DLR Projektträger

Gefördert durch:

Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Schlussbericht des Verbundes

- öffentlich einsehbar -

BeNutz LaSA - Bessere Nutzung von Ladeinfrastruktur durch Smarte Anreizsysteme

Wenn zur Wahrung berechtigter Interessen des Zuwendungsempfängers (ZE) oder Dritter oder aus anderen sachlichen Gesichtspunkten bestimmte Einzelheiten aus dem Bericht vertraulich zu behandeln sind (z. B. Wahrung der Priorität bei Schutzrechtsanmeldungen), so hat der ZE den Zuwendungsgeber (ZG) ausdrücklich darauf hinzuweisen.

Zuwendungsempfänger: RWTH Aachen Hubject GmbH smartlab Innovationsgesellschaft mbH	Förderkennzeichen: 01MV20001A 01MV20001B 01MV20001C
Kontakt Konsortialführer: Prof. Dirk Uwe Sauer	Tel.: +49 241 80 96977 Email: dirkuwe.sauer@isea.rwth-aachen.de
Laufzeit des Vorhabens: von: 10.2020 bis: 09.2023	
Datum Bericht: 15.12.2023	

Version 1.0, 15.12.2023

Inhalt

1. Kurzdarstellung ... 3
1.1. Aufgabenstellung ... 3
1.2. Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde ... 4
1.3. Planung und Ablauf des Vorhabens ... 4
1.4. Wissenschaftlicher und technischer Stand, an den angeknüpft wurde ... 4
Angabe bekannter Konstruktionen, Verfahren und Schutzrechte, die für die Durchführung des Vorhabens benutzt wurden ... 6
Angabe der verwendeten Fachliteratur sowie der benutzten Informations- und Dokumentationsdienste ... 6
1.5. Zusammenarbeit mit anderen Stellen ... 7
2. Eingehende Darstellung ... 7
2.1. Verwendung der Zuwendung und des erzielten Ergebnisses im Einzelnen, mit Gegenüberstellung der vorgegebenen Ziele ... 7
Eingehende Darstellung der Inhalte der RWTH Aachen ... 7
Eingehende Darstellung der Inhalte von Hubject ... 25
Eingehende Darstellung der Inhalte von SMART/LAB ... 35
2.2. Wichtigste Positionen des zahlenmäßigen Nachweises ... 47
2.3. Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit ... 48
2.4. Voraussichtlicher Nutzen, insbesondere der Verwertbarkeit des Ergebnisses im Sinne des fortgeschriebenen Verwertungsplans ... 49
2.5. Während der Durchführung des Vorhabens dem ZE bekannt gewordenen Fortschritts auf dem Gebiet des Vorhabens bei anderen Stellen ... 51
2.6. Erfolgte oder geplanten Veröffentlichungen des Ergebnisses nach Nr. 11 der Nebenbestimmungen ... 52

1. Kurzdarstellung

Das Projekt BeNutz LaSA ist ein Kooperationsprojekt der Verbundpartner RWTH Aachen, Hubject und SMART/LAB, gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestags. Projektziel war es, die Auslastung öffentlicher Ladeinfrastruktur zu verbessern, indem durch Preisanreize Ladevorgänge von Hochlastzeitfenstern in Niedriglastzeitfenster verschoben wurden. Die Institute der RWTH Aachen (ISEA, FCN, IAEW) haben dabei die wissenschaftliche Grundlage geliefert, welche von SMART/LAB und Hubject in Feldtests erprobt wurde. Dazu wurden die Systeme der Industriepartner entsprechend ertüchtigt. Neben Ergebnissen zum Projektziel konnte im Projekt auch umfangreiches Wissen zur Nutzung öffentlicher Ladeinfrastruktur in Deutschland erzeugt und über Veröffentlichungen mit den relevanten Akteuren geteilt werden.

1.1. Aufgabenstellung

Elektromobilität ist aktuell der schnellste und marktfähigste Weg, um CO_2- und andere Emissionen in Städten und dem Verkehrssektor allgemein zu reduzieren. Um eine hohe Nutzerakzeptanz zu erreichen, bedarf es einer komfortablen und hochverfügbaren Ladeinfrastruktur. Die Nutzung von Ladeinfrastruktur wurde zum Zeitpunkt der Projektplanung vor allem nach geladener Energie und in wenigen Fällen nach Zeit oder als Pauschale abgerechnet, auch weil dies für den Nutzer am ehesten mit dem konventionellen Tanken vergleichbar ist. Diese Methode führt zu einer ungleichmäßigen Belegung der Ladesäulen-Infrastruktur, geringen Verfügbarkeiten der Ladesäulen zu Spitzenzeiten sowie zu Engpässen im elektrischen Verteilnetz. Um eine hohe Verfügbarkeit der Ladeinfrastruktur sicherzustellen ist es demnach sinnvoll, nicht-dringende Nutzung in die Nachtstunden und auf das Wochenende zu verlagern, da zu dieser Zeit bekanntlich weniger Energie im Allgemeinen verbraucht wird und die Ladeinfrastrukturnutzung merklich reduziert ist.

Aus diesen Gedanken heraus war es das Ziel des Projekts, die durch den Hochlauf der Elektromobilität zu erwartenden Engpässe durch eine verbesserte Auslastung der vorhandenen und zukünftigen Lade- und Netzinfrastruktur zu begegnen. Unser Lösungsansatz bestand dabei darin, dynamische Preisstrategien an Ladeinfrastruktur zu erproben. Dabei sollten solche Zeiträume günstiger gestaltet werden, zu welchen eine niedrige Auslastung der Ladeinfrastruktur zu erwarten ist, um so Nutzer:innen zu motivieren, in diesen Zeiträumen zu laden und nicht zu Spitzenlastzeiten.

Um dieses Ziel zu erreichen, haben die verschiedenen Partner unterschiedliche Aufgaben erhalten. Die Institute der RWTH Aachen haben sich darauf fokussiert, die notwendige theoretische Grundlage zu erarbeiten. Das ISEA Institut hat es sich dabei zur Aufgabe gemacht, Nutzungsmuster an öffentlicher Ladeinfrastruktur zu verstehen und für eine dynamische Preisstrategie auch vorherzusagen. Ziel des FCN war es, mit verschiedenen Umfrageformaten die Preissensitivität der Nutzer:innen zu ermitteln. Das IAEW wiederum hat sich auf die netzseitigen Herausforderungen fokussiert. Die beiden Industriepartner Hubject und SMART/LAB haben ihre Systemeverwendet, um mit den bestehenden Funktionen sowie neu entwickelten Features und Produkten dynamische Ladepreise anbieten zu können. Ihre Netzwerke wurden zur Verfügung gestellt, um gemeinsam mit den sich darin befindenden CPOs und EMPS, die (weiterentwickelten) Systeme auf flexible Tarifierung und dynamische Preisstrategien sowie Anreizsetzung zu erproben und Ergebnisse zu diskutieren.

1.2. Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde

Der Projektstart im Oktober 2020 lag in einer Zeit großer wirtschaftlicher Unsicherheit, insbesondere in der Automobilbranche. Zwar kann im Nachhinein das Jahr 2020 als das Jahr betrachtet werden, in dem die Elektromobilität vom Nischen- in den Massenmarkt übergegangen ist, aber insbesondere zu Projektbeginn waren bei vielen Ladestationsbetreibern andere, existentiellere Sorgen im Vordergrund und die Kapazitäten für Innovationsprojekte waren begrenzt. Dies hat sich auch bei der Akquise von Ladestationsbetreibern im Projektverlauf gezeigt. Zwar konnte ein Betreiber im Sommer 2022 mit einem Feldtest beginnen, allerdings hat das Interesse an solchen Lösungen erst im Jahr 2023 und somit nah am Projektende deutlich zugenommen[1]. Ebenfalls wurde während des Projektverlaufs die Preisangabenverordnung angepasst. In einer ersten Version wäre die Darstellung des Preises auf der Ladesäule notwendig gewesen, was eine dynamische Preisgestaltung nahezu unmöglich macht. Unter anderem die beteiligten wissenschaftlichen Institute haben sich daher mit einem Whitepaper in den Prozess eingebracht. In der nun gültigen Version ist auch ein Anzeigen des Preises über einen QR-Code erlaubt, was die Industriepartner technisch umsetzen konnten.
Zusätzlich haben die Verwerfungen innerhalb der Organisationen das Projekt zu Beginn etwas verlangsamt. Diese Verzögerungen konnten aber zeitnah aufgeholt werden.

1.3. Planung und Ablauf des Vorhabens

Der Förderantrag für das Projekt wurde im Frühjahr 2020 eingereicht und der Projektstart war am 01.10.2020. Das Projekt lief daraufhin in drei Phasen ab. In Phase 1 bis Sommer 2022 wurden von den wissenschaftlichen Instituten die theoretische Grundlage für die Feldtests auf Basis von Analysen der Ladeinfrastrukturnutzungsdaten sowie Umfragen geschaffen. SMART/LAB und Hubject haben in dieser Zeit ihre IT-Systeme ertüchtigt und Partner für einen Feldtest rekrutiert. Darauffolgend wurden in Phase 2 Feldtests gestartet, in denen Ladeinfrastrukturbetreiber die flexiblen Tarife eingeführt und erprobt haben. Diese Phase begann im Sommer 2022 und lief bis zum Projektende. Zuletzt wurden die Ergebnisse der Feldtests laufend durch die wissenschaftlichen Institute analysiert und den Industriepartnern zur Verfügung gestellt. Diese Phase begann parallel zu den Feldtests, wurde aber ab 2023 intensiviert. Die Phasen haben sich in großen Teilen überlappt und können nicht immer datumsscharf terminiert werden.
Gleich mehrere externe Events hatten eine substantielle Auswirkung auf den Projektablauf. Die Corona-Pandemie hat die Zusammenarbeit stark verändert, da Home Office und Remote Meetings genutzt werden mussten. Zusätzlich hat die Pandemie die Mobilitätsmuster von E-Auto-Fahrer:innen stark verändert, was sowohl Auswertungen erschwert hat als auch insgesamt eine erhöhte Unsicherheit in der Branche erzeugt hat. Ein weiterer Faktor waren die erhöhten Energiepreise ab 2022 aufgrund des russischen Angriffs auf die Ukraine, was eine Preiserhöhung an vielen Ladesäulen zur Folge hatte, welche wir auch in unseren Feldtests berücksichtigen mussten.

1.4. Wissenschaftlicher und technischer Stand, an den angeknüpft wurde

Die Ladung von Elektroautos wurde zum Projektstart nach recht einfachen Kriterien abgerechnet. Dabei wurde entweder pro geladener Energie, pro an der Ladesäule verbrachter Zeit oder ein Pauschalbetrag abgerechnet. Diese Tarife galten mit Ausnahme einiger Schnellladesysteme für alle Lademöglichkeiten eines Anbieters. Die Gründe hierfür lagen sowohl in der Hardware als auch in der Software.

[1] Siehe z.B. https://www.golem.de/news/guenstigerer-nachttarif-tesla-fuehrt-dynamische-ladepreise-ein-2210-168909.html oder https://www.lew.de/ueber-lew/presse/laedesaeulen-mit-dynamischen-preismodell

Auf Hardwareseite sorgte besonders der Mangel an geeichten Zählern in den Ladestationen dafür, dass oftmals eine kWh-scharfe Abrechnung nicht umsetzbar war. Mit Bezug auf Software war einer der Hauptgründe, dass die Prozesse rund um Ladeinfrastruktur sich noch im Aufbau befanden und viele Anbieter bestrebt waren, zuerst einmal ein funktionierendes und abrechnungstechnisch einfaches Produkt auf den Markt zu bringen. Da smarte Tarife und Anreizsysteme notwendigerweise eine gewisse Komplexität mit sich bringen, wurden solchen Ideen in der bisherigen Praxis eine niedrigere Priorität zugeordnet.

Das damalige System konnte dabei nur in eingeschränktem Maße den Erwartungen, Bedürfnissen und Präferenzen der Nutzer entsprechen[2]. Die Möglichkeit einen Ladeplatz zu reservieren (Angabe von 21% der Studienteilnehmer) sowie generell Gewissheit über die Verfügbarkeit von Ladestationen nahe des Wohnorts sollten daher ein politisches Ziel sein[3]. Die Autoren stellten ferner fest, dass EVs aufgeladen wurden, obwohl die Batterie bei weitem nicht leer war. Vergleichbar mit dem gelegenheitsabhängigen Laden von Mobiltelefonen nannten Franke und Krems[4] dieses Ladeverhalten gewohnheitsmäßiges Laden. In ähnlicher Weise fanden Wolbertus et al.[5] heraus, dass die Verbindungszeiten für das Aufladen die Zeitspannen, die für das tatsächliche Aufladen von EVs benötigt wurden, bei weitem überstiegen. Um die Überlastungsprobleme bei der Aufladung von EVs zu vermeiden, könnten verschiedene preisbasierte Strategien umgesetzt werden. Ein wichtiges Beispiel für eine preisbasierte Strategie wäre die Einführung einer dynamischen Preisgestaltung (dynamic pricing). Obwohl die Bewertung der Fahrer zur Erhebung von Aufladen und die Grenzkosten für die Stromerzeugung im Laufe des Tages erheblich variierten, zahlten die Fahrer von EVs einen festen Preis für das Aufladen.

In mehreren Studien wurde untersucht (z.B., Allcott[6], Wolak[7], Faruqui und Sergici[8]), ob sich eine dynamische Strompreisgestaltung bei der Verlagerung des Stromverbrauchs während der Spitzenlast als wirksam für die privaten Haushalte erwies. Ähnliche Preisgestaltungen konnten implementiert werden, um EV-Benutzer dazu zu bewegen, ihre Nutzungsmuster zu ändern. Es gab jedoch nur sehr wenige Studien, welche die Wirksamkeit dieser Strategien für die EV-Nutzer untersuchten (vgl. Soares et al.[9] und Latinopoulos et al.[10]). Insgesamt lässt sich ebenfalls festhalten, dass in Deutschland kaum Wissen darüber existierte, wie öffentliche Ladeinfrastruktur genutzt wurde. Studien und Aussagen haben sich

[2] Daina N., Sivakumar A., Polak J.W. (2017). Electric vehicle charging choices: Modelling and implications for smart charging services. In *Transportation Research Part C: Emerging Technologies* 81:36–56.

[3] Wolbertus R., Kroesen M., van den Hoed R., Chorus C.G. (2018a). Fully charged: An empirical study into the factors that influence connection times at EV-charging stations. In: *Energy Policy* 123:1–7.

[4] Franke T., Krems J.F. (2013). Understanding charging behaviour of electric vehicle users. In: *Transportation Research Part F: Traffic Psychology and Behaviour* 21:75–89.

[5] Wolbertus R., Kroesen M., van den Hoed R., Chorus C.G. (2018a). Fully charged: An empirical study into the factors that influence connection times at EV-charging stations. In: *Energy Policy* 123:1–7.

[6] Allcott H. (2011). Rethinking Real-time Electricity Pricing. *Resource and Energy Economics* 33(4): 820–842.

[7] Wolak F.A. (2011). Do Residential Customers Respond to Hourly Prices? Evidence from a Dynamic Pricing Experiment. *American Economic Review: Papers & Proceedings*, 101: 83–87.

[8] Faruqui A., Sergici S. (2010). Household Response to Dynamic Pricing of Electricity: A Survey of 15 Experiments. *Journal of Regulatory Economics* 38: 193–225.

[9] Soares J., Ghazvini M.A.F., Borges N., Vale Z. (2017). Dynamic electricity pricing for electric vehicles using stochastic programming. *Energy*, 122: 111-127.

[10] Latinopoulos C., Sivakumar A., Polak J.W. (2017). Response of electric vehicle drivers to dynamic pricing of parking and charging services: Risky choice in early reservations. *Transportation Research Part C: Emerging Technologies*, 80: 175-189.

oft auf eine kleine Anzahl an Ladepunkten oder auf anekdotisches Wissen gestützt. Dynamische Preissysteme waren zum Projektstart nicht bekannt und ein übermäßig langes Belegen von Ladeinfrastruktur wurde durch maximale Parkdauern oder in selteneren Fällen durch Blockiergebühren unterbunden.

Nach unserem Wissen gab es zum Projektstart keine vergleichbaren Projekte in dieser Größenordnung, bei denen das individuelle Nutzerverhalten angepasst werden sollte. Typischerweise wurden solche Projekte lediglich mit wenigen Fahrzeugen und im Pilotbetrieb durchgeführt (siehe z.B. das Projekt iMove[11]). Deutlich verbreiteter waren hingegen Projekte und Produkte, die auf das gesteuerte Laden von Flotten abzielten (siehe z.B. entsprechende Produkte von Phoenix Contact[12], FlotteLaden[13]). Diese Flottenkonzepte zielten allerdings zumeist auf Kund:innen ab, die die Ladeinfrastruktur und die Fahrzeuge besaßen. In dieser Konstellation lassen sich Ladevorgänge sehr gut steuern, da die Fahrzeugnutzung bekannt und planbar war, weswegen einfache regelbasierte Strategien oftmals ausreichend sind. Ladevorgänge an öffentlicher Infrastruktur sind dagegen deutlich weniger planbar und es bestand noch keine Anreizsetzung für Lader, ihr Verhalten anzupassen, weshalb sich diese Konzepte nur sehr begrenzt übernehmen ließen.

Angabe bekannter Konstruktionen, Verfahren und Schutzrechte, die für die Durchführung des Vorhabens benutzt wurden

Aus Forschungsperspektive konnte in diesem Projekt auf verschiedenen selbst durchgeführten Arbeiten sowie Ergebnissen von Dritten aufgebaut werden. Mit Blick auf die Ladeinfrastruktur sind insbesondere Analysekonzepte aus vorherigen Arbeiten[14] übernommen und weiterentwickelt worden. Auch sind bei den Arbeiten insbesondere die Python-Pakete pandas, scitkit-learn, numpy, statsmodels und einige weitere intensiv genutzt worden.

Hubject:
Im Rahmen des Vorhabens wurde das Hubject Brokering System, das über Schutzrechte verfügt, zur Erzielung der Vorhabenergebnisse ertüchtigt. Darüber hinaus wurden öffentlich zugängliche Schnittstellenspezifikationen, wie z.B. OICP, OCPP, verwendet, die bereits in den relevanten Systemen in Betrieb waren. Es wurden keine weiteren, relevanten Schutzrechte identifiziert.

SMART/LAB:

Im Laufe des Projekts traten keine offensichtlich relevanten Schutzrechte auf, die dem Vorhaben von BeNutz LaSA entgegenstanden oder behinderten. Die Schnittstellen basierten auf offenen Protokollen, darunter OCPP und OCHP.

Angabe der verwendeten Fachliteratur sowie der benutzten Informations- und Dokumentationsdienste

[11] https://www.wiwi.rwth-aachen.de/cms/Wirtschaftswissenschaften/Forschung/Aktuell/Forschungsprojekte/~mqyf/BMWi-Projekt-iMove-startet/
[12] https://www.phoenixcontact.com/online/portal/de?urile=wcm%3Apath%3A/dede/web/main/solutions/subcategory_pages/E_Mobility_applications_and_solutions/
[13] https://www.flotteladen.de/
[14] https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S2590116820300369

Im Rahmen dieses Projektes wurde auf verschiedenster Fachliteratur aufgebaut. Eine detaillierte Auflistung aller Werke würde an dieser Stelle den Rahmen sprengen, weshalb wir auf die Literaturrecherchen verweisen, die in den jeweiligen Veröffentlichungen zu finden sind (siehe Kapitel 2.6). Die wichtigste Datengrundlage waren die Ladeinfrastrukturnutzungsdaten, welche von den Industriepartnern bereitgestellt wurde. Hubject konnte dabei anonymisierte Belegungsdaten sowie Charge Detail Records (CDRs) aller Ladepunkte im deutschen Hubject-Netzwerk bereitstellen, was nahezu alle öffentlichen Ladepunkte in Deutschland umfasst, an denen bezahlt werden muss. Als Plattformbetreiber der ladenetz.de und ladebusiness Verbünde konnte SMART/LAB wertvolle Charge Detail Records bereitstellen, welche relevante Informationen zu rund 19,5 Millionen Ladevorgängen (Stand 09/2023) enthält und für viele Auswertungen höchst relevant waren.

1.5. Zusammenarbeit mit anderen Stellen

Ein zentraler Baustein unseres Projekts waren die sog. Feldtests. Dabei haben sich Partnerunternehmen aus den Netzwerken von Hubject und SMART/LAB gefunden, welche dynamische Preise an ihren Ladepunkten erprobt haben. Diese Ladepunktbetreiber erhielten hierfür keine Vergütung. Stattdessen wurde ein intensiver Informationsaustausch ermöglicht, sodass diese Unternehmen die Wirkung der Maßnahmen präzise und wissenschaftlich fundiert bewerten konnten.

2. Eingehende Darstellung

2.1. Verwendung der Zuwendung und des erzielten Ergebnisses im Einzelnen, mit Gegenüberstellung der vorgegebenen Ziele

Eingehende Darstellung der Inhalte der RWTH Aachen

Die RWTH Aachen war in diesem Projekt mit drei Instituten beteiligt, dem ISEA, IAEW und FCN. Da die Aufgabenbereiche der Institute sich stark voneinander unterscheiden, wird hier nur eine Kurzzusammenfassung gegeben und die Beiträge der Institute in den folgenden Unterkapiteln getrennt voneinander behandelt.

Tabelle 1: Verwendung Teilvorhaben Konsortialführer

Geplantes Ergebnis	Erzieltes Ergebnis
Prognosetool für die Ladeinfrastruktur fertiggestellt und funktional	Wurde erreicht[15]
Ladebedarfskarte erstellt	Wurde erreicht[16]
Erkenntnisse über den Mehrwert der Verfügbarkeit von Informationen über Ladevorgänge bezüglich der Prognose und Bewertung von Ladeleistungen erarbeitet und quantifiziert.	Wurde erreicht[17]
Simulationstool zur Berechnung von Leistungsflüssen durch Ladevorgänge elektrischer Fahrzeuge auf einem Netzmodell aufgestellt und erprobt.	Wurde erreicht[18]

[15] https://www.mdpi.com/1996-1073/14/23/7834, https://www.researchgate.net/publication/364352803_6_th_E-Mobility_Power_System_Integration_Symposium_The_Hague
[16] https://www.mdpi.com/2032-6653/13/6/94/htm
[17] https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S258900422201906X, https://www.mdpi.com/1996-1073/16/6/2619
[18] http://dx.doi.org/10.1109/PowerTech55446.2023.10202835

Analyseergebnisse der Preisempfindlichkeit des Ladeverhaltens für die Nutzer von E-Fahrzeugen bei den verschiedenen Preisstrategien erarbeitet und quantifiziert.	Wurde erreicht
Experiment- und Umfrageergebnisse zur Quantifizierung und zum Verständnis der Nutzer-/Verbraucherpräferenzen auf dem E-Fahrzeugmarkt erarbeitet und quantifiziert.	Wurde erreicht

Die RWTH Aachen als Konsortialführerin konnte die geplanten Ergebnisse erzielen. Zu Projektbeginn ist es an verschiedenen Stellen zu leichten Verzögerungen gekommen, welche aber kompensiert werden konnten. Einige Inhalte wie zum Beispiel die geplanten Workshops mussten aufgrund der Pandemie leicht anders abgehalten werden. So wurde ein Präsenzworkshop in einen Online-Workshop umgewandelt, weshalb die dafür geplanten Mittel für einen Stand auf der Intercharge Network Conference 2022 in Berlin verwendet werden konnten. Der zweite Workshop konnte wie geplant als Abschlussworkshop in Präsenz in Berlin durchgeführt.

Eingehende Darstellung der Inhalte des ISEA (Institut der RWTH Aachen)

Das ISEA hat in diesem Projekt neben der Rolle als Koordinator innerhalb der RWTH Aachen sowie mit externen Konsortialpartnern insbesondere im Bereich der Datenanalyse gearbeitet. Da zu den einzelnen Arbeiten ebenfalls umfangreiche wissenschaftliche Veröffentlichungen verfasst wurden, wird an dieser Stelle der inhaltliche Teil vergleichsweise kurz dargestellt und auf die jeweiligen Open-Access Veröffentlichungen verwiesen.

- **Analyse und Aufbereitung der Daten**

  Im Rahmen des Projektes wurden von den Industriepartnern große Mengen an Daten zur Verfügung gestellt, welche durch das ISEA untersucht wurden. Uns ist keine andere (wissenschaftliche) Arbeit bekannt, welche die Daten in der entsprechenden Detailtiefe sowie Repräsentanz ausgewertet hat. Damit wurde ein wichtiger Beitrag zur Diskussion um öffentliche Ladeinfrastruktur in Deutschland geschaffen, da erstmalig belastbare, nummerische Aussagen zur Nutzung von Ladeinfrastruktur in Deutschland getroffen werden konnten.
  Der Artikel „Analysis of electric vehicle charging station usage and profitability in Germany based on empirical data"[19] gibt dabei eine Übersicht darüber, wie viel Energie pro Ladevorgang typischerweise verladen wurde, wie die Auslastung von Stationen sich über die Woche hinweg verteilt und wie profitabel bestimmte Kategorien von Ladestationen nach Aufstellungsort sind.
  Der Artikel „Standard Load Profiles for Electric Vehicle Charging Stations in Germany Based on Representative, Empirical Data"[20] gibt ebenfalls als erster Artikel seiner Art Aufschluss darüber, wie eine Ladestation das Stromnetz belastet und was für Leitungs- und Transformatorkapaztitäten benötigt werden. Dies wird sowohl mit Blick auf die Leistungsklasse als auch auf die Anzahl der Ladepunkte dargestellt.

[19] https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S258900422201906X
[20] https://www.mdpi.com/1996-1073/16/6/2619

In „User Behaviour Analysis of Public Charging Infrastructure for Electric Vehicles"[21] haben wir den Fokus auf die Analyse des Nutzerverhaltens und nicht der Ladeinfrastrukturnutzung gelegt. Hier hat sich beispielsweise gezeigt, dass Nutzerinnen oftmals nur sehr wenige Stationen nutzen, welche dicht beieinander liegen.

In den Artikeln „Market Review and Technical Properties of Electric Vehicles in Germany"[22] und "Vehicle-to-Grid Market Readiness in Europe with a Special Focus on Germany"[23] wurde die aktuelle Fahrzeugflotte in Deutschland mit Blick auf ihre technischen Eigenschaften untersucht. Für diese Analysen wurden nicht die Daten der Industriepartner zugrundegelegt, sondern ein Fahrzeugdatenkatalog sowie die Meldedaten des KBAs.

