

Forschungsbericht BWSGD

Abschlussbericht

Netzdienliches und kundenorientiertes Laden im Bestand (NuKLiB)

von

Ted Li, Dr. Axel Sprenger, Dr. Thomas Brenner

OLI Systems GmbH

UScale GmbH

Förderkennzeichen: BWSGD 19008

01.10.2019 – 31.12.2021

Die Arbeiten des Programms Lebensgrundlage Umwelt und ihre Sicherung werden mit
Mitteln des Landes Baden-Württemberg gefördert

März 2022

NukLiB

Netzdienliches und kundenorientiertes Laden im Bestand

Ergebnisbericht aus dem Förderprojekt „NukLiB“

BWSGD 19008



Table of Contents

1	Motivation	1
1.1	Aktuelle Entwicklung der e-Mobilität.....	1
1.2	Bedeutung für das Stromnetz	1
1.3	Netzengpässe	2
1.4	Vorteile des intelligenten Ladens (Smart Charging).....	3
1.4.1	Netzdienliches Laden (NDL).....	3
2	Ziele des Projektes.....	4
2.1	Kundenbedürfnisse und Akzeptanzkriterien für flexibles Laden	4
2.2	Entwicklung eines neutralen Flexibilitätsmarktplatzes auf Blockchain-Basis	4
2.3	Entwicklung eines Komplettsystems zum nutzerzentrierten Laden	5
2.4	Kopplung des Systems an den Netzzustand im Feldtest	5
3	Flexibilitätskonzepte.....	5
3.1	Was ist EV-Flexibilität beim Laden? (Definition)	5
3.2	Flexibilität als Produkt	6
3.3	Flexibilität rechnen	7
3.4	Flexibilität handeln	9
3.5	Hintergrund der Flexibilitätsanreize.....	9
4	Das Blockchain-Konzept	11
4.1	P2P-Flexibilitätshandel	12
5	Smart Charging aus Nutzersicht	12
5.1	Vorteile für Netzbetreiber – Nachteile für Nutzer?	12
5.2	Erhebungsansatz	14
5.3	Studien-Setup.....	15
5.4	Ergebnisse und Stellhebel für das Projekt.....	15
5.5	Ausblick.....	17
6	Architektur und Komponenten	17
6.1	Softwarearchitektur	18
6.2	Backend Komponenten	19
6.2.1	Optimierungsalgorithmus	19
6.2.2	Flexibilitätsrechner	20
6.2.3	Blockchain.....	21
6.2.4	Lade-App.....	22
6.2.5	Künstliche Intelligenz (KI) basierte Vorhersage.....	23
6.2.6	Prozessübersicht.....	25

7	Feldtest.....	25
7.1	Testorte	26
7.1.1	SWLB.....	26
7.1.2	HSRT.....	26
7.2	Testplan	27
7.3	Ergebnisse.....	29
7.3.1	Phase 1	29
7.3.2	Phase 2	30
7.3.3	Lessons learned:	30
8	Zusammenfassung.....	32
9	Ausblick	33
9.1	Flex-Anreiz-Schema weiterentwickeln	33
9.2	Maschinelles Lernen: Modell, Training und Weiterentwicklung	33
9.3	Nutzerakzeptanztest im Realbetrieb durchführen.....	34
9.4	Das Smart Meter Gateway und die CLS-Schnittstelle in die Ladelösung integrieren.....	34
	Verzeichnisse	35

Abkürzungsverzeichnis

Controllable Local System (CLS)

dezentrale Energieressourcen (DER)

Elektrofahrzeuge (EV)

E-Mobility Service Provider (EMSP)

Hochschule Reutlingen (HSRT)

Intelligentes Laden (Smart Charging)

Künstliche-Intelligenz (KI)

Ladepunktbetreibern (CPOs)

Ladepunkts (LP)

Ladezustand (State of Charge, SoC)

Nationale Plattform Zukunft der Mobilität (NPM)

Photovoltaik-Anlage (PV)

Programmierschnittstelle (API)

Proof-of-Authority (PoA)

Stadtwerke Ludwigsburg (SWLB)

Verteilnetzbetreiber (VNB)

Vehicle-to-Grid (V2G)

1 Motivation

1.1 Aktuelle Entwicklung der e-Mobilität

Deutschland hat sich ein ehrgeiziges langfristiges CO₂-Reduktionsziel gesetzt, eine Reduzierung um 85 % bis 95 % bis 2050 gegenüber dem Stand von 1990. Bis Ende 2018 hat Deutschland im Vergleich zum Basisjahr (1990) eine Gesamtreduktion der CO₂-Emissionen um 31 % erreicht. Ordnet man jedoch den CO₂-Ausstoß den Sektoren zu und vergleicht die Entwicklung der letzten Jahrzehnte, stellt man überraschenderweise fest, dass der Transportsektor der Einzige ist, der bisher keinen Beitrag zur nationalen Treibhausgasmindering geleistet hat. Daher ist die Bundesregierung entschlossen, weitere Schritte zur Reduzierung der CO₂-Emissionen im Verkehrssektor zu unternehmen und den Wandel zur E-Mobilität voranzutreiben.

Bis 2022 wird in Deutschland eine Million Elektrofahrzeuge (EV) erwartet, und die neue Bundesregierung fordert, dass bis 2030 mindestens 15 Millionen Elektrofahrzeuge auf Deutschlands Straßen fahren sollen. Verglichen mit der aktuellen Anzahl der Elektroautos von 516.000 (Stand Ende September 2021), wird es in den nächsten zehn Jahren ein Wachstum um das 30-fache geben. Infolgedessen wird der Strom- und Leistungsbedarf durch das Laden von Elektrofahrzeugen einen ähnlichen Wachstumstrend aufweisen.

1.2 Bedeutung für das Stromnetz

Das schnell wachsende Volumen von Elektrofahrzeugen und ihr unkoordiniertes Ladeverhalten stellen die Verteilnetzbetreiber (VNB) vor erhebliche Herausforderungen, um die Netzstabilität aufrechtzuerhalten. Mit wachsender Verfügbarkeit an privater Ladeinfrastruktur steigt der Anteil der Ladevorgänge an privater Ladeinfrastruktur deutlich schneller an und erreicht im Jahr 2025 ca. 81 Prozent. Bis 2030 steigt der Anteil dann auf knapp 88 Prozent [1]. Das bedeutet, ein Großteil der Ladevorgänge wird im Verteilnetz und nicht an Schnellladern stattfinden.

Der Energiebedarf wird leicht erhöht, während die Auswirkungen des Spitzenbedarfs auf das lokale Verteilnetz erheblich sein können. Ein Bericht der Nationalen Plattform Zukunft der Mobilität (NPM) kam zu dem Schluss, dass bei einem jährlichen Wachstum der Elektroautos von 10 % der gesamten neu zugelassenen Fahrzeuge in Deutschland – rund 350.000 EVs – der jährliche Stromverbrauch um 0,9 TWh steigen wird. Mit dem Wissen, dass dies 2018 nur 0,1 % der Bruttostromversorgung (rund 650 TWh) Deutschlands ausmacht, wird es in Bezug auf das schnelle Wachstum von Elektrofahrzeugen kein Stromversorgungsproblem geben. Andererseits weist die Meta-Studie darauf hin, dass immer mehr Engpässe im lokalen Stromnetz auftreten, wenn die EV-Penetrationsrate in Deutschland 30 % erreicht – etwa 13 Millionen EVs.

Dies liegt daran, dass beim gleichzeitigen Laden mehrerer Elektrofahrzeuge der momentane Strombedarf (es geht um die Leistung) die maximale Kapazität des lokalen Stromnetzes überschreiten könnte. Obwohl ein solches Problem der Netzüberlastung möglicherweise nicht sofort eintritt, da das Ziel für 2022 nur 1 Million Elektrofahrzeuge beträgt, befürworten sowohl die Netzbetreiber als auch die Regierung frühzeitige Maßnahmen, um geeignete Lösungen zu finden.

1.3 Netzengpässe

Netzengpässe treten auf, wenn das Netz die Leistung der Nachfrageseite aufgrund der physikalischen Begrenzung nicht wie vorgesehen versorgen kann. Wenn der Engpass nicht richtig gemanagt wird, führt dies zu einer Netzüberlastung, was die Lebenserwartung von Netzkomponenten verkürzen kann [2]. Darüber hinaus kann es auch zu Spannungsschwankungen kommen, und sobald die Spannung stark vom Schwellenwert abweicht, tritt ein Blackout auf. Obwohl die Auswirkungen des Ladens von Elektrofahrzeugen auf das Stromnetz in Deutschland derzeit noch minimal sind, strebt die Bundesregierung den Aufbau einer bundesweiten, steuerbaren Ladeinfrastruktur an, um eine kostengünstige Netzintegration sicherzustellen [3].

Eine Marktstudie zeigt, dass etwa 85 % der Ladevorgänge von privaten Ladepunkten zu Hause oder am Arbeitsplatz durchgeführt werden [4]. Das Ladeverhalten von EV-Nutzern ist höchst unvorhersehbar. Wir können das Laden von Elektrofahrzeugen immer noch in zwei Arten gruppieren, basierend auf unterschiedlichem Ladeverhalten. Wenn Leute ihre Elektrofahrzeuge für einen geplanten Zeitpunkt aufladen und sofort losfahren, wenn der Ladevorgang beendet ist, können wir diese Art des Ladens als dringendes Laden bezeichnen. Für dringendes Laden verhalten sich Elektrofahrzeuge wie normale Ladegeräte. Es kommt jedoch häufiger vor, dass EV-Benutzer ihre EVs einfach anschließen und für längere Zeit stehen lassen, obwohl die Batterie bereits voll ist, z.B. laden EV-Fahrer ihre Autos auf, wenn sie nach der Arbeit nach Hause kommen. Wir nennen diese Art des Ladens flexibles Laden. Gegenwärtig werden diese beiden Arten des Ladeverhaltens gleichwertig behandelt.

Um Überlastungsprobleme durch das Laden von Elektrofahrzeugen zu vermeiden, sollten VNB immer berücksichtigen, dass alle Ladepunkte, die an dasselbe Kabel oder denselben Transformator angeschlossen sind, gleichzeitig Elektrofahrzeuge laden könnten, obwohl dies sehr unwahrscheinlich ist. Da der Strombedarf durch das Laden von Elektrofahrzeugen in absehbarer Weise weiter steigen wird, ist das Problem der Netzüberlastung nicht zu vernachlässigen. Das bestehende Niederspannungsnetz kann nicht zu viele Ladepunkte integrieren, ohne auf- oder nachgerüstet zu werden. Die Niederspannungsanschlussverordnung (NSV) legt fest, dass letztendlich die VNB entscheiden, ob die neuen Ladepunkte installiert und an das Netz angeschlossen werden dürfen. Dies

gilt sowohl für (halb-)öffentliche als auch für private Ladepunkte. In gewissem Maße hemmt also die physikalische Begrenzung des Netzes den Ausbau der Ladeinfrastruktur.

1.4 Vorteile des intelligenten Ladens (Smart Charging)

Wenn Netzbetreiber Netzengpässe aus bestehenden Verteilnetzen verhindern wollen, ohne ausschließlich in Hardware zu investieren, gibt es eine Alternative – das netzdienliche Laden von Elektrofahrzeugen. Ein EV ist mehr als ein einfacher elektrischer Verbraucher, es sollte vielmehr als mobiler Energiespeicher betrachtet werden. Da EV eine wichtige Rolle im Verteilnetz spielen werden, bringen sie sowohl Herausforderungen als auch potenzielle Vorteile für die Netzbetreiber mit sich. Die Frage ist, wie VNBs das volle Potenzial von Elektrofahrzeugen als flexible Verbraucher nutzen können.

1.4.1 Netzdienliches Laden (NDL)

Netzdienliches Laden bedeutet, dass der Ladezyklus des Elektrofahrzeugs durch externe Ereignisse verändert und an die Bedingungen des Stromversorgungssystems angepasst wird, ohne die Mobilitätsbedürfnisse des Benutzers zu beeinträchtigen. Netzdienliches Laden wird als wichtiger Bestandteil des Netzmanagements angesehen. Eine der Anforderungen an netzdienliches Laden besteht darin, die Auswirkungen der Massenintegration von Elektrofahrzeugen auf das Verteilnetz zu minimieren. Durch die Steuerung und Verschiebung des Ladevorgangs von Elektrofahrzeugen kann netzdienliches Laden den Spitzenbedarf im Netz reduzieren und Netzüberlastungen vermeiden. Außerdem kann netzdienliches Laden die Nutzung dezentraler Energieressourcen (DER) erleichtern, indem der EV-Ladevorgang während der Zeit geplant wird, in der in hohem Maße erneuerbare Energie in das Netz eingespeist wird. Darüber hinaus kann die in der Batterie des Elektrofahrzeugs gespeicherte zusätzliche Energie in das Netz zurückgespeist werden, um die Netzstabilität aufrechtzuerhalten, oder als Eigenverbrauch an den Haushalt geliefert werden.

Intelligentes Laden wird entweder zentral über einen Aggregator oder über dezentrale Steuerungsschemata erreicht [5]. Der zentralisierte Ladeansatz impliziert, dass die Ladevorgänge direkt vom Aggregator gesteuert werden und der Benutzer möglicherweise weniger beteiligt ist. Dezentrale Steuerungsschemata hingegen versuchen, den Ladeplan der Benutzer zu beeinflussen, indem sie marktbasierende Preissignale oder Flexibilitätsanreize bereitstellen. In [6] haben die Autoren drei Schlüsselstrategien definiert, um Elektrofahrzeuge in das Stromnetz zu integrieren, nämlich Smart Pricing, Smart Technology und Smart Infrastructure. Wenn alle drei Bedingungen erfüllt sind, wird intelligentes Laden nicht nur die Netzstabilität des Verteilnetzes verbessern, sondern auch den EV-Nutzern sowie den Ladepunktbetreibern (CPOs) zusätzliche Vorteile in Form von wirtschaftlichen

Anreizen bringen. Eine andere Studie [7] befasst sich mit der Bedeutung der Anpassung neuer Softwareprotokolle und Hardwareanwendungen, um intelligentes Laden zu realisieren. Ein guter Preismechanismus kann Benutzer dazu anregen, ihre Ladeflexibilität für Elektrofahrzeuge zu erhöhen. Zusammenfassend sind Flexibilität, Softwareprotokolle und Hardwareanwendungen die Grundlagen des intelligenten Ladens von Elektrofahrzeugen. Der Optimierungsalgorithmus ist dabei das Gehirn des gesamten Systems.

2 Ziele des Projektes

2.1 Kundenbedürfnisse und Akzeptanzkriterien für flexibles Laden

Nach unserem Wissen wurden zu Beginn dieses Projekts alle bestehenden intelligenten Ladelösungen zum Lastmanagement zentralisiert durchgeführt. Das Hauptziel war netzdienlich, berücksichtigte jedoch selten oder kaum die Nachfrage oder Erwartungen der EV-Nutzerseite. Anstelle einer Top-Down-Methode zur Steuerung der Ladeleistung haben wir eine Quasi-Bottom-Up-Methode entwickelt und getestet, damit EV-Benutzer eine aktive Rolle spielen und zum intelligenten EV-Ladesystem beitragen können. Die Aufteilung der verfügbaren Ladeleistung auf alle Teilnehmer funktioniert dezentral und vollautomatisch.

