verläufe der Betriebsbereichsgrenzen in *Abbildung 6* auf der linken Seite dargestellt. Die Verläufe der Obergrenzen unterscheiden sich erst in der zweiten Tageshälfte, und zwar im Wesentlichen in ihrem relativen Abstand zum Endwert der Untergrenze; dabei ist der Einfluss der unterschiedlichen Flexibilitätsszenarien sichtbar. Deutlicher unterscheiden sich die Verläufe der Untergrenzen. Prägend ist hier insbesondere der Einfluss des Hochlaufs bei der Steuerbarkeit der Fahrzeuge. Wegen der sehr geringen Anzahl an Elektrofahrzeugen an manchen Tagen kommt es bei den Szenarien für 2025 (grau dargestellt) zudem zu Artefakten am linken unteren Abbildungsrand.

Auf der rechten Seite sind für jedes Szenario die Verteilungen des letzten Wertes der unteren Betriebsbereichsgrenze dargestellt, der zur Normierung herangezogen wurde. Auch hier lassen sich die Unterschiede der Mittelwerte zwischen den Jahresszenarien auf die Elektrifizierungsrate zurückführen, zwischen den Szenarien zur Flexibilitätsbereitschaft auf die Lade- bzw. Ansteckrate.

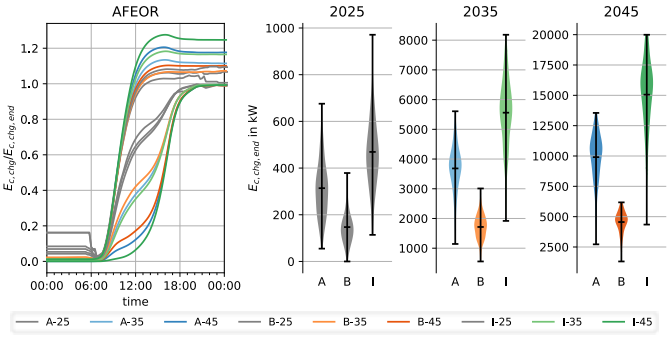


Abbildung 6: *Normierte Verläufe der Energiebetriebsgrenzen (links) und der Verteilungen des minimalen gesamten Ladeenergiebedarfs am Tagesende für die Szenarien (rechts).*

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass das Betriebsflächenpotential und die Verläufe der Betriebsbereichsgrenzen stark von der Verfügbarkeit der Elektrofahrzeuge abhängen: im ersten Schritt von der Parkraumbelegung und der mittleren Parkdauer, anschließend von der Elektrifizierungs- und der Ansteckrate sowie von der Steuerbarkeit der Ladevorgänge.

Der Einfluss der Netzanschlussleistung auf die Betriebsbereichsflächen wurde für die drei Szenarien A-25, A-35 und A-45 an 100 unterschiedlichen Tagen mit individuellem Parkaufkommen untersucht. Maßstab ist dabei die Reduktion der Flächen durch eine Netzanschlussgrenze gegenüber der idealen Fläche.

Es zeigt sich eine starke Tagesabhängigkeit, die auf das jeweilige Parkaufkommen zurückgeht. Betrachtet man nur den einzelnen Tag, so sinkt das Potential bei geringer werdender Netzanschlussleistung zunächst nur unwesentlich; die Absenkung verstärkt sich jedoch kontinuierlich, bis das Potential auf ein Minimum einbricht. Je kleiner das Parkaufkommen am jeweiligen Tag, die Elektrifizierungsrate oder die Ansteckrate ist, desto weiter verschiebt sich der Verlauf in kleinere Netzanschlussleistungsbereiche und desto stärker komprimiert er sich.

Eine Ladeinfrastruktur mit starrer Lastgrenze reduziert damit bei größerem Ladeaufkommen das theoretisch größere Potential deutlich stärker als an weniger frequentierten Tagen. Auf der anderen Seite reicht ein ursprünglich deutlich überdimensionierter Netzanschlusspunkt (die doppelte Leistung, die alle Elektrofahrzeuge am Tag der größten Auslastung im Jahr 2025 hätten beziehen können) bei kontinuierlichem Hochlauf der Elektromobilität bereits 2035 nur noch an 80 % der Tage aus, um alle Elektrofahrzeuge überhaupt aufladen zu können; an der Mehrzahl der Tage läge das Potential dabei unter 60 % des an diesem Tag theoretisch möglichen Potentials. Ähnlich verhält es sich zwischen den Jahren 2035 und 2045.

Dies unterstreicht die Notwendigkeit, die Netzanschlusskapazitäten bei steigender Nutzung der Ladeinfrastruktur kontinuierlich auszubauen. Andernfalls sinkt das theoretisch vorhandene Flexibilitätspotential der Elektrofahrzeuge sukzessive, weil die knappe Ressource Netzanschlusskapazität zur Deckung ihres Ladebedarfs aufgeteilt werden muss.

3.2.5 Marktorientiertes Flexibilitätspotential

Im Folgenden wird untersucht, inwieweit Betreiber von Ladeinfrastruktur das Flexibilitätspotential marktorientiert nutzen können, um durch den Einsatz dynamischer Strompreise ihre Energiebeschaffungskosten zu senken. Als Preissignal dienen die Beschaffungspreise am Day-Ahead-Markt des Jahres 2025. Netzentgelte sowie weitere Abgaben und Umlagen sind weder im Preissignal noch in den resultierenden Kosten enthalten.

Die Untersuchung wird exemplarisch für das Szenario „angereizte Flexibilität“ im Jahr 2035 (A-35) anhand einer Sommerphase dargestellt. Als zentrales Kriterium wird dabei die Netzanschlussleistung der Ladeinfrastruktur variiert. Verglichen werden drei Ladestrategien: ungesteuertes Laden, unidirektionales preisoptimiertes Laden und bidirektionales preisoptimiertes Laden.

Als Vergleichsgröße dient der effektive Strompreis, der sich über den Betrachtungszeitraum einstellt. Er ist definiert als Quotient aus der Summe der Kosten und Erlöse aller Zeitschritte und der insgesamt von den Fahrzeugen geladenen Energiemenge. Kosten und Erlöse ergeben sich dabei aus den (optimierten) Lastverläufen in Verbindung mit den dynamischen Strompreisen. Beim bidirektionalen Laden werden zusätzlich die Erlöse aus der Rückspeisung berücksichtigt.

Abbildung 7 zeigt die effektiven Beschaffungspreise der drei Ladestrategien in Abhängigkeit von der limitierenden Netzanschlussleistung. Über den gesamten untersuchten Leistungsbereich ist das ungesteuerte Laden (grau) stets teurer als das unidirektional optimierte Laden (pink), das wiederum geringfügig teurer ist als das bidirektional optimierte Laden (türkis). Bei sehr hoher verfügbarer Netzanschlussleistung, also ohne wirksame Lastbegrenzung (rechte Seite der Abbildung), ist das ungesteuerte Laden mit einer Preisdifferenz von etwa 30 €/MWh nahezu doppelt so teuer wie das optimierte Laden. Mit abnehmender Anschlussleistung nähern sich die effektiven Preise der Strategien einander an, sodass der Unterschied bei der minimal möglichen Leistung (linke Seite der Abbildung) nur noch rund 20 % bzw. 8 €/MWh beträgt. Diese Annäherung geht auf beide Seiten zurück: auf das ungesteuerte Laden ebenso wie auf die beiden optimierten Ladestrategien. Beim ungesteuerten Laden bewirkt eine reduzierte Netzanschlussleistung, dass sich die Ladevorgänge zwangsläufig zeitlich strecken und dadurch teilweise in günstigere Zeitfenster fallen. Allein dadurch wird ohne jede Optimierung eine Einsparung von etwa 15 €/MWh erzielt. Bei den optimierten Ladestrategien senkt umgekehrt eine höhere Netzanschlussleistung den effektiven Preis um bis zu 7 €/MWh, da mehr Ladeenergie in Zeiten niedriger Preise verschoben werden kann. Bemerkenswert ist, dass bereits eine Erhöhung um 50 % gegenüber der minimal notwendigen

Netzanschlussleistung den überwiegenden Teil dieser Preisabsenkung erschließt. Gegenüber der unidirektionalen Optimierung senkt die bidirektional optimierte Ladestrategie den effektiven Strompreis unabhängig von der verfügbaren Netzanschlussleistung nur um 1 bis 2 €/MWh. Angesichts der vernachlässigten Degradation, Wirkungsgrade und Verluste erscheint der Mehrwert äußerst gering.

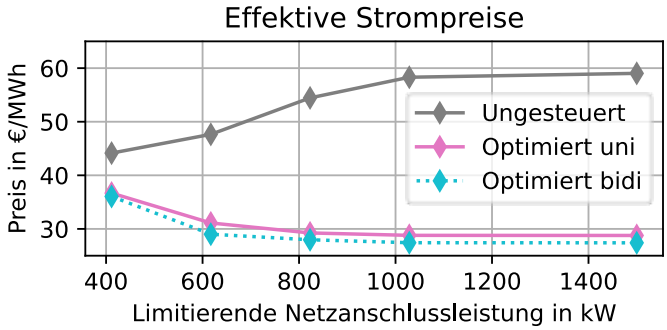


Abbildung 7: *Effektive Beschaffungsstrompreise aufgetragen für die limitierende Netzanschlussleistung der Ladeinfrastruktur für die drei untersuchten Ladesteuerungen*

Teil II: BW-weite Flex-Bewertung

Für die Baden-Württemberg-weite Bewertung der Flexibilität wurden in Abschnitt 3.2.6 Parkräume identifiziert und das Parkverhalten modelliert. Darauf aufbauend wurde für jeden Parkraum die Flexibilitätssimulation aus dem ersten Teil durchgeführt (vgl. Abschnitt 3.2.3). Die daraus entstandenen Ladezeitreihen wurden in Abschnitt 3.2.7 zu resultierenden Netzknoten- und Regelzonen-Zeitreihen aufsummiert.

3.2.6 Parkraum-Modellierung

Die Parkräume wurden aus der OpenStreetMap-Datenbank extrahiert. Gefiltert wurde danach, ob im nicht formalisierten Datensatz die Stellplatzkapazität angegeben ist und ob die Mindestgröße von 50 Stellplätzen erreicht wird. In *Abbildung 8* sind die Standorte der identifizierten Parkräume auf einer Karte von Baden-Württemberg (BW) dargestellt. Anschließend wurde für jeden Parkraum eine Analyse der Points-of-Interest in der Umgebung durchgeführt. Die umliegenden Gebäude wurden einer der vier Nutzungskategorien Arbeit, Ausbildung, Freizeit und Einkauf zugeordnet. Dem Parkraum wurden wiederum die vier relativen Kategorienanteile seiner Umgebung als Nutzungsbeschreibung zugeordnet. Für jede Nutzungskategorie wurden stochastische Annahmen zu Ankunftszeit und Parkdauer über Verteilungsfunktionen festgelegt. Unter Berücksichtigung der parkraum- und tagesabhängigen Auslastung wurden für jeden Parkraum und jede Nutzungskategorie Parkvorgänge mit Ein- und Ausfahrtszeiten generiert und zu Parkraum-Datensätzen zusammengefasst.

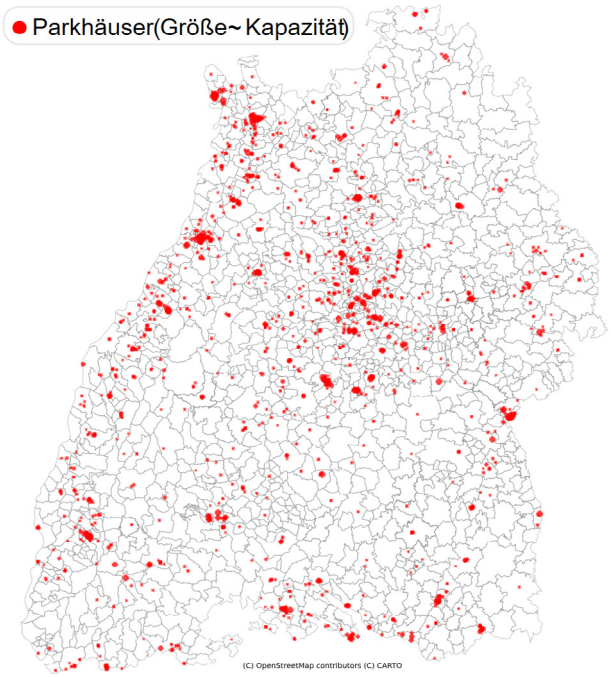


Abbildung 8: *Identifizierte Parkraumstandorte auf Basis von Open-Street-Map*

3.2.7 Zukünftige vertikale Netzlastzeitreihen

Die vertikale Netzlast war für alle HöS/HS-Umspannwerke (UWs) in BW als Zeitreihe für 2025 bereitgestellt. Für das Zukunftsszenario wurde die zusätzliche erneuerbare Energien (EE)-Erzeugung von Windkraft- und PV-Anlagen anhand der Kennzahlen des Netzentwicklungsplans und der Differenz zwischen dem Ausbauzwischenstand und den Ausbaupotentialen für jedes Postleitzahl(PLZ)-Gebiet regionalisiert. Auf Basis der EE-Erzeugungsverläufe wurde die zusätzlich zu erwartende EE-Erzeugung für die PLZ-Gebiete generiert. Die PLZ-EE-Erzeugungsverläufe wurden über gewichtete Zuordnungsmatrizen auf die UWs in BW aggregiert. Für jeden Parkraum wurde die Flexibilitätssimulation

für die Zukunftsszenarien durchgeführt und die entsprechenden Lastzeitreihen wurden generiert. Die Parkraum-Lastzeitreihen wurden anhand des Parkraumstandorts zunächst je PLZ-Gebiet und anschließend über die gewichtete PLZ-UW-Zuordnungsmatrix je Umspannwerk aufsummiert. Abschließend wurden alle Umspannwerk-Zeitreihen zur Regelzonen-Zeitreihe aufsummiert.

3.2.8 Flexibilitätspotential auf Übertragungsnetzebene in Baden-Württemberg

Die Bewertung des Baden-Württemberg-weiten Flexibilitätspotentials von Elektrofahrzeugen aus konzentrierten Parkräumen soll hinsichtlich des Integrationspotentials von erneuerbaren Energien erfolgen. Dazu wurde die vertikale Netzlast der Regelzone der TransnetBW von 2025 betrachtet und für verschiedene Flexibilitäts- und Ladeszenarien mit dem zusätzlichen Ausbau erneuerbarer Energien für 2045 verglichen.

In *Abbildung 9* wird zunächst der Einfluss der angereizten Flexibilitätsszenarien A-25 und A-45 mit einer nach der Einspeisung erneuerbarer Energien optimierten Ladestrategie für die Jahre 2025 und 2045 betrachtet. Die vertikale Netzlast ohne Ladevorgänge ist für beide Jahre als graue Flächen zwischen 0 und dem eigentlichen Lastverlauf dargestellt. Die Netzlast nach Hinzunahme der Ladeverläufe aus den Parkräumen in Baden-Württemberg ist als blaue und orangefarbene Linie abgebildet. Es ist zu erkennen, dass die Ladeverläufe im Jahr 2025 durch Ausnutzung der Flexibilität keinen sichtbaren Einfluss auf die vertikale Netzlast haben. Für das Jahr 2045 sind hingegen zwischen der unteren Grenze der hellgrauen Fläche und dem Verlauf der orangefarbenen Linie deutliche Abweichungen erkennbar, insbesondere zur Mittagszeit. Die zu erwartenden PV-Einspeisespitzen können durch die Ladevorgänge je nach Tag um bis zu 1,5 GW reduziert werden. Außerdem ist in den Abendstunden eine Lasterhöhung zu erkennen, wodurch eine ohnehin besonders hohe Last zu diesen Zeitpunkten noch weiter erhöht wird.

In *Abbildung 10* wird der Einfluss der drei Flexibilitätsszenarien „bedarfsorientiert“ (blau), „angereizt“ (orange) und „ideal“ (grün) für das Jahr 2045 auf die vertikale Netzlast betrachtet. In Dunkel- und Hellgrau sind wieder die Flächen zwischen den Netzlastverläufen für 2025 und 2045 ohne Elektromobilitätslast dargestellt. Die Reduktion der an einigen Tagen auftretenden PV-Einspeisespitzen hängt stark vom Flexibilitätsszenario ab: Das angereizte Szenario (orange) erreicht gegenüber dem Verlauf ohne Elektromobilitätslast die doppelte Reduktion wie das bedarfsorientierte Szenario (blau). Im idealen Szenario (grün) setzt sich die Verbesserung gegenüber den beiden anderen Flexibilitätsszenarien weiter fort. Der Trend einer verstärkten Änderung der vertikalen Netzlast lässt sich jedoch auch in einzelnen Abendstunden beobachten, in denen die zusätzliche Lasterhöhung entsprechend der

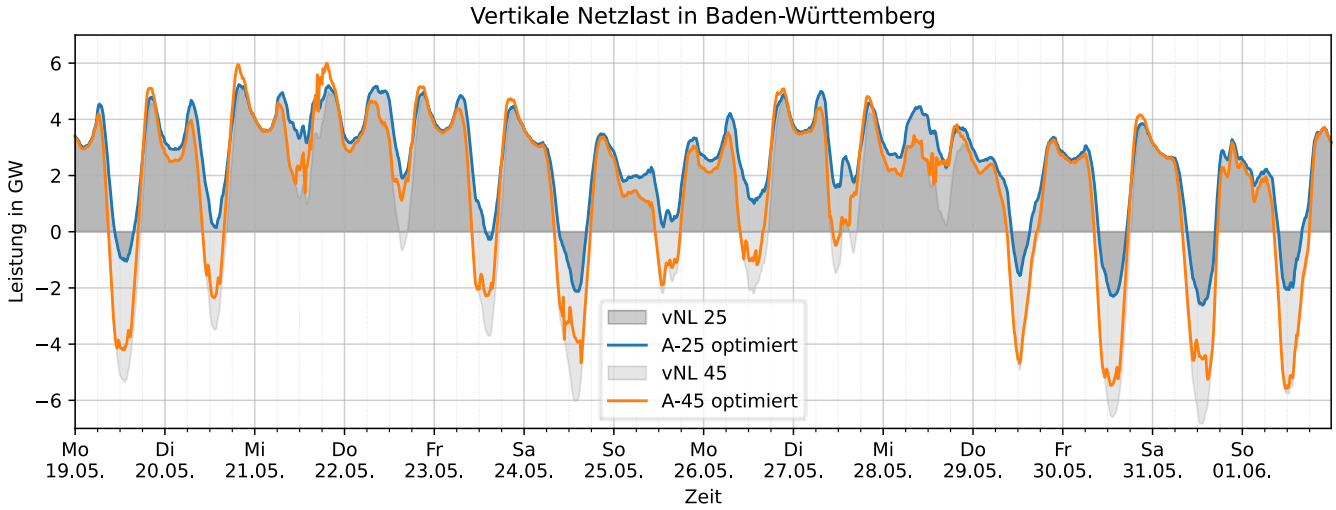


Abbildung 9: *Vertikale Netzlast der Regelzone TransnetBW für die Jahre 2025 und 2045 ohne und mit Berücksichtigung EE-optimierter Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen in konzentrierten Parkräumen*

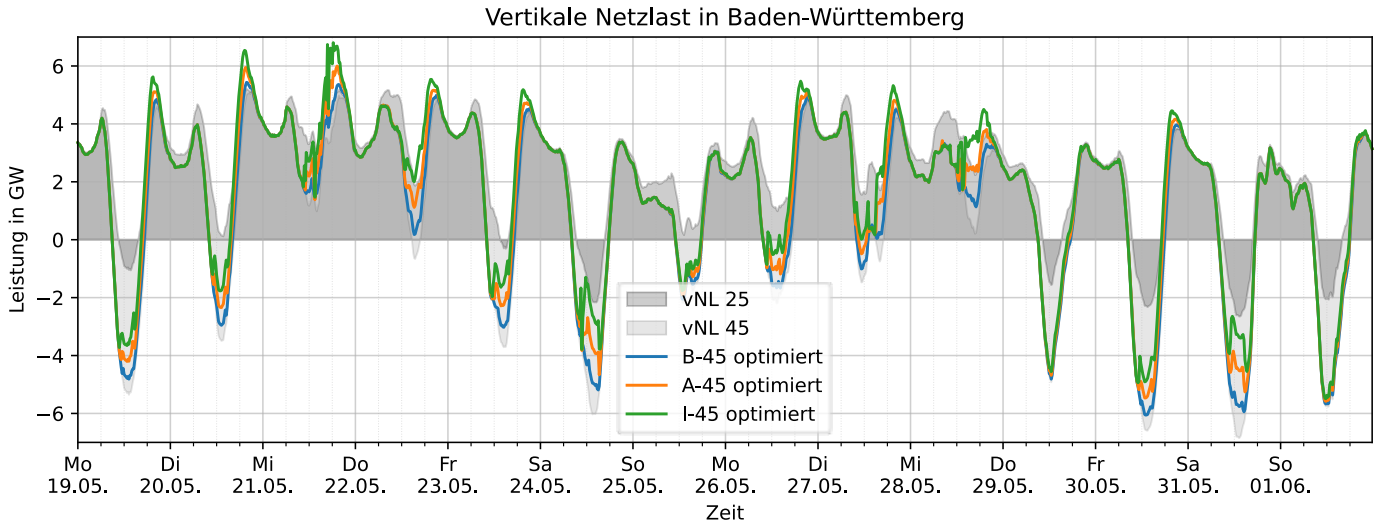


Abbildung 10: *Vergleich der vertikalen Netzlasten der Regelzone TransnetBW für die Flexibilitätsszenarien B-45, A-45 und I-45 für das Jahr 2045 mit Berücksichtigung der optimierten Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen in konzentrierten Parkräumen*

In *Abbildung 11* wird der Einfluss der Ladestrategien für das Jahr 2045 beim Flexibilitätsszenario „angereizt" betrachtet. Die vertikale Netzlast ohne Elektromobilitätslast ist in Grau dargestellt. Es werden ungesteuertes Laden (blauer Verlauf) und nach der Einspeisung erneuerbarer Energien optimiertes Laden (orangefarben gestrichelt) im Kontext der Netzlast für 2045 ohne Elektromobilitätslast verglichen. Es ist klar zu erkennen, dass die optimierte Ladestrategie die Einspeisespitzen zur Mittagszeit deutlich stärker reduzieren kann als die ungesteuerte Ladestrategie. Die Lastspitzen in den Abendstunden sind bei der optimierten Ladestrategie hingegen ähnlich groß oder sogar kleiner als bei der ungesteuerten Ladestrategie.

Aus den Analysen der zukünftigen vertikalen Netzlast lässt sich zusammenfassend ableiten, dass mit dem Hochlauf der Elektromobilität ein erhebliches Flexibilitätspotential zur Reduktion der zu erwartenden Einspeisespitzen vorhanden sein wird. Das Potential vergrößert sich deutlich, wenn die Bereitschaft zur Flexibilitätsbereitstellung ausgeschöpft und durch optimierte Ladestrategien ergänzt wird. Durch die Reduktion der Einspeisespitzen kann von einer integrationsfördernden Wirkung der Flexibilität aus konzentrierten Parkräumen für erneuerbare Energien gesprochen werden.