- **Prognose von Ladeinfrastrukturnutzung**

  Für die im Projekt betrachteten dynamischen Preise und weitere Anreizsysteme ist es notwendig, die Auslastung von Ladeinfrastruktur auch in der Zukunft vorherzusagen. Auf Basis der aufbereiteten Daten konnten hier Konzepte und Ideen erarbeitet werden, welche auch in der Industrie angewandt werden.

  Der Artikel „Predicting Electric Vehicle Charging Station Availability Using Ensemble Machine Learning"[24] zeigt grundlegende Konzepte für die Prognose von Ladeinfrastrukturnutzung. Hier wurde auf Basis verschiedener Parameter wie der vergangenen Nutzung, Tageszeiten, Feiertage, Urlaubszeiten, Wetterprognosen und Verkehrsprognosen abgeschätzt, wie wahrscheinlich die Belegung einer Ladestation ist.

  In „Data-Driven, Short-Term Prediction of Charging Station Occupation"[25] wurde hierauf aufbauend eine Prognosemethode entwickelt, welche auch die aktuelle Auslastung von Ladeinfrastruktur berücksichtigt.

  In „Short-term prediction of electric vehicle charging station availability using cascaded machine learning models" wurde eine Methode beschrieben, welche erlaubt, beide Prognosemodelle zu kombinieren. Allerdings wurde diese Methode nur theoretisch beschrieben und nicht praktisch durchgeführt.

- **Berechnung von Verschiebungspotentialen**

  Im Projektkontext wurde errechnet, wie verschobene Ladevorgänge sich auf die Auslastung der Ladeinfrastruktur auswirken. Da dieser Punkt in der Darstellung des IAEW detailliert beschrieben wird, verzichten wir an dieser Stelle auf eine ausführliche Beschreibung.

Eingehende Darstellung der Inhalte des IAEW (Institut der RWTH Aachen)

Der Fokus des IAEWs innerhalb des Projekts lag auf der Untersuchung der Rückwirkungen des Ladens an öffentlicher Ladeinfrastruktur auf die Auslastung der elektrischen Verteilnetze. Dazu wurde auch ein Vergleich zwischen dem initialen Laden an öffentlicher Ladeinfrastruktur und dem angepassten Laden angestellt. Das angepasste Laden hat das Ziel, öffentliche Ladevorgänge in den Abend zu verschieben und dadurch eine gleichmäßigere Auslastung der Ladeinfrastruktur zu gewährleisten. Um derartige Untersuchungen anzustellen, bedarf es eines Netzmodells und der dazugehörigen Versorgungsaufgabe. Die detaillierte Aufbereitung eines Netzmodells folgt im nächsten Abschnitt, gefolgt von

[21] https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-658-39438-7_64
[22] https://www.mdpi.com/2624-8921/4/4/49
[23] https://www.mdpi.com/2624-8921/5/4/79
[24] https://www.mdpi.com/1996-1073/14/23/7834
[25] https://www.mdpi.com/2673-4826/4/2/9

der angesprochenen Untersuchung zur Netzauslastung. Letztlich wird in einem Exkurs auf das Potential von Lademanagement im privaten Raum eingegangen und Kernaussagen abgeleitet.

Aufbereitung von Netzdaten und Verknüpfung mit Ladeprognosen

Ursprünglich war im Projekt die Beteiligung eines Netzbetreibers am Feldtest vorgesehen, sodass eine direkte Auswirkung der veränderten Ladevorgänge auf die Netze bestimmt werden kann. Es hat sich jedoch im Rahmen der Feldtests kein Netzbetreiber bereit erklärt, teilzunehmen. Es wurden stattdessen synthetische Netzmodelle verwendet, in welchen die Auswirkungen von Ladevorgängen bestimmt wurden. Dies hat den Vorteil, dass in der Simulation deutlich höhere Marktdurchdringungen von elektrischen Fahrzeugen abgebildet werden können. Beim aktuellen Stand von nur etwa 2 % Marktanteil ist durch Ladevorgänge keine kritische oder flächendeckende Überlastung von Verteilungsnetzen zu erwarten.

Das IAEW verfügt über Modelle zur Erstellung realistischer Verteilungsnetzstrukturen der Mittel- und Niederspannung, in welche die Ladepunkte sowie die dazugehörige Prognose, welche das ISEA bereitstellt, integriert werden können. Darüber hinaus können weitere Ladepunkte hinzugefügt und simuliert werden, um erhöhte Marktdurchdringungen zu untersuchen. In Abbildung 1 ist die Position aller Ladepunkte von SMART/LAB und Hubject dargestellt, die vom ISEA verarbeitet und deren Ladevorgänge prognostiziert wurden.

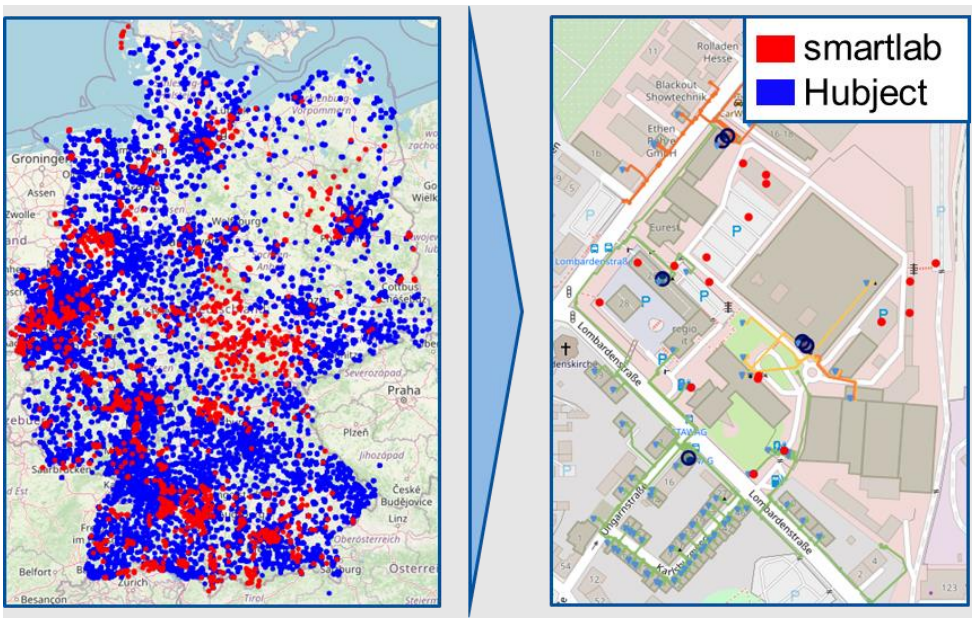


Abbildung 1: Verortung der Ladepunkte von SMART/LAB und Hubject in Niederspannungsnetzen

Diese Ladepunkte werden in die Netze integriert und mithilfe von Lastflusssimulationen können die Auswirkungen von Ladevorgängen bestimmt werden.

Wie beeinflusst das veränderte Ladeverhalten durch finanzielle Anreize die Netzbelastung?

Der gewählte Untersuchungsraum umfasst ein Mittelspannungsnetz mit unterlagertem Niederspannungsnetz. In diesen Netzebenen wird Ladeinfrastruktur typischerweise angeschlossen. Das Netz weist halbstädtische Strukturen auf.

Abbildung 2 stellt die Vorgehensweise zur Untersuchung der Netzauslastung dar. Die Grundlage für dieses Vergehen bildet ein rechenfähiges Verteilnetz. Innerhalb des Versorgungsgebietes des ausgewählten Netzes gilt es, die relevanten Technologien zu berücksichtigen. Diese umfassen einerseits konventionelle Lasten der Haushalte und der Gewerbe, Handel und Dienstleistungseinheiten. Anderseits

aber auch neuartigere Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen wie Photovoltaikanalagen, Wärmepumpen und elektrische Fahrzeuge. Alle Einheiten müssen dem Netz knotenscharf zugeordnet werden, damit die Netzauslastung einer realistischen Versorgungsaufgabe bestimmbar ist. Wie in Abbildung 2 erkenntlich werden zunächst deutschlandweite Mantelzahlen auf Gemeinden regionalisiert. Im Anschluss findet die Positionierung statt, sodass alle Einheiten verortet sind[26]. Für die Untersuchung wurde ein Zukunftsszenario gewählt, bei dem 10 Millionen elektrische Personenkraftwagen in Deutschland gemeldet sind.

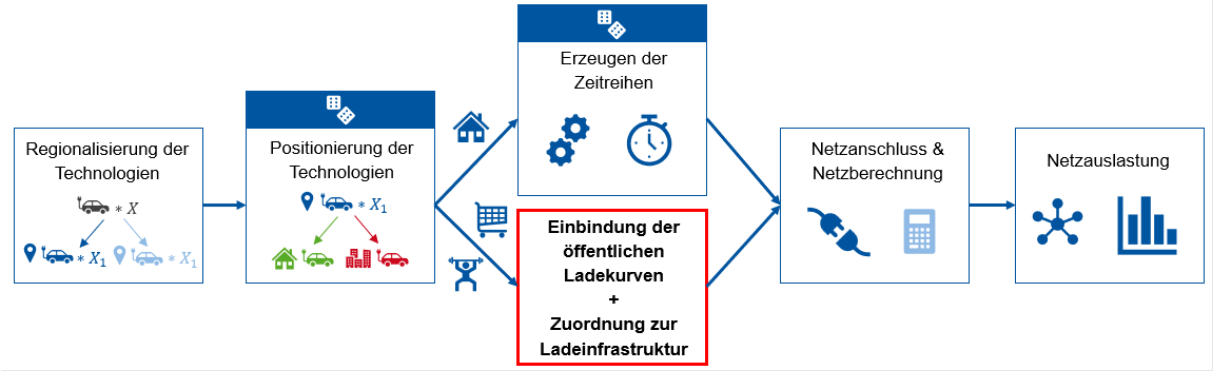


Abbildung 2: Vorgehensweise zur Untersuchung der Netzauslastung

Die Verortung umfasst unter anderem auch die Positionierung öffentliche Ladeinfrastruktur. Hierbei liegt der Fokus auf Ladepunkten, welche an Parkplätzen rund um Einkaufs- und Freizeitmöglichkeiten installiert sind. Im Versorgungsgebiet liegen 160 öffentliche Ladepunkte. Für die installierte Ladeleistung dieser öffentlicher Ladepunkte wird 50 kW angenommen. Um eine akkurate Aussage über die resultierende Netzauslastung abzuleiten, gilt es die verorteten Lasten (wie Ladepunkte) auch zeitlich abzubilden. Das bedeutet, dass jeder Einheit ein Lastprofil zugeordnet wird. Privater Ladeinfrastruktur[27], Wärmepumpen und Haushalten[28] werden probabilistische Lastprofile oder Standardlastprofile zugeordnet. Die Profile der öffentlichen Ladeinfrastruktur entstammen hierbei aus Messkurven realer öffentlicher Ladeinfrastruktur, welche das ISEA verarbeitet hat. Im Rahmen des Projekts wurden für etliche Ladepunkte derartige Aufzeichnen erstellt. Die Ladekurven der Ladepunkte mit einer installierten Ladeleistung von 50 kW wurden herausgefiltert und zufällig der verorteten Ladeinfrastruktur im Netzmodell zugewiesen. Die aufgebaute Simulation wird an dieser Stelle folglich um reale Messwerte mit einer 15-minütigen Auflösung ergänzt.

Abbildung 3 visualisiert das aggregierte Lastprofil aller öffentlichen Ladepunkte im untersuchten Versorgungsgebiet für die Monate Januar, Februar und März. Diese drei Monate gelten im Folgenden auch als Untersuchungszeitraum und sind in Bezug auf die Auswirkungen der öffentlichen Ladeinfrastruktur auf die Netzauslastung repräsentativ für ein ganzes Jahr.

[26] https://doi.org/10.1049/icp.2022.0834
[27] https://doi.org/10.1049/icp.2021.2166
[28] https://doi.org/10.1109/SEST53650.2022.9898438

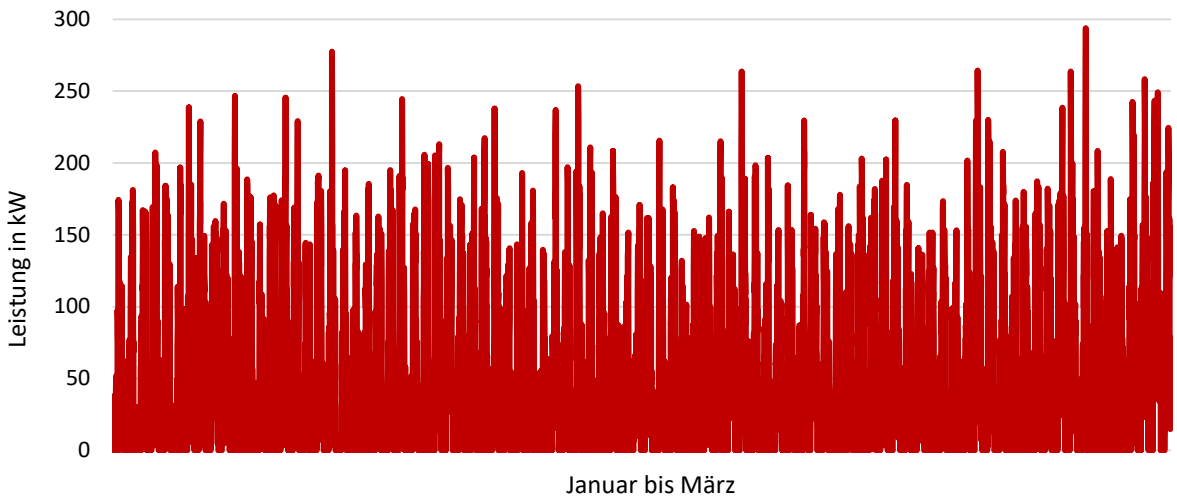


Abbildung 3: Aggregiertes Ladeprofil realer öffentlicher Ladepunkte

Anhand der Leistungsspitzen in Abbildung 3 ist grundsätzlich eine geringe Gleichzeitigkeit der öffentlichen Ladeinfrastruktur erkennen. Maximal 6 der 160 Ladepunkte beziehen gleichzeitig ihre installierte Leistung von 50 kW. Die Maxima ergeben sich allerdings in der Regel durch deutlich mehr Ladepunkte, die gleichzeitig nicht die volle installierte Leistung beziehen. Abbildung 4 zeigt ein zeitlich höher aufgelöstes Zeitprofil eines exemplarischen Tages.

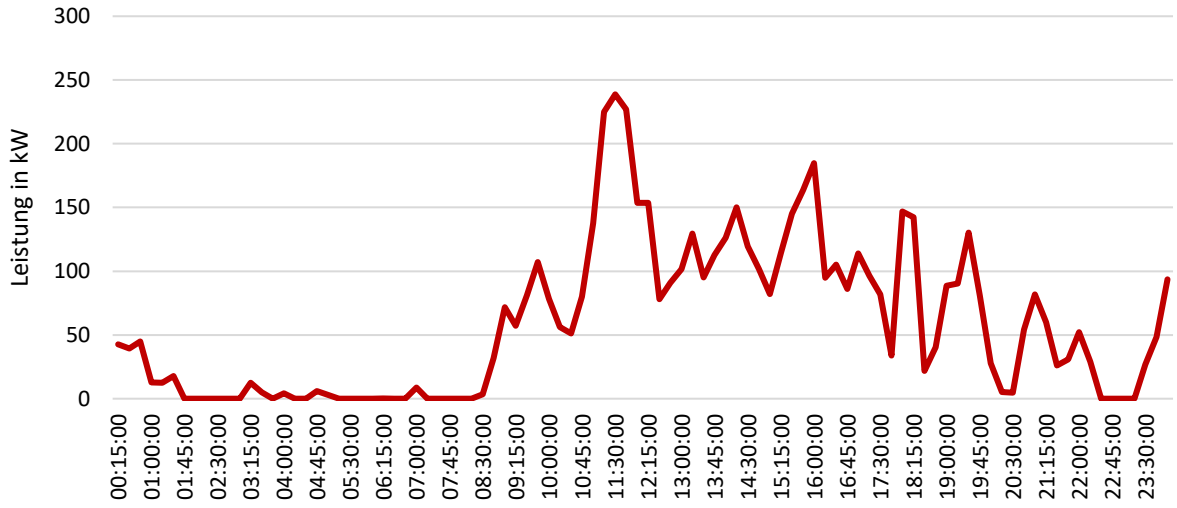


Abbildung 4: Exemplarisches Tagesladeprofil realer öffentlicher Ladepunkte

Die meisten Ladevorgänge finden tagsüber zwischen 8 Uhr und 20 Uhr statt. Der Maximalwert wird in der Mittagszeit erreicht. Insbesondere für die Betreiber der Ladeinfrastruktur kann eine homogenere Auslastung beziehungsweise Nutzung der Ladeinfrastruktur von Vorteil sein. Dies gilt insbesondere für Szenarien mit einer hohen Durchdringung elektrischer Fahrzeuge. Um eine bessere Nutzung der Ladeinfrastruktur zu erreichen, müssen Ladevorgänge verschoben werden. Hierfür hat das FCN der RWTH Aachen Preissensitivitäten ermittelt, die angeben, bei welcher Preisreduktion des Ladevorgangs Menschen bereit sind, ihren Ladevorgang zu verschieben. Darauf aufbauend hat das ISEA der RWTH Aachen die realen Ladeprofile herangezogen und Ladevorgänge verschoben. Die Idee war es, hierbei einen gewissen Anteil der Ladevorgänge auf die Zeit nach 20 Uhr zu verschieben. Der Anteil wurde zwischen

10, 25 und 45 Prozent variiert. Daraus ergeben sich wiederum Ladeprofile, die erneut für einen beispielhaften Tag in Abbildung 5 dargestellt sind.

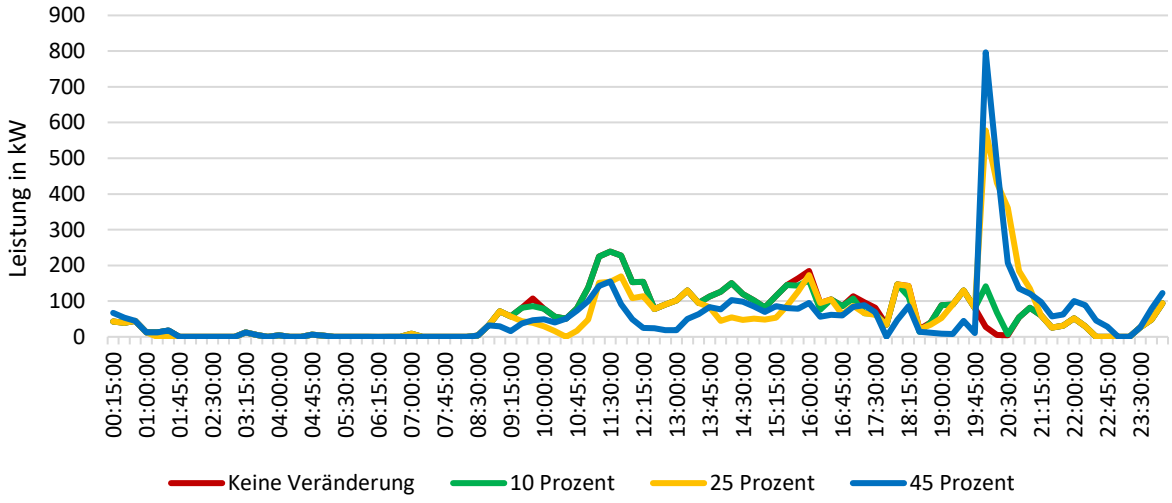


Abbildung 5: Exemplarisches Tagesladeprofil realer öffentlicher Ladepunkte mit einer Verschiebung der Lade

Anhand dieser Profile ist zu erkennen, dass die gewünschte Verschiebung der Ladevorgänge in die Abendstunden geschieht. Insbesondere wenn 25 Prozent und 45 Prozent der Ladevorgänge verschoben werden, passiert dies allerdings auf Kosten einer stark erhöhten Gleichzeitigkeit gegen und kurz nach 20 Uhr. Im Folgenden gilt es die Auswirkungen der Verschiebung der Ladevorgänge auf die Netzauslastung zu bewerten. Dies wird auf Basis der Ladeprofile ohne Veränderung und dem Fall, bei dem 45 Prozent der Ladevorgänge verschoben sind, angestellt. Zur Evaluation der Netzauslastung werden in der Simulation alle dezentralen Einheiten an das Verteilnetz angeschlossen und zunächst aggregiert betrachtet. Bevor auf die Ergebnisse der Leistungsflussberechnung eingegangen wird, liegt der Fokus entsprechend auf der gesamten Netzlastkurve. In Abbildung 6 ist diese gesamte Lastkurve für die beiden genannten Fälle hinsichtlich öffentlicher Ladeinfrastruktur dargestellt. Außerdem ist deren Differenz visualisiert. Grundsätzlich sind, wie angenommen, die gleichen Unterschiede zwischen den beiden Lastkurven ersichtlich, die in Abbildung 2 abgeleitet wurden. Allerdings wird der Einfluss der Unterschiede hinsichtlich der öffentlichen Ladeinfrastruktur durch alle anderen Lasten relativiert. Schließlich ergibt sich ein signifikanter Teil der Lasten aus Haushaltslasten, Lasten aus dem GHD-Sektor und dem privaten Laden, welcher einen deutlich höheren Anteil als das öffentliche Laden ausmacht. Nichtdestotrotz bleibt die hohe Differenz durch die Leistungsspitzen im Abendbereich, im Fall wo 45 Prozent der Ladevorgänge verschoben wurden.

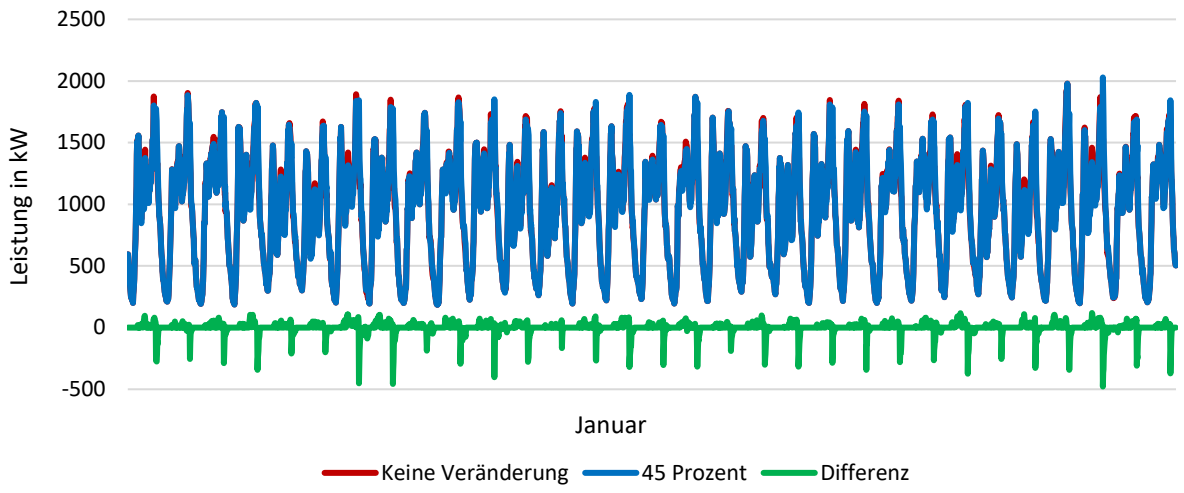


Abbildung 6: Monatliches Profil aller Lasten im untersuchten Netzgebiet unter Variation des öffentlichen Ladens

Im letzten Schritt dieser Untersuchung folgt wie in Abbildung 2 die Berechnung der Leistungsflüsse für beide angesprochenen Fälle und die Betrachtung der sich ergebenen Netzauslastungen. Hierfür ist es von Notwendigkeit, die knotenscharfe Versorgungsaufgabe zu ermitteln, da für eine Leistungsflussberechnung der Leistungsbezug jedes Knotens bekannt sein muss. Die Ergebnisse einer Leistungsflussberechnung umfassen unter anderem Stromflüsse über Leitungen und Transformatoren und damit auch deren thermische Auslastung. Außerdem ist nach einer Leistungsflussberechnung für jeden Knoten die Spannung bestimmt, wodurch die Einhaltung des Spannungsbandes überprüft werden kann. Die thermische Auslastung der Betriebsmittel und die Knotenspannungen sind typischerweise genau die Größen, die die Belastung des Verteilnetzes charakterisieren. Entsprechend wurden sie auch in dieser Untersuchung herangezogen. Da der Vergleich der Netzauslastung zwischen dem öffentlichen Laden mit und ohne Verschiebung der Ladevorgänge im Fokus steht, ist die tatsächliche Auslastung von geringerer Bedeutung. Der Unterschied der Netzbelastungen beider Fälle ist hier von Interesse.

Die Ergebnisse der Leitungsflussberechnungen in Hinblick auf die Auslastung der Leitungen und die Knotenspannungen zeigen keinerlei erkennbare Unterschiede. Die Transformatorauslastungen weisen ausschließlich marginale Unterschiede auf. Folglich hat die Verschiebung der öffentlichen Ladevorgänge keinen relevanten Einfluss auf die Netzauslastung. Basierend auf Abbildung 5 hätte bei dem Fall mit 45-prozentiger Lastverschiebung aufgrund von signifikant höheren Gleichzeitigkeiten eine höhere Netzauslastung erwartet werden können. Die Gründe für den geringen Einfluss auf die Netzauslastung sind einerseits, dass das öffentliche Laden nur einen kleinen Anteil der Lasten im untersuchten Netz ausmacht (siehe Abbildung 6). Andererseits wird der Netzanschluss für öffentliche Ladeinfrastruktur meist ausreichend dimensioniert, sodass öffentliche Ladeinfrastruktur meist auch über eigene Netzstationen an das Mittelspannungsnetz angeschlossen werden. Folglich ist die Netzauswirkung gering. Es sei betont, dass öffentliche Ladevorgänge durchaus Rückwirkungen auf das Verteilnetz haben können, dies ist aber netzabhängig und abhängig vom Anschlusspunkt im Netz. Aufgrund der genannten Aspekte gilt der generelle Einfluss und damit auch die Veränderung von öffentlichen Ladevorgängen im PKW-Bereich als weniger kritisch.