Um Schmerzpunkte und Nutzen der EV-Benutzer beim intelligenten Laden zu verstehen und ihre Rückmeldungen und Erwartungen zu sammeln, wurde eine Befragung von EV-Nutzern zum intelligenten Laden vom Projektpartner UScale durchgeführt, mit dem Ziel, die Fairness des Smart Charging-Optimierungsalgorithmus weiter zu verbessern.

2.2 Entwicklung eines neutralen Flexibilitätsmarktplatzes auf Blockchain-Basis

Die Blockchain-Technologie kann als disruptive Technologie angesehen werden und verändert Geschäftsmodelle dramatisch. Es wird nicht einfach sein und kann noch einige Zeit in Anspruch nehmen, bis die Blockchain-Technologie etablierte Marktformen umwälzen und allmählich übernehmen kann. Für eine schnelle Übernahme der Blockchain-Technologie in neue Geschäftsmodelle oder neu gestaltete Märkte sehe wir aber enorme Chancen.

Bisher wurde in Deutschland die Flexibilität von Elektrofahrzeugen nicht Mittel für den Regelleistungsmarkt, für Systemdienstleistungen oder Redispatch 2.0 betrachtet. Wenn aber mehr Elektrofahrzeuge auf die Straße kommen, und verstärkt Hochleistungsladestationen aufgebaut werden, werden die Elektrofahrzeuge mit diesem Skaleneffekt unweigerlich zu einer wichtigen Flexibilitätsquelle, um den Netzbetrieb zu erleichtern. EV als flexible Lasten müssen in den Markt integriert und ein neuer Markt für den EV-Flexibilitätshandel muss geschaffen werden.

Unter Nutzung der Vorteile der Blockchain-Technologie kann eine Handels- oder Aggregationsplattform für EV-Flexibilität automatisch die Ladeflexibilität einzelner EV unterscheiden, die potenzielle Flexibilität von EVs innerhalb von Netzknoten aggregieren und dem Netzbetreiber anbieten, die Netzüberlastung zu beseitigen oder am Flexibilitätsmarkt teilzunehmen. Smart Contracts können Effizienz sicherstellen, indem sie Prozesse für Überwachung, Berichterstattung und Verifizierung sowie Zahlungen und Transaktionen automatisieren.

2.3 Entwicklung eines Komplettsystems zum nutzerzentrierten Laden

In diesem Projekt wurde eine Ende-zu-Ende-Lösung im Sinne eines Produktprototyps mit berührbarer Benutzeroberfläche entwickelt, um die Funktionalität der Flexibilitätsladeoptimierung zu demonstrieren. Eine Lade-App wurde entworfen und entwickelt, um die Benutzeroberfläche zu demonstrieren und die Testbenutzer für die Benutzererfahrung zu begeistern.

2.4 Kopplung des Systems an den Netzzustand im Feldtest

Die Flexibilitätsladelösung zielt darauf ab, aufkommende Probleme des Stromnetzes zu lösen. Anstatt sie nur auf dem Bildschirm zu simulieren, sollte diese Systemlösung in realen Szenarien getestet werden. Außerdem konnte durch die Integration einer solchen Systemlösung in eine vorhandene Ladestation die Leistung des Systems besser bewertet werden. Alle unerwarteten oder physikalischen Einschränkungen konnten erkannt werden und zur weiteren Verbesserung beitragen.

3 Flexibilitätskonzepte

3.1 Was ist EV-Flexibilität beim Laden? (Definition)

Der Autor [8] unterscheidet vier Arten von Flexibilität im Stromsystem, die zur Netzstabilität beitragen – nämlich Netzausbau, Energiespeicherung, Flexibilität auf der Angebotsseite sowie Flexibilität auf der Nachfrageseite. Eine EV-Batterie ist eher wie ein mobiler Energiespeicher denn als eine normale elektrische Last zu verstehen. Wenn die V2G¹ Technologie ausgereift ist, kann die in der Batterie des Elektrofahrzeugs gespeicherte Energie bei hohem Spitzenbedarf in das Netz zurückgespeist werden. Derzeit ist vor allem das Laden von Elektrofahrzeugen als Flexibilitätslast auf der Nachfrageseite erwünscht und wird als das Kernkonzept für intelligentes Laden angesehen. Der Autor definiert in [9] die Flexibilität auf der Nachfrageseite als die Fähigkeit, vom geplanten Lastprofil abzuweichen. Wenn

¹ vehicle-to-grid: Rückspeisung vom Fahrzeug ins Netz

wir den ungesteuerten EV-Ladevorgang in ein geplantes Ladeprofil umwandeln können, kann intelligentes Laden die ungenutzte EV-Ladeflexibilität verfügbar machen und das geplante Ladeprofil optimieren.

In [10] erwähnt der Autor verschiedene Arten von Flexibilität aus Nutzersicht (dargestellt in Abbildung 1), die für intelligentes Laden berücksichtigt oder angesprochen werden sollten. Unter anderem ist die Flexibilität im Ladefahrplan der Benutzer die Grundlage für kontrolliertes Laden, da sich die Benutzer nicht um das tatsächliche Ladeprofil kümmern, solange ihre Ladeanforderungen erfüllt sind, bevor sie abfahren. Die anderen Arten von Flexibilität, wie z. B. die Flexibilität bei der benötigten Strommenge, bei Ladezeit und Ladeort werden am ehesten durch Demand Response angegangen, z.B. durch dynamische Preisansätze. Die Wirksamkeit von Demand Response muss sorgfältig evaluiert werden, mehrere Studien haben sich bereits auf dieses Thema konzentriert.

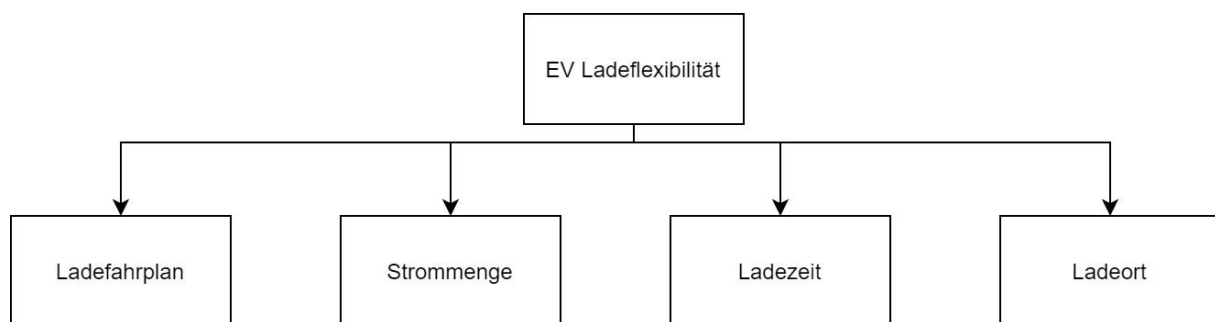


Abbildung 1. Arten von EV-Ladeflexibilität

Im Vergleich zu den anderen Flexibilitätsarten lässt sich die Ladefahrplanflexibilität am einfachsten durch direkte Steuerung nutzen. Letztendlich sollte sich die EV-Ladeflexibilität im endgültigen Ladeprofil widerspiegeln, d.h. in der Änderung der Ladeleistung vom Beginn des Ladevorgangs bis zum Ende. In diesem Projekt wird die Ladefahrplanflexibilität gezielt eingesetzt, um das Problem der Netzüberlastung anzugehen.

3.2 Flexibilität als Produkt

Dieses Projekt fokussiert sich beim intelligenten Laden auf das unidirektionale Laden. In diesem Zusammenhang wird die EV-Ladefahrplanflexibilität als die Energiemenge definiert, die ein EV durch Reduzierung der Ladeleistung in einem festen Zeitintervall (normalerweise 15 Minuten) beitragen könnte, ohne den Ladebedarf der Benutzer zu beeinträchtigen. Die EV Ladefahrplanflexibilität wird durch die Nennleistung der Ladestation, an die das EV angeschlossen ist, sowie durch die individuellen Mobilitätsbedürfnisse bestimmt. Die Flexibilität wird in Kilowattstunden angegeben. Das 15-Minuten-Intervall wird als Einheitszeitschritt eingestellt, um mit dem Strommarkt synchronisiert zu werden. Die Differenz zwischen der Nennleistung des Ladepunkts (LP) und der tatsächlich vom LP gelieferten

Ladeleistung wird als Laständerung des EV-Ladens behandelt. Die Flexibilität, die ein Elektrofahrzeug in einem Zeitschritt beiträgt, wird berechnet, indem das Zeitschrittintervall mit der Lastdifferenz während dieses Zeitschritts multipliziert wird. Der Flexibilitätsbeitrag kann nicht vorab bestimmt werden, da er von der Netzsituation abhängt und die Flexibilität nur bei Netzüberlastung genutzt wird.

Das einfache Beispiel in **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** soll hier helfen, das Konzept zu verstehen. Nehmen wir an, Benutzer A möchte das Elektrofahrzeug für 33 kWh in vier Stunden aufladen, wobei der Ladepunkt eine maximale Ladeleistung von 11 kW bietet. Unter normalen Bedingungen dauert es nur drei Stunden, bis das Elektrofahrzeug aufgeladen ist, und Benutzer A hat eine Stunde Flexibilitätszeit mit insgesamt 11 kWh Flexibilitätsangebot. Dieses Flexibilitätsangebot gilt nur während des Ladevorgangs, aber nicht danach. Abbildung 2 zeigt den ungesteuerten Fall sowie den intelligenten Ladefall. Der grüne Bereich steht für die Ladeleistung, der blaue Bereich für die reduzierte Leistung. Der Ladebedarf von Benutzer A ist in beiden Fällen erfüllt, dabei haben beide eine ungeladene Zeitspanne von einer Stunde. Der einzige Unterschied besteht darin, dass beim intelligenten Ladefall der Ladevorgang in der zweiten Stunde unterbrochen wird. Dies nennen wir die Flexibilitätsnutzung.

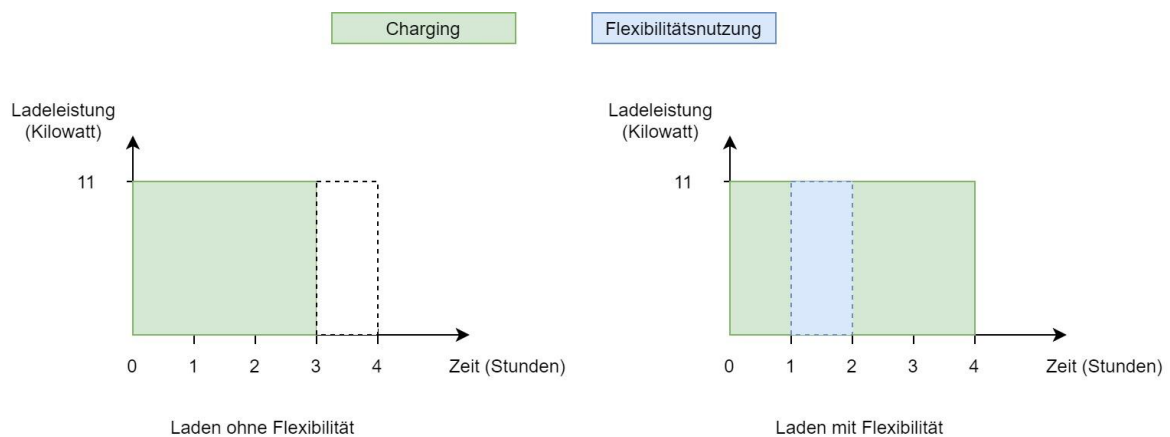


Abbildung 2. Flexibilitätskonzept

Nachdem wir nun das Konzept der Flexibilität erläutert haben, ist es wichtig zu verstehen, wie die Flexibilität innerhalb einer Ladegruppe mit mehreren ladenden Elektrofahrzeugen bestimmt und berechnet wird.

3.3 Flexibilität rechnen

Bei der Betrachtung der verfügbaren Ladeleistung sollte es zu jedem Zeitpunkt einen Basiswert (Baseline) für jede Ladestation geben. In der Regel lässt sich dieser einfach berechnen, indem die Gesamtladeleistung (in kW) durch die Anzahl der aktiven Ladepunkte geteilt wird. Das heißt: Den Basiswert zu berechnen ist ein grundlegender Lastmanagementalgorithmus. Der Basiswert ist nur

sinnvoll, wenn die Gesamtladepkapazität zu einer Hauptbeschränkung wird, bei der die Leistung gleichmäßig aufgeteilt und jedem aktiven Ladepunkt für einen bestimmten Zeitraum zugewiesen wird.

Das exakte Flexibilitätsvolumen errechnet sich aus der Differenz zwischen tatsächlicher Ladeleistung und dem Basiswert, multipliziert mit der Zeitdauer (15 Minuten). Abbildung 3 zeigt beispielsweise drei Ladepunkte mit jeweils maximal 22 kW Stromversorgung. Unter der Annahme, dass die gesamte Netzanschlusskapazität 42 kW beträgt, könnte es zu Netzengpässen führen, wenn alle drei Ladepunkte mit Elektrofahrzeugen belegt sind, da der gesamte Strombedarf im ungesteuerten Ladeszenario auf 66 kW ansteigen würde. Um Netzengpässe zu vermeiden, wird die Ladeleistung jedes Ladepunkts unterschiedslos auf ein Niveau reduziert, bei dem der Gesamtstrombedarf nicht mehr als die gesamte Netzanschlusskapazität beträgt. Wir nennen dieses Leistungsniveau den Basiswert oder die Baseline. In diesem Beispiel beträgt der Wert 14 kW.

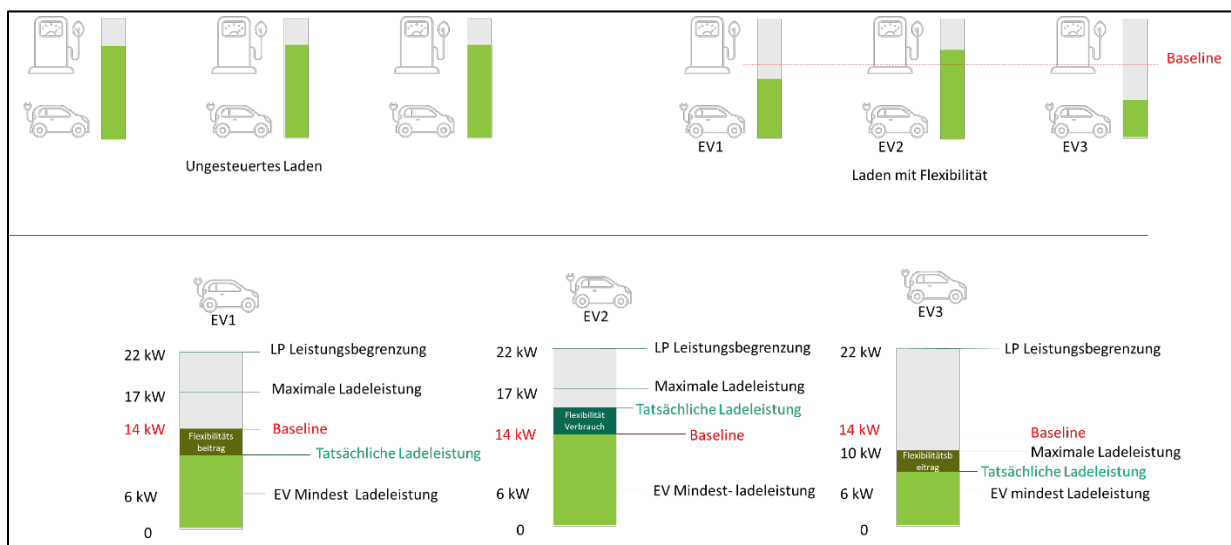


Abbildung 3. Flexibilität rechnen

Einige EV-Benutzer erwarten, dass es keine Leistungsreduzierung gibt, da sie nicht zu lange auf die nächste Abfahrt warten können. Andere EV-Nutzer sind weniger anspruchsvoll, da sie flexibler sind. In diesem Fall können die EV-Benutzer, die flexibel sind, ihre Flexibilität auf diejenigen übertragen, die die Flexibilität fordern, um die Pareto-Effizienz zu verbessern und eine höhere Gesamtzufriedenheit zu erreichen.