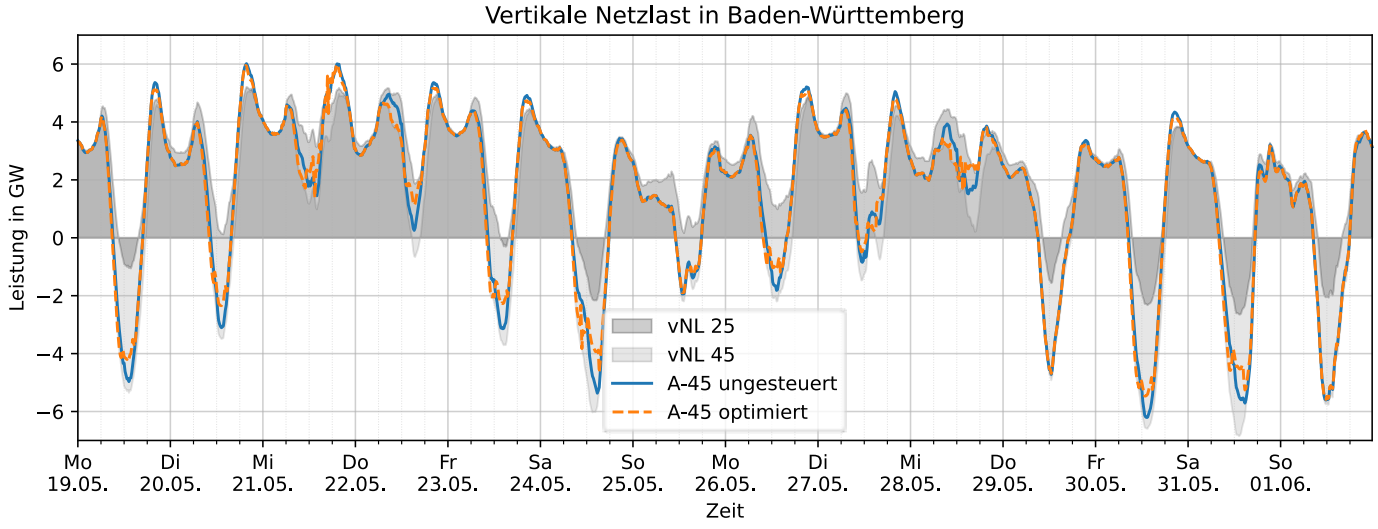


Abbildung 11: *Vergleich der vertikalen Netzlasten der Regelzone TransnetBW für die ungesteuerten und die nach Einspeisung erneuerbarer Energien optimierte Ladestrategien von Elektrofahrzeugen in konzentrierten Parkräumen für das Jahr 2045*

3.3 Park-Lade-Flex-System: Architektur und Schnittstellen

AUTOR: CHARGEHERE GMBH

Im Projekt Park4Flex wurde eine integrierte Systemarchitektur entwickelt, die Parkrauminformationen, Ladeinfrastruktur und Aggregationsebene miteinander verbindet. Ziel war es, Informationen über Parkvorgänge, Reservierungen und Ladevorgänge zusammenzuführen und für eine bedarfsgerechte Steuerung der Ladepunkte nutzbar zu machen. Die Architektur bildet damit die technische Wirkungskette von der Erfassung der Park- und Ladeinformationen über die Erstellung von Fahrplänen bis zur Umsetzung der vorgegebenen Ladeleistungen an den einzelnen Ladepunkten ab.

Die Systemkopplung umfasst das Park-Lade-Bezahl-System, die Aggregationsplattform des IEH, energizeIQ als lokale Steuerungseinheit der Ladeinfrastruktur sowie die angeschlossenen Ladepunkte. Die hierfür erforderlichen Schnittstellen wurden spezifiziert, implementiert und an der Versuchsanlage erprobt. Die Gesamtarchitektur und die wesentlichen Kommunikationswege sind in *Abbildung 12* dargestellt.

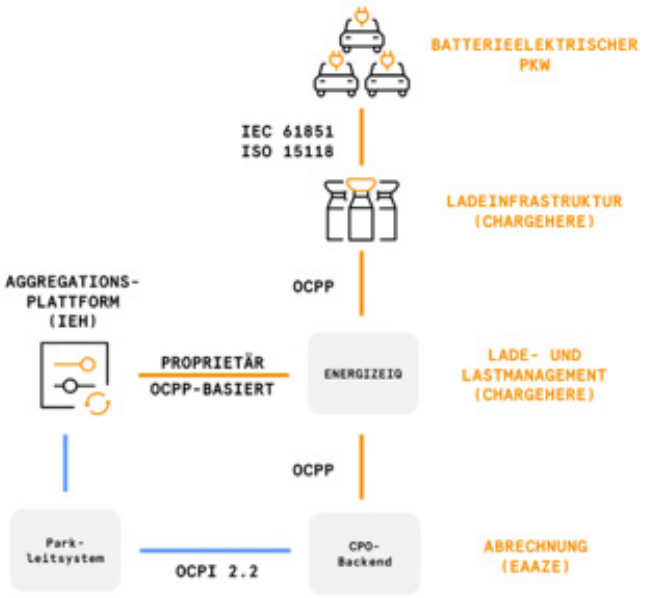


Abbildung 12: *Darstellung der genutzten Schnittstellen und Kommunikationsprotokolle*

3.3.1 Architekturentwicklung und PLF-Systemkopplung

AUTOR: CHARGEHERE GMBH

Für die Umsetzung des Park4Flex-Konzeptes wurde eine zentralisierte AC-Ladeinfrastruktur mit dem Park-Lade-Bezahl-System und der Aggregationsplattform des IEH gekoppelt. Die Ladepunkte wurden über energizeIQ, die lokale Steuerungseinheit der Ladeinfrastruktur, koordiniert. energizeIQ bildet die technische Verbindung zwischen den übergeordneten Fahrplanvorgaben, den Informationen aus dem Parkraumbetrieb und der konkreten Leistungssteuerung an den Ladepunkten.

Die technische Basis bildete die zentralisierte AC-Ladeinfrastruktur beziehungsweise der im Projekt weiterentwickelte TwinCharger-Prototyp. Die verfügbare Anschlussleistung konnte auf die Ladepunkte verteilt und die Ladeleistung einzelner Ladevorgänge entsprechend den vorgegebenen Betriebsbedingungen begrenzt werden. Die Kommunikation mit den Ladepunkten und dem Backend erfolgte unter Verwendung von IEC 61851 und OCPP. Ergänzend wurden projektspezifische API-Schnittstellen für den Austausch von Zustands-, Reservierungs- und Steuerungsinformationen umgesetzt.

Eine wesentliche Funktion der PLF-Systemkopplung war die Zusammenführung von Informationen aus dem Parkraumbetrieb und der Ladeinfrastruktur. Aus dem Park-Lade-Bezahl-System wurden unter anderem Reservierungs- und Priorisierungsinformationen an energizeIQ übergeben. Ergänzend wurden Ladepunkt- und Verfügbarkeitszustände sowie Informationen zum Beginn, Ende und Status von Ladesitzungen berücksichtigt. Dadurch konnte die Ladeplanung auf die tatsächliche beziehungsweise erwartete Belegung des Parkraums abgestimmt werden. Die Verteilung der verfügbaren Ladeleistung innerhalb des Parkraums erfolgte unter Berücksichtigung der vorhandenen Reservierungen und Ladeprioritäten.

Der zentrale Steuerungspfad für die Umsetzung der Flexibilität verlief von der Aggregationsplattform des IEH über energizeIQ zu den einzelnen Ladepunkten. Die Aggregationsplattform erstellte auf Grundlage der verfügbaren Informationen Fahrpläne für die einzelnen Ladepunkte und übermittelte diese an

energizeIQ. Ein Fahrplan enthielt zeitbezogene Vorgaben für den Betrieb des jeweiligen Ladepunkts. energizeIQ empfing die Fahrpläne, arbeitete sie ab und leitete daraus die jeweils geltenden Leistungsgrenzwerte für die Ladepunkte ab.

Die von energizeIQ ermittelten Leistungsgrenzwerte wurden anschließend durch energizeIQ an die angeschlossenen Ladepunkte kommuniziert. Dadurch konnten die Ladepunkte innerhalb der vorgegebenen Leistungsgrenzen betrieben werden. Bei der Umsetzung wurden die technischen Grenzen der Ladeinfrastruktur sowie die aus dem Park-Lade-Bezahl-System bekannten Reservierungen und Prioritäten berücksichtigt. energizeIQ stellte somit die Verbindung zwischen dem von der Aggregationsplattform vorgegebenen Fahrplan und der konkreten Leistungsbegrenzung an den einzelnen Ladepunkten her.

Bei der Architekturentwicklung waren neben der technischen Umsetzung auch Anforderungen an Interoperabilität, Datenschutz, Eichrecht und Betriebssicherheit zu berücksichtigen. Die Schnittstellen wurden daher so ausgelegt, dass Zustände und Steuergrößen eindeutig zugeordnet und verarbeitet werden konnten. Zu den relevanten Informationen gehörten insbesondere die Ladepunktkennung, der aktuelle Betriebszustand, die Ladesitzung, Reservierungs- und Priorisierungsinformationen sowie die jeweils gültige Leistungsgrenzvorgabe. Die modulare Struktur ermöglicht grundsätzlich die Übertragung des Ansatzes auf weitere Standorte und die spätere Einbindung zusätzlicher Markt- oder Netzteilnehmer.

Die einzelnen Schnittstellen und Systemkomponenten wurden erfolgreich getestet. Hierzu gehörten insbesondere die Kopplung der Ladeinfrastruktur mit dem CPO-Backend, die Übergabe von Reservierungs- und Priorisierungszuständen an energizeIQ sowie die Verarbeitung und Umsetzung von Fahrplänen und Leistungsgrenzwerten an der Versuchsanlage. Ein vollständiger Gesamttest der Wirkungskette unter Einbeziehung aller beteiligten Systeme und eines realen Parkhausbetriebs konnte dagegen nicht mehr durchgeführt werden. Die entwickelten Komponenten und Schnittstellen bilden dennoch die technische Grundlage für die lokale Umsetzung externer Fahrplanvorgaben und damit für die Bereitstellung von Flexibilität aus konzentrierten Parkräumen.

3.3.2 Schnittstelle zum marktdienlichen Einsatz von Flexibilitäten

AUTOREN: UNIVERSITÄT STUTTGART – IEH, INTERCONNECTOR GMBH

Für den marktdienlichen Betrieb der Ladeinfrastruktur müssen technische, parkraumspezifische und energiewirtschaftliche Informationen zusammengeführt werden. Im Projekt wurde hierfür ein Rollen- und Schnittstellenmodell entwickelt, das Ladepunktbetreiber, Parksystembetreiber, Aggregator und Flexibilitätsvermarkter virtuelles Kraftwerk miteinander verbindet. Neben dem aktuellen Zustand der Ladepunkte werden insbesondere Informationen über den Energiebedarf der Fahrzeuge, deren voraussichtliche Verfügbarkeit sowie über den zukünftigen Strompreis benötigt.

Im betrachteten System übernimmt der Aggregator die zentrale Koordinationsfunktion. Er verbindet die technische Ebene der Ladeinfrastruktur mit den Informationen des Parkraumbetriebs und der energiewirtschaftlichen Ebene. *Abbildung 13* zeigt die beteiligten Akteure und die wesentlichen Informationsflüsse zwischen Ladepunktbetreiber, Parksystembetreiber, Aggregator und Flexibilitätsvermarkter.

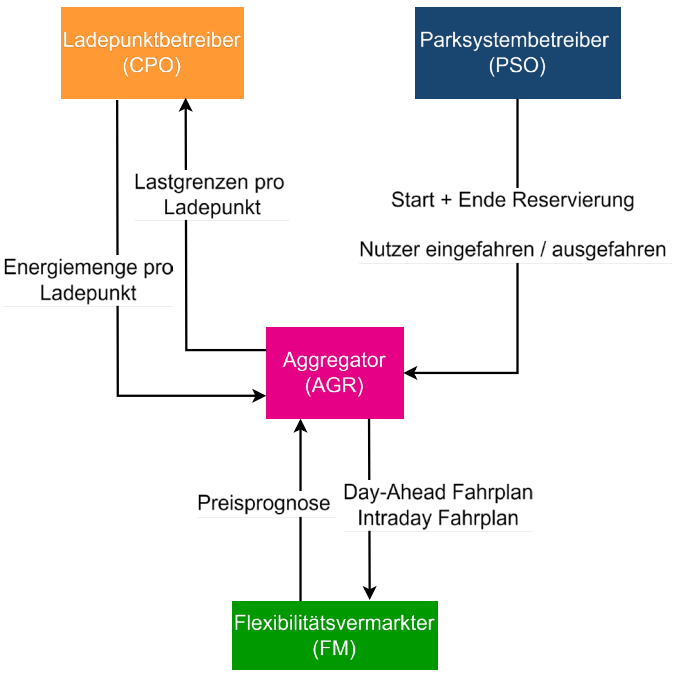


Abbildung 13: *Darstellung der Schnittstellen zwischen den verschiedenen Partnern*

3.3.2.1 Schnittstelle zwischen Ladepunktbetreiber und Aggregator

Der Ladepunktbetreiber beziehungsweise Charge Point Operator, kurz CPO, betreibt die Ladeinfrastruktur und stellt die technische Verbindung zu den einzelnen Ladepunkten her. Er erfasst Messwerte und Betriebszustände und setzt die vom Aggregator vorgegebenen Lastgrenzen an den Ladepunkten um.

Der CPO bildet damit die Schnittstelle zwischen dem Aggregator und der physischen Ladeinfrastruktur. Er ist dafür verantwortlich, dass eine übermittelte Leistungs- oder Strombegrenzung technisch umgesetzt wird, soweit dies durch den Ladepunkt und das angeschlossene Fahrzeug möglich ist.

Der CPO übermittelt die am jeweiligen Ladepunkt gemessene Energiemenge an den Aggregator. Dadurch kann dieser ermitteln, wie viel Energie innerhalb einer Ladesitzung bereits übertragen wurde und welcher Restenergiebedarf noch besteht.

Ergänzend zur Energiemenge können über diese Schnittstelle weitere technische Informationen übertragen werden:

- Ladepunktstatus
- Beginn und Ende einer Ladesitzung
- technische Maximalleistung des Ladepunkts
- Anzahl der verwendeten Phasen
- Zeitstempel der Messwerte

Die Messwerte müssen eindeutig einem Ladepunkt und einer Ladesitzung zugeordnet werden können. Hierfür werden mindestens eine Ladepunktkennung, eine Anschlusskennung und eine Transaktions- beziehungsweise Sitzungskennung benötigt. Der Ladepunktstatus ist insbesondere erforderlich, um zwischen einem verfügbaren Ladepunkt, einem angeschlossenen Fahrzeug und einem aktiven Ladevorgang unterscheiden zu können.

In umgekehrter Richtung übermittelt der Aggregator eine Lastgrenze für jeden steuerbaren Ladepunkt. Die Lastgrenze kann als maximal zulässige Leistung in Kilowatt oder als maximal zulässiger Strom in Ampere angegeben werden. Die daraus resultierende Ladeleistung hängt zusätzlich von der Netzspannung und der Anzahl der tatsächlich verwendeten Phasen ab. Eine Lastgrenze sollte mindestens folgende Informationen enthalten:

- Ladepunkt- oder Anschlusskennung
- vorgegebene Leistung oder Stromstärke
- Beginn der Gültigkeit
- Gültigkeitsdauer

Die Schnittstelle zwischen CPO und Aggregator ermöglicht damit einen geschlossenen Informationskreis. Der Aggregator übermittelt einen Sollwert, während der CPO die Umsetzung und die daraus resultierenden Messwerte zurückmeldet.

3.3.2.2 Schnittstelle zwischen Parksystembetreiber und Aggregator

Der Parksystembetreiber beziehungsweise Parking System Operator, kurz PSO, verwaltet Informationen über die Nutzung des Parkraums. Dazu gehören insbesondere Reservierungszeiträume sowie tatsächliche Ein- und Ausfahrtszeitpunkte.

Diese Informationen ermöglichen es, die voraussichtliche Verfügbarkeit eines Fahrzeugs für den Ladevorgang abzuschätzen. Die Differenz zwischen dem aktuellen Zeitpunkt und der erwarteten Ausfahrt bestimmt wesentlich, wie flexibel der Energiebedarf eines Fahrzeugs zeitlich verschoben werden kann.

Bei einer vorhandenen Reservierung werden der geplante Beginn und das geplante Ende der Reservierung übertragen. Diese Daten können als Prognose für den Ankunfts- und Abfahrtszeitpunkt verwendet werden.

Zusätzlich werden die tatsächlichen Ereignisse der Einfahrt und Ausfahrt übermittelt. Die Einfahrt zeigt an, dass das Fahrzeug tatsächlich am Standort verfügbar ist. Die Ausfahrt beendet den verfügbaren Ladezeitraum. Die Parksystemdaten sollten mindestens folgende Inhalte umfassen:

- pseudonyme Nutzer-, Fahrzeug- oder Reservierungskennung
- Beginn und Ende der Reservierung
- tatsächlicher Einfahrtszeitpunkt

- tatsächlicher Ausfahrtszeitpunkt
- Zuordnung zum Standort oder Parkbereich,
- Zuordnung zwischen Park- und Ladevorgang

Die Reservierungsdaten sind grundsätzlich mit Unsicherheiten verbunden. Nutzer können früher oder später als geplant eintreffen oder den Parkplatz vor dem reservierten Ende verlassen. Für die Ladeplanung müssen deshalb sowohl die prognostizierten Reservierungszeiten als auch die tatsächlichen Ereignisse berücksichtigt werden.

Für die Verarbeitung ist eine eindeutige Zuordnung zwischen Parkvorgang und Ladevorgang erforderlich. Aus Datenschutzgründen sollte diese Zuordnung möglichst über pseudonyme Vorgangs- oder Sitzungskennungen und nicht über unmittelbar personenbezogene Daten erfolgen.

3.3.2.3 Schnittstelle zwischen Flexibilitätsvermarkter und Aggregator

Der Flexibilitätsvermarkter übermittelt dem Aggregator eine Preisprognose für die betrachteten Lieferzeiträume. Dabei handelt es sich um prognostizierte Day-Ahead-Preise.

Jeder Preiswert muss eindeutig einem Lieferzeitraum zugeordnet werden. Im betrachteten System erfolgt die Ladeplanung in Zeitintervallen von 15 Minuten. Die Preisprognose dient dem Aggregator als Eingangsdatenreihe für die marktdienliche Optimierung. Niedrige Preise können auf Zeiträume mit hoher Energieverfügbarkeit beziehungsweise niedriger Nachfrage hinweisen, während hohe Preise einen Anreiz zur Reduktion oder Verschiebung der Ladeleistung darstellen.

Als Ergebnis der Ladeplanung übermittelt der Aggregator einen aggregierten Fahrplan an den Flexibilitätsvermarkter. Dieser beschreibt die erwartete Leistungsaufnahme oder Energiemenge der Ladeinfrastruktur je Zeitintervall.

Dabei werden zwei Planungsebenen unterschieden:

Der Day-Ahead-Fahrplan beschreibt den am Vortag geplanten Energiebezug. Er dient als Grundlage für die initiale Energiebeschaffung. Da zu diesem Zeitpunkt noch nicht alle Fahrzeugankünfte, Abfahrten und Energiebedarfe exakt bekannt sind, enthält der Day-Ahead-Fahrplan Prognoseunsicherheiten.

Der Intraday-Fahrplan bildet spätere Anpassungen ab. Diese werden erforderlich, wenn sich die reale Belegung, der Energiebedarf oder die verfügbare Ladeleistung anders entwickeln als ursprünglich erwartet. Über den Intraday-Handel können zusätzliche Energiemengen beschafft oder nicht mehr benötigte Mengen ausgeglichen werden.

Ein Fahrplan sollte mindestens folgende Informationen enthalten:

- Beginn und Ende des Planungshorizonts
- zeitliche Auflösung
- geplante Leistung oder Energie je Intervall
- Zeitpunkt der Fahrplanerstellung
- Fahrplanversion
- Kennzeichnung als Day-Ahead- oder Intraday-Fahrplan

Die beschriebenen Schnittstellen legen fest, welche Informationen zwischen den beteiligten Akteuren ausgetauscht werden. Sie definieren jedoch noch nicht, nach welcher Logik die verfügbare Flexibilität ermittelt und für einen marktdienlichen Betrieb eingesetzt wird. Die Bewertung des Flexibilitätspotenzials, die Auswahl einer geeigneten Ladestrategie sowie die Zuordnung der verfügbaren Day-Ahead- und Intraday-Energiemengen werden daher im nachfolgenden Abrufkonzept beschrieben. Die technische Umsetzung des Abrufkonzepts, insbesondere die Übertragung der Lastgrenzen an die Ladepunkte und die Überwachung des realen Ladebetriebs, wird anschließend in Kapitel 3.4 dargestellt.

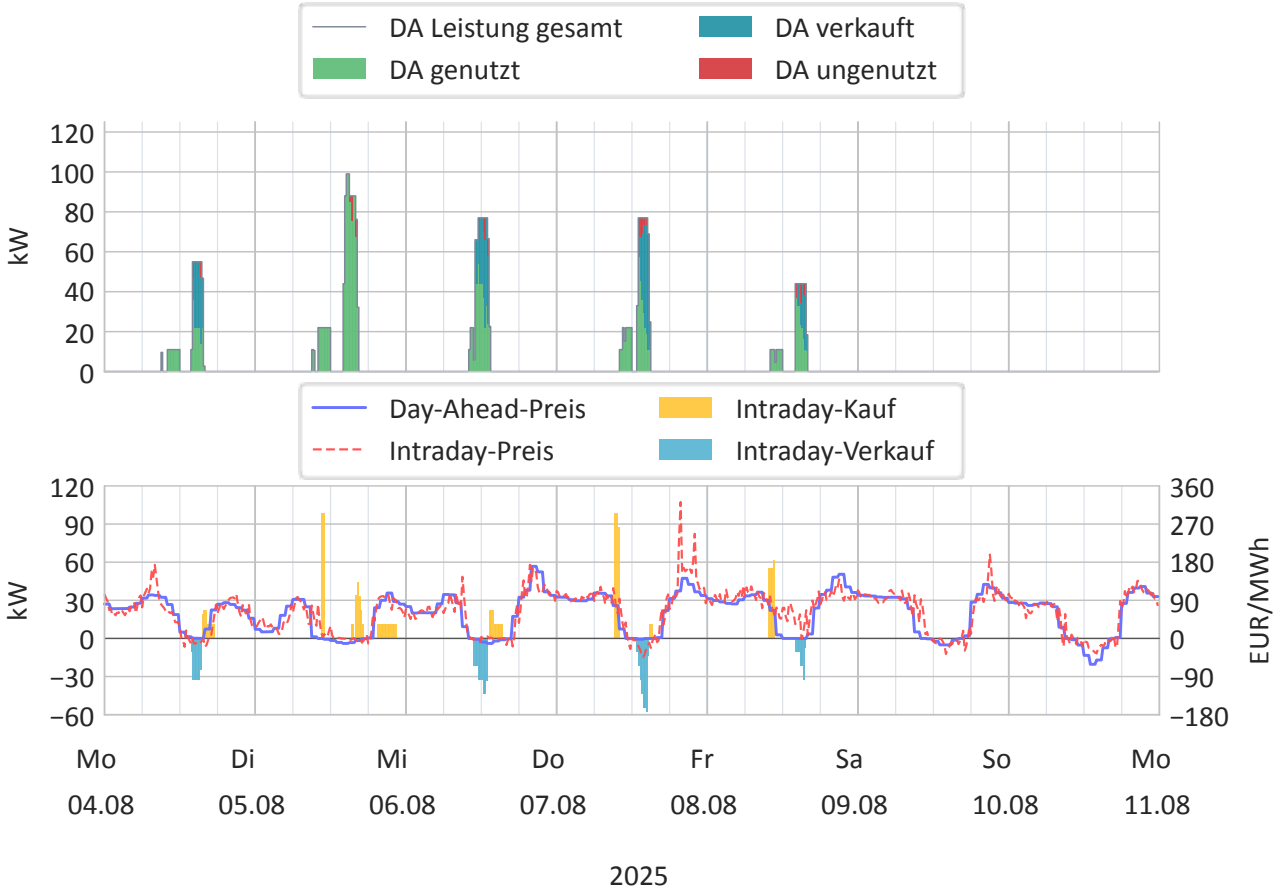
3.3.3 Abrufkonzepte zur Bereitstellung der Flexibilitäten innerhalb des Parkraums

AUTOR: UNIVERSITÄT STUTTGART – IEH

Das Abrufkonzept beschreibt, nach welcher grundsätzlichen Logik die verfügbare Ladeflexibilität für einen marktdienlichen Betrieb eingesetzt wird. Ziel ist es, den Energiebedarf der angeschlossenen Fahrzeuge möglichst vollständig zu decken und gleichzeitig die im Day-Ahead-Markt beschafften Energiemengen effizient zu nutzen und die

Fahrzeuge möglichst kostengünstig zu laden. Abweichungen zwischen Prognose und tatsächlichem Betrieb können durch Anpassungen im Intraday-Markt ausgeglichen werden.