Im Rahmen des Projekts sollte eine potenzielle Verbesserung des Netzzustandes durch die Verschiebung von öffentlichen Ladevorgängen mit entsprechendem Netzausbau verglichen werden. Dies war allerdings aufgrund des marginalen Einflusses der öffentlichen Ladevorgänge nicht möglich. Deshalb

hat sich das IAEW der RWTH Aachen entschieden einen thematischen Exkurs zu begehen und einige Untersuchten hinsichtlich des privaten Ladens durchzuführen.

Exkurs: Wie kann sich Lademanagement im privaten Raum auf die Auslastung der Verteilnetze auswirken?

In Rahmen des angesprochenen Exkurses lag der Fokus des IAEWs der RWTH Aachen auf dem Lademanagement im privaten Raum. Hierbei handelt es sich um ein in der Wissenschaft oft betrachtetes Themenfeld, weil PKW generell lange Standzeiten an privaten Ladeorten (zuhause und auf der Arbeit/Betriebshöfe) haben. Entsprechend existiert hier prinzipiell ein Potential für die Verschiebung von Ladevorgängen. Dieses Potential könnte beispielsweise genutzt werden, um die vielen privaten Ladevorgänge, die in den frühen Abendstunden durchgeführt werden, zu verschieben. Einige deutsche Netzbetreiber haben basierend darauf die Idee entwickelt, Ladevorgänge im Rahmen des §14a Energiewirtschaftsgesetz zwischen 17 und 21 Uhr zu verbieten. Die Entscheidung der Teilnahme an so einem Lastmanagement wäre motiviert durch finanzielle Anreize. Derartige feste Ladefenster haben allerdings zur Folge, dass unmittelbar nach der Sperrzeit, sehr viele Fahrzeuge laden und folglich eine kritischere Netzbelastung vorliegt. Dieses Netzverhalten ist ebenfalls in Abbildung 7 dargestellt. Die skizzierten Ladeprofile zeigen die Gesamtlast 5000 elektrischer Fahrzeuge an privaten Ladeorten unter Variation der erlaubten relativen Ladeleistung zwischen 17 und 21 Uhr. Es ist erkennbar, dass eine vollständige Unterbindung des Ladens (wie bei den Netzbetreibern), dargestellt in Blau, zu den höchsten Lastspitzen führt.

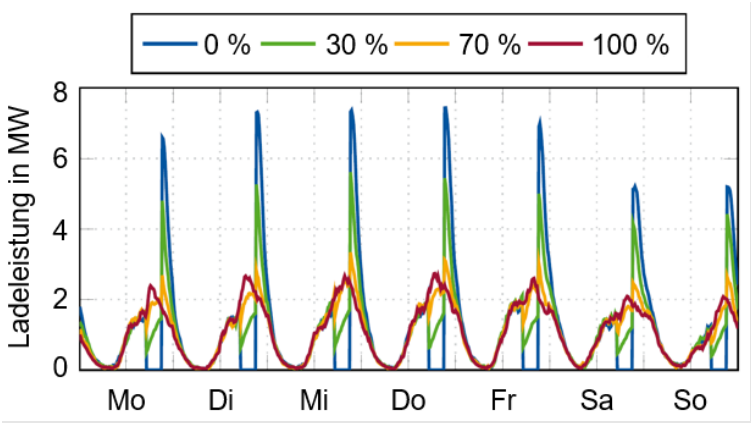


Abbildung 7: Privates Laden unter Anwendung von Limitierungen

Aufgrund dieser Zusammenhänge war das Ziel des IAEWs der RWTH Aachen die Ladefenster und deren Begrenzungen zu optimieren. Hierzu wurde ein Reinforcement Learning genutzt. Die Idee hierbei war den Tag in drei Stunden Scheiben einzuteilen und für jede dieser Scheiben die maximale relative Ladeleistung aus 0, 30, 70 und 100 Prozent zu bestimmen. Neben einer Reduktion der Netzbelastung sollten außerdem die resultierenden Auswirkungen auf das Mobilitätsverhalten geringgehalten werden. Die Optimierung lief auf Basis von Reinforcement Learning. Abbildung 8 visualisiert die Ergebnisse dieser Optimierung.

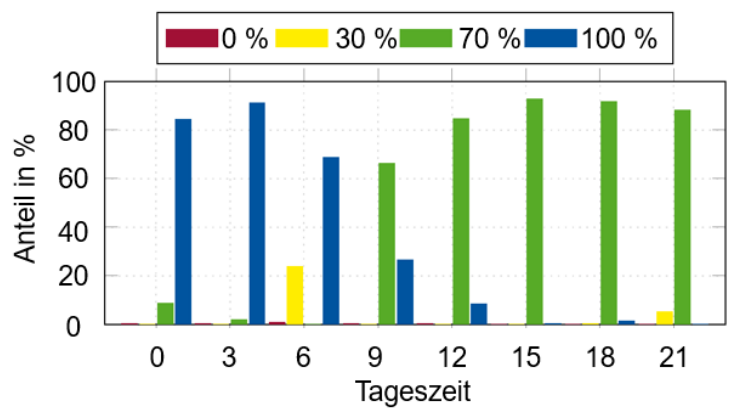


Abbildung 8: Optimierte begrenzende Ladefenster

Die ermittelten optimierten Ladefenster sind dadurch charakterisiert, dass ein unverändertes Laden während der Nacht und des frühen Morgens durchgeführt werden kann. Ab 9 und bis 24 Uhr sollte das Laden allerdings auf 70 Prozent der maximalen Leistung begrenzt werden. In einer exemplarischen Netzsimulation wurden die Auswirkungen des Lastmanagement untersucht. Die Auswirkungen auf überlastete Betriebsmittel im Netz sind in Abbildung 9 dargestellt.

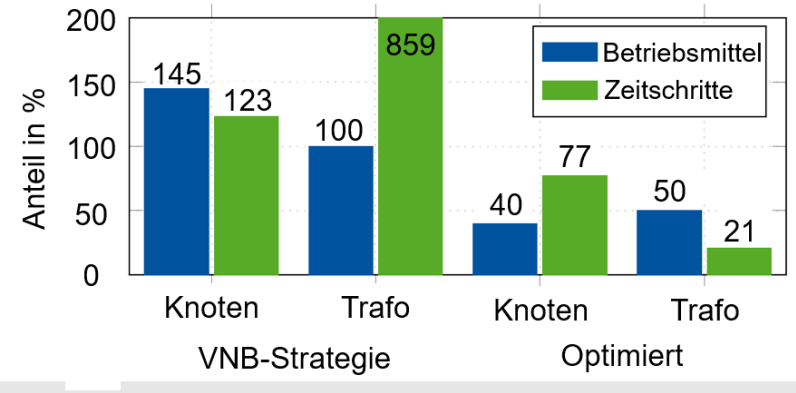


Abbildung 9: Auswirkungen von Ladzeitfenstern bei zwei verschiedenen Parametrierungen auf Überlastungen von Betriebsmitteln im Vergleich zu ungeregeltem Laden

Bei der Anwendung dieser Daumenregel lässt sich die Anzahl überlasteter Betriebsmittel im Vergleich zum Fall ohne Lademanagement halbieren. Die Wirksamkeit der ermittelten Parametrierung für Ladefenster hinsichtlich der Reduktion der Netzauslastung ist folglich gegeben. Es wurde jedoch auch eine Parametrierung, die heutzutage üblicherweise bei einigen Verteilnetzbetreibern (VNB) eingesetzt wird, untersucht. Diese führt zu einer erhöhten Anzahl von Betriebsmittelüberlastungen.

<u>Welche Kernaussagen sind abzuleiten?</u>
Anhand der durchgeführten Untersuchungen des IAEWs der RWTH Aachen werden im Folgenden drei Kernaussagen abgeleitet, diese gelten auch als Fazit.

1. Die Verschiebung von Ladevorgängen durch Preisanreize birgt die Gefahr, extrem hohe Gleichzeitigkeiten hervorzurufen. Um eine netzschonende Wirkung zu erreichen, muss eine zeitliche Staffelung der Ladevorgänge erreicht werden.

2. Der Einfluss der Verschiebung öffentlicher Ladevorgänge in Bezug auf die erhöhte Netzbelastung durch elektrische Fahrzeuge ist gering. Dies ist darin begründet, dass der Anteil der geladenen Energie an öffentlichen Ladepunkten relativ gering ist und die Netzanschlüsse dieser Ladepunkte oft in der Mittelspannung realisiert werden. Diese sind weniger anfällig als beispielsweise Niederspannungsnetze.

3. Lademanagement im privaten Raum hat bei sinnvoller Konfiguration das Potential, Grenzwertverletzungen signifikant zu reduzieren.

Eingehende Darstellung der Inhalte des FCN (Institut der RWTH Aachen)

Die Rolle des FCN in diesem Projekt besteht darin, die Wirksamkeit verschiedener Preissysteme in einem auf einer Online-Umfrage basierenden Experiment zu konzipieren und zu testen, indem eine rigorose Wahlmodellierung eingesetzt wird. Zu diesem Zweck werden ein umfragebasiertes Experiment und ein Choice-Experiment konzipiert und durchgeführt und die Ergebnisse statistisch bewertet.

<u>Die Multiple Price Listing (MPL)-basierte Umfrage:</u>

Die Notwendigkeit, den Verkehrssektor zu dekarbonisieren, ist zu einem drängenden Problem geworden, da in diesem Sektor in den letzten Jahrzehnten keine Verringerung der Treibhausgasemissionen erreicht wurde. Eine vielversprechende Lösung für diese Herausforderung sind batteriebetriebene Elektrofahrzeuge (BEVs), die das Potenzial haben, mit erneuerbarem Strom zu fahren und dadurch die Emissionen erheblich zu reduzieren.

Die Akzeptanz und Nutzung batteriebetriebener Elektrofahrzeuge hängt in hohem Maße davon ab, dass sie an den bevorzugten Orten und zu den bevorzugten Tageszeiten bequem (wieder-)aufgeladen werden können. Allerdings beobachten die Nutzer heute Engpässe an den Ladestationen, insbesondere an städtischen Standorten während der Hauptverkehrszeiten. Dies wird verursacht durch (i) die ineffektive Nutzung der bestehenden Infrastruktur und (ii) eine Fehlanpassung der finanziellen Anreize für die Bewertung des Ladens durch die Nutzer. BEV-Fahrer zeigen eine zeitlich variierende Zahlungsbereitschaft (Willingness-to-Pay (WTP)) für das Laden über den Tag hinweg. Dennoch zahlen BEV-Fahrer, ähnlich wie beim privaten Stromverbrauch, einen festen Tarif für jede geladene kWh. Daher sind die finanziellen Anreize in der Regel nicht mit der Wertschätzung der Nutzer für das Laden zu verschiedenen Zeiten und an verschiedenen Orten abgestimmt.

Mit Hilfe eines umfragebasierten Experiments untersucht das FCN die Auswirkungen dynamischer Preissysteme auf die Nutzung von Ladeinfrastruktur mit dem Ziel, das Engpassproblem durch intelligente, preisbasierte Anreizsysteme zu lösen, die die Nutzer zu einer Änderung ihres Ladeverhaltens motivieren sollen. In einer Umfrage unter 1735 Befragten wird die relative Zahlungsbereitschaft (WTP) für das Ladestromladen in einem zeit-, orts- und zeitvariablen Szenario analysiert. In diesen Szenarien wird die Multiple Price List (MPL)-Methode verwendet. MPL-Methode ist ein geeignetes Instrument zur Ermittlung der Zahlungsbereitschaft (WTP) in Umfragen und Experimenten. Zu den Umfrageteilnehmern gehörten BEV-Besitzer, BEV-Fahrer und Fahrer von Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor (ICEVs). Sowohl das gewählte Umfragedesign als auch die Zielgruppe ermöglicht es, die Auswirkungen dynamischer Preissysteme in Bezug auf das elektrische Fahrerlebnis, das allgemeine Mobilitätsverhalten und soziodemografische Aspekte zu bewerten. Im Zusammenhang mit diesen dynamischen Preis-

systemen erweitern die Ergebnisse das Verständnis der individuellen Zahlungsbereitschaft für das Laden. Auf der Grundlage dieser Ergebnisse können intelligente Ladetarife entwickelt werden, die eine bessere Auslastung der Ladeinfrastruktur ermöglichen und den Bedarf an einem Ausbau des Stromnetzes verringern. Die Ergebnisse können daher sowohl für Betreiber von Ladestationen als auch für Stromnetzbetreiber von Nutzen sein.

Das Versuchsdesign:

Das auf einer umfrage-basierende experimentelle Design besteht aus einem Fragebogen und einem experimentellen Teil. Im Fragebogenteil werden die Teilnehmenden zunächst nach ihrer Erfahrung mit der Nutzung von E-Fahrzeugen und ihrer Affinität zur Ladeinfrastruktur abgeschmirt. Hier werden die Teilnehmende in drei verschiedene Gruppen eingeteilt: (i) Besitzende von E-Fahrzeugen, (ii) erfahrene Nutzer der Ladeinfrastruktur und (iii) Besitzende von Pkw. In jedem der Fragebogenteile werden Fragen formuliert, die ähnliche Themen in Bezug auf Mobilitätsmuster, Präferenzen und die Nutzung der E-Fahrzeug-Infrastruktur, Haushalts- und soziodemografische Merkmale sowie wirtschaftliche und ökologische Präferenzen abdecken. Nach dem Fragebogenteil wird jede Teilnehmende unabhängig von seiner Erfahrung mit der Nutzung von E-Fahrzeugen/Ladeinfrastruktur einem der experimentellen Szenarien für den hypothetischen Fall zugeordnet, dass er die Möglichkeit hat, seine Ladenachfrage (i) räumlich, (ii) über die Tageszeit zu und (iii) durch Veränderungen im Lastmanagement zu verlagern. Nachdem es beschrieben wird, wie die dynamische Preisgestaltung in jedem dieser Fälle aussieht, werden die Teilnehmende gebeten, ihre Präferenzen in Bezug auf den Ladepreis pro kWh in einer MPL-Preisliste zwischen einer regulären und einer dynamischen Tarifgestaltung anzugeben.

Tabelle 2: Beispiel für eine Aufgabe mit mehreren Preislisten

	Ladestation A		Ladestation B	
1		50 cent/kWh	20 cent/kWh	X
2		40 cent/kWh	20 cent/kWh	X
3		35 cent/kWh	20 cent/kWh	X
4	X	30 cent/kWh ← Wechsel	20 cent/kWh	
5	X	26 cent/kWh	20 cent/kWh	
6	X	23 cent/kWh	20 cent/kWh	
7	X	21 cent/kWh	20 cent/kWh	
8	X	20 cent/kWh	20 cent/kWh	

➢ Nötige Preisreduktion um Ladeverhalten zu ändern:
15 cent/kWh

Indem wir jedem Befragten nach dem Zufallsprinzip verschiedene Behandlungen zuweisen, umgehen wir Selektionsverzerrungen in den Ergebnissen der Szenario-Evaluierung.

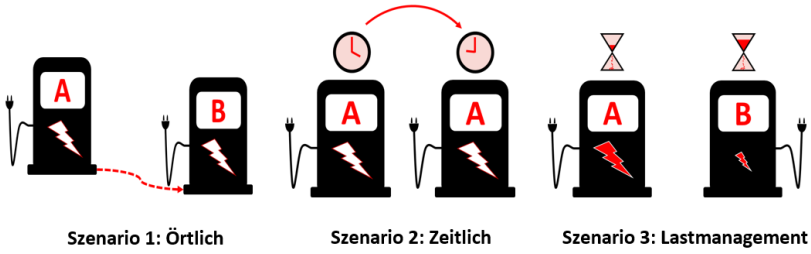


Abbildung 10: Überblick über die Tarifszenarien der dynamischen Preisgestaltung

Der Fragebogen wurde online implementiert und im Juni und Juli 2022 durchgeführt. Der Teil der Stichprobe, der aus Pkw-Besitzer (N=900) bestand, war in Bezug auf Alter, Geschlecht und Postleitzahl vollständig repräsentativ für die Bevölkerung in Deutschland. Der Rest der Stichprobe bestand aus Elektrofahrzeugbesitzern (N=700) und Fahrern mit Erfahrung in der Ladeinfrastruktur (N=200). Die Repräsentativität kann jedoch für den Rest der Stichprobe nicht gewährleistet werden. Denn Besitzer von E-Fahrzeugen oder Personen, die mit der Nutzung von E-Fahrzeugen und der Infrastruktur vertraut sind, sind per Definition nicht repräsentativ für die Gesamtbevölkerung.

Nach der Bereinigung der Daten von Ausreißern und Anomalien verlieren wir 348 von ursprünglich 1735 Beobachtungen.

Ergebnisse:

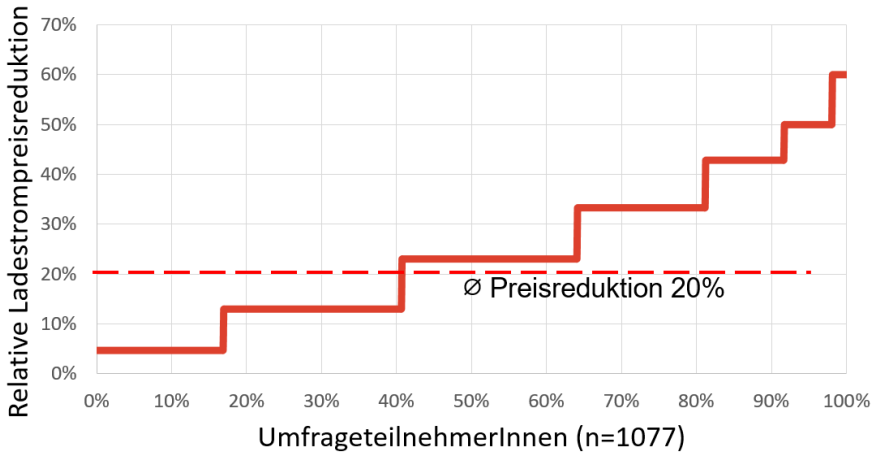


Abbildung 11: Relative Preisreduktion: Räumliche Ladeverschiebung

Die obige Abbildung zeigt, dass eine durchschnittliche relative Preissenkung von 20 % erforderlich ist, damit die Teilnehmenden den dynamischen Preistarif akzeptieren, bei dem die Teilnehmenden an einem anderen Ort aufladen können.

Darüber hinaus stellen wir fest, dass insgesamt 40 % der Teilnehmenden bereit sind, an einem anderen Standort zu laden, unabhängig von den unterschiedlichen Präferenzen für die relativen Preissenkungen.

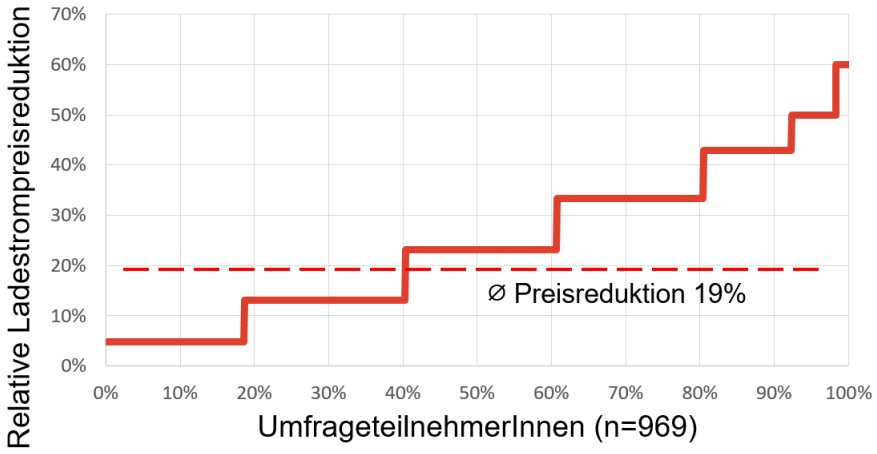


Abbildung 12: Relative Preisreduktion: Zeitliche Ladeverschiebung

Ein ähnliches Bild ergibt sich für die dynamische Preisgestaltung, die die relative Bereitschaft der Teilnehmenden zur Verlagerung der Ladenachfrage von der Tages- in die Nachtzeit quantifiziert. Im Durchschnitt bedarf es in Szenario 2, eine relative Preissenkung von 19 %, um Ladenachfrage in die Nachtstunden zu verlagern.

Auch für dieses Szenario stellen wir fest, dass unabhängig von der Höhe der Preissenkung insgesamt 40 % der Teilnehmenden bereit sind, ein dynamisches Preissystem zu akzeptieren, das Preisnachlässe für das Laden in der Nacht vorsieht.

Wie die folgende Tabelle zeigt, gibt es auch robuste und statistisch signifikante Unterschiede im relativen WTP zwischen Teilnehmenden mit und ohne EV-Erfahrung.

Tabelle 3: Unterschiede im relativen WTP in Bezug auf die EV-Erfahrung

Szenario	EV-Fahrerfahrung	Unerfahrene EV-Fahrer	Unterschied (absolut)
1: Räumliche Flexibilität (n = 1,137)	22.12 % (n = 505)	18.41 % (n = 632)	3.70 %***

Fazit:

Unsere Ergebnisse deuten darauf hin, dass Engpässe an Ladestationen vermieden werden könnten, wenn den Nutzern die richtigen finanziellen Anreize geboten werden. Die Ladevorgänge könnten räumlich, zeitlich über den Tag oder situationsabhängig durch die Einführung dynamischer Preissysteme auf Stationsebene verteilt werden. Technisch ist es bereits möglich, dynamische Ladetarife festzulegen, aber der entsprechende Rechtsrahmen ist noch nicht vorhanden. Um die Ladeinfrastruktur effizienter zu nutzen, empfehlen wir den politischen Entscheidungsträgern, an regulatorischen Lösungen zu arbeiten, um die Einführung solcher Tarife zu ermöglichen. Die gewonnenen Ergebnisse sind für die Politik von großer Bedeutung, da sie die Unterschiede in den WTP der Nutzer für die verschiedenen dynamischen Preissysteme quantifizieren und erklären können. Dies ermöglicht ein besseres Verständnis der Heterogenität in der Wirksamkeit der verschiedenen dynamischen Preissysteme.

Lastmanagement an Ladesäulen: ein Discrete Choice Experiment

Um die Herausforderungen zu bewältigen, die sich aus der Zunahme erneuerbarer und volatiler Energieerzeugungssysteme in Deutschland ergeben, ist es unabdingbar, die Flexibilität auf der Nachfrageseite effektiv zu nutzen. Dies ist besonders im Kontext der Elektromobilität von Bedeutung, wo die Anpassungsfähigkeit des Ladevorgangs für Elektrofahrzeuge eine zentrale Rolle spielt. Um die Systemstabilität des Stromnetzes zu gewährleisten, ist eine präzise Abstimmung zwischen Energieverbrauch und -erzeugung erforderlich. Durch eine gezielte Steuerung der Ladeprozesse von Elektrofahrzeugen kann die Verbrauchsseite flexibel auf Schwankungen in der Stromerzeugung reagieren.

Es ist zu beachten, dass Eingriffe in den Ladeprozess zu Komforteinbußen bei den Nutzern der Elektromobilität führen können. Daher ist es angebracht, diese Nutzer für die Nutzung ihrer Flexibilität zu kompensieren. Ein Ansatz hierzu ist die flexible Bepreisung von Ladestrom. Elektrofahrzeugnutzer, die den Stromnetzbetreibern erlauben, ihren Ladeprozess zu steuern und die Ladeleistung zu regulieren,

könnten von niedrigeren Strompreisen profitieren. Im Gegensatz dazu könnten Nutzer, die eine Steuerung ihres Ladeprozesses durch den Netzbetreiber ablehnen, mit höheren Preisen für den Ladestrom rechnen.

Diese Strategie bietet einen Anreiz für die Nutzer von Elektrofahrzeugen, Flexibilität im Ladeprozess zu ermöglichen, und unterstützt damit die Integration erneuerbarer Energien in das Stromnetz. Sie trägt zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität bei und fördert eine effizientere Energienutzung, was für das Gelingen der Energiewende in Deutschland von entscheidender Bedeutung ist.

In einem Online Dicrete Choice Experiment (DCE) haben wir uns der Frage gewidmet wie es um die Akzeptanz für das Lastmanagement bei Ladeprozessen von Elektrofahrzeugen bestellt ist. Dafür haben wir sowohl 750 ElektrofahrzeugfahrerInnen als auch eine repräsentative deutsche Stichprobe von 1750 Individuen diesbezüglich befragt. Der Aufbau des Online-DCEs ist in Abbildung 13 illustriert. Neben sozio-demografischen Aspekten haben wir das Fahrverhalten und die Nutzung von Elektroautos abgefragt bevor die Teilnehmenden das eigentliche DCE bearbeiten mussten.

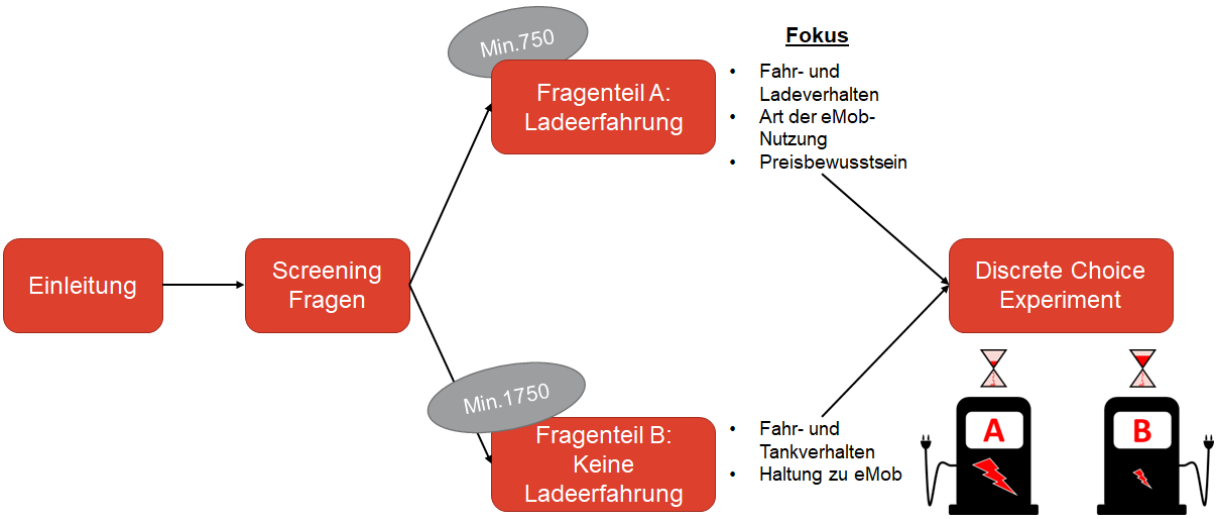


Abbildung 13: Aufbau der DCE-Onlinebefragung

Ein DCE-Experiment ist eine Forschungsmethode, die häufig in der Marktforschung verwendet wird, um zu verstehen, wie Entscheidungsträger verschiedene Attribute eines Produkts oder einer Dienstleistung bewerten. Das Ziel ist es, herauszufinden, welche Elemente eines Produkts für die Konsumenten am wichtigsten sind und wie verschiedene Kombinationen dieser Elemente ihre Kaufentscheidungen beeinflussen.