Die physische Einschränkung des Elektrofahrzeugs sollte ebenfalls berücksichtigt werden. Basierend auf Beobachtungen hat jedes Fahrzeugmodell eine bestimmte erforderliche Mindestladeleistung, um den Ladevorgang aktiv zu halten. Wenn die Stromversorgung des Ladepunkts reduziert wird und unter das erforderliche Mindestniveau fällt, wird der Ladevorgang beendet und kann nicht automatisch fortgesetzt werden, auch wenn die Ladeleistung wieder hochgefahren wird. Für unseren Flexibilitätsoptimierungsalgorithmus definieren wir eine sogenannte „EV-Mindestladeleistung“, mit

der der größte Teil an EV-Modellen abgedeckt wird. Damit wird sichergestellt, dass eine unerwartete Ladebeendigung durch Lastmanagement verhindert wird.

Außerdem könnte es Situationen geben, in welchen einige EV aus technischen Gründen oder aufgrund des Batteriestatus [11] nicht einmal mit dem Basiswert (EV3 im Abbildung 3) aufgeladen werden können. Daher sollte die maximale Ladeleistung berücksichtigt werden, wenn die Ladeflexibilität des jeweiligen EV berechnet wird.

3.4 Flexibilität handeln

Anstatt die Flexibilität direkt gemäß der Ladepräferenz des Benutzers zuzuweisen, haben wir einen Preismechanismus eingeführt, der es den Benutzern ermöglicht, ihre Flexibilität untereinander zu handeln. Es handelt sich um einen marktbasierten Mechanismus, der die Fairness verbessern und dazu anregen soll, Flexibilität als Produkt zu betrachten.

Es gibt zwei verschiedene Methoden, um Flexibilität mit Anreizen zu verbinden. Ein Verfahren besteht darin, ein dynamisches Ladepreisschema festzulegen, um den tatsächlichen Ladebedarf widerzuspiegeln. Der Strompreis für einen bestimmten Zeitraum ist höher, wenn mehrere Elektrofahrzeuge gleichzeitig geladen werden. EV-Benutzer, die es nicht eilig haben, verlängern die Ladezeit und vermeiden, mit höheren Preisen belastet zu werden. Wer in Eile ist, kann sich die Ladeleistung sichern, indem er einen höheren Ladepreis zahlt.

Die andere Methode besteht darin, den Flexibilitätshandel zwischen den EV-Benutzern zu ermöglichen. Die Idee dabei ist, EV-Flexibilität mit einem Preisschild auf kWh-Basis zu versehen. Benutzer, die eine höhere Leistung benötigen, um den Ladevorgang früher abzuschließen, können angeben, wie viel sie für die Leistungsflexibilität bezahlen möchten. Auf der anderen Seite können Benutzer, die sich nicht um die Ladezeit kümmern, angeben, wie viel Flexibilität sie anderen anbieten und verkaufen möchten.

3.5 Hintergrund der Flexibilitätsanreize

Um das volle Potenzial der EV-Flexibilität zu ermöglichen und zu nutzen, sollte hierfür ein Preisschema bereitgestellt werden. EV-Benutzer können damit den Wert der EV-Ladeflexibilität verstehen und werden zur Teilnahme angeregt. Ohne das Preisschema besteht das Risiko, dass EV-Benutzer nicht die tatsächliche Ladepräferenz oder einfach die höchste Dringlichkeit angeben, wodurch die Flexibilitätsoptimierung nicht gut funktionieren würde. Es ist wichtig zu verstehen, wo diese EV-Flexibilität genutzt und im Gegenzug wirtschaftliche Vorteile erzielt werden können.

Am bestehenden deutschen Regelenergiemarkt nehmen Erzeugungskapazitäten in großen, zentralisierten Einheiten teil. Bisher sind kleinteilige, flexible Lasten wie EV kaum beteiligt, es sei denn,

sie werden aggregiert. Abhängig von den Eigenschaften der EV-Batterie und den technischen Standards des Ladepunkts kann ein EV beim AC-Laden bis zu 20 kW und beim DC-Schnellladen bis zu 150 kW flexible Leistung anbieten. Wenn 10 gleichzeitig ladende Elektrofahrzeuge beim DC-Schnellladen, etwa in einem Ladedepot, oder etwa 50 gleichzeitig ladende Elektrofahrzeuge beim AC-Laden, etwa innerhalb einer Gemeinde, aggregiert werden, könnte die Gesamtflexibilität auf Megawatt-Niveau skaliert werden.

Nachfrageseitige Flexibilität wird im Redispatch-Schema noch nicht berücksichtigt. Derzeit bezieht der Redispatch 2.0 nur die Stromerzeugungsanlagen ein, die über 100 kW liegen. Es gibt jedoch Potenzial für Elektrofahrzeuge, eine wichtige Rolle im Redispatch-Schema zu spielen.

Lokale (Niederspannungs-)Netzbetreiber betrachten EV (gemäß §14 a EnWG) bereits als abschaltbare Last. Dabei muss der Ladepunkt bzw. die Wallbox einige technische Voraussetzungen erfüllen, um vom Netzbetreiber steuerbar zu sein. Für eine bestimmte Tages- oder Abendzeit wird die Ladelast als Reaktion auf das Steuersignal des Netzbetreibers reduziert oder sogar gestoppt, was zur Netzstabilität und zur Vermeidung von Netzengpässen beiträgt. Im Gegenzug bekommt der EV-Nutzer einen günstigeren Ladestrompreis.

Selbst innerhalb einer öffentlichen Ladestation oder Parkgarage eines Wohn- oder Bürogebäudes kann die begrenzte Kapazität des Netzanschlusses eine große Einschränkung für den Ausbau des Ladepunktnetzes darstellen. Alternativ kann die EV-Flexibilität genutzt werden, da EV-Benutzer möglicherweise unterschiedliche Ladeanforderungen haben, und die Flexibilität kann zwischen den EV-Benutzern übertragen und gehandelt werden.

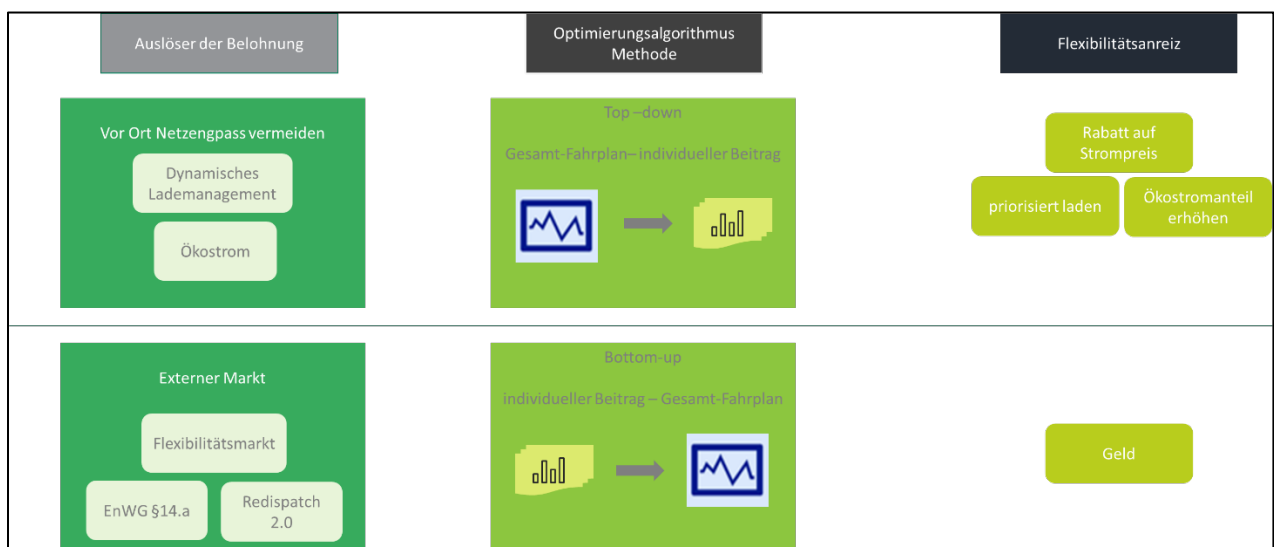


Abbildung 4 Flexibilitätsanreize

In diesem Projekt konzentrieren wir uns hauptsächlich auf den Anwendungsfall innerhalb einer Ladestation (siehe Abbildung 4). Dementsprechend werden drei Arten von Flexibilitätsanreizen vorgeschlagen, nämlich ein Rabatt auf den Strompreis, priorisiertes Laden sowie die Erhöhung des Ökostromanteils. Eine detaillierte Auswertung des direkten Nutzerfeedbacks finden Sie unter [Section 5. Smart Charging aus Nutzersicht](#)

4 Das Blockchain-Konzept

Eine Blockchain (BC) ist eine verteilte Datenstruktur und ein Rechnernetzwerk, das durch eine Kombination aus kryptografischen Signaturen und Konsensmechanismen gesichert ist [12]. BC bietet eine verteilte, transparente und vertrauenswürdige Zugriffskontrolle im Internet der Dinge, insbesondere mit der Entwicklung von Smart Contracts [13]. Smart Contracts sind Codes, die im Ethereum Blockchain-Netzwerk ausgeführt werden. Sie werden verwendet, um eine Vereinbarung zwischen teilnehmenden Konten oder Knoten durchzusetzen, und werden nur ausgeführt, wenn die vordefinierten Bedingungen erfüllt sind.

In einem Blockchain-fähigen EV-Ladenetzwerk können die Optimierungsergebnisse des intelligenten Ladealgorithmus verifiziert und bewertet werden, obwohl der Optimierungsalgorithmus selbst außerhalb der Blockchain läuft. Einerseits werden der intelligente Ladealgorithmus und alle Ladedaten einzelner Elektrofahrzeuge gehasht und direkt auf der Blockchain aufgezeichnet. Der Inhalt des intelligenten Ladealgorithmus kann von der Öffentlichkeit überprüft werden, um sicherzustellen, dass er von allen Parteien gut angenommen wird. Wenn jemand andererseits die Ergebnisse überprüfen möchte, kann er eine Kopie des Algorithmus anfordern und die Hash-Funktion ausführen, um den Hash-Wert des Algorithmus zu erhalten. Dann kann der Wert mit dem in der Blockchain gespeicherten ursprünglichen Hash-Wert verglichen werden. In ähnlicher Weise können die gesamten Optimierungsergebnisse außerhalb der Blockchain repliziert werden: Es wird eine Simulation mit den ursprünglichen Ladedaten ausgeführt, um die Ergebnisse zu erhalten, diese werden dann mit dem Hash-Wert des in der Blockchain gespeicherten Ergebnisses verglichen.

Wenn es um die Abrechnung und Bezahlung von EV-Ladevorgängen geht, ist die Blockchain-Technologie immer eine gute Option, da sie gegenüber bestehenden Methoden natürliche Vorteile mitbringt. In [14] wird argumentiert, dass die Hauptvorteile der Blockchain die direkte Abwicklung und die hohe Interoperabilität und Automatisierung von Diensten sind. Es wird darauf hingewiesen, dass Blockchain eine Peer-to-Peer-Transaktionsplattform (P2P) ermöglicht, die die Servicekosten von Vermittlern vermeidet. Es ist möglich, Vermittler wie E-Mobility Service Provider (EMSP) durch die

Implementierung der Blockchain-Technologie zu eliminieren und die allgemeine Markteffizienz zu verbessern.

4.1 P2P-Flexibilitätshandel

Fairness und Transparenz sind zwei sehr wichtige Faktoren für eine erfolgreiche Implementierung intelligenter Ladesysteme für die Flexibilität von Elektrofahrzeugen. Der VNB hat die Verantwortung, die Netzstabilität aufrechtzuerhalten. Wenn ein lokaler EV-Ladebedarf die Leistungskapazität des Transformators oder die Kapazitätsgrenze des Einspeisers erreicht, sollte der Betreiber zuerst intelligentes Laden anwenden, um Netzüberlastung oder einen Netzengpass zu vermeiden. Gelingt dies nicht, lässt das bisher bekannte System entweder keine neue Ladeanfrage zu oder es werden alle aktiven Ladevorgänge beeinträchtigt und die Ladeleistung entsprechend reduziert. Wie im vorherigen Abschnitt erwähnt, berücksichtigt der Top-Down-Ansatz jedoch nicht die Ladeanforderungen der EV-Benutzer, was zu einer Unzufriedenheit der Kunden führen könnte. Daher muss eine Handelsplattform für Ladeflexibilität von Elektrofahrzeugen eingerichtet werden, auf der die Flexibilität von Einzelpersonen übertragen werden kann.

Die Interessen der Beteiligten in diesem Szenario können zu Konflikten führen: EV-Nutzer möchten ihren Ladevorgang mit höherer Ladeleistung absichern, um ihren Ladebedarf zu decken, während CPOs die Nutzung der Ladepunkte erhöhen wollen, indem sie mehr EVs gleichzeitig laden lassen. Dies sind Gründe, warum die Blockchain-Technologie in Betracht gezogen werden sollte: Die natürlichen Vorteile einer Blockchain liegen in einer vertrauenswürdigen Umgebung, alle Transaktionen und aktualisierten Ergebnisse sind öffentlich zugänglich, unveränderlich und überprüfbar [15]. Außerdem können Smart Contracts auf transparente Weise bewertet und geprüft werden und werden garantiert und zuverlässig im Netzwerk ausgeführt.

5 Smart Charging aus Nutzersicht

5.1 Vorteile für Netzbetreiber – Nachteile für Nutzer?

Während sich aus Sicht der Netzbetreiber mit netzdienlichem Laden erhebliche Einsparpotenziale beim Ausbau des Netzes realisieren lassen, sehen die Anbieter von Netz- und Steuerungstechnik einen

neuen Markt mit Erlöspotenzial im Milliardenbereich. Neben dem Verkauf und Betrieb entsprechender Systeme ergeben sich Potenziale im Bereich Stromhandel etc.