Die Auswahl einer geeigneten Ladestrategie wurde im Paper [2] untersucht. Grundlage waren 1.011 reale Ladevorgänge mit einem gesamten Energiebedarf von 24.454,70 kWh. Die verschiedenen Strategien wurden unter einheitlichen Bedingungen und anhand mehrerer Day-Ahead-Lastfahrpläne miteinander verglichen. Dabei wurden Ladevorgänge sekündlich simuliert. In *Abbildung 14* ist ein Simulationslauf vom 04.08.2025 – 10.08.2025 dargestellt. Im oberen Teil der Abbildung ist die Gesamte eingekaufte Day-Ahead Leistung dargestellt. Dabei zeigt der grüne Anteil die tatsächlich genutzte DA-Leistung, der blaue Anteil die verkaufte DA-Leistung und der rote die ungenutzte DA-Leistung, also die Leistung, die eingekauft, aber weder verkauft noch in die Fahrzeuge geladen wurde. Im unteren Teil der Abbildung wird der Handel dargestellt. Dabei ist dunkelblau der DA-Preis und rot der durchschnittliche ID-Preis. Die gelbe Fläche zeigt, wie viel ID-Energie gekauft und die hellblaue Fläche wie viel ID-Energie verkauft wird. In dieser Abbildung wird ein Fahrplan genutzt, welcher 20 % der gesamten Tagesenergie am Vormittag verteilt, um sicher zu stellen, dass die Fahrzeuge vollgeladen werden. Zusätzlich wird das Abrufkonzept Smart Charging 2 verwendet, welches ID Energy sofort nachkauft, wenn davon ausgegangen wird, dass die DA-Energie zu den gekauften Zeitpunkten nicht ausreichend ist. In der betrachteten Beispielswoche ist zu erkennen, dass am 04.08. und 06.08. zu viele gleichzeitige Fahrzeuge angenommen werden. Dadurch kann die geplante Energie nicht vollständig abgenommen werden und muss am ID-Markt nachgekauft werden.



Geladen: 877 kWh | DA: 586 kWh | ID-Kauf: 320 kWh | ID-Verkauf: 224 kWh

Abfahrten ohne Volladung: 4

Abbildung 14: *Oberer Teil zeigt genutzte DA Leistung, verkaufte DA Leistung und ungenutzte DA Leistung. Der untere Teil zeigt den DA Preis, Intraday Preis sowie die Leistung die am Intraday Markt gekauft und verkauft wird für den Simulationszeitraum vom 04.08.2025 – 10.08.2025*

Eine weitere Konsequenz aus der gewählten Ladestrategie Smart Charging 1 ist am 07.08. und 08.08. zu erkennen. Hier kauft der Algorithmus früh Energie am ID-Markt nach, da dieser davon ausgeht, dass Fahrzeuge nicht vollständig mit der DA-Energie geladen werden können. Dies kann dazu führen, dass Fahrzeuge zu den Zeiten mit gekaufter DA-Energie bereits voll geladen sind und dieser wiederum am ID-Markt verkauft werden muss.

Zur Bewertung der verschiedenen Abrufkonzepte werden vier Ladestrategien mit unterschiedlichem Informationsumfang betrachtet. Als Referenz dient das ungesteuerte Laden, bei dem die Fahrzeuge unmittelbar nach dem Anschluss geladen werden. Dieses erreicht zwar eine vollständige Bedarfsdeckung, berücksichtigt jedoch weder Marktpreise noch den vorgegebenen Day-Ahead-Fahrplan. Die mittleren Beschaffungskosten betragen hierbei 10,40 ct/kWh. In *Tabelle 4* sind die Ladestrategien mit Anzahl der nicht vollgeladenen Fahrzeuge und den durchschnittlichen Beschaffungskosten dargestellt.

Strategie	Kenntnisse	Nicht voll	Ø Beschaffungskosten
Ungesteuertes Laden	Nicht benötigt	0	10,40 ct/kWh
ISO15118 1	Abfahrt,	27	8,10 ct/kWh
	Energiebedarf	2,67 %	
ISO15118 2	Prog. Abfahrt,	218	8,03 ct/kWh
	Energiebedarf	21,56 %	
Smart Charging 1	Prog. Abfahrt,	252	8,77 ct/kWh
	Ø Energiebedarf	24,93 %	
Smart Charging 2	Prog. Abfahrt,	155	9,57 ct/kWh
	Ø Energiebedarf	15,33 %	

Tabelle 4: *Intelligente Ladestrategien im Vergleich*

Strategie ISO15118 1 mit vollständiger Information

Die Strategie ISO15118 1 verfügt sowohl über den tatsächlichen Energiebedarf als auch über die tatsächliche Abfahrtszeit jedes Fahrzeugs. Damit kann eindeutig bestimmt werden, welche Energiemenge bis zu welchem Zeitpunkt bereitgestellt werden muss. Die Ladung kann anschließend in die jeweils günstigsten technisch nutzbaren Zeitintervalle verschoben werden.

Mit durchschnittlich 27 nicht vollständig geladenen Fahrzeugen erreicht diese Strategie die höchste Ladequalität der gesteuerten Varianten. Der mittlere Ladepreis beträgt 8,10 ct/kWh und liegt damit rund 22,1 % unter den Kosten des ungesteuerten Ladens. Gleichzeitig kann alle geplante Energie genutzt werden. Die Strategie stellt jedoch einen Idealfall dar. Während der tatsächliche Energiebedarf künftig über ISO15118 verfügbar sein wird, ist die tatsächliche Abfahrtszeit im Parkhausbetrieb in der Regel nicht sicher im Voraus bekannt.

Strategie ISO15118 2 mit bekanntem Energiebedarf

Bei Strategie ISO15118 2 ist der tatsächliche Energiebedarf des Fahrzeugs bekannt. Anstelle der realen Abfahrtszeit wird jedoch eine prognostizierte Abfahrt verwendet. Zusätzliche Intraday-Energie wird möglichst in den günstigsten noch nutzbaren Zeitintervallen eingeplant.

Der mittlere Ladepreis beträgt 8,03 ct/kWh und liegt damit rund 22,79 % unter der ungesteuerten Referenz. Gleichzeitig werden durchschnittlich 218 Fahrzeuge nicht vollständig geladen. Die geringeren Kosten gegenüber der Strategie mit bekanntem Ende bedeuten daher nicht, dass die Strategie insgesamt besser abschneidet. Aufgrund von Prognoseabweichungen bleibt ein größerer Anteil des Energiebedarfs ungedeckt. Der Vergleich zeigt, dass die Kenntnis der Energiemenge allein nicht ausreicht. Für eine zuverlässige zeitliche Verteilung ist eine möglichst genaue Abschätzung der verbleibenden Parkdauer erforderlich.

Strategie Smart Charging 1

Bei der Strategie Smart Charging 1 sind weder der tatsächliche Energiebedarf noch die tatsächliche Abfahrtszeit bekannt. Stattdessen wird ein mittlerer Energiebedarf je Fahrzeug als internes Planungsziel verwendet. Die Abfahrtszeit wird auf Grundlage der Park- und Reservierungsdaten prognostiziert. Reicht die vorhandene Day-Ahead-Energie nicht aus, wird zusätzliche Intraday-Energie bevorzugt in den günstigsten zukünftigen Zeitintervallen eingeplant. Im Mittel bleiben 252 Fahrzeuge nicht vollständig geladen. Der durchschnittliche Ladepreis beträgt 8,77 ct/kWh und liegt rund 15,67 % unter dem ungesteuerten Laden. Gleichzeitig entstehen durchschnittlich 1.119,7 kWh nicht nutzbare Energie.

Diese Energie wurde am Markt eingekauft und konnte nicht mehr rechtzeitig verkauft oder in die Fahrzeuge geladen werden.

Die Ergebnisse zeigen, dass eine wirtschaftliche Optimierung auch über Prognosen der Energiebedarfe möglich ist, wenn der tatsächliche Bedarf nicht an die Ladeinfrastruktur übermittelt werden kann. Die Ladequalität wird jedoch durch die Unsicherheiten des angenommenen Energieziels und der prognostizierten Abfahrt begrenzt.

Strategie Smart Charging 2

Die Strategie Smart Charging 2 verwendet grundsätzlich dieselben Informationen wie bei der Strategie Smart Charging 1. Auch hier werden ein mittleres Energieziel und prognostizierte Abfahrtszeiten verwendet. Der entscheidende Unterschied liegt in der Intraday-Beschaffung. Während Smart Charging 1 zusätzliche Energie in den günstigsten geeigneten Zeitintervallen einplant, beschafft Smart Charging 2 die benötigte Energie möglichst früh unabhängig vom aktuellen Intraday Strompreis. Dadurch steht die Energie bereits zu einem früheren Zeitpunkt zur Verfügung und das Risiko wird reduziert, dass Fahrzeuge vor Abschluss des Ladevorgangs ausfahren.

Mit durchschnittlich 155 nicht vollständig geladenen Fahrzeugen verbessert Smart Charging 2 die Ladequalität gegenüber Smart Charging 1. Die Zahl der nicht ausreichend geladenen Fahrzeuge sinkt um rund 97 beziehungsweise um 38,5 %. Gleichzeitig steigt der mittlere Ladepreis von 8,77 ct/kWh auf 9,57 ct/kWh. Gegenüber dem ungesteuerten Laden verbleibt dennoch eine Kostensenkung von rund 8,0 %. Die verbesserte Ladequalität wird außerdem mit einer höheren nicht nutzbaren Energiemenge erkauft. Diese steigt von durchschnittlich 1.119,7 kWh bei Smart Charging 1 auf 1.486,5 kWh bei Smart Charging 2.

Der Vergleich zeigt, dass der Informationsumfang einen wesentlichen Einfluss auf die Qualität des Flexibilitätsabrufs besitzt. Sind Energiebedarf und Abfahrtszeit bekannt, können sowohl eine hohe Ladequalität als auch geringe Beschaffungskosten erreicht werden. Wird die Abfahrtszeit lediglich prognostiziert, nimmt die Anzahl nicht vollständig geladener Fahrzeuge deutlich zu.

Smart Charging 1 und Smart Charging 2 zeigen darüber hinaus den Zielkonflikt zwischen Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit. Smart Charging 1 wartet auf möglichst günstige Marktzeitpunkte und erreicht dadurch geringere Energiekosten. Smart Charging 2 beschafft Energie dagegen früher und reduziert so das Risiko einer unvollständigen Ladung, verursacht jedoch höhere Kosten und größere Energiemengen, die nicht genutzt werden können.

3.4 Erprobung und Monitoring

AUTOR: UNIVERSITÄT STUTTGART – IEH

3.4.1 Notwendige Vorhersagen und Datenfluss für die praktische Umsetzung

Für die praktische Umsetzung müssen energiewirtschaftliche, parkraumspezifische und technische Informationen zusammengeführt werden. Der Flex-Aggregator übernimmt dabei die zentrale Koordinationsfunktion. Er verbindet die Markt- und Fahrplanebene mit dem Parksystem und der technischen Steuerung der Ladepunkte. Da ein wesentlicher Teil der benötigten Informationen zum Zeitpunkt der Day-Ahead-Planung noch nicht sicher bekannt ist, sind zunächst Prognosen erforderlich.

Im Wesentlichen werden drei Vorhersagen benötigt:

- Strompreisprognose
- Parkbelegungsprognose
- Prognose des Energiebedarfs

Der für die praktische Umsetzung erforderliche Datenfluss ist in *Abbildung 15* dargestellt. Vom virtuellen Kraftwerk erhält der Flex-Aggregator die Preisprognosen für den Day-Ahead-Markt (DAA) und für den Intraday-Markt_1 (IDA1). Auf Grundlage dieser Informationen sowie der Belegungs- und Energieprognosen wird der aggregierte Ladefahrplan erstellt. Dieser wird wiederum an das virtuelle Kraftwerk übermittelt und dient dort als Grundlage für die Energiebeschaffung und Fahrplanbewirtschaftung.

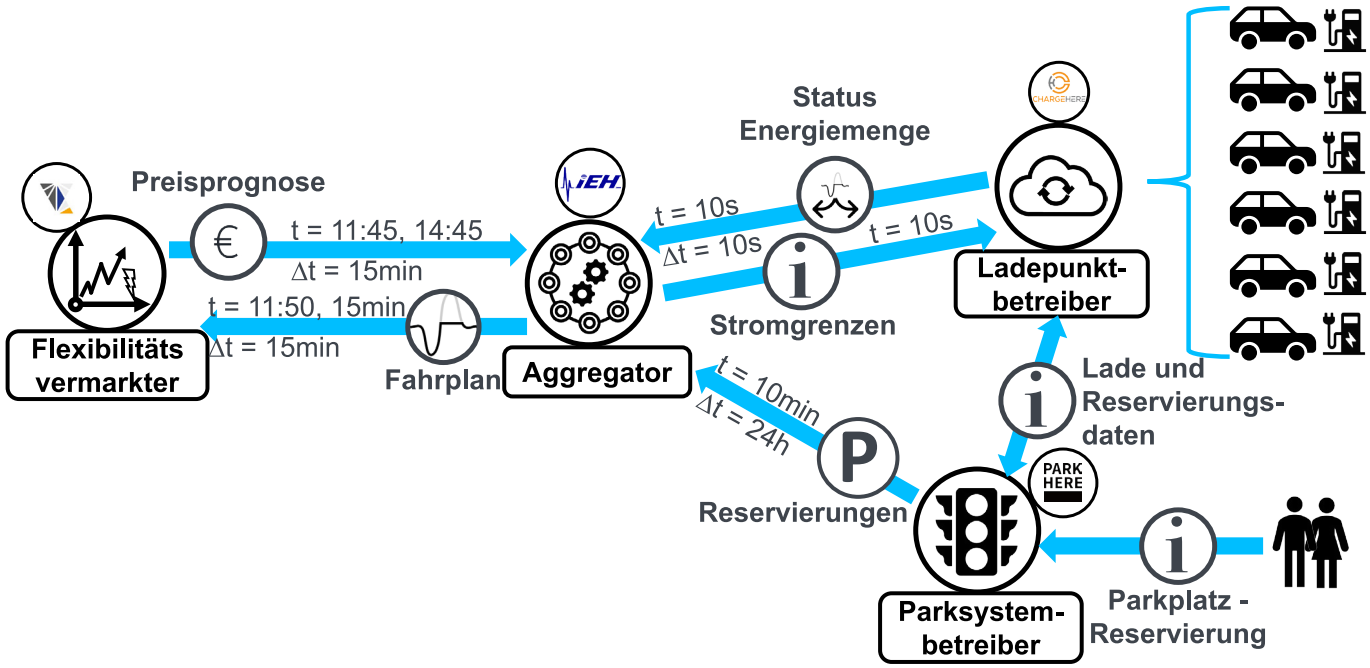


Abbildung 15: *Informationsflüsse zwischen Flexibilitätsvermarkter, Aggregator, Ladepunktbetreiber und Parksystembetreiber bei der Vermarktung der Ladeflexibilität von Elektrofahrzeugen.*

Das Parksystem stellt Reservierungs- und Belegungsinformationen zur Verfügung. Dazu gehören insbesondere Beginn und Ende einer Reservierung, tatsächliche Einfahrt und tatsächliche Ausfahrt. Die Reservierungsinformationen werden zunächst für die Prognose verwendet. Im laufenden Betrieb ersetzen tatsächliche Ein- und Ausfahrtsereignisse die zuvor angenommenen Zeitpunkte. Dadurch kann der Aggregator erkennen, welche Fahrzeuge aktuell für die Ladeplanung zur Verfügung stehen.

Über das CPO-Backend erhält der Flex-Aggregator technische Informationen aus der Ladeinfrastruktur. Hierzu zählen insbesondere: Status der Ladepunkte, Beginn und Ende eines Ladevorgangs, bisher geladene Energiemenge.

In umgekehrter Richtung übermittelt der Aggregator Strom- oder Leistungsgrenzen an das CPO-Backend. Diese werden aus dem aggregierten Fahrplan und dem aktuellen Zustand der angeschlossenen Fahrzeuge abgeleitet. Die in der Systemarchitektur vorgesehenen Markt- und Fahrplandaten besitzen eine Auflösung von 15 Minuten, während Statusinformationen, Energiemesswerte und Stromgrenzen innerhalb dieser Intervalle in kürzeren Abständen ausgetauscht werden können.

Insgesamt wurden die Prognosen vom 02.01.2025 08:00 Uhr bis 31.12.2025 17:30 Uhr untersucht. Zur Veranschaulichung der Prognosen wird im Nachfolgenden die Woche vom 04.08.2025 bis 10.08.2025 genauer betrachtet. Im ersten Schritt wird vorhergesagt, wie die Parkplatzbelegung aussehen wird.

In *Abbildung 16* sind die Prognosen dargestellt. Es wird eine Prognose vor 12:00 Uhr des Vortages für die DAA (orange), eine Prognose vor 15:00 Uhr des Vortages für die IDA1 (grün) und eine Prognose vor 10:00 Uhr desselben Tages für die IDA3 durchgeführt (lila). Außerdem zeigt die Abbildung den tatsächlichen Verlauf der Parkplatzbelegung in blau. Insgesamt besitzt das Parkhaus 20 Ladepunkte wobei in dieser Woche maximal 12 belegt sind. Der Tag mit der höchsten Auslastung in der betrachteten Woche ist der 05.08. Es ist zu erkennen, dass die IDA3 Prognose das Maximum sehr genau abbildet jedoch eine zu frühe Abfahrt der Fahrzeuge voraussagt. An diesem Tag weist die DAA eine prozentuale Abweichung von -7,56 %, die IDA1 Prognose eine Abweichung von -12,89 % und die IDA3 Prognose eine Abweichung von 10,22 % auf. Ein Tag an dem die Abweichung deutlich größer ist, ist der 06.08. Hier liegen Abweichungen von +103,31 % bei DAA, +106,62 % bei IDA1 und +61,59 % bei IDA3 vor. Über den gesamten Prognosezeitraum hat die Prognose für IDA3 die beste prozentuale Abweichung von -5,67 %. Das liegt daran, dass die Prognose vor 10:00 Uhr desselben Tages erstellt wird. Hier sind

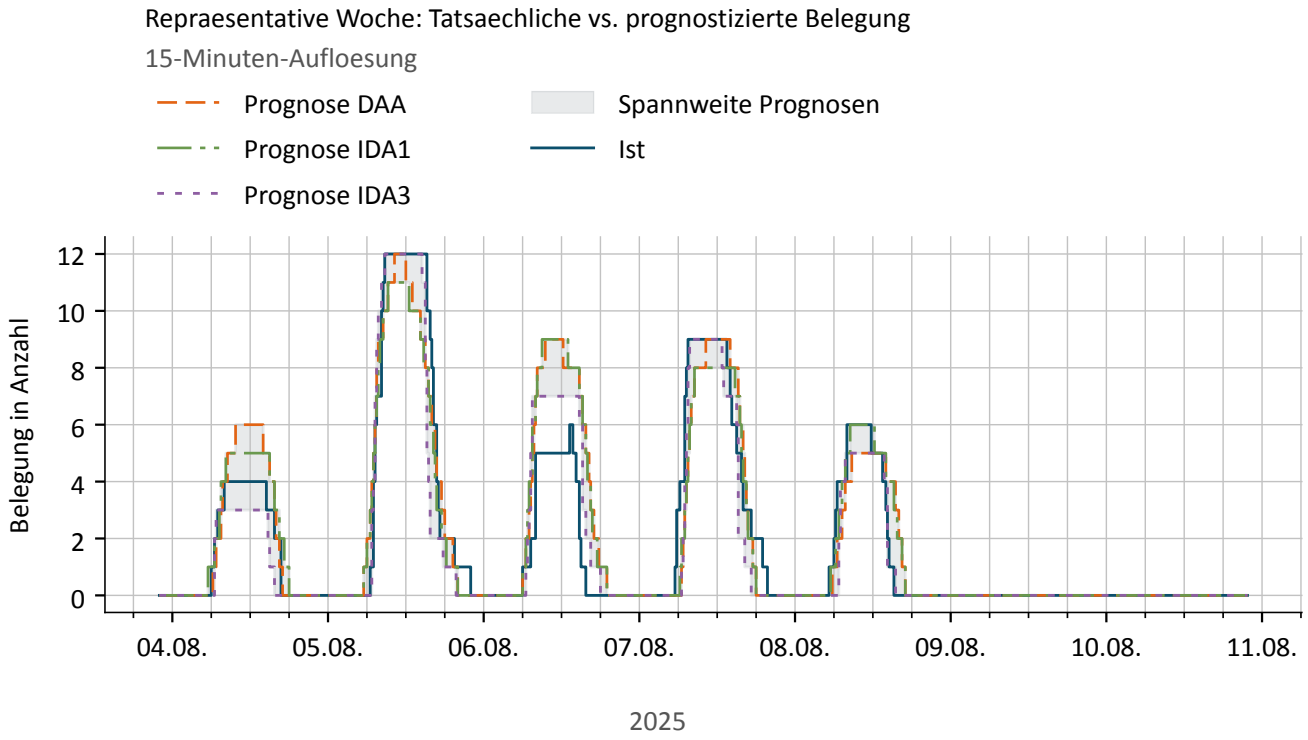


Abbildung 16: *Tatsächliche und prognostizierte Belegung in einer repräsentativen Woche (04.–10.08.2025) in 15-Minuten-Auflösung. Gezeigt sind die Ist-Belegung und die Prognosen DAA, IDA1 und IDA3. Die graue Fläche markiert die Spannweite der drei Prognosen.*

viele Fahrzeuge schon eingefahren und die meisten Reservierungen getätigt. DAA hat für den gesamten Zeitraum eine Abweichung von -15,04 % und IDA1 von 17,12 %.

Auf Grundlage der erwarteten Parkbelegung wird anschließend der gesamte Ladeenergiebedarf prognostiziert. Da im betrachteten System keine vollständigen fahrzeugindividuellen Informationen über Batteriekapazität und Ladezustand vorliegen, werden diese Eigenschaften statistisch abgebildet. Im entwickelten Verfahren wird hierzu eine Monte-Carlo-Simulation eingesetzt, mit der aus der erwarteten Fahrzeuganzahl eine Verteilung des gesamten Energiebedarfs bestimmt wird. *Abbildung 17* zeigt die Prognose der untersuchten Woche 04.08.2025 – 10.08.2025. In organe ist die Energiemenge für die DAA-Beschaffung, in grün die Energiemenge für die IDA1 Beschaffung und lila die Energiemenge für die IDA3 Beschaffung dargestellt. In blau ist die tatsächliche Energiemenge, die für diesen Tag benötigt wird, dargestellt. Es ist zu erkennen, dass obwohl die richtige Anzahl der Fahrzeuge am 05.08. vorausgesagt wurde, trotzdem die Energiemenge von der realen Energiemenge abweichen kann. Auf der anderen Seite kann eine Abweichende Belegungsprognose zur einer korrekten Energievorhersage führen. Das liegt vor allem daran, dass das Ladeverhalten sehr unterschiedlich ist. Es gibt Fahrzeuge, die oft eine geringe Energiemenge laden aber auch Fahrzeuge die seltener laden aber dafür dann eine große Energiemenge. Über den gesamten Prognosezeitraum kann die Energiemenge mit einer prozentualen Abweichung von -26,60 % für DAA, -30,05 % für IDA1 und -17,13 % für IDA3 vorhergesagt werden.

Aus der prognostizierten Parkbelegung, dem erwarteten Energiebedarf und der Preisprognose wird ein aggregierter Ladefahrplan erstellt. Dieser legt fest, welche Leistung beziehungsweise Energiemenge die Ladeinfrastruktur in den einzelnen 15-Minuten-Intervallen aufnehmen soll. Der Fahrplan stellt zunächst keine Vorgabe für einen einzelnen Ladepunkt dar. Er beschreibt den geplanten Gesamtbezug des Standorts. Die Aufteilung auf die zu diesem Zeitpunkt tatsächlich angeschlossenen Fahrzeuge erfolgt erst während des Betriebs durch den Flex-Aggregator.