Folgendes Vorgehen haben wir bei Erstellung, Durchführung und Auswertung des DCE-Experiments gewählt:

1. Definition der Attribute und Ausprägungen: Zunächst werden verschiedene Attribute eines Produkts oder einer Dienstleistung definiert (hier: der Ladevorgang eines Elektrofahzeugs). Wir haben den Ladestrompreis, die Ladezeit und die zusätzliche Wartezeit wegen ergriffenen Lastmanagementmaßnahmen durch den Stromnetzbetreiber gewählt. Jedes Attribut hat verschiedene Ausprägungen bzw. Levels (z.B. niedriger, mittlerer, hoher und sehr hoher Ladestrompreis). Die konkreten Attribute und Levels sind in Abbildung 14 gezeigt.

2. Erstellung von Stimuli: Auf Basis dieser Attribute und Ausprägungen werden verschiedene hypothetische Produkte (Stimuli) erstellt. Diese sind in der Regel Kombinationen der verschiedenen Attribute und ihrer Ausprägungen. Eine solche Auswahlsituation zwischen zwei Stimuli ist in Abbildung 15 zu sehen.
3. Präsentation der Auswahlsets: Die Teilnehmer des Experiments werden dann mit einer Serie von Auswahlsets konfrontiert. Jedes Set besteht aus einer kleinen Anzahl von Produkten (hier: 2 Ladevorgänge), die jeweils unterschiedliche Kombinationen der Attribute aufweisen. Die Teilnehmer müssen sich für eines der Produkte in jedem Set entscheiden, als ob sie eine reale Entscheidung für eine Ladesäule bzw. Für einen Ladetarifs treffen würden.
4. Datenanalyse: Die gesammelten Daten werden analysiert, um die Präferenzen und Gewichtungen der einzelnen Attribute zu verstehen. Dies geschieht durch statistische Modelle wie die multinomiale logistische Regression, die es ermöglichen, den relativen Einfluss jedes Attributs auf die Wahlentscheidung zu schätzen.
5. Interpretation der Ergebnisse: Die Ergebnisse zeigen, welche Attribute und Ausprägungen den größten Einfluss auf die Entscheidungen der Teilnehmer haben. Diese Informationen können für die Preisgestaltung von Ladestromanbietern bzw. Stromnetzbetreibern von großem Wert sein.

Die Stärke des DCE liegt darin, dass es realistische Entscheidungssituationen simuliert, in denen die Teilnehmer zwischen verschiedenen Optionen wählen müssen, was oft näher an tatsächlichen Kaufentscheidungen ist als andere Methoden, bei denen jedes Attribut isoliert bewertet wird.

Attribut	Levels
Ladestrompreis [cent/kWh]	20; 40; 60; 80
Ladezeit [min]	25; 50; 100; 200
Zusätzliche Wartezeit [min]	0; 25; 50; 100

4 Szenarien:

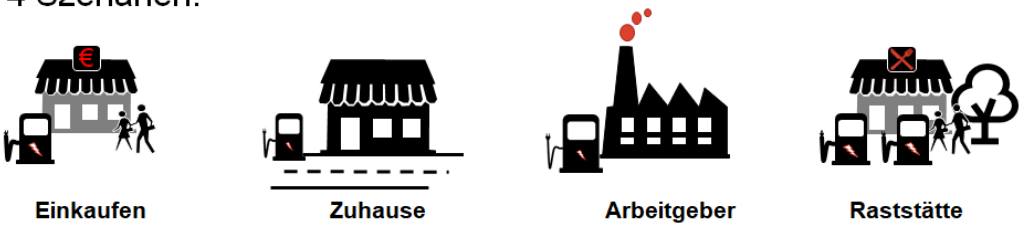


Abbildung 14: Attribute, Levels und Ladesituationen

Mithilfe des DCEs lassen sich auch Wechselwirkungen zwischen Attributen untersuchen. So lässt sich auch die marginale Zahlungsbereitschaft (Wechselwirkung finanzielles Attribut und zeitliche Attribute) der Befragten für die Ladezeit und zusätzliche Wartezeit bestimmen. Da angenommen wurde, dass die Bereitschaft länger laden zu müssen in unterschiedlichen Ladesituationen unterschiedlich hoch ausfällt, wurden die Befragten im DCE in unterschiedlichen fiktiven Ladesituationen mit der variierenden Ladepreisen und Lade-/Wartezeiten konfrontiert. Vier unterschiedliche Ladesituationen wurden berücksichtigt:

- Laden während des Einkaufens
- Laden im Wohngebiet

- Laden beim Arbeitgeber
- Laden an der Autobahnraststätte

Die insgesamt ca. 2500 DCE-Umfrageteilnehmenden haben jeweils 12 Auswahlsituationen, wie in der in Abbildung 15 illustrierten, erhalten. Es liegt also seit Beendigung der Befragung aller Teilnehmenden ein Datensatz mit 30.000 Auswahlsituationen vor, der nun ladesituationsspezifisch ausgewertet wurde.

	Option 1	Option 2
Ladestrompreis	80 cent/kWh	20 cent/kWh
Ladesituation	An der Raststätte/Autobahn	An der Raststätte/Autobahn
Ladezeit, um gewünschte Reichweite zu erreichen	25	200
Zusätzliche Wartezeit (wegen (temporärer) Stromlastmanagement / Leistungsreduktion)	100	50
Welche Option würden Sie wählen?	○	○

Abbildung 15: Beispielhafte DCE-Auswahlsituation

Laden im Wohngebiet

An den Betas in Abbildung 16 ist abzulesen, dass die zusätzliche Wartezeit, die durch Lastmanagement des Stromnetzbetreibers entsteht einen erheblich größeren negativen Einfluss auf den Nutzen des Ladevorgangs hat als die technisch notwendige Ladezeit. Den größten negativen Einfluss auf den Nutzen hat der Ladestrompreis. Während die Teilnehmenden durchschnittlich 1,4 cent/kWh mehr bereit sind zu zahlen um die Ladezeit um 10 min zu reduzieren, sind es bei der Wartezeit 2,1 cent/kWh.

Attribut	Beta	Standard fehler	T-test	P-Wert
Ladestrom preis [cent/kWh]	- 3,76	0,189	-19,856	0,000
Ladezeit [min]	- 0,53	0,047	-11,364	0,000
Zusätzliche Wartezeit [min]	- 0,79	0,07	-11,303	0,000

Zahlungs-bereitschaft	Interpretation
Laden im Wohngebiet	
1,4	Cent/kWh um Ladezeit um 10 min zu reduzieren
2,1	Cent/kWh um zusätzliche Wartezeit um 10 min zu reduzieren

Abbildung 16 DCE-Ergebnisse für Laden im Wohngebiet

Laden beim Arbeitgeber

Die Betas der Szenarien laden „im Wohngebiet“ (siehe Abbildung 16) und „beim Arbeitgeber“ (siehe Abbildung 17) unterscheiden sich nur geringfügig.
Die Zahlungsbereitschaften für die Verkürzung der Lade- und der Wartezeit sind dementsprechend ebenfalls ähnlich hoch. Während die Teilnehmenden durchschnittlich 1,2 cent/kWh mehr bereit sind zu zahlen um die Ladezeit um 10 min zu reduzieren, sind es bei der Wartezeit 2,1 cent/kWh.

Attribut	Beta	Standard fehler	T-test	P-Wert
Ladestrom preis [cent/kWh]	- 3,03	0,161	-18,853	0,000
Ladezeit [min]	- 0,37	0,042	-8,754	0,000
Zusätzliche Wartezeit [min]	- 0,63	0,064	-9,906	0,000

Zahlungs-bereitschaft	Interpretation
Laden beim Arbeitgeber	
1,2	Cent/kWh um Ladezeit um 10 min zu reduzieren
2,1	Cent/kWh um zusätzliche Wartezeit um 10 min zu reduzieren

Abbildung 17: DCE-Ergebnisse für Laden beim Arbeitgeber

Laden an der Raststätte

Einen deutlich höhere Zahlungsbereitschaft für die Lade- bzw. Wartezeitverkürzung stellen wir im Raststätten-Szenario fest (siehe Abbildung 18). Während die Teilnehmenden durchschnittlich 2,3 cent/kWh mehr bereit sind zu zahlen um die Ladezeit um 10 min zu reduzieren, sind es bei der Wartezeit 2,8 cent/kWh.

Attribut	Beta	Standard fehler	T-test	P-Wert
Ladestrom preis [cent/kWh]	- 3,29	0,170	-19,40	0,000
Ladezeit [min]	- 0,77	0,048	-16,12	0,000
Zusätzliche Wartezeit [min]	- 0,93	0,068	-13,71	0,000

Zahlungs-bereitschaft	Interpretation
Laden an der Raststätte	
2,3	Cent/kWh um Ladezeit um 10 min zu reduzieren
2,8	Cent/kWh um zusätzliche Wartezeit um 10 min zu reduzieren

Abbildung 18: DCE-Ergebnisse für Laden an der Raststätte

Laden während des Einkaufens

Einen noch höhere Zahlungsbereitschaft für die Lade- bzw. Wartezeitverkürzung stellen wir im Einkaufsszenario fest (siehe Abbildung 19). Während die Teilnehmenden durchschnittlich 2,0 cent/kWh mehr bereit sind zu zahlen um die Ladezeit um 10 min zu reduzieren, sind es bei der Wartezeit 3,0 cent/kWh.

Attribut	Beta	Standard fehler	T-test	P-Wert
Ladestrom preis [cent/kWh]	- 3,40	0,174	-19,51	0,000
Ladezeit [min]	- 0,68	0,048	-14,27	0,000
Zusätzliche Wartezeit [min]	- 1,05	0,071	-14,85	0,000

Zahlungs-bereitschaft	Interpretation
Laden während Einkauf	
2,0	Cent/kWh um Ladezeit um 10 min zu reduzieren
3,0	Cent/kWh um zusätzliche Wartezeit um 10 min zu reduzieren

Abbildung 19: DCE-Ergebnisse für Laden während des Einkaufens

Fazit

Es konnte im Rahmen des DCEs gezeigt werden, dass in Situationen, in denen man sowieso lange beschäftigt ist während das Elektroauto draußen lädt (Wohngebiet-Szenario, Arbeitgeber-Szenario), eine höhere Akzeptanz für Lade-/Wartezeit besteht bzw. die Zahlungsbereitschaft für eine Reduktion der Lade-/Wartezeit niedriger ausfällt. In Situationen hingegen in denen man sich nicht lange am Ladeort aufhält (Raststätten-Szenario, Einkaufszenario) ist die Akzeptanz niedriger und die Zahlungsbereitschaft höher. Alle Betas bzw. alle Ergebnisse sind hoch signifikant.

Daraus leiten wir ab, dass Lastmanagement für den Stromnetzbetreiber am günstigsten in ersteren Ladesituation ist und dort bevorzugt stattfinden sollte. Auf Basis der ermittelten Zahlungsbereitschaften kann konkret ermittelt werden wie viel man den Ladestrompreis erhöhen könnte, um Elektromobilitsten einen Ladevorgang bei voller Ladeleistung auch in Zeiten des erforderlichen Lastmanagements zu gewähren. Andersrum wissen wir nun auch was Elektromobilisten an Ladestromreduzierung erwarten, wenn ihre Ladevorgänge durch Lastmanagement in die Länge gezogen werden. Grundsätzlich wurde gezeigt, dass eine höhere Akzeptanz bzw. ein höheres Verständnis für die technisch notwendige Ladezeit besteht als für die zusätzliche Wartezeit, die durch Lastmanagement verursacht wird. Eine angemessene Kommunikation der Notwendigkeit von Lastmanagement-Maßnahmen könnte die Akzeptanz für jene Maßnahmen durch systemisches Verständnis erhöhen.

Eingehende Darstellung der Inhalte von Hubject

Tabelle 4: Verwendung Teilvorhaben Hubject

Geplantes Ergebnis	Erzieltes Ergebnis
Konsistenz- und Vollständigkeitsprüfung sowie Extraktion von (historischen) POI Daten	Wurde erreicht
Clustering von Ladepunkten nach Kriterien und Umsetzung	Wurde erreicht
Anpassung (UI) HBS zur Möglichkeit der Hinterlegung von Preisen durch CPOs	Wurde erreicht
Analyse zur Anpassung und Anwendbarkeit des Auslastungsindex für die Preisfindung	Wurde erreicht (angepasst auf Basis aus den Gesprächen mit den relevanten Marktakteuren, Regularien und dem (kostentechnischen) Rahmen des Vorhabens, s. nachfolgende Erläuterungen)
Analyse des OICP zur Anwendbarkeit des Auslastungsindex und Konzept zur Weiterentwicklung.	Wurde erreicht
Durchführung Feldtest/ Evaluierung	Wurde erreicht.

Die POI Daten und Charge Detail Records für (halb-) öffentliche Ladepunkte in der Bundesrepublik Deutschland wurden aufbereitet, extrahiert und auf monatlicher Basis der RWTH Aachen für Analysezwecke und zur Erstellung des Prädiktionmodells über eine vereinbarte Schnittstelle bereitgestellt. Die Bereitstellung hat sich dabei bis zum Ende des Vorhabens durchgestreckt, wobei die Datensätze vor dem Hintergrund der datenschutzrechtlichen Anforderungen anonymisiert wurden, sodass keine Rückschlüsse auf individuelle Nutzer und damit in Verbindung auf ihr Ladeverhalten geschlossen werden konnte (z.B. Unique-Identifier, UID). Darüber hinaus wurden auf Basis der durchgeführten Abstimmungen innerhalb des Konsortiums Datensätze ggf. erweitert, wenn diese in ihrem Ursprungszustand bzw. gemäß der Datenspezifikation bestimmte Datenpunkte nicht bereits enthielten.

Bereits zu Vorhabenbeginn wurden zahlreiche Gespräche/ Workshops mit CPOs und EVSE Herstellern sowie EMPs mit einer großen Marktreichweite, größtenteils aus dem Netzwerk von Hubject, aufgesucht und durchgeführt, um diese, für das Vorhaben relevanten Marktakteure hinsichtlich der Projektziele zu sensibilisieren und für die Teilnahme an dem Feldtest zu akquirieren. Zeitlich parallel dazu wurde Hubject intern ein Change Request/ Anforderungskatalog erstellt, die die notwendigen Anpassungen im Hubject Brokering System sowie den Schnittstellen analysiert und konzipiert.
Die vorgestellte Projektidee zur Implementierung von dynamischen Preisen auf Grundlage eines Auslastungsindexes sowie weiterer Kriterien, wie z.B. Standort der Ladesäule, um das Ladeverhalten der Nutzer netzdienlich zu gestalten, ist aus konzeptioneller Sicht zwar auf Interesse gestoßen, wurde von den Marktteilnehmern jedoch aufgrund der systemseitigen Anpassungsbedarfe und den damit einhergehenden Kosten als nicht tragbar/ umsetzbar eingestuft. Weiterhin wurde relativ schnell klar, dass sich das aktuelle Marktverständnis hinsichtlich dynamischer Preise auf zeitabhängige Tarife beschränkt. Diese Erkenntnis wurde auch aus den Gesprächen, die im Rahmen der intercharge network conference 2022 (icnc 2022), einer der größten eMobility Konferenzen in Europa, die jährlich von Hubject organisiert wird, und auf der das BeNutzLaSA Projekt mit einem Werbestand vertreten war, geführt wurden, bestärkt. Darüber hinaus wurden europaweit durchgeführte Pilotprojekte analysiert, die weitere Indizien für das Marktverständnis ergaben. Ein Beispiel hierzu ist das von Tesla in mehreren europäischen Ländern eingeführte, zeitsensitive Tarifmodell, dass die Ladepreise auf die vorhersehbare Netzauslastung beschränkt.[29] Weitere Preismodelle, die über zeitbasierte/ -sensitive Tarifierungen hinausgehen, wie z.B. die Abbildung des Energie-Spotmark, befinden sich noch in der Erprobungsphase und nicht massentauglich.[30]
Darüber hinaus hätten zur Umsetzung von dynamischen Preisen auf Seiten von Ladestationsbetreibern (ChargePointOperator, CPO) Anpassungen an den Backendsystemen sowie den Ladestationen erfolgen müssen, die eine Abrechnung ggü. Endkunden auf Basis des Energiebezugs je Tariffenster, und damit einhergehend eine zeitliche genaue Taktung, wie z.B. eine fünfminütige Messung und eichrechtkonforme Aufnahme des Energiekonsums als Basis zur Erzeugung von ChargeDetailRecords (CDR), ermöglichen. Auf der anderen Seite müssen Fahrtstromanbieter (eMobilityProvider, EMP) für ihre Endkunden Erweiterungen in den Backendsystemen und Nutzerschnittstellen (User Interface, wie z.B. EMP App) durchführen sowie sicherstellen, dass die dynamischen Preise nutzerfreundlich und konform mit den Regularien kommuniziert werden. Auch wurde von den EMPs auf ein erhöhtes Risiko bzw. Unsicherheit hinsichtlich der Kundenkommunikation und –wahrnehmung von dynamischen Preisen auf Basis der Netzauslastung hingewiesen. Die Nutzung von RFID-Karten und der nicht möglichen Preiskommunikation erhöhte aus EMP Sicht dieses Risko.
Zeitlich parallel dazu wurde zudem die Novelle zur Preisangabeverordnung veröffentlicht, die die transparente Kommunikation von Ladepreisen (in kWh) ggü. dem Endkunden vor Ladebeginn für das Ad-hoc Laden vorschreibt, dass die regulatorischen Barrieren zur Umsetzung von dynamischen Preisen während des Ladevorgangs erhöhten.
Zusammengefasst, grenzte die aktuelle Marktkonjunktur wider Erwarten die umsetzbaren und gleichzeitig kostentechnisch vom Vorhaben tragbaren Umsetzungsmöglichkeiten ein, sodass eine Alternativlösung zum geplanten Ergebnis „Analyse zur Anpassung und Anwendbarkeit des Auslastungsindex für die Preisfindung“ erarbeitet wurde.

[29] https://www.electrive.com/2022/11/15/tesla-expands-dynamic-pricing-to-all-of-europe/
[30] https://www.lew.de/ueber-lew/presse/laedesaeulen-mit-dynamischen-preismodell

Diese Alternativlösung beinhaltete dabei alle Grundpfeiler, die für eine auslastungsabhängige Tarifierung von Ladevorgängen notwendig war. Um eine Entkopplung von der Abhängigkeit zu EMPs und der mit der Umsetzung von dynamischen Preisen verbundenen Aufwendungen zu erreichen, wurde das Intercharge Direct (ICD) von Hubject, dass das Ad-hoc Laden für CPOs ermöglicht, ertüchtigt. Dabei wurden u.a. folgende Features auf Basis des initial erarbeiteten Hubject internen Change Requests/ Anforderungskatalogs, und im Einklang mit den vom dem Konsortialführer RWTH Aachen erarbeiteten Auslastungsmustern/ Ladeverhalten von Nutzern in Deutschland, implementiert:

- Ermöglichung der Gruppierung von Ladepunkten/ –stationen auf Basis von diversen Faktoren, wie z.B. Leistungsoutput, Lokation/ Region etc.
- Möglichkeit zur Hinterlegung von zeitbasierten Tarifmodellen im HBS ICD 2.0
- Visualisierung des Tarifmodells ggü. dem Endkunden zur Sicherstellung der Konformität zur PAngV

Die nachfolgenden Abbildungen stellen die im Hubject intercharge direct Backend- und Frontend-System für CPOs (B2B) entwickelten Erweiterungen gemäß den im Rahmen des Vorhabens identifizierten Anforderungen dar.

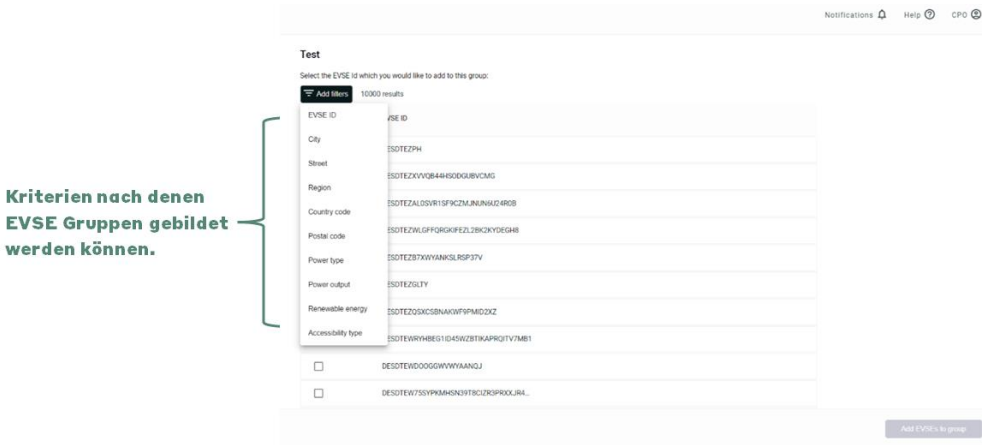


Abbildung 20: EVSE Grouping (ICD 2.0), B2B, CPO. Hinweis: Für EvseId's wurden aus datenschutzrechtlichen Gründen Dummy-Werte in der Darstellung verwendet, die syntaktisch nicht realen EvseId's entsprechen.

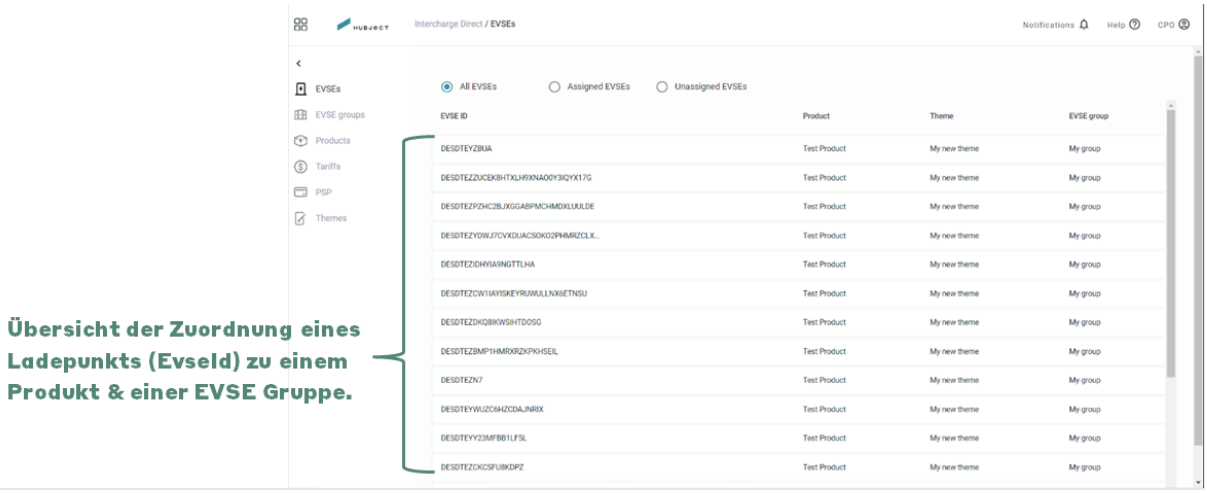


Abbildung 21: Übersichtsdarstellung EVSE Gruppen & Produkte, B2B, CPO

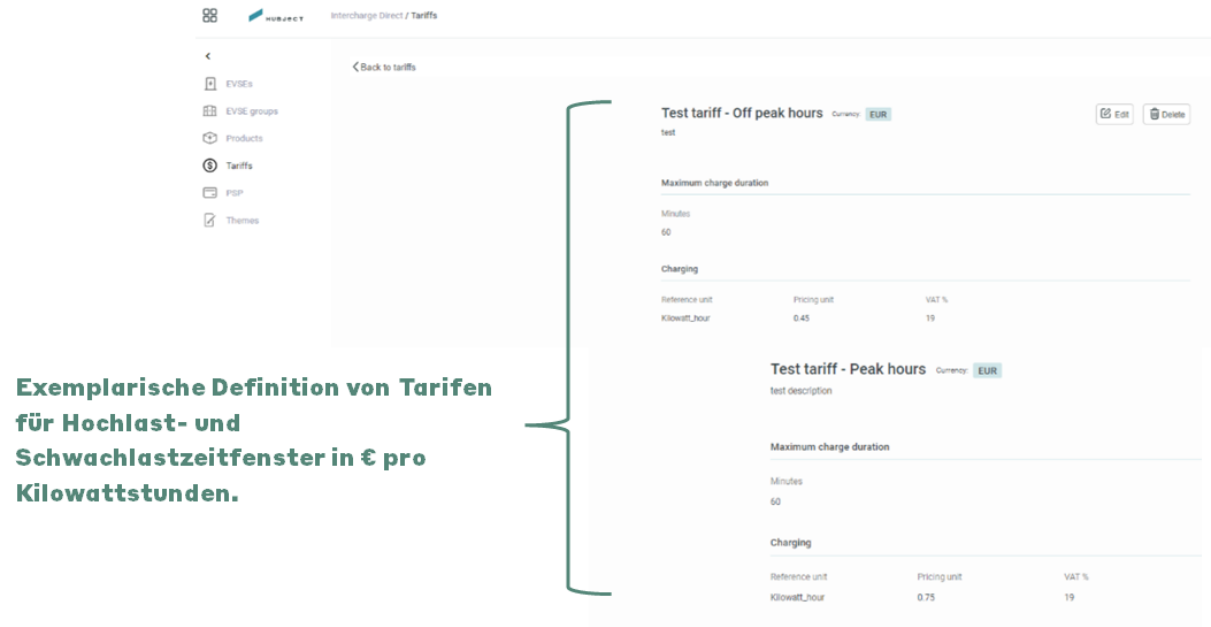


Abbildung 22: Definition von Tarifen (Peak & Off-Peak), B2B, CPO

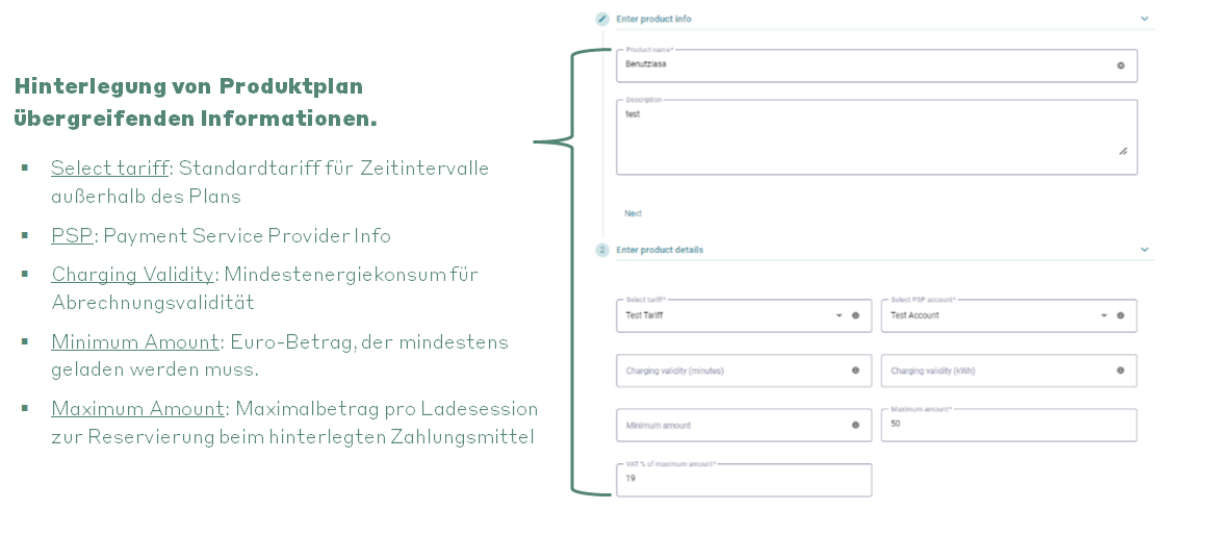


Abbildung 23: Erstellung von Tarifprodukten mit Tarifzuweisung (Teil 1), B2B, CPO

Definition eines Produktplans, d.h. zeitbasierten Tarifprodukten.