Ein Teil der Geschäftsmodelle funktioniert ohne aktives Zutun der Nutzer. Werden zum Beispiel mehrere Fahrzeuge in einem Fuhrpark von einem zentralen Lademanagement während der Nacht netzschonend geladen, genügt die Installation des Systems durch den Betreiber für den automatisierten Betrieb. Voraussetzung ist, dass das Unternehmen von den Vorteilen überzeugt ist und das System zu den Nutzungsmustern des Fuhrparks passt.

Laut Kraftfahrt-Bundesamt sind nur allerdings gut fünf der 48 Mio. PKWs in Deutschland auf gewerbliche Nutzer zugelassen, d.h. knapp 90% der in Deutschland zugelassenen PKW sind in privater Hand. Dazu kommt, dass ein großer Teil der Fahrzeuge mit einem gewerblichen Halter von User-Chosern, d.h. Privatpersonen mit Firmenfahrzeug gefahren wird. In der Summe stellt der private PKW-Fuhrpark mit seinem Fahrzeugbatterien also ein erhebliches Energiespeicherpotenzial dar, das für die Sektorkopplung genutzt werden muss.

Im Unterschied zum gewerblichen Fuhrpark müssen Privatnutzer ihr individuelles Einverständnis geben, damit der PKW netzdienlich geladen oder zum bidirektionalen Laden genutzt werden kann. Dies ist mit erheblichen Nachteilen für den Nutzer verbunden, die in der aktuellen Diskussion nur selten gehört werden:

- Anfangsinvestitionen in ein E-Auto mit den notwendigen Sonderausstattungen, eine intelligente Wallbox und ein Smart Meter. Dazu kommen jährliche Gebühren für den Zähler.
- Ist das System installiert, muss es in Betrieb genommen werden, Apps installiert, der Nutzer registriert, Schnittstellen konfiguriert, Zugriffe eingerichtet und die Bedienung vom Nutzer verstanden werden.
- Nach abgeschlossener Inbetriebnahme muss sich der Nutzer regelmäßig vor dem Laden über sein geplantes Mobilitätsverhalten Gedanken machen, sich festlegen und dem System passende Vorgaben über eine App mitteilen.
- Dabei verlieren Nutzer Flexibilität. Bei kurzfristigen Planänderungen ist im schlimmsten Fall keine Mobilität möglich, weil die Batterie noch nicht geladen ist, obwohl das Fahrzeug seit Stunden angesteckt ist.
- Dazu kommen angesichts der noch häufig unausgereiften Technik Probleme mit der Zuverlässigkeit und entsprechenden Auswirkungen auf die Mobilität.

Während die Vorteile in erster Linie beim Netzbetreiber und Technologieanbieter liegen, summieren sich die Nachteile beim Nutzer. Angesichts vermutlich überschaubarer Einsparbeträge ist also nicht selbstverständlich, dass ein hoher Anteil der E-Auto-Fahrer für netzdienliches Laden gewonnen

werden kann. Dabei reicht der Kauf und die Installation der notwendigen Technik durch die Kunden nicht aus. Nutzer müssen netzdienliches Laden *nutzen*; am besten bei jedem Ladevorgang.

Netzbetreiber und Anbieter von Technologien zum netzdienlichen Laden müssen sich also nicht nur Gedanken über die technologische Problemlösung machen, sondern auch kritisch prüfen, wie die Vorteile fair zwischen ihnen und den Nutzern verteilt werden können. Gelingt das nicht, bricht die Mehrzahl der Business Cases der Anbieter zusammen.

5.2 Erhebungsansatz

Wie entscheiden mögliche Kunden, ob sie ein innovatives Produkt nutzen möchten? Die Verhaltensforschung zeigt, dass Menschen ein Angebot aus der Perspektive ihrer aktuellen Lösung betrachten. Löst ein neues Produkt ein aktuelles Problem? Wie groß ist das Problem, das gelöst wird, d.h. welchen Mehrwert bietet das neue Produkt? Der Mehrwert kann dabei verschiedener Art sein. Neben finanziellen Vorteilen können beim netzdienlichen Laden auch Aspekte wie Image oder ein gefühlter persönlicher Beitrag zur Energiewende relevant sein.

Gleichzeitig erzeugt jede Innovation, jedes neue Produkt auch Nachteile (siehe Abbildung 5 Jedes neue Produkt bringt neben Vorteilen auf neue Probleme. Abbildung 5). Das können Aufwände im Zusammenhang mit der Umstellung sein, die Installation oder Integration einer neuen Software in das vorhandene Ökosystem, die Gewöhnung an eine App-Bedienung, die Umstellung von Gewohnheiten oder konkrete technische Probleme mit dem neuen Produkt.



Abbildung 5 Jedes neue Produkt bringt neben Vorteilen auf neue Probleme.

Ausschlaggebend für die Nutzungsentscheidung von netzdienlichem Laden ist der individuelle wahrgenommene Netto-Mehrwert für den Nutzer. Der Product-Market-Fit beschreibt genau diesen Netto-Mehrwert, also das Verhältnis aus Vor- und Nachteilen. Damit ein Produkt im Markt erfolgreich ist, müssen die Vorteile deutlich größer sein als die Nachteile (siehe Abbildung 6).



Abbildung 6: Voraussetzung für den Erfolg eines innovativen Produkts

Für die Bewertung wird aus den Gains und dem Neuen Pain eine Kennzahl für den Product-Market-Fit gebildet, der sogenannte Pain-Gain-Index (PGI) (siehe Abbildung 7).

$$\text{PGI} = \frac{\text{GAIN}}{\text{NEUER PAIN}}$$

Abbildung 7: Kennzahl für Nutzerakzeptanz

5.3 Studien-Setup

Das Projekt sah einen zweistufigen Erhebungsansatz vor. Im ersten Schritt wurden 140 E-Auto-Fahrer zum netzdienlichen Laden im öffentlichen Raum befragt. Dazu wurde den Befragten das im NukLiB-Projekt entwickelte Lösungskonzept mit Mock-ups vorgestellt. Neben den Fahr- und Ladegewohnheiten und demographischen Merkmalen wurden die Teilnehmer nach den individuell wahrgenommenen Vor- und Nachteilen befragt. Die Ergebnisse gingen in die Entwicklung des Produktkonzepts und des User-Interfaces ein.

Im zweiten Untersuchungsschritt wurde das überarbeitete Ladekonzept 135 E-Auto-Fahrer:innen vorgestellt, die in Mehrfamilienhäusern wohnen. Das Befragungskonzept war identisch zur ersten Untersuchung. Zum Abgleich mit weiteren Use-Cases wurden auch Bewohner in Einfamilienhäusern mit und ohne Photovoltaik-Anlage und E-Auto-Fahrer:innen, die beim Arbeitgeber laden können, mit einer Stichprobe zwischen N = 100 und 200 befragt.

Beide Erhebungen fanden online im Raum DACH statt.

5.4 Ergebnisse und Stellhebel für das Projekt

Die Nutzersicht auf netzdienliches Laden hängt stark von der individuellen Wohnsituation und den Ladegewohnheiten ab. Immerhin 40% der E-Auto-Fahrer, die in Einfamilienhäusern wohnen und eine Photovoltaik-Anlage (PV) haben, bewerten die Vorteile mindestens dreimal so hoch, wie die Nachteile (Pain-Gain-Index $\text{PGI} > 3$). Zum Laden im öffentlichen Raum und im Mehrfamilienhaus ergeben sich geringere Anteile von Befragten mit einem für den Erfolg erforderlichen Pain-Gain-Index (siehe Abbildung 8). Trotzdem sind die Ergebnisse für das Projekt sehr vielversprechend. Immerhin rund 30% der E-Auto-Fahrer mit dem entsprechenden Wohn- bzw. Nutzungsprofil sind erfolgreich ansprechbar.

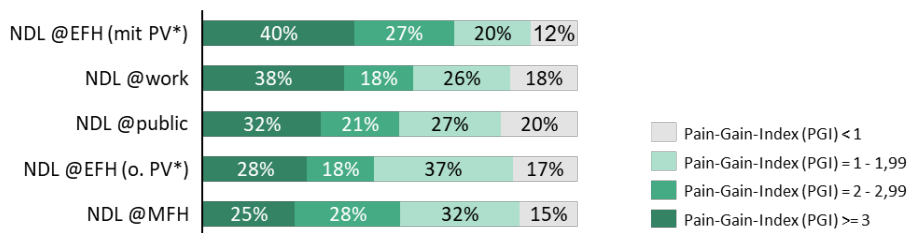
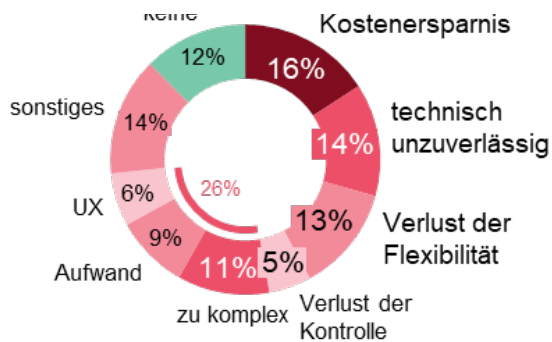


Abbildung 8: Product-Market-Fit für netzdienliches Laden an verschiedenen Orten (PV = Photovoltaik-Anlage)



Zu den Nachteilen sehen die Befragten an erster Stelle den Aufwand, der mit der Bedienung verbunden ist (26%). Auf den weiteren Plätzen folgen Ängste vor dem Verlust von Flexibilität und Kontrolle (18%), Kostenaspekte (16%) und die Sorge vor einer möglicherweise noch unausgereiften Technik (14%) (siehe Abbildung 9). Auf der Seite der Barrieren gibt es also eine Reihe von Problemen, die zur erfolgreichen Vermarktung in der Nutzerwahrnehmung reduziert werden müssen.

Abbildung 9: Wichtigste Nachteile (Nutzungsbarrieren)

Die Vorteile werden angeführt von kollektiven Vorteilen, wie der Entlastung des Netzes oder ökologischen Vorteilen (48%). An zweiter Stelle folgen erwartete Einsparungen (39%).

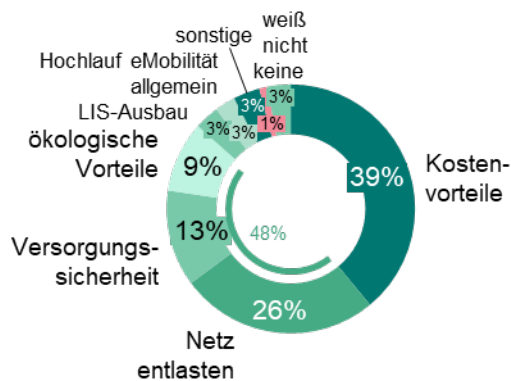


Abbildung 10: Wichtigste Vorteile (Nutzungstreiber)

Nicht alle Probleme lassen sich von Systemanbietern und Betreibern lösen. Die meisten Probleme lassen sich aber zumindest reduzieren:

- Die Bedienprobleme können vom Anbieter durch überzeugende Gestaltung minimiert werden.
- Dem Verlust an Flexibilität kann durch einfache Eingriffsmöglichkeiten in die Steuerung, der Sorge vor Kontrollverlust durch entsprechende Anzeigen in der Bedienapp entgegengewirkt werden.
- Die Höhe und Zusammensetzung der Kosten und Einsparungen wird vollständig vom Anbieter gestaltet.
- Die Sorge vor Technikproblemen kann durch Möglichkeiten des Remote Monitorings und eine Servicehotline auf Seiten des Betreibers reduziert werden.

Die Vorteile lassen sich für Vermarktung entsprechender Services nutzen.

5.5 Ausblick

Zum Zeitpunkt der zweiten Umfrage lag der Marktanteil der voll batterieelektrischen Fahrzeuge unter allen Neuwagenverkäufen laut Kraftfahrt-Bundesamt bei 13,6%, zum Zeitpunkt der ersten Befragung bei unter 10%. Die Befragten stammen also alle aus dem Segment der Innovatoren und Early Adopter. Im Lauf des Jahres 2022 wird der Marktanteil voraussichtlich über die 16,5%-Schwelle wachsen, d.h. das Segment der sogenannten Early Majority wird in den Markt eintreten.

Die Erhebungen zeigen, dass die aktuellen E-Auto-Fahrer noch zu hohen Anteilen ökologisch motiviert sind. Die Befragten sind also zu hohen Anteilen vom lokal emissionsfreien Fahren und ihrem Beitrag für die Energiewende überzeugt. Für das nächste Segment wird eine stärker hedonistische Motivation erwartet. Nutzungstreiber, wie die Unterstützung der Energiewende werden also an Bedeutung verlieren, Image und finanzielle Aspekte an Bedeutung gewinnen. Da die finanziellen Benefits für die Nutzer eher gering sind, erwarten die Autoren, dass der Product-Market-Fit und damit die Take Rates mit der zunehmenden Diffusion zurückgehen werden.

Damit sich die erwarteten CO₂-Effekte und auch die Umsatzzahlen realisieren lassen, müssen die Barrieren der E-Auto-Fahrer glaubwürdig gelöst werden und sich die Vermarktungsbotschaften an sich ändernden Nutzungstreiber der Nutzer anpassen.

6 Architektur und Komponenten

Um eine vollwertige intelligente Ladelösung aufzubauen, muss Software entworfen und entwickelt werden. Es gibt zwei Alternativen, um zwischen der Software und den Ladepunkten zu kommunizieren. Eine besteht darin, eine Hardware zu entwerfen, die an den Ladepunkt angeschlossen werden kann

und die bidirektionale Kommunikation ermöglicht. Die andere Option besteht darin, eine Programmierschnittstelle (API) zu entwerfen, die Daten mit dem CPO-Backend austauscht.

Die Vorteile und Nachteile der beiden Alternativen sind in der folgenden Tabelle aufgelistet

Tabelle 1: Vergleich zweier Möglichkeiten zur Datenkommunikation mit Ladepunkt

	Option 1: Hardwarelösung	Option 2: API-Lösung
Vorteile	Ende-zu-Ende-Datenübertragung, Keine Notwendigkeit für Middleware	Keine Hardware erforderlich, skalierbar, Bestehende Standards (OCPP1.6), Einfach einzurichten
Nachteile	Installation & Wartung erforderlich, Zuverlässigkeit ist nicht garantiert, Hardware-Sicherheit, Lange Entwicklungszeit	Ein abhängiger Vermittler, Problem mit der Datenauthentizität

Nach Prüfung der verschiedenen Optionen entschieden wir uns für die API-Lösung und richteten einen Kommunikationskanal zwischen der Software und dem CPO-Backend ein. Die Kernpunkte sind, die Funktionalität der intelligenten Ladelösung zu testen und Rückmeldungen von den Benutzern einzuholen. Außerdem ist dies eine skalierbare Lösung, denn sobald die Standard-API eingerichtet ist, kann der größte Teil des CPO-Backends darauf zugeschnitten und das Softwaresystem integriert werden.

6.1 Softwarearchitektur

Für dieses Projekt wurden sowohl das Backend als auch das Frontend (Charging App) entworfen und aufgebaut, um das Konzept und die Funktionalitäten des flexiblen Ladens zu testen und zu demonstrieren. Einige Best-Practices für die Softwareentwicklung wie Continuous Integration und Continuous Development werden eingesetzt, um die Gesamtleistung des Softwaresystems zu verbessern. Die Gesamtstruktur ist in Abbildung 11 dargestellt. Im Folgenden werden wir detaillierter auf die Komponenten Frontend und Backend eingehen.