Abbildung 18 zeigt den Fahrplan (blau) welcher aus der DAA-Energiemengenprognose, der

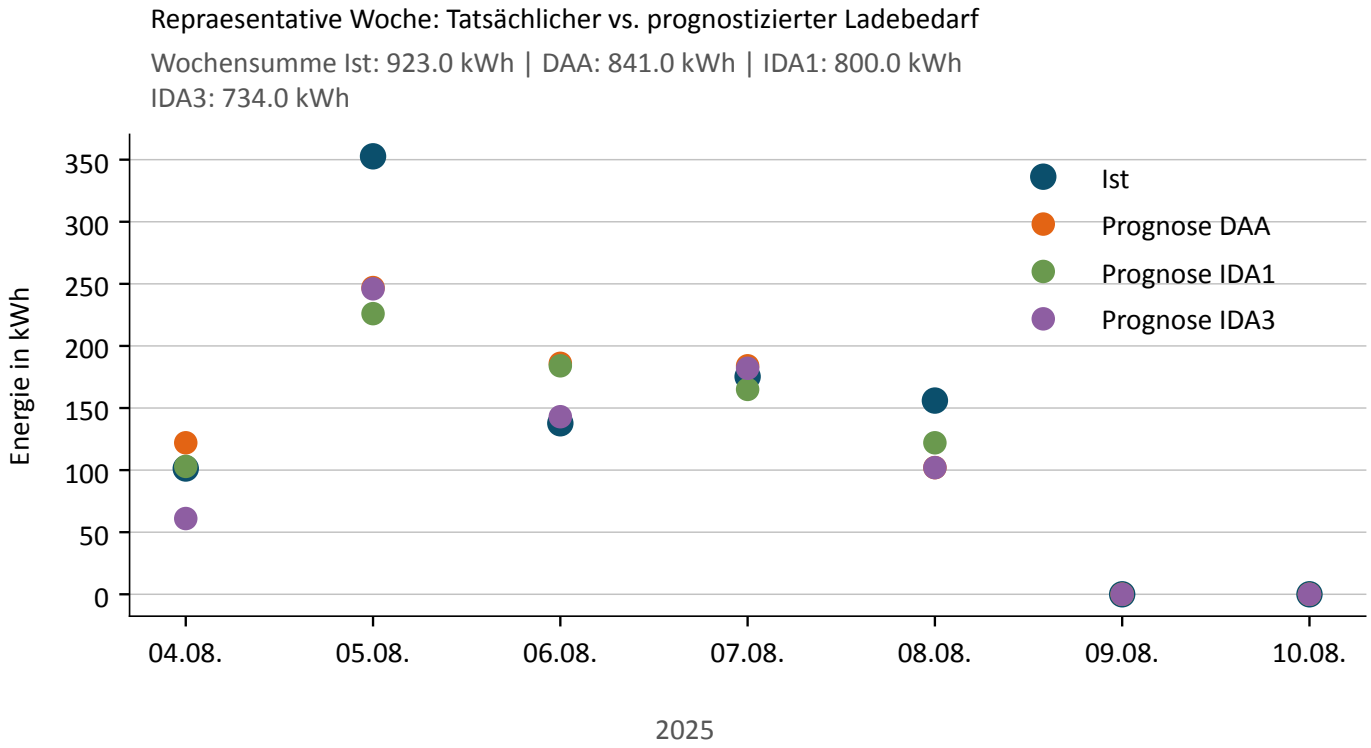


Abbildung 17: *Tatsächlicher und prognostizierter täglicher Ladebedarf (kWh) in einer repräsentativen Woche (04.–10.08.2025). Gezeigt sind der Ist-Wert und die Prognosen DAA, IDA1 und IDA3. Die Wochensummen betragen 923 kWh (Ist), 841 kWh (DAA), 800 kWh (IDA1) und 734 kWh (IDA3).*

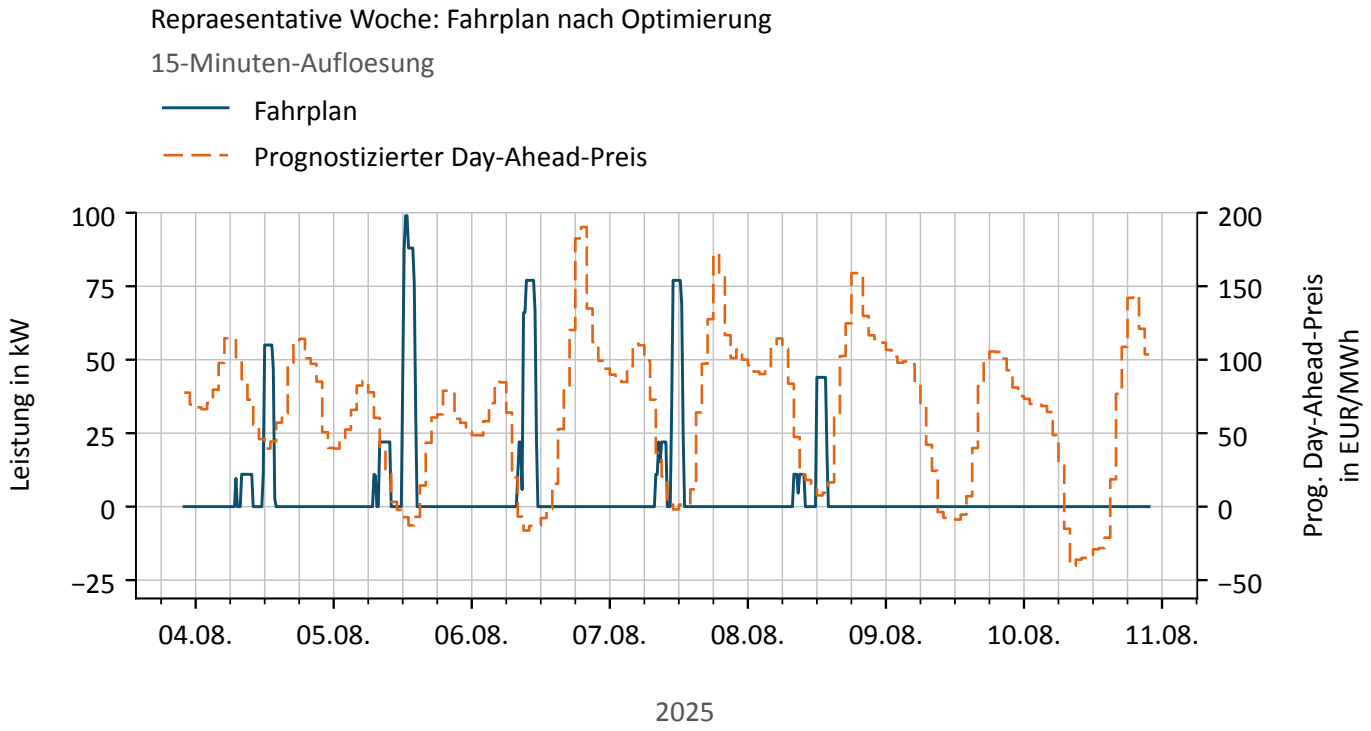


Abbildung 18: *Optimierter Ladefahrplan (kW, linke Achse) und prognostizierter Day-Ahead-Preis (EUR/MWh, rechte Achse) in einer repräsentativen Woche (04.–10.08.2025) in 15-Minuten-Auflösung.*

DAA-Belegungsprognose und aus der DAA-Preis Prognose (orange) erstellt wird. Es wurden verschiedenen Möglichkeiten der Fahrplangenerierung getestet. Ziel aller Fahrpläne ist es, möglichst viel Energie zu Zeiten mit niedrigen Strompreisen zu kaufen. Sie unterscheiden sich darin, ob und wie viel Energie in den Morgenstunden verteilt wird und ob über die gesamte Parkzeit eine Grundlast vorgegeben wird. Am besten für die Ladequalität hat dabei der Fahrplan mit einer vorzeitigen Verteilung von 20 % der gesamten Energie für den Tag in die Stunden vor 10 Uhr abgeschnitten. Dieser Fahrplan ist auch in Abbildung 18 dargestellt. Es ist zu erkennen, dass die die Hauptenergiemenge gegen 12 Uhr gekauft wird, da hier die Preise am niedrigsten sind. Der gekaufte Energieblock vor 12 Uhr liegt an der beschriebenen vorzeitigen Energieverteilung.

Aufbauend auf den resultierenden Fahrplänen können dann verschiedene Ladestrategien getestet und anhand unterschiedlicher Kriterien wie

- Anzahl der nicht vollständig geladenen Fahrzeuge,
- mittlere fehlende Energie je betroffenem Fahrzeug,
- mittlerer Ladepreis,
- nicht nutzbare beziehungsweise verschwendete Energie,
- tatsächlich genutzte Day-Ahead-Energie

bewertet werden. Die Ergebnisse sind in Kapitel 3.3.3 beschrieben.

3.4.2 Versuchsaufbau und Testumgebung am IEH

Zur praktischen Erprobung des zuvor beschriebenen Abrufkonzepts wird am Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik (IEH) der Universität Stuttgart eine reale Testumgebung aufgebaut. Ziel ist es, die vollständige Wirkungskette von der energiewirtschaftlichen Fahrplanvorgabe bis zur Steuerung einzelner Ladevorgänge unter realen Betriebsbedingungen abzubilden.

Der Versuchsaufbau besteht aus der bereits vorhandenen Ladeinfrastruktur am IEH plus zwei weitere temporäre Ladesäulen von ChargeHere, dem Flex-Aggregator sowie den für die Ladeplanung benötigten externen Datenquellen. Der Flex-Aggregator bildete dabei die zentrale Verbindung zwischen der energiewirtschaftlichen Planung und der technischen Ladeinfrastruktur. Die grundsätzliche Kommunikationsarchitektur entspricht damit dem im vorherigen Kapitel beschriebenen Datenfluss.

Die im Versuchsaufbau eingesetzten Ladepunkte ermöglichen eine Ladeleistung von bis zu 11 kW je Ladepunkt. Insgesamt steht damit eine theoretisch nutzbare Ladeleistung von bis zu 55 kW zur Verfügung. Die elektrische Anschlussleistung des Versuchsaufbaus ist jedoch auf 38 kW beziehungsweise 55 A begrenzt. Damit liegt die mögliche Ladeleistung der angeschlossenen Fahrzeuge oberhalb der verfügbaren Gesamtleistung des Standorts. Dadurch kann zum einen die energiewirtschaftliche Optimierung aber auch die netzdienliche Optimierung abgebildet werden. Neben der gemeinsamen Anschlussleistungsgrenze wird die tatsächlich aufgenommene Ladeleistung zusätzlich durch das jeweilige Fahrzeug bestimmt. Unterschiedliche Fahrzeuge können trotz identischer Vorgabe unterschiedliche Ladeleistungen aufnehmen, beispielsweise aufgrund der verwendeten Phasenanzahl, des Ladezustands oder der fahrzeugseitigen Ladeelektronik.

Bei der Einordnung des Versuchsaufbaus ist zu berücksichtigen, dass die reale Parksituation des betrachteten Parkhauses am IEH nicht nachgebildet werden kann. Insbesondere werden weder die tatsächliche Anzahl der im Parkhaus vorhandenen Fahrzeuge noch deren reale Ein- und Ausfahrtsvorgänge durch eine entsprechende Anzahl an Testfahrzeugen am IEH reproduziert. Stattdessen werden die für die Versuche benötigten Daten des Parkhauses bereitgestellt und als Eingangsdaten für den Flex-Aggregator verwendet. Damit basierte die Steuerung am IEH auf einer realen beziehungsweise aus dem Parkhaus abgeleiteten Datengrundlage, während die physische Umsetzung der daraus resultierenden Ladebefehle an der Testinfrastruktur der Universität erfolgt.

Abbildung 19: *Versuchsaufbau und Testumgebung am IEH*

Abbildung 20: *Versuchsaufbau und Testumgebung am IEH*

3.4.3 Praktische Erprobung des Park-Lade-Flex-Systems

Nach der Entwicklung des Abrufkonzepts und dem Aufbau der Testumgebung wird das Park-Lade-Flex-System unter realen Bedingungen am IEH erprobt. Ziel der praktischen Untersuchung ist es, zu überprüfen, ob ein vorgegebener aggregierter Ladefahrplan durch den Flex-Aggregator in einzelne Stromgrenzen umgesetzt und von real angeschlossenen Elektrofahrzeugen nachvollzogen werden kann. Der Test wurde am 17.03.2026 durchgeführt und umfasst einen vollständigen Tag. Dabei wurden 6 verschiedene Fahrzeuge vermessen. Die Energiebeschaffung wird über die Schnittstelle an IC übermittelt, jedoch wird findet keine tatsächliche Vermarktung statt.

Während des Versuchs erhält der Flex-Aggregator den für den betrachteten Zeitraum vorgegebenen Ladefahrplan. Dieser definierte die vorgesehene Energiemenge für aufeinanderfolgende 15-Minuten-Intervalle. Parallel werden die Zustände der angeschlossenen Ladepunkte sowie die innerhalb der einzelnen Ladevorgänge übertragenen Energiemengen erfasst. Aus dem aggregierten Fahrplan berechnete der Flex-Aggregator individuelle Stromgrenzen für die verfügbaren Ladepunkte. Diese werden über das CPO-Backend an die Ladeinfrastruktur übertragen. Abhängig von der im jeweiligen Zeitintervall vorgesehenen Energiemenge wird die Ladeleistung reduziert, erhöht oder ein Ladevorgang vollständig pausiert. Ein wesentlicher Bestandteil der Erprobung ist das gezielte Pausieren und Wiederaufnehmen von Ladevorgängen. Bis auf ein getestetes Fahrzeug konnten die Ladevorgänge durch entsprechende Stromvorgaben unterbrochen und anschließend wieder aufgenommen werden. Darüber hinaus zeigte sich, dass die vorgegebenen Stromgrenzen durch die Ladeinfrastruktur nicht überschritten werden.

Zur Bewertung der Fahrplanumsetzung wird die vorgesehene Energiemenge jedes 15-Minuten-Intervalls mit der aus den protokollierten Ladeinformationen abgeleiteten tatsächlich umgesetzten Energiemenge verglichen. *Abbildung 21* zeigt den Verlauf über einen Versuchstag. Zu Beginn des betrachteten Zeitraums ist eine hohe Übereinstimmung zwischen Plan- (orange) und Ist-Werten (blau) zu erkennen. Insbesondere während des Anstiegs der vorgesehenen Energiemenge am Vormittag folgt der Ist-Verlauf dem vorgegebenen Fahrplan. Ab 12:45 Uhr ist zu erkennen, dass der Plan-Wert von dem Ist Wert abdriften. Diese Differenz konnte auf einen Logikfehler in der Steuerung zurückgeführt werden. Um 17:45 Uhr – 18:15 Uhr wird der Fehler behoben, aus diesem Grund ist in diesem Zeitbereich erneut eine hohe Abweichung zu erkennen. Um 15:00 Uhr, 16:15 Uhr und 17:00 Uhr werden alle Ladevorgänge erfolgreich pausiert. Um 19:15 Uhr, 21:15 Uhr und 21:30 Uhr lädt nur noch ein Fahrzeug. Hier ist zu erkennen, dass eine Änderung des Ladeverhaltens immer erst im nächsten 15 Minuten Slot ausgeglichen werden kann, da die Energiemenge bereits beschafft ist. Wenn mehrere Fahrzeuge laden, kann diese Energiemenge umverteilt werden.

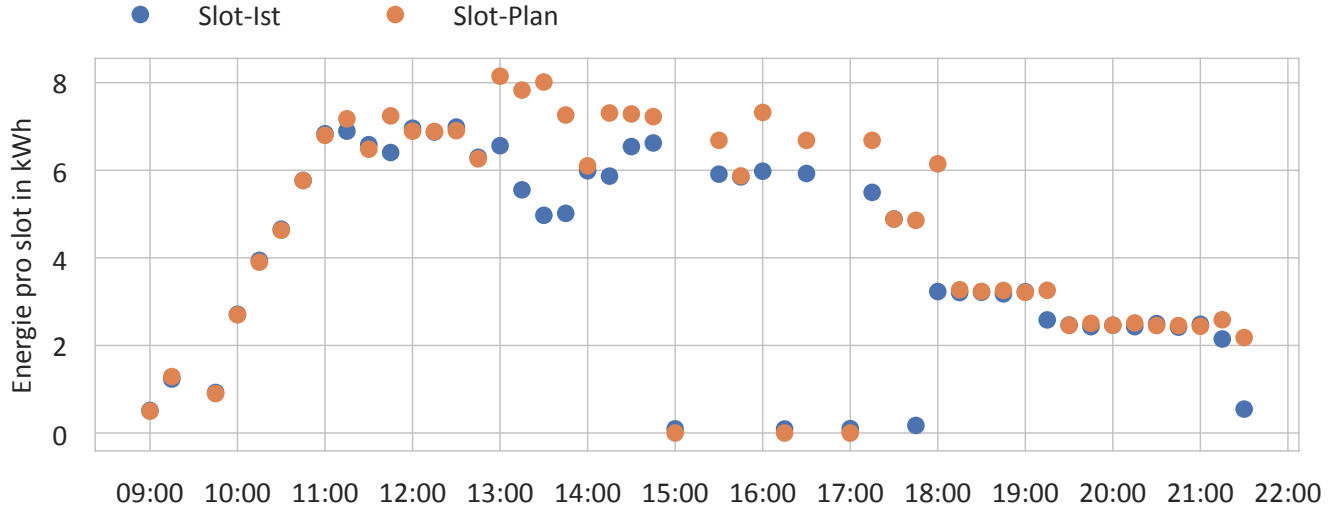


Abbildung 21: *Verlauf der geplanten Energie pro Zeitslot in orange und der tatsächlichen Energie in blau*

Durch den Feldtest konnte gezeigt werden, dass bei fast allen Fahrzeugen, die Ladevorgänge pausiert werden können, ohne dass dadurch der Ladevorgang abgebrochen wird. Die vorgegebenen Stromgrenzen an die Ladeinfrastruktur wurden zu keinem Zeitpunkt überschritten. Die vorgesehene Energie kann, wenn diese erreichbar ist, genau auf die Fahrzeuge verteilt werden. Probleme, die der Feldtest aufgedeckt hat, sind zum einen, dass ohne die ISO 15118 nicht genau gesagt werden kann, wann ein Fahrzeug voll ist, da die genaue Energiemenge unbekannt ist. Zusätzlich läuft die Intraday Nachoptimierung aktuell ohne konkrete Preisvorhersagen, da diese zum aktuellen Zeitpunkt nicht vorhanden sind. Außerdem ist das Ladeverhalten verschiedener Fahrzeuge schwer vorherzusagen, da unterschiedliche unbekannte Ladekurven haben.

3.4.4 Monitoringsystem zur Bewertung des Park4Flex-Konzeptes

Zur Untersuchung möglicher Netzrückwirkungen der Ladeinfrastruktur wird analysiert, ob Änderungen des Ladestroms zeitlich mit Auffälligkeiten der lokalen Netzspannung zusammenfallen. Im Mittelpunkt steht dabei nicht ausschließlich die Veränderung von Effektivwerten über längere Zeiträume, sondern insbesondere das Verhalten hochaufgelöster Strom- und Spannungswellenformen im Millisekundenbereich.

Die Messung erfolgt am Anschluss der Ladeinfrastruktur eines Parkhauses. Ein Messgerät erfasst dort die elektrische Gesamtwirkung von 20 Ladepunkten. Ergänzend wird einer dieser Ladepunkte separat vermessen. Dadurch lässt sich bei ausgewählten Ereignissen zusätzlich untersuchen, ob ein in der Gesamtanlage beobachtetes Verhalten zeitgleich auch an diesem einzelnen Ladepunkt auftritt. Da die übrigen 19 Ladepunkte nicht separat erfasst werden, lässt sich daraus jedoch nicht auf deren individuelles Verhalten schließen. Das eingesetzte UMG801 ist als dreiphasige Vierleitermessung mit angeschlossenem Neutralleiter installiert. Dadurch lassen sich die hochaufgelösten Leiterströme jeweils direkt der Spannung derselben Phase gegen Neutralleiter gegenüberstellen.

Die operative Datenbasis umfasst 7.337 physikalische Störereignisse in einem Zeitraum von 04.07.2025 – 30.04.2026. Für 7.203 Ereignisse liegt eine wissenschaftlich verwertbare hochaufgelöste Strom- und Spannungsbasis vor. Insgesamt werden 267.062 einzelne Transientenepisoden identifiziert, davon 107.359 Strom- und 159.703 Spannungsepisoden. Da innerhalb einer Messung mehrere Transienten auftreten können, ist die Zahl der Episoden deutlich größer als die Zahl der Messereignisse.

Für die Transientenerkennung wird nicht unmittelbar die sinusförmige Strom- oder Spannungswelle bewertet. Stattdessen wird für jede Messung eine zyklussynchrone Referenz aus geeigneten, störungsarmen Netzperioden derselben Aufnahme gebildet. Strom und Spannung werden dabei getrennt bewertet. Die Abweichung der gemessenen Wellenform von der erwarteten Referenz ergibt das Residuum. Dieses hebt lokale Abweichungen hervor, die in der ursprünglichen Wechselgröße aufgrund der wesentlich größeren Grundschwingung nur schwer erkennbar sind. Die Detektion signifikanter Auffälligkeiten erfolgt über robuste, kanalspezifische Schwellen sowie Persistenz- und Impulskriterien. Eine einzelne kurzzeitige Schwellenüberschreitung reicht damit nicht automatisch für die Klassifikation als Transiente aus.

Als Onset gilt der früheste native Messpunkt, der anschließend durch das vollständige Detektionskriterium bestätigt wird. Der Zeitpunkt ergibt sich damit weder aus dem Mittelpunkt einer Störung noch aus dem maximalen Ausschlag. Diese Definition ist insbesondere für die zeitliche Reihenfolge zwischen Strom und Spannung entscheidend. Die Simultaneitätsgrenze wird für jede Aufnahme aus der nativen Zeitauflösung abgeleitet und liegt bei den hochaufgelösten Stromkanälen typischerweise bei etwa 0,156 ms. Für Ereignisse mit mehreren Strom- und Spannungstransienten reicht ein einfaches zeitliches Fenster allein nicht aus. Ein Strom- und ein Spannungstransient bilden nur dann ein Paar, wenn beide innerhalb des lokalen Zuordnungsfensters die festgelegten konservativen Mutual-Nearest- und Endpoint-Reuse-Regeln erfüllen. Nicht eindeutig zuordenbare Transienten bleiben ungepaart und werden nicht künstlich zu Restpaaren zusammengeführt.

Von den 7.203 Messereignissen mit mindestens einer detektierten transienten Episode weisen 2.524 Ereignisse (35,04 %) ausschließlich

Spannungstransienten auf. Lediglich vier Ereignisse (0,06 %) enthalten ausschließlich Stromtransienten. In insgesamt 4.675 Ereignissen (64,90 %) treten sowohl Strom- als auch Spannungstransienten innerhalb derselben Messung auf. Das allein bedeutet jedoch noch nicht, dass beide Transienten unmittelbar miteinander zusammenhängen. Für die zeitliche Zuordnung werden deshalb konservative Kriterien verwendet. Ein Strom- und ein Spannungstransient werden nur dann als Paar gewertet, wenn sie auf derselben Phase auftreten, innerhalb des betrachteten Triggerbereichs liegen, höchstens 0,5 ms voneinander entfernt sind und gegenseitig ihre jeweils zeitlich nächstgelegene Transiente darstellen. Nicht eindeutig zuordenbare Transienten bleiben ungepaart. Unter diesen Bedingungen lassen sich in 1.684 Messereignissen eindeutige Strom-/Spannungs-Transientenpaare bestimmen. Davon enthalten 1.632 Ereignisse genau ein Paar und 52 Ereignisse zwei Paare. Für die weitere quantitative Auswertung ergeben sich damit insgesamt 1.736 eindeutige Strom-/Spannungs-Transientenpaare.

$$\Delta t = t_{U,onset} - t_{I,onset}$$

Ein positives Δt bedeutet, dass die Stromtransiente zuerst auftritt. Ein negatives Δt bedeutet, dass die Spannungstransiente zuerst auftritt. Liegt der zeitliche Abstand innerhalb der aus der nativen Messauflösung abgeleiteten Simultaneitätsgrenze, gelten beide Transienten als innerhalb der Messauflösung simultan. Diese Einordnung beschreibt ausschließlich die zeitliche Reihenfolge und stellt keine Ursache-Wirkungs-Aussage dar. Nachfolgende *Tabelle 5* zeigt die Zeitliche Einordnung der verschiedenen Messungen.

Ereignisklasse	Anzahl	Anteil
Innerhalb der zeitlichen Auflösung simultan	1.167	67,22 %
Spannungstransiente vor Stromtransiente	267	15,38 %
Stromtransiente vor Spannungstransiente	146	8,41 %
Paar ohne eindeutige enge zeitliche Zuordnung	156	8,99 %
Summe	**1.736**	**100,00 %**

Tabelle 5: *Verschiedene Ereignisklassen über die 1.736 identifizierten Strom-/Spannungs-Transientenpaare*

Mit 1.167 Paaren stellt die simultane Klasse mit 67,22 % die größte Gruppe dar. In diesen Fällen ist der zeitliche Abstand zwischen Strom- und Spannungsonset kleiner oder gleich der aus der realen Messauflösung abgeleiteten Simultaneitätsgrenze. Die Beobachtung ist mit einer unmittelbaren elektrischen Kopplung zwischen Strom- und Spannungsänderung vereinbar. Aufgrund der begrenzten zeitlichen Auflösung lässt sich jedoch nicht bestimmen, welche Größe physikalisch zuerst reagiert. Bei 267 Paaren beziehungsweise 15,38 % wird die Spannungstransiente zeitlich vor der Stromtransiente detektiert. Dieses Muster ist mit einer Spannungsänderung vereinbar, auf die die Ladeinfrastruktur anschließend mit einer Stromänderung reagiert. Eine solche zeitliche Reihenfolge kann beispielsweise mit einer von außen kommenden Netzänderung oder einer lokalen Spannungsstörung vereinbar sein. Aus der zeitlichen Reihenfolge allein kann jedoch keine Ursache-Wirkungs-Beziehung abgeleitet werden. Bei 146 Paaren beziehungsweise 8,41 % wird zuerst eine Stromtransiente erkannt. Dieses Verhalten ist mit einer kurzfristigen Laständerung und einer anschließenden lokalen Spannungsreaktion über die Netzimpedanz vereinbar. Auch hier erlaubt die Messung von Strom und Spannung am gleichen lokalen Punkt keine eindeutige kausale Interpretation. Weitere 156 Paare beziehungsweise 8,99 % erfüllen zwar die Paarungskriterien, lassen sich jedoch nicht zuverlässig einer engen zeitlichen Reihenfolgeklasse zuordnen.