- Select days: Tage, an denen der nachfolgende Plan gültig sein soll
- Time Slot: Angabe des Zeitfensters (von – bis) zu dem der Tarif gültig sein soll.
- Select Tariff: Auswahl der zuvor definierten Tarife und Zuordnung zum entsprechenden, gewünschten Zeitfenster.

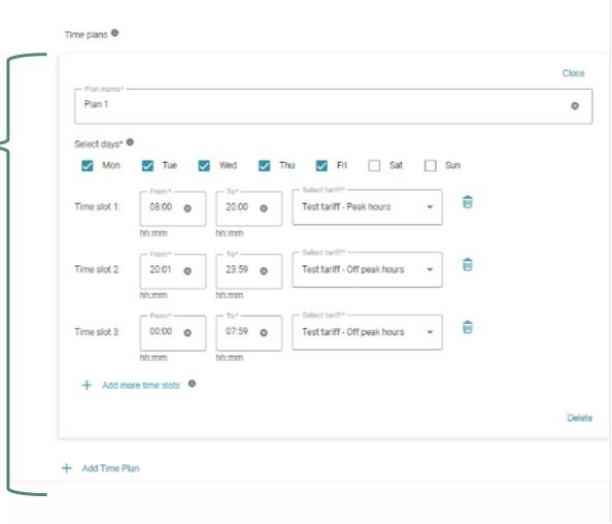


Abbildung 24: Erstellung von Tarifprodukten mit Tarifzuweisung (Teil 2), B2B, CPO

Darüber hinaus wurde die ICD mobile Applikation um entsprechende Features erweitert, um eine PAngV-konforme Tarifkommunikation sicherstellen zu können. Die nachfolgende Abbildung visualisierte die User Journey aus Endnutzersicht (B2C).

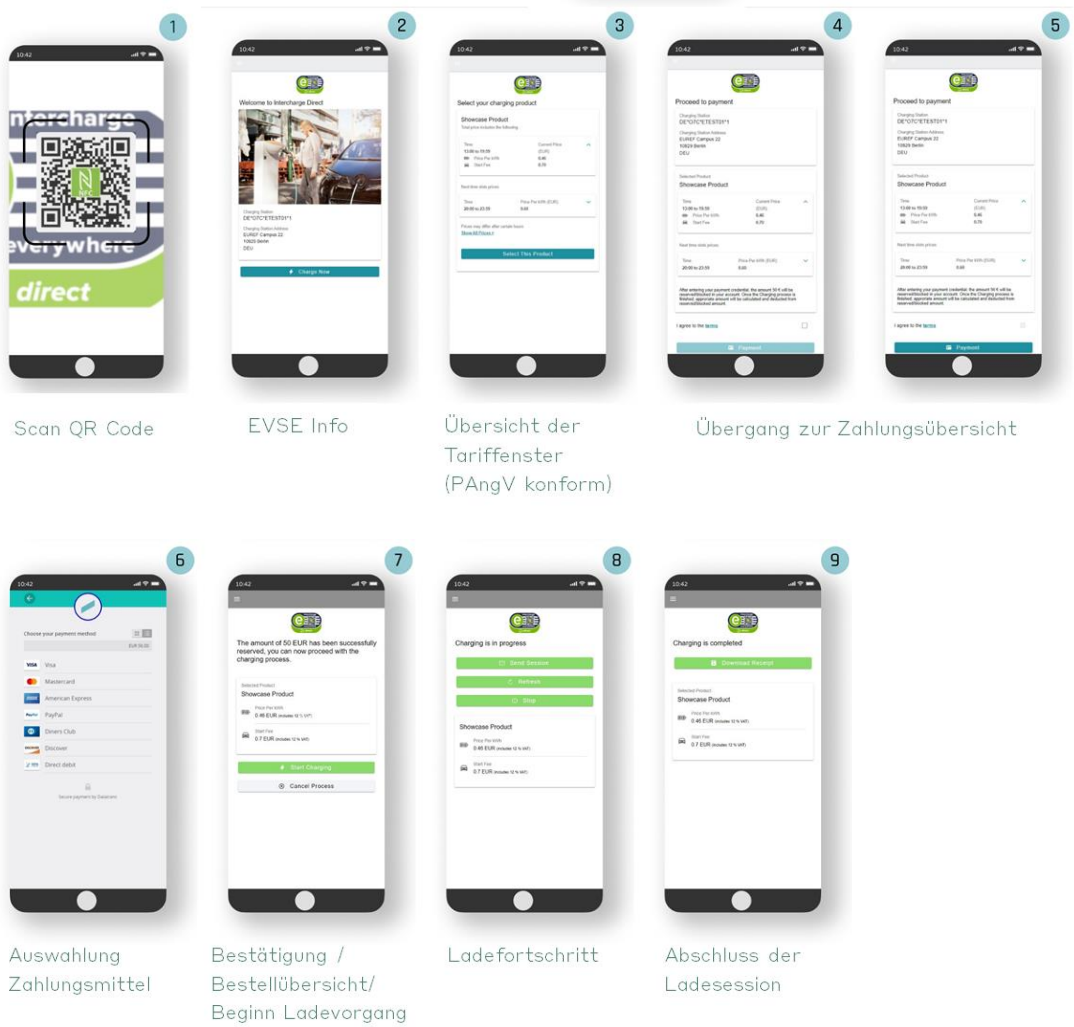


Abbildung 25: User Journey Endnutzer ICD 2.0, B2C

Zur Erprobung des ertüchtigten Systems und dynamischen, zeitbasierten Tarifen wurden weitere Akquisemaßnahmen von CPOs durchgeführt. Zwar war weiterhin eine gewisse Zurückhaltung dieser Marktakteure beobachtbar, dennoch war es uns möglich einen großen CPO in Deutschland zur Teilnahme an dem Feldtest zu überzeugen. Voraussetzung für die Teilnahme war, dass das Tarifmodell zum einen keine hohe Komplexität aufweist und zum anderen keine Anpassungen an den Ladestationen aufgrund der zur Übermittlung von Tariffenster abhängigen CDRs in Verbindung stehenden kostentechnischen Aufwendungen durchgeführt werden. Ersteres wurde dadurch bewerkstelligt, dass die Umfrageergebnisse der RWTH Aachen zur Preissensitivität mit mehr als 1.000 Befragten sowie die auf Basis der dynamischen POI-Daten und CDRs identifizierten Auslastungsmuster analysiert und ein Zweifenstertarif-Modell entwickelt wurde. Letzteres hingegen wurde insoweit gelöst, dass dem Endnutzer zum einen vollständige Transparenz zum Tarifmodell, d.h. aktueller und bevorstehender Ladetarif sowie der Erwartung einer Verhaltensänderung des Nutzers durch „Lerneffekte“, ermöglicht wurde und zum anderen die Fakturierung des Ladevorgangs auf Grundlage des Ladepreises durchgeführt wurde zudem der Ladevorgang gestartet wurde, d.h. auch wenn sich der Ladevorgang über zwei Tariffenster erstreckte (vgl. Abbildung 25).

Im Rahmen der Akquisearbeiten wurden in Q2 2022 verstärkte Gespräche mit dem Ladestationsbetreiber und Fahrtstromanbieter EWE Go (eRoaming-Partner) aufgenommen. Im Rahmen der Abstim-

mungen wurde das Projekt vorgestellt und mögliche Umsetzungen von dynamischen Preisen dargestellt. Auch wurde eruiert, ob und inwieweit die EMP-Funktionalitäten hinsichtlich dynamischer Preise auf Grundlage von Auslastungsmuster der Ladestationen von EWE Go ertüchtigt werden können. Schnell wurde jedoch klar, und wie auch bereits zuvor geschildert, dass system- und kundenkommunikationsrelevante (UI) Aufwendungen nicht tragbar sind, sodass der Fokus auf die CPO Aktivitäten von EWE Go und dem Ad-hoc Laden via Hubject's Intercharge Direct (ICD 2.0) gelegt wurden. Auch hier wurde, unter Beachtung der bestehenden Geschäftsaktivitäten und (betriebswirtschaftlichen) Interessen des Pilotierungspartners, beschlossen keine hoch dynamischen und komplexen Tarifierungsstrukturen aufzusetzen, da hierdurch ein erhöhtes Geschäftsrisiko für die bestehenden Aktivitäten des Partners identifiziert wurden.

Das Ergebnis dieser Abstimmungen mündete in einen Zwei-Fenster-Tarifschema, das sowohl die Umfrageergebnisse als auch die Auslastungsanalysen von Ladestationen in Deutschland der Forschungspartner berücksichtigte.

- 6:00 bis 20:00 Uhr – Standardpreise für EWE Go AC & DC Ladepunkte
- 20:00 bis 06:00 Uhr – ca. 20% Preisreduktion (entspricht ca. 10 Eurocent/ kWh) ggü. den Standardpreisen der EWE Go AC & DC Ladepunkte

Für die Pilotierung wurden der Hubject bzw. dem BeNutzLaSA Forschungsprojekt 9 Ladestationen zur Verfügung gestellt und die flexiblen Preise in Q2 & Q3 2022 iterativ produktiv gestellt, wobei die Tarifstellung sowie der Betrieb der Ladestationen beim CPO und Pilotierungspartner EWE Go verblieb. Nachfolgende Abbildung zeigt die geographische Verteilung der Pilotierungs- und Vergleichsladestationen, deren Charakteristika sowie Tarifstruktur (ab 16.12.), die für die Pilotierungsladestationen (Testgruppe) zum Einsatz kam.

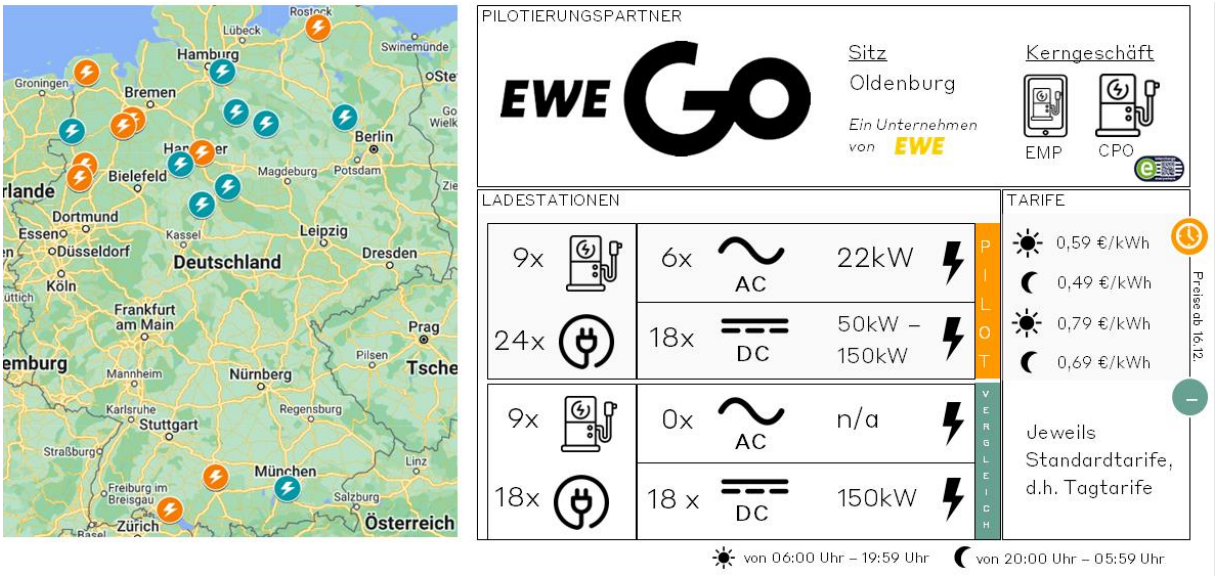


Abbildung 26: Geographische Verteilung & Charakteristika der Pilotierungs- und Vergleichsladestionen sowie Tarifstruktur ab 16.12.2023

Es sei angemerkt, dass die Feldtests/ Pilotierung mit dem Partner EWE Go im Juni 2022 startete, die Tarifstruktur aber über den gesamten Pilotierungszeitraum zwei Mal aufgrund der in Q3/ Q4 2022 stattgefunden Energiekrise und der damit verbundenen erhöhten Energiebezugspreise angepasst wer-

den musste. Die ab dem 16.12.2022 in Kraft getretene Tarifstruktur wurde bis Ende der Pilotierungsphase beibehalten. Die Tarifstrukturen, d.h. initiale zeitbasierte Tarife sowie erste und zweite Tarifanpassung sind der folgenden Darstellung zu entnehmen.

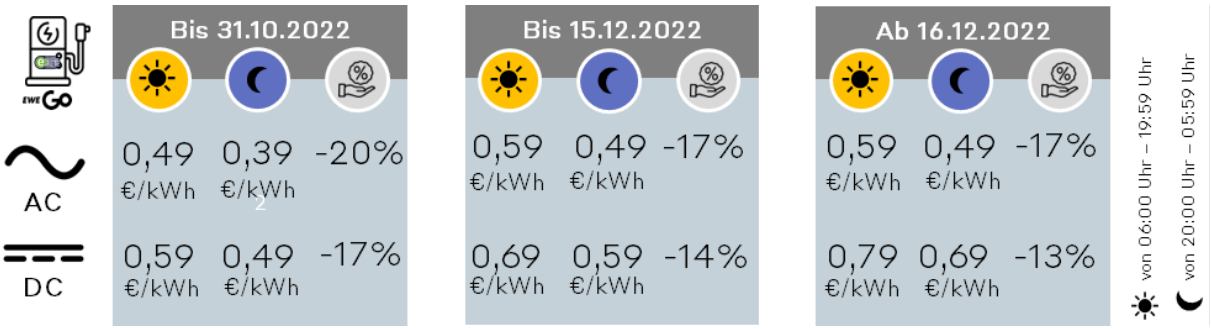


Abbildung 27: Zeitbasierte Tarifstrukturen über die Pilotierungsdauer

Zur Auswertung der Effektivität des Preishebels (Tag- und Nachttarif) wurden in Frage kommende Methodiken bzw. Metriken zwischen Hubject und der RWTH Aachen abgestimmt. Die Abstimmungen haben ergeben, dass sich die Differenz-von-Differenz (kurz: Diff-von-Diff) Methodik zur Evaluierung der Wirksamkeit des zeitbasierten Tarifansatzes am besten eignet. Zu diesem Zweck wurden der RWTH Aachen statische und dynamische POI-Daten der EWE Go Ladestationen sowie die dazugehörigen CDRs bereitgestellt. Mit maßgeblicher Unterstützung der RWTH Aachen wurden diese Daten dann der Diff-von-Diff Methode zugeführt und die Ergebnisse bewertet.

Was ist die Diff-von-Diff Methode?

Eine Ökonometrische Methode, um auf Basis von Test- und Vergleichsgruppen ein Ergebnis zur Schätzung eines kausalen Effekts zu erhalten. Im Speziellen wir der Ansatz verwendet, um die Wirkung einer bestimmten Intervention oder Behandlung (z.B. die Verabschiedung eines Gesetzes, die Umsetzung eines groß angelegten Programms) zu schätzen. Hierzu werden Veränderungen der Ergebnisse im Laufe der Zeit zwischen einer am Programm teilnehmenden (Testgruppe) und einer daran nicht teilnehmenden (Vergleichsgruppe) Gruppe verglichen.[31]

Die Auswertung erfolgte für den Beobachtungszeitraum Juni 2022 bis Juli 2023. In der nachfolgenden Abbildung wird für die Testgruppe (zeitbasierte Tarife) und die Vergleichsgruppen eine Gegenüberstellung auf Basis der Starts von Ladeevents und der Belegungsdauer durchgeführt.

[31] https://www.publichealth.columbia.edu/research/population-health-methods/difference-difference-estimation

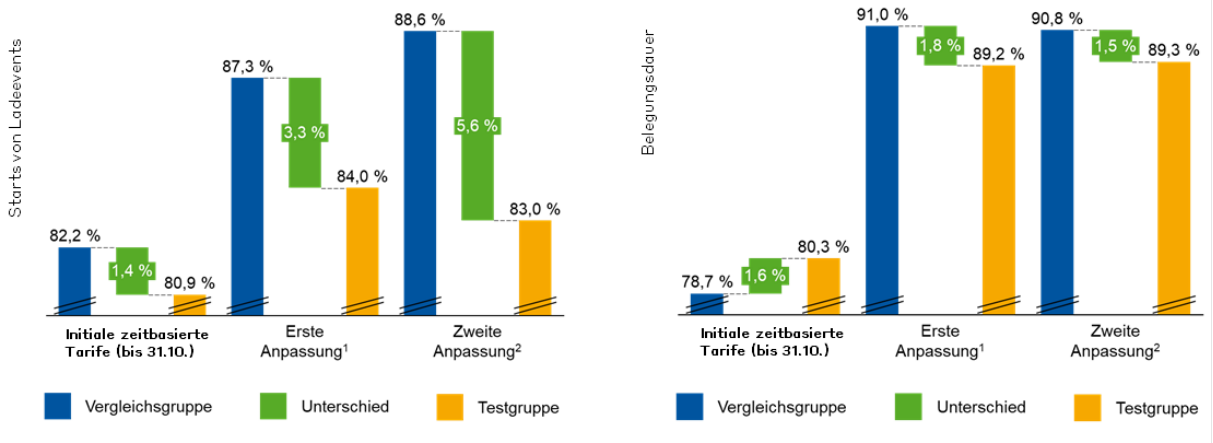


Abbildung 28: Starts von Ladeevents und Belegungsdauer für die Vergleichsgruppe (Pilotladestationen mit zeitbasierten Tarifen) und Belegungsdauer, EWE Go Ladestationen

Folgende Erkenntnisse können aus den in Abbildung 28: Starts von Ladeevents und Belegungsdauer für die Vergleichsgruppe (Pilotladestationen mit zeitbasierten Tarifen) und Belegungsdauer, EWE Go Ladestationen Abbildung 28 visualisierten Daten gewonnen werden:

- Für am Tag gestartete Ladeevents (Starts von Ladeevents) ist in der Periode zwischen den initial eingestellten, zeitbasierten Tarifen und der erfolgten ersten Tarifanpassung sowohl für die Vergleichs- als auch die Testgruppe ein Anstieg zu verzeichnen. Diese Ausprägung fällt für die Testgruppe jedoch **geringer** aus.
- Mit der erfolgten zweiten Tarifanpassung ist ein **klarer Rückgang** in den Starts von Ladeevents für die Testgruppe ersichtlich, wohingegen die Vergleichsgruppe weiterhin einem **Anstieg in den gestarteten Ladeevents** unterliegt.
- Die Auswertung zur Belegungsdauer, die mehr als 6500 Belegungsstunden umfasst, zeigt einen generellen Anstieg in der Belegungsdauer am Tag für die Test- und Vergleichsgruppen von den initialen, zeitbasierten Tarifen hin zur zweiten Tarifanpassung in der Testgruppe.
- Allerdings ist insbesondere auffällig, dass mit der ersten und zweiten Tarifanpassung die Belegungsdauer am Tag für die **Testgruppe im Vergleich zu der Vergleichsgruppe abnimmt**. Hier kann davon ausgegangen werden, dass neben der allgemein angestiegenen Auslastung der Ladestationen, der Preisnachlass für das Nachtladen zu einer erhöhten Preissensitivität bei angestiegenen Ladepreisen bei den Nutzern geführt hat. Dies wiederum kann als einen positiven Effekt für ein netzdienlicheres Laden gewertet werden.

Zusammengefasst kann festgehalten werden, dass dynamische, zeitbasierte Tarife im Ad-hoc Laden Ladeevents leicht, aber statistisch signifikant, in die Nacht verschieben. Es sei angemerkt, dass Ad-hoc Ladeevents ca. 2% des vertragbasierten Ladens (eRoaming) ausmachen.

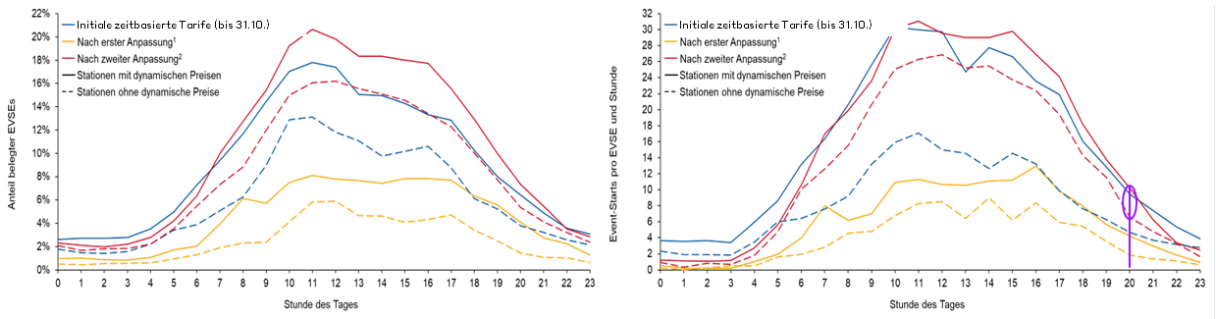


Abbildung 29: Gegenüberstellung Belegungsanteil und Ladeevent-Start je Ladestation (Test- und Vergleichsgruppe) und Preisphase

Abbildung 29 veranschaulicht die Gegenüberstellung der Test- und Vergleichsstationen auf Basis ihrer Belegungsanteile und Ladeevent-Starts nach Preisphase (s. auch weiter oben). Grundsätzlich kann festgehalten werden, dass die Phase der ersten Tarifanpassung weniger repräsentativ ist, da die Tarifstruktur lediglich über einen Zeitraum von ca. 6 Wochen produktiv war und somit eine Einstellung des Nutzerverhaltens weniger realistisch ist. Darüber hinaus können folgende Schlussfolgerungen abgeleitet werden:

- Die Teststationen weisen im Allgemeinen höhere Auslastung als die Vergleichsladestationen (keine zeitbasierten Tarife) auf.
- In den Morgenstunden, d.h. Kurz vor 6 Uhr und somit vor Start des teureren Tariffensters, ist ein Anstieg in den Auslastungen der Vergleichsladestationen ersichtlich. Dies ist allerdings nicht durchgehend der Fall, sodass kein eindeutiger kausaler Zusammenhang zu den Effekten von zeitbasierten Tarifen hergestellt werden kann.
- Speziell in den Event-Starts ist jedoch ersichtlich, dass die Vergleichsladestationen eine geringere negative Steigung nach der erfolgten ersten und zweiten Tarifanpassung für Ladeevents ab 20 Uhr verzeichnen. Dies ist als Effektivität der zeitbasierten Tarife zu werten, da anders als bei den Teststationen zwar eine Abnahme in den Event-Starts stattfindet, diese jedoch deutlich schwächer abfällt.

Nachfolgende Abbildung soll zusammenfassen, welche Erkenntnisse aus der Pilotierungsphase geschlossen werden können und mit welchen Herausforderungen der Auswertungsrahmen aufgrund der Umsetzung im punktuellen Laden konfrontiert war.

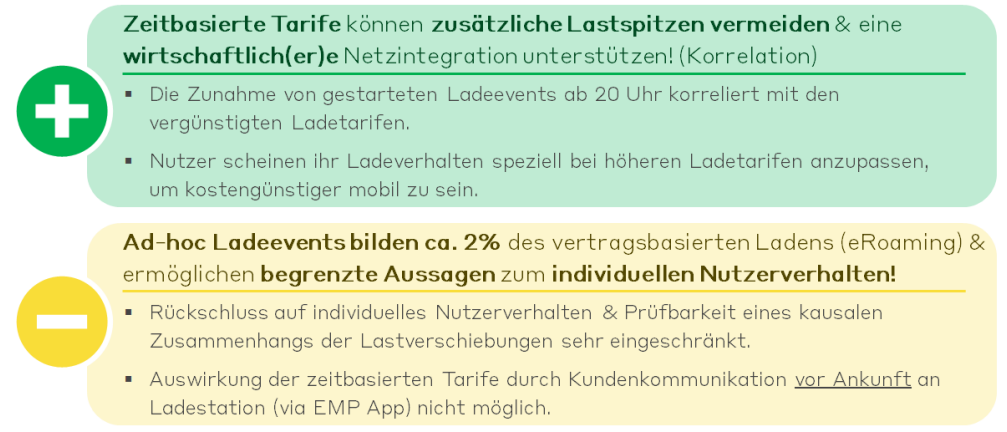


Abbildung 30: Übergreifende Key Takeaways aus der Pilotierung von zeitbasierten Tarifen im Ad-hoc Laden

Eingehende Darstellung der Inhalte von SMART/LAB

Das Kernziel des Forschungsprojekts BeNutz LaSA der SMART/LAB bestand in der Entwicklung und Integration einer Software-Anwendung für Ladesäulenbetreiber, um komplexe Preismodelle und Anreizsysteme umfassend abzubilden. Ein weiterer entscheidender Schwerpunkt lag auf der Umsetzung, Anwendung und Validierung der im Gesamtprojekt erarbeiteten Anreizsysteme, Tarif- und Geschäftsmodelle. Dies legte den Grundstein für einen zukünftigen erfolgreichen Roll-Out der entwickelten Lösungen und Systeme.