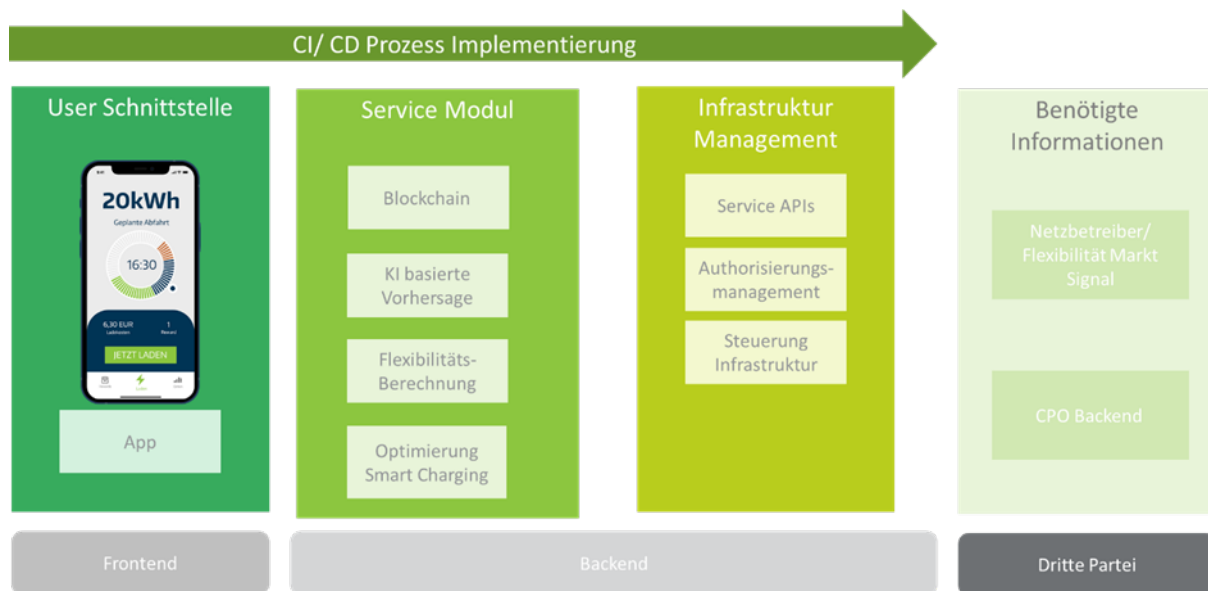


Abbildung 11 Softwarearchitektur

6.2 Backend Komponenten

Es gibt vier Servicemodule im Backend, die jeweils unterschiedliche Funktionen erfüllen. Außerdem werden Infrastrukturverwaltungsmodelle für APIs, Berechtigungsverwaltung und Infrastruktur-Steuerung benötigt, um mit der externen Drittpartei kommunizieren zu können.

Einerseits empfängt das Backend die EV-Benutzerdaten über die Frontend-App und die EV-Ladedaten über ein CPO-Backend, andererseits sendet das Backend-System auch den neuen Ladefahrplan an das CPO-Backend zurück und speichert alle rohen EV-Ladedaten in die Blockchain.

6.2.1 Optimierungsalgorithmus

Alle ursprünglichen Ladedaten und Benutzereingaben werden im Optimierungsalgorithmus verarbeitet, um die EV-Flexibilität zu analysieren und einen aktualisierten Fahrplan des einzelnen EV abzuleiten. Der Optimierungsalgorithmus benötigt die Eingaben des Lastprofils und der maximalen Leistungskapazität des Netzanschlusspunkts oder des Trafos, um die verfügbare Gesamtlast für das Laden von Elektrofahrzeugen zu berechnen. Inzwischen kann auch der Gesamtstrombedarf aktiver Ladevorgänge berechnet werden. Wenn der Gesamtleistungsbedarf höher ist als die insgesamt verfügbare Last, wird der Flexibilitätsbedarf ausgelöst und das vom Flexibilitätsrechner-Servicemodul berechnete EV-Flexibilitätsprofil aufgerufen (siehe Abbildung 12).

Da Flexibilität etwas ist, das der EV-Nutzer gegen monetäre Vorteile eintauschen kann, sollte die Zuweisung von Flexibilität auf faire und transparente Weise erfolgen. Wenn ein Gebotsmechanismus angenommen wird, wird eine Merit-Order-Entscheidung befolgt und die EV-Flexibilität wird ausgewählt und aktiviert. Wenn jedoch der Gebotsmechanismus nicht berücksichtigt wird, wird ein proportionaler Zuweisungsmechanismus verwendet, um sicherzustellen, dass alle Ladevorgänge mit Flexibilitätsangebot einbezogen werden. Sobald die gesamte aktivierte Flexibilitätsmenge den gesamten Flexibilitätsbedarf abdeckt, ist die Optimierung abgeschlossen, und ein neuer Ladefahrplan für einzelne Elektrofahrzeuge wird generiert und an das Infrastruktur-Steuerungsmodul übergeben, wo das Steuersignal des entsprechenden Ladepunkts an das CPO-Backend gesendet wird. Um robuster zu sein, führt das System ein dynamisches Lastmanagement durch, indem es das externe Lastsignal (z. B. Lastprofil des Gebäudes) berücksichtigt.

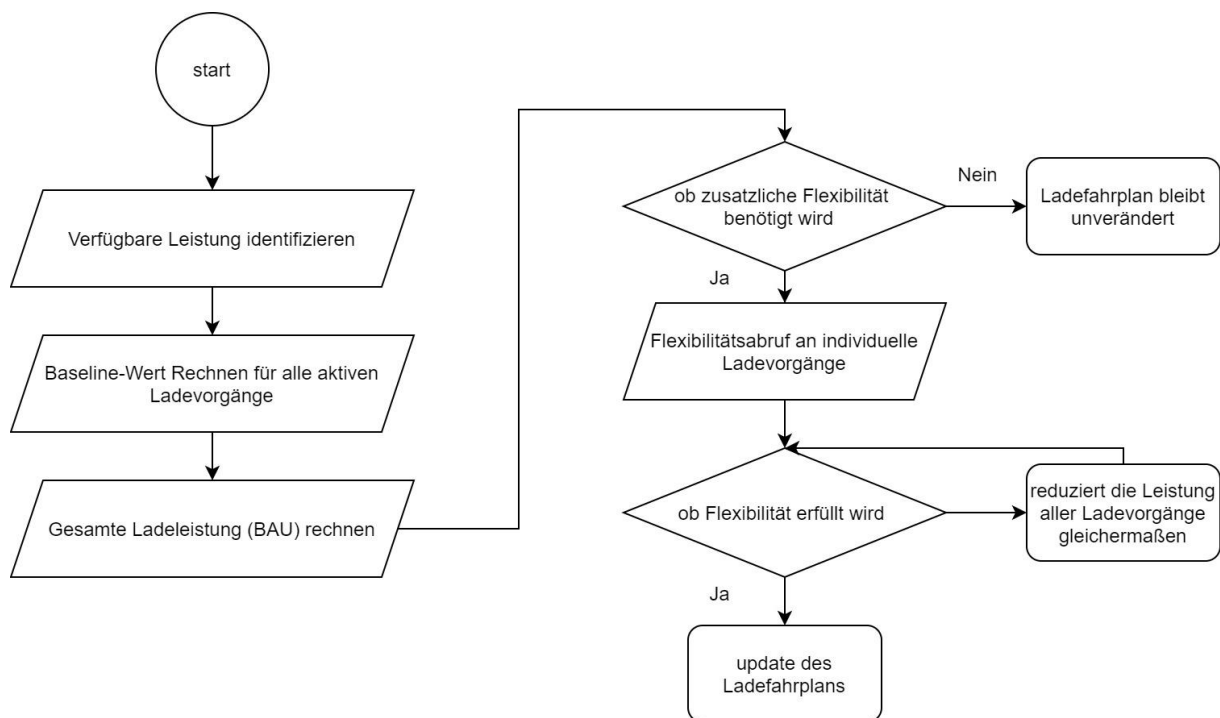


Abbildung 12 Logik des Optimierungsalgorithmus

6.2.2 Flexibilitätsrechner

Die Hauptfunktion des Flexibilitätsrechners besteht darin, die Effektivität des Ladepunkts und des Elektrofahrzeugs in Reaktion auf den aktualisierten Ladeleistungsplan zu überprüfen. Es vergleicht einfach den Signalwert aus dem Optimierungsalgorithmus und die vom Messgerät erfasste tatsächliche Ladeleistung. Wenn der Flexibilitätsbeitrag des EV für einen bestimmten Zeitschritt die anfängliche Anforderung erfüllt, wird die Höhe des EV-Flexibilitätsbeitrags zu 100 % dokumentiert.

Normalerweise ermittelt der Optimierungsalgorithmus den aktualisierten Ladefahrplan eines bestimmten Ladepunkts für den nächsten Zeitschritt (ex-ante). Nachdem der CPO den Ladefahrplan

bis zum Ende des nächsten Zeitschritts umgesetzt hat, überprüft der Flexibilitätsrechner die Wirksamkeit der Umsetzung (ex-post). Das Backend erhält die tatsächliche Ladeleistung des Elektrofahrzeugs und vergleicht es dann mit dem Baseline-wert, um die genaue Menge an Flexibilität zu berechnen, die das Elektrofahrzeug für diesen Zeitschritt beigetragen oder verbraucht hat.

6.2.3 Blockchain

In unserem vorgeschlagenen Blockchain-basierten EV-Ladesystem wird das Blockchain-Ledger von Energy Web Chain² verwendet, um alle Ladevorgänge in Zeitreihen zu speichern. Alle 15 Minuten werden die ursprünglichen Ladedaten wie tatsächliche Ladeleistung, geplante Ladeleistung, akkumulierte geladene Energie gehasht und über Smart Contracts an die Blockchain gesendet. Außerdem werden die Ladeanforderungsdaten des Benutzers auch in der Blockchain gespeichert (siehe Abbildung 13). Wir nennen diese Funktion ChargingOrigin. Die Privatsphäre wird dadurch gewahrt, dass sowohl die Absenderinformationen als auch die Originaldaten durch einen Hashwert ersetzt werden. Da alle authentischen Ladeaufzeichnungsdaten verfügbar sind, können EV-Benutzer die Genauigkeit des Optimierungsalgorithmus und des Flexibilitätsrechners auf einfache Weise überprüfen, indem sie den Optimierungsprozess replizieren und den Hash-Wert der Simulationsergebnisse mit dem in der Blockchain gespeicherten ursprünglichen Hash-Wert vergleichen.

Der ChargingOrigin wird mit Smart-Contract-Technologie auf der EW Volta Chain aufgebaut. Das Grundkonzept besteht darin, eine sichere Kopie aller zugehörigen Daten zur Überprüfung der Ergebnisse aufzubewahren und die Rechenschaftspflicht des gesamten Systems zu verbessern, da die Daten in der Blockchain nicht gelöscht oder manipuliert werden können.

² <https://www.energyweb.org/>

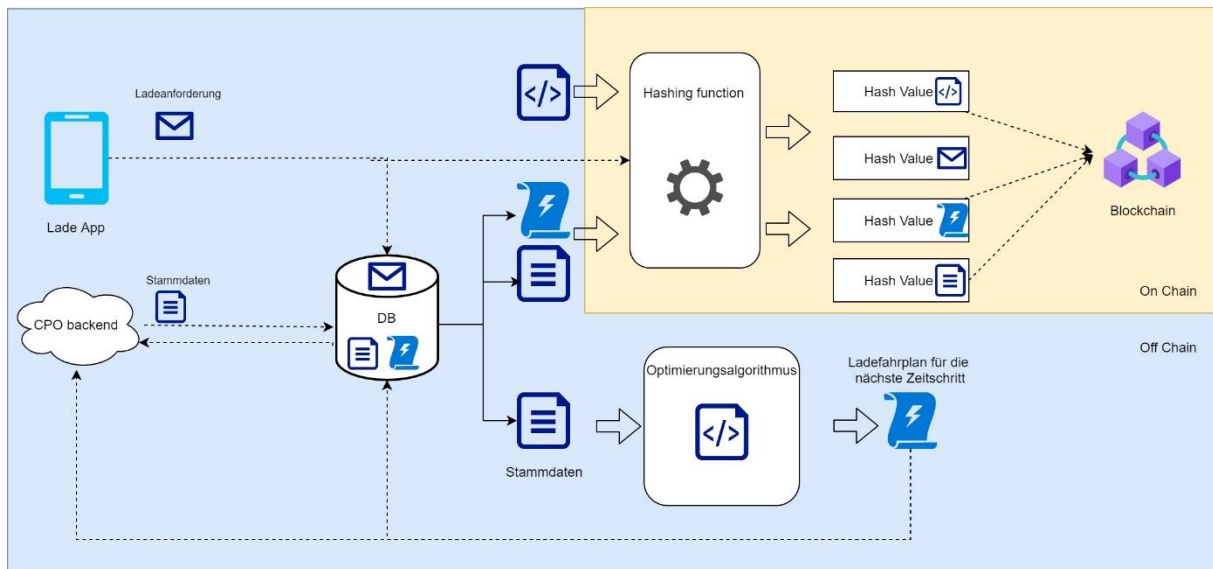


Abbildung 13 Die Nutzung der Blockchain

Die Geschäftslogik ist im Smart Contract von ChargingOrigin programmiert. Die Kernfunktionalität ist das Abrufen der Ladepunktdaten vom OLI-Backend, das mit dem Backend des CPO verbunden ist. Basierend auf der Antwort auf die Abrufanforderung an das Backend prüft und registriert das System die Assets, falls sie noch nicht registriert sind. Nach der Registrierung werden die Echtzeitdaten der Ladepunkte gehasht und über Smart-Contract-Methoden an die Blockchain weitergeleitet.

Derzeit wird der Smart Contract im Volta Testnetzwerk der Energy Web Chain über einen lokalen Knoten bereitgestellt, der auf Volta läuft. Volta ist das Vorproduktions-Testnetzwerk der Energy Web Chain und soll Organisationen bei der Regulierung und betrieblichen Effizienz helfen. Es ist nahezu identisch mit der Produktionskette (Hauptnetz) und wird hauptsächlich zum Testen von Anwendungen in einer robusten QA-Umgebung verwendet. Das Netzwerk verwendet einen Authority-Round-Konsensmechanismus, der der Name für die Proof-of-Authority (PoA)-Konsens-Engine von Parity ist. In PoA dürfen nur streng definierte Autoritätsknoten die Blöcke versiegeln, und jede Autorität kann in jeder Runde einen Block versiegeln.

6.2.4 Lade-App

Die Lade-App als Benutzerschnittstelle ermöglicht es dem Benutzer, seine Ladeanforderung bereitzustellen, um den Ladevorgang zu starten und während des Ladevorgangs eine Aktualisierung des Ladestatus zu erhalten. Sobald der Benutzer den Registrierungs- und Anmeldevorgang erfolgreich abgeschlossen hat, muss der Benutzer den QR-Code an der Ladestation scannen (siehe Abbildung 14 Links), um autorisiert zu werden. Anschließend kann der Benutzer die Ladeanforderung mit Energiemenge und verfügbarer Ladezeit angeben (siehe Abbildung 14 Mittel). Basierend auf der Eingabe des Benutzers und der Aktualisierung des Ladestatus von der Ladestation kann das Backend-

System das Flexibilitätsniveau jedes Elektrofahrzeugs identifizieren, das dem Optimierungsalgorithmus bereitgestellt wird. Wenn der Ladevorgang abgeschlossen ist, wird der Benutzer auch über den Flexibilitätsbeitrag und dementsprechend die Belohnung für die Flexibilität informiert (siehe Abbildung 14 rechts).