Zur Veranschaulichung der hochaufgelösten Messdaten werden zwei beispielhafte Ereignisse gegenübergestellt. Die Beispiele werden bewusst nicht als statistische Richtungsverteilung interpretiert, sondern zeigen zwei unterschiedliche Signalverläufe, die in den Messdaten beobachtet werden. *Abbildung 22* zeigt ein Ereignis, bei dem die unmittelbaren Strom- und Spannungsabweichungen in entgegengesetzte Richtungen verlaufen. In diesem Beispiel steigt der Strom kurzzeitig deutlich an, während die Spannung nahezu gleichzeitig beziehungsweise kurz darauf absinkt. Ein solcher Verlauf ist physikalisch mit einer kurzfristigen Stromerhöhung und einer lokalen Spannungsabsenkung über die Netzimpedanz vereinbar. Die Messung erfolgt jedoch am selben lokalen Messpunkt, sodass daraus keine eindeutige Ursache-Wirkungs-Beziehung abgeleitet werden kann.

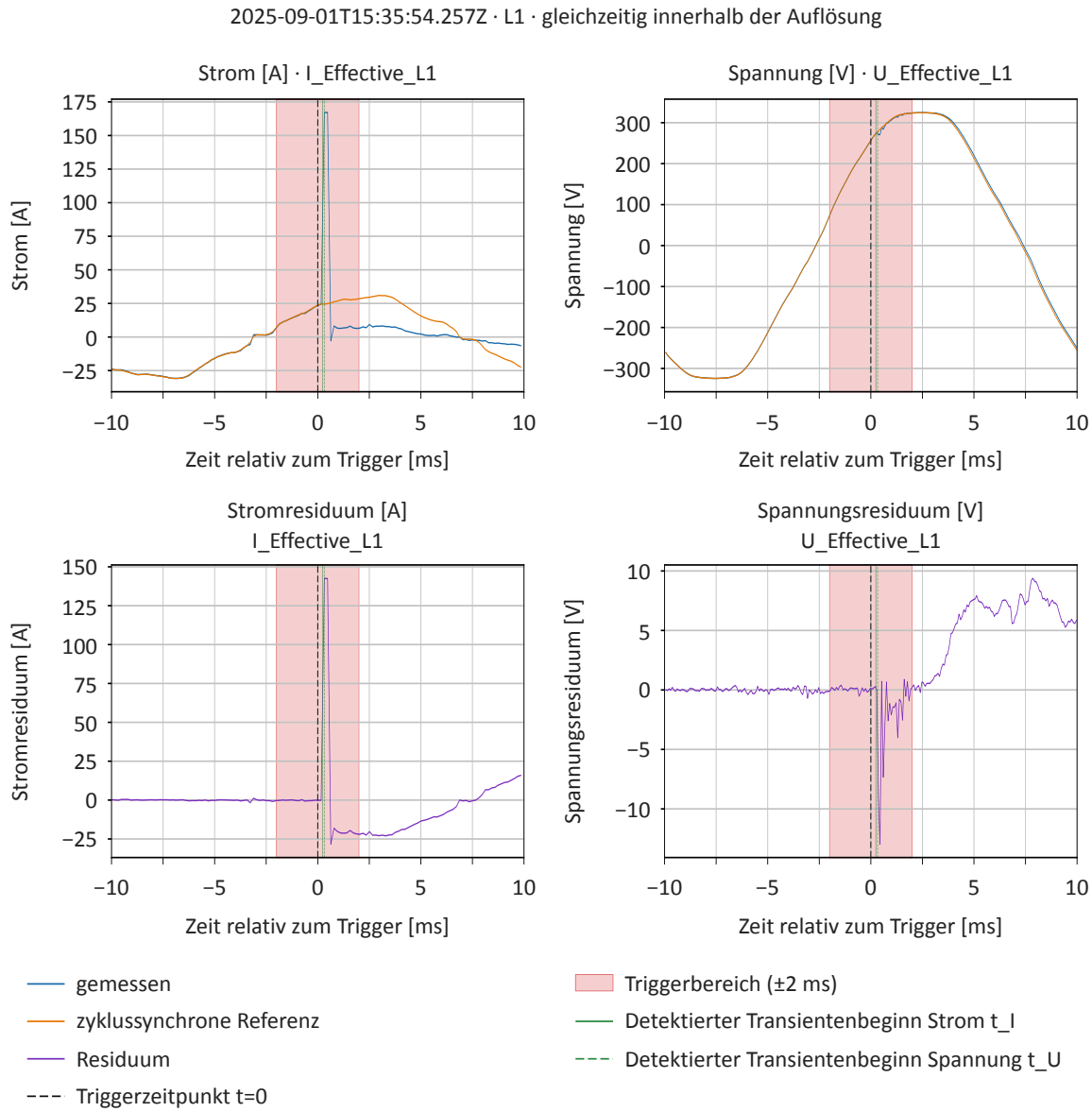


Abbildung 22: *Transientenereignis auf Phase L1 am 01.09.2025, 15:35:54,257 UTC, im Fenster ±10 ms um den Trigger. Oben sind Strom und Spannung als Messung und zyklussynchrone Referenz dargestellt, unten das jeweilige Residuum. Strom- und Spannungstransient setzen innerhalb der zeitlichen Auflösung gleichzeitig ein (Δt = −0,087 ms).*

Abbildung 23 zeigt demgegenüber ein Ereignis, bei dem Strom- und Spannungsabweichung in dieselbe Richtung weisen. Ein solcher Verlauf tritt ebenfalls in den Messdaten auf und verdeutlicht, dass die transienten Zusammenhänge nicht durchgehend einem einzigen Richtungsmuster folgen.

Die Untersuchung der Netzrückwirkungen zeigt, dass im Betrieb der Ladeinfrastruktur sowohl Strom- als auch Spannungstransienten auftreten, deren zeitlicher Zusammenhang anhand hochaufgelöster Messdaten analysiert werden kann. Durch die Erfassung der Strom- und Spannungswellenformen im Millisekundenbereich konnten kurzzeitige Veränderungen identifiziert werden, die bei einer ausschließlichen Betrachtung längerfristiger Effektivwerte nicht in gleicher Weise erkennbar wären. Die Auswertung verdeutlicht, dass Strom- und Spannungsänderungen in unterschiedlicher zeitlicher Reihenfolge auftreten können. Während bei einem Teil der Ereignisse zunächst eine Spannungsänderung festgestellt wird, geht bei anderen Ereignissen eine Stromänderung voraus. Letzteres ist mit einer durch Laständerungen hervorgerufenen lokalen Spannungsreaktion vereinbar. Umgekehrt können Spannungsänderungen im Netz auch eine Reaktion der angeschlossenen

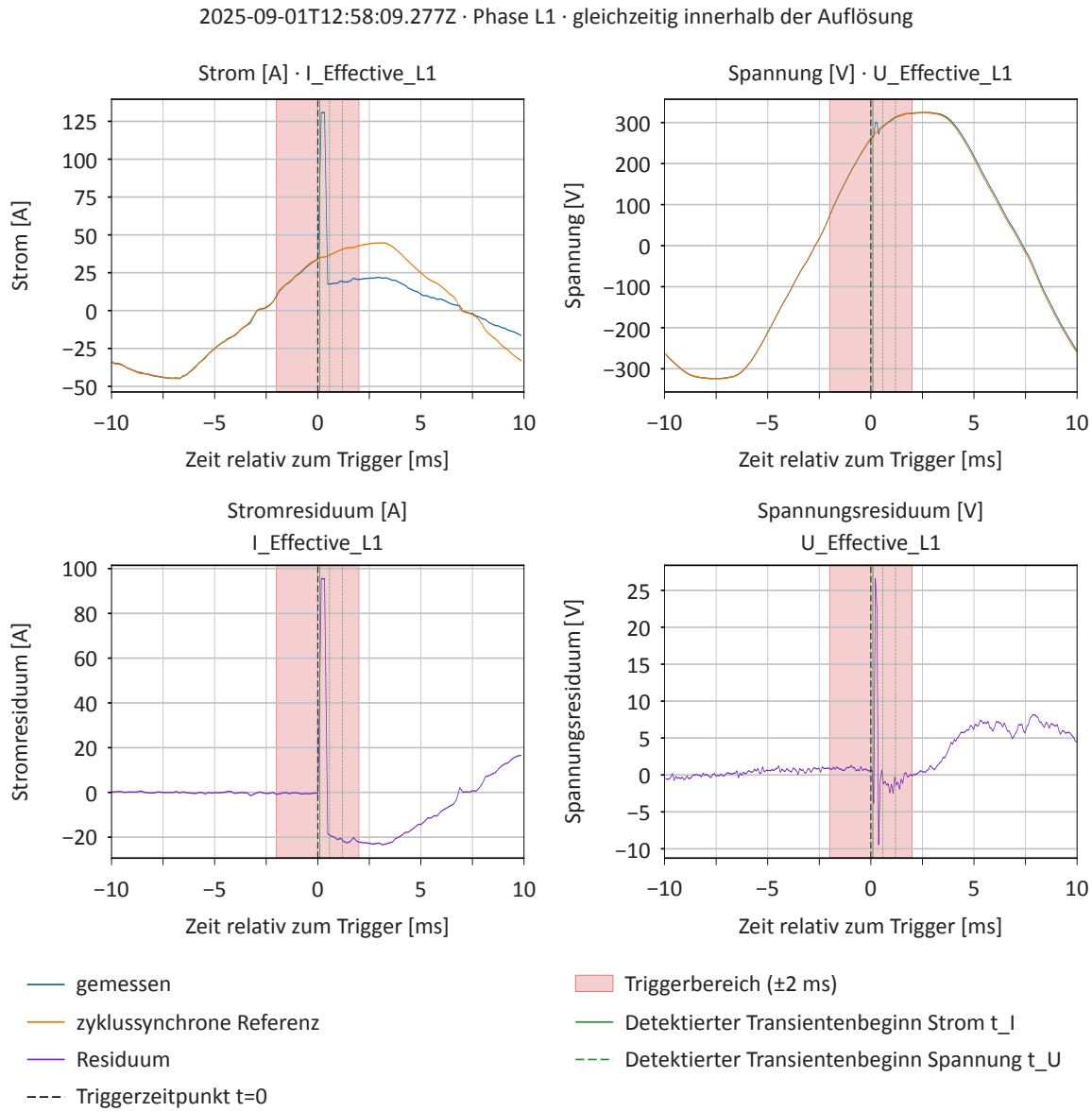


Abbildung 23: *Transientenereignis auf Phase L1/L2 am 01.09.2025, 12:58:09,277 UTC, im Fenster ±10 ms um den Trigger. Oben sind Strom und Spannung als Messung und zyklussynchrone Referenz dargestellt, unten das jeweilige Residuum. Strom- und Spannungstransient setzen innerhalb der zeitlichen Auflösung gleichzeitig ein und zeigen in diesem Beispiel eine gleichgerichtete unmittelbare Abweichung (Δt = 0,162 ms).*

Ladeinfrastruktur auslösen. Eine eindeutige Zuordnung von Ursache und Wirkung ist anhand der vorliegenden Messungen jedoch nicht möglich, da Strom und Spannung am selben Netzanschlusspunkt erfasst werden und keine unabhängige vorgelagerte Spannungsmessung zur Verfügung steht. Die Ergebnisse ermöglichen somit eine Bewertung der zeitlichen Zusammenhänge und physikalischen Plausibilität, jedoch keinen abschließenden Nachweis, ob einzelne Spannungsstörungen durch die Ladeinfrastruktur verursacht wurden. Insgesamt verdeutlicht die Untersuchung den Nutzen hochaufgelöster Messungen für die Analyse kurzzeitiger Netzrückwirkungen von Ladeinfrastruktur. Für eine weiterführende Bewertung und eine eindeutige Ursachenidentifikation wären zusätzliche, zeitlich synchronisierte Messungen an vorgelagerten Netzpunkten sowie eine erweiterte Erfassung einzelner Ladepunkte erforderlich.

3.5 Nutzerbefragung und -studie

AUTOR: SMART GRIDS-PLATTFORM BADEN-WÜRTTEMBERG E.V.

Rationale AP 3.1

Im Rahmen des Park4Flex AP 3 sollten innovative Geschäftsmodelle (Business Use Cases, „BUC“) für den Einsatz der bei parkraumbasierten Flexibilitäten gewonnenen Potenziale entwickelt werden. Im Rahmen des AP 3.1 wurden zunächst empirische Untersuchungen durchgeführt, die diesem eine realitätsorientierte Grundlage geben sollten. Als Ziel wurde hierfür formuliert: die „Durchführung von Sozialforschungsmaßnahmen um die Entwicklung von Business Use Cases durch die Projektpartner evidenzbasiert zu unterstützen“. Mittel zur Erreichung des Ziels war die Gestaltung einer empirischen Mixed-Method-Studie der Parkhausnutzerinnen und -nutzer zum Zwecke einer Verfeinerung der Business Use Cases.

Konzeption und Ablauforganisation

Im uAP 3.1.1 wurde die konzeptionelle Arbeit für die gesamte Erhebung angelegt, diese wurde von SmartGridsBW mit den Projektpartnern umfänglich abgesprochen. Die Arbeiten wurden als zweistufiges Mixed-Method-Forschungsdesign angelegt. Die explorative, qualitative Studie erfasste die relevanten Fragen und Einstellungskonstellationen zur Themenstellung in der Tiefe; die anschließende quantitative Erhebung bildet die konfirmatorische Komponente der verknüpften Methoden. Die Inhalte der quantitativen Befragung leiten sich unmittelbar aus der qualitativen Untersuchung in Verbindung mit dem gesichteten Forschungsstand ab.

Die zwölf qualitativen Tiefeninterviews wurden 2023 durchgeführt. Die daraus entstandene Publikation „E-Mobilität zur Hebung dezentraler Netzflexibilitäten: Ergebnisse einer qualitativen Befragung" wurde am 1. Dezember 2023 veröffentlicht. Im selben Monat lief die Feldphase der repräsentativen Erhebung. Deren Auswertung erschien unter dem Titel „E-Mobilität zur Hebung dezentraler Netzflexibilitäten: Ergebnisse einer repräsentativen Befragung" und wurde am 22. März 2024 veröffentlicht.

Methodik der qualitativen Befragung: Themen und Interviews

Der methodische Ansatz der ersten Teilstudie ist explorativ und sinnverstehend ausgelegt, um die Denkstrukturen, das Verständnis und die Argumentationsmuster für potenzielle Handlungen der Befragten nachvollziehen zu können. Befragt wurde mittels eines Interview-Leitfadens, der ausschließlich offene Schlüsselfragen enthielt und als Erzählanstoß diente. Dieser wurde von SmartGridsBW in Rücksprache mit den Projektpartnern entwickelt. Das Interviewer-Briefing legte besonderen Wert auf eine wertfreie Fragestellung, um keinen sozialen Erwartungsdruck entstehen zu lassen. Die Durchführung erfolgte durch eine im Fachgebiet Mobilität versierte und in sozialwissenschaftlicher Interviewtechnik geschulte Interviewperson mit der Anweisung, die Gesprächsdynamik zu nutzen und auf die Leitfadenfragen nur zurückzugreifen, wenn die Erzählungen weit vom Thema abwichen oder relevante Aspekte noch nicht angesprochen worden waren. Die Auswertung nach Mayring (2022) [3] erfolgte durch SmartGridsBW mittels qualitativer Zuordnung der inhaltlichen Kernargumente, wobei zusammenhängende Themenkomplexe zum jeweiligen Überbegriff zusammengeführt wurden. Als Ziel des Papiers benennen die Autoren die deskriptive Darstellung der Interviewinhalte in thematisch zusammenhängenden Clustern und die anschließende Ableitung für Hypothesen, welche die folgenden uAPs anleiteten.

Ergebnisse der qualitativen Befragung

Die zwölf Teilnehmenden der qualitativen Interviews wurden durch zufällige Ansprache aus ganz Deutschland rekrutiert. Rekrutierungsbedingung war der Besitz eines Führerscheins der Klasse B oder vergleichbar sowie die Voraussetzung, dass die Teilnehmenden die Möglichkeit, ein E-Auto zu fahren, nicht kategorisch ausschließen. Von den Befragten waren 25 Prozent weiblich und 75 Prozent männlich. Die durchschnittliche Interviewzeit betrug 21 Minuten und 30 Sekunden bei einer Nettointerviewzeit von insgesamt 4 Stunden und 18 Minuten; das Textvolltranskript umfasst 112 Seiten. Der formale Bildungsstand der Befragten variierte, jedoch ließ sich bereits bei der Rekrutierung nicht vermeiden, dass mehr Personen mit formal hohem Bildungsstand unter die Befragten eingingen. Bei gleichhäufiger

Ansprache zeigte sich seitens männlicher Personen eine größere Bereitschaft zur Teilnahme. Die Einkommen reichten von deutlich unterhalb bis deutlich oberhalb des Durchschnittseinkommens. Mehrere Befragte fahren E-Fahrzeuge, die Mehrheit fährt Autos mit Verbrennungsmotor. Die detaillierten Ergebnisse der qualitativen Studie werden hier im Folgenden kurz zusammengefasst und sind im veröffentlichten Papier nachzulesen.[4]

Unter den Befragten wird E-Mobilität tendenziell positiv, aber sehr differenziert betrachtet; das Bild ist nicht durch Euphorie gekennzeichnet. Als die beiden Schlüsselkriterien für beziehungsweise gegen die Elektromobilität benennen die Befragten die Finanzen – insbesondere hohe Anschaffungspreise und eine geringe Verfügbarkeit von Gebrauchtangeboten – sowie die ausreichende Verfügbarkeit von Ladeinfrastruktur. Die öffentlich kolportierte „Reichweitenangst" ist unter den Befragten nicht sichtbar beziehungsweise kaum emotional besetzt. Zu geringe Reichweiten werden lediglich in Bezug auf Langstreckenfahrten im Außendienst und besonders im Urlaub thematisiert, für Alltagsstrecken werden unter den Befragten keine Zweifel geäußert.

Beim User-Interface lautet das übergeordnete Feedback, dass die Handhabung möglichst einfach sein sollte, bei gleichzeitiger Bewahrung der Transparenz über die das eigene Fahrzeug betreffenden Vorgänge. Als Zugangsmöglichkeiten werden die Identifizierung durch das Einstecken des Fahrzeugs an der Ladesäule, die Parkkarte beziehungsweise Ladekarte, eine App sowie eine browserbasierte Lösung genannt. Die Optionen sollten kombiniert werden, um Rückfallebenen – etwa bei fehlendem Netzempfang – zu bieten und persönliche Präferenzen zu berücksichtigen. Als maximale Fallback-Option sollte die direkte Bezahlung mittels Kredit- oder Bankkarte ermöglicht werden. Angestrebt werden „One-Fits-All"-Lösungen anstelle einer Vielzahl von Anbietern.

Die Nutzung von Fahrzeugbatterien als Netzflexibilität wird von allen Befragten als sehr komplexes Thema bewertet. Leistungsgesteuertes Laden ist für die Befragten gut verständlich und mit entsprechenden Anreizen – einem finanziellen Vorteil bei geringerer Ladeleistung – für die meisten akzeptabel. Bidirektionales Laden ist für einen Teil der Befragten nur schwer nachvollziehbar. Die Bedenken über die Verringerung der Ladezyklen und damit der Lebensdauer der Fahrzeugbatterie müssen durch große Transparenz zerstreut werden, für die Abnutzung ist eine großzügige und nachvollziehbare finanzielle Kompensation erforderlich. In jedem Fall muss die volle Kontrolle bei den Nutzerinnen und Nutzern des Fahrzeugs verbleiben. Einfache Einstellungen – etwa zu welchem Zeitpunkt das Fahrzeug verfügbar sein muss und wie viel Prozent Ladung vorhanden sein müssen – erleichtern das Verständnis und können sich damit auf die Bereitschaft zur Flexibilitätenbereitstellung auswirken.

Das Parken in Parkhäusern und großen Garagen wird von den Befragten auf Nachfrage mit eher negativer Tendenz bewertet. Kritisiert werden die geringe Platzverfügbarkeit und das Manövrieren auf engem Raum, die Verweildauer wird möglichst geringgehalten. Mangelhafter Mobilfunkempfang wird von den meisten Personen genannt, Vertrauen darin, dass Netzempfang verfügbar ist, äußert niemand. Für die Flexibilitätenbereitstellung werden Parkgaragen aufgrund der längeren Standzeiten der Fahrzeuge als ideal gesehen. Mit der Vorstellung der Ergebnisse der qualitativen Befragung wurde der Park4Flex Meilenstein M3 erreicht.

Untersuchungsgegenstand und Methodik der repräsentativen Befragung

Die zweite Teilstudie (durchgeführt von SmartGridsBW) leitet die relevanten Themen von der durchgeführten qualitativen Teilstudie ab. Als Oberbegriff für den Themenkomplex werden die Teilaspekte „netzdienliches Laden" untersucht. Dies schließt leistungsgesteuertes unidirektionales Laden sowie bidirektionales Laden ein, ungeachtet dessen, ob damit Netz- oder Systemdienstleistungen erbracht werden oder eine Marktoptimierung angestrebt wird. Da bei den Befragten weder das Wissen über die Funktionsweise des Energiesystems noch eine Kenntnis der technischen Vorgänge vorausgesetzt werden kann, wird in der Befragung nicht weiter differenziert, für welche Form von Netz- oder Systemdienstleistung die Ladesteuerung erfolgt. Die Untersuchung bezieht sich ausschließlich auf batterieelektrische Fahrzeuge (BEV) und ausschließlich auf Vehicle-to-Grid-Szenarien; Vehicle-to-Home wird nicht betrachtet. Der Akzeptanzbegriff wird in Anlehnung an van Heuveln et al. (2021) [5] und Huijts et al. (2012) [6] im Sinne

einer „Consumer Acceptance" konzeptualisiert, also als positive Bewertung der Eigenschaften von Produkten oder Dienstleistungen mit im weiteren Sinne Kauf- oder Nutzungsabsicht. Das Literature Review zeigt auf, dass bislang keine Untersuchung durchgeführt wurde, welche die Akzeptanz netzdienlichen Ladens mittels einer repräsentativen Befragung in Deutschland erhebt.

Abgefragt wurde die Bekanntheit leistungsgesteuerten Ladens, die Bekanntheit bidirektionalen Ladens, die Bekanntheit leistungsgesteuerten netzdienlichen Ladens sowie die Bewertung leistungsgesteuerten Ladens, die Bewertung bidirektionalen Ladens und die Bewertung möglicher Batterieabnutzung. Operationalisiert wurde so, dass zunächst jeweils eine subjektive Einschätzung der eigenen Kenntnis erhoben wurde und anschließend die Bewertung anhand der Konsequenzen für die Befragten. Die Bewertungsitems wurden mit einer fünfstufigen Likert-Skala und stets mit einer Nichtbeantwortungs-Kategorie („Nonresponse“) ausgestattet, um die Abgabe wahlloser Antworten trotz Meinungslosigkeit („Nonattitudes“) zu reduzieren.