Die im Projekt verfolgten Ziele und Inhalte werden in der folgenden Tabelle zusammengefasst und im Anschluss, inklusive Feldversuche und Ergebnisse, detailliert erläutert:

Tabelle 5: Verwendung Teilvorhaben SMART/LAB

Geplantes Ergebnis	Erzieltes Ergebnis
Software-Anwendung für Ladesäulenbetreiber zur Abbildung komplexer Preismodelle und Anreizsysteme	Wurde erreicht
Flexibilisierung der Backend-Software basierend auf verschiedenen Anreizsystemen	Wurde erreicht
Anbindung der Schnittstellen an die übergeordneten Strukturen wie ladenetz.de und e-clearing.net	Wurde erreicht
Anpassung der Roaming Protokolle und Roaming Plattform zum Austausch von Tarifinformationen und -signalen	Wurde erreicht
Erweiterung der bestehenden Schnittstelle zum Netzbetreiber	Wurde zum Teil auf theoretischer und konzeptioneller Ebene erreicht. In Zusammenarbeit mit der e-clearing.net GmbH wurde ein 3-Stufen-Plan „Smartening the grid“ zur Integration von Verteilnetzbetreibern in die Roaming-Plattform für Elektromobilität ausgearbeitet. Parallel wurde auch ein Konzept zur Integration der Verteilnetzbetreiber im Roaming-Protokoll (OCHP) entwickelt. Dabei findet die Berücksichtigung von statischen und dynamischen POI-Daten sowie Verarbeitung von Netz-Anreizsystemen statt.
Attraktivitätssteigerung der SMART/LAB Plattformen (Erweiterung des Produktportfolios durch neue Funktionalitäten und flexible Produkte)	Wurde erreicht
Überprüfung der entwickelten Erweiterungen im Feldversuch und Identifizierung von weiteren technischen Potenzialen der entwickelten Lösungen	Wurde erreicht
Bericht: Handlungsempfehlungen und Vorschläge für weitere Projektentwicklungen	Wurde zum Teil bereits erreicht. Handlungsempfehlungen wurden während interner Netzwerkveranstaltungen im Verbund von ladenetz.de mit den Stadtwerkepartnern erörtert. Anfang 2024 werden die Projektergeb-

	nisse sowie entsprechende Handlungsempfehlungen zudem den Partnern über einen Newsletter und in bilateralen Gesprächen präsentiert. Zusätzlich wurden bereits Ideen für weitere Projektentwicklungen adressiert.

In der ersten Phase des Forschungsprojekts „BeNutz LaSA“ wurde ein Konzept zur Übertragung von E-Mobilitäts- und Ladeinfrastruktur (LIS)-Daten zwischen den Forschungspartnern und der SMART/LAB erarbeitet. Dies umfasste primär die Analyse der Ladevorgangsdatenverfügbarkeit sowie die Auswahl geeigneter Daten. Die Definition von Endpunkten (URL und Parameter) sowie die Erstellung eines Autorisierungs- und Berechtigungskonzepts bildeten weitere Schritte in dieser Phase. Die Entwicklung einer REST-API-Schnittstelle zur Bereitstellung anonymisierter Realdatensätze zur Auswertung der Ladeinfrastruktur-Auslastung war dabei ein wichtiger Meilenstein. So konnte sowohl auf historische als auch auf aktuelle Daten zugegriffen werden.

Ein weiterer wichtiger Schwerpunkt lag auf der Identifizierung und Auswertung der existierenden Lade-Tarifmodelle und -strukturen auf dem Elektromobilitätsmarkt, insbesondere im ladenetz.de und ladebusiness Verbund der SMART/LAB. Gleichzeitig erfolgte die Analyse von Nutzerpräferenzen und Zahlungsbereitschaft für diverse Abrechnungsdienste und dynamische Preisgestaltungen sowie Untersuchung der Präferenzen für verschiedene smarte Anreizsysteme. Dabei wurde ein kontinuierlicher Austausch mit Projektpartnern und Projekt-Interessenten bezüglich potenzieller Preisstrategien und Anreizsysteme etabliert. Die Kommunikation mit den Stakeholdern, speziell den Stadtwerken, bezog sich vor allem auf aktuelle Entwicklungen, Wünsche und Marktrends im Kontext von „Anreizsystemen“, „zukünftige Tarifmodelle“ und „dynamische Preise“. Im Jahr 2022 wurde zudem besondere Aufmerksamkeit der Strompreissituation in der Welt der Stadtwerke gewidmet. Durch zahlreiche Gespräche konnte die Entwicklung verschiedener Anreizsysteme sowie dazugehöriger Strategien initiiert und im späteren Verlauf des Projekts in Feldversuchen erprobt werden. Dabei flossen auch Erkenntnisse und Ergebnisse der FCN-Studien zur zeitlichen und örtlichen Verschiebung von Ladevorgängen sowie Diskussionen darüber im Stadtwerkeverbund mit ein.

Softwareentwicklung SMART/LAB

Die Softwareentwicklung bildete den Hauptfokus des Forschungsprojekts. Nach einer umfassenden Anforderungsanalyse, die die Definition von Use Cases sowie unterstützender Prozesse und Abläufe beinhaltete, wurden Konzepte für die Erweiterung der Abrechnungs- und Tarifplattform sowie der ladeappp diskutiert und ausgearbeitet. Dabei flossen das Feedback der Stadtwerkepartner und aktuelle Marktstandards in die Anforderungsbeschreibung ein.

Die Erstellung des Prognosetools für die Ladeinfrastrukturauslastung und der damit zusammenhängenden Erstellung des Interfaces erfolgte durch die entwickelte REST-Schnittstelle. Eine lokale Entwicklungsumgebung sowie eine Testumgebung in der Azure Cloud wurden eingerichtet, und die Schnittstelle ermöglichte den regelmäßigen Austausch von anonymisierten Ladeinfrastruktur-Realdatensätzen. Im gesamten Projektverlauf wurde diese erfolgreich genutzt und hat bedeutende Informationen und Erkenntnisse für Analysen und Auswertungen im Feldversuch bereitgestellt. Die SMART/LAB beabsichtigt, die REST-Schnittstelle nach Abschluss des Projekts zu migrieren und sie zukünftig Kunden für Auswertungen und Datenaustausch zur Verfügung zu stellen.

Backend- und Frontendentwicklung für Preismodelle und Anreizsysteme im Bereich Ad-hoc-Laden

In den ersten Entwicklungsphasen des Forschungsprojekts wurden zentrale Aspekte der Software-Architektur, Schnittstellenentwicklungen und die Ausgestaltung der Algorithmen intensiv bearbeitet, insbesondere der wegweisenden Software-Anwendung/App als primäres Interface zum Endnutzer. Die Umsetzung umfasste verschiedene Schlüsselfunktionen, darunter zunächst die Tarifgestaltung für das Ad-hoc-Laden – das Hauptaugenmerk lag dabei in der erfolgreichen Umsetzung der Tarifdarstellung für jeden einzelnen Ladepunkt eines CPOs in der ladeapp sowie im Paymentlink. Ziel war es dem Endkunden ab dem Startzeitpunkt des Ladevorgangs für inklusive der nächsten sieben Folgetage den gültigen Tarif anzuzeigen. Parallel dazu wurde die Tarifeinstellung inklusive verschiedener Tarifkomponenten sowie Sonderregeln umgesetzt. Die daraus resultierende Vielfalt ermöglichte die Schaffung individueller Tarife je durch den CPO.

In diesem Kontext wurden gemeinsam mit der ladeapp die ladecloud als begleitendes Portal und Backend zur effizienten Erstellung und Verwaltung diverser Einstellungen und Tarife für Organisationen (z.B. EMP) weiterentwickelt. Die ladecloud ermöglicht in erster Linie das Anlegen spezifischer Tarife, beispielsweise für bestimmte Ladepunkte oder Ladepunktgruppen. Schrittweise können diverse Tarifkomponenten definiert werden.

Um dies zu veranschaulichen, könnte für einen normalen Werktag ein regulärer Tarif mit unterschiedlichen kWh-Preisen erstellt werden, beispielsweise 45 Cent/kWh tagsüber zwischen 6 und 20 Uhr sowie 30 Cent/kWh für die Nachtstunden (Abbildung 31). Hierbei besteht die Flexibilität, zeitabhängige Komponenten zu definieren, die beliebig komplex gestaltet werden können. Zusätzlich können Einschränkungen oder Blockiergebühren, beispielsweise ab der zweiten Ladestunde, festgelegt werden. Die Abbildung von Startgebühren, wie etwa 1 € pro Ladevorgang, ist ebenfalls möglich. Die Preise werden jeweils als Bruttowerte hinterlegt.

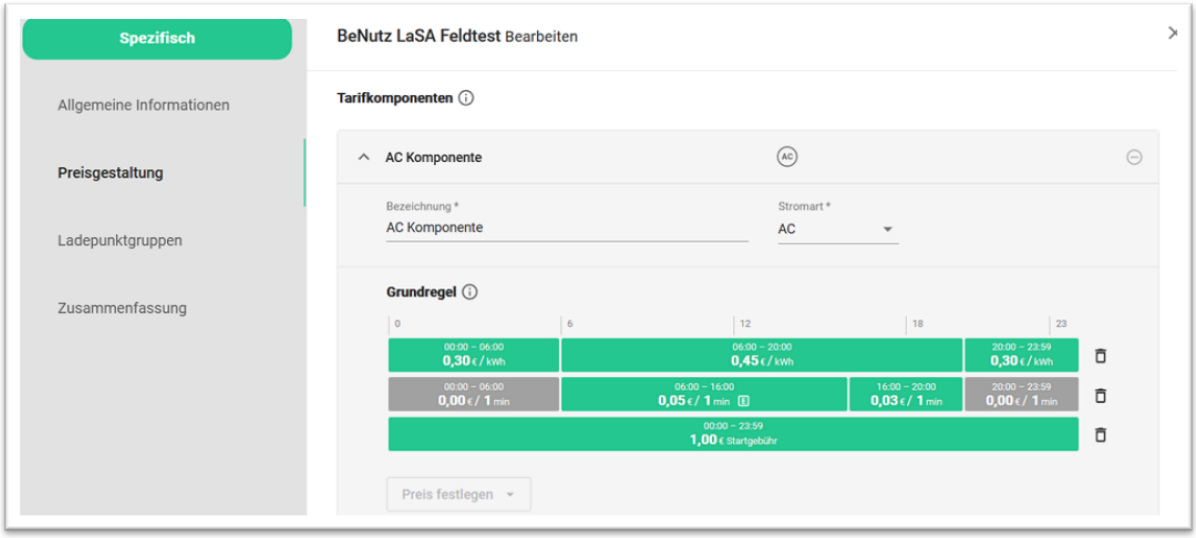


Abbildung 31: Flexible Tarife: Tarifeinstellungen in der ladecloud für Ad-hoc und/oder Vertragskunden

Zudem eröffnen sich Möglichkeiten für zusätzliche Abweichungen (Abbildung 32). Für das Wochenende könnten beispielsweise günstigere kWh-Preise gelten, abhängig von der Tagesuhrzeit (20-35 Cent/kWh). Minutenpreise können reduziert werden. Ein zweiter abweichender Zeitraum, beispiels-

weise für besondere Events, kann hinzugefügt werden, um Kunden das kostenlose Laden zu ermöglichen und lediglich eine symbolisch Startgebühr i.H.v. 1 € verlangt wird. Diese Option erweist sich besonders nützlich für die flexible Festlegung von Ad-hoc-Tarifen bei Sonderveranstaltungen oder Ferienzeiten.

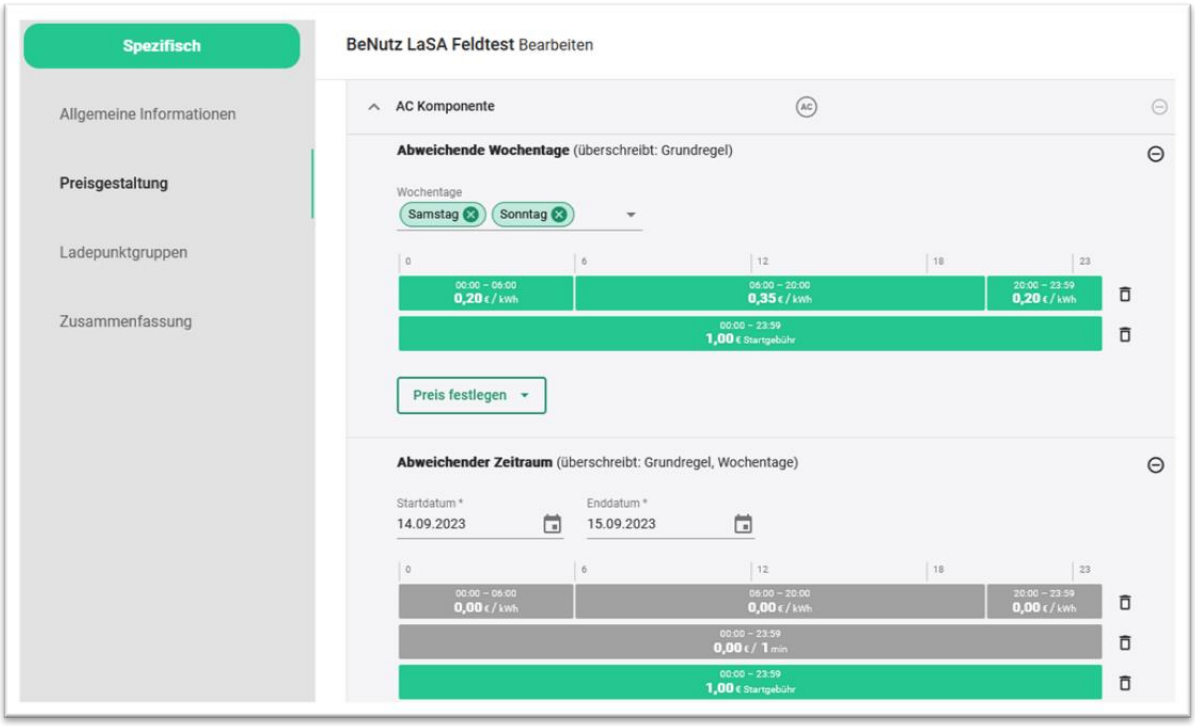


Abbildung 32: Flexible Tarife: Tarifeinstellungen – Abweichende Tarifkomponenten

Weiterhin wurden Funktionalitäten und Tarifgestaltungskomponenten für ladepunktspezifische Tarife weiterentwickelt und verbessert. Der Basistarif, welcher je Operator hinterlegt wird, kann durch spezifische Tarife, die sich auf zuvor definierte Ladepunktgruppen (z.B. nach Beliebtheit) beziehen, entwickelt werden.

Eine Weiterentwicklung des Pricings ermöglicht zudem, dass sich zeitbasierte Tarife über den Ladezeitraum ändern können.

Parallel zur Entwicklung der Tarifierung und Preisgestaltung wurden neue Features für die Tarifdarstellung in der ladeapp implementiert (siehe Abbildung 33), um eine umfassende Transparenz gegenüber dem Endkunden hinsichtlich aller festgelegten Tarifkomponenten zu gewährleisten: der Ladepreis pro kWh, die Startgebühren und eine vorausschauende Darstellung des Minutenpreises für die gesamte Woche, einschließlich aller Einschränkungen und Blockiergebühren. So wissen die Kunden genau, zu welchen Konditionen der Ladevorgang kostenpflichtig gestartet wird. Diese flexible Tarifgestaltung im Ad-hoc-Laden eröffnete zahlreiche Möglichkeiten, insbesondere bei Ladestationen und Ladepunkten in belebten Innenstädten, wo höhere Tarife in Peak-Zeiten und niedrigere Tarife in weniger frequentierten Gebieten oder in den Nachtstunden realisiert werden konnten.

Abbildung 33: Transparente Tarifdarstellung gegenüber dem Kunden

Übertragung Preismodelle und Anreizsysteme im Bereich Ad-hoc-Laden

Der Launch der neuen ladeapp im Jahr 2022 markierte den Startpunkt für die im Projekt implementierten Funktionalitäten bezüglich zeit- und ladepunktspezifischer Ad-hoc-Tarife. Um die Effektivität dieser Innovationen zu gewährleisten, wurden umfassende Tests und Auswertungen durchgeführt, angefangen von Testladungen bis hin zur Berechnung und Kombination verschiedener Tarifkomponenten. Durch Rückmeldungen von Feldversuchsteilnehmern und Partnerkreisen im ladenetz.de und ladebusiness Verbund wurde erkannt, dass neben dem Ad-hoc-Laden auch spezifische Tarife für das Vertragsladen erforderlich sind. Die Flexibilität dieser Tarife, insbesondere in Bezug auf Energie und das Vertragsladen-Konstrukt, wurde von Vertragspartnern als besonders wertvoll erachtet.

Eine weiterführende Untersuchung wurde gestartet, um den Einfluss von Staffelpreisen je geladener kWh auf das Nutzerverhalten an bestimmten Ladepunkten zu analysieren. Dabei wurden zunächst Tests mit dem aktuellen Bestandstool der SMART/LAB durchgeführt, um den Nutzen flexibler Energiekomponenten zu überprüfen. Aufgrund der Anforderungen der Stadtwerkepartner erfolgte die Konzeption der Ansicht für Endkunden, um eine klare Darstellung der Tarife an verschiedenen Ladepunkten zu gewährleisten.

Backend- und Frontendentwicklung für Preismodelle und Anreizsysteme im Bereich vertragsbasiertes Laden

Aus den oben beschriebenen Resultaten entwickelte sich im Verlauf des Projektes ein weiterer entscheidender Schwerpunkt der Forschungsarbeiten – die Konzeption des "vertragsbasierten Ladens" in der ladeapp. Aufgrund von Feldversuchen und dem daraus generierten Feedback der Partner wurde ein Bedarf an spezifischen und flexiblen Tarifen im Rahmen des Vertragsladens per App erkannt. Das Ziel bestand darin, dem (Vertrags-)Endkunden über die ladeapp einen transparenten Überblick über

seine Tarife je Ladepunkt zu ermöglichen und jederzeit den gültigen Tarif an einem Ladepunkt im ladenetz.de und ladebusiness Verbund einsehen zu können (siehe auch Abbildung 33). Die Besonderheit des Vertragsladens besteht darin, dass je nach abgeschlossenem Vertrag unterschiedliche Tarife an bestimmten Ladepunkten gelten können. Im Rahmen vom Projekt BeNutz LaSA wurde erreicht, dass dem Kunden der exakt für ihn gültige Tarif angezeigt wird, wodurch die Transparenz im Vergleich zur bisherigen Ladekartenlösung erheblich verbessert wurde. Der Kunde kann nun mühelos erkennen, welcher spezifische Tarif an welchem Ladepunkt wann gilt, ohne dass die Flexibilität der Tarifierung im Vertragskonstrukt eingeschränkt wird. In der Vergangenheit konnte der Kunde nur durch das Wissen über die Zuordnung der Ladepunkte zum jeweiligen CPO und seine eigenen Vertragstarife mit dem EMP erkennen, was er bezahlen muss.

Backend- und Frontendentwicklung für Anreizsysteme kommunikativer Art

Um die Auslastung der Ladeinfrastruktur effektiv zu regulieren, wurden in die bestehenden SMART/LAB-Systeme, insbesondere in die ladeapp, weitere Funktionalitäten und Anreizsysteme implementiert. Hierzu zählen Rabatticons, Werbebanner und Push-Benachrichtigungen, um unter anderem auf besondere Rabattaktionen aufmerksam zu machen. Neben der flexiblen Tarifgestaltung sind dies die entscheidenden Werkzeuge, um Kunden zu informieren und zu motivieren einen Ladevorgang an bestimmten Ladepunkten zu bestimmten Zeiten zu starten.

Ein Element der Anreize ist das Priceflag. Diese Funktionalität ermöglicht es, Kunden direkt in der App auf vergünstigte Ad-hoc Preise hinzuweisen, insbesondere in suburbanen Gebieten, während der Nachtstunden oder bei speziellen Sonderaktionen. Ladestandorte, zuvor von einem CPO ausgewählt, werden auf der lademap durch ein auffälliges rotes Priceflag, einem Rabattzeichen gekennzeichnet (siehe Abbildung 34c). Der Nutzer kann auf die markierte Ladestation tippen, um eine klare Kostenstruktur und die reduzierten Preise einzusehen. Ein beispielhaftes Szenario ist in der Abbildung 34b illustriert, der Ladevorgang könnte zu einem attraktiven Preis von 25 Cent/kWh initiiert werden.

Ein weiteres effektives Anreizsystem, das implementiert wurde, sind Push-Benachrichtigungen. Die beiden Funktionen, Priceflag und Push-Benachrichtigungen, arbeiten dabei synergistisch und sollten gleichzeitig verwendet werden. Diese Kombination ermöglicht es den Ladesäulenbetreibern und Elektromobilitätsprovider, eine größere Reichweite zu erzielen und beispielsweise über neue Sonderaktionen nicht nur im Bereich der Elektromobilität zu informieren. Die Einstellungen für diese Funktionen sind einfach und bieten sowohl dem CPO als auch EMP hohe Bequemlichkeit. Ähnlich wie bei der Konfiguration eines spezifischen Tarifs oder der Aktivierung des Flags für reduzierte Preise im Backend können auch Benachrichtigungen aktiviert werden. Unter dem Reiter "Benachrichtigungen" wählt der Betreiber einen Titel, beispielsweise "Günstige Ladepreise beim CHIO", gibt einen entsprechenden Text ein, den die Kunden in der App sehen werden, und definiert den Zeitpunkt der Veröffentlichung. Eine Beispielbenachrichtigung könnte lauten: „Für nur 25 Cent/kWh können STAWAG-Kunden in diesem Gebiet während des Events Ad-hoc oder mit ihren Ladekarten laden“ (siehe Abbildung 34a).

Um diese Benachrichtigungen auf dem Telefon zu erhalten, meldet sich der Kunde lediglich mit seinen Kundendaten des EMP in der ladeapp an und akzeptiert die Funktionen zum Erhalt von Benachrichtigungen und Geo-Location-Mitteilungen. Danach kann der Kunde mit Hilfe der App und der Beschreibung in der Push-Benachrichtigung die reduzierten Ladestandorte erkennen sowie die transparente Übersicht seiner Tarifkomponenten und Rabatte an den einzelnen Ladepunkten einsehen (siehe auch Abbildung 34). Da die SMART/LAB über 400 Partner im ladenetz.de und ladebusiness Verbund aus ganz

Deutschland gruppiert, wurde die Funktion so entwickelt, dass nur Kunden aus dem eigenen EMP-Gebiet per Push-Benachrichtigungen informiert werden.

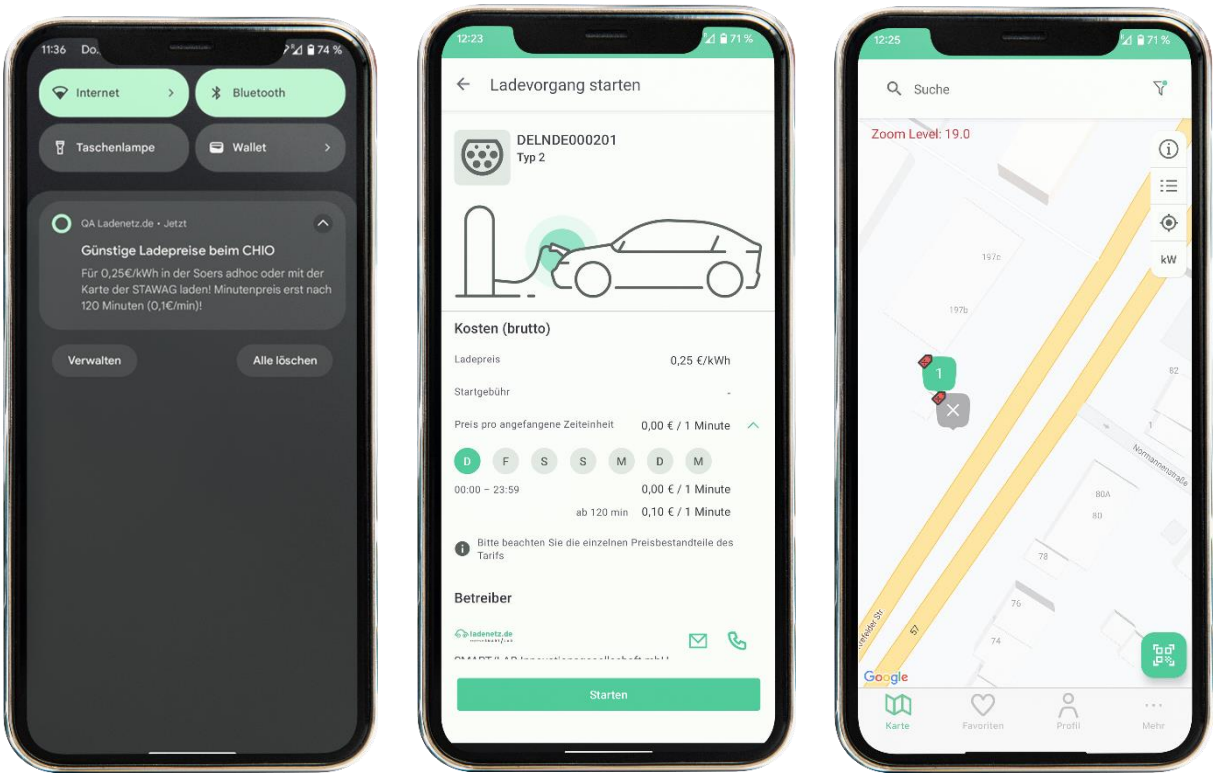


Abbildung 34: Darstellung der Anreizsysteme in der ladeapp: a) Pusch-Benachrichtigungen; b) Kostenstruktur der Rabattaktion; c) Rotes Priceflag – Hinweis auf die vergünstigte Ad-hoc-Ladepreise

Weitere Softwareentwicklungen – Roaming Protokolle und Microservices

Die Fortschritte umfassten ebenfalls die Weiterentwicklung der Roaming Protokolle (OCHP) und der Roamingplattform, um Tarifinformationen und -signale zu übermitteln und auszutauschen. Dadurch werden steuerbare, flexible und dynamische Preismodelle ermöglicht, die von den Roaming-Partnern genutzt werden können. Zunächst wurde die Marktanalyse zum Austausch von Tarifinformationen und -signalen mit Hilfe verschiedener Kommunikationsprotokolle durchgeführt und die Cross-Protokoll Tariflogik zwischen dem Roaming-Protokoll OCHP und OCPI (Verbindung zwischen Ladestationsbetreibern und Serviceanbietern) konzipiert, so dass die steuerbaren und flexiblen Preisstrukturen und -modelle abbildbar sind und durch die jeweiligen Roaming-Partner genutzt werden können.