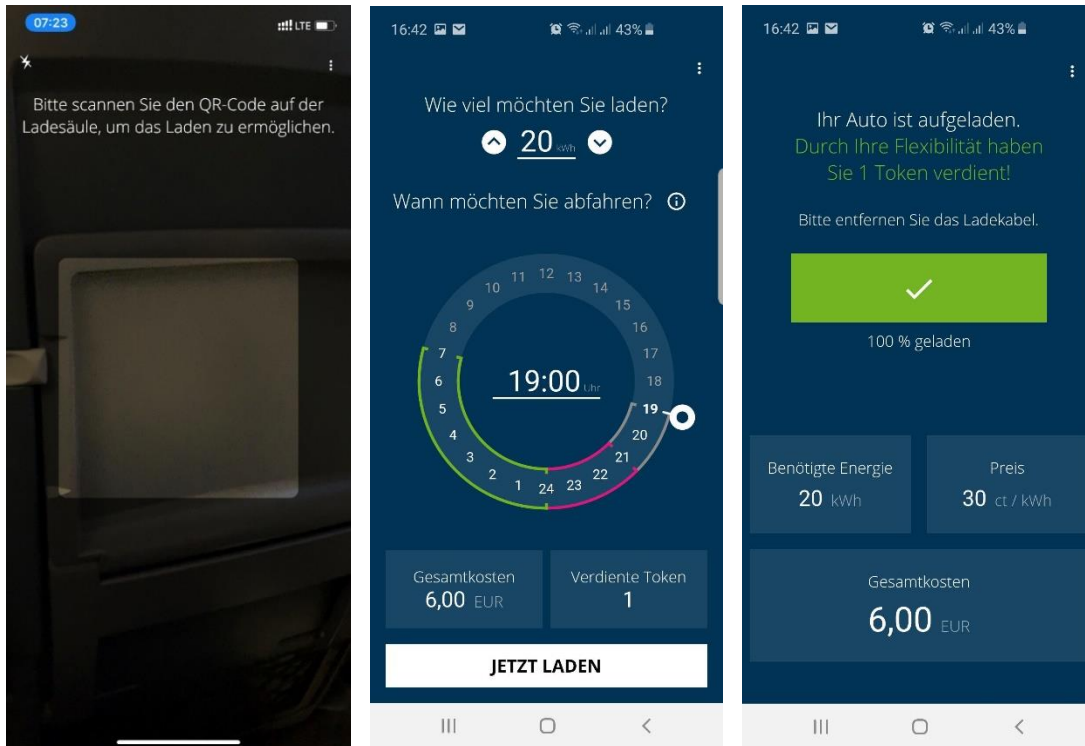


Abbildung 14 Lade-App

Die App wird auch über die Informationen der Ladestation aktualisiert. So wird beispielsweise der Strompreis des Ladepunkts angezeigt, und die geschätzten Gesamtkosten werden nach der vom Benutzer angeforderten Energiemenge berechnet. Darüber hinaus zeigt die App die geschätzte Belohnung an, wenn der Benutzer seine Ladeflexibilität basierend auf dem Feedback des Optimierungsalgorithmus in das System einbringt. Während des Ladevorgangs können Benutzer den aktuellen Ladestatus über die App überprüfen, einschließlich der geladenen Energiemenge und der momentanen Ladeleistung. Wenn die erforderliche Energiemenge schließlich erfüllt ist, gilt der Ladevorgang als abgeschlossen und die Gesamtkosten und die Belohnung werden angezeigt.

6.2.5 Künstliche-Intelligenz (KI)-basierte Vorhersage

Wir wollten maschinelles Lernen anwenden, um die Ladeanfrage des unbekanntem Ladevorgangs für eine bestimmte Ladestation vorherzusagen. Bei einer öffentlichen Ladestation ist das Ladeverhalten der Nutzer von Elektrofahrzeugen höchst unvorhersehbar, und die meisten sind nur Ad-hoc-

Ladevorgänge. Daher ist es nicht einfach, das Modell darauf zu trainieren, typische Lademuster zu erkennen. Aber für halböffentliche und private Ladevorgänge sind die Benutzer feste Verwandte und sie haben normalerweise eine regelmäßige tägliche Routine, z. B. die Fahrt zur Arbeit an Wochentagen und einige Fahrten am Wochenende. Wir haben diese Reisemuster genutzt und ein maschinelles Lernmodell mit 3 Eingaben entwickelt: Ladegruppe-ID, Wochentage und Tageszeit. In Bezug auf die Tageszeit haben wir 6 Tagesregionen vorgeschlagen, nämlich: Früher Morgen (6 bis 9 Uhr), Morgen (9 bis 12 Uhr), Mittag (12 bis 15 Uhr), Nachmittag (15 bis 18 Uhr), abends (18 bis 24 Uhr) und nachts (0 bis 6 Uhr).

Abbildung 15 zeigt das neuronale Netzwerk des maschinellen Lernmodells zur Vorhersage der Ladeanforderung des Benutzers. Für jede unbekannte Ladesitzung zeichnen wir die Ladepunkt-ID, die Wochentage und die Zeitregion des Tages auf. Das Modell wird die erforderliche Lademenge und die verfügbare Ladezeit basierend auf den Verlaufsdaten vorhersagen. Dieses Vorhersageergebnis wurde dann mit den tatsächlichen Ladedaten verglichen, um die Leistung des Modells zu bewerten. Darüber hinaus können alle tatsächlichen Ladedaten für das Modelltraining verwendet werden, um die Vorhersagegenauigkeit weiter zu verbessern.

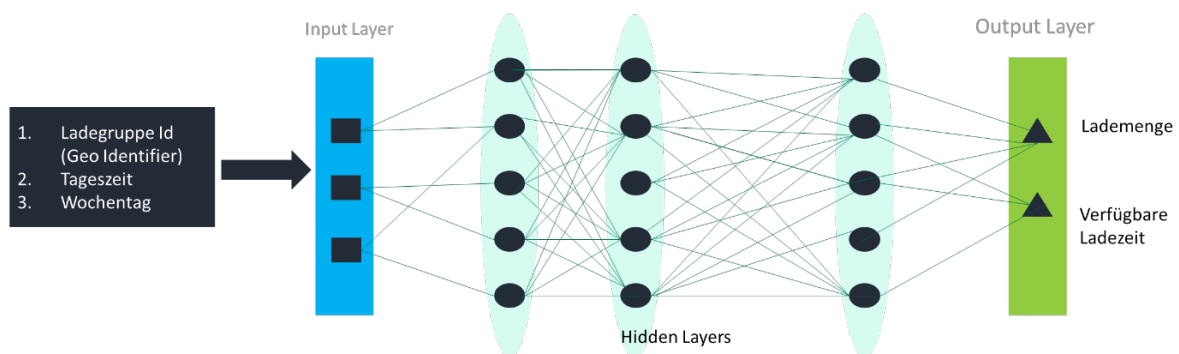


Abbildung 15 Konfigurationen von Neuronalen Netzwerken

Es wurde ein vollautomatisierter Prozess zur laufend neuen Auswahl geeigneter Konfigurationen von Neuronalen Netzwerken durchgeführt. Folgende Parameter wurden variiert:

- Anzahl von Hidden Layers zwischen 1 und 3
- Anzahl von Neuronen für jeder Hidden Layer zwischen 1 und 50
- Lernraten zwischen 0,001 und 1
- Verlustfunktion („mean absolute error“ oder „mean square error“)
- Aktivierungsfunktionen („softplus“, „relu“ oder „sigmoid“)

Mit nur 2000 Datensätzen wurde schon eine Genauigkeit von 32 % erzielt, d.h. in 32 % der Vorhersagen weicht die Vorhersage um weniger als 10 % von dem tatsächlichen Wert ab.

6.2.6 Prozessübersicht

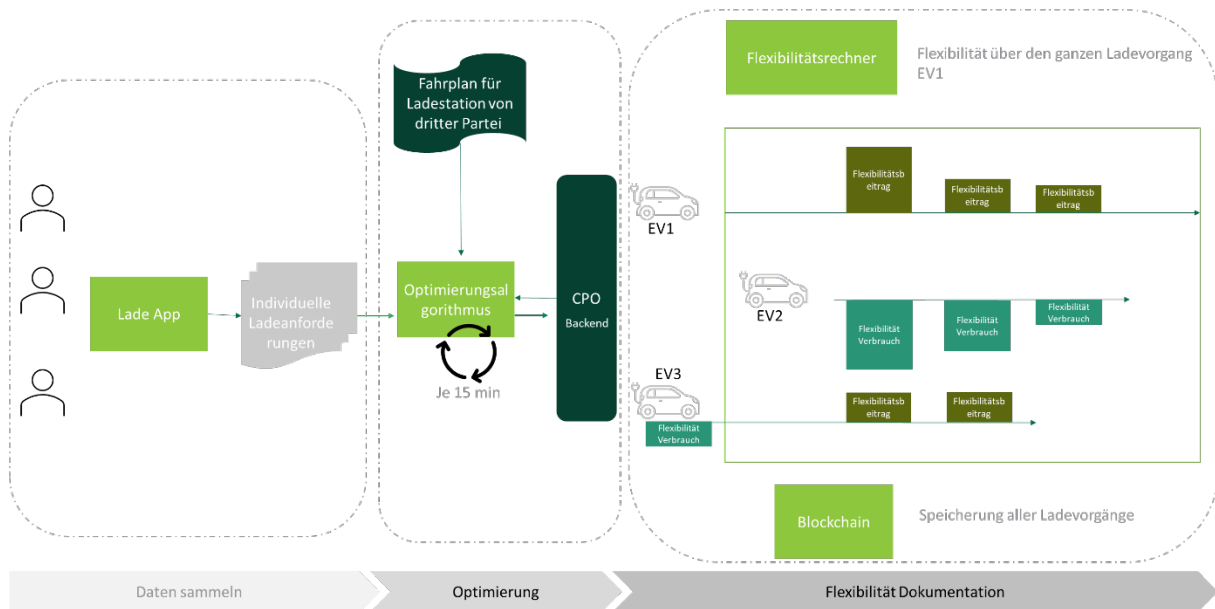


Abbildung 16 Prozessübersicht

Abbildung 16 zeigt den gesamten Arbeitsprozess des Systems im Überblick. Es gliedert sich in drei Phasen, nämlich Datensammeln, Optimierung und Flexibilitätsdokumentation. Aus der Sicht des Systems kommt der Datenfluss sowohl vom CPO-Backend als auch vom Benutzer.

Der Optimierungsalgorithmus ist alle 15 Minuten geplant, und das Flexibilitätsniveau des einzelnen Elektrofahrzeugs wird basierend auf dem aktualisierten Ladezustand sowie dem dynamischen Lastprofil neu berechnet und ein neuer Ladefahrplan für jedes Elektrofahrzeug erstellt. Nachdem der neue Ladefahrplan des Elektrofahrzeugs ermittelt wurde, wird er gemäß dem API-Standard in ein Steuersignal umgewandelt und zur Implementierung an das Backend des CPO weitergeleitet.

7 Feldtest

In diesem Projekt wurden zwei Teststandorte ausgewählt, um die Tests durchzuführen. Jeder Vor-Ort-Test hatte einen bestimmten Zweck. Ein Test hatte zum Ziel, die Funktionalität des Optimierungsalgorithmus zu testen, der andere, die Benutzerfreundlichkeit der Lade-App zu testen, das heißt einen Ende-zu-Ende-Test durchzuführen.

Wie in [16] erwähnt, wird die Analyse realer Ladedaten von Elektrofahrzeugen immer wichtiger, um das Nutzerverhalten besser zu verstehen. Daher haben wir uns nicht nur bemüht, die Softwarelösung zu entwickeln, sondern auch eine Schnittstelle mit zwei CPO-Backend-Betreibern eingerichtet.

7.1 Testorte

Der assoziierte Partner Stadtwerke Ludwigsburg (SWLB) bietet auf seinem Mitarbeiter-Parkplatz ein Testgelände an. Da OLI assoziierter Partner im Projekt „GELaZ“ ist, wurde uns außerdem eine weitere Ladestation an der Hochschule Reutlingen (HSRT) zum Testen zur Verfügung gestellt.

7.1.1 SWLB

Auf den Parkplätzen der SWLB-Mitarbeiter (siehe Abbildung 17) gibt es insgesamt 4 Ladepunkte. Der CPO-Backend-Betreiber ist ChargeIT, die Backend-Kommunikation zwischen OLI und ChargeIT wurde während des Projekts eingerichtet.

Auf diesem Testgelände haben wir einen Ende-zu-Ende-Test mit der Lade-App durchgeführt, um sicherzustellen, dass der gesamte Kommunikationsprozess eingerichtet wurde und reibungslos funktioniert.



Abbildung 17: Test @SWLB

7.1.2 HSRT

Der Campus der HSRT hat zwei Ladestationen in Betrieb. Für dieses Projekt haben wir die alte Ladestation zum Testen ausgewählt, da sie schon eine ganze Weile gebaut und betrieben und keine RFID-Karte benötigt wird. An der alten Ladestation gibt es 4 Ladepunkte mit jeweils maximal 22 kW. Enisyst ist der CPO-Backend-Betreiber, die Backend-Kommunikation zwischen OLI und Enisyst wurde während des Projekts eingerichtet.

An diesem Teststandort haben wir einen Funktionstest mit der Lade-App durchgeführt, um sicherzustellen, dass die Logik des Optimierungsalgorithmus reibungslos funktioniert. Dabei wurden Grenzfälle berücksichtigt. Unser Kollege folgte dem Testplan und führte die Tests für den Optimierungsalgorithmus durch. Der EV-Fahrer konnte die Ladeanforderung in die Lade App eingeben und anschließend den Ladevorgang starten (siehe Abbildung 18).