Stichprobenziehung und Erhebung wurden von der forsa Gesellschaft für Sozialforschung und statistische Analysen mbH durchgeführt. Die Befragten entstammen dem forsa.Omninet-Panel, das keinen aktiven Einstieg zulässt, sondern nur eine Aufnahme nach bereits erfolgter Ansprache im Rahmen einer vorgelagerten repräsentativen CATI-Erhebung. Die Rekrutierung erfolgte durch mehrfache Randomisierung: Zunächst wurden die Vorwahlschlüssel der Haushalte ermittelt, innerhalb derer mittels Random-Digit-Dialing zufällig ausgewählte Telefonnummern angerufen wurden, wodurch auch nicht in Telefonbüchern gelistete Nummern einschließlich VoIP in die Auswahl gelangen. Im Haushalt wurde mittels der Last-Birthday-Methode eine zufällige Person ab 18 Jahren ermittelt. Aus dem Panel wurde für die Studie eine Stichprobe gezogen, die – wo nötig – nach Alter, Geschlecht und Region gewichtet wurde. Die Feldphase fand im Dezember 2023 statt, finale Bearbeitung des Samples im Januar 2024, insgesamt nahmen 1004 Personen teil. Die Stichprobengröße führt gegenüber der Grundgesamtheit – der Wohnbevölkerung Deutschlands ab 18 Jahren – zu einer Fehlertoleranz von plus/minus 3 Prozentpunkten bei den Häufigkeitsverteilungen. Eine geringe methodische Schwäche ist der Ausschluss von Personen ohne Internetzugang von der Befragung, jedoch beträgt die Internetverfügbarkeit mittlerweile 95 Prozent aller Haushalte. Die Annahme, dass jene Haushalte, die über keinen Internetzugang verfügen, nicht als potenzielle Zielgruppe für die Nutzung von E-Fahrzeugen in Betracht kommen, ist plausibel und mindert damit diese methodische Schwäche.

Ergebnisse der repräsentativen Befragung

Um die sozialwissenschaftliche Belastbarkeit der Studie zu gewährleisten, wurde zunächst die Passung des Samples auf die Gesamtbevölkerung untersucht. Die regionale Verteilung des Samples weicht um maximal einen Prozentpunkt von der Bevölkerungsverteilung ab. Die Frage nach dem Geschlecht wurde von 51 Prozent mit „weiblich" und von 49 Prozent mit „männlich" beantwortet, was der tatsächlichen Verteilung in Deutschland entspricht; die ebenfalls angebotene Option „divers" wurde von keiner befragten Person gewählt. Das mediane Alter der Befragten lag bei 51 Jahren gegenüber 45 Jahren in der Gesamtbevölkerung, was sich durch die Befragung von Personen ab 18 Jahren erklärt. Auf die Altersgruppen entfielen 18 Prozent (18 bis 29 Jahre), 20 Prozent (30 bis 44 Jahre), 26 Prozent (45 bis 59 Jahre) und 35 Prozent (60 Jahre und älter). Beim formalen Bildungsstand entfielen 17 Prozent auf Volks- und Hauptschule, 32 Prozent auf mittlere Abschlüsse, 21 Prozent auf Hochschulreife beziehungsweise Abitur und 28 Prozent auf ein Studium. Die leichte Verschiebung hin zu höheren Abschlüssen ist nicht als Samplingfehler, sondern als Messartefakt der Bildungserfassung zu bewerten. Die Analyse des Samples, sowie die im Folgenden überblicksartig dargestellten Ergebnisse sind in der veröffentlichten Studie im Detail nachzulesen.[7]

Die Frage, ob bekannt sei, dass die Ladegeschwindigkeit von E-Fahrzeugen variiert werden kann, bejahten 68 Prozent der Befragten, 26 Prozent verneinten sie und 6 Prozent machten keine Angabe. Auf die Frage, ob bekannt sei, dass die Ladegeschwindigkeit reduziert werden kann, um die Stromnetze zu entlasten (*Abbildung 24*), gaben noch 49 Prozent an, dies zu wissen, 43 Prozent verneinten und 6 Prozent machten keine Angabe.

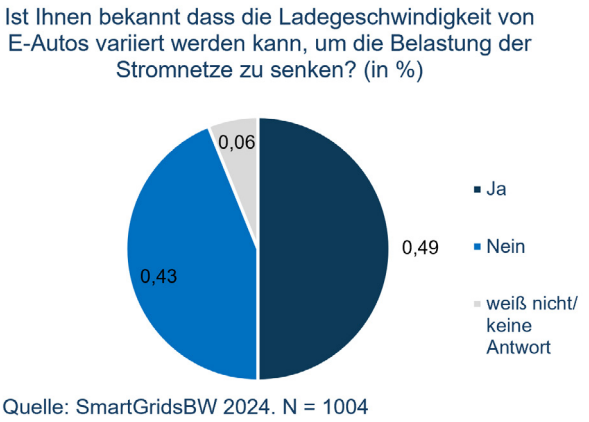


Abbildung 24: *Bekanntheit leistungsgesteuerten Ladens*

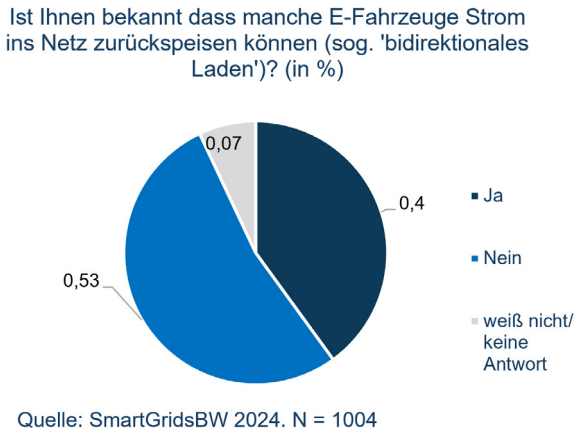


Abbildung 26: *Bekanntheit bidirektionalen Ladens*

Die Bereitschaft, eine geringere Ladegeschwindigkeit für geringere Ladekosten zu akzeptieren (*Abbildung 25*), liegt bei 64 Prozent positiver Bewertungen – 29 Prozent stimmen voll und ganz zu, 35 Prozent eher zu –, die Ablehnung beträgt insgesamt 10 Prozent. Noch höher liegt die Bereitschaft mit 74 Prozent (38 Prozent volle, 36 Prozent eher zustimmende Bewertungen), wenn das Fahrzeug sicher zu einem von der Nutzerin oder dem Nutzer festgelegten Zeitpunkt vollgeladen ist; hier lehnen nur 7 Prozent ab.

Diese Aussagen sind bei Betrachtung individueller sozioökonomischer Variablen wie Geschlecht, Alter, Bildung und Einkommen stabil; die gemessenen Unterschiede sind nicht signifikant und liegen größtenteils im Bereich der Messtoleranz der Erhebung.

Der Bekanntheitsgrad bidirektionalen Ladens (*Abbildung 26*) liegt mit 40 Prozent niedriger; 53 Prozent kennen den Begriff nach eigener Angabe nicht, 7 Prozent geben keine Antwort.

Bei den beiden Fragen zur Bereitstellung von Batteriekapazität gegen monetäre Anreize (*Abbildung 27*) stimmen 37 beziehungsweise 39 Prozent zu, die Ablehnung liegt bei 26 beziehungsweise 24 Prozent, und 17 beziehungsweise 16 Prozent antworten mit „weiß nicht/keine Angabe". Ambivalente und Nicht-Antworten erreichen zusammen 37 Prozent und damit eine ähnliche Höhe wie die Zustimmungswerte. Dem Bedenken, die Bereitstellung eines Teils der Batteriekapazität könne die Lebensdauer der Fahrzeugbatterie verkürzen, stimmen 41 Prozent zu (15 Prozent voll und ganz, 26 Prozent eher); 23 Prozent antworten ambivalent und 22 Prozent machen keine Angabe.

Beim Kenntnisstand zeigen sich ausgeprägte Unterschiede zwischen den Geschlechtern.

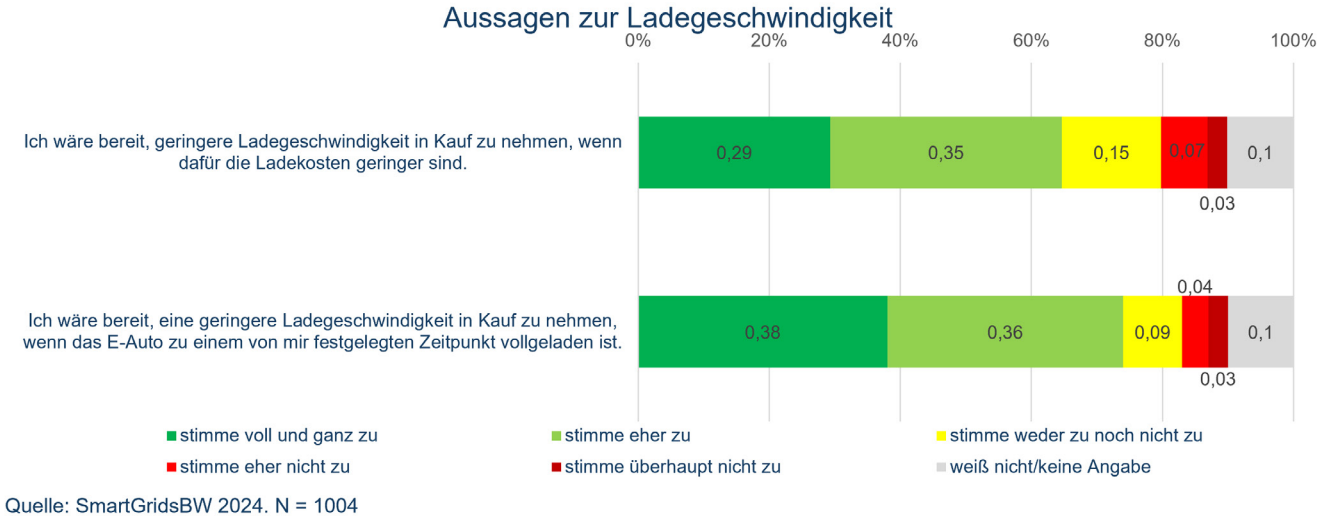
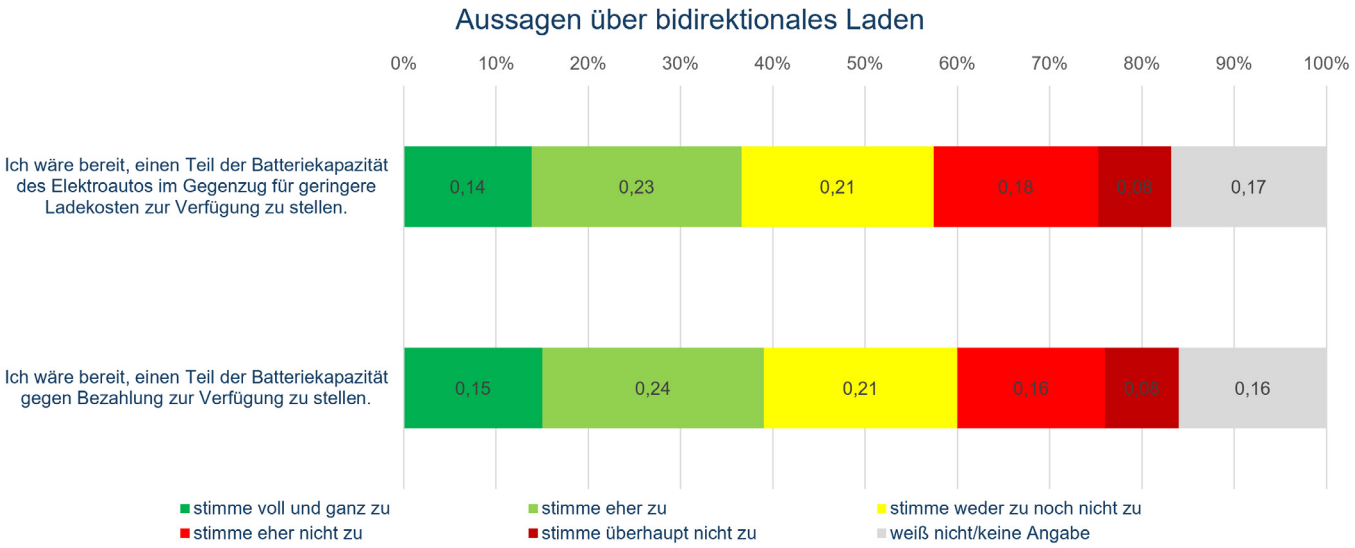


Abbildung 25: *Aussagen zur Ladegeschwindigkeit (in %)*



Quelle: SmartGridsBW 2024. N = 1004

Abbildung 27: *Aussagen zur Ladegeschwindigkeit (in %)*

Dass die Ladegeschwindigkeit zur Senkung der Netzbelastung gesteuert werden kann, ist nach eigener Angabe 67 Prozent der Männer, aber nur 31 Prozent der Frauen bekannt; der Unterschied zwischen den Gruppen ist höchstsignifikant ($p < 0{,}001$; $\chi^2 = 109{,}8$). Das Prinzip des bidirektionalen Ladens kennen nach eigener Angabe 57 Prozent der Männer gegenüber 25 Prozent der Frauen, ebenfalls höchstsignifikant ($p < 0{,}001$; $\chi^2 = 115{,}6$). Sozioökonomische Ressourcen in Form von Bildung und Einkommen haben demgegenüber keinen signifikanten Effekt. Als mögliche Erklärungen ist hier der Gender Confidence Gap sowie die soziokulturell verankerte Stereotypisierung zu benennen. Damit ist die Differenz jedoch nicht vollständig zu erklären, was weiterhin auf einen grundlegenden Informationsunterschied hindeutet.

Die Interpretation der insgesamt robusten Ergebnisse muss an mehreren Stellen geringfügig eingeschränkt werden. Zu berücksichtigen sind ein Befragungsbias, insbesondere die von den Befragten antizipierte soziale Erwünschtheit einer positiven Antwort, sowie der Umstand, dass die wenigsten Befragten zum Zeitpunkt der Befragung ein E-Fahrzeug fahren und daher nicht auf Erfahrungswerte, sondern auf ihre aktuelle Informationslage und gewachsene, intuitive Bewertungsmechanismen zurückgreifen. Abgefragt wurde ausschließlich die Vehicle-to-Grid-Nutzung. Bei Skizzierung von Vehicle-to-Home-Szenarien könnten sich die Zustimmungswerte anders gestalten, wobei deren Relevanz durch die hohe Mietquote von rund 58 Prozent in Deutschland insgesamt begrenzt ist. Schließlich unterliegt die Aussage zum wirtschaftlichen Vorteil der Einschränkung des Transfers dieser hypothetischen Angabe auf die Realität, da die Anreizwirkung von der individuellen wirtschaftlichen Situation abhängt.

Fazit und Handlungsempfehlungen

Die repräsentative Untersuchung kommt zu dem Ergebnis, dass netzdienliches Laden im Sinne leistungsgesteuerten und bidirektionalen Ladens trotz der mäßigen Bekanntheit keine grundlegende Ablehnung erfährt; besonderer Enthusiasmus ist jedoch auch nicht sichtbar. Die Informationsgrundlage der Bevölkerung sollte für eine fundierte Meinungsbildung noch erweitert werden.

Für Folgeuntersuchungen empfiehlt sich aus methodischer Sicht die erweiterte Analyse der Einflüsse von Soziodemografie, sozioökonomischen und weiteren verhaltensbeeinflussenden Faktoren – etwa Umwelteinstellungen oder Einstellungen zum Autofahren – auf die dargestellten Variablen mittels multivariater Verfahren, da diese die wechselseitigen Einflüsse der Randbedingungen berücksichtigen können. Als geeignete Verfahren werden je nach Zielstellung multivariate Regression, Strukturgleichungsmodellierung sowie Mehrebenenmodelle, beispielsweise mit den Bundesländern als Aggregatebene, genannt.

Wichtigstes Ergebnis und zentral für die politisch gewollte Ausweitung der Elektromobilität ist die Steigerung des Informiertheitsgrads der gesamten Bevölkerung als Basis für eine fundierte Meinungs- und damit Akzeptanzbildung. Dies ist eine Herausforderung, der sich die Automobilwirtschaft, die Energiewende-Akteure sowie Politik und Verwaltung stellen müssen. Die Herausforderung besteht dabei nach Einschätzung der Studie nicht darin, allgemein zu informieren, sondern die heterogenen Informationsbedarfe der Bevölkerung zu berücksichtigen, was verschiedene Informationstiefen und die Nutzung verschiedener Informationsmedien einschließt. Adressiert werden sollten insbesondere jene Aspekte, die geeignet sind, emotional geladene Ressentiments – genannt wird die Reichweitenangst – zu schüren oder auszuräumen.

Mit der Publikation der Ergebnisse im Q1'2024 und der ausführlichen Analyse im Partnerkreis wurde der Park4Flex-Meilenstein M4 erreicht und den im Park-4Flex AP3 aktiven Partnern die empirische Grundlage für die Entwicklung von Geschäftsmodellen mit geringer Verzögerung im Vergleich zum in der GVB festgelegten Zeitrahmen (2 Monate) übergeben.

3.6 Geschäftsmodelle und Ökobilanzierung

AUTOR: INOVA DE GMBH

Im Rahmen der Geschäftsmodellentwicklung wurden vier unterschiedliche Tarifmodelle für das Laden von Elektrofahrzeugen in Parkhäusern erarbeitet und wirtschaftlich bewertet. Tarif 1 bildet ein klassisches Sofortlade- und Festpreismodell ab, bei dem der Ladevorgang unmittelbar beginnt und keine zeitliche Flexibilität genutzt wird. Tarif 2 garantiert die benötigte Ladung innerhalb der verfügbaren Parkdauer, ermöglicht jedoch eine zeitliche Verteilung des Ladevorgangs. Tarif 3 ist stärker marktpreisorientiert: Der Ladevorgang wird gezielt in günstige Zeitfenster verschoben, wodurch niedrigere Energiekosten an die Nutzerinnen und Nutzer weitergegeben werden können. Tarif 4 erweitert diesen flexiblen Ansatz um eine Beteiligung an den durch die Ladeoptimierung erzielten wirtschaftlichen Vorteilen. Allen flexiblen Varianten ist gemeinsam, dass die gewünschte Energiemenge bis zur angegebenen Abfahrtszeit zuverlässig bereitgestellt werden muss.

Die Wirtschaftlichkeitsanalysen zeigten, dass insbesondere die flexiblen und marktorientierten Tarife gegenüber dem starren Festpreismodell Vorteile bieten. Für das Jahr 2023 lagen die Stromkosten des Festpreismodells etwa doppelt so hoch wie bei Tarif 2 und Tarif 3. Auch die Szenariorechnungen bestätigten grundsätzlich die wirtschaftliche Tragfähigkeit des Geschäftsmodells: Je nach Auslastung, Preisentwicklung und Betriebsbedingungen ergaben sich mögliche Betriebsgewinne zwischen rund 440 T€ im pessimistischen Szenario und mehr als 1,6 Mio. € im günstigen Szenario; für das realistische Szenario wurden rund 894 T€ ermittelt. Die Ergebnisse zeigen damit, dass flexibles Laden sowohl Kostenvorteile für die Nutzerinnen und Nutzer als auch zusätzliche Erlöspotenziale für Parkhaus-, Standort- und Plattformbetreiber bieten kann. Gleichzeitig können durch die zeitliche Verteilung der Ladeleistung bei gleicher Netzanschlussleistung mehr Ladepunkte betrieben werden.

Ergänzend wurde im Rahmen der Ökobilanzierung die betriebsbedingte CO_2-Wirkung der verschiedenen Ladestrategien untersucht. Hierfür wurden Intraday- und Day-ahead-Strompreise der Jahre 2023 und 2024 mit stündlichen CO_2-Emissionsdaten für Deutschland und Luxemburg zusammengeführt und für typische Parkzeiten zwischen 9 und 18 Uhr ausgewertet. Dabei zeigte sich, dass niedrige Strompreise grundsätzlich häufig mit einer geringeren CO_2-Intensität und einem höheren Anteil erneuerbarer Energien zusammenhängen. Das jeweils günstigste Preisfenster und der Zeitpunkt mit den niedrigsten CO_2-Emissionen waren jedoch nicht an jedem einzelnen Tag vollständig identisch.

Da eine größere Fahrzeugflotte nicht innerhalb einer einzigen Stunde geladen werden kann, muss die benötigte Energie über mehrere Stunden verteilt werden. Wird der Ladevorgang um die günstigsten Zeitfenster innerhalb der Parkdauer optimiert, werden regelmäßig auch Stunden mit vergleichsweise niedrigen CO_2-Emissionen genutzt. Die zentrale Schlussfolgerung lautet daher, dass flexible Lade- und Tarifmodelle wirtschaftliche und ökologische Vorteile miteinander verbinden können. Für die weitere Umsetzung sollten Strompreis, CO_2-Intensität, verfügbare Netzleistung und die garantierte Ladeerfüllung bis zur Abfahrtszeit gemeinsam berücksichtigt werden.

3.7 Weiterentwicklung der Ladesäulentechnologie

AUTOR: CHARGEHERE GMBH

Im Rahmen des Projekts wurde der TwinCharger um zusätzliche Funktionen für ein möglichst einfaches, flexibles und zukunftsfähiges Laden erweitert. Im Mittelpunkt standen die Phasenabschaltung, die Kommunikation über Power Line Communication (PLC) als Voraussetzung für ISO 15118, die Vorbereitung für Vehicle-to-Grid (V2G) sowie eine intuitive Bedienung. Ziel war es, den Zugang zum Laden möglichst niedrigschwellig zu gestalten und Nutzer dazu zu bewegen, ihr Fahrzeug möglichst häufig anzuschließen. Häufige Ladevorgänge mit jeweils geringem Energiebedarf schaffen gegenüber seltenen Ladevorgängen mit hohem Ladehub längere Zeiträume, in denen die Ladeleistung flexibel verschoben und an netz- oder marktdienliche Anforderungen angepasst werden kann. Ein komfortabler und einfacher Ladevorgang unterstützt damit unmittelbar die Erschließung zusätzlicher Flexibilitätspotenziale.

Die intuitive Bedienung sollte den Ladeprozess für die Nutzer möglichst einfach und ohne zusätzliche Interaktionsschritte gestalten. Ergänzend wurde die Phasenabschaltung als Funktion zur bedarfsgerechten Anpassung des Ladevorgangs entwickelt. Je nach Betriebszustand und Leistungsanforderung können dadurch Phasen gezielt zu- oder abgeschaltet werden. Dies erweitert die Möglichkeiten, die verfügbare Leistung an unterschiedliche Ladezustände, Fahrzeuganforderungen und Systemvorgaben anzupassen.

Ein weiterer Schwerpunkt lag auf der Vorbereitung der Kommunikation zwischen Fahrzeug und Ladeeinrichtung. Hierfür wurde eine PLC-Kommunikation als technische Grundlage für ISO 15118 bearbeitet. Die Kommunikation ermöglicht perspektivisch die Übertragung zusätzlicher fahrzeugbezogener Informationen und unterstützt Funktionen wie die automatische Identifizierung und Autorisierung des Fahrzeugs. Die lokale Steuerungseinheit der Ladeinfrastruktur, energizeIQ, koordiniert dabei die Konfiguration und den Betrieb der Ladepunkte, fungiert als OCPP-Proxy und setzt die von der Aggregationsplattform vorgegebenen Leistungsgrenzen je Ladepunkt um.

Darüber hinaus wurde der TwinCharger für zukünftige V2G-Anwendungen vorbereitet. Die hierfür erforderlichen technischen Voraussetzungen wurden bei der Entwicklung berücksichtigt. Ein praktischer Nachweis des bidirektionalen AC-Ladens beziehungsweise Entladens konnte innerhalb des Projekts jedoch nicht erbracht werden, da kein geeignetes serienverfügbares Elektrofahrzeug für diesen Anwendungsfall zur Verfügung stand. Auch die Plug&Charge-Funktionalität konnte mangels geeigneter Serienfahrzeuge und eines verfügbaren Zertifikatshandels nicht unter realen Bedingungen validiert werden.

Abbildung 28: *Rendering der weiterentwickelten AC-Wallbox*

Im Zuge der Hardwareentwicklung wurden die Anordnung der Komponenten und die Gehäuseauslegung aufgrund thermischer Anforderungen überarbeitet. Die thermischen Anforderungen konnten technisch berücksichtigt und im Prototyp umgesetzt werden. Die entwickelten Komponenten wurden unter Laborbedingungen funktional getestet und in die Versuchsumgebung eingebunden. Der TwinCharger wurde damit weitgehend fertiggestellt, eine vollständige Überführung in eine serienreife Lösung wurde innerhalb des Projekts jedoch nicht erreicht.

Die Arbeiten bilden dennoch eine technische Grundlage für zukünftige Entwicklungs- und

Demonstrationsvorhaben. Besonders relevant sind dabei die Erkenntnisse zur nutzerfreundlichen Gestaltung des Ladeprozesses, zur Phasenabschaltung, zur PLC-Kommunikation für ISO 15118, zur Vorbereitung von V2G-Funktionen sowie zur Umsetzung flexibler Leistungsgrenzen je Ladepunkt. Durch die Kombination aus einfacher Bedienung und häufigen, kurzen Ladevorgängen kann künftig ein größerer und zeitlich besser nutzbarer Flexibilitätshub erschlossen werden.