In Zusammenarbeit mit der e-clearing.net GmbH wurde ein 3-Stufen-Plan „Smartening the grid“ zur Integration von Verteilnetzbetreibern in die Roaming-Plattform für Elektromobilität ausgearbeitet. Elektromobilität bedeutet neue Regeln für die Netznachfrage. Die Integration der Ladeinfrastruktur ist eine große Chance, wenn sie richtig gehandhabt wird. Die Netzbetreiber und CPOs müssen miteinander verbunden sein (z.B. auf einer Roaming-Plattform), um den Austausch relevanter Live-Daten ermöglichen zu können. Dies eröffnet die Möglichkeit für zusätzliche Dienste wie Steuerbefehle, Bedarfsvorhersage und Energieverfügbarkeitsprognosen.

Parallel wurde auch ein Konzept zur Integration der Verteilnetzbetreiber im Roaming-Protokoll (OCHP) entwickelt. Dabei findet die Berücksichtigung von statischen und dynamischen POI-Daten sowie Verarbeitung von Netz-Anreizsystemen statt.

Des Weiteren wurden im erweiterten LISY-Backend-System der SMART/LAB Microservices integriert. Die Implementierung dieser Microservices zielte darauf ab, Prognosen für die Optimierung der Auslastung der Ladeinfrastruktur sowie Analysen zur Verbesserung der Tarifstruktur und Anreizsysteme bereitzustellen. Eine wesentliche Erweiterung umfasste die Integration von Schnittstellen und Logik, die es ermöglichten, externe Eingangsgrößen von Anreizsystemen effektiv zu verarbeiten. Darüber hinaus wurde ein leistungsfähiges Visualisierungs- und Reportingsystem implementiert, um eine transparente Darstellung der gesammelten Daten und Analysen zu gewährleisten. Dieses System ermöglichte es, komplexe Informationen in anschaulichen Berichten und Visualisierungen aufzubereiten, was wiederum eine fundierte Entscheidungsgrundlage bei der Preisfindung für Elektromobilitätsangebote darstellte.

Strategien und Feldtest

Im Rahmen des Forschungsprojekts wurden verschiedene Strategien in Zusammenarbeit mit Projektpartnern und Ladeinfrastrukturbetreibern, insbesondere den Stadtwerken, in den Feldversuchen erprobt. Die initiale Phase umfasste die Analyse von Projekterkenntnissen aus anderen Arbeitspaketen, gefolgt von Diskussionen und der Auswahl potenzieller Preisstrategien und Tarifsysteme für den bevorstehenden Feldtest. Dabei wurden real umsetzbare Strategien definiert und entwickelt, die den aktuellen Marktsituationen und -standards entsprachen.

Die entwickelten Systeme und technischen Erweiterungen wurden schrittweise überprüft und in die Feldversuchsumgebung integriert. Gleichzeitig flossen die Fortschritte aus dem Feldtest permanent in die technische Konzeption und Implementierung mit ein, um die erarbeiteten Strategien unter realen Bedingungen testen zu können. Die Auswahl der Pilotkunden erfolgte auf Basis vorher festgelegter Kriterien.

Ein besonderes Augenmerk galt dem Thema "Energiekrise & Strompreise 2022", was entsprechende Anpassungen in der Gestaltung der Feldversuche nach sich zog. Die permanente Akquise und die Durchführung von Workshops mit den CPO & EMP im Laufe des Forschungsprojekts waren entscheidend, auch wenn der Start des Feldtests leicht hinter dem geplanten Datum im Jahr 2022 zurücklag. Dies konnte durch eine allgemeine Zögerlichkeit und Unsicherheiten im Elektromobilitätsmarkt erklärt werden, die sich jedoch in den letzten Monaten des Projekts durch die Aktivität mehrerer Interessenten verringerte. Nach Abschluss des Projekts ist zu erwarten, dass das Thema „Dynamisches Pricing“ und die damit verbundenen Dienstleistungen sowie Geschäftsmodelle in den kommenden Monaten zunehmend an Bedeutung gewinnen werden. Insbesondere in der Welt der Stadtwerke ist mit einer Steigerung und Einführung neuer Produkte auf diesem Gebiet zu rechnen.

Die Diskussion mit Interessenten führte zur Umsetzung entworfener Geschäftsmodelle, Konzepte und Strategien bezüglich zeitabhängiger Tarife und verschiedener Anreizsysteme im Feldtest. Diese Modelle, darunter Anwohner- und Arbeitnehmertarife, wurden 2023 in der Praxis eingeführt und erfolgreich getestet werden. Der Fokus lag hierbei nicht nur auf dem Ad-hoc-Laden, sondern auch auf dem vertragsbasierten Laden. Die Erkenntnisse und Ergebnisse der FCN-Studie zur zeitlichen und örtlichen Verschiebung von Ladeprozessen konnten ebenfalls berücksichtigt werden. Zusätzlich wurden die entwickelten Systeme permanent an eigenem Standort der SMART/LAB unter Realbedingungen getestet, um die Effektivität und Anwendbarkeit der entwickelten Lösungen und Strategien zu validieren. Die Feldversuche ermöglichten die Analyse von Nutzerpräferenzen und deren Zahlungsbereitschaft für dynamische Preisgestaltungen. Parallel dazu wurde die Akzeptanz smarter Anreizsysteme untersucht.

Im Rahmen des Feldversuchs lag das Hauptaugenmerk der SMART/LAB auf dem Vertragsladen. Dabei konnten die Stadtwerke Aachen (STAWAG) gewonnen waren, die bereit waren, verschiedene Geschäftsmodelle und flexible Tarifgestaltungen in Aachen zu erproben. Vorabgespräche mit der STAWAG dienten der Diskussion und Präzisierung der Strategien, Konzepte und durchgeführten Maßnahmen.

Die Analyse des Standorts Aachen ergab, dass viele Elektromobilisten keinen privaten Stellplatz besitzen. Mit zunehmender Verbreitung der Elektromobilität wird diese Herausforderung immer drängender. Für diese Zielgruppen müssen sinnvolle Angebote von der Stadt Aachen oder der STAWAG bereitgestellt werden. Die Nutzung der Ladeinfrastruktur in Aachen ist sehr inhomogen: Innerhalb des Innenstadtrings sind Ladestationen stark ausgelastet, außerhalb weniger. In den letzten Jahren wurden zahlreiche halböffentliche Standorte geschaffen, die nachts verfügbar sind, aber wenig genutzt werden. In den im Rahmen des Forschungsprojektes geführten Workshops wurden daher verschiedene Strategien erarbeitet, um dieser inhomogenen Nutzung der Ladeinfrastruktur entgegenzuwirken und gleichzeitig wirtschaftlich attraktive Angebote zu schaffen. Dabei standen Optionen wie Laden in der Nacht, am Wochenende, insbesondere mit Schwerpunkt auf suburbanen oder industriellen Gebieten sowie die Steigerung der Schnellladevorgänge und die Erhöhung der Energieabgabe pro Ladeevent zur Diskussion. Ebenso wurden Überlegungen bezüglich verschiedener Implementierungsmöglichkeiten angestellt einschließlich Kommunikation- und Benachrichtigungssystem zum Endkunden.

Im Laufe des Feldtests wurden zwei Use Cases bzw. Tarife im Vertragsladen implementiert: "Anwohnerladen" und "Arbeitnehmerladen". Der "Anwohnerladen" war gezielt auf Bewohner ohne privaten Stellplatz in ausgewählten Wohngebieten von Aachen ausgerichtet. Dieser Tarif sah eine attraktive Reduzierung des Ladepreises um bis zu 20% ab der 11. kWh vor. Zusätzlich entfielen Blockiergebühren in den Abend- und Nachtstunden (siehe Abbildung 35). Die nächtliche Ladung sollte spontane Vorgänge tagsüber überflüssig machen und die Ladeinfrastruktur so tagsüber entlasten.

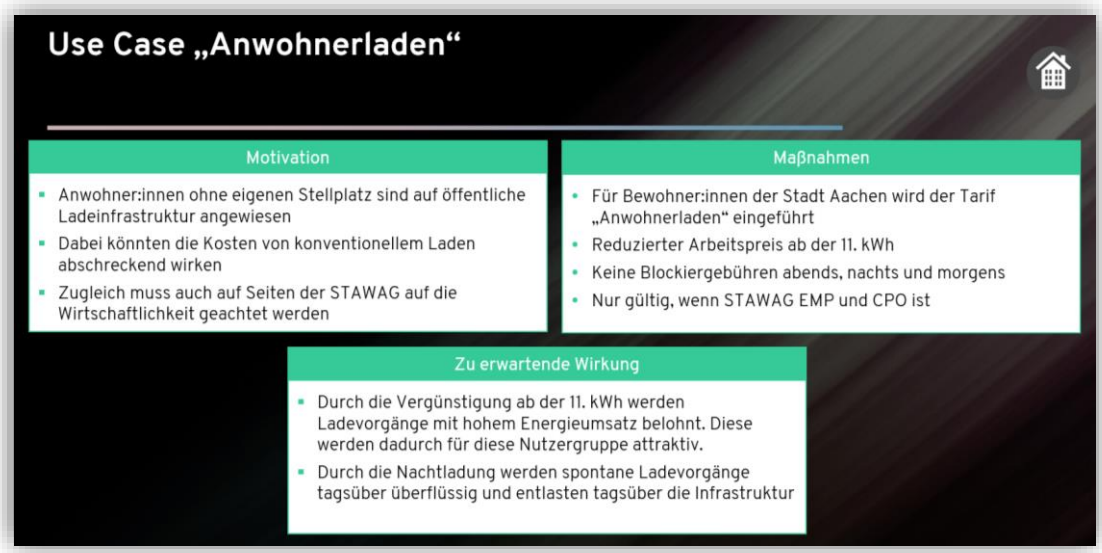


Abbildung 35: Feldtest in Aachen – Use Case „Anwohnerladen“

Ein vergleichbares Angebot, der "Arbeitnehmerladen", wurde speziell für Personen in suburbanen Räumen, insbesondere in Industriegebieten, konzipiert. Dieser Tarif ermöglichte Arbeitnehmern an zwei

Arbeitstagen pro Woche das Laden zu einem vergünstigten Preis. Durch die Entfernung der Blockiergebühren und einer Preisreduktion um 20% ab der 11. kWh sollten Fahrzeuge während eines Arbeitstags effizient geladen werden können. Diese Maßnahme zielte darauf ab, nicht nur eine kostengünstige Lösung für Arbeitnehmer ohne Lademöglichkeit zu Hause anzubieten, sondern auch die Ladesäulen in industriellen Bereichen besser auszulasten. Im Laufe des Feldtests wurden die Auswirkungen und die Akzeptanz dieser Tarife kontinuierlich überwacht, um Erkenntnisse für eine optimierte Ladeinfrastruktur zu gewinnen.

Anwohnerladen für Stromkunden	0 €/Monat Grundgebühr
Einmalige Bestellgebühr	10 €/Ladekarte
Monatlicher Mindestumsatz	3 €/Ladekarte
AC-Tarif STAWAG Ladesäulen	0,44 €/kWh
DC-Tarif STAWAG Ladesäulen	0,54 €/kWh
AC-Tarif ladenetz.de-Verbund & Roaming	0,44 €/kWh
DC-Tarif ladenetz.de-Verbund & Roaming	0,59 €/kWh
Ionity, has-to-be, ARAL, BP	0,79 €/kWh
Zeittarif AC ab der 241. Minute	0,05 €/Min. (09:00-21:00 Uhr)
Zeittarif DC ab der 61. Minute	0,05 €/Min. (09:00-21:00 Uhr)
Zeittarif gilt nicht in folgenden Parkhäusern:	Kaiserplatz - Parkhaus // Luisenhospital - Parkhaus
-	-
Testphase zum Anwohnerladen in:	Brand, Eilendorf und Forst bis zum 30.06.2023
AC-Tarif Anwohner	0,3713 €/kWh ab der 11. kWh
Zeittarif AC ab der 241. Minute	0,05 €/Min. (09:00-16:00 Uhr)
Berechtigte Ladepunkte zu finden unter:	https://www.stawag.de/produkte/elektromobilitaet/testphase

Arbeitnehmerladen für Stromkunden	0 €/Monat Grundgebühr
Einmalige Bestellgebühr	10 €/Ladekarte
Monatlicher Mindestumsatz	3 €/Ladekarte
AC-Tarif STAWAG Ladesäulen	0,44 €/kWh
DC-Tarif STAWAG Ladesäulen	0,54 €/kWh
AC-Tarif ladenetz.de-Verbund & Roaming	0,44 €/kWh
DC-Tarif ladenetz.de-Verbund & Roaming	0,59 €/kWh
Ionity, has-to-be, ARAL, BP	0,79 €/kWh
Zeittarif AC ab der 241. Minute	0,05 €/Min. (09:00-21:00 Uhr)
Zeittarif DC ab der 61. Minute	0,05 €/Min. (09:00-21:00 Uhr)
Zeittarif gilt nicht in folgenden Parkhäusern:	Kaiserplatz - Parkhaus // Luisenhospital - Parkhaus
-	-
Testphase zum Arbeitnehmerladen im 1-km-Umkreis vom:	Polizeipräsidium Aachen (Schönforst) oder von KFZ Udo Schiffers in Haaren bis zum 30.06.2023
AC-Tarif Arbeitnehmer dienstags bis donnerstags	0,3713 €/kWh ab der 11. kWh
Zeittarif AC ab der 541. Minute	0,05 €/Min. (09:00-21:00 Uhr)
Berechtigte Ladepunkte zu finden unter:	https://www.stawag.de/produkte/elektromobilitaet/testphase

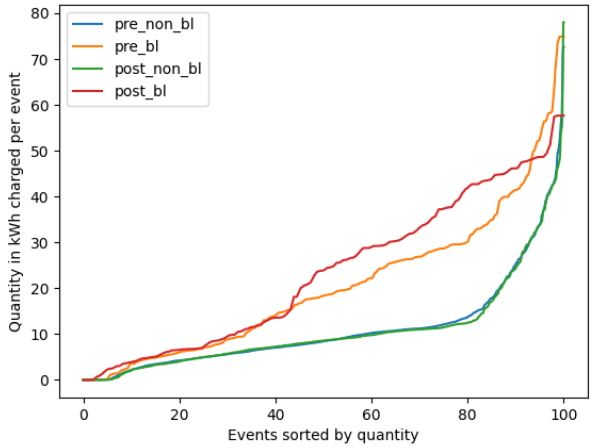
Abbildung 36: Feldtest in Aachen – Übersicht Tarife der STAWAG

Die Einführung dieser Tarife erforderte eine effiziente und transparente Kommunikation zum Endkunden. Ein umfassendes Kommunikationskonzept wurde erarbeitet und die neuen Tarife wurden auf der STAWAG-Website, in Newslettern sowie auf Social-Media-Plattformen bekannt gemacht: Maßnahmenbeschreibung, Testphase, Zeiträume, Standorte bzw. Wohnbezirke, Tarife und eine detaillierte Übersicht zum Forschungsprojekt.

Auswertungen

Im Zeitraum von Februar bis Juni 2023 führte die STAWAG den Feldtest in Aachen durch. Die Tarife, nämlich der "Anwohnerladen" und der "Arbeitnehmerladen", wurden in drei suburbanen Wohnbezirken mit insgesamt 20 Ladepunkten eingeführt. Interessanterweise zeigte sich, dass der "Anwohnerladen" mit 20 Interessenten eine hohe Akzeptanz fand, während nur 3 Teilnehmer den "Arbeitnehmerladen" nutzten. Alle Feldtestteilnehmer waren zuvor bereits STAWAG-Elektromobilitätskunden.

Bei der Wirksamkeit der eingeführten Tarife wurden die Nutzer der neuen Tarife mit der Standardnutzung und dem vorherigen Verhalten verglichen. Die Untersuchung fokussierte sich insbesondere darauf, inwiefern eine Verschiebung der Last zusätzliche Ladevorgänge anregte. Dabei wurden vier Nutzergruppen (siehe Abbildung 37) unterschieden: pre_non_bl, pre_bl, post_non_bl und post_bl. Die Datenanalyse offenbarte interessante Ergebnisse. Die Grafik zeigt, dass die Teilnehmer nach dem Tarifwechsel (rote Linie) eine signifikante Zunahme der geladenen Energiemenge und Anzahl der Ladevorgänge verzeichneten. Man erkennt, dass diese Gruppe bereits vor dem Tarifwechsel (orange Linie) viel geladen hat. Im Gegensatz dazu zeigte die Vergleichsgruppe ein konstantes Verhalten.



pre_non_bl → Kund:innen, welche nicht teilnehmen vor dem Tarifwechsel
pre_bl → Kund:innen, welche teilnehmen vor dem Tarifwechsel
post_non_bl → Kund:innen, welche nicht teilnehmen nach dem Tarifwechsel
post_bl → Kund:innen, welche teilnehmen nach dem Tarifwechsel

Abbildung 37: Feldtest in Aachen – Charakterisierung der Nutzergruppen

Die Betriebsdaten lieferten weitere Einblicke. Die durchschnittliche Ladeleistung stieg bei den Teilnehmern des Feldversuchs um fast 30%, von 5300 Watt auf 6860 Watt. Auch der Anteil günstig geladener kWh stieg leicht um 4%, d.h. die Teilnehmer haben etwas länger als zuvor geladen und die Vorteile des reduzierten Preises ab der 11. geladenen kWh genutzt haben. Die beiden folgenden Diagramme (siehe Abbildung 38) verdeutlichten zudem, dass die Teilnehmer des Feldversuchs ihre Ladezeiten veränderten. Bezüglich der Startzeiten (linke Grafik) führte die frühere Aufhebung der Blockiergebühr dazu, dass zwischen 16 und 19 Uhr in der Feldversuch-Gruppe deutlich mehr geladen wurde. Tagsüber zeigte sich kein starkes Muster: Die Testpersonen neigten generell dazu, vor allem nachts zu laden. In Bezug auf die Stopp-Zeiten (rechte Grafik) beendeten viele Feldversuch-Teilnehmer den Ladevorgang zwischen 21 und 1 Uhr, obwohl dies finanziell nicht erforderlich war.

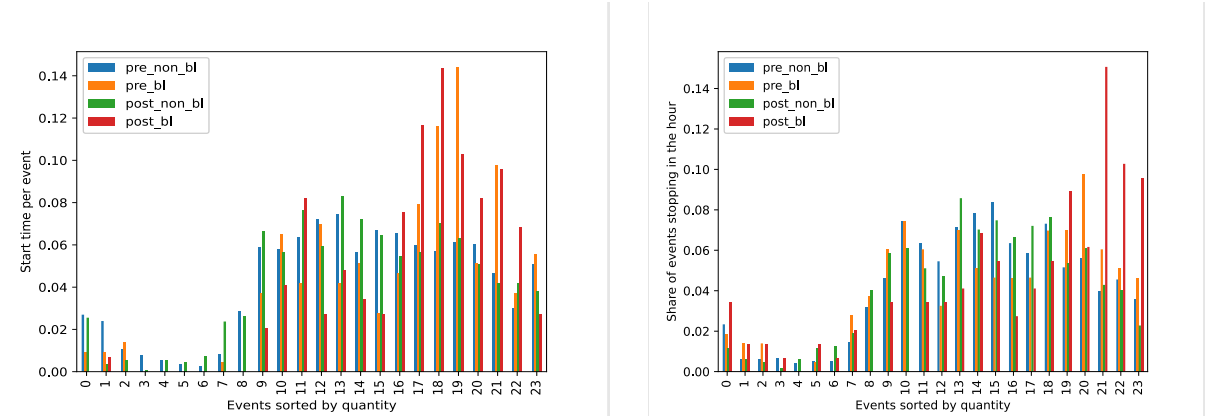


Abbildung 38: Feldtest in Aachen – Vergleich der Start- und Stopp-Zeiten

Ein weiterer Fokus der Untersuchung lag auf der durchschnittlich geladenen Energiemenge pro Ladepunkt. Der Testzeitraum erstreckte sich von Februar bis Juni 2023, während der Referenzzeitraum zwischen Februar und Juni 2022 lag. Die Ergebnisse zeigten eine deutliche Steigerung von 16% an den „BeNutz LaSA“-Teststationen im Vergleich zu den Referenzstationen (Fokus auf Randgebiete, insbesondere in Wohngegenden mit Einfamilienhäusern). Auch die durchschnittlichen Umsätze pro Ladepunkt stiegen an den Teststationen um 10%, während es bei den Referenzstationen lediglich eine leichte Zunahme von etwa 1% bei den beiden Parametern gab.

Besonders interessant waren die Umsatzvergleiche zwischen dem Testzeitraum 2023 und dem Referenzzeitraum 2022. Die Testgruppe (siehe Abbildung 39) verzeichnete eine durchschnittliche Umsatzsteigerung von 120%, von 5 € pro Tag auf 11 € pro Tag. Diese Ergebnisse verdeutlichen den Erfolg und die positiven Auswirkungen der neuen Tarife auf das Nutzerverhalten und die Wirtschaftlichkeit der Ladestationen.

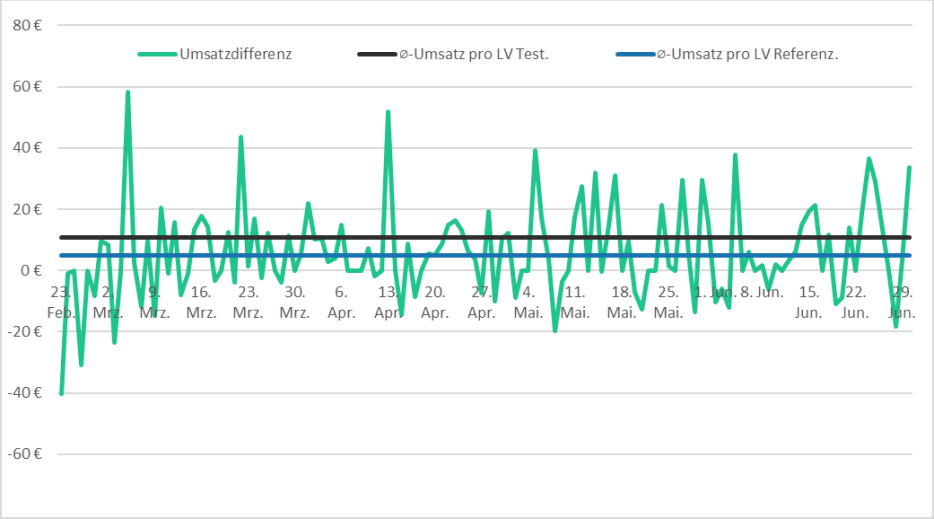


Abbildung 39: Feldtest in Aachen – Umsatzvergleich zwischen Test- und Referenzzeitraum (Betrachtung der Testgruppe)

Schlussthesen

Abschließend lassen sich die Kernaussagen des Feldversuchs sowie der Gespräche mit Partnern und Kunden bezüglich der Tarifgestaltung und unterschiedlicher Anreizsysteme zusammenfassen:

a) Zeitpreise wie Blockiergebühren (Preis pro Minute für einen bestimmten Zeitraum) und Tarifänderungen können die Ladedauer für Ad-hoc- und Vertragskunden beeinflussen;

b) Zeitpreise können auch die Uhrzeit eines Ladevorgangs für Vertragskunden in der Nähe ihres Wohnsitzes/Arbeitsplatzes verschieben und somit auch beeinflussen. Allerdings ist es unwahrscheinlich, dass sie und ebenso Tarifänderungen Kunden dazu bewegen, weiter entfernt günstiger zu laden;

c) Im Fall von Ad-hoc-Kunden kann davon ausgegangen werden, dass diese Kundengruppe durch vergünstigte Tarife zu einem bestimmten Ladestandort oder Ladepunkt gelenkt werden kann. Dies kann mithilfe von Priceflags und anderen öffentlichen Werbemaßnahmen geschehen, um auf diese Angebote aufmerksam zu machen. Ein solches Angebot kann sich insbesondere an Touristen oder Besucher von Großveranstaltungen richten;

d) Von Kunden und Feldversuch-Partnern wird der Preistransparenz eine hohe Bedeutung zugeordnet;

e) Ein Vertrag sollte nur bis zu einem gewissen Grad flexible Tarife anbieten, um Preisintransparenz und Kundenunfreundlichkeit zu vermeiden;

f) Bei Tarifanpassungen im Rahmen eines Vertrags sollte man nur Preisreduzierungen vornehmen und keinesfalls Preiserhöhungen an stark frequentierten Ladepunkten durchführen;

g) Im Ad-hoc-Fall hingegen können beide Strategien angewendet werden: Preissenkung und Preiserhöhung, da hier keine langfristige Kundenbindung angestrebt wird. Dennoch ist zu beachten, dass

bei einer Ad-hoc Preiserhöhung und dem wachsenden Roaming-Geschäft Ad-hoc-Kunden möglicherweise auf den Roamingtarif ihres Ursprungsladevertrags zurückgreifen könnten.

Die in Feldversuchen getesteten Konzepte und Potentiale wurden im Jahr 2023 bei den Netzwerkveranstaltungen und -workshops der SMART/LAB vorgestellt und bei Interesse mit den anderen Städten und Kommunen kommuniziert. Des Weiteren wurden Handlungsempfehlungen zu den Themen flexible und zeitabhängige Ladetarife sowie smarte Preisreduktionen erarbeitet. Diese bilden auch nach Abschluss des Projekts die Grundlage für die Partnergespräche. Insgesamt zeichnet sich ein vielversprechender Fortschritt ab, der eine positive Entwicklung über die kommenden Monate hinweg erwarten lässt.

2.2. Wichtigste Positionen des zahlenmäßigen Nachweises

Konsortialführer:

Mit Ausnahme einer Mittelumwidmung für die Workshops konnten alle Positionen im AZA in der geplanten Form beschafft werden und haben für das Projekt einen unverzichtbaren Mehrwert gestiftet. Details finden sich in der folgenden Liste:

- Die im AZA vorgesehenen Positionen für Personal wurden erfolgreich umgesetzt und haben das wissenschaftliche Personal und Hilfskräfte bezahlt, welches das Projekt bearbeitet hat.
- Ausgaben für die MPL-Umfrage und das Discrete Choice Experiment
- Die Mittel für Workshops wurden wie im vorherigen Kapitel beschrieben genutzt. Da der erste Workshop aufgrund der Corona-Pandemie als Online-Workshop abgehalten werden musste, konnten die Mittel stattdessen für einen Stand auf der Intercharge Network Conference 2022 in Berlin genutzt werden. Die Verbreitung der Projektergebnisse über dieses Event hat die Möglichkeiten eines Workshops vermutlich stark übertroffen.
- Der beschaffte Hochleistungsrechner konnte viele der Auswertungen aus dem Projekt überhaupt erst ermöglichen, da mit großen Datenmengen gearbeitet werden musste. Vorhandene IT-Infrastruktur hätte für dieses Anforderungsprofil nicht eingesetzt werden können.
- Es wurden Prognosedaten zur Verkehrsdichte in Deutschland auf stündlicher Basis beschafft. Diese waren für die Regressions- und Prognosearbeiten notwendig. Wetterdaten konnten kostenfrei über den Deutschen Wetterdienst beschafft werden.
- Die Mittel für Veröffentlichungen, Reisen und Konferenzbesuche konnten z.T. nur verspätet oder in Teilen verausgabt werden, da aufgrund der Corona-Pandemie insbesondere in 2021 und 2022 die üblichen Veranstaltungen nur in sehr eingeschränktem Umfang stattgefunden haben.

Hubject:

- Die in der AZK ausgewiesenen Personalkosten wurden vollständig ausgeschöpft und waren für eine erfolgreiche Projektdurchführung (Konzeption, Entwicklung, Systemtests, Feldtests etc.) unabdingbar.
- Zur Ertüchtigung des intercharge direct und dem Handling von zeitbasierten Tarifen war eine Erweiterung im Backend (AWS, Pos. 0850) und Frontend notwendig, die die in der AZK bereits eingeplanten Kosten notwendig machte.
- Reisekosten hingegen (Pos. 0838) konnten aufgrund der anhaltenden Corona-Pandemie nicht vollständig ausgeschöpft werden, sodass einige, initial in Person angedachten Konsortialtreffen virtuell abgehalten wurden.

SMART/LAB:

- 0823: Das verfügbare Entwicklungsbudget wurde vollständig ausgeschöpft. Die Entwicklungs- und Programmierarbeiten wurden erfolgreich abgeschlossen und umfassten verschiedene Neuerungen und Weiterentwicklungen. Diese waren darauf ausgerichtet, den neuen Anforderungen des Projekts (dynamisches Pricing) gerecht zu werden und eine reibungslose Funktionalität der SMART/LAB-Systeme zu gewährleisten. Konkret wurden Schnittstellen implementiert, die die Verarbeitung, Regulierung, Abbildung und Weiterleitung von Anreiz-Eingangsgrößen (z. B. flexible Preis- und Tarifmodelle), Tarifstrukturen und -signale sowie den Datenaustausch in beide Richtungen ermöglichen. Zusätzlich wurde ein Benachrichtigungssystem für Endnutzer realisiert. Infolgedessen wurden Anpassungen am App-Backend/Frontend, im LIAS-Abrechnungssystem, im LISY-Backendsystem der SMART/LAB sowie an der bestehenden e-clearing.net-Plattform und den Roaming-Protokollen vorgenommen.
- 0837: Die in der AZK ausgewiesenen Personalkosten wurden vollständig ausgeschöpft und waren für eine erfolgreiche Projektdurchführung (Konzeption, Entwicklung, Systemtests, Feldtests etc.) unabdingbar.
- 0838: Die Mittel für Reisen konnten z.T. nur verspätet und nicht vollständig verausgabt werden, da aufgrund der Corona-Pandemie insbesondere in 2021 und 2022 die üblichen Veranstaltungen nur in sehr eingeschränktem Umfang stattgefunden haben.

2.3. Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit

Konsortialführer:

Die geleisteten Arbeiten der RWTH Aachen waren notwendig und in ihrem Umfang der Aufgabenstellung angemessen. Die Analysearbeiten in der ersten Phase des Projekts waren für die Durchführung von Feldtests notwendig und konnten über die konkreten Testpartner hinaus in der Industrie in Deutschland einen Mehrwert stiften. Die darauffolgenden Begleit- und Analysearbeiten sind notwendig und angemessen, um die Wirksamkeit der im Projekt erprobten Methoden zu evaluieren.

Hubejct:

Die geleisteten Arbeiten und dadurch entstandenen Aufwendungen von Hubject waren notwendig und angemessen, um die für dynamische bzw. zeitbasierte Tarifierungen auf Grundlage der Ladeinfrastruktur-Auslastung notwendigen system- und schnittstellenrelevanten Änderungs- und Erweiterungsbedarfe zu identifizieren und zu konzipieren, umzusetzen sowie zu erproben. Zwar ist eine im Vergleich zur initialen Projektskizze, alternative Umsetzung (intercharge direct, Ad-hoc Laden) erfolgt, die auf die, wie oben geschildert, aktuelle Marktkonjunktur zurückzuführen ist, jedoch führte diese Alternative nicht zu einer geringeren Aufwendung bzw. Einem geringeren Anpassungsbedarf. Darüber hinaus wurden für das OICP und das HBS die notwendigen Anforderungen zur Umsetzbarkeit von zeitbasierten/ dynamischen Preisen im eRoaming-Charging identifiziert und konzipiert, sodass diese Hubject für künftige Marktentwicklungen wappnet.

SMART/LAB:

Die geleisteten Arbeiten und dadurch entstandenen Aufwendungen von SMART/LAB waren notwendig und angemessen, um die gesteckten Ziele des Forschungsprojekts zu erreichen. Der erfolgreiche Abschluss der Analyse-, Konzipierungs- und Entwicklungsarbeiten trug dazu bei, die Anforderungen des Projekts an dynamisches und flexibles Pricing sowie smarte Anreizsysteme zu erfüllen und die reibungslose Funktionalität der SMART/LAB-Systeme sicherzustellen. Die Implementierung von Schnittstellen ermöglichte die effiziente Verarbeitung, Regulierung, Abbildung und Weiterleitung von Anreiz-Eingangsgrößen, inkl. flexibler Preismodelle, Tarifstrukturen und -signale sowie Kommunikation zum Endnutzer. Die vorgenommenen Anpassungen an SMART/LAB-Systemen (App, Ladeinfrastrukturinformationssystem-Backend, Abrechnungs- & Tarifplattform und Roaming-Protokollen etc.) trugen wesentlich zur erfolgreichen Umsetzung des Projekts und der Feldversuche bei.

Des Weiteren wurden die im Rahmen des Forschungsprojekts entwickelten Neuerungen und vor allem Weiterentwicklungen in der ladeapp der SMART/LAB direkt von der am 03.11.2021 beschlossenen und am 28.05.2022 in Kraft getretenen Novellierung der Preisangabenverordnung (PAngV) beeinflusst[32]. Diese Novellierung legt erstmals klare Vorgaben zur Preisdarstellung im Bereich des Adhoc Ladens für Betreiber öffentlicher Ladepunkte fest. Gemäß der § 14 Abs. 2 PAngV müssen an jedem öffentlichen Ladepunkt, der Ad-hoc Laden anbietet, der für den jeweiligen Ladevorgang geltende Arbeitspreis pro Kilowattstunde in unmittelbarer Nähe des Ladepunkts angegeben werden[33]. Eine wichtige Anforderung für das Forschungsprojekt ist, dass dieser Preis vor dem Starten des Ladevorgangs vollständig angezeigt werden muss. Diese vollständige Anzeige umfasst nicht nur den Energiepreis, sondern auch alle weiteren leistungsabhängigen oder nicht verbrauchsabhängigen Preiskomponenten bzw. Entgelte wie z.B. Startentgelte, zeitabhängige Preise bzw. Blockadeentgelte (§ 14 Abs. 3 PAngV)[34]. Es ist besonders relevant festzuhalten, dass gemäß diesen Vorgaben eine Änderung des Tarifs oder eine flexible Anpassung während eines bereits gestarteten Ladevorgangs nicht möglich ist.

2.4. Voraussichtlicher Nutzen, insbesondere der Verwertbarkeit des Ergebnisses im Sinne des fortgeschriebenen Verwertungsplans

Tabelle 6: Verwertung Teilvorhaben Konsortialführer

Projektergebnis/ Inhalt	Nutzen/ Verwertung
Prognosetool für die Verfügbarkeit von Ladeinfrastruktur	Die Ideen zum Prognosetool wurden auf Industrieseite aufgenommen. Leider liegt uns keine Information zur konkreten Code-Struktur vor, aber der Prognosedienst von HERE setzt auf dieselben Features wie der von uns vorgestellte Algorithmus und auch eine Übernahme weiterer Strukturen scheint wahrscheinlich[35]. Die Firma fronyx hat die Veröffentlichungen ebenfalls verwandt. Weitere Anwendungen sind uns nicht bekannt, allerdings besteht hier keine Meldepflicht, sodass eine Nutzung von weiteren Parteien möglich ist.

[32] https://www.bbh-blog.de/alle-themen/e-mobilitat/novellierte-preisangabenverordnung-in-kraft-pflichten-auch-fuer-betreiber-von-oeffentlich-zugaenglichen-ladepunkten/
[33] https://www.buzer.de/14_Preisangabenverordnung.htm
[34] https://www.buzer.de/14_Preisangabenverordnung.htm
[35] https://ecomento.de/2023/01/06/here-vorhersagedienst-fuer-freie-elektroauto-ladesaeulen/

Wissenschaftliche Verwertung	Die Projektergebnisse tragen zu drei Dissertation bei. Zusätzlich wurden viele Bachelor- und Masterarbeiten im Projektkontext durchgeführt, wodurch die Studienprogramme von mindestens 11 Studierenden abgeschlossen werden konnten. Wie in Kapitel 2.6 dargestellt, wurden zusätzlich viele Publikationen erstellt, welche nach unserem Kenntnisstand in akademischen und vor allem in Industriekreisen mit großem Interesse aufgegriffen wurden (siehe z.B. PV Magazine[36]).
Ladesäulenkarte	Der Artikel zur Ladesäulenkarte wurde bereits über 2500 mal aufgerufen und hat bei Gesprächen auf der e-World Konferenz 2022 großes Interesse bei Industrievertretern geweckt.
Entwickeltes Lastmanagement für private Ladesäulen und Simulationsmodell zur Bewertung der Auswirkungen von Lastmanagement	Im Rahmen des Projektes konnten Simulationsmodelle des IAEW weiterentwickelt werden. Im Rahmen einer Dissertation wurde das Modell genutzt und nochmals weiterentwickelt sowie das Lastmanagement mit weiteren Lastmanagements verglichen. Insbesondere im Rahmen der Novellierung des §14a Energiewirtschaftsgesetz sind diese Untersuchungen von Interesse.

Tabelle 7: Verwertung Hubject

Projektergebnis/ Inhalt	**Nutzen/ Verwertung**
Prototyp zeitbasierte, dynamische Tarifierung	Der Prototyp als Projektergebnis trägt maßgeblich dazu bei, die neuen Systemfunktionalitäten gemeinsam mit dem Pilotierungspartner zu erproben, ggf. vorhandene Systemfehler oder notwendige Funktionserweiterungen zu identifizieren und zu implementieren, um ein marktfähiges Produkt abzuleiten. Darüber unterstützen die Feldtestergebnisse die Durchführung von anschließenden Marketing-Aktivitäten, um Partner im finalen Service zu onboarden. Durch die gewonnenen Erkenntnisse ist zudem, neben der bereits erfolgten Konzeption, eine Übertragbarkeit auf zeitbasierte, dynamische Tarifstrukturen im eRoaming-Laden gegeben. eMobility-Akteure, wie z.B. Tesla oder Monta, werben zwar mit Funktionalitäten zur dynamischen Tarifgestaltung, hieraus resultierende Schutzrechte sind jedoch nicht bekannt. Darüber hinaus handelt es sich bei zeitbasierten und/ oder dynamischen Preisen nicht, um Neuerfindungen und werden bereits seit Jahren in unterschiedlichen Branchen erprobt sowie vermarktet, wie z.B. Demand Response Programme von Verteilnetzbetreibern.
Verfügbkarkeit finaler Service und Rollout	Der Prototyp soll nach Projektabschluss schnellstmöglich in ein vermarktbares Produkt überführt werden, das die Einbindung der Feldtestergebnisse im Sinne der Usability

[36] https://www.pv-magazine.de/2022/06/23/studie-schnellladesaeulen-profitabler-als-langsame-ac-saeulen/

	sowie ggf. weiteren notwendigen Funktionalitäten voraussetzt. Hubject plant diese Phase in Q1 2024 abzuschließen und anschließend mit dem Rollout zu beginnen.
Wirtschaftliche Verwertung	Das Produkt wird auf Basis eines transaktionasbasierten Pricings seinen Kunden angeboten. Funktionalitäten werden ggf. auch auf den eRoaming-Bereich übertragen, sodass CPOs zeitbasierte Tarife hinterlegen, EMPs diese abrufen und in ihrer Kundenkommunikation berücksichtigen können.

Tabelle 8: Verwertung SMART/LAB

Projektergebnis/ Inhalt	**Nutzen/ Verwertung**
Tools für CPO/EMP zur Abbildung komplexer Preismodelle und Anreizsysteme	Darstellung flexibler Tarifstrukturen & -komponenten (für Ad-hoc- & Vertragskunden), Datenaustausch, Benachrichtigungssystem zum Endkunden, Übermittlung Live-Ladevorgang, weitere Anreizsysteme (Rabattzeichen, Werbebanner etc.) ➔ Produktivbetrieb: im Abrechnungssystem-Backend und ladeapp der SMART/LAB Weiterentwicklung der entwickelten Tools bis zum Produktivbetrieb: Prognose- & Auslastung-Anzeigen, Live-Ladevorgang (Abfahrzeitpunkt, Nutzerpräferenzen etc.), Payback, Bewertung von Ladepunkten ➔ Zeithorizont: bis Ende 2024
Anpassung der Roaming Protokolle zum Austausch von Tarifinformationen und –signalen	Fehlerfreie Kommunikationsinfrastruktur und Echtzeit-Datenaustausch ➔ Teils im Produktivbetrieb; Launch der neuen Protokollversion bis Mitte 2024
Neue Geschäftsmodelle / Produkte (dynamisches Pricing) + Identifizierung von weiteren Produktideen und technischen Potenzialen der entwickelten Lösungen	Aufnahme in das Produktportfolio der SMART/LAB ➔ 2024-2025 Neukundengewinnung / Erschließung zusätzlicher Marktanteile im Bereich „Dynamisches Pricing“ ➔ Perspektivisch bis 2-3 Jahre nach Projektende ➔ Aktueller Stand des Kommunikationsaustauschs: Handlungsempfehlungen sowie explizite Vorträge während Netzwerkveranstaltungen, Workshops und Schulungen

2.5. Während der Durchführung des Vorhabens dem ZE bekannt gewordenen Fortschritts auf dem Gebiet des Vorhabens bei anderen Stellen

Konsortialführer:

Es sind im Projektverlauf keine Arbeiten Dritter bekannt geworden, welche für den Projektfortschritt relevant gewesen wären.

Hubject:

Anbieter, wie z.B. Tesla oder Monta, die dynamische bzw. zeitbasierte Tarife ihren Kunden anbieten, wurden bereits oben beschrieben. Darüber hinaus sind im Projektverlauf keine weiteren Arbeiten Dritter bekannt geworden, welche für den Projektfortschritt relevant gewesen wären.

SMART/LAB:
Es sind im Projektverlauf keine Arbeiten Dritter bekannt geworden, welche für den Projektfortschritt relevant gewesen wären.

2.6. Erfolgte oder geplanten Veröffentlichungen des Ergebnisses nach Nr. 11 der Nebenbestimmungen

Tabelle 9: Veröffentlichungen Teilvorhaben Konsortialführer

Titel	**Datum**	**Ort** (Zeitungsname, ISBN, ggf. Link etc.)	**Inhalt (kurz)**
Electric vehicle route planning using real-world charging infrastructure in Germany	11.2021	Journal of eTransportation https://doi.org/10.1016/j.etran.2021.100143	Planung von optimiertem Laden bei einer Fahrt mit dem e-Auto durch Deutschland
Predicting Electric Vehicle Charging Station Availability Using Ensemble Machine Learning	23.11.2021	energies (open access) https://doi.org/10.3390/en14237834	Vorstellung des Prognoseansatzes für die Ladeinfrastrukturverfügbarkeit.
Analysis of electric vehicle charging station usage and profitability in Germany based on empirical data	22.12.2022	iScience (open access) https://doi.org/10.1016/j.isci.2022.105634	Analyse der Ladeinfrastrukturnutzung mit Blick auf Auslastung, Starts von Ladevorgängen, Profitabilität, etc. in Deutschland auf Basis der Daten der Industriepartner
Market Review and Technical Properties of Electric Vehicles in Germany	20.09.2022	vehicles (open access) https://doi.org/10.3390/vehicles4040049	Analyse der aktuellen Entwicklung der Elektromobilität in Deutschland
The Effect of Different Dynamic Pricing Schemes on the Use of E-Vehicle Charging Infrastructure	24.09.2022	17th IAEE European Energy Conference "The Future of Global Energy Systems"	Statistische Auswertung der relativen Zahlungsbereitschaft für verschiedene dynamische Ladestrompreisgestaltungen
Short-term prediction of electric vehicle charging station availability using cascaded machine learning models	10.10.2022	6th E-Mobility Power System Integration Symposium https://doi.org/10.1049/icp.2022.2719	Kombination der beiden Prognosepaper, welche im Projekt entstanden sind.

Data-Driven, Short-Term Prediction of Charging Station Occupation	01.02.2023	electricity (open access) https://doi.org/10.3390/electricity4020009	Vorhersage von Nutzungsmustern, wenn eine Person eine Station bereits belegt.
Standard Load Profiles for Electric Vehicle Charging Stations in Germany Based on Representative, Empirical Data	10.03.2023	energies (open access) https://doi.org/10.3390/en16062619	Standardlastprofile für öffentliche Ladestationen in Deutschland nach Leistungsklasse, Anzahl der Ladepunkte und Standort auf Basis der Daten der Industriepartner
User Behaviour Analysis of Public Charging Infrastructure for Electric Vehicles	04.05.2023	Towards the New Normal in Mobility (open access) https://doi.org/10.1007/978-3-658-39438-7_64	Untersuchung, wie die Nutzungsmuster von Privatpersonen an öffentlicher Ladeinfrastruktur aussieht.
Vehicle-to-Grid Market Readiness in Europe with a Special Focus on Germany	06.08.2023	Vehicles (open access) https://doi.org/10.3390/vehicles5040079	Untersuchung, wie weit Vehicle-to-Grid bereits marktfähig in Deutschland und Europa ist.
Short-term Prediction of Electric Vehicle Charging Station Availability Using Cascaded Machine Learning Models	10.10.2022	6th E-Mobility Power System Integration Symposium (open access) https://www.researchgate.net/publication/364352803_6_th_E-Mobility_Power_System_Integration_Symposium_The_Hague	Ergänzung des Prognosetools für die Vorhersage von Verweildauern
Optimizing Charging Time Periods of Electric Vehicles with Reinforcement Learning	25.-29.06. 2023	IEEE Belgrade PowerTech http://dx.doi.org/10.1109/PowerTech55446.2023.10202835	Parametrierung von Lastmanagements und Untersuchung der Auswirkungen auf elektrische Netze und Fahrzeuge
Willing to Wait? Acceptance for Load Management at Charging Stations in Germany.	19.10.2023	Workshop on Modeling Behavioral Aspects in Transportation, Berlin	Vorstellung der Konzeption und der Ergebnisse des DCE-Onlineexperimentes zu Lademanagement

Tabelle 10: Veröffentlichungen Hubject

Titel	**Datum**	**Ort** (Zeitungsname, ISBN, ggf. Link etc.)	**Inhalt (kurz)**
n/a (LinkedIn Post)	Februar 2023	https://www.linkedin.com/posts/hubject_charginginfrastructure-research-machinelearning-activity-7031574864247279616-bSy8?utm_source=share&utm_medium=member_desktop	Erhöhung der Projektsichtbarkeit durch einen LinkedIn-Post zum Projektinhalt
BeNutz LaSA: Verbesserte Nutzung	2022	https://de.hubject.com/research-and-development?utm_source=lin-	Projektsteckbrief

der Ladeinfrastruktur durch intelligente Anreizsysteme		kedin&utm_medium=socialorganic&utm_campaign=landing-page&utm_id=RnD	

Tabelle 11: Veröffentlichungen SMART/LAB

Titel	**Datum**	**Ort** **(Zeitungsname, ISBN, ggf. Link etc.)**	**Inhalt (kurz)**
BeNutz LaSA: Verbesserte Nutzung der Ladeinfrastruktur durch intelligente Anreizsysteme	2021	https://smartlab-gmbh.com/forschung/	Projektsteckbrief + Projektposter
ladesaison 2022/2023	2023	Jahresbericht der SMART/LAB: Das Magazin wird jedes Jahr an die Partner versandt.	Allgemein: Geschichte, Aktuelle Zahlen, Forschungsprojekte, Zukunftsblick. BeNutz LaSA: Projektvorstellung

Berichtsblatt

1. ISBN oder ISSN	2. Berichtsart (Schlussbericht oder Veröffentlichung) Schlussbericht
3. Titel Abschlussbericht BeNutz LaSA - Bessere Nutzung von Ladeinfrastruktur durch Smarte Anreizsysteme	
4. Autor(en) [Name(n), Vorname(n)] Hecht, Christopher Atasoy, Ayse Tugba Fabienek, Paul Vertgewall, Chris Bong, Andreas Kalyoncu, Mertkan Maksymchuk, Nikita	5. Abschlussdatum des Vorhabens 30.09.2023 6. Veröffentlichungsdatum 7. Form der Publikation Online
8. Durchführende Institution(en) (Name, Adresse) RWTH Aachen, Templergraben 55, 52062 Aachen Hubject GmbH, EUREF-Campus 22, 10829 Berlin SMART/LAB Innovationsgesellschaft mbH, Krefelder Str. 195, 52070 Aachen	9. Ber. Nr. Durchführende Institution 10. Förderkennzeichen 01MV20001 11. Seitenzahl 56
12. Fördernde Institution (Name, Adresse) Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 11019 Berlin	13. Literaturangaben 52 14. Tabellen 12 15. Abbildungen 39
16. Zusätzliche Angaben	
17. Vorgelegt bei (Titel, Ort, Datum)	
18. Kurzfassung Ladeinfrastruktur wird in Deutschland sehr ungleich genutzt, wodurch Spitzenlastzeiten entstehen, zu denen viele Ladestationen belegt sind und andere Zeiträume, wo die Ladeinfrastruktur kaum genutzt wird. Über Preisanreize könnten Nutzer:innen dazu motiviert werden, auch während Schwachlastzeitfenster zu laden. Aus wissenschaftlichen Untersuchungen ergibt sich, dass Nutzer:innen über eine gewisse Flexibilität bei der Ladung verfügen und dass es möglich ist, Hochlastzeitfenster zuverlässig vorherzusagen. Ziel dieses Projektes ist es, über Preisanreize diese Flexibilität zu heben und Nutzer:innen dazu zu motivieren, die vorhandenen Ladeinfrastruktur gleichmäßiger auszulasten. Dadurch kann mehr Energie pro Ladepunkt umgesetzt werden, was für die Betreiberfirmen mehr Umsatz ermöglicht und den Business Case verbessert. Dabei setzt das Projekt auf eine wissenschaftliche Analyse, in welcher die Lastzeitfenster sowie die Preissensitivität von Nutzer:innen ermittelt wird, welche dann in einem Feldtest bei verschiedenen Ladeinfrastrukturbetreibern erprobt wird. Insgesamt zeigen wir, wie Preisanreize gesetzt werden können, wie diese von Nutzer:innen bewertet werden und wie sich solche Anreize im Feld bewähren.	
19. Schlagwörter Öffentliche Ladeinfrastruktur, Elektromobilität, Preisanreize	
20. Verlag	21. Preis

Document Control Sheet

1. ISBN or ISSN	2. type of document (e.g. report, publication) Final report
3. title Final report BeNutz LaSA - Better utilisation of charging infrastructure through smart incentive systems	
4. author(s) (family name, first name(s)) Hecht, Christopher Atasoy, Ayse Tugba Fabienek, Paul Vertgewall, Chris Bong, Andreas Kalyoncu, Mertkan Maksymchuk, Nikita	5. end of project 30.09.2023 6. publication date 7. form of publication Online
8. performing organization(s) (name, address) RWTH Aachen, Templergraben 55, 52062 Aachen Hubject GmbH, EUREF-Campus 22, 10829 Berlin SMART/LAB Innovationsgesellschaft mbH, Krefelder Str. 195, 52070 Aachen	9. originator's report no. 10. reference no. 01MV20001 11. no. of pages 56
12. sponsoring agency (name, address) Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 11019 Berlin	13. no. of references 52 14. no. of tables 12 15. no. of figures 39
16. supplementary notes	
17. presented at (title, place, date)	
18. abstract Charging infrastructure is used very unevenly in Germany, resulting in peak load times when many charging stations are occupied and other periods when the charging infrastructure is hardly used. Price incentives could be used to motivate users to charge during off-peak periods. Scientific studies have shown that users have a certain degree of flexibility when charging and that it is possible to reliably predict peak load time windows. The aim of this project is to use price incentives to increase this flexibility and motivate users to utilise the existing charging infrastructure more evenly. This allows more energy to be utilised per charging point, which generates more revenue for the operating companies and improves the business case. The project is based on a scientific analysis in which the load time window and the price sensitivity of users are determined, which is then tested in a field test with various charging infrastructure operators. Overall, we show how price incentives can be set, how they are evaluated by users and how such incentives prove themselves in the field.	
19. keywords Public charging infrastructure, electromobility, price incentives	
20. publisher	21. price