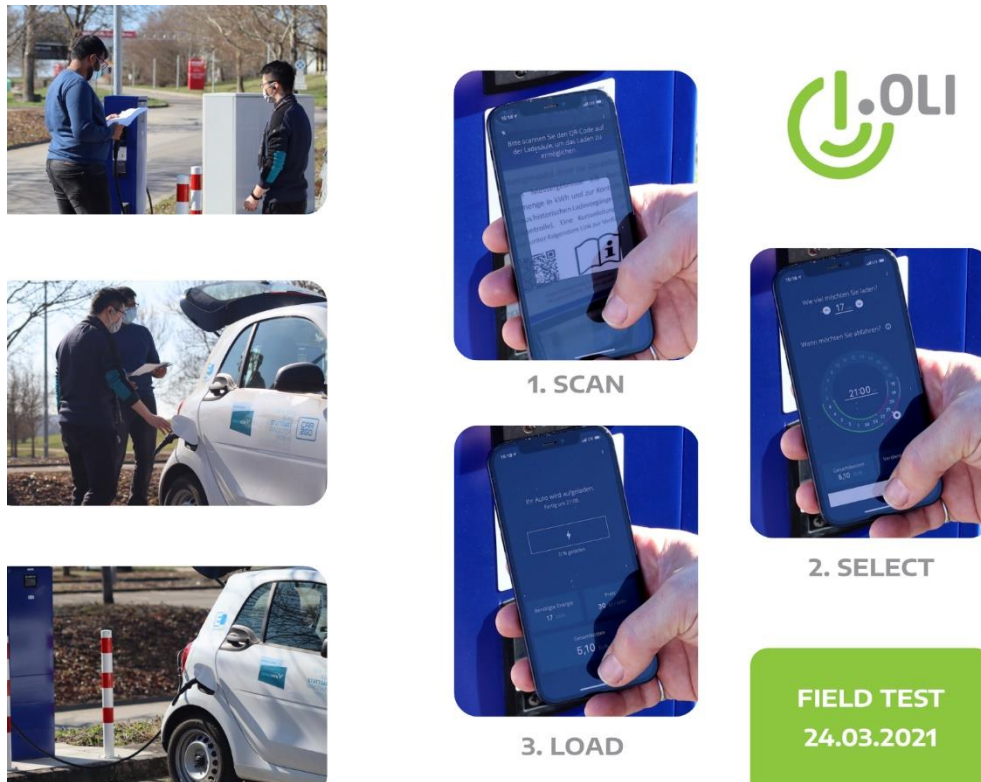


Abbildung 18: Test @HSRT

7.2 Testplan

Aufgrund der Corona-Verordnung war es nicht möglich, eine Gruppe von Testbenutzern vor Ort einzuladen, um ihr Feedback einzuholen. Daher haben wir uns entschieden, die technischen Tests und den Benutzerakzeptanztest zu trennen. Technische Tests, einschließlich Funktionstests des Optimierungsalgorithmus und Ende-zu-Ende-Tests für die Backend-Kommunikation, wurden weiterhin vor Ort verwaltet, während der Benutzerakzeptanztest virtuell und in einem ähnlichen Format wie eine Kundenbefragung durchgeführt wurde.

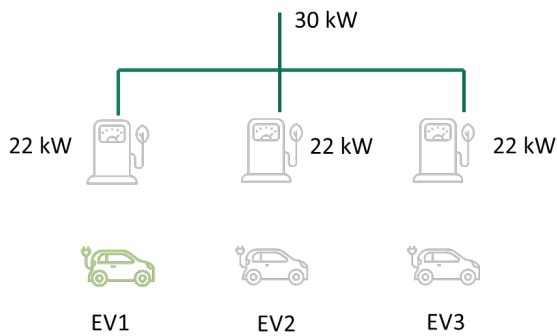


Abbildung 19: Test set up

Für den Test bei HSRT haben wir ein Netzüberlastungsszenario simuliert, um zu testen, wie der Flexibilitätsalgorithmus auf die Ladeanforderung der EV-Benutzer reagiert, was in Abbildung 19 dargestellt ist. Drei von vier Ladepunkten werden zum Testen genutzt. Um den Optimierungsalgorithmus besser zu bewerten, wurden drei EVs für den Test eingesetzt und ein statisches Leistungslimit von 30 kW für die gesamte Ladeinfrastruktur gesetzt. Alle drei EVs sind unterschiedliche Automodelle und die Details sind in Tabelle 2 dargestellt. Wir haben den Ladevorgang von EV1 verfolgt, um zu verstehen, wie der Optimierungsalgorithmus den Ladefahrplan des EV1 bestimmt.

Tabelle 2 EV models for testin, Quelle: ADAC³

	EV Modell	maximale Ladeleistung (kW)
EV 1	Smartfortwo	22 kW für AC-Laden
EV 2	BMW i3	11 kW für AC-Laden
EV 3	mini Cooper SE	11 kW für AC-Laden

Der Test wurde in zwei Phasen unterteilt und jede Phase hat ein zu überwachendes Szenario. Szenario 1 soll den Vorteil der Nutzung der Lade-App zur Flexibilitätsoptimierung aufzeigen. Szenario 2 soll den Ladevorrang der Flexibilitätsoptimierung darstellen. Die wichtigsten Schritte jedes Szenarios werden hier beschrieben:

Szenario 1: Netzengpass entsteht

- a. Nur EV1 laden, ohne Ladeanforderung (keine Eingabe zu Ladeenergiemenge oder Ladezeit)
- b. EV2 laden, ohne Ladeanforderung
- c. Ladeanforderung für EV1 gegeben (aber keine Flexibilität)
- d. Ladeanforderung für EV2 gegeben (aber keine Flexibilität)

³ <https://www.adac.de/rund-ums-fahrzeug/autokatalog/marken-modelle/bmw/bmw-i3/>;
<https://www.adac.de/rund-ums-fahrzeug/autokatalog/marken-modelle/smart/fortwo/453-facelift/308857/#technische-daten>; <https://www.adac.de/rund-ums-fahrzeug/autokatalog/marken-modelle/mini/mini-electric/>

Szenario 2: Flexibilität für andere Fahrzeuge

- Nur EV1 laden, Ladeanforderung gegeben (mit Flexibilität)
- EV2 laden, Ladeanforderung gegeben (weniger Flexibilität)
- EV3 laden, Ladeanforderung gegeben (Keine Flexibilität)

7.3 Ergebnisse

Abbildung 20 zeigt den Ladevorgang von EV 1 unter den beiden oben genannten Szenarien. Der gesamte Prozess kann in zwei Phasen unterteilt werden. In Phase 1 wurde das Szenario 1 simuliert, in dem der Optimierungsalgorithmus für das flexible Laden zwischen zwei Elektrofahrzeugen unter Netzengpässen getestet wurde. In Phase 2 wurde das Szenario 2 durchgeführt, in dem der Optimierungsalgorithmus für das flexible Laden zwischen drei Elektrofahrzeugen getestet wurde.

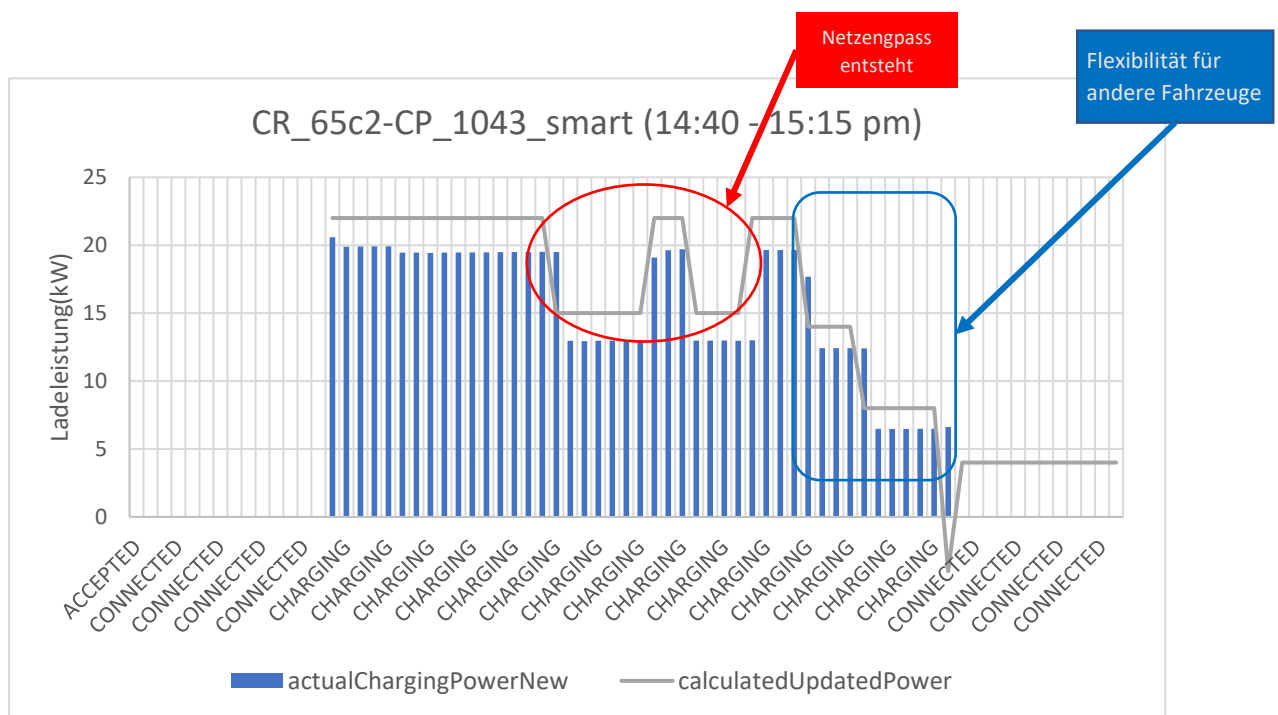


Abbildung 20: Ladevorgang des EV 1

7.3.1 Phase 1

Als nur EV 1 lud, gab es keine Leistungsbeschränkungen, und die berechnete Ladeleistung betrug 22 kW (entspricht der maximalen Leistung des Ladepunkts), wie in Abbildung 20 gezeigt. Es wurde festgestellt, dass die tatsächliche Ladeleistung (der blaue Balken in Abbildung 20) war immer kleiner als der errechnete Leistungswert, was sich mit drei Gründen erklären lässt: a. Leistungsverluste der Leistungselektronik. b. Der Leistungssteller kann die Stromstärke nur in diskreten Werten regeln, daher würde auch der geregelte Leistungswert vom Signalwert abweichen. Die detaillierte Analyse der Abweichung zwischen Signalwert und tatsächlichem Ladeleistung würde den Rahmen dieses Projekts

sprenge. c. Das Batteriemanagementsystem des EVs reguliert die Ladeleistung, wenn der Ladezustand (SoC) einen bestimmten Wert erreicht.

Als sich EV 2 ebenfalls an den Ladepunkt anschloss und den Ladevorgang startete, betrug der Gesamtladebedarf auf 44 kW von EV 1 und EV 2. Es können jedoch nur maximal 30 kW an beide Elektrofahrzeuge geliefert werden. Ohne Ladeanforderungen wurden die beiden Elektrofahrzeuge gleichwertig behandelt, und jedem wurde eine Ladeleistung von 15 kW zugeteilt.

Dann zeigte über die Lade-App eine Ladeanforderung für EV 1 an, dass es 22 kWh benötigte und die verfügbare Ladezeit eine Stunde betrug. Da die maximale Leistungsabgabe des Ladepunkts 22 kW betrug, gab es keine Ladeflexibilität für EV 1. So konnte die berechnete Ladeleistung von EV 1 wieder auf 22 kW erhöht werden, entsprechend wurde die berechnete Ladeleistung für EV2 auf 8 kW gesenkt. In ähnlicher Weise bringt eine exakt gleiche Ladeanforderung, die anzeigt, dass EV 2 auch keine Ladeflexibilität hatte, die zugewiesene Ladeleistung für jedes EV zurück auf das gleiche Niveau.

7.3.2 Phase 2

In dieser Phase wurde von EV 1 Ladeflexibilität geboten, Solange kein anderes EV geladen wurde, genoss EV 1 immer noch die maximale Ladeleistung. Als EV 2 zum Laden angeschlossen und mit weniger Ladeflexibilität als EV 1 angegeben wurde, berechnete der Algorithmus das Ladeprofil und wies EV 1 eine Leistung von 14 kW zu (entsprechend wurden EV 2 eine Leistung von 16 kW zugewiesen).

EV 3 wurde dann auch zum Laden mit dem Ladepunkt verbunden. Die Ladeanforderung zeigte an, dass es keine Ladeflexibilität hatte. In diesem Szenario wurde EV 1 am wenigsten priorisiert und ihm daher eine minimal erforderliche Stromversorgung von 8 kW zugewiesen. Der Grund dafür ist, wie in [3.3](#) schon erklärt wurde, dass der Ladevorgang bei einigen EV-Modellen unterbrochen wird und möglicherweise nicht wieder aufgenommen werden kann, wenn die minimale Stromversorgung zu einem Zeitpunkt während des Ladevorgangs unter dem Schwellenwert für die Powerline-Kommunikation liegt.

7.3.3 Lessons learned

Während des gesamten Testzeitraums haben wir verschiedene Simulationsszenarien mit ähnlichem Ansatz durchgeführt. Wir haben die Funktionalität des Optimierungsalgorithmus mit einigen Grenzfällen erfolgreich getestet und konnten das Lastmanagement der Ladestation über das CPO-Backend durchführen. Darüber hinaus gibt es nützliche Erkenntnisse, die für weitere Systemverbesserungen berücksichtigt werden müssen.

- Unterschiedliche Fahrzeugmodelle haben unterschiedliche maximale Ladeleistungen für das AC-Laden; daher muss der Optimierungsalgorithmus frühzeitig informiert werden. Dies könnte entweder durch die Eingabe des Fahrzeugtyps durch den Benutzer (direkte Angabe der maximalen Ladeleistung für das AC Laden) oder durch Abrufen der Ladeleistungsdaten vom Messgerät erreicht werden. (siehe Abbildung 21)
- Die tatsächliche Ladeleistung des Elektrofahrzeugs variiert während des Ladevorgangs und hängt stark vom Ladezustand der Batterie ab. Daher ist es wichtig, entweder ein typisches Ladeleistungsprofil gegenüber dem Batterie-SoC zu erhalten (für DC-Laden meist verfügbar) oder die Zeitreihen der Ladeleistungsdaten vom Messgerät zu erhalten und die maximale Ladeleistung regelmäßig zu aktualisieren. (siehe Abbildung 22 und Abbildung 23)
- Systemfehler sollten nicht übersehen werden. Die Lücke zwischen dem Signalleistungswert und dem tatsächlichen Ladeleistungswert muss als physikalische Einschränkung oder Einschränkung des Batteriemanagementsystems des Elektrofahrzeugs betrachtet weiter untersucht werden.
- Die Mindestladeleistung sollte berücksichtigt werden, da der Ladevorgang einiger Elektrofahrzeuge unterbrochen und nicht fortgesetzt werden kann, wenn die Ladeleistung zu niedrig ist.

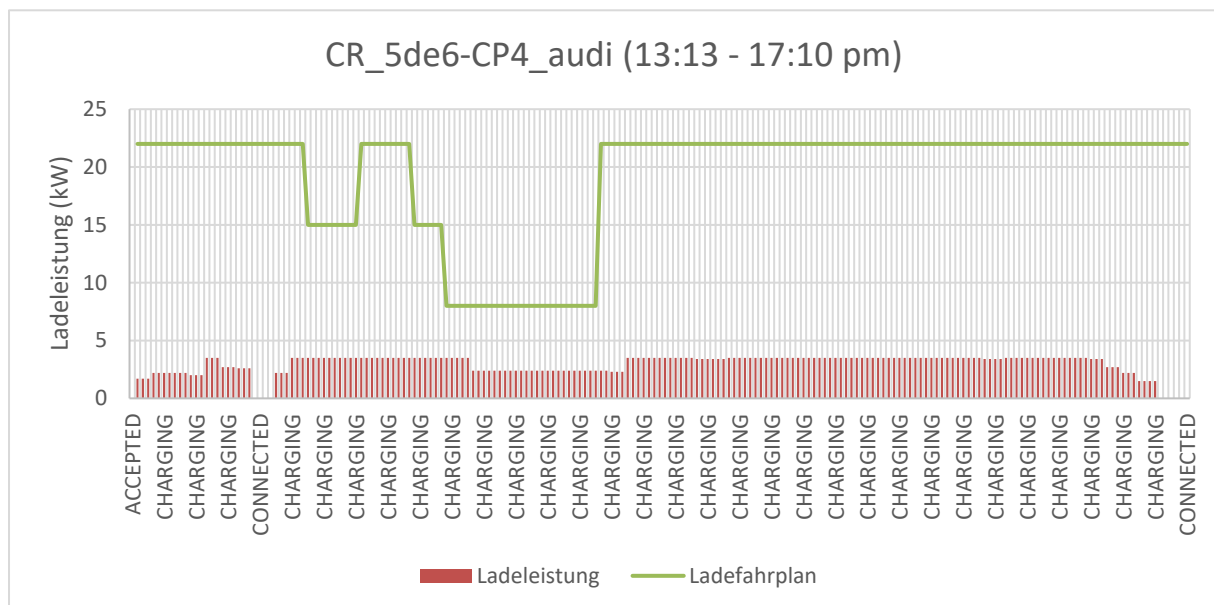


Abbildung 21 Ladevorgang des anderen Fahrzeugs

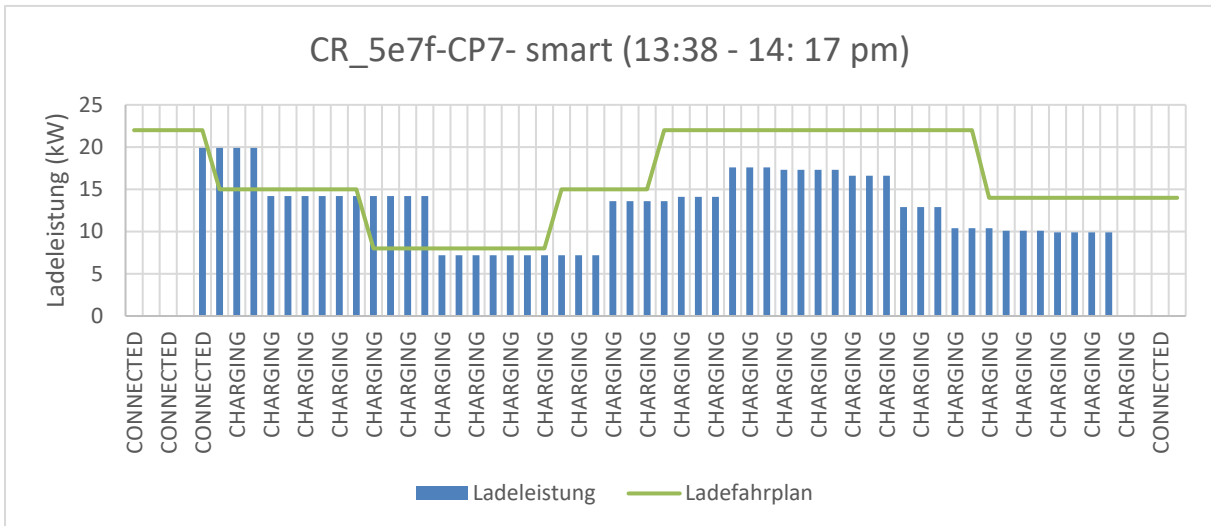


Abbildung 22 Ladevorgang des Smartfortwo mit niedrigem SoC

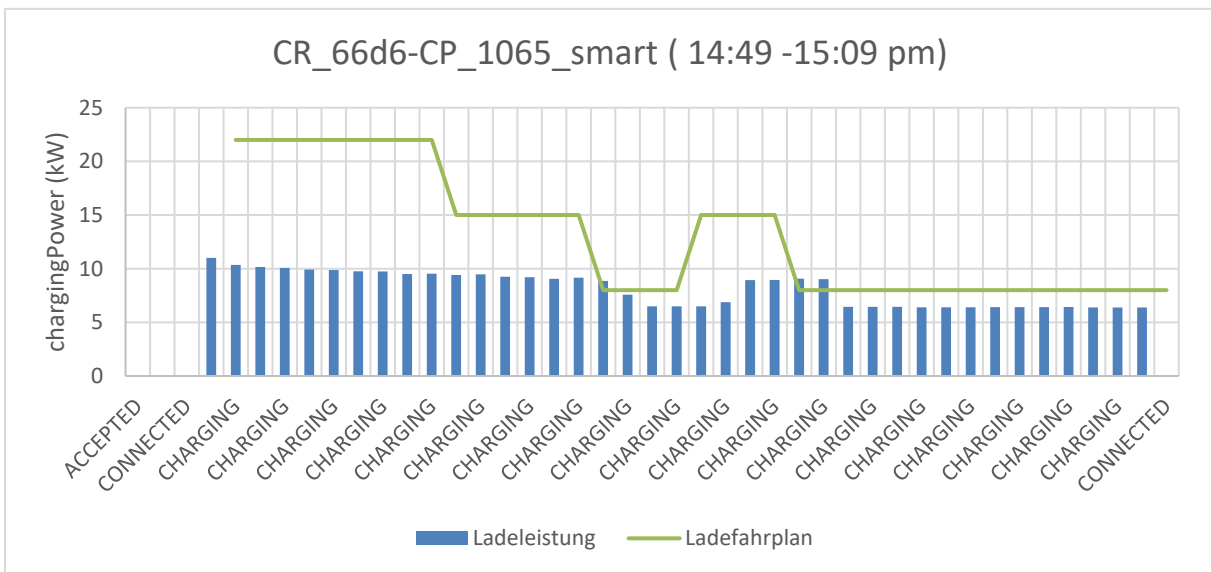


Abbildung 23 Ladevorgang des Smartfortwo mit höherem SoC

8 Zusammenfassung

Das Projekt hatte das Ziel, das Potenzial für EV Flexibilität beim Lademanagement zu berechnen und darauf aufbauend ein Belohnungsschema abzuleiten. Erstellungszeitraum des Projekts war zwischen September 2019 und Dezember 2021.

Die Softwareentwicklung war der Kernbereich, in den große Ressourcen und Anstrengungen geflossen sind. Eine Cloud-basierte intelligente Ladelösung wurde entwickelt, um den CPO bei der Verwaltung der Lademanagement zu unterstützen. Die Schnittstelle zwischen der Cloud-basierten Lösung und dem CPO-Backend kann über abgestimmte APIs eingerichtet werden.

Es wurde eine Lade-App entwickelt, die es den Benutzern ermöglicht, ihre Ladeanfragen einzugeben und den Ladevorgang zu überwachen und zu steuern. Die Belastung des Stromnetzes wird angezeigt, sodass der Nutzer sein Ladeverhalten entsprechend anpassen kann. Das Konzept wurde den Testbenutzern vorgestellt und im Gegenzug erhielten wir einige Rückmeldungen zu Funktionsverbesserungen sowie zu den Belohnungserwartungen der Benutzer.

Aufgrund der Corona-Situation war es schwierig, eine Gruppe von Testbenutzern auf dem Testgelände zu organisieren und den Benutzerakzeptanztest durchzuführen. Wir haben es dennoch geschafft, den Testbenutzern das Konzept der flexiblen Abrechnung vorzustellen und sie die Benutzeroberfläche durch einen Online-Fragebogen erleben zu lassen. Basierend auf dem Funktionstest und der technischen Bewertung wurden während des Vor-Ort-Tests viele Lessons Learned gesammelt. Außerdem müssen einige Annahmen überdacht werden.

Die Ergebnisse der Benutzerumfrage zeigten, dass Benutzer bereit sind, 20 % mehr für Flexibilität zu zahlen, um mit höherer Leistung zu laden und den Ladevorgang früher zu beenden. Auf der anderen Seite erwarten die Benutzer eine Reduzierung der Ladekosten um etwa 20 %, wenn sie dem System die Flexibilität bieten. Dies ist ein wichtiger Anhaltspunkt für die Gestaltung des Belohnungssystems.

Die Trennung der Off-Chain-Optimierung und der On-Chain-Datenprotokollierung löste das Problem des Unvermögens von Smart Contracts, schwere Rechenalgorithmen zu schreiben und gleichzeitig die Datenintegrität sicherzustellen sowie das Vertrauen des Systems zu stärken. Darüber hinaus konnte eine Hashing-Funktion angewendet werden, um die Datenschutzfunktion zu erreichen – anstatt die Originaldaten direkt auf der Blockchain zu speichern.

9 Ausblick

9.1 Flex-Anreiz-Schema weiterentwickeln

Im nächsten Schritt sollte das EV-Flexibilitätsbelohnungssystem implementiert werden, damit EV-Nutzer motiviert werden, sich zu beteiligen und ihre Ladeanfragen genau anzugeben. Eine kurzfristig praktikable Lösung wäre es, den Flexibilitätshandel zwischen den EV-Nutzern an derselben Ladestation zu ermöglichen. Bei Netzengpässen gilt für alle Elektrofahrzeuge ein Baseline-Wert; diejenigen, die mehr Ladeleistung benötigen, können für die Flexibilität anderer EV-Benutzer, die das sofortige Aufladen nicht benötigen, extra bezahlen. Über den genauen Preis für die Flexibilität können die Nutzer untereinander verhandeln und entscheiden.

9.2 Maschinelles Lernen: Modell, Training und Weiterentwicklung

Im Projekt haben wir auch das maschinelle Lernmodul entwickelt und getestet, das uns hilft, einen unbekanntem Ladevorgang (Laden von Elektrofahrzeugen ohne Ladeanforderung) zu identifizieren. Um das maschinelle Lernmodell zu trainieren und die Genauigkeit der Vorhersage zu erhöhen, ist jedoch eine große Menge an Trainingsdaten erforderlich. Während der Projektphase wurden ungefähr 2000 Ladevorgänge gesammelt und für das Modelltraining gespeichert, was jedoch nicht ausreichte, um eine genaue Schätzung zu liefern. Es wäre notwendig, mehr Ladedaten für das Modelltraining zu nutzen und das Modell weiterzuentwickeln.

9.3 Nutzerakzeptanztest im Realbetrieb durchführen

Es war geplant, einen Nutzerakzeptanztest durchzuführen, um Testbenutzer zur Nutzung der Lade-App einzuladen und ihren Ladevorgang in kritischen Situationen zu kontrollieren, in denen Flexibilität von Elektrofahrzeugen erforderlich ist. Aufgrund der Covid-19-Pandemie konnte dieser Plan jedoch nicht eingehalten werden. Stattdessen wurden für dieses Projekt insgesamt zwei Smart-Charging-Benutzerbefragungen durchgeführt, um mehr Einblick in die potenziellen Zielgruppen für das Flexibilitätsladen zu erhalten. Die erste zielte darauf ab, das Konzept der EV-Flexibilität vorzustellen und die Anforderungen und Erwartungen der Benutzer zu verstehen, um den Mechanismus besser zu gestalten. Die zweite war speziell auf das private Laden im Mehrfamilienhaus-Szenario und die Akzeptanz des intelligenten Ladeschemas ausgerichtet. Wir werden versuchen, eben nach der Projektlaufzeit, wenn möglich, den Nutzerakzeptanztest nachzuholen.

9.4 Das Smart Meter Gateway und die CLS-Schnittstelle in die Ladelösung integrieren

Wie im vorherigen Abschnitt besprochen, muss die Hardwarelösung weiter untersucht und getestet werden. Anstelle des Datenaustauschs durch Backend-Kommunikation zwischen OLI und CPO wäre es ideal, ein Smart Meter Gateway zur Übertragung der Zählerdaten von Ladepunkten zu verwenden und das Leistungsaktualisierungssignal durch ein CLS direkt zurück an den LP zu senden, um den Ladeleistungspegel zu steuern. Dies würde die Nachvollziehbarkeit der Datenherkunft und die Datenintegrität des gesamten Systems verbessern.

Verzeichnisse

- [1] Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur, "Ladeinfrastruktur nach 2025/2030: Szenarien für den Markthochlauf," Berlin, 2020.
- [2] Nationale Plattform Elektromobilität, "Fortschrittsbericht 2018 – Markthochlaufphase," 2018.
- [3] International Energy Agency, "Global EV outlook 2019: Scaling up the transition to electric mobility," 2019.
- [4] BNetzA, "Liste der gemeldeten Ladeeinrichtungen," 2019.
- [5] CEN-CENELEC, "E-Mobility Smart Charging," 2015.
- [6] BMWi, "Preisangabe für und Abrechnung von Ladestrom für Elektromobile," 2018.
- [7] BNetzA, "Genehmigung des Szenariorahmens 2019-2030," 2018.
- [8] P. Schott, J. Sedlmeir, N. Strobel, T. Weber, G. Fridgen, and E. Abele, "A Generic Data Model for Describing Flexibility in Power Markets," *Energies*, vol. 12, no. 10, p. 1893, May 2019, doi: 10.3390/en12101893.
- [9] P. Palensky and D. Dietrich, "Demand Side Management: Demand Response, Intelligent Energy Systems, and Smart Loads," *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 7, no. 3, pp. 381–388, Aug. 2011, doi: 10.1109/TII.2011.2158841.
- [10] S. Limmer, "Dynamic Pricing for Electric Vehicle Charging—A Literature Review," *Energies*, vol. 12, no. 18, p. 3574, Sep. 2019, doi: 10.3390/en12183574.
- [11] M. Brenna, F. Foadelli, C. Leone, and M. Longo, "Electric Vehicles Charging Technology Review and Optimal Size Estimation," *Journal of Electrical Engineering & Technology*, vol. 15, no. 6, pp. 2539–2552, Nov. 2020, doi: 10.1007/s42835-020-00547-x.
- [12] K. Christidis and M. Devetsikiotis, "Blockchains and Smart Contracts for the Internet of Things," *IEEE Access*, vol. 4, pp. 2292–2303, 2016, doi: 10.1109/ACCESS.2016.2566339.
- [13] Y. Zhang, S. Kasahara, Y. Shen, X. Jiang, and J. Wan, "Smart Contract-Based Access Control for the Internet of Things," *IEEE Internet of Things Journal*, vol. 6, no. 2, pp. 1594–1605, Apr. 2019, doi: 10.1109/JIOT.2018.2847705.
- [14] C. Liu, K. K. Chai, X. Zhang, E. T. Lau, and Y. Chen, "Adaptive Blockchain-Based Electric Vehicle Participation Scheme in Smart Grid Platform," *IEEE Access*, vol. 6, pp. 25657–25665, 2018, doi: 10.1109/ACCESS.2018.2835309.
- [15] J. Pajic, J. Rivera, K. Zhang, and H.-A. Jacobsen, "Fair and Auditable Electric Vehicle Charging Service using Blockchain," in *Proceedings of the 12th ACM International Conference on Distributed and Event-based Systems*, Jun. 2018, pp. 262–265. doi: 10.1145/3210284.3219776.
- [16] V. Barthel, J. Schlund, P. Landes, V. Brandmeier, and M. Pruckner, "Analyzing the charging flexibility potential of different electric vehicle fleets using real-world charging data," *Energies*, vol. 14, no. 16, Aug. 2021, doi: 10.3390/en14164961.