Im Rahmen des Projekts Park4Flex wurde die bestehende Ladesäulentechnologie gezielt weiterentwickelt, um die technischen Voraussetzungen für intelligentes, flexibles und perspektivisch bidirektionales Laden in größeren Parkräumen zu schaffen. Dabei standen sowohl die Kommunikationsfähigkeit der Ladepunkte als auch deren Steuerbarkeit und Betriebssicherheit im Fokus.

Eine wesentliche Erweiterung war die Integration von PLC-Modulen (Power Line Communication) zur Unterstützung der Kommunikation nach ISO 15118. Dadurch wurde die Grundlage für einen erweiterten Datenaustausch zwischen Elektrofahrzeug und Ladeinfrastruktur geschaffen. Ergänzend erfolgte die Ausstattung der Ladesteuerung mit leistungsfähigeren Prozessoren, um die steigenden Anforderungen an Kommunikation, Lastmanagement und zukünftige Flexibilitätsanwendungen zuverlässig verarbeiten zu können.

Auch die Benutzerinteraktion wurde verbessert. Hierzu wurden ein vergrößertes Display, ein LED-Lichtband zur Statusanzeige sowie ein Präsenzmelder zur bedarfsgerechten Aktivierung der Anzeige integriert. Ein zusätzlicher Helligkeitssensor ermöglicht die automatische Anpassung der Display- und Lichtbandhelligkeit an die Umgebungsbedingungen und trägt dadurch zu einer verbesserten Nutzerfreundlichkeit sowie einer Reduktion des Energieverbrauchs bei.

Darüber hinaus wurde die thermische Leistungsfähigkeit der Ladeeinrichtungen erhöht, um einen stabilen Betrieb auch unter hoher Auslastung sicherzustellen. Für zukünftige netzdienliche Anwendungen wurde zusätzlich eine Phasenabschaltung implementiert. Diese ermöglicht sowohl eine gezielte Steuerung der Ladeleistung als auch den Ausgleich asymmetrischer Belastungen im Niederspannungsnetz. Die entwickelten Funktionen bilden damit eine wichtige Grundlage für die Integration der Ladeinfrastruktur in intelligente Energie- und Flexibilitätsmärkte.

3.8 Leitfaden zur Bereitstellung von Flexibilität aus Parkräumen

AUTOREN: CHARGEHERE GMBH, INTERCONNECTOR GMBH, UNIVERSITÄT STUTTGART – IEH

Für die Bereitstellung von Flexibilität aus Parkräumen sind als **Grundvoraussetzung** zunächst die technische Steuerbarkeit der Ladepunkte und ein belastbarer Informationsaustausch zwischen Ladeinfrastruktur, Parksystem und energiewirtschaftlicher Ebene sicherzustellen. Erforderlich sind insbesondere eindeutige Kennungen für Ladepunkt, Ladesitzung und Parkvorgang, aktuelle Status- und Energiemesswerte sowie die Möglichkeit, zeitlich definierte Strom- oder Leistungsgrenzen an einzelne Ladepunkte zu übermitteln. Die Zuordnung zwischen Park- und Ladevorgang sollte datensparsam und unter Verwendung pseudonymer Kennungen erfolgen.

Die im Projekt untersuchte **Smart-Meter-Gateway-Anbindung** wurde für den konkreten Anwendungsfall aus Kostengründen nicht weiterverfolgt. Stattdessen wurde eine proprietäre Schnittstelle umgesetzt. Diese projektspezifische Entscheidung ist nicht als allgemeine Bewertung der Smart-Meter-Gateway-Technologie zu verstehen. Für eine Übertragung auf weitere Standorte sind offene beziehungsweise klar dokumentierte, modulare Schnittstellen und die Interoperabilität der beteiligten Systeme von besonderer Bedeutung.

Die **Flexibilitätsvermarktung** muss in der Aggregation sowie Optimierung den Mobilitäts- und Ladebedarf der Fahrzeugnutzenden als vorrangige Randbedingung berücksichtigen. Maßgeblich sind die erwartete Parkdauer, der Energiebedarf, die Abfahrtszeit und die technisch realisierbare Ladeleistung. Reservierungsdaten können die Prognose verbessern, sind jedoch durch tatsächliche Ein- und Ausfahrtsereignisse fortlaufend zu aktualisieren. Ohne fahrzeugseitige Informationen über Ladezustand und Energiebedarf sind statistische Verfahren erforderlich; die verbleibende Unsicherheit ist in der

Day-Ahead-Fahrplanerstellung und Intraday-Nachoptimierung zu berücksichtigen.

Das **nutzbare Flexibilitätspotenzial** ist standortspezifisch. Es hängt unter anderem von Fahrzeuganzahl, E-Fahrzeuganteil, zeitlichen Nutzungsmustern, Standdauer, Anschlussquote, Ladepunktverfügbarkeit und Netzanschlussleistung ab. Bei hoher gleichzeitiger Auslastung wird ein größerer Anteil der Anschlussleistung zur Deckung des unmittelbaren Ladebedarfs benötigt, wodurch die zusätzlich verfügbare Flexibilität abnimmt. Im Betrieb sind daher sowohl die aggregierte Fahrplanvorgabe als auch die lokale Anschlussleistungsgrenze einzuhalten.

Die Qualität der für die Bewertung der Flexibilität eingesetzten Daten beeinflusst das nutzbare Flexibilitätspotenzial unmittelbar, da bei verlässlichen Informationen ein geringerer Anteil als Puffer für Prognoseunsicherheiten zurückgehalten werden muss. Besonders relevant sind der Energiebedarf des Fahrzeugs sowie die voraussichtliche Stand- beziehungsweise Ladedauer. Diese Informationen können grundsätzlich über ISO 15118 vom Fahrzeug an die Ladeinfrastruktur übermittelt werden, sofern Fahrzeug und Ladepunkt die entsprechenden Funktionen unterstützen. Zusätzliche Optimierungsmöglichkeiten ergeben sich, wenn Nutzerinnen und Nutzer oder das Fahrzeug bereits im Voraus, beispielsweise für den Folgetag, ein Ladezeitfenster oder einen Ladeplan vorgeben. Voraussetzung für eine präzisere Fahrplanerstellung ist jedoch, dass diese Angaben zuverlässig verfügbar sind und Nutzerinnen und Nutzer bereit sind, ihre Ladepräferenzen regelmäßig zu hinterlegen und bei Änderungen zu aktualisieren.

Für die **marktdienliche Nutzung** ist ein abgestimmtes Rollenmodell erforderlich. Stromlieferant, Flexibilitätsvermarkter, Parksystembetreiber, CPO und technische Aggregationskomponenten können eigenständige Rollen darstellen. Die erforderlichen Daten-, Vertrags- und Fahrplanbeziehungen sind vor der Umsetzung eindeutig festzulegen. Im Projekt erwiesen sich Day-Ahead- und Intraday-Märkte als geeignete Bezugspunkte für die Untersuchung der wirtschaftlichen Lastverschiebung. Das Potenzial des kontinuierlichen Intraday-Handels ist aufgrund der Preisvolatilität grundsätzlich vorhanden, seine operative Nutzung wird jedoch durch unsichere kurzfristige Preisprognosen und schwankende Leistungsbänder erschwert.

Die **Wirtschaftlichkeit** hängt von einer schlanken Prozesskette und einer tragfähigen Verteilung der erzielbaren Vorteile ab. Zusätzliche Erlöse beziehungsweise vermiedene Beschaffungskosten müssen die Aufwände der beteiligten Akteure berücksichtigen. Die Beteiligung der Fahrzeugnutzenden ist nicht zwingend an einen dynamischen Stromtarif gebunden; im Projekt wurden unterschiedliche Tarif- und Verteilungsmodelle betrachtet. Netzentgeltliche Anreize zur Begrenzung der maximalen Bezugsleistung können einer dynamischen marktdienlichen Nutzung der Ladeflexibilität je nach Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik sowohl entgegenstehen, als auch diese durch Integration der netzdienlichen Perspektive sinnvoll erweitern, und sind standortspezifisch zu berücksichtigen. Dies bleibt zukünftig insbesondere vor dem Hintergrund der anstehenden Netzentgeltreform („Allgemeine Netzentgeltsystematik Strom“, AgNes) der Bundesnetzagentur zu evaluieren.

3.9 Gesamtbewertung der Projektergebnisse

Im Projekt Park4Flex wurden die wesentlichen methodischen und technischen Grundlagen geschaffen, um Ladeflexibilität aus konzentrierten Parkräumen zu erfassen, zu aggregieren und für energiewirtschaftliche Anwendungen nutzbar zu machen. Die Ergebnisse aus Systemstudie, Architekturentwicklung, Prognoseverfahren, praktischer Erprobung, Nutzerbefragungen und Geschäftsmodellentwicklung zeigen gemeinsam, unter welchen Voraussetzungen dieser Ansatz umgesetzt werden kann. Dabei sind simulationsbasierte Potenziale, praktisch nachgewiesene Funktionen und weiterführende Entwicklungsmöglichkeiten zu unterscheiden.

Die Systemstudie zeigt, dass konzentrierte Parkräume aufgrund der Standzeiten von Elektrofahrzeugen ein relevantes Potenzial zur zeitlichen Verschiebung von Ladevorgängen bieten. Dessen nutzbarer Umfang hängt insbesondere von der Parkraumbelegung, dem Ladebedarf, der Anschlussbereitschaft der Nutzenden und der verfügbaren Netzanschlussleistung ab. Die

betrachteten Zukunftsszenarien verdeutlichen, dass eine geeignete Ladesteuerung die Aufnahme erneuerbarer Energie unterstützen und Einspeisespitzen reduzieren kann. Diese Ergebnisse gelten unter den beschriebenen Modellannahmen und sind nicht unmittelbar als Nachweis vermiedener Netzengpässe oder einer umfassenden Stabilisierung des Netzbetriebs zu verstehen. Für die untersuchte marktorientierte Anwendung erschließt bereits unidirektionales gesteuertes Laden wesentliche wirtschaftliche Potenziale; der zusätzliche Nutzen bidirektionalen Ladens ist anwendungs- und randbedingungsabhängig.

Mit der entwickelten Systemarchitektur und den Schnittstellen wurden Parkraum-, Lade- und energiewirtschaftliche Informationen miteinander verbunden. Die praktische Erprobung an der Testumgebung des IEH bestätigte, dass aggregierte Fahrplanvorgaben in eine Steuerung einzelner Ladevorgänge überführt werden können. Die vorgegebenen Stromgrenzen wurden eingehalten, und bei nahezu allen getesteten Fahrzeugen konnten Ladevorgänge pausiert und wieder aufgenommen werden. Der Nachweis bezieht sich auf die beschriebene Versuchsumgebung und ersetzt keine umfassende Validierung im laufenden Parkhausbetrieb.

Als zentrale Herausforderung erwies sich die Verfügbarkeit verlässlicher Informationen über Energiebedarf und Abfahrtszeit. Die entwickelten Prognoseverfahren schaffen eine Grundlage für die Ladeplanung, können die Unsicherheiten des tatsächlichen Nutzer- und Ladeverhaltens jedoch nicht vollständig auflösen. Daraus ergibt sich ein Zielkonflikt zwischen niedrigen Beschaffungskosten und einer zuverlässigen Deckung des Ladebedarfs. Für eine weiterführende Umsetzung sind daher verbesserte Fahrzeuginformationen, robuste Prognosen und eine fortlaufende Anpassung der Ladeplanung von besonderer Bedeutung.

Die Nutzerstudien zeigen eine grundsätzliche Offenheit gegenüber flexiblem Laden, insbesondere wenn wirtschaftliche Vorteile mit einer verlässlichen Ladezusage verbunden werden. Für bidirektionale Anwendungen bestehen zusätzliche Informationsbedürfnisse und Vorbehalte hinsichtlich der Batteriebeanspruchung. Die entwickelten Tarif- und Geschäftsmodelle greifen diese Anforderungen auf und zeigen wirtschaftliche Möglichkeiten unter den untersuchten Annahmen. Ihre Tragfähigkeit im Regelbetrieb bedarf weiterer Validierung. Ebenso ist eine CO_2-Minderung durch preisoptimiertes Laden nicht generell gewährleistet, da günstige Preiszeitpunkte und geringe CO_2-Intensitäten nicht durchgehend zusammenfallen.

Die ursprünglichen Entwicklungs- und Erprobungsziele wurden damit in unterschiedlichem Umfang erreicht. Während Flexibilitätsmodellierung, Prognose, Systemkopplung und unidirektionale Steuerung untersucht wurden, konnten bidirektionales AC-Laden und Plug&Charge nicht vollständig unter realen Bedingungen validiert werden. Technische Vorbereitungen und konzeptionelle Ergebnisse bilden hierfür eine Grundlage für weitere Vorhaben. Insgesamt belegt Park4Flex die grundsätzliche Umsetzbarkeit einer koordinierten Nutzung von Ladeflexibilität aus Parkräumen innerhalb des untersuchten Rahmens. Der Leitfaden führt die daraus gewonnenen praktischen Erkenntnisse zusammen. Für eine breitere Anwendung bleiben insbesondere die Informationsqualität, die Interoperabilität der Systeme, die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen und die Erprobung unter vielfältigen realen Betriebsbedingungen entscheidend.

4. Ablauf des Vorhabens

4.1 Voraussetzungen und Planung

AUTOREN: CHARGEHERE GMBH, UNIVERSITÄT STUTTGART – IEH, INTERCONNECTOR GMBH

Voraussetzung für die marktdienliche Nutzung war eine durchgängige Informations- und Steuerungskette vom Parksystem und der Ladeinfrastruktur über den Flex-Aggregator bis zur Fahrplan- und Vermarktungsebene. Hierzu mussten die erforderlichen Datenobjekte, Rollen, Schnittstellen und zeitlichen Abläufe gemeinsam mit den beteiligten Projektpartnern definiert werden.

In der ursprünglichen Planung standen die Entwicklung einer Schnittstelle zum markt- und netzdienlichen Einsatz von Flexibilitäten, die Abstimmung der aus der Vermarktung resultierenden Randbedingungen für den Flexibilitätsabruf und die Einbindung in die Erprobung im Vordergrund. Für die marktliche Betrachtung wurden Day-Ahead- und Intraday-Prozesse als zentrale Anwendungsfälle ausgewählt. Die praktische Umsetzung erforderte hierauf aufbauend Preis-, Belegungs- und Energiebedarfsprognosen, einen aggregierten Ladefahrplan sowie die Rückmeldung technischer Zustände und realisierter Energiemengen.

4.2 Abweichungen vom Arbeitsplan und kostenneutrale Verlängerung

AUTOREN: INOVA DE GMBH, CHARGEHERE GMBH, UNIVERSITÄT STUTTGART – IEH, INTERCONNECTOR GMBH

Im Projektverlauf kam es zu Abweichungen vom ursprünglichen Arbeits- und Zeitplan. In der frühen Projektphase entstanden Verzögerungen insbesondere durch Personalengpässe sowie einen höheren Abstimmungsbedarf hinsichtlich des Betreibermodells, der Kommunikationsanforderungen und der erforderlichen Datenflüsse zwischen den beteiligten Systemen und Akteuren. Im weiteren Verlauf erwiesen sich zudem die Aufbereitung historischer Energiemarktdaten sowie die Analyse der Zusammenhänge zwischen Strompreisen, Ladezeitfenstern und CO_2-Intensität als aufwendiger als ursprünglich angenommen. Des Weiteren verzögerte sich die Bereitstellung und kontinuierliche Übertragung von Lade-, Park- und Reservierungsdaten aufgrund datenschutzrechtlicher Klärungen mit dem Parkraumbetreiber und der dafür erforderlichen technischen Vorkehrungen zur Anonymisierung. Da diese Daten eine Grundlage für Belegungs- und Energiebedarfsprognosen sowie für die Fahrplanerstellung bildeten, wirkten sich die Verzögerungen auf nachgelagerte Schnittstellen-, Abruf- und Erprobungsarbeiten aus.

Für den Flexibilitätsabruf war ursprünglich eine Kommunikation über die Smart-Meter-Gateway-Technologie vorgesehen. Dieser Ansatz wurde im konkreten Projektkontext aus Kostengründen verworfen. Die Entscheidung, eine proprietäre Schnittstelle zu entwickeln, führte zu einer zusätzlichen Verzögerung. Darüber hinaus verzögerte sich die für den Feldtest vorgesehene Ladepunktentwicklung nach ISO 15118 aufgrund technischer Probleme und einer noch nicht abgeschlossenen Zertifizierung. Der Feldtest wurde deshalb unter Nutzung bestehender Ladepunkt-Hardware neu ausgerichtet.

Die Arbeitsabläufe und Prioritäten wurden aufgrund dieser Faktoren angepasst und vorhandene technische Standards und Infrastrukturen verstärkt berücksichtigt. Die erzielten Ergebnisse konnten konsolidiert und ihre wirtschaftliche sowie ökologische Relevanz abschließend bewertet werden.

Die genannten Verzögerungen wirkten sich unmittelbar auf die Erreichung der projektinternen Meilensteine aus. Insbesondere die verspätete Bearbeitung aufgrund personeller Engpässe und zusätzlicher Abstimmungsbedarfe führte zu einer Verschiebung der darauf aufbauenden Arbeiten. Die Entwicklung und Implementierung der Schnittstellen konnte erst nach Abschluss der konzeptionellen und organisatorischen Vorarbeiten erfolgen. Gleichzeitig verursachten technische Herausforderungen bei der Entwicklung der Plug&Charge-fähigen Ladeinfrastruktur, insbesondere die Optimierung des thermischen Verhaltens sowie die notwendige Überarbeitung von Hardwarekomponenten, erhebliche Verzögerungen. Diese Verzögerungen verschoben wiederum die geplanten Integrations- und Feldtests.

Geänderte technische Rahmenbedingungen im Bereich des bidirektionalen Ladens führten dazu,

dass ursprünglich vorgesehene Lösungsansätze angepasst werden mussten. Insbesondere die Entscheidung, anstelle der ursprünglich geplanten Kommunikation über Smart-Meter-Gateways eine alternative Schnittstellenarchitektur umzusetzen, erforderte zusätzliche Konzeptions-, Entwicklungs- und Testaufwände. Darüber hinaus konnten einzelne Arbeiten zum bidirektionalen Laden nicht wie geplant abgeschlossen werden, da während der Projektlaufzeit keine marktverfügbaren Elektrofahrzeuge mit AC-seitiger bidirektionaler Ladefähigkeit verfügbar waren. Ebenso war die praktische Erprobung von Plug&Charge-Funktionalitäten eingeschränkt, da die erforderlichen Zertifizierungs- und Backendprozesse am Markt noch nicht flächendeckend verfügbar waren.

Da die Arbeitspakete des Vorhabens inhaltlich und zeitlich eng miteinander verknüpft waren, führten die Verzögerungen in den vorgelagerten Entwicklungs- und Integrationsarbeiten zu einer deutlichen Verschiebung der späteren Meilensteine. Insbesondere die Meilensteine zu den Feldtests und Demonstrationen konnten nicht wie ursprünglich geplant realisiert werden, da die hierfür erforderlichen technischen Komponenten, Schnittstellen sowie Testumgebungen erst deutlich später bereitstanden beziehungsweise einzelne externe Voraussetzungen nicht rechtzeitig erfüllt wurden. Die fachlichen und technischen Grundlagen wurden jedoch weitgehend geschaffen und die Projektziele inhaltlich erreicht, auch wenn einzelne Demonstrations- und Validierungsschritte zeitlich verschoben oder angepasst werden mussten.

Gegenüber dem ursprünglichen Arbeitsplan ergaben sich im Projektverlauf zeitliche und inhaltliche Anpassungen. Aufgrund der engen inhaltlichen Verknüpfung der Arbeitspakete wirkten sich technische Herausforderungen bei der Entwicklung der Plug&Charge-fähigen Ladeinfrastruktur und der Schnittstellen auch auf die nachgelagerten Integrations- und Feldtests aus.

Geänderte technische Rahmenbedingungen im Bereich des bidirektionalen Ladens führten dazu, dass ursprünglich vorgesehene Lösungsansätze angepasst werden mussten. So wurde anstelle der ursprünglich geplanten Kommunikation über Smart-Meter-Gateways eine alternative Schnittstellenarchitektur umgesetzt. Darüber hinaus konnten einzelne Arbeiten zum bidirektionalen Laden nicht wie geplant abgeschlossen werden, da während der Projektlaufzeit keine marktverfügbaren Elektrofahrzeuge mit AC-seitiger bidirektionaler Ladefähigkeit verfügbar waren. Ebenso war die praktische Erprobung von Plug&Charge-Funktionalitäten eingeschränkt, da die erforderlichen Zertifizierungs- und Backendprozesse am Markt noch nicht flächendeckend verfügbar waren.

In der Systemstudie wurde der Betrachtungsraum im Projektverlauf von einer deutschlandweiten auf eine baden-württembergische Betrachtung fokussiert. Ausschlaggebend dafür war, dass die für den Aufbau des Netzmodells erforderlichen Datengrundlagen in der benötigten Detailtiefe nur für Baden-Württemberg vorlagen. Durch diese Fokussierung konnte die Analyse auf einer belastbaren und realitätsnahen Datenbasis erfolgen. Die Lastflussberechnungen für das Übertragungsnetz konnten nicht abschließend erfolgreich durchgeführt werden und wurden durch eine Regelzonenbetrachtung ersetzt.

Die fachlichen und technischen Grundlagen wurden innerhalb der Projektlaufzeit weitgehend geschaffen und die Projektziele nahezu vollständig erreicht. Einzelne Demonstrations- und Validierungsschritte, insbesondere im Rahmen der Feldtests, mussten jedoch zeitlich verschoben oder in angepasster Form durchgeführt werden. Zur Durchführung dieser Arbeiten wurde die Projektlaufzeit kostenneutral bis 30.04.2026 verlängert.

4.3 Zusammenarbeit der Partner und mit Dritten

AUTOR: SMART GRIDS-PLATTFORM BADEN-WÜRTTEMBERG E.V.

Park4Flex wurde als Verbundprojekt mit Involvierung verschiedener Partner in den meisten Arbeitspaketen konzipiert. Unter Federführung des IEH der Universität Stuttgart arbeiteten die sechs Konsortialpartner und drei assoziierten Partner zusammen. Der thematische Zuschnitt erforderte einen hohen Abstimmungsaufwand – die daraus resultierende enge Kommunikation prägte die Projektarbeit über die gesamte Laufzeit. Dass mehrere Partner bereits im SINTEG-Projekt C/sells zusammengearbeitet hatten, verkürzte die Findungsphase deutlich und

sorgte an einigen Stellen für die reibungsärmere Aufgleisung des Projekts.

Die Zusammenarbeit mit dem Projektträger Jülich (PtJ), die bereits vor dem Projektstart mit engem Austausch begann, die Involvierung des PtJ in die regelmäßigen Konsortialtreffen und der fortlaufende, unmittelbare Austausch hat nach Einschätzung der Projektpartner ebenso dazu beigetragen, Verzögerungen durch unklare Deutungsmomente bei der Auslegung der Förderrichtlinien zu minimieren.

Reibungsverluste ergaben sich im Projekt an Schnittstellen, wenn Ansprechpersonen, insbesondere bei assoziierten Partnern, wechselten und die neuen Ansprechpersonen nicht über die Kapazität verfügten, das Projekt umzusetzen. Teilweise wurden auch keine bzw. nicht erreichbare Ansprechpersonen benannt. Auch wenn dies nur in wenigen Punkten geschah, sorgte dies an verschiedenen Stellen für Verzögerungen bzw. Änderungen im Projektablauf (siehe Berichte der einzelnen Arbeitspakete). Hier zeigte sich auch ein deutlicher Bias: Fachlich affine assoziierte Projektpartner konnten Personalrochaden deutlich besser kompensieren als fachlich weiter vom Thema Elektromobilität entfernte Partner.

Für Folgeprojekte ergeben sich hieraus mehrere Empfehlungen: Die genannten institutionalisierten Austauschrunden unter allen beteiligten Projektpartnern, sind im an die jeweiligen Gegebenheiten angepassten Modus als sinnvoll anzusehen. Bei Projektbeginn sollten Projektpartner, insbesondere auch assoziierte Partner, die nicht stark im Themenfeld engagiert sind, mehr als nur eine Ansprechperson benennen, um Reibungsverluste gering zu halten. Wenn die Projektteilnahme eines assoziierten Partners kritische Projektelemente enthält, auf denen die Arbeiten anderer Projektpartner aufbauen, ist hierauf besonders zu achten.

5. Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit

AUTOREN: INTERCONNECTOR GMBH, UNIVERSITÄT STUTTGART – IEH

Der fortschreitende Ausbau erneuerbarer Energien führt zu einer zunehmenden Volatilität der Einspeisung und damit zu steigenden Anforderungen an die Flexibilität des Stromsystems. Gleichzeitig entstehen zusätzliche Anforderungen durch die Elektrifizierung von Mobilität, Wärmeversorgung und Industrie im Rahmen der Sektorenkopplung. Nach Einschätzung der Bundesnetzagentur ist eine stärkere Flexibilisierung von Erzeugung und Verbrauch notwendig, um Versorgungssicherheit und Systemeffizienz in einem zunehmend von fluktuierenden erneuerbaren Energien geprägten Stromsystem zu gewährleisten.

Parallel hierzu steht das Stromnetz vor erheblichen Ausbauanforderungen. Der Ausbau der erneuerbaren Energien, die geografische Trennung von Erzeugung und Verbrauch sowie die steigende Elektrifizierung erhöhen den Bedarf an Übertragungs- und Verteilnetzen. Obwohl der Netzausbau eine zentrale Voraussetzung der Energiewende bleibt, kann ein Teil der erforderlichen Anpassungen durch eine intelligentere Nutzung vorhandener Flexibilitäten unterstützt werden. Nachfrageseitige Flexibilität ermöglicht es, Verbrauch zeitlich stärker an die Verfügbarkeit von Energie und die vorhandenen Netzkapazitäten anzupassen.

Vor diesem Hintergrund gewinnen insbesondere kleinteilige Flexibilitäten an Bedeutung. Während klassische Flexibilitätsoptionen häufig auf einzelne Großanlagen fokussiert sind, entstehen durch Elektromobilität, Wärmepumpen, Heimspeicher und weitere dezentrale Technologien zunehmend große Flexibilitätspotenziale im Niederspannungsbereich.

Die Herausforderung besteht hierbei nicht in der technischen Leistung einzelner Anlagen, sondern in deren Aggregation zu marktdienlichen und netzdienlichen Flexibilitäten. Die im Projekt untersuchte Aggregation von Ladevorgängen in Parkräumen adressiert genau dieses Problemfeld, indem z.B. eine Vielzahl einzelner Verbraucher zu einer

energiewirtschaftlich nutzbaren Größe zusammengeführt wird.

Hierfür wird ein virtuelles Kraftwerk einschließlich der Fähigkeiten der Aggregation/Disaggregation sowie Vermarktung benötigt, um die technische Flexibilität von Ladevorgängen in Parkräumen in energiewirtschaftlich nutzbare Fahrpläne und Steuerungsvorgaben zu überführen. Die alleinige technische Steuerbarkeit einzelner Ladepunkte reicht für eine marktliche Nutzung nicht aus. Erforderlich sind zusätzlich die Aggregation der verfügbaren Leistung, die Prognose von Parkbelegung und Energiebedarf, die Zuordnung zu energiewirtschaftlichen Zeitintervallen sowie die Bewirtschaftung von Abweichungen zwischen Planung und tatsächlichem Betrieb. Die im Projekt entwickelte Betrachtung schuf die Voraussetzung dafür, Flexibilitätspotenziale aus Elektrofahrzeugen systematisch für marktliche Anwendungen nutzbar zu machen.

Die Untersuchung von Day-Ahead- und Intraday-Prozessen war notwendig, weil ein wesentlicher Teil der für die Ladeplanung relevanten Informationen zum Zeitpunkt der Energiebeschaffung noch nicht sicher bekannt ist. Die spätere Verfügbarkeit tatsächlicher Einfahrts-, Ausfahrts- und Ladeinformationen macht eine rollierende Aktualisierung erforderlich. Die durchgeführten Konzeptions-, Schnittstellen- und Erprobungsarbeiten dienten daher dazu, die entstehenden Prognose- und Fahrplanrisiken zu bestimmen und die praktische Umsetzbarkeit der Vermarktung zu bewerten.

Die praktische Erprobung war angemessen, da unterschiedliche Fahrzeuge trotz identischer Vorgaben ein unterschiedliches Ladeverhalten aufweisen können. Erst im realen Test konnten die Pausierbarkeit und Wiederaufnahme von Ladevorgängen, die Einhaltung von Stromgrenzen sowie die Abweichungen zwischen aggregiertem Fahrplan und realisierter Energiemenge untersucht werden. Die Ergebnisse zeigen sowohl die grundsätzliche Funktionsfähigkeit der entwickelten Wirkungskette als auch die verbleibenden Einschränkungen infolge fehlender fahrzeugseitiger Informationen, unsicherer Prognosen und unterschiedlicher Ladekurven. Gleichzeitig konnte gezeigt werden, dass die Vermarktung kleinteiliger Flexibilitäten nicht primär eine technische, sondern insbesondere eine aggregations-, prognose- und prozessbezogene Herausforderung darstellt.

6. Voraussichtlicher Nutzen, Verwertbarkeit und Dissemination

6.1 Verwertung durch die Projektpartner

ChargeHere nutzt die im Projekt Park4Flex gewonnenen Erkenntnisse zur Weiterentwicklung der eigenen Ladeinfrastruktur und der zugehörigen Software- und Kommunikationsschnittstellen. Im Mittelpunkt stehen dabei die verbesserte Einbindung von Fahrzeug- und Ladeinformationen, die Umsetzung von Leistungs- und Lastvorgaben sowie die technische Anbindung an übergeordnete Parkraum-, Backend- und Energiemarktsysteme. Die entwickelten Konzepte und im Projekt aufgebauten Kompetenzen schaffen die Grundlage für eine nutzerfreundliche, sichere und flexiblere Nutzung von Ladeinfrastruktur sowie für die perspektivische Bereitstellung von Fahrzeugkapazitäten als markt- und netzdienliche Flexibilität. Stattdessen fließen die Ergebnisse in die technische Weiterentwicklung bestehender und zukünftiger Lösungen, in Folgeprojekte sowie in den Aufbau und Transfer von Know-how zu standardisierten Schnittstellen und Kommunikationsprotokollen ein. Die Projekterfahrungen sollen zudem in den Austausch mit potenziellen Anwendern, Partnern, Verbänden und Standardisierungsgremien eingebracht werden. Die im Rahmen des Projektes gewonnenen Erkenntnisse werden an der Universität Stuttgart in der Lehre genutzt.

6.2 Übertragbarkeit und Nutzen für Dritte

Die im Projekt Park4Flex entwickelten Methoden und Konzepte bieten eine Grundlage für die Nutzung von Ladeflexibilität an weiteren Standorten. Sie richten sich insbesondere an Parkraum- und Ladeinfrastrukturbetreiber, Unternehmen mit größeren Mitarbeiterparkflächen sowie energiewirtschaftliche Akteure, die Ladevorgänge aggregieren und optimieren möchten. Übertragbar sind vor allem die Methodik zur Bewertung von Flexibilitätspotenzialen, die Prognose- und Steuerungsansätze sowie das entwickelte Rollen- und Schnittstellenkonzept. Eine Übertragung erfordert jeweils eine Anpassung an die standortspezifischen Nutzungsprofile, die vorhandene technische Infrastruktur und die verfügbaren Daten. Die untersuchten Szenarien und wirtschaftlichen Ergebnisse sind daher nicht unmittelbar auf andere Standorte übertragbar.

Der Nutzen für Dritte liegt insbesondere darin, die Voraussetzungen und Grenzen einer flexiblen Ladesteuerung frühzeitig einschätzen und bei der Planung berücksichtigen zu können. Der Leitfaden in Kapitel 3.8 bündelt hierzu die wesentlichen technischen, datenbezogenen, nutzerseitigen und energiewirtschaftlichen Handlungsempfehlungen. Zusammen mit den dokumentierten Ergebnissen bildet er eine Orientierung für weitere Entwicklungs- und Demonstrationsvorhaben sowie für die schrittweise Überführung der Ansätze in den praktischen Betrieb.

6.3 Veröffentlichungen und Vorträge

Im Rahmen des Forschungsprojektes sind folgende wissenschaftliche Veröffentlichungen am IEH entstanden:

- S. Köbel and K. Rudion, “Aggregated Flexibility Potential of Electric Vehicles under Grid Connection Capacity Constraints” accepted for presentation at the 15th Mediterranean Conference on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion (MEDPOWER 2026), Paphos, Cyprus, Nov. 3–6, 2026
- H. Wissel, S. Müller, and K. Rudion, “Evaluation of the Flexibility Provision Behaviour of Different Charging Strategies for Electric Vehicles,” in CIRED 2024 Vienna Workshop, Vienna, Austria, Jun. 19–20, 2024, pp. 316–319, doi: 10.1049/icp.2024.2035
- H. Wissel, N. Spanca, and K. Rudion, “Optimization of EV Charging Strategies Based on Forecasted Load Curves in Office Parking Facilities,” accepted for presentation at the 15th Mediterranean Conference on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion (MEDPOWER 2026), Paphos, Cyprus, Nov. 3–6, 2026

Von SmartGridsBW wurden folgende Veröffentlichungen publiziert:

- Schneider, Christian (2023): E-Mobilität zur Hebung dezentraler Netzflexibilitäten: Ergebnisse einer qualitativen Befragung. SmartGridsBW, Dezember 2023. PDF — Begleitmeldung: Neue Erkenntnisse aus Park4Flex: Bürgerstimmen zur E-Mobilität und Netzflexibilität.
- Schneider, Christian (2024): E-Mobilität zur Hebung dezentraler Netzflexibilitäten: Ergebnisse einer repräsentativen Befragung. SmartGridsBW, März 2024. PDF — Begleitmeldung: Repräsentative Studie: E-Mobilität zur Hebung dezentraler Netzflexibilitäten.

6.4 Öffentlichkeitsarbeit und Vernetzung

AUTOR: SMART GRIDS-PLATTFORM BADEN-WÜRTTEMBERG E.V.

Die Öffentlichkeitsarbeit und Vernetzung bildeten einen wichtigen Bestandteil der Projektbegleitung von Park4Flex. Ziel war es, die Projektaktivitäten und -ergebnisse über die Projektlaufzeit hinweg sichtbar zu machen, unterschiedliche Zielgruppen über die Projektfortschritte zu informieren und den fachlichen Austausch zu den Themen Elektromobilität, Flexibilitätsbereitstellung und Netzstabilisierung zu fördern. Weiterhin soll bei Förderprojekten stets das Ziel verfolgt werden, durch eine transparente, aktive Kommunikation aufzuzeigen, dass Fördermittel aus öffentlichen Geldern sinnvolle (im Sinne politisch-öffentlicher Zielsetzung) Verwendung finden. Die entsprechenden Aktivitäten zur Kommunikation

wurden maßgeblich durch die Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg e. V. (SmartGridsBW) umgesetzt und mit Inhalten aus dem Partnerkreis unterstützt.

Kontinuierliche Projektkommunikation

Um einen einheitlichen und wiedererkennbaren Außenauftritt sicherzustellen, entwickelte SmartGridsBW kurz nach Projektstart ein eigenes Projektlogo, das in der weiteren Projektkommunikation eingesetzt wurde.

Bereits zum Projektstart wurde Park4Flex im Rahmen einer Pressemitteilung öffentlich vorgestellt. Darin wurden die Zielsetzung, die beteiligten Projektpartner sowie die zentralen Fragestellungen des Vorhabens erläutert und das Projekt gegenüber Fachöffentlichkeit und Medien bekannt gemacht.

Als zentrale Informationsplattform wurde eine eigene Projektwebseite (www.park4flex.de) eingerichtet. Dort wurden neben grundlegenden Informationen zu Zielen, Inhalten und Projektpartnern auch aktuelle Entwicklungen und Ergebnisse aus dem Projekt veröffentlicht. Ebenso wurden dort für das Projekt relevante und für dich Fachwelt interessante Informationen veröffentlicht. Regelmäßige Blog- und Newsbeiträge informierten unter anderem über Konsortialtreffen, Veröffentlichungen, Veranstaltungen und weitere Meilensteine. Die Projektwebseite diente damit während der gesamten Projektlaufzeit als zentrale öffentlich zugängliche Anlaufstelle für Informationen zu Park4Flex.

Abbildung 29: *Projekt-Rollup für Park4Flex*

Ergänzend wurde das Projekt kontinuierlich über die Kommunikationskanäle von SmartGridsBW begleitet. Projektupdates, Veröffentlichungen und Veranstaltungshinweise wurden über verschiedene Social-Media-Kanäle, darunter LinkedIn, Instagram und weitere soziale Netzwerke, verbreitet. Darüber hinaus wurden Projektupdates und Entwicklungen in regelmäßigen Abständen im externen Newsletter sowie im internen Mitgliederbrief von SmartGridsBW aufgegriffen. Dadurch konnten sowohl die Fachöffentlichkeit und weitere Interessierte als auch das bestehende Netzwerk von SmartGridsBW kontinuierlich über den Projektfortschritt informiert werden.

Für die Kommunikation im Rahmen von Veranstaltungen und Messeauftritten wurden zudem eigene Kommunikationsmaterialien entwickelt. Hierzu gehörten insbesondere ein Projektflyer sowie ein Roll-up, die zur kompakten Vermittlung der Projektidee und als Informationsmaterial für den persönlichen Austausch eingesetzt wurden. Ergänzend wurden die Ergebnisse der Nutzerbefragung in einem Artikel im SPIEGEL-Beihefter „Starkes Land Baden-Württemberg“ (veröffentlicht November 2024) einer breiteren Öffentlichkeit vorgestellt. In diesem Zusammenhang wurde auch das Projekt kurz vorgestellt.

Präsenz auf Fachveranstaltungen und Vernetzung

Neben der kontinuierlichen medialen Kommunikation wurde Park4Flex im Projektverlauf bei verschiedenen Fachveranstaltungen präsentiert und in den fachlichen Austausch eingebracht. Damit konnten die Projektinhalte über das Projektkonsortium hinaus sichtbar gemacht und mit relevanten Akteurinnen und Akteuren aus Energiewirtschaft, Wissenschaft, Mobilität und weiteren Bereichen diskutiert werden.

Hierzu gehörte unter anderem die Präsenz bei der Jahresveranstaltung des Strategiedialogs Automobilwirtschaft Baden-Württemberg in Karlsruhe (13. November 2024) sowie beim Inno-Forum „Digitale Energiewende" (19. März 2025). Bei letzterem wurde das Projekt sowohl im Rahmen eines Fachvortrags (von Interconnector GmbH) als auch in der begleitenden Posterausstellung präsentiert. Auch auf dem 14. Smart Grids-Kongress Baden-Württemberg (8. Dezember 2025) wurde das Projekt mit einem eigenen Stand auf dem „Markt der Möglichkeiten“

vorgestellt und bot die Möglichkeit zum direkten Austausch mit den Veranstaltungsteilnehmenden.

Die Präsenz auf unterschiedlichen Veranstaltungsformaten ermöglichte es, die Fragestellungen und Erkenntnisse aus Park4Flex mit anderen laufenden Aktivitäten und Perspektiven aus Forschung und Praxis zu verknüpfen. Gleichzeitig bot sie Gelegenheit, Rückmeldungen aus der Fachcommunity aufzunehmen und neue Kontakte zu relevanten Akteuren zu knüpfen.

Abschlussveranstaltung und Ergebnistransfer

Ein zentraler Baustein für Vernetzung und Ergebnistransfer war die von SmartGridsBW organisierte Abschlussveranstaltung, welche am 15. April 2026 stattfand. Die Veranstaltung richtete sich sowohl an das Netzwerk von SmartGridsBW sowie aller Projektpartner als auch an weitere interessierte Fachakteurinnen und Fachakteure und wurde über die Projektwebseite, Newsletter und Social Media öffentlich beworben.

Im Rahmen der Veranstaltung stellten die Projektpartner zentrale Ergebnisse aus den verschiedenen Arbeitsbereichen vor und ordneten diese in den übergeordneten energiewirtschaftlichen Kontext ein. Neben den fachlichen Beiträgen und der gemeinsamen Diskussion wurde bewusst Raum für den persönlichen Austausch geschaffen. Insbesondere im Anschluss an das offizielle Programm bestand beim Get-together die Möglichkeit, einzelne Fragestellungen zu vertiefen, Kontakte zu knüpfen und sich zu möglichen Anknüpfungspunkten für die weitere Nutzung und Weiterentwicklung der Projektergebnisse auszutauschen.

Durch die Kombination aus kontinuierlicher digitaler Kommunikation, Präsenz auf externen Fachveranstaltungen, gedruckten Informationsmaterialien und eigenen Vernetzungsformaten wurde Park4Flex während der Projektlaufzeit auf unterschiedlichen Kanälen begleitet. Die Öffentlichkeitsarbeit unterstützte damit sowohl die Vermittlung der Projektinhalte und -ergebnisse als auch deren Einordnung in aktuelle fachliche Diskussionen. Gleichzeitig schufen die Vernetzungsaktivitäten Möglichkeiten für den Austausch zwischen Projektpartnern, Fachcommunity und weiteren interessierten Akteuren über das unmittelbare Projektkonsortium hinaus. Die im Projekt erarbeiteten Inhalte und Ergebnisse werden auch über das Projekt hinaus von SmartGridsBW kommuniziert und verbreitet werden.

7. Fazit und Ausblick

AUTOR: UNIVERSITÄT STUTTGART – IEH

Im Projekt Park4Flex wurde untersucht, wie die Flexibilität von Elektrofahrzeugen in konzentrierten Parkräumen erfasst, aggregiert und für markt- sowie netzdienliche Anwendungen genutzt werden kann. Die Ergebnisse zeigen, dass Parkräume aufgrund langer Standzeiten grundsätzlich ein geeignetes Umfeld für flexible Ladestrategien darstellen. Hierfür wurde eine Systemarchitektur entwickelt, die Parksystem, Ladeinfrastruktur, Aggregator und energiewirtschaftliche Akteure miteinander verbindet. Die Untersuchungen zeigen zugleich, dass die technische Steuerbarkeit der Ladepunkte allein nicht ausreicht. Entscheidend ist insbesondere die Qualität der verfügbaren Informationen zu Energiebedarf und Abfahrtszeit der Fahrzeuge. Sind diese Informationen bekannt, kann die Ladeflexibilität deutlich zielgerichteter und kostengünstiger genutzt werden. Müssen sie dagegen prognostiziert werden, entsteht ein Zielkonflikt zwischen niedrigen Energiekosten und einer zuverlässigen Deckung des Ladebedarfs. Die praktische Erprobung bestätigte die grundsätzliche Funktionsfähigkeit des entwickelten Ansatzes. Aggregierte Fahrplanvorgaben konnten in individuelle Stromgrenzen umgesetzt werden, die vorgegebenen Stromgrenzen wurden eingehalten und die Ladevorgänge konnten bei nahezu allen getesteten Fahrzeugen pausiert und anschließend wieder aufgenommen werden. Gleichzeitig zeigte der Feldtest Grenzen durch unbekannte Energiebedarfe, unterschiedliche Fahrzeugladekurven und fehlende fahrzeugseitige Informationen auf. Auch aus wirtschaftlicher und nutzerseitiger Sicht besteht Potenzial. Flexible und marktorientierte Tarifmodelle können gegenüber einem starren Ladebetrieb wirtschaftliche Vorteile bieten. Gleichzeitig muss gewährleistet sein, dass Mobilitäts- und Ladebedürfnisse der Nutzenden eingehalten werden und die Funktionsweise des flexiblen beziehungsweise bidirektionalen Ladens transparent und verständlich bleibt. Insgesamt konnte Park4Flex damit zeigen, dass die Nutzung von Ladeflexibilität aus Parkräumen technisch grundsätzlich möglich ist. Die wesentlichen Herausforderungen liegen zukünftig vor allem in der Verbesserung der Informationsbasis, der Prognosequalität, der Interoperabilität der beteiligten Systeme sowie in der Überführung der entwickelten Konzepte in einen skalierbaren Regelbetrieb. Für zukünftige Forschungs- und Förderprojekte ergeben sich daraus mehrere konkrete Anknüpfungspunkte. Ein wesentlicher nächster Schritt ist die Erprobung der vollständigen Wirkungskette in einem realen Parkraumbetrieb mit einer größeren Zahl unterschiedlicher Fahrzeuge und einer tatsächlichen energiewirtschaftlichen Bewirtschaftung. Darüber hinaus sollte die Fahrzeugkommunikation, insbesondere über ISO 15118, weiter ausgebaut werden. Dadurch könnten Energiebedarf und weitere fahrzeugseitige Informationen direkt in die Ladeplanung einfließen und die derzeit notwendigen Prognosen verbessert beziehungsweise teilweise ersetzt werden. Dies bildet gleichzeitig eine wesentliche Voraussetzung für die zukünftige Integration des bidirektionalen Ladens. Ein weiterer Schwerpunkt zukünftiger Projekte sollte auf Standardisierung und Interoperabilität liegen. Für eine Übertragung auf unterschiedliche Ladeinfrastrukturen, Parksysteme und Aggregatoren sind offene und klar definierte Schnittstellen erforderlich. Die im Projekt eingesetzte proprietäre Schnittstelle stellt hierfür eine funktionsfähige Projektlösung dar, langfristig sollte jedoch eine stärkere Nutzung standardisierter Kommunikationswege angestrebt werden. Auch die Geschäftsmodelle und regulatorischen Rahmenbedingungen sollten weiter untersucht werden. Zukünftige Demonstrationsprojekte können zeigen, welche flexiblen Tarifmodelle sich unter realen Betriebsbedingungen wirtschaftlich tragen und wie die erzielten Vorteile zwischen Fahrzeugnutzenden, Parkraumbetreibern, Ladeinfrastrukturbetreibern und Flexibilitätsvermarktern verteilt werden können. Gleichzeitig ist zu klären, für welche Markt- und Netzdienstleistungen die aggregierte Flexibilität von Parkräumen technisch und wirtschaftlich besonders geeignet ist.

Damit bilden die in Park4Flex entwickelten Methoden, Schnittstellen und Demonstratoren eine Grundlage für weitere Forschungs-, Demonstrations- und Transferprojekte. Besonders relevant sind dabei die reale Skalierung des Gesamtsystems, die Integration von ISO 15118 und bidirektionalem Laden, standardisierte Schnittstellen sowie die Weiterentwicklung tragfähiger Geschäfts- und Marktmodelle.

8. Literaturverzeichnis

Kapitel 3:

[1] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.: Flexibilisierung des Energiesystems, VDE Studie, Offenbach am Main, Oktober 2023 https://www.vde.com/resource/blob/2283424/ecae13601387c8f642140f9f29d09c34/vde-studie-flexibilisierung-des-energiesystems-data.pdf (Stand 28.09.26)

[2] H. Wissel, N. Spanca, and K. Rudion, "Optimization of EV Charging Strategies Based on Forecasted Load Curves in Office Parking Facilities," accepted for presentation at the 15th Mediterranean Conference on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion (MEDPOWER 2026), Paphos, Cyprus, Nov. 3–6, 2026

[3] Mayring, P. (2022): Qualitative Inhaltsanalyse. Grundlagen und Techniken. 13., überarbeitete Auflage. Weinheim: Beltz Verlag.

[4] Schneider, Christian (2023): E-Mobilität zur Hebung dezentraler Netzflexibilitäten: Ergebnisse einer qualitativen Befragung. SmartGridsBW, Dezember 2023. PDF — Begleitmeldung: Neue Erkenntnisse aus Park4Flex: Bürgerstimmen zur E-Mobilität und Netzflexibilität

[5] van Heuveln, K., Ghotge, R., Annema, J. A., van Bergen, E., van Wee, B., & Pesch, U. (2021). Factors influencing consumer acceptance of vehicle-to-grid by electric vehicle drivers in the Netherlands. Travel Behaviour and Society, 24, 34–45. https://doi.org/10.1016/j.tbs.2020.12.008

[6] Huijts, N. M. A., Molin, E. J. E., & Steg, L. (2012). Psychological factors influencing sustainable energy technology acceptance: A review-based comprehensive framework. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 16(1), 525–531. https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.08.018

[7] Schneider, Christian (2024): E-Mobilität zur Hebung dezentraler Netzflexibilitäten: Ergebnisse einer repräsentativen Befragung. SmartGridsBW, März 2024. PDF — Begleitmeldung: Repräsentative Studie: E-Mobilität zur Hebung dezentraler Netzflexibilitäten.

Kapitel 5:

Bundesnetzagentur (2026): Flexibilität im Stromversorgungssystem. Stand: 05.10.2026. Online verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Verteiler-Netz/Flexibilitaet/start.html (zuletzt abgerufen am 21.10.2026).

P4F
PARK4FLEX

Gefördert durch:

Